

Der Erdgasmarkt für den Kraftwerkssektor unter CO₂-Minderungsverpflichtungen

- Eine modellgestützte Analyse des europäischen Energiemarktes -

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

bei der Fakultät für
Wirtschaftswissenschaften
der Universität Fridericiana zu Karlsruhe

genehmigte
DISSERTATION
von
Diplom-Wirtschaftsingenieur Holger Perlwitz

Tag der mündlichen Prüfung: 12.02.2007

Referent: Prof. Dr. rer. nat. O. Rentz
Korreferent: Prof. Dr. rer. pol. W. Fichtner
Korreferent: Prof. Dr. rer. pol. B. Neibecker
Korreferent: Prof. Dr. rer. pol. H. Lindstädt

Karlsruhe, 2007

Danksagung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung eines Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatmarktmodells zur Analyse der Bedeutung des Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor unter CO₂-Minderungsverpflichtungen. Sie entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Angestellter am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) in den Jahren 2003 bis 2006. Ausgangspunkt waren Arbeiten im Auftrag von Energieversorgungsunternehmen und der Europäischen Kommission.

Dem Institutsleiter und Hauptreferenten, Herrn Prof. Dr. O. Rentz gilt mein herzlicher Dank für die stetige, fachliche Förderung und die vielfältigen, wertvollen Anregungen. Für die Übernahme des Korreferats und die prüfende Durchsicht der Arbeit danke ich Herrn Prof. Dr. B. Neibecker und Herrn Prof. Dr. H. Lindstädt. Herrn Prof. Dr. W. Fichtner danke ich ebenso für die Übernahme des Korreferats und die kritische Durchsicht der Arbeit sowie für die zahlreichen anregenden Diskussionen, die fachliche Führung und das Teilen wertvoller Erfahrungen.

Darüber hinaus bedanke ich mich für die fruchtbaren Anregungen und Diskussionen bei allen Kolleginnen und Kollegen am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) sowie am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU). Besonderen Dank schulde ich meinen Kolleginnen und Kollegen aus der Arbeitsgruppe Energiesystemanalyse und Umwelt für die gute Zusammenarbeit und die freundschaftliche Unterstützung: Herrn Prof. Dr. W. Fichtner, Herrn Dr. M. Frank, Herrn Dr. N. Enzensberger, Frau Dr. A. Fleury, Frau Dr. I. Tietze-Stöckinger, Herrn Dr. D. Möst, Herrn J. Rosen, Herrn M. Genoese, Herrn S. Cail, Frau A. Esser und Herrn K. Fischer.

Nicht zuletzt gilt mein großer Dank meinen Eltern, meinem Bruder Andreas und meiner Partnerin Nadine für ihr Verständnis und ihre Unterstützung bei der Fertigstellung der Arbeit.

Essen, im Februar 2007

Holger Perlwitz

Meinen Großeltern
Anna und Helmut Kircher

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
Nomenklatur.....	IX
1 Einleitung.....	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg	2
2 Wesentliche Aspekte des europäischen Erdgasmarktes	5
2.1 Verfügbarkeit fossiler Energieträger für den europäischen Kraftwerks- sektor	5
2.2 Exploration, Förderung und Aufbereitung von Erdgas	7
2.3 Entwicklungen in relevanten Erdgasangebotsländern	9
2.3.1 Derzeitige Hauptangebotsländer	9
2.3.2 Potenzielle Angebotsländer	17
2.3.3 Exkurs: Angebot von assoziiertem Erdgas	22
2.3.4 Marktirtschaftliche Einflussfaktoren auf das zukünftige Erdgas- angebot.....	23
2.4 Zusammenfassung möglicher Marktentwicklungen der Nicht-EU-Ange- botsländer für Erdgas.....	26
2.5 Techno-ökonomische Charakterisierung der Erdgasübertragung.....	27
2.5.1 Pipeline-Transporte	27
2.5.2 LNG-Transporte	29
2.5.3 Vergleich der Übertragungsmöglichkeiten für Erdgas.....	29
2.6 Strukturierung und Nachfrage nach Erdgas in der EU	31
2.6.1 Erdgasnachfrage	31
2.6.2 Strukturierung des Erdgases	32
3 Energiepolitische Rahmenbedingungen in der EU	34
3.1 Die Liberalisierung des Energiemarktes	34
3.1.1 Vergleich grundsätzlicher Charakteristika der Güter Erdgas und Strom	34
3.1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen auf dem liberalisierten Energie- markt.....	36
3.1.3 Transeuropäische Erdgas- und Stromnetze	40

3.1.4	Zur Preisbildung auf dem europäischen Erdgas- und Strommarkt	43
3.1.5	Handelsplätze für Strom und Erdgas	45
3.2	Der europäische CO ₂ -Zertifikatmarkt	49
3.2.1	Ausgestaltung des europäischen CO ₂ -Zertifikathandels.....	49
3.2.2	Auswirkungen des Produktionsfaktors CO ₂ -Emissionsrecht auf die Merit-Order-Kurve	57
3.3	Weitere Rahmenbedingungen auf dem Energiemarkt in der EU.....	58
3.3.1	Nutzung von Kernenergie	58
3.3.2	Förderung von erneuerbaren Energien.....	60
3.4	Zusammenfassung der Konsequenzen für die strategische Planung	61
4	Ein Modell zur strategischen Analyse des europäischen Energie- marktes	66
4.1	Modelle zur Analyse strategischer Fragestellungen in der Energiewirtschaft	66
4.1.1	Klassifikation von techno-ökonomischen Modellen im Energiebereich....	66
4.1.2	Das ressourcenökonomische Modell von Hotelling	67
4.1.3	Fundamentalanalytische Modelle	69
4.1.4	Spieltheoretische Modelle.....	70
4.2	Anforderungen an ein Modell zur Analyse der Bedeutung des Erdgas- marktes für den Kraftwerkssektor unter CO ₂ -Minderungsverpflichtungen	72
4.3	Allgemeine Struktur, Parameter und Variablen des Modells.....	74
4.4	Mathematische Beschreibung des PERSEUS-EEM Modells.....	76
4.4.1	Zielfunktion	76
4.4.2	Energie und Stoffbilanzgleichungen	77
4.4.3	Kapazitäts- und Prozessrestriktionen	79
4.4.4	Modellierung der Prozessnutzung	80
4.4.5	Wesentliche Nebenbedingungen des Zertifikatmarktes	82
4.4.6	Wesentliche Gleichungen des Erdgasmarktes	83
5	Modellstruktur und numerische Annahmen im PERSEUS-EEM Modell.....	88
5.1	Berücksichtigte Modellregionen	88
5.2	Modellstruktur	89
5.3	Datenbasis des abgebildeten Erdgasmarktes.....	90
5.3.1	Erdgasbereitstellung der Angebotsregionen.....	90
5.3.2	Erdgasproduktion in den abgebildeten Nachfrageregionen	93

5.3.3	Parametrisierung des transeuropäischen Erdgasnetzes	95
5.3.4	Parametrisierung der LNG-Transportkette.....	98
5.3.5	Erdgasspeicher.....	102
5.3.6	Erdgasnachfrage und Laststruktur.....	102
5.4	Datenbasis der lokal und international gehandelten Primärenergieträger....	104
5.5	Datenbasis des Strom- und CO ₂ -Zertifikatmarktes	107
5.5.1	Abbildung des Kraftwerksparks	107
5.5.2	Abbildung des Übertragungsnetzes.....	108
5.5.3	Stromnachfrageentwicklung und Laststruktur.....	109
5.5.4	CO ₂ -Emissionen und der Zertifikatmarkt	110
5.6	Kalkulationszinssatz.....	112
5.7	Kritische Reflexion des Modellansatzes.....	112
5.7.1	Marktverständnis und Investitionsentscheidungen im Modell	112
5.7.2	Interpretation der Preisinformationen im PERSEUS-EEM Modell	114
5.7.3	Systemgrenzen und Vereinfachungsproblem des Ansatzes.....	117
6	Analyse des europäischen Erdgas- und Strommarktes im Kontext von CO₂-Minderungsstrategien.....	119
6.1	Szenariodefinitionen	119
6.1.1	Annahmen des Referenzszenarios	119
6.1.2	Überblick über die Szenariorechnungen.....	120
6.2	Darstellung der Ergebnisse für den europäischen Erdgasmarkt im Referenzszenario.....	122
6.2.1	Entwicklungen in den Erdgasangebots- und Transitländern.....	122
6.2.2	Erdgastransporte in Europa	129
6.3	Analyse des Strom- und CO ₂ -Zertifikatmarktes innerhalb der EU.....	133
6.3.1	Entwicklung der Erdgasnachfrage des europäischen Kraftwerks- sektors	133
6.3.2	Entwicklung der Stromsektoren innerhalb der EU	137
6.3.3	Interregionaler Strom- und CO ₂ -Zertifikathandel in der EU.....	148
6.4	Analyse der Wechselwirkungen zwischen den abgeleiteten Erdgas-, Strom- und CO ₂ -Zertifikatspreisentwicklungen	155
6.4.1	Entwicklung der Erdgaspreise und der Erdgasnachfrage	156
6.4.2	Entwicklung der Strom- und CO ₂ -Zertifikatspreise.....	157
6.5	Exkurs: Auswirkungen von Engpässen der Haupttransitkorridore auf die Erdgasversorgungssituation in der EU.....	161

6.5.1 Einleitung	161
6.5.2 Auswirkungen von Übertragungsengpässen auf die Erdgastransporte .	161
7 Schlussfolgerung und Ausblick	168
7.1 Das entwickelte PERSEUS-EEM Modell	168
7.2 Schlussfolgerungen aus den Szenariorechnungen.....	170
7.3 Ausblick auf zukünftige Forschungsmöglichkeiten.....	174
8 Zusammenfassung	177
Literaturverzeichnis	181

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Angebot für den europäischen Erdgasmarkt im Jahr 2002 [Mrd. m ³] (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [OME 2004] und [BP 2005])	9
Abbildung 2.2:	Transportausgaben verschiedener für den Kraftwerkssektor wichtiger Energieträger (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [BGR 2003, S. 69]).....	30
Abbildung 3.1:	Europäische Erdgashubs und Handelsplätze für Elektrizität (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [Perlitz et al. 2005a], [Schmitt 2005])	49
Abbildung 4.1:	Preispfad bei Existenz einer Backstop-Technologie (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [Wacker 1999, S. 111]).....	69
Abbildung 4.2:	Strukturelemente des PERSEUS-EEM Modells.....	74
Abbildung 5.1:	Überblick über die im Modell berücksichtigten Regionen.....	88
Abbildung 5.2:	Vereinfachte Darstellung der Modellstruktur des PERSEUS-EEM	89
Abbildung 5.3:	Angebotskurve für norwegische Erdgasmengen aus der Nordsee	92
Abbildung 5.4:	Unterstellte Entwicklung des Erdgasangebotes in den Nachfragerregionen (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf www.nigc.org/eia/belarus.asp , [IEA 2002d], [Oostvoorn 2003], [Hartley et al. 2004b] und [Seeliger 2006]).....	94
Abbildung 5.5:	Vereinfachte Darstellung des modellierten Pipeline-Übertragungssystems	96
Abbildung 5.6:	Grenzübergangskapazitäten des im PERSEUS-EEM Modell abgebildeten Pipelinesystems (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von www.gte2.be und [Gasunie 2003]).....	97
Abbildung 6.1:	Erdgasförderung in [Mrd. m ³ /a] im Szenario <i>EuETS</i>	122
Abbildung 6.2:	Erdgasförderung russischer Regionen.....	125
Abbildung 6.3:	Erdgastransporte aus Russland und der Kaspischen Region nach Westen	126
Abbildung 6.4:	Erdgasförderung der Anrainerstaaten der Nordsee	128
Abbildung 6.5:	Übertragung von Erdgas innerhalb der EU im Szenario <i>EuETS</i>	130
Abbildung 6.6:	LNG-Angebot für den europäischen Markt.....	131
Abbildung 6.7:	Erdgasversorgungsstruktur der Kernregionen im Szenario <i>EuETS</i>	133
Abbildung 6.8:	Exemplarische Darstellung der Speichernutzung und Nachfragestruktur für Deutschland in der Modellperiode 2010.....	135

Abbildung 6.9:	Stromerzeugungsstruktur in Deutschland	138
Abbildung 6.10:	Stromerzeugungsstruktur in Großbritannien	140
Abbildung 6.11:	Stromerzeugungsstruktur in Frankreich	141
Abbildung 6.12:	Stromerzeugungsstruktur in den Niederlanden	142
Abbildung 6.13:	Stromerzeugungsstruktur in Italien.....	143
Abbildung 6.14:	Stromerzeugungsstruktur in Polen	144
Abbildung 6.15:	Gegenüberstellung der Stromerzeugungsstrukturen.....	145
Abbildung 6.16:	Gegenüberstellung der Kapazitäten der EU27.....	148
Abbildung 6.17:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Kernregionen.....	158
Abbildung 6.18:	Erdgastransportmengen wesentlicher Transportrouten für die Jahre 2002, 2010 und 2020 in [Mrd. m ³ /a]	166

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Verfügbarkeit von fossilen Rohstoffen (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [BGR 2003, S. 41] und [Eurostat 2004])	6
Tabelle 2.2:	Charakteristika verschiedener Länder mit einem großen Abfackelungsvolumen (Jahr 2003) (Quelle: [Perlitz et al. 2006a] und [BP 2005])	22
Tabelle 3.1:	Vergleich wesentlicher technischer und wirtschaftlicher Charakteristika der Energieträger Erdgas und Strom	35
Tabelle 3.2:	CO ₂ -Emissionen der EU15 mit Zielen des EU-Burden-Sharing, Trends und Zielentfernung für alle Treibhausgase (Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf [BWK 2005] und [UNFCCC 2005, S. 23f.])	51
Tabelle 3.3:	CO ₂ -Emissionen der neuen EU-Länder mit Minderungszielen, Trends und Zielentfernung für alle Treibhausgase (Eigene Berechnungen basierend auf [UNFCCC 2005]).....	52
Tabelle 3.4:	Kernmerkmale des EU-Emissionshandelssystems (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [EC 2004b], [EC 2003f], [EC 2002d]).....	56
Tabelle 3.5:	Technologiespezifische Produktionskostenaufschläge bedingt durch den Produktionsfaktor CO ₂ -Emissionsrecht	57
Tabelle 5.1:	Charakteristika wichtiger Förderknoten (Quelle: Eigene Annahmen basierend auf [IEA 2002d], [IEA 2002e, S. 112], [Perner 2002, S. 102], [BGR 2003], [OME 2004], [Dronnikov 2005, S. 21])	93
Tabelle 5.2:	Kapazitäten von LNG-Terminals mit Bedeutung für den europäischen Markt für das Basisjahr 2002 (Quelle: Eigene Annahmen basierend auf [Oostvoorn 2003], [Chabrelie 2004], [Seeliger 2004]).....	99
Tabelle 5.3:	Bestehende Erdgasspeicherkapazitäten (Arbeitsspeicherkapazitäten) (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [Sedlacek 1999], [UN 1999], [Pasternak et al. 2004] und www.ugs.de)	102
Tabelle 5.4:	Bestehende Erdgasspeicherkapazitäten (Arbeitsspeicherkapazitäten) (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [Pasternak et al. 2004], www.ugs.de, [Sedlacek 1999], [UN 1999]).	103
Tabelle 5.5:	Entwicklung der Erdgasnachfrage (Quelle: Eigene Annahmen basierend auf [Perner 2002], [Lecarpentier 2004], [BP 2002]).	104

Tabelle 5.6:	Preise verschiedener Energieträger (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Enzensberger 2003, S. 100])	105
Tabelle 5.7:	Wichtige Zubauoptionen der konventionellen Stromerzeugung (basierend auf der IIP Technologiedatenbank)	108
Tabelle 5.8:	Entwicklung der Stromnachfrage in den Modellregionen (Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [Prognos 2000], [UNIPEDE 2001], [IEA 2002b], [EIA/DOE 2002], EIA Country Analysis Briefs (http://www.eia.doe.gov/cabs) sowie Fossil Energy International Country Reports (http://www.fe.doe.gov/international))	110
Tabelle 5.9:	Zugeteilte Menge an CO ₂ -Zertifikaten in [Mio. t CO ₂ /a] (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den landespezifischen Nationalen Allokationsplänen sowie [UNFCCC 2005] und [Anger 2005])	111
Tabelle 6.1:	Überblick über die definierten Szenariovarianten.....	121
Tabelle 6.2:	LNG-Transportflüsse im Szenario <i>EuETS</i> in [Mrd. m ³ /a]	132
Tabelle 6.3:	Entwicklung der exogenen Stromnachfrage sowie deren Anteil an der gesamten Erdgasnachfrage.....	136
Tabelle 6.4:	Entwicklung der nationalen Stromsalden	150
Tabelle 6.5:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit der Szenarios <i>EuETS</i> und <i>NoETS</i>	152
Tabelle 6.6:	Entwicklung der regionalen CO ₂ -Zertifikatshandelssalden in [kt CO ₂]	154
Tabelle 6.7:	Gegenüberstellung der Erdgasnachfrage aus dem Kraftwerkssektor mit durchschnittlichen Grenzausgaben (EU27).....	156
Tabelle 6.8:	Gegenüberstellung der durchschnittlichen Strom- und CO ₂ -Zertifikatsgrenzausgaben der Kernregionen	159
Tabelle 6.9:	Preisaufschlag sowie spezifische Emissionen der Stromerzeugung der Kernregionen.....	160
Tabelle 6.10:	LNG-Transportmengen für die Jahre 2010 und 2020 in [Mrd. m ³ /a].....	167

Nomenklatur

Im Folgenden werden die für die mathematische Beschreibung des Modells benötigten Indizes, Indexmengen, Modellparameter und Variablen definiert.

Indizes

CO_2	\coloneqq	Kohlendioxid
ec, ec'	\coloneqq	Index für Energieträger, -formen und Stoffe
$elektr$	\coloneqq	Elektrischer Strom
exC	\coloneqq	Index für markexterne Zertifikate (Gutschriften)
exp	\coloneqq	Index der Senken der Graphenstruktur („Export“)
imp	\coloneqq	Index der Quellen der Graphenstruktur („Import“)
p, p'	\coloneqq	Indizes für Produzenten
pc	\coloneqq	Index für Prozesse
r	\coloneqq	Index für Regionen
$seas, seas'$	\coloneqq	Jahreszeit
sec	\coloneqq	Index für Sektoren
t	\coloneqq	Jahresindex
ts, ts'	\coloneqq	Zeitscheibenindex
u	\coloneqq	Index für Anlagen

Indexmengen

$AUTUMN$	\coloneqq	Herbstzeitintervalle
$BASEPC$	\coloneqq	Energiebereitstellungs- und -umwandlungsprozesse, für die ein gezwungener Grundlastbetrieb vorgegeben ist
$DEMPC_{p,ec}$	\coloneqq	Nachfrageprozesse nach ec des Produzenten p
$DEMPC_{r,ec}$	\coloneqq	Nachfrageprozesse nach ec der Region r
EC	\coloneqq	Energieträger (inkl. Nutzenergieformen und Stoffarten)
$EC_{non-seas/ts}$	\coloneqq	Energieträger ohne unterjährige differenzierte Betrachtung
EC_{seas}	\coloneqq	Energieträger mit jahreszeitlich differenzierter Nachfrage
EC_{ts}	\coloneqq	Energieträger mit zeitscheiben differenzierter Nachfrage
$EmisFac_{CO_2,pc,t}$	\coloneqq	Brennstoffspezifischer Emissionsfaktor für CO_2
$EMISS$	\coloneqq	Emissionen
ExC	\coloneqq	Markexterne Gutschriften
EXP	\coloneqq	Senken der Graphenstruktur („Export“)
GAS	\coloneqq	Erdgaskontingente (Teilmenge von EC)
$GASP$	\coloneqq	Produzent der Erdgas fördert

$GASPC$	\coloneqq	Prozess zur Gasförderung
$GENPC_{p,ec}$	\coloneqq	Stromerzeugungsprozesse des Produzenten p , in denen zur Stromerzeugung der Energieträger ec eingesetzt wird
$GENPC_{r,ec}$	\coloneqq	Stromerzeugungsprozesse der Region r , in denen zur Stromerzeugung der Energieträger ec eingesetzt wird
$GENU$	\coloneqq	Stromerzeugende Anlagen
IMP	\coloneqq	Quellen der Graphenstruktur („Import“)
NUC_r	\coloneqq	Kernkraftwerke (Teilmenge von U) der Region r
P, P'	\coloneqq	Produzenten
$P'_{p,ec}$	\coloneqq	Produzenten, die über Flüsse des Energieträgers ec vom Produzenten p beliefert werden
PC	\coloneqq	Prozesse
PC_p	\coloneqq	Prozesse des Produzenten p
PC_{sec}	\coloneqq	Prozesse im Sektor sec
PC_u	\coloneqq	Prozesse der Anlage u
$P_{p,ec}$	\coloneqq	Produzenten, von denen aus Flüsse des Energieträgers ec zum Produzenten p fließen
P_{sec}	\coloneqq	Produzenten im Sektor sec
REG	\coloneqq	Regionen
$RENEW$	\coloneqq	Regenerative Energieträger (Teilmenge von EC)
$RENEWREG$	\coloneqq	Regionen mit Ausbauzielen für die Nutzung regenerativer Energieträger in der Stromerzeugung
$SEAS$	\coloneqq	Jahreszeitenintervalle
SEC	\coloneqq	Sektoren
$SPRING$	\coloneqq	Frühjahrszeitintervalle
$STORP$	\coloneqq	Produzenten vom Typ Erdgasspeicher
$SUMMER$	\coloneqq	Sommerzeitintervalle
T	\coloneqq	Perioden
TS	\coloneqq	Zeitscheibenintervalle
U	\coloneqq	Anlagen
U_p	\coloneqq	Anlagen des Produzenten p
U_{pc}	\coloneqq	Anlagen, denen die Prozesse pc zugeordnet sind
U_r	\coloneqq	Anlagen im Region r
U_{sec}	\coloneqq	Anlagen im Sektor sec
$WINTER$	\coloneqq	Winterzeitintervalle
<u>Modellparameter</u>		
$Avail_{p,t}$	\coloneqq	Verfügbarkeit des Erdgasspeichers p in der Periode t

$Aval_{u,t}$	$:=$	Durchschnittliche Verfügbarkeit der Anlage u in der Periode t
$Cext_{exC,t}$	$:=$	Ausgaben für den Bezug von externen Zertifikaten des Kontingents exC
$Cfix_{u,t}$	$:=$	fixe jährliche Betriebsausgaben für die Anlage u in der Periode t
$Cfuel_{imp,p,ec,t}$	$:=$	Brennstoffausgaben für die Belieferung von p mit ec in der Periode t
$Cinv_{u,t}$	$:=$	spezifische Investitionen für einen Zubau der Anlage u in der Periode t
$Cload_{u,t}$	$:=$	Laständerungsausgaben der Anlage u in der Periode t
$Copen_{CO_2,t}$	$:=$	Pönale für nicht durch Zertifikate gedeckte Emissionen
$CstCap_t$	$:=$	Investition in neue Speicherkapazitäten in der Periode t
Cst_t	$:=$	Ausgaben für die Ein- und Ausspeicherung von Erdgas in der Periode t
$Ctrans_{CO_2,t}$	$:=$	Transaktionsausgaben des CO ₂ -Zertifikathandels
$Cvar_{p,p',ec,t}$	$:=$	variable Transportausgaben des Flusses (p, p', ec) in der Periode t
$Cvar_{pc,t}$	$:=$	variable Betriebsausgaben des Prozesses pc in der Periode t
$D_{r,ec,t,ts}$	$:=$	Nachfrage nach Nutzenergie in einer Region r , für einen Energieträger ec , in einem Jahr t , für die Zeitscheibe ts
$Emax_{r,CO_2,t}$	$:=$	Emissionsobergrenze der Region r (Concrete Ceiling)
$Erights_{sec,CO_2,t}$	$:=$	CO ₂ -Emissionsrechte des Sektors sec für die Periode t
EW_p	$:=$	Einzuhaltender Restbestand an Erdgas des Produzenten p
$FLDown_{seas-1,seas}$	$:=$	Minimale Flussänderung in [%] zwischen zwei aufeinander folgenden Jahreszeiten
$FLDown_t$	$:=$	Minimale Flussänderung in [%] zwischen zwei aufeinander folgenden Jahren
$FlLev_{p,p',ec,t}$	$:=$	exogen vorgegebener Durchsatz für Fluss (p, p', ec) in der Periode t
$FlMax_{p,p',ec,seas,t}$	$:=$	Maximaler Durchsatz für Fluss (p, p', ec) in der Jahreszeit $seas$ der Periode t (Übertragungskapazitäten)

$FlMax_{p,p',ec,t}$	\coloneqq	Maximaler Durchsatz für Fluss (p, p', ec) in der Periode t
$FlMax_{p,p',ec,ts,t}$	\coloneqq	Maximaler Durchsatz für Fluss (p, p', ec) in der Zeitscheibe ts der Periode t (Übertragungskapazitäten)
$FlMin_{p,p',ec,t}$	\coloneqq	Mindestdurchsatz für Fluss (p, p', ec) in der Periode t
$FLUp_{seas-1,seas}$	\coloneqq	Maximale Flussänderung in [%] zwischen zwei aufeinander folgenden Jahreszeiten
$FLUp_t$	\coloneqq	Maximale Flussänderung in [%] zwischen zwei aufeinander folgenden Jahren
$f_{pc,t,ts}$	\coloneqq	Lastkurve des Nachfrageprozesses pc : Anteil der Zeitscheibe ts an der Gesamtjahresnachfrage
$GasPot_{p,t}$	\coloneqq	Erdgaspotenzial des Produzenten p zum Zeitpunkt t
$GasReserve_{p,t}$	\coloneqq	Erdgasreserve des Produzenten p in der Periode t
$GasResource_{p,t}$	\coloneqq	Erdgasressource des Produzenten p in der Periode t
h_{ts}	\coloneqq	Stundenzahl, die auf die Zeitscheibe ts entfallen
h_{year}	\coloneqq	Jahresstundenzahl (8760 h/a)
$MaxAdd_{u,t}$	\coloneqq	Maximal zulässiger Kapazitätszuwachs der Anlage u in der Periode t
$MaxCap_{u,t}$	\coloneqq	Obergrenze für die insgesamt installierte Leistung (inkl. Zubau) der Anlage u für die Periode t
$MinCap_{u,t}$	\coloneqq	Minimalgrenze für die in der Periode t zu gewährleistenden, insgesamt installierten Leistung der Anlage u
n	\coloneqq	Ausgleichszeitraum der Bankingperiode
n_{seas}	\coloneqq	Anzahl der Jahreszeiten
$NewStore_{p,t}$	\coloneqq	Neue Speicherkapazität in der Periode t
$No_{ts',ts}$	\coloneqq	Anzahl der Übergänge zwischen den Zeitscheiben ts' und ts innerhalb eines Jahres
$RenewTarget_{r,t}$	\coloneqq	Ausbauziel für die Nutzung regenerativer Energieträger in der Region r und in der Periode t
$ResCap_{u,t}$	\coloneqq	Bereits installierte, in der Periode t noch zur Verfügung stehende Kapazität der Anlage u
RF	\coloneqq	Faktor für Reservekapazität
$StoreCap_{p,t}$	\coloneqq	Kapazität des Erdgasspeichers p in der Periode t
$SwingC_{pc,t}$	\coloneqq	Obergrenze für das Verhältnis der maximalen Produktion $PLmax_{pc,t,seas}$ zur durchschnittlichen Produktion
t_0	\coloneqq	Startjahr der Bankingperiode
TLT_u	\coloneqq	Technische Lebensdauer der Anlage u

$VlhMax_{pc,t}$	$:=$	Begrenzung der maximalen Vollaststundenzahl für den Prozess pc in der Periode t
$VlhMin_{pc,t}$	$:=$	Vorgabe der minimalen Vollaststundenzahl für den Prozess pc in der Periode t
$years_t$	$:=$	Anzahl der in der Periode t zusammengefassten Jahre
z_t	$:=$	Zinssatz in der Periode t
$\eta_{p,p',ec,t}$	$:=$	Übertragungswirkungsgrad des Flusses (p, p', ec) in der Periode t
$\eta_{pc,t}$	$:=$	Wirkungsgrad des Prozesses pc in der Periode t
$\lambda_{pc, ec}$	$:=$	Anteil des Energieträgers ec am Gesamtinput bzw. Gesamtoutput des Prozesses pc (Konvention: negative Werte für Input, positive für Output)
$\Omega_{pc,t}$	$:=$	Stromerzeugungsäquivalenz-Zahl
Positive Variablen		
$Cap_{u,t}$	$:=$	Installierte Kapazität der Anlage u in der Periode t
$Eaux^+_{sec,CO_2,t}$	$:=$	Emissionsrechtebezug (Hilfsvariable) des Sektors sec in der Periode t
$Eaux^-_{sec,CO_2,t}$	$:=$	Emissionsrechteverkauf (Hilfsvariable) des Sektors sec in der Periode t
$Eloss_{sec,CO_2,t}$	$:=$	verfallene CO ₂ -Emissionsrechte des Sektors sec in der Periode t
$Epen_{sec,CO_2,t}$	$:=$	pönalisierte CO ₂ -Emissionen des Sektors sec in der Periode t
$Evol_{sec,CO_2,t}$	$:=$	CO ₂ -Emissionsvolumen des Sektors sec in der Periode t
$ExtCert_{exC,t}$	$:=$	Bezug marktexterner Gutschriften/Zertifikate
$FL_{p,p',ec,t}$	$:=$	Niveau des ec -Flusses von p zum Produzenten p' in der Periode t (Jahreswert)
$FL_{p,p',ec,t,seas}$	$:=$	Niveau des ec -Flusses von p zum Produzenten p' in der Saison $seas$ der Periode t
$FL_{p,p',ec,t,ts}$	$:=$	Niveau des ec -Flusses von p zum Produzenten p' in der Zeitscheibe ts der Periode t
$FromStore_{p,seas,t}$	$:=$	Ausspeicherung innerhalb der Jahreszeit $seas$ (Hilfsvariable)
$LVdown_{u,ts',ts,t}$	$:=$	Laständerung nach unten (Hilfsvariable)
$LVup_{u,ts',ts,t}$	$:=$	Laständerung nach oben (Hilfsvariable)
$NewCap_{u,t}$	$:=$	In der Periode t neu installierte Kapazität der Anlage u (Zubau)
$PLmax_{pc,t,seas}$	$:=$	Maximales Aktivitätsniveau des Prozesses pc in der Jahreszeit $seas$ der Periode t

$PL_{pc,t}$	$:=$	Aktivitätsniveau des Prozesses pc in der Periode t (Jahreswert)
$PL_{pc,t,seas}$	$:=$	Aktivitätsniveau des Prozesses pc in der Jahreszeit $seas$ der Periode t
$PL_{pc,ts}$	$:=$	Aktivitätsniveau des Prozesses pc in der Zeitscheibe ts der Periode t
$ToStore_{p,seas,t}$	$:=$	Einspeicherung innerhalb der Jahreszeit $seas$ (Hilfsvariable)

Freie Variablen

$\Delta Emiss_{sec,CO_2,t}$	$:=$	CO ₂ -Zertifikathandelsvolumen des Sektors sec in der Periode t
-----------------------------	------	--------------------------------------------------------------------------------

Sonstige Elemente des Gleichungssystems

ZF	$:=$	Zielfunktion des Strom- und CO ₂ -Zertifikatsmodells
ZF_{System}	$:=$	Zielfunktion des gesamten Modellsystems

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Liberalisierung der Energiemarkte sowie die Einführung des CO₂-Emissionsrechtehandels innerhalb der EU konfrontieren die Energieversorgungsunternehmen mit veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Die mit der 1997 eingeleiteten Liberalisierung des Strommarktes angestrebte Internationalisierung der bisher nationalen Energiemarkte der EU führte zu einer Veränderung der in der strategischen Planung zu berücksichtigenden Systemgrenzen. Während die Planungsstrategien der Energieversorgungsunternehmen vor der Liberalisierung meist auf die innerhalb ihrer Demarkationsgebiete zu befriedigende Lastdeckung ausgerichtet waren, befinden sich die Unternehmen nun zunehmend in einem Wettbewerb um eine innerhalb der EU zu deckende Gesamtnachfrage. Als Folge der hiermit einhergehenden Zunahme der Marktrisiken konnte eine Bevorzugung der Investitionen in erdgasbetriebene Kraftwerke beobachtet werden. Ein wesentlicher Grund hierfür sind relativ kurze Amortisationszeiten dieser Technologie. Kohlebefeuerte Großkraftwerke und Kernkraftwerke sind hingegen durch eine höhere Kapitalintensität sowie längeren Amortisationszeiten charakterisiert.

Der im Jahr 2005 begonnene CO₂-Zertifikathandel [EC 2003f] ging mit einer politisch induzierten Verknappung des bisher freien Produktionsfaktors CO₂-Emissionsrecht einher. Die Preisbildung für dieses Treibhausgas führte zu einer relativen Senkung der Stromgestehungskosten in gasbetriebenen Kraftwerken, im Vergleich zu denen der anderen fossilen Kraftwerke. Gründe hierfür sind die bis zu zwei Dritteln geringeren spezifischen CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung in gasbetriebenen Gas- und Dampfturbinenkraftwerken. Dies hat zur Folge, dass die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken als wichtige Option zur Reduzierung von CO₂-Emissionen gesehen wird. Innerhalb der ersten Handelsperiode (2005 - 2007) wurden ca. 68% aller Emissionsrechte dem Kraftwerkssektor zugeteilt. Die derzeitigen Entwürfe der Zuteilungspläne für Emissionsrechte (Nationale Allokationspläne) für die zweite Handelsperiode (2008 - 2012) deuten darauf hin, dass dieser Sektor von zukünftigen Minderungsverpflichtungen in besonders starkem Maße betroffen sein wird.

Der Anteil des Kraftwerkssektors an der gesamten Erdgasnachfrage in der EU beläuft sich derzeit auf ca. 25%. Infolge des erwarteten Nachfrageanstiegs dieses Sektors ist jedoch davon auszugehen, dass dieser die zukünftige Entwicklung der Erdgasnachfrage in der EU maßgeblich bestimmen wird. Selbst bei einer stagnierenden Erdgasnachfrage sind Investitionen zur Erschließung neuer Vorkommen sowie zum Erhalt der Transportinfrastruktur in Angebots- und Transitländern notwendig. Inwieweit die derzeitigen Hauptangebotsländer von Erdgas wie Russland, Algerien und Norwegen sowie potenzielle Angebotsländer (bspw. die Länder der Kaspischen Region) zur Deckung der Erdgasnachfrage beitragen werden, ist neben technischen

und wirtschaftlichen Aspekten ebenfalls von deren weiteren politischen Entwicklung abhängig. Neben der mengenmäßigen Verfügbarkeit des Energieträgers Erdgas sind dessen Bezugskosten eine wichtige Größe, da sie einen wesentlichen Anteil an den Stromgestehungskosten haben und somit die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken entscheidend beeinflussen. Die Struktur sowie der Einsatz des europäischen Kraftwerksparks bestimmen wiederum dessen CO₂-Intensität und haben auf Grund der Marktbedeutung dieses Sektors wesentlichen Einfluss auf die Gesamtemissionen sowie die CO₂-Zertifikatspreise. Die skizzierten Zusammenhänge der Märkte gewinnen, besonders unter Berücksichtigung eines innerhalb der EU zu erwartenden Ersatzbedarfs an neuen Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 300 bis 600 GW_{el} bis ins Jahr 2030, an Relevanz (vgl. auch [Weber 2005]).

Bestehende Modellansätze (z.B. [Enzensberger 2003] und [Möst 2006]) greifen bei der Analyse dieser Problematik meist zu kurz. Oft wird durch Variation von exogen vorgegebenen Gas- und/oder CO₂-Zertifikatspreisen die Sensitivität auf Investitions- und Produktionsentscheidungen im Kraftwerkssektor untersucht. Die Wechselwirkungen der Märkte werden hierbei meist außer Acht gelassen.

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Zielsetzung dieser Arbeit ist die quantitative Analyse der Bedeutung des europäischen Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor im Kontext von CO₂-Minderungsverpflichtungen. Im Wesentlichen sollen hierbei folgende Fragestellungen untersucht werden:

- Welche Entwicklungen sind auf dem europäischen Erdgasmarkt unter Berücksichtigung von CO₂-Minderungsverpflichtungen für den Kraftwerkssektor zu erwarten?
- Welche Konsequenzen haben CO₂-Minderungsverpflichtungen auf die Erdgasnachfrage sowie die Produktions- und Investitionsentscheidungen des Kraftwerkssektors in der EU?
- Welche Austauschbeziehungen für Strom und CO₂-Zertifikate sind auf dem Markt der EU zu beobachten?
- Welchen Einfluss haben unterschiedliche CO₂-Minderungsverpflichtungen auf die Entwicklung von fundamental abgeleiteten Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatspreisen?

Methodisch ist für die Untersuchung der genannten Fragestellungen ein Modell zu entwickeln, welches sowohl technische und wirtschaftliche als auch ökologische Aspekte berücksichtigt. Damit die erwarteten Interdependenzen der Märkte analysiert werden können, ist ein integrierter Ansatz notwendig. Zur Umsetzung der genannten Ziele der vorliegenden Arbeit wird wie folgt vorgegangen:

In Kapitel 2 wird der europäische Erdgasmarkt vorgestellt. Hierbei wird entlang der Erdgaskette auf die politische und wirtschaftliche Situation relevanter Angebotsländer eingegangen. Basierend hierauf werden mögliche wettbewerbliche Entwicklungstendenzen in den Angebotsländern auf dem europäischen Erdgasmarkt diskutiert. Im Anschluss werden die verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten für Erdgas, mittels Pipelines bzw. in Form von verflüssigtem Erdgas (LNG), techno-ökonomisch aufgezeigt und mit anderen, für den Kraftwerkssektor wichtigen, fossilen Energieträgern verglichen. Neben der Darlegung wesentlicher Aspekte der Strukturierung und Verteilung wird als letztes Glied der Erdgaskette die Nachfrageseite diskutiert. Hierbei wird die Bedeutung der Erdgasnachfrage im Kraftwerkssektor im Vergleich zur Gesamtnachfrage dargestellt.

Gegenstand von Kapitel 3 ist eine Diskussion der für diese Arbeit relevanten energiepolitischen Rahmenbedingungen auf dem EU-Markt. Hierbei werden wesentliche Aspekte der Liberalisierung des Erdgas- und des Strommarktes, des europäischen CO₂-Zertifikatmarktes sowie weiterer energiepolitischer Rahmenbedingungen dargelegt. Basierend hierauf schließt das Kapitel mit einer Zusammenfassung der wichtigsten Konsequenzen der energiepolitischen Rahmenbedingungen für die strategische Planung im Kraftwerkssektor.

Kapitel 4 beginnt mit einem Überblick über entscheidungsunterstützende Modelle zur strategischen Investitions- und Produktionsplanung im Energiebereich. Auf Grundlage eines Anforderungsprofils wird anschließend das für diese Arbeit entwickelte multiregionale, lineare Optimierungsmodell PERSEUS-EEM für den europäischen Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt vorgestellt. Hierbei werden grundlegende Strukturelemente, Parameter und Variablen sowie die mathematische Formulierung des Modells dargestellt. Durch die gewählte Methodik wird die simultane Analyse von Fragestellungen im Kontext optimaler (Des)Investitionsstrategien, des Anlagenbetriebs, des interregionalen Erdgas- und Stromaus tauschs sowie des Emissionsrechtehandels ermöglicht. Das Kapitel schließt mit einer kritischen Reflexion des methodischen Modellansatzes sowie der Systemgrenzen und der getroffenen Annahmen.

In Kapitel 5 werden die Struktur des entwickelten Modells sowie dessen numerische Annahmen beschrieben. Im Modell sind die Länder der EU, für welche der Strom- und Erdgasmarkt modelliert ist, sowie weitere Länder mit Relevanz für den europäischen Erdgasmarkt berücksichtigt. Durch die Abbildung der Übertragungsmöglichkeiten für Erdgas (LNG, Pipeline) sowie der Übertragungskapazitäten für Strom (Kuppelleitungen) sind die regionalen Märkte miteinander verbunden.

Der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modellansatz wird in Kapitel 6 mittels verschiedener Szenarios zur quantitativen Analyse verschiedener Fragestellungen auf den Erdgas-, Strom-, und CO₂-Zertifikatmarkt genutzt. Die Szenarios unterscheiden sich infolge unterschiedlicher Rahmenannahmen hinsichtlich der für den europäischen Markt zur Verfügung stehenden Erdgasmengen sowie unter-

schiedlicher CO₂-Minderungsziele. In einem Exkurs werden die Auswirkungen von Übertragungssengpässen der Transitkorridore für russische Erdgasmengen durch die Ukraine und Weißrussland auf die Versorgungssituation der EU untersucht.

In Kapitel 7 werden Schlussfolgerungen aus der vorliegenden Arbeit, speziell aus den vorgestellten Modellergebnissen, gezogen. Außerdem folgt ein Ausblick auf weitere Anwendungsbereiche des Modells sowie Entwicklungsmöglichkeiten in zukünftigen Forschungsvorhaben.

In Kapitel 8 werden wesentliche Aspekte der vorliegenden Arbeit zusammengefasst.

2 Wesentliche Aspekte des europäischen Erdgasmarktes

In Kapitel 2.1 wird die Verfügbarkeit des Energieträgers Erdgas mit weiteren, für den Elektrizitätsmarkt relevanten, fossilen Energieträgern verglichen. Wegen der besonderen Relevanz von Erdgas in dieser Arbeit werden in den Kapiteln 2.2 bis 2.6 die einzelnen Stufen der Erdgaskette diskutiert.

2.1 Verfügbarkeit fossiler Energieträger für den europäischen Kraftwerkssektor

Auf Grund der starken Abhängigkeit der Energiewirtschaft von fossilen Energieträgern sind Einschätzungen hinsichtlich deren wirtschaftlicher Verfügbarkeit ein zentrales Kriterium für die strategische Planung. Als allgemeine Bewertungsgrundlage der Verfügbarkeit eines Rohstoffes werden zumeist die vorhandenen Reserven bzw. Ressourcen genannt. Mit Reserven werden diejenigen Rohstoffmengen bezeichnet, die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können. Ressourcen sind dagegen die Rohstoffmengen, die zur Zeit wirtschaftlich oder technisch nicht gewinnbar sind, zuzüglich derjenigen Mengen, welche wegen der geologischen Strukturen noch erwartet werden können. Das verbleibende Potenzial ist als Summe aus Reserven und Ressourcen definiert (vgl. hierzu [BGR 2003, S. 49]). Da sowohl die Abschätzung der Höhe von Reserven als auch Ressourcen insbesondere von technischem Fortschritt und Marktpreisen abhängig ist, ist deren Angabe mit Unsicherheiten behaftet. Als Indikator, für welche Zeiträume ein Rohstoff unter einem Business-as-usual Szenario noch verfügbar ist, wird oft die statische Reichweite, die durch den Quotient aus den Reserven, bzw. dem verbleibenden Potenzial und der aktuellen Jahresfördermenge, definiert ist, angegeben¹. Neben der Reichweite eines Rohstoffes spielen für dessen Verfügbarkeit die geographische Verteilung sowie die ökonomisch sinnvollen Transportmöglichkeiten eine entscheidende Rolle.

Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über Eigenschaften der in der Stromwirtschaft relevanten fossilen Energieträger. Ca. 20% der Stromerzeugung in der EU werden durch Steinkohlekraftwerke bereitgestellt. Mit über 200 Jahren hat Steinkohle die längste statische Reichweite unter den fossilen Energieträgern. Die größten Steinkohlevorkommen weltweit befinden sich in Russland (37%), den USA (21%) sowie China (12%). Erdölkraftwerke haben mit ca. 6% den geringsten Anteil an der Stromerzeugung unter den mit fossilen Energieträgern betriebenen Kraftwerken. In der sogenannten „strategischen Elyse“, die sich vom Nahen Osten bis nach Westsibirien erstreckt, lagern ca. 70% der weltweiten Erdölreserven. Sowohl für Erdöl als auch für Steinkohle (Hartkohle) existieren Weltmärkte.

¹ Eine weitere Kenngröße zur Quantifizierung der Verfügbarkeit ist bspw. der mid depletion point, der den Zeitpunkt angibt, bei dem die Hälfte des Gesamtpotenzials gefördert worden ist. Eine ausführliche Diskussion über die Einschätzung und Kategorisierung der Verfügbarkeit von Rohstoffen findet sich bspw. in [BGR 2003] und [Ball 2006].

Tabelle 2.1: Verfügbarkeit von fossilen Rohstoffen² (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [BGR 2003, S. 41] und [Eurostat 2004])

Energieträger	Statische Reichweite (Reserven) [a]	Statische Reichweite (verbleibendes Potenzial) [a]	Bezugsmöglichkeit / Märkte	Anteil an der Verstromung im Elektrizitätssektor (EU25) – 2002
Erdöl	42	67	Weltweit	6%
Erdgas	64	149	Regional	17%
Hartkohle	207	1.425	Weltweit ³	20%
Braunkohle	198	1.264	Lokal	9%

Braunkohle ist die wichtigste heimische fossile Energiequelle. Sie trägt mit einem Anteil von ca. 9% zur gegenwärtigen Stromerzeugung in der EU bei. Braunkohle wird auf Grund ihrer geringeren Energiedichte (u.a. wegen ihres hohen Wassergehalts) und der damit einhergehenden hohen spezifischen Transportkosten hauptsächlich lokal, in unmittelbarer Nähe (50 km bis 100 km) der Abbaugebiete, genutzt.

Erdgas nimmt hinsichtlich der Transportmöglichkeiten eine Zwischenstellung ein. Angesichts der relativ geringen Energiedichte ist zwar bisher noch kein Weltmarkt vorhanden, jedoch existieren drei regional getrennte Märkte (vgl. Kapitel 3.1.1). Die Anbieter und Nachfrager sind auf diesen Märkten in der Regel geographisch weit voneinander entfernt und mittels einer starren Infrastruktur (Pipelinenetz) aneinander gebunden (vgl. [BGR 2003, S. 133]). Mit einem Anteil von ca. 17% an der Stromerzeugung nimmt Erdgas eine wichtige Rolle im Stromerzeugungsmix der EU ein⁴.

Neben den geologischen, technischen und ökonomischen Aspekten stellen politische Einflussgrößen einen weiteren entscheidenden Faktor der Verfügbarkeit der Energierohstoffe dar. Sowohl das Angebot als auch die Nachfrage nach Energierohstoffen wird infolge politisch induzierter Regelungen und Strategien beeinflusst. Beispiele hierfür sind Steuern bzw. Subventionen für Energieträger, einzuhaltende Förderstrategien aber auch Minderungsziele hinsichtlich CO₂.

² Bei den Angaben für Reserven und Ressourcen wurden konventionelle Rohstoffe zugrunde gelegt. Die Nutzung von nicht-konventionellen Rohstoffen, falls technisch möglich, ist derzeit mit wesentlich höheren Kosten verbunden als die der konventionellen Rohstoffe. Generell ist jedoch anzumerken, dass sowohl die Abgrenzung bei konventionellen als auch zwischen nicht konventionellen Rohstoffen je nach betrachteter Literatur voneinander abweichen kann (vgl. hierzu auch [BGR 2003, S. 117, S. 143ff.] und [Prognos 2005, S. 22]). Als nicht konventionelle Erdgase werden bspw. Flözgase, Aquifergase und Gashydrate bezeichnet.

³ In [Prognos 2005, S. 44] wird hingegen von einem Zerfall des Weltmarktes in den atlantischen und pazifischen Markt gesprochen.

⁴ Neben den fossilen Energieträgern tragen im Wesentlichen die Kernenergie (Anteil: 32%) und die erneuerbaren Energieträger (Anteil: 14%) zur Stromerzeugung in der EU bei.

2.2 Exploration, Förderung und Aufbereitung von Erdgas

Erdgas ist ein Produkt pflanzlicher und tierischer Organismen des Jurameeres sowie der Kohlewälder des Karbon- und Permzeitalters (vor ca. 200 bis 350 Mio. Jahren) [Hohl 1981]. Unter Ausschluss von Sauerstoff und unter Druck und Temperatureinwirkung entstanden mit Hilfe von Bakterien Erdgase und andere Kohlenwasserstoffe, die sich in den Gesteinsporen bzw. im Speichergestein sammelten⁵. Konventionelle Erdgase kommen in reinen Gaslagerstätten als freie und in Erdöllagerstätten als assoziierte Erdgase (bzw. Erdölgase) vor [BGR 2003, S. 117]. Da bei der Erdölförderung immer ein gewisser Anteil an assoziiertem Erdgas vorhanden ist, stellt dieser ein Koppelprodukt der Erdölförderung dar (siehe auch Kapitel 2.3.3.). Weltweit sind ca. 15% der Erdgasreserven in Form von assoziiertem Erdgas vorhanden [Chabrelie 2002].

Die Wirtschaftlichkeit und Förderflexibilität einer Lagerstätte von freiem Erdgas wird maßgeblich durch die Permeabilität des Gesteines (Durchlässigkeit der Verbindungskanäle zwischen den Poren) und die Dichte des Deckgestein bestimmt [Cerbe et al. 2004]. Der Swing-Faktor⁶, als Maß für die Förderflexibilität einer Erdgasquelle, ist neben geologischen Charakteristika auch von wirtschaftlichen Faktoren, wie den Förderkosten und der geographische Nähe zum Absatzmarkt, abhängig [IEA 2002d, S. 58]⁷.

Für die Suche (Exploration) nach Erdgaslagerstätten werden seismische Untersuchungen der Gesteinsformationen vorgenommen. Durch die Interpretation dieser künstlichen Erdbebenwellen, z.B. durch Sprengungen hervorgerufen, die sich an den Formationsgrenzen reflektieren, können Aufschlüsse über geologische Strukturen möglicher Lagerstätten getroffen werden⁸. Die Verfahren, welche für Erkundungs- und Förderbohrungen verwendet werden, sind überwiegend mechanische Bohrverfahren (z.B. Rotary-Bohrverfahren) [Cerbe et al. 2004, S. 8]. Jedoch kommen auch hydraulische Verfahren (Turbinen-Bohrverfahren), deren Vorteil in einer flexibleren Bohrkanalführung liegt, zum Einsatz. Besonders bei Lagerstätten mit geringerer Permeabilität des Gesteines bzw. Offshore-Vorkommen ist hierdurch eine Reduktion der nötigen Bohrungen möglich [Cerbe et al. 2004, S. 8]. In Abhängigkeit der Wassertiefe (bis 300 Meter) werden bei Offshoreförderungen verschiedene

⁵ Heutzutage sind ähnliche Vorgänge, welche zu der Entstehung von Erdgas und Erdöl führen können bspw. im Schwarzen Meer zu beobachten.

⁶ Er ist definiert als Verhältnis zwischen der monatlichen maximalen Fördermenge zur jahresdurchschnittlichen Fördermenge.

⁷ Die Förderung von assoziiertem Erdgas in Öl- und Gaslagerstätten ist gewöhnlich durch eine konstante Öl- (und somit Gas-) Förderung determiniert, da die Produzenten hier unter ökonomischen Gesichtspunkten eine konstante Auslastung der Kapazitäten verlangen (vgl. hierzu Kapitel 2.3.3).

⁸ Heutzutage werden dreidimensionale seismische Verfahren für die Exploration der Kohlenwasserstoff-Lagerstätten verwendet. Im Gegensatz zu den früher verwendeten zweidimensionalen Verfahren kann hierdurch das Risiko von erfolglosen („trockenen“) Erkundungsbohrungen verringert werden.

feststehende und mobile Plattformtypen verwendet. Für Bohrungen bei Tiefen über 300 Meter werden generell Bohrschiffe eingesetzt⁹.

Das Förderprofil von Erdgaslagerstätten besteht im Wesentlichen aus drei Phasen. Diese sind die Entwicklungsphase, die Plateauphase sowie die Abschwungsphase. Die Entwicklungsphase ist dadurch gekennzeichnet, dass durch die sukzessive Installation der Fördersonden die Produktivität erhöht wird. Mit Beginn der Plateauphase ist die Produktion auf einem maximalen Förderlevel, das prinzipiell bis zur Abschwungsphase aufrecht erhalten wird. Durch verschiedene Verfahren, wie das Einpressen von Wasser oder die Schaffung von künstlichen Gesteinsrissen (Frac-Verfahren) zur Verbesserung der Fließbedingungen, wird versucht, die Plateauphase länger aufrecht zu erhalten [Pasternak et al. 2004]. Die Abschwungsphase ist durch einen degressiven Verlauf der Fördermengen gekennzeichnet. Generell lassen sich bis zu 85% des eingelagerten Erdgases fördern [Rohey 1997, S. 189]¹⁰.

Da Erdgas ein Naturprodukt ist, weist es eine Schwankungsbreite hinsichtlich seiner chemischen Zusammensetzung auf. Das Methan als Hauptbestandteil von Erdgas hat einen Anteil zwischen 65% und 99%. Weiterhin enthält Erdgas Stickstoff, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff, Ethan, Propan und höhere Kohlenwasserstoffe. Wichtige Kennwerte der Gasqualität sind der Brennwert¹¹ (oberer Heizwert) sowie der Heizwert. Abhängig von der Erdgaslagerstätte variiert der Brennwert zwischen 9,1 kWh_{th}/m³ (bspw. Osthanover) und 12,5 kWh_{th}/m³ (bspw. Nordsee) (vgl. hierzu [Cerbe et al. 2004, S. 38]). Erdgase mit einem Brennwert über ca. 10,8 kWh_{th}/m³ werden als hochkalorische Gase (H-Gase), die mit geringerem Brennwert als niederkalorische Gase (L-Gase) bezeichnet. In den Niederlanden befinden sich hauptsächlich L-Gas Lagerstätten. H-Gase sind bspw. in den meisten Feldern Großbritanniens, Norwegens und Algeriens vorzufinden (vgl. [Cerbe et al. 2004, S. 38]).

Vor der Einspeisung des Erdgases in das Ferntransportnetz wird dieses an zentralen Feldpunkten gesammelt und aufbereitet [Cerbe et al. 2004, S. 12ff.]. Bei der Aufbereitung wird das Erdgas von Wasserdampf, Wasser, Schwefelwasserstoff (H₂S) sowie von höheren Kohlenwasserstoffen getrennt. Die Gasaufbereitung ist aus ökonomischen und ökologischen Gründen notwendig. So kann Wasserdampf beim Entspannen des Erdgases während der Übertragung in Pipelines Gashydrate bilden und bedingt Kapazitätsverluste. Bei der Verbrennung führt Schwefelwasserstoff zur Bildung von Schwefeldioxid. Des Weiteren tragen Wasserdampf und Schwefel-

⁹ Die im Troll-Feld vor dem norwegischen Bergen stehende Offshore-Förderplattform hat eine Wasserdrängung von einer Million Tonnen und eine Höhe von 470 Metern (Wassertiefe ca. 300 Meter) [gasette 2003, S. 7ff.].

¹⁰ Bei der Erdölförderung hingegen können derzeit trotz verschiedener Optimierungsverfahren (bspw. das Einpressen von Gasen und Wasser) maximal 50% des vorhandenen Öls gefördert werden [Universität Kiel 1998, S. 17].

¹¹ Im Gegensatz zum (unteren) Heizwert wird beim Brennwert die latente Wärme des Verdampfungsprozesses des Wasserdampfes, die bei der Verbrennung entsteht, berücksichtigt.

wasserstoffe zur Korrosion bei. Zur Gastrocknung werden verschiedene Verfahren angewandt. Weit verbreitete Verfahren sind die Expansionskühlung sowie Trocknungsverfahren basierend auf flüssigen und festen Adsorptionsmitteln. Die Entschwefelung wird mittels einer Gaswäsche durchgeführt, wobei oft das Sulfinol- und das Purisol-Verfahren angewandt werden. Die längerkettenigen Kohlenwasserstoffe, die bei der Gasaufbereitung anfallen, werden meist als Kuppelprodukte (z.B. Liquified-Petroleum-Gas (LPG) und Natural-Gas-Liquids (NGL)) vermarktet (vgl. hierzu [IELE 2004]).

2.3 Entwicklungen in relevanten Erdgasangebotsländern

2.3.1 Derzeitige Hauptangebotsländer

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über die wichtigsten Angebotsländer des europäischen Erdgasmarktes. Kennzeichnend für diesen ist die geringe Anzahl an großen Angebotsländern wie Russland, Algerien, Norwegen, die Niederlande sowie Großbritannien. Des Weiteren werden Erdgasmengen aus Libyen, Nigeria, Südamerika (Trinidad & Tobago) und dem Mittleren Osten, meist mit LNG¹²-Tankern, nach Europa transportiert. Abbildung 2.1 zeigt exemplarisch die Erdgasangebotsmengen der genannten Länder für das Jahr 2002.

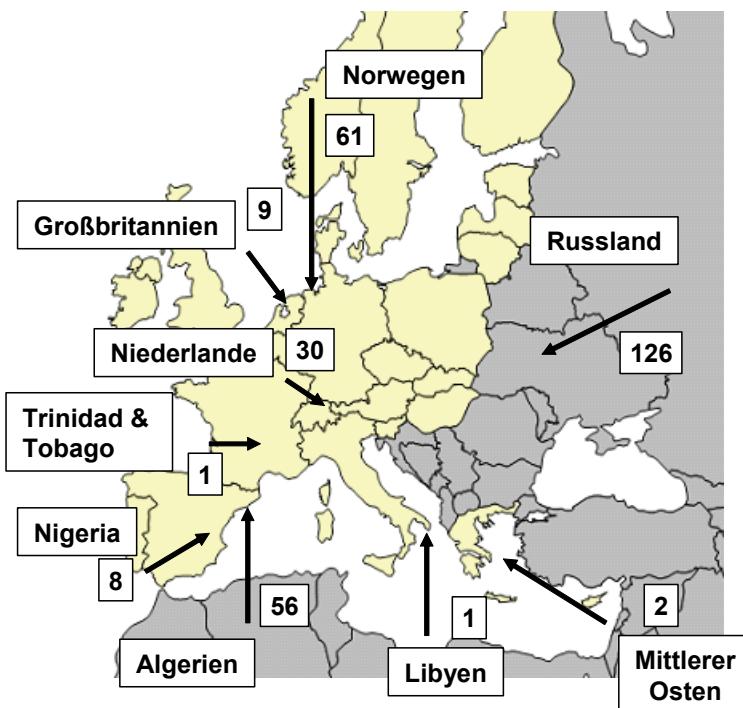


Abbildung 2.1: Angebot für den europäischen Erdgasmarkt im Jahr 2002 [Mrd. m³] (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [OME 2004] und [BP 2005])

¹² Liquified Natural Gas

Russland

Russland hat auf Grund seiner Ausstattung mit Rohstoffen eine zentrale Bedeutung für den europäischen Energiemarkt. Es besitzt weltweit die größten Erdgas-, die zweitgrößten Kohle- und die siebtgrößten Erdölreserven [IEA 2004b, S. 284].

Im Jahr 1920 begann die systematische geologische Erforschung der russischen Bodenschätze. Das bei der russischen Ölförderung in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts anfallende assoziierte Erdgas wurde anfänglich oft abgefackelt, da man keine großtechnische Verwendungsmöglichkeit sah. Vor dem Zweiten Weltkrieg wurden die Erdöl- und Erdgaslagerstätten des Wolga-Ural-Beckens, speziell die Felder Orenburg und Atrachan, erforscht [BGR 2003, S. 368]. Von dort wurde über die sogenannte Brüderschafts-Pipeline ab 1967 mehrere zentraleuropäische Staaten mit Erdgas versorgt. Zu Beginn der 70er Jahre erreichten über die Transgas-Pipeline durch die damalige Tschechoslowakei erste Gaslieferungen aus der damaligen Sowjetunion Westeuropa.

Russland ist mit einem Fördervolumen von ca. 590 Mrd. m³/a weltweit größter Erdgasproduzent. Hiervon werden jährlich ca. 125 Mrd. m³ in süd-, mittel- und west-europäische Länder exportiert. Weitere 40 - 50 Mrd. m³ erhalten verschiedene Nachfolgestaaten der UdSSR. Unter Berücksichtigung der noch vorhandenen Erdgasreserven von ca. 47,3 Bill. m³ ergibt sich eine statische Reichweite für russisches Erdgas von ca. 90 Jahren.

Die wichtigsten Erdgasförderstätten, die ca. 90% der gesamten russischen Förderung bestreiten, sind die Onshore-Felder der Region Nadym-Pur-Taz (Hauptfelder: Jamburg, Urengoj, Zapoljarnoe) in Westsibirien. Trotz der mit ca. 5.000 km relativ weiten Entfernung Westsibiriens zu den westeuropäischen Nachfrageländern sind die Erdgasmengen wegen ihrer niedrigen Förderkosten im Vergleich mit norwegischem bzw. algerischem Erdgas wettbewerbsfähig. Die Haupttransportrouten von Westsibirien nach Westeuropa führen durch die Ukraine über den sogenannten Nordkorridor (Jamal-Pipeline) sowie durch Weißrussland (Progress-Pipeline).

In den vergangenen zehn Jahren konnte ein Rückgang der Förderquoten der westsibirischen Erdgasfelder beobachtet werden. Hintergrund ist u.a., dass die großen Förderstätten (z.B. das Urengoj-Feld) von der Plateau- in die Abschwungphase übergehen (vgl. hierzu [Dronnikov 2005, S. 18], [IEA 2002e, S. 114]). In einer ähnlichen Entwicklungsphase befinden sich die Felder der Wolga-Ural-Region, deren derzeitige Produktion mit 25 Mrd. m³/a ca. 50% der Fördermengen aus dem Jahr 1985 entspricht.

Die Felder in Ostsibirien (Irkutsk) und im Fernen Osten (Sakha Republik, Insel Sachalin) sind hingegen für den europäischen Markt von geringer Relevanz. Ihr Anteil an der Gesamtförderung beträgt ca. 2%. Die bisher noch nicht erschlossenen Felder in der russischen Barentssee und auf der Jamal-Halbinsel sind hingegen auf

Grund ihrer geographischen Lage für den europäischen Markt von zukünftiger Bedeutung.

Die Gasindustrie hat eine dominierende Bedeutung in der russischen Wirtschaft, da sie zu ca. 25% des staatlichen Steuereinkommen beiträgt und zudem fast 20% der Deviseneinnahmen Russlands erwirtschaftet (vgl. hierzu [Oostvoorn 2003, S. 54] und [Götz 2006, S. 44]). Den Hauptanteil erbringt hierbei der Gazprom-Konzern¹³, der ca. 93% des russischen Erdgases fördert¹⁴. Außerdem verfügt dieses weltgrößte Erdgasunternehmen über Lizenzen zur Förderung aus Erdgaslagerstätten mit insgesamt ca. 32.900 Mrd. m³. Dies entspricht ca. 90% der gesamten russischen Reserven. Auf Grund der derzeitigen Gesetzgebung hat die Gazprom das Recht, neue Förderlizenzen ohne Ausschreibungsverfahren unmittelbar vom Staat zu erwerben. Zudem sind die für den europäischen Nachfragermarkt relevanten Teile des russischen Transportnetzes ausschließlich im Besitz der Gazprom [Dronnikov 2005, S. 4]. Neben den genannten Gründen tragen die Umstände, dass ein Parallelbau von Ferngas- und Verteilungsnetzen verboten ist und keine diskriminierungsfreie Nutzung des bestehenden Netzes gewährleistet wird, zu der momentanen Marktmacht der Gazprom bei.

Anteile an der Gazprom werden zu ca. 38% vom russischen Staat, zu ca. 51,5% von russischen Unternehmen und Privatpersonen sowie zu ca. 11,5% von ausländischen Investoren gehalten. Die deutsche E.ON-Ruhrgas AG ist im Besitz von 6,4% der Aktien (vgl. hierzu auch [Flakowski 2003, S. 50], [Dronnikov 2005, S. 7]). Da der russische Staat an zahlreichen Gazprom-Tochtergesellschaften Beteiligungen hält, ist von einem realen Anteil an der Gazprom von über 50% auszugehen (vgl. [Scholl 2006, S. 26]).

Der europäische Markt trägt zu ca. 70% der derzeitigen Gesamteinnahmen aus dem russischen Gasgeschäft bei, wohingegen der Inlandsmarkt, der ca. zwei Drittel der russischen Fördermengen nachfragt, subventioniert wird [Dronnikov 2005, S. 4]. Die GUS-Staaten haben eine besondere Bedeutung für die russische Erdgaswirtschaft. Insbesondere stellen Pipelines durch die Ukraine und durch Weißrussland wichtige Transitkorridore in die EU dar. Die Preise, zu welchen die meisten GUS-Länder russisches Erdgas beziehen, liegen historisch bedingt meist unter den westeuropäischen Gaspreisen. In der Vergangenheit wurden von der Ukraine, durch die bis zum Jahr 2000 die einzige Transitroute von Russland nach Westeuropa führte, unrechtmäßig Gasmengen entnommen [Flakowski 2003, S. 54]. Bezuglich nicht beglichener Rechnungen von Gastransitländern verfolgt Russland die Strategie, Geldforderungen gegen Ferngasleitungen einzutauschen [Flakowski 2003, S. 52].

¹³ Im Jahre 1998 wurde der russische Staatskonzern Gazprom gegründet, welcher aus dem vormaligen Ministerium für Gasindustrie der UdSSR hervorging. Dieser wurde 1992 in die Aktiengesellschaft RAO Gazprom umgewandelt, die heute mit OAO Gazprom bezeichnet wird.

¹⁴ Die restlichen 7% werden durch kleinere ostsibirische Gasunternehmen sowie von Erdölförderunternehmen in Form von assoziiertem Erdgas gefördert.

Seit 2006 ist zu beobachten, dass die Gazprom die Gaspreise der ehemaligen Staaten der Sowjetunion schrittweise auf westeuropäisches Niveau erhöht. Dies kommt teilweise einer Vervierfachung der bisherigen Preise gleich und setzte in jüngster Zeit speziell die Ukraine unter Druck [Rahr 2006, S. 19]. Diese Politik wird durch verschiedene Projekte zur Diversifikation der Pipelinerouten nach Westeuropa und die damit einhergehende Unabhängigkeit von einzelnen Transitländern gestützt. Zudem plant die russische Regierung eine stufenweise Anhebung der Binnenmarktpreise bis 2010 auf ein kostendeckendes Niveau [Dronnikov 2005, S. 7].

Für den russischen Erdgasmarkt sind verschiedenen Entwicklungstendenzen hinsichtlich der Marktstruktur sowie der Wettbewerbsbeziehungen mit Nachfrageländern denkbar. Die Bestrebungen der russischen Regierung weisen auf eine geplante Verstärkung der Verquickung zwischen politischen und wirtschaftlichen Interessen im Erdgas- und Erdölsektor hin. Dies zeigt sich bspw. an der weiterhin angestrebten Aufstockung der staatlichen Gazprom Anteile sowie an der Vermischung wirtschaftlicher und politischer Interessen bezüglich der GUS-Staaten¹⁵.

Wettbewerbsimpulse sind jedoch auf Grund des hohen Investitionsbedarfs der russischen Gaswirtschaft, bedingt durch die Altersstruktur¹⁶ des bestehenden Pipeline- und Fördersystems, sowie neuer Projekte zur zukünftigen Versorgung des wirtschaftlich wichtigen EU-Erdgasmarktes zu erwarten. Die Zahlungsschwierigkeiten inländischer Gasnachfrager sowie der Staaten der ehemaligen Sowjetunion¹⁷ führen u.a. dazu, dass die Gazprom kapitalintensive Projekte verstärkt in Kooperation mit ausländischen Unternehmen durchführt. Als Beispiel ist das Joint Venture mit der italienischen ENI/SNAM zum Bau der Blue-Stream-Pipeline von Russland in die Türkei zu nennen. Ebenfalls wird die Ostseepipeline als direkte Verbindung zwischen Russland und Deutschland als deutsch-russisches Gemeinschaftsprojekt durchgeführt.

Neben der Einflussnahme dieser kapitalgebenden Unternehmen können in Zukunft von unabhängigen Erdgasproduzenten, welche mittlerweile bedeutende Erdgasreserven besitzen, Wettbewerbsimpulse ausgehen. Zu einer gewinnbringenden Vermarktung der Erdgasmengen sind jedoch ein diskriminierungsfreier Zugang zum Ferngasnetz nach Europa und nicht subventionierte Preise auf dem russischen Binnenmarkt notwendig [Dronnikov 2005, S. 117].

Algerien

Die algerische Gasindustrie wird durch das 1963 gegründete Unternehmen Sonatrach dominiert. Dieses steht seit der Unabhängigkeit Algeriens unter staatlicher Kon-

¹⁵ Als populärstes Beispiel der verstärkten politischen Einflussnahme Russlands in die Energiewirtschaft ist die Jukos-Affäre aus dem Jahr 2002 zu nennen (vgl. bspw. [Rahr 2006, S. 18]).

¹⁶ Derzeit sind ca. 70% des bestehenden Pipelinennetzes älter als 15 Jahre [Oostvoorn 2003, S. 54].

¹⁷ Speziell die Ukraine, Weißrussland, Moldawien und die baltischen Staaten (vgl. [Flakowski 2003, S. 52])

trolle. Die damaligen Enteignungen führten dazu, dass sowohl sämtliche Erdgasvorkommen als auch die Infrastruktur sich in staatlicher Hand befinden. Im Jahre 1964 wurde in Algerien der weltweit erste LNG-Verflüssigungsterminal errichtet. Da in dieser Zeit noch keine Erfahrungen bezüglich Offshore-Pipelines vorlagen, setzte Algerien verstärkt auf den Ausbau der LNG-Transportkette für den Erdgasexport nach Westeuropa. In den 70er Jahren wurde von der algerischen Regierung die Strategie der Produktionsmaximierung verfolgt, um den wirtschaftlichen Aufschwung des Landes zu fördern. Dieses Ziel erwies sich jedoch auf Grund der kostenintensiven LNG-Infrastruktur als langfristig nicht wirtschaftlich. Mittels der Transmed-Pipeline (heutiger Name Enrico-Mattei-Pipeline), die 1983 gebaut wurde, und der Gaz-Magreb-Europe Pipeline wurden Anbindungen über Tunesien nach Italien und über Marokko nach Spanien an das kontinentaleuropäische Erdgasnetz geschaffen. Diese Entwicklung führte zu einer Diversifikation der Exportmöglichkeiten. Infolge eines Strategiewechsels hatte Algerien das Ziel Erdgas möglichst lange zu hohen Preisen zu verkaufen. Die Erdgaspreise wurden, wie auf dem europäischen Markt üblich, nun nach dem Prinzip der Anlegbarkeit an Ölpreise gekoppelt (vgl. hierzu Kapitel 3.1.4). Derzeit verfolgt Algerien verstärkt das Ziel, die Produktionskapazitäten sowie die nötige Infrastruktur auszubauen, um die Exporte erhöhen zu können. Im Jahr 2002 betrug die Jahresproduktion ca. 81 Mrd. m³, wovon ca. 56 Mrd. m³ exportiert wurden. Aus den Hassi-R'Mel-Feldern¹⁸ (Reserven 2.400 Mrd. m³) stammte mit ca. 72% der Großteil des geförderten Erdgases. Mit jeweils ca. 12% trugen die Fördermengen der Erdgasfelder der Regionen Hassi-Messaoud und In-Amenas bei. Diese beiden Gebiete sowie die Felder der In-Salah Region sollen in Zukunft verstärkt ausgebaut werden. Hinsichtlich der durchschnittlichen Produktionskosten werden in Algerien, selbst bei einer Erschließung dieser neuen Lagerstätten, wegen der ähnlichen geologischen Verhältnisse keine wesentlichen Anstiege erwartet. Das verbleibende algerische Potenzial wird auf 6.023 Mrd. m³ geschätzt (vgl. [BGR 2003, S. 346]).

Zur Erweiterung der Infrastruktur sind in Algerien verschiedene Projekte, wie die direkten Offshore-Pipelines nach Spanien (Medgaz-Pipeline) bzw. Italien (Galsi-Pipeline) sowie der Ausbau der bestehenden Verbindungen in Planung bzw. Diskussion. Das hierfür benötigte Kapital soll wegen der inländischen Kapitalknappheit verstärkt aus dem Ausland akquiriert werden. Deshalb werden von der algerischen Regierung erstmals seit der Unabhängigkeit Kooperationen mit ausländischen Unternehmen zugelassen (vgl. hierzu [Flakowski 2003, S. 60]). Nach dem nationalen Explorations- und Produktionsgesetz dürfen ausländische Unternehmen zur Gasexploration Joint Ventures mit der Sonatrach eingehen (vgl. hierzu auch [Perner 2002, S. 53]). Hierbei dürfen diese jedoch lediglich einen Anteil von maximal 49% an der Produktion erwerben. Die abzuschließenden Production Sharing

¹⁸ Die Erdgasfelder im Hassi-R'Mel-Gebiet wurden im Jahr 1956 entdeckt und sind die bedeutendsten algerischen Erdgaslagerstätten.

Agreements (PSA)¹⁹ verpflichten den ausländischen Investor zur Übernahme der gesamten Kosten sowie dem exklusiven Verkauf des Erdgases an die Sonatrach zu einem Preis, der sich an den Exportpreisen der Sonatrach abzüglich einer Gewinnmarge orientiert. Ein Beispiel für ein Joint Venture zur Erschließung von Erdgasfeldern in der In Salah Region ist das Konsortium zwischen der BP Amoco und der Sonatrach. Im Gegensatz zu den bei PSA-Verträgen sonst üblichen Modalitäten muss hier die BP Amoco lediglich 65% der Produktionskosten tragen und kann ihren Erdgasanteil eigenständig vermarkten.

In Zukunft soll der algerische Markt für Kohlenwasserstoffe durch zwei Behörden überwacht werden. Dabei soll die eine die Aufgaben einer Regulierungsbehörde übernehmen und die andere den Zugang zu den Ressourcen mittels transparenter Bietverfahren überwachen.

Norwegen

Die Exploration der norwegischen Erdgasvorkommen begann in den 60er Jahren des letzten Jahrhunderts mit der Erschließung des Troll-Feldes²⁰. Ab dem Jahr 1976 wurden erstmals Erdgasmengen nach Kontinentaleuropa exportiert, die jedoch aus dem Ekofisk Feld stammten. Die Gasproduktion stieg seit 1990 kontinuierlich und erreichte im Jahr 2002 ein Niveau von ca. 65 Mrd. m³. Im nationalen Strom- und Energiemix hat Erdgas, auf Grund der reichlich vorhandenen erneuerbaren Energieträger, eine geringe Bedeutung (Eigenverbrauch im Jahr 2002 ca. 4,2 Mrd. m³). Aus diesem Grund wird fast die gesamte für den Markt bestimmte Fördermenge exportiert²¹. Die derzeitigen norwegischen Reserven betragen etwa 3.830 Mrd. m³ und verteilen sich auf Felder in der Nordsee, der Norwegischen See sowie in der norwegischen Barentssee.

Die Öl- und Gaswirtschaft haben eine dominierende Rolle in der norwegischen Handelsbilanz, da ca. 25% (Jahr 2005) des gesamten norwegischen Bruttoinlandsproduktes aus diesen Wirtschaftszweigen resultieren [NPD 2006, S. 14]. Derzeit hat die Erdgasproduktion in Norwegen eine geringere Bedeutung als die Erdölproduktion. Hintergrund hierfür ist, dass Norwegen als Preisnehmer am internationalen Ölmarkt teilnimmt und somit auch relativ große Mengen, ohne den Preis stark zu beeinflussen, verkaufen kann. Für Erdgas hingegen zählt Norwegen mit einem Marktanteil innerhalb der EU von ca. 14% zu den Hauptangebotsländern in Europa. Eine wesentliche Erhöhung des Angebotes könnte deshalb zu einem

¹⁹ Einen Überblick über Vertragsausgestaltungen von PSA findet sich in [Paliashvili 1998].

²⁰ Das Troll-Feld ist nach dem niederländischen Groningen Erdgasfeld die bisher größte gefundene Erdgaslagerstätte in Westeuropa. [Universität Kiel 1998, S. 29].

²¹ Die norwegische Erdgasnachfrage resultiert fast ausschließlich von den Industriesektoren [IEA 2001a].

Preisverfall führen. Dies widerspricht jedoch der konservativen Förderstrategie der norwegischen Unternehmen (vgl. auch [Seeliger 2006])²².

Die bei der Förderung von Erdöl auftretenden Mengen an assoziiertem Erdgas werden größtenteils zur Optimierung der Erdölförderung (Aufrechterhaltung des Druckes) reinjiziert (Enhanced Oil Recovery)²³.

Alle Exportverträge für Erdgas wurden bis Ende des Jahres 2001 über das Gas Negotiating Committee (GFU), in dem die norwegischen Unternehmen Statoil, Norsk Hydro und Saga Petroleum vertreten waren, in enger Abstimmung mit dem Staat ausgehandelt²⁴. Die Allokation der Förderquoten wurde ebenfalls durch den Staat bestimmt. Im Gegensatz zu der norwegischen Vorreiterrolle im Hinblick auf die Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes (vgl. Kapitel 3.1) hatte die norwegische Regierung kein starkes Interesse an der Liberalisierung des Gasmarktes (vgl. auch [Flakowski 2003, S. 69] und [NPD 2002]). Dennoch implementierte Norwegen auf Grund seiner Mitgliedschaft im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) und in der Europäischen Freihandelsassoziation (EFTA) die von der EU beschlossenen Richtlinien zur Liberalisierung des Gasmarktes in nationales Recht. Die Generaldirektion für Wettbewerb (DG4) veranlasste die Auflösung des GFU Angebotskartells Ende 2001, so dass Wettbewerb zwischen den Produzenten ermöglicht wurde. Außerdem wird die Neuverhandlung der bestehenden Take-or-Pay-Verträge (vgl. Kapitel 3.1.4), die teilweise weit in die Zukunft reichen und wettbewerbsverzerrend wirken, von der EU gefordert. Das Offshore-Pipelinesystem fällt unter die in der EU-Richtlinie für Erdgas geforderte Third Party Access (TPA)-Regelungen (vgl. Kapitel 3.1.2). Es wird seit Mai 2001 von der Gassco AG, welche zu 100% im staatlichen Besitz ist, betrieben. Des Weiteren plant der norwegische Staat die Veräußerung von bis zu einem Drittels seiner Anteile an der staatlichen Statoil sowie eine Umstrukturierung der staatlich beeinflussten State Direct Financial Interest (SDFI), die einen Großteil der norwegischen Gasreserven besitzt. Trotz der Verringerung des direkten staatlichen Einflusses kann angenommen werden, dass die norwegische Regierung auch in Zukunft einen wesentlichen Einfluss auf die Gas- und Ölindustrie ausüben wird. Mit Hilfe des Norwegian Government Petroleum Fonds verfolgt sie das Ziel, die Abhängigkeit von ihren Öl- und Gaseinnahmen mit fortschreitender Reservenverknappung durch Finanzanlagen auszugleichen. Der Fonds wird u.a. durch Dividendenzahlungen von Statoil und Lizenzgebühren (Royalties) sowie der CO₂-Steuer finanziert. Der Petroleum Fonds hat eine Größenordnung von fast 40% des jährlichen BIP

²² Da die verbleibenden Erdölreserven, gemessen an ihrem Energiegehalt, die Energiemenge des verbleibenden Erdgases erreicht haben (ca. 1.260 Mio. toe), ist mittel- bis langfristig mit einer Änderung der Förderstrategie zu rechnen [Flakowski 2003, S. 67].

²³ Im Jahr 2000 betrugen die in Ölfelder reinjizierten Mengen an Erdgas ca. 35 Mrd. m³ [Flakowski 2003, S. 66].

²⁴ Statoil hatte hierbei den Vorsitz im Konsortium.

Norwegens und setzt sich aus ausländischen Wertpapieren zusammen [Flakowski 2003, S. 70].

Derzeit sind verschiedene Projekte zur Erschließung neuer Erdgasvorkommen sowie zum Aufbau von LNG-Verflüssigungsanlagen (in Hammerfest) in Planung oder Durchführung.

Niederlande

Die Förderung von Erdgas in den Niederlanden begann mit der Entdeckung des Erdgasfeldes in Groningen im Jahre 1959, an Bedeutung zu gewinnen [DGTRN 2004, S. 261]. Das Groningen Feld, welches das größte Erdgasfeld in der EU ist, hatte ursprünglich Reserven von ca. 2 Bill. m³. Die Fördermengen dieses Feldes stellten in den 60er Jahren das Hauptangebot im europäischen Erdgasmarkt, der damals lediglich sieben Länder umfasste, dar [Seeliger 2004]. Am Ende der 70er Jahre erreichte die niederländische Produktion mit 100 Mrd. m³/a ihren Höchststand. Die derzeitige jährliche Produktion liegt lediglich zwischen 70 - 75 Mrd. m³. Hiervon sind ca. 50% für den Export, hauptsächlich nach Deutschland, bestimmt. Die im Jahr 2002 verbliebenen Erdgasreserven, Onshore und Offshore, betragen ca. 1.738 Mrd. m³ [BGR 2003, S. 346]²⁵. Obwohl unter den Hauptangebotsländern die Niederlande relativ geringe Mengen an Erdgas exportieren, haben sie wegen der großen Förderflexibilität (hoher Swing-Faktor), sowie der geographischen Nähe zu den Hauptnachfrageländern auf dem EU-Markt, eine zentrale Bedeutung [IEA 2002d, S. 59 ff.]²⁶.

Großbritannien

Das im Jahr 1965 entdeckte West Sole Erdgasfeld liegt im Süden von England und war der erste bedeutende britische Gasfund²⁷. Durch weitere Entdeckungen in mittleren und nördlichen Teilen der Nordsee wurde Großbritannien in den folgenden Jahrzehnten eines der größten Produzentenländer für Erdgas auf dem europäischen Markt. Fast die gesamte britische Erdgasförderung basiert heute auf Offshore-Lagerstätten, wobei die zehn größten Förderfelder zusammen ca. 28% der gesamten Produktionsmenge ergeben. Die meisten Reserven befinden sich in Erdgasfeldern in der südlichen Nordsee, an der Grenze zum niederländischen Sektor. Die Irische See hat als bedeutende Lagerstätten die Felder Morecambe und Hamilton [Dunning et al. 2002]. Mehr als zwei Drittel der britischen Erdgasproduktionsmengen werden in Form von assoziiertem Erdgas gefördert (z.B. im Brent Feld). Reine Erdgas-lagerstätten (bspw. das südliche Morecambe-Feld) wurden bisher speziell als Swing-Produzent, d.h. zum Ausgleich saisonaler Schwankungen, genutzt (vgl. Kapitel 2.2).

²⁵ Die niederländischen Ressourcen werden auf ca. 200 Mrd. m³ geschätzt [BGR 2003, S. 346].

²⁶ Die Niederlande werden wegen ihrer Förderflexibilität auch als Swing-Supplier im europäischen Erdgasmarkt bezeichnet.

²⁷ Großbritannien bezog im Jahr 1964 als erstes europäische Land LNG, das damals von Algerien (Terminal befindet sich in Arzew) angeboten wurde. Mit zunehmender einheimischer Erdgasförderung wurden die LNG-Importe eingestellt.

Von Dezember 2002 bis November 2003 hatte das Morecambe-Feld mit ca. 20 Mio. m³ pro Tag die höchste Durchschnittsproduktionsrate der britischen Förderungen [EIA 2005b]. Weitere wichtige Gasförderfelder in der Nordsee befinden sich in den Ölförderregionen um die Felder Bruce, Britannia, Brae Brent und Elgin [EIA 2005b].

Seit dem Produktionspeak im Jahre 2000 ist, einhergehend mit der Abnahme der Ölförderung, ein Rückgang der Erdgasförderquoten in Großbritannien zu beobachten. Im Jahre 2002 betrug die gesamte britische Erdgasförderung ca. 100 Mrd. m³ und überstieg damit knapp den Eigenverbrauch. Unter Berücksichtigung der verbleibenden Reserven²⁸ sowie der Zunahme des Einsatzes von Erdgas in der energieintensiven Industrie²⁹, wird davon ausgegangen, dass Großbritannien in den nächsten Jahren die Unabhängigkeit hinsichtlich des Energieträgers Erdgas verlieren wird³⁰.

Verschiedene Strukturprojekte zur Sicherstellung der britischen Gasversorgung sind geplant und im Bau. Speziell der Import von Gas aus Norwegen wird als wesentliche Option betrachtet, da ein Teil der notwendigen Infrastruktur zur Anbindung an norwegische Offshore-Förderungen bereits vorhanden ist³¹. Die Erhöhung der Transportleistung der bereits bestehenden Offshore-Pipeline von Zeebrugge nach Bacton (Interconnector) und der Anschluss an das Pipelinennetz in den Niederlanden (mittels der Balgzand-Bacton-Pipeline) sind ebenfalls bedeutende Vorhaben. Durch hohe Importkapazitäten zum kontinentaleuropäischen Netz soll eine zukünftige Versorgung des britischen Marktes sichergestellt werden. Ferner ist der Bau von LNG-Importterminals an den Standorten Milford Haven (Wales) und der Isle of Grain an der Themsemündung in Durchführung bzw. Planung (vgl. bspw. [Cedigaz 2004a]).

2.3.2 Potenzielle Angebotsländer

Kaspische Region und Zentralasien

Als potenzielle Angebotsländer sind auf Grund ihrer geographischen Nähe zum europäischen Markt und der Größe der vorhandenen Erdgasreserven neben Russland weitere Anrainerstaaten der Kaspischen Region von Bedeutung [BGR 2003, S. 346f.].³² Im Folgenden wird die Situation von Aserbaidschan (Reserven: 1.000 Mrd. m³), Kasachstan (Reserven: 1.850 Mrd. m³), Turkmenistan (Reserven:

²⁸ Die britischen Erdgasreserven betragen im Jahr 2002 ca. 1.140 Mrd. m³, wodurch sich eine statische Reichweite von etwa zehn Jahren ergibt. Das Gesamtpotenzial wird auf 2.290 Mrd. m³ geschätzt (vgl. [BGR 2003, S. 346]).

²⁹ Der Anteil von Erdgas im britischen Energiemix betrug im Jahr 2003 ca. 40,6% [DTI 2006, S. 17].

³⁰ In den Lagerstätten mit assoziiertem Erdgas werden verschiedene Verfahren zur optimierten Erdgasförderung wie bspw. das „Post Waterflood Depressurisation“ angewandt um die Ausbeute zu erhöhen [Drummond 2001].

³¹ Die britischen Pipelinesysteme Flags und Frigg sind an norwegische Gasfelder angeschlossen.

³² Die Erdgasreserven der Länder der Kaspischen Region (ohne Russland) werden mit ca. 7 Bill. m³ beziffert [Rüffler 2001].

2.860 Mrd. m³) und Usbekistan³³ (Reserven: 1.875 Mrd. m³) im Hinblick auf ihre mögliche zukünftige Bedeutung als Angebotsländer von Erdgas diskutiert. Obwohl jedes der genannten Länder über beträchtliche Erdöl- und/oder Erdgasvorkommen verfügt, sind ihre derzeitigen Exportmöglichkeiten auf Grund von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen stark begrenzt. Wesentliche Ursache hierfür ist, dass bis Ende der 90er Jahre der einzige Zugang zum europäischen Erdgasmarkt nur durch die Nutzung russischer Pipelines (speziell der Central-Asia-Center- (CAC-) Pipeline³⁴) möglich war. Die russische Gazprom, als Eigentümer, konnte bisher durch hohe Transport- und Transitgebühren bedeutende Erdgasexporte aus der Kaspischen Region (insbesondere aus Turkmenistan) nach Europa verhindern [Oostvoorn 2003]. Eine Folge dieser Politik war die drastische Senkung der Förderquoten der Länder der Kaspischen Region von ca. 145,6 Mrd. m³ im Jahr 1990 auf ca. 80,7 Mrd. m³ im Jahr 1997, wobei ein besonders starker Rückgang in Turkmenistan zu beobachten war ([IEA 2003a, S. 226], [Cordesman 2000, S. 7]). Ein wesentlicher Streitpunkt zwischen den Ländern der Kaspischen Region ist zudem die Regelung der Eigentumsrechte im Kaspischen Meer [Engerer et al. 2005, S. 11].

Zu Zeiten der Sowjetunion gehörte Turkmenistan mit einer Produktion von bis zu ca. 90 Mrd. m³/a weltweit zu den fünf größten Gasproduzenten. Im Jahr 1998 erreichte die Förderung hingegen mit ca. 13,2 Mrd. m³ ihr bisheriges Minimum seit dem Zusammenbruch der UdSSR [Oostvoorn 2003]. Erst 1999 kam es zu einem Übereinkommen zwischen Russland und Turkmenistan über die Zugangsbedingungen zur CAC-Pipeline und damit zu einem Anstieg der turkmenischen Erdgasproduktion. Die im Jahr 1997 gebaute Pipeline von Korpedze in Turkmenistan nach Kurt-Kui im Iran und weiter in die Türkei bietet zudem eine Alternative, den Transit durch Russland nach Westeuropa zu umgehen. Auf Grund dieser Exportmöglichkeiten stiegen die Erdgasfördermengen bis ins Jahr 2002 auf ein Niveau von ca. 55 Mrd. m³/a an [OME 2004]. Der Zubau der geplanten Trans-Caspian-Gas-Pipeline (TCGP) von Nord-Ost Turkmenistan durch das Kaspische Meer nach Aserbaidschan könnte zu einer weiteren Steigerung der Exporte führen. In Baku wäre die Möglichkeit gegeben das Erdgas in die momentan im Bau befindliche Baku-Tiflis-Erzurum-Pipeline (BTE), die über Georgien in die Türkei führen soll, einzuspeisen. Entlang der gesamten Up- und Midstream Kette werden für die verschiedenen Ausbauprojekte ausländische Investoren gesucht, die das Ziel verfolgen, Erdgas auf dem europäischen und asiatischen Markt zu verkaufen³⁵.

³³ Usbekistan wird oft im Hinblick auf seine Energieressourcen zu der Kaspischen Region gezählt, obwohl es kein direkter Anrainerstaat des kaspischen Meeres ist.

³⁴ Die CAC-Pipeline führt von Turkmenistan nach Saratov in Russland über Usbekistan und Kasachstan. Dort ist sie an das russische Erdgas-Pipeline-System angeschlossen ([Oostvoorn 2003, S. 65], [Cedigaz 2006]).

³⁵ Zwischen 1991 und 1998 betrug das Volumen an ausländischen Investitionen in der turkmenischen Öl- und Erdgasindustrie zwischen 1,0 und 1,2 Mrd.\$ [Oostvoorn 2003, S. 65].

Usbekistan hat eine derzeitige Produktion von etwa 57,4 Mrd. m³/a [BGR 2003, S. 346] und gehört damit zu den zehn größten Erdgasproduzentenländern der Welt. Die geförderten Erdgasmengen werden hauptsächlich zur Deckung der Inlandsnachfrage verwendet, wobei die Preise hier staatlich subventioniert sind. Von den im Jahr 2001 exportierten Erdgasmengen in Höhe von ca. 6 Mrd. m³/a [BGR 2003, S. 369] wurde ein Großteil nach Russland geliefert. Während der Sowjet-Ära wurden in den sechziger und siebziger Jahre viele der usbekischen Erdgasfelder ausgebeutet. Dennoch ist Usbekistan das einzige Land der Kaspischen Region, das zwischen 1993 und 2001 ein stetiges Produktionswachstum (ca. 2 - 4%/a) aufwies.

Seit 1999 ist ein anhaltendes Wachstum der Erdgasfördermengen in Kasachstan festzustellen, welches auf den 15-Jahresplan des Energieministeriums zur Entwicklung des Gassektors zurückzuführen ist [Flakowski 2003, S. 75]. Dieser fordert die Erhöhung der Erdgasproduktion auf ein Level von 30 - 37 Mrd. m³ in 2010 sowie 32 - 42 Mrd. m³ in 2015 [Oostvoorn 2003, S. 67]. Bei den gegenwärtigen Förderraten von unter 10 Mrd. m³/a bleibt es jedoch fraglich, ob die landesspezifischen Ziele erreicht werden können (vgl. hierzu auch [BGR 2003, S. 346]). Mit Hilfe von ausländischen Investoren werden derzeit verschiedene Erdgasfelder erschlossen, deren Fördermengen hauptsächlich zur Deckung des Eigenbedarfes genutzt werden sollen. Falls dennoch Erdgasmengen exportiert werden, ist der Zugang zum europäischen Markt an zukünftige Zugangsbedingungen zu russischen Pipelines gebunden. Kasachstan verfolgt, wie weitere Länder der Kaspischen Region, das Ziel, die CAC-Pipeline zu erneuern bzw. die Kapazität zu erhöhen [Oostvoorn 2003, S. 66].

Aserbaidschan weist im Vergleich zu den anderen Ländern der Kaspischen Region mit derzeit 5,6 Mrd. m³/a [BGR 2003, S. 346] die geringsten Erdgasfördermengen auf. Um die inländische Erdgasnachfrage decken zu können, wird zusätzlich Erdgas aus Russland und Usbekistan importiert. Das bedeutendste Fördergebiet Aserbaidschans sind die Felder um Bakhar, wo derzeit mehr als die Hälfte des gesamten Erdgases produziert wird. Nachdem der Fokus bislang auf der Ölproduktion lag, gewinnt die Erdgasförderung auf Grund jüngster Entdeckungen, wie des Shah-Deniz-Offshore-Feldes im Kaspischen Meer, zunehmend an Bedeutung. Diese Lagerstätte befindet sich etwa 100 km süd-östlich von Baku und soll ab 2006 zur Erdgasproduktion des Landes beitragen. Sie birgt mit ca. 400 Mrd. m³ in etwa 40% der Reserven Aserbaidschans [IEA 2003a]³⁶.

Neben dem europäischen Erdgasmarkt stellen für die Länder der Kaspischen Region (insbesondere Usbekistan und Turkmenistan) die Märkte in Zentral- und Ostasien weitere Vermarktungsmöglichkeiten dar. Besonders in Indien, Pakistan und China wird mit einem Nachfragewachstum gerechnet, welches das der EU übertreffen soll. Zur Versorgung dieser Länder sind seit 1997 die sogenannte Central-Asian-Gas-

³⁶ Zur Erschließung dieser Felder wurde 1996 ein Konsortium gegründet, dessen Mitglieder unter anderen BP, Statoil, LukAgip, TotalFinaElf und die aserbaidschanische SOCAR (verantwortlich für die nationale Öl- und Gasproduktion) sind.

Pipeline (Centgas) und die China-Gas-Pipeline in Diskussion. Der Bau dieser Pipelines wurde auf Grund der mit der derzeitigen politischen Lage einhergehenden hohen Risiken nicht realisiert (vgl. [IEA 2003a, S. 244], [Flakowski 2003, S. 74] und [Scholl 2006, S. 26]).

Die Golfstaaten

Der Iran verfügt nach Russland über die zweitgrößten Erdgasreserven (ca. 26.000 Mrd. m³) weltweit. Wegen fehlender Investoren sind bisher jedoch nur ca. 38% der Erdgasvorkommen erschlossen. Die bedeutendsten Felder sind South Pars mit 8 -14.000 Mrd. m³, North Pars mit 1.400 Mrd. m³ und Kanaan mit 800 Mrd. m³. Die iranische Erdgasförderung betrug im Jahr 2002 ca. 64,5 Mrd. m³, wovon jedoch der größte Anteil zur Deckung der inländischen Nachfrage verwendet wurde. Mit der bestehenden IGAT-Pipeline [EIA 2004a], die eine Kapazität von ca. 10 Mrd. m³/a hat, ist eine Anbindung an das türkische Erdgasnetz gegeben.

Irans derzeitige Strategie besteht in der Forcierung der Exporte in die Türkei, der Erschließung des indischen Marktes sowie des Nahen Ostens. Wegen der angespannten politischen Lage zwischen Indien und Pakistan ist jedoch die Realisierung der Onshore-Pipelinerooute riskant. Eine alternative Offshore-Pipeline hingegen erfordert auf Grund der höheren Investitionen verstärkt Kapital [Flakowski 2003, S. 76ff.].

Bis heute werden ausländische Investitionen im Iran durch verschiedene Maßnahmen der USA erschwert. So wurde 1995 von den Vereinigten Staaten eine Anordnung verabschiedet, die es amerikanischen Firmen verbietet, Geschäfte mit dem Iran zu betreiben. Außerdem kam es 1996 zur Umsetzung des ILSA-Abkommen³⁷, nach dem Sanktionen gegen nicht-amerikanische Firmen erlassen werden, die große Investitionen im iranischen Öl- und Erdgassektor tätigen [Katzman 2003]. Dies ist als Grund dafür anzusehen, dass der Iran den Export in Nachbarstaaten des Nahen Ostens (Kuwait, Vereinigte Arabisch Emirate) bevorzugt [Flakowski 2003].

Außer Iran sind die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE), Katar sowie Oman, Yemen und Abu-Dhabi mit exportrelevanten Erdgasmengen ausgestattet. Im Jahr 2004 wurde LNG von Abu-Dhabi, Oman und Katar nach Spanien (insgesamt: 5,31 Mrd. m³) sowie von Oman nach Frankreich (0,08 Mrd. m³) exportiert [Cedigaz

³⁷ Der Iran-Libya Sanctions Act (ILSA) wurde 1996 unter dem US-Präsident Clinton verabschiedet und im Jahre 2001 unter Bush um weitere fünf Jahre verlängert. Er beinhaltet neben dem Verbot von Investitionen US-amerikanischer Firmen auf den Energiemarkten Irans und Libyens auch die Sanktionierung ausländischer Unternehmen auf dem US-Markt, falls deren Investitionen 20 Mio. \$/a im Iran bzw. 40 Mio. \$/a in Libyen übersteigen [Katzman 2003]. Zwar wurde nach dem Schildeingeständnis des libyschen Präsidenten Gaddafi (im Jahr 2003) am Anschlag auf ein PanAm-Flugzeug über dem schottischen Lockerbie eine Abschwächung der Sanktionen erwartet, jedoch musste die RWE noch im Jahre 2004 von Investitionen in Libyen auf Grund angedrohter Sanktionen seitens der USA absehen.

2004b]. Besonders von Katar und den VAE wird neben der Belieferung des europäischen Erdgasmarktes der Export nach Indien diskutiert³⁸.

Auf Grund der geographischen Lage (Nähe zur Türkei) sowie des vorhandenen Erdgaspotenzials (vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.3) zeichnet sich der Irak als potenzielles Angebotsland für Erdgas aus. Die zukünftige Bedeutung des Landes wird jedoch davon abhängen, wie schnell eine stabile wirtschaftliche und politische Lage hergestellt werden kann und Investitionen in den Aufbau der nötigen Infrastruktur stattfinden (vgl. auch [EIA 2005c]).

Afrikanische Länder

Neben Algerien sind Libyen, Ägypten, Nigeria und Angola mit bedeutenden Erdgasvorkommen ausgestattet.

Eines der weltweit größten erdölexportierenden Länder ist Libyen. Die Infrastruktur zur Förderung seiner Erdgasvorkommen ist hingegen vergleichsweise schlecht ausgebaut. Obwohl die Reserven (ca. 1.314 Mrd. m³) in einer vergleichbaren Größenordnung wie die von Norwegen sind, betrug die Produktion im Jahre 2001 gerade 6 Mrd. m³, was ca. 1/10 der norwegischen Produktion entspricht. So spielt das Land trotz des schon 1971 von Esso in Libyen errichteten LNG-Exportterminals (in Marsa el Brega) mit derzeitigen Erdgasexporten von unter 1 Mrd. m³/a keine wesentliche Rolle als Gasanbieter auf dem europäischen Markt. Als Ursache hierfür sind zum einen die ILSA-Sanktionen [EIA 2006b] sowie zum anderen die Fokussierung der staatlichen libyschen National Oil Corporation (NOC) auf die Erdölwirtschaft zu sehen. Durch die Fertigstellung der Green-Stream-Pipeline (8 Mrd. m³/a) nach Italien im Jahr 2004 wurde Libyen mit dem europäischen Erdgasnetz verbunden. Die Pipeline wurde im Rahmen eines 50-50 Joint Ventures zwischen der NOC und dem italienischen Gasunternehmen Eni-Agip finanziert [EIA 2006a].

In Ägypten wurden in den letzten Jahrzehnten beträchtliche Erdgasmengen entdeckt, so dass derzeit die Reserven auf 1.560 Mrd. m³ beziffert werden [BGR 2003]. Die größten Lagerstätten befinden sich im Mittelmeer, speziell im Nildelta, sowie in der Wüstenregion im Westen Ägyptens [EIA 2005a]. Bisher werden die geförderten Erdgasmenge (bspw. ca. 26,7 Mrd. m³ im Jahr 2002) ausschließlich zur Deckung der eigenen Nachfrage verwendet. Auf Grund der Neufunde an Lagerstätten sind jedoch verschiedene LNG- und Pipeline-Projekte in Planung, um eine Exportinfrastruktur aufzubauen [EIA 2005a]³⁹.

³⁸ Im Rahmen des Dolphin-Projektes verfolgen verschiedene Golfstaaten das Ziel, die Erdgasnetze der südlichen Golfregionen miteinander zu verbinden und hierdurch ihre Position zu stärken (vgl. <http://www.dolphinenergy.com>).

³⁹ Die ersten ägyptischen LNG-Terminals wurden im Jahr 2005 in Damietta sowie in Idku eröffnet [EIA 2005a].

Als weitere afrikanische Länder treten Nigeria und Angola als Anbieter von Erdgas auf dem europäischen Markt auf. Das Exportpotenzial von Nigeria wird voraussichtlich von der Durchsetzung der Non-Flaring Politik abhängen (vgl. Kapitel 2.3.3).

2.3.3 Exkurs: Angebot von assoziiertem Erdgas

Das bei der Erdölförderung abgefackelte Erdgasvolumen (Flared Gas) wird von der Weltbank [Weltbank 2004] global auf ca. 110 Mrd. m³/a geschätzt. Dies entspricht einer Gasmenge, mit der fast ein Viertel des Konsums der EU gedeckt werden könnte. Tabelle 2.2 zeigt die geschätzten Abfackelungsvolumen der Länder mit den weltweit größten Gasabfacklungsraten für das Jahr 2003⁴⁰. Mit beinahe 19 Mrd. m³/a weist Nigeria die höchsten Mengen an Flared Gas auf. Da assoziiertes Erdgas als Kuppelprodukt der Ölförderung anfällt, kann die Gasabfacklungsmenge in Relation zur Ölproduktion als Indikator für die Effizienz der Ölförderung gesehen werden. Des Weiteren gibt diese, zusammen mit der statischen Reichweite der Ölreserven, Aufschluss über die noch vorhandenen Erdgasmengen in der Erdöllagerstätte (vgl. Tabelle 2.2). Der Irak weist mit 31 m³/bbl die ineffizienteste Ölförderung auf. Die assoziierten Gasmengen dieses Landes werden auf ca. 3.525 Mrd. m³ geschätzt. Dies entspricht in etwa der doppelten Menge der niederländischen Reserven.

Tabelle 2.2: Charakteristika verschiedener Länder mit einem großen Abfacklungsvolumen (Jahr 2003) (Quelle: [Perlitz et al. 2006a] und [BP 2005])

Land	Abfacklungsvolumen [Mrd. m ³ /a]	Gasabfackelung pro produziertem Barrel Öl [m ³ /bbl]	Statische Reichweite der Ölreserven [a]	Verbleibende Mengen an assoziertem Gas [Mrd. m ³]
Nigeria	19	22	43	813
Russland	16	5	23	368
Irak	15	31	235	3.525
Iran	10	7	91	910
Angola	4,3	12	27	116

Entscheidende Hindernisse der Vermarktung von assoziiertem Erdgas stellen derzeit besonders in Nigeria und Angola die rechtlichen Einschränkungen der Nutzung (Preemptive Rights), wenig entwickelte lokale Märkte, die fehlende Infrastruktur zum Export sowie die Konzentration der tätigen Explorationsfirmen auf das Erdöl dar. Als weltweite Vereinigung zur Förderung der Nutzung von assoziiertem Gas hat die

⁴⁰ Bei den von der Weltbank geschätzten Werten sind reinjiziertes und auf der Ölplattform genutztes Gas nicht berücksichtigt.

Weltbank-Gruppe die Initiative GGFR⁴¹ gegründet. Sie unterstützt die Regierungen sowie die Gas- und Ölindustrie in ihren Bemühungen zur Reduktion von abgefackeltem Gas. Hierbei sollen sowohl Strafmechanismen (z.B. Entzug von Förderlizenzen) als auch finanzielle Mechanismen, wie die Abschaffung von Subventionen für konkurrierende Brennstoffe, Anreize schaffen.

Da weltweit ca. 3% der gesamten CO₂-Emissionen auf Gas-Flaring zurückzuführen sind, bietet die Nutzung dieses Erdgases ein Potenzial für Clean Development Mechanism (CDM) Projekte (vgl. Kapitel 3.2). In einer quantitativen Analyse konnte gezeigt werden, dass die Vermarktung des assoziierten Erdgases für den europäischen Markt, speziell im Rahmen von CDM Projekten, auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist [Perlitz et al. 2006a].

2.3.4 Marktwirtschaftliche Einflussfaktoren auf das zukünftige Erdgasangebot

Chancen einer Gas-OPEC

Die Situation auf dem europäischen Erdgasmarkt ist durch eine starke Importabhängigkeit der EU von einer geringen Anzahl von Ländern (Russland, Algerien, Norwegen) gekennzeichnet. Eine Betrachtung der EU-Länder zeigt, dass im Jahr 2002 die Erdgasnachfrage von 11 der 20 Netto-Importländer zu mehr als 60% durch russisches Erdgas befriedigt wurde (vgl. hierzu [BP 2005, S. 28] und [Prognos 2005, S. 62ff.]).

Derzeit sind Bestrebungen hinsichtlich der Bildung eines Zusammenschlusses von Erdgasanbietern erkennbar. Im Mai 2001 wurde das GECF⁴² in Teheran gegründet. Das GECF besteht zur Zeit aus 13 Mitgliedsländern, wobei über die Hälfte dieser auch in der OPEC ist [GECF 2005]. Bisher fanden mehrere Treffen der Mitgliedsländer statt, an denen u.a. Norwegen als Beobachter teilnahm (vgl. auch [Soligo et al. 2004]). Erklärtes Ziel des GECF ist u.a. das Forcieren der Nutzung von Erdgas im Energiemix wichtiger Nachfrageländer.

Vergleichbar mit den Erdölreserven ist ein Großteil der vorhandenen Erdgasreserven auf wenige Länder konzentriert. Wesentlicher Unterschied zu den Mitgliedsstaaten der OPEC sind jedoch die heterogenen Interessen dieser gasreichen Länder. Während die OPEC-Mitgliedsstaaten fast ausschließlich im Mittleren Osten liegen, sind die für ein Gaskartell notwendigen Staaten weit voneinander entfernt. Außerdem trennen sie unterschiedliche politische Beziehungen mit der EU sowie den nordamerikanischen Ländern.

Wie in den vorherigen Kapiteln 2.3.1 und 2.3.2 erläutert, sind fast alle gasexportierenden Nicht-EU-Länder an einem Ausbau der Infrastruktur interessiert. Dabei sind speziell Russland, Algerien aber auch Ägypten sowie weitere GECF Teilnehmerländer auf ausländisches Kapital angewiesen.

⁴¹ Global Gas Flaring Reduction Public Private Partnership

⁴² Gas Exporting Countries Forum

Ferner ist für die Erdgas exportierenden Länder Großbritannien, die Niederlande und Norwegen eine Mitgliedschaft in einem Gaskartell auf Grund ihrer Zugehörigkeit zur EU bzw. ihren wirtschaftspolitischen Verträgen mit der EU unwahrscheinlich (vgl. hierzu [Flakowski 2003, S. 49]). Die Europäische Union hat zudem Bestrebungen, im Zuge der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes innerhalb der EU-Mitgliedsländer, ihren Einfluss auf Erdgasangebotsländer auf Grund der Verquickung von EU-Downstream⁴³ mit Nicht-EU-Upstream⁴⁴ Unternehmungen zu verstärken.

Angesichts der dargestellten Situation ist davon auszugehen, dass die Marktmacht eines Kartells in der Erdgaswirtschaft begrenzt sein wird. Vergleicht man die GECF mit der OPEC, so sind vorwiegend die Mitgliedsländer der zuerst genannten Organisation durch heterogene wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen gekennzeichnet. Ein Kartell im Erdgasbereich hat somit ein weitaus höheres Potenzial, an internen Konflikten zu scheitern als die OPEC.

Nachfragekonkurrenz um relevante Erdgasmengen aus Nicht-EU-Ländern

Obwohl die Länder mit den weltweit größten Erdgasvorkommen (Russland, Iran, Katar) geographisch nah zu der EU liegen, ist eine Konkurrenz um diese Rohstoffe durch die weiter entfernten asiatischen oder nordamerikanischen Nachfrageregionen möglich. Speziell die Kostensenkungen entlang der LNG-Kette führen zu einer weiteren Globalisierung des Erdgasmarktes. In den USA etwa sind neben der Reaktivierung zweier stillgelegter LNG-Importterminals weitere Projekte geplant. So sind erste Bezugsverträge über Erdgasmengen aus dem norwegischen Snovit-Erdgasfeld (Barentssee) abgeschlossen, wodurch diese Mengen trotz der geringeren Distanz zum europäischen Markt diesem nicht mehr zur Verfügung stehen [Prognos 2005]. Außerdem bestehen Importvorhaben seitens China, Indien und Pakistan, wobei die hier derzeit diskutierten russischen Förderregionen (z.B. Sachalin und Ostsibirien), wegen ihrer großen Entfernung, für den europäischen Markt weniger relevant sind. Der Bau notwendiger Pipelines in Fernost könnte jedoch der Gazprom Kapital entziehen, das für den Ausbau der europäischen Infrastruktur dann nicht mehr zur Verfügung steht. Zusammenfassend ist hierdurch eine Interessenüberschneidung zwischen Asien und Europa hinsichtlich des Imports von Erdgasmengen aus Westsibirien, der Kaspischen Region sowie dem Nahen Osten zu erwarten. Ähnliches ist langfristig hinsichtlich der LNG-Mengen zwischen den EU-Ländern und den USA denkbar [Prognos 2005, S. 58].

Konkurrenz um Erdgasmengen durch erdgasbasierte Produkte

Neben der Nachfragekonkurrenz aus nicht-europäischen Regionen ist auch eine potenzielle Konkurrenz um Erdgasmengen durch Unternehmen, die erdgas-

⁴³ Der Downstream-Sektor umfasst i.a. die nationalen und regionalen Transporte sowie die Verteilung und Speicherung.

⁴⁴ Der Upstream-Sektor umfasst i.a. die Produktion, wohingegen Ferntransporte dem Midstream-Sektor zugerechnet werden können.

basierende Produkte herstellen, insbesondere Gas-to-Liquids (GTL), möglich⁴⁵. Mittels der GTL-Technologie werden synthetische Schmier- und Antriebsstoffe aus Erdgas (bzw. Methan) erzeugt. Die Umwandlung wird hierbei mittels petrochemischer Prozesse durchgeführt, die auf der Fischer-Tropsch-Synthese⁴⁶ aufbauen. Die Hauptprodukte bei dieser Umwandlung sind Mitteldestillate (speziell Diesel) sowie Naphtha und Schmierstoffe, so dass hierdurch typische Erdölraffinerieerzeugnisse hergestellt werden. Weltweit gibt es derzeit drei kommerziell genutzte GTL-Anlagen, wovon sich zwei in Südafrika und eine in Malaysia befinden. Gegenwärtig sind jedoch zahlreiche GTL-Projekte bspw. in Ägypten, Alaska, Australien, Indonesien, Iran, Katar und Nigeria im Bau oder in der Planungsphase. Der Gaseinsatz der GTL-Anlagen liegt hierbei in der Größenordnung von LNG-Verflüssigungsterminals. Die IEA prognostiziert einen weltweiten Anstieg der Gasnachfrage von GTL-Projekten von derzeit ca. 4 Mrd. m³/a auf 40 Mrd. m³ im Jahr 2010 und sogar ca. 214 Mrd. m³/a bis zum Jahr 2030 [IEA 2004b, S. 133].

Der Bau einer GTL-Anlage ist mit beinahe doppelt so hohen Investitionen wie der einer LNG-Anlage verbunden [IEA 2004b, S. 134]. Dafür sind die Transportausgaben vergleichbar mit denen von Erdöl und damit um den Faktor zehn geringer als bei LNG (vgl. hierzu auch [Chabrelie 2004, S. 5]). Neben den Ausgaben entlang der Wertschöpfungskette sind zudem die Preise der Endprodukte sowie die Zusammensetzung des Erdgases⁴⁷ bei einem Vergleich der Alternativen zu berücksichtigen.

Bezüglich der zahlreichen geplanten GTL-Projekte stellt sich die Frage nach den Konsequenzen dieser Entwicklung für den europäischen Erdgasmarkt. Speziell kann hier im Upstream-Bereich ein Wettbewerb um Finanzmittel und Gasmengen für GTL- oder Erdgasprojekte entstehen. Im Gegensatz zu den weitgehend regionalen Gasmärkten ergeben sich bei GTL-Produkten, bedingt durch die vergleichsweise geringen Transportkosten, globale Vermarktungsmöglichkeiten. Trotz der genannten Tendenzen im GTL-Sektor sind die Auswirkungen auf den europäischen Erdgasmarkt als gering einzuschätzen (vgl. hierzu [Prognos 2005, S. 58 ff.]). Die Realisation der geplanten Projekte wird an der erwarteten Rendite gemessen. Bei den involvierten Unternehmen dürften jedoch finanzielle Mittel auch für mehrere

⁴⁵ Die Wirtschaftlichkeit von Dimethyl-Ether (DME) oder Methanol, basierend auf Erdgas, wird in dieser Arbeit nicht ausführlich diskutiert. Sowohl DME als auch Methanol haben für die im Zentrum der Arbeit stehende Erdgasnachfrage des Kraftwerkssektors eine untergeordnete Bedeutung. Zudem wird die zukünftige Konkurrenz um Erdgasmengen zur Herstellung von DME und Methanol als relativ gering, im Vergleich zu GTL, eingeschätzt [Seeliger 2004]. DME kann hauptsächlich als Ersatz für Propan und Butan (LPG) verwendet werden. Methanol dient beispielsweise als Rohstoff für Formaldehyd [Morita 2001, S. 3].

⁴⁶ Das Fischer-Tropsch-Verfahren wurde in den 1920er Jahren in Deutschland entwickelt (vgl. [Morita 2001, S. 7]) und stellt eines der am häufigsten angewandten Methoden zur Herstellung von Schmier- und Antriebsstoffen aus Erdgas dar.

⁴⁷ In Abhängigkeit der Gasqualität und des verwendeten GTL-Verfahrens ändert sich die Zusammensetzung der Endprodukte.

Projekte kein Engpass darstellen⁴⁸. Außerdem verfügen die für den europäischen Markt bedeutenden Länder, insbesondere Iran, Katar und Nigeria, über ausreichend Erdgas für mehrere Großprojekte. Beispielsweise soll für ein GTL-Projekt in Nigeria assoziiertes Gas verwendet werden, das derzeit noch abgefackelt wird [IEA 2004b, S. 134] (vgl. Kapitel 2.3.3).

2.4 Zusammenfassung möglicher Marktentwicklungen der Nicht-EU-Angebotsländer für Erdgas

Der europäische Erdgasmarkt wird derzeit im Wesentlichen von fünf Angebotsländern (Russland, Algerien, Norwegen, Großbritannien, Niederlande) dominiert, wovon die Bedeutendsten jedoch nicht der EU angehören. Merkmale der Energiemärkte dieser Länder sind die teilweise starke Einflussnahme der dortigen politischen Führung in die Energiewirtschaft sowie die oligopolistischen Marktstrukturen (vgl. Kapitel 2.3.1). Dennoch können verschiedene Entwicklungen mittel- bis langfristig Impulse für mehr Wettbewerb zwischen den Anbietern auf dem europäischen Erdgasmarkt geben:

- Sowohl Russland als auch Algerien haben Schwierigkeiten, genügend inländisches Kapital für die Aufrechterhaltung sowie zum Ausbau der Förderstätten und Transportinfrastruktur zu beschaffen [IEA 2003a, S. 214]. Aus diesem Grund sind sowohl die Sonatrach als auch die Gazprom an ausländischen Kooperationen interessiert. In Algerien und in Russland sind Tendenzen zur Öffnung des Upstream-Sektors zu beobachten. Ausländische Unternehmen können in diesen Ländern in Form von Production Sharing Agreements (PSA) Gasmengen selbstständig vermarkten [Prognos 2005, S. 64]. Speziell in Algerien üben ausländische Investoren Einfluss auf die Entwicklung des Upstream-Sektors aus. Hierdurch kann erwartet werden, dass sich der Staat teilweise aus dem operativen Erdgasgeschäft zurückzieht und die Staatsunternehmen verstärkt privatisiert. Derzeitige Tendenzen in Russland deuten jedoch auf eine Zunahme des staatlichen Einflusses im Geschäft mit Kohlenwasserstoffen hin.
- Russische Unternehmen (z.B. Lukoil), die bisher ausschließlich im Erdölgeschäft tätig waren und bislang den größten Teil des anfallenden Erdgases abfackelten, streben eine Diversifikation ihrer Produktpalette an und möchten als eigene Erdgasanbieter auftreten [Dronnikov 2005, S. 114]. Diese Unternehmen, die bisher Erdgas meist zu vergleichsweise (mit dem europäischen Markt) sehr niedrigen Preisen an die Gazprom verkauft haben, könnten zukünftig Druck hinsichtlich des eigenen Zugangs zum Transportnetz zum EU-Markt ausüben.

⁴⁸ Bspw. sind die Unternehmen BP, Esso und Shell im GTL-Geschäft tätig.

- Neue Erdgasanbieter in der Kaspischen Region (Turkmenistan, Aserbaidschan etc.) und im Mittleren Osten (Iran, Oman) sowie in Ägypten treten in den Markt ein und drängen auf einen Zugang zu den Übertragungsnetzen in die EU. Hierdurch kann es zu einer zusätzlichen Konkurrenz zwischen den Gasanbietern kommen [Perner 2002]. Um unabhängig vom russischen Gasnetz Erdgasmengen zum europäischen Markt zu transportieren, ist der Transit über die Türkei möglich (vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.2).
- Nachdem der norwegische Erdgasverhandlungsausschuss (GFU) am 1. Juni 2002 aufgelöst wurde, können norwegische Produzenten ihr Erdgas individuell verkaufen. Die Zahl der norwegischen Anbieter hat sich somit von dem ehemals einzigen GFU auf mehrere weitgehend unabhängige Konkurrenten erhöht. Die EU Generaldirektionen für Wettbewerb und Energie (DG 4) überwachen die Einhaltung von Wettbewerbsvorschriften im Hinblick auf den Zugang norwegischer Erdgaspipelines zu EU-Pipelines.
- Eine zunehmende Globalisierung des Erdgashandels, speziell infolge der Zunahme von LNG-Transporten, führt zu mehr Wettbewerb zwischen den Anbietern von Erdgas. Dies könnte sich in einer zukünftigen wettbewerblichen Preisbildung widerspiegeln. Ein Grund für eine notwendige Entkopplung der Preisbindung⁴⁹ an das Erdöl kann in seiner kürzeren statischen Reichweite gesehen werden, die jedoch erst Jahrzehnte später für Erdgas zu erwarten ist (vgl. Kapitel 2.1 sowie [EET 2003, S. 25]).

Neben den genannten Entwicklungsmöglichkeiten der Hauptangebotsländer sowie potenziellen Angebotsregionen wird das zukünftige Erdgasangebot für den europäischen Markt von weiteren Faktoren abhängig sein. Diese sind bspw. die zusätzliche Nachfragekonkurrenz (z.B. aus Asien) sowie die Verwendung und die Vermarktung von Erdgas als Treibstoff (z.B. GTL). Obwohl die Chance für ein Angebotkartell mit einer entscheidenden Marktmacht als relativ gering einzuschätzen ist, sind strategische Allianzen denkbar, die einen wettbewerbshemmenden Einfluss im europäischen Markt ausüben und zudem Investitionen verhindern könnten. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor mit Auswirkung auf die Akquirierung von Kapital zur Aufrechterhaltung und Erweiterung der Förderungen bzw. Infrastruktur stellt die politische Instabilität in einigen Hauptangebotsländern dar.

2.5 Techno-ökonomische Charakterisierung der Erdgasübertragung

2.5.1 Pipeline-Transporte

In Europa findet die physikalische Übertragung von Erdgas zu ca. 98% über Pipelines statt [BGR 2003, S. 135]. Der Anteil in der EU beträgt hingegen ca. 92%. Auf Grund der teilweise großen geographischen Entfernung zwischen den west-

⁴⁹ Vgl. hierzu auch Kapitel 3.1.4.

europäischen Nachfrageregionen und wichtigen Förderstätten kommt der Pipelineinfrastruktur eine besondere Bedeutung zu. Das ca. 200.000 km lange europäische Fernleitungsnetz verbindet die großen Förderregionen in West-Sibirien, im Wolga-Ural-Gebiet, in der Nordsee und in Nordafrika mit den westeuropäischen Verbrauchsregionen [BGR 2003, S. 138].

Die Kapazität (Q_0) einer Erdgaspipeline lässt sich auf Basis des Fortschreibungsge setzes für Hochdruckgase von Darcy-Weisbach [Cerbe et al. 2004, S. 123] berechnen (Gleichung (2.1)). Parameter dieser strömungstechnischen Gleichung sind der Durchmesser (d), der Ein- (p_1) bzw. Ausgangsdruck (p_2), die Rohreibungszahl⁵⁰ (ν), die Erdgasdichte (ρ_0), die Normaltemperatur (T_0), die Temperatur des Erdgases (T), die Kompressibilitätszahl⁵¹ (K) und der Normaldruck (p_0) sowie die Länge der Pipeline (l). Aus der Gleichung (2.1) folgt, dass die Kapazität überproportional mit dem Durchmesser zunimmt. Zudem ermöglichen höhere Transportdrücke, unter sonst gleichen Rahmenbedingungen, größere Transportmengen.

$$Q_0 = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \cdot T_0}{p_0 \cdot l \cdot K \cdot \rho_0 \cdot T \cdot \nu}} \cdot \sqrt{d^5} \quad (2.1)$$

Bei konstantem Rohrdurchmesser, aber zunehmender Transportdistanz, nehmen Druck und Gasdichte ab, so dass die Kapazität der Pipeline sinkt. Um den Druck aufrecht zu erhalten, wird das Erdgas durch Kompressoren, im Abstand von ca. 100 bis 150 km, entlang der Pipeline erneut verdichtet. Der Rohrdurchmesser bei Hochdruckpipelines beträgt gewöhnlich zwischen 0,60 und 1,50 m. Die transeuropäischen Onshore-Pipelines werden mit ca. 75 bar und Offshore-Pipelines mit ca. 130 bis 190 bar betrieben⁵².

Untersuchungen⁵³ zeigen, dass die pro transportierter Energieeinheit spezifischen Investitionen für Pipelines bei einer Zunahme der Kapazität degressiv fallen. Dies ist auf den oben beschriebenen physikalischen Zusammenhang zwischen Kapazität und Durchmesser sowie der weitgehenden Linearität zwischen Investition und Pipeline durchmesser zurückzuführen (vgl. hierzu auch [GTE 2004]).

⁵⁰ Die Rohreibungszahl erfasst den Druckverlust auf Grund der Zähigkeit des Mediums sowie der Rauhigkeit der Rohrwandung.

⁵¹ Die Kompressibilitätszahl gibt die Wirkung der Kompressibilität des Erdgases auf dessen Fließverhalten an.

⁵² Die beiden Hauptexportrouten von Westsibirien nach Westeuropa haben Entfernungen von ca. 3.075 km (über Weißrussland) und ca. 3.376 km (über die Ukraine). Die hier verlegten Pipelines bestehen aus 4 - 6 parallel verlaufenden Leitungssträngen mit einem Durchmesser von ca. 1,42 m. In diesen herrscht ein Betriebsdruck von ca. 75 bar. [Lechtenböhmer et al. 2004, S. 8].

⁵³ Vgl. bspw. die empirischen Untersuchungen in [Perner 2002]. Basierend auf Datensätzen zu Pipelineinvestitionsprojekten (<http://www.cedigaz.com/>, [Chabrelie 1995]) wurden vom Autor der Arbeit ebenfalls Berechnungen zur Untersuchung von Skaleneffekte durchgeführt.

2.5.2 LNG-Transporte

Weltweit wurden im Jahr 2004 ca. 177 Mrd. m³ Erdgas, das entspricht ca. 21% der Gesamtnachfrage, in Form von Liquified Natural Gas (LNG) transportiert. Die LNG-Mengen verteilen sich zu 67% auf den asiatischen, zu 22% auf den europäischen und zu ca. 11% auf den nordamerikanischen Markt [Chabrelie 2003, S. 12]⁵⁴.

Die LNG-Transportkette lässt sich in die Bereiche Verflüssigung, Transport sowie Verdampfung unterteilen. Mittels der Verflüssigung von Erdgas zu LNG wird die Energiedichte pro Volumeneinheit erhöht, wodurch die spezifischen Transportkosten verringert werden. Das Erdgas⁵⁵ wird hierzu in Verflüssigungsterminals auf Temperaturen von ca. -161,5°C heruntergekühlt, bei der Methan kondensiert. Dabei reduziert sich das Volumen bei atmosphärischem Druck auf ungefähr 1/600 des Gasvolumens.

Den größten Anteil der Investitionen entlang der LNG-Kette stellen die Verflüssigungsanlagen (ca. 50%) sowie die LNG-Tanker (ca. 30%) dar. Zur Gewährleistung einer hohen und relativ konstanten Auslastung kommen in Abhängigkeit der Distanz zwischen den LNG-Im- und -Exportterminals mehrere Tanker zum Einsatz. An den Importterminals wird das LNG aus den Tankern gepumpt, zwischengespeichert und wiederverdampft [Rohey 1997, S. 333]. Das verdampfende Erdgas wird durch Druck reguliert und kann im gasförmigen Zustand ins Ferngasnetz eingespeist werden [IELE 2003, S. 18]⁵⁶. Der Anteil der Verdampfungsanlagen an der Gesamtinvestition beträgt ca. 10 - 20% [Prognos 2005, S. 48].

Die im entwickelten PERSEUS-EEM Modell zugrunde gelegten technischen und ökonomischen Parameter längs der LNG-Kette sowie für die Pipelineübertragung finden sich in den Kapiteln 5.3.3 und 5.3.4.

2.5.3 Vergleich der Übertragungsmöglichkeiten für Erdgas

Der Aufbau einer Infrastruktur zum Erdgastransport ist durch hohe sowie größtenteils irreversible Investitionen (*sunk costs*⁵⁷) gekennzeichnet. Zur Absicherung des hierdurch bedingten Investitionsrisikos sind Langzeitverträge (vgl. Kapitel 3.1.4)

⁵⁴ Der asiatische LNG-Markt ist durch besonders große Entfernung zwischen den Produzenten (Malaysia, Indonesien, Brunei) und den Verbrauchsregionen (Japan, Taiwan, Süd-Korea) gekennzeichnet. Der nordamerikanische LNG-Markt ist im Vergleich zum asiatischen und europäischen von geringerer Bedeutung. Dies ist auf die große Eigenproduktion von Erdgas in den USA zurückzuführen.

⁵⁵ Vor der Verflüssigung werden von dem Erdgas Fremdstoffe (H₂O, CO₂, H₂S und einige höhere Kohlenwasserstoffe) entfernt, die wegen ihrer höheren Siedepunkte gefrieren würden [IELE 2003, S. 30].

⁵⁶ Als Zukunftstechnologien sind Offshore LNG-Terminals sowie Onboard Verdampfungsanlagen zu erwarten [CIEP 2003, S. 11].

⁵⁷ Von irreversiblen Investitionen im Energiebereich wird gesprochen, wenn Wettbewerber bei Markteintritt Infrastrukturmaßnahmen wie Leitungen, Netze aufbauen müssen, die für keinen anderen Zweck zu verwenden sind und deshalb einen geringen Liquidationswert besitzen (vgl. auch [Wietschel 2000, S. 70ff.], [Fichtner 2004, S. 40]).

zwischen Anbietern und Nachfragern vorherrschend, die zu einer gewissen Starrheit auf dem Gasmarkt geführt haben [CIEP 2003, S. 5].

Die zu transportierenden Erdgasvolumen sowie die Transportdistanz haben aus technischer und ökonomischer Sicht eine wichtige Rolle bei der Entscheidung für eine Pipeline oder LNG-Kette. Der Hauptanteil der energiespezifischen Transportausgaben entlang der LNG-Kette entfällt auf fixe Ausgaben für die Verflüssigung und Verdampfung. Hierbei fallen ebenfalls die größten Energieverluste (ca. 10%) an. Die distanzabhängigen, variablen Ausgabenbestandteile für den LNG-Transport sind hingegen vergleichsweise gering. Im Gegensatz hierzu ist der Pipelinetransport durch hohe variable Ausgaben gekennzeichnet. Pipeline-Transporte sind deshalb bei geringen Distanzen wirtschaftlicher als LNG-Transporte.

In Abbildung 2.2 werden exemplarisch die energiespezifischen Transportausgaben in Abhängigkeit der Distanz, die bei der Übertragung von Erdgas, Steinkohle und Erdöl anfallen, dargestellt⁵⁸.

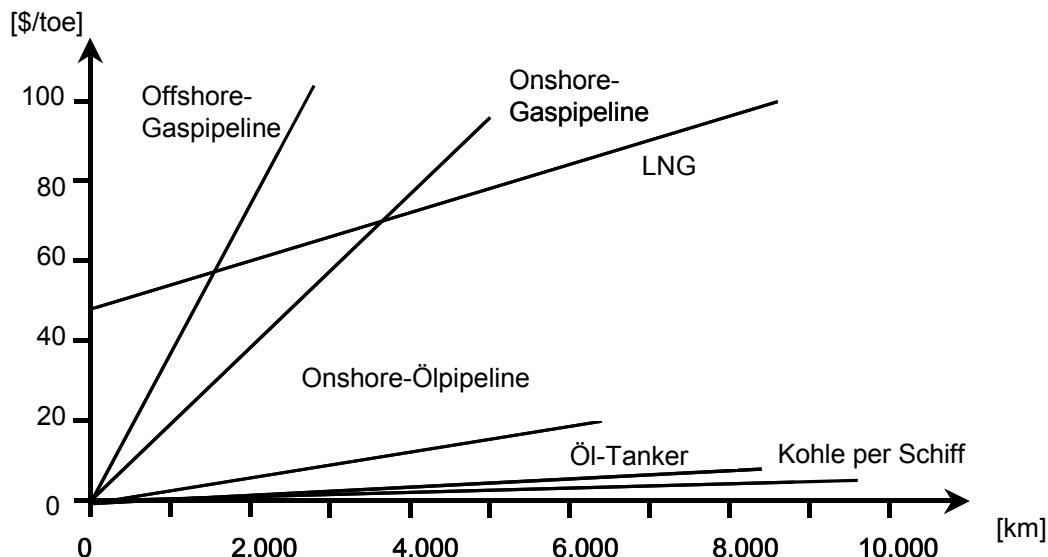


Abbildung 2.2: Transportausgaben⁵⁹ verschiedener für den Kraftwerkssektor wichtiger Energieträger (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [BGR 2003, S. 69])

Ab Transportdistanzen von ca. 1.500 km ist der LNG-Transport gegenüber dem Erdgastransport über Offshore-Pipelines wirtschaftlicher. Bei Onshore-Transporten führt hingegen der LNG-Transport ab Entferungen über 3.500 - 4.000 km zu geringeren energiespezifischen Ausgaben (vgl. hierzu auch [Cerbe et al. 2004] und [BGR 2003]). Der Massentransport von Steinkohle erfordert im Vergleich zu Öl und Erdgas derzeit die geringsten spezifischen Ausgaben.

⁵⁸ Zur Diskussion weiterer auf Erdgas basierender Produkte vgl. Kapitel 2.3.4.

⁵⁹ In Abbildung 2.2 sind sämtliche distanzabhängigen Ausgaben proportionalisiert.

Neben technischen und ökonomischen Gesichtspunkten gewinnen geopolitische Aspekte bei der Entscheidung für LNG-Terminals oder Pipelines verstärkt an Relevanz [DGTRN 2004, S. 260]. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bietet der LNG- gegenüber dem Pipelinetransport verschiedene Vorteile. Durch eine zunehmende Globalisierung der bisher regionalen Erdgasmärkte können LNG-Transporte angesichts ihrer Flexibilität zur Verringerung regionaler Engpässe und Preis sprünge beitragen (vgl. auch [Matthes et al. 2005]). Ferner binden sich mit dem Bau von LNG-Terminals weder Anbieter noch Nachfrager durch eine starre Infrastruktur aneinander. Dies ermöglicht eine leichtere Diversifikation auf beiden Seiten der LNG-Kette und hierdurch die Reduktion von Risiken. Pipelines hingegen sind häufig durch mehrere Länder verlegt, wodurch zusätzliche geopolitische Risiken gegeben sind (vgl. hierzu auch die Szenariorechnungen im Kapitel 6.5).

2.6 Strukturierung und Nachfrage nach Erdgas in der EU

2.6.1 Erdgasnachfrage

Die jährliche Erdgasnachfrage innerhalb der EU beträgt ca. 470 Mrd. m³ (Jahr 2003), davon entfallen ca. 420 Mrd. m³ auf die EU15-Länder. Hauptnachfragesektoren sind mit ca. 43% der Haushalts- und Tertiärsektor gefolgt vom Industriesektor, der ca. 32% des Konsums bestreitet. Der Anteil des Kraftwerkssektors beträgt ca. 24% [Lecarpentier 2004, S. 57]. Ein Vergleich der EU-Mitgliedsstaaten zeigt, dass sich die Bedeutung der einzelnen Sektoren an der Gesamtnachfrage teilweise wesentlich voneinander unterscheidet. Der prozentuale Anteil des Kraftwerkssektors ist in Griechenland mit ca. 75% am höchsten und in Frankreich und Polen mit weniger als 5% am geringsten [Lecarpentier 2004]. In Deutschland wird hingegen ca. 17% der gesamten Erdgasnachfrage von diesem Sektor bezogen [IEA 2002d].

Die Anteile der Sektoren an der gesamten Nachfrage nehmen starken Einfluss auf die Nachfragestruktur eines Landes. Beispielsweise trägt der Haushalts- und Tertiärsektor gewöhnlich zu einer saisonalen Nachfragestruktur bei, wohingegen die Erdgasnachfrage der Industriesektoren kaum durch eine Saisonalität geprägt ist. Ursache für die saisonale Nachfrage des Haushalts- und Dienstleistungssektors ist der Einsatz von Erdgas zur Erzeugung von Raumwärme mittels Heizungssystemen. Die Nachfrage aus dem Haushaltssektor ist i.a. negativ korreliert mit der Außentemperatur und wird als wichtigste Einflussgröße der saisonalen Struktur angesehen (vgl. hierzu [IEA 2002d, S. 15] und [Cerbe et al. 2004, S. 439ff.]). In der EU weisen bspw. Deutschland, Großbritannien und die Niederlande eine ausgeprägte saisonale Nachfrage auf. Dagegen ist diese in Spanien und Norwegen auf Grund des hohen Anteils der Industriesektoren nicht so ausgeprägt. Zypern und Malta sind derzeit noch nicht an das europäische Erdgasnetz angebunden, so dass Erdgas als

Energieträger bis auf die Ausnahme von Compressed Natural Gas (CNG-Gas)⁶⁰ keine nennenswerte Rolle spielt.

In Deutschland wurde besonders durch die Stadtwerke und Erdgasunternehmen der Wechsel von alten erdöl- zu neuen erdgasbetriebenen Heizungssystemen für den Haushaltssektor finanziell gefördert [Rentz et al. 2004b]. Mittlerweile hat das Erdgas das Erdöl auf dem deutschen Markt für Raumwärme als dominierende Energiequelle verdrängt. Beispielsweise wurden in den Jahren 2003 bis 2005 bei ca. 75% der Neubauwohnungen Gasheizungen installiert. Derzeit werden in Deutschland ca. 45% aller Wohnungen mit Erdgas beheizt [Weltenergiereport 2005, S. 37].

Nach Schätzungen der IEA wird im Jahr 2030 mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasnachfrage aus dem Kraftwerkssektor resultieren. Durchschnittlich rechnet die IEA mit einer Zunahme der globalen Erdgasnachfrage um 3%/a bis ins Jahr 2010 (vgl. hierzu [Kägi et al. 2003 S. 89], [IEA 2002b, S. 111]). Als weiteren, zukünftig wichtigen Nachfragesektor wird der Industriesektor bewertet. Von geringer Relevanz wird hingegen die Erdgasnachfrage im Kraftverkehr (Erdgasautos) gesehen [Weltenergiereport 2005]⁶¹.

2.6.2 Strukturierung des Erdgases

Historisch bedingt übernehmen Erdgasspeicher Aufgaben zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie zur Anpassung des Erdgasangebotes auf die saisonale Nachfrage (Strukturierung).

Innerhalb der EU sind gegenwärtig ca. 75 Mrd. m³ Arbeitsspeichervolumen vorhanden, welches einem Anteil an der Gesamtnachfrage von ca. 17% entspricht. Die meisten Speicherkapazitäten befinden sich in den stark von Erdgasimporten abhängigen Ländern Deutschland⁶², Italien und Frankreich. Diese drei Länder besitzen mit einem Speichervolumen von über 40 Mrd. m³ Arbeitsgas ca. 65% der gesamten Kapazitäten in der EU. Großbritannien verfügt hingegen mit ca. 4 Mrd. m³ Arbeitsspeichervolumen, das ca. 4% seiner derzeitigen nationalen Nachfrage repräsentiert, über sehr geringe Speicherkapazitäten. Im Gegensatz hierzu beträgt der Speicheranteil am Jahresverbrauch in den meisten EU-Ländern ca. 20 bis 24% (vgl. hierzu Tabelle 5.3). Dies verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Importabhängigkeit und Speicherbedarf. Während Deutschland und Frankreich ca. 80%

⁶⁰ CNG ist auf 200 bar verdichtetes Erdgas, das auf kurzen Transportstrecken wirtschaftlicher als die Übertagung mit LNG-Tanker oder über Pipelines ist. CNG wird häufig als Kraftstoff für Fahrzeuge genutzt (vgl. hierzu auch [IELE 2004, S. 93] und [Valsgaard & Reepmeyer 2004]).

⁶¹ Derzeitige Hauptprobleme des Einsatzes von Erdgas im Kraftverkehrssektor sind die geringe Erdgastankstellendichte, die relativ hohen Kosten der Erdgasmotoren sowie der große Raumbedarf für die Erdgasspeicherung im Fahrzeug. Der Anteil an zugelassenen Erdgasautos in Deutschland betrug Anfang 2005 ca. 0,07% (vgl. auch [Weltenergiereport 2005, S. 37]).

⁶² Deutschland verfügte im Jahr 2002 über ein Speichervolumen von ca. 18,8 Mrd. m³ Arbeitsgas, von ca. zwei Dritteln durch Poren- und ein Drittel durch Kavernenspeicher bereitgestellt wurde [Sedlacek 2002, S. 398]. Der größte Erdgasspeicher in Westeuropa, mit einem Arbeitsvolumen von 4,2 Mrd. m³, befindet sich in Rehden.

ihres Erdgasverbrauchs importieren, ist Großbritannien bisher noch Nettoexporteur. Der saisonale Ausgleich sowie Spitzenlastschwankungen wurden in Großbritannien bisher verstärkt über den sogenannten Swing der Produktion ausgeglichen⁶³. Die Strukturierung des Erdgases findet hingegen in den meisten kontinentaleuropäischen Ländern verbrauchernah mittels Poren- (Öl- bzw. Gasfelder oder Aquifere) und (Salz)Kavernenspeicher statt [Cerbe et al. 2004, S. 238ff.].

Hinsichtlich der Versorgungssicherheit übernehmen Erdgasspeicher die Aufgabe, kurz- bis mittelfristige Lieferengpässe abzufedern [Sedlacek 2002]. In diesem Zusammenhang wird von der EU-Kommission vorgeschlagen, neben der Erdölbevorratung auch verpflichtende Erdgasmengen zur Krisenbevorratung anzulegen (vgl. hierzu [Oostvoorn 2003, S. 92, S. 104]).⁶⁴

Die Höhe der Investitionen in Speicherkapazitäten ist abhängig vom Speichertyp, dem Arbeitsspeichervolumen, der maximalen Ein- und Ausspeicherrate sowie geologischen Faktoren. Sie umfassen im Wesentlichen Ausgaben für die Erschließung, die notwendigen Bohrungen sowie bei Salzkavernenspeichern für das Auslaugen. Im Gegensatz zu ehemaligen Öl- oder Gasfeldern sind bei Aquiferen zusätzlich seismische Messungen, Untersuchungsbohrungen sowie Einpressversuche zur Überprüfung der Speichereigung nötig. Aus diesem Grund sind die Investitionen zur Erschließung von Aquiferen höher als die von ehemaligen Öl- oder Erdgaslagerstätten⁶⁵. Zum Erhalt des Druckes sind außerdem 35% bis 60% des Gesamtvolumens des Speichers als sogenanntes Kissengas vorzuhalten.

⁶³ Bspw. weisen die Erdgasfelder Morecambe South Fields in der Irischen See eine hohe Förderflexibilität auf (vgl. hierzu Kapitel 2.3.1).

⁶⁴ Im EU-Durchschnitt wird Erdgas für ca. 55 Tage bevorratet, wohingegen Großbritannien auf Grund seiner bisherigen Reserveausstattung lediglich Erdgas für 11 Tage bevorratet. Deutschland hingegen hält Erdgasmengen für ca. 75 Tage vor (vgl. [Wild 2005]).

⁶⁵ Bei der Erschließung von Erdgasspeichern sind weitere Faktoren wie bspw. die vorhandene Infrastruktur sowie die Entfernung zu den Verbrauchern zu berücksichtigen.

3 Energiepolitische Rahmenbedingungen in der EU

Im folgenden Kapitel werden die für die Arbeit wichtigen energiepolitischen Rahmenbedingungen innerhalb der EU diskutiert. Hierbei wird insbesondere auf die Liberalisierung und den europäischen Emissionsrechtehandel eingegangen. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung der daraus resultierenden Konsequenzen für die strategische Planung von Energieversorgungsunternehmen.

3.1 Die Liberalisierung des Energiemarktes

3.1.1 Vergleich grundsätzlicher Charakteristika der Güter Erdgas und Strom

Ein Vergleich der Märkte für Erdgas und Strom zeigt sowohl Ähnlichkeiten als auch grundlegende Unterschiede entlang der technischen und wirtschaftlichen Kette von der Angebots- zur Nachfrageseite auf. Während Erdgas ein Naturprodukt mit verschiedenen Qualitäten ist (vgl. Kapitel 2.1), kann Strom auf höchster Spannungsebene, zumindest innerhalb des UCTE⁶⁶-Netzes, als weitgehend homogenes Gut (bezüglich Spannung und Frequenz) betrachtet werden. Bei der Übertragung von Erdgas handelt es sich im Gegensatz zu der von Strom um einen physisch gerichteten Fluss, der mittels Verdichterstationen und Entspannungsturbinen geregelt wird. Außerdem ist das Erdgasnetz in Europa nach Qualitäten (H-Gas-, L-Gasnetz) getrennt, wobei jedoch generell eine Transformation mit Hilfe von Konditionieranlagen möglich ist [Cerbe et al. 2004, S. 69]⁶⁷.

Eine Betrachtung der für beide Energieträger gegebenen täglichen, wöchentlichen als auch saisonal fluktuierenden, weitgehend unelastischen Nachfrage, zeigt die Notwendigkeit der Strukturierung des Angebotes. Ein Unterschied zwischen Erdgas und Strom ist hierbei, dass für Strom bislang noch keine wirtschaftlich vertretbare Speicherung⁶⁸ möglich ist, während Erdgas – abhängig von geologischen Standortfaktoren – gespeichert werden kann. Hieraus resultiert, dass für Strom die Produktion der Nachfrage „zeitgleich“ [Schulz 1996, S. 276] anzupassen ist. Kurzfristige sowie saisonal bedingte Schwankungen der Erdgasnachfrage können hingen verbrauchernah mittels Speicher ausgeglichen werden (vgl. Kapitel 2.6.1) (vgl. auch [EC 1999a]). Ein weiterer Unterschied zwischen den beiden Energieträgern ist, dass die meisten Verbraucher Strom nicht substituieren können, wohingegen Erdgas zum

⁶⁶ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (www.ucte.org).

⁶⁷ Im europäischen Erdgasnetz wird hauptsächlich H-Gas transportiert. Lediglich in Nordwestdeutschland sowie in Teilen der Niederlande und Frankreich ist ein paralleles Netz für L-Gas, durch das hauptsächlich Erdgasmengen aus dem Groningenfeld transportiert werden, vorhanden (vgl. hierzu auch www.gte2.be).

⁶⁸ Durch Pumpspeicherkraftwerke kann elektrische in potenzielle Energie gespeichert werden, die im Bedarfsfall mittels Turbinen wieder in elektrische Energie transformiert wird. Da hierbei allerdings Energieverluste in Höhe von ca. 30% anfallen, ist der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken aus ökonomischer Sicht nur dann sinnvoll, wenn günstig verfügbarer Grundlaststrom zum Aufbau von Energiereserven für eine Strombereitstellung auf hohem Preisniveau zu Spitzenlastzeiten verwendet werden kann (vgl. hierzu auch [Wagner 1999]).

Großteil durch andere Energieträger, wie bspw. Erdöl oder Kohle, vollständig ersetzt werden kann und deshalb entsprechender Konkurrenz ausgesetzt ist [EC 1999a, S. 204]. Tabelle 3.1 gibt einen zusammenfassenden Überblick der wesentlichen Unterschiede zwischen den Energieträgern Erdgas und Strom.

Tabelle 3.1: Vergleich wesentlicher technischer und wirtschaftlicher Charakteristika der Energieträger Erdgas und Strom

Merkmalsausprägung	Erdgas	Strom
Eigenschaften	Naturprodukt mit unterschiedlichen Qualitäten (L-Gas, H-Gas)	Homogenes Gut (Spannung, Frequenz)
Energieträger	Primärenergie (Rohstoff) / Bestandsressource	Sekundärennergieträger / keine erschöpfbare Ressource
Speicherbarkeit	Speicherbar	Schwer speicherbar
Substituierbarkeit	Substituierbarkeit in allen Märkten	Keine Substituierbarkeit
Anzahl der Produzenten / Anbieter	Upstream: wenige dominierende Gasanbieter auf dem europäischen Markt ⁶⁹ Mid-, Downstream: von Stufe zu Stufe mehr Gesellschaften ⁷⁰	Upstream: mehrere Anbieter pro Land der EU ⁷¹ Mid-, Downstream: von Stufe zu Stufe mehr Gesellschaften
Produktionsort	Förderung findet zum Großteil kundenfern außerhalb der EU statt	Erzeugung findet kundennah innerhalb der einzelnen EU-Länder statt
Transport / (transnationale) Netze	Physischer Transport mit gerichtetem Gasfluss Hohe Grenzübergangskapazitäten (im Verhältnis zur Nachfrage)	Kein physischer Massentransport Überregionale Netze wurden ursprünglich nicht auf hohe transnationale Stromtransporte ausgelegt

Im Hinblick auf die Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen auf den Märkten für Strom und Erdgas sind die Unterschiede, aber auch Gemeinsamkeiten der beiden Energieträger von großer Bedeutung.

⁶⁹ Derzeit wird die Angebotsseite des europäischen Erdgasmarktes durch wenige große Gasunternehmen wie die russische Gazprom, die algerische Sonatrach, sowie die norwegische Statoil und Norsk Hydro dominiert (vgl. hierzu Kapitel 2.3.1).

⁷⁰ In Deutschland gibt es bspw. derzeit ca. 18 Erdgasimporteure bzw. Ferngasgesellschaften (z.B. E.ON-Ruhrgas, RWE, VNG), ca. 70 Transport- und Verteilunternehmen sowie ca. 710 lokale Verteilunternehmen bzw. Stadtwerke.

⁷¹ Neben den vier großen deutschen Energieversorgungsunternehmen (RWE, E.ON-Ruhrgas, EnBW und Vattenfall) sind bis einschließlich der Endverteiler (Stadtwerke) alle Unternehmen weitgehend bei der Erzeugung von Elektrizität in Form von eigenen Anlagen oder Beteiligungen involviert.

3.1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen auf dem liberalisierten Energiemarkt

In den 90er Jahren fand in der Europäischen Union ein grundlegendes politisches Umdenken hinsichtlich der optimalen Ausgestaltung und Strukturierung verschiedener Märkte (speziell der für Telekommunikation und Energie) statt. Dies zeigte sich in den Bestrebungen, ehemals staatlich geschützte Monopole in Wettbewerbsmärkte zu transformieren. Ziel der Liberalisierung ist es, Wettbewerb in Marktsegmenten zu schaffen, die kein natürliches Monopol [Varian 1989] sind und somit keine Subadditivität [Bühler 2001] aufweisen⁷². Dies trifft in der Energiewirtschaft weitgehend für die Erzeugung von elektrischer Energie und die Förderung von Erdgas zu. Über den Sachverhalt in diesen Marktsegmenten wurde argumentiert, dass hier zwar *sunk costs* vorliegen, jedoch keine Subadditivität, so dass eine Regulierung nicht notwendig sei [Bühler 2001]. Im Gegensatz hierzu existieren in den Bereichen der Strom- und Erdgasübertragung (sowie Speicherung) deutlich höhere irreversible Kosten sowie Subadditivität der Kosten, so dass hier ein natürliches Monopol vorliegt [Schulz 1996, S. 72]. Da jedoch der anzustrebende Wettbewerb auf vor bzw. nachgelagerten Marktstufen ohne einen fairen Zugang zu den Übertragungsnetzen verhindert werden kann, sind für diesen Wertschöpfungsbereich adäquate wirtschaftspolitische Instrumente nötig [Schulz 1996, S. 6f.].

Die treibenden Kräfte der Liberalisierung innerhalb der EU-Kommission sind die Generaldirektion für Wettbewerb (DG 4) und die für Energie und Verkehr (DG 17)⁷³. Sie erlassen verschiedene Richtlinien und Verordnungen, die den rechtlichen Rahmen des europäischen Elektrizitäts- und Erdgasmarktes festlegen. Die grundlegenden Regelungen werden im Folgenden skizziert.

Bestimmungen mit Relevanz für den Erdgas Upstream-Markt

Im Jahre 1994 [EC 1994] wurde von der EU die Richtlinie über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen festgelegt. Ziel der Richtlinie ist es, durch Förderung des Wettbewerbes zwischen den Unternehmen des Upstream-Sektors die bestmögliche Erschließung der Kohlenwasserstoffe innerhalb der EU zu gewährleisten. Speziell die diskriminierungsfreie Vergabe von Genehmigungen zur Erschließung von Erdgaslagerstätten ist verlangt. Eine Folge dieser Richtlinie ist, dass diese Rechte zeitlich begrenzt sind und in Form von Auktionen an Meistbietende versteigert werden. Hierbei wird jedoch den Mitgliedsstaaten weiterhin das Recht eingeräumt,

⁷² Ein Bereich wird als natürliches Monopol bezeichnet, wenn seine Kostenfunktion über den relevanten Mengenbereich subadditiv ist. Auf einem Markt liegt Subadditivität vor, falls die Versorgung durch einen Alleinanbieter volkswirtschaftlich vorteilhafter ist (geringere Kosten verursacht) als durch eine Anbietermehrzahl (vgl. auch [Bühler 2001, S. 23]). Dies trifft bspw. für Erdgas- und Stromnetze zu, da für den Aufbau und den Betrieb eines (bzw. weniger redundanten) Netzes hier die Ausnutzung von Größenvorteilen (economies of scale) zu einer Senkung der gesamten Ausgaben führt. Eine Konkurrenz in einem solchen Markt würde generell zu Doppelinvestitionen bzw. Kostenduplizität führen.

⁷³ Vgl. http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_de.html.

den Zugang aus Gründen des Gemeinwohls einzuschränken und an das Erbringen einer finanziellen Gegenleistung, z.B. Abgaben für das Abbaurecht (Royalties), zu koppeln. Diese Richtlinie, dessen nationale Umsetzung in den EU-Mitgliedsstaaten von der Europäischen Kommission im Jahr 1998 bestätigt wurde, stellt die Grundlage der wettbewerblichen Öffnung der Erdgasgewinnung und somit des Upstream-Sektors innerhalb der EU dar (vgl. hierzu [EC 1998a])⁷⁴.

Die Binnenmarktrichtlinien für Strom und Erdgas

Der Liberalisierungsprozess in der Stromwirtschaft wurde durch die EU-Richtlinie Elektrizität [EC 1996] im Jahre 1996 eingeleitet, welche am 19. Februar 1997 in Kraft trat. Die Binnenmarktrichtlinie Erdgas [EC 1998b], die als Pendant für den Erdgasmarkt anzusehen ist, wurde im August 1998 verabschiedet. Obwohl die beiden leitungsgebundenen Energieträger Unterschiede (siehe Tabelle 3.1) aufweisen, wurden in ihren Richtlinien ähnliche Zielvorgaben festgelegt. Die grundlegenden Forderungen sind:

- Die schrittweise Öffnung der Märkte für Strom und Erdgas beginnend mit den größten Verbrauchern;
- Der Zugang zu den Übertragungsnetzen auf regulierter bzw. verhandelter Basis (Third-Party Access); ein diskriminierungsfreier Zugang zu Speichern und LNG-Terminals;
- Die getrennte Buchführung für die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung (Unbundling).

In beiden Richtlinien wird gefordert, dass Kunden die Möglichkeit gegeben werden muss, auf nationaler aber auch europaweiter Ebene ihre Anbieter selbst zu wählen. Mit der hierdurch bedingten Aufhebung der im regulierten Markt vorhandenen abgegrenzten Versorgungsgebiete entfällt sowohl die Zuordnung eines Kraftwerksparks zu einer bekannten (Strom)Last als auch die vertraglich geregelte Versorgung eines Demarkationsgebietes mit Erdgas. Als Implikation für die Energieversorgungsunternehmen ging hervor, dass nun einerseits Kunden gegen andere Anbieter verteidigt werden müssen, aber andererseits hierdurch auch die Möglichkeit gegeben ist, neue Kunden im europäischen Markt zu akquirieren (vgl. hierzu [Kühnl 2000, S. 80]⁷⁵). Diese veränderten Marktstrukturen führten zu einer Zunahme der Marktrisiken (insbesondere des Mengen sowie Preisrisikos). Eine bedeutende Konsequenz der neuen Marktbedingungen ist die Favorisierung von schneller amortisierenden Kraftwerksprojekten, typischerweise gasbefeueter Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), anstelle nuklearer oder kohlebefeueter Großkraftwerke (vgl.

⁷⁴ In den Nicht-EU Angebotsländern auf dem europäischen Erdgasmarkt werden hingegen oft PSA-Verträge bei der Erschließung von Vorkommen abgeschlossen (vgl. Kapitel 2.3.1).

⁷⁵ Auf Grund der relativ geringen Preiselastizität der Erdgas- und Stromnachfrage (vgl. hierzu Kapitel 5.7.2) besteht kurzfristig weniger die Gefahr einer sinkenden Nachfrage, als vielmehr die Gefahr des Wechsels der Kunden zu einem anderen europäischen Versorger mit geringeren Preisen.

[Gattinger et al. 1999, S. 430]). In England/Wales wurden bspw. seit Beginn der Liberalisierung ausschließlich Investitionen in Gaskraftwerke getätigt (vgl. [Bartsch et al. 2002, S. 6]).

Die geforderte Markttöffnung wurde in der Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1997 umgesetzt. Damals wurde die freie Anbieterwahl nur Großabnehmern mit einem minimalen Verbrauchsvolumen von 40 GWh_{el}/a zugestanden. Durch eine stufenweise Herabsetzung der nötigen Strombezugsmenge soll bis 2007 allen Sektoren innerhalb der EU eine freie Anbieterwahl ermöglicht werden (vgl. hierzu [EC 1996], Artikel 19)⁷⁶. Bezuglich der schrittweisen Markttöffnung im Gasmarkt wurden mit Inkrafttreten der Erdgasrichtlinie im Oktober 1998 Betreiber von gasbefeuerten Stromerzeugungsanlagen, unabhängig von ihrem Verbrauch, sowie Kunden mit einer Nachfrage von mindestens 25 Mio. m³/a zur freien Anbieterwahl zugelassen. Hierdurch wurde ein Markttöffnungsgrad von ca. 20% vorgegeben (vgl. hierzu [EC 1998b], Artikel 18). Im Jahr 2004 betrug die durchschnittliche Markttöffnung in der EU für Strom ca. 91% und für Erdgas sogar 95%⁷⁷. Die berechneten Markttöffnungsgrade sind jedoch speziell für den Erdgassektor mit Vorsicht zu interpretieren, da zum Beispiel ein Anbieterwechsel für Haushaltskunden in Deutschland derzeit nur in einigen Großstädten möglich ist⁷⁸.

In Deutschland kam es in den 80er und 90er Jahren zum Bau von Parallelleitungen auf der Ebene der Ferngasübertragung. Dieser Leitungsbau wurde von der WINGAS (Gemeinschaftsunternehmen zwischen der Wintershall (100-prozentige BASF-Tochter) und der Gazprom) durchgeführt, die als erstes wettbewerbliches Erdgasunternehmen auf dem deutschen Markt auftrat. Durch diesen direkten Zusammenschluss eines Gasproduzenten (hier: OAO Gazprom) und eines Endkunden (hier: BASF) wurde ursprünglich von der BASF das Ziel der kostengünstigen Eigenversorgung ihres Standortes in Ludwigshafen verfolgt, wohingegen die Gazprom Einblicke in den europäischen Downstream-Markt bekommen wollte. In Ströbele [Ströbele 1999, S. 390] wird basierend auf diesem Beispiel argumentiert, dass das Fernleitungsnetz für Erdgas, speziell in Deutschland, keine monopolistische Engpasseinrichtung darstellt (vgl. hierzu auch [Knieps 2002]). Das Beispiel des parallelen Leitungsbaus der WINGAS ist jedoch als Ausnahme zu werten. Zwar war auch schon vor der Binnenmarktrichtlinie die rechtliche Möglichkeit des freien

⁷⁶ Ab 2001 wurde bspw. für alle Nachfrager mit einem Verbrauch von mehr als 20 GWh_{el}/a die freie Anbieterwahl gefordert.

⁷⁷ Eigene Berechnungen, basierend auf Daten der Europäischen Kommission (vgl. [EC 2005c, S. 2]). Für die Länder Finnland, Griechenland, Portugal und Norwegen sowie Zypern und Malta lagen keine Angaben hinsichtlich des Grades der Markttöffnung für Erdgas vor.

⁷⁸ Zum Beispiel können Haushaltskunden in Karlsruhe derzeit nur von den dort ansässigen Stadtwerken Erdgas beziehen.

Leitungsbau⁷⁹ gegeben, die Akquirierung von Kunden wurde jedoch durch Demarkationsverträge weitgehend verhindert. Trotz der explizit vorgegebenen Möglichkeit zum eigenen Leitungsbau konnte bisher kein bedeutender Markteintritt beobachtet werden. Dies kann als Stärkung der These eines natürlichen Monopols des europäischen Ferntransportnetzes gesehen werden, so dass regulatorische Eingriffe zur Gewährleistung eines fairen Netzzugangs volkswirtschaftlich vorteilhaft sind [Schulz 1996, S. 214ff.]. Eine ähnliche Situation ist für die Stromnetze in Europa (auf Höchst- und Hochspannungsebene) gegeben. Prinzipiell ist festzuhalten, dass die Festlegung, ob ein Markt ein natürliches Monopol darstellt oder nicht, ein empirisches Problem ist. Bisher wurde der in den EU-Richtlinien geforderte verhandelte bzw. regulierte Zugang zu den bestehenden Elektrizitäts- sowie Erdgasnetzen einem eigenständigen Leitungsbau vorgezogen.

Durch das Unbundling wird eine rechtliche Entflechtung der vertikalen Prozesskette integrierter Unternehmen gefordert. Ziel ist es, Diskriminierungen durch Ungleichbehandlung⁸⁰ von Kunden, Quersubventionen sowie eine Wettbewerbsverzerrung durch Beibehaltung früherer Demarkationsgebiete zu verhindern. Hierzu sind die Bereiche Erzeugung, Ferntransport, Verteilung und Speicherung (für Erdgas) buchhalterisch zu trennen. Durch diese Trennung von Erzeugung und Übertragung hat ein unabhängiger Netzbetreiber keinen Grund, den Netzzugang Dritten zu verweigern, da er selbst nicht auf der vor- bzw. nachgelagerten Handelsstufe tätig ist. Der Anbieter dieser Dienstleistung verfolgt somit das Ziel, eine möglichst hohe Netzauslastung sicherzustellen. Sind in dem Markt viele Nachfrager vorhanden, stellt dies zusätzlich eine Diversifikation seines eigenen Kundenportfolios dar.

Im Zuge der Liberalisierung konnten Fusionen zwischen mehreren europäischen Erdgas- und Stromversorgungsunternehmen auf verschiedenen Marktstufen beobachtet werden (z.B. E.ON und Ruhrgas; EnBW und GVS). Diese Entwicklung wurde im Hinblick auf die geforderte Verstärkung des Wettbewerbs kontrovers diskutiert. Sinn [Sinn 2002] argumentiert, dass bspw. durch die Fusion zwischen E.ON und Ruhrgas speziell auf Grund des entstehenden Zugangs zu (ausländischen) Erdgasquellen die horizontale Konkurrenz im deutschen Markt verstärkt wird. Weitere Argumente, wie die hierdurch entstehende Erhöhung der deutschen Versorgungssicherheit, wurden jedoch von der Monopolkommission [Monopolkommission 2002] sowie dem Bundeskartellamt [Bundeskartellamt 2002] bezweifelt. Hauptgründe hierfür waren die infolge der Fusion entstandene marktbeherrschende Stellung der Unternehmung bei der Belieferung von erdgasverteilenden Unternehmen, die Versperrung des Zugangs für mögliche Konkurrenten sowie eine Verstärkung der Marktmacht. Nach einer längeren juristischen und politischen Auseinandersetzung

⁷⁹ Bereits in den 30er Jahren des letzten Jahrhunderts hatte der deutsche Gesetzgeber im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) einen freien, privatwirtschaftlichen Leitungsbau festgeschrieben [BEB 2006].

⁸⁰ Bspw. die Forderung von unterschiedlichen Durchleitungstarifen bei Inanspruchnahme gleicher Dienstleistungen.

wurde die Fusion zwischen der E.ON und Ruhrgas im Jahr 2002 auf Grundlage einer Ministererlaubnis (vom 5. Juli und 18. September 2002) dennoch genehmigt.⁸¹

Angesichts der geringen Fortschritte bei der Umsetzung der Strom- und Erdgasbinnenmarktrichtlinien wurden sie durch die in 2003 verabschiedeten Beschleunigungsrichtlinien für Strom [EC 2003a] und Erdgas [EC 2003d] ersetzt. In ihnen sind jedoch keine grundlegenden Änderungen im Vergleich zu den vorherigen Richtlinien aus den Jahren 1996 und 1998 festgelegt. In der Beschleunigungsrichtlinie Erdgas wurden bspw. die schnellere Umsetzung der Markttöffnung (Industrie bis Juli 2004, Haushalte bis 2007) ([EC 2003d], Artikel 23), das Forcieren der rechtlichen Entflechtung der integrierten Unternehmen sowie der vereinfachte Zugang zu Erdgasspeichern⁸² ([EC 2003d], Artikel 19) gefordert. Außerdem wurden alle EU-Mitgliedsstaaten zur Einsetzung einer Regulierungsbehörde (Missbrauchsaufsicht) verpflichtet, die den fairen Zugang zu den hier gegebenen natürlichen Monopolen gewährleisten soll ([EC 2003d], Artikel 25). Als weiteren Schritt zur Umsetzung des Erdgasbinnenmarktes kam es am 28. September 2005 zur Verabschiedung der Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Fernleitungsnetzen [EC 2005a], die am 1. Juli 2006 in Kraft trat. Basierend auf den Zielen der Richtlinie [EC 2003d] werden hier insbesondere die Zugangsbedingungen zu Erdgasfernleitungsnetzen weiter konkretisiert.

3.1.3 Transeuropäische Erdgas- und Stromnetze

Zur Gewährleistung des europäischen Binnenmarktes für die leitungsgebundenen Energieträger Erdgas und Strom ist eine adäquate länderübergreifende Netzinfrastruktur eine wesentliche Voraussetzung.

Der transnationale Stromtausch findet über Kuppelleitungen statt, durch welche die nationalen Höchstspannungsnetze miteinander verbunden sind. Das hierdurch gegebene europäische Verbundnetz ist auf den Zusammenschluss von autarken Unternehmen aus acht europäischen Staaten im Jahr 1951 in der sogenannten UCPTE zurückzuführen (vgl. [Müller 1996, S. 510]). Durch diese Dachorganisation, die im Zuge der Liberalisierung in UCTE umbenannt wurde, fand eine Synchronisation der Netze aller kontinentalen, westeuropäischen Länder (ohne

⁸¹ Der E.ON-Ruhrgas Konzern ist im Kontext der Fusionserlaubnis verpflichtet worden, im Rahmen eines sogenannten Gas Release Programmes zur Erhöhung der Liquidität im Gasmarkt, in sechs jährlichen Auktionen, insgesamt 200 Mrd. kWh_{th} Erdgas zu versteigern. Die ersten drei Auktionen fanden in den Jahren 2003, 2004 und 2005 statt [E.ON Ruhrgas 2005].

⁸² Zusätzlich zur Unterstützung der Versorgungssicherheit sowie zur physikalischen Strukturierung des Erdgases werden Erdgasspeicher in einem liberalisierten Markt verstärkt als Instrument des Handels gesehen [IEA 2002d, S. 90 ff.]. Hier dienen sie zur Durchführung von Arbitragegeschäften und unterstützen hierdurch das Handelsgeschäft. So werden bspw. im Sommer Gasmengen zu vergleichsweise niedrigen Preisen eingekauft, gespeichert und im Winter bei hohen Gaspreisen verkauft. Auf Grund der hohen Ein- und Ausspeicherraten werden für kurzfristige Arbitragegeschäfte hauptsächlich Salzkavernen genutzt [IEA 2002d, S. 94]. Der Zugang zu Erdgasspeichern ist auf Grundlage der Gasbinnenmarktrichtlinie und den GGPSSO des Madrid-Forums, in den meisten EU-Ländern durch Mindeststandards geregelt (vgl. auch [ERGEG 2005] und [Barbknecht 2005, S. 16]).

Skandinavien) statt. Analog hierzu entwickelten sich in Europa weitere geografisch determinierte Verbundnetze (vgl. [Müller 1996]). Das Verbundnetz NORDEL in Skandinavien, CENTREL in Mitteleuropa, EES/VES in Osteuropa und das Inselnetz Großbritanniens. Im Jahr 1995 wurde das CENTREL-Verbundnetz mit dem der UCPE parallel geschaltet (vgl. [Hagenmeyer 1996]). Darüber hinaus bestehen gegenwärtig zahlreiche asynchrone Gleichstromkuppelleitungen zwischen dem UCTE-Netz und Drittnetzen, z.B. zum NORDEL-Verbund.

Im Zuge der fortschreitenden Liberalisierung des europäischen Gasmarktes gründeten Betreiber der grenzüberschreitenden Ferngasleitungen Mitte 2000 die Organisation GTE⁸³. Die GTE ging 2005 in die Dachorganisation GIE⁸⁴ über, welche sich in die Unterabteilungen mit den thematischen Schwerpunkten Übertragungsnetze, Speicher sowie LNG gliedert. Erklärtes Ziel der GIE ist die Einigung auf Standards auf dem europäischen Gasmarkt. Derzeit besteht der Zusammenschluss aus 47 Gasnetzbetreibern aus 26 europäischen Ländern (vgl. hierzu www.gte2.be).

Das sogenannten Madrid-Forum wurde 1999 auf Initiative der europäischen Kommission gegründet und ist das europäische Forum für die Erdgasregulierung. Aufgabe des Forums ist es, Maßnahmen zur Umsetzung der europäischen Gasbinnenmarktrichtlinie mit betroffenen Unternehmen und Organisationen zu diskutieren und abzustimmen. Da die europäische Richtlinie [EC 2003d] gewisse Freiheiten hinsichtlich der Ausgestaltung des Erdgasbinnenmarktes zulässt, wurden auf dem Madrid-Forum⁸⁵ im September 2003 Modalitäten für den europäischen Netzzugang (Guidelines for Good Third Party Access Practice for Transmission System Operators) festgelegt. Deren Einhaltung wurde auf dem achten Madrid-Forum vom Rat der europäischen Regulierer CEER⁸⁶ weitgehend bestätigt [BEB 2004]. Ferner sollen in weiteren Treffen Harmonisierungen beschlossen werden, so dass insbesondere der zukünftige Gastransport stark vereinfacht wird [BEB 2004].

Die transregionalen Strom- und Erdgasnetze stellen die Infrastruktur für den europa-weiten Strom- und Erdgasaustausch und damit die Voraussetzung für das Konzept des europäischen Binnenmarktes dar. Hinsichtlich des Energieträgers Strom bedeutet dies jedoch eine neue Zielsetzung, da die bestehende Infrastruktur ursprünglich für die Verbesserung der Versorgungssicherheit und nicht für den transnationalen physikalischen Stromtausch im großem Umfang ausgelegt wurde [Reichetseder 2004]. Ähnliches gilt für das Erdgassystem, wobei hier ein grundlegender Unterschied darin besteht, dass etwa die Hälfte aller EU-Länder zu 100% abhän-

⁸³ Gas Transmission Europe

⁸⁴ Gas Infrastructure Europe

⁸⁵ Auf Initiative der Europäischen Kommission wurde 1999 das Madrid-Forum gegründet, bei dessen Treffen Vertreter der EU-Mitgliedsstaaten, Wirtschaftsverbände und andere Interessengruppen über Gestaltungsmöglichkeiten des europäischen Gasmarktes diskutieren und an der Festlegung von Regelungen aktiv beteiligt sind.

⁸⁶ Council of European Energy Regulators

gig von importiertem Erdgas ist. Hierdurch nimmt das grenzüberschreitende Übertragungsnetz, im Gegensatz zu dem für Strom, eine zentrale Rolle in der Versorgung ein.

Empirisch zeigt sich, dass der grenzüberschreitende Stromaus tausch innerhalb des UCTE-Verbundnetzes sowie mit angrenzenden Netzen (CENTREL) von 1998 bis 2002 kontinuierlich auf einen Wert von über 13%, in Bezug auf die Gesamtnachfrage, angestiegen ist (vgl. [UCTE 2005]). Trotz eines geringen Rückgangs des Stromaus tauschs in den Jahren 2003 und 2004 auf ca. 12,5% ist langfristig im Zuge der Liberalisierung von einem weiteren Anstieg der Austauschvolumina auszugehen (vgl. auch [Enzensberger 2003], [Weltenergiereport 2005, S. 110]).

Im Gegensatz zum Strommarkt besteht im Gasmarkt, wie zuvor erwähnt, eine hohe Importabhängigkeit der EU. Diese bedingt, dass ca. 60% des derzeitigen Erdgasverbrauchs in der EU mindestens eine Landesgrenze passieren [EC 2001c]⁸⁷. Der Anteil ist somit fast fünfmal so hoch wie der des Stromaus tauschs in der EU. Die hohen grenzüberschreitenden Gasvolumina können deshalb nicht per se als Indiz für einen funktionierenden Binnenmarkt gewertet werden.

Obwohl das von der Europäischen Union festgelegte Ziel, dass alle grenzüberschreitenden Kapazitäten der Kuppelstellen zwischen den Mitgliedsstaaten bis 2005 mindestens 10% der Produktionskapazität ausmachen sollen, noch nicht erreicht ist, hat sich die Lage verbessert [EC 2005b, S. 9]. Speziell wurden in den letzten Jahren die Übertragungskapazitäten zwischen der iberischen Halbinsel und Frankreich, sowie zwischen Italien und den Anrainerstaaten vergrößert⁸⁸. Beispielsweise wurde im Jahr 2004 die Kuppelleitung zwischen San Fiorana (Italien) nach Robbia (Schweiz) mit einer Kapazität von 1.300 MW_{el} gebaut [ZfK 2005]. Zur Beseitigung von Kapazitätsengpässen sind derzeit verschiedene Projekte in der Planungs- bzw. der Durchführungsphase⁸⁹. In den nordischen Ländern wird die Lage jedoch von der Europäischen Kommission noch als relativ angespannt bezeichnet [EC 2005b, S. 9].

Die Kapazitäten für die Einfuhr von Erdgas in die Europäische Union werden derzeit mehr als angemessen beurteilt [EC 2005b, S. 10]. Vergleicht man die tatsächlichen Gasströme zwischen den Mitgliedsstaaten, so sieht man, dass im EU-Netz momentan nur selten Engpässe auftreten und die Kapazitäten der Ferngasleitungen insgesamt nicht voll genutzt werden. Lediglich bei Transporten nach Frankreich und von dort nach Spanien sind derzeit mögliche Engpässe erkennbar [EC 2002c, S. 26]. Ein kontroverses Bild liefert jedoch die Übersicht von GTE, wonach ca. zwei Drittel

⁸⁷ Betrachtet man den gesamten europäischen Markt so wurde im Jahre 2001 ca. ein Drittel (400 Mrd. m³) der gesamten Erdgasnachfrage grenzüberschreitend gehandelt [BGR 2003, S. 135].

⁸⁸ Zwischen Griechenland und Italien wurde im Jahr 2002 eine 500 MW_{el} Verbundleitung in Betrieb genommen [EC 2002c].

⁸⁹ Zur Erreichung eines effektiven Elektrizitätsbinnenmarktes werden von der EU verschiedene trans-europäische Netzausbauprojekte, welche bis zum Jahr 2013 durchgeführt werden sollen, vorangetrieben [EC 2003e].

von 59 europäischen Grenzübergangspunkten nur noch geringe bzw. keine freien verfügbaren Kapazitäten haben. Als Ursache hierfür kann der Mangel an Transparenz sowie an Mechanismen für die Freigabe von Kapazitäten, die gebucht, aber nicht in Anspruch genommen wurden, gesehen werden (vgl. hierzu auch [EC 2002c, S. 23])⁹⁰. Auf Grund der bestehenden Infrastruktur sowie der geplanten Projekte geht die Europäische Kommission für den Erdgasmarkt davon aus, dass zukünftige Investitionen in die Übertragungsnetze innerhalb der EU im Gegensatz zum Strommarkt ohne besondere Fördermaßnahmen durchgeführt werden [EC 2005b, S. 10].

Im Zuge der von der Europäischen Kommission geforderten vollständigen Marktöffnung bis 2007 ist von einer weiteren Zunahme der Austauschvolumen auszugehen. Die Beseitigung von physikalischen Kapazitätsengpässen sowie die Standardisierung und Gewährleistung von transparenten Mechanismen für den grenzüberschreitenden Handel in der EU, ist deshalb ein erklärtes Ziel.

3.1.4 Zur Preisbildung auf dem europäischen Erdgas- und Strommarkt

Sowohl die Strom- als auch die Gaswirtschaft waren vor der Marktliberalisierung durch horizontale sowie vertikale Demarkations- und Konzessionsverträge gekennzeichnet. Während jedoch im europäischen Strommarkt i.a. Strompreise⁹¹ von Regulierungsbehörden genehmigt wurden, fand im kontinentaleuropäischen Gasmarkt eine wertorientierte Preisbildung statt (vgl. hierzu [Fichtner 2004, S. 45ff.] und [Schulz 1996, S. 367f.]).

Um Marktanteile für den in den 60er Jahren eingeführten „neuen“ Energieträger Erdgas auf dem EU-Markt gewinnen zu können, ohne einen anderen Energieträger vollständig vom Markt zu verdrängen, wurde eine Preisbildung verankert, die auf Preisen von Konkurrenz-Brennstoffen basierte. Aus ökonomischer Sicht soll der Wert des Erdgases den maximalen Preis widerspiegeln, den ein Konsument bereit ist zu entrichten, ohne sich im Vergleich zu möglichen Alternativen schlechter zu stellen⁹². Der Wert des Erdgases wird demzufolge durch die Nutzungsmöglichkeit der Nachfrager, nach dem sogenannten Prinzip der Anlegbarkeit, bestimmt. Für den Haushaltssektor orientieren sich die Preise für Erdgas verstärkt an denjenigen für leichtes Heizöl, wohingegen im Kraftwerkssektor Kohle und schweres Heizöl als Substitute angesehen werden. Eine Veränderung in den Preisen der Substitute führt somit zu einer Veränderung des Preises von Erdgas, wobei oft eine Zeitverzögerung Bestandteil gängiger Verträge ist.

⁹⁰ Hierdurch können etablierte Gasunternehmen Kapazitäten zum Nachteil von neuen Marktteilnehmern ungenutzt vorrätig halten.

⁹¹ In Deutschland basierten diese auf den durchschnittlichen Stückkosten zuzüglich eines Gewinnaufschlages (vgl. bspw. [Fichtner 2004, S. 45]).

⁹² Hierbei sind bspw. für den Haushaltssektor neben den reinen Brennstoffkosten die Kosten der Heizungsanlage, der Gasanschlussleitung, Lagerkosten etc. zu berücksichtigen.

Zwischen den verschiedenen Stufen der vertikalen Gaskette wird ein Rückwärtsrechnungsverfahren der Preise (Netbackverfahren) durchgeführt, das beim Endkunden als letztes Glied der Gaskette beginnt. Von dem Endkonsumentenpreis, der nach dem Prinzip der Anlegbarkeit berechnet ist, werden von Marktstufe zu Marktstufe die jeweils anfallenden Ausgaben für den Transport, die Speicherung etc. sowie eine Gewinnmarge abgezogen. Hierdurch berechnen sich sukzessive die Preise der Ferngasunternehmen/Importeure und Produzenten [Austvik 2003, S. 44]. Durch dieses Prinzip werden Preisvariationen der Endverbraucherpreise von den einzelnen Gliedern der Gaskette durchgereicht. Der Produzent als erstes Glied der physikalischen Gaskette (bzw. letztes Glied bei der Netbackberechnung) trägt hierdurch das Preisrisiko [Austvik 2003, S. 47]. Für die erdgasimportierenden Unternehmen bestehen hingegen Abnahmeverpflichtungen, die i.a. eine gewisse Flexibilität bezüglich der Abnahmemengen zulassen. Da die kontrahierten Erdgasmengen unabhängig davon zu bezahlen sind, ob diese von den Unternehmen weiterverkauft werden können, tragen diese das Mengenrisiko⁹³. Der Preisbildungsmechanismus der Anlegbarkeit sowie die Sicherstellung des Absatzes großer Gasvolumina sind neben den langen Laufzeiten (20 bis 25 Jahre) wesentliche Elemente der in der Gaswirtschaft üblichen Take-or-Pay-Verträge⁹⁴. Investitionsprojekte auf dem europäischen Erdgasmarkt werden, zur Absicherung der damit bedingten Risiken, i.a. in Verbindung mit langfristigen Take-or-Pay-Verträgen durchgeführt⁹⁵.

Die Erdgasmengen, die derzeit an Handelplätzen in Kontinentaleuropa gehandelt werden, spielen im Vergleich zu denen, die durch Take-or-Pay-Verträge gebunden sind, eine untergeordnete Rolle. An den bestehenden kontinentaleuropäischen Handelsplätzen und auf dem britischen Gasmarkt ist hingegen eine wettbewerbliche, an fundamentalen Einflussfaktoren orientierte, Preisbildung⁹⁶ zu beobachten.

Obwohl die Ausgangssituation auf dem vollständig liberalisierten britischen Markt (bedingt durch die eigenen Gasvorkommen) sich von der Situation in Kontinentaleuropa unterscheidet, zeigen die Erfahrungen dieses Marktes, dass Verträge in der Gasindustrie durchaus ohne Ölpreisbindung abgeschlossen werden können (vgl.

⁹³ Bei Take-or-Pay Verträgen können zusätzliche Optionalitäten integriert sein. Bspw. hat bei einer „carry-forward-gas“ Option der Abnehmer das Recht, die Gasmenge zu verringern und später mehr Gas zu beziehen, wohingegen bei der „make-up-gas“ Option die Möglichkeit der Berichtigung der Menge nach oben besteht und später weniger bezogen wird.

⁹⁴ In der Literatur wird prinzipiell zwischen Take-or-Pay Verträgen zwischen Produzenten und Importeuren und Throuput-Verträgen für die Netznutzung unterschieden. Da jedoch oft die Übertragungsnetze zum Großteil den Produzenten gehören (bspw. das russische Erdgasnetz gehört der Gazprom), kann angenommen werden, dass in der Praxis meist die Durchleitung (z.B. bis zur EU) vom Produzenten geregelt wird und somit implizit in den Take-or-Pay-Verträgen Berücksichtigung findet.

⁹⁵ In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass in der EU-Richtlinie ([EC 2003d], Artikel 22) keine generelle Auflösung von Langfristverträgen gefordert wird. Beispiele hierfür sind Investitionsprojekte, die der Versorgungssicherheit dienen oder ein hohes Risiko birgen, welches die Durchführung verhindern würde.

⁹⁶ Die Preise orientieren sich hierbei an der Summe der Kosten für die gaswirtschaftlichen Leistungen.

hierzu [Juris 1998a] und [Juris 1998b]). Beispiele hierfür liefern Importverträge zwischen Großbritannien und den Niederlanden sowie Norwegen aus dem Jahr 2002. Im Gegensatz zu der sonst üblichen Ölpreisbindung orientieren sich die Bezugspreise für Erdgas an den börslichen Notierungen der IPE⁹⁷ (vgl. [NPD 2005] und [Seeliger 2006]⁹⁸. Infolge einer zunehmenden Öffnung des kontinental-europäischen Erdgasmarktes ist hier langfristig ebenfalls mit einer fundamentalen Preisbildung zu rechnen (vgl. hierzu [Perner 2002, S. 29ff.]).

Im Zuge der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes entstanden in der EU Börsen für Elektrizität (vgl. Kapitel 3.1.5). Im Gegensatz zu den Handelsplätzen für Erdgas werden vergleichsweise große Strommengen über europäische Börsen gehandelt, so dass die dortigen Preise als Marktreferenzen gesehen werden.

Untersuchungen für den europäischen Markt zeigen, dass die Preise auf Höchstspannungsebene sich hierbei zu einem großen Teil durch die (kurz- bzw. langfristigen) Grenzausgaben der Stromerzeugung erklären lassen. Diese auf fundamentalen Einflussgrößen basierende Preisbildung ist als Indikator für einen Wettbewerbsmarkt zu sehen (vgl. hierzu [Wietschel et al. 2002b], [Kramer 2002], [Weber 2004] und [Prognos 2005, S. 316])⁹⁹.

Die Kraftwerke werden meist in Abhängigkeit der Last bzw. den Börsenpreisen nach dem Merit-Order-Prinzip¹⁰⁰ eingesetzt. Wegen der weitgehend nicht ökonomischen Speicherbarkeit von Strom zeigt sich die typische Laststruktur der Nachfrage (Tages-, Wochen- und Saisonzyklus) ebenfalls in den Preisen (vgl. hierzu auch [Möst 2006] und [Cleowlow et al. 2000]).

3.1.5 Handelsplätze für Strom und Erdgas

Nachfolgend werden die wichtigsten Handelsplätze auf dem europäischen Markt für Strom und Erdgas vorgestellt und hinsichtlich ihrer Bedeutung (speziell der Spothandelsplätze) miteinander verglichen.

Handelsplätze für Strom

Nord Pool (Skandinavien): Norwegen zeichnet sich durch eine Vorreiterrolle bezüglich eines liberalisierten Strommarktes aus. Im Jahr 1991 und somit schon sechs Jahre vor der entsprechenden EU-Richtlinie trat das Gesetz zur Libera-

⁹⁷ International Petroleum Exchange

⁹⁸ Auch für LNG-Importverträge mit Katar sind Preisregelungen, die sich an den britischen Spotpreisen orientieren sollen, vorgesehen [Seeliger 2006, S. 25].

⁹⁹ Auf Märkten mit einem Angebotsüberhang, wie dem gegenwärtigen Strommarkt der EU, sind kurzfristige Grenzkosten (variable Kosten) preisbestimmend. Auf Märkten ohne Überkapazitäten hingegen werden vom Markt ebenfalls Kapazitätskosten vergütet, so dass sich die Preise an langfristigen Grenzkosten orientieren [Prognos 2005, S. 315f.].

¹⁰⁰ Die Merit-Order-Kurve stellt das Erzeugungsangebot eines Kraftwerksparks in Form einer Treppenfunktion dar, wobei jede Stufe einen Kraftwerksblock mit konstanten variablen Kosten repräsentiert. In Abhängigkeit der tatsächlich auftretenden Nachfrage werden diese von einem unabhängigen Marktakteur sukzessive abgerufen, bis die Last gedeckt ist.

lisierung des norwegischen Energiemarktes [Energy Act 1990] in Kraft. Hierdurch wurde die Grundlage für die 1993 gegründete Elektrizitätsbörse Nord Pool geschaffen. Diese Börse mit Sitz in Oslo bietet seither den ersten Spotmarkt (Elspot) für Strom in Europa an¹⁰¹. Im Jahre 1996 wurde der Handel auf Schweden und 1998 auf Finnland sowie im Jahre 2000 auf Dänemark auf der Basis eines Kooperationsvertrags der skandinavischen Energieminister ausgeweitet. Die Nord Pool bietet somit den ersten länderübergreifenden Handel mit Strom. Seit Januar 2002 wird der physikalische Spotmarkt von der Betreibergesellschaft Nord Pool Spot AS (www.nordpool.no) durchgeführt. Das Handelsvolumen im Spotmarkt erhöhte sich von ca. 97 TWh_{el} im Jahr 2000 auf ca. 167 TWh_{el} in 2004 [Nord Pool 2006]. Dies entsprach ca. 45% des gesamten skandinavischen Elektrizitätsbedarfs¹⁰². Derzeit handeln auf dem Spotmarkt der Nord Pool 257 Marktteilnehmer, wovon 17 aus nicht skandinavischen Ländern stammen.

EEX (Deutschland): Als Folge der Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1998 wurde im Jahr 2000 die Leipziger Power Exchange (LPX) in Leipzig und die European Power Exchange (EEX) in Frankfurt gegründet. Auf Grund der geringen Liquidität der beiden unabhängigen Börsen fusionierten sie unter dem Namen EEX und wählten Leipzig als Sitz. Das Handelsvolumen im Spotmarkt betrug 2004 ca. 60 TWh_{el}. Dies entspricht in etwa 12% der Nachfrage in Deutschland [EEX 2005]. Derzeit handeln 103 Akteure an der EEX, wovon 48 aus dem europäischen Ausland stammen.

Powernext SA (Frankreich): Der durch die Powernext SA in Frankreich (Paris) seit 2001 angebotene Spothandel für Strom weist im Vergleich zur EEX mit 14,2 TWh_{el} im Jahr 2004, was ca. 2% der französischen Nachfrage entspricht, ein vergleichsweise geringes Handelsvolumen auf. Im Jahre 2003 waren ca. 38 Akteure, davon 29 aus dem europäischen Ausland, an dieser Börse registriert [Powernext 2006].

OMEL (Spanien): Die Betreibergesellschaft OMEL (Compania Operadora del Mercado Espanol de Electricidad, S. A.) etablierte im Januar 1998 den spanischen Stromspothandel (vgl. www.omel.es und [IEA 2001b]). In Spanien ist die Teilnahme am Spothandel für Anbieter und Nachfrager verpflichtend, so dass die Handelsvolumina im Vergleich zu denen anderer europäischer Strombörsen wesentlich höher sind. Im Jahr 2004 wurden bspw. 241 TWh_{el} [OMEL 2005]) im Spotmarkt der OMEL gehandelt, dies entspricht ca. 95% der spanischen Nachfrage.

Stromprodukte werden in fast allen Ländern der EU gehandelt. Weitere wichtige Börsen sind in Großbritannien (bspw. der APX, UK IPE), in Österreich (EXAA), den Niederlanden (APX), in Slowenien (Borzen), Italien (GME) sowie in Polen (PolPX).

¹⁰¹ In den USA entstand Anfang 1980 der weltweit erste deregulierte Gasmarkt (vgl. hierzu [Wietschel 2000] und [Weyand et al. 1994]).

¹⁰² Die Handelsvolumina des Terminmarkts sind im Vergleich zum Spotmarkt wesentlich höher. So wurden dort im gleichen Jahr ca. 590 TWh_{el} gehandelt.

Handelsplätze für Erdgas

Im Gegensatz zum standardisierten virtuellen Handel von Stromprodukten an Börsen findet der Handel von Erdgas, mit Ausnahme des britischen und niederländischen Marktes, meist bei physikalischen Pipelineknotenpunkten statt. Diese Knotenpunkte, sogenannte Hubs, sind durch vorhandene Speicherkapazitäten, bzw. LNG-Terminals sowie die Anbindung an die grenzüberschreitenden Pipelines und vor allem durch frei handelbare Gasmengen charakterisiert. Die bedeutendsten Hubs sind derzeit der NBP in Großbritannien, der Hub in Zeebrugge in Belgien sowie der Bunde/TTF Hub in den Niederlanden.

IPE/NBP (Großbritannien): Der als europäisches Musterbeispiel für einen funktionierenden liberalisierten Markt zu nennende britische Gasmarkt nimmt auf Grund der frühen Liberalisierung eine Sonderstellung in Europa ein. Diese Entwicklung wurde durch die Tatsache begünstigt, dass Großbritannien ausreichend mit eigenen Gasvorkommen ausgestattet war. Deshalb bestand keine Notwendigkeit für Take-or-pay-Verträge mit geographisch weit entfernten Produzentenländern. Neben dem reinen finanziellen Gashandel an der International Petroleum Exchange (IPE) wird bei Fälligkeit eines Kontraktes das Erdgas in das britische Gasnetz am National Balancing Point (NBP¹⁰³) eingespeist (vgl. <http://www.theice.com/>). Für die Netznutzung muss lediglich eine wegunabhängige Einspeise- und Entnahmegerühr an die Netzgesellschaft Transco entrichtet werden.

Zeebrugge (Belgien): Neben der Verbindung zum britischen Markt durch den Interconnector verfügt der 1999 gegründete Zeebrugge Hub über Zugang zu norwegischen Förderungen und einem LNG-Importterminal, wodurch Bezugsdiversifikation möglich ist. Dies kann speziell im Hinblick des Wegfalls Großbritanniens als Gasexporteur von Bedeutung sein. Neben eigenen Speicherkapazitäten kann zudem auf den Aquiferspeicher in Loenhout zugegriffen werden. Die jährliche Durchflusskapazität von Zeebrugge beträgt ca. 9% (ca. 40 Mrd. m³) der westeuropäischen Gasnachfrage [Lecarpentier 2004, S. 65]¹⁰⁴. Von Zeebrugge führen Pipelines in das französische und belgische Netz. Auf Grund der Pipelineverbindung zum britischen Markt ist eine starke positive Korrelation zwischen den Preisnotierungen am NBP (bzw. IPE) und am Zeebrugge Hub zu erkennen.

Bunde/TTF (Niederlande): Die Bunde-Oude Region besitzt ein relativ hohes Potenzial, ihre derzeitige Bedeutung im europäischen Gasmarkt zu festigen und auszubauen. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die für den europäischen Markt versorgungsrelevanten Pipelines aus Großbritannien, Norwegen und den Niederlanden hier zusammentreffen. Das nahegelegene Gasfeld im niederländischen Groningen bietet zudem Flexibilität hinsichtlich des Erdgasan-

¹⁰³ Der NBP ist ein virtueller Hub.

¹⁰⁴ Das Verhältnis von gehandelter Gasmenge zu physikalisch eingespeister Gasmenge beträgt in Zeebrugge 7:1, beim acht Jahre älteren britischen National Balancing Point liegt dieses Verhältnis bei 10:1 [Lecarpentier 2004, S. 65].

gebotes. Zwischen Bunde und Emden entstand ein Handelsgebiet mit mehreren Netzzugangs- und Netzausgangspunkten. Die Hubs, welche alle im Jahr 2002 gegründet wurden, sind somit nicht auf einen physikalischen Ort beschränkt. Der deutsche North West European Hub (NWE) und der niederländische Euro Hub haben sich im Jahr 2004 zum Eurohub zusammengeschlossen und konkurrieren auf Grund ihrer geographischen Nähe um Liquidität mit dem Title Transfer Facility-System¹⁰⁵ (TTF). Der größte Anteil (ca. 97%) der Gasflüsse in der Bunde-Oude Region ist derzeit noch durch Take-or-Pay-Kontrakte gebunden und steht somit nicht zum Handel zur Verfügung. Im Jahr 2003 wurden über 80% der Handelsvolumina in dieser Region über das TTF-System gehandelt.

Baumgarten (Österreich): Der österreichische Hub in Baumgarten, der 2003 in Central European Gas Hub umbenannt wurde, ist als Übernahmestation von russischem Gas für den westeuropäischen Markt von zentraler Bedeutung [CEER 2003]. Einen wesentlichen Standortfaktor dieser Region stellen die hohen Speicherkapazitäten (ca. 2,4 Mrd. m³) dar, welche weiter ausgebaut werden. Auf Grund eines Kartellbeschlusses wurde das Betreiberunternehmen EconGas dazu verpflichtet, Erdgas via Internet zu versteigern. Im Juli 2003 wurden daraufhin 250 Mio. m³ Erdgas während einer Auktion verkauft. Um den Aufbau des Hubs voranzutreiben und Kenntnisse über den Markt zu erhalten, soll nun jährlich die gleiche Menge an Gas versteigert werden. Nachteilig ist, dass derzeit lediglich geringe Gasmengen aus Russland dem Handel zur Verfügung stehen.

Impulse für zukünftig größere frei handelbare Erdgasmengen können durch den geplanten Bau der Nabucco-Pipeline entstehen, der Anbietern aus der Kaspischen Region Zugang zum Gasmarkt der EU ermöglicht [Perlitz et al. 2005a]. Hierdurch wäre, unabhängig von den Veränderungen in Russland, eine Diversifikation der Gasangebotsseite am österreichischen Hub möglich¹⁰⁶. In Abbildung 3.1 sind Handelsplätze für Erdgas und Strom auf dem europäischen Markt dargestellt.

¹⁰⁵ Dieser virtuelle Hub ist vergleichbar mit dem britischen NBP.

¹⁰⁶ Eine Diskussion weiterer Handelsplätze für Erdgas findet sich bspw. in [Lecarpentier 2004, S. 65].

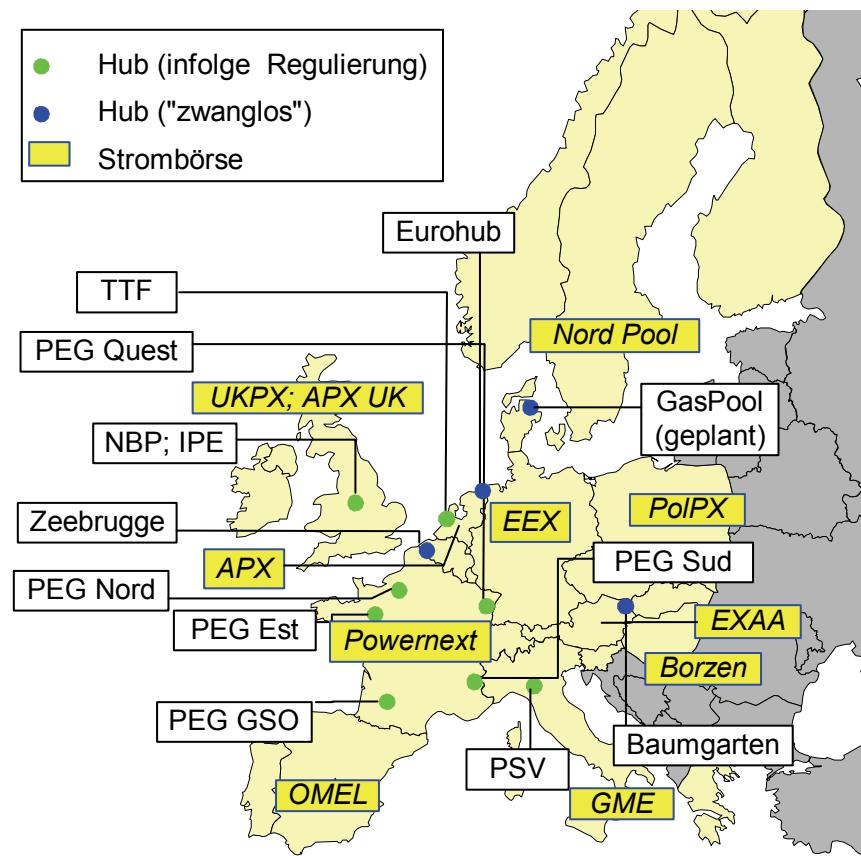


Abbildung 3.1: Europäische Erdgashubs und Handelsplätze für Elektrizität (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [Perlitz et al. 2005a], [Schmitt 2005])

3.2 Der europäische CO₂-Zertifikatmarkt

3.2.1 Ausgestaltung des europäischen CO₂-Zertifikathandels

Um der antropogenen Klimaerwärmung entgegen zu wirken, haben sich mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls [UNFCCC 1997] während der dritten Vertragsstaatenkonferenz im Dezember 1997 Industrie- und Transformationsländer dazu verpflichtet, Treibhausgasemissionen zu mindern. Die Reduktionsziele dieser sogenannten Annex-I Staaten beziehen sich auf den Ausstoß von sechs Treibhausgasen¹⁰⁷ und verlangen eine durchschnittliche Minderung um 5,2% innerhalb des Zeitraum von 2008 - 2012 gegenüber dem Bezugsjahr 1990¹⁰⁸. Um diese Minderungsverpflichtungen möglichst ökonomisch effizient bzw. unter Nutzung komparativer Kostenvorteile zu erreichen, sind im Kyoto-Protokoll verschiedene klimapolitische Instrumente zur Flexibilisierung der Zielerreichung vorgesehen. Diese

¹⁰⁷ Dies sind die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆). Die Umrechnung der Treibhauswirkung der einzelnen Gase in die jeweiligen CO₂-Äquivalente ermöglicht die Vergleichbarkeit dieser (vgl. [Ardone 1999]).

¹⁰⁸ Alternativ hätte nach Artikel 3 des Kyoto-Protokolls auch 1995 als Bezugsjahr verwendet werden dürfen.

lassen sich in die projektbasierten Mechanismen, Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) sowie das Instrument des Emissionsrechtehandels (Emission Trading) zwischen Annex-I Staaten unterscheiden. Sowohl CDM als auch JI beziehen sich auf Emissionsminderungsprojekte, bei denen die resultierende Emissionsreduktion dem investierenden Annex-I Staat in Form von Emissionsgutschriften zugerechnet wird. Findet diese Kooperation hierbei zwischen zwei Annex-I Staaten statt, handelt es sich um ein JI Projekt, wohingegen dies bei Investition eines Annex-I Staates in einem Nicht-Annex-I Staat (Entwicklungs- bzw. Schwellenland) als CDM Projekt bezeichnet wird. Auf der siebten Vertragsstaatskonferenz im Herbst 2001 wurden die Marrakesh-Accords¹⁰⁹ verabschiedet, welche die Flexiblen Mechanismen konkretisieren.

Das Kyoto-Protokoll sieht die Möglichkeit vor, dass Reduktionsverpflichtungen von Annex-I Staaten gemeinschaftlich erfüllt werden können. Im Rahmen des sogenannten EU-Bubble ist für die EU15 eine gesamte Minderungsverpflichtung von 8% (dies entspricht etwa 340 Mio. t CO₂-Äquivalent) festgelegt. Die Verteilung dieser Minderungsvorgabe auf die EU15-Mitgliedsstaaten wurde auf der EU-Umweltministerratsitzung vom 16.06.1998 im sogenannten EU-Burden-Sharing festgeschrieben. In Tabelle 3.2 sind die Reduktionsverpflichtung der EU15 nach dem EU-Burden-Sharing dargestellt, wobei die nationalen Ziele sich teilweise wesentlich unterscheiden. Bezogen auf das Emissionsniveau von 1990 hat Luxemburg ein Minderungsziel von 28%, wohingegen Deutschland und Dänemark Minderungsverpflichtungen von jeweils 21% bis zur Periode 2008 - 2012 übernehmen. Die CO₂-Reduktionsverpflichtung Deutschlands entspricht ca. 75% der gesamten absoluten Verpflichtung der EU15, bei einem Anteil von ca. 25% am europäischen Energieverbrauch. Im Gegensatz zu diesen Minderungsverpflichtungen wird Ländern wie Griechenland oder Portugal eine Emissionserhöhung von 25% bzw. 27% im Vergleich zum Basisjahr gestattet. Mit Ausnahme weniger Länder (z.B. Frankreich, Großbritannien) überstiegen die CO₂-Emissionen der EU15-Länder im Jahr 2002 die Zielvorgaben für die Periode 2008 - 2012 nach dem Burden-Sharing-Agreement.

Obwohl das Kyoto-Protokoll noch nicht in Kraft war, beschloss der EU-Umweltministerrat Anfang Dezember 2002 die Ausgestaltung eines Emissionshandelsystems innerhalb seiner Mitgliedsstaaten [EC 2002d]. Zur detaillierten Umsetzung wurde von der europäischen Kommission am 13. Oktober 2003 eine Richtlinie über ein System eines Emissionsrechtehandels für anthropogene Treibhausgase in der EU erlassen, die noch im gleichen Monat in Kraft trat [EC 2003f]. Diese Richtlinie bildet die Grundlage für den Emissionshandel der 25 EU-Länder auf Unternehmensebene, der am 1. Januar 2005 mit einer Testperiode (2005 - 2007) begann und durch die erste Verpflichtungsperiode (2008 - 2012) fortgesetzt wird.

¹⁰⁹ Die Marrakesh Accords umfassen insgesamt 15 Entscheidungen und können unter <http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13.pdf/13a04.pdf> eingesehen werden.

Die EU-Richtlinie zum Emissionshandel gehört zum gemeinschaftlichen Besitzstand¹¹⁰ der EU. Daher wurde sie beim Beitritt der zehn neuen EU-Länder im Mai 2003 von diesen übernommen, wodurch es zu einer Vergrößerung des Handelsvolumens und der potenziellen Marktteilnehmer kam¹¹¹.

Tabelle 3.2: CO₂-Emissionen der EU15 mit Zielen des EU-Burden-Sharing, Trends und Zielentfernung für alle Treibhausgase (Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf [BWK 2005] und [UNFCCC 2005, S. 23f.])

Mitgliedsstaat	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten [Mio. Tonnen]		Burden-Sharing (Ziel 2008 - 2012) bezogen auf 1990	Entwicklung 1990 - 2002
	1990	2002		
Belgien	145,7	145,4	-7,5%	-0,2%
Dänemark	70,7	70,4	-21,0%	-0,4%
Deutschland ¹¹²	1243,7	1015,4	-21,0%	-18,4%
Finnland	70,4	77,2	0,0%	9,7%
Frankreich	568,0	553,5	0,0%	-2,5%
Griechenland	109,4	133,6	25,0%	22,1%
Großbritannien	748	643,7	-12,5%	-13,9%
Ireland	53,8	69,4	13,0%	29,0%
Italien	511,2	554,9	-6,5%	8,5%
Luxemburg	13,4	10,8	-28,0%	-19,4%
Niederlande	211,7	213,5	-6,0%	0,9%
Österreich	78,6	86,4	-13,0%	9,9%
Portugal	59,4	85,7	27,0%	44,3%
Schweden	72,2	69,5	4,0%	-3,7%
Spanien	283,9	398,6	15,0%	40,4%
EU15	4240,1	4128,0	-8,0%	-2,6%

Die Minderungsziele für die Staatengruppe des EU-Bubble bleiben auch nach der EU-Erweiterung unverändert bestehen. Das Potenzial an handelbaren Emissions-

¹¹⁰ Der gemeinschaftliche Besitzstand (Acquis Communautaire), der sich in ständiger Weiterentwicklung befindet, ist das gemeinsame Fundament aus Rechten und Pflichten, die für alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union verbindlich sind.

¹¹¹ Hierbei wird jedoch den neuen EU-Ländern die Möglichkeit zur Nutzung einer Übergangsfrist eingeräumt.

¹¹² In Deutschland trug die Modernisierung der Erzeugungskapazitäten in den neuen Bundesländern zu einer starken Reduzierung der Klimagase bei (vgl. auch [Fichtner 2004, S.8]).

rechten (AAUs¹¹³) der neuen EU-Länder (bis auf Slowenien) ist beträchtlich, da diese im Jahr 1990 einen Anteil von ca. 20% an den Emissionen der heutigen EU25-Länder aufwiesen. Auf Grund des wirtschaftlichen Zusammenbruches der Ostblockländer zu Beginn der 90er Jahre haben diese Staaten derzeit geringere reale Emissionen im Vergleich zu den Kyoto-Zielwerten und deshalb eine Überausstattung an AAUs („Hot Air“). Im Gegensatz zu der Entwicklung in diesen Ländern hat Slowenien seine CO₂-Minderungsziele bisher nicht erreicht.

Gemessen zum Jahr 2002 haben die neuen EU-Länder in Summe ca. 285 Mio. t CO₂ an Hot-Air-Zertifikaten. In diesem Zusammenhang werden Handelsbeschränkungen diskutiert, da die Gefahr der Überschwemmung des Marktes mit Zertifikaten besteht, wodurch EU-weit Minderungsmaßnahmen weitgehend unterbleiben könnten (vgl. [Jochum 1999, S. 363f.] und [IEA 2001d, S. 241f.]).

Tabelle 3.3: CO₂-Emissionen der neuen EU-Länder mit Minderungszielen, Trends und Zielentfernung für alle Treibhausgase (Eigene Berechnungen basierend auf [UNFCCC 2005])

Mitgliedsstaat	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten [Mio. Tonnen]		Kyoto-Ziel (Ziel 2008 - 2012) bezogen auf 1990	Entwicklung 1990 - 2002
	1990	2002		
Estland	43,5	19,5	-8,0%	-55,1%
Lettland	25,4	10,6	-8,0%	-58,1%
Litauen	51,5	19,6	-8,0%	-62,0%
Polen	564,4	370,2	-6,0%	-34,4%
Slowakei	72,1	50,9	-8,0%	-29,4%
Slowenien	19,9	20,5	-8,0%	0,8%
Tschechien	192,0	141,5	-8,0%	-26,3%
Ungarn ¹¹⁴	101,6	80,78	-6,0%	-20,5%
Neue EU-Länder	1070,4	713,2	-6,8%	-33,4%

Im Gegensatz zu den Minderungszielen des Kyoto-Protokolls beschränkt sich der europäische Emissionshandel vorerst lediglich auf CO₂-Emissionen, so dass andere

¹¹³ Assigned Amount Units

¹¹⁴ Für Ungarn wurde als Basiswert der Durchschnitt der CO₂-Emissionen zwischen 1985 und 1987 verwendet. Die Emissionen im Jahr 1990 betragen 122,2 Mio. t CO₂ [UNFCCC 2005, S. 24].

Treibhausgase (z.B. Methan) bisher keine Berücksichtigung finden¹¹⁵. Hauptgründe hierfür sind, dass derzeit ca. 82% der gesamten Treibhausgasemissionen in der EU auf CO₂ entfallen sowie dessen über den Brennstoffeinsatz relativ einfache Erfassung, Bilanzierung und Kontrolle [EEA 2002, S. 18]. Als weiteren Unterschied zum Kyoto-Protokoll berücksichtigt der EU Emissionsrechtehandel entsprechend einem Downstream-Ansatz¹¹⁶ [Heister et al. 1991, S. 59ff.] Unternehmen, die CO₂ emittierende Anlagen betreiben. Den Anlagenbetreibern werden gemäß den Nationalen Allokationsplänen (NAPs), die auf Mitgliedsstaatenebene festgelegt sind, Emissionszertifikate (allowances) auf Grundlage historischer Emissionen zugeteilt. Hierbei können schon erzielte Emissionsminderungen („early action“) berücksichtigt werden.

Innerhalb des Emissionshandelssystems werden jährlich ca. 2.120 Mio. CO₂-Emissionsrechte¹¹⁷ in der ersten Handelsperiode auf ca. 12.000 - 15.000 Anlagen verteilt [Antes 2003, S. 18]¹¹⁸. In etwa ein Viertel dieser Emissionsrechte entfällt hierbei auf Unternehmen der neuen EU-Länder, wobei, im Vergleich zu der Übererfüllung der Minderungsverpflichtungen gemäß der Kyoto-Ziele, hier keine Übertausstattung an Emissionsrechten erfolgte. Die Anzahl der beteiligten Unternehmen, welche sich hauptsächlich aus der Stromerzeugung und der energieintensiven Industrie zusammensetzen, wird auf 4.000 - 5.000 geschätzt. Die wichtigsten betroffenen Industriezweige sind neben der Energieversorgung, die Eisen-/Stahl-, Steine-/Zement-, Glas- und Zellstoff-/Papierindustrie sowie der Raffineriesektor. Der öffentliche und industrielle Energieversorgungssektor hat mit fast 68% (1.308 Mio. CO₂-Zertifikate/a) der zugeteilten Emissionsrechte den größten Marktanteil, wobei ca. 56% auf die öffentlichen Kraftwerke entfallen. Die restlichen Emissionsrechte sind hauptsächlich auf produkt- bzw. prozessbedingte Emissionsquellen¹¹⁹ verteilt. Es entfallen ca. 10% der Emissionsrechte auf die Stahl-/Eisenindustrie, 9% auf die Zementindustrie und ca. 8% auf die Raffinerien.

¹¹⁵ In [Endres et al. 1998, S. 170] wird in diesem Kontext auf die Problematik der Konzentrierung der Klimapolitik auf CO₂ verwiesen, wodurch die energetische Nutzung von Erdgas tendenziell zunimmt, dieses jedoch unter hohen Verlusten gefördert und transportiert wird. Durch ein Forschungsprojekt unter der Federführung vom Wuppertal Institut für Klima und Umwelt wurden im Jahr 2004 entlang der gesamten Erdgaskette in Russland die Verluste sowie die Emissionen des benötigten Antriebsgases gemessen. Als Ergebnis geht hervor, dass selbst unter Berücksichtigung von indirekten Emissionen der Energieträger Erdgas die geringsten Treibhausgasemissionen im Vergleich zu der Verbrennung von anderen fossilen Energieträgern aufweist. Die verstärkte Nutzung von Erdgas stellt deshalb eine sinnvolle Klimaschutzstrategie dar [Lechtenböhmer et al. 2004, S. 33].

¹¹⁶ „Downstream“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich die Minderungsverpflichtung auf die tatsächlichen Emittenten bezieht. Sie besitzen die besten Informationen über bestehende Minderungspotenziale und können dadurch technische Veränderungsprozesse am schnellsten anregen [Enzensberger 2003].

¹¹⁷ Dies entspricht ca. der Hälfte der energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2002 (vgl. [Weltenergiereport 2005, S. 137]).

¹¹⁸ In Deutschland sind ca. 1.850 Anlagen direkt beim Emissionsrechtehandel berücksichtigt.

¹¹⁹ Unter prozessbedingten Emissionen werden laut der EU „Monitoring and Reporting Guidelines“ alle Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre verstanden die als Produkt einer chemischen Reaktion entstehen, die keine Verbrennung ist [EC 2004a, S. 6].

Prozesse, bei denen CO₂ freigesetzt wird, sind bspw. das Kalzinieren bei der Herstellung von Zement, die Hochofenkoksherstellung zur Stahlproduktion, die Oxidation von Elektroden (z. B. bei der Aluminiumproduktion) und Raffinerieprozesse (Wasserstoffbereitstellung)¹²⁰. Neben den explizit berücksichtigten Sektoren werden alle Feuerungsanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung von über 20 MW_{th}¹²¹ berücksichtigt. Auf diese entfallen ca. 2% der gesamten Emissionsrechte (vgl. auch [Reinaud 2005])¹²².

Die CO₂-Emissionen des öffentlichen und industriellen Energieversorgungssektors resultieren vorwiegend aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe in Heizwerken und (Heiz-)Kraftwerken. Dem Energieversorgungssektor wird speziell wegen seiner charakteristischen Struktur eine besondere Bedeutung hinsichtlich des europaweiten Minderungspotenzials beigemessen. Die Hauptemissionsquellen sind fossil befeuerte Großkraftwerke, deren Emissionen im Vergleich zu den produktionsprozessbedingten mit relativ geringem Aufwand bilanzierbar sind. Außerdem stehen für Kraftwerke eine Reihe von relativ emissionsarmen und -freien Alternativen zur Verfügung (vgl. [Krause 1999], [Capros et al. 2000] und [IPTS 2000] sowie Kapitel 3.2.2).

Aus Gründen der Praktikabilität hat die Kommission für die erste Handelsperiode 2005 - 2007 (bzw. Testperiode) das „Grandfathering“ als wesentlichen Verteilungsmechanismus festgelegt. Hierbei werden die Emissionsrechte zu einem Anteil von mindestens 95% kostenneutral alloziert.

Der Emissionshandel soll im Hinblick auf die gemeinsame Erreichung der klimapolitischen Ziele der EU, resultierend aus dem Kyoto-Protokoll, einen kosten-effizienten Beitrag zur Reduzierung von Treibhausgasen leisten. Durch den Handel soll die optimale Allokation der Minderungsmaßnahmen zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten gefördert werden. Insbesondere wird hierbei, im Gegensatz zu bzw. einer CO₂-Steuer, das ex-ante definierte Minderungsziel erreicht. Um dies zu gewährleisten, müssen berücksichtigte Anlagenbetreiber bis zu einem Stichtag (30. April des Folgejahres) eine den realen CO₂-Emissionen entsprechende Anzahl an Emissionsrechten vorweisen. Bei einer Unterdeckung greifen Sanktionsmechanismen in Form von Strafzahlungen (Pönale) sowie eine Nachreicherung der fehlenden Zertifikate im Folgejahr. Die zeitliche Flexibilität des Handelssystems wird durch die Möglichkeiten der Verwahrung von Emissionsrechten eines Jahres für ein späteres Jahr der gleichen Periode (Banking) sowie von der Test- in die erste Verpflichtungsperiode den Regelungen der einzelnen Mitgliedsstaaten überlassen. Aus ökologischer Sicht ist Banking unbedenklich und zudem als effektives Instrument zur Glättung der Investitionszyklen für Minderungsmaßnahmen anzusehen

¹²⁰ Die Brennstoffemissionen bei der Produktion von Zementklinker betragen ca. 0,3 bis 0,4 t CO₂ pro Tonne Klinker, während sich die Prozessemissionen auf ca. 0,5 t CO₂ pro Tonne Klinker belaufen.

¹²¹ Ausgenommen sind Anlagen zur Verbrennung von gefährlichen Abfällen oder Siedlungsabfällen.

¹²² Bspw. fallen verschiedene Verdichterstationen an Erdgaspipelines unter die Zuteilungsregel.

[Egenhofer 2002]. Das Vorziehen von Emissionsrechten von zukünftigen Jahren (Borrowing) ist hingegen zwischen den Perioden nicht erlaubt. Innerhalb einer Periode ist ein Borrowing allerdings möglich, da die Ausgabe (28. Februar) der Emissionsrechte eines Folgejahres vor der Abrechnung (30. April) des aktuellen Jahres stattfindet¹²³.

Durch die sogenannte Linking Direktive [EC 2004b] wurde im November 2004 eine Verknüpfung des EU-Emissionshandelssystems mit den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls geschaffen. Insbesondere wird hierdurch der Rechtsrahmen zur Einrechnung von Emissionsgutschriften (Externe Zertifikate) von CDM-Projekten ab 2005 und JI-Projekten ab 2008 festgelegt. Diese Gutschriften werden im europäischen Emissionshandelssystem im Verhältnis eins zu eins getauscht. Hierbei darf jeder Mitgliedsstaat selbst über eine Höchstgrenze der Nutzung der projektbasierten Mechanismen entscheiden [Ehrmann 2005]. Tabelle 3.4 gibt eine Zusammenfassung über die Kernmerkmale des EU-Emissionshandelssystems.

Momentan gibt es sieben europäische Börsen¹²⁴ an denen CO₂-Zertifikate gehandelt werden, wobei sich jedoch der Handel weitgehend auf den bilateralen OTC-Markt (over-the-counter) konzentriert [Ströbele 2006, S. 280].

¹²³ Die Richtlinie legt lediglich fest, dass ein Teil der Gesamtmenge der Emissionsrechte einer Periode bis zum 28. Februar des jeweiligen Jahres auszugeben ist. Daher besteht prinzipiell auch die Möglichkeit, zum 28. Februar des ersten Jahres der Periode die gesamte Menge an Zertifikaten für die Verpflichtungsperiode zu vergeben, wodurch das „Borrowing“ innerhalb einer Periode in vollem Umfang ermöglicht werden könnte [Fichtner 2004, S. 16].

¹²⁴ An der European Climate Exchange (ECX) in den Niederlanden werden bspw. Spot- und vierteljährliche Terminprodukte gehandelt. An diesem Markt sind gegenwärtig ca. 37 Marktteilnehmer zugelassen. Die ECX weist derzeit die größten Handelsvolumen an CO₂-Zertifikaten im europäischen Vergleich auf. Weitere börsliche Handelsplätze für CO₂-Zertifikate stellen die SendeCO₂ in Spanien, die Energy Exchange Austria (EXAA) in Österreich sowie die New Values in den Niederlanden (vgl. [Ströbele 2006, S. 280]).

Tabelle 3.4: Kernmerkmale des EU-Emissionshandelssystems (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [EC 2004b], [EC 2003f], [EC 2002d])

Merkmal	Beschreibung
Zielvorgabe	Absolute Zielvorgabe: z.B. X tCO ₂ e (bisher werden nur CO ₂ -Emissionen erfasst; nach 2008 können auch andere Treibhausgase berücksichtigt werden)
Zuteilungsmechanismus	Grandfahtering, bis zu 5% Auctionning (2005 - 2007); Bis zu 10% Auctionning (2008 - 2012)
Verpflichtungsperioden	2005 - 2007; 2008 - 2012; 2013 - 2017; weiter in 5-Jahresschritten
Berücksichtigte Sektoren	Ölraffinerien, Kokereien, Eisen- und Stahlindustrie, Mineralstoffindustrie (Zement, Glas, Keramik) sowie Papier- und Zellstoffindustrie; weitere Verbrennungsanlagen mit einer thermischen Leistung von über 20 MW _{th} ; vom Handel unberücksichtigt bleiben Müllverbrennungsanlagen
Allokation der Emissionsrechte	Internationale Allokation auf Basis des EU-Burden-Sharings; sektorale Verteilung gemäß der Nationale Allokationspläne der Mitgliedsstaaten
Marktteilnehmer	Berücksichtigung von neuen Marktteilnehmern auf Mitgliedsstaatenebene
Banking	Regelung nach Ermessen der Mitgliedsstaaten (2005 - 2007); ab 2008 einheitliche Regelung
Pönalen	40 €/t CO ₂ (2005 - 2007); 100 €/t CO ₂ (2008 - 2012) – zusätzlich besteht die Pflicht zur Nachlieferung der fehlenden Berechtigungen
Kopplung mit anderen CO ₂ -Handelssystemen	Auf Basis bilateraler Verträge mit den betreffenden Annex B-Staaten
Marktakteure	4.000 - 5.000 verpflichtete Unternehmen (12.000 - 15.000 Anlagen der Stromerzeugung und der energieintensiven Industrie)
Verbindung zum Kyoto-Protokoll	Einbeziehung von Emissionsrechten resultierend aus den projektbasierten Mechanismen (CDM/JI) des Kyoto-Protokolls (Linking Direktive [EC 2004b] ¹²⁵)

¹²⁵ In Deutschland wurde die Linking Direktive durch das Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG) [ProMechG 2005], das am 30.09.05 in Kraft trat, in nationales Recht implementiert.

3.2.2 Auswirkungen des Produktionsfaktors CO₂-Emissionsrecht auf die Merit-Order-Kurve

Mit Beginn des europäischen Zertifikathandels im Jahr 2005 ändert sich die Struktur der Produktionskosten für die im Handel berücksichtigten fossilen Kraftwerkskapazitäten, da für die im Produktionsprozess freigesetzten Mengen an CO₂-Emissionen in gleicher Höhe CO₂-Zertifikate vorzuhalten sind. Diese haben einen Wert, da unabhängig vom Zuteilungsverfahren der CO₂-Zertifikate der Betreiber der Anlage i.d.R. die Alternative hat, die Rechte am Markt zu veräußern, so dass auch bei einer kostenneutralen Zuteilung Opportunitätskosten vorliegen¹²⁶.

Die Bedeutung des Produktionsfaktors CO₂-Emissionsrecht¹²⁷ ist stark technologie-abhängig (vgl. Tabelle 3.5). Bei Braun- und Steinkohlekraftwerken erhöhen sich die Produktionskosten i.a. wesentlich stärker als bei GuD-Anlagen. Grund hierfür ist die unterschiedliche Abhängigkeit des CO₂-Ausstoßes vom verwendeten Brennstoff sowie dem Wirkungsgrad des Kraftwerks. Der CO₂-Zertifikatpreis beeinflusst hierdurch die Kosten der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken in unterschiedlichem Maße. So weisen gasbetriebene GuD-Anlagen spezifische Emissionen bei der Stromerzeugung von ca. 0,36 t CO₂/MWh_{el} auf, wohingegen Braunkohlekraftwerke, auf Grund höherer brennstoffspezifischer CO₂-Emissionen und geringerer Wirkungsgrade, ca. 1,12 t CO₂/MWh_{el} ausstoßen.

Tabelle 3.5: Technologiespezifische Produktionskostenaufschläge bedingt durch den Produktionsfaktor CO₂-Emissionsrecht

Eingesetzter Energieträger	Brennstoffspezifische Emissionen [t CO ₂ /MWh _{th}]	Elektrischer Wirkungsgrad	Spezifische Emissionen der Stromerzeugung [t CO ₂ /MWh _{el}]	Produktionskostenaufschlag [€/MWh _{el}] bei einem Zertifikatpreis von:		
				10 €/t CO ₂	20 €/t CO ₂	30 €/t CO ₂
Steinkohle	0,34	35%	0,97	9,71	19,43	29,14
Braunkohle	0,37	33%	1,12	11,21	22,42	33,64
Erdgas (in GuD)	0,20	55%	0,36	3,64	7,27	10,91
Öl	0,28	34%	0,82	8,24	16,47	24,71

¹²⁶ Hierbei wird unterstellt, dass die CO₂-Zertifikate zu (positiven) Marktpreisen gehandelt werden. Eine Ausnahme stellen zugeteilte Emissionsrechte für Anlagen dar, welche innerhalb des Zertifikathandels einer ex-post Anpassung unterliegen. In diesem Fall werden die zugeteilten Emissionsrechte weder kosten- noch preiswirksam (vgl. hierzu [Perlitz et al. 2006b] und [Prognos 2005, S. 97]).

¹²⁷ Für eine allgemeine Diskussion von Umwelt als Produktionsfaktor siehe [Steven 1991] und [Dyckhoff 1993].

Bei einem exogenen Zertifikatspreis von bspw. 20 €/t CO₂ beträgt der Produktionskostenaufschlag für Steinkohlekraftwerke ca. 20 €/MWh_{el} und für GuD-Anlagen ca. 7 €/MWh_{el}.

Wegen der unterschiedlichen Sensitivitäten der Kraftwerke hinsichtlich des CO₂-Zertifikatspreises können zwei Effekte auf die Merit-Order-Kurve unterschieden werden:

1. Ändert sich die technologische Reihenfolge der Kraftwerkstypen in der Merit-Order-Kurve auf Grund der Einpreisung des Produktionsfaktors CO₂ nicht, so bleiben Kraftwerkseinsatz sowie CO₂-Emissionen unverändert. Der Strompreis hingegen, der sich in einem liberalisierten Markt an dem zuletzt eingesetzten Kraftwerk orientiert, nimmt um die Kosten für CO₂-Zertifikate des bisher preissetzenden Kraftwerks zu.
2. Resultiert die Einpreisung des Produktionsfaktors dagegen in einer veränderten Reihenfolge der Kraftwerkstechnologien, so hängt der Strompreis von den kurzfristigen Grenzkosten¹²⁸ der Erzeugung des nun preissetzenden Kraftwerks ab. Dies bedeutet, dass die Erhöhung des Strompreises sich aus der Differenz zwischen den Grenzkosten der Erzeugung des zuvor preissetzenden Kraftwerks ohne CO₂-Kosten und den Grenzkosten der Erzeugung des nun preissetzenden Kraftwerks mit dem Produktionskostenaufschlag für CO₂ ergibt.

Folglich ist das Ausmaß der Änderungen der Strompreise sowohl von der Erzeugungsstruktur als auch von den Auswirkungen der Zertifikatspreise auf die Merit-Order-Kurve abhängig (vgl. hierzu auch [Reinaud 2003, S. 7]).

3.3 Weitere Rahmenbedingungen auf dem Energiemarkt in der EU

3.3.1 Nutzung von Kernenergie

Durch die Stromerzeugung in Kernkraftwerken (KKW) wurden im Jahr 2002 ca. 32% der Elektrizitätsnachfrage der EU25 abgedeckt. Speziell der französische Kraftwerkspark ist mit ca. 82% (ca. 437 TWh_{el}) der gesamten Stromproduktion durch nukleare Kraftwerke dominiert. Die litauischen Kernkraftwerke hatten im Jahr 2002 sogar einen Anteil von ca. 88% an der nationalen Stromerzeugung [Eurostat 2004]. Des Weiteren besitzen innerhalb der EU Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien, Slowakei, Slowenien, Ungarn und Spanien Atomkraftwerke. Belgien, die Niederlande und Finnland betreiben ebenfalls Kernkraftwerke, deren Erzeugung jedoch im jeweiligen landesspezifischen Energiemix von untergeordneter Bedeutung ist. Neben den EU-Mitgliedsstaaten nutzen mehrere der EU-Beitrittskandidaten sowie die Schweiz Kernkraftwerke zur Stromerzeugung. Die EU drängt in den Beitritts-

¹²⁸ Grenzkosten ist ein in der Energiewirtschaft feststehender Ausdruck, dem häufig keine exakte Unterscheidung zwischen Ausgaben und Kosten zugrunde liegt. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell betrachtet ausschließlich Ausgaben.

verhandlungen auf eine schnelle, zum Teil von der EU finanziell unterstützte, Stilllegung bzw. Nachrüstung der als besonders kritisch eingestuften Anlagen (vgl. [EC 1999c] und [EC 2002b, S. 3]). In den betroffenen Beitrittskandidaten stellen diese Anlagen gegenwärtig jedoch noch einen großen Anteil an der Stromerzeugung bereit¹²⁹.

Die Europäische Kommission nimmt in ihrem Grünbuch zur Energieversorgungssicherheit (vgl. [EC 2000] und [EC 2002a]) im Hinblick auf die Zunahme der Importabhängigkeit von Brennstoffen Stellung zur Nutzung der Kernenergie. Bezuglich ihrer zukünftigen Rolle wird hierin geschlussfolgert, dass die Kernenergie nur dann eine langfristige Option für eine gesicherte Energieversorgung in Europa darstellen kann, wenn das Entsorgungsproblem zufriedenstellend und transparent gelöst wird¹³⁰. Da jedoch die Nutzung der Kernenergie, auf Grund ihrer CO₂-neutralen Elektrizitäts erzeugung, relative Vorteile im Kontext von CO₂-Minderungsverpflichtungen aufweist, wird diese Technologie kontrovers diskutiert.

Die Regierungen der verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten vertreten gegenwärtig sehr unterschiedliche Positionen zur zukünftigen Kernenergienutzung. Während Staaten wie Frankreich¹³¹ auch weiterhin auf die Kernenergie als wichtigen Bestandteil ihres Energieträgermixes setzen, betreiben andere EU-Länder, wie Deutschland, den gezielten Ausstieg aus der Kernenergienutzung¹³². In Deutschland wurde der Ausstieg mit der Unterzeichnung der „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000“ offiziell beschlossen [BMU 2000b]. Die Vereinbarung sieht eine Begrenzung der in deutschen Kernkraftwerken zu erzeugenden Reststrommenge von 2.623 TWh_{el} ab dem 01.01.2000 vor¹³³. Gleichzeitig wird ein Neubau weiterer Kernkraftwerke ausgeschlossen. Von den dreizehn EU15-Staaten, welche die Kernenergie nutzen, haben insgesamt fünf ein Kernenergiemoratorium beschlossen bzw. angekündigt. Neben Deutschland sind dies Schweden, Spanien, die Niederlande und Belgien (vgl. [Taylor 2002, S. 2]). Frankreich, Finnland und Großbritannien halten sich die Kernenergie hingegen als Zukunftsoption weiter offen. Finnland ist derzeit dabei, ein neues Atomkraftwerk zu

¹²⁹ Für die oft hoch verschuldeten Länder (z.B. Bulgarien) stellen Stromimporte jedoch keine praktikable Ersatzoption für den Weiterbetrieb dieser Anlagen dar (vgl. [Riesner 2002, S. 80f.]).

¹³⁰ Eine gezielte Forschungsförderung soll die Lösung dieses Problems unterstützen. Gleichzeitig wird gefordert, dass Europa seine führende Rolle in der zivilen Kernkraftnutzung beibehalten soll, um so das bestehende technische Know-how zu sichern. Die Entwicklung effizienterer Kernspaltungsreaktoren sowie die mittelfristige Umsetzung von Kernfusionsreaktoren werden ausdrücklich befürwortet.

¹³¹ Vgl. hierzu die von der Direction Generale de L'energie et des Matieres Premières veröffentlichte Studie, in der Ausbaupfade für die Kernenergie in Frankreich aufgezeigt werden [DGEMP 2003].

¹³² [IEA 2001c, S. 226] gibt einen Überblick über Reaktoren in OECD-Ländern, die aus nicht-ökonomischen Gründen, d.h. einem politisch bedingten Kernenergieausstieg bzw. Sicherheitsbedenken, stillgelegt wurden.

¹³³ Die verbleibende Restverstromungsmenge Anfang 2005 betrug 1.829 TWh_{el} [EWI 2005].

bauen¹³⁴. Die neuen EU-Mitgliedsländer Litauen, die Slowakische Republik, Slowenien, Tschechien und Ungarn nutzen ebenfalls die Kernenergie. Auf Grund von Sicherheitsdefiziten sollen die beiden einzigen litauischen Blöcke bis 2009 abgeschaltet werden und zwei der sechs Reaktoren der Slowakei im Jahr 2006 bzw. 2008 vom Netz gehen.

3.3.2 Förderung von erneuerbaren Energien

Obwohl die Nutzung regenerativer Energieträger in der Elektrizitätsbereitstellung durchschnittlich höhere Kosten im Vergleich zu den konventionellen Technologien aufweist, haben diese mit ca. 14% (ca. 419 TWh_{el}) im Jahr 2002 einen nicht zu vernachlässigten Anteil im EU-Strommix erreicht (vgl. auch [Kaltschmitt et al. 2003] und [Eurostat 2004])¹³⁵. Den größten Beitrag hiervon leisten mit ca. 78,7% die Wasserkraftwerke, gefolgt von Biomasse- (ca. 11,7%) und Windkraftwerken (8,5%). Wichtige Motive für einen Ausbau von erneuerbaren Energieträgern sind Aspekte der Versorgungssicherheit, der Verringerung der Importabhängigkeit sowie die Nachhaltigkeit¹³⁶ und emissionsneutrale Energiebereitstellung.

Zur Förderung von regenerativen Energieträgern existieren verschiedene Politikziele auf nationaler sowie europäischer Ebene. Auf europäischer Ebene wurden durch die im September 2001 verabschiedete Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt [EC 2001b] für alle EU-Mitgliedsstaaten verbindliche Ausbauziele festgelegt. Diese beziehen sich auf einen festgelegten Anteil an der Stromnachfrage, der durch erneuerbare Energiequellen bereitzustellen ist. Bei der Festlegung der Ziele wurden die Ausgangssituationen (insbesondere bestehende Wasserkraftwerke) der einzelnen Länder sowie vorhandene Potenziale berücksichtigt.

In Deutschland ist die Erhöhung des Anteils der regenerativen Energieträger an der Stromerzeugung von 4,5% im Jahr 1997 auf 12,5% im Jahr 2010 vorgesehen. Längerfristig ist eine weitere Erhöhung dieses Anteils auf 20% im Jahr 2020 und 50% im Jahr 2050 geplant (vgl. z.B. [BMU 2000a, S. 72]). Auf EU-Ebene soll bis zum Jahr 2010 der Anteil von erneuerbaren Energieträgern an der Stromerzeugung 22,1% be-

¹³⁴ Der nach dem finnischen Atomgesetz erforderliche Grundsatzantrag zur Errichtung eines neuen Kernkraftwerks wurde im November 2000 von TVO (finnisches EVU) bei der Regierung eingereicht. „Im Januar 2002 stimmte das finnische Kabinett mit 10:6 Stimmen für das Projekt. Am 24. Mai 2002 folgte der finnische Reichstag mit 107:92 Stimmen“ [ATW 2002, S. 637].

¹³⁵ Trotz einer weiteren Senkung der Stromgestehungskosten sowie des Anstiegs der Bezugskosten für fossile Energieträger und einer zunehmenden Internalisierung externer Kosten werden erneuerbare Energieträger in vielen Bereichen nicht ohne zusätzliche Förderung mit konventionellen Energietechniken konkurrieren können [Prognos 2005, S. 330].

¹³⁶ Zum Konzept einer nachhaltigen Energieversorgung vergleiche die Arbeiten der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ ([Enquête-Kommission 2002] sowie [Wietschel et al. 2002a], [Voß et al. 1998] und [Fleury 2005]).

tragen. Obwohl unklar ist, ob diese Ziele von allen Mitgliedsstaaten¹³⁷ bis 2010 realisiert werden können, werden auf EU-Ebene verschärfte Zielvorgaben (in der Größenordnung von über 30% für den Stromsektor) bis zum Jahr 2020 angestrebt [EREC 2003].

Zur Umsetzung der geforderten Ausbauziele für regenerative Energieträger konzentriert sich die Politik in erster Linie auf Investitionsanreize. Diese werden mittels unterschiedlicher umweltpolitischer Instrumente wie Ausschreibungsmodelle, Quotensysteme oder die z.B. in Deutschland angewendeten Einspeisetarife umgesetzt¹³⁸. Im März 2005 führte die Europäische Kommission eine Analyse der bisherigen Fördersysteme in den Mitgliedsstaaten durch und ist dabei, eine Harmonisierung der Fördersysteme zu diskutieren [Prognos 2005, S. 332].

Ein großer Ausbau der Nutzung regenerativer Energieträger, speziell der fluktuierenden Windenergie, in der Stromerzeugung hat für Netzbetreiber wesentliche systemtechnische Konsequenzen (vgl. [Landberg 2000] und [Nabe 2001]). Damit die Systemstabilität durch zeitgleiche Anpassung des teilweise fluktuierenden Angebotes und der Nachfrage gewährleistet wird, entsteht ein zusätzlicher Bedarf an schnell Regelbaren Kraftwerken, wie Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke (vgl. [Czisch 2000, S. 6]). Mittels Ausschreibungen wird diese sogenannte Regelenergie von Netzbetreibern nachgefragt und bei Bedarf eingesetzt (vgl. hierzu [Möst 2006]).

3.4 Zusammenfassung der Konsequenzen für die strategische Planung

Die Investitionsplanung stellt eine wichtige Aufgabe der strategischen Planung von Energieversorgungsunternehmen dar. Strategische Planung bedeutet i.a. die Antizipation zukünftiger Veränderungen des relevanten Wettbewerbsumfelds eines Unternehmens sowie die Entwicklung geeigneter Strategien, um das Unternehmen auf diese Veränderungen vorzubereiten.

Für Energieversorgungsunternehmen umfasst die strategische Planung (Des)Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerkwerke bzw. Netzausbauentscheidungen. Für Erdgasunternehmen sind die Erschließung neuer Förderstätten, der Bau von Erdgasspeichern sowie Pipelines bedeutende strategische Projekte. Sowohl Investitionsprojekte auf dem Erdgas- als auch auf dem Strommarkt sind durch ähnliche Charakteristika geprägt¹³⁹. Die wichtigsten sind hierbei:

- eine hohe Kapitalintensität und lange Amortisationszeiten,

¹³⁷ In [Prognos 2005, S. 331] wird der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der einzelnen EU-Länder für die Jahre 1997 und 2002 den Zielvorgaben bis 2010 gegenübergestellt. Relativ hohe Zielentferungen weisen Großbritannien, Griechenland sowie Irland und die Niederlande auf.

¹³⁸ Eine Klassifikation verschiedener umweltpolitischer Instrumente findet sich in [de Vries et al. 1999] und [Dreher 2001].

¹³⁹ Neben den Charakteristika der Investitionen im Energiebereich wird die Investitionsplanung maßgeblich durch die Produktspezifika beeinflusst (vgl. Kapitel 3.1.1).

- lange Nutzungsdauern der Anlagen (meist im Bereich von 15 bis 40 Jahren) und
- lange Planungszeiten, Genehmigungsverfahren sowie Erschließungs- und Bauzeiten.

Augrund des genannten Sachverhalts sind bei der Planung intertemporäre und langfristige Investitionsrechenverfahren einzusetzen. Diese ermöglichen Änderungen der Eingangsdaten und Rahmenbedingungen im Zeitverlauf zu berücksichtigen. Die große Anzahl an Alternativen (insbesondere bei Kraftwerksinvestitionen), die bei Investitionsentscheidungen in Betracht zu ziehen sind, verlangen zudem den Einsatz einer Investitionsprogrammplanung, so dass den Interdependenzen zwischen den verschiedenen Projekten Rechnung getragen wird (vgl. hierzu auch [Jacob et al. 1994, S. 20ff.]. Eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung ermöglicht zudem die Berücksichtigung der endogenisierten Auslastung von Anlagen, wodurch ein weiteres Optimierpotenzial im Rahmen der Investitionsplanung gegeben ist (vgl. hierzu [Fichtner 2004]).

Zusätzlich zu den genannten zu berücksichtigenden Aspekten bei der Investitionsplanung unterliegt, wie bereits angeführt, die Energiewirtschaft einer starken politischen Einflussnahme. Diese hat wichtige Implikationen für die Investitionsplanung von Energieversorgungsunternehmen.

Infolge der Liberalisierung kam es zu einer Veränderung der Zielsetzung der Investitionsplanung. Im regulierten Markt bestanden die zentralen Planungsaufgaben von Energieversorgungsunternehmen (EVU) in der kostenminimalen Deckung der Nachfrage eines durch Konzessionsverträge gesicherten Versorgungsgebietes mittels eigener Kraftwerke. Je nach Zeithorizont und dem Ausmaß, in dem Unsicherheiten berücksichtigt wurden, kamen dazu Heuristiken, die lineare bzw. gemischt ganzzahlige lineare Programmierung oder die dynamische Programmierung zum Einsatz. Im liberalisierten Umfeld mit liquiden Märkten sind Leistungsrestriktionen allerdings nicht mehr ausschließlich relevant. In diesen Märkten werden i.d.R. Kraftwerke am Markt in den Stunden eingesetzt, in welchen ihre variablen Kosten geringer sind als der Spotmarktpreis¹⁴⁰. Wesentliche Herausforderungen der Produktionsplanung bei EVU im liberalisierten Markt liegen in der Berücksichtigung von Unsicherheiten und Risiken in den verschiedenen internen Planungsprozessen. Andererseits sind die Rückwirkungen des Handelns einzelner EVU auf den gesamten Elektrizitätsmarkt in die Planungen einzubeziehen. Der Zu- oder Rückbau von Kraftwerkskapazitäten in Nachbarländern kann bspw. zu einer Veränderung der (früher) nationalen Marktpreise führen. Somit wird die Grenze zwischen der unternehmensinternen Optimierung und den, den gesamten Markt umfassenden, Planungsmodellen zunehmend fließend, da sich fundierte Ent-

¹⁴⁰ Bspw. können in einem liberalisierten Strom- und Erdgasmarkt Gasturbinenkraftwerke wegen ihrer flexiblen Regelbarkeit als Spark-Spread-Optionen bewertet werden. Ihr Einsatz hängt dabei von der Preisdifferenz zwischen dem stündlichen Strom- und Erdgaspreis ab (vgl. bspw. [Pilipovic 1997]).

scheidungen zur Investitions- und Produktionsplanung meist nur im Umfeld des gesamten europäischen Marktes treffen lassen (vgl. hierzu auch [Ardone 2002]).

Durch die erhöhten Marktrisiken wurden insbesondere Kraftwerkstechnologien mit geringen Amortisations- und Bauzeiten sowie geringen spezifischen Investitionen bevorzugt. Hierbei weisen Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohle- und Atomkraftwerken entscheidende Wettbewerbsvorteile auf.

Auf Grund der durch die Prozesstätigkeit in fossilen Kraftwerken bedingten Kuppelproduktion von Elektrizität und CO₂-Emissionen ist eine Verknüpfung des Elektrizitäts- und CO₂-Zertifikatmarktes gegeben. Mit ca. 68% der in der Handelsperiode zwischen 2005 und 2007 zugeteilten CO₂-Emissionsrechte stellt hier der (öffentliche und industrielle) Kraftwerkssektor die größte Emittentengruppe dar. Die CO₂-Emissionen dieses Sektors resultieren vorwiegend aus der Verbrennung fossiler Energieträger in Heizwerken und (Heiz-)Kraftwerken. Außerdem kommt dem Energieversorgungssektor wegen seiner charakteristischen Struktur eine besondere Bedeutung im Rahmen der Politikgestaltung zu. Die Hauptemissionsquellen sind mit den fossil befeuerten Großkraftwerken in ihrer Gesamtzahl überschaubar. Die Eigentümer der Anlagen sind bekannt und die jeweiligen Emissionen im Vergleich zu anderen Industriesektoren mit relativ geringem Aufwand bilanzierbar. Zudem weisen Untersuchungen zur Implementierung eines internationalen Emissionsrechtehandels ein besonders günstiges Minderungspotenzial für den Bereich des Energiesektors aus¹⁴¹. Aus diesen Gründen steht der Energieversorgungssektor hinsichtlich der Implementierung effektiver Minderungsstrategien im Mittelpunkt des Interesses von politischen Entscheidungsträgern [Tietze-Stöckinger 2005, S. 49].

Die genannten Aspekte gewinnen verstärkt an Bedeutung, wenn man den erwarteten hohen Investitionsbedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten in der EU von ca. 600 GW_{el} bis ins Jahr 2030 berücksichtigt [IEA 2003a]. Dieser resultiert zum einen aus den altersbedingten und politisch induzierten Stilllegungen von Anlagen und zum anderen aus dem prognostizierten Anstieg der Elektrizitätsnachfrage.

Wesentliche angebotsseitige CO₂-Emissionsminderungsmaßnahmen im Energiesektor lassen sich wie folgt gliedern (vgl. bspw. [Rentz et al. 2004a] und [Perlitz et al. 2004]):

- Brennstoffsubstitution: Der Wechsel zu weniger emissionsintensiven Brennstoffen führt zu einer Senkung der Emissionen der Energiebereitstellung.
- Ersatzinvestitionen/Technologiewechsel: Die Substitution von CO₂-intensiven Energiebereitstellungstechnologien durch CO₂-neutrale bzw. CO₂-freie Technologien (bspw. Windkraftwerke oder Kernkraftwerke) resultiert in der Reduktion der Gesamtemissionen.

¹⁴¹ Vgl. hierzu bspw. [Krause 1999], [Capros et al. 2000] und [IPTS 2000].

- Effizienzsteigerungsmaßnahmen: Die Verbesserung der Wirkungsgrade führt zu einer Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen der Energiebereitstellung.
- CO₂-Abscheidung: Hierbei wird CO₂ aus dem Synthese- oder Rauchgas des Kraftwerks abgeschieden, verflüssigt und in Pipelines zur Wiederverwertung bzw.endlagerung transportiert¹⁴².

Im Hinblick auf langfristige CO₂-Minderungsmaßnahmen stellen derzeit unter ökonomischen Gesichtspunkten insbesondere gasbetriebene Kraftwerke, bedingt durch ihre geringen spezifischen Emissionen bei der Gasverbrennung sowie der hohen elektrischen Wirkungsgrade (>55%), eine wichtige Technologie dar. Die verstärkte Nutzung sowie der Zubau von Kernkraftwerken bietet zwar eine CO₂-freie Stromerzeugung, ist jedoch auf Grund verschiedener Kernenergiemotorien in einigen Ländern der EU nicht möglich.

Der Vergleich der Nachfrageprognosen für Erdgas mit den vorhandenen Gasreserven in den EU-Ländern zeigt, dass die Abhängigkeit dieser hinsichtlich des Erdgasbezuges von Nicht-EU-Ländern zunehmen wird. In Erdgasproduzentenländern sind deshalb Investitionen zur Erschließung neuer Vorkommen sowie für den Ausbau der Infrastruktur nötig.

Bedingen die Entwicklungen auf dem Erdgasmarkt eine Veränderung der Angebotsmengen sowie Bezugskosten für Erdgas, so hat dies wiederum Implikationen auf die Wirtschaftlichkeit dieses Energieträgers. Da die Bezugskosten für Erdgas einen wesentlichen Bestandteil der Stromgestehungskosten¹⁴³ in gasbetriebenen Kraftwerken ausmachen, ist hiervon die Vorteilhaftigkeit dieser Technologie abhängig.

Obwohl die derzeitige Preisbildung von Erdgas vorwiegend durch das Prinzip der Anlegbarkeit bestimmt wird, lassen verschiedene Tendenzen sowohl in den Erdgasangebotsländern (vgl. hierzu Kapitel 2.4 und Kapitel 3.1.4) als auch an Handelsplätzen innerhalb der EU auf eine zukünftig wettbewerblichere Preisbildung auf dem Erdgasmarkt schließen¹⁴⁴.

Angesichts der dargestellten politischen Rahmenbedingungen auf dem europäischen Energiemarkt und der hierdurch bedingten Bevorzugung erdgasbetriebener Kraftwerke ist auf Grund der Wechselwirkungen der Märkte eine integrierte (fundamentale) Analyse notwendig. Hierzu sind die Förderung, aber auch der Transport des Erdgases aus den für Europa relevanten Regionen wie Russland, Algerien und

¹⁴² Die CO₂-Abscheidung bedingt auf Grund des zusätzlichen Energieaufwandes Wirkungsgradeinbußen. Der erforderliche zusätzliche Aufwand ist jedoch kleiner, je höher der Wirkungsgrad des Kraftwerks ist, da dann auch weniger CO₂ produziert wird. Als Basiskraftwerk für die CO₂-Abscheidung sollten deshalb Kraftwerkstypen mit hohem Wirkungsgradpotenzial (bspw. IGCC, GuD) genutzt werden [Göttlicher 1999 S. 6].

¹⁴³ Der Begriff „Stromgestehungskosten“ ist in der Energiewirtschaft ein feststehender Ausdruck. Diesem liegt häufig keine exakte Unterscheidung zwischen Ausgaben und Kosten zugrunde.

¹⁴⁴ Auf dem europäischen Strommarkt ist hingegen eine weitgehend auf fundamentalen Faktoren basierende Preisbildung zu beobachten (vgl. hierzu Kapitel 3.1.4).

Norwegen zu untersuchen. Eine detaillierte Untersuchung des Gasmarktes ermöglicht es, Interdependenzen zwischen dem Gasmarkt und dem Strommarkt und somit letztendlich dem CO₂-Zertifikatmarkt in die strategische Planung relevanter Akteure mit einzubeziehen (vgl. auch [Fichtner 2004]).

4 Ein Modell zur strategischen Analyse des europäischen Energiemarktes

Das folgende Kapitel beginnt mit einer Diskussion über bestehende quantitative Modellansätze zur Analyse strategischer Fragestellungen auf dem europäischen Strom- und Erdgasmarkt. Insbesondere auf Planungstools, bei denen die technooökonomische Analyse im Vordergrund steht, wird eingegangen. Im Anschluss werden Anforderungen an ein langfristiges Modell zur quantitativen Untersuchung der Märkte für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate abgeleitet. Basierend hierauf wurde das PERSEUS-EEM (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply - European Energy Market) Modell entwickelt. Dessen Einordnung in bestehende Modellklassen, sowie wesentliche Charakteristika werden anschließend vorgestellt. Neben der Beschreibung der verschiedenen Strukturelemente, Parameter und Variablen wird die mathematische Formulierung des Modells skizziert.

4.1 Modelle zur Analyse strategischer Fragestellungen in der Energiewirtschaft

4.1.1 Klassifikation von technooökonomischen Modellen im Energiebereich

Die zentrale Aufgabe von modellgestützten Planungstools besteht in der Vereinfachung und Beschränkung komplexer Wirkungszusammenhänge auf wesentliche Aspekte. Hierbei ist ein Kompromiss zwischen dem nötigen Detaillierungsgrad und dem realen Problem, das hinreichend genau zu erfassen ist, sowie der Handhabbarkeit und den Grenzen der verwendeten PCs zu treffen. Besonders für die Entscheidungsunterstützung im Energiebereich wurden in den letzten Jahren eine Vielzahl an Modellen entwickelt, welche bei Energieversorgungsunternehmen und politischen Entscheidungsträgern eingesetzt werden [Enzensberger et al. 2003].

Hinsichtlich ihrer zeitlichen Differenzierung können die bei Gasversorgungsunternehmen (GVU) und EVU zum Einsatz kommenden Modelle in kurz-, mittel- und langfristige Ansätze unterschieden werden. In der kurzfristigen Einsatzplanung steht die Momentanoptimierung bestehender Anlagen unter Einhaltung der geforderten Systemdienstleistung, bei denen ein Zeithorizont von Sekunden bis Tagen berücksichtigt wird, im Vordergrund. Mittelfristige Planungsziele bei EVU bestehen z.B. in der Brennstoffdisposition inklusive Bewirtschaftung sowie Revisionsplanung von Kraftwerken. Bei GVU bestehen diese in der optimalen Bewirtschaftung von saisonalen Speichern sowie der Förderung von Erdgas. Der Zeithorizont beträgt hierbei i.a. ein bis fünf Jahre. Langfristige Planungsaufgaben betreffen insbesondere

Zu- bzw. Rückbauentscheidungen und somit meist Investitions- und Produktionsstrategien, die sich auf einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten auswirken¹⁴⁵.

Da mit dieser Arbeit das Ziel verfolgt wird, ein entscheidungsunterstützendes Instrument zur strategischen Planung im Energiebereich zu entwickeln, werden im Folgenden Modellansätze zur langfristigen Planung betrachtet. Obwohl es eine Vielzahl von Klassifikations- und Systematisierungsmöglichkeiten gibt, lassen sich strategische Modelle im Energiebereich i.a. in die Klasse der Bottom-Up Modelle (Energiesystemmodelle) und der Top-Down Modelle (Energiewirtschaftsmodelle) einordnen (vgl. hierzu auch [Enzensberger 2003, S. 43ff.]). Während Bottom-Up Modelle (Fundamentalanalytische Modelle, Partialmodelle) durch einen prozessanalytischen Modellierungsansatz des Energiesektors gekennzeichnet sind, berücksichtigen Top-Down Modelle die gesamte Volkswirtschaft, jedoch auf hoch aggregierter Ebene. Der Ansatzpunkt der Bottom-Up Modelle ist somit eine mikroökonomische Analyse technologischer Optionen. Top-Down Modelle betrachten hingegen den ökonomischen Gesamtzusammenhang auf aggregierter Ebene (meist in Form von hoch aggregierten Produktionsfunktionen) und schließen von dort auf Einzelheiten. Wegen des geringen Detaillierungsgrades ist die zuletzt genannte Modellklasse zur Ableitung von Strategien zur Produktions- und Investitionsplanung im Vergleich zu Fundamentalmodellen weniger geeignet und wird, auf Grund der Zielsetzung dieser Arbeit, nicht weiter betrachtet¹⁴⁶.

Im Folgenden werden Ansätze zur Analyse von strategischen Fragestellungen auf dem Strom- und Erdgasmarkt vorgestellt. Hierbei wird wegen der Besonderheit des Energieträgers Erdgas als erschöpfbare Ressource mit der Skizzierung eines von Hotelling entwickelten ressourcenökonomischen Ansatzes begonnen, der das theoretische Grundgerüst weiterführender Modellansätze bereitstellt.

4.1.2 Das ressourcenökonomische Modell von Hotelling

In dem von Harald Hotelling [Hotelling 1931] gewählten partialanalytischen Modellansatz steht die gesamte Ressourcenbranche in vollkommenen Wettbewerb untereinander. Ein zentraler Planer verfolgt hierbei das Ziel, den Nutzen $U(R_t)$, den die Gesellschaft aus der Ressource abzüglich der Extraktionskosten $c(R_t)$ erzielen kann, zu maximieren. Die Bestimmung der Knappheitsrente (bzw. Nutzungskosten, Royalty, Hotellingrente), welche die physikalische Knappheit der Ressource R_t widerspiegelt, wird durch das Angebotsverhalten der Marktteilnehmer bedingt, wobei ein Auktionator¹⁴⁷ die Markträumung sicherstellt. Der Modellansatz von Hotelling basiert auf den Grundannahmen, dass der Ressourcenbestand (S_0) zum Zeitpunkt $t = 0$ und

¹⁴⁵ Ein Überblick hinsichtlich der verschiedenen temporären Planungsaufgaben bei Energieversorgungsunternehmen findet sich bspw. in [Wietschel 2000, S. 115ff.] (vgl. hierzu auch [Lüth 1997]).

¹⁴⁶ Hinsichtlich der Klassifizierung von Energiesystemmodellen vgl. auch [Enzensberger 2003].

¹⁴⁷ Der Auktionator koordiniert so lange Mengen und Preise der Anbieter und Nachfrager, bis sich ein markträumender Gleichgewichtspreis einstellt, zu dem die Verträge abgeschlossen werden [Varian 1989, S. 476].

der Marktzins r exogen gegeben sind und die Ressource zu konstanten und positiven Kosten ($c > 0$) gefördert werden kann. Das intertemporale Maximierungsproblem ist durch das (Un)Gleichungssystem (4.1) beschrieben.

$$\begin{aligned} \max_{R_t} \sum_{t=0}^T (U(R_t) - c \cdot R_t) \cdot (1+r)^{-t} \\ \text{mit } \sum_{t=0}^T R_t \leq S_0 \text{ und } R_t \geq 0 \end{aligned} \quad (4.1)$$

Durch die Nebenbedingungen wird gewährleistet, dass die gesamte mögliche Fördermenge den Anfangsbestand S_0 nicht überschreitet und keine geförderten Ressourcenmengen wieder in die Lagerstätte eingelagert werden ($R_t \geq 0$). Handeln die Konsumenten als Preisnehmer, so gilt der aus der Mikroökonomie bekannte Sachverhalt, dass im Optimum der Grenznutzen dem Preis entspricht ($U'(R_t) = p_t$). Die notwendigen Bedingungen dieses dynamischen Optimierproblems ergeben sich durch Ableitung der zugehörigen Hamiltonfunktion ($H = [p_t \cdot R_t - c \cdot R_t] - \gamma_t R_t$)¹⁴⁸, die in Gegenwartswerten formuliert ist. Der Multiplikator γ_t ist der Schattenpreis der Ressourcennutzung, welcher den Betrag angibt, um den sich die Hamiltonfunktion zum Zeitpunkt t ändert, wenn der Ressourcenbestand um eine marginale Einheit zu- oder abnimmt.

Als Ergebnis der Optimierung ergibt sich für den Preispfad der erschöpfbaren Ressource folgender Zusammenhang (Hotelling-Preispfad): $p_t = c + \gamma_0 \cdot (1+r)^{rt}$ [Wacker 1999, S. 21]. Der Marktpreis der Ressource setzt sich demnach aus der Summe der zwei Terme zusammen:

- den Extraktionskosten (c) pro Ressourceneinheit und
- der Knappheitsrente (bzw. Faktorrente) $\gamma_t = \gamma_0 \cdot (1+r)^{rt}$.

Der Hotelling-Preispfad besagt, dass die Faktorrente im Gleichgewicht proportional mit der dem realen Zinssatz entsprechenden Rate zunimmt. Hierdurch wird die Zeitwertigkeit des erschöpfbaren Gutes explizit berücksichtigt¹⁴⁹.

Bei Vorliegen eines perfekten Substitutes verändert sich der Hotelling-Preispfad insofern, dass die sogenannte Backstop-Technologie¹⁵⁰ die Preisobergrenze p^{up} der erschöpfbaren Ressource determiniert. In Abbildung 4.1 wird dieser Zusammenhang veranschaulicht.

¹⁴⁸ Die Hamiltonfunktion kann als Analogon zur statischen Lagrangefunktion angesehen werden [Wacker 1999, S. 18].

¹⁴⁹ Für den Fall, dass es sich bei dem zu bepreisenden Gut um eine erneuerbare Ressource handelt, ist $\gamma_t = 0$. Der Preispfad entspricht somit den Extraktionskosten (c).

¹⁵⁰ Unter Backstop-Technologien werden Technologien verstanden, die erschöpfbare Ressourcen durch unbegrenzt verfügbare ersetzen können [Wacker 1999]. So nimmt aus ressourcenökonomischer Sicht die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern die Rolle einer Backstop-Technologie ein.

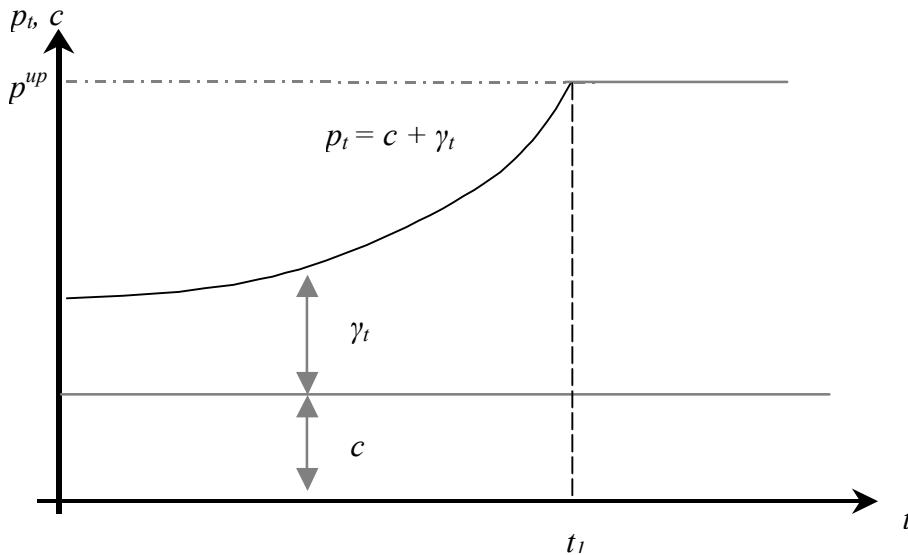


Abbildung 4.1: Preispfad bei Existenz einer Backstop-Technologie (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [Wacker 1999, S. 111])

Erdgas unterliegt in allen Endkonsumentenmärkten einem Substitutionswettbewerb. Dies wird ebenfalls bei Betrachtung der bisherigen Preisbildungsmechanismen (siehe Netbackverfahren in Kapitel 3.1.4) sichtbar. Im Haushaltssektor, in dem Erdgas verstärkt zur Wärmeerzeugung genutzt wird, stellt eine mögliche Substitutionstechnologie bspw. eine Ölheizung dar. Im Kraftwerkssektor kann als Alternative zum Einsatz von Erdgas oft der Energieträger Erdöl in Gasturbinenkraftwerken eingesetzt werden. Auf Grund der geringeren Reichweite von Erdöl im Vergleich zu Erdgas (vgl. Kapitel 2.1) sind Technologien basierend auf diesem Energieträger jedoch nicht als Backstop-Technologien anzusehen. Im Mittellastbereich konkurrieren erdgasbetriebene Kraftwerke mit Steinkohlekraftwerken, die auf Grund der vergleichsweise langen Reichweite von Steinkohle als substitutionale Technologie gesehen werden kann¹⁵¹. Obwohl die genannten Technologien aus ressourcenökonomischer Sicht keine Backstop-Technologien darstellen, da sie selbst auf der Nutzung erschöpfbarer Ressourcen beruhen, sind hierdurch jedoch Investitionsalternativen mit Relevanz für die kommenden Jahrzehnte gegeben¹⁵².

4.1.3 Fundamentalanalytische Modelle

Infolge der beiden Ölkriseen 1973 und 1979 wurden optimierende Energie- und Stoffflussmodelle im Rahmen verschiedener europäischer Forschungsvorhaben

¹⁵¹ In [Hartley et al. 2004b, S. 18] wird insbesondere die Bedeutung von Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Kraftwerken betont. Bei dieser Technologie wird Kohle vergast und als Brennstoff in GuD-Anlagen eingesetzt (vgl. hierzu auch [Schleef 1999]). Auf Grund der statischen Reichweite (Reserven) von Kohle von über 200 Jahren kann diese Technik langfristig als Substitut für erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke gesehen werden. Derzeit wird diese Technologie in Demonstrationsanlagen bspw. in Spanien und den Niederlanden getestet (vgl. hierzu auch [Prognos 2005, S. 102]).

¹⁵² Im Gegensatz zu den hier beschriebenen Backstop-Technologien wird als Backstop Angebotsquelle im Erdgasbereich meist der Bezug von LNG bezeichnet, da wegen der hohen Flexibilität des LNG-Angebotes hierdurch oft eine Preisobergrenze gegeben ist [IEA 2002d, S. 39].

finanziert und entwickelt. Diese hatten das Ziel, nationale und internationale Energiepolitiken sowie konventionelle und zukünftige Energieumwandlungstechnologien zu analysieren und zu bewerten. Aus diesen Forschungsvorhaben gingen die fundamentalanalytischen Urmodelle EFOM [Van der Voort et al. 1984], MARKAL [Fishbone et al. 1981] und MESSAGE [Agnew et al. 1979] hervor, welche Grundlage der meisten heute verwendeten Stofffluss- und Energiesystemmodelle sind. Optimierende intertemporäre Energie- und Stoffflussmodelle sind Partialmodelle, in denen in der Regel der gesamte Energiebereich von den Ressourcen über verschiedene Energieumwandlungsstufen bis hin zur Bereitstellung von Nutzenergie abgebildet wird. Exogene Effekte, wie die inländischen Preise für Güter und Vorleistungen, die von den Energieversorgungsbereichen auf andere Bereiche der Volkswirtschaft ausgehen, bleiben unberücksichtigt. Die Bottom-Up Modelle gehen bei ihren Analysen implizit von der Annahme aus, dass die Preisrelationen in der Volkswirtschaft konstant sind (vgl. [Pfaffenberger et al. 1996, S. 5ff.]). Die Erfassung produktiver Gesetzmäßigkeiten zwischen Input und Output wird durch eine technooökonomische Parametrisierung der zugrunde gelegten Produktionsprozesse gewährleistet¹⁵³. Das reale Energieversorgungssystem ist hierbei meist in Form eines gerichteten Graphen abgebildet. Bei der Modellierung wird oft eine sofortige Systemanpassung bei veränderten Faktorpreisen getroffen sowie die Vollkommenheit der abgebildeten Märkte vorausgesetzt. Im Allgemeinen werden in fundamentalanalytischen Modellen alle systemrelevanten Ausgaben minimiert, die zur Befriedigung einer exogenen Nachfrage unter Berücksichtigung von weiteren Rahmenbedingungen nötig sind. Durch die Variation von ökonomischen und technischen Modellparametern können die Auswirkungen von Unsicherheiten in verschiedenen Szenariorechnungen und Sensitivitätsanalysen untersucht werden. Dies ist insbesondere bei der Betrachtung von liberalisierten Märkten von Bedeutung. Als allgemeine Kritik dieses Ansatzes ist anzuführen, dass die Modellergebnisse generell zu optimistisch hinsichtlich der Entwicklung des betrachteten Systems sind.

Ein zur Analyse des europäischen Erdgasmarktes entwickeltes Energiesystemmodell ist das EUGAS Modell [Perner 2002]. Beispiele für Fundamentalmodelle für den europäischen Strommarkt sind das EIREM sowie das TIMES Modell. Mit Hilfe des PERSEUS-ZERT Modells hingegen können die Wechselwirkungen zwischen dem europäischen Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt fundamentalanalytisch untersucht werden [Enzensberger 2003].

4.1.4 Spieltheoretische Modelle

Spieltheoretische Ansätze finden bisher zur Analyse des Strommarktes relativ selten Anwendung. Schwerpunkt der spieltheoretischen Untersuchungen, welche sich in

¹⁵³ Eine Übersicht über aktivitätsanalytische Ansätze sowie deren generelle Eignung für produktions-theoretische Analysen findet sich u.a. in [Fandel 1991], [Penkuhn 1997], [Spengler 1998], [Dyckhoff 2000] und [Dinkelbach et al. 2002].

die zwei grundlegenden Hauptdisziplinen der nicht-kooperativen¹⁵⁴ und kooperativen¹⁵⁵ Spieltheorien unterteilen lassen, ist die Analyse der Bedeutung von Marktmacht in oligopolistischen Strukturen¹⁵⁶. Oft werden im Energiebereich durch eine Ex-ante-Analyse alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten bei Fragestellungen bedingt durch den Wandel von Marktstrukturen untersucht. Allerdings bleiben intertemporale Effekte, wie Investitionsentscheidungen¹⁵⁷ oder technische Restriktionen, z.B. Anfahr- oder Laständerungskosten, zumeist unberücksichtigt bzw. werden bei der Ermittlung geeigneter Angebotskurven in vorgelagerten Berechnungen pauschal erfasst [Fichtner 2004, S. 53]. Mit der Arbeit von Klemperer und Meyer [Klemperer et al. 1989] existiert jedoch ein methodisches Grundmodell zur Analyse des Bietverhaltens von Anbietern homogener Güter in imperfekten Märkten. Dieses wurde in den 90er Jahren mehrfach zur Analyse alternativer Ausgestaltungsformen eines Spotmarkts für Elektrizität genutzt [Fichtner 2004, S. 52f.]. Oftmals berücksichtigen die im Strommarkt verwendeten spieltheoretischen Modelle ausschließlich nationale Energiesysteme, obwohl Im- und Exporte von großer Bedeutung sein können (vgl. bspw. [Ellersdorfer et al. 2001, S. 55]).

Für den europäischen Erdgasmarkt hingegen existieren verschiedene transnationale oligopolistische Modellansätze. Das GASTAL¹⁵⁸-Modell basiert auf einem von Golombek entwickelten nicht-kooperativen Gleichgewichtsmodell für den europäischen Erdgasmarkt [Oostvoorn et al. 1999]. Es wurde ursprünglich dazu entwickelt, um die Auswirkungen der schrittweisen Marktliberalisierung auf die Endkonsumentenpreise sowie den Marktanteil von Erdgasproduzenten zu analysieren. Hierbei wird der Upstream-Sektor als oligopolistischer Markt dargestellt, wobei jedes Hauptproduzentenland durch eine Produktionsfunktion beschrieben wird. Die im Downstream-Sektor agierenden Händler sind durch Gewinnfunktionen repräsentiert. Durch Anpassung von Parametern kann hier zwischen einem vollständigen Wettbewerb und einem Monopol unterschieden werden. Das Modellgleichgewicht (Nash-Cournot-Gleichgewicht) zwischen Angebot und Nachfrage stellt sich in Abhängigkeit der Produktionskosten, der Übertragungsgebühren, der Elastizität der

¹⁵⁴ Bei nicht-kooperativen Spielen wird ein rein eigennütziges Verhalten der Akteure unterstellt, die gegeneinander spielen und rein aus Eigeninteresse handeln [Malkina-Pykh 2002, S. 26]. Die Lösung des Spiels wird als Nash-Gleichgewicht (spieltheoretisches Gleichgewicht) bezeichnet und ist häufig suboptimal [Holler et al. 2000].

¹⁵⁵ Bei kooperativen Spielen (die im weitesten Sinne auch als Verhandlungsspiele bezeichnet werden) können die einzelnen Akteure (Spieler) verbindliche Abmachungen untereinander treffen. Zentrale Fragestellung ist hierbei, welche Koalitionen eine Gruppe von Spielern wählen wird, falls verschiedene Zusammenschlüsse unterschiedliche Ergebnisse erbringen (vgl. hierzu [Holler et al. 2000] und [Wißler 1997]).

¹⁵⁶ Vgl. hierzu [Binmore 1996, S. 1] und [Eichberger 1993, S. 31]. Auf Überschneidungen der kooperativen und nicht-kooperativen Spieltheorie wird von Güth [Güth 1999, S. 4] hingewiesen.

¹⁵⁷ Da oft von gegebenen Kraftwerkskapazitäten ausgegangen wird, sind kurzfristig für die Gewinnmaximierung der Unternehmen ausschließlich die kurzfristigen Grenzkosten der Produktion von Bedeutung.

¹⁵⁸ Gas mArket System for Trade Analysis in a Liberalising Europe

Nachfrage sowie der Intensität des Wettbewerbs zwischen Produzenten und Händlern ein [Oostvoorn 2003]. Ebenso in die Kategorie der nicht-kooperativen Spiele (Nash-Modelle) fallen Modellansätze von Bjerkholt und Brekke (vgl. hierzu [Bjerkholt et al. 1989] und [Brekke et al. 1987]). Die modellgestützen ökonomischen Untersuchungen der Gasmärkte von Hoel [Hoel et al. 1987] basieren auf der Theorie der kooperativen Spiele. In Ansätzen von Lee [Lee 1983] und Vislie [Vislie 1987] hingegen werden Aspekte der Theorie der erschöpfbaren Ressourcen mit Aspekten von Verhandlungsspielen kombiniert¹⁵⁹. Der von Flakowski [Flakowski 2003] gewählte Modellansatz kombiniert Aspekte der Theorie von erschöpfbaren Ressourcen (siehe Kapitel 4.1.2) mit der von nichtkooperativen Spielen. Speziell wird hier das ressourcenökonomische Grundmodell von Hotelling hinsichtlich der Integration von Transportlimitierungen (bedingt durch Pipelines) bei der Übertragung der erschöpfbaren Ressource Erdgas erweitert¹⁶⁰.

Bei den bisherigen spieltheoretischen Modellen stehen oft theoretische Fragestellungen sowie Analysen zur Bewertung von Marktstrukturen im Vordergrund. Die abgeleiteten quantitativen Ergebnisse dienen hier meist zur Veranschaulichung der Effekte. Als quantitative Analyseinstrumente für Energieversorgungsunternehmen sind die bisherigen Modelle hingegen, auf Grund des geringen technischen und wirtschaftlichen Detaillierungsgrades, weniger geeignet.

4.2 Anforderungen an ein Modell zur Analyse der Bedeutung des Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor unter CO₂-Minderungsverpflichtungen

Basierend auf den in den vorherigen Kapiteln dargestellten Spezifika der Märkte, werden an ein strategisches Modell zur Analyse der Bedeutung des Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor, im Rahmen von CO₂-Minderungsverpflichtungen, folgende grundlegende Anforderungen gestellt:

- Wegen den langen Amortisations- und Nutzungsdauern der Anlagen in Verbindung mit hoher Kapitalintensität ist es notwendig einen langfristigen Betrachtungshorizont (mindestens 15 Jahre) zu berücksichtigen. Die sich über den Betrachtungszeitraum ergebenden Veränderungen exogener Eingangsdaten und Rahmenbedingungen sind hierbei zu berücksichtigen. Auf Grund der Interdependenzen zwischen einzelnen Investitionsentscheidungen sowie der Investition und der Auslastung der Anlage ist ein Ansatz zur kombinierten Investitions- und Produktionsplanung zu verfolgen.
- Der fossile Energieträger Erdgas ist als Bestandsressource zu erfassen, die nicht über einen Weltmarkt angeboten wird. Neben der absoluten Beschränktheit der Vorkommen ist die Erschöpfbarkeit von Erdgasmengen

¹⁵⁹ Einen Überblick über verschiedene spieltheoretische Modellansätze im Gasbereich gibt bspw. [Flakowski 2003, S. 97].

¹⁶⁰ Ein weiteres Modell, das auf spieltheoretischen Überlegungen basiert, ist das von der IEA zur Analyse der transnationalen Gasmärkte entwickelte WEM-Gas-Module (vgl. hierzu [IEA 2004b]).

mit relativ niedrigen Förderausgaben zu berücksichtigen. Im Modell soll daher die Möglichkeit gegeben sein, Erdgasmengen mit höheren Förderausgaben (z.B. bisher unerschlossene Förderstätten) zu erschließen. Ebenfalls sind geeignete Rahmenannahmen hinsichtlich der Bereitstellung für weitere Energieträger zu treffen. Hierbei ist zwischen der lokalen Verfügbarkeit bspw. von Braunkohle und regenerativen Energieträgern sowie der globalen Verfügbarkeit von Rohstoffen, wie Steinkohle, zu unterscheiden.

- Zusätzlich zur Angebotsseite für Erdgas ist insbesondere die Übertragungsinfrastruktur im Modell zu integrieren. Neben dem europäischen Pipeline-system sind hierbei die Transportmöglichkeiten mittels LNG-Tanker durch technische und ökonomische Parameter zu beschreiben.
- Der Modellansatz soll die Kraftwerksparks der EU-Länder durch wesentliche technische und wirtschaftliche Parameter hinreichend genau charakterisieren. Hierbei ist die Kuppelproduktion von Elektrizität, Wärme und CO₂-Emissionen im Modell so abzubilden, dass die daraus resultierenden Verknüpfungen zwischen den Energiemärkten und dem CO₂-Zertifikathandel erfasst werden. Die modellendogenen Veränderungsprozesse¹⁶¹ (z.B. Brennstoffsubstitutionen, Änderungen des Produktionsprogramms, Ersatzinvestitionen) sollen hierbei eine detaillierte Interpretation zulassen.
- Auf Grund der im Gegensatz zu dem Energieträger Strom gegebenen Importabhängigkeit der EU von Erdgas sind sämtliche Angebots-, Transit- und Nicht-EU-Nachfrageländer mit Relevanz für den europäischen Gasmarkt im Modell zu berücksichtigen.

Neben den bisher vorwiegend technischen und ökonomischen Modellanforderungen sind zudem relevante politische Rahmenbedingungen im Modell zu erfassen:

- Bei der Modellierung des europäischen Erdgasmarktes sind sowohl bei der Festlegung von Zubauoptionen für die Erschließung neuer Förderstätten als auch für die Erweiterung der Übertragungsinfrastruktur relevante wirtschaftliche und politische¹⁶² Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.
- Infolge der Liberalisierung des EU-Strommarktes und der damit einhergehenden Internationalisierung des Stromhandels ist die Kopplung der nationalen Systeme durch Kuppelleitungen in einem integrierten Modellansatz zu verfolgen.
- Die wesentlichen Charakteristika des europäischen CO₂-Zertifikathandels und der damit einhergehenden Minderungsverpflichtungen sind im Modell

¹⁶¹ Speziell die Wirkungszusammenhänge zwischen dem Erdgas- und Strommarkt sowie den gegebenen technischen CO₂-Minderungsstrategien sind adäquat zu erfassen.

¹⁶² Bspw. ist auf Grund der norwegischen Förderstrategie auch in Zukunft mit einer relativ moderaten Zunahme der dortigen Fördermengen zu rechnen (vgl. Kapitel 2.3.1).

abzubilden. Zusätzlich sind weitere umwelt- bzw. energiepolitische Rahmenbedingungen (z.B. Atomausstieg, Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energieträger) zu berücksichtigen.

Auf Grund dieser Anforderungen stellen speziell fundamentalanalytische optimierende Energiesystemmodelle eine geeignete Modellklasse dar. Im Folgenden wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte optimierende Energiesystemmodell PERSEUS-EEM (Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply-European Energy Markets¹⁶³), das auf der am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe entwickelten PERSEUS-Modellfamilie aufbaut, vorgestellt¹⁶⁴. Basis für die hier beschriebene Modellentwicklung stellen im Wesentlichen die Vorgängerversionen PERSEUS-EVU (vgl. [Fichtner 1999b] und [Göbelt 2001]) und PERSEUS-CERT [Enzensberger 2003] dar.

4.3 Allgemeine Struktur, Parameter und Variablen des Modells

Grundlegende Gemeinsamkeit der Energie- und Stoffsysteme der PERSEUS-Modellfamilie ist der hierarchische Aufbau der Datenstruktur sowie die Abbildung mittels eines gerichteten Graphen. Im PERSEUS-EEM Modell wird hinsichtlich der Datenstruktur in folgende fünf Ebenen unterschieden: Regionen (Index r , Indexmenge REG), Sektoren (Index sec , Indexmenge SEC), Produzenten (Index p , Indexmenge P), Anlagen (Index u , Indexmenge U) und Prozesse (Index pc , Indexmenge PC) (vgl. Abbildung 4.2).

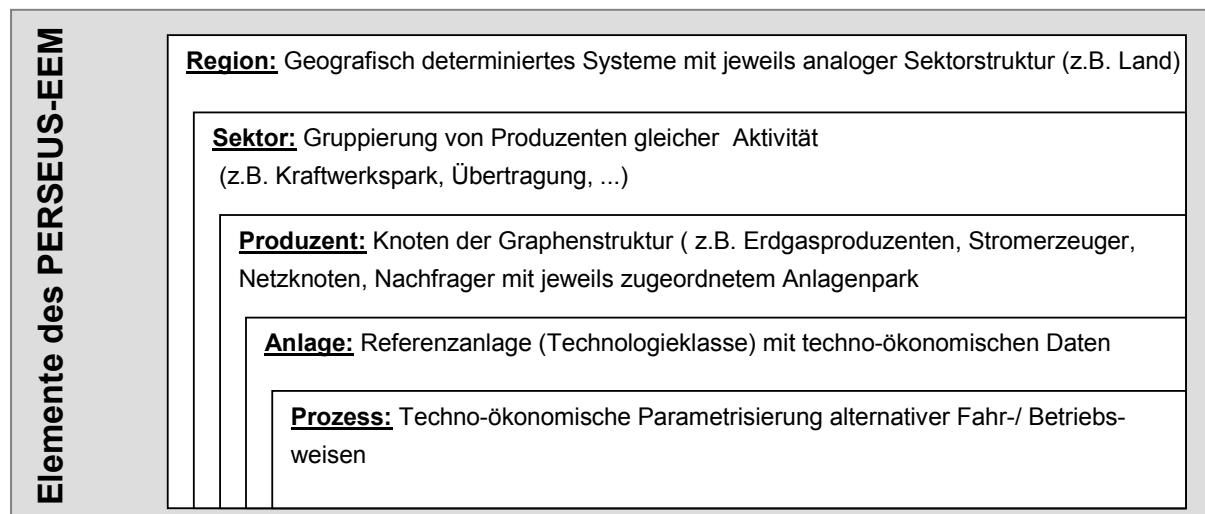


Abbildung 4.2: Strukturelemente des PERSEUS-EEM Modells

¹⁶³ Die Grundversion des PERSEUS-EEM wurde im Rahmen eines von der RWE Power AG finanzierten Projektes entwickelt (vgl. auch [Perlitz et al. 2005d]).

¹⁶⁴ Einen Überblick über die PERSEUS-Modellfamilie findet sich bspw. in [Enzensberger 2003], [Tietze-Stöckinger 2005] und [Möst 2006].

Zwischen den einzelnen Hierarchieebenen herrscht hierbei jeweils eine 1- zu n-Beziehung. Eine Region entspricht im PERSEUS-EEM Modell i.a. dem Energiesystem eines Landes, dem mehrere Sektoren zugeordnet sind. In Sektoren werden bspw. die regionalen Elektrizitäts- und Erdgasmärkte strukturiert. Diese gruppieren wiederum Produzenten, welche die Knoten des abgebildeten Energiesystems darstellen. Produzenten können als abstrakte Akteure aufgefasst werden, die Energie- bzw. Stoffströme bereitstellen, umwandeln, nachfragen oder zusammenführen. Produzenten können Anlagen beinhalten, denen eine mögliche Prozesstätigkeit (z.B. Energieumwandlung) zugeordnet ist. Jeder Produzent ist hierbei eindeutig einem einzigen Sektor zugeordnet, sowie jede Anlage einem einzigen Produzenten (streng hierarchischer Aufbau). Bezogen auf das abgebildete Energiesystem repräsentieren sie typisierte und aggregierte Energiebereitstellungsanlagen des realen Systems, die denselben Primärenergieträger nutzen.

Die Produzenten sind mittels Pfeilen miteinander verbunden, welche Energie- und Stoffflüsse des Graphen repräsentieren. Flüsse sind anhand des Quell- p und Zielproduzenten p' sowie der transportierten bzw. übertragenen Energieart (Index ec , Indexmenge EC) eindeutig definiert. Die Höhe der übertragenen Energiemenge ist Gegenstand der Systemoptimierung und wird mit den Variablen $FL_{p,p',t,ec}$ für jährlich, $FL_{p,p',ec,t,seas}$ für saisonal und $FL_{p,p',ec,t,ts}$ für auf Zeitscheibenebene¹⁶⁵ bilanzierte Energieträger beschrieben. Die techno-ökonomische Parametrisierung dieser Flüsse umfasst u.a. Transportkosten, Flussober- ($FLMax_{p,p',ec,t}$) und -untergrenzen ($FLMin_{p,p',ec,t}$), Flusslevels ($FLLev_{p,p',ec,t}$) sowie Übertragungsverluste ($\eta_{p,p',ec,t}$).

Auf Ebene der Anlagen (Index u , Indexmenge U) werden die einzelnen Energieumwandlungstechnologien modelliert. Zur Beschreibung werden hierfür alle kapazitätsrelevanten Charakteristika der jeweiligen Technologie(klasse) hinterlegt. Diese sind die installierte Leistung ($Cap_{u,t}$) sowie der Zubau ($NewCap_{u,t}$) der Anlage u in der Periode t . Weitere Parameter sind die maximal zulässige Kapazität ($MaxCap_{u,t}$), eine minimal zu installierende Leistung ($MinCap_{u,t}$) sowie die bereits auf Grund der Altersstruktur berechnete installierte Leistung ($ResCap_{u,t}$). Zusätzliche zu hinterlegende technische und ökonomische Parameter sind die fixen Leistungsausgaben $Cfix_{u,t}$, spezifische Investitionen $Cinv_{u,t}$ für den Anlagenneubau, Laständerungsausgaben ($Cload_{u,t}$) und die technische Verfügbarkeit ($Avai_{u,t}$) sowie der maximale Kapazitätszuwachs ($MaxAdd_{u,t}$) der betrachteten Anlage pro Periode t .

Die den Anlagen zugeordneten Prozesse dienen der Abbildung alternativer Betriebsmodi. Sowohl die Wahl zwischen konkurrierenden Prozessen als auch deren zeitliche Einlastung sind Bestandteil der Optimierung. Die Auslastung der Prozesse wird mit der Variablen $PL_{pc,t}$ bzw. bei jahreszeitlich differenzierter Betrachtung mit der Variablen $PL_{pc,t,seas}$ (Aktivitätsniveau eines Prozesses pc in der Jahreszeit $seas$ in Periode t) und analog auf Zeitscheibenebene ts beschrieben. Wesentliche Parameter

¹⁶⁵ Durch die Differenzierung charakteristischer Tage mittels Zeitscheiben, können zusätzlich zur saisonalen und jährlichen Unterteilung Strukturen von Tagesverläufen erfasst werden.

zur Darstellung der Prozesse sind der Netto-Wirkungsgrad (η_{pc}), die variablen Ausgaben ($Cvar_{pc}$) sowie minimale und maximale Vollaststunden ($VlhMin_{pc}$ und $VlhMax_{pc}$). Die Anteile der verschiedenen Inputstoffe am Gesamtinput (z.B. bei Kombifeuerungen) wie auch die der Energieformen am Gesamtoutput $\lambda_{pc,ec}$ (z.B. Strom und Wärme bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) sind endogen und somit Ergebnis der Optimierung.

4.4 Mathematische Beschreibung des PERSEUS-EEM Modells

Das PERSEUS-EEM ist ein lineares, mehrperiodiges und interregional optimierendes Energiesystemmodell, das mathematisch durch eine Zielfunktion sowie eine Menge von Nebenbedingungen beschrieben wird. Das Optimierungsmodell ist in der Programmiersprache GAMS¹⁶⁶ [Brooke et al. 1998] modelliert und benutzt zur Organisation der Modellparameter ein auf Microsoft Access basierendes Datenmanagementsystem (vgl. hierzu insbesondere [Göbelt 2001]). Insgesamt wird das Modell durch ca. 0,6 Mio. (Un)Gleichungen beschrieben und umfasst ca. 0,9 Mio. Variablen. Zur Lösung des Problems wird der Solver CPLEX genutzt. Die Rechenzeiten auf einem IBM kompatiblen PC (3 GHz, 2 GB RAM) betragen je nach Szenario¹⁶⁷ 3 - 6 Stunden.

4.4.1 Zielfunktion

Die Optimierung des PERSEUS-EEM Modells findet durch die Minimierung der zur Befriedigung der exogen gegebenen Nachfrage nach den Energieträgern Strom, Wärme und Erdgas nötigen Systemausgaben statt. Hierbei werden die Ausgaben, die annahmegemäß am Ende des jeweiligen Jahres anfallen, auf den Beginn des Basisjahres (hier: erster betrachteter Zeitpunkt im Modellauf) diskontiert und minimiert.

Der erste Summenterm in Gleichung (4.2) beinhaltet die Ausgaben, welche bei der Bereitstellung und Übertragung von Energie anfallen und auf den Flüssen des Systems definiert sind. Dies können bspw. Ausgaben für die Bereitstellung von Primärenergieträgern (z.B. Erdgas, Kohle), den Transport und die Verteilung oder auch Steuern sein. Der zweite Summenterm umfasst die variablen Ausgaben, die für die Energieumwandlung auf Prozessebene anfallen. Der dritte Term berücksichtigt alle Ausgaben auf Anlagenebene. Dies sind z.B. Investitionen in neue LNG-Terminals oder Kraftwerke und fixe Betriebsausgaben sowie Ausgaben für die Laständerung. Des Weiteren werden hinsichtlich des abgebildeten CO₂-Zertifikathandels Transaktionskosten für Zertifikate, Pönalezahlungen für überschrittene Emissions-

¹⁶⁶ General Algebraic Modelling System

¹⁶⁷ Die Größe des zu lösenden linearen Optimierungsproblems hängt in erster Linie von der Anzahl der berücksichtigten Perioden ab. Bei fünf Optimierungsperioden (d.h. einer Analyse des Betrachtungszeitraums mit bspw. den Stützjahren 2002, 2005, 2010, 2015 und 2020) umfasst das mathematische Modell ca. 0,7 Mio. Reihen und ca. 0,9 Mio. Spalten mit ca. 3,6 Mio. Non-Zero-Elementen.

obergrenzen sowie Ausgaben für markexterne Gutschriften (z.B. CERs, ERUs) berücksichtigt.

$$\min ZF =$$

$$\min \sum_{t \in T} (1+z_t)^{-t} \cdot \left(\begin{array}{l} \left(\sum_{imp \in IMP} \sum_{p' \in P_{imp,ec}} (FL_{imp,p',ec,t} \cdot Cfuel_{imp,p',ec,t}) \right) \\ + \sum_{ec \in EC} \left(\sum_{p \in P} \sum_{p' \in P_{p,ec}} (FL_{p,p',ec,t} \cdot Cvar_{p,p',ec,t}) \right) \\ + \sum_{exp \in EXP} \sum_{p \in P_{exp,ec}} (FL_{p,exp,ec,t} \cdot Cvar_{p,exp,ec,t}) \\ + \sum_{ts \in TS} \sum_{pc \in PC} PL_{pc,t,ts} \cdot Cvar_{pc,t,ts} + \sum_{ts \in TS} \sum_{u \in U} (LVup_{u,ts-1,ts,t} + LVdown_{u,ts-1,ts,t}) \cdot Cload_{u,t} \\ + \sum_{u \in U} (Cap_{u,t} \cdot (Cfix_{u,t} + Cinv_{u,t})) \\ + \sum_{sec \in SEC} \left(\left((Eaux_{sec,CO_2,t}^+ + Eaux_{sec,CO_2,t}^-) \cdot \frac{Ctrans_t}{2} \right) + \sum_{exC \in EXC} (ExtCert_{exC,t} \cdot Cext_{exC,t}) \right) \\ + \left(Epen_{sec,CO_2,t} \cdot Copen_t \right) \end{array} \right) \quad (4.2)$$

Im Folgenden werden die wichtigsten technischen, ökologischen und ökonomischen Nebenbedingungen des Gleichungssystems des PERSEUS-EEM Modells erläutert.

4.4.2 Energie und Stoffbilanzgleichungen

Optimiervariablen, welche die Nutzung von Flüssen FL oder Prozessen PL im System angeben, werden im beschriebenen Gleichungssystem in Abhängigkeit von Jahren t , der Jahreszeit $seas$ und/oder Stundenintervallen ts (hier: Zeitscheiben) erfasst. Die zentrale Nebenbedingung des PERSEUS-EEM Modells ist die Befriedigung der exogen vorgegebenen Nachfrage nach Energieträgern ec ¹⁶⁸. Durch die Nebenbedingung (4.3) wird im Modell gewährleistet, dass die regional r anfallende und exogen vorgegebene Nachfrage $D_{r,ec,t,seas,ts}$ nach Strom, Wärme und Erdgas in jeder Zeitscheibe ts gedeckt wird.

$$\sum_{p \in P_{exp,ec}} FL_{p,exp,ec,t,seas,ts} \geq D_{r,ec,t,seas,ts} \quad (4.3)$$

$$\forall ts \in TS; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T; \forall r \in Reg; \forall ec \in EC$$

Die Nebenbedingung (4.3) stellt hierbei einen Spezialfall der im Folgenden allgemein formulierten Bilanzgleichungen dar. Die Bilanzgleichung (4.4) stellt sicher, dass die Energie- und Stoffbilanz an jedem Netzknoten (Produzenten) $P_{p,ec}$ des Graphen des modellierten Energiesystems für jeden der spezifischen Energieträger auf

¹⁶⁸ Hierbei ist für den Energieträger Erdgas zum einen die Nachfrage aus dem Stromsektor und zum anderen die Nachfrage von den exogen modellierten Sektoren zu unterscheiden. Die Höhe der Erdgasnachfrage aus dem Stromsektor ist modellendogen, wobei die verschiedenen Stromerzeugungsalternativen miteinander in Konkurrenz stehen. Die Höhe der Erdgasnachfrage der nicht Strom produzierenden Sektoren (z.B. Haushalte) ist hingegen exogen definiert.

Jahresebene eingehalten wird. Die linke Seite umfasst hierbei alle energiespezifischen Zuflüsse aus den Quellen IMP sowie anderen Knoten P' des gerichteten Graphen, die mit dem betrachteten Knoten verbunden sind, zuzüglich der Eigenerzeugung. Die rechte Seite der Gleichung beinhaltet alle Flüsse die von dem betrachteten Knoten zu anderen Knoten (Netzknoten oder Senken EXP) führen. Hierbei werden auftretenden Verluste in Form von Wirkungsgraden ($\eta_{p,p',ec,t}$; $\eta_{p,exp,ec,t}$) bei der Energieumwandlung bzw. bei der Übertragung berücksichtigt.

$$\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,p,ec,t} + \sum_{p' \in P_{p,ec}} FL_{p',p,ec,t} + \sum_{pc \in GENPC_{p,ec}} PL_{pc,t} \cdot \lambda_{pc,ec} \\ = & \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{p,exp,ec,t}}{\eta_{p,exp,ec,t}} + \sum_{p' \in P'_{p,ec}} \frac{FL_{p,p',ec,t}}{\eta_{p,p',ec,t}} + \sum_{pc \in DEMPC_{p,ec}} PL_{pc,t} \cdot \frac{\lambda_{pc,ec}}{\eta_{pc,ec}} \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$\forall t \in T; \forall p \in P; \forall ec \in EC_{non-seas/ts}$$

Zusätzlich zu der Bilanzierung auf Jahresebene gewährleistet die Knotengleichung (4.5) die Bilanzierung von Energieträgern, welche auf jahreszeitlicher $seas$ Ebene bilanziert werden.

$$\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,p,ec,t,seas} + \sum_{p' \in P_{p,ec}} FL_{p',p,ec,t,seas} + \sum_{pc \in GENPC_{p,ec}} PL_{pc,t,seas} \cdot \lambda_{pc,ec} \\ = & \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{p,exp,ec,t,seas}}{\eta_{p,exp,ec,t}} + \sum_{p' \in P'_{p,ec}} \frac{FL_{p,p',ec,t,seas}}{\eta_{p,p',ec,t}} + \sum_{pc \in DEMPC_{p,ec}} PL_{pc,t} \cdot \frac{\lambda_{pc,ec}}{\eta_{pc,ec}} \cdot f_{pc,t,seas} \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\forall seas \in SEAS; \forall t \in T; \forall p \in P; \forall ec \in EC_{seas}$$

Die Gleichung (4.6) stellt den analogen Fall für Energieträger dar, die einer Bilanzierung auf Zeitscheibenebene ts unterliegen. Unter Zeitscheiben werden hierbei unterschiedliche Zeitintervalle, mit denen charakteristische Tage (jeweils ein Werk- sowie Wochenendtag pro Saison) beschrieben sind, verstanden. Durch diese differenzierte Modellierung dieser einzelnen sogenannten Typtage lassen sich systemtechnische Zusammenhänge, die speziell auf Grund der Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität (vgl. hierzu Kapitel 3.1.1) für diesen Sektor von Relevanz sind, im Modell integrieren.

$$\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,p,ec,t,ts} + \sum_{p' \in P_{p,ec}} FL_{p',p,ec,t,ts} + \sum_{pc \in GENPC_{p,ec}} PL_{pc,t,ts} \cdot \lambda_{pc,ec} \\ = & \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{p,exp,ec,t,ts}}{\eta_{p,exp,ec,t}} + \sum_{p' \in P'_{p,ec}} \frac{FL_{p,p',ec,t,ts}}{\eta_{p,p',ec,t}} + \sum_{pc \in DEMPC_{p,ec}} PL_{pc,t} \cdot \frac{\lambda_{pc,ec}}{\eta_{pc,ec}} \cdot f_{pc,t,ts} \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\forall ts \in TS; \forall t \in T; \forall p \in P; \forall ec \in EC_{ts}$$

Mit Gleichung (4.7) wird sichergestellt, dass der Jahreswert einer Prozessnutzung mit der Summe der Werte für die einzelnen Jahreszeiten übereinstimmt. Gleichung (4.8) gewährleistet dies für die Nutzung der Flüsse.

$$\sum_{seas \in SEAS} PL_{pc,t,seas} = PL_{pc,t} \quad \forall t \in T; \forall pc \in PC \quad (4.7)$$

$$\sum_{seas \in SEAS} FL_{p,p',ec,t,seas} = FL_{p,p',ec,t} \quad \forall t \in T; \forall p \in P; \forall p' \in P'; \forall ec \in EC_{seas} \quad (4.8)$$

Die Konsistenz zwischen den für Zeitscheiben definierten Variablen und den dazugehörigen Jahreswerten wird durch die Gleichungen (4.9) und (4.10) sichergestellt.

$$\sum_{ts \in TS} PL_{pc,t,ts} = PL_{pc,t} \quad \forall t \in T; \forall pc \in PC \quad (4.9)$$

$$\sum_{ts \in TS} FL_{p,p',ec,t,ts} = FL_{p,p',ec,t} \quad \forall t \in T; \forall p \in P; \forall p' \in P'; \forall ec \in EC_{ts} \quad (4.10)$$

4.4.3 Kapazitäts- und Prozessrestriktionen

Neben der Produktionsplanung stellt die Optimierung der zukünftigen Infrastruktur in den abgebildeten Sektoren ein zentrales Element des Modells dar. Auf Anlagenebene wird hierbei zwischen bestehenden bzw. rückgebauten sowie zugebauten Kapazitäten unterschieden, welche mit Hilfe von Variablen im Modell berücksichtigt werden. Hierbei wird durch die Gleichung (4.11) die insgesamt installierte Kapazität einer Anlage $Cap_{u,t}$ (z.B. eines Kraftwerks oder eines LNG-Terminals) im Jahr t dargestellt. Diese ergibt sich aus der Summe der bestehenden, nicht stillgelegten Kapazitäten $ResCap_{u,t}$ sowie allen Kapazitätszubauten $NewCap_{u,t}$, die im Rahmen der Optimierung bis einschließlich des betrachteten Jahres t vorgenommen wurden. Prinzipiell können ergänzend bekannte Investitionsprojekte im Modell als feste Zubauten vorgegeben werden.

$$Cap_{u,t} = ResCap_{u,t} + \sum_{t'=(t-TLT_u)}^t NewCap_{u,t'} \quad \forall t \in T; \forall u \in U \quad (4.11)$$

Außerdem ist der Rückbau von bestehenden Anlagen vor Erreichen des Endes ihrer technischen Lebensdauer¹⁶⁹, speziell für die abgebildeten Kraftwerkskapazitäten, Gegenstand der Optimierung. Durch die Nebenbedingung (4.12) wird sichergestellt, dass zu jedem Zeitpunkt t , unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Verfügbarkeit $Avai_{u,t}$, eine ausreichende Kapazität zur Verfügung steht, um das gewählte Aktivitätsniveau $PL_{pc,t}$ erbringen zu können. Weitere analoge Nebenbedingungen sind ebenfalls für Energieträger, welche auf saisonaler bzw. Zeitscheibene definiert sind, im Modell vorhanden.

Zur Berücksichtigung von Reservekapazitäten für bspw. die Frequzunterstützung im Stromnetz ist in der Nebenbedingung (4.13) zusätzlich zu der Ungleichung (4.12) ein Reservefaktor ($1+RF$) berücksichtigt. Hierdurch wird gewährleistet, dass die installierte Leistung von Kraftwerken zu jedem Zeitpunkt die kumulierte Last pro Re-

¹⁶⁹ Mittels sogenannter Sterbelinien (vgl. [Markowitz et al. 1998, S. 40]) wird die altersbedingte Stilllegung der im Modell abgebildeten Kraftwerkstechnologieklassen über die Zeit beschrieben.

gion um einen festgelegten Reservefaktor übersteigt. Stromerzeugungskapazitäten, basierend auf fluktuierenden Energieträgern, wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen, bleiben auf Grund ihrer nicht gesicherten Verfügbarkeit in dieser Gleichung unberücksichtigt¹⁷⁰.

$$Cap_{u,t} \cdot Avai_{u,t} \cdot h_{year} \geq \sum_{pc \in PC_u} (PL_{pc,t} \cdot \Omega_{pc,t}) \quad \forall t \in T; \forall u \in U \quad (4.12)$$

$$\sum_{ue \in GENU} (Cap_{u,t} \cdot Avai_{u,t}) \cdot h_{ts} \geq (1 + RF) \cdot \left(\sum_{pc \in DEMPC_{r,el}} PL_{pc,ts,t} \cdot \Omega_{pc,t} \right) \quad (4.13)$$

$$\forall ts \in TS; \forall t \in T; \forall r \in REG$$

Neben der expliziten Modellierung von Restriktionen mittels (Un)Gleichungen können die verschiedenen Kapazitätsvariablen $Cap_{u,t}$, im Modell zudem mit Schranken (Bounds) belegt werden. Hierdurch wird bspw. gewährleistet, dass ein definierter Anlagenmindestbestand $MinCap_{u,t}$ oder eine Kapazitätsobergrenze $MaxCap_{u,t}$ sowie ein maximal zulässiger jährlicher Kapazitätszuwachs $MaxAdd_{u,t}$ eingehalten werden. Diese Nebenbedingungen können über Variablenbounds, in der Programmiersprache GAMS formuliert, direkt gesetzt werden.

4.4.4 Modellierung der Prozessnutzung

Die abgebildeten Erzeugungs- und Umwandlungsprozesse weisen in der Realität große Unterschiede hinsichtlich ihrer durchschnittlichen Betriebsstunden sowie Laständerungsmöglichkeiten auf. Typische Grundlastkraftwerkstechnologien (z.B. Kernkraftwerke) sowie LNG-Verflüssigungsterminals besitzen in der Regel zwischen 6.000 und 8.000 Vollaststunden pro Jahr. Die Festlegung von minimalen Vollaststunden $VlhMin_{pc,t}$ kann durch Gleichung (4.14) sichergestellt werden. Analog können im Modell auch maximale Vollaststunden festgelegt werden. Die Kraftwerkstechnologien sind hierdurch exogen in Anlagen für den Grund-, Mittel-, und Spitzenlastbetrieb klassifiziert.

Hinsichtlich der Nutzung einer Anlage kann mittels Gleichung (4.15) gefordert werden, dass die Leistung mit der eine bestimmte Anlage in einer bestimmten Betriebsweise (Prozess) gefahren wird, innerhalb einer ganzen Saison bzw. eines ganzen Jahres konstant bleibt.

Die Einschränkung der Laständerung wird im PERSEUS-EEM Modell durch die Berücksichtigung von Ausgaben für die Laständerung in der Gleichung (4.16) umgesetzt. Hierzu wird der Lastwechsel zwischen zwei Zeitscheiben erfasst und mit der

¹⁷⁰ Im verwendeten Modellansatz sind prinzipiell weitere Restriktionen zur Abbildung von Primär-, Sekundär sowie Tertiärleistung integrierbar. Für das Netz der UCTE werden Empfehlungen hinsichtlich der Höhe der vorzuhaltenden Primär-, Sekundär- sowie Tertiärreserve gegeben (vgl. [VDN 2003], [UCPTE 1998], [VDN 2003]). Da im hier aggregierten Modellmaßstab jedoch in erster Linie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Falle eines Ausfalls größerer Kraftwerke im Vordergrund steht und nicht eine detaillierte Analyse der Reservekapazitätsanforderungen, wird auf eine detailliertere Modellierung wegen der Rechenzeitproblematik verzichtet.

Anzahl der Übergänge zwischen diesen beiden Zeitscheiben $No_{ts-1,ts}$ gewichtet. Diese kumulierte Laständerung geht anschließend, mit den Laständerungsausgaben der betreffenden Anlage gewichtet, in die zu minimierende Zielfunktion ein. Die Erfassung der Laständerung mittels zweier positiver Variablen ($LVup_{u,ts-1,ts,t}$, $LVdown_{u,ts-1,ts,t}$), anstelle einer freien Variablen, dient hierbei der Bildung des Betrags des Wertes der Laständerung. Durch diese Vorgehensweise lassen sich technologieklassenspezifisch die charakteristischen Laständerungsausgaben berücksichtigen, die von sehr kleinen Werten, z.B. für Speicher- oder Pumpspeicheranlagen, bis hin zu prohibitiv hohen Werten für Kernkraftwerke reichen können.

Weitere Alternativen der Modellierung von Laständerungsmöglichkeiten stellen die von Fichtner [Fichtner 1999a, S. 75] in einer früheren PERSEUS Modellversion integrierten maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten dar. Basierend auf diesem Vorgehen sind im PERSEUS-EEM Modell weitere technische Restriktionen bezüglich der Änderungsmöglichkeiten der Höhe der Erdgasflüsse in Übertragungspipelines in Form von maximalen Flussänderungsraten definiert (vgl. Kapitel 4.4.6).

Als weitere Restriktion, welche sich auf die Nutzung der Prozesse bezieht, wird durch die Nebenbedingung (4.17) sichergestellt, dass die Stromerzeugungsmenge aller in Deutschland vorhandenen Kernkraftwerke die durch die Ausstiegserklärung festgeschriebene Restverstromungsmenge nicht übersteigt (vgl. hierzu Kapitel 3.3.1). Für das in dieser Arbeit gewählte Referenzjahr 2002 betrug die Restverstromungsmenge 2282 TWh_{el}.

Ferner wird mit Ungleichung (4.18) gewährleistet, dass die Gesamtstromerzeugung aus regenerativen Energiequellen einer Region r mindestens den Ausbauzielen, festgelegt in der Richtlinie 2001/77/EC [EC 2001a], entspricht. Die regionenspezifischen Zielvorgaben der einzelnen EU15-Mitgliedsstaaten sind durch den Parameter $RenewTarget_{r,t}$ definiert.

$$\frac{VlhMin_{pc,t}}{h_{year}} \cdot Cap_{u,t} \leq PL_{pc,t} \cdot \Omega_{pc,t} \quad \forall t \in T; \forall pc \in PC; \forall u \in U \quad (4.14)$$

$$\frac{PL_{pc,ts,t}}{h_{ts}} = \frac{\sum_{ts' \in TS} PL_{pc,ts',t}}{\sum_{ts' \in TS} h_{ts'}} \quad \forall ts \in TS; \forall t \in T; \forall pc \in BASEPC \quad (4.15)$$

$$LVup_{u,ts-1,ts,t} - LVdown_{u,ts-1,ts,t} = \\ No_{ts-1,ts} \cdot \left(\sum_{pc \in PC_u} \left(\left(\frac{PL_{pc,ts,t}}{h_{ts}} - \frac{PL_{pc,ts-1,t}}{h_{ts-1}} \right) \cdot \frac{1}{\eta_{pc,t}} \right) \right) \quad \forall ts \in TS; \forall t \in T; \forall u \in U \quad (4.16)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{u \in NUC_D} \sum_{pc \in PC_u} PL_{pc,t} \cdot \lambda_{pc,el} \cdot years_t \leq 2282 \quad (4.17)$$

$$\sum_{\substack{ec \in \\ RENEW}} \sum_{\substack{pc \in \\ GENPC_{r,ec}}} PL_{pc,t} \cdot \lambda_{pc,t} \geq RenewTarget_{r,t} \quad \forall t \in T, \forall reg \in REG \quad (4.18)$$

4.4.5 Wesentliche Nebenbedingungen des Zertifikatmarktes

Zur Abbildung von CO₂-Minderungsverpflichtungen sowie eines Handels zwischen den einzelnen Stromsektoren der EU-Länder, einschließlich Norwegens und der Schweiz (hier: Kernregionen), sind im Modell verschiedene Nebenbedingungen integriert.

Die CO₂-Emissionen $Evol_{sec,CO_2,t}$ werden im Modell auf sektoraler sec Ebene erfasst. Hierzu werden mit Hilfe der Gleichung (4.19) die CO₂-Emissionen aus den Aktivitätsniveaus $PL_{pc,t}$ und den zugehörigen Emissionsfaktoren $EmisFac_{CO_2,pc,t}$ aller Prozesse eines Stromsektors berechnet. Durch Bildung der Differenz $\Delta Emis_{sec,CO_2,t}$ zwischen den modellendogenen Emissionsvolumen $Evol_{sec,CO_2,t}$ und den diesem Sektor exogen zugeteilten Emissionsrechten $Erights_{CO_2,sec,t}$ wird mit Hilfe der Gleichung (4.20) die Zertifikatabgabe bzw. der Zertifikatbezug eines Sektors ermittelt. Die in dieser Nebenbedingung aufgeführte Variable $Eloss_{sec,CO_2,t}$ dient der Abbildung von Emissionsrechten, die verfallen, da sie u.U. für den eigenen Sektor nicht benötigt werden und nicht in den Markt gebracht werden dürfen¹⁷¹. Die Variable $Eopen_{sec,CO_2,t}$ berücksichtigt nicht durch Emissionsrechte gedeckte Emissionen, welche über eine Pönale in die Zielfunktion eingehen und von dem Emissionsvolumen des jeweiligen modellierten Stromsektors abgezogen werden müssen. Die Pönale stellt im Modellansatz somit eine Obergrenze des CO₂-Zertifikatspreises dar (vgl. hierzu auch Kapitel 6.4.2). Durch die beiden positiven Hilfsvariablen $Eaux^+_{sec,CO_2,t}$ und $Eaux^-_{sec,CO_2,t}$ in der Nebenbedingung (4.21) werden die Handelsvolumina der verschiedenen Sektoren berechnet, welche, gewichtet mit den Transaktionsausgaben, in die Zielfunktion (4.2) eingehen¹⁷². Durch die Nebenbedingungen (4.22) wird die Markträumung gewährleistet, indem sich die Summe der Handelsvolumina aller teilnehmenden Sektoren zu Null addieren muss. Zur Berücksichtigung des „Banking“ fordern die Ungleichungen (4.23) für das erste Jahr einer „Bankingperiode“, dass die Gesamtemissionen im Markt unterhalb der insgesamt für dieses Jahr vergebenen Emissionsrechte bleiben. Für die weiteren Jahre wird stets gefordert, dass diese Restriktion für die Summenwerte über alle Jahre, vom Startjahr bis zum jeweils betrachteten Jahr, eingehalten wird. Außerdem können in den Nebenbedingungen

¹⁷¹ Da mehrere mittel- und osteuropäische EU-Länder, als Folge des wirtschaftlichen Niedergangs der Sowjetunion in den 90er-Jahren des letzten Jahrhunderts, derzeit deutlich niedrigere CO₂-Emissionen aufweisen als zum Basisjahr des Kyoto-Protokolls (vgl. Tabelle 3.3), kann hierdurch eine Begrenzung von "Hot-Air Emissionen" im Modell berücksichtigt werden.

¹⁷² Vgl. [McCarl et al. 1997] zur Berechnung von Beträgen bei der linearen Optimierung.

(4.22) und (4.23) markexterne Gutschriften $ExtCert_{exC,t}$ aus bspw. CDM- oder JI-Projekten im abgebildeten Handelssystem berücksichtigt werden¹⁷³.

$$Evol_{sec,CO_2,t} = \sum_{pc \in PC_{sec}} PL_{pc,t} \cdot EmisFac_{CO_2,pc,t} \quad (4.19)$$

$$\Delta Emiss_{sec,CO_2,t} = Evol_{sec,CO_2,t} - Erights_{sec,CO_2,t} + Eloss_{sec,CO_2,t} - Eopen_{sec,CO_2,t} \quad (4.20)$$

$$\Delta Emiss_{sec,CO_2,t} = Eaux^+_{sec,CO_2,t} - Eaux^-_{sec,CO_2,t} \quad (4.21)$$

$$\sum_{sec \in SEC} \Delta Emiss_{sec,CO_2,t} \leq 0 \quad \text{bzw. } \left(\sum_{exC \in EXC} ExtCert_{exC,t} \right) \quad (4.22)$$

$$\sum_{sec \in SEC} \sum_{t=t_0}^{t_0+n} \Delta Emiss_{sec,CO_2,t} \leq 0 \quad \text{bzw. } \left(\sum_{exC \in EXC} ExtCert_{exC,t} \right) \quad (4.23)$$

$$Evol_{sec,CO_2,t}, Erights_{sec,CO_2,t}, Eloss_{sec,CO_2,t}, Eopen_{sec,CO_2,t} \in R^+; \Delta Emiss_{sec,CO_2,t} \in R;$$

$$\forall t \in T; \forall sec \in SEC$$

4.4.6 Wesentliche Gleichungen des Erdgasmarktes

Erdgaspotenzial

Im gewählten Modellansatz ist pro Förderproduzent ein zur Verfügung stehendes Potenzial an Erdgas definiert (Gleichung (4.24)). Das zum Zeitpunkt t vorhandene Erdgaspotenzial $GasPot_{p,t}$ setzt sich hierbei aus der Summe der für diesen Förderproduzenten vorhandenen Reserven $GasReserve_{p,t}$ und Ressourcen $GasResource_{p,t}$ zusammen. Beide Parameter sind im Modell zeitabhängig, so dass eine dynamische Anpassung bzw. stufenweise Erhöhung infolge möglicher erwarteter Gasfunde innerhalb des Zeitraums exogen hinterlegt werden kann¹⁷⁴. Ob die hierdurch gegebenen Erdgaspotenziale der einzelnen Förderregionen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten erschlossen werden, wird jedoch modellendogen ermittelt.

$$GasPot_{p,t} = GasReserve_{p,t} + GasResource_{p,t} \quad \forall t \in T; \forall p \in GASP \quad (4.24)$$

Mit Hilfe der Modellgleichung (4.25) wird gewährleistet, dass das jeweils zu einem Zeitpunkt verbleibende Erdgaspotenzial größer als die Summe der gesamten Erdgasförderung $FL_{imp,p,t}$ bis zu diesem Zeitpunkt t ist. Zudem wird hierbei ein einzuhaltender Restbestand an Erdgas in Form eines Endwerts EW_p berücksichtigt.

¹⁷³ Weitere Modellierungsmöglichkeiten hinsichtlich des Zertifikatmarkts auf europäischer Ebene findet sich in [Enzensberger 2003].

¹⁷⁴ Bei der Festlegung des Erdgaspotenzials für Länder, die neben dem europäischen auch andere Märkte beliefern, wurden lediglich die geschätzten Mengen, die für den europäischen Markt relevant sind, berücksichtigt. Der eigene Verbrauch sowie die Nachfrage aus Ländern, die nicht im PERSEUS-EEM abgebildet sind, wurde herausgerechnet (vgl. auch Kapitel 5.3.1).

$$\sum_{imp \in IMP} \sum_{t' \leq t} FL_{imp,p,t'} \cdot years_{t'} + EW_p \leq GasPot_{p,t} \quad \forall t \in T; \forall p \in GASP \quad (4.25)$$

Da der Optimierungszeitraum im Modell frei wählbar ist, kann mittels eines Endwertes sichergestellt werden, dass die gesamte Erdgasmenge eines Förderproduzenten nicht mit dem Erreichen des Endes des gewählten Analysezeitraums erschöpft ist, sondern auch für folgende (nicht betrachtete) Perioden ein einzu haltender Restbestand übrig bleibt.

Förderrestriktionen

Neben der Beschränkung des absoluten zur Verfügung stehenden Erdgaspotenzials ist das Erdgasangebot der Förderknoten durch Restriktionen, für die maximale Erdgasproduktion $FLMax_{imp,p,ec,t}$, beschränkt. Diese Förderrestriktionen, die für einzelne Erdgasmengenkontingente des Förderproduzenten definiert sind, beschreiben zusammen mit den hinterlegten Ausgaben die Erdgasangebotskurven (Kosten-Potenzialkurven¹⁷⁵) (vgl. hierzu auch Kapitel 5.3.1). Hierdurch sind somit hinsichtlich der Gasproduktion einzelner Förderproduzenten exogene Grenzen gesetzt, welche die maximal mögliche zu produzierende Erdgasmenge pro Jahr restringieren. Im Modell ist dies durch die Ungleichung (4.26) formuliert.

$$FL_{imp,p,ec,t} \leq FLMax_{imp,p,ec,t} \quad \forall t \in T; \forall p \in GASP; \forall ec \in GAS \quad (4.26)$$

Mit dieser Nebenbedingung können ebenfalls implizit politische, wirtschaftliche sowie technische Umstände, welche Einfluss auf eine maximal mögliche Fördermenge haben, berücksichtigt werden¹⁷⁶.

Förderprofil und Swing-Koeffizient

Die besonders auf dem europäischen Markt saisonal ausgeprägte Jahresnachfrage nach Erdgas wird in der Realität über Speicher sowie mittels der Variation der Erdgasförderung und dem kurzfristigen Bezug über Hubs ausgeglichen (vgl. Kapitel 2.6).

Die Erdgasfördermenge eines Produzenten kann im Modell innerhalb eines Jahres zwischen aufeinanderfolgenden Jahreszeiten variieren. Die maximale Flexibilität der Erdgasproduktion wird hierbei über den Swing-Koeffizient $SwingC_{pc,t}$ determiniert. Dieser Koeffizient stellt eine Obergrenze für das Verhältnis der maximalen Förderung (Prozessnutzung) einer Jahreszeit $PLmax_{pc,t,seas}$ zur durchschnittlichen Förderung dar (vgl. Gleichung (4.27)).

¹⁷⁵ In der Literatur wird oft der in der Energiewirtschaft feststehende Begriff „Kosten-Potenzialkurve“ verwendet, dem jedoch oft keine exakte Unterscheidung zwischen Ausgaben und Kosten zugrunde liegt. Das im Rahmen dieser Arbeit diskutierte Modell betrachtet jedoch ausschließlich Ausgaben.

¹⁷⁶ Bspw. verfolgt Norwegen eine eher konservative Förderpolitik (vgl. hierzu Kapitel 2.2).

$$\frac{PL \max_{pc,t,seas}}{\left(\frac{1}{n_{seas}} \sum_{seas'=1}^{n_{seas}} PL_{pc,t,seas'} \right)} \leq SwingC_{pc,t} \quad \forall seas \in SEAS; \forall t \in T; \forall pc \in GASPC \quad (4.27)$$

Erdgasproduzenten, die durch einen hohen Swing-Koeffizienten charakterisiert sind, können durch ihre flexible Produktion in relativ hohem Maße zum Ausgleich der saisonalen Nachfrage nach Erdgas beitragen. Über den Swing-Koeffizienten wird somit implizit die Nutzung der Erdgasspeicher beeinflusst. Um eventuelle Veränderungen der Erdgasproduktionsflexibilität zu berücksichtigen, kann der Swing-Koeffizient in Abhängigkeit der Zeit im Modell variiert werden¹⁷⁷.

Bedingt durch sinkende Gasdrücke in Erdgasförderstätten folgt nach einer Plateau-Phase die Abschwungphase, die zu einem Rückgang der Fördermengen führt (vgl. Kapitel 2.2). Ein solches Förderprofil kann im Modell für Förderproduzenten, deren Erdgasfelder sich bereits in der Abschwungphase befinden, mit der Nebenbedingung (4.28) sichergestellt werden.

$$PL_{pc,t+1,seas} \leq PL_{pc,t,seas} \quad \forall seas \in SEAS; \forall t \in T; \forall pc \in GASPC \quad (4.28)$$

Transnationale Erdgasübertragung

Im PERSEUS-EEM Modell besteht prinzipiell die Möglichkeit, die zeitliche Variation der Erdgasflüsse sowohl innerhalb des abgebildeten Pipeline- als auch des LNG-Übertragungssystems einzuschränken. Hierdurch kann der Flexibilität von Erdgas für den europäischen Markt, die derzeit noch vorwiegend durch Take-or-Pay-Verträge sowie technischen Einschränkungen restriktiv wirkt, Rechnung getragen werden.

Die Einschränkung der Variation der Erdgasflüsse kann hierbei auf saisonaler Ebene wie auch zwischen aufeinanderfolgenden Jahren definiert werden. Ungleichung (4.29) postuliert, dass der Erdgasfluss im darauf folgenden Jahr nicht größer als der im laufenden Jahr, multipliziert mit einem positiven Faktor ($FLUp_t$), sein darf. In Ungleichung (4.30) wird hingegen gefordert, dass eine gewisse Flussänderung nach unten durch eine Schranke begrenzt wird.

$$FL_{t+1} < FL_t \cdot (1 + FLUp_t)^{years_t} \quad \text{mit } FLUp_t > 0; \quad \forall t \in T \quad (4.29)$$

$$FL_{t+1} > FL_t \cdot (1 - FLDown_t)^{years_t} \quad \text{mit } 1 - FLDown_t > 0; \quad \forall t \in T \quad (4.30)$$

Analog zu den beiden Nebenbedingungen sind die maximalen Flussänderungen auf saisonaler Ebene innerhalb eines Jahres definiert. Hierbei wird jeweils der Fluss einer Jahreszeit zu der davor liegenden in Relation gesetzt.

¹⁷⁷ Es ist zu beachten, dass durch die Wahl von VLH_{min} und VLH_{max} der Swing-Koeffizient beeinflusst werden kann. Bei $VLH_{min} = VLH_{max} = 8760$ h/a ist keine Flexibilität der Förderung mehr möglich, da die Anlage dann das ganze Jahr mit voller Auslastung produziert.

Abbildung der Erdgasspeicher

Die Anpassung des Erdgasangebots- auf das Nachfragemuster (Strukturierung) wird im Modell wie im realen System hauptsächlich innerhalb der Nachfrageregionen mit Hilfe von saisonal genutzten Erdgasspeichern gewährleistet¹⁷⁸. Zur Beschreibung der abgebildeten Erdgasspeicher sind hierzu im Modell verschiedene Gleichungen definiert.

Für die Erdgasspeicherknoten $STORP$ wird die allgemeine Bilanzgleichung (4.5) zu Gleichung (4.31) modifiziert. Durch die beiden positiv definierten Variablen $ToStore_{p,t,seas}$ und $FromStore_{p,t,seas}$ wird die Ein- und Ausspeicherung für die Speicherknoten im Modell abgebildet. Wird innerhalb einer Jahreszeit mehr Erdgas eingespeichert als entnommen, nimmt die Variable $ToStore_{p,t,seas}$ einen positiven Wert an, wohingegen die Variable $FromStore_{p,t,seas}$ Null beträgt. Nimmt hingegen die Variable $FromStore_{p,t,seas}$ einen positiven Wert an, so ist dies als eine Nettoentnahme aus dem Erdgasspeicher zu interpretieren.

$$\begin{aligned} & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,p,ec,t,seas} + \sum_{p' \in P_{p,ec}} FL_{p',p,ec,t,seas} + \sum_{pc \in GENPC_{p,ec}} PL_{pc,t,seas} \cdot \lambda_{pc,ec} + FromStore_{p,t,seas} \\ = & \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{p,exp,ec,t,seas}}{\eta_{p,exp,ec,t}} + \sum_{p' \in P'_{p,ec}} \frac{FL_{p',p',ec,t,seas}}{\eta_{p',p',ec,t}} + \sum_{pc \in DEMPC_{p,ec}} PL_{pc,t} \cdot \frac{\lambda_{pc,ec}}{\eta_{pc,ec}} \cdot f_{pc,t,seas} + ToStore_{p,t,seas} \quad (4.31) \end{aligned}$$

$$\forall seas \in SEAS; \forall t \in T; \forall p \in STORP; \forall ec \in EC_{seas}$$

Die im PERSEUS-EEM Modell abgebildeten Speicherkapazitäten sollen die Funktionalität von typischen saisonalen Speicherkapazitäten haben, die zum Ausgleich jahreszeitlicher Nachfrageschwankungen genutzt werden können. Dieser intertemporale Ausgleich innerhalb eines Jahres wird durch Gleichung (4.32) gewährleistet, wodurch eine Übertragung von Erdgas zwischen den einzelnen Jahreszeiten ermöglicht wird.

$$\sum_{seas \in SEAS} ToStore_{p,t,seas} = \sum_{seas \in SEAS} FromStore_{p,t,seas} \quad \forall t \in T; \forall p \in STORP \quad (4.32)$$

Mittels Gleichung (4.33) werden die benötigten Speicherkapazitäten für Erdgas erfasst. Hierzu wird die betragsmäßige Summe der Speicherabweichungen innerhalb eines Jahres für eine Region berechnet. Da diese auf Grund der Gewährleistung eines jährlichen Speicherausgleiches durch Gleichung (4.32) genau doppelt so hoch ist wie die tatsächlich benötigte Kapazität, ist diese zu halbieren. Auf der rechten Seite der Gleichung ist die in der betrachteten Periode zur Verfügung stehende Kapazität festgelegt. Diese setzt sich aus der Bruttokapazität $StoreCap_{p,t}$ unter Berücksichtigung eines Verfügbarkeitsfaktors $Aval_{p,t}$ zusammen. Durch den Verfügbarkeitsfaktor werden das Kissengas sowie Speicherkapazitäten, welche aus

¹⁷⁸ In der Realität werden meist Porenspeicher zum Ausgleich des saisonal bedingten Nachfragemusters genutzt (vgl. Kapitel 2.6.2).

Versorgungssicherheitsaspekten nicht für die normale saisonale Speichernutzung zur Verfügung stehen, berücksichtigt. Die Speicherkapazität einer Region ist selbst eine Variable und setzt sich aus der in der Vorperiode vorhandenen Kapazität $StoreCap_{p,t-1}$ zuzüglich der bis zur betrachteten Periode zugebauten Kapazitäten $NewStore_t$ zusammen.

$$\frac{1}{2} \left(\sum_{seas \in SEAS} [ToStore_{p,t,seas} + FromStore_{p,t,seas}] \right) \leq StoreCap_{p,t} \cdot Avail_{p,t} \quad (4.33)$$

$$StoreCap_{p,t} = StoreCap_{p,t-1} + NewStore_{p,t} \quad t \in T; \forall p \in STORP$$

Die Zielfunktion des Strom- und CO₂-Zertifikatmodells ZF (vgl. Gleichung 4.1) wird hinsichtlich eines Terms zur Berücksichtigung der Investitionen von neuen Speicherkapazitäten ($CstCap_{p,t}$) sowie der Ausgaben für das Ein- und Ausspeichern (Cst_t) erweitert. Die Zielfunktion des gesamten Systems ZF_{System} wird durch Gleichung (4.34) beschrieben.

$$ZF_{System} = ZF + \sum_{t \in T} (1+r_t)^{-t} \cdot \sum_{p \in STORP} \left[NewCap_{p,t} \cdot CstCap_{p,t} + \sum_{seas \in SEAS} [ToStore_{p,t,seas} + FromStore_{p,t,seas}] \cdot Cst_t \right] \quad (4.34)$$

5 Modellstruktur und numerische Annahmen im PERSEUS-EEM Modell

Zu Beginn dieses Kapitels wird die multiregionale Struktur des PERSEUS-EEM Modells diskutiert. Im Anschluss wird die Datenbasis der abgebildeten Märkte für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate vorgestellt. Angaben für Brennstoffpreise sind hierbei als reale Werte mit Bezug auf das Jahr 2002 angegeben. Das Kapitel schließt mit einer kritischen Reflexion des Modellansatzes.

5.1 Berücksichtigte Modellregionen

Das PERSEUS-EEM Modell umfasst insgesamt 45 Modellregionen, wobei eine Region normalerweise das Energiesystem eines Landes¹⁷⁹ beschreibt. Da der Schwerpunkt der Arbeit auf der Analyse der Wechselwirkungen zwischen dem Erdgas- und Strommarkt der Europäischen Union¹⁸⁰ (zuzüglich Norwegens und der Schweiz) liegt, sind für diese im Folgenden mit Kernregionen bezeichneten Länder jeweils beide Märkte modelliert. In Abbildung 5.1 sind die insgesamt 23 Kernregionen hell hervorgehoben.

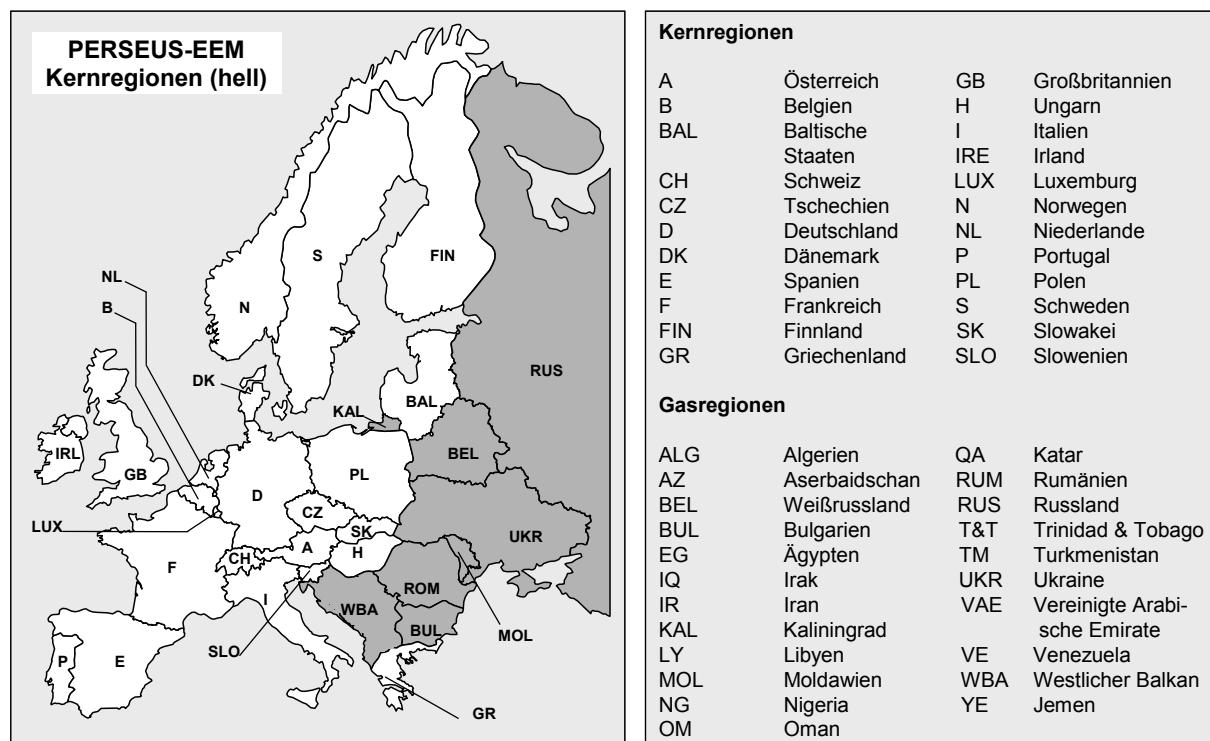


Abbildung 5.1: Überblick über die im Modell berücksichtigten Regionen

¹⁷⁹ Abweichend hiervon wurden die Länder des ehemaligen Jugoslawiens (ohne Slowenien) und Albanien (hier: WBA) sowie die baltischen Länder (hier: BAL) im Modell zu jeweils einer Region zusammengefasst.

¹⁸⁰ Malta und Zypern wurden auf Grund der geringen Marktgröße sowie deren Abgeschlossenheit von den restlichen Ländern der EU nicht berücksichtigt.

Da die für den europäischen Erdgasmarkt bedeutenden Angebots- bzw. Transitländer außerhalb dieser Kernregionen liegen, wurden weitere 22 Modellregionen integriert (vgl. hierzu Kapitel 2). Im Gegensatz zu den Kernregionen ist für diese jedoch lediglich der Erdgassektor berücksichtigt.

5.2 Modellstruktur

In Abbildung 5.2 ist die regionale Grundstruktur des PERSEUS-EEM Modells dargestellt, die aus den folgenden vier Sektoren besteht: dem internationalen Weltmarkt für Brennstoffe (Sektor 1), dem Erdgasversorgungssystem (Sektor 2), dem Kraftwerkssektor (Sektor 3) und dem Energienachfragesektor (Sektor 4). Das bestehende europäische Energieversorgungssystem ist in Form eines gerichteten Graphen abgebildet, dessen Kanten die Energie- und Stoffflüsse im System beschreiben und dessen Knoten zum einen die Netzstruktur definieren sowie zum anderen Anlagen beinhalten können. Über den Knoten Erdgasförderung (vgl. Sektor 2) wird Erdgas mittels der für die Inputflüsse definierten Angebotskurven bereitgestellt. Über das regionale Erdgasnetz wird der Bezug aus bzw. die Einspeisung in das Pipeline-System determiniert. Die Möglichkeit der Anbindung an das LNG-System ist abhängig von realen geographischen Gegebenheiten der einzelnen abgebildeten Modellregionen. Für die Prozesse der Verflüssigungs- bzw. Verdampfungsterminals sind technische und wirtschaftliche Parameter hinterlegt, welche die Umwandlung von gasförmigem Erdgas in LNG und umgekehrt beschreiben. Über das regionale Erdgasnetz wird Erdgas zum Erdgasspeicher transportiert, von dem aus die exogene und endogene Erdgasnachfrage befriedigt wird.

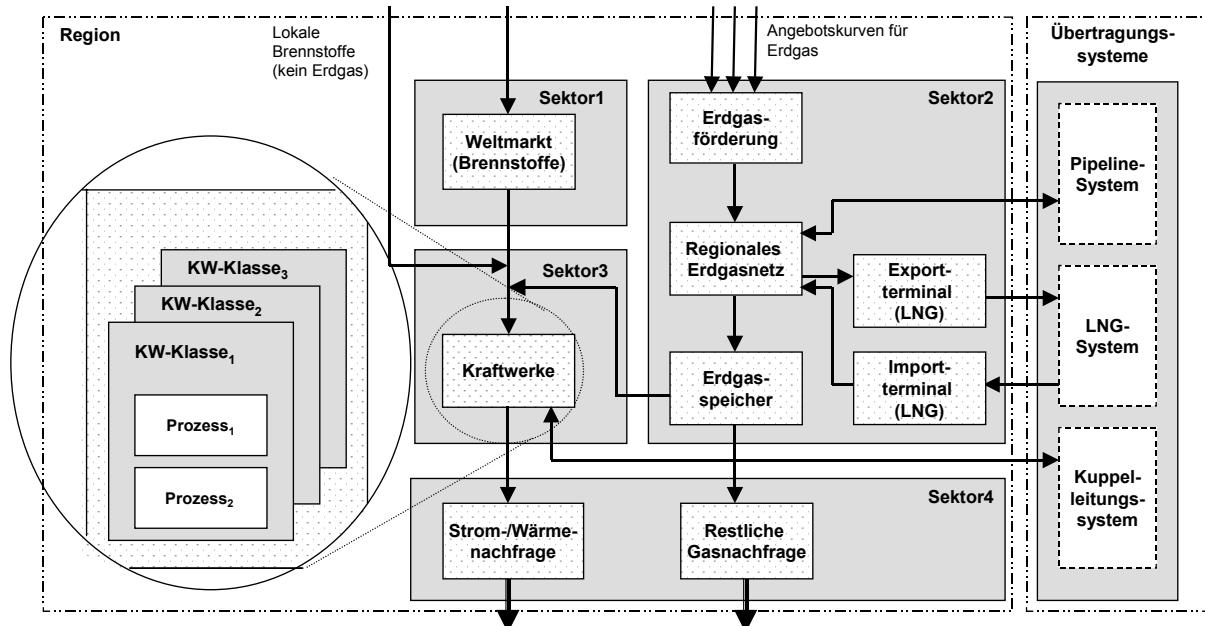


Abbildung 5.2: Vereinfachte Darstellung der Modellstruktur des PERSEUS-EEM

Die endogene Nachfrage ist das Ergebnis des Bezugs des Strom- und Wärme-sektors (vgl. Sektor 3), der abhängig von der Nutzung der bestehenden und zuge-

bauten erdgasbetriebenen Kraftwerke ist. Die Nachfrage, die nicht auf den Kraftwerkssektor entfällt, ist als exogene Nachfrage im Modell vorgegeben (vgl. Sektor 4: Restliche Erdgasnachfrage). Der öffentliche Kraftwerkssektor (Sektor 3) umfasst neben den Anlagen der Energieversorgungsunternehmen auch den gesamten Netzbereich. Die bestehenden Kraftwerke der einzelnen Kernregionen sind im Modell zu brennstoffspezifischen Technologieklassen zusammengefasst abgebildet. Eine Technologieklasse umfasst hierbei die insgesamt installierte Leistung einer Gruppe von Einzelanlagen und wird durch jeweils charakteristische Anlagen- sowie Prozessparameter beschrieben. Dies sind z.B. unterschiedliche Ausprägungen hinsichtlich ihrer Laständerungsfähigkeit, der Möglichkeit zur Kraft-Wärme-Kopplung, der Flexibilität zur Nutzung verschiedener Brennstoffe sowie der spezifischen Investitionen und fixen/variablen Betriebsausgaben.

Vom Kraftwerkssektor (Sektor 3) wird die Strom- und Wärmeenergie bereitgestellt. Die hinterlegte Last (im Knoten: Strom/Wärme-Nachfrage) kann zum einen durch die in dieser Region erzeugte Strommenge und zum anderen über Kuppelleitungen von Nachbarregionen gedeckt werden. Im Kraftwerkssektor konkurrieren bestehende Erzeugungskapazitäten mit Zubauoptionen sowie dem Bezug über das Übertragungssystem mit Anrainerstaaten um die ausgabenminimale Befriedigung der Nachfrage. Die Nachfrage nach Wärmeenergie kann hingegen lediglich durch regionale Kraftwerke bereitgestellt werden. Die verschiedenen Nachfrageprozesse sind durch charakteristische, landesspezifische Lastkurven beschrieben, welche die jährlich vorgegebene Energienachfrage auf die einzelnen Jahreszeiten bzw. Zeitscheiben umlegen. Treibende Größe des Modells ist die vom Benutzer vorgegebene und zwingend zu befriedigende Erdgas-, Strom- und Wärmenachfrage. Im Rahmen der Systemoptimierung wird diejenige Systemstruktur und -nutzung bestimmt, die eine Befriedigung dieser exogen vorgegebenen Nachfrage bei minimalen Gesamtausgaben und unter Berücksichtigung aller gegebenen Restriktionen ermöglicht.

5.3 Datenbasis des abgebildeten Erdgasmarktes

5.3.1 Erdgasbereitstellung der Angebotsregionen

Im PERSEUS-EEM Modell wird Erdgas über landesspezifische Angebotskurven (oft auch als Kosten-Potenzialkurven¹⁸¹ bezeichnet) für einzelne Erdgasproduzenten bereitgestellt (vgl. Kapitel 4.4.6). Die Angebotskurven¹⁸² bestehen hierbei aus verschiedenen Erdgasmengenkontingenzen, die in ihrer absoluten Höhe pro Zeiteinheit begrenzt sind [Mrd. m³/a] und zu gewissen Förderausgaben [€/m³] im System ange-

¹⁸¹ Die Begriffe „Kosten-Potenzialkurven“ sowie „Stromgestehungskosten“ sind in der Energiewirtschaft feststehende Ausdrücke, denen häufig keine exakte Unterscheidung zwischen Ausgaben und Kosten zugrunde liegt. Das im Rahmen dieser Arbeit diskutierte Modell betrachtet jedoch ausschließlich Ausgaben.

¹⁸² Im Modell basiert die Abbildung auf der Festlegung von Flussobergrenzen sowie Förderausgaben für die Importflüsse der Modellknoten „Erdgasförderung“ (vgl. Abbildung 5.2).

boten werden. Die Angebotsmengen können im Modell sukzessive nach dem Merit-Order-Prinzip abgerufen werden. Die Erdgasförderung ist hierdurch endogenisiert, aber durch eine Obergrenze beschränkt.

Die definierten Angebotskurven spiegeln Abschätzungen wider, die nicht rein auf techno-ökonomischen Prognosen beruhen, sondern (geo)politische und wirtschaftliche Aspekte der Angebotsländer für Erdgas berücksichtigen. Ein wichtiger Grund für dieses Vorgehen ist, dass speziell bei der Prognose der Angebotsmengen für Erdgas politische Einflussfaktoren berücksichtigt werden müssen (vgl. hierzu Kapitel 2.2). Zum Beispiel verfolgt Norwegen eine relativ konservative bzw. nachhaltige Strategie hinsichtlich der Förderung seiner Kohlenwasserstoffe, so dass im Modell die maximale Erdgasfördermenge in Summe auf ca. 120 Mrd. m³/a beschränkt ist. Obwohl aus rein techno-ökonomischer Sicht ein stärkerer Ausbau der russischen Förderkapazitäten sinnvoll erscheinen könnte, ist auf Grund der geopolitischen Situation (bzw. Risiken), speziell der bisherigen Zurückhaltung ausländischer Investoren, eher mit einem moderaten Zuwachs der Förderkapazitäten zu rechnen. Eine Konsequenz hieraus ist, dass die durch die Angebotskurven determinierten maximalen Fördermengen konservativer als unter rein techno-ökonomischen Aspekten sein können. Das insgesamt pro Förderregion (bzw. Förderproduzent) zur Verfügung stehende Erdgasangebot wird durch das verbleibende Erdgaspotenzial, bezogen auf das Basisjahr 2002, begrenzt. Um der Tatsache gerecht zu werden, dass neue Erdgasvorkommen im Laufe der Zeit entdeckt werden, kann dieses in Abhängigkeit der Zeit festgelegt werden¹⁸³.

Für die Angebotsregionen Russland und Norwegen wurde auf Grund der geographisch großen Entfernung zwischen den Förderstätten sowie den signifikanten Unterschieden der jeweiligen Förderausgaben mehrere Förderproduzentenknoten angelegt. Beispielsweise sind die Offshore-Erdgasvorkommen der russischen Barentssee mehrere tausend Kilometer von den Onshore-Lagerstätten der Wolga-Ural-Region entfernt. Das russische Angebot ist im Modell auf die Förderknoten der Wolga-Ural-Region (zuzüglich der Förderstätten, welche zu Kasachstan zählen), von West-Sibirien, der Barentssee und Jamal-Region unterteilt, für welche jeweils Erdgasangebotskurven hinterlegt sind. Die Förderstätten der Jamal-Halbinsel sowie das Schtokmanovskoye-Feld in der Barentssee stellen im Modell Zubauoptionen ohne derzeitige Förderung dar (vgl. Tabelle 5.1). Außerdem wird für Norwegen zwischen den Förderstätten in der Nordsee bzw. Norwegischen See und dem Snovit-Feld in der Barentssee unterschieden. Bedingt durch die unterschiedlichen Förderbedingungen in der Nordsee variieren die Förderausgaben hier zwischen 27,3 €/1.000 m³ und 46,1 €/1.000 m³ (vgl. auch Tabelle 5.1). In Abbildung 5.3 ist

¹⁸³ Um sicherzustellen, dass nicht die gesamten Erdgasvorkommen bis ins Jahr 2020 aufgebraucht werden, wurde ein Restbestand an Erdgas für die einzelnen Länder insofern gewährleistet, indem die letzte Modellperiode eine Länge von 15 Jahren hat. Alternativ kann die Einhaltung eines expliziten Endwertes mittels Ungleichung (4.25) gefordert werden.

exemplarisch die Angebotskurve für den Förderknoten in der norwegischen Nordsee dargestellt.

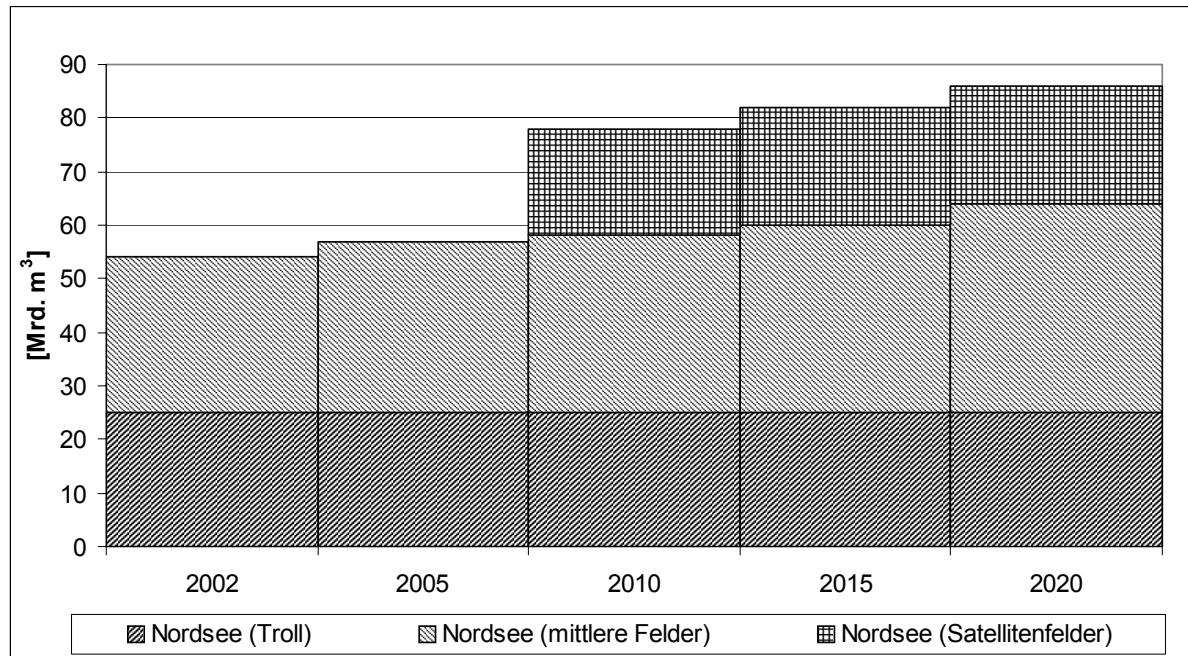


Abbildung 5.3: Angebotskurve für norwegische Erdgasmengen aus der Nordsee

Die Erdgasförderknoten der einzelnen Regionen sind durch die Parameter der Erdgasangebotskurven sowie Koeffizienten der Förderflexibilität (Swing-Koeffizienten) beschrieben. Tabelle 5.1 zeigt verschiedene Charakteristika wesentlicher im Modell hinterlegter Förderknoten.

Die skizzierte Vorgehensweise wurde für alle derzeit relevanten sowie potenziellen Angebotsländer auf dem europäischen Erdgasmarkt gewählt. Die hinterlegten Angebotskurven mancher Länder repräsentieren jedoch lediglich das Nettoangebot für den europäischen Markt. Gründe hierfür sind, dass verschiedene Angebotsländer mehrere Märkte beliefern, jedoch für diese Arbeit lediglich Abschätzungen des Nettoangebotes für den europäischen Markt relevant sind (z.B. LNG-Angebotsmengen aus Venezuela).

Tabelle 5.1: Charakteristika wichtiger Förderknoten (Quelle: Eigene Annahmen basierend auf [IEA 2002d], [IEA 2002e, S. 112], [Perner 2002, S. 102], [BGR 2003], [OME 2004], [Dronnikov 2005, S. 21])

Region	Genutzte Förderkapazität (2002) [Mrd. m ³]	Produktionsausgaben [€/1.000 m ³]	Swing-Koeffizient [%/a]	Reserven / Ressourcen (2002) [Mrd. m ³ /a]
Algerien (Hassi-R'Mel)	81	18,8 – 20,8	120	4.523 / 1.500
Großbritannien	103	58,0	124	1.140 / 1.150
Niederlande	72	27,3	160	1.738 / 200
Norwegen				
- Nordsee ¹⁸⁴	54	27,3 – 46,1	127	1.062 / 1.440
- Norwegische See ¹⁸⁵	11	44,0	130	944 / 1.280
- Barentssee	0	45,4	130	354 / 480
Russland				
- Westsibirien	541	14,0	130	22.800 / 19.979
- Jamal-Region	0	27,0	130	10.400 / 35.472
- Wolga-Ural-Region ¹⁸⁶	42	17,0	130	3.488 / 11.918
- Barentssee	0	34,0 – 41,0	130	3.400 / 8.500

5.3.2 Erdgasproduktion in den abgebildeten Nachfrageregionen

In Summe betrug im Jahr 2002 die Erdgasfördermenge in der EU, abgesehen von den Hauptförderländern Großbritannien und den Niederlanden, ca. 60 Mrd. m³ bei einer gesamten Nachfrage dieser Länder von ca. 280 Mrd. m³. Fast 85% dieser Fördermengen entfielen dabei auf die Länder Deutschland, Italien, Dänemark und Polen. Innerhalb der genannten Ländergruppe war Dänemark das einzige Land, dessen Eigenproduktion mit 8,4 Mrd. m³/a größer als die eigene Nachfrage von 4,8 Mrd. m³/a war und somit geringe Erdgasmengen exportierte. Auf Grund der verbleibenden Reserven, die mit ca. 140 Mrd. m³ abgeschätzt werden, ist jedoch langfristig kein signifikanter Anstieg der dänischen Erdgasförderung möglich (vgl. auch [BGR 2003]).

Weitere Nettonachfragestaaten außerhalb der EU mit einer bedeutenden Erdgas-eigenförderung sind die Ukraine mit ca. 20 Mrd. m³/a sowie Rumänien mit ca. 11 Mrd. m³/a. Im Gegensatz zu den restlichen europäischen Erdgasnachfrageländern wird in der Ukraine mit einem Anstieg der Erdgasförderung auf 25 Mrd. m³ ab

¹⁸⁴ Das bekannteste Fördergebiet in der norwegischen Nordsee ist das Troll-Feld (vor Bergen), dessen Erdgasproduktion im Jahr 2002 ca. 25 Mrd. m³ betrug.

¹⁸⁵ Die Erdgaslagerstätten in der Norwegischen See sind im Wesentlichen die Felder Ormen Lange und Haltenbanken, wobei derzeit lediglich im zuletzt genannten Erdgas gefördert wird.

¹⁸⁶ Hierbei sind verschiedene Förderstätten aus Russland und Kasachstan zusammengefasst.

dem Jahr 2005 gerechnet¹⁸⁷. Da jedoch die geschätzte Nachfrage von derzeit ca. 83 Mrd. m³/a auf ca. 98 Mrd. m³/a bis ins Jahr 2020 ansteigt, bleibt die Ukraine weiterhin ein Nettoimportland von Erdgas¹⁸⁸.

Da, bis auf Dänemark, alle genannten Länder Nettoimportländer von Erdgas sind, stehen im Modell die lokalen Erdgasmengen ausschließlich zur Befriedigung der eigenen nationalen Nachfrage zur Verfügung. Zur Beschreibung der Produktionsmengen wurden für Nachfrageregionen exogene Produktionspfade vorgegeben, deren Werte sich an Prognosedaten verschiedener Studien orientieren (vgl. bspw. www.nigc.org/eia/belarus.asp, [IEA 2002d], [Oostvoorn 2003], [Hartley et al. 2004b]). In Abbildung 5.4 ist der für die europäischen Nachfrageregionen unterstellte exogene Produktionspfad dargestellt.

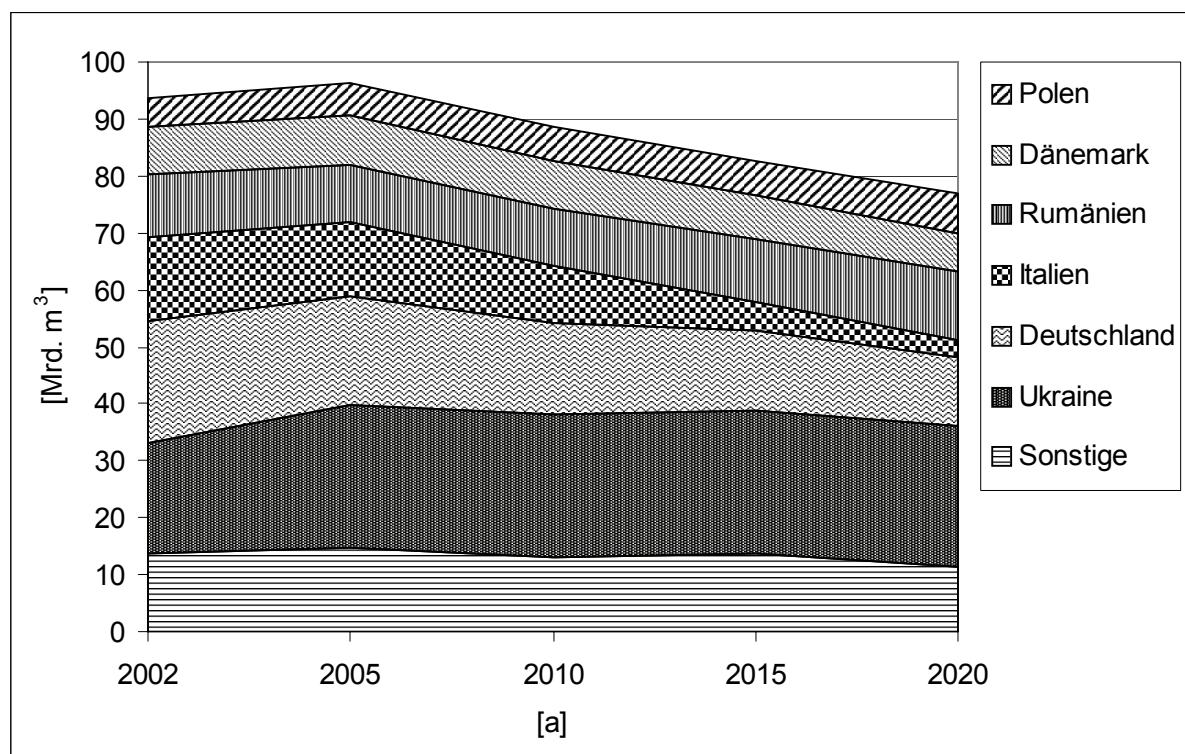


Abbildung 5.4: Unterstellte Entwicklung des Erdgasangebotes in den Nachfrageregionen (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf www.nigc.org/eia/belarus.asp, [IEA 2002d], [Oostvoorn 2003], [Hartley et al. 2004b] und [Seeliger 2006])

Die lokalen Produktionsmengen werden jedoch nicht direkt von der Nachfrage subtrahiert, da diese bei der Nutzung der abgebildeten Erdgasspeicher hinsichtlich ihres Volumens bei einer etwaigen nötigen Strukturierung berücksichtigt werden

¹⁸⁷ Die ukrainischen Reserven wurden im Jahr 2001 auf 1.121 Mrd. m³ und die Ressourcen auf ca. 900 Mrd. m³ geschätzt.

¹⁸⁸ Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Nachfrageentwicklung nach Erdgas in der Ukraine langfristig davon abhängig sein wird, welche Preise für russisches Erdgas, bzw. für das über russisches Territorium transportierte Erdgas aus Turkmenistan zu entrichten sind.

müssen. Die hinterlegten Swing-Koeffizienten der Nachfrageregionen nehmen Werte zwischen 1,1 und 1,2 an.

Für das im Modell bereitgestellte Erdgas wurde keine Differenzierung der Heizwerte in Abhängigkeit der verschiedenen Gasquellen berücksichtigt. Grund hierfür ist die Struktur des abgebildeten europäischen Pipelinesystems, die in einigen Knoten keine eindeutige Zuordnung von Gasmengen zu den zugehörigen Quellen ermöglicht¹⁸⁹. Da im Modell Erdgas in Form von Energieflüssen erfasst wird, wurde hier ein durchschnittlicher Heizwert von ca. 9,6 kWh_{th}/m³ angenommen (vgl. Kapitel 2.2).

5.3.3 Parametrisierung des transeuropäischen Erdgasnetzes

Das Pipeline-Übertragungssystem hat im Modell eine entscheidende Rolle. Zum einen werden hierdurch die maximal möglichen Übertragungsmengen für Erdgas zwischen den im PERSEUS-EEM abgebildeten Regionen festgelegt; zum anderen wird durch die hinterlegten ökonomischen Parameter die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit verschiedener Transportrouten bestimmt. Das reale Erdgasübertragungsnetz ist als gerichteter Graph im Modell repräsentiert. Hierbei wurden verschiedene Annahmen zur Abstrahierung vom tatsächlichen Erdgasnetz getroffen. So bestimmt pro abgebildeter Region ein zentraler geographischer Ort das Nachfragezentrum. Für Länder mit einem relativ engmaschigem Erdgasnetz bzw. einer weitgehend gleichmäßig verteilten Nachfrage (z.B. Deutschland) wurde als Repräsentant für den zentralen Knoten der geographische Mittelpunkt des Landes gewählt. Für die Förderregionen bzw. Förderstätten wurden ebenfalls Knoten definiert. Die Auswahl der Knoten der Erdgasangebotsländer wurde auf Basis von realen Hauptförderstätten getroffen. Des Weiteren wurden Hilfsknotenpunkte, zur Trennung von Onshore- und Offshore-Strecken im Modell festgelegt¹⁹⁰. Zur Berechnung der Koordinaten der Hauptpipelineknotenpunkte sowie der Distanzen, auf Basis von Luftlinienentfernungen, wurde ein Geographisches Informationssystem (GIS)¹⁹¹ verwendet¹⁹². Abbildung 5.5 stellt vereinfacht die im PERSEUS-EEM Modell berücksichtigte Pipeline-Übertragungsstruktur mit ausgewählten Pipelineerweiterungsoptionen dar.

¹⁸⁹ Bspw. können die Gasmengen, die über die Türkei angeboten werden, aus den verschiedenen Ländern der Kaspischen Region sowie dem Iran bzw. Ägypten stammen.

¹⁹⁰ Hilfsknoten wurden bspw. bei der Berechnung der technisch-ökonomischen Parameter der Onshore- bzw. Offshore-Pipelines von Norwegen nach Dänemark bzw. von Algerien nach Spanien bzw. Italien benötigt.

¹⁹¹ Dabei handelt es sich um die von der Firma ESR/ entwickelte Software ArcGIS®.

¹⁹² Die berechneten Entfernungen zwischen den Hauptförderregionen zu den westeuropäischen Nachfrageregionen wurden weitgehend mit Literaturquellen abgeglichen (vgl. bspw. [Chabrelie 1995], www.cedigaz.org).

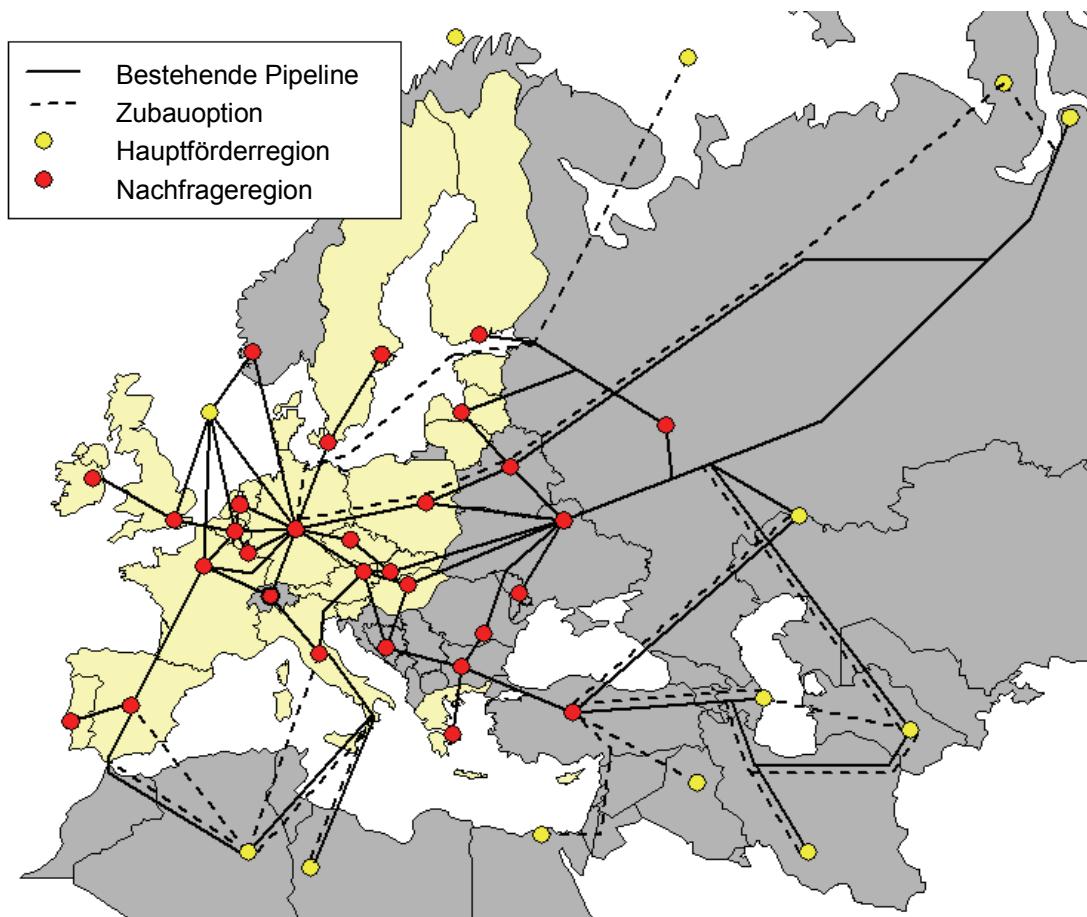


Abbildung 5.5: Vereinfachte Darstellung des modellierten Pipeline-Übertragungssystems

Die Übertragungskapazitäten sind im PERSEUS-EEM Modell in Form von Flussobergrenzen, in Höhe der Grenzübergangskapazitäten, zwischen den einzelnen Regionen definiert. Um jahreszeitliche Schwankungen der Erdgasflüsse innerhalb des Pipeline-Übertragungsnetzes erfassen zu können, werden die Knoten im Pipeline-System auf jahreszeitlicher Basis bilanziert (vgl. Gleichung (4.31)). Abbildung 5.6 zeigt einen Ausschnitt der hinterlegten Grenzübergangskapazitäten zwischen einigen europäischen Ländern. Die Datenangaben basieren hauptsächlich auf Online-Statistiken der GTE (www.gte2.be) sowie veröffentlichten Karten (z.B. [Gasunie 2003], [Wingas 2003]).

Neben den Kapazitäten sind als weitere technische Parameter Übertragungsverluste für die abgebildeten Pipelines im Modell hinterlegt, die pauschal mit 0,4% pro 1.000 km angenommen wurden (vgl. hierzu [Perner 2002, S. 143]). Das für die Verdichterstationen anfallende Antriebsgas wird hingegen bei der Nachfrage der einzelnen Länder berücksichtigt¹⁹³. In Russland wird ca. 10% der nationalen Erdgasnach-

¹⁹³ Hintergrund ist, dass in Statistiken meist das für den Transport berücksichtigte Antriebsgas bei der landesspezifischen Nachfrage erfasst wird und zudem eine Aufteilung auf den verschiedenen Übertragungsstufen (Hoch-, Mittel-, Niederdruck Netz) nicht gegeben wird (vgl. bspw. [IEA 2002e]). Bei einer Hinterlegung eines Faktors (analog zu den Übertragungsverlusten), welcher den Verbrauch des Antriebgases während des Transportes angibt, wäre die Gefahr der Doppelerfassung gegeben.

frage zur Aufrechterhaltung des Druckes im gesamten Pipelinesystem benötigt (vgl. [IEA 2002e, S. 125]).

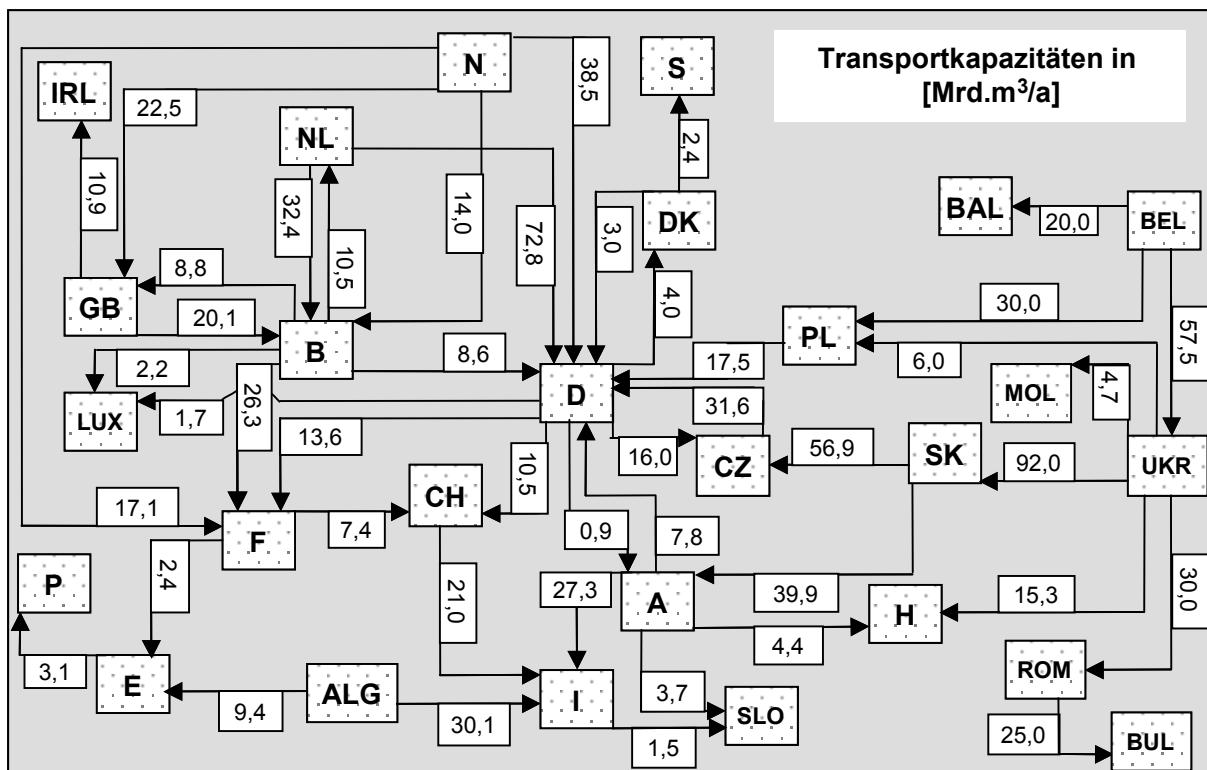


Abbildung 5.6: Grenzübergangskapazitäten des im PERSEUS-EEM Modell abgebildeten Pipelinesystems (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von www.gte2.be und [Gasunie 2003])

Der Zubau von Pipelinekapazitäten ist im PERSEUS-EEM Modell prinzipiell als Neubau einer Verbindung oder als Vergrößerung der bestehenden Pipeline (z.B. in Form von zusätzlichen Kompressoren) möglich. Ein Rückbau von transnationalen Pipelinekapazitäten hingegen, der in der Realität kaum vorkommt, wurde im Modell nicht zugelassen. Vielmehr sind ständige Instandhaltungsmaßnahmen notwendig, um die Kapazität der Pipelines zu erhalten [Dronnikov 2005, S. 30]. Bei den im Modell hinterlegten Zubauoptionen wurde sich an Projekten, die von der Europäischen Kommission [EC 2001c] sowie in Fachpublikationen ([Chabrelie 2004], <http://www.cedigaz.com/>, [OME 2004], [Oostvoorn 2003]) diskutiert werden, orientiert¹⁹⁴. Insgesamt sind innerhalb der EU ca. 75 und von Nicht-EU-Ländern in die EU ca. 19 Kapazitätserweiterungsoptionen hinterlegt.

Berechnung der Transportausgaben

Ein Vergleich verschiedener Studien zur Abschätzung für energiespezifische Transportausgaben von Erdgas mittels Onshore-Pipelines ergibt Werte zwischen 0,009 und 0,019 €/(m³·1.000 km) (vgl. [Brito et al. 2005, S. 3] und [Oostvoorn 2003,

¹⁹⁴ Für die Zubauoptionen zwischen den europäischen Nachfrageregionen wurde, falls keine weiteren Informationen vorhanden waren, die Annahme getroffen, dass die maximale Kapazität der Pipelinezubauoptionen auf 10 Mrd. m³/a begrenzt ist.

S. 129]). Für Offshore-Pipelines liegen die Abschätzungen hingegen zwischen 0,014 und 0,070 €/(m³·1.000 km) (vgl. [Chabrelie 1995, S. 31] und [Oostvoorn 2003, S. 129]). Die angegebenen Transportausgaben enthalten neben fixen Ausgaben für bspw. Pipelines und Verdichterstationen sämtliche variablen Ausgaben.

Die Parametrisierung der im PERSEUS-EEM Modell hinterlegten Pipeline-Transportausgaben orientiert sich an der grundlegenden Vorgehensweise von Oostvoorn [Oostvoorn 2003]. Für eine Referenzpipeline mit einer Kapazität von 10 Mrd. m³/a wurden in Abhängigkeit der geographischen Region Transportausgaben für Onshore-Pipelines zwischen 0,012 und 0,024 €/(m³·1.000 km) angenommen. Für Offshore-Pipelines wurde ein Wert von 0,048 €/(m³·1.000 km) unterstellt. Da die energiespezifischen Transportausgaben mit steigender Transportkapazität i.a. sinken, wurde dieser Sachverhalt, analog zum Vorgehen von Oostvoorn, mittels eines kapazitätsabhängigen Anpassungsfaktors erfasst [Oostvoorn 2003] (vgl. hierzu Kapitel 2.5.1)¹⁹⁵.

Ferner stellen Transitgebühren (politische Maut) weitere Ausgaben für den Transport von Erdgas dar. Im PERSEUS-EEM Modell wurde unterstellt, dass innerhalb der EU sowie der Beitrittskandidaten¹⁹⁶ keine Transitgebühren verlangt werden. Für die Erdgastransporte durch die Ukraine, Weißrussland, Georgien sowie Tunesien und Marokko wurden hingegen solche hinterlegt. Sie bewegen sich in einer Größenordnung zwischen 0,002 €/m³ und 0,014 €/m³. Außerdem ist für die Tankertransporte durch den Suez-Kanal¹⁹⁷ eine politische Maut in Höhe von 0,007 €/m³ unterstellt. Da Erdgasmengen, welche russisches Territorium passieren (speziell aus Turkmenistan bzw. Kasachstan), derzeit meist aufgekauft und von der Gazprom selbst vermarktet werden, sind hierfür keine Transitgebühren berücksichtigt.

5.3.4 Parametrisierung der LNG-Transportkette

Vergleichbar zur Abbildung des Pipeline-Übertragungssystem ist das LNG-Übertragungssystem ebenfalls als gerichteter Graph im Modell integriert. Die Verflüssigungs- und Verdampfungsterminals sind hierbei durch Knoten repräsentiert, wohingegen mögliche Transportrouten die Kanten darstellen. Im Modell sind alle bestehenden sowie potenziellen LNG-Export- und LNG-Importterminals miteinander verbunden¹⁹⁸. Hierdurch wird, unabhängig von vertraglichen Strukturen, eine Opti-

¹⁹⁵ Die verschiedenen Annahmen wurden mit Experten (z.B. von OME) diskutiert sowie mit Literaturquellen verglichen und auf Plausibilität geprüft.

¹⁹⁶ Insbesondere sind hier die Länder Türkei, Bulgarien und Rumänien gemeint.

¹⁹⁷ Ägypten verfolgte bis vor kurzem das Ziel, die Tankertransporte durch den Suez-Kanal durch relativ geringe Transitgebühren (0,18 \$/MBTU) zu fördern. Da es nun selbst als Erdgas exportierendes Land auf dem europäischen Markt auftritt, wurden die Transitgebühren erhöht (ca. 0,2 \$/MBTU).

¹⁹⁸ Vgl. hierzu auch den von Hartley und Medlock gewählten Hub-and-Spokes-Ansatz zur Darstellung von Transportverbindungen bei der LNG-Übertragung [Hartley et al. 2004b, S. 26].

mierung der Erdgasflüsse ermöglicht. Tabelle 5.2 zeigt die im Jahr 2002 bestehenden Verflüssigungs- und Verdampfungsterminals mit Relevanz für den europäischen Markt.

Tabelle 5.2: Kapazitäten von LNG-Terminals mit Bedeutung für den europäischen Markt für das Basisjahr 2002 (Quelle: Eigene Annahmen basierend auf [Oostvoorn 2003], [Chabrelie 2004], [Seeliger 2004])

Exportland	Verflüssigungskapazität [Mrd. m ³ /a]		Importland	Bestehende LNG- Verdampfungs- kapazitäten [Mrd. m ³ /a]
	Nominell	Verfügbar ¹⁹⁹		
Algerien	27,4	26,1	Belgien	6,5
Katar	19,8	2,2	Frankreich	19,3
Libyen	1,8	0,6	Griechenland	4,4
Nigeria	11,7	7,6	Italien	4,0
Oman	8,9	1,3	Portugal	2,6 (ab 2003)
Trinidad & Tobago	13,4	0,5	Spanien	21,4 ²⁰⁰
VAE	8,0	0,6	Türkei	5,8

Spanien hat mit einer Kapazität von ca. 21,4 Mrd. m³/a die größten LNG-Verdampfungskapazitäten innerhalb der EU. Die insgesamt installierten bestehenden Verdampfungskapazitäten in der EU und der Türkei betragen ca. 64 Mrd. m³/a.

Die für die Verflüssigungsanlagen benötigten Investitionen weisen mit Werten zwischen 200 bis 900 \$/(t·a) eine extreme Schwankungsbreite auf (vgl. hierzu [Perner 2002, S. 151]). Zur Abschätzung der im Modell verwendeten Investitionen wurde sich an Mittelwerten aus verschiedenen Studien orientiert, so dass für ein Verflüssigungsterminal 280 - 300 \$/(t·a) zuzüglich 1,2 Mrd.\$ für fixe Anlagenkomponenten unterstellt wurden (vgl. [IELE 2003], [CIEP 2003], [Hartley et al. 2004a], [Chabrelie 1995]). Die Produktionskapazität wurde mit durchschnittlich 4,7 Mio. t/a abgeschätzt, aus der sich die Anzahl der LNG-Anlagen errechnet. Zudem wurden Betriebsausgaben von 3,5%/a der Investition und eine typische durchschnittliche Auslastung der Anlage von 8.000 h/a unterstellt²⁰¹. Die unter diesen Annahmen für die Verflüssigung berechneten energiespezifische Ausgabensätze betragen

¹⁹⁹ Geschätzte für den europäischen Markt verfügbare Verflüssigungskapazitäten (vgl. auch [Perner 2002]).

²⁰⁰ Der LNG-Terminal in Bilbao mit einer Kapazität von 2,6 Mrd. m³/a wurde im Jahr 2003 in Betrieb genommen.

²⁰¹ Des Weiteren wurde eine Lebensdauer der Anlagen von 30 Jahren sowie ein Kalkulationszinssatz von 10%/a angenommen.

zwischen 0,031 und 0,037 €/m³. Außerdem fallen bei der Verflüssigung Gasverluste in Höhe von ca. 8% des Volumens an [Perner 2002, S. 155].

Für die einzelnen LNG-Transportrouten wurden, auf den Kanten im Modell, technische und ökonomische Parameter der Tankertransporte hinterlegt. Zur Berechnung der Distanzen der LNG-Routen zwischen zwei Ländern wurde im Falle von mehreren Möglichkeiten die Route mit der kürzesten Strecke unterstellt. Mittels der Annahme einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 35 km/h (19 Knoten) wurden die benötigten Seetage eines Tankers für die jeweiligen Distanzen errechnet. Die durchschnittliche Verdampfungsrate beträgt zwischen 0,1 bis 0,2% des Tankvolumens pro Tag, womit sich die Transportverluste auf den einzelnen Routen berechnen lassen. Dieser sogenannte Boil-Off wird meist als Brennstoff für die Antriebsmaschinen der Tanker verwendet [Cerbe et al. 2004, S. 16].

Oostvoorn führt verschiedene Quellen an, in denen LNG-Transportausgaben mit 0,0025 bis 0,0033 €/(m³·1.000 km) angegeben werden [Oostvoorn 2003]. Bei Maisonnier werden hingegen in Abhängigkeit von der gesamten Transportdistanz Werte zwischen ca. 0,003 bis 0,006 €/(m³·1.000 km) aufgeführt [Maisonnier 1999, S.133]. Ebenfalls relativ hohe durchschnittliche Transportausgaben werden von Hartley mit ca. 0,006 €/(m³·1.000 km) ausgewiesen, wobei jedoch keine Angabe über die gesamte Wegstrecke des Transports gemacht wird (vgl. hierzu [Hartley et al. 2004b, S. 2]).

Für Tanker mit einer durchschnittlichen Ladekapazität von 145.000 m³, mit Investitionen von ca. 180 Mio. € sowie Betriebsausgaben von ca. 4%/a bezogen auf die Investition, ergeben sich für die spezifischen Transportausgaben in Abhängigkeit der Transportdistanz die folgenden Werte: Bei einer Route von 2.000 km betragen die Transportausgaben ca. 0,004 €/(m³·1.000 km) und bei einer Strecke von 7.000 km ca. 0,003 €/(m³·1.000 km)²⁰².

Im PERSEUS-EEM Modell wurden in Abhängigkeit der berechneten Distanzen zwischen den einzelnen Im- und Exportterminals Ausgaben zwischen 0,003 und 0,004 €/(m³·1.000 km) angenommen (vgl. auch [Maisonnier 1999, S. 133]).

Eine große Schwankungsbreite weisen ebenfalls die Angaben für LNG-Verdampfungsterminals mit ca. 48 bis 155 €/(1.000 m³·a) auf (vgl. hierzu [Hartley et al. 2004b], [IELE 2003], [CIEP 2003]). Zur Berechnung der im Modell hinterlegten Ausgaben für die Verdampfung von LNG wurde von einer Investition in Höhe von 80 €/(1.000 m³·a) zuzüglich einer kapazitätsunabhängigen Investition von zwischen 250 und 400 Mio. € ausgegangen. Als Referenzwert für eine Verdampfungseinheit wurde eine durchschnittliche Produktionskapazität von ca. 4 Mrd. m³/a zugrunde gelegt. Die Ausgaben für die Anlege- und Verladeausrüstung am Hafen wurden mit

²⁰² Bei den Berechnungen wurden von Be- und Entladezeiten von zwei Tagen, einem Zinssatz von 10%/a sowie einer Lebensdauer von 30 Jahren ausgegangen.

100 Mio. € abgeschätzt. Einen großen Anteil an der Investition der Verdampfungs-terminals nehmen dabei die Speichertanks ein, die bis zu 50% der Gesamtinvestition betragen [EIA 2004b]. Mit einer durchschnittlichen Auslastung von 6.500 h/a und jährlichen Betriebsausgaben von 4% der Investition ergeben sich energiespezifische Ausgaben für die Verdampfung von LNG in Höhe von ca. 0,011 €/m³ bis 0,019 €/m³. Im Modell wurden einheitlich 0,014 €/m³ für die Verdampfungsanlagen angesetzt.

5.3.5 Erdgasspeicher

Tabelle 5.3 gibt einen Überblick über die Höhe der im Modell berücksichtigten bestehenden Speicherkapazitäten zum Basisjahr 2002. Im PERSEUS-EEM Modell sind für durchschnittliche zusätzliche Speicherkapazitäten in Aquiferen bzw. Porenspeichern Investitionen in Höhe von 0,35 - 0,60 €/m³ Arbeitsgas hinterlegt (vgl. hierzu Schätzungen von [UN 1999] und [IEA 2003a, S. 204])²⁰³. Zusätzlich fallen für die Ein- und Ausspeicherung Ausgaben in Höhe von 0,003 €/m³ an²⁰⁴.

Tabelle 5.3: Bestehende Erdgasspeicherkapazitäten (Arbeitsspeicherkapazitäten)
(Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [Sedlacek 1999], [UN 1999], [Pasternak et al. 2004] und www.ugs.de)

Modell-region	Bestehende Speicherkapazität (Arbeitsvolumen) [Mrd. m ³]	Arbeitsvolumen / Erdgas-nachfrage [%]	Modell-region	Bestehende Speicherkapazität (Arbeitsvolumen) [Mrd. m ³]	Arbeitsvolumen / Erdgas-nachfrage [%]
A	2,65	31,20	GB	3,27	3,40
B	0,65	4,30	H	3,61	29,10
BAL	2,11	50,20	I	17,30	23,90
BEL	0,75	4,30	IRE	0,10	2,40
BUL	0,50	25,70	NL	4,75	11,30
CZ	2,80	29,20	PL	1,57	54,10
D	19,77	20,70	RUM	1,47	11,60
DK	0,82	17,10	SK	2,34	33,40
E	1,99	9,30	UKR	34,07	41,00
F	11,63	26,90	EU25	75,34	17,14

5.3.6 Erdgasnachfrage und Laststruktur

Im PERSEUS-EEM Modell ist eine landesspezifische Erdgasnachfrageentwicklung hinterlegt. Prinzipiell ist zwischen der Nachfrage des Kraftwerkssektors und der Nachfrage der restlichen Sektoren (Tertiär-, Industrie- und Haushaltssektor) zu unterscheiden. Die endogenisierte Erdgasnachfrage aus dem Elektrizitätssektor ist somit das Ergebnis der optimalen Erdgasmenge, die im Modell zur Strom-/Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Diese ist abhängig von der Nutzung der bestehenden und zugebauten erdgasbetriebenen Kraftwerke. Tabelle 5.4 zeigt die für das

²⁰³ Da im Modell typische saisonal genutzte Speicherkapazitäten berücksichtigt werden sollen und hier Kavernenspeicher eine untergeordnete Rolle (hinsichtlich des Gesamtvolumens) haben, sind diese nicht als Zubauoptionen modelliert. Von der IEA werden die Investitionen für neue Kavernenspeicher mit 0,60 - 1,00 €/m³ Arbeitsgas abgeschätzt [IEA 2003a].

²⁰⁴ Vgl. hierzu auch Annahmen bei [Perner 2002, S. 285].

Bezugsjahr 2002 in den Kernregionen absolute Nachfrage nach Erdgas sowie die Anteile der jeweiligen Energiesektoren an der Gesamtnachfrage. In Deutschland werden etwa 18% des benötigten Erdgases zur Stromerzeugung eingesetzt. Das unterstellte zukünftige Nachfragewachstums der exogen abgebildeten Sektoren ist ebenfalls in der genannten Tabelle aufgeführt. Für Deutschland wird zwischen 2002 und 2010 durchschnittlich mit einem geringen Nachfragerückgang (ca. - 0,3%/a) und für die Periode 2010 bis 2020 mit einem geringen Nachfragezuwachs (ca. 0,3%/a) gerechnet. Obwohl für den privaten Haushaltssektor, den Verkehrs- sowie Tertiärsektor mit einem Nachfrageanstieg gerechnet wird, ist auf Grund der Senkung des spezifischen Erdgasverbrauchs in der energieintensiven Industrie in Summe von einer weitgehend gleichbleibenden Erdgasnachfrage innerhalb des Betrachtungszeitraums auszugehen (vgl. hierzu [Prognos 2005, S. 43, S. 109]).

Tabelle 5.4: Bestehende Erdgasspeicherkapazitäten (Arbeitsspeicherkapazitäten)
 (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [Pasternak et al. 2004],
www.ugs.de, [Sedlacek 1999], [UN 1999])

Modell-region	Erdgas-nachfrage in 2002 [Mrd. m ³ /a]	Anteil des KWS ²⁰⁵ [%/a]	Nachfrage-wachstum Nicht-KWS [%/a]		Modell-region	Erdgas-nachfrage in 2002 [Mrd. m ³ /a]	Anteil des KWS [%/a]	Nachfrage-wachstum Nicht-KWS [%/a]	
			2002 - 2010	2010 - 2020				2002 - 2010	2010 - 2020
A	8,5	34	0,8	0,4	H	12,4	18	0,5	0,1
B	15,1	25	3,2	0,7	I	72,5	32	0,6	0,3
BAL	4,1	50	3,1	1,4	IRE	4,2	50	1,7	1,1
CH	3,0	10	2,5	2,5	LUX	0,9	45	1,6	0,1
CZ	9,6	9	0,8	0,1	N	4,2	18	1,0	0,9
D	95,7	18	-0,3	0,3	NL	42,1	52	-0,3	0,0
DK	4,8	52	0,9	3,3	P	2,9	37	3,3	0,7
E	21,5	33	0,9	1,2	PL	12,5	3	3,7	1,0
F	43,3	9	0,7	0,5	S	1,0	38	2,3	1,3
FIN	4,4	50	0,4	0,4	SK	7,0	7	0,3	-0,5
GR	2,1	75	3,2	0,7	UK	95,7	38	0,3	0,1

²⁰⁵ Kraftwerkssektor (KWS)

Die Entwicklung der Erdgasnachfrage der im Modell berücksichtigten Regionen, ohne explizit modellierten Stromsektor, findet sich in Tabelle 5.5.

Tabelle 5.5: Entwicklung der Erdgasnachfrage (Quelle: Eigene Annahmen basierend auf [Perner 2002], [Lecarpentier 2004], [BP 2002])

Modell-region	Erdgas-nach-frage 2002 [Mrd. m ³]	Nachfragerwachstum [%/a]		Modell-region	Erdgas-nach-frage 2002 [Mrd. m ³]	Nachfragerwachstum [%/a]	
		2002 - 2010	2010 - 2020			2002 - 2010	2010 - 2020
ALG	23,0	4,2	5,0	RUM	17,9	6,2	2,1
BEL	17,4	0,8	0,0	RUS	423,0	1,1	1,0
BUL	3,5	15,1	0,0	TR	17,4	10,3	4,6
KAL	0,2	0,0	0,0	UKR	83,0	1,3	1,1
MOL	0,8	0,0	0,0	WBA	5,7	6,2	0,0

Bei der Abbildung der Lastkurven für die exogene Nachfrage ist zwischen den Jahreszeiten Frühling, Sommer, Herbst und Winter unterschieden. Um jahresspezifische Lastcharakteristika zu eliminieren, sind die hinterlegten Laststrukturen als Mittelwerte der Daten mehrerer Jahrgänge (2001 bis 2003) berechnet [Eurostat 2003]. Für die Laststruktur ist Stationarität innerhalb des Betrachtungszeitraums unterstellt.

5.4 Datenbasis der lokal und international gehandelten Primärenergieträger

Neben Investitionen sowie verschiedenen kapazitätsbedingten Ausgaben stellen Ausgaben für Brennstoffe einen wesentlichen Bestandteil der langfristigen Stromgestaltungskosten dar.

Lokal und international gehandelte fossile Energieträger

Die international gehandelten Energieträger Erdöl und Steinkohle werden im Modell im Gegensatz zu Braunkohle und Erdgas über einen Weltmarkt(knoten) (vgl. Abbildung 5.2) angeboten.

Zusätzlich zu den in Tabelle 5.6 dargestellten Annahmen hinsichtlich der Weltmarktpreise der Energieträger Erdöl und Steinkohle sind in Abhängigkeit der jeweiligen Regionen Bezugsaufschläge hinterlegt. Diese setzen sich hauptsächlich aus Ausgaben für den Transport sowie Steuern zusammen.

Die wichtigsten Handelsplätze für Steinkohle in Europa sind die Tiefseehäfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen (ARA-Häfen). Für angrenzende Regionen sind deshalb vergleichsweise geringe Transportaufschläge (ca. 0,03 Cent/kWh_{th}) im Modell unterstellt. Die entsprechenden Ausgaben für die übrigen EU-Länder beträ-

gen zwischen 0,03 und 0,20 Cent/kWh_{th}. Zur Ableitung der in Tabelle 5.6 dargestellten Weltmarktpreise wurden verschiedene Prognosen zugrunde gelegt: [EIA/DOE 2002, S. 39], [IEA 2002b, S. 46-53], [EC 1999b, S. 25-27], [Gruß et al. 2002, S. 66] und [BP 2002], [Weltenergiereport 2005], [Prognos 2005]. Dem Kraftwerkssektor stehen neben dem Bezug von Steinkohle über internationale Handelsplätze auch nationale Vorkommen zur Verfügung. Polen²⁰⁶ und der europäische Teil Russlands sind die größten Förderstaaten für Steinkohle. Für Anrainerstaaten Polens wurden aus diesem Grund ebenfalls geringe Transportaufschläge im PERSEUS-EEM angenommen. Die baltischen Staaten haben zudem die Möglichkeit, russische Steinkohle unter Weltpreisen zu beziehen. Weiterhin fördern innerhalb der EU Großbritannien (30 Mio. t/a), Deutschland (29 Mio. t/a), Tschechien (17 Mio. t/a) und Spanien (15 Mio. t/a) bedeutende Mengen an Steinkohle [Kohlenstatistik 2006b]. Im Modell sind zur Berücksichtigung der Förderung heimischer Steinkohle maximale bzw. fest vorgegebene Förderraten hinterlegt. Diese wurden anhand der jeweiligen Politikziele der berücksichtigten Länder abgeleitet.

Tabelle 5.6: Preise verschiedener Energieträger (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Enzensberger 2003, S. 100])

Weltmarktpreise [Cent/kWh _{th}]	2002 - 2010	2015	2020	2025
Erdöl	1,32	1,42	1,53	1,65
Steinkohle	0,47	0,48	0,49	0,51
Russische Kohle (für Anrainer relevant ²⁰⁷)	0,29	0,29	0,29	0,29

Braunkohle ist gegenüber der Steinkohle auf Grund seiner geringeren Energiedichte (niedrigerer Heizwert) fast ausschließlich von lokaler Bedeutung. Die größten Förderländer innerhalb der EU sind Deutschland (182 Mio. t/a), Griechenland (71 Mio. t/a) und Polen (58 Mio. t/a). Die im Modell angenommenen Braunkohlepreise variieren zwischen 0,31 und 0,46 Cent/kWh_{th} und basieren auf mehreren Prognosen (vgl. bspw. [Enzensberger 2003, S. 102], [Kohlenstatistik 2006a], [DEBRIV 2003], [DEBRIV 2003]).

Weitere im Modell berücksichtigte fossile Energieträger, mit jedoch geringer Bedeutung im europäischen Verstromungsmix, stellen Ölschiefer²⁰⁸ und Torf dar. Torf wird derzeit vor allem in Finnland und Schweden sowie den baltischen Staaten hauptsächlich zur Bereitstellung von Wärme genutzt. Im Modell sind zur Berücksichtigung

²⁰⁶ Polen ist mit einer jährlichen Produktion von ca. 103 Mio. t/a Steinkohle das wichtigste mitteleuropäische Förderland.

²⁰⁷ Im PERSEUS-EEM können bspw. die baltischen Länder russische Steinkohle beziehen.

²⁰⁸ Estland stellt mit einem Anteil von ca. 90% der gesamten Stromerzeugung die auf Ölschiefer basiert eine Ausnahme innerhalb der EU dar [Eurostat 2004].

von lokalen Energieträgern vorgegebene Förderraten bzw. Politikziele der betreffenden Länder hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Menge hinterlegt.

Kernenergie

Mit einem Anteil von ca. 32% hat die Stromerzeugung in Atomkraftwerken den dominierenden Anteil am Stromerzeugungsmix der EU. Das Uran wird zum Großteil aus politisch stabilen Ländern bezogen. Die Nutzung der Kernkraft spielt für die einzelnen Länder der EU eine unterschiedliche Rolle. So basiert die Stromerzeugung in Frankreich und Litauen zu über 75% auf der Nutzung der Kernenergie, wohingegen Italien keine Kernkraftwerke besitzt. Unterstellt man für die in den EU15-Ländern installierten Atomkraftwerke eine technische Lebensdauer von 45 Jahren²⁰⁹, so werden im Jahr 2020 noch ca. 90,5% dieser Leistung zur Verfügung stehen, im Jahr 2025 beträgt dieser Anteil jedoch nur noch 69,8% und im Jahr 2030 schließlich 30,5%.

Den größten Anteil an den weltweiten Uranreserven hat mit ca. 40% Australien, es folgen Kanada mit 17% sowie Kasachstan mit 15% [BGR 2003, S. 234]²¹⁰. Infolge des eingeschränkten Wettbewerbs sowie der politischen Einflussnahme sind belastbare Preisprognosen für Uran schwer zu ermitteln. In der Literatur findet man Abschätzungen für Uranpreise zwischen 0,3 Cent/kWh_{th} und 0,4 Cent/kWh_{th} (vgl. hierzu [Enzensberger 2003, S. 105], [Hoster 1996], [Grobbel 1999]). Im PERSEUS-EEM ist für den Brennstoffpreis für Uran 0,4 Cent/kWh_{th} unterstellt.

Erneuerbare Energieträger

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger (inkl. große Wasserkraftwerke) an der gesamten Stromerzeugung beträgt im Jahr 2002 am Energiemix der EU ca. 14% (ca. 419 TWh_{el}) [Eurostat 2004].

Im Modell werden die erneuerbaren Energieträger in Technologieklassen zur Nutzung von Biogas, Biomasse, Wasser²¹¹, Wind sowie restliche regenerative Energieträger unterteilt. Für die Länder der EU sind im Modell jeweils ca. 15 regenerative Technologienklassen mit regional differenzierten Stromerzeugungsausgaben hinterlegt. Der für das Basisjahr berücksichtigte Anlagenbestand sowie die landesspezifischen durchschnittlichen Produktionszahlen orientieren sich an verschiedenen Statistiken (bspw. [Eurostat 2004], [IEA 2002a], [Staiß 2001] und [Observ'ER 2001]). Regional differenzierte Angebotskurven determinieren die zukünftigen Stromerzeugungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energieträger (vgl. hierzu [Enzensberger 2003, S. 107ff.]).

²⁰⁹ Gegenwärtig werden an mehreren existierenden Kernkraftanlagen in OECD-Ländern Maßnahmen zur Verlängerung der erwarteten technischen Lebensdauer auf bis zu 60 Jahre vorgenommen.

²¹⁰ Die statische Reichweite für Kernbrennstoffe wird auf ca. 62 Jahre abgeschätzt und ist damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die für Erdgas (vgl. hierzu [Prognos 2005] und [BGR 2003]).

²¹¹ Hierbei werden die Technologien zur Nutzung von Wasser in Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke unterteilt.

5.5 Datenbasis des Strom- und CO₂-Zertifikatmarktes

5.5.1 Abbildung des Kraftwerksparks

Im PERSEUS-EEM Modell ist eine Datenbasis für die Stromerzeugungssektoren der 23 Kernregionen hinterlegt. Hierbei sind Kraftwerke in Form von Technologieklassen, welche die insgesamt installierte Leistung einer Gruppe von Einzelanlagen erfassen, abgebildet. Grund dieser Aggregation ist die Beschränkung der Modellgröße und hierdurch die Gewährleistung von akzeptablen Rechenzeiten. Die Technologieklassen werden durch charakteristische Anlagen sowie Prozessparameter beschrieben. Eine Zuordnung von Kraftwerken zu einer Technologieklasse basiert im Wesentlichen auf Kriterien wie benötigter Energieträger, Anlagentechnologie, installierte Leistung (Größenklasse) sowie Anlagenstandort (Modellregion). Durch die Abbildung der bestehenden Kraftwerke als Technologieklassen wird den regionenspezifischen Erzeugungsstrukturen Rechnung getragen. Die hinterlegten Daten für den berücksichtigen Kraftwerksbestand sowie die Altersstruktur der verschiedenen Technologieklassen der einzelnen Modellregionen basieren im Wesentlichen auf [Klatt et al. 2001], [Meller et al. 2002], [UNIPEDE 2001], [KWU 2001] und [Eurostat 2004]. Zudem wurden die Daten der abgebildeten Regionen mittels nationaler Statistiken verglichen und gegebenenfalls korrigiert. Für die Kapazitäten der bestehenden Anlagen sind sogenannte Sterbelinien²¹² hinterlegt, so dass in Abhängigkeit der Alterstruktur Kraftwerkskapazitäten nach Erreichen der technischen Lebensdauer stillgelegt werden. Neben der altersbedingten Stilllegung sowie dem Ausscheiden von Kernkraftwerkskapazitäten auf Grund von politischen Vereinbarungen können diese im Rahmen der Optimierung rückgebaut werden.

Im Hinblick auf die Möglichkeit, den Kraftwerkspark an strukturelle Veränderungen anzupassen, spielen Zubauoptionen eine zentrale Rolle. Die Tabelle 5.7 gibt einen Überblick über die im Modell hinterlegten zukünftigen Kraftwerksoptionen mit deren grundlegenden technischen und wirtschaftlichen Parametern. Technologischer Fortschritt wird im Modell insofern berücksichtigt, als für Zubauoptionen in späteren Perioden höhere Wirkungsgrade bzw. geringere Investitionen angenommen wurden.

²¹² „Unter einer Sterbelinie ist die zeitliche, in die Zukunft gerichtete Änderung des heute existierenden Anlagenbestandes zu verstehen“ [Markewitz et al. 1998, S. 40]. Bei der Abbildung von Einzelanlagen handelt es sich hierbei i.a. um waagrecht verlaufende Kurven, die im Jahr der erwarteten Anlagenstilllegung eine Sprungstelle und für die Folgeperioden den Wert Null aufweisen. Werden jedoch wie im hier beschriebenen Modell ganze Technologieklassen über einzelne Referenzanlagen abgebildet (z.B. alle Steinkohle-befeuerten Kraftwerke einer bestimmten Technologiegruppe und Region), so nimmt die kumulierte Kapazitätsentwicklung eine in der Regel monoton fallende Treppenform an. Die Berücksichtigung eines Kapazitätszuwachs in diesen Sterbelinien wird in Ausnahmefällen dazu genutzt, bereits beschlossene und damit nicht mehr entscheidungsrelevante Anlagenerweiterungen zu berücksichtigen [Enzensberger 2003].

Tabelle 5.7: Wichtige Zubauoptionen der konventionellen Stromerzeugung (basierend auf der IIP Technologiedatenbank)

Brennstoff	Technologie	Verfügbar ab	Blockgröße	Spez. Investitionen	Fixe Betriebsausgaben	Variable Betriebsausgaben	Netto-wirkungsgrad
			MW _{install}	€/kW _{install}	€/(kW·a)	Cent/kWh _{el}	%
Erdgas	GuD-Kraftwerk (klein)	2005	300	410	14,5	0,05	57,0
		2010		405			58,0
	GuD-Kraftwerk (groß)	2005	800	400	14,0	0,05	59,0
		2010		395			60,0
	Gasturbinen	2005	150	260	6,0	0,15	36,0
		2010		260			36,5
Kohle	Staubfeuerung, unterkritisch Dampferzeugung (Steinkohle)	2005	700	750	36,0	0,15	42,5
		2010					43,0
	Staubfeuerung, überkritische Dampferzeugung (Steinkohle)	2005	700	825	36,0	0,15	46,0
		2010					46,5
	Staubfeuerung (Braunkohle)	2005	1.000	1.000	38,5	0,20	43,5
		2010		950			45,0
Uran	Druckwasserreaktor (EPR)	2010	1.600	1.260	42,0	0,05	36,0

5.5.2 Abbildung des Übertragungsnetzes

Für die bestehenden Kuppelleitungen und Hochspannungsgleichstromübertragungskabel (HGÜ) zwischen den Kernregionen sind Übertragungskapazitäten (Net Transfer Capacities (NTC)) in Form von Flussobergrenzen festgelegt. Die im Modell exogen vorgegebenen Daten der bestehenden Übertragungskapazitäten orientieren sich an Angaben aus verschiedenen Quellen (z.B. [NORDEL 2002], [ETSO 2002], Online-Statistiken der UCTE (www.ucte.org), der CENTREL (www.centrel.org/) sowie der NORDEL (www.nordel.org)). Außerdem wurden sowohl beschlossene Projekte als auch Netzzubauprojekte, die von der EU als prioritäre Vorhaben zur Beseitigung von Netzengpässen betrachtet werden, im Modell integriert (vgl. hierzu [EC 2003b])²¹³.

Neben der installierten Übertragungskapazität sind entfernungsabhängige Verluste von 10%/1.000 km beim Stromaustausch auf Hochspannungsebene im Modell

²¹³ Aus modelltechnischer Sicht können Zubauoptionen hinsichtlich neuer Kuppelleitungen analog zu der Vorgehensweise bei der Abbildung von Pipelines umgesetzt werden.

berücksichtigt²¹⁴. Die durchschnittliche Distanz zwischen zwei Regionen ist hierbei durch die Lage der regionalen Erzeugungs- und Verbrauchszentren bestimmt. Innerhalb jedes regionalen Verteilungssystems sind außerdem pauschale Übertragungs-, Verteilungs- und Umspannverluste festgelegt. Als weitere Parameter sind für die Übertragung von Elektrizität zwischen den Regionen Durchleitungsentgelte berücksichtigt. Die vor der Liberalisierung teilweise stark unterschiedlichen Tarife und Berechnungsverfahren haben sich im Rahmen der Harmonisierung des europäischen Strommarktes weitgehend angeglichen [ETSO 2003a]. Im Gegensatz zu der unterstellten distanzabhängigen Berechnung der Transportverluste wurde für die Stromübertragung das derzeit populäre Briefmarkensystem unterstellt. Hierbei ist die Transportgebühr mengen-, aber nicht distanzabhängig. Im Modell wurden 0,05 Cent/kWh_{el} angenommen (vgl. hierzu [ETSO 2003b]).

5.5.3 Stromnachfrageentwicklung und Laststruktur

Die Befriedigung der exogen vorgegebenen Strom-, Wärme- und Gasnachfragen (der Nicht-Kraftwerkssektoren) sind die treibenden Größen des Modells. Um die interregionalen Strukturen sowie die jeweiligen Lastcharakteristika zu erfassen, ist für jede Modellregion eine spezifische Stromnachfrageentwicklung sowie Lastkurve hinterlegt. Die Nachfrageentwicklung der einzelnen Modellregionen basiert hierbei auf Prognosen aus [Prognos 2000], [UNIPEDE 2001], [IEA 2002b], [EIA/DOE 2002], [Prognos 2005], Country Analysis Briefs (www.eia.doe.gov/cabs) sowie Fossil Energy International Country Reports (www.fe.doe.gov/international). Für die Länder der EU ist innerhalb des Zeitraums von 2002 bis 2020 eine Steigerung der durchschnittlichen Stromnachfrage um jährlich ca. 1,6% hinterlegt, wobei hier große regionale Unterschiede erwartet werden. So wird für Deutschland ein Nachfragezuwachs von lediglich ca. 0,4%/a, dagegen für Spanien, Portugal und Italien von über 2%/a im Modell angenommen. Die Lastkurven wurden aus Informationen der Verbundnetzbetreiber sowie nationaler EVU und Netzbetreiber abgeleitet. Die Daten der UCTE sind den Online-Statistiken unter www.ucte.org entnommen. Sie umfassen die Jahre 1994 - 2002. Die Daten zur NORDEL-Region basieren auf [NORDEL 1999], [NORDEL 2000], [NORDEL 2001] und [NORDEL 2002]. Um jahresspezifische Lastcharakteristika zu eliminieren, sind die Lastkurven als Mittelwerte aus den Daten mehrerer Jahrgänge berechnet.

²¹⁴ Für Übertragungsverluste werden in Energiesystemmodellen oft Werte zwischen 9% und 10%/1.000 km verwendet (vgl. hierzu [Hoster 1996, S. 33], [Perner 2002 S. 270], [Enzensberger 2003, S. 92]).

Tabelle 5.8: Entwicklung der Stromnachfrage in den Modellregionen (Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von [Prognos 2000], [UNIPEDE 2001], [IEA 2002b], [EIA/DOE 2002], EIA Country Analysis Briefs (<http://www.eia.doe.gov/cabs>) sowie Fossil Energy International Country Reports (<http://www.fe.doe.gov/international>))

Modell-region	Stromnachfrage [TWh _{el}]			
	2005	2010	2015	2020
A	54,7	59,4	63,0	66,9
B	88,0	97,6	103,6	110,0
BAL	22,8	27,8	32,5	37,1
CH	55,5	60,1	63,6	67,1
CZ	59,7	64,1	67,1	70,2
D	513,0	524,0	531,4	539,1
DK	33,9	35,5	37,0	38,5
E	229,7	263,8	297,6	331,4
FIN	83,6	89,3	93,7	98,1
FR	444,0	478,0	530,3	588,4
GB	372,5	408,2	438,1	468,0
GR	52,2	60,4	67,6	74,8

Modell-region	Stromnachfrage [TWh _{el}]			
	2005	2010	2015	2020
H	35,2	37,0	39,1	41,2
I	320,9	372,0	423,2	474,3
IRE	24,9	29,6	33,1	36,6
LUX	5,7	5,9	6,3	6,6
N	110,7	117,8	123,7	129,6
NI	8,2	9,0	9,7	10,3
NL	116,3	131,9	148,2	164,4
P	45,3	48,4	53,1	57,8
PL	129,8	142,4	153,6	164,7
S	139,0	144,2	144,4	144,6
SK	24,9	26,8	31,1	35,2
SLO	11,4	12,7	14,2	15,6

5.5.4 CO₂-Emissionen und der Zertifikatmarkt

In Tabelle 5.9 sind die im Modell zugeteilten CO₂-Zertifikate für die Kraftwerkssektoren der Kernregionen dargestellt. Die Zuteilung für die Handelsperiode 2005 bis 2007 orientiert sich an der Zertifikatsausstattung, festgelegt in den landespezifischen Nationalen Allokationsplänen (NAPs)²¹⁵. Hieraus berechnet sich für die EU-Länder eine durchschnittliche CO₂-Reduktion von ca. 2% im Vergleich zur Basisperiode 2000 bis 2002.

Bei der Zuteilung der Folgeperioden ist ein Minderungspfad für die Kraftwerkssektoren unterstellt, der von einer durchschnittlichen Minderungsrate von 5%/Handelsperiode für die EU15-Länder und Slowenien ausgeht. Für die neuen EU-Länder, mit Ausnahme Sloweniens, wurde dagegen von einer Beibehaltung der Zuteilung, gemäß der ersten Handelsperiode, ausgegangen. Grund hierfür ist, dass alle übrigen neuen EU-Länder die Kyoto-Minderungsziele derzeit stark übererfüllen (vgl. Kapitel 3.2). Infolgedessen wurde unterstellt, dass die jeweiligen Länder ihre

²¹⁵ Die Nationalen Allokationspläne (NAPs) können auf folgender Internetseite der Europäischen Union abgerufen werden: http://ec.europa.eu/environment/climat/first_phase_ep.htm. Bei der Zuteilung mussten jedoch pauschalisierte Annahmen getroffen werden, da die Zuteilungsregeln landesspezifisch divergieren und teilweise ex-post Anpassungen der Zertifikate definiert sind. Des Weiteren bestehen teilweise Unklarheiten in der Abgrenzung des Kraftwerkssektors von den übrigen erfassten Sektoren.

Kraftwerkssektoren nicht zusätzlich mit CO₂-Minderungsverpflichtungen belasten werden.

Tabelle 5.9: Zugeteilte Menge an CO₂-Zertifikaten in [Mio. t CO₂/a] (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf den landesspezifischen Nationalen Allokationsplänen sowie [UNFCCC 2005] und [Anger 2005])

Modell-region	Modell-emissio-nen 2002	Zugeteilte Emissionsrechte		Modell-region	Modell-emissio-nen 2002	Zugeteilte Emissionsrechte	
		2005 – 2007	2008 - 2012			2005 - 2007	2008 - 2012
A	14,6	12,7	12,1	H	21,4	21,4	21,4
B	28,3	28,6	27,2	I	165,5	149,0	141,5
BAL	17,5	17,5	17,5	IRE	13,2	13,2	12,5
CZ	63,6	63,6	63,6	LUX	0,7	0,7	0,6
D	312,5	303,1	288,0	NL	52,9	51,3	48,7
DK	24,5	22,3	21,2	P	23,2	22,5	21,4
E	101,2	93,1	88,4	PL	151,1	163,2	163,2
F	56,2	56,2	53,4	S	10,3	11,1	10,5
FIN	23,1	22,4	21,3	SK	7,7	7,9	7,9
GB	181,2	181,2	172,1	SLO	7,4	7,2	6,8
GR	52,6	52,6	50,0	Gesamt	1328,0	1300,0	1248,7

Das pauschalisierte Vorgehen wurde deshalb gewählt, da zum einen die Nationalen Allokationspläne für die zweite Handelsperiode (2008 - 2012) zum Zeitpunkt der Arbeit noch nicht vollständig vorlagen sowie zum anderen für die Post-Kyoto Perioden noch keine weiteren Minderungsziele bekannt sind. Eine proportionale Übertragung der nationalen Minderungsverpflichtungen nach dem Burden-Sharing-Agreement für die Periode 2008 - 2012 könnte hingegen ein verzerrtes Bild geben, da hierdurch für manche Stromsektoren eine höhere Ausstattung in der zweiten im Vergleich zur ersten Handelsperiode resultieren würde²¹⁶. Auf Grund der Vielzahl an Minderungsoptionen im Kraftwerkssektor ist jedoch besonders in diesem von verschärften Minderungszielen im Vergleich zu den übrigen Industriesektoren auszugehen (vgl. hierzu auch Kapitel 3.4).

Als weitere Parameter zur Beschreibung des CO₂-Zertifikatmarktes sind für die erste Handelsperiode eine Pönale in Höhe von 40 €/t CO₂ und für die folgenden Handelsperioden in Höhe von 100 €/t festgelegt (vgl. hierzu auch Kapitel 4.4.5).

²¹⁶ Bei einer Zuteilung nach dem Burden-Sharing-Agreement würde der britische Stromsektor ca. 196 Mio. Emissionsgutschriften pro Jahr zugeteilt bekommen, was ca. 15 Mio. über der Allokation der ersten Handelsperiode liegt. Großbritannien, Schweden und Finnland erfüllten im Jahr 2002 die auf Basis des Burden-Sharing-Agreements resultierenden Minderungsziele (vgl. hierzu Kapitel 3.2).

5.6 Kalkulationszinssatz

Hinsichtlich der Auswahl und der zeitlichen Entwicklung der in Energiesystemanalysen verwendeten Zinssätze existieren in der Literatur unterschiedliche Sicht- und Vorgehensweisen [Enzensberger 2003]. Der traditionelle Ansatz in Studien der Politikberatung und -bewertung basiert üblicherweise auf Zinssätzen in der Größenordnung zwischen 3%/a und 5%/a²¹⁷. Dieser Wertebereich spiegelt den durchschnittlichen risikolosen, realen Kapitalmarktzinssatz wider. Energiemodelle, die vor allem der Ableitung sektorspezifischer Investitionsstrategien dienen, sowie Marktmodelle mit einer detaillierten Nachbildung des Akteurverhaltens verwenden hingegen meist Kalkulationszinssätze zwischen 8%/a und 12%/a²¹⁸. Hierbei wird neben der risikolosen Verzinsung ein adäquater Risikoaufschlag für die vorhandenen Marktunsicherheiten berücksichtigt (vgl. bspw. [Starrmann 2000, S. 94]). Dies unterstellt somit eine stärkere Orientierung am realen Entscheidungsverhalten der Markakteure und den in liberalisierten Märkten vorherrschenden höheren Markt-risiken.

Das PERSEUS-EEM Modell wurde als strategisches Instrument der Entscheidungsunterstützung bei der Ausarbeitung von systemoptimalen Investitions- und Produktionsstrategien auf dem europäischen Strom- und Erdgasmarkt entwickelt. Der Kalkulationszinssatz dient somit im Wesentlichen dazu, den Faktor Zeit in die intertemporäre Entscheidungsfindung einzubeziehen. Für den Betrachtungszeitraum wurde ein konstanter Kalkulationszinssatz in Höhe von 10%/a im Modell hinterlegt. Dieser soll dem durchschnittlichen risikoadjustierten Zinssatz der betrachteten Industriesektoren entsprechen.

5.7 Kritische Reflexion des Modellansatzes

Im folgenden Abschnitt werden die im PERSEUS-EEM Modell getroffenen Annahmen hinsichtlich des Marktverhaltens, die bei dem eingeschlagenen methodischen Ansatz zugrunde gelegt sind, kritisch diskutiert.

5.7.1 Marktverständnis und Investitionsentscheidungen im Modell

Die im PERSEUS-EEM Modell verwendete systemumfassende Zielfunktion der Minimierung aller entscheidungsrelevanten diskontierten Ausgaben stellt gegenüber der von unterschiedlichen Unternehmensstrategien geprägten, realen Marktsituation eine Vereinfachung dar. Der einheitliche Kalkulationszinssatz unterstellt hierbei, dass die

²¹⁷ Im Rahmen verschiedener Modellexperimente des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen werden bspw. reale Diskontierungszinssätze in Höhe von ca. 4%/a verwendet (vgl. bspw. [FEES 2002]).

²¹⁸ Hoster [Hoster 1996, S. 53f.] unterstellt einen Zinssatz von bspw. 8%/a, Starrmann [Starrmann 2000 S. 94f.] von 10%/a und Groböl [Groböl 1999, S. 220ff.] von 12%/a. Zur Notwendigkeit einer Berücksichtigung höherer Zinssätze in liberalisierten Märkten vgl. auch [Bunn et al. 1997, S. 307f.].

Investitionsprojekte in der europäischen Erdgas- sowie Stromwirtschaft (wie bspw. Kraftwerks- und Pipelineinvestitionen) vergleichbare Risiken bergen²¹⁹.

Zudem wird durch diese Zielfunktion für alle Marktteilnehmer ein ausgabenbasiertes Bietverhalten in anonymen und diskriminierungsfrei organisierten Märkten unterstellt, so dass ein strategisches Verhalten einzelner Marktteilnehmer ausgeschlossen ist.²²⁰ Unter Berücksichtigung des zunehmenden Wettbewerbs (vgl. Kapitel 3.1) auf dem Strom-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatmarkt innerhalb der EU sowie der Standardisierung der auf organisierten Marktplätzen gehandelten Produkte kann eine solche Annahme, insbesondere für langfristige Betrachtungen, unter Vorbehalt angenommen werden. Kritisch sei hierbei jedoch angemerkt, dass Investitionsentscheidungen von EVU und GVU durch bspw. unternehmenspolitische Risiko-streuungsstrategien, Grundsatzentscheidungen (Kernenergieausstieg, Subventionen), technische Restriktionen sowie die finanzielle Situation beeinflusst werden. Zudem ist hinsichtlich des Erdgasmarktes zu beachten, dass die derzeitige Struktur der Erdgasanbieter ein Oligopol darstellt. Im PERSEUS-EEM Modell wird dennoch von einem Wettbewerb zwischen den einzelnen Angebotsregionen ausgegangen, da dies mit wesentlichen Tendenzen konform ist, die in Kapitel 2.3.4 beschrieben sind. Sollten dennoch die oligopolistischen Strukturen aufrecht erhalten bleiben, gibt die modellendogene Entwicklung Hinweise auf etwaiges strategisches Verhalten der Akteure²²¹.

Zur adäquaten Berücksichtigung wesentlicher, nicht rein ausgabenbedingter Einflussfaktoren sind diese im Modell durch Restriktionen sowie durch geeignete Modellparameter berücksichtigt. Hierdurch findet eine Einschränkung des Lösungsraums statt. Zum Beispiel ist der Kernenergieausstieg in Deutschland durch eine Begrenzung der noch verbleibenden Vollaststunden der bestehenden Atomkraftwerke berücksichtigt. Des Weiteren ist im Modell die maximale Förderung der Angebotsstätten von Erdgas beschränkt, wodurch der landesspezifischen Situation der einzelnen Angebotsländer Rechnung getragen wird (vgl. Kapitel 2.2).

Die Abbildung der Märkte im PERSEUS-EEM Modell beruht auf der Annahme der vollständigen Information aller Marktteilnehmer sowie einer perfekten Voraussicht

²¹⁹ In der Realität muss bei der Wahl des projektspezifischen Kalkulationszinses u.a. die Finanzierungsseite (Eigenkapitalverzinsung, Fremdkapitalverzinsung) berücksichtigt werden, was im Modellsatz nicht berücksichtigt wird. Zudem birgt bspw. der Bau von Atomkraftwerken auf Grund ihrer langen Amortisationszeiten ein höheres Investitionsrisiko als der Bau von Gasturbinen- oder Windkraftwerken.

²²⁰ Im Gegensatz zu dem hier gewählten optimierenden Modell können Simulationsmodelle basierend auf bspw. System Dynamics- oder Multi-Agenten-Ansätzen strategisches Verhalten der Akteure berücksichtigen (vgl. bspw. [Grobbel 1999]). Auf Grund der für diese Modelle notwendigen Entscheidungsregeln der Marktteilnehmer kann das komplexe Wechselspiel der Marktakteure speziell bei langfristigen Analysen zu unplausiblen Systementwicklungen führen (vgl. hierzu auch [Fichtner 2004, S. 76]). Dies begründet, dass die bisherigen systemdynamischen Simulationsansätze meist zur Analyse kurz und mittelfristiger und nicht langfristiger Fragestellung angewendet wurden.

²²¹ Vgl. hierzu auch [Perner 2002, S. 61].

(Perfect-Foresight) auf die für die Zukunft unterstellten Rahmenbedingungen (wie bspw. Nachfrageentwicklung, Preise für verschiedene Rohstoffe etc.). Die in der realen Welt vorhandenen myopischen Kenntnisse der Marktteilnehmer über die Zukunft, unter denen Entscheidungen getroffen werden müssen, können jedoch zu irreversiblen Investitionen führen, welche im hier gewählten Modellansatz nicht auftreten. Die Systemausgaben sind damit in der realen Welt höher als bei Perfect-Foresight Modellansätzen, da im Idealfall die optimale Anpassung des Systems zeitverzögert stattfindet. Als wesentlicher Kritikpunkt an myopischen Modellansätzen muss gesehen werden, dass der simulierte Entscheidungsträger eine weniger genaue Kenntnis der Zukunft hat als der Modellentwickler²²².

Eine weitere Problematik bei der Modellierung mittels der linearen Programmierung ist der sogenannte Bang-Bang Effekt, der dazu führt, dass bei einer marginalen Variation von Eingangsparametern eine extreme Veränderung der Modellergebnisse auftreten kann. Ursache hierfür ist, dass bei substituierbaren Alternativen stets die Option, die einen noch so geringen Vorteil in Bezug auf den Beitrag zum Zielfunktionswert aufweist, bis zu eventuell vorhandenen Restriktionen voll ausgeschöpft wird. Mittels einer detaillierten, regional differenzierten Modellierung wurde dieser Problematik begegnet, so dass konkurrierende Alternativen sich hinsichtlich ihrer absoluten Höhe und der Gewichtung zwischen fixen und variablen Ausgaben deutlich unterscheiden. Im Kraftwerkssektor stehen zum Beispiel auf Grund der unterschiedlichen Laständerungsausgaben nur eine reduzierte Zahl relevanter Anlagen pro Lastbereich miteinander in Konkurrenz.

5.7.2 Interpretation der Preisinformationen im PERSEUS-EEM Modell

Preiselastizität der Nachfrage

Die Erdgasnachfrage der Kernregionen resultiert im Modell wie zuvor diskutiert (vgl. Kapitel 4) zum einen aus der endogenen Erdgasnachfrage aus dem Stromsektor sowie der exogenen Nachfrage der restlichen Sektoren (Tertiär-, Industrie-²²³ und Haushaltssektoren). Für die über ihre aggregierte Nachfrage abgebildeten restlichen Sektoren (hauptsächlich Industrie und Haushalte) ist im Modell ein preisunelastisches Verhalten unterstellt²²⁴. Dies hat zur Konsequenz, dass trotz eines möglichen starken Preisanstieges für Erdgas diese (exogene) unelastische Nachfrage befriedigt werden muss. Der Kraftwerkssektor hingegen verhält sich sensitiv bezüglich der Bezugsausgaben für Erdgas. Bei der Optimierung wird hierbei der

²²² Vgl. hierzu auch [Enzensberger 2003].

²²³ Die Erdgasnachfrage aus den Industriesektoren ist in vielen Ländern neben der Nachfrage aus dem Haushaltsbereich dominierend. Speziell sind hier die Industriesektoren: Chemie, Eisen und Stahl sowie der Raffineriesektor zu nennen. Eine sektorale Aufteilung der Erdgasnachfrage in den OECD-Ländern ist bspw. in [IEA 2004a] zu finden. In [Euro Gas 2003] ist eine sektorale Aufteilung der Nachfrage dargestellt, wobei jedoch innerhalb des Industriesektors nicht weiter differenziert wird.(vgl. auch [Lecarpentier 2004, S. 59]).

²²⁴ Bezuglich der weltweiten Erdgasnachfrage haben Untersuchungen der IEA an Hand verschiedener Szenarios eine geringe Preiselastizität gezeigt [Kägi et al. 2003, S. 90].

Beitrag (zum Zielfunktionswert), den die Stromerzeugung unter Nutzung von Gas-kraftwerken im Vergleich zu allen anderen Alternativen hat, miteinander verglichen. Hierbei werden simultan Aspekte, wie Bezugsausgaben und Verfügbarkeit von Erdgas, Auswirkungen hinsichtlich der CO₂-Emissionen, alternative Erzeugungstechnologien usw. miteinander verglichen. Durch die prozessorientierte Abbildung der Stromerzeugungsanlagen konkurrieren verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Investitionen, variablen/fixen Ausgaben und Wirkungsgraden miteinander. Aus ökonomischer Sicht ist somit eine Preiselastizität der Erdgasnachfrage aus dem Stromsektor gegeben, da diese Nachfrage auf Preissignale elastisch reagiert.

Die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme ist als preisunelastisch im Modell vorgegeben. Argumente zur Rechtfertigung dieser Annahme sind die geringe Speicherbarkeit sowie Substituierbarkeit dieses Energieträgers. Viele empirische Arbeiten stimmen darin überein, dass kurz- bis mittelfristig für Elektrizität eine geringe Preiselastizität gegeben ist (vgl. bspw. [Rentz et al. 1999] und [Laege 2002, S. 126ff.])²²⁵.

Preisinformationen basierend auf den Systemgrenzausgaben

Im PERSEUS-EEM Modell sind sowohl für den Strom- und Erdgasmarkt als auch für den CO₂-Zertifikatmarkt ein vollkommener Wettbewerb unterstellt. Die Marktpreise orientieren sich auf diesen Märkten an den Grenzausgaben des letzten Anbieters, welcher gerade noch berücksichtigt wird. Zur Berechnung dieser Preisinformationen werden die Schattenpreise der Strom- bzw- Gasbilanzgleichungen der jeweiligen regionalen Netzknoten verwendet²²⁶. Diese stellen für die jeweilige Region die Systemgrenzausgaben dar, die zur Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie bzw. Erdgas in dem betrachteten Zeitintervall der hinterlegten Lastkurve anfallen. Analog werden die Zertifikatsgrenzausgaben aus den Schattenpreisen der entsprechenden Handelsgleichung abgeleitet²²⁷. Da die Zielsetzung der Modellentwicklung nicht die Prognose kurzfristiger Preisvariationen ist, sondern die Analyse langfristiger fundamental basierter Preisentwicklungen, werden in dieser Arbeit jahresdurchschnittliche Grenzausgaben betrachtet.

Interpretation der abgeleiteten Strom- und CO₂-Zertifikatspreise

Die durch den Schattenpreis ausgedrückte Veränderung des Zielfunktionswertes infolge einer marginalen Nachfrageerhöhung des betrachteten Zeitintervalls kann auf Grund des intertemporalen Modellansatzes Ausgabenbestandteile mehrere Perioden umfassen (variable und fixe Ausgaben sowie Ausgaben für etwaige Investitionen).

²²⁵ Wietschel zeigt auf, wie eine preisabhängige Stromnachfrage in optimierenden Energiesystemmodellen umgesetzt werden kann (vgl. [Wietschel 1995] und [Wietschel et al. 1997]).

²²⁶ Zur Ableitung der Schattenpreise für Erdgas wurde die Knotengleichung (4.31) der Erdgasspeicher genutzt. Zur Berechnung der Preisinformationen für Strom wurde die Gleichung (4.6) für einen zentralen Knoten im jeweiligen nationalen Stromnetz verwendet.

²²⁷ Bei der Festlegung von Handelsbeschränkungen (z.B. Concrete Ceilings oder Absatzbeschränkungen) kann es zu einer Abtrennung regionaler Teilmärkte innerhalb des europäischen Zertifikathandels kommen. In diesen Fällen ergeben sich die regionalen Zertifikatspreise aus den Schattenpreisen der regionalen CO₂-Bilanzgleichungen (vgl. [Enzensberger 2003, S. 82]).

Die im PERSEUS-EEM Modell als volumengewichtete Durchschnitte der zugehörigen zeitlich feiner (Zeitscheiben bzw. Jahreszeiten) aufgeteilten Werte berechneten jährlichen Grenzausgaben können somit sowohl lang- als auch kurzfristige Grenzausgaben widerspiegeln²²⁸. Analysen sowie der Vergleiche von mittels PERSEUS-Modellen berechneten Systemgrenzausgaben für Strom auf täglicher (bzw. stündlicher) Basis mit Börsenpreisen finden sich bspw. in [Möst 2006] und [Wietschel 2000, S. 212]. Diese Untersuchungen zeigen, dass die an den Börsen auftretenden Preissprünge (Spikes) zwar nicht generell fundamental erklärt werden können, jedoch insgesamt beim Vergleich der realen mit der modellendogenen Preisdauerlinie eine gute Übereinstimmung erzielt wird.

Da die Erzeugung von Elektrizität in fossilen Kraftwerken mit der Emission von CO₂ verbunden ist, ist diese an den Verbrauch von Emissionsrechten gekoppelt. Der Wert für die Nutzung dieser CO₂-Zertifikate entspricht den Opportunitätskosten, diese Rechte auf dem Markt zu verkaufen und nicht zur Erzeugung von Strom zu verwenden. Die CO₂-Zertifikate haben somit unabhängig von dem Zuteilungsmechanismus (z.B. Grandfathering, Auktion) einen Wert, wenn die Anzahl der verfügbaren Zertifikate eine greifende Restriktion²²⁹ (im System) bzw. eine CO₂-Minderungsverpflichtung darstellt. Ist also keine Überausstattung an Emissionsrechten vorhanden, ist folglich die Stromproduktion nunmehr mit zusätzlichen Opportunitätskosten verbunden. In perfekten Wettbewerbsmärkten, die im PERSEUS-EEM Modell unterstellt sind, entsprechen die abgeleiteten Preise den Grenzausgaben im System. Die abgeleiteten CO₂-Zertifikatspreise stellen somit die Vermeidungsausgaben der letzten Minderungsoption dar, die im Modell bei einer marginalen Verschärfung der Minderungsziele noch berücksichtigt werden würde.

Interpretation der abgeleiteten Gaspreise

Ein Vergleich des PERSEUS-EEM Modells mit dem Ansatz von Hotelling (vgl. Kapitel 4.1.2) zeigt, dass die Erdgaspreise im hier gewählten Modellansatz ebenfalls aus einer Art impliziter Nutzenfunktion abgeleitet werden. Da das Zielkriterium in der Minimierung der Gesamtausgaben im System besteht, wird der Nutzen (Beitrag zu den Gesamtausgaben der Zielfunktion) der Erdgasverstromung mit dem der Nutzung von alternativen Technologien/Brennstoffen verglichen. Im intertemporären PERSEUS-EEM Modell wird Erdgas als Bestandsressource abgebildet, sodass die Erschöpfbarkeit der Erdgasvorkommen explizit berücksichtigt ist. Die Förderung einer Einheit von Erdgas in späteren Perioden wird somit mit dem Beitrag zur Zielfunktion der vorzeitigen Nutzung verglichen, woraus der optimale Extraktionspfad resultiert.

²²⁸ Langfristige Grenzausgaben berücksichtigen im Gegensatz zu kurzfristigen Grenzausgaben neben den variablen Ausgaben ebenfalls fixe Ausgaben und Investitionen.

²²⁹ Im Falle einer allgemeinen Überausstattung an CO₂-Zertifikaten würde keine Minderungsverpflichtungen resultieren und demzufolge ein Preis von Null zu beobachten sein. Innerhalb der Logik des Modells würden die Zertifikatsgleichungen dann keine greifenden Restriktionen im Lösungsraum darstellen.

Die Erdgaspreise, basierend auf den Grenzausgaben (vgl. Kapitel 5.7), ergeben sich ähnlich wie bei Hotelling zum einen aus der Knappheitsrente (Opportunitätskosten), die sich aus der relativen sowie absoluten Beschränktheit von Erdgasvorkommen ergibt, sowie zum anderen aus den Produktions- bzw. Bereitstellungsausgaben. Die relative Knappheit bezieht sich hierbei auf kostengünstige Erdgaspotenziale bzw. exogen definierten Fördermaxima, wohingegen die absolute Knappheit durch das noch verbleibende Gesamtpotenzial an Erdgas (Beschränkung des Volumens bzw. der Energie) der Förderregionen innerhalb des betrachteten Modellhorizontes gegeben ist (vgl. hierzu Kapitel 4.4.6).

Hinsichtlich des Erdgasmarktes liefert das Modell auf Grund des gewählten Vorgehens Preisinformationen, die nicht allein durch variable Ausgabengrößen erklärt werden, sondern auf durchschnittlichen Gesamtausgaben entlang der Gaskette beruhen (vgl. hierzu die Kapitel 5.3). Die abgeleiteten Schattenpreise stellen somit langfristige Grenzausgaben dar. Diese Vorgehensweise entspricht weitgehend dem von OME verfolgten Long Run Marginal Cost (LRMC)-Ansatz (vgl. hierzu [OME 2004] und [Seeliger 2006, S. 34]).

Im Rahmen eines liberalisierten europäischen Gasmarktes lassen sich die modellendogenen Schattenpreise als Indikationen für Gaspreise interpretieren. Wird im Gegensatz hierzu von einer Beibehaltung des Take-or-Pay-Regimes im europäischen Gasmarkt ausgegangen, so geben die abgeleiteten Grenzausgaben Informationen hinsichtlich einer Preisuntergrenze. Hintergrund hierfür ist, dass unabhängig von den in Take-or-Pay-Verträgen festgelegten Preisbildungsformeln kein Anbieter bereit sein wird, nicht mindestens die gesamten Ausgaben (zuzüglich einer Marge) langfristig durch Einnahmen zu kompensieren (vgl. hierzu auch [Schulz 1996, S. 240]).

5.7.3 Systemgrenzen und Vereinfachungsproblem des Ansatzes

Auf Grund der Linearität des gewählten Modellansatzes wurden an verschiedenen Stellen vereinfachte Annahmen zur Approximation nichtlinearer Zusammenhänge getroffen. Hinsichtlich des CO₂-Zertifikathandels sind bspw. Rechte pro Periode auf die regionalen Stromsektoren im Modell pauschal zugeteilt, ohne hierbei die Rückkopplung mit der Entwicklung des Kraftwerkparkes bzw. der tatsächlichen Stromerzeugung zu berücksichtigen. In der Realität hingegen gibt es landespezifische Zuteilungsregeln, welche teilweise auf einer ex-post Korrektur in Abhängigkeit der tatsächlich produzierten Strommenge beruhen. Die vereinfachenden Annahmen wurden getroffen, da die derzeitigen Zuteilungsregeln der verschiedenen Länder sich teilweise stark unterscheiden und zum Zeitpunkt der Arbeit noch nicht für alle EU-Länder, insbesondere für die Handelsperiode 2008 bis 2012, festgelegt waren. Zudem kann die Berücksichtigung von ex-post Anpassungen bei der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten zu einem gemischt-ganzzahligen oder nichtlinearen Optimierungsproblem führen, welches auf Grund der Rechenzeit nicht mehr handhabbar gewesen wäre.

Die im Modell unterstellte Vereinfachung der von der realen Unternehmensstruktur unabhängigen Aggregation der Kraftwerksklassen in einen landesspezifischen Kraftwerkssektor ist kritisch zu hinterfragen. Die hierdurch eingeschlagene Vereinfachung unterstellt einen sektorspezifischen CO₂-Zertifikathandel. Der reale europäische Emissionshandel erlaubt hingegen Handelsgeschäfte zwischen Unternehmen. Ähnliche Kritikpunkte hinsichtlich des hier eingeschlagenen Weges der sektoralen Aggregation lassen sich für die Abbildung des Erdgas- sowie des Strommarktes finden. Obwohl diese Vereinfachung und Aggregation zu einem Verlust an Informationen führt, werden die wichtigsten Determinanten der Märkte im Modell berücksichtigt. Die erzielten Ergebnisse können sowohl bei der Ableitung relevanter Szenarios als auch bei der Festsetzung der exogen vorzugebenden Parameter für Modellansätze mit einer feineren Aggregation genutzt werden.

Ferner handelt es sich beim PERSEUS-EEM Modell um ein Partialmodell, so dass Rückkopplungen aus dem Systemgeschehen auf exogen vorgegebene Parameter, wie die zu deckende Elektrizitätsnachfrage sowie die Wechselwirkungen mit weiteren Sektoren, nicht berücksichtigt werden. Eine wesentliche Konsequenz für den CO₂-Zertifikatmarkt, im Gegensatz zum Strom- und Erdgasmarkt ist, dass hierdurch lediglich eine Teilmenge der Marktteilnehmer berücksichtigt wird (vgl. Kapitel 3.2). Die Modellierung weiterer relevanter Industriezweige zeigte jedoch, dass auf Grund der geringen Minderungspotenziale dieser Sektoren der zusätzliche Aufwand (Speicher, Rechenkapazität) zur Lösung des Problems nicht durch den Mehrwert an Information gerechtfertigt wird.

Auf Grund der generellen Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung werden in dieser Arbeit Szenarios, basierend auf unterschiedlichen Rahmenannahmen, zur Analyse der abgebildeten Märkte genutzt.

6 Analyse des europäischen Erdgas- und Strommarktes im Kontext von CO₂-Minderungsstrategien

Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt in der Analyse des europäischen Erdgas- und Elektrizitätsmarktes sowie des Einflusses von CO₂-Minderungsverpflichtungen auf diese Märkte. Als analytisches Instrument wird hierzu das in dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-EEM Modell (vgl. Kapitel 4) genutzt. Die wesentlichen Rahmenannahmen des Referenzszenarios (*EuETS*) sowie ein Überblick über die Untersuchungsziele werden in Kapitel 6.1 dargestellt. In den darauffolgenden Kapiteln 6.2 bis 6.5 werden die Ergebnisse der Szenariorechnungen diskutiert.

6.1 Szenariodefinitionen

6.1.1 Annahmen des Referenzszenarios

Das Referenzszenario (*EuETS*) basiert auf den in Kapitel 5 dargestellten Parameterspezifikationen. Die wesentlichen unterstellten Rahmenbedingungen, bezüglich der zukünftigen Entwicklung auf dem europäischen Erdgas-, Strom-, und CO₂-Zertifikatemarkt, sind folgende:

- Die Bereitstellung von Erdgas innerhalb des Betrachtungszeitraums wird durch Angebotskurven, welche die maximal mögliche Fördermenge pro Jahr restringieren, festgelegt (vgl. Kapitel 5.3). Das Erdgasangebot wird über die in Kapitel 5.3 dargestellten transnationalen Übertragungssysteme (via Pipeline bzw. LNG) bereitgestellt, so dass sich die Bezugskosten für die einzelnen Nachfrageregionen modellendogen ergeben (Kapitel 5.3). Der Ausbau der Übertragungssysteme ist ebenfalls Ergebnis der Optimierung.
- Die Übertragung von Elektrizität zwischen den abgebildeten Kernregionen wird durch die gegenwärtigen NTC-Werte unter Berücksichtigung absehbarer Ausbauten der Übertragungsnetze beschränkt (vgl. Kapitel 5.5.2).
- Für weitere, von den Strom- und Wärmeerzeugungssektoren genutzten Energieträger, welche lokal bzw. über den Weltmarkt angeboten werden, sind die in Kapitel 5.4 ausgewiesenen Preise unterstellt.
- Ein etwaiger Zubau neuer Kernkraftwerke ist auf die Länder Großbritannien, Frankreich, Finnland, Polen, Ungarn, Tschechien, Schweiz, Slowakei, Slowenien und Litauen²³⁰ beschränkt. Für die anderen Kernregionen wird auch in Zukunft von einem Zubaumoratorium ausgegangen. Des Weiteren wird in Deutschland die gegenwärtig gültige Ausstiegsregelung berücksichtigt (vgl. hierzu Kapitel 3.3.1).
- Bezuglich des politisch getriebenen Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger sind die Zielvorgaben gemäß der Richtlinie

²³⁰ Im PERSEUS-EEM sind die baltischen Länder aggregiert in einer Modellregion berücksichtigt.

2001/77/EC von den einzelnen EU-Ländern umzusetzen (vgl. hierzu Kapitel 3.3.2).

- Hinsichtlich der zugeteilten Emissionsrechte wird im Referenzszenario *EuETS* von den Annahmen in Kapitel 5.5.4 ausgegangen. Für den Handel mit CO₂-Zertifikaten zwischen den Elektrizitätssektoren der einzelnen Länder sind keine Marktbeschränkungen gegeben. Externe Zertifikate aus JI- und CDM- oder nationalen Projekten sowie Emissionsrechte aus dem internationalen Emissionsrechtehandel nach dem Kyoto-Protokoll werden nicht berücksichtigt. Die Emissionsrechte werden entsprechend dem Grandfathering-Verfahren ausgabeneutral den Sektoren zugeteilt (vgl. Kapitel 3.2).

6.1.2 Überblick über die Szenariorechnungen

Zur quantitativen Untersuchung der Bedeutung des Erdgasmarktes für den Strommarkt im Kontext der CO₂-Minderungsverpflichtungen werden verschiedene Szenarios genutzt. Die Entwicklungen der europäischen Erdgasangebotsregionen sowie der transnationalen Übertragung im Referenzszenario (*EuETS*) werden in Kapitel 6.2 dargelegt. Darauf aufbauend wird in Kapitel 6.3 die Entwicklung auf dem Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt in der EU basierend auf einem Vergleich des Referenzszenarios mit einem Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen (*NoETS*), jedoch mit sonst gleichen Rahmenbedingungen, untersucht. Die Analyse der Wechselwirkungen zwischen den endogen abgeleiteten Grenzausgaben für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate sind Gegenstand des Kapitels 6.4. Die hierfür gewählten Szenarios unterscheiden sich hinsichtlich der Annahmen für die CO₂-Minderungsverpflichtungen sowie der Angebotsmengen von Erdgas. Im Rahmen eines Exkurses werden in Kapitel 6.5 die Auswirkungen von Engpässen der Haupttransitkorridore für russisches Erdgas (durch die Ukraine und Weißrussland) auf das transnationale Erdgas-Übertragungssystem modellgestützt untersucht.

Einen Überblick der mittels des PERSEUS-EEM Modells analysierten Szenarios gibt Tabelle 6.1. Für Szenarios, die von den dargelegten Rahmenannahmen im Szenario *EuETS* abweichen, wird auf die Änderungen in den jeweiligen Kapiteln hingewiesen.

Tabelle 6.1: Überblick über die definierten Szenariovarianten

Märkte und geographische Abdeckung	Untersuchungsziel	Rahmenannahmen der berücksichtigten Szenarios	Kapitel
Europäischer Erdgasmarkt (Upstream/Midstream)	Analyse der Entwicklung in den europäischen Erdgasangebotsregionen sowie der transnationalen Übertragung	Referenz (<i>EuETS</i>): Unterstellte Rahmenbedingungen gemäß Kapitel 6.1	Kapitel 6.2
Erdgas-, Strom- und CO ₂ -Zertifikatmarkt (Fokus EU)	Analyse der Entwicklung auf dem Strom- und CO ₂ -Zertifikatmarkt	Referenz (<i>EuETS</i>): Vgl. Kapitel 6.1 NoETS : Im Gegensatz zum Referenzszenario <i>EuETS</i> sind keine CO ₂ -Minderungsverpflichtungen unterstellt	Kapitel 6.3
	Analyse der Wechselwirkungen der Erdgas-, Strom- und CO ₂ -Zertifikatspreise	Referenz (<i>EuETS</i>): Vgl. Kapitel 6.1 NoETS : Im Gegensatz zum Referenzszenario <i>EuETS</i> sind keine CO ₂ -Minderungsverpflichtungen unterstellt <i>EuETS_Gas+</i> : Abweichend vom Referenzszenario <i>EuETS</i> wird das Erdgasangebot erhöht <i>EuETS-3</i> : Im Gegensatz zum Referenzszenario <i>EuETS</i> werden verschärfte CO ₂ -Minderungsverpflichtungen unterstellt <i>EuETS-3_Gas+</i> : Das Szenario kombiniert die Annahmen der Szenarios <i>EuETS-3</i> und <i>EuETS_Gas+</i>	Kapitel 6.4
Europäischer Erdgasmarkt (Midstream)	Analyse der Auswirkungen von Transitengpässen auf das transnationale Erdgasübertragungssystem	Referenz (<i>SoS_Ref</i>): Ausschließliche Nutzung des Gasmodules bei exogener Gasnachfrage <i>SoS_TransitX%</i> : Übertragungsengpässe in Transitländern	Kapitel 6.5

6.2 Darstellung der Ergebnisse für den europäischen Erdgasmarkt im Referenzszenario

6.2.1 Entwicklungen in den Erdgasangebots- und Transitländern

In Abbildung 6.1 ist die Entwicklung der modellendogenen Nettoerdgasproduktionsmengen²³¹ der verschiedenen Modellregionen für das Szenario *EuETS* dargestellt. Für die mit * gekennzeichneten Förderregionen sind hierbei lediglich die Exportmengen für den europäischen Markt angegeben. Die Erdgasförderungen der nicht einzeln ausgewiesenen europäischen Länder, wie z.B. von Großbritannien und den Niederlanden, sind unter „Europa (Rest)“ in aggregierten Mengen angegeben.

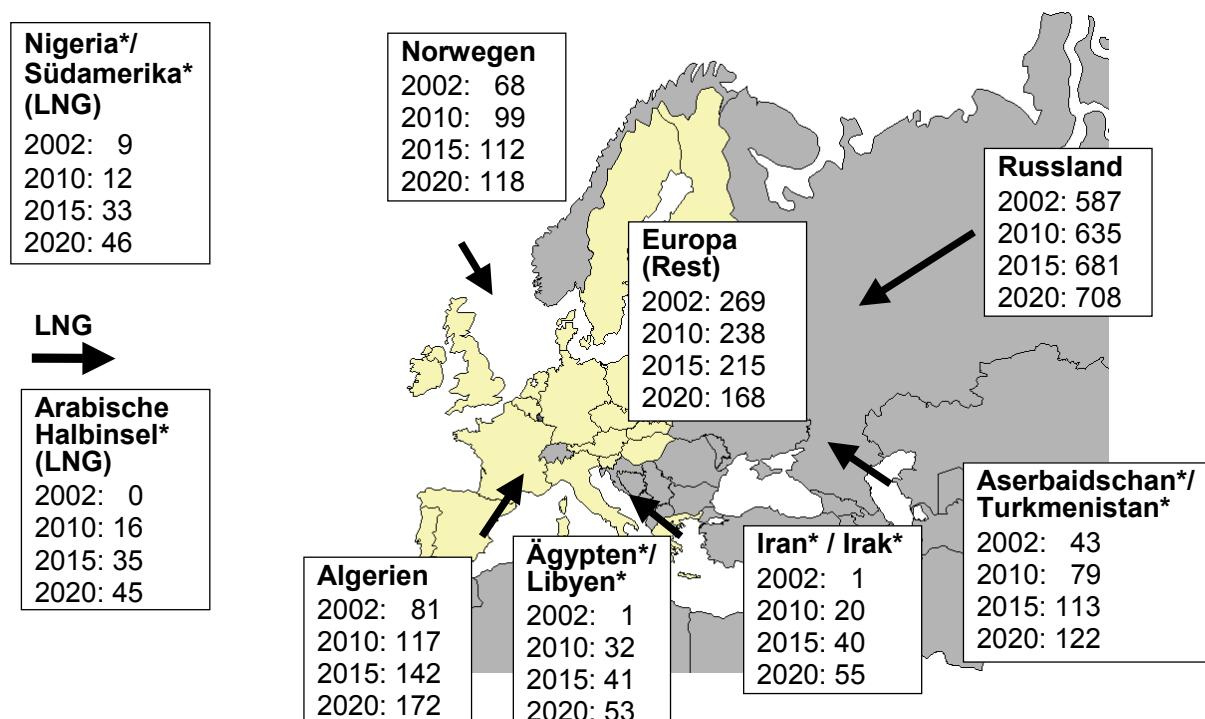


Abbildung 6.1: Erdgasförderung in [Mrd. m³/a] im Szenario *EuETS*

Die Modellergebnisse zeigen, dass Russland, Algerien und Norwegen innerhalb des Betrachtungszeitraums die dominierenden Angebotsländer auf dem europäischen Erdgasmarkt bleiben. Der Rückgang des Erdgasangebotes bei gleichzeitigem Anstieg der Erdgasnachfrage innerhalb der EU hat zur Folge, dass neben der Erschließung neuer Förderstätten Investitionen in die Übertragungssysteme (Pipelinesystem und LNG-Infrastruktur) notwendig werden.

In den anschließenden Abschnitten sind die Modellergebnisse bezüglich der Erdgasförderung sowie der Transport des Gases zum EU-Markt dargestellt. Die Diskussion hinsichtlich der Entwicklungen der Gasmärkte der abgebildeten Länder ist hierbei

²³¹ Hierbei sind keine Produktionsverluste sowie Erdgasmengen, die in die Förderstätte wiedereingepresst wurden, berücksichtigt.

nach geographischen Regionen gegliedert, wobei beginnend mit Algerien entgegen gesetzt zum Uhrzeigersinn vorgegangen wird.

Erdgasangebot der Länder Nordafrikas (Algerien, Libyen, Ägypten)

Algerien stellt neben Russland und Norwegen die größten Erdgasangebotsmengen für den europäischen Markt bereit. Insbesondere ist dieses Land auf Grund der bestehenden Offshore-Pipelines für die Versorgung Spaniens und Italiens aber auch deren Anrainerstaaten (speziell Portugal und Frankreich) wichtig. Im Szenario *EuETS* steigen die algerischen Produktionsmengen von 81 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf 172 Mrd. m³/a bis zum Jahr 2020 kontinuierlich an. Hierbei nimmt der Anteil der Förderungen der Hassi-R'Mel Region von derzeit ca. 72% bis zum Jahr 2020 auf unter 50% ab, wobei der Anteil der Förderregionen Hassi-Messaud, In Amenas und In Salah/Ahnet zunimmt. Im Jahr 2020 entsprechen die endogenen Produktionsmengen den durch die Angebotskurven hinterlegten exogenen Fördergrenzen²³².

Während des Betrachtungszeitraums werden im Modell von Algerien nach Südeuropa verstärkt Pipelinekapazitäten zugebaut. So werden bis zum Jahr 2015 die Kapazität der nach Spanien führenden bestehenden Gaz-Magreb-Pipeline (GME) vergrößert sowie der Zubau der Medgaz-Pipeline realisiert. Die Pipelineexporte nach Spanien steigen von ca. 9 Mrd. m³ im Jahr 2005 auf ca. 23 Mrd. m³ im Jahr 2010 und erreichen gegen Ende des Betrachtungszeitraums fast 39 Mrd. m³/a. Von Algerien nach Italien werden in dieser Szenariorechnung sowohl der Neubau der Galsi-Pipeline mit einer Kapazität von 10 Mrd. m³/a bis 2010, als auch die Erweiterung der Transmed-Pipeline um 5 Mrd. m³/a bis zur Modellperiode 2020 realisiert. Die Erdgasexporte über Pipelines nach Italien steigen innerhalb des Modellzeitraumes von ca. 21 Mrd. m³/a in 2005 auf 33 Mrd. m³/a in 2010 an und betragen 45 Mrd. m³/a im Jahr 2020 (vgl. hierzu auch Abbildung 6.5).

Neben dem Ausbau der algerischen Exportpipelines nach Südeuropa werden neue LNG-Exportkapazitäten in Algerien zugebaut. Die Exporte dieses derzeit größten, für Europa relevanten LNG-Anbieters, bleiben mit 26 Mrd. m³/a bis zur Modellperiode beginnend mit dem Jahr 2015 beinahe auf gleichbleibendem Niveau. Erst gegen Ende des Prognosezeitraumes, ab dem Jahr 2020, steigen die Exporte an Flüssigerdgas auf 32 Mrd. m³/a. Der Anteil der LNG-Exporte an den gesamten algerischen Exporten verringert sich von derzeit 79% auf 46% in 2010 und sogar auf unter 40% im Jahr 2020. Grund hierfür ist, dass Spanien und Italien vorwiegend Importländer des algerischen Erdgases bleiben. Infolge der relativ geringen Entfernung werden unter ökonomischen Gesichtspunkten die LNG-Transporte den Pipeline-Transporten weitgehend vorgezogen²³³ (vgl. hierzu Kapitel 2.5.3).

²³² Zur Analyse der Wechselwirkungen der abgeleiteten langfristigen Grenzausgaben für Erdgas, werden in Kapitel 6.4 Szenarios mit einer pauschalen Erhöhung der Angebotskurven genutzt.

²³³ Es findet dennoch keine vollständige Substitution der LNG-Exporte durch Exporte von Erdgas über Pipelines statt, da im Modell eine Mindestauslastung der bestehenden LNG-Terminals verlangt wird.

Von Nordafrika werden neben den Erdgasexporten von Algerien ebenfalls Erdgasmengen über die im Jahr 2005 fertiggestellten Greenstream-Offshore-Pipeline²³⁴ (Kapazität: 8 Mrd. m³/a) von Libyen nach Italien transportiert. Die Exportmengen über diese Pipeline steigen von unter 1 Mrd. m³/a im Jahr 2005 auf ca. 8 Mrd. m³/a im Jahr 2010. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums erreichen die Transportmengen ein Niveau von ca. 15 Mrd. m³/a, so dass ein modellendogener Zubau zusätzlicher Pipelinekapazitäten erforderlich ist.

Die libyschen LNG-Mengen, die von der Verflüssigungsanlage in Marsa El Brega angeboten werden, stagnieren bis 2015 auf einem Niveau von unter 1 Mrd. m³/a und steigen bis Ende des Betrachtungszeitraums auf 8 Mrd. m³/a an. Die im Modell bei der Festlegung der Angebotskurven für Libyen getroffenen Annahmen implizieren hierbei, dass keine politischen Handelsembargos die zukünftigen Erdgasexporte Libyens beschränken²³⁵.

Obwohl Ägypten derzeit keine nennenswerten Gasexporte aufweist, ist das zukünftige Angebotspotenzial auf Grund verschiedener Projekte (vgl. Kapitel 2.3.2) als relativ groß einzuschätzen. Im Szenario *EuETS* werden LNG-Terminals in Idku sowie Damietta zugebaut, so dass bis ins Jahr 2010 ca. 14 Mrd. m³/a und bis 2020 ca. 24 Mrd. m³/a Erdgas in Form von LNG exportiert werden. Zudem wird im Modell bis zum Jahr 2010 die arabische Onshore-Pipeline von Ägypten in die Türkei realisiert, wodurch die Anbindung an das europäische Gasnetz ermöglicht wird. Die Erdgastransportmengen über diese Pipeline betragen innerhalb des Modellzeitraums ca. 2 Mrd. m³/a (vgl. hierzu auch Abbildung 6.3).

Erdgasangebot aus Russland und der Kaspischen Region

Der wichtigste Erdgasanbieter auf dem europäischen Markt bleibt innerhalb des Betrachtungszeitraums Russland. Dieser erhöht seine Erdgasproduktion von ca. 587 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 635 Mrd. m³/a in 2010 und erreicht ein Niveau von 708 Mrd. m³/a in der Modellperiode beginnend mit dem Jahr 2020²³⁶. Abbildung 6.2 zeigt die Fördermengen der einzelnen russischen Regionen. Auffällig ist, dass zwischen den Jahren 2002 und 2015 fast die gesamten Fördermengen aus Westsibirien stammen. Ab dem Jahr 2015 werden hingegen die russischen Offshore-Vorkommen in der Barentssee (Schtokmanovskoye) und bis ins Jahr 2020 die der Jamal-Halbinsel erschlossen und an das bestehende russische Pipelinennetz angebunden. Der Anteil der westsibirischen Förderungsmenge an der gesamten russischen Förderung geht daraufhin von gegenwärtig ca. 92% auf ca. 65% bis zum Jahr 2020 zurück.

²³⁴ Die Route der Greenstream-Pipeline verläuft von der Aufbereitungsanlage in Melitah an der libyschen Küste über Sizilien zum italienischen Festland (vgl. hierzu auch [EIA 2006a]).

²³⁵ Vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.2.

²³⁶ Die endogenen Fördermengen entsprechen in etwa den Schätzungen der [IEA 2002e].

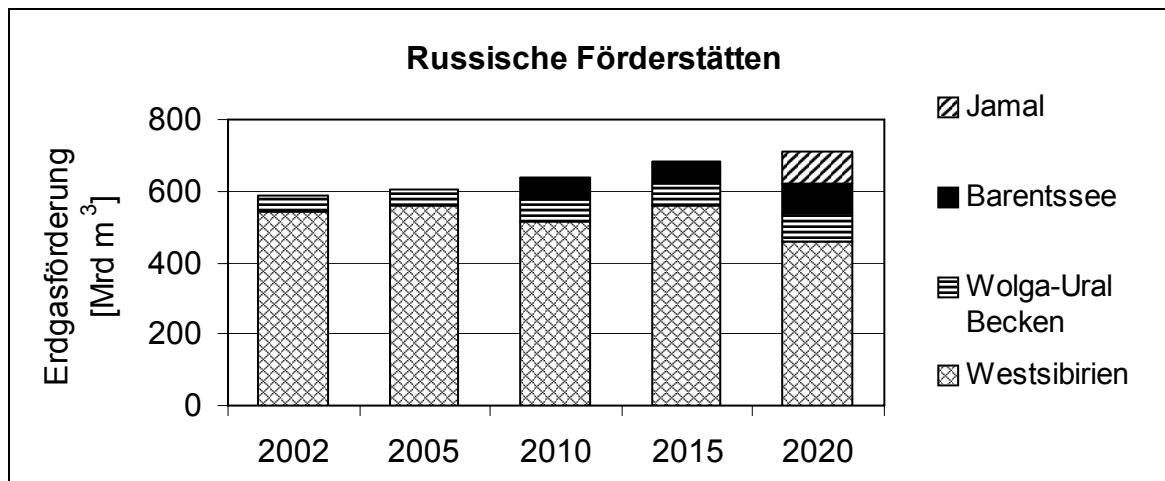


Abbildung 6.2: Erdgasförderung russischer Regionen

In Abbildung 6.3 sind die Erdgastransportmengen von Russland sowie der Kaspiischen Region in westliche Regionen dargestellt. Für den hier abgebildeten Knoten RUS-D ist im Modell die russische Erdgasnachfrage hinterlegt. Diese kann prinzipiell von allen nationalen Angebotsstätten befriedigt werden. Innerhalb des Betrachtungszeitraums werden zwischen ca. 129 und 167 Mrd. m³/a aus Westsibirien, der Wolga-Ural-Region sowie Turkmenistan und Usbekistan in die Ukraine transportiert. Ebenfalls bleiben die Transportflüsse nach Weißrussland mit einer Schwankungsbreite zwischen 45 und 61 Mrd. m³/a relativ stabil. Dies hat zur Folge, dass weder signifikante Kapazitätszubauten für den nördlichen Pipelinekorridor von Weißrussland in die EU (nach Polen), noch für die Pipelineverbindungen von der Ukraine in die EU (insbesondere die Pipeline in die Slowakei und weiter nach Tschechien²³⁷) realisiert werden. Grund hierfür sind die vorhandenen Überkapazitäten, wobei die Auslastung der beiden Korridore im Jahr 2002 unter 60% betrug²³⁸. So wurden im Jahr 2002 lediglich 15 Mrd. m³/a von Weißrussland in die EU transportiert, wohingegen die bestehende Transportkapazität ca. 29 Mrd. m³/a beträgt. In den Folgeperioden sind Transporte in Höhe von 10 und 28 Mrd. m³/a zu beobachten. Die Erdgastransporte über den Korridor von der Ukraine in die Slowakei bleiben auf einem relativ stabilen Niveau zwischen 76 und 85 Mrd. m³/a. Beide Korridore behalten somit im Szenario *EuETS* ihre zentrale Funktion als Transportwege für russisches Erdgas bei, nehmen jedoch nicht an Bedeutung zu.

Für die Ostseepipeline als weiteren Transportweg für russische Erdgasmengen wurde im Szenario *EuETS* eine Mindestauslastung von 15 Mrd. m³/a ab dem Jahr 2010 exogen vorgegeben. Hintergrund ist, dass das Projekt zum Zeitpunkt der Arbeit als

²³⁷ Diese Pipelineverbindung wird auch Progress-Pipeline genannt.

²³⁸ So betragen die bestehenden Kapazitäten über Weißrussland ca. 30 Mrd. m³/a und über die Ukraine ca. 113 Mrd. m³/a in die EU. Unter Berücksichtigung der Blue-Stream-Offshore-Pipeline (Kapazität 16 Mrd. m³/a) vom russischen Dzhugba durch das Schwarze Meer nach Samsun in die Türkei sowie den Pipelines nach Finnland (Kapazität 7 Mrd. m³/a) und zu den Baltischen Staaten (Kapazität 6 Mrd. m³/a) belaufen sich die gesamten russischen Pipelineexportkapazitäten im Jahr 2002 auf beinahe 200 Mrd. m³/a.

beschlossen gilt, jedoch unter ökonomischen Kriterien im Szenario *EuETS* nicht realisiert wird. Die Bedeutung dieses Pipelineprojektes wird im Kontext der Versorgungssicherheit in Kapitel 6.5 analysiert.

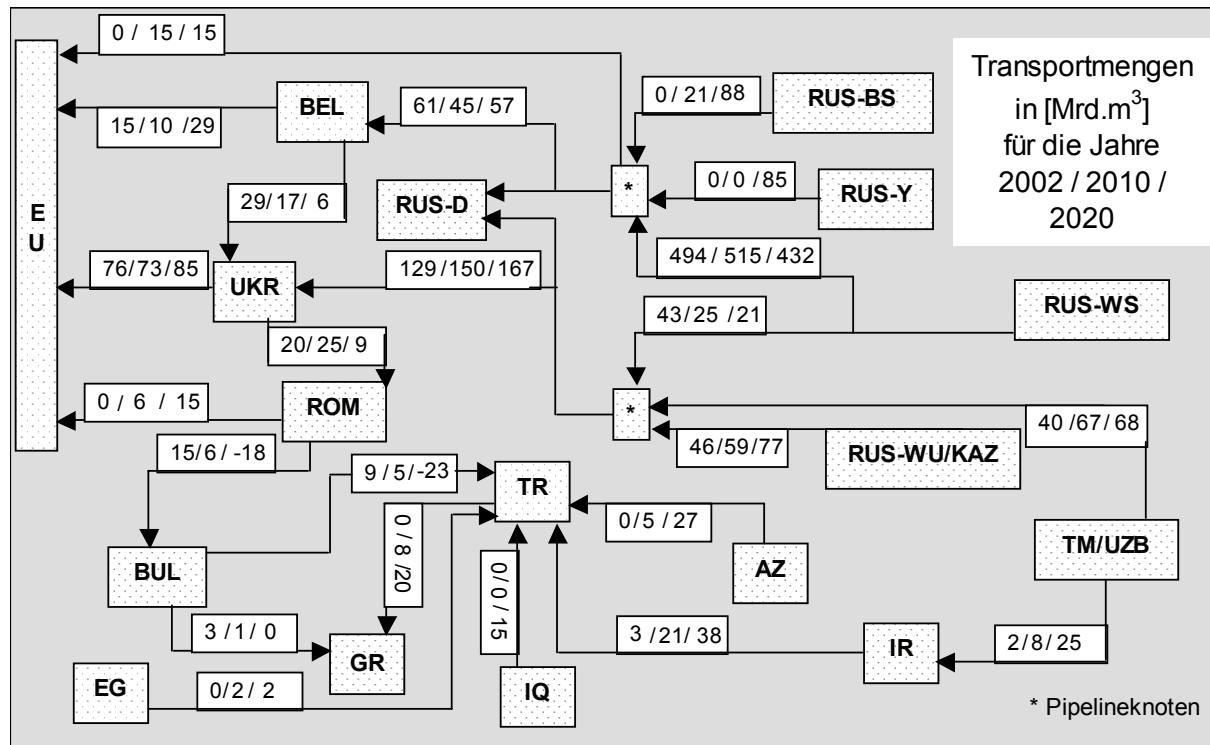


Abbildung 6.3: Erdgastransporte aus Russland und der Kaspischen Region nach Westen

Innerhalb des Betrachtungszeitraums bauen die Länder der Kaspischen Region ihre Bedeutung als Angebotsländer für Erdgas verstärkt aus. Die gesamten Erdgasexporte der Länder Turkmenistan und Usbekistan steigen von ca. 42 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 75 Mrd. m³/a im Jahr 2010 und erreichen ein Niveau von ca. 93 Mrd. m³/a ab der Modellperiode beginnend mit dem Jahr 2020²³⁹. Die Erdgasmengen aus dieser Region werden zum einen in den Iran (über die Kurt-Kui-Pipeline) und zum anderen nach Russland (über die Central-Asia-Center-Pipeline) exportiert. In der Modellrechnung wird hierzu die Central-Asia-Center-Pipeline auf eine Kapazität von ca. 68 Mrd. m³/a bis zum Jahr 2020 ausgebaut²⁴⁰. Zudem werden im Jahr 2020 ca. 38 Mrd. m³/a turkmenische und iranische Erdgasmengen über die Kurt-Kui-Pipeline in die Türkei transportiert. Die Trans-Caspian-Gas-Pipeline (TCGP) von Nord-Ost-Turkmenistan durch das Kaspische Meer nach Aserbaidschan, welche eine weitere derzeit diskutierte Exportroute für turkmenisches und usbekisches Erdgas darstellt, wird hingegen innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht realisiert.

²³⁹ Auf Grund der geographischen Nähe der usbekischen und turkmenischen Erdgaslagerstätten sowie ähnlicher Förderkosten wurden im Modell die Förderstätten zusammengefasst.

²⁴⁰ Die unterstellte Eigennachfrage von Usbekistan steigt von ca. 55 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 63 Mrd. m³/a bis ins Jahr 2020 an. In Turkmenistan ist für den gleichen Zeitraum ein Anstieg der nationalen Nachfrage von 14 Mrd. m³/a auf 25 Mrd. m³/a unterstellt.

Importiert die Türkei bis ins Jahr 2002 noch ausschließlich Erdgas aus Russland und dem Iran, welches zur Deckung der eigenen Nachfrage bestimmt ist (ca. 11,7 Mrd. m³/a), so ändert sich die Bedeutung des Landes in den Folgeperioden grundlegend. Die Erdgasexporte von Aserbaidschan (Baku) in die Türkei (Erzurum) steigen von ca. 5 Mrd. m³/a im Jahr 2010 auf 27 Mrd. m³/a bis ins Jahr 2020 an, was zu einem Ausbau der bestehenden Pipelinekapazitäten (Kapazität in 2002: 5 Mrd. m³/a) führt. Ab der Modellperiode 2015 werden ebenfalls Erdgasmengen aus dem Irak in die Türkei transportiert, die von ca. 10 Mrd. m³/a im Jahr 2015 auf ca. 15 Mrd. m³/a im Jahr 2020 ansteigen. Die Erdgasimportmengen der Türkei über die Kurt-Kui-Pipeline aus dem Iran und Turkmenistan sowie Usbekistan steigen, wie zuvor erwähnt, bis ins Jahr 2020 auf ein Niveau von 38 Mrd. m³/a an. Trotz eines erwarteten verhältnismäßig starken Anstiegs der nationalen Erdgasnachfrage exportiert die Türkei ab dem Jahr 2010 ca. 8 Mrd. m³/a und im Jahr 2020 sogar 43 Mrd. m³/a. Von der Türkei wird ab 2010 Erdgas nach Griechenland sowie ab 2015 über die im Modell zugebaute Nabucco-Pipeline nach Bulgarien, Rumänien und weiter nach Westeuropa exportiert. Speziell die Exporte nach Griechenland führen zu veränderten Gasströmen, da dieses Land in den Jahren 2002 und 2005 noch hauptsächlich russisches Erdgas über Bulgarien bezieht. Diese Mengen werden in späteren Perioden durch Importe aus der Türkei ersetzt sowie drastisch erhöht. Die gesamten Erdgasimporte Griechenlands steigen von derzeit ca. 3 Mrd. m³/a auf ca. 9 Mrd. m³/a im Jahr 2010 und in der letzten Modellperiode auf ein Niveau von ca. 20 Mrd. m³/a an. Die Erhöhung der Erdgasimporte ist durch eine verstärkte Nutzung von gasbetriebenen GuD-Anlagen im griechischen Strommix bedingt. Diese Entwicklung führt hauptsächlich zu einer Substitution von Braunkohlekraftwerken²⁴¹.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Türkei neben der Ukraine und Weißrussland eine Schlüsselrolle als Transitland zu den westeuropäischen Nachfragermärkten einnimmt.

Erdgasangebot von relevanten Nordseeaanrainerstaaten

Relevante Erdgasförderländer im Nordseeraum sind Großbritannien, Norwegen sowie die Niederlande. Durch die Nordseeaanrainerstaaten Großbritannien und Niederlande wurden im Jahr 2002 ca. 172 Mrd. m³ Erdgas gefördert, das ca. 74% der gesamten Erdgasproduktion der EU-Länder entspricht. In Abbildung 6.4 ist die Erdgasförderung von Großbritannien, den Niederlanden sowie Norwegen dargestellt.

Die Rolle von Großbritannien wechselt im Modell ab dem Jahr 2005 vom Nettoexport- zum Nettoimportland. Hauptursache hierfür ist das relativ geringe verbleibende Erdgasgesamtpotenzial und die hiermit einhergehenden sinkenden Fördermengen, so dass verstärkt Erdgas zu durchschnittlich höheren Ausgaben importiert werden muss. Die Erdgasförderung fällt im Szenario *EuETS* sukzessive von

²⁴¹ Der Anteil der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken sinkt in Griechenland im Szenario *EuETS* von ca. 62% im Jahr 2002 auf 41% im Jahre 2010 und erreicht ein Niveau von ca. 3% ab 2020. Der Anteil der Erdgasverstromung hingegen nimmt innerhalb des Betrachtungszeitraums kontinuierlich zu.

105 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 41 Mrd. m³/a im Jahr 2020. Ein Vergleich mit anderen Marktanalysen zeigt, dass in Anbetracht der noch verbleibenden Erdgasmengen (Reserven 1.150 Mrd. m³) in den kommenden zehn bis zwanzig Jahren mit einer abnehmenden Produktion gerechnet werden muss. Im Gas Transportation Ten Year Statement wird, basierend auf Daten des Department of Trade and Industrie (DTI), ein Förderpfad abgeleitet, der eine Plateauphase zwischen 2000 und 2004 prognostiziert. Die anschließende Abschwungphase erreicht ab dem Jahr 2015 ein Förderniveau von unter 40 Mrd. m³/a, so dass diese Einschätzung in etwa den Modellergebnissen entspricht [nationalgrid 2005, S. 33].

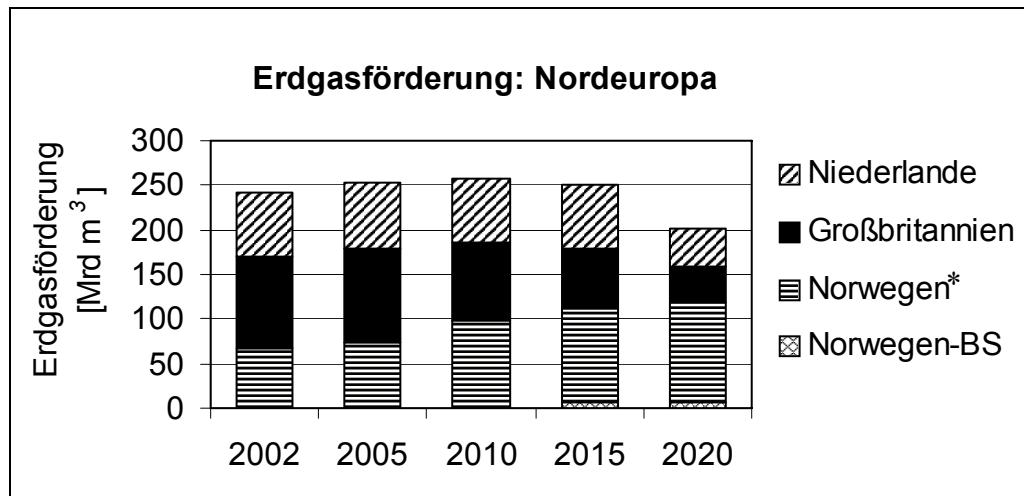


Abbildung 6.4: Erdgasförderung der Anrainerstaaten der Nordsee

Die mittel- bis langfristige Erdgasförderung in den Niederlanden ist vergleichbar mit der derzeitigen Situation in Großbritannien, die durch die Knappheit des verbleibenden Erdgaspotenzials geprägt ist. In der Szenariorechnung *EuETS* wird in den Niederlanden bis zum Jahr 2015 eine stabile Erdgasförderung auf einem Niveau von ca. 72 Mrd. m³/a gehalten, das jedoch gegen Ende des Betrachtungszeitraums auf 43 Mrd. m³/a sinkt²⁴².

Im Gegensatz zu der Situation in den Niederlanden und in Großbritannien sind in Norwegen (Norwegen* und Norwegen-BS) steigende Erdgasfördermengen zu beobachten. Die norwegische Erdgasförderung übersteigt im Modell im Jahr 2010 erstmals die britischen Fördermengen, so dass Norwegen nach Russland und Algerien das drittgrößte Angebotsland von Erdgas für den EU-Markt wird. Im Modell steigt die Erdgasförderung von ca. 68 Mrd. m³/a in 2002 auf ca. 99 Mrd. m³/a im Jahr 2010 und auf ca. 118 Mrd. m³/a im Jahr 2020.

Die Erdgasvorkommen des Snovit-Feldes in der norwegischen Barentssee (Norwegen-BS) werden in dieser Szenariorechnung ab 2015 erschlossen, obwohl die Option im Modell bereits 2006 hinterlegt ist und im Modell ab dem Jahr 2010

²⁴² Dominierende Förderregion bleibt das Groningen-Feld, in dem sich derzeit noch ca. 60% der Erdgasreserven Hollands befinden.

zugebaut werden könnte²⁴³. Ein möglicher Erklärungsansatz hierfür ist, dass die frühere Erschließung des Snovit-Feldes in der Realität unter strategischen Aspekten zu werten ist, dessen Sachverhalt im PERSEUS-EEM Modells auf Grund des Marktverständnisses (vgl. hierzu Kapitel 5.7) nicht erfasst wird. Ferner sollen Erdgasmengen des Snovit-Feldes via LNG in die USA und Asien transportiert werden. Die Wechselwirkungen dieser Märkte mit dem europäischen Erdgasmarkt werden jedoch nicht berücksichtigt²⁴⁴. Eine weitere Ursache für die Abweichung ist der im Modell unterstellte einheitliche Zinssatz, der sämtlichen während des Modellzeitraums getroffenen Investitionsentscheidungen zugrunde liegt (vgl. Kapitel 4.3). Da in der Realität i.a. in Abhängigkeit des jeweiligen Projektrisikos ein spezifischer Zinssatz verwendet wird, dies jedoch im Modell wegen der Modellgröße nicht berücksichtigt werden kann, ist hierdurch eine weitere mögliche Ursache der Abweichungen zwischen der Realität und den Modellergebnissen gegeben.

Innerhalb des Betrachtungszeitraums ist ebenfalls eine Zunahme der norwegischen Erdgasexporte in die EU zu erkennen, welche verstärkt die sinkenden britischen Mengen ersetzen. Die norwegischen Exporte erhöhen sich von ca. 63 Mrd. m³/a im Jahr 2005 auf über 93 Mrd. m³/a im Jahr 2010 und ca. 101 Mrd. m³/a ab dem Jahr 2020. Hauptimporteur neben Deutschland, das ab 2010 ca. 54 Mrd. m³/a norwegisches Erdgas bezieht, ist Großbritannien, das verstärkt zum Erdgasimportland wird. Auf Grund der im Jahre 2002 noch bestehenden Überkapazitäten von Norwegen nach Großbritannien ist trotz der starken Zunahme der Erdgasflüsse nur eine moderate Kapazitätserweiterung notwendig. Erst in den letzten beiden Modellperioden ist ein Zubau von neuen Pipelinekapazitäten von 6 Mrd. m³/a bzw. 10 Mrd. m³/a zu beobachten.

6.2.2 Erdgastransporte in Europa

Pipeline-Transporte

Wichtiger Analysegegenstand des multiregionalen PERSEUS-EEM Modells ist der Transport von Erdgas innerhalb des europäischen Erdgasmarktes. Abbildung 6.5 zeigt die zeitliche Entwicklung der mittels Pipelines transportierten Erdgasmengen für das Szenario *EuETS*. Der Vergleich der Mittelmeerländer Spanien und Italien weist hinsichtlich der Erdgasflüsse Ähnlichkeiten auf. Beide Länder werden hauptsächlich mit Erdgas aus Algerien versorgt. Italien exportiert gegen Ende des Betrachtungszeitraums algerische Erdgasmengen nach Frankreich. Neben den Importen aus Algerien bezieht Italien Erdgasmengen über Österreich. Diese steigen von ca. 16 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 36 Mrd. m³/a im Jahr 2020 an. Importiert Italien im Jahr 2002 noch ca. 15 Mrd. m³/a aus der Schweiz so drehen sich gegen Ende des Betrachtungszeitraums die Transportrichtungen um.

²⁴³ Für die Szenariorechnungen wurden die Stützjahre 2002, 2005, 2010 sowie 2020 gewählt.

²⁴⁴ Vgl. hierzu auch [Perner 2002, S. 178].

Die Erdgasimporte Österreichs aus der Slowakei nehmen innerhalb des Betrachtungshorizontes von ca. 25 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf 40 Mrd. m³/a im Jahr 2020 zu. Zusätzliche Erdgasmengen, auf einem Niveau von ca. 6 Mrd. m³/a, erreichen Österreich gegen Ende des Beobachtungshorizontes über die Nabucco-Pipeline aus Ungarn. Zwischen dem Jahr 2002 und 2020 nehmen die Importe von Deutschland sowohl aus den GUS-Ländern, als auch aus Norwegen zu. Die Erdgasflüsse von den Niederlanden nach Deutschland sinken bis Ende des Betrachtungszeitraums von ca. 17 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf 3 Mrd. m³/a. Dies ist eine Folge der zurückgehenden niederländischen Förderquoten. Die Exportmengen in die südlich und westlich gelegenen Anrainerstaaten sind rückläufig. Insgesamt nimmt die Bedeutung Deutschlands als zentrale Drehscheibe für Erdgas tendenziell ab. Hintergrund ist, dass insbesondere die südlich gelegenen Regionen verstärkt mittels Pipelinegas aus Algerien bzw. durch LNG versorgt werden.

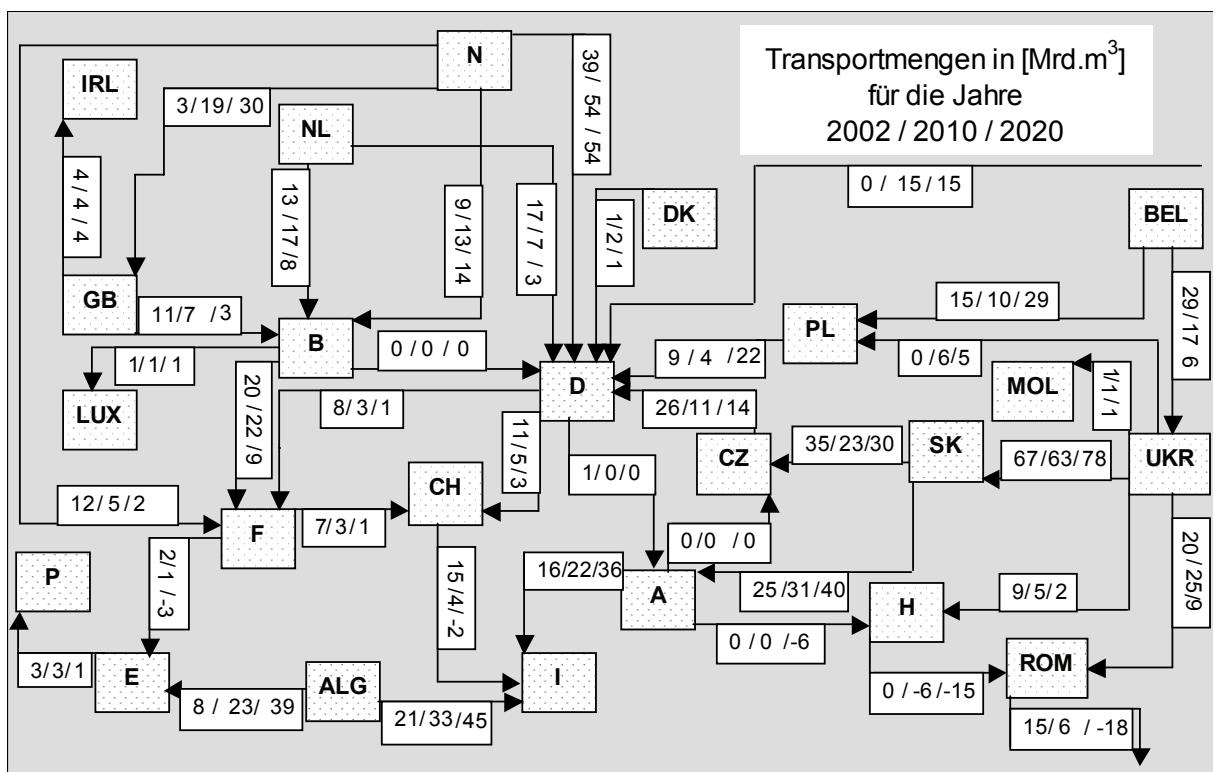


Abbildung 6.5: Übertragung von Erdgas innerhalb der EU im Szenario EuETS

Hauptimportländer von norwegischem Erdgas sind innerhalb des Beobachtungszeitraums Deutschland und Großbritannien. Die Exporte von Großbritannien nach Belgien sinken von 11 Mrd. m³/a in 2002 auf 3 Mrd. m³/a in 2020. Zum Ausgleich importiert Belgien verstärkt LNG (vgl. Tabelle 6.2).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Transportkapazitäten innerhalb der EU trotz des Anstiegs der Erdgasnachfrage auf Grund noch vorhandener

Überkapazitäten nur geringfügig ausgebaut werden müssen²⁴⁵. Die größten Zubauten von Pipelinekapazitäten finden von Algerien nach Spanien (+30 Mrd. m³/a bis 2020) und Italien (+25 Mrd. m³/a bis 2020) statt. Außerdem werden von Norwegen nach Schweden (+2 Mrd. m³/a bis 2020), Deutschland (+18 Mrd. m³/a bis 2020) und Großbritannien (+10 Mrd. m³/a bis 2020) Pipelinekapazitäten zugebaut.

LNG-Transporte

In Abbildung 6.6 ist das LNG-Angebot für den europäischen Erdgasmarkt innerhalb des Modellzeitraums dargestellt. Die Modellergebnisse zeigen einen wesentlichen Anstieg der LNG-Transportflüsse auf dem europäischen Markt²⁴⁶ von derzeit ca. 39 Mrd. m³/a (Jahr 2002) auf ca. 74 im Jahr 2010 und auf ca. 177 Mrd. m³/a gegen Ende des Betrachtungszeitraums.

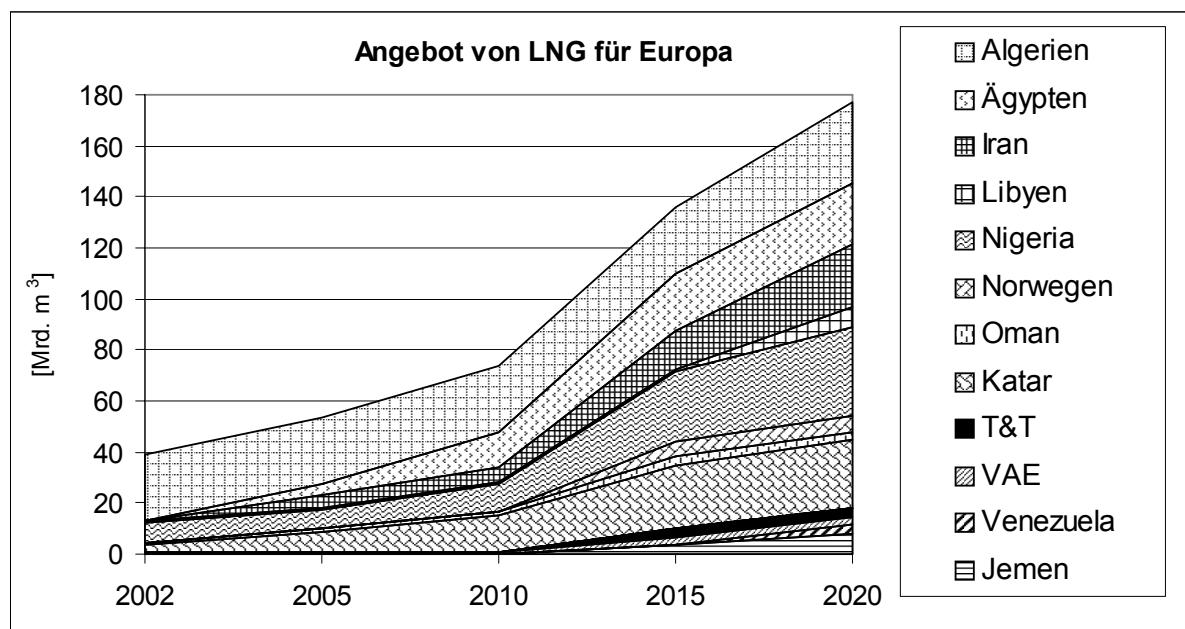


Abbildung 6.6: LNG-Angebot für den europäischen Markt

Im Jahr 2002 sind Algerien (22 Mrd. m³) und Nigeria (10 Mrd. m³) die bedeutendsten LNG-Anbieter. Des Weiteren beliefern Katar, Oman, die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) und Libyen den europäischen Markt (insgesamt ca. 6 Mrd. m³). Sowohl Algerien, als auch Nigeria behalten innerhalb des Beobachtungszeitraumes ihre Rolle als wichtige LNG-Anbieter bei. So betragen im Jahr 2020 die LNG-Exporte von Nigeria und Angola zusammen 35 Mrd. m³/a und die algerischen LNG-Exportmengen ca. 32 Mrd. m³/a. Bei der Festlegung der Erdgasangebotskurve für Nigeria wurde davon ausgegangen, dass das Ziel, Gasflaring bis 2008 komplett zu beenden,

²⁴⁵ Neben den Zubauten der Pipelinekapazitäten von Norwegen zu seinen Anrainerstaaten werden innerhalb der Kernregionen Kapazitäten von Italien in die Schweiz, von Spanien nach Frankreich, von Griechenland in die Region Westlicher Balkan und von Finnland nach Schweden zugebaut. Die hier im Modell beobachtbaren Kapazitätserweiterungen betragen jedoch meist unter 5 Mrd. m³/a.

²⁴⁶ Die Angaben der LNG-Mengen sind zur besseren Vergleichbarkeit mit den Erdgasmengen, die über Pipelines transportiert werden im gasförmigen Zustand in der Einheit Mrd. m³/a angegeben.

weiterverfolgt wird (vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.3). Hierdurch können zusätzliche Erdgasmengen in Form von LNG für den europäischen Markt angeboten werden.

Ebenfalls werden bis Ende des Betrachtungszeitraums bedeutende LNG-Mengen, mit einem Volumen zwischen 24 und 27 Mrd. m³/a, aus Ägypten und Katar sowie dem Iran bereitgestellt. Die LNG-Exporte von Trinidad & Tobago (T&T) steigen von weniger als 0,5 Mrd. m³/a in 2002 auf ca. 4 Mrd. m³/a im Jahr 2020 an. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums wird ebenfalls LNG aus Venezuela sowie der norwegischen Barentssee in die EU importiert.

Bei den in Tabelle 6.2 dargestellten LNG-Transporten handelt es sich um, aus Systemsicht, optimale physikalische Flüsse, die im Modell wie auch in Realität von den tatsächlichen Lieferverträgen abweichen können.

Tabelle 6.2: LNG-Transportflüsse im Szenario *EuETS* in [Mrd. m³/a]

Exportland	Ägypten		Algerien		Arab. Halbinsel / Iran		Libyen		Nigeria/ Angola		Norwegen		Südamerika		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
B/NL	-	-	0,1	12,1	-	-	-	-	6,1	13,6	-	-	-	-	6,2	25,7
F	11,8	16,7	12,0	-	0,4	27,5	-	-	-	-	-	-	-	-	24,2	44,2
GR	0,3	-	-	-	0,2	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,4
GB	-	7,5	0,5	-	-	-	-	-	0,2	12,9	-	-	0,5	7,3	1,2	27,7
I	0,7	-	-	-	17,0	32,7	0,6	-	-	-	-	-	-	-	18,3	32,7
PL	-	-	-	-	-	-	-	2,2	4,5	8,1	-	6,4	-	-	4,5	16,7
P	-	-	1,3	1,0	-	-	-	5,9	0,2	-	-	-	-	-	1,5	6,9
E	-	-	12,2	18,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,2	18,9
TR	0,8	-	-	-	4,5	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	4,3
Summe	13,7	24,2	26,1	30,0	22,1	64,9	0,6	8,1	11,0	34,6	-	6,4	0,5	7,3	74	178

Gegenwärtig sind in 7 Ländern Europas insgesamt 11 LNG-Verdampfungsterminals in Betrieb. Die derzeitigen spanischen Importkapazitäten verteilen sich auf vier Terminals (Barcelona, Cartagena, Huelva und Bilbao) und die französischen auf zwei (in Fos-sur-Mer und Montoir de Bretagne). In den Ländern Belgien, Griechenland, Italien, Portugal und der Türkei ist jeweils ein Terminal vorhanden. Für die im Jahr 2002 bedeutendsten LNG-Importländer Spanien (ca. 12 Mrd. m³/a) und Frankreich (ca. 11 Mrd. m³/a) ist innerhalb des Betrachtungshorizontes eine Zunahme der LNG-Importmengen zu beobachten. Während die Deckung des Erdgasbedarfs über LNG in Frankreich stark zunimmt und im Jahr 2020 ein Niveau

von 44 Mrd. m³ erreicht, was den Zubau von zusätzlichen Importkapazitäten erfordert, fällt der Zuwachs der spanischen LNG-Nachfrage vergleichsweise moderat aus. Italien erhöht ebenfalls seine gesamten LNG-Importe, wobei hier besonders LNG von Ländern der arabischen Halbinsel sowie aus dem Iran bezogen wird. Die früheren LNG-Importe aus Algerien werden hingegen vollständig durch algerische Pipeline-Transportmengen ersetzt. Zu weiteren wesentlichen LNG-Importländern entwickeln sich innerhalb des Betrachtungszeitraums Großbritannien und Polen.

6.3 Analyse des Strom- und CO₂-Zertifikatmarktes innerhalb der EU

6.3.1 Entwicklung der Erdgasnachfrage des europäischen Kraftwerkssektors

Erdgasangebotsstruktur in der EU

Abbildung 6.7 zeigt die Entwicklung der Erdgasversorgungsstruktur in der EU25 für das Szenario *EuETS*. Innerhalb des Betrachtungszeitraums findet bei einem durchschnittlichen Wachstum der gesamten Erdgasnachfrage²⁴⁷ in der EU von 2,3%/a bei gleichzeitigem Rückgang der Eigenförderquoten eine signifikante Umstrukturierung des Erdgasangebotes statt. Werden im Jahr 2002 ca. 50% des gesamten benötigten Erdgases aus Nicht-EU-Ländern importiert, so steigt der Anteil auf ca. 63% im Jahr 2010 und sogar auf ca. 81% bis ins Jahr 2020 an.

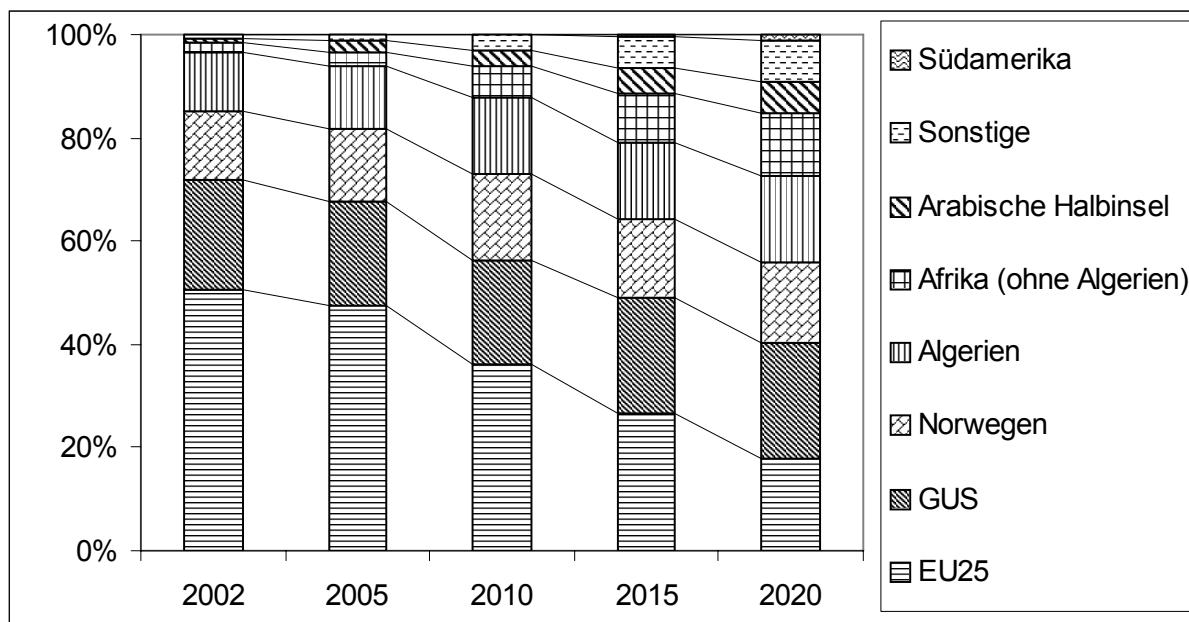


Abbildung 6.7: Erdgasversorgungsstruktur der Kernregionen im Szenario *EuETS*

Der Anteil der GUS-Länder an der Erdgasversorgung der EU bleibt innerhalb des Betrachtungshorizonts mit ca. 21% bis 22% relativ konstant. Sowohl Norwegen als auch Algerien vergrößern ihre Anteile am Erdgasangebotsmix für die EU von 13,3%

²⁴⁷ Die Erdgasnachfrage in den EU25-Ländern steigt im Modell von ca. 466 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf 696 Mrd. m³/a im Jahr 2020 an. Hierbei ist sowohl die exogene als auch endogene Nachfrage berücksichtigt.

auf 15,7% bzw. von 11,7% auf 17,0%. Neben den traditionellen Hauptangebotsländern des europäischen Marktes gewinnen Libyen, Angola und Nigeria (hier: „Afrika (ohne Algerien)“) bzw. der Iran und der Irak (hier: „Sonstige“) Anteile von ca. 12,1% bzw. 8,1% am Versorgungsmix. Obwohl die bisher etablierten Erdgasangebotsländer ihren relativen Anteil beibehalten bzw. ausbauen, werden infolge des Rückgangs der Erdgasförderung in der EU gegen Ende des Betrachtungszeitraums ca. 25% durch neue Marktteilnehmer gedeckt.

Prinzipiell ist zu konstatieren, dass alle bekannten Studien von einer starken Zunahme der Importabhängigkeit der EU, selbst bei einem moderaten Nachfragezuwachs in den nächsten Jahrzehnten, ausgehen²⁴⁸.

Im Szenario *EuETS* ist ein Anstieg des Marktanteils von LNG an der Nachfrage um durchschnittlich 10%/a bei gleichzeitiger Zunahme der Anzahl der Angebotsstaaten zu beobachten. Unter Aspekten der Versorgungssicherheit ist diese Entwicklung prinzipiell als positiv zu werten. Die Diversifikation geht mit der Erhöhung der Anzahl der Erdgasanbieter einher, die nicht an eine starre Pipeline-Infrastruktur gebunden sind. Der LNG-Anteil an dem Gesamtangebot von Erdgas steigt von 8% im Jahr 2002 auf ca. 25% bis zum Jahr 2020 an.

Strukturierung der Erdgasnachfrage

Wie in Kapitel 2.5 diskutiert, übernehmen Erdgasspeicher speziell in Nettonachfragerländern die Aufgabe der physikalischen Strukturierung des Erdgases, um den Ausgleich zwischen der Angebots- und Nachfrageseite zu gewährleisten. In dem für diese Arbeit entwickelten PERSEUS-EEM Modell ist neben der Darstellung aggregierter Größen auf jährlicher Basis auch die Ergebnisauswertung auf zeitlich detaillierterer Basis möglich, so dass bspw. die Speichernutzung auf jahreszeitlicher Ebene analysiert werden kann.

In Abbildung 6.8 ist exemplarisch der zeitliche Verlauf der Erdgasnachfrage von Deutschland für die Modellperiode 2010 dargestellt. Auffällig ist, dass sowohl die Erdgasnachfrage des Kraftwerkssektors, als auch die der exogen abgebildeten Sektoren durch ein saisonales Muster charakterisiert sind. Hauptursache der saisonalen Nachfrage im Kraftwerkssektor ist der verstärkte Einsatz von Gaskraftwerken (typische Mittel- und Spitzenlastkraftwerke) im Winter, wohingegen im Sommer die Erdgasverstromung tendenziell geringer ist²⁴⁹. Die exogene Nachfrage, die speziell durch die wärmesensitive Struktur des Tertiär- und Haushaltssektors geprägt ist, weist auf Grund der negativen Korrelation mit der Außentemperatur ebenfalls die Nachfragespitze im Winter auf (vgl. Kapitel 2.5). Die Speichernutzung zeigt hingegen ein zur Nachfragestruktur spiegelbildliches Muster auf, so dass im Sommer eine Füllung des Speichers und im Winter eine

²⁴⁸ Vgl. bspw. [IEA 2004b], [Prognos 2005] und [Seeliger 2006].

²⁴⁹ Vgl. hierzu auch Kapitel 5.5.3.

zunehmende Leerung zu erkennen ist. Das beobachtete Muster ist typisch für Länder mit einer geringen lokalen Förderflexibilität.

Bis zum Jahr 2010 werden die bestehenden britischen Speicherkapazitäten mit einem derzeitigen Arbeitsspeichervolumen von ca. 3,27 Mrd. m³/a auf über 5 Mrd. m³/a, ausgebaut²⁵⁰. Die Notwendigkeit des Zubaus zusätzlicher Einrichtungen zur physikalischen Strukturierung des Erdgases resultiert aus der mit dem Rückgang der einheimischen Förderungen einhergehenden Reduktion der volumenmäßigen Produktionsflexibilität (Swing). Außerdem weist Großbritannien mit 3,4% (im Jahr 2002) ein relativ geringes Verhältnis zwischen Arbeitsvolumen und nationaler Erdgasnachfrage auf (vgl. Tabelle 5.3). Neben dem Zubau von Speicherkapazitäten tragen zusätzliche LNG-Importe zu der Angebotsflexibilität von Erdgas in Großbritannien bei.

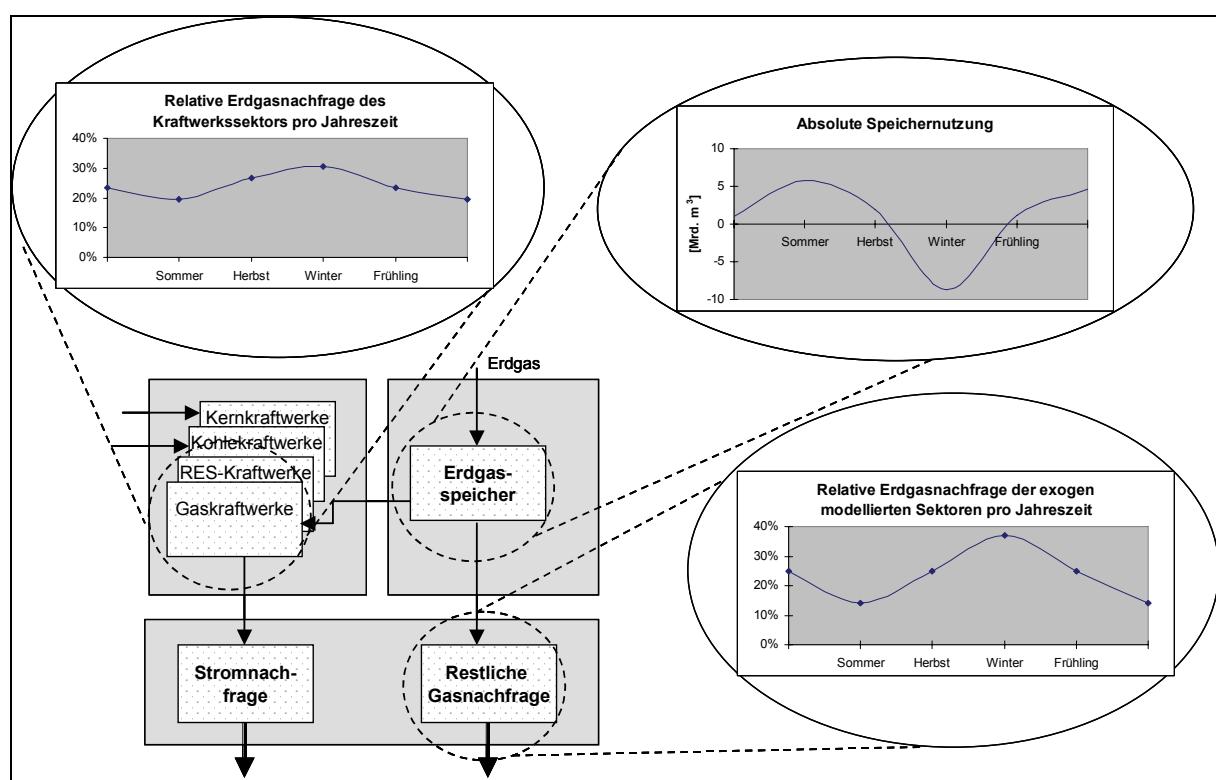


Abbildung 6.8: Exemplarische Darstellung der Speichernutzung und Nachfragestruktur für Deutschland in der Modellperiode 2010

Ein Zubau weiterer Speicherkapazitäten in anderen Modellregionen unterbleibt hingegen innerhalb des Betrachtungszeitraums²⁵¹. Hintergrund hierfür ist, dass fast alle Länder der EU, historisch bedingt, stark von Importen abhängig sind und deshalb

²⁵⁰ Das Arbeitsvolumen der derzeit in Diskussion befindlichen Speicherzubauprojekte (11 Speicher) bis zum Jahr 2010 beträgt 6,12 Mrd. m³/a [nationalgrid 2005, S. 41].

²⁵¹ Eine tendenzielle Unterschätzung des nötigen Speicherbedarfs ist durch die Aggregation der exogen modellierten Nachfragestruktur auf jahreszeitlicher Basis gegeben. Hierdurch werden tageszeitliche Nachfragespitzen, wegen der Mittelwertbildung, nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.3.6). Im Modell wurde diesem Sachverhalt Rechnung getragen, indem davon ausgegangen wurde, dass 10% des Arbeitsspeichervolumens eines Landes als Reservekapazität vorgehalten werden muss.

ausreichend Speicherkapazitäten zur Strukturierung der saisonalen Nachfrage installiert haben. Eine Vorhaltung von Erdgas auf Grund von Versorgungssicherheitsaspekten ist derzeit auf EU-Ebene im Gegensatz zur Vorratspflicht für Erdöl nicht geregelt (vgl. hierzu Kapitel 2.6.2 und Kapitel 5.3.6).

Entwicklung der Erdgasnachfrage im Stromsektor

Da das Ziel der Arbeit die Analyse der Bedeutung des europäischen Erdgasmarktes für den Elektrizitätsmarkt im Kontext der CO₂-Minderungsverpflichtungen ist, wird zur Veranschaulichung der Marktveränderungen dem Szenario *EuETS* ein Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen (Szenario *NoETS*), mit jedoch sonst gleichen Rahmenbedingungen, gegenübergestellt. In Tabelle 6.3 ist die modellendogene Erdgasnachfrage des Kraftwerkssektors für die Modellperioden beginnend mit 2002, 2005, 2010, 2015 sowie 2020 in Abhängigkeit der Szenarios *EuETS* und *NoETS* dargestellt. Die Erdgasnachfrage des Stromsektors steigt im Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen von ca. 124 Mrd. m³/a in 2002 auf ca. 248 Mrd. m³/a in 2020 an. Dies entspricht einem jahresdurchschnittlichen Wachstum von ca. 3,9%. Für das Szenario *EuETS* ist hingegen ein jährliches Nachfragewachstum des Stromsektors von ca. 4,6% zu beobachten. Der Anteil des Kraftwerkssektors an der gesamten Erdgasnachfrage steigt von ca. 25% auf ca. 41% im Szenario *EuETS*, so dass dieser Sektor gegen Ende des Betrachtungshorizonts den größten Nachfragesektor repräsentiert. Für die Nachfrage der exogen abgebildeten Sektoren ist ein regionenspezifischer Wachstumspfad unterstellt, wobei der durchschnittliche Zuwachs in der EU 1,1%/a beträgt.

Tabelle 6.3: Entwicklung der exogenen Stromnachfrage sowie deren Anteil an der gesamten Erdgasnachfrage.

Kernregionen		Erdgasnachfrage-Kraftwerkssektor ²⁵² (endogen) [Mrd. m ³ /a]				
Szenario		2002	2005	2010	2015	2020
<i>NoETS</i>	Nachfrage	124	128	163	232	248
	Nachfrageanteil	25%	27%	30%	38%	38%
<i>EuETS</i>	Nachfrage	124	135	181	277	279
	Nachfrageanteil	25%	28%	33%	41%	41%

Die volumengewichteten jahresdurchschnittlichen Grenzübergangspreise für Erdgas in der EU bewegen sich unter den getroffenen Rahmenannahmen innerhalb des Optimierzeitraums in einem Korridor zwischen 8,3 €/MWh_{th} und 15,4 €/MWh_{th} für das Szenario *EuETS* und zwischen 7,7 €/MWh_{th} und 11,7 €/MWh_{th} für das Szenario *NoETS*. Eine Diskussion der Interdependenzen der abgeleiteten Preise für Erdgas,

²⁵² Hierbei sind neben den Kraftwerken der öffentlichen Energieversorgung auch Industriekraftwerke sowie Fernwärmekraftwerke und KWK-Anlagen berücksichtigt.

Strom und CO₂-Zertifikate unter verschiedenen Rahmenbedingungen findet sich in Kapitel 6.4.

6.3.2 Entwicklung der Stromsektoren innerhalb der EU

Im Folgenden wird die Entwicklung der Stromerzeugungsstrukturen von Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Niederlande und Polen diskutiert, die in Summe ca. 64% der Strom- sowie ca. 76% der gesamten Erdgasnachfrage der EU (bezogen auf das Jahr 2002) repräsentieren. Neben der Größe der Märkte wurden die Länder auf Grund ihrer weitgehend unterschiedlichen Strukturen des Kraftwerksparks bzw. energiepolitischen Rahmenbedingungen ausgewählt, so dass verschiedene Effekte analysiert werden können. Die Entwicklung der Energiesysteme wird hierbei auf Ebene einzelner Länder, der EU17²⁵³, der neuen Beitrittsländer sowie der EU27²⁵⁴ auf aggregiertem Niveau betrachtet. Die Strukturveränderungen der einzelnen Länder führen i.a. zu veränderten Import-Export-Bilanzen für Strom. Hinsichtlich des interregionalen Strom austauschs wird auf Kapitel 6.3.3 verwiesen.

Entwicklungen in ausgewählten EU-Ländern

Die nationalen Stromerzeugungssysteme der einzelnen EU-Länder sind durch teilweise stark heterogene Kraftwerksstrukturen gekennzeichnet. Diese resultieren zum Großteil aus früheren, national ausgerichteten Politikansätzen sowie den von Land zu Land unterschiedlichen Brennstoffbezugsoptionen²⁵⁵. Die Rahmenbedingungen, die diese Versorgungsstrukturen prägten, haben sich jedoch in den letzten Jahrzehnten zum Teil erheblich verändert. Beispielsweise ist der heimische Steinkohlebergbau mittlerweile in allen westeuropäischen Ländern gegenüber importierter Kohle unwirtschaftlich geworden, so dass eigene Vorkommen oft nur noch in geringem Ausmaße gefördert werden. Auf politischer Ebene hat sich hingegen in mehreren Ländern der EU die Position der Kernenergienutzung zu Gunsten von Moratorien grundlegend verändert. Die im Folgenden skizzierten Strukturveränderungen der landesspezifischen Stromerzeugungssysteme beschreiben die unter Ausgabengesichtspunkten optimalen Anpassungsprozesse an die zu erwartenden bzw. für die Zukunft unterstellten Rahmenbedingungen.

In Abbildung 6.9 sind die Stromerzeugungsstrukturen von Deutschland für die Szenarios *EuETS* und *NoETS* einander gegenübergestellt.

²⁵³ Mit EU17 wird die EU15 zuzüglich Norwegens und der Schweiz bezeichnet.

²⁵⁴ Die EU27 umfasst die EU17-Länder sowie die im Jahr 2004 beigetretenen neuen EU-Länder.

²⁵⁵ Bspw. unterscheiden sich die einzelnen Länder hinsichtlich der lokal verfügbaren Energierträgerquellen wie etwa den heimischen Erdgas- und Kohlevorkommen oder Wasserkraftressourcen bzw. der Anbindung an grenzüberschreitende Pipelines oder vorhandener Tiefseehäfen.

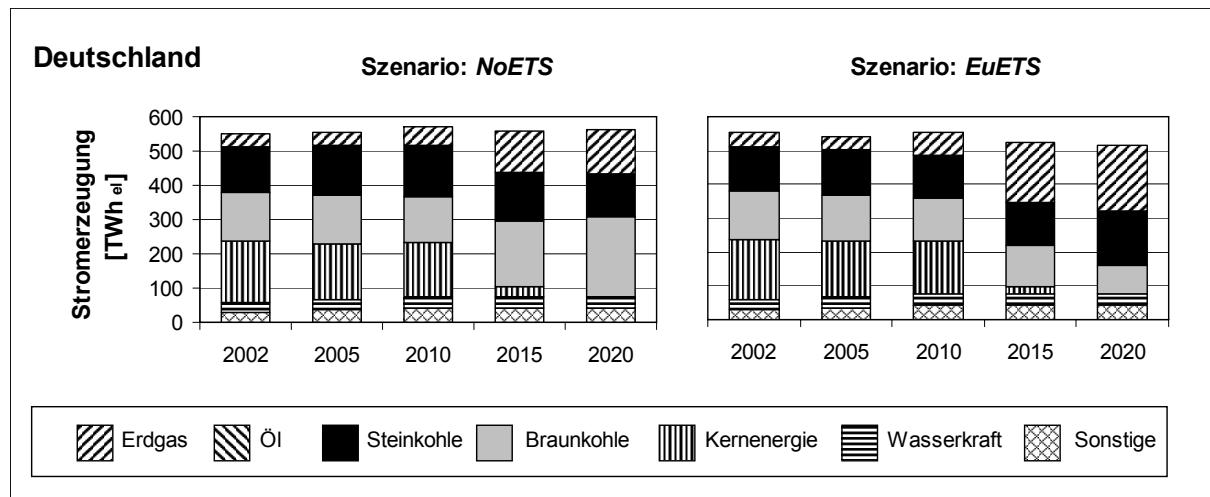


Abbildung 6.9: Stromerzeugungsstruktur in Deutschland

Man erkennt, dass die Strukturen in beiden Szenarios bis ins Jahr 2010 relativ stabil bleiben. Die Kernenergie trägt in diesem Zeitraum zu ca. 32% (159 - 177 TWh_{el}/a) zur deutschen Stromerzeugung bei. Im Szenario *EuETS* deckt die Stromerzeugung aus Steinkohle zwischen 2002 und 2010 ca. 24% ab, während der Anteil der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken von 26% im Jahr 2002 auf 24% sinkt. Eine ähnliche Entwicklung innerhalb dieses Zeitraumes ist im Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen zu beobachten. Der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von ca. 9,6% im Jahr 2002 auf 12,5% im Jahr 2010 ist ein Resultat der exogen definierten Zielvorgaben gemäß der Richtlinie [EC 2001b].

Nach 2010 kommt es im deutschen Stromerzeugungssektor jedoch zu starken Umstrukturierungen. Ab dem Jahr 2015 ist ein signifikanter Rückgang der Stromerzeugung aus Atomkraftwerken in beiden Szenarios zu beobachten, der eine Folge der Ausstiegsvereinbarung Deutschlands aus der Nutzung von Kernenergie ist. Die Restverstromungsmenge betrug am Anfang des Jahres 2002 noch ca. 2.282 TWh_{el} (vgl. Kapitel 3.3.1) und wurde in beiden Szenarios bis 2015 fast vollständig aufgebraucht.

Zu beobachten ist eine unterschiedliche Entwicklung der Stromerzeugungsstrukturen für die betrachteten Szenarios ab dem Jahr 2015 hinsichtlich des Einsatzes von fossilen Energieträgern, die zum Ausgleich der bisherigen Stromerzeugung in Kernkraftwerken eingesetzt werden. Im Szenario *EuETS* wird der Wegfall der nuklearen Stromerzeugung zum Großteil durch neu errichtete GuD-Anlagen ausgeglichen. Der Anteil der Erdgasverstromung steigt hierbei von ca. 13% im Jahr 2010 auf 35% im Jahr 2015 an und erreicht ca. 39% im Jahr 2020. Im Szenario *NoETS* ist ebenfalls ein Anstieg der Stromerzeugung in gasbetriebenen Kraftwerken ab dem Jahr 2015 zu erkennen, wobei der Beitrag dieser an der nationalen Stromerzeugung gegen Ende des Betrachtungszeitraums ca. 23% beträgt. Grund für den um über 15% höheren Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas im Szenario *EuETS* ist die hier vorhandene Bepreisung von CO₂-Emissionen. Diese bedingt eine

Änderung der Reihenfolge der Anlagen der Merit-Order-Kurve zu Gunsten der im Vergleich zu Kohlekraftwerken emissionsärmeren Erdgaskraftwerke.

Im Szenario *NoETS* ist ab dem Jahr 2015 eine Zunahme der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken zu beobachten. Hierdurch wird bis zum Ende des Beobachtungszeitraums ein Anteil an der Gesamterzeugung von ca. 42% bereitgestellt. Der Beitrag der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken beträgt für dieses Szenario in der letzten Modellperiode ca. 65%. Die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken sinkt im Szenario *EuETS* von ca. 26% im Jahr 2015 auf unter 17% im Jahr 2020, wohingegen eine Zunahme der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken beobachtet wird. In Summe wird im Szenario *EuETS* für den gesamten Betrachtungszeitraum ein relativ stabiler Anteil der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken, zwischen 46% und 50%, an der gesamten Stromerzeugung prognostiziert.

In beiden Szenarios ist zu beobachten, dass mit dem Wegfall der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken, welche hauptsächlich zur Deckung der Grundlast diente, eine veränderte Nutzung der einzelnen Kraftwerkstypen innerhalb der Lastbereiche bedingt ist. Als Folge erhöht sich im Szenario *EuETS* die durchschnittliche Nutzungsdauer der Steinkohlekraftwerke von ca. 4.900 h/a in 2002 auf über 7.700 h/a ab dem Jahr 2015. Eine Zunahme der Betriebsstunden ist in beiden Szenarios ebenfalls bei der Nutzung der GuD-Anlagen zu erkennen. Im Szenario *NoETS* übernehmen zusätzlich gebaute Braunkohlekraftwerke verstärkt die Aufgabe der Bereitstellung von Grundlaststrom.

Der Rückbau der nuklearen Erzeugungskapazitäten schlägt sich ebenfalls in einem Rückgang der absoluten Stromerzeugung in Deutschland, bzw. in einer veränderten Import-Exportstrombilanz, nieder (vgl. hierzu Kapitel 6.3.3). Die Stromerzeugung steigt im Szenario ohne Minderungsverpflichtungen von ca. 552 TWh_{el}/a in 2002 auf ein Niveau von ca. 572 TWh_{el}/a in 2010 an und nimmt bis zum Ende des Betrachtungszeitraums geringfügig ab (Stromerzeugung in 2020: 565 TWh_{el}/a). Im Szenario *EuETS* ist eine ähnliche Entwicklung zu erkennen, wobei jedoch die Stromerzeugung nach dem Jahr 2010 vergleichsweise stärker sinkt, da unter Berücksichtigung von CO₂-Minderungsverpflichtungen Stromimporte aus Anrainerstaaten (speziell aus Frankreich) der Eigenerzeugung vorgezogen werden (Stromerzeugung in 2020: 517 TWh_{el}/a).

Abbildung 6.10 zeigt die modellendogenen Stromerzeugungsstrukturen für Großbritannien in Abhängigkeit der Szenarios *NoETS* und *EuETS* innerhalb des Betrachtungszeitraums. Wesentliche Unterschiede ergeben sich hinsichtlich der Entwicklung der Stromproduktion aus Kernkraftwerken. Unter den im Szenario *NoETS* gegebenen Rahmenbedingungen stellen Kernkraftwerke als Neubauoptionen unter ökonomischen Gesichtspunkten keine wettbewerbsfähigen Alternative zu fossil befeuerten Kraftwerksanlagen dar. Der Anteil der nuklearen Anlagen an der gesamten Stromerzeugung sinkt unter diesen Rahmenbedingungen von ca. 23% in der Basisperiode (hier: Zeitraum von 2002 bis 2004) auf unter 10% bis zum Ende

des Beobachtungszeitraums. Im Gegensatz hierzu ist ein Anstieg im Szenario *EuETS* auf 28% im Jahr 2010 und über 50% bis zum Jahr 2020 zu erkennen.

Im Szenario *NoETS* werden hingegen verstärkt Steinkohlekraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt, deren Beitrag zur Stromerzeugung von ca. 121 TWh_{el}/a (33% der Stromerzeugung) im Basisjahr 2002 auf ca. 315 TWh_{el}/a (62% der Stromerzeugung) gegen Ende des Betrachtungszeitraums ansteigt. Für das Szenario mit CO₂-Minderungsverpflichtungen ist hingegen ein Rückgang der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken auf unter 15% der Stromerzeugung im Jahr 2020 zu beobachten.

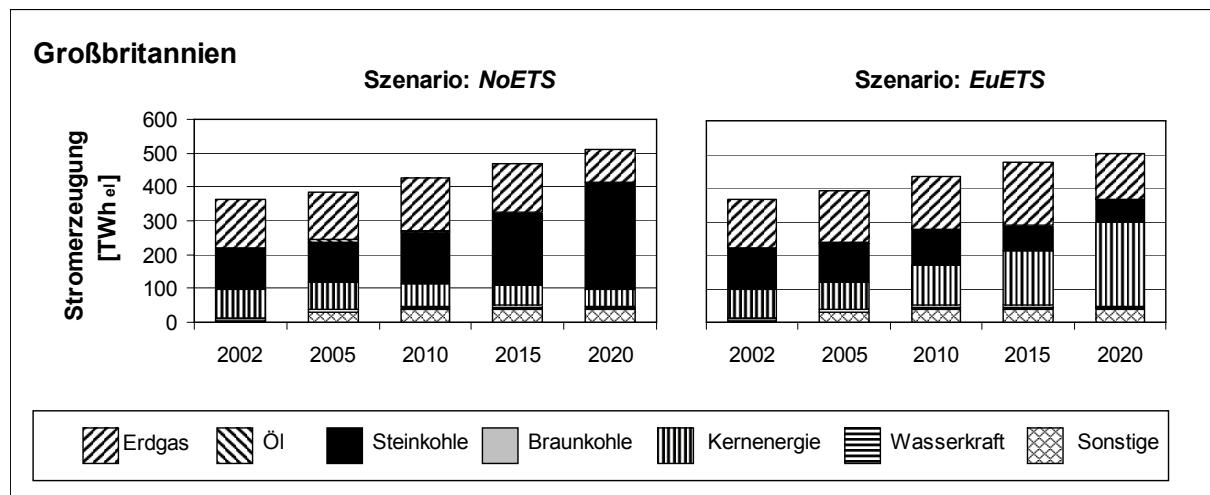


Abbildung 6.10: Stromerzeugungsstruktur in Großbritannien

Der Anteil der Stromerzeugung in erdgasbetriebenen Kraftwerken sinkt im Szenario *NoETS* innerhalb des Beobachtungszeitraums von ca. 40% (Jahr 2002) auf 20% (Jahr 2020). Der Beitrag der Erdgasverstromung im Szenario mit Minderungsverpflichtungen beträgt hingegen gegen Ende des Beobachtungszeitraums 27%. Ursache des Rückgangs der Erdgasverstromung ist in beiden Szenarios die zunehmende Knappheit an verbleibenden lokalen Erdgasreserven. So importiert Großbritannien speziell im Szenario *EuETS* zunehmend Erdgasmengen, durch welche die eigenen sinkenden Förderquoten teilweise kompensiert werden. Dies hat jedoch vergleichsweise höhere Bereitstellungskosten für Erdgas zur Folge²⁵⁶.

Sowohl im Szenario mit, als auch ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen, ist in Frankreich die Beibehaltung der dominierenden Stellung von nuklearen Erzeugungskapazitäten in der Stromwirtschaft über den gesamten Betrachtungszeitraum zu beobachten (vgl. Abbildung 6.11)²⁵⁷. Im Szenario *NoETS* ist trotz der Stilllegung von Kernkraftwerken infolge einer verstärkten Auslastung der bestehenden Anlagen ein Anstieg der Stromerzeugung aus Atomkraftwerken von ca. 419 TWh_{el} im Jahr 2002

²⁵⁶ Die abgeleiteten Importpreise in Großbritannien steigen bspw. im Szenario *EuETS* von 9,0 €/MWh_{th} in 2010 auf 15,6 €/MWh_{th} gegen Ende des Betrachtungszeitraums an. Für die durchschnittlichen britischen Förderkosten sind hingegen 5,8 €/MWh_{th} unterstellt.

²⁵⁷ Gegenwärtig sind in Frankreich 58 Druckwasserreaktoren (DWR) in Betrieb, von welchen der älteste im Jahr 1977 fertiggestellt wurde [Fleury 2005, S. 98].

auf 443 TWh_{el} ab der Modellperiode 2020 zu erkennen. Im Szenario mit Minderungsverpflichtungen werden zudem bis ins Jahr 2015 Kernkraftwerke zugebaut, so dass die nukleare Stromerzeugung auf ca. 562 TWh_{el}/a bis zum Ende des Betrachtungszeitraums ansteigt. Im Szenario *NoETS* werden hingegen GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerke zugebaut. Die prognostizierte Stromerzeugung in gasbetriebenen Kraftwerken steigt von ca. 12 TWh_{el}/a im Jahr 2002 auf ca. 57 TWh_{el}/a im Jahr 2020 an. Im Szenario mit CO₂-Minderungsverpflichtungen ist lediglich ein moderater Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas auf 26 TWh_{el}/a im Jahr 2020 zu beobachten. Die Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf 108 TWh_{el}/a bis zum Jahr 2010 ist in beiden Szenarios auf die Vorgabe der Ausbauziele zurückzuführen.

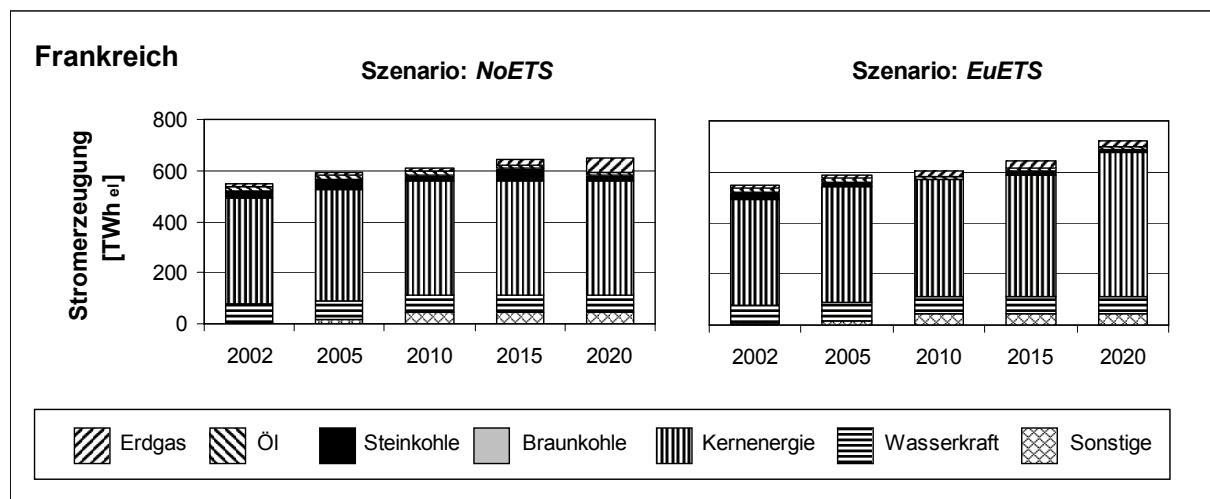


Abbildung 6.11: Stromerzeugungsstruktur in Frankreich

In Frankreich wird ein höherer Anteil der Stromerzeugung aus gasbetriebenen Kraftwerken für das Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen im Vergleich zu dem Szenario mit CO₂-Minderungsverpflichtungen prognostiziert. Hintergrund ist, dass in Frankreich kein Kernenergiemoratorium beschlossen wurde und außerdem neue Kernkraftwerke zugebaut werden dürfen. Im Kontext der Minderung von CO₂ wird diese Technologie aus Systemsicht einem verstärkten Ausbau von neuen GuD-Anlagen vorgezogen. Im Szenario *NoETS* werden die bestehenden Kernkraftwerke zwar genutzt, ein Zubau neuer Anlagen wird jedoch nicht durchgeführt. Durch bestehende sowie neu zugebaute gasbetriebene Kraftwerke wird hingegen bis Ende des Beobachtungshorizontes ein Anteil von ca. 8,6% der Stromerzeugung bereitgestellt.

Die Stromerzeugungsstruktur in den Niederlanden (vgl. Abbildung 6.12) ist in beiden Szenarios bis ins Jahr 2015 durch einen zunehmenden Anteil der Erdgasverstromung gekennzeichnet. Hauptursache für diese Entwicklung sind die eigenen Erdgasvorkommen (insbesondere das Groningen-Feld) mit kostengünstigen Fördermöglichkeiten. So werden ca. zwei Drittel der niederländischen Erdgasförderung zur Deckung der nationalen Erdgasnachfrage genutzt. Der Anteil der Erdgasverstromung steigt zwischen 2002 und 2015 von ca. 58% auf ca. 73% für das Szenario *NoETS*

und sogar auf ca. 77% für das Szenario mit CO₂-Minderungsverpflichtungen an. Da neue Kernkraftwerke auf Grund der politischen Situation keine Option darstellen (vgl. hierzu [IEA 2000, S. 27]), ist die Stromerzeugung nach Stilllegung der bestehenden Kapazitäten bis zum Jahr 2015 kernkraftfrei²⁵⁸.

Eine signifikante Veränderung der Erzeugungsstruktur ist in beiden Szenarios im Jahr 2020, infolge der Substitution erdgasbetriebener Kraftwerke durch Steinkohlekraftwerke, zu beobachten. Die wesentliche Ursache dieser Umstrukturierung liegt in dem Rückgang der Erdgasförderung von einem stabil bleibenden Förderniveau von 72 Mrd. m³/a bis 2015 auf 42 Mrd. m³/a ab 2020. Der Bezug der importierten Gasmengen ist jedoch mit relativ höheren Ausgaben²⁵⁹ verbunden, wohingegen Steinkohle über die beiden Häfen in Amsterdam und Rotterdam, im kontinentaleuropäischen Vergleich, zu geringen Ausgaben bezogen werden kann²⁶⁰. Dies begünstigt die Zunahme des Einsatzes von Steinkohlekraftwerken, durch die im Szenario *NoETS* ca. 46% und im Szenario *EuETS* ca. 39% der Stromerzeugung ab der Modellperiode 2020 abgedeckt werden. Diese Veränderung in der Stromerzeugungsstruktur zwischen den Jahren 2015 und 2020 spiegelt sich ebenfalls in einer Zunahme der spezifischen CO₂-Emissionen wider (vgl. auch Tabelle 6.5).

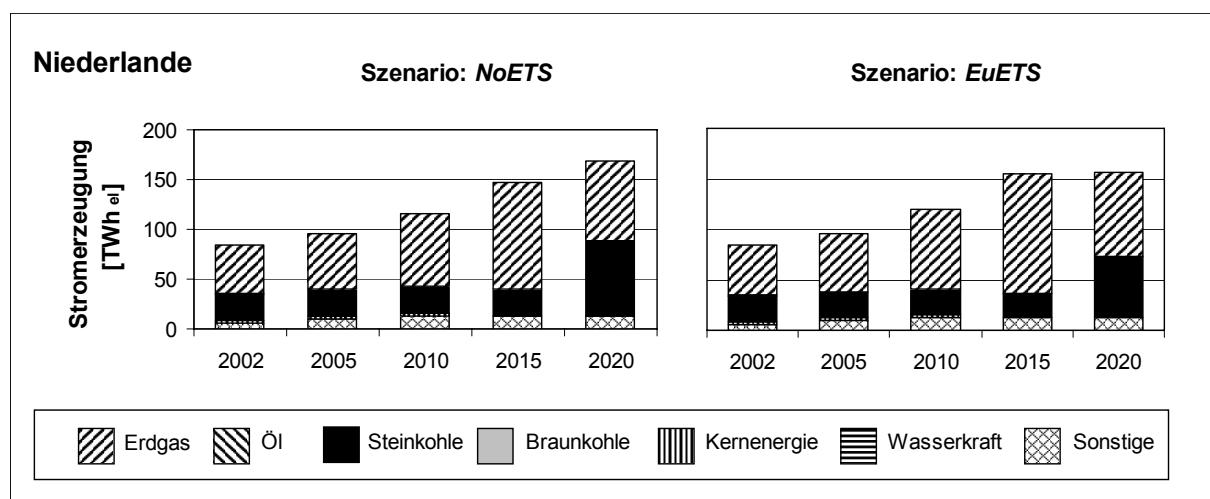


Abbildung 6.12: Stromerzeugungsstruktur in den Niederlanden

In Italien werden derzeit über zwei Drittel (ca. 183 TWh_{el} im Jahr 2002) der gesamten Stromerzeugung in Erdgas- und Erdölkraftwerken erzeugt. Als weitere wesentliche Technologien tragen mit ca. 53 TWh_{el}/a Wasserkraftwerke sowie mit ca. 32 TWh_{el}/a

²⁵⁸ Ursprünglich sollte das einzige niederländische Kernkraftwerk Borseele (Druckwasserreaktor mit einer Kapazität von 450 MW) durch einen Parlamentsbeschluss bis gegen Ende 2003 vom Netz gehen. Derzeit wird jedoch von einem planmäßigen Betrieb bis 2013 ausgegangen (vgl. hierzu [IEA 2000, S. 84f.]).

²⁵⁹ Für die durchschnittlichen Ausgaben zur Förderung von niederländischem Erdgas sind 2,7 €/MWh_{th} hinterlegt.

²⁶⁰ Im Modell wurden für die Importe von Steinkohle in den Niederlanden relativ geringe Bezugskosten unterstellt (vgl. hierzu auch Kapitel 5.4). Hintergrund ist, dass zwei der wichtigsten Steinkohlehäfen Europas in den Niederlanden sind.

Steinkohlekraftwerke mit Mischfeuerungen zur Stromerzeugung bei. Damit die Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2002 befriedigt werden konnte, wurde zusätzlich Strom in Höhe von ca. 43 TWh_{el}/a, das entspricht ca. 20% der Nachfrage, aus Anrainerstaaten (hauptsächlich der Schweiz und Frankreich) importiert.

Auf Grund eines erwarteten relativ hohen Anstiegs der Stromnachfrage (ca. 2.7%/a) in den kommenden Jahren werden in Italien in beiden Szenarios verstärkt Kraftwerkskapazitäten (insbesondere GuD-Anlagen) zugebaut. Die Favorisierung gasbetriebener Anlagen wird durch zusätzliche Erdgasmengen aus Algerien (vgl. Kapitel 6.2) begünstigt. Der Zubau von Kernkraftwerken stellt hingegen aus politischen Gründen keine Option dar. Trotz gegenwärtiger administrativer und (lokal)politischer Widerstände wird die Stromerzeugung aus Steinkohle von der italienischen Regierung als wichtige Option zur Diversifikation des Erzeugungsmixes angesehen (vgl. auch [IEA 2003b, S. 123]).

Die Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur ist in beiden Szenarios durch die sukzessive Stilllegung von Ölkraftwerken und den Zubau von GuD-Anlagen geprägt (vgl. Abbildung 6.13). Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Öl geht im Szenario *EuETS* von etwa 31% im Jahr 2002 auf unter 2% im Jahr 2020 zurück. Der Energieträger Erdgas erhöht im gleichen Zeitraum seinen Anteil an der Stromerzeugung von ca. 36% (im Jahr 2002) auf etwa 72% (2020). Der prognostizierte Zuwachs der Stromerzeugung aus Erdgas basiert hauptsächlich auf dem Zubau mehrerer GuD-Anlagen. Der Anstieg des Anteils der Verstromung von Steinkohle im Szenario *NoETS* resultiert aus der verstärkten Nutzung bestehender Anlagen sowie dem Zubau zusätzlicher Steinkohlekraftwerke. Die Stromerzeugung aus Steinkohle erreicht im Szenario *NoETS* ab dem Jahr 2020 ein Niveau von ca. 113 TWh_{el}/a und hat damit einen Anteil von ca. 24% an der Gesamterzeugung. Der im Szenario *NoETS* ausgewiesene starke Zubau an modernen Steinkohlekraftwerken unterbleibt hingegen im Szenario *EuETS* weitgehend zugunsten einer Kapazitätserweiterung von gasbefeuerten GuD-Anlagen.

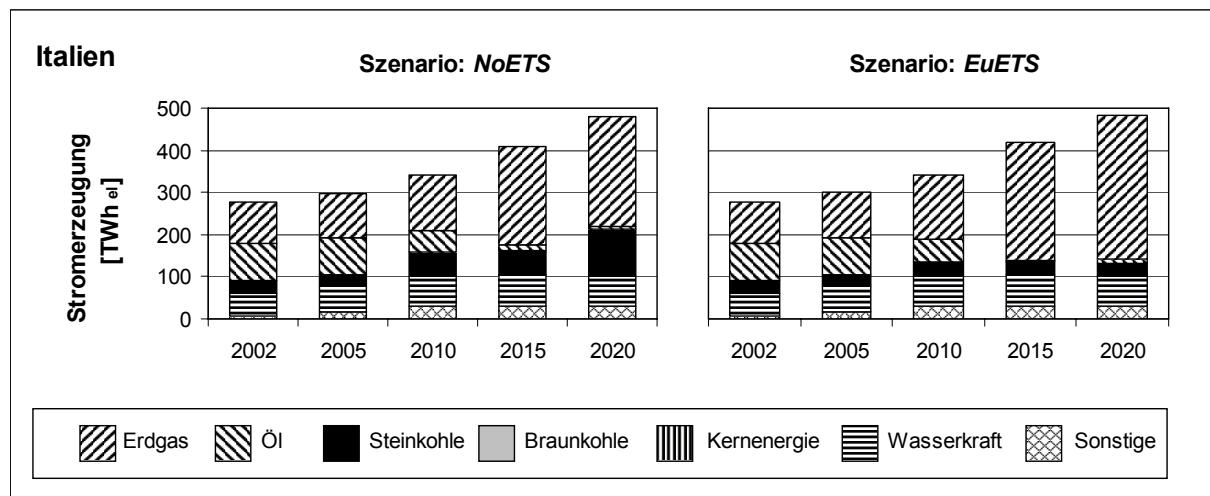


Abbildung 6.13: Stromerzeugungsstruktur in Italien

Abbildung 6.14 stellt die Entwicklung der polnischen Stromerzeugungsstruktur innerhalb des Betrachtungszeitraums dar. Polens derzeitiger Strommix wird durch die Stromerzeugung von Stein- und Braunkohlekraftwerken dominiert. Gegenwärtig beträgt der Anteil der Steinkohleverstromung ca. 61%, wohingegen ca. 34% durch die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken abgedeckt wird. Obwohl bis heute Polen keine Atomkraftwerke besitzt, gibt es Pläne für zukünftige Kernkraftwerke, so dass im Modell der Zubau eine Option darstellt²⁶¹.

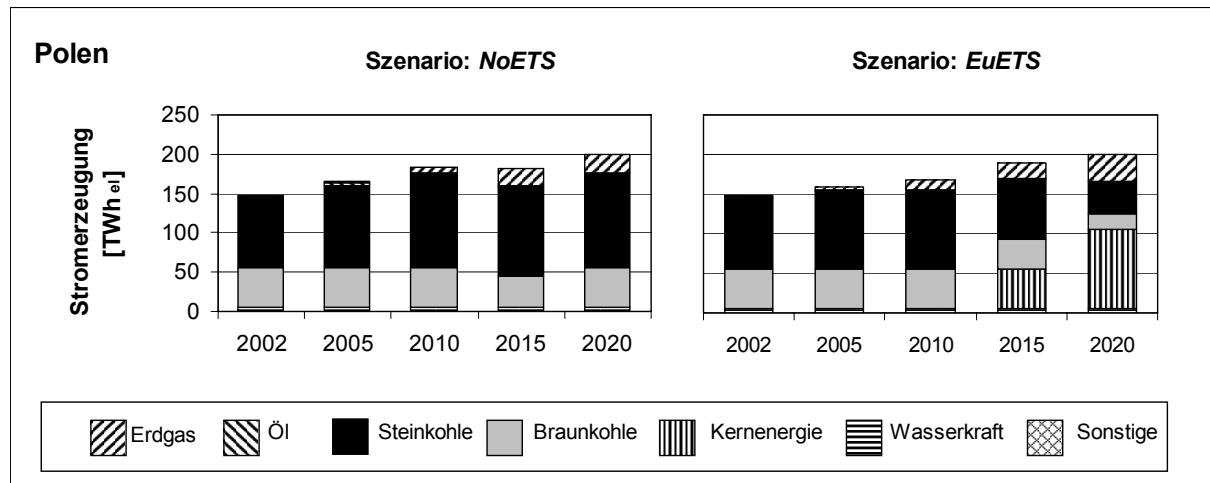


Abbildung 6.14: Stromerzeugungsstruktur in Polen

Der Vergleich der Stromerzeugungsstrukturen Polens in Abhängigkeit der beiden Szenarios zeigt wesentliche Unterschiede. Während die Erzeugungsstruktur Polens im Szenario *NoETS* innerhalb des gesamten Beobachtungszeitraums durch Stein- und Braunkohle dominiert ist, verändert sich diese grundlegend im Szenario *EuETS* ab dem Jahr 2015. Der Anteil der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken beträgt im Jahr 2015 ca. 26% und steigt im Jahr 2020 auf ca. 50%. Des Weiteren nimmt die Erdgasverstromung zwischen 2010 und 2020 von einem Anteil von ca. 7% (13 TWh_{el}/a) auf ca. 17% (35 TWh_{el}/a) zu. Die Auswirkungen dieser starken Umstrukturierung sind ebenfalls im Rückgang der CO₂-Emissionen zu erkennen.

Die starke Bedeutung der Stromerzeugung aus Kohle im Szenario *NoETS* basiert auf den eigenen Steinkohlevorkommen. Diese sind im europäischen Vergleich zu relativ geringen Kosten abbaubar, so dass keine zusätzlichen Mengen importiert werden müssen. Der Zubau von Erdgaskraftwerken ab dem Jahr 2010 dient hauptsächlich der Bereitstellung von Strom für die Spitzen- und Mittellast.

Im Folgenden werden wesentliche Ergebnisse hinsichtlich der Stromerzeugungsstruktur auf aggregierter Ebene dargestellt.

²⁶¹ In Polen wird gegenwärtig die Möglichkeit des Neubaus von Kernkraftwerken in den kommenden 10 bis 15 Jahren diskutiert (vgl. hierzu [CO₂-Handel 2006], [Die Welt 2006a]).

Entwicklung der Stromerzeugungs- und Kapazitätsstruktur in der EU

Abbildung 6.15 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur der 2004 beigetretenen EU-Länder, der EU17-Länder sowie der Kernregionen (EU27) für die Szenarios *EuETS* und *NoETS*.

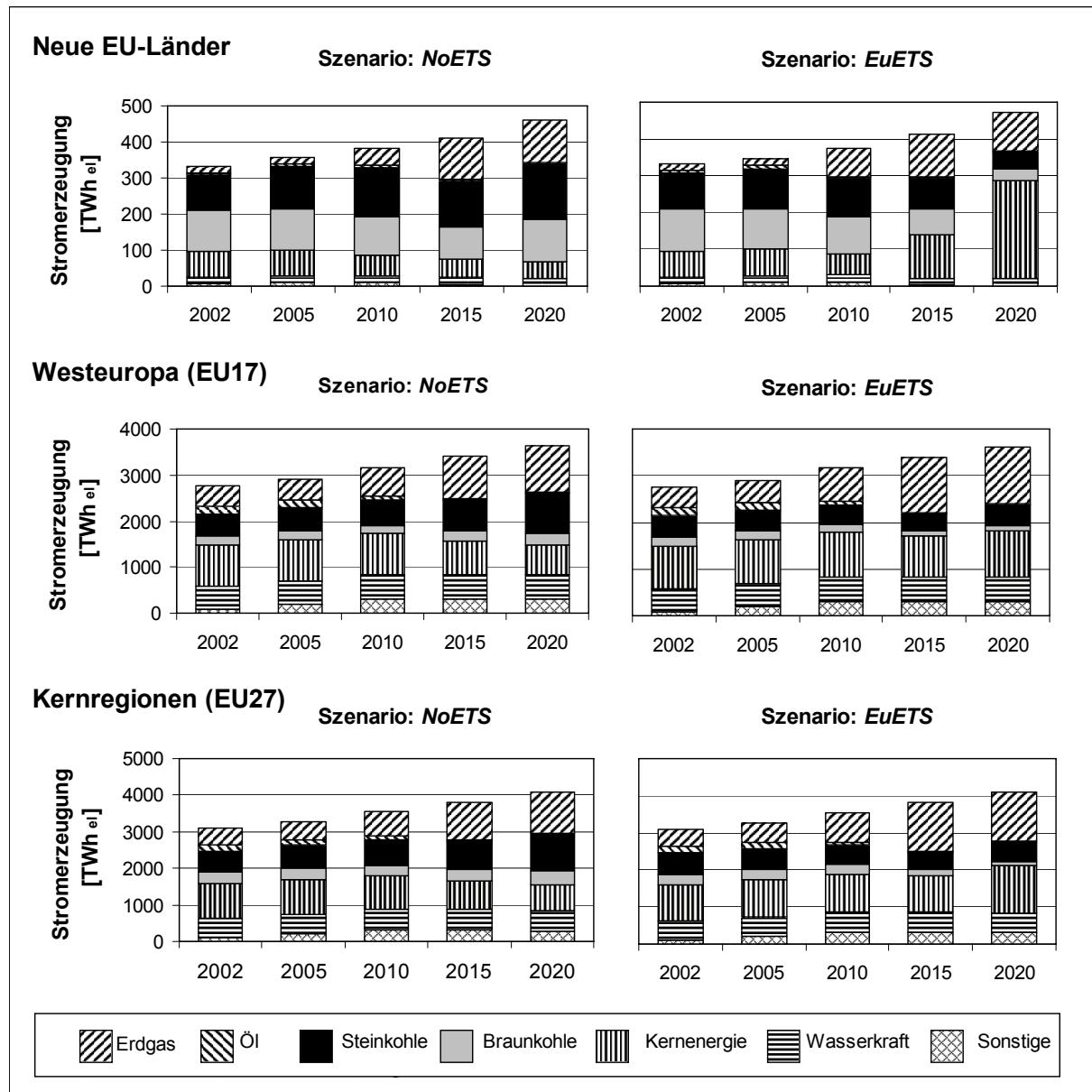


Abbildung 6.15: Gegenüberstellung der Stromerzeugungsstrukturen

Die modellendogene Stromerzeugung weist im Szenario *NoETS* einen jahresdurchschnittlichen Zuwachs der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken von ca. 11%/a für die neuen EU-Länder und 4,6%/a für die EU17 auf. Obwohl der Anstieg der Erdgasverstromung der neuen EU-Länder wesentlich höher ist als derjenige der EU17-Länder²⁶², wird auf Grund des gegenwärtig noch geringen Anteils von Erdgas im Strommix dieser Länder (ca. 6%) bis gegen Ende des Betrachtungszeitraums ein Anteil von 25% im Vergleich zu 28% für die EU17 erreicht. Mit ca. 27% an der

²⁶² Im Basisjahr 2002 betrug die Erdgasnachfrage der Kraftwerkssektoren der EU17 ca. 116 Mrd. m³.

Stromerzeugung der Kernregionen stellt Erdgas selbst im Szenario *NoETS* den größten Anteil im Stromerzeugungsmix dar²⁶³.

Eine noch stärkere Dominanz von Gaskraftwerken ist unter Berücksichtigung von CO₂-Minderungsverpflichtungen (im Szenario *EuETS*) zu erkennen. Ab dem Jahr 2015 werden in den Kernregionen über 1.300 TWh_{el}/a, das sind zwischen 32% und 34% der gesamten Stromerzeugung, durch gasbetriebene Kraftwerke bereitgestellt. Dies entspricht einem durchschnittlichen Zuwachs von ca. 5,8%/a innerhalb des Beobachtungszeitraums. Folge dieser Entwicklung ist, dass eine verstärkte Substitution von Kohlekraftwerken stattfindet, deren Anteil an der Mittellast sukzessive abnimmt.

Ein Vergleich der prognostizierten Entwicklung der neuen EU-Länder mit den EU17-Staaten zeigt für die zuletzt genannten eine wesentlich höhere Zuwachsquote bei der Stromerzeugung in Kernkraftwerken im Szenario *EuETS*. Speziell in den Jahren 2015 und 2020 ist ein signifikanter Zubau von Atomkraftwerken in den neuen EU-Ländern von durchschnittlich ca. 8%/a zu erkennen. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums tragen diese zu ca. 57% der Stromerzeugung dieser Länder bei. Ursache hierfür ist, dass neue Atomkraftwerke hier als Zubauoptionen²⁶⁴ zur Verfügung stehen und diese unter CO₂-Minderungsverpflichtungen verstärkt realisiert werden²⁶⁵. Die wichtigste CO₂-Minderungsstrategie stellt in den neuen EU-Ländern unter diesen Rahmenbedingungen somit der Zubau von Kernkraftwerken dar. Auf Ebene der Kernregionen bleibt hingegen der Anteil der Stromerzeugung in Atomkraftwerken mit ca. 30% innerhalb des Beobachtungszeitraums relativ stabil.

Sowohl im Szenario *NoETS* als auch im Szenario *EuETS* ist in der EU17 ein kontinuierlicher Rückgang des Einsatzes von Erdöl in der Stromerzeugung zu beobachten. Ab dem Jahr 2010 wird hierdurch nur noch ein marginaler Anteil bereitgestellt. In den neuen EU-Ländern spielt hingegen Erdöl in der Elektrizitätswirtschaft innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums nahezu keine Rolle.

In beiden Szenarios leistet die Braunkohle außer in Deutschland und Griechenland in den übrigen EU17-Ländern längerfristig keinen wesentlichen Beitrag zum Elektrizitätsmix. In den neuen EU-Ländern behält die Braunkohle ihre wichtige Rolle insbesondere in Polen und Tschechien²⁶⁶ im Szenario *NoETS* bei. In diesem Szenario werden innerhalb des Betrachtungszeitraums zwischen ca. 88 TWh_{el}/a und ca. 118 TWh_{el}/a in Braunkohlekraftwerken erzeugt. Dies entspricht einem relativen Anteil an der Stromerzeugung zwischen 21% und 35%.

²⁶³ Der durchschnittliche Anstieg der Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken beträgt für die Kernregionen innerhalb des Beobachtungszeitraums ca. 5%/a.

²⁶⁴ Pro Land ist der Zubau auf vier neue Atomkraftwerke mit jeweils einer maximalen Kapazität von 1.600 MW_{el} pro Modellperiode beschränkt.

²⁶⁵ Vgl. hierzu insbesondere die Entwicklung in Frankreich sowie Großbritannien.

²⁶⁶ Weitere EU-Länder, in denen Braunkohle eine bedeutende Rolle im nationalen Strommix spielt, sind die Slowakei, Slowenien sowie Ungarn.

Im Szenario *EuETS* ist hingegen ein kontinuierlicher Rückgang des Anteils der Stromerzeugung aus Braunkohle von gegenwärtig ca. 35% auf 7% im Jahr 2020 zu erkennen. Ursache hierfür sind die relativ hohen CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken (vgl. hierzu auch Kapitel 3.2.2). Die Bedeutung von Steinkohlekraftwerken entwickelt sich in Abhängigkeit der beiden Szenarios unterschiedlich. Insgesamt beträgt der prognostizierte Zuwachs an der gesamten Stromerzeugung in den neuen EU-Ländern im Szenario *NoETS* jährlich ca. 2,6%, wohingegen ein Rückgang von durchschnittlich 4,8%/a im Szenario mit Minderungsverpflichtungen zu beobachten ist.

Auf Ebene der Kernregionen steigt der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Szenario *NoETS* von 19% im Jahr 2002 auf 25% im Jahr 2020. Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von 3,2%. Für den gleichen geographischen Raum, jedoch im Szenario mit Minderungsverpflichtungen, sinkt der Beitrag der Stromerzeugung aus Steinkohle sukzessive auf ca. 13% bis ins Jahr 2020.

Hinsichtlich des Anteils der erneuerbaren Energieträger im Strommix kann beobachtet werden, dass selbst unter CO₂-Minderungsverpflichtungen lediglich die nationalen Zielvorgaben aus der EU-Richtlinie 2001/77/EG erfüllt werden. Erneuerbare Energieträger können somit innerhalb des Analysezeitraums nur auf Basis von Subventionen oder einzuhaltenden Zielvorgaben unter den unterstellten Rahmenbedingungen zur CO₂-Minderung beitragen.

Unabhängig vom Szenario und der geographischen Abgrenzung ist in den meisten der betrachteten Regionen eine Substitution von Kohlekraftwerken durch neue GuD-Anlagen zu beobachten. Speziell unter CO₂-Minderungsverpflichtungen stellt diese Option, neben der Elektrizitätserzeugung aus nuklearen Kraftwerken, eine wichtige Klimaschutzmaßnahme im Energiesektor dar.

In Abbildung 6.16 ist die Entwicklung der Kapazitätsstruktur der abgebildeten Kernregionen dargestellt. Die gesamte in den Kernregionen installierte Kapazität beträgt im Basisjahr 2002 ca. 770 GW_{el}. In der Periode beginnend mit dem Jahr 2005 ist ein leichter Rückgang der installierten Kapazitäten bei einem gleichzeitig unterstellten Anstieg der Stromnachfrage in der EU von durchschnittlich 1,6%/a zu beobachten. Ursache hierfür ist der Abbau von Überkapazitäten, die aus den nationalen, durch Demarkationsgebieten geprägten Strukturen der Elektrizitätsmärkte vor der Liberalisierung resultieren. Da mit der Liberalisierung insbesondere das Ziel verfolgt wird, die im Binnenmarkt gegebene Nachfrage ausgabenoptimal zu befriedigen, sind Überkapazitäten²⁶⁷ aus wirtschaftlicher Sicht nur bedingt zu rechtfertigen. Als Konsequenz werden Kapazitäten stillgelegt, ohne dass Ersatzinvestitionen in gleicher Größenordnung durchgeführt werden (vgl. hierzu Kapitel 3.4).

²⁶⁷ [Heithoff et al. 2000, S. 727] beziffern bspw. die für das Jahr 2000 im UCTE/CENTREL/NORDEL-Gebiet bestehenden Überkapazitäten auf ca. 50 GW_{el}. Als Folge planen nach [Stromthemen 2000] sowohl E.ON als auch RWE in den nächsten Jahren Anlagenstilllegungen von ca. 10 GW_{el}.

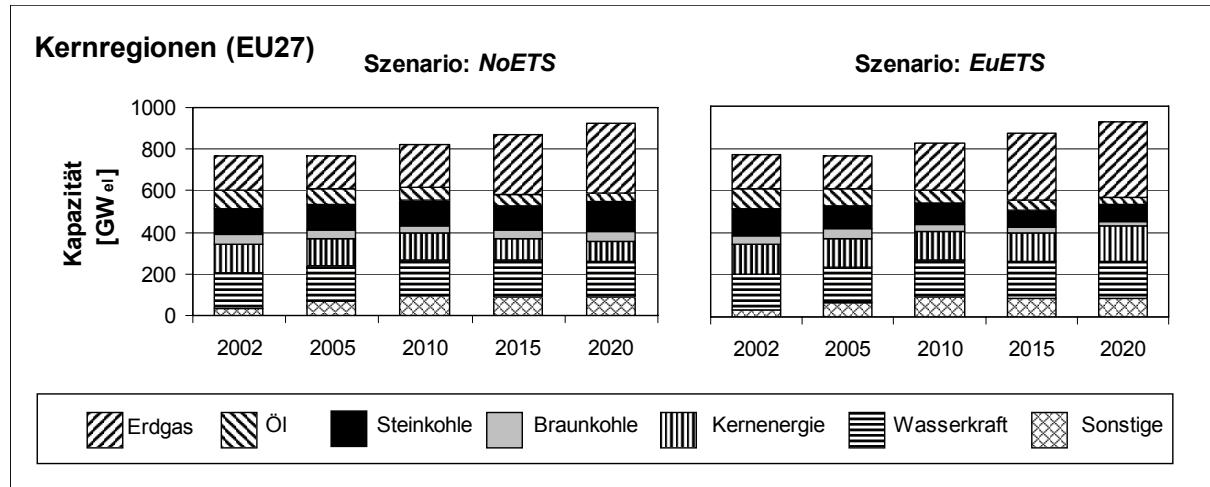


Abbildung 6.16: Gegenüberstellung der Kapazitäten der EU27

Ab dem Jahr 2010 ist hingegen bis Ende des Betrachtungszeitraums ein Anstieg der Erzeugungskapazitäten zu beobachten, welcher durch die Zunahme der Gesamtlast der abgebildeten Länder bedingt ist. Bis zum Jahr 2020 beträgt die in den Kernregionen installierte Kapazität ca. 926 GW_{el}.

Innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums werden in den Kernregionen im Szenario *EuETS* ca. 454 GW_{el} an neuen Kraftwerkskapazitäten zugebaut. Hierbei entfällt ein Anteil von ca. 59% auf Gas-, ca. 16% auf Kern- und lediglich ca. 5% auf Kohlekraftwerke. Der Anteil der Kraftwerke die auf der Nutzung von erneuerbaren Energieträgern basieren entspricht ca. 20%.

Im Szenario *NoETS* hingegen beträgt der Anteil der neu installierten Gaskraftwerke ca. 55%, derjenige von Steinkohlekraftwerken ca. 19%, ca. 20% entfallen auf Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energieträgern und ca. 6% auf Braunkohlekraftwerke. Die insgesamt neu installierte Kapazität beträgt ca. 446 GW_{el} und ist damit geringfügig kleiner als im Szenario *EuETS*. Hintergrund hierfür ist, dass im Szenario *EuETS* infolge der CO₂-Beschränkung neben Investitionen zum Ersatz von Altanlagen zusätzlich Investitionsanreize hin zu emissionsärmeren Technologien bestehen. So werden im Szenario *EuETS* mehr Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke vor dem Erreichen ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt als im Szenario *NoETS* und durch Gaskraftwerke ersetzt. Der in den Szenarios ermittelte Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten entspricht in etwa der Größenordnung von Prognosen der IEA [IEA 2003a]. Hier wird ein Investitionsbedarf innerhalb der EU bis zum Jahr 2030 mit 300 bis 600 GW_{el} abgeschätzt.

Die in Abhängigkeit der CO₂-Minderungsziele unterschiedliche Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur zeigt sich ebenfalls in den landesspezifischen CO₂-Emissionen bzw. dem interregionalem Stromtausch.

6.3.3 Interregionaler Strom- und CO₂-Zertifikathandel in der EU

Ein wesentlicher Unterschied des Strommarktes im Vergleich zum Erdgasmarkt der EU besteht darin, dass Erdgas zu einem bedeutenden Anteil importiert werden muss.

Das überregionale Transportnetz ist somit für die Versorgung der EU mit Erdgas von zentraler Bedeutung. Das UCTE-Netz hingegen wurde ursprünglich nicht für die Versorgung einzelner Ländern, sondern auf Grund von Sicherheitsaspekten (Erhaltung der Netzstabilität) aufgebaut und ist historisch bedingt nicht für einen hohen Stromaustausch ausgelegt (vgl. hierzu Kapitel 2.5.3). Angesichts der zentralen Bedeutung der Übertragungsinfrastruktur für einen liberalisierten EU-Markt haben jedoch die Übertragungsleitungen zwischen den einzelnen Modellregionen eine wesentliche Bedeutung bekommen. Prinzipiell können zwei Aspekte unterschieden werden. Durch Stromimporte kann zum einen die eigene Stromerzeugung substituiert werden, falls für Importe weniger Ausgaben anfallen als für die eigene Erzeugung. Zum anderen können durch einen interregionalen Stromaustausch auch komplementäre Stärken von (aneinander angrenzenden) Versorgungssystemen genutzt werden. Länder mit einem hohen Anteil an Grundlastkraftwerken bieten bspw. günstige Optionen zur Bereitstellung von Grundlaststrom, während Länder mit einem hohen Anteil an Wasserkraftwerken (insbesondere Pump- und Speicherkraftwerken) für die Bereitstellung von Spitzenlaststrom bedeutend sind. Regionale Einflussgrößen auf die zukünftige Entwicklung des Kraftwerkssektors stellen zudem die vorhandenen Primärennergieträger (z.B. Braunkohle), unterschiedliche Zugangsmöglichkeiten zu Rohstoffen (z.B. Anbindung an Erdgaspipelines) sowie die nationalen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar. Interdependenzen der einzelnen Regionen sind durch die Kopplung der nationalen Systeme mittels Kuppelleitungen sowie Erdgaspipelines gegeben.

Für die Untersuchung des Austauschs von CO₂-Zertifikaten zwischen den einzelnen EU-Ländern ist die Betrachtung der CO₂-Emissionsentwicklungen von großer Bedeutung. Diese sind wiederum von der Entwicklung der Stromerzeugungsstrukturen bzw. den spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und der absoluten Stromproduktion abhängig. Im Gegensatz zum Strom- und Erdgasmarkt sind auf dem abgebildeten CO₂-Markt jedoch keine physikalischen Restriktionen hinsichtlich des Austauschs der Zertifikate gegeben²⁶⁸.

Interregionaler Stromaustausch

In Tabelle 6.4 ist die zeitliche Entwicklung der Stromhandelssalden für bedeutende Modellregionen dargestellt²⁶⁹. Hierbei lässt sich zwischen Ländern, die innerhalb des Betrachtungszeitraums ausschließlich als Verkäufer bzw. Käufer von Strom auftreten sowie solchen mit zeitlich verändertem Marktverhalten unterscheiden. Des Weiteren sind Länder mit weitgehend ausgeglichenen Stromhandelsbilanzen zu beobachten.

²⁶⁸ Im Modell besteht jedoch die Möglichkeit, Handelsbeschränkungen festzulegen (z.B. Concrete Ceilings). Im Falle von Handelsbeschränkungen kann es zu einer Abtrennung regionaler Teilmärkte innerhalb des europäischen Zertifikathandels kommen, so dass regional unterschiedliche CO₂-Zertifikatspreise beobachtet werden können [Enzensberger 2003, S. 82]. Hiervon wird jedoch in den in dieser Arbeit vorgestellten Szenariorechnungen abgesehen.

²⁶⁹ Es wurden zusätzlich zu den in Kapitel 6.3.2 diskutierten Modellregionen weitere Kernregionen in die folgende Analyse mitaufgenommen, die eine wichtige Rolle hinsichtlich des Stromaustauschs und/oder des Zertifikathandels innerhalb des Beobachtungszeitraums haben.

Tabelle 6.4: Entwicklung der nationalen Stromsalden²⁷⁰

Modellregion	Stromauschsalden [TWh _{el} /a]									
	EuETS					NoETS				
	2002	2005	2010	2015	2020	2002	2005	2010	2015	2020
Deutschland	-16	-8	-11	29	42	-16	-12	-23	-7	-5
Frankreich	-74	-90	-79	-61	-76	-74	-89	-81	-62	-7
Großbritannien ²⁷¹	17	16	13	2	7	17	19	17	9	-1
Griechenland	0	-2	-4	-4	-4	0	-3	-4	-4	-4
Italien	43	45	59	42	26	43	46	58	51	30
Niederlande	26	26	18	-1	15	26	26	22	8	3
Polen	-2	-8	-1	-12	-9	-1	-10	-12	-4	-7
Spanien	5	4	5	-2	1	5	1	5	0	4
Tschechien	-18	-18	-17	-9	-30	-19	-18	-13	-15	-32

Die mengenmäßig bedeutendsten Verkäuferländer von Strom sind in beiden Szenarios Frankreich und Tschechien, wohingegen Italien durchgehend auf umfangreiche Stromimporte angewiesen ist. Ein Land mit einer weitgehend ausgeglichenen Handelsbilanz in Relation zur Eigenstromerzeugung ist Spanien²⁷².

Die Nettoexporte Frankreichs betragen im Szenario *EuETS* innerhalb des Betrachtungszeitraums zwischen 61 TWh_{el}/a und 90 TWh_{el}/a. Bezogen auf die Stromerzeugung entspricht dies einem Anteil zwischen ca. 10% und 15%. Im Gegensatz zum Szenario mit Minderungsverpflichtungen ist im Szenario *NoETS* ein starker Rückgang der Stromexporte in der letzten Beobachtungsperiode zu erkennen. Speziell die Exportmengen im Jahr 2020 nach Deutschland und Italien sinken in diesem Szenario.

Weitere wichtige Angebotsländer von Strom sind in beiden Szenarios Polen und Tschechien. Eine unterschiedliche Import-Export-Bilanz ist für Deutschland bei Gegenüberstellung der beiden Szenarios zu beobachten. Während das Land im Szenario *NoETS* innerhalb des gesamten Betrachtungshorizontes Anbieter von Strom ist, wechselt seine Position zum Nachfrager im Szenario *EuETS*, mit der Stilllegung der Atomkraftwerke, ab dem Jahr 2015. Der Großteil der zur Deckung der nationalen Nachfrage nötigen Importmengen in Höhe von ca. 29 TWh_{el} im Jahr 2015

²⁷⁰ Für die Anrainerstaaten der Kernregionen wurden basierend auf historischen Daten Annahmen hinsichtlich des Stromauschs getroffen. Von Polen, Tschechien, Slowenien und Ungarn betragen die durchschnittlichen Importe im Zeitraum von 2001 und 2003 zwischen 2 und 3 TWh_{el}/a. Von Griechenland wurden im gleichen Zeitraum durchschnittlich 10,4 TWh_{el} importiert. (vgl. <http://www.ucte.org/>)

²⁷¹ Großbritannien importiert fast ausschließlich Strom aus Frankreich.

²⁷² Der Stromauschsalden Spaniens in Relation zur nationalen Stromnachfrage beträgt in den untersuchten Szenarios unter 2%.

und ca. 42 TWh_{el} im Jahr 2020 wird von Frankreich, Tschechien und Polen bereitgestellt.

In der Basisperiode, beginnend im Jahr 2002, betragen die Stromimportmengen von Großbritannien ca. 17 TWh_{el}/a, welche ausschließlich aus Frankreich stammen. Innerhalb des Betrachtungszeitraums sinken in beiden Szenarios die Importmengen jedoch infolge der zunehmenden Eigenerzeugung im Vergleich zum Jahr 2002.

Italien, das mit ca. 43 TWh_{el}/a die größten Stromimporte in der Basisperiode aufweist, erhöht in beiden Szenarios die Importe um über 10 TWh_{el}/a bis ins Jahr 2010. Durch den verstärkten Zubau und Einsatz von neuen GuD-Anlagen (bzw. zusätzlichen Steinkohlekraftwerken im Szenario *NoETS*) nimmt die Höhe der Stromimporte sukzessive auf 30 TWh_{el}/a (Szenario *NoETS*) bzw. 26 TWh_{el}/a (Szenario *EuETS*) in den folgenden Perioden ab.

Die Stromimporte der Niederlande nehmen in beiden Szenarios in den Jahren 2010 und 2015 ab. Dies ist auf den massiven Zubau von GuD-Anlagen zurückzuführen. Durch eine weitere Erhöhung der Stromproduktion, hauptsächlich in neuen Steinkohlekraftwerken, ist ebenfalls ein Rückgang der Stromimportmengen im Szenario *NoETS* in der letzten Betrachtungsperiode zu beobachten. Im Gegensatz hierzu steigen im Szenario *EuETS* die Nettoimportmengen in der letzten Periode auf 15 TWh_{el}/a an. Hintergrund hierfür ist, dass im Szenario *EuETS* zwar ebenfalls Steinkohlekraftwerke zugebaut werden, jedoch infolge der hierdurch bedingten Zunahme der CO₂-Emissionen, in geringerem Umfang als im Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen.

Entwicklung der CO₂-Emissionen

Als Grundlage zur Analyse des Handels mit CO₂-Zertifikaten zwischen den Stromsektoren der abgebildeten Länder wird zuerst die Entwicklung der Emissionen betrachtet. In Tabelle 6.5 ist diese sowohl für die spezifischen als auch absoluten CO₂-Emissionen auf Länderebene und in aggregierter Form für die neuen EU-Länder, EU17-Staaten sowie Kernregionen dargestellt.

Die Unterschiede in den Stromerzeugungsstrukturen der einzelnen EU-Länder bedingen Unterschiede in den CO₂-Emissionsintensitäten, d.h. den spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein Vergleich der derzeitigen Emissionsintensität der Stromerzeugung der verschiedenen europäischen Länder zeigt besonders hohe spezifische CO₂-Emissionen in Polen und Griechenland²⁷³ auf. Im Gegensatz hierzu hat das im Wesentlichen auf der Nutzung von Kernenergie basierende Versorgungssystem in Frankreich sehr geringe spezifische Emissionen.

²⁷³ Die derzeitige Stromerzeugung in Griechenland basiert zu ca. 65% auf der Nutzung einheimischer Braunkohle [IEA 2002c, S. 86].

Tabelle 6.5: Entwicklung der CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Szenarios *EuETS* und *NoETS*

Modellregion	Spezifische CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung [kt CO ₂ /TWh _{el}]						Gesamtemissionen des Energieversorgungssektors [kt CO ₂ /a]			
	Szenario: <i>EuETS</i>			Szenario: <i>NoETS</i>			Szenario: <i>EuETS</i>		Szenario: <i>NoETS</i>	
	2005	2010	2020	2005	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Deutschland ²⁷⁴	446	423	513	473	454	622	289	313	313	399
Frankreich	42	24	32	76	57	72	32	109	53	290
Griechenland	802	644	294	807	656	501	53	29	54	49
Großbritannien	420	342	195	431	429	545	158	109	194	290
Italien	411	336	293	414	363	360	150	175	159	206
Niederlande	406	367	443	416	381	481	61	87	62	98
Polen	813	797	290	818	827	745	162	82	180	175
Spanien	362	306	290	379	328	292	103	119	109	120
Tschechien	559	509	164	563	537	533	62	31	62	73
Neue EU-Länder	617	592	197	636	643	577	276	138	301	315
EU17	285	248	234	302	281	346	982	1.033	1.088	1.442
Kernregionen	319	283	231	338	318	371	1258	1.171	1.389	1.757

Die spezifischen CO₂-Emissionen der Kernregionen sinken im Szenario ohne Minderungsverpflichtungen zwischen dem Jahr 2005 und 2010 von 338 kt CO₂/TWh_{el} auf 318 kt CO₂/TWh_{el}. Ursache dieser Entwicklung stellt der zunehmende Anteil der Erdgasverstromung am Stromerzeugungsmix dar. Trotz dieses Rückgangs der spezifischen CO₂-Emissionen ist im gleichen Zeitraum eine Zunahme der absoluten Emissionen zu beobachten, was eine Folge der zunehmenden Stromerzeugung ist. Innerhalb des gesamten Zeithorizontes steigen die absoluten CO₂-Emissionen im Szenario *NoETS* um durchschnittlich ca. 1,5%/a an.

Im Szenario mit Minderungsverpflichtungen sinken hingegen sowohl die spezifischen als auch die Gesamtemissionen der Kernregionen durchgehend.

Die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen in der Basisperiode der im Jahr 2004 beigetretenen EU-Länder sind mit ca. 640 kt CO₂/TWh_{el} deutlich über denen der EU17-Länder, die ca. 314 kt CO₂/TWh_{el} betragen. Die spezifischen CO₂-Emissionen der neuen EU-Länder nehmen im Szenario mit Minderungsverpflichtungen innerhalb des Betrachtungszeitraums um beinahe 70% ab. Im gleichen Szenario beträgt

²⁷⁴ Der Anstieg der CO₂-Emissionen ab der Periode 2015 ist als direkte Folge des Atomausstiegs von Deutschland zu sehen (vgl. hierzu Kapitel 3.3.1).

die Verringerung der spezifischen Emissionen für die EU17-Länder zwischen den Jahren 2002 und 2020 ca. 25%. Ursachen für diese Unterschiede sind die wesentlich größeren CO₂-Minderungsmöglichkeiten der neuen EU-Länder. Diese sind zum einen durch die durchschnittlich ineffizienter bestehenden Technologien und dem hohen Anteil an Kohlekraftwerken bedingt und zum anderen durch die Möglichkeit, CO₂-freie Atomkraftwerke zuzubauen, gegeben.

Die wesentlich höhere Stromerzeugung in den EU17-Ländern führt dazu, dass die durchschnittlichen spezifischen und absoluten CO₂-Emissionen der Kernregionen in Summe näher an denjenigen der EU17 als an denen der neuen EU-Länder liegen. Bspw. betragen die spezifischen CO₂-Emissionen im Jahr 2020 für die neuen EU-Länder 197 kt CO₂/TWh_{el}, für die EU17-Länder 234 kt CO₂/TWh_{el} und für die Kernregionen 231 kt CO₂/TWh_{el}.

Interregionaler Austausch von CO₂-Zertifikaten

Tabelle 6.6 zeigt die CO₂-Zertifikatshandelssalden der Energieversorgungssektoren der Länder mit den höchsten Bezugs- bzw. Verkaufsmengen für die verschiedenen Handelsperioden. Angebotsländer von CO₂-Zertifikaten sind in den ersten beiden Handelsperioden Frankreich, Deutschland, Großbritannien und Polen. Die beiden Länder Deutschland und Frankreich bieten in der ersten Handelsperiode in Summe ca. 20 Mio. Zertifikate/a an, was ca. 46% des gesamten Handelsvolumens entspricht. Hauptnachfrageländer sind in dieser Periode Spanien und Italien, die zusammen ca. 28 Mio. Zertifikate/a beziehen. Die Position als Nachfrager von CO₂-Zertifikaten behalten beide Länder bis zum Ende des Betrachtungszeitraums bei. Hintergrund hierfür ist, dass trotz eines Rückgangs der spezifischen CO₂-Emissionen wegen des starken Anstiegs der Stromproduktion²⁷⁵ eine Zunahme der absoluten CO₂-Emissionen in beiden Ländern stattfindet (vgl. Tabelle 6.5). Die in der Vergangenheit bereits entgegen der Minderungsverpflichtung gestiegenen CO₂-Emissionen zwingen deshalb Italien und Spanien zu einem umfangreichen Bezug von Emissionsrechten.

Des Weiteren treten die Niederlande innerhalb des gesamten Beobachtungszeitraumes als Nachfrager von CO₂-Zertifikaten auf. Die Nachfrage steigt hier von 5 Mio. Zertifikate/a in der ersten Periode auf 42 Mio. Zertifikate/a bis zur Periode 2018 - 2022 an. Die starke Zunahme des Bezugs von CO₂-Zertifikaten in der letzten Periode hängt unmittelbar mit dem Zubau von Steinkohlekraftwerken zusammen, durch den die CO₂-arme Stromerzeugung auf Basis von Erdgaskraftwerken teilweise substituiert wird (vgl. hierzu Kapitel 6.3.2).

²⁷⁵ Spanien erhöht seine Stromproduktion innerhalb des Betrachtungszeitraums um ca. 60% (ca. 2,3%/a) und Italien sogar um ca. 75% (ca. 3,2%/a).

Tabelle 6.6: Entwicklung der regionalen CO₂-Zertifikatshandelssalden in [kt CO₂]

Modellregion	Emissionsrechtesaldo				Modellregion	Emissionsrechtesaldo			
	2005 - 2007	2008 - 2012	2013 - 2017	2018 - 2022		2005 - 2007	2008 - 2012	2013 - 2017	2018 - 2022
Deutschland	-7	-1	41	49	Niederlande	5	12	27	42
Frankreich	-13	-22	-6	-8	Polen	-3	-1	-34	-81
Griechenland	2	3	-23	-17	Spanien	15	14	18	38
Großbritannien	-1	-8	-18	-43	Tschechien	0	-3	-13	-34
Italien	13	8	14	46	Neue EU-Länder	-11	-6	-61	-144

Insbesondere die verstärkte Nutzung der nuklearen Stromerzeugung in Großbritannien führt in der dritten und vierten Handelsperiode dazu, dass der britische Stromsektor als größter Anbieter von CO₂-Zertifikaten in der EU15 agiert. Die Angebotsmenge an CO₂-Zertifikaten aus Großbritannien erreicht ein Niveau von ca. 18 Mio. Zertifikate/a in der dritten und sogar 43 Mio. Zertifikate/a in der vierten Handelsperiode.

Im Gegensatz zu den Angebotsländern Frankreich und Großbritannien wird Deutschland ab der Handelsperiode 2013 bis 2017 selbst zum Nachfrager nach CO₂-Zertifikaten. Hintergrund ist der Rückgang der nuklearen Stromerzeugung, wodurch ein Anstieg der spezifischen Emissionen auf ein Niveau von 513 kt CO₂/TWh_{el} bis ins Jahr 2020 bedingt ist. Obwohl die Stromproduktionsmenge in Deutschland ab dem Jahr 2015 sinkt und verstärkt Strom (ca. 5 - 10% der Nachfrage) importiert wird, bleibt Deutschland bis Ende des Betrachtungszeitraums Nachfrager nach CO₂-Zertifikaten. Im Gegensatz zu Deutschland wechselt Griechenland ab der dritten Handelsperiode zum Angebotsland von CO₂-Zertifikaten. Ursache ist der starke Anstieg des Anteils von erdgasbetriebenen Kraftwerken in der Stromerzeugung, wodurch zunehmend Kohlekraftwerke ersetzt werden. Als Folge sinken die CO₂-Emissionen und der Stromsektor agiert als Nettoanbieter von CO₂-Zertifikaten.

In den letzten beiden Handelsperioden sind Polen und Tschechien wichtige Angebotsländer, durch die zwischen 39% und 53% des gesamten Handelsvolumens bereitgestellt werden. Hintergrund dieser Entwicklung ist in beiden Ländern der starke Anstieg des Anteils der CO₂-freien Stromerzeugung mittels neuer Atomkraftwerke.

Die neuen EU-Länder sind während des gesamten Betrachtungszeitraums Anbieter von CO₂-Zertifikaten, wohingegen die EU15-Länder in Summe Nettonachfrager sind. Im System ist ein moderater Anstieg des Handelsvolumens von CO₂-Zertifikaten von ca. 42 Mio./a in der ersten Handelsperiode auf 49 Mio./a in der zweiten Handelsperiode zu beobachten. Ursache hierfür ist, dass die Minderungsverpflichtungen der einzelnen Länder durch einen veränderten Einsatz der bestehenden

Anlagen und der Anpassung der nationalen Erzeugungsstruktur sowie durch Im- und Exporte von Strom weitgehend erreicht werden können. In den darauffolgenden Handelsperioden ist hingegen ein relativ starker Anstieg des Handelsvolumens auf 119 Mio./a und 215 Mio./a zu beobachten. Der erhöhte Anstieg in den beiden letzten Perioden ist dadurch zu begründen, dass mit der Verschärfung der Minderungsverpflichtungen die in den jeweiligen Ländern vorhandenen Minderungsmöglichkeiten stärker genutzt werden²⁷⁶. Die CO₂-Minderungsmaßnahmen in Großbritannien tragen bspw. zur Erfüllung der Minderungsverpflichtungen in Deutschland bei.

Im folgenden Kapitel werden Preiseffekte infolge des Wechselspiels zwischen den Märkten für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate diskutiert.

6.4 Analyse der Wechselwirkungen zwischen den abgeleiteten Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatspreisentwicklungen

Eine Zielsetzung der Modellentwicklung PERSEUS-EEM ist, ein Instrument zur Prognose von fundamental begründbaren Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatspreisen sowie für die Untersuchung deren Interdependenzen bereitzustellen. Hierzu können aus dem Modell Preisinformationen in Form von Grenzausgaben abgeleitet werden (vgl. Kapitel 4.4). Da in dieser Arbeit die Bedeutung des Erdgasmarktes für den Strommarkt im Kontext der CO₂-Minderungsverpflichtungen im Vordergrund steht, werden zur Untersuchung der Wechselwirkungen der abgeleiteten Preisinformationen weitere Szenariorechnungen mit Parameterveränderungen hinsichtlich der Erdgasangebotsmengen sowie der CO₂-Minderungsverpflichtungen durchgeführt. Basierend auf den Rahmenannahmen des Szenarios *EuETS* werden folgende Szenariovarianten festgelegt:

- Bei den Szenarios mit dem Suffix „Gas+“ wurden die Gasangebotsmengen der Hauptangebotsländer ab der Modellperiode 2010 um 5% erhöht. Dies entspricht einer zusätzlichen Erdgasangebotsmenge für den Kraftwerkssektor von ca. 54 Mrd. m³/a²⁷⁷.
- Für die Szenarios mit dem Präfix „EuETS15“ ist eine Verschärfung der Minderungsziele um 15%/Periode²⁷⁸ im Vergleich zur jeweiligen Vorperiode, beginnend mit der zweiten Handelsperiode, unterstellt. Für die im Jahr 2004 bei-

²⁷⁶ Ein genereller Anstieg des Stromaustauschs im Szenario *EuETS* konnte innerhalb des Betrachtungszeitraums jedoch nicht beobachtet werden.

²⁷⁷ In der Basisperiode hätte durch dieses Mehrangebot an Erdgas ca. 50% der gesamten Nachfrage des Kraftwerkssektors in der EU gedeckt werden können.

²⁷⁸ Im deutschen Nationalen Allokationsplan ist bspw. für die zweite Handelsperiode eine vergleichsweise hohe Verschärfung der Minderungsziele für Bestandsanlagen des Kraftwerksektors vorgesehen. Ihre zugeteilte Menge an CO₂-Zertifikaten wird um 15% im Vergleich zur vorherigen Handelsperiode verringert (vgl. hierzu [NAP 2006] und [Perlitz et al. 2006a]).

getretenen EU-Länder (ohne Slowenien) wird die Zuteilung wie im Szenario *EuETS* beibehalten²⁷⁹.

Als Grundlage der folgenden Untersuchung dienen die Szenarios *NoETS*, *EuETS*, *EuETS_Gas+*, *EuETS15* und *EuETS15_Gas+*.

6.4.1 Entwicklung der Erdgaspreise und der Erdgasnachfrage

Erdgasnachfrage im Stromsektor und abgeleitete Gaspreise

In Tabelle 6.7 sind die endogene Erdgasnachfrageentwicklung des Kraftwerkssektors für die Kernregionen sowie die zugehörigen durchschnittlichen Grenzausgaben innerhalb des Beobachtungszeitraums dargestellt. Die Berechnungen aller Szenarios prognostizieren für das Jahr 2010 geringere Erdgasgrenzausgaben als für das Jahr 2005. Ursache hierfür ist, dass im Modell ab dem Jahr 2010 verschiedene Zubauprojekte sowohl hinsichtlich der Erschließung und Erweiterung von Förderstätten als auch bezüglich der Übertragungsmöglichkeiten von Erdgas durchgeführt werden (vgl. hierzu Kapitel 6.2). Dies führt, trotz einer Zunahme der absoluten Nachfrage zu einem relativen Mehrangebot an Erdgas, zu geringeren Ausgaben im Vergleich zur Vorperiode. Eine Folge sind geringere Importausgaben für Erdgas in der EU. Die nachfolgenden Perioden sind hingegen, für alle Szenarios, durch sukzessiv steigende Grenzausgaben für Erdgas gekennzeichnet.

Tabelle 6.7: Gegenüberstellung der Erdgasnachfrage aus dem Kraftwerkssektor mit durchschnittlichen Grenzausgaben (EU27)

Kernregionen	Erdgasnachfrage (endogen) [Mrd. m ³ /a]				langfristige Erdgasgrenzausgaben [€/MWh _{th}] ²⁸⁰			
	2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020
<i>NoETS</i>	128	163	232	248	10,6	7,7	9,7	11,7
<i>EuETS</i>	135	181	277	279	10,8	8,3	11,0	15,4
<i>EuETS_Gas+</i>	135	185	296	311	10,7	8,0	10,5	13,2
<i>EuETS15</i>	136	189	278	302	10,9	9,0	12,9	30,4
<i>EuETS15_Gas+</i>	135	200	309	333	10,8	8,2	10,7	19,5

Das durchschnittliche Wachstum der Erdgasnachfrage im Kraftwerkssektor zwischen den Jahren 2002 und 2020 beträgt für das Szenario *NoETS* 3,8%/a, wohingegen im Szenario mit Minderungsverpflichtungen (*EuETS*) ein Anstieg um 4,6%/a zu

²⁷⁹ Auf EU-Ebene wird durch diese Minderungsvorgabe eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 30% zwischen der ersten und der Handelsperiode 2018 - 2022 verlangt.

²⁸⁰ Die durchschnittlichen Spotpreise an der britischen Rohstoffbörsen IPE (heutige ICE) zwischen den Jahren 2000 und 2002 beliefen sich auf ca. 11,5 €/MWh_{th}. Die Erdgaspreise von Gasimporten für Deutschland betragen an zentralen Grenzübergangspunkten im Zeitraum von 1990 bis 2001 zwischen ca. 5 €/MWh_{th} und 10 €/MWh_{th}. Zwischen 2001 und 2003 konnte hingegen ein Preisniveau zwischen ca. 10 €/MWh_{th} und 15 €/MWh_{th} beobachtet werden [VIK 2004, S. 55].

beobachten ist. Die höhere Nachfrageentwicklung im Szenario *EuETS* spiegelt sich ebenfalls in höheren (langfristigen) Grenzausgaben wider. Diese steigen bis zum Jahr 2020 im Szenario *EuETS* auf ca. 15,4 €/MWh_{th} wohingegen im Szenario ohne Minderungsverpflichtungen lediglich ein Niveau von 11,7 €/MWh_{th} erreicht wird. Im Szenario *EuETS_Gas+* liegen die abgeleiteten Preisindikationen zwischen denjenigen des Szenarios *NoETS* und *EuETS*. Die Erdgasnachfrage steigt in diesem Szenario um durchschnittlich ca. 5,1%/a.

Die höchsten abgeleiteten Grenzausgaben für Erdgas sind in dem Szenario *EuETS15* zu beobachten. Ein starker Anstieg ist speziell zwischen 2010 und 2020 von 9,0 auf ca. 30,4 €/MWh_{th} zu erkennen. Hauptursache ist der Nachfragezuwachs in der letzten Periode, der insbesondere auf Grund der zurückgehenden Eigenfördermengen in der EU zu verstärkten Importen mit höheren Bezugskosten führt²⁸¹. Im Szenario mit gleichen Minderungsverpflichtungen und erhöhtem Angebot an Erdgas betragen die Grenzausgaben gegen Ende des Beobachtungszeitraums nur ca. 19,5 €/MWh_{th}.

In den beiden Szenarios mit erhöhten Angebotskurven wird mehr Erdgas im Vergleich zum jeweiligen Szenario mit gleichen Minderungsverpflichtungen, aber keinem Mehrangebot an Erdgas, bezogen. Die Grenzausgaben hingegen sind vergleichsweise geringer. So betragen diese im Jahr 2020 für das Szenario *EuETS* ca. 15,4 €/MWh_{th} und für das Szenario *EuETS_Gas+* 13,2 €/MWh_{th}. Hintergrund hierfür ist, dass in den Szenarios mit einer pauschalen Erhöhung der Angebotskurven bspw. zusätzliche Erdgasmengen in der Nordsee die Fördermengen in der norwegischen Barentssee, mit vergleichsweise höheren Förderausgaben, substituieren bzw. überkompensieren können.

Im Folgenden werden die Wechselwirkungen der Preisentwicklungen für Erdgas mit den abgeleiteten Strom- und CO₂-Zertifikatspreisen für die fünf Szenarios diskutiert.

6.4.2 Entwicklung der Strom- und CO₂-Zertifikatspreise

In Abbildung 6.17 ist die Entwicklung der modellendogenen CO₂-Emissionen der Kernregionen in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarios dargestellt.

Die Emissionsentwicklung im Szenario *NoETS* zeigt einen Anstieg der CO₂-Emissionen von 1.337 Mio. t CO₂ im Jahr 2002 auf 1.374 Mio. t CO₂ im Jahr 2005. In der Folgeperiode ist ebenfalls ein vergleichsweise geringer Anstieg auf 1.389 Mio. t CO₂ zu beobachten. Die Ursache hierfür ist in den relativ niedrigen Gasgrenzausgaben dieser Periode und der hieraus resultierenden Zunahme der Stromerzeugung in emissionsarmen Gaskraftwerken zu sehen. Zudem tragen die bis ins Jahr 2010 geforderten Ziele hinsichtlich der Stromerzeugung aus erneuerbaren

²⁸¹ Eine weitere Ursache der stark angestiegenen Grenzausgaben für Erdgas (speziell im Jahr 2020) ist in der partiellen Betrachtung des europäischen Erdgasmarktes zu sehen. Bei einem starken Preis- bzw. Nachfrageanstieg könnte jedoch auch ein Bezug von bspw. LNG aus Regionen, die im Modell nicht berücksichtigt sind, stattfinden. Dies kann sich auf die Erdgaspreise dämpfend auswirken.

Energieträgern zu einem moderaten Anstieg der Emissionen bei (vgl. hierzu Kapitel 3.3.2). Infolge der Stilllegung von Atomkraftwerken (speziell in Deutschland) nehmen die CO₂-Emissionen in den anschließenden beiden Perioden stark zu und erreichen im Szenario *NoETS* gegen Ende des Betrachtungszeitraums ein Niveau von 1.757 Mio. t CO₂.

Für die Szenarios mit Minderungsverpflichtungen (alle dargestellten Szenarios bis auf *NoETS*) entsprechen die jährlichen modellendogenen Emissionen in Summe über alle Regionen jeweils den exogen zugeteilten CO₂-Zertifikaten innerhalb des Marktes. Hieraus kann als erste Schlussfolgerung gezogen werden, dass die endogenen Zertifikatsgrenzausgaben geringer oder gleich der ex-ante definierten Pönale in Höhe von 40 €/t CO₂ für die Handelsperiode 2005 - 2007 bzw. 100 €/t CO₂ für die anschließenden Handelsperioden sein müssen. Alle nötigen technischen Minderungsoptionen zur Vermeidung von CO₂-Emissionen erfordern somit geringere Ausgaben als die alternativen Pönale²⁸² und stellen systemoptimale Maßnahmen dar, welche letztendlich preisbestimmend sind.

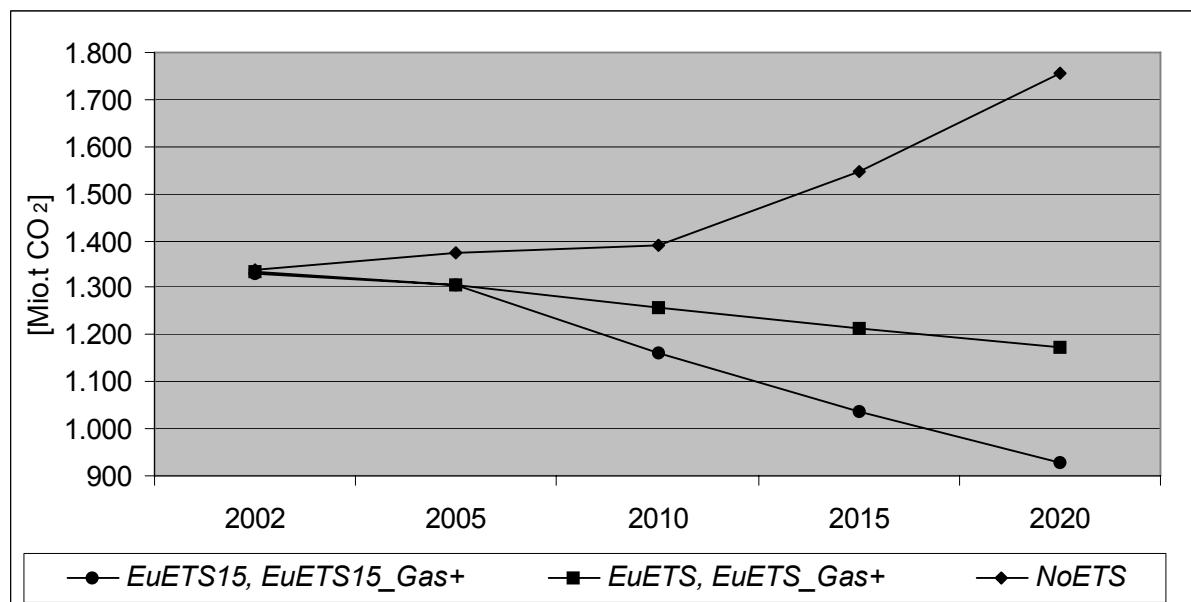


Abbildung 6.17: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Kernregionen

Tabelle 6.8 zeigt die Strom- und CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben der verschiedenen Szenarios innerhalb des Beobachtungszeitraums. Die dargestellten Stromgrenzausgaben der Szenarios spiegeln die Entwicklung der Erdgasgrenzausgaben wider. Begründung für diesen Sachverhalt ist, dass Gasturbinenkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden und somit preissetzende Technologien sind. Nach dem Rückgang der Stromgrenzausgaben im Szenario *EuETS* zwischen dem Jahr 2005 und 2010 um ca. 10% auf ein Niveau von ca. 30 €/MWh_{el} steigen diese bis ins Jahr 2020 auf ca. 47,2 €/MWh_{el} an.

²⁸² Unter Festlegung einer Nachlieferpflicht für fehlende CO₂-Zertifikate in der Folgeperiode sind ebenfalls CO₂-Zertifikatspreise oberhalb der jeweiligen Pönale möglich (vgl. Kapitel 3.2.1).

Im Szenario *EuETS* sinken die Zertifikatsgrenzausgaben von 8 €/t CO₂ in der ersten Handelsperiode auf 7 €/t CO₂ in der zweiten Handelsperiode und erreichen im Jahr 2020 ein Niveau von ca. 22 €/t CO₂. Der Rückgang der CO₂-Zertifikatspreise in den Szenarios *EuETS* und *EuETS_Gas+* in der zweiten Handelsperiode, im Vergleich zur Vorperiode, ist mit dem verstärkten Einsatz neuer relativ emissionsarmer Technologien (insbesondere GuD- und Kernkraftwerke) bei geringen Gaspreisen zu erklären. In der Handelsperiode 2005 bis 2007 wurden hingegen die CO₂-Minderungen hauptsächlich durch einen Brennstoffwechsel (Fuel-Switch) realisiert, da kurzfristig Minderungsmaßnahmen nur durch eine veränderte Auslastung des bestehenden Kraftwerksparkes durchgeführt werden können²⁸³.

Tabelle 6.8: Gegenüberstellung der durchschnittlichen Strom- und CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben der Kernregionen

Kernregionen	Stromgrenzausgaben [€/MWh _e]				Zertifikatsgrenzausgaben [€/t CO ₂]			
	2005	2010	2015	2020	2005 - 2007	2008 - 2012	2013 - 2017	2018 - 2022
NoETS	27,8	26,0	30,3	34,4	0	0	0	0
<i>EuETS</i>	33,2	30,1	38,2	47,2	8	7	16	22
<i>EuETS_Gas+</i>	33,0	29,5	37,3	43,7	8	5	15	16
<i>EuETS15</i>	33,6	32,8	42,6	85,5	9	11	25	89
<i>EuETS15_Gas+</i>	33,6	32,5	38,9	61,0	9	11	21	48

Für die Folgeperioden ist ein fundamental begründbarer Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise festzustellen. Diese Entwicklung resultiert aus einer weiteren Verschärfung der CO₂-Minderungsverpflichtungen (5%/Handelsperiode) bei einhergehenden ansteigenden Ausgaben zur Einhaltung dieser²⁸⁴.

Im Szenario *EuETS15* sind auf Grund der höheren CO₂-Minderungsziele die höchsten Zertifikats- und Stromgrenzausgaben zu beobachten. Die Gegenüberstellung mit dem Szenario *EuETS15_Gas+* zeigt hier eine ähnliche Entwicklung. Infolge des zusätzlichen Angebots von Erdgas für den Kraftwerkssektor, bei geringeren Bezugsausgaben, werden jedoch vergleichsweise niedrigere Strom- und CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben ausgewiesen. Durch die verschärften Minderungsziele steigen die Zertifikatsgrenzausgaben in beiden Szenarios sukzessive innerhalb des Beobachtungszeitraums an. So wird im Szenario *EuETS15* für das Jahr 2020 ein Niveau von 89 €/t CO₂ und im Szenario *EuETS15_Gas+* ein Wert von 48 €/t CO₂ erreicht.

²⁸³ Der Zubau von neuen Kernkraftwerken ist im Modell bspw. erst ab der Periode 2010 für Regionen ohne Kernenergieausstiegsvereinbarungen möglich.

²⁸⁴ Vgl. hierzu auch die Veränderungen der Stromerzeugungsstrukturen, die in Kapitel 6.3.2 dargestellt sind.

Im Szenario *EuETS15* ist ein Anstieg der Stromgrenzausgaben von 42,6 €/MWh_{el} im Jahr 2015 auf 85,5 €/MWh_{el} bis ins Jahr 2020 zu erkennen. Die Stromgrenzausgaben im Szenario *EuETS15_Gas+* weisen hingegen mit 38,9 €/MWh_{el} in 2015 und 61,0 €/MWh_{el} in 2020 geringere Werte auf.

Einfluss des Produktionsfaktors CO₂ auf die Strompreise

Tabelle 6.9 stellt die zeitliche Entwicklung der Preisaufschläge, die durch den Produktionsfaktor CO₂-Emissionsrecht bedingt sind, für die verschiedenen Szenarios mit Minderungsverpflichtungen dar.

Tabelle 6.9: Preisaufschlag sowie spezifische Emissionen der Stromerzeugung der Kernregionen

Kernregionen	Preisaufschlag [€/MWh _{el}]				Implizite Emissionsfaktoren [kt CO ₂ /TWh _{el}]			
	2005	2010	2015	2020	2005	2010	2015	2020
<i>EuETS</i>	5,2	4,1	7,9	12,8	650	586	494	582
<i>EuETS_Gas+</i>	5,2	3,8	7,4	10,2	650	760	493	638
<i>EuETS15</i>	5,8	6,8	12,3	51,1	644	618	492	574
<i>EuETS15_Gas+</i>	5,7	6,8	8,8	26,2	633	618	419	546

Zur Berechnung wurde jeweils die Differenz zwischen den Stromgrenzausgaben (vgl. Tabelle 6.8) mit und ohne Minderungsverpflichtungen, jedoch sonst gleichen Rahmenbedingungen, gebildet²⁸⁵. Diese kann als Preisaufschlag infolge der Bepreisung des zusätzlichen Produktionsfaktors CO₂-Emissionsrecht interpretiert werden (vgl. hierzu auch Kapitel 3.2.2). Da mit einer Verschärfung der Minderungsziele i.a. eine Zunahme der CO₂-Zertifikatspreise einhergeht, resultiert hieraus die Erhöhung der Stromgrenzausgaben. Die Preisaufschläge der betrachteten Szenarios mit moderaten CO₂-Minderungsverpflichtungen (*EuETS*, *EuETS_Gas+*) bewegen sich in einem Korridor zwischen 3,8 €/MWh_{el} und 12,8 €/MWh_{el}. Die höchsten Preisaufschläge sind in den Szenarios mit den höchsten Minderungsverpflichtungen (*EuETS15*, *EuETS15_Gas+*) zu beobachten, da hier auch die höchsten CO₂-Zertifikatspreise auftreten. Im Szenario *EuETS15* erreicht der Preisaufschlag gegen Ende des Beobachtungszeitraums einen Wert von ca. 51,1 €/MWh_{el}, wohingegen im Szenario *EuETS15_Gas+* das Niveau von 26,2 €/MWh_{el} nicht überschritten wird.

Die Quotienten aus den berechneten Preisaufschlägen und den CO₂-Zertifikatspreisen liefern Informationen über die relative Einpreisung der CO₂-Zertifikate in die

²⁸⁵ Zur Berechnung der Preisaufschläge für die Szenarios *EuETS_Gas+* bzw. *EuETS15_Gas+* wurden zusätzlich die Strompreise für ein Szenario ohne Minderungsverpflichtungen, jedoch mit erhöhten Angebotskurven für Erdgas, berechnet. Die Stromgrenzausgaben bewegen sich für dieses Szenario in einem Korridor zwischen 25,7 €/MWh_{el} und 33,5 €/MWh_{el}.

Strompreise. Für die betrachteten Szenarios liegen diese, hier mit „implizite Emissionsfaktoren“ bezeichneten Größen, zwischen 419 und 760 kt CO₂/TWh_{el}. Die berechneten Werte deuten darauf hin, dass die Berücksichtigung des Produktionsfaktors CO₂-Emissionsrecht in den abgeleiteten (durchschnittlichen) Strompreisen der Einpreisung dieses neuen Produktionsfaktors in GuD- bzw. Ölkraftwerken entspricht (vgl. hierzu Kapitel 3.2.2)²⁸⁶.

6.5 Exkurs: Auswirkungen von Engpässen der Haupttransitkorridore auf die Erdgasversorgungssituation in der EU

6.5.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel werden Auswirkungen von Durchleitungsengpässen der Haupttransitkorridore für russisches Erdgas durch die Ukraine und Weißrussland auf die langfristige Erdgasversorgung der EU quantitativ analysiert. Im Jahr 2002 wurden durch beide Länder Erdgasmengen in Höhe von über 90 Mrd. m³ aus den GUS-Ländern in die EU transportiert. Dies entspricht ca. 40% der gesamten Importmengen der EU.

Ziel der nachfolgenden Szenarios ist die Untersuchung, inwieweit eine Verringerung der maximalen Übertragungsmengen durch die Transitländer Ukraine und Weißrussland Auswirkungen auf die Versorgungssituation in der EU haben²⁸⁷. Ausgehend vom Referenzszenario SoS_Ref (Security of Supply Referenzszenario) wird angenommen, dass die maximal möglichen Transportmengen der genannten Transitkorridore ab der Modellperiode 2010 sukzessive verringert werden.

6.5.2 Auswirkungen von Übertragungsengpässen auf die Erdgastransporte

Als Referenzszenario der folgenden Rechnungen wird das Szenario SoS_Ref gewählt, in dem mit Ausnahme der Vorgabe der Nutzung der im Bau befindlichen Ostseepipeline die Rahmenannahmen des Szenarios EuETS unterstellt sind. Um zu prüfen, inwieweit die im Szenario EuETS ermittelte Erdgasnachfrage mengenmäßig befriedigt werden kann, wird außerdem die gesamte Erdgasnachfrage²⁸⁸ im Szenario SoS_Ref exogen vorgegeben, so dass diese keine Elastizität aufweist.

²⁸⁶ Im Gegensatz zu den hier berechneten impliziten CO₂-Emissionsfaktoren haben die Szenarios mit gleichen Minderungsverpflichtungen (z.B. EuETS und EuETS_Gas+) gleiche durchschnittliche spezifische Emissionen der Energieerzeugung, da jeweils die absoluten Modellemissionen den jeweiligen zugeteilten Emissionsrechten entsprechen (vgl. hierzu Abbildung 6.17).

²⁸⁷ Hier von sind insbesondere die Pipelines von Weißrussland nach Polen, in die Ukraine sowie in die baltischen Länder betroffen. Von der Ukraine werden hier die Grenzübergangspipelines nach Polen, Ungarn, in die Slowakei sowie nach Rumänien berücksichtigt. Da Moldawien ausschließlich Erdgas über die Ukraine importiert und keine weiteren Möglichkeiten hat, dieses Gas zu exportieren, wurden hier keine Transportrestriktionen definiert.

²⁸⁸ Bei der in diesen Szenarios als exogen vorgegebenen Erdgasnachfrage ist insbesondere die endogen ermittelte Erdgasnachfrage des Kraftwerkssektors aus dem Szenario EuETS berücksichtigt. Es wird somit das entwickelte Gasmodul des PERSEUS-EEM Modells separat für die dargestellten Szenarios genutzt.

Basierend auf dem Referenzszenario ist im Szenario *SoS_Transit50%* eine Kapazitätsverringerung der russischen Haupttransitkorridore durch Weißrussland und die Ukraine in die EU um 50% ab dem Jahr 2010 unterstellt. Für das Szenario *SoS_Transit0%* sind keine Erdgastransporte durch die beiden Länder in die EU ab dem Jahr 2010 möglich²⁸⁹. Bis zu einer Reduktion der Kapazitäten auf den beiden Transitkorridoren um 30% sind keine signifikanten Veränderungen der Erdgasflüsse im Vergleich zum Szenario *SoS_Ref* zu beobachten. Hauptursachen hierfür sind die bestehenden Überkapazitäten der beiden Transitkorridore, die im Jahr 2002 ca. 50% betragen.

Abbildung 6.18 zeigt die transnationalen europäischen Erdgastransportmengen für das Referenzszenario *SoS_Ref* sowie für die beiden Szenarios *SoS_Transit50%* und *SoS_Transit0%* innerhalb des Betrachtungszeitraums.

Sowohl die Transportmengen von Weißrussland nach Polen als auch die von der Ukraine in die Tschechei steigen innerhalb des Betrachtungszeitraums im Referenzszenario *SoS_Ref* an. So betragen die Erdgasexportmengen von der Ukraine in die Slowakei im Jahr 2010 ca. 80 Mrd. m³/a und erreichen im Jahr 2020 ein Niveau von ca. 91 Mrd. m³/a. Der Zubau der Ostseepipeline, der in diesem Szenario lediglich als Option hinterlegt ist, unterbleibt. Hintergrund ist, dass unter Ausgabengesichtspunkten die Nutzung des Onshore-Pipelinesystems einer neuen Offshore-Pipeline vorgezogen wird. Dies zeigt sich ebenfalls in der höheren Auslastung der beiden Transitkorridore im Vergleich zum Szenario *EuETS*. Neben der erhöhten Einfuhr von russischem Erdgas importiert Deutschland in der letzten Periode zusätzlich LNG-Mengen aus Norwegen (vgl. Tabelle 6.10). Auf dem europäischen Markt steigen die LNG-Transportemengen von ca. 39 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 75 Mrd. m³/a im Jahr 2010 an und erreichen ein Niveau von ca. 175 Mrd. m³/a in der letzten Modellperiode.

Die Durchleitungsbeschränkungen der beiden Transitländer führen zu Veränderungen hinsichtlich der Erdgasflüsse. Im Szenario *SoS_Transit50%* werden über den nördlichen Transitkorridor, von Weißrussland nach Polen, ab dem Jahr 2010 ca. 15 Mrd. m³/a transportiert, was der gesetzten Kapazitätsgrenze entspricht. Bedingt durch die Beschränkungen ist ebenfalls ein Rückgang der Erdgasflüsse durch die Ukraine in die Slowakei von gegenwärtig ca. 65 Mrd. m³/a auf ca. 46 Mrd. m³/a ab dem Jahr 2010 zu beobachten. Im Modell stellen die Restriktionen ab dem Jahr 2010 somit greifende Einschränkungen dar. Für beide Leitungsstränge entspricht die Höhe der Transportflüsse den jeweiligen Kapazitätsrestriktionen.

Abweichend vom Referenzszenario *SoS_Ref* wird bis zum Jahr 2015 die Ostseepipeline, über die in der letzten Periode ca. 22 Mrd. m³/a nach Deutschland

²⁸⁹ Für die grenzüberschreitenden Transportmengen zwischen der Ukraine und Rumänien (Nachfrage: ca. 18 Mrd. m³ im Jahr 2002) wurde die Kapazität um maximal 50% (ca. 15 Mrd. m³/a) verringert, so dass die Versorgung von Rumänien weitgehend gewährleistet wird. Ein Transport von großen Gasmengen aus der Ukraine über Rumänien nach Westeuropa ist jedoch nicht möglich.

transportiert werden, zugebaut. Zusätzlich importiert Deutschland schon ab dem Jahr 2010 LNG. Die LNG-Importmengen sind im Jahr 2020 um ca. 12 Mrd. m³/a höher als im gleichen Jahr im Referenzszenario. Im Gegensatz zum Szenario SoS_Ref werden schon ab dem Jahr 2015 Erdgasmengen über die letzte Verbindungsstrecke der Nabucco-Pipeline von Ungarn nach Österreich transportiert. In Russland werden bis zum Jahr 2010 LNG-Exportterminals zugebaut, von denen Erdgasmengen aus der russischen Barentssee hauptsächlich nach Polen transportiert werden. Polen gleicht hierdurch zunehmend die geringeren Erdgasimporte (im Vergleich zum Referenzszenario) aus Weißrussland aus. Eine weitere Folge der verringerten Importe Polens aus Weißrussland ist, dass die Exportmengen nach Deutschland rückläufig sind. Der Vergleich zwischen dem Szenario SoS_Ref mit dem Szenario SoS_Transit50% zeigt ebenfalls einen generellen Rückgang der Exporte der Slowakei in die westlich gelegenen Länder. In der Balkan-Region (hier: Bulgarien, Rumänien) sind hingegen keine wesentlichen Veränderungen zum Referenzszenario zu beobachten. Die LNG-Importe steigen im Szenario SoS_Transit50% bis auf über 200 Mrd. m³/a in der letzten Periode an (vgl. Tabelle 6.10). Der Großteil der zusätzlichen LNG-Mengen wird von Russland in Höhe von ca. 9 Mrd. m³/a in 2010 und 23 Mrd. m³/a im Jahr 2020 bereitgestellt.

Als Folge des unterstellten strikten Durchleitungsverbotes von Erdgas durch die Transitländer Ukraine und Weißrussland im Szenario SoS_Transit0% wird die Ostseepipeline bis zur Modellperiode beginnend mit dem Jahr 2010 zugebaut. Hierdurch werden 25 Mrd. m³/a von Westsibirien bzw. der Barentssee nach Deutschland transportiert. Zudem werden LNG-Mengen von der russischen Barentssee nach Westeuropa in Höhe von 9 Mrd. m³/a ab 2010 und sogar 27 Mrd. m³/a ab 2020 transportiert. Importländer sind ab dem Jahr 2010 Polen und Deutschland. Im Gegensatz zu den zuvor dargestellten Szenarios werden im Szenario SoS_Transit0% ab 2010 ca. 4 Mrd. m³/a durch die im Jahr 2002 fertiggestellte Blue-Stream-Pipeline von Russland in die Türkei transportiert. Innerhalb der Kernregionen sind Veränderungen hinsichtlich der herkömmlichen Transportrichtungen für Erdgas zu beobachten. So importiert Polen ab 2010 Erdgasmengen in Höhe von 14 Mrd. m³/a aus Deutschland. Auf Grund der hierdurch bedingten Umkehrung der bisher typischen Flussrichtung von Ost nach West in dieser sogenannten Jamal-Pipeline sind Investitionen in neue Transportkapazitäten notwendig. Als weitere Bezugsmöglichkeit für Erdgas nutzt Polen verstärkt LNG-Importe. Dies ermöglicht Polen, Erdgasmengen in Höhe von 9 Mrd. m³/a ab 2010 in die Slowakei weiterzuleiten. Die Slowakei deckt ab dem Jahr 2010 hierdurch ihre gesamte Erdgasnachfrage. Im Szenario SoS_Transit0% bezieht Tschechien ebenfalls Erdgasmengen aus Deutschland, wofür ein Ausbau der grenzüberschreitenden Kapazitäten notwendig ist. Zusätzlich werden noch geringe Mengen aus der Slowakei und Österreich in Höhe von jeweils 3 Mrd. m³/a im Jahr 2020 importiert. Die Erdgasmengen aus Österreich werden über die Nabucco-Pipeline transportiert. Im Vergleich zu den zuvor diskutierten Szenarios werden verstärkt

kaspische, aber auch russische Erdgasmengen (über die Blue-Stream-Pipeline) mittels der Nabucco-Pipeline von der Türkei durch Bulgarien und Rumänien nach Ungarn transportiert. Die Exporte aus der kaspischen Region in die Türkei gehen hingegen im Jahr 2020 leicht zurück.

Die Gegenüberstellung der in Form von LNG übertragenen Erdgasmengen in Tabelle 6.10 zeigt einen Anstieg der LNG-Transportmengen bei zunehmenden Pipelineengpässen. Ursache hierfür ist, dass durch LNG-Tanker Erdgasmengen flexibel von Angebotsregionen zu beliebigen LNG-Importterminals transportiert werden können, wodurch eine Unabhängigkeit von einer starren Pipelinestruktur gegeben ist.

Ein Vergleich der Ergebnisse der Szenariorechnungen mit derzeit geplanten bzw. im Bau befindlichen Projekten zeigt, dass Aspekte der Versorgungssicherheit (z.B. Routendiversifikation) Einfluss auf die Investitionsentscheidungen im europäischen Erdgasmarkt haben. Zum Beispiel soll die Ostseepipeline²⁹⁰ bis zum Jahr 2010 fertiggestellt sein und den direkten Erdgastransport nach Deutschland ermöglichen. Ohne erzwungenen Zubau dieser Pipeline (vgl. hierzu das Szenario *EuETS* in Kapitel 6.2), bzw. einer Verringerung der Pipelinekapazitäten durch die Transitländer von mindestens 50% unterbleibt hingegen in den durchgeführten Szenariorechnungen die Umsetzung dieses Projektes. Aus rein technischen sowie wirtschaftlichen Gründen besteht unter Berücksichtigung der Rahmenannahmen innerhalb des Betrachtungszeitraums keine Notwendigkeit für zusätzliche Transportkapazitäten zwischen Russland und der EU. Aus geopolitischer Sicht bietet die Ostseepipeline die Möglichkeit, russisches Erdgas in die EU zu transportieren, ohne dabei ukrainisches oder weißrussisches Territorium zu passieren. Hierdurch wird den beiden Ländern ihr Machtpotenzial, als zentrale Transitkorridore, entzogen²⁹¹. Des Weiteren besteht neben der geplanten Ostsee- und Nabucco-Pipeline die Möglichkeit, russisches Erdgas als LNG oder über die bestehende Blue-Stream-Pipeline, an den traditionellen Transitländern vorbei, in die EU zu transportieren.

Als wesentliches Ergebnis der in diesem Kapitel dargestellten Szenarios geht hervor, dass Transitengpässe der derzeitigen Haupttransitkorridore für russisches Erdgas nicht zwangsläufig zu einem Versorgungsgengpass in der EU führen müssen. Jedoch sind zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit Überkapazitäten sowie die Diversifikation der Transportrouten notwendig. Neben dem Zubau der Nabucco-Pipeline, der schon im Szenario *SoS_Ref* realisiert wurde, wird verstärkt die LNG-Infrastruktur sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfrageseite ausgebaut. Zudem wird der Zubau der Ostseepipeline prognostiziert. Bei den Modellergebnissen ist jedoch zu beachten, dass beim Zubau im PERSEUS-EEM Modell, im Gegensatz zur

²⁹⁰ Am 9. Dezember 2005 begannen die Arbeiten an der Anschlussleitung zur geplanten Ostseepipeline (NEGP).

²⁹¹ Konsequenzen von russischer Seite können weitere Anpassungen der Gaspreise in osteuropäischen Ländern auf EU-Niveau sein sowie die Forderung einer Senkung der Transitgebühren (vgl. hierzu Kapitel 2.3).

Realität, vollständige Informationen sowie Sicherheit über zukünftige Entwicklungen aller entscheidungsrelevanten Größen vorliegen (vgl. hierzu auch Kapitel 4.3).

Abbildung 6.18: Erdgastransportmengen wesentlicher Transportrouten für die Jahre 2002, 2010 und 2020 in [Mrd. m³/a]

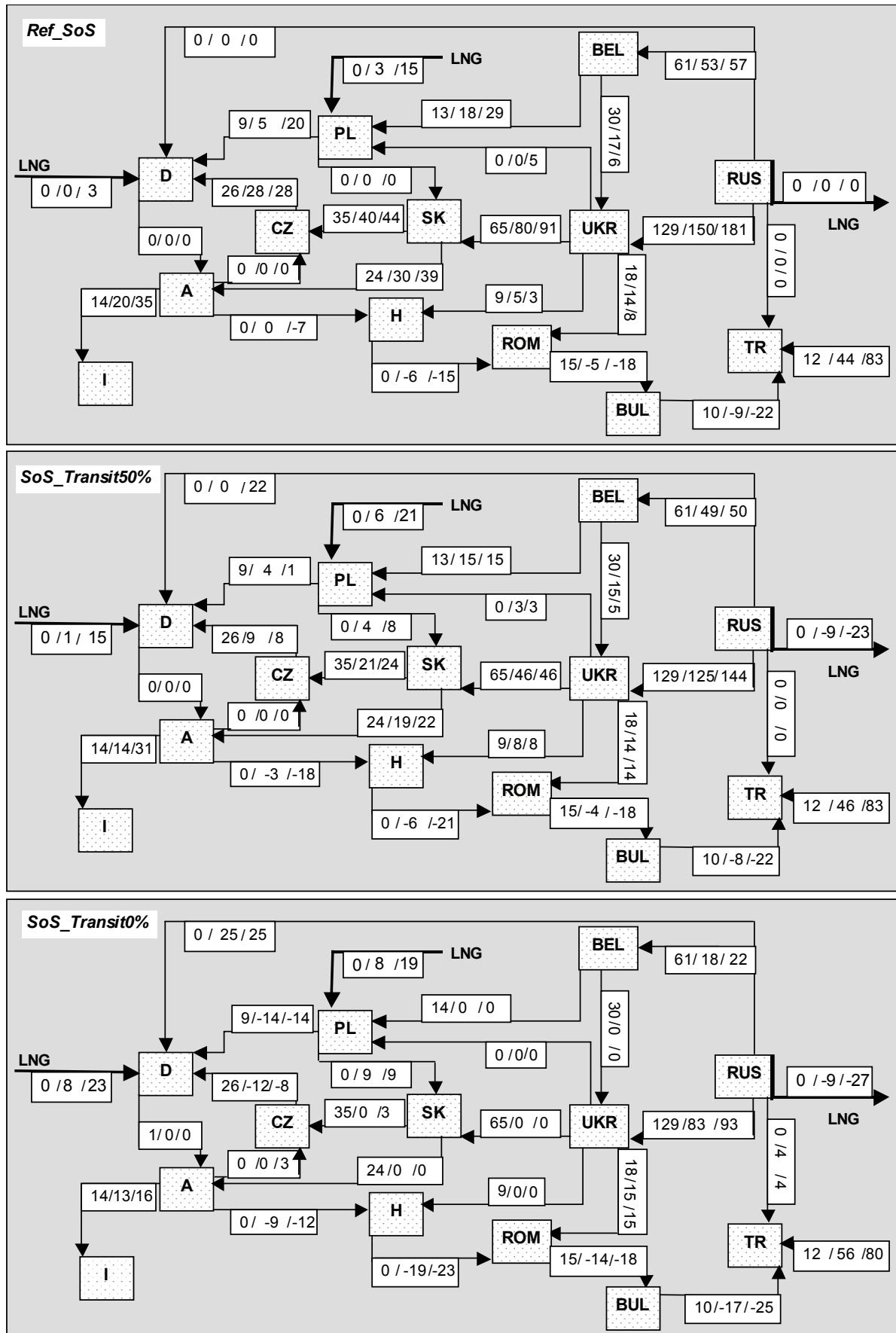


Tabelle 6.10: LNG-Transportmengen für die Jahre 2010 und 2020 in [Mrd. m³/a]

Exportland	Ägypten		Algerien		Arab. Halbinsel/ Iran		Libyen		Nigeria/ Angola		Norwegen		Russland		Südamerika		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Szenario:-SoS_Ref																		
B / NL	-	-	-	-	-	-	-	-	4,7	22,0	-	-	-	-	-	-	4,7	22,0
D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1	-	-	-	-	-	-	3,1
WBK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
F	9,9	19,4	13,7	-	1,0	24,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,6	44,2
GR	0,3	-	-	-	0,2	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,4
GB	-	5,0	0,6	8,1	-	-	-	-	0,8	7,3	-	-	-	-	3,7	7,3	5,1	27,7
I	1,3	-	-	-	16,4	32,7	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,3	32,7
PL	-	-	-	-	-	-	-	6,3	3,3	5,3	-	3,4	-	-	-	-	3,3	15,0
P	-	-	0,5	5,3	-	-	-	1,8	1,1	-	-	-	-	-	-	-	1,6	7,1
E	-	-	11,4	18,7	-	-	-	-	0,8	-	-	-	-	-	-	-	12,2	18,7
TK	2,1	-	-	-	3,3	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4	4,3
Summe	13,6	24,4	26,2	32,1	20,9	62,2	0,6	8,1	10,7	34,6	-	6,5	-	-	3,7	7,3	75	175
Szenario:-SoS_Transit50%																		
B / NL	-	-	-	7,0	-	-	-	-	5,1	16,3	-	-	2,4	-	-	-	7,5	23,3
D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,4	0,6	8,2	-	-	-	0,6	14,6
WBK	-	-	-	-	-	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,1	
F	12,8	16,2	12,2	-	2,3	28,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,3	44,2
GR	0,3	-	-	-	0,2	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,4
GB	-	8,2	0,5	-	-	-	-	-	3,1	17,4	-	-	-	-	3,3	7,3	6,9	32,9
I	0,5	-	-	-	17,2	32,7	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,3	32,7
PL	-	-	-	-	-	-	-	6,0	-	1,0	-	-	6,1	14,3	-	-	6,1	21,3
P	-	-	1,1	6,0	-	-	-	2,1	2,5	-	-	-	-	-	-	-	3,6	8,1
E	-	-	12,4	19,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,4	19,0
TK	-	-	-	-	5,4	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4	4,3
Summe	13,6	24,4	26,2	32,0	25,1	67,5	0,6	8,1	10,7	34,7	-	6,4	9,1	22,5	3,3	7,3	89	203
Szenario:-SoS_Transit0%																		
B / NL	-	-	1,4	13,9	-	-	-	-	11,8	6,5	0,4	-	-	-	-	-	13,6	20,4
D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7	6,4	1,9	16,3	-	-	7,6	22,7
WBK	-	-	-	-	1,4	6,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	6,7
F	13,7	25,7	3,2	-	12,9	18,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,8	44,2
GR	-	-	-	-	0,5	6,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	6,8
GB	-	-	-	-	-	-	-	-	12,4	22,1	-	-	-	-	3,7	7,3	16,1	29,4
I	-	-	-	-	17,7	32,7	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,3	32,7
PL	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	6,0	0,4	-	7,2	11,0	-	-	7,6	19,2
P	-	-	2,6	2,4	-	-	-	5,9	2,3	-	-	-	-	-	-	-	4,9	8,3
E	-	-	19,0	15,6	-	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,0	19,1
TK	-	-	-	-	5,4	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4	4,3
Summe	13,7	25,7	26,2	31,9	37,9	72,5	0,6	8,1	26,5	34,6	6,4	6,5	9,1	27,3	3,7	7,3	124	214

7 Schlussfolgerung und Ausblick

Bevor die Schlussfolgerungen sowie ein Ausblick auf den zukünftigen Forschungsbedarf im Zusammenhang mit der vorliegenden Arbeit abgeleitet werden, wird das für diese Arbeit entwickelte Modell nochmals kurz beschrieben.

7.1 Das entwickelte PERSEUS-EEM Modell

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-EEM Modell ist ein methodisches Instrument zur Analyse von strategischen Fragestellungen auf dem europäischen Energiemarkt. Es basiert auf bestehenden Energieflussmodellen der PERSEUS-Modelfamilie²⁹². Die Abbildung des Erdgasmarktes sowie die Kopplung mit dem Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt stellen die wesentlichen methodischen Weiterentwicklungen des Modells PERSEUS-EEM dar. Dieses ermöglicht eine detaillierte Analyse der Bedeutung von Erdgas im Hinblick auf zukünftige CO₂-Minderungsstrategien im Kraftwerkssektor.

Die Methodik des Modells PERSEUS-EEM basiert auf der linearen, mehrperiodigen und multiregionalen Optimierung. Die technologiebasierte Abbildung im Modell gestattet die Analyse systemoptimaler Entwicklungen des europäischen Erdgasmarktes sowie der Kraftwerkssektoren der Länder der EU. Im Zentrum steht hierbei die quantitative Entscheidungsunterstützung hinsichtlich Investitionsprojekten auf dem Erdgas- (z.B. Pipelines) und Elektrizitätsmarkt (Kraftwerksausbau). Zudem eignet sich das Modell zur langfristigen Einsatzplanung im Kraftwerksbereich bzw. zur Analyse der Auslastung von Pipelines. Durch die simultane Modellierung der Märkte können insbesondere Fragestellungen bezüglich optimaler CO₂-Minderungsstrategien und deren Auswirkungen auf das Energiesystem untersucht werden.

Im PERSEUS-EEM sind insgesamt 45 Modellregionen berücksichtigt, welche die Angebots- und Transitländer des europäischen Erdgasmarktes sowie die Nachfrageländer der EU selbst umfassen²⁹³. Neben den Hauptangebotsregionen für Erdgas wie Russland, Algerien, Norwegen und Großbritannien sind auch verschiedene Länder der Kaspischen Region, des Nahen Ostens und Südamerikas im Modell berücksichtigt.

Die Erdgasbereitstellung findet in diesen Ländern mittels Angebotskurven statt, durch welche die maximale Produktionsmenge sowie Ausgaben, die bei der Erdgasförderung anfallen, festgelegt sind. Als weitere Charakteristika sind zur Berücksichtigung der Produktionsflexibilität der Förderstätten sogenannte Swing-Koeffizienten hinterlegt. Diese bestimmen die maximal mögliche Förderung während einer Jahreszeit zur jahresdurchschnittlichen Fördermenge. Die gesamte Menge an verfügbarem Erdgas einer Förderstätte ist durch die vorhandenen Erdgasreserven

²⁹² Insbesondere der Modelle PERSEUS-EVU (vgl. hierzu [Fichtner 1999b], [Göbelt 2001]) und PERSEUS-CERT [Enzensberger 2003].

²⁹³ Die EU importiert derzeit ca. 50% des nachgefragten Erdgases.

und –ressourcen gegeben. Wegen der großen Entfernungen zwischen den einzelnen Förderstätten in Russland ist dieses Land durch mehrere Förderstätten im Modell repräsentiert²⁹⁴. Erdgas kann im Modell von 15 Regionen über Pipelines und von 13 über LNG-Tanker überregional angeboten werden. Die maximalen Transportflüsse im Pipeline-System sind durch die aggregierte Grenzübergangskapazität beschränkt. Im abgebildeten LNG-Übertragungssystem bestehen Transportmöglichkeiten zwischen allen LNG-Export- und Importterminals. Sowohl der Ausbau des Pipeline-systems als auch der LNG-Kette sind Bestandteile der Systemoptimierung²⁹⁵.

Für die abgebildeten EU-Staaten²⁹⁶ ist neben dem Erdgas- auch der Elektrizitätsmarkt im Modell integriert. Die Verknüpfung der beiden Märkte ist durch die endogenisierte Erdgasnachfrage im Kraftwerkssektor gegeben. Das Erdgas wird hierbei dem Kraftwerkssektor über Erdgasspeicher, die an das Pipeline- bzw. LNG-System angebunden sind, verfügbar gemacht. Die Erdgasspeicher übernehmen die Aufgabe der Anpassung des Erdgasangebotes auf die Nachfragestruktur. Neben der endogenen Erdgasnachfrage aus dem Kraftwerkssektor ist für die übrigen erdgasnachfragenden Sektoren eine landesspezifische, zeitlich strukturierte Nachfrageentwicklung unterstellt, die ebenfalls über die Erdgasspeicher befriedigt wird. Die im Modell berücksichtigten Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien der Kraftwerkssektoren in den einzelnen EU-Ländern sind in Form von brennstoffspezifischen Technologieklassen zusammengefasst. Unterschiedliche bestehende Erzeugungskapazitäten konkurrieren mit den Zubauoptionen sowie dem Bezug von Strom über Kuppelleitungen mit Anrainerstaaten um die ausgabenminimale Befriedigung der nationalen Stromnachfrage. Bei der Erzeugung von Strom und Wärme wird, in Abhängigkeit der Kraftwerkstechnik sowie des verwendeten Brennstoffes, CO₂ emittiert. Hierdurch ist die Verknüpfung des Kraftwerkssektors mit dem modellierten CO₂-Zertifikatmarkt gegeben.

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell ermöglicht die Untersuchung von effizienten Systementwicklungsstrategien für den europäischen Energiesektor unter alternativen Rahmenannahmen. Auf Grund des simultanen Ansatzes wird hierbei den Interdependenzen des Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatmarktes Rechnung getragen.

Bei der Interpretation der Modellergebnisse ist zu beachten, dass verschiedene Annahmen dem Modell zugrunde liegen. Aus methodischer Sicht sind hier besonders die Unterstellungen eines vollkommenen Wettbewerbs auf den abgebildeten Märkten, der vollständigen Information aller Marktteilnehmer sowie einer perfekten Voraussicht (Perfect-Foresight) auf zukünftige Entwicklungen zu nennen. Die

²⁹⁴ Des Weiteren wird für Norwegen zwischen den Förderstätten in der Nordsee bzw. norwegischen See und dem Snovit-Feld in der Barentssee unterschieden.

²⁹⁵ Die Zubauoptionen für Pipelines orientieren sich hierbei an den in Diskussion bzw. in Planung befindlichen Projekten.

²⁹⁶ Malta und Zypern wurden wegen ihrer geringen Marktgröße sowie der Abgeschlossenheit ihrer Märkte von den restlichen Ländern der EU nicht berücksichtigt. Zusätzlich sind die Länder Schweiz und Norwegen als eigenständige Kernregionen im Modell abgebildet.

Modellergebnisse sind somit als unter den festgelegten Rahmenbedingungen optimale Entscheidungen im Gesamtsystem zu interpretieren. Das zu optimierende Zielkriterium besteht hierbei in der Minimierung der gesamten Systemausgaben.

7.2 Schlussfolgerungen aus den Szenariorechnungen

Im Folgenden werden die Kernaussagen der mit dem PERSEUS-EEM Modell durchgeföhrten Szenariorechnungen zusammengefasst. Die Darstellung der Ergebnisse orientiert sich an den in Kapitel 1.2 aufgeföhrten zentralen Fragestellungen dieser Arbeit.

Entwicklungen auf dem europäischen Erdgasmarkt

Die Modellergebnisse zeigen im Referenzszenario *EuETS*²⁹⁷ die folgenden Entwicklungstendenzen auf: Die etablierten Erdgasangebotsländer Russland, Algerien sowie Norwegen behalten ihre dominierende Bedeutung bei. Russland fördert bis zum Jahr 2020 ca. 708 Mrd. m³/a, gefolgt von Algerien mit ca. 172 Mrd. m³/a und Norwegen mit ca. 118 Mrd. m³/a. Zudem treten verstärkt neue Angebotsländer in den Markt ein. Diese sind nordafrikanische Länder (z.B. Ägypten, Libyen), Länder des Mittleren Ostens und der Kaspischen Region.

Neben dem Ausbau bestehender und der Erschließung neuer Förderstätten (bspw. Jamal-Halbinsel und Barentssee) werden verschiedene Investitionsprojekte zur Erweiterung des Pipelinesystems sowie der LNG-Infrastruktur durchgeföhrten.

Erweiterungen von Pipelinekapazitäten sind insbesondere von Algerien nach Spanien und Italien zu beobachten. Die Pipeline-Transporte nach Südeuropa steigen von ca. 29 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf 56 Mrd. m³/a im Jahr 2010 und erreichen bis ins Jahr 2020 eine Höhe von ca. 84 Mrd. m³/a²⁹⁸. In der letzten Periode werden zudem algerische LNG-Verflüssigungskapazitäten zugebaut, so dass der LNG-Export von ca. 26 Mrd. m³/a auf 32 Mrd. m³/a ansteigt.

In der Kaspischen Region werden Pipelinekapazitäten von Aserbaidschan (Baku) in die Türkei zugebaut. Die gesamten Exportmengen betragen bis 2020 ca. 27 Mrd. m³/a. Außerdem erreichen die Türkei Erdgasimporte aus dem Iran sowie Turkmenistan und Usbekistan in Höhe von 21 Mrd. m³/a in 2010 und sogar 38 Mrd. m³/a im Jahr 2020. Von der Türkei wird ab 2010 Erdgas nach Griechenland sowie über die im Modell zugebaute Nabucco-Pipeline nach Bulgarien und weiter nach Rumänien und die EU exportiert.

²⁹⁷ Im Referenzszenario *EuETS* wird bei der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten für den Kraftwerkssektor von relativ moderaten Minderungsverpflichtungen ausgegangen. Hinsichtlich weiterer Annahmen auf dem Elektrizitätsmarkt wurde sich an derzeitigen politischen Rahmenbedingungen orientiert. Das Erdgasangebot wird dem Markt über Angebotskurven, welche neben technischen und wirtschaftlichen Aspekten ebenfalls politische Einflussfaktoren berücksichtigen, bereitgestellt.

²⁹⁸ Im Modell werden hierzu neben der Erweiterung der bestehenden Kapazitäten die Galsi-Pipeline sowie die Medgaz-Pipeline zugebaut.

Innerhalb des Betrachtungszeitraums werden zwischen ca. 76 und 85 Mrd. m³/a aus Russland (Westsibirien und der Wolga-Ural-Region) sowie Turkmenistan und Usbekistan durch die Ukraine in die EU transportiert. Die Transportmengen über Weißrussland in die EU betragen zwischen 15 Mrd. m³/a und 29 Mrd. m³/a. Die beiden Ost-West-Routen behalten somit innerhalb des Betrachtungszeitraums ihre Bedeutung als wichtige Transportkorridore für Erdgasmengen aus den GUS-Ländern bei. Ferner werden Erdgasmengen über die Ostseepipeline nach Deutschland transportiert²⁹⁹.

Innerhalb des Modellzeitraums ist ebenfalls eine verstärkte Zunahme der Erdgasexporte von Norwegen festzustellen. Das Land kompensiert hierdurch teilweise die abnehmenden britischen Angebotsmengen für den europäischen Erdgasmarkt. Die norwegischen Exportmengen steigen von ca. 63 Mrd. m³/a im Jahr 2005 auf über 100 Mrd. m³/a im Jahr 2020. Hauptimportland neben Deutschland, das ab 2010 ca. 54 Mrd. m³/a bezieht, ist Großbritannien.

Die Gesamtnachfrage innerhalb der EU steigt im Szenario *EuETS* von ca. 470 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf ca. 685 Mrd. m³/a bis zum Jahr 2020. Auf der Angebotsseite ist innerhalb des Beobachtungszeitraums der Anteil der GUS-Länder mit ca. 22% relativ stabil. Norwegen vergrößert seine Anteile von gegenwärtig 13% auf 16% und Algerien von 12% auf 17%. Neben den Ländern der Kaspischen Region treten weitere neue Anbieter (z.B. Ägypten, Venezuela) in den Markt ein, durch die gegen Ende des Betrachtungszeitraums in Summe ca. 25% der EU-Nachfrage gedeckt wird. Die Eigenförderung der EU geht dagegen von einem gegenwärtigen Anteil von knapp über 50% auf ca. 20% bis zum Jahr 2020 zurück. Werden im Jahr 2002 ca. 8% des in Europa konsumierten Erdgases von LNG-Tankern transportiert, so steigt der Anteil auf ca. 25% im Jahr 2020 an. Das LNG wird hierbei hauptsächlich von den Ländern Algerien, Nigeria, Katar, dem Iran sowie Ägypten bereitgestellt. Hauptimportländer von LNG sind Frankreich, Italien, Großbritannien und Belgien.

Entwicklungen auf dem Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt

Zur Analyse der Wirkungszusammenhänge zwischen dem Erdgas- und Strommarkt im Kontext von CO₂-Minderungsverpflichtungen wird dem Szenario *EuETS* ein Szenario ohne Minderungsverpflichtungen (*NoETS*) gegenübergestellt³⁰⁰. Im Szenario *NoETS* steigt die endogene Erdgasnachfrage des Kraftwerkssektors in der EU innerhalb des Beobachtungszeitraumes von ca. 124 Mrd. m³ auf 248 Mrd. m³ an, wohingegen im Szenario *EuETS* ein Niveau von ca. 279 Mrd. m³ erreicht wird. Der

²⁹⁹ Der Zubau der Ostseepipeline ist jedoch unter ausgabenminimalen Kriterien nicht Ergebnis der Optimierung. Auf Grund des beschlossenen Zubaus der Pipeline wurden Transportflüsse exogen vorgegeben.

³⁰⁰ Hinsichtlich der für das Szenario *EuETS* dargestellten Entwicklungstendenzen auf dem Erdgasmarkt kommt es im Szenario *NoETS* zu keinen wesentlichen Veränderungen, so dass die Grundaussagen erhalten bleiben. Unterschiede bezüglich des Zeitpunktes der Erschließung sowie der Fördermengen ergeben sich für Erdgasmengen mit relativ hohen spezifischen Bereitstellungskosten. Hierbei handelt es sich bspw. um Fördermengen in der norwegischen und russischen Barentssee, die im Szenario *NoETS* zu einem späteren Zeitpunkt bzw. in geringerem Umfang erschlossen werden.

Anteil an der gesamten Erdgasnachfrage steigt im Szenario mit Minderungsverpflichtungen von derzeit ca. 25% auf ca. 41% an. Der Kraftwerkssektor ist nun der dominierende Nachfragesektor nach Erdgas in der EU.

Die Entwicklung der Stromerzeugungsstrukturen in den betrachteten EU-Ländern zeigt wesentliche Unterschiede zwischen den beiden Szenarios auf. Ursachen hierfür sind die bestehenden technologischen Strukturen der europäischen Energiesektoren sowie deren unterschiedliche Optionen hinsichtlich zukünftiger Kraftwerkstechnologien (z.B. Brennstoffverfügbarkeit und/oder politische Restriktionen bezüglich der Kernenergienutzung) und unterstellten Nachfrageentwicklungen. Die Szenarioanalysen verdeutlichen, dass der Ausgleich dieser Unterschiede neben einer interregionalen Verschiebung der Stromerzeugung auch über den Transfer von Emissionsrechten stattfindet. So dient bspw. der Zubau neuer Kernkraftwerke in Frankreich im Szenario *EuETS* weniger der dortigen Emissionsminderung als der (partiellen) Substitution der CO₂-belasteten Stromerzeugung in deutschen Kohlekraftwerken. Über den interregionalen Stromaustausch findet somit eine geografische Verschiebung des Kraftwerkstandorts nach Frankreich statt. Zudem ist innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums Frankreich ein Angebotsland von CO₂-Zertifikaten. Im Szenario *NoETS* werden hingegen verstärkt Kohlekraftwerke zugebaut, wobei Frankreich in diesem Szenario ebenfalls Exportland für Strom ist.

Ein Zubau neuer Kernkraftwerke ist in Deutschland auf Grund der beschlossenen Kernenergieausstiegsregelung derzeit nicht möglich, so dass im Szenario *EuETS* nach dem Rückbau der bestehenden Atomkraftwerke (bis 2015) verstärkt Erdgaskraftwerke zugebaut werden. Im Szenario *NoETS* werden hingegen die politisch bedingten Stilllegungen von Kernkraftwerkskapazitäten teilweise durch den Zubau von Kohlekraftwerken ausgeglichen. In beiden Szenarios ist Deutschland jedoch verstärkt Stromimportland (speziell von Frankreich). Der Ausstieg aus der Kernenergie spiegelt sich in einer wechselnden Position vom Angebotsland für CO₂-Zertifikate in den ersten beiden Handelsperioden zum Nachfrageland in den Folgeperioden wider.

Großbritannien ist neben Frankreich das wichtigste Angebotsland von CO₂-Zertifikaten innerhalb der EU15. Dies ist ebenfalls auf den verstärkten Zubau von neuen Kernkraftwerken zurückzuführen. Hinsichtlich der Stromhandelsbilanz ist Großbritannien jedoch Nettoimporteur.

Sowohl Italien als auch Spanien bauen insbesondere im Szenario mit CO₂-Minderungsverpflichtungen verstärkt gasbefeuerte GuD-Kraftwerke zu. Infolge des starken Anstiegs der Stromerzeugung führt dies jedoch trotz einer Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen in Summe zu einer Erhöhung der absoluten Emissionen. Als Konsequenz geht mit dieser Entwicklung eine große Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten der beiden Länder einher.

Die Betrachtung der EU-Länder auf aggregiertem Niveau weist einen jahresdurchschnittlichen Zuwachs der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken von ca. 3,9% im

Szenario *NoETS* im Vergleich zu ca. 4,6% im Szenario *EuETS* auf. Während bereits im Szenario *NoETS* bis ins Jahr 2020 ca. 27% der Stromerzeugung durch erdgasbetriebene Kraftwerke (hauptsächlich GuD-Anlagen) abgedeckt wird, ist unter Berücksichtigung von CO₂-Minderungsverpflichtungen ein Anstieg auf ca. 34% zu beobachten, wobei verstärkt Kohlekraftwerke substituiert werden. Zudem ist insbesondere im Szenario *EuETS* ein Zubau neuer Kernkraftwerke in Frankreich, Großbritannien, Finnland, Polen und Tschechien festzustellen. Der Anteil der Kernenergie am gesamten EU-Strommix bleibt jedoch innerhalb des Betrachtungszeitraums mit 26% bis 31% relativ stabil. Im Szenario *NoETS* werden hingegen neben erdgasbetriebenen Kraftwerken hauptsächlich Steinkohlekraftwerke zugebaut. Da in diesem Szenario kein Anreiz zur CO₂-armen Stromerzeugung gegeben ist, unterbleiben Investitionen in Kernkraftwerke. Als Folge zeichnet sich der Rückgang der nuklearen Stromerzeugung auf ca. 17% bis gegen Ende des Beobachtungszeitraums ab.

Innerhalb des gesamten Beobachtungszeitraums sind die neuen EU-Länder Anbieter von CO₂-Zertifikaten, wohingegen die EU17-Länder in Summe Nettonachfrager sind. Das Handelsvolumen von CO₂-Zertifikaten steigt im System sukzessive von 42 Mio./a in der ersten Handelsperiode auf 49 Mio./a und 119 Mio./a in den darauffolgenden Perioden und erreicht gegen Ende des Betrachtungszeitraums einen Wert von 215 Mio./a. Der Anstieg ist damit zu begründen, dass mit der Verschärfung der CO₂-Minderungsverpflichtungen eine stärkere Nutzung der in den jeweiligen EU-Mitgliedsstaaten vorhandenen Minderungsmöglichkeiten zum Tragen kommt.

Wechselwirkungen der Grenzausgaben

Zur Untersuchung der Wechselwirkungen der abgeleiteten Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben wurden neben den Szenarios *EuETS* und *NoETS* Szenariorechnungen mit höheren Minderungsverpflichtungen (*EuETS15*) und einer Erhöhung des Erdgasangebotes (*EuETS_Gas+*) sowie einer Szenariokombination (*EuETS15_Gas+*) genutzt.

Im Szenario ohne Minderungsverpflichtungen ist innerhalb der EU die geringste durchschnittliche Erdgasnachfrage aus dem Kraftwerkssektor zu beobachten. Die durchschnittlichen Importpreise (abgeleitet anhand der langfristigen Grenzausgaben) für Erdgas befinden sich in diesem Szenario in einem Intervall zwischen 7,7 €/MWh_{th} und 11,7 €/MWh_{th} und im Szenario *EuETS* zwischen 8,3 €/MWh_{th} und 15,4 €/MWh_{th}. Die vergleichsweise höheren Grenzausgaben im Szenario *EuETS* sind auf die verstärkte Gasnachfrage zurückzuführen. Die unterschiedlichen Entwicklungen der Gasgrenzausgaben der beiden Szenarios spiegeln sich ebenfalls in den durchschnittlichen Stromgrenzausgaben in der EU wider. Diese liegen im Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen in einem Intervall zwischen 26,0 €/MWh_{el} und 34,4 €/MWh_{el} sowie zwischen 33,1 €/MWh_{el} und 47,2 €/MWh_{el} im Szenario *EuETS*. Die modellendogenen CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben nehmen im Szenario *EuETS* Werte zwischen 7 €/t und 22 €/t an. Die Verschärfung der CO₂-Minderungsziele im

Szenario *EuETS15* führt zu einem durchschnittlichen Zuwachs der Erdgasnachfrage im Kraftwerkssektor von 5,6%/a und zu den höchsten Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben der vorgestellten Szenariorechnungen. Die Kombinationsvarianten der Szenarios *EuETS* und *EuETS15* mit jeweils einem zusätzlichen Mehrangebot an Erdgas führt i.a. zu einem höheren Anteil der Stromerzeugung in Gaskraftwerken. Die Entwicklungen der Grenzausgaben für Erdgas, Strom sowie CO₂-Zertifikate sind hingegen niedriger als in den Szenarios *EuETS* bzw. *EuETS15*. Der Vergleich der Stromgrenzausgaben für die Szenarios mit und ohne Minderungsverpflichtungen gibt Hinweise auf den Einfluss des Produktionsfaktors CO₂-Emissionsrecht in den modellendogenen Strompreisen. Die berechneten Preisaufschläge deuten innerhalb des EU-Marktes auf eine ähnliche durchschnittliche Einpreisung der CO₂-Zertifikate wie die in gasbetriebenen Kraftwerken hin.

7.3 Ausblick auf zukünftige Forschungsmöglichkeiten

Das innerhalb dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-EEM bietet verschiedene Anwendungs- und Weiterentwicklungsmöglichkeiten.

Analysemöglichkeiten mit dem bestehenden Modell

Das PERSEUS-EEM Modell kann ohne wesentliche Erweiterungen auf eine Vielzahl, in dieser Arbeit nicht betrachteter Fragestellungen angewendet werden.

Mögliche Anwendungsgebiete wären hier Fragestellungen im Kontext der Analyse geopolitischer Risiken bzw. der Versorgungssicherheit des Energieträgers Erdgas³⁰¹. Hierzu kann, analog zu dem in Kapitel 6.5 dargestellten Exkurs zum Thema Auswirkungen von Transitengpässen auf den europäischen Erdgasmarkt, eine Reduktion der Erdgasfördermengen wesentlicher Angebotsländer unterstellt und deren Auswirkungen auf den europäischen Erdgasmarkt untersucht werden. Insbesondere kann hierdurch analysiert werden, inwieweit ein geringeres Angebot ausgewählter Hauptangebotsländer durch ein Mehrangebot anderer kompensiert werden kann bzw. welche Auswirkungen dieses auf fundamental abgeleitete Marktpreisentwicklungen hat.

Erweiterung der Systemgrenzen und Datenbasis

Das entwickelte PERSEUS-EEM Modell bildet den europäischen Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt ab. Der bei der Modellierung gewählte Kompromiss zwischen Detaillierungsgrad und Vereinfachung des Problems ergibt sich zum einen aus der Zielsetzung der Arbeit, zum anderen jedoch aus den Beschränkungen der gegenwärtig verfügbaren Rechnerkapazitäten. Um akzeptable Rechenzeiten zu gewährleisten, wurden verschiedene Systembereiche mit einem relativ hohen

³⁰¹ Ursachen für langfristige Versorgungsgpässen bzw. einer Veränderung der Angebotsstruktur für den Rohstoff Erdgas sind durch unterschiedliche Entwicklungen denkbar. Wie in Kapitel 2.3.4 skizziert, könnten bspw. bisher irrelevante Nachfragerländer in den europäischen Markt eintreten bzw. Förderstrategien einer GECF oder der Entschluss verstärkt GTL zu produzieren, zu einer Verringerung des Angebotes führen.

Aggregationsgrad abgebildet bzw. vollständig ausgeschlossen. Da von einer Zunahme der Rechnerkapazitäten ausgegangen werden kann, sind verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten des PERSEUS-EEM Modells denkbar.

Eine interessante Modellerweiterung stellt die zusätzliche Endogenisierung der Erdgasnachfrage der in dieser Arbeit exogen modellierten Sektoren (z.B. Haushalts-, Tertiär-, Industriesektor) dar. Hierdurch ließen sich Auswirkungen eines Angebotsengpasses auf die gesamte Erdgasnachfrage analysieren. Dies wäre speziell für Analysen hinsichtlich der Versorgungssicherheit des Energieträgers Erdgas interessant. Eine Möglichkeit der Abbildung der Nachfrageelastizität kann analog zu Modellierungsansätzen für Demand Side Management Maßnahmen (vgl. [Rentz et al. 2006]) durchgeführt werden. Numerische Annahmen der Preiselastizität für Erdgas sind bspw. unter Berücksichtigung der in den jeweiligen Sektoren alternativ verwendbaren Energieträger (z.B. Heizöl bzw. Holzpellets im Wärmemarkt) ableitbar³⁰².

Berücksichtigung von Zukunftstechnologien sowie technischem Fortschritt

Im PERSEUS-EEM Modell wurde eine konservative Vorgehensweise bezüglich der Berücksichtigung zukünftig verfügbarer Energiebereitstellungs- und Umwandlungstechnologien gewählt. Technologien, die gegenwärtig keine Marktreife besitzen und deren weitere Entwicklung sowie voraussichtliche Einsatzfelder zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer abzuschätzen waren, finden im Modell keine Berücksichtigung. Prinzipiell ist jedoch das bestehende Modell hinsichtlich weiterer Technologieklassen im Kraftwerkssektor, wie für die CO₂-Abscheidetechnik, aber auch im Erdgassektor, z.B. für neue Technologien zur Verflüssigung von Erdgas, erweiterbar³⁰³. Hierbei sollten Lernkurveneffekte³⁰⁴ berücksichtigt werden, da die mit der Einführung zukünftiger Technologien verbundenen Ausgaben ansonsten tendenziell überschätzt werden [Enzensberger 2003, S. 187]. Problematisch ist eine pauschale ex-ante Abschätzung von Technologieentwicklungen auf Grund der damit einhergehenden Unsicherheiten zu sehen (vgl. bspw. [Grunwald 2002] und [Möst 2006, S. 210]).

Erweiterungsmöglichkeiten des CO₂-Zertifikatmarktes

Bei dem in dieser Arbeit verwendeten Ansatz zur Abbildung des CO₂-Zertifikatmarktes sind ausschließlich die Stromsektoren der EU-Länder als Handelsteilnehmer modelliert. In dem in der EU implementierten CO₂-Emissionsrechtehandel werden jedoch zusätzlich die Anlagen der Eisen-/Stahl-, Steine-/Zement-, Glas- und Zellstoff-/Papierindustrie sowie die des Raffineriesektors berücksichtigt. Um die Gesamtheit

³⁰² Untersuchungen hinsichtlich der Preiselastizität verschiedener Nachfragesektoren finden sich in bspw. [Estrada et al. 1989], [Al-Sahlawi 1989] und [Liu 2004].

³⁰³ Vgl. hierzu die von [Cremer 2005] durchgeführte modellgestützte Analyse des deutschen Elektrizitätssystems unter Berücksichtigung von CO₂-Abscheidungs- und Speicherungstechnologien als Zubauoptionen.

³⁰⁴ Zur Abbildung von Lernkurven in Energiemodellen vgl. bspw. [Mattsson et al. 1997], [McDonald et al. 2001] und [van der Zwaan et al. 2002] sowie [Barreto et al. 2002].

der CO₂-Minderungsmöglichkeiten analysieren zu können, stellt die Abbildung dieser Sektoren eine interessante Modellerweiterung dar.

Hinsichtlich des abgebildeten CO₂-Zertifikathandels ist neben der Berücksichtigung zusätzlicher marktteilnehmender Sektoren eine detailliertere Modellierung des Handels möglich. Beispiele hierfür wären Zuteilungsregeln, die nach einem Benchmarking-Ansatz CO₂-Zertifikate an Neuanlagen zuteilen sowie Übertragungsregeln von Alt- auf Neuanlagen. Bei Stilllegungen von Anlagen können hingegen Emissionsrechte dem jeweiligen Handelskontingent des Kraftwerkssektors entzogen werden, die erst durch Investitionen in neue Kraftwerke wieder in den Handel gelangen³⁰⁵. Diese Erweiterungen erscheinen insbesondere nach der von der EU angestrebten Harmonisierung der Nationalen Allokationspläne praktikabel (vgl. hierzu [EC 2004c]).

Methodische Weiterentwicklungen

Möglichkeiten einer Verknüpfung des entwickelten Modells mit makroökonomischen und spieltheoretischen Ansätzen aber auch GIS-Systemen sind durch eine feste Kopplung sowie Soft-Links denkbar. Das technologieorientierte Partialmodell PERSEUS-EEM kann hierbei zur Ermittlung fundamentaler Entwicklungen (z.B. Preisentwicklungen, CO₂-Minderungspotenziale) dienen, die als Input weiterführender Modelle verwendet werden. Zum Beispiel kann ein höher aggregiertes makroökonomisches Modell dazu genutzt werden, die Auswirkungen der endogenen Entwicklungen der im PERSEUS-EEM Modell erfassten Sektoren auf nicht abgebildete Wirtschaftsbereiche zu untersuchen. Die Rückwirkungen dieser Wirtschaftsbereiche auf die im Partialmodell erfassten Sektoren lassen sich im Rahmen der Szenariodefinition über eine exogene Vorgabe dieser Modellparameter wiederum im PERSEUS-EEM berücksichtigen.

Der entwickelte Modellansatz unterstellt ein idealisierendes Marktverständnis, wie die vollständige Information aller Marktteilnehmer, eine perfekte Voraussicht sowie die Abstrahierung von strategischem Verhalten, das nicht aus einem ausgabenminimierenden Planungsverhalten resultiert. Die im Rahmen der Arbeit ermittelten Energiepreise sowie Marktentwicklungen können jedoch hier ebenfalls als Input für einen Modellansatz, der strategisches Verhalten abbildet, dienen.

Eine detailliertere Analyse der Nachfrage nach Strom und Erdgas innerhalb der einzelnen EU-Länder wäre mittels einer Disaggregation in mehrere Ballungszentren innerhalb einer Modellregion (Land) möglich. Durch eine Verknüpfung mit einem Geographischen Informationssystem (GIS-System) kann zudem eine genauere Analyse optimaler Standorte für Kraftwerksneubauten durchgeführt werden³⁰⁶.

³⁰⁵ Vom Autor wurde im Rahmen eines Industrieprojektes ein Konzept für die detailliertere Abbildung des europäischen CO₂-Zertifikatmarktes im PERSEUS-EEM erstellt und erste Implementierungen vorgenommen.

³⁰⁶ Ansätze im Energiebereich, die auf der Kopplung von optimierenden Energiesystemmodellen mit GIS-Modellen basieren, finden sich in [Cremer 2005] und [Ball 2006].

8 Zusammenfassung

Mit der Liberalisierung der Energiemarkte sowie der Preisbildung für den ehemals freien Produktionsfaktor CO₂-Emissionsrecht nahm die Stromerzeugung in gasbetriebenen Kraftwerken in der EU in den letzten Jahren zu. Ursachen für diese Entwicklung sind die relativ kurzen Bauzeiten von Gaskraftwerken und deren geringe spezifische Investitionen. Weitere Vorteile der Stromerzeugung in gasbetriebenen Gas- und Dampfturbinenkraftwerken sind die im Vergleich zu anderen fossil betriebenen Kraftwerken geringen spezifischen CO₂-Emissionen. Aus diesen Gründen wird die verstärkte Nutzung von Erdgas im Kraftwerkssektor als wichtige Option zur Reduzierung von CO₂-Emissionen in einem liberalisierten europäischen Energiemarkt gesehen. Bisherige Ergebnisse verschiedener Energiesystemmodelle (z.B. [Enzensberger 2003] und [EC 2003c]) zeigen, dass für die kommenden Jahre, speziell bedingt durch die CO₂-Minderungsverpflichtungen in der EU, eine weitere Zunahme der Erdgasverstromung zu erwarten ist. Die Entwicklung der gesamten Erdgasnachfrage soll hierbei im Wesentlichen von der Nachfrage aus dem Kraftwerkssektor, mit einem derzeitigen Anteil von etwa 25% an der gesamten Erdgasnachfrage der EU, bestimmt werden. Da die Wirtschaftlichkeit von gasbetriebenen Kraftwerken insbesondere von der Entwicklung der Gaspreise bzw. der Verfügbarkeit von Erdgas abhängt, bedarf es einer integrierten Analyse beider Märkte.

Bestehende Modellansätze greifen bei der Untersuchung dieser Problematik meist zu kurz, da in der Regel durch Variation von exogen vorgegebenen Gaspreisen die Sensitivität der Nachfrage im Stromsektor analysiert wird. Hierbei werden jedoch die Interdependenzen der Märkte sowie die landesspezifischen Bezugsmöglichkeiten, determiniert durch Pipelines und den Bezug mittels LNG-Tanker, außer Acht gelassen. An dieser Stelle greift der in dieser Arbeit gewählte Modellansatz an.

Die Zielsetzung dieser Arbeit ist eine quantitative Analyse der Bedeutung des Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor der EU im Kontext von CO₂-Minderungsverpflichtungen. Um den Wechselwirkungen der genannten Märkte gerecht zu werden, wurde das integrierte PERSEUS-EEM Modell entwickelt, mit dessen Hilfe strategische Fragestellungen im europäischen Energiesektor quantitativ analysiert werden können. Der methodische Ansatz dieses multiregionalen Energie- und Stoffflussmodells basiert auf der mehrperiodigen, linearen Optimierung. Über die Minimierung der Zielfunktion, die alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben umfasst, wird die integrierte Investitions- und Produktionsplanung auf dem abgebildeten Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatmarkt gewährleistet. Der Lösungsraum des Optimierproblems wird durch Nebenbedingungen begrenzt, welche die Charakteristika dieser Märkte abbilden. Die umfangreiche technische und ökonomische Parameterisierung der länderspezifischen Kraftwerkssektoren der EU sowie des europäischen Erdgasmarktes ermöglichen eine realitätsnahe Abbildung der beiden Energiesysteme. Das PERSEUS-EEM Modell umfasst insgesamt 45 Modellregionen, wovon

für 23 (hauptsächlich EU-Länder) sowohl der Erdgas- als auch der Kraftwerkssektor modelltechnisch erfasst sind. In den modellierten Kraftwerkssektoren sind u.a. Unterschiede hinsichtlich der technologischen Strukturen des bestehenden Kraftwerksparks, der Laststruktur, den Brennstoffbezugs- und Kraftwerkszubauoptionen sowie der Entwicklung der zukünftigen Stromnachfrage berücksichtigt. Die Stromübertragung zwischen diesen Ländern wird durch Kuppelleitungen restriktiert.

Die Angebots- und Transitländer auf dem europäischen Erdgasmarkt sind durch ihre Produktions- und Transportinfrastrukturdaten detailliert abgebildet. Bei der Festlegung verschiedener Zubauoptionen für einen Produktionsausbau bzw. der Erweiterung der Übertragungsinfrastruktur wurden grundlegende wirtschaftliche, politische und technische Rahmenbedingungen berücksichtigt und somit das zukünftige Erdgasangebotspotenzial realitätsnah modelliert.

Der Bezug von Erdgas in den abgebildeten Kraftwerkssektoren der EU findet über landesspezifische Erdgasspeicher statt, die an die Übertragungsinfrastruktur für Erdgas (Pipelinetz, LNG-Terminals) angeschlossen sind. Diese Abbildung ermöglicht, dass bei dem endogenisierten Bezug von Erdgas aus dem Kraftwerkssektor sowohl technischen als auch ökonomischen Restriktionen Rechnung getragen wird. Die zukünftige Nachfrageentwicklung der verbleibenden Sektoren sowie die der Modellregionen ohne modellierten Kraftwerkssektor wurde exogen vorgegeben.

Mit Hilfe des entwickelten PERSEUS-EEM Modells werden auf Basis verschiedener Szenarios die Märkte für Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikate quantitativ analysiert. Für das Referenzszenario³⁰⁷ (*EuETS*) wird die Entwicklung des europäischen Erdgas- und CO₂-Zertifikatmarktes untersucht. Zur Analyse des Strommarktes wird dem Szenario *EuETS* ein Szenario ohne CO₂-Minderungsverpflichtungen (*NoETS*) gegenübergestellt. Unter Nutzung verschiedener Szenariovarianten mit erhöhtem Erdgasangebot sowie einer Verschärfung der CO₂-Minderungsverpflichtungen werden die Wechselwirkungen der endogenen Preise diskutiert. Durch eine sukzessive Verringerung der Pipelinekapazitäten durch die Haupttransitkorridore (Ukraine, Weißrussland) für russisches Erdgas werden in mehreren Szenarios die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit des europäischen Erdgasmarktes analysiert.

Zusammenfassend werden nachfolgend die wesentlichen Ergebnisse der Szenarios zur Bedeutung des europäischen Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor im Kontext der CO₂-Minderungsverpflichtungen dargelegt:

- Unabhängig von den CO₂-Minderungsverpflichtungen bleiben Russland, Algerien und Norwegen die dominierenden Angebotsländer auf dem europäischen Erdgasmarkt. Neben dem Ausbau bestehender sowie der Erschließung neuer Förderstätten (bspw. Jamal-Halbinsel und Barentssee) in

³⁰⁷ Im Referenzszenario orientieren sich die CO₂-Minderungsverpflichtungen für die Handelsperiode 2005 bis 2007 an den derzeitig gültigen Nationalen Allokationsplänen. Innerhalb des Betrachtungszeitraums wird eine moderate Verschärfung der Minderungsverpflichtungen unterstellt.

den Angebotsländern für Erdgas sind Investitionen in das Pipelinesystem sowie in die LNG-Infrastruktur nötig. Des Weiteren gewinnen für den europäischen Gasmarkt derzeit unbedeutende Förderregionen (z.B. Länder der Kaspischen Region) Marktanteile. Die Erdgasproduktion innerhalb der EU ist hingegen rückläufig und sinkt im Referenzszenario (Szenario *EuETS*) von ca. 231 Mrd. m³ im Jahr 2002 auf ca. 124 Mrd. m³ im Jahr 2020. Auf Grund eines durchschnittlichen Nachfragewachstums von ca. 2,3%/a können im Jahr 2020 lediglich 20% des Bedarfs der EU durch eigene Fördermengen gedeckt werden.

- Der Einsatz von Gaskraftwerken ist als wichtige CO₂-Minderungsstrategie, speziell für Länder ohne Zubauoption von Atomkraftwerken, zu sehen. Die Erdgasnachfrage im Kraftwerkssektor steigt im Szenario *EuETS* von ca. 124 Mrd. m³/a im Jahr 2002 auf 279 Mrd. m³/a im Jahr 2020 an. Im Szenario *NoETS* wird bis 2020 lediglich ein Niveau von 248 Mrd. m³/a erreicht. Diese Entwicklungen entsprechen einem durchschnittlichen Nachfragewachstum des Kraftwerkssektors von 3,9%/a im Szenario *NoETS* und 4,6%/a im Szenario *EuETS* innerhalb des Betrachtungszeitraums. Den größten Beitrag zur Stromerzeugung leisten im Szenario *EuETS* gasbetriebene Kraftwerke, deren Anteil von ca. 17% in der Basisperiode auf ca. 34% im Jahr 2020 ansteigt. Der Anteil des Kraftwerkssektors an der Gasnachfrage steigt in diesem Zeitraum von 25% auf über 40% an. Trotz des Zubaus neuer Atomkraftwerke bleibt im Szenario *EuETS* die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mit einem Anteil von ca. 30% relativ stabil, während im Szenario *NoETS* der Anteil auf 17% zurückgeht. Im Szenario *NoETS* wird durch Erdgaskraftwerke ein Anteil von ca. 27% und mittels Steinkohlekraftwerke von ca. 25% an der gesamten Stromerzeugung bereitgestellt.
- Der Vergleich der Stromerzeugung aus Erdgas für das Szenario *EuETS* mit dem Szenario *NoETS* zeigt nicht für alle abgebildeten Länder eine höhere Verstromung von Erdgas im Szenario *EuETS*. Insbesondere in Ländern mit der Zubauoption von Atomkraftwerken wird diese bei CO₂-Minderungsverpflichtungen meist einem verstärkten Zubau von gasbetriebenen Gas- und Dampfturbinenkraftwerken vorgezogen (z.B. in Frankreich, Polen).
- Die Ergebnisse für den CO₂-Handel weisen im Szenario *EuETS* Frankreich, Großbritannien, Polen und Tschechien als größte Anbieter innerhalb des Betrachtungszeitraums aus. Die wichtigsten Nachfrager von CO₂-Zertifikaten sind Spanien und Italien. Deutschland wechselt seine Handelsposition innerhalb des Beobachtungszeitraums vom Anbieter zum Nachfrager von CO₂-Zertifikaten.

- Die modellendogenen durchschnittlichen³⁰⁸ Importpreise für Erdgas in der EU bewegen sich für das Szenario *EuETS* in einem Wertebereich zwischen 8,3 €/MWh_{th} und 15,4 €/MWh_{th}. Die Stromgrenzausgaben innerhalb der EU weisen eine Schwankungsbreite zwischen 30,1 €/MWh_{el} und 43,7 €/MWh_{el} auf. Die endogenen CO₂-Zertifikatsgrenzausgaben nehmen im gleichen Szenario Werte zwischen 7 €/t CO₂ und 22 €/t CO₂ an. Mit der Verschärfung von CO₂-Minderungsverpflichtungen, analysiert in weiteren Szenarios, geht eine Erhöhung der kumulierten Erdgasnachfrage aus dem Stromsektor der EU sowie der abgeleiteten Preisentwicklungen für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate einher.
- Trotz Kapazitätsengpässen der Pipelines durch die Transitländer Ukraine und Weißrussland ist die langfristige Versorgung der EU mit russischem Erdgas nicht zwangsläufig gefährdet. Insbesondere werden die Ostseepipeline sowie der Transitkorridor über die Türkei in Richtung EU (Nabucco-Pipeline) verstärkt ausgebaut und als Wege zur Diversifikation der Übertragungskorridore genutzt. Ferner ist eine Zunahme der LNG-Transporte im Vergleich zu den Szenarios ohne Engpässe zu beobachten.

Mit dem gewählten Modellansatz konnten erstmalig wesentliche fundamentale Zusammenhänge der Märkte für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikate simultan analysiert werden. Durch das entwickelte PERSEUS-EEM Modell sind sowohl in Form von zusätzlichen Szenarioanalysen als auch Modellerweiterungen Möglichkeiten für zukünftige Forschungsvorhaben gegeben.

³⁰⁸ Zur Berechnung wurde ein volumengewichteter Durchschnitt der Importpreise aller EU-Länder (zuzüglich Norwegens und der Schweiz) gebildet.

Literaturverzeichnis

- [Agnew et al. 1979] Agnew, M.; Schrattenholzer, L.; Voß, A.: *A Model for Energy System Alternatives and their General Environmental Impact*, WP-79-6. Laxenburg: IIASA, 1979.
- [Alonso et al. 1999] Alonso, J., Trias, A., Gaitan, V., and Alba, J.: *Thermal plant bids and market clearing in an electricity pool. Minimization of costs vs. minimization of consumer payments*, in: IEEE Transactions on Power Systems, 14, 1999, S. 1327-1334.
- [Al-Sahlawi 1989] Al-Sahlawi, M.: *The Demand for Natural Gas: A Survey of Price and Income Elasticities*. The Energy Journal, 1989.
- [Anger 2005] Anger, N.; Böhringer, C.: *Linking Emissions Trading Schemes versus "Kyoto" Trading: an Economic Impact Assessment*. Mannheim: Centre for European Economic Research (ZEW), 2005.
- [Antes 2003] Antes, R.: *Betriebliches Treibhausgas-Management im Kontext von Emissionshandelsregimen*, 2003.
- [Ardone 1999] Ardone, A.: *Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen*. Frankfurt a.M.: Peter Lang, 1999.
- [ATW 2002] N.N.: *Kernenergie: Europa-Report*, in: ATW Internationale Zeitschrift für Kernenergie, 47, 2002, S. 632-649.
- [Ardone 2002] Ardone, A.: *Aufgabenstellungen bei der Produktionsplanung für Energieversorgungsunternehmen*. Düsseldorf: VDI, 2002.
- [Austvik 2003] Austvik, O.: *Norwegian Natural Gas - Liberalization of the European Gas Market*. Oslo, 2003.
- [Barbknecht 2005] Barbknecht, K.: *Erdgasspeicher in Europa*, in: Mediumgas, 01/2005, 2005, S. 14-16.
- [Ball 2006] Ball, M.: *Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030*. Karlsruhe, 2006.
- [Barreto et al. 2002] Barreto, L. and Kypreos, S.: *Multi-regional technological learning in the energy-systems MARKAL model*, in: International Journal of Global Energy Issues, 17, 2002, S. 189-213.
- [Bartsch et al. 2002] Bartsch, M.; Röhling, A.; Salje, P.; Scholz, U.: *Stromwirtschaft - Ein Praxishandbuch*. Köln: Heymanns, 2002.
- [BEB 2004] BEB: *GTE: Europäische Standards schaffen*. BEB, 2004.
- [BEB 2006] BEB: *Bewegung auf dem Gasmarkt: Leistungswettbewerb oder doch Monopole?*, BEB, 2006.
- [BGR 2003] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*. Hannover, 2003.

- [Binmore1996] Binmore, K.: „*Introduction*”, in: Nash, J. F. jr. and Elgar, E. (Hrsg.): *Essays on game theory*, Cheltenham, 1996.
- [Bjerkholt et al. 1989] Bjerkholt, O.; Gjelsvik, E.; Olsen, O.: *Gas Trade and Demand in Northwest Europe - Regulation, Bargaining and Competition*. Central Bureau of Statistics, 1989.
- [BMU 2000a] Bundesministrium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU: *Erneuerbare Energien und Nachhaltige Entwicklung*. Berlin: BMU Referat für Öffentlichkeitsarbeit, 2000a.
- [BMU 2000b] Bundesministrium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU: *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000*. Berlin: BMU Referat für Öffentlichkeitsarbeit, 2000b.
- [BP 2002] BP: *Statistical review of world energy June 2002*. London, 2002.
- [BP 2005] BP: *Statistical Review of World Energy June 2005*. London, 2005.
- [Brekke et al. 1987] Brekke, K.; Gjelsvik, E.; Eystein, V.; Björn, H.: *A Dynamic Supply Side Game Applied to the European Gas Market*. Oslo: Central Bureau of Statistics, 1987.
- [Brito et al. 2005] Brito, D. L.; Sheshinsik, E.: *Pipelines and the Exploitation of Gas Reserves in the Middle East*, 2005.
- [Brooke et al. 1998] Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.; Raman, R.: *GAMS - A User's Guide (Edition December 1998)*. Washington: GAMS Development Corporation, 1998.
- [Bühler 2001] Bühler, S.; Jaeger, F.: *Einführung in die Industrieökonomie*. St.Gallen/Zürich: Springer, 2001.
- [Bundeskartellamt 2002] Bundeskartellamt: *Beschluss in dem Verwaltungsverfahren E.ON*. Bonn: Entscheidung der 8. Beschlussabteilung, 2002.
- [Bunn et al.1997] Bunn, D., Larsen, E, and Vlahos, K.: *Complementary Modelling Approaches for Analysing Several Effects of Privatization on Electricity Investment* in: Bunn, E. Larsen E. (Hrsg.): *Systems Modelling for Energy Policy*, New York: John Wiley & Sons, 1997, S. 303-325.
- [BWK 2005] BWK: *Wachstumsmarkt Holz: Eine Chance für Energiedienstleister*. Springer VDI Verlag, 2005.
- [Capros et al. 2000] Capros, P.; Mantzos, L.: *The Economic Effects of EU-Wide Industry-Level Emission trading to reduce Greenhouse Gases: Results from PRIMES Energy Systems Model*. http://europa.eu.int/comm-environment/enveco/climate_change.htm. Paper, 2000.
- [Cedigaz 2004a] Cedigaz: "United Kingdom". Cedex: 2004.
- [Cedigaz 2004b] Cedigaz: *Trends & Figures in 2004 - Natural Gas in the World*. Bois-Peau, France: 2004.
- [Cedigaz 2006] Cedigaz: *Cedigaz news report* . 2006.
- [CEER 2003] CEER Gas Working Group: *The development of gas and hubs and trading centres in Europe - version 6*, 2003.

- [Cerbe et al. 2004] Cerbe, G.; Dehli, M.; Kätelhöhn, E.; Kleiber, T.; Lehmann, J.; Lendl, B.; Mischner, K.; Mundus, B.; Pietsch, H.; Spohn, D.; Thielen, W.: *Grundlagen der Gastechnik*. München: Hanser Verlag, 2004.
- [Chabrelie 1995] Chabrelie, F.: *Planned Gas Pipelines around the World*. Bois-Peau, France: Ceditaz, 1995.
- [Chabrelie 2002] Chabrelie, F.: *Future prospects for the gas industry: Major trends in supply*. http://www.ceditaz.com/Fichiers/pdf_papers/OAPEC-IFP-abstract.pdf; http://www.ceditaz.com/Fichiers/pdf_papers/OAPEC-IFPSeminarv.pdf. France: Ceditaz, 2002.
- [Chabrelie 2003] Chabrelie, F.: *A New Trading Model for the Fast-Changing LNG-Industry*. http://www.ceditaz.org/Fichiers/pdf_papers/TexteMumbaiweb.pdf. Mumbai, Indien: 1st Asia Gas Buyers' Summit, 2003.
- [Chabrelie 2004] Chabrelie, F.: *LNG Trade and Infrastructure*. CEDIGAS, 2004.
- [CIEP 2003] Clingendael International Energy Programme (CIEP): *The role of Liquefied Natural Gas (LNG) in the European gas market*. http://www.clingendael.nl/publications/2003/20030600_ciep_paper.pdf. Den Haag: The Clingendael Institute, 2003.
- [Clewlow et al. 2000] Clewlow, L and Stickland, C.: *Energy Derivates - Pricing and Risk Management*. Lacima Publications, 2000, S. 23.
- [CO₂-Handel 2006] CO₂-Handel: *Polnisches Kraftwerk in 10 bis 15 Jahren*. http://www.co2-handel.de/article251_2764.html, 2006.
- [Cordesman 2000] Cordesman, A. H.: *The US Government View of Energy Developments in the Caspian, Central Asia and Iran*. Washington: Center for Strategic and International Studies, 2000.
- [Cremer 2005] Cremer, C.: *Integrating regional aspects in modelling of electricity generation - the example of CO₂ capture and storage*. Dissertation ETH Zürich, 2005.
- [Czernie 1998] Czernie, W.: *Die Europäische Gaswirtschaft im strukturellen Wandel: Chancen und Risiken*, in: BWK, Bd. 50, 1998, S. 56-60.
- [Czisch 2000] Czisch, G.: *Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU überschreitenden Nutzung von Wind- und Solarenergie*, ISET-Paper. www.iset.uni-kassel.de. Kassel: ISET, 2000.
- [de Vries et al. 1999] de Vries, B., Janssen, M., and Beusen, A.: *Perspectives on global energy futures: simulations with the TIME model*, in: Energy policy, 27, 1999, S. 477-494.
- [DEBRI 2003] DEBRI: *Braunkohle ein Industriezweig stellt sich vor*. Köln: DEBRI Bundesverband Braunkohle, 2003.
- [DGEMP 2003] DGEMP - Observatoire de l'énergie: *Production d'énergie par source d'énergie renouvelable*. <http://www.industrie.gouv.fr/>. Paris: Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003.
- [DGTRN 2004] DGTRN: *Study on Energy Supply Security and Geopolitics*, 2004.
- [Die Welt 2006a] Die Welt: *Kaczynski setzt auf Kernkraft*. <http://www.welt.de/data-2006/07/20/965778.html>, 2006a.

- [Dinkelbach et al. 2002] Dinkelbach, W.; Rosenberg, O.: *Erfolgs- und umweltorientierte Produktionstheorie*. Berlin: Springer Verlag, 2002.
- [Dreher 2001] Dreher, M.: *Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt - Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg*. Karlsruhe: Universität Karlsruhe, 2001.
- [Dronnikov 2005] Dronnikov, D.: *Der russische Erdgasmarkt zwischen Monopol und Liberalisierung*. Köln, 2005.
- [Drummond 2001] Drummond, A; Fishlock, T. P.; Rothkopf, B.: *An Evaluation of Post-Waterflood Depressurisation of the South Vrae Field, North Sea*. New Orleans, Louisiana: SPE 71487, SPE Annual Technical Conference and Exhibition /30 September-3. Octoer 2001/New Orleans, Louisiana, 2001.
- [DTI 2006] DTI: *Our Energy Challenge - Securing clean, affordable energy for the long-term*. London, 2006.
- [Dunning et al. 2002] Dunning, F.; Mercer, I.; Raylor, P.; Woodward, Ch.; Sanderson, R.; Glennie, K.; Eastwood, K.: *Britain's Offshore Oil and Gas*. Uk Offshore Operators Association Limited, 2002.
- [Dyckhoff 1993] Dyckhoff, H.: *Betriebliche Produktion: Theoretische Grundlagen einer umweltorientierten Produktionswirtschaft*. Heidelberg: Springer, 1993.
- [Dyckhoff 2000] Dyckhoff, H.: *Grundzüge der Produktionswirtschaft: Einführung in die Theorie der betrieblichen Wertschöpfung*. Berlin: Springer Verlag, 2000.
- [E.ON Ruhrgas 2005] E.ON Ruhrgas: *Gas Release-Programme 2005 - Summary Information Memorandum* -. Essen, 2005.
- [EC 1994] Europäische Kommission: *Richtlinie über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen*, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 1994.
- [EC 1996] European Commission: *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity*. Brussels: Commission of the European Communities, 1996.
- [EC 1998a] Europäische Kommission: *Bericht der Kommission an den Rat hinsichtlich der Richtlinie 94/22/EG über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen*, 1998a.
- [EC 1998b] European Commission: *Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 Concerning Common Rules for the Internal Market in Gas*. Brussels: Commission of the European Communities, 1998b.
- [EC 1999a] European Commission: *Liberalisation of network industries - Economic implications and main policy issues*. Brussels: Directorate-General for Economic and Financial Affairs, 1999a.

- [EC 1999b] European Commission - DG XVIII (Energy): *European Union Energy Outlook to 2020*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 1999b.
- [EC 1999c] European Commission: *General overview of existing and future requirements for decommissioning nuclear facilities in Hungary, Poland, Slovenia, Slovak and Czech Republics, report EUR19155*. Brussels: Commission of the European Communities, 1999c.
- [EC 2000] European Commission: *Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply"*, COM(2000)769 final 324. Brussels: Commission of the European Communities, 2000.
- [EC 2001a] European Commission: *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. Brussels: Commission of the European Communities, 2001a.
- [EC 2001b] European Commission: *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. Brussels: Commission of the European Communities, 2001b.
- [EC 2001c] European Commission: *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council - European Energy Infrastructure*. Brussels, 2001c.
- [EC 2002a] European Commission: *Final report on the Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply"*, COM(2002)321 final. Brussels: Commission of the European Communities, 2002a.
- [EC 2002b] European Commission: *Press release IP/02/170: Commission offers a fair and solid approach for EU enlargement*. Brussels: Commission of the European Communities, 2002b.
- [EC 2002c] European Commission: *Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, SEK(2002)1038. Brussels: Commission of the European Communities, 2002c.
- [EC 2002d] European Commission: *Amended proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC - Political Agreement, 2001/0245 (COD)*. Brussels, 2002d.
- [EC 2003a] European Commission: *DIRECTIVE 2003/54/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 26 June 2003 on concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC*. European Commission, 2003a.
- [EC 2003b] Europäische Kommission: *Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG*, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L176/11, 2003b

- [EC 2003c] European Commission: *European Energy and Transport Trends to 2030*, 2003c.
- [EC 2003d] Europäische Kommission: *Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG*, in: Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, 2003d.
- [EC 2003e] Europäische Kommission: *Vorschlag für eine Entscheidung des europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Netze im Energiebereich*. Bruessel, 2003e.
- [EC 2003f] European Commission: *Common position adopted by the Council on 18 March 2003 with a view to the adoption of Directive of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC*. Brussels, 2003f.
- [EC 2003g] European Commission: *EU Energy and Transport in Figures*. Brussels, 2005g.
- [EC 2004a] European Commission: *Commission Decision establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse as emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council*. Brussels: Commission of the European Communities, 2004a.
- [EC 2004b] Europäische Kommission: *RICHTLINIE 2004/101/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls*. Amtsblatt der Europäischen Union, 2004b.
- [EC 2004c] European Commission: *Commission Decision establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse as emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council*. Brussels, 2004c.
- [EC 2005a] European Commission: *REGULATION (EC) No 1775/2005 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 28 September 2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks*. Brussels: European Commission, 2005a.
- [EC 2005b] Europäische Kommission: *MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND AN DEN RAT - Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes*. Brüssel, 2005b.
- [EC 2005c] European Commission: *COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, 2005c.
- [EEA 2002] European Environment Agency EEA: *Environment signals 2002 - Brenchmarking the millennium*. Copenhagen: European Environment Agency EEA, 2002.
- [EET 2003] European Energy and Transport: *The International Framework and EU-15 Energy and Transport Outlook to 2030 - Part I*, 2003.

- [EEX 2005] EEX: *Marktvertrauen in EEX weiter stark gewachsen.* <http://www.eex.de>. Leipzig, 2005.
- [Egenhofer 2002] Egenhofer, C.; Legge, T.: *Greenhouse Gas Emissions Trading in Europe - Conditions for Environmental Credibility and Economic Efficiency*. Brussels: Centre for European Policy Studies (CEPS), 2002.
- [Ehrmann 2005] Ehrmann, M.: *Verknüpfung des Emissionshandels mit den "flexiblen Mechanismen" des Kyoto-Protokolls*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg., 2005, S. 38-44.
- [EIA 2004a] Energy Information Administration: *Country Analysis Briefs – Iran*, 2004a.
- [EIA 2004b] Energy Information Administration: *International Energy Outlook 2004*. <http://www.iea.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484>. Washington, 2004b.
- [EIA 2005a] EIA: *Country Analysis Briefs - Egypt*. Internet: www.eia.doe.gov, Stand: May 2005, 2005a.
- [EIA 2005b] EIA: *Country Analysis Briefs - United Kingdom*. 2005b.
- [EIA 2005c] Energy Information Administration: *Country Analysis Briefs - Iraq*. <http://www.eia.doe.gov/emeu/Cabs/Iraq/Background.html>, 2005c.
- [EIA 2006a] EIA: *Country Analysis Briefs - Libya*. Internet: www.eia.doe.gov, Stand: May 2006, 2006a.
- [EIA 2006b] EIA: *Global Energy Sanctions*. Internet: www.eia.doe.gov, Stand: May 2006, 2006b.
- [EIA/DOE 2002] Energy Information Administration: *International Energy Outlook 2002*. Washington: U.S. Department of Energy, 2002.
- [Eichberger 1993] Eichberger, J.: *Game Theory for economists*. San Diego: Academic Press Inc, 1993.
- [Ellersdorfer et al. 2001] Ellersdorfer, I., Specht, H, Fahl, U., and Voß, A.: *Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft*, in: Forschungsberichte des IER, Band 81, Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft im Aufbruch, 2001, S. 55-55.
- [Endres et al.1998] Endres, A. and Schwarze, R.: *Zertifikate im Klimaschutz - Theorie und Design*, in: Bonus, H. (Hrsg.): Umweltzertifikate: der steinige Weg zur Marktwirtschaft, Berlin: Analytica-Verlag, 1998, S. 166-181.
- [Energy Act 1990] Ministry of Petroleum and Energy: *Act no. 50 of 29 June 1990: Act relating to the generation, conversion, transmission, trading, distribution and use of energy etc. (The Energy Act)*. Ministry of Petroleum and Energy, 1990.
- [Engerer et al. 2005] Engerer, H.; Von Hirschhausen, C: *Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen - unsichere Perspektiven*. 2005.
- [Enquête-Kommission 2002] Enquête-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung": *Nachhaltige Energieversorgung, Schlussbericht*. <http://www.bundestag.de-gremien/ener/schlussbericht/index.htm>. Berlin: Deutscher Bundestag, 2002.

- [Enzensberger 2003] Enzensberger, N.: *Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmödells für den europäischen Energiesektor*. Düsseldorf: VDI Verlag, 2003.
- [Enzensberger et al. 2003] Enzensberger, N., Fichtner, W., and Rentz, O.: *Nutzen und Grenzen von Energiemodellen als entscheidungsunterstützende Instrumente im Emissionsrechtehandel*, in: Immissionsschutz, Heft 4, 2003, S. 124-132.
- [EREC 2003] EREC: *Renewable Energy Target for Europe. 20% by 2020*. www.erec-renewables.org. Brussels: European Renewable Energy Council, 2003.
- [ERGEG 2005] ERGEG: *ERGEG Final 2005 Report on Monitoring the implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO)*. Brussels: European Regulators Group for Electricity and Gas, 2005.
- [Estrada et al. 1989] Estrada, J.; Fugleberg, O.: *Price Elasticities of Natural Gas Demand in France and West Germany*. The Energy Journal, 1989.
- [ETSO 2002] ETSO: *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe Winter 2002/2003, working day, peak hours (Non binding values)*, 2002.
- [ETSO 2003a] ETSO: *Benchmarking on transmission pricing in Europe*. Brussels, 2003a.
- [ETSO 2003b] ETSO: *ETSO approves a new cross-border trade system (CBT) for 2003, which reduces the fee from 1 to 0.5 €/MWh*. Brüssel: 2003b.
- [Euro Gas 2003] Euro Gas: *Euro Gas Annual Report*. www.eurogas.org. Brussel, 2003.
- [Eurostat 2003] Eurostat: *Datenbank es_103_m*. Eurostat, 2003.
- [Eurostat 2004] Eurostat; European Commission: *Energy: Yearly statistics Data 2002*. Brussels, 2004.
- [EWI 2005] EWI: *Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland - Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und der Energy Environment Forecast Analysis GmbH, Berlin (EEFA)*. Köln, 2005.
- [Fandel 1991] Fandel, G.: *Produktion 1 - Produktions- und Kostentheorie*. Berlin: Springer Verlag, 1991.
- [FEES 2002] FEES: *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland: Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken*. Heidelberg: Physica-Verlag, 2002.
- [Fichtner 1999a] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO2-Minderung: ein Energie-und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung*. Berlin: Erich Schmidt, 1999a.
- [Fichtner 1999b] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO2-Minderung: ein Energie-und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung*. Berlin: Erich Schmidt, 1999b.
- [Fichtner 2004] Fichtner, W.: *Emissionsrechte, Energie und Produktion*. Berlin: Erich Schmidt Verlag GmbH, 2004.

- [Fishbone et al. 1981] Fishbone, L. G. and Abilock, H: *A linear programming model for energy systems analysis: Technical Description of the BNL version*, in: International Journal of Energy Research - 5/4, 1981, S. 353-375.
- [Flakowski 2003] Flakowski, S: *Die erschöpfbare Resource Erdgas*. Münster: LIT Verlag Münster - Hamburg - London, 2003.
- [Fleury 2005] Fleury, A.: *Eine Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor - dargestellt am Beispiel der Stromversorgung in Frankreich*. Karlsruhe, 2005.
- [gasette 2003] gasette: *Zehn Jahre Troll-Lieferungen - Ein Erfolgsprojekt der deutsch-norwegischen Erdgas-Beziehungen*. Essen: Ruhrgas, 2003.
- [GasNEV 2005] GasNEV: *GasNEV Gasnetzentgeldverordnung Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (25.07.2005)*, 2005.
- [Gasunie 2003] Gasunie: *The European gas market - Enabling transmission*. www.gasunie.nl. Netherlands, 2003.
- [Gattinger et al. 1999] Gattinger, M. and Voigtlander, P.: *Der globale Strommarkt*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49, 1999, S. 426-431.
- [GECF 2005] The Gas Exporting Countries' Forum: *Communiqué of the 5th Ministerial Meeting*. <http://www.energy.gov.tt/applicationloader.asp?-app=newsarticles&cmd=view&articleid=165>. Trinidad and Tobago - Ministry of Energy and Energy Industries, 2005.
- [Göbelt 2001] Göbelt, M.: *Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt*. Karlsruhe, 2001.
- [Göttlicher 1999] Göttlicher, G.: *Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken*. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- [Götz 2006] Götz, F.: *Ohne Russland geht es nicht - Der europäische Energiemarkt und das russische Erdgas*. Norderstedt: Books on Demand GmbH, 2006.
- [Grobbel 1999] Grobbel, C.: *Competition in Electricity Generation in Germany and Neighbouring Countries from a System Dynamics Perspective : Outlook until 2012*. Frankfurt am Main: Peter Lang, 1999.
- [GTE 2004] Gas Transmission Europe: *Definition of available capacities at interconnection points in liberalized markets*. Brussels: 2004.
- [Grunwald 2002] Grunwald, A.: *Technikfolgenabschätzung - eine Einführung*. Berlin: 2002.
- [Gruß et al. 2002] Gruß, H.; Kantelberg, E.-O.; Schiffer, H.-W.: *Weltmarkt für Steinkohle - Ausgabe 2002*. Köln: RWE Rheinbraun AG, 2002.
- [Güth 1999] Güth, W.: *Spieltheorie und ökonomische (Bei-)Spiele*. Berlin: Springer, 1999.
- [Hagenmeyer 1996] Hagenmeyer, E.: *Strom-Europa dehnt sich aus: gigantischer Energiemarkt in Sicht*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46, 1996, S. 432-435.

- [Hartley et al. 2004a] Hartley, P.; Medlock, K.; Nesbitt, J.: *A Global Market for Natural Gas? Prospects to 2035*. CESP Stanford University and Baker Institute Rice University, 2004a.
- [Hartley et al. 2004b] Hartley, P.; Medlock, K. B.: *The Energy Dimension in Russian Global Strategy - Russian Natural Gas Supply: Some Implications for Japan*. The James A.Baker III Institute for Public Policy of Riice University, 2004b.
- [Heister et al. 1991] Heister, J.; Michaelis, P.: *Umweltpolitik mit handelbaren Emissionsrechten*. Tübingen: Mohr, 1991.
- [Heithoff et al. 2000] Heithoff, J. and Otto, K.-W.: *Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50, 2000, S. 726-729.
- [Hoel et al. 1987] Hoel, M and Vislie, J.: *Bargaining, Bilateral Monopoly and Exhaustible Resources*, in: Natural Gasmarkets and Contracts, 1987, S. 253-265.
- [Hohl 1981] Hohl: *Die Entwicklungsgeschichte der Erde*. Leipzig, Deutschland: VEB F. A. Brockhaus Verlag, 1981.
- [Holler et al. 2000] Holler, M. J.; Illing, G.: *Einführung in die Spieltheorie*. Berlin: Springer, 2000.
- [Hoster 1996] Hoster, F.: *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft : ein Ansatz zur Analyse ordnungs- und umweltpolitischer Instrumente in der Elektrizitätswirtschaft*. München: Oldenbourg, 1996.
- [Hotelling 1931] Hotelling, H.: *The Economics of Exhaustible Resources*. Chicago, 1931.
- [IELE 2003] Institute for Energy, Law & Enterprise IELE: *Introduction to LNG*. Houston: University of Houston Law Center, 2003.
- [IELE 2004] Institute for Energy, Law & Enterprise IELE: *The Role of LNG in North American Natural Gas Supply and Demand*. http://www-energy.uh.edu/Lng/documents/Role_of_LNG_in_Nat_Gas_Supply_Demand_Final.pdf. Houston: University of Houston Law Center, 2004.
- [IPTS 2000] Institute for Prospective Technological Studies (IPTS): *Preliminary Analysis of the Implementation of an EU-wide Permit Trading Scheme on CO₂ Emissions Abatement Costs: Results from the POLES model*. http://europa.eu.int/comm/environment/enveco-climate_change.htm. Sevilla: IPTS, 2000.
- [IEA 2000] International Energy Agency (IEA): *Energy Policies of the IEA Countries: Netherlands 2000 Review*. Paris: OECD/IEA, 2000.
- [IEA 2001a] International Energy Agency (IEA): *Energy Policies of the IEA Countries: Norway 2001 Review*. Paris: OECD/IEA, 2001a.
- [IEA 2001b] International Energy Agency (IEA): *Energy Policies of the IEA Countries: Spain 2001 Review*. Paris: OECD/IEA, 2001b.
- [IEA 2001c] International Energy Agency (IEA): *Nuclear power in the OECD*. Paris: OECD/IEA, 2001c.
- [IEA 2001d] International Energy Agency: *Energy Policies of IEA Countries*, 2001d.

- [IEA 2002a] International Energy Agency (IEA): *Renewables Information 2002 (with 2000 data)*. Paris: OECD/IEA, 2002a.
- [IEA 2002b] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook - 2002 Edition*. Paris: OECD/IEA, 2002b.
- [IEA 2002c] International Energy Agency (IEA): *Energy Policies of IEA Countries, Greece 2002 Review*, 2002c.
- [IEA 2002d] International Energy Agency (IEA): *Flexibility in natural gas supply and demand*, 2002d.
- [IEA 2002e] International Energy Agency (IEA): *Russia Energy Survey 2002*. Paris: 2002e.
- [IEA 2003a] International Energy Agency (IEA): *World Energy Investment Outlook*. Paris: International Energy Agency, 2003a.
- [IEA 2003b] International Energy Agency (IEA): *Energy Policies of IEA Countries - Italy 2003 Review*. Paris: OECD/IEA, 2003b.
- [IEA 2003c] International Energy Agency (IEA): *Emission Reductions in the Natural Gas Sector Through Project-Based Mechanism*. <http://www.iea.org/tectbase/papers/2003/devbase.pdf>. Paris: 2003c.
- [IEA 2004a] International Energy Agency (IEA): *Energy Balances of OECD Countries 2001 – 2002*, 2004a.
- [IEA 2004b] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook 2004*, 2004b.
- [Jacob et al. 1994] Jacob, H.; Voigt, K.: *Investitionsrechnung*. Wiesbaden, 1994.
- [Jochem 1999] Jochem, A.: *Rahmenbedingungen für ein internationales System handelbarer Emissionsrechte im Kyoto-Protokoll*, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, 1999, 1999, S. 349-368.
- [Juris 1998a] Juris, A.: *Development of COmpetitive Natural Gas Markets in the United States*. Washington,D.C.: The World Bank Grop - Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, 1998a.
- [Juris 1998b] Juris, A.: *Natural Gas Markets in the U.K.* Washington,D.C.: The World Bank Grop - Finance, Private Sector, and Infrastructure Network, 1998b.
- [Kaltschmitt et al. 2003] Kaltschmitt et al.: *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 3. Auflage. Heidelberg: Springer, 2003.
- [Katzman 2003] Katzman, K.: *The Iran-Libya Sanction Acts (ILSA)*. Washington: Congressional Research Service (CRS), 2003.
- [Kägi et al. 2003] Kägi, W.; Siegrist, S.; Schäfli, M.; Eichenberger, U.: *Versorgung mit fossilen Treib- und Brennstoffen*. Ittigen: BBL, Vertrieb Publikationen, 2003.
- [Klatt et al. 2001] Klatt: *Jahrbuch 2000 - Bergbau, Erdöl, Petrochimie, Elektrizität, Umweltschutz - 107. Jahrgang*. Essen: Verlag Glückauf GmbH, 2001.

- [Klemperer et al. 1989] Klemperer, P.; Meyer, M.: *Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty*, in: *Econometrica*, Vol. 57, No. 6, 1989, S. 1243-1277.
- [Knieps 2002] Knieps, G.: *Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft - Eine netzökonomische Analyse*, 2002.
- [Kohlenstatistik 2006a] Kohlenstatistik: *Braunkohleförderung nach Ländern*. <http://www.kohlenstatistik.de/ftp/BK-WELT.XLS>, 2006a.
- [Kohlenstatistik 2006b] Kohlenstatistik: *Steinkohleförderung nach Ländern in 1000 mtr. t.* <http://www.kohlenstatistik.de/ftp/SKOFOER.XLS>, 2006b.
- [Kramer 2002] Kramer, N.: *Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt*. Freiberg: Universität Bergakademie Freiberg, 2002.
- [Krause 1999] Krause, F.: *The economics of cutting carbon emissions in the power sector: A review and methodological comparison of two European studies*. Paper presented at the IEA International Workshop on technologies to reduce Greenhouse Gas Emissions, 5.-7. May 1999, Washington, 1999.
- [Kühnl 2000] Kühnl, U.: *Das Multi-Utility-Unternehmenskonzept der Zukunft*, 2000.
- [KWU 2001] Siemens AG (KWU): *Datenauszug aus der KWU-Kraftwerksdatenbank*. (unveröffentlicht), 2001
- [Laege 2002] Laege, E.: *Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), 2002.
- [Landberg 2000] Landberg, L.: *Wind on the system - Grid integration of wind power*, in: Renewable Energy World, 2000, 2000, S. 60-71.
- [Lecarpentier 2004] Lecarpentier, A.: *The Players on the European Gas Market*. Rueil Malmaison: Cedigaz, 2004.
- [Lechtenböhmer et al. 2004] Lechtenböhmer, S.; Dienst, C.; Fischedick, M.; Hanke, T.; Langrock, T.; Lechtenböhmer, S.: *Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems*. Mainz: Wupperthal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2004.
- [Lee 1983] Lee, T. K.: *Bilateral Trade, Dynamic Bargaining and Nonrenewable Resources*, in: Journal of International Economics, 1983, S. 169-178.
- [Liu 2004] Liu, G.: *Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries - A Dynamic Panel Data Approach* -. Statistics Norway, Research Department, 2004.
- [Lüth 1997] Lüth, O. A.: *Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen*. Düsseldorf: VDI Verlag, 1997.
- [Maisonnier 1999] Maisonnier, G.: *World LNG Outlook*. Rueil Malmaison: CEDIGAZ, 1999.
- [Malkina-Pykh 2002] Malkina-Pykh, I. G.; Pykh, Y. A.: *Sustainable energy: Resources, technology and planning*. Southampton, Boston: WIT Press, 2002.

- [Markewitz et al. 1998] Markewitz, P., Nollen, A., and Polklaas, T.: *Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks*, in: Brennstoff Wärme Kraft, 50, 1998, S. 38-42.
- [Matthes et al. 2005] Matthes, F.; Ziesing, H.-J.: *Sicherheit der Rohstoffversorgung - eine politische Herausforderung?* Berlin, 2005.
- [Mattsson et al. 1997] Mattsson, N. and Wene, C.-O.: *Assessing new energy technologies using an energy system model with endogenized experience curves*, in: International Journal of Energy Research, 21, 1997, S. 385-393.
- [McCarl et al. 1997] McCarl, B.; Spreen, T.: *Applied Mathematical Programming using Algebraic Systems*, 1997.
- [McDonald et al. 2001] McDonald, A. and Schrattenholzer, L.: *Learning rates for energy technologies*, in: Energy Policy, 29, 2001, S. 255-261.
- [McKibbin et al. 1998] McKibbin, W., Shackleton, R., and Wilcoxen, P.: *The Potential Effects of International Carbon Emissions Permit Trading Under the Kyoto Protocol*, in: Proceedings of the OECD Workshop on Economic Modelling of Climate Change, held at the OECD headquarters, 17-18.September, 1998, Chapter 4. Paris:OECD, 1998.
- [Meller et al. 2002] Meller: *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft*, 110. Jhrg. Essen: Glückauf, 2002.
- [Monopolkommission 2002] Monopolkommission: *Netzwettbewerb durch Regulierung (14. Hauptgutachten)*. Bonn, 2002.
- [Morita 2001] Morita, Y.: *Marketability of GTL from Natural Gas*, 2001.
- [Möst 2006] Möst, D.: *Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten - Eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems* -. Frankfurt am Main: Peter Lang Verlag, 2006.
- [Müller 1996] Müller, H. C.: *Zur Ausdehnung von Verbundnetzen*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46, 1996, S. 510-515.
- [Nabe 2001] Nabe, C. A.: *Technische und ökonomische Bewertung der Inanspruchnahme von Netzdienstleistungen durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien*. Wien: 2. Internationale Energiewirtschaftstagung, IEWT 2001, Februar 2001, 2001.
- [NAP 2006] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Nationaler Allokationsplan 2008 – 2012 für die Bundesrepublik Deutschland*. Berlin, 2006.
- [nationalgrid 2005] National Grid: *Gas Transportation Ten Year Statement 2005*. internet. Warwick, 2005.
- [Nord Pool 2006] Nord Pool: *Nord Pool in Brief*. <http://www.nordpool.com/organisation-brief.html>, 2006.
- [NORDEL 1999] NORDEL: *Statistics 1998*. <http://www.nordel.org>. NORDEL, 1999.
- [NORDEL 2000] NORDEL: *Statistics 1999*. <http://www.nordel.org>. NORDEL, 2000.
- [NORDEL 2001] NORDEL: *Statistics 2000*. <http://www.nordel.org>. NORDEL, 2001.

- [NORDEL 2002] NORDEL: *Annual Report 2001*. <http://www.nordel.org>. NORDEL, 2002.
- [NPD 2002] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy: *Report to the Storting No. 29 - On Norwegian Energy Policy*. <http://odin.dep.no/oed>, 2002.
- [NPD 2005] Norwegian Petroleum Directorate: *Selling more flexibly*, in: NORWEGIAN CONTINENTAL SHELF - A JOURNAL FROM THE NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE, 2005, S. 21-22.
- [NPD 2006] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy: *FACTS THE NORWEGIAN PETROLEUM SECTOR 2006*. www.mpe.dep.no. Stavanger: Ministry of Petroleum and Energy, 2006.
- [Observ'ER 2001] Observ'ER: *Worldwide electricity production from renewable energy sources*. Paris: Systèmes Solaires, 2001.
- [OME 2004] Observatoire Méditerranéen de l'Energie: *Assessment of Internal and External Gas Supply Costs of New Natural Gas Supply Projects to the EU and an Investigation of Related Financial Requirements and Tools*. www.ome.org, 2004.
- [OMEL 2005] OMEL: *Electricity Market 2004*. <http://www.omel.es>. Madrid: OMEL, 2005.
- [Oostvoorn et al. 1999] Oostvoorn, F.; Boots, M.: *Impacts of Market Liberalisation on the EU Gas Industry*. Petten, 1999.
- [Oostvoorn 2003] Oostvoorn, F.: *Long-term Gas Supply Security in an Enlarged Europe*. Le Petten: ECN Policy studies, 2003.
- [Paliashvili 1998] Paliashvili, I.: *The Concept of Production Sharing*. Seminar on the Legislation on Production Sharing Agreements/September 14, 1998/, 1998.
- [Pasternak et al. 2004] Pasternak, M.; Brinkmann, S.; Messner, J.; Sedlacek, R.: *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2003*. Hannover: Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, 2004.
- [Penkuhn 1997] Penkuhn, T.: Umweltintegriertes Stoffstrommanagement in der Prozessindustrie - dargestellt am Beispiel der operativen Produktionsplanung der Ammoniaksynthese, Frankfurt a.M.: Peter Lang Verlag, 1997.
- [Perlitz et al. 2004] Perlitz, H.; Mikosch, B.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *Investitionsoptionen zur CO₂-Emissionsminderung*. www.technikwissen.de/bwk. Springer VDI Verlag, 2004.
- [Perlitz et al. 2005a] Perlitz, H., Fichtner, W., and Rentz, O.: *Gashandelsplätze in Europa - An Liquidität gewonnen*, in: BWK, 7/8, 2005a, S. 12-13.
- [Perlitz et al. 2005b] Perlitz, H.; Möst, D.; Rentz, O.: *Integration des europäischen Erdgasmarktes in ein Modell für Strom- und CO₂-Zertifikate – Modellentwicklung PERSEUS-EEM*. Düsseldorf: VDI Gesellschaft Energietechnik, 2005b.
- [Perlitz et al. 2005c] Perlitz, H., Möst, D., Cypra, S., and Rentz, O.: *Energie-Contracting - Der Markt in Deutschland*, in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK), 6, 2005c, S. 6-9.

- [Perlitz et al. 2005d] Perlitz, H.; Möst, D.; Rentz, O.: *PERSEUS-EEM (Teil Erdgas-system) Systembeschreibung, Abschluss-Dokumentation einer Modellentwicklung für die RWE Power AG*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, 2005d.
- [Perlitz et al. 2006a] Perlitz, H., Heinzen, M., Möst, D., and Rentz, O.: *Nutzung von assoziierter Gas in Form von Liquefied Natural Gas für den europäischen Markt*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1/2, 2006a, S. 61-64.
- [Perlitz et al. 2006b] Perlitz, H., Genoese, M., Fischer, K., Möst, D., and Rentz, O.: *NAP1 und NAP2 im Vergleich*, in: Brennstoff Wärme Kraft (BWK), 7/8, 2006b, S. 23-25.
- [Perlitz et al. 2006c] Perlitz, H., Möst, D., and Rentz, O.: *Modellgestützte Analyse des europäischen Erdgas-, Strom- und CO₂-Zertifikatemarktes - Ergebnisse zweier Szenariorechnungen mit PERSEUS-EEM*, in: EnInnov06 - 9. Symposium Energieinnovation, 2006c, S. 34-34.
- [Perlitz et al. 2006d] Perlitz, H., Möst, D., and Rentz, O.: *Modellierung des Energie- und CO₂-Zertifikatemarktes in Europa*, in: BWK, 1/2, 2006d, S. 59-62.
- [Perner 2002] Perner, J.: *Die langfristige Erdgasversorgung Europas*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 26, 2002, S. 87-103.
- [Pfaffenberger et al. 1996] Pfaffenberger, W.; Kemfert, C.: *Das gesamtwirtschaftliche Informationssystem Ikarus (MIS)*, Discussion Paper No. 161 - 96, Oldenburg: Institut für Volkswirtschaftslehre 1. Universität Oldenburg, 1996.
- [Pilipovic 1997] Pilipovic: *Energy Risk - Valuing and Managing Energy Derivatives*. New York: McGraw Hill, 1997.
- [Powernext 2006] Powernext: *Informationen zum Spotmarkt*. <http://www.powernext.fr>. Paris, 2006.
- [Prognos 2000] Prognos AG (Hrsg.): *Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2000.
- [Prognos 2005] Prognos AG - EWI: *Energiereport 5 - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose*. Oldenburg Industrieverlag, 2005.
- [ProMechG 2005] Bundesrepublik Deutschland: *Gesetz über projektbezogene Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997*. Berlin, 2005.
- [Rahr2006] Rahr, A.: *Die neue OPEC* (Hrsg.): Energie für das 21. Jahrhundert: DGAP, 2006, S. 15-23.
- [Reichetseder 2004] Reichetseder, P.: *Erdgasproduktion in Norwegen - Fördergebiet von Weltrang*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2004, 2004, S. S 8-S 11.
- [Reinaud 2003] Reinaud, J.: *Emissions trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector*. Paris: International Energy Agency, 2003.

- [Reinaud 2005] Reinaud, J.: *Industrial Competitiveness under European Union Emissions Trading Scheme*. IEA Information Paper, 2005.
- [Rentz et al. 1999] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.; Haasis, H.-D.; Höhne, J.: *Einsatz neuronaler Netze zur Bestimmung preisabhängiger Nutzenergienachfrageprojektionen für Energie-Emissions-Modelle*, Endbericht eines Forschungsvorhabens gefördert durch das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, 1999.
- [Rentz et al. 2004a] Rentz, O.; Perlwitz, H.; Fichtner, W.: *ProPaCC FINAL REPORT, Packaging and Promotion of Community Climate Change Socio-Economic, Energy and Technology Research Follow-up Project*, 2004a.
- [Rentz et al. 2004b] Rentz, O.; Perlwitz, H.; Fleury, A.; Möst, D.; Fichtner, W.: *Analysis of Strategies for Demand Side Management in Germany, Final Report*. Karlsruhe: French-German Institute for Environmental Research (DFIU/IFARE), University of Karlsruhe, 2004b.
- [Rentz et al. 2006] Rentz, O.; Cail, S.; Fleury, A.; Möst, D.; Tietze-Stöckinger, I.; Fichtner, W.: *Energy System Analysis of Certificate Markets and Their Possible Interactions - Final Project Report* -. 2006.
- [Riesner 2002] Riesner, W.: *Kernenergie und die Osterweiterung der EU: Energiewirtschaftliche Ausgangslage und politische Implikationen*, in: ATW Internationale Zeitschrift für Kernenergie, 47, 2002, S. 76-81.
- [Rojey 1997] Rojey, A. et al: *Natural Gas: Production, Processing, Transport*. Paris, 1997.
- [Rüffler 2001] Rüffler, W.: *Integrierte Ressourcenplanung in Baden-Württemberg*, 2001.
- [Schacht 2003] Schacht, W.: *Bewertung der Transportkapazität von Gasrohrleitungen für den Netzzugang*, in: Rohrnetz, 2, 2003, S. 112-122.
- [Schleef 1999] Schleef, H.J: *Zur Techno-ökonomischen Bewertung des gestuften Ausbaus von Kombikraftwerken*, Dissertation, Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Universität Karlsruhe (TH), 1999.
- [Schmitt 2005] Schmitt, D.: *Ölbindung des Gaspreises ohne Alternative?*, in: gasette, 3, 2005, S. 35-37.
- [Scholl 2006] Scholl, S.: *Die Gasölmedienbankkolchose* (Hrsg.): Energie für das 21. Jahrhundert: DGAP, 2006, S. 24-31.
- [Schulz 1996] Schulz, G.: *Preisbildung in der Energiewirtschaft – Eine Analyse relevanter Preisbildungskonzeption unter preis- und wettbewerbs-theoretischen Gesichtspunkten*. Essen: Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft, 1996.
- [Schulze 1999] Schulze, A.: *DIE ORDNUNGSPOLITISCHE PROBLEMATIK VON NETZINFRASTRUKTUREN - Eine institutionenökonomische Analyse* -. Potsdam, 1999.
- [Sedlacek 1999] Sedlacek, R.: *Unterage Erdgasspeicherung in Europa*, in: Erdöl Erdgas Kohle, 115 Jg., 1999, S. 537-540.

- [Sedlacek 2002] Sedlacek, R.: *Unterage-Erdgasspeicherung in Deutschland*, in: Erdöl Erdgas Kohle, 11, 2002, S. 498-504.
- [Seeliger 2004] Seeliger, A.: *Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel*, 2004.
- [Seeliger 2006] Seeliger, A.: *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030*. Oldenbourg Industrieverlag, 2006.
- [Sinn 2002] Sinn, H.: *Fusion E.ON-Ruhrgas: Die volkswirtschaftlichen Aspekte*. München: ifo Forschungsbericht, 2002.
- [Soligo et al. 2004] Soligo, R.; Jaffe, A.: *Market structure in the new gas economy: Is cartelization possible?* James A. Baker Institute for Public Policy Energy Forum, 2004.
- [Spengler 1998] Spengler, T.: *Industrielles Stoffstrommanagement, Betriebswirtschaftliche Planung und Steuerung von Stoff- und Energieströmen in Produktionsunternehmen*, Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1998.
- [Staiß 2001] Staiß, F.: *Jahrbuch Erneuerbare Energien*. Radebeul: Bieberstein, 2001.
- [Starrmann 2000] Starrmann, F.: *Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland - Analyse und Simulation*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, H.2/2000, 2000, S. 69-102.
- [Steven 1991] Steven, M.: *Umwelt als Produktionsfaktor?*, in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 61, 1991, S. 509-523.
- [Ströbele1999] Ströbele, W.: *Mehr Wettbewerb auf dem deutschen Erdgasmarkt? Zur Übertragbarkeit US-amerikanischer und britischer Erfahrungen*, in: Erlei, M., Leschke, M., Sauerland, D., and Schulz, E. (Hrsg.): Gedenkschrift für M. Borchert, 1999, S. 150-177.
- [Ströbele 2006] Ströbele, W.: *Erfahrungen mit dem EU-Emissionshandelssystem für CO₂-Zertifikate - ein Zwischenstand im Herbst 2005*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft - Sonderdruck, Themenschwerpunkt: CO₂-Emissionshandel, 2006, S. 279-288.
- [Stromthemen 2000] N.N.: *E.ON und RWE legen 10.000 MW still*, in: Stromthemen, 2000.
- [Taylor 2002] Taylor, D. M.: *Nuclear's role in Europe's energy future*. Paper presented for the SMI conference on "Nuclear Power" in London, January 2002, 2002.
- [Tietze-Stöckinger 2005] Tietze-Stöckinger, I.: *Konsteneinsparpotenziale durch Erweiterung von betrieblichen Systemgrenzen*. www.uvka.de. Universitätsverlag, Karlsruhe, 2005.
- [UCPTE 1998] UCPTE: *Spielregeln zur primären und sekundären Wirkleistungsregeln in der UCPTE*. UCPTE - Union de Coordination de la Production et du Transport d'électricité, 1998.
- [UCTE 2005] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): *Part of exchanges in the consumption 1975 - 2004*. Luxembourg: UCTE, 2005.
- [UNIPEDE 2001] UNIPEDE: *EURPROG 2001: Statistics and prospects for the European Electricity Sector*. Brussels: UNIPEDE/EURELECTRIC Documentation, 2001.

- [Universität Kiel 1998] Christian-Albrechts-Universität zu Kiel: *Erdgas- Energie aus der Natur*, 1998.
- [UN 1999] United Nations: *Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia*. New York and Geneva, 1999.
- [UNFCCC 1997] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): *Kyoto protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. New York, 1997.
- [UNFCCC 2005] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): *Greenhouse Gas Emissions Data for 1990 - 2003 submitted to the United Nations Framework Convention on Climate Change - KEY GHG DATA*. Bonn, 2005.
- [Valsgaard & Reepmeyer 2004] Valsgaard; Reepmeyer: *The Development of Compressed Natural Gas Carrier*. <http://www.prads2004.de/pdf/165.pdf>. Luebeck-Travemuende, Deutschland: Schiffbautechnische Gesellschaft e.V., 2004.
- [Van der Voort et al. 1984] Van der Voort, E.; Donni, E.; Thonet, C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: *Energy Supply Modelling Package, EFOM-12C Mark I, Mathematical Description*. Louvain-La-Neuve, 1984.
- [van der Zwaan et al. 2002] van der Zwaan, B. C. C., Gerlagh, R., Klaassen, G., and Schrattenholzer, L.: *Endogeneous technological change in climate change modelling*, in: Energy Economics, 24, 2002, S. 1-19.
- [Varian 1989] Varian: *Grundzüge der Mikroökonomik*. München: Oldenbourg Verlag, 1989.
- [VDN 2003] Bouillon, H.; Frey, D.; Hermann, M.; Kreye, H.; Mahn, U.; Müller, W.; Neumaier, R.; Reinisch, R.; Vanzetta, J.: *TransmissionCode 2003 Netz- und systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin: Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, 2003.
- [VIK 2004] VIK: *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen, 2004.
- [Vislie 1987] Vislie, J.: *Long-Term Bilateral Contracts for Natural Gas*, in: Natural Gasmarkets and Contracts, 1987, S. 267-277.
- [Voß 2002] Voß, A.: *Aktuelle Situation und Trends im Europäischen und Deutschen Kraftwerksmarkt. Presentation at the conference "Wettbewerbsfähigkeit der Energieerzeugung"*. Wuppertal, 2002.
- [Voß et al. 1998] Voß, A. and Greßmann, A.: *Leitbild "Nachhaltige Entwicklung": Bedeutung für die Energieversorgung*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1998, 1998, S. 486-491.
- [Wacker 1999] Wacker, H.; Blank, J.: *Ressourcenökonomik*. München: Oldenburg, 1999.
- [Wagner 1999] Wagner, E.: *Pumpspeicher-Kraftwerke: Einsatz und Betriebsergebnisse*, in: Bulletin SEV/VSE, 1999, 1999, S. 19-23.
- [Weber 2004] Weber, C.: *Uncertainty in the electric power industry - methods and models for decision support*. New York: Springer, 2004.

- [Weber 2005] Weber, C.: *Kraftwerksinvestitionen bei Brennstoff- und CO₂-Preisunsicherheit*. Stuttgart: VDI Wissensforum IWB GmbH, 2005.
- [Weltbank 2004] Weltbank: *Regulation of associated gas flaring and venting: a global overview and lessons from international experience*. <http://www-wds.worldbank.org>. Washington: The World Bank Group, GGFR, 2004.
- [Weltenergiereport 2005] RWE AG: *Weltenergiereport 2005*. Essen: Energiewirtschaftlicher Arbeitskreis der RWE AG, 2005.
- [Weyand et al. 1994] Weyand, M.; Langefeld, V.: *Erdgasmarkt in den USA - Vorbild für Deutschland?*, 1994.
- [Wietschel 1995] Wietschel, M.: *Die Wirtschaftlichkeit klimaverträglicher Energieversorgung: Entwicklung und Bewertung von CO₂-Minderungsstrategien in der Energieversorgung und -nachfrage*. Berlin: Erich Schmidt, 1995.
- [Wietschel et al. 1997] Wietschel, M., Fichtner, W., and Rentz, O.: *Integration of price-depending demand reactions in an optimising energy emission model for the development of CO₂-mitigation strategies*, in: European Journal of Operational Research, 102, 1997, S. 432-444.
- [Wietschel 2000] Wietschel, M.: *Produktion und Energie: Planung und Steuerung industrieller Energie- und Stoffströme*, 2000.
- [Wietschel et al. 2002a] Wietschel, M., Enzenberger, N., and Rentz, O.: *Zur Bewertungsproblematik von Nachhaltigkeitsstrategien am Beispiel der Energieversorgung*, in: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, 1, 2002a, S. 105-124.
- [Wietschel et al. 2002b] Wietschel, M., Fichtner, W., Enzensberger, N., and Rentz, O.: *Zur Relevanz eines europaweiten CO₂-Zertifikatehandels für strategische Unternehmensentscheidungen*, in: Fichtner, W. and Geldermann, J. (Hrsg.): Einsatz von OR-Verfahren zur techno-ökonomischen Analyse von Produktionssystemen, Workshop der GOR-Arbeitsgruppe "OR im Umweltschutz", 2002b.
- [Wild 2005] energieportal24: *In Deutschland sind britische Erdgas Zustände unwahrscheinlich*. <http://www.energieportal24.de/modules.php?name=News&file=print&sid=1476>. Wild, M., 2005.
- [Wingas 2003] European Gas Pipeline System. www.wingas.de. Berlin, 2003.
- [Wißler 1997] Wißler, W.: *Unternehmenssteuerung durch Gemeinkostenzuteilung - Eine spieltheoretische Untersuchung*. Diss. Universität Mannheim: Deutscher Universitätsverlag, 1997.
- [Zfk 2005] Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft: *Schweiz / Italien: Netz enger geknüpft*. http://zfk.de/news/news_05jan.html, 2005.