

Caroline March

ÖKONOMETRISCHE MODELLIERUNG DES ROHÖLMARKTES

Preisbildungsmechanismen und
Prognose der Entwicklung bis 2030



Cuvillier Verlag Göttingen
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag



Ökonometrische Modellierung des Rohölmarktes





Caroline March

ÖKONOMETRISCHE MODELLIERUNG DES ROHÖLMARKTES

**Preisbildungsmechanismen und
Prognose der Entwicklung bis 2030**



Cuvillier Verlag Göttingen
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2012

Zugl.: Duisburg-Essen, Univ., Diss., 2012

978-3-95404-083-4

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2012

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2012

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-95404-083-4



Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als externe Doktorandin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen und Mitarbeiterin bei der EnBW Trading GmbH in Karlsruhe. Bei der Anfertigung dieser Dissertation haben mich viele Menschen begleitet, denen ich an dieser Stelle meinen Dank ausspreche.

Meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr. Christoph Weber, danke ich recht herzlich für die engagierte Unterstützung und konstruktive Betreuung meiner Arbeit. Bei den Mitarbeiter des Lehrstuhl für Energiewirtschaft möchte ich mich für fachliche Impulse während der Doktorandenseminare und darüber hinaus bedanken. Herrn Prof. Dr. Walter Assenmacher gebührt ein herzlicher Dank für die anregenden Diskussionen während der Erstellung der Arbeit und für die Übernahme des Zweitgutachtens.

Für die Unterstützung meines Dissertationsvorhabens bei der EnBW Trading GmbH gilt mein Dank Herrn Dr. Bernhard Graeber, Herrn Dr. Kai Hufendiek und Herrn Clemens Krauß. Allen Kolleginnen und Kollegen im Bereich Energiemarkt danke ich außerdem recht herzlich für die fachlichen Anregungen zu meiner Arbeit. Besonderer Dank gebührt Herrn Dr. Frieder Kalisch für zahlreiche inhaltliche Diskussionen.

Für die prüfende Durchsicht des Manuskripts geht der Dank an Dr. Helmut Elsner, Irmtraud March, Julia Moldenhauer und Diana Voll.

Einen großen persönlicher Dank möchte ich an meine Familie und Freunde richten, die mich während der Zeit meiner Promotion unterstützt haben. Mein Mann Andreas March gab mir zu jeder Zeit den nötigen Rückhalt. Meine Eltern haben mich nicht nur während meiner Ausbildung immer liebevoll unterstützt; ihnen möchte ich als Dank diese Arbeit widmen.

Karlsruhe, im April 2012

Caroline March





Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
Symbolverzeichnis	XIII
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Zielsetzung der Arbeit	2
1.2 Gang der Untersuchung	4
2 Überblick über die internationalen Rohölmärkte	7
2.1 Grundlagen der Erdölwirtschaft	9
2.1.1 Eigenschaften von Erdöl	9
2.1.2 Verfügbarkeit, Gewinnung und Verbrauch von Erdöl .	10
2.1.3 Übersicht über die Wertschöpfungskette	13
2.2 Historische Entwicklung der Erdölwirtschaft	15
2.3 Organisation der wichtigsten Handelsmärkte	22
2.3.1 Physische und finanzielle Erdölmärkte	22
2.3.2 Märkte der wichtigsten Referenzöle	26
2.3.2.1 Brent	27
2.3.2.2 WTI	28
2.3.2.3 Dubai	29
2.3.3 Implikationen des Referenzpreisregimes	30
3 Mechanismen der Ölpreisbildung: Stand der Forschung	33
3.1 Theorie erschöpfbarer Ressourcen	35
3.2 Rolle der OPEC bei der Preisbildung	39



3.2.1	Oligopolmodelle des Ölmarktes	42
3.2.1.1	OPEC als stabiles Kartell	43
3.2.1.2	Saudi-Arabien als Marktführer	44
3.2.1.3	Modell instabiler Kartellbildung	46
3.2.2	Modelle des OPEC-Verhaltens	49
3.2.2.1	Preissetzung anhand der Target-Capacity-Utilization	50
3.2.2.2	Strategie der Zielpreise	51
3.2.2.3	Modell der Einkommenszielpolitik	53
3.2.3	Sonstige Modelle	56
3.3	Anwendung von Kapitalmarktmodellen auf Ölmärkte	58
3.3.1	Theory of Storage und stochastische Faktormodelle	61
3.3.2	Spekulation auf den Zukunftsmärkten für Rohöl	65
3.4	Empirische Ölmarktmodelle	68
4	Aufbau eines ökonometrischen Mehrgleichungsmodells des Ölmarktes	71
4.1	Ziel der Modellbildung	73
4.2	Ökonometrische Modellierung von Kointegrationsbeziehungen	74
4.2.1	Stationarität von Zeitreihen	75
4.2.2	Kointegration und Fehlerkorrekturmodelle	77
4.2.3	Nachweis einer Langfristbeziehung mit dem Bounds-Testing-Verfahren	78
4.2.4	Dynamische Mehrgleichungsmodelle	81
4.3	Eigenschaften des Modells	83
4.4	Modellierung der Nachfrage nach Rohöl	84
4.5	Modellierung der Förderkapazität außerhalb der OPEC	86
4.6	Modellierung der Förderkapazität der OPEC	89
4.7	Modellierung der Förderkosten der Nicht-OPEC-Staaten	93
4.8	Modellierung des Ölpreises	95
4.9	Zusammenfassung zum Mehrgleichungsmodell	98
5	Schätzung der Modellgleichungen	101
5.1	Beobachtungshorizont und Datengrundlage	103
5.2	Schätzung der Modellgleichung für die Nachfrage nach Rohöl	104



5.2.1	Schätzung der unbekannt Parameter	104
5.2.2	Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang . . .	106
5.3	Schätzung der Modellgleichung für die Förderkapazität außerhalb der OPEC	108
5.3.1	Schätzung der unbekannt Parameter	108
5.3.2	Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang . . .	110
5.4	Schätzung der Modellgleichung für die Förderkapazität der OPEC	111
5.4.1	Schätzung der unbekannt Parameter	111
5.4.2	Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang . . .	114
5.5	Schätzung der Modellgleichung für die Förderkosten außerhalb der OPEC	115
5.5.1	Herleitung der Förderkosten aus verfügbaren Daten .	115
5.5.1.1	Explorations- und Entwicklungskosten . . .	117
5.5.1.2	Produktionskosten	119
5.5.2	Schätzung der unbekannt Parameter	121
5.5.3	Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang . . .	123
5.6	Schätzung der Modellgleichung für den Ölpreis	123
5.6.1	Schätzung der unbekannt Parameter	123
5.6.2	Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang . . .	127
5.7	Schätzung der Modellgleichung für die Auslastung der Förderkapazität	127
5.8	Abhängigkeit von Preis- und Kostengleichung	128
6	Evaluation und Interpretation des Modells	131
6.1	Modellstabilität	132
6.2	Impuls-Antwort-Analyse	133
6.3	Preis- und Einkommenselastizität der Nachfrage	142
6.4	Preiselastizität des Angebotes	149
6.5	Rückbauraten produzierender Felder	152
6.6	Bewertung der Anpassungs- und Prognosegüte	155
7	Modellanwendung zur langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes	159
7.1	Diskussion verfügbarer Prognosen	161



Inhaltsverzeichnis

7.1.1	Überblick über bestehende Modelle	161
7.1.2	Berücksichtigung von Unsicherheiten	162
7.2	Zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft und ihre Abhängigkeit vom Ölpreis	164
7.3	Modellbasierte Prognose der Marktentwicklung bis 2030 unter Unsicherheit	169
7.3.1	Modellergebnisse bei stochastischer Wirtschaftsentwicklung	170
7.3.2	Modellergebnisse bei deterministischer Wirtschaftsentwicklung	179
7.4	Unsicherheit von Ölpreisprognosen	184
7.5	Vergleich der Ergebnisse mit verfügbaren Langfristprognosen	191
8	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	199
8.1	Kritische Würdigung des entwickelten Modells	200
8.2	Zusammenfassung und Bewertung der Forschungsergebnisse	201
8.3	Ausblick auf zukünftige Forschungsfelder	204
	Literaturverzeichnis	207
	A Ergebnisse des CUSUM-SQ-Tests	233
	B Anpassung der Regressionsgleichungen	237



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1	Entwicklung der Rohölpreise und ihrer Volatilität 2000-2009	2
Abbildung 2.1	Weltweite Reserven, Förderung und Verbrauch von Rohöl 2008	11
Abbildung 2.2	Marktanteil der OPEC (exkl. Irak) in Prozent, 1965-2008	18
Abbildung 2.3	Durchschnittliche jährliche Rohölpreise 1945-2008 . .	20
Abbildung 2.4	Entwicklung der Positionen bei NYMEX-Kontrakten ab 2005	26
Abbildung 3.1	Preiszyklen durch S-förmige Angebotskurve	48
Abbildung 3.2	Rückwärtsgebogene Marktangebotskurve und Preisbildung im Modell der Einkommenszielpolitik	54
Abbildung 4.1	Entwicklung der freien Förderkapazität der OPEC 1971-2009	90
Abbildung 4.2	Ölpreis in Abhängigkeit der freien Förderkapazität der OPEC 2001-2008	96
Abbildung 5.1	Kosten der Nicht-OPEC für Exploration, Entwicklung und Förderung von Rohöl 1970-2008	117
Abbildung 6.1	Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die weltweite Nachfrage	134
Abbildung 6.2	Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die Nicht-OPEC-Kapazität	136
Abbildung 6.3	Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die OPEC-Kapazität	137



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 6.4	Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die Förderkosten der Nicht-OPEC	139
Abbildung 6.5	Auswirkungen eines 5%igen Preisschocks	140
Abbildung 6.6	Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die Weltwirtschaft	141
Abbildung 6.7	Ermittelte Preiselastizität der Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle	145
Abbildung 6.8	Ermittelte Einkommenselastizitäten der Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle	146
Abbildung 6.9	Ermittelte Preiselastizitäten des Nicht-OPEC-Angebotes und Konfidenzintervalle	150
Abbildung 6.10	Ermittelte Rückbauraten weltweiter Förderkapazitäten und Konfidenzintervalle	154
Abbildung 7.1	Entwicklung der Preisprognosen der <i>EIA</i> 1998-2010 .	163
Abbildung 7.2	Stochastische Prognose der weltweiten Wirtschaftsentwicklung und Konfidenzintervalle 2010-2030	171
Abbildung 7.3	Prognose der weltweiten Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung	172
Abbildung 7.4	Prognose der OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung	172
Abbildung 7.5	Prognose der Nicht-OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung	173
Abbildung 7.6	Marktanteil der OPEC historisch und Erwartungswert 2010-2030	173
Abbildung 7.7	Prognose der Nicht-OPEC-Förderkosten und Konfidenzintervalle mit 2030 bei stochastischer Wirtschaftsentwicklung	174
Abbildung 7.8	Prognose der Preise für leichtes, schwefelarmes Rohöl und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung	174



Abbildung 7.9	Wahrscheinlichkeit für die Realisierung eines Ölpreises von über 100 US\$ ₂₀₀₇ /bbl bei stochastischer Wirtschaftsentwicklung	175
Abbildung 7.10	Histogramm der für 2030 prognostizierten Ölpreise bei 100.000 Simulationsläufen	176
Abbildung 7.11	Weltweite Ausgaben für Rohöl, absolut und als Anteil an der Wirtschaftsleistung	177
Abbildung 7.12	Prognose der weltweiten Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung	179
Abbildung 7.13	Prognose der OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung	180
Abbildung 7.14	Prognose der Nicht-OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung	181
Abbildung 7.15	Prognose der Nicht-OPEC-Förderkosten und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung	182
Abbildung 7.16	Prognose der Preise für leichtes, schwefelarmes Rohöl und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung	182
Abbildung 7.17	Einfluss der Unsicherheit von Fundamentalindikatoren auf die Ölpreisprognose	187
Abbildung 7.18	Empirische Varianzen der Residuen	188
Abbildung 7.19	Varianzzerlegung der Ölpreisprognose	189
Abbildung 7.20	Vergleich der langfristigen Preiseinschätzung mit der Prognose der EIA	193
Abbildung 7.21	Backtesting des entwickelten Modells für den Prognosehorizont 2000-2009	194
Abbildung A.1	Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Nachfragegleichung	233
Abbildung A.2	Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Gleichung der Nicht-OPEC-Förderkapazität	233



Abbildungsverzeichnis

Abbildung A.3	Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Gleichung der OPEC-Förderkapazität	234
Abbildung A.4	Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Kostengleichung	234
Abbildung A.5	Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Preisgleichung . .	235
Abbildung B.1	Ergebnis der Nachfrageregression (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum	237
Abbildung B.2	Ergebnis der Regression der Nicht-OPEC-Förderkapazität (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum	237
Abbildung B.3	Ergebnis der Regression der OPEC-Förderkapazität (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum	238
Abbildung B.4	Ergebnis der Kostenregression (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum	238
Abbildung B.5	Ergebnis der Preisregression (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum	239



Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Charakteristika der wichtigsten Rohölsorten	10
Tabelle 2.2	Produktausbeute verschiedener Raffineriekonfigurationen für Arab Light	14
Tabelle 2.3	Hedging-Strategien zur Absicherung gegen Preisschwankungen mit Futures	25
Tabelle 5.1	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der Nachfragegleichung .	105
Tabelle 5.2	Kritische Werte des <i>Bounds-Testing</i> -Verfahrens für Regressionen mit unbeschränktem Interzept, ohne Trend (Fall III); $k = 2$	107
Tabelle 5.3	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der Gleichung für die Nicht-OPEC-Kapazität	109
Tabelle 5.4	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der inhomogenen Gleichung für die OPEC-Kapazität	112
Tabelle 5.5	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der homogenen Gleichung für die OPEC-Kapazität	113
Tabelle 5.6	F-Statistik der Langfristbeziehung der OPEC-Kapazität und dazugehörige kritische Werte des <i>Bounds-Testing</i> -Verfahrens nach Pesaran et al. (2000)	116
Tabelle 5.7	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der Gleichung für die Förderkosten der Nicht-OPEC	121
Tabelle 5.8	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der Preisgleichung	125
Tabelle 5.9	<i>Kleinste-Quadrate</i> -Schätzer der restringierten Gleichung für die Förderkosten der Nicht-OPEC	130
Tabelle 6.1	Preiselastizität der Rohölnachfrage	144
Tabelle 6.2	Einkommenselastizität der Rohölnachfrage	148
Tabelle 6.3	Preiselastizität des Rohölangebotes	151



Tabellenverzeichnis

Tabelle 6.4	Anpassungsgüte im Beobachtungszeitraum 1970-2008	156
Tabelle 6.5	<i>Out of sample</i> Prognosegüte (<i>RMSE</i>) für einen Zeithorizont von bis zu vier Jahren in die Zukunft, 1985-2008	158
Tabelle 7.1	Modellierung der Wirtschaftsentwicklung in Abhängigkeit des Ölpreises	167
Tabelle 7.2	Ergebnisse der Modellprognose mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung	178
Tabelle 7.3	Ergebnisse der Modellprognose mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung	183
Tabelle 7.4	Prognose der Ölpreise bis 2030 bei unterschiedlichem Unsicherheitsgrad	186
Tabelle 7.5	Vergleichende Darstellung verschiedener Preisprognosen (US\$ ₂₀₀₇ /bbl)	192
Tabelle 7.6	Vergleichende Darstellung verschiedener Nachfrageprognosen (mbpd)	194
Tabelle 7.7	Vergleichende Darstellung verschiedener Prognosen des Angebotes der Nicht-OPEC (mbpd)	195
Tabelle 7.8	Vergleichende Darstellung verschiedener Prognosen des Angebotes der OPEC (mbpd)	196



Abkürzungsverzeichnis

(A)DF	<i>(Augmented) Dickey-Fuller-Teststatistik</i>
ADL	<i>Autoregressive Distributed Lag</i>
AEO	<i>Annual Energy Outlook</i>
AIC	<i>Akaike's Information Criterion</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
°API	API-Grad
bbf	Barrel (159 Liter)
BP	<i>British Petroleum</i>
BFO(E)	Brent, Forties, Oseberg(, Ekofisk)
BLUE	<i>Best Linear Unbiased Estimator</i>
BW	Barwert
CFTC	<i>Commodity Futures Trading Commission</i>
CTL	<i>Coal-to-Liquids</i>
DME	<i>Dubai Mercantile Exchanges</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EFP	<i>Exchange of Futures for Physical</i>
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FOB	<i>Free-on-board</i>
GTL	<i>Gas-to-Liquids</i>
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i> , früher: IPE
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEM	<i>International Energy Module</i>
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart
IMF	<i>International Monetary Fund</i>
IOC	<i>National Oil Company</i>
IPE	<i>International Petroleum Exchange</i>



Abkürzungsverzeichnis

JB	Jarque-Bera
KQ	Kleinste-Quadrate
LM	Lagrange-Multiplier
LOPEX	<i>Long-Term Price and Extraction</i>
(m)bpd	<i>(million) barrel per day</i>
MWV	Mineralölwirtschaftverband
NEMS	<i>National Energy Modelling System</i>
NGL	<i>Natural Gas Liquids</i>
NOC	<i>National Oil Company</i>
NYMEX	<i>New York Mercantile Exchange</i>
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
OPEC	<i>Organization of Petroleum Exporting Countries</i>
OAPEC	<i>Organization of Arab Petroleum Exporting Countries</i>
OTC	<i>over the counter</i>
OWEM	<i>OPEC World Energy Model</i>
RMSE	<i>Root Mean Squared Error</i>
ROW	<i>Rest of World</i>
SUR	<i>Seemingly Unrelated Regression</i>
TCU	<i>Target-Capacity-Utilization</i>
TSLs	<i>Two Steps Least Squares</i>
USDA	<i>United States Department of Agriculture</i>
VAR	Vektorautoregression, vektorautoregressiv
VIF	Varianzinflationsfaktor
WEM	<i>World Energy Model</i>
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>



Symbolverzeichnis

Modellvariablen

c_t	Förderkosten für Rohöl	US\$ ₂₀₀₇ /bbl
D_t	Weltweite Nachfrage nach Rohöl	mbpd
GDP_t	Weltwirtschaftsleistung	Mrd. US\$ ₂₀₀₇
K_t	Weltweite Gesamtkapazität	mbpd
KA_t	Auslastung der weltweiten Förderkapazität	
$K_{NOPEC,t}$	Förderkapazität der Nicht-OPEC	mbpd
$K_{OPEC,t}$	Förderkapazität der OPEC	mbpd
p_t	Preis für Rohöl	US\$ ₂₀₀₇ /bbl

Sonstige verwendete Symbole

Kapitel 3.1

Π_t	Gewinnfunktion
R_t	Extraktionsmenge
p_t	Preis einer Ressourceneinheit
c_t	Grenzkosten der Förderung einer Ressourceneinheit
r	Marktzinssatz
BW	Barwert
H_t	Hamiltonfunktion
λ_t	Schattenpreis, Knappheitsrente, Hotelling-Rente



Kapitel 3.2.1.3

D	Nachfragekurve
S	Angebotskurve
d'	Kartellpunkt

Kapitel 3.2.2.3

D	Nachfragekurve
S	Angebotskurve
P	Preis
Q	Fördermenge

Kapitel 3.3.1

$F_{t,T}$	Preis eines Futures mit Lieferzeitpunkt T zum Zeitpunkt t
S_t	Spotpreis zum Zeitpunkt t
r	Risikoloser Zins
δ	<i>Convenience Yield</i>
μ	Drift (deterministisch)
α	Gleichgewichtsniveau des <i>Convenience Yield</i>
κ	Geschwindigkeit der Mean-Reversion
σ_1	Volatilität (Standardabweichung) des Spotpreises
σ_2	Volatilität des <i>Convenience Yield</i>
ρ	Korrelation der Brownschen Bewegungen
λ	<i>Market Price of Risk</i>
$E(S_T(S, \delta, T))$	Erwarteter Spotpreis

Kapitel 3.3.1

y_t, Y	Zu erklärende Größen, Regressand
x_t, X	Erklärende Größe(n), Regressor(en)
u_t, v_t, η_t	Stochastische Störgröße



1 Einleitung

In der vorliegende Arbeit wird ein ökonometrisches Modell des weltweiten Rohölmarktes entwickelt. Das Modell dient der Analyse der Preisbildungsmechanismen und ermöglicht eine Prognose der langfristigen Marktentwicklung unter Unsicherheit. Die fundamentalen Einflussfaktoren auf den Ölpreis werden identifiziert und die Beziehungen zwischen Angebot, Nachfrage, Förderkosten und Preisen spezifiziert. Analysen der historischen Entwicklung werden mit diesem Modell ebenso ermöglicht wie eine fundierte Einschätzung über die zukünftige Entwicklung des Rohölmarktes. In diesem Zusammenhang wird außerdem analysiert, worin die Unsicherheit von Ölpreisprognosen begründet liegt.

1.1 Motivation und Zielsetzung der Arbeit

Die jüngste Entwicklung des Rohölmarktes ist durch hohe und volatile Preise gekennzeichnet (vgl. Abbildung 1.1). Zwischen 2003 und 2008 stieg der Ölpreis kontinuierlich an und erreichte einen historischen Höchstwert von knapp 150 US\$/bbl (vgl. EIA (2010d))¹. Mitte 2008 folgte schließlich ein deutlicher Preisabfall. Innerhalb weniger Monate sank der Ölpreis um rund 100 US\$/bbl.

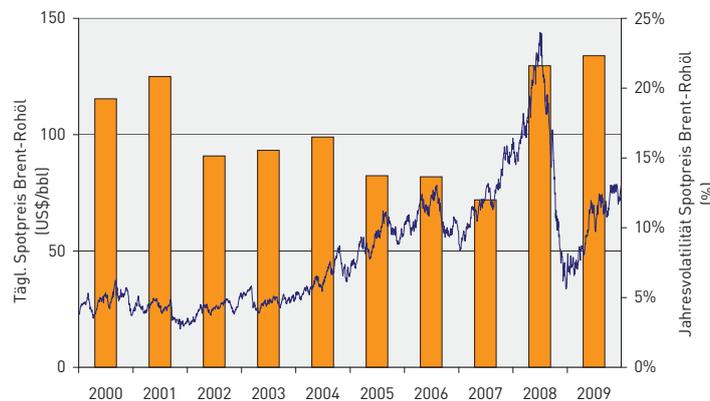


Abbildung 1.1: Entwicklung der Rohölpreise und ihrer Volatilität 2000-2009;

Quelle: Eigene Berechnungen nach EIA (2010d)

Das Verständnis der Wirkungszusammenhänge auf dem Ölmarkt und daraus abgeleitete Einschätzungen über die künftige Preisentwicklung spielen eine entscheidende Rolle für das Risikomanagement vieler Unternehmen, da sie die Entscheidungsgrundlage für zahlreiche Investitionen bilden. Erdöl stellt den weltweit wichtigsten Energierohstoff dar. Etwas mehr als ein Drittel des globalen Primärenergieverbrauchs wird durch Rohöl gedeckt (vgl. IEA (2009)). Für die übrigen Energieträger stellt der Ölmarkt zudem eine Art Preisleitmarkt dar (vgl. Konstantin (2009), S. 11).

¹ Aufgrund des gestiegenen Preisniveaus wurde in 2008 Erdöl im Wert von fast fünf Prozent der Weltwirtschaftsleistung umgesetzt, mehr als doppelt so viel wie noch im Jahr 2003. Im selben Zeitraum haben sich die Netto-Exporterlöse der OPEC mehr als verdreifacht (eigene Berechnungen auf Basis von BP (2009); EIA (2010c); IMF (2009) in realen Werten).

Darüber hinaus stehen eventuelle Auswirkungen hoher Ölpreise auf die wirtschaftliche Entwicklung in der Diskussion (vgl. Blanchard u. Galí (2008); Hamilton (1983); Hooker (1996; 1999); Mork (1989); Mork et al. (1994)). Eine zusätzliche, politische Dimension kann seitens der Nachfrager entstehen, wenn aufgrund dieser Abhängigkeit Rohöl oder seine Produkte subventioniert werden bzw. die Entwicklung von Substitutionstechnologien gefördert wird. Auch die rohöllexportierenden Staaten sind in hohem Maße von den Erlösen aus dem Rohölverkauf abhängig. Diese auch als Petrodollars bezeichneten Einnahmen machen häufig einen hohen Anteil an der Gesamtwirtschaft der Exportländer aus und sind unmittelbar an den Ölpreis gebunden.

Insbesondere hinsichtlich der jüngsten Preisentwicklung richtete sich vermehrt wissenschaftliches Interesse darauf, welche Mechanismen der Preisbildung auf dem Rohölmarkt zugrunde liegen (vgl. z. B. Cifarelli u. Paladino (2010); Fattouh (2010); Hamilton (2009a;b); Kaufmann (2011); Sornette et al. (2009)). Einige Autoren führen diese auf fundamentale Ursachen zurück und erklären die jüngste Preisspitze durch den unerwartet hohen Nachfrageanstieg vor allem in Asien (vgl. z. B. Hamilton (2009b); Hicks u. Kilian (2009)). Vor dem Hintergrund der historischen Preisentwicklung ist es jedoch schwierig, ein adäquates Erklärungsmodell für den Ölpreisverlauf zu entwickeln. Eine konsistente Meinung zur fundamentalen Preisbildung existiert bislang nicht, zumal der Rohölmarkt in seiner Historie immer wieder strukturellen Veränderungen unterworfen war. Daher ist der Einfluss einzelner Preisfaktoren möglicherweise auf einen begrenzten Zeitraum beschränkt. Der Ölpreis wird zudem in hohem Maße von unvorhersehbaren Ereignissen wie beispielsweise geopolitischen Konflikten beeinflusst. Darüber hinaus werden Rohölderivate seit einiger Zeit als liquide Anlageklasse auf den internationalen Rohstoffbörsen gehandelt, so dass heute neben fundamentalen auch spekulative Akteure an den Terminmärkten agieren. Das Handelsvolumen finanzieller Geschäfte übersteigt den physischen Handel dabei bei weitem. Neben fundamentalen Einflüssen untersuchen neuere Studien daher die Auswirkungen spekulativen Handels auf den Ölpreis (vgl. Cifarelli u. Paladino (2010); Kaufmann (2011); Sornette et al. (2009)).



Obwohl diese Ansätze durchaus interessante Erkenntnisse ermöglichen, erscheint doch eine Berücksichtigung fundamentaler Zusammenhänge bei der Ölpreismodellierung für längere Zeiträume nach wie vor unverzichtbar. Daher wird in der vorliegenden Arbeit aufbauend auf die Abbildung der fundamentalen Zusammenhänge (vgl. Déés et al. (2007); Krichene (2002; 2007)) ein mit der historischen Entwicklung konsistentes ökonometrisches Modell des Weltmarktes für Rohöl entwickelt. Wesentliches Ziel ist dabei ein besseres Verständnis der Marktdynamik und insbesondere der Preismechanismen. Vor dem Hintergrund der Preisentwicklung der 2000er Jahre soll vor allem geklärt werden, inwieweit die historisch beobachteten Preisschwankungen fundamental erklärt werden können. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen wird die zukünftige Entwicklung bis 2030 prognostiziert. Dabei wird explizit auf die Unsicherheiten einer solchen Prognose insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Preisentwicklung eingegangen.

1.2 Gang der Untersuchung

In der vorliegenden Arbeit wird der Ölmarkt mit Hilfe eines fundamentalen, ökonometrischen Mehrgleichungsmodells abgebildet, wobei die Wechselwirkungen zwischen Rohölverbrauch, Förderkapazitäten und Ölpreisen explizit formuliert werden.

Als Grundlage für die Modellierung des Rohölmarktes gibt Kapitel 2 zunächst einen Überblick über die Grundlagen der Erdölwirtschaft und die Entwicklung des Marktes von den anfänglich eher regionalen Produktmärkten bis hin zum heutigen internationalen System verschiedener Handelsplattformen für Rohöl und seine Derivate. Für die wichtigsten Rohölsorten werden die Teilmärkte und ihr Zusammenwirken vorgestellt. Hierzu erfolgt eine grundlegende Beschreibung des Marktes und seiner für die Modellierung relevanten Besonderheiten.

Anschließend werden in Kapitel 3 bestehende Erklärungskonzepte der Dynamik des Rohölmarktes und insbesondere der Preisbildung diskutiert. Wie sich zeigt, existiert eine Vielzahl von Ansätzen, die die Preisentwicklung zumindest partiell erklären können. Es gibt jedoch kein geschlossenes Marktmodell, welches die Wirkungszusammenhänge über einen längeren Zeitraum

beschreiben kann und gleichzeitig die beobachteten Preiszyklen — insbesondere die Entwicklung in den 2000er Jahren — auf die fundamentalen Entwicklungen zurückführt. Daher erfolgt in Kapitel 4 der Aufbau eines eigenen, ökonometrischen Mehrgleichungsmodells zur Beschreibung der Marktmechanismen. Bei der Modellierung wird davon ausgegangen, dass sich der Ölpreis im Wesentlichen fundamental auf Basis von Angebot und Nachfrage bildet (vgl. Krichene (2002; 2007)). Neben den Kosten der Rohölförderung ist in diesem Zusammenhang insbesondere die Auslastung der weltweiten Förderkapazitäten ein bedeutender Preisfaktor (vgl. Déés et al. (2007); Kaufmann (1995)). Für die weltweite Nachfrage nach Rohöl, die Förderkapazität innerhalb bzw. außerhalb der OPEC, die Kosten der Förderung außerhalb der OPEC sowie den Ölpreis werden *Autoregressive Distributed Lag (ADL)*-Modelle in der Fehlerkorrekturform spezifiziert, die die kurzfristige Beziehung der Variablen getrennt von der Langfristedynamik formulieren. Auf diese Weise können die unterschiedlichen Anpassungsgeschwindigkeiten von Angebot und Nachfrage bestimmt werden, die bei Abweichungen vom Marktgleichgewicht zu Ölpreiszyklen führen. Die einzelnen Regressionsgleichungen werden im nächsten Schritt in einem Mehrgleichungsmodell des Rohölmarktes zusammengefasst, so dass die Abhängigkeitsstruktur der Größen untereinander abgebildet werden kann.

In Kapitel 5 wird das entwickelte Erklärungsmodell für den Zeitraum 1970-2008 ökonometrisch geschätzt. Zur Bestätigung der Gleichgewichtsbeziehungen zwischen den Modellgrößen wird das auf Pesaran et al. (1999; 2000) zurückgehende *Bounds-Testing*-Verfahren für *Autoregressive Distributed Lag*-Modelle angewendet. Auf diese Weise wird anhand der historischen Daten überprüft, ob die vermuteten Beziehungen für die jeweilige Variable gültig sind.

Eine Evaluation und Interpretation des Modells erfolgt in Kapitel 6. Anhand von Analysen der Modelldynamik zeigt sich, dass der zugrunde liegende Mechanismus konsistent ist und das in der Vergangenheit beobachtete Marktverhalten adäquat widerspiegelt. Darüber hinaus werden die Ergebnisse der Parametrisierung der Regressionsgleichungen plausibilisiert und der verfügbaren Literatur vergleichend gegenüber gestellt. Anhand der



Kennzahlen zur Anpassungs- und Prognosegüte werden anschließend Aussagen zur Zuverlässigkeit des Modells gemacht.

In Kapitel 7 wird das entwickelte Modell zur Prognose der langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes bis 2030 angewendet. In diesem Zusammenhang wird der Ursprung der ausgeprägten Unsicherheit von Ölpreisprognosen untersucht. Anhand des entwickelten Modells wird gezeigt, dass die Breite der Preisbänder vor allem auf den hohen Anteil unvorhersehbarer Einflüsse auf den Ölpreis zurückzuführen ist. Daher wird in der vorliegenden Arbeit im Gegensatz zu anderen Veröffentlichungen (u. a. EIA (2010a); IEA (2009)) die Angabe von Konfidenzintervallen der Prognose reiner Erwartungswerte ausgewählter Szenarien vorgezogen, da diese die gesamte Bandbreite möglicher Ergebnisse aufspannen und auf diese Weise die Prognoseunsicherheit quantifizieren.

Eine kritische Beurteilung und Zusammenfassung liefert Kapitel 8. Anschließend wird ein Ausblick auf möglichen weiterführenden Forschungsbedarf gegeben, welcher sich aus den Erkenntnissen dieser Arbeit ergeben könnte.

2 Überblick über die internationalen Rohölmärkte

Seit Beginn der Mineralölwirtschaft haben sich die Ölmärkte radikal verändert. Aus dem anfänglich regionalen, hauptsächlich auf Produkte beschränkten Handel hat sich ein komplexer, internationaler Rohstoffmarkt entwickelt.

Das folgende Kapitel beschreibt die Grundlagen der Erdölwirtschaft und skizziert die historische Entwicklung der Ölmärkte bis hin zum heutigen System aus physischen und finanziellen Handelsmärkten.

In Abschnitt 2.1 werden zunächst die physikalischen Eigenschaften skizziert, nach denen verschiedene Rohölqualitäten differenziert werden (Abschnitt 2.1.1). Anschließend gibt Abschnitt 2.1.2 einen Überblick über das Verhältnis von Angebot, Nachfrage und Reserven an Rohöl weltweit. Hier soll vor allem dargestellt werden, welche Mengen an Erdöl weltweit verbraucht werden und in welcher Quantität Erdöl als beschränkte Ressource aus heutiger Sicht in Zukunft zur Verfügung stehen wird. In diesem Zusammenhang wird außerdem auf die geographische Verteilung der Lagerstätten Bezug genommen. Abschließend liefert Abschnitt 2.1.3 eine Übersicht über die Wertschöpfungskette von Erdöl von der Gewinnung über den Transport bis hin zum Verbrauch in Form von raffinierten Mineralölprodukten.

Abschnitt 2.2 beschreibt die historische Entwicklung der weltweiten Erdölmärkte. Während die Mineralölwirtschaft anfänglich hauptsächlich durch regionalen Produktenhandel dominiert wurde, entwickelte sich der Erdölmarkt im 20. Jahrhundert zu einem komplexen System liquider Handelsmärkte für Rohöl. Die heutige Struktur des Rohölhandels wird in Abschnitt 2.3 umrissen. Dabei wird in erster Linie erläutert, in welchem Zusammenhang sich die unterschiedlichen Handelsformen herausbildeten und wie die



Kapitel 2. Überblick über die internationalen Rohölmärkte

Preisbildung an den physischen und finanziellen Märkten zusammenhängt (Abschnitt 2.3.1). Während weltweit zahlreiche Rohölsorten gehandelt werden, haben sich lediglich für einige Referenzqualitäten liquide Handelsmärkte herausgebildet. Durch Zu- bzw. Abschläge werden die übrigen Qualitäten anhand der Referenzöle bepreist. Die Spot- und Terminmärkte der weltweit wichtigsten Referenzöle Brent, WTI und Dubai sowie die sich aus diesem Preisregime ergebenden Implikationen werden in Abschnitt 2.3.2 dargestellt.

2.1 Grundlagen der Erdölwirtschaft

Im Folgenden werden zunächst die grundlegenden Charakteristika von Rohöl und seiner Nutzung beschrieben. Zunächst wird auf die Eigenschaften von Erdöl eingegangen, die für das Verständnis der Marktstruktur und der Preisbildung von Bedeutung sind. Da Erdöl zu den endlichen Rohstoffen gehört, wird anschließend ein Überblick über die Zahlen zur weltweiten Verfügbarkeit, Förderung und Nutzung gegeben. Anschließend wird die Wertschöpfungskette vom Rohöl zu Energie- und petrochemischen Produkten dargelegt.

2.1.1 Eigenschaften von Erdöl

Erdöl ist ebenso wie Erdgas und Kohle ein fossiles Naturprodukt. Es besteht fast ausschließlich aus Kohlenwasserstoffen. Die genaue Zusammensetzung variiert je nach Herkunft des Öls, darüber hinaus kann sich die Qualität auch im Verlauf der Förderperiode eines einzelnen Feldes ändern (vgl. Schmidt (1998)). Die verschiedenen Rohölqualitäten (Sorten) werden anhand ihrer Dichte und ihres Schwefelgehaltes unterschieden. Die Dichte eines Rohöls², wird in °API gemessen, einer vom *American Petroleum Institute* definierten Einheit. Leichte Rohöle haben einen hohen °API-Wert, schwere Rohöle einen niedrigen °API-Wert. Mit zunehmender Dichte enthält die Ölsorte einen höheren Anteil an langkettigen Kohlenwasserstoffen.

Je leichter das Rohöl, desto wertvoller ist es. Die für den Handel bedeutendsten Rohöle sind leichtes (34-50° API) und mittelschweres (27-34° API) Öl. Ölsorten unter 25° API gelten als unkonventionelle Erdöle, z. B. Schweröl (10-25° API), Öl- und Teersande (bis 10° API). Rohöle mit niedrigem Schwefelgehalt sind wertvoller als hoch schwefelhaltige Sorten. Schwefelarmes Rohöl wird auch als süßes Erdöl bezeichnet, schwefelreiches als saures (vgl. Energy Intelligence (2007); Erdmann u. Zweifel (2008), S. 173).

² Wurde das Erdöl aus der Lagerstätte extrahiert, spricht man von Rohöl. Die in der Raffinerie verarbeiteten petrochemischen Produkte werden unter dem Begriff Mineralöl zusammengefasst (vgl. Konstantin (2009), S. 10).

Tabelle 2.1 zeigt die Eigenschaften der wichtigsten Rohölsorten WTI, Brent und Dubai Fateh³.

Tabelle 2.1: Charakteristika der wichtigsten Rohölsorten;

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Energy Intelligence (2007)

Physikalische Spezifikation	Einheit	WTI	Brent	Dubai Fateh
Dichte	°API	38,7	37,9	30,4
Schwefelgehalt	Gew.-%	0,45	0,45	2,31
Qualität	-	light, very sweet	light, very sweet	medium sour
Handel				
Förderland	-	USA	GB	Dubai/VAE
Verbraucher	-	Nordamerika	Europa	Asien
Förderung 2006	bpd	340.000	236.000	90.000

2.1.2 Verfügbarkeit, Gewinnung und Verbrauch von Erdöl

Erdöl ist eine begrenzte Ressource, d. h. die Vorräte sind endlich. Abbildung 2.1 illustriert Reserven, Förderung und Verbrauch konventionellen Mineralöls. Reserven sind nachgewiesene Ressourcenbestände, die mit den gegebenen technologischen Möglichkeiten und beim aktuellen Preis gefördert werden können. Im Gegensatz dazu bezeichnet man solche Bestände als Ressourcen, die bisher unwirtschaftlich sind, lediglich im Boden vermutet werden bzw. mit bekannten Fördertechnologien bislang nicht zugänglich sind. Wie hoch die Reserven und Ressourcen sind, hängt vom aktuellen Ölpreis, vom Verbrauch sowie vom Stand der Technik ab⁴.

³ WTI steht für *West Texas Intermediate*. Alle in der Tabelle angeführten Rohöle sind Referenzsorten, vgl. hierzu Abschnitt 2.3.2.

⁴ Ein anderes Konzept zur Beschreibung der in-situ Verfügbarkeit ist das 3P-Konzept. Mit dem P-Wert wird die Wahrscheinlichkeit angegeben, mit der die geschätzten Reserven überschritten werden. Die 1P-Reserven (*Proven Reserves*) entsprechen dann üblicherweise dem P95-Wert (manchmal auch P90). Die 2P-Reserven zählen auch wahrscheinliche Bestände hinzu (*Proven & Probable Reserves*, meist P50). Der 3P-Wert schließlich spiegelt die optimistischste Schätzung wieder (*Proven, Probable & Possible Reserves*, P10 oder P5) (vgl. IFP (2004), S. 91f).

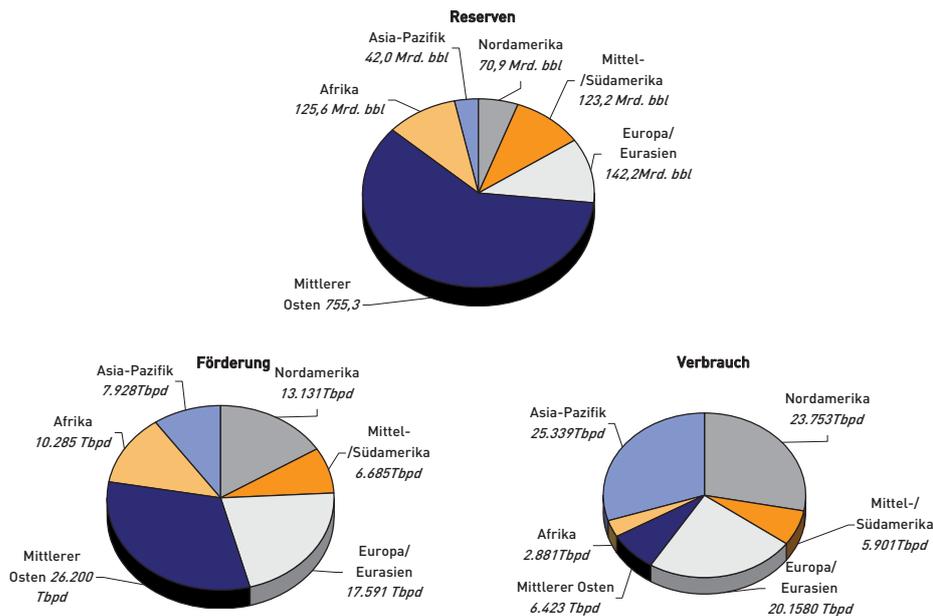


Abbildung 2.1: Weltweite Reserven, Förderung und Verbrauch von Rohöl 2008;
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BP (2009)

Der Aufbau von Förderkapazität erfolgt in drei Stufen: Exploration, Entwicklung und Förderung. Die Exploration umfasst seismische Untersuchungen sowie Such- bzw. Probebohrungen (*Wildcats*). In dieser Phase werden vorhandene Lagerstätten nachgewiesen und Parameter wie Größe und Zugänglichkeit ermittelt. Im Durchschnitt sind 10% bis 30% der Explorationsaktivitäten erfolgreich (vgl. IFP (2004), S. 117). Folglich führt nicht jede Exploration zur Entwicklung. In der Entwicklungsphase wird anschließend das zur Förderung notwendige Equipment (Bohrlöcher und -anlagen, Zwischenlager, Verladeeinrichtungen, Separierer/Umwandler, Transportanlagen etc.) errichtet. Rund 75% der gesamten Investitionskosten fallen während der Exploration und Entwicklung an (vgl. IEA (2003)).

In der dritten Stufe werden die vorhandenen Anlagenkapazitäten zur Förderung von Öl genutzt. Das in einer Lagerstätte enthaltene Rohöl kann nicht vollständig extrahiert werden. Pumpen oder natürlicher Druck bringen lediglich bis zu 30% des vorhandenen Öls an die Oberfläche (primäre Förderung). Durch Wasserfluten oder Gasinjektion (sekundäre Förderung) kann der Anteil um 10-30% erhöht werden. Zusätzliche Mengen können mit

Hilfe tertiärer Fördertechniken (*Enhanced Oil Recovery, EOR*) gefördert werden, also der Injektion anderer Substanzen wie z. B. CO₂, Polymeren oder chemischen Lösungsmitteln. Sekundäre und besonders tertiäre Förderung sind je nach Verfahren äußerst aufwendig. Der durchschnittliche Anteil des aus einem Feld extrahierten Rohöls liegt daher weltweit bei 35% (vgl. IEA (2005)).

Der tatsächliche Nettozubau an Förderkapazität hängt auch davon ab, wie hoch der Rückgang der Förderraten (*Decline Rates*) produzierender Felder sind. Dieser Anteil an Förderkapazität müsste pro Jahr mindestens zugebaut werden, um die Förderung zumindest auf aktuellem Niveau zu halten. Schätzungen der IEA (2008b) zufolge liegt die Rückbaurrate jener Felder, die ihr Fördermaximum bereits überschritten haben, bei durchschnittlich 6,7% jährlich⁵.

Wie Abbildung 2.1 zeigt, liegen gut 60%⁶ der bekannten konventionellen Reserven im Mittleren Osten. Der Reservenbestand weltweit liegt bei rund 1.249 Mrd. bbl. Allerdings gibt es größere Vorkommen unkonventionellen Erdöls auf dem amerikanischen Kontinent, besonders Ölsande (Kanada) und Schweröl (Venezuela), die zusammen auf 300 Mio. bbl geschätzt werden (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 178). Weltweit sind ca. 600 Mrd. bbl⁷ unkonventionelle Erdölressourcen verfügbar. Hiervon liegen jedoch 80% in Form von Ölschiefer vor, die wahrscheinlich aufgrund ökologischer Gesichtspunkte in näherer Zeit nicht in größeren Mengen gefördert werden können (vgl. BGR (2006)).

Die globale Förderung konzentriert sich ebenfalls auf den Mittleren Osten. Allerdings liegt der Anteil des Mittleren Ostens an der Gesamtfördermenge mit ca. 30% deutlich niedriger als der Anteil an den Welt-Erdölreserven. Bei den westlichen Industrienationen zeigt sich das umgekehrte Bild, d. h. die anteilige Förderung liegt deutlich über dem Reservenanteil. Es ist zu erwarten, dass die Konzentration der Förderung in Zukunft weiter zunehmen

⁵ Die Studie auf Basis von 580 Feldern jenseits des Fördermaximums (*Post Peak*) ergibt eine gewichtete beobachtete Rückbaurrate von 5,1%. Dieser Wert wurde auf alle *Post-Peak*-Felder weltweit hochskaliert.

⁶ Alle Zahlen in Abschnitt 2.1.2, soweit nicht anders gekennzeichnet, entstammen BP (2009).

⁷ Stand: Ende 2006.

wird (vgl. z. B. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 175), zumal die Förderkosten außerhalb der arabischen Staaten in den letzten Jahren deutlich gestiegen sind. Der Mittlere Osten ist außerdem eine Region mit relativ geringem Rückgang der Förderraten (vgl. IEA (2008b)).

Der globale Erdölverbrauch summierte sich 2008 auf 84,5 Mrd. bpd. Er konzentriert sich vor allem auf Nordamerika, Europa und Asien. Die USA sind mit einem Anteil von etwa 23% der größte Ölverbraucher, gefolgt von China mit knapp einem Zehntel des Weltverbrauchs. In China ist die Nachfrage nach Rohöl in den letzten fünf Jahren mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 6,7% p. a. stark gestiegen, der Weltverbrauch wuchs im Vergleich dazu im selben Zeitraum im Mittel um jährlich 1,3%.

2.1.3 Übersicht über die Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette von Öl wird in drei Ebenen unterteilt: *Upstream*, *Midstream* und *Downstream*. Der *Upstream*-Bereich umfasst Exploration und Extraktion des Rohöls. Da Produktions- und Verbrauchsregionen im Allgemeinen nicht gleich sind, muss das Rohöl per Pipeline und/oder Tanker von der Förderungsanlage zur Weiterverarbeitung transportiert und ggf. zwischengelagert werden (*Midstream*). Zu dieser Ebene gehört auch der Rohölhandel.

Der Überlandtransport per Pipeline spielt eine wichtige Rolle in der Rohöllogistik. Pipelines stellen eine günstige und effiziente Transportmöglichkeit dar, sie sind allerdings äußerst unflexibel. Der Transportweg einer Rohrleitung kann nicht variiert werden. Ferner sind bei Ausfällen ganze Transportabschnitte betroffen, was zu Engpässen führen kann. Mehr als zwei Drittel des international gehandelten Öls werden per Tanker transportiert. Ende 2006 betrug die Tragfähigkeit⁸ der Tankerflotte insgesamt 386,1 Mio. t, bis Ende 2009 werden Erweiterungen von 77,4 Mio. t erwartet (vgl. Energy Intelligence (2007)).

Da Erdöl fast ausschließlich in weiterverarbeiteter Form verwendet wird, wird das Rohöl in Raffinerien umgewandelt, bevor die Distribution an den Endkunden (*Downstream*) durch verschiedenste Vertriebskanäle (Tankstel-

⁸ Im Original verwendeter Begriff: *deadweight tons*.

len, Heizölhandel etc.) erfolgt (vgl. z. B. Hensing et al. (1998), S. 62). Die Raffinerie kann entweder in der Nähe des Rohölvorkommens errichtet werden (beschaffungsorientiert) oder nahe der Absatzmärkte (verbrauchsorientiert). Entscheidend hierfür ist das Verhältnis zwischen den Kosten für Rohöl- und Produkttransport (vgl. Däuper u. Leppard (2005), Hensing et al. (1998), S. 64).

Die Rohölverarbeitung in der Raffinerie ist ein klassischer Kuppelprozess. Das Rohöl, ein Kohlenwasserstoffgemisch, wird in der Raffinerie in Fraktionen unterschiedlicher Siedepunktsbereiche, die Produkte, getrennt. Das Produktspektrum ist abhängig von der Qualität des eingesetzten Rohöls (d.h. von seiner Zusammensetzung) und der Raffineriekonfiguration (d.h. von den verfügbaren Konversionsanlagen). Raffinerien sind daher i.d.R. an die jeweilig verfügbare Rohölsorte angepasst. Die Ausbeute einzelner Produktgruppen lässt sich durch die Anwendung chemischer Konversionsverfahren variieren. Eine besondere Rolle kommt dabei dem Cracken zu, bei dem längere Kohlenwasserstoffe in kürzere getrennt werden. Durch den Einsatz von Crackanlagen (auch als Upgrader bezeichnet) lassen sich auch aus schweren Rohölen hohe Anteile an leichten Produkten, z. B. Benzin, gewinnen (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 180f, Hensing et al. (1998), S. 63f). Das Optimierungskalkül eines Raffineriebetreibers betrifft also nicht nur die gesamte Verarbeitungskapazität, sondern trägt auch der Nachfrage nach den verschiedenen Produkten Rechnung (vgl. Hensing et al. (1998), S. 64).

Tabelle 2.2: Produktausbeute verschiedener Raffineriekonfigurationen für Arab Light;
Quelle: Energy Intelligence (2007)

Produkte	Einfache Destillation	Rotterdam (EU)	Golfküste (USA)	Hochkomplexe Raffinerie
Leichte Produkte (v. a. Flüssiggase, Benzin)	11,7%	28,1%	51,6%	59,0%
Mitteldestillate (v. a. Diesel, Heizöl)	32,8%	33,0%	18,4%	28,0%
Residuum (Rückstandsöle)	45,0%	33,4%	27,5%	6,0%

Tabelle 2.2 zeigt beispielhaft den Zusammenhang zwischen Raffineriekonfiguration und Produktausbeute für die Rohölsorte Arab Light⁹. Die einfache Destillation, d.h. die Trennung des Rohöls in seine Komponenten, hinterlässt fast 45% Rückstände. Je komplexer die Raffinerie konfiguriert ist, d.h. je mehr chemische Umwandlungsprozesse das Öl durchläuft, desto mehr verschiebt sich das Produktgefüge in Richtung der leichten Ölprodukte. Asiatische und amerikanische Raffinerien sind üblicherweise komplexer als europäische Anlagen, da sie in höherem Maß auf schwere Rohöle ausgelegt sind (vgl. Energy Intelligence (2007)).

Teil des Raffinerieprozesses sind auch die Nachbehandlung und Veredelung der Produkte. Für fast alle Mineralölprodukte gelten Grenzwerte für Schadstoffe wie Schwefel, Stickstoff etc. Diese müssen in Reinigungsprozessen entfernt werden, bevor das Produkt vertrieben werden kann. Des Weiteren werden einige Produkte mit zusätzlichen Komponenten angereichert und/oder durchlaufen weitere chemische Verfahren. Die Qualität von Benzin beispielsweise wird durch Erhöhung der Oktanzahl (höhere Klopfestigkeit) gesteigert (vgl. MWV (2003)).

2.2 Historische Entwicklung der Erdölwirtschaft

Die industrielle Mineralölwirtschaft begann 1859 mit der ersten Ölförderung in Pennsylvania, USA¹⁰. Das Erdölprodukt Petroleum ersetzte damals das bis dahin verbreitete, aber immer seltener werdende Walöl als Leuchtmittel. Im Jahr 1870 gründete *John D. Rockefeller* die *Standard Oil Company*, die durch kostenorientiertes Wirtschaften und gezielte Kontrolle der verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette rasch eine Monopolstellung erreichte. Zunächst betrieb *Rockefeller* Raffinerien, später kamen Förderung, Transport und Lagerung sowie schließlich auch ein eigenes Vertriebsnetz hinzu. Um der von Seiten des Wettbewerbsrechts drohenden Entflechtung zu entgehen, wurde das vollständig vertikal integrierte Unternehmen 1892 in

⁹ Die Tabelle zeigt die jeweiligen Anteile der wichtigsten Produktklassen für Raffinerien unterschiedlicher Komplexität. Nicht angegeben sind Reststoffe wie z. B. Koks.

¹⁰ Vgl. für die folgenden Zusammenhänge v.a. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 186ff, IFP (2004), S. 5ff, Hensing et al. (1998), S. 66ff.



einen Trust umgewandelt. Dessen ungeachtet wurde die *Standard Oil* 1911 auf Grundlage des *Anti Trust Act* in über 30 Einzelgesellschaften zerschlagen. Aus den Einzelgesellschaften sind einige weltweit operierende private Mineralölkonzerne hervorgegangen, so z. B. *Exxon* (*Standard Oil of New Jersey*), *SoCal* (*Standard Oil of California*, später *Chevron*), *Mobil* (*Standard Oil of New York*), *Sohio* (*Standard Oil of Ohio*) und *Amoco* (*Standard Oil of Indiana*). Die Fördergesellschaften blieben größtenteils vertikal integriert.

Zunächst beschränkte sich der Handel fast ausschließlich auf die Produkte. Mit der Verbreitung elektrischen Lichts und der gleichzeitigen Etablierung von Verbrennungsmotoren lösten flüssige Treibstoffe die Leuchtmittel als wichtigste Produkte der Erdölindustrie ab. Im Zuge der Entdeckung mehrerer großer Ölfelder (1904 Irak, 1908 Persien/Iran, 1912 Mexico, 1918 Venezuela) konnte der Markt rasch erweitert werden, während gleichzeitig der Erdölpreis fiel (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 188, Hensing et al. (1998), S. 67).

Um den Preisverfall aufzuhalten und die Eigentumsrechte an neuen Erdöllagerstätten zu klären, welche zu dieser Zeit hauptsächlich im Nahen Osten entdeckt wurden, schlossen die bedeutendsten Produzenten 1928 das so genannte *Achnacarry Agreement* ab. Darin einigten sich die *Anglo-Iranian Oil Company* (später *British Petroleum*, *BP*), *Exxon* und *Royal Dutch/Shell* darauf, die Marktanteile an der Erdölförderung zu fixieren (*As-Is*-Abkommen). Neue Förderrechte wurden gleichmäßig unter den Gesellschaften aufgeteilt. Das Förderkonsortium schloss die Konzessionsverträge direkt mit den jeweiligen Staaten ab, wobei an die Förderländer vergleichsweise geringe Gebühren gezahlt wurden (vgl. Hensing u. Ströbele (1991)). Der Preis wurde einheitlich nach der *Golf-Plus*-Formel festgelegt (*Posted Price*). Für diesen Preis wurden die Transportkosten vom Golf von Mexiko bis zum Lieferort zum FOB¹¹-Preis am Golf addiert, gleichgültig, wo der tatsächliche Exporthafen lag (vgl. Hensing et al. (1998), S. 67). Kurz darauf traten auch *Mobil*, *Gulf*, *Texaco* und schließlich *Chevron* dem Kartell bei. Zusammen bildeten die Erdöl-Majors die so genannten *Sieben Schwestern*, die bis in die

¹¹ *Free-on-board*, d. h. der Verkäufer trägt die Kosten bis zur Beladung des Tankers am Exporthafen. Weitere Transportkosten, Versicherungen usw. sind im FOB-Preis nicht inbegriffen.

1970er Jahre die Ölindustrie dominierten. Der *Posted Price* wurde von den *Sieben Schwestern* gemeinsam festgelegt. Somit bestimmte nicht ein freier Markt, sondern die multinationalen Mineralölkonzerne untereinander die Abgaben an die Förderländer (vgl. Fattouh (2007a)). Ab Mitte der 1950er Jahre gelang allerdings vermehrt auch neuen Firmen der Markteintritt, insbesondere in neuen Förderregionen wie Libyen oder Algerien (vgl. Hensing u. Ströbele (1991)).

Als Gegenpol zu den *Sieben Schwestern* formierte sich 1960 die *Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC)*¹², die anfangs jedoch nur geringe Marktmacht besaß. Dies änderte sich in den 1970er Jahren. Während des Jom-Kippur-Krieges zwischen Israel und den arabischen Staaten im Jahr 1973 gelang es der OPEC, den *Posted Price* gezielt nach oben zu treiben. Die Mitglieder drosselten die Förderung, ferner wurde über Staaten, die Israel im Krieg unterstützten, ein Embargo verhängt. Kurzfristig bestand für die Majors keine Möglichkeit, die OPEC-Mengen zu ersetzen, so dass der Marktanteil der OPEC nahezu konstant blieb. Der *Posted Price* stieg innerhalb eines Jahres von durchschnittlich 3,29 US\$/bbl auf 11,58 US\$/bbl¹³ (Erste Ölpreiskrise). Die von den Nachfragern wahrgenommene Knappheit war extrem hoch.

Seit Gründung der OPEC wurde die Erdölförderung nach und nach verstaatlicht¹⁴. Durch die Enteignung wurde das Kartell der *Sieben Schwestern* praktisch zerschlagen. Da sie im Gegensatz zu den Produzentenstaaten über genügend Verarbeitungskapazität verfügten, um den Endkundenmarkt zu versorgen, begann zwischen den staatlichen Ölfördergesellschaften und den internationalen Majors der Handel mit Rohöl¹⁵. Gleichzeitig wurden neue Fördergebiete, z. B. in der Nordsee, ausgebaut (vgl. Bergschneider et al. (2001), S. 34). Von 1974 bis 1978 setzte die OPEC den offiziellen Preis für

¹² Homepage: www.opec.org. Gründungsmitglieder waren Iran, Irak, Kuwait, Saudi-Arabien und Venezuela.

¹³ Preis für Arab Light ab dem Hafen in Ras Tanura, Saudi-Arabien. Alle in Abschnitt 2.2 genannten Preise sind als nominale Werte angegeben und entstammen BP (2009).

¹⁴ 1972 waren zwei der acht größten Fördergesellschaften, die britische BP und die französische CFP, staatliche Konzerne (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 195).

¹⁵ Der Großteil des OPEC-Rohöls wurde also letztlich an jene Firmen verkauft, die dieses bereits zuvor per Konzession gefördert hatten (vgl. Fattouh (2006c)).

Arab Light fest, die Preise der übrigen Ölsorten wurden je nach Qualität der jeweiligen Rohölsorte aus dem Arab-Preis abgeleitet (vgl. IFP (2004), S. 30)¹⁶.

Im Zuge der islamischen Revolution im Iran kam es 1979 zur zweiten Ölpreiskrise. Der *Posted Price* stieg im Vergleich zum Vorjahr um mehr als das Doppelte an. Im Gegensatz zum ersten Ölpreisschock kam es diesmal jedoch zu einer deutlichen Nachfragereaktion. Die weltweite Nachfrage nach Rohöl ging bis 1982 um knapp 10% zurück, der Marktanteil der OPEC (ohne Irak) sank im selben Zeitraum von 47% auf 34% (Eigene Berechnungen nach BP (2009), siehe auch Abbildung 2.2).

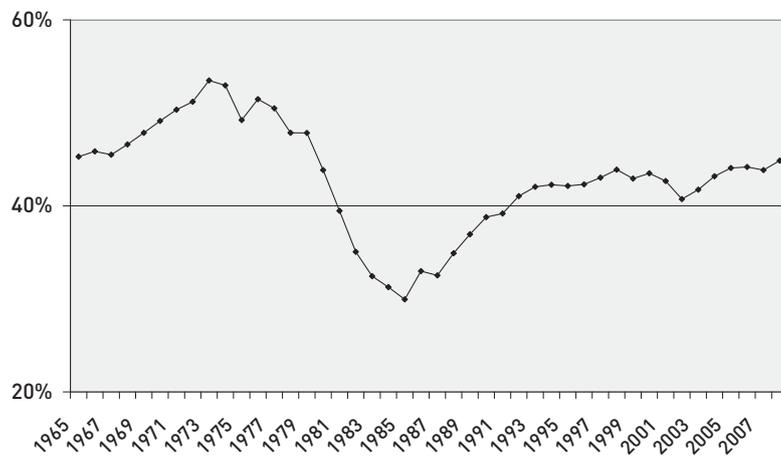


Abbildung 2.2: Marktanteil der OPEC (exkl. Irak) in Prozent, 1956-2008;
Quelle: Eigene Berechnungen nach BP (2009)

1982 führte die OPEC das Quotensystem als Instrument zur Preis- und Mengenkontrolle ein. Die Mitgliedsstaaten einigten sich auf individuelle Produktionsziele. Saudi-Arabien als größtes Förderland hatte die Aufgabe, in seiner Rolle als so genannter *Swing-Producer* die Förderung dahingehend anzupassen, dass das von der OPEC beschlossene Preisniveau eingehalten wurde. Die Quotendisziplin der OPEC-Mitglieder war jedoch sehr schlecht,

¹⁶ Die Industrienationen gründeten als Reaktion auf die erste Ölpreiskrise 1973/74 die *International Energy Agency (IEA)*, die es den Mitgliedsstaaten ermöglichen sollte, gemeinsame Maßnahmen gegen (potentielle) Versorgungskrisen zu ergreifen, vgl. www.iea.org.

zumal es in der OPEC keinerlei Sanktionsmechanismen gab¹⁷. Ende 1985 förderte Saudi-Arabien mit einer Auslastung von ca. 30% (vgl. Hensing et al. (1998), S. 72) auf so niedrigem Niveau, dass die eigenen wirtschaftlichen und industriepolitischen Ziele in Gefahr waren. Zudem wurde aus Sicht Saudi-Arabiens die eigene Machtposition im internationalen Erdölhandel gefährdet. Als Saudi-Arabien aus diesem Grund seine Förderung entgegen der OPEC-Politik erhöhte, fiel der Preis um etwa die Hälfte. 1985 kostete ein Barrel der Sorte Arab Light im Jahresdurchschnitt 27,53 US\$, 1986 nur noch 13,10 US\$. Netback-Verträge ermöglichten es Saudi-Arabien, den Export kurzfristig deutlich zu erhöhen (vgl. Mabro (1987))¹⁸.

Nicht zuletzt der Ölpreissturz von 1986 führte dazu, dass das Preisregime deutlich marktorientierter wurde. Die Handelsmärkte entwickelten sich zu einem komplexen System aus Spot- und Forwardmärkten¹⁹. Bis zum Irakkrieg 1991 blieben die Ölpreise im Bereich von 10-20 US\$/bbl. Nach der kriegsbedingten Preisspitze restabilisierten sie sich zwischen 15 US\$/bbl und 20 US\$/bbl. Mitte der 1990er Jahre wurde das Preisniveau immer instabiler. Daher reaktivierte die OPEC 1999 das Quotensystem. Ziel war es, ein Preisband von 22-28 US\$/bbl aufrecht zu erhalten²⁰. Die Quotendisziplin der Mitgliedsstaaten war jedoch erneut gering. Die Obergrenze von 28 US\$/bbl wurde 2004 durchbrochen. Seitdem wurde das Preisband nicht wieder erreicht (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 193). Eine Allokation von Produktionsquoten innerhalb der OPEC²¹ gibt es aber weiterhin.

¹⁷ Noch heute werden Verstöße gegen die gemeinsamen Vereinbarungen nicht geahndet. Es handelte sich daher bei der OPEC streng genommen nie um ein Kartell.

¹⁸ Netback-Preise ergeben sich aus den Produktpreisen zuzüglich einer Marge. Diese Bepreisung hatte für Nachfrager den Vorteil, dass die Gewinnmargen gesichert und die Risiken damit sehr niedrig waren. Die Bepreisung über Netback-Formeln wurde 1987 abgeschafft).

¹⁹ Vgl. Abschnitt 2.3.

²⁰ Anfang 2000 wurde dieser Korridor von der OPEC offiziell festgelegt. Wenn der Ölpreis die obere Grenze für mehr als 20 aufeinander folgende Handelstage überschreite, sollte die OPEC-Produktion um 500.000 bpd erweitert werden. Nach 10 aufeinander folgenden Tagen unter 22 US\$/bbl werde die OPEC die Produktion entsprechend um 500.000 bpd kürzen (vgl. Tang u. Hammoudeh (2002)).

²¹ Aktuell sind Algerien, Angola, Ecuador, Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Katar, Saudi-Arabien, Venezuela und die Vereinigten Arabischen Emirate Mitgliedsstaaten der OPEC. Die Mitgliedsstruktur ist nicht festgeschrieben. Zuletzt trat im Jahr 2008

Kapitel 2. Überblick über die internationalen Rohölmärkte

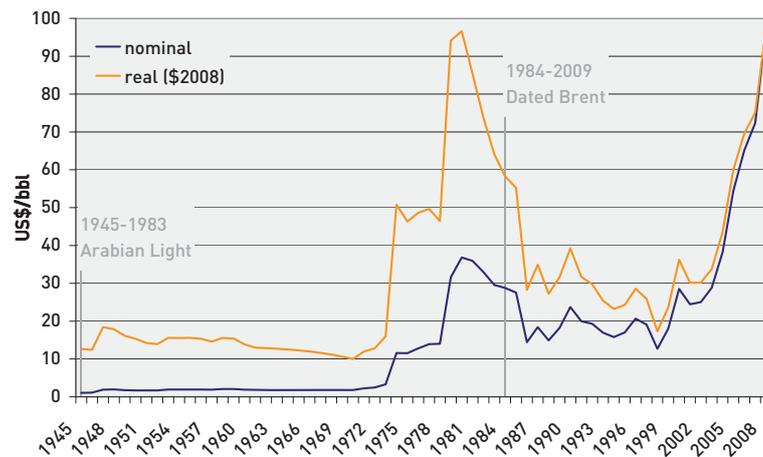


Abbildung 2.3: Durchschnittliche jährliche Rohölpreise 1945-2008;
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BP (2009)

Abbildung 2.3 zeigt den Verlauf der realen und nominalen Rohölpreise von 1945 bis 2008.

Der Rohölmarkt der 2000er Jahren war durch hohe Volatilität und einen stetigen Preisanstieg bis Mitte 2008 gekennzeichnet. Zu diesem Zeitpunkt erreichte der Ölpreis einen historischen Höchststand von fast 150 US\$/bbl. Zumindest teilweise sind diese Entwicklungen auf grundlegende Veränderungen der Anbieterstruktur zurückzuführen. Einige der derzeit größten Mineralölkonzerne sind in den 1990er Jahren aus Fusionen der Majors hervorgegangen²². Durch Fusionen konnten die internationalen Förderkonzerne auf globaler Ebene unabhängiger, effizienter und kostengünstiger fördern. Dies ermöglichte die Erschließung von Lagerstätten mit kostenintensiveren Fördertechnologien, wie z. B. der Tiefwasser-Förderung. Den Großteil des Cashflows, der Anfang des 21. Jahrhunderts im Zuge steigender Ölpreise generiert wurde, schöpften die Shareholder internationaler Förderkonzerne als Dividende ab (vgl. Misund u. Mohn (2009)). Trotz der Konsolidierung

Indonesien aus der OPEC aus, da hier mittlerweile netto mehr Rohöl importiert als exportiert wird.

²² BP und Amoco fusionierten 1998 zu bp, Exxon und Mobil 1999 zu ExxonMobil. Total, Fina und Elf verschmolzen 1999 bzw. 2000 zu Total. Chevron, bereits 1984 durch die Fusion von Gulf und der SoCal entstanden, schloss sich im Jahr 2001 mit Texaco zusammen. 2002 entstand aus Conoco und Phillips das Unternehmen ConocoPhillips (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 191).

unter den internationalen Konzernen ist der Anteil der staatlichen Ölförderung in jüngster Zeit stark gestiegen. Immer öfter vergeben rohstoffreiche Staaten Förderlizenzen an nationale Ölförderer (*National Oil Companies, NOCs*) statt an die internationalen Unternehmen (*International Oil Companies, IOCs*). Inzwischen überwiegt der Anteil der *NOCs* an der weltweiten Förderung. Der Zugang zu Reserven liegt ebenfalls zu einem Großteil in staatlicher Hand (vgl. IEA (2008b)).

Die Verstaatlichungswelle der 2000er Jahren (Venezuela 2004, Russland 2004, Bolivien 2006) erfolgte zum einen als Maßnahme zur Erhaltung von Marktmacht und Souveränität im Zuge der Fusionen der Majors, zum anderen lieferten die steigenden Ölpreise finanzielle Anreize zur Nationalisierung inländischer Ölvorkommen. Erdölreiche Staaten sind von den Einnahmen aus dem Rohölexport wirtschaftlich meist in hohem Maße abhängig und bevorzugen daher die Kontrolle über Reserven und Förderung. Der Ressourcennationalismus führte jedoch vielfach zu Ineffizienzen und einem Verlust von Know-how. In der Folge sanken Investitionsanreize und -möglichkeiten. Vor diesem Hintergrund gewannen Vertragsformen zwischen *NOCs* und *IOCs* an Bedeutung, die es den staatlichen Förderunternehmen erlauben, das Wissen der privatwirtschaftlichen Förderkonzerne zu nutzen und gleichzeitig bis zum gewünschten Grad die Kontrolle über die Erdölförderung zu behalten. Beispiele hierfür sind *Production Sharing Agreements* oder *Buyback-Contracts*²³.

Die Phase der Rekordpreisniveaus endete schließlich im Jahr 2008 im Zuge der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise. In 2009 lag der Preis für Brent bei ca. 60 US\$/bbl im Jahresdurchschnitt. Der Trend der Spotpreise ist dabei jedoch erneut steigend (vgl. EIA (2011)).

²³ Verallgemeinert gilt, dass *IOCs* umso mehr Kontrolle erhalten, je höher die Kosten der Erschließung sind, v. a. je komplexer die Fördertechnologie ist (*offshore/onshore*, Rückbaurate, Reife eines Feldes usw.), vgl. Al-Attar u. Alomair (2005).

2.3 Organisation der wichtigsten Handelsmärkte

Die internationalen Rohölmärkte stellen ein komplexes System physischer, d.h. mit der tatsächlichen Lieferung des gehandelten Öls verbundener, und rein finanzieller Handelsgeschäfte dar. Der Bezug von Rohöl kann über Langfristverträge erfolgen, darüber hinaus existiert ein liquider Handel über Spot- und Zukunftsmärkte. Die verschiedenen Handelsformen sind aufgrund unterschiedlicher Bedürfnisse der Marktteilnehmer entstanden. Die hohen Investitionskosten entlang der Wertschöpfungskette (vgl. Abschnitt 2.1.3) begünstigten zunächst langfristige Lieferbeziehungen zwischen Förderer und Nachfrager. Der mit den Preis- und Mengenschwankungen verbundene Bedarf nach Risikomanagement führte dazu, dass sich neben Langfristverträgen auch Spot- und Derivatmärkte für Rohöl(-produkte) etablierten.

Aufgrund der Qualitätsunterschiede der Rohölsorten (vgl. Abschnitt 2.1.1) haben sich liquide Märkte für einige Ölsorten, so genannte Referenzöle oder Benchmarks, durchgesetzt. Für die leichten, schwefelarmen Öle sind dies Brent (Europa) und WTI (USA). In Asien und im mittleren Osten bezieht man sich üblicherweise auf Dubai Fateh, ein saures, mittelschweres Öl. Die übrigen Qualitäten werden mit einem Ab- bzw. Zuschlag vom jeweiligen Referenzöl bepreist.

Wenn von *dem* Ölmarkt gesprochen wird, handelt es sich also in Wirklichkeit um einen Verbund von vielen verschiedenen Märkten. Im Folgenden werden zunächst die historische Entwicklung sowie das Zusammenspiel der verschiedenen Handelsplattformen für Erdöl erläutert. Anschließend wird dargestellt, wie diese für die wichtigsten Referenzöle ausgestaltet sind, wie sich die interdependenten Teilmärkte zu einem Gesamtsystem ergänzen und welche Folgen sich aus der Verwendung von Referenzölen für den Ölmarkt ergeben.

2.3.1 Physische und finanzielle Erdölmärkte

Langfristige Lieferverträge zwischen Rohölanbieter und Abnehmer machen derzeit rund 60% des physischen Handels aus (vgl. Energy Intelligence (2007); MWV (2004)). Der Vorteil des über Langfristverträge gebundenen Ölhandels liegt darin, dass eine verlässliche Planung über einen langen Zeit-

raum hinweg möglich ist. Im Gegensatz dazu entwickelte sich der Spothandel für Rohöl ab den 1960er Jahren. An den Spotmärkten können kurzfristig Überkapazitäten und/oder unausgewogene Erzeugungsspektren ausgeglichen werden, die beispielsweise durch Unterschiede in den Rohölqualitäten entstehen. Raffineriegesellschaften können z. B. durch Handel an den Spotmärkten für Mineralölprodukte eine gleichbleibende Auslastung fahren und so die Grenzkosten der Produktion senken. Zu Beginn des Ölhandels auf Spotmärkten wurden mit ca. 5% der internationalen Öllieferungen nur geringe Mengen gehandelt (vgl. Hensing et al. (1998), S. 157). Heute liegt der Anteil des Spothandels bei etwa 40%²⁴.

Die Akteure am Spotmarkt sind den schwankenden Tagespreisen ausgesetzt. Dasselbe gilt für solche Langfristverträge, die über Preisformeln an diese Märkte gekoppelt sind. Als Folge der Volatilität der Spotpreise etablierte sich Anfang der 1980er Jahre ein Terminmarkt (Forwardmarkt) für Rohöl und Ölprodukte, an dem sich Händler und Ölgesellschaften gegen Preisrisiken absichern können. Am Terminmarkt werden Kontrakte abgeschlossen, in denen schon heute die Lieferbedingungen für den festgesetzten Fälligkeitszeitpunkt festgelegt werden. Die Zahlung wird erst mit der Lieferung der Ware fällig. Auf diese Weise können Unsicherheiten über die Preisentwicklung zwischen Vertragsabschluss und -ausführung eliminiert werden. Solche Verträge werden wie Spottransaktionen fast ausschließlich bilateral (*over the counter, OTC*) geschlossen (vgl. z. B. Geman (2005a), S. 6).

In der weiteren Marktentwicklung entstanden schließlich Terminkontraktmärkte (Futuresmärkte). Diese bieten eine hohe Preistransparenz, da die Vertragsbedingungen standardisiert sind und eine Börse das Transaktionsrisiko trägt. Für den Handel mit Futures müssen die Marktteilnehmer an der Börse Sicherheiten (Margins) hinterlegen, die jedoch wertmäßig deutlich unter dem Warenwert liegen²⁵. Futureskontrakte können auch als rein

²⁴ Es handelt sich hierbei um Schätzungen auf Basis der Marketingstrategien der größten Nettoexporteure. Andere Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen (vgl. Energy Intelligence (2007)).

²⁵ Bei Abschluss des Futureskontraktes ist die so genannte *Initial Margin* zu hinterlegen. Der Wert des Futures wird an jedem Börsentag neu bewertet (*Marking-to-Market*). Die Halter des Kontraktes müssen dann die Margin dementsprechend anpassen. Üblicherweise gilt hierbei eine festgelegte Untergrenze (*Maintenance Margin*), so dass

finanzielles Handelsinstrument genutzt werden. Typischerweise werden nur 1-3% der Futures-Kontrakte vom ursprünglichen Erwerber bis zur Fälligkeit gehalten, der übrige Anteil wird vorher glattgestellt (vgl. MWV (2004), Hensing et al. (1998), S. 154, Hensing (1992)). Der Rohölmarkt ist heutzutage ein offener *Commodity*-Markt (vgl. Schmidt (1998)). Man spricht daher von *paper barrels*, im Gegensatz zum physischen Handel, den *wet barrels*. Schätzungen zufolge übersteigt die Anzahl gehandelter *paper barrels* die der *wet barrels* um mehr als das zwölfwache (vgl. Energy Intelligence (2007)).

Um effizient und verlässlich zu funktionieren, muss der Futuresmarkt liquide sein. Die Liquidität von Futureskontrakten nimmt mit zunehmender Restlaufzeit rapide ab. Das Handelsvolumen von Kontrakten mit einem Monat Restlaufzeit ist etwa zehnmal höher als das von Vier-Monats-Kontrakten (vgl. Geman (2005a), S. 20).

Bei konstantem Zinssatz sind die Werte von Futures- und Forwardkontrakt desselben *Underlyings* identisch (vgl. Cox et al. (1981))²⁶.

Im Wesentlichen bilden zwei Klassen von Marktakteuren – die Hedger und die Spekulanten – die Mikrostruktur von Forward- und Futuresmärkten (vgl. z. B. Bergschneider et al. (2001), S. 105, Geman (2005a), S. 6f):

- *Hedger*: Die Gruppe der Hedger stellt die wahrscheinlich wichtigste Gruppe dar. Hedger nutzen die Terminmärkte, um sich gegen mögliche Preisschwankungen abzusichern, sie ‘verkaufen’ ihr Risiko. Durch Hedging können die Risiken bis auf das so genannte Basisrisiko eliminiert werden. Das Basisrisiko besteht, wenn sich Futures- und Spotpreis im Zeitablauf nicht gleichmäßig zueinander bewegen, sei es weil das *Underlying* zwar ähnlich, aber nicht identisch ist oder weil das gehandelte Wirtschaftsgut in seinen Eigenschaften inhomogen sein kann (Lieferort, Qualitätsspannen o.ä.). Kauft ein Marktteilnehmer ein Handelsgut auf Termin, spricht man von einer *Long-Position*, hält er eine Verkaufsposition, so wird diese als *Short Position* bezeichnet.

das Konto eines Marktteilnehmers zu jedem Zeitpunkt positiv ist (vgl. Bergschneider et al. (2001), S. 103).

²⁶ Dies ist zumindest theoretisch der Fall. In der Praxis können weitere Faktoren dazu führen, dass Forward- und Futurespreis voneinander abweichen, z. B. Steuern, Transaktionskosten oder Margins (vgl. Hull (2006), S. 148).

Ein Ölproduzent hält beispielsweise eine physische Long-Position. Um sich gegen sinkende Ölpreise abzusichern, verkauft er im Voraus das zukünftig geförderte Öl auf Termin. Somit sichert er sich gegen das Risiko eines Preisabfalls ab und verzichtet im Gegenzug auf die Chance auf steigende Ölpreise. Umgekehrt sichern sich Nachfrager von Rohölprodukten, z. B. große Fluggesellschaften, durch den Kauf von Erdöl auf Termin gegen steigende Rohölpreise ab. Tabelle 2.3 fasst die unterschiedlichen Hedging-Strategien zur Absicherung gegen Preisrisiken zusammen.

Tabelle 2.3: Hedging-Strategien zur Absicherung gegen Preisschwankungen mit Futures;
Quelle: Bergschneider et al. (2001), S. 111

Physische Position	Preisrisiko	Futuresposition	Ergebnis
Long	fallender Preis	Short	Short-Hedge
Short	steigender Preis	Long	Long-Hedge

- *Spekulanten:* Die zweite bedeutende Gruppe von Marktakteuren stellen die Spekulanten dar, die als Risikonehmer und damit als Gegenpart zu den Hedgern wirken. Ziel der Spekulanten ist es, Preisschwankungen gewinnbringend auszunutzen. Spekulanten haben keinerlei Interesse an der physischen *Commodity*. Dennoch sind Spekulanten ein wichtiger Aspekt des Derivatehandels, da sie für die nötige Liquidität am Markt sorgen.

Abbildung 2.4 zeigt die von der U.S.-amerikanische Börsenaufsicht, der *Commodity Futures Trading Commission (CFTC)*, veröffentlichten Anteile der nicht-kommerziellen bzw. kommerziellen Händler am amerikanischen Futureshandel mit WTI seit 2005. Empirische Studien setzen häufig nicht-kommerzielle Händler mit Spekulanten und kommerzielle Händler mit Hedgern gleich (vgl. Fattouh (2007b)). In der Praxis hedgen jedoch auch nach Definition der CFTC nicht-kommerzielle Händler bzw. nehmen kommerzielle Händler spekulative Positionen auf (vgl. Smith (2008)).

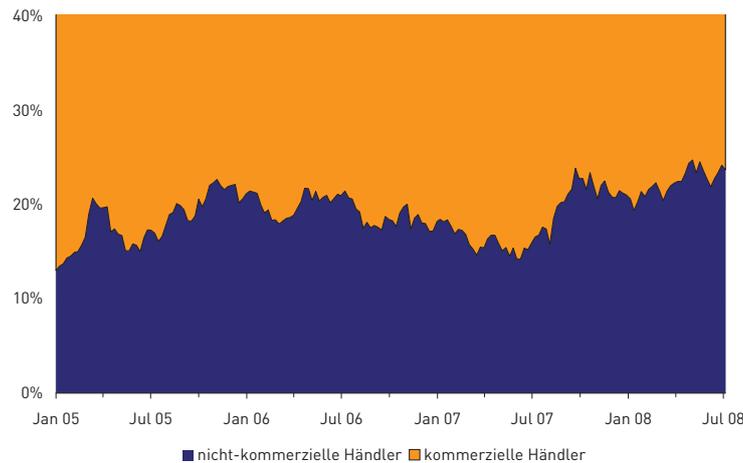


Abbildung 2.4: Entwicklung der Positionen bei NYMEX-Kontrakten ab 2005;
Quelle: Eigene Berechnungen nach CFTC (2008)

2.3.2 Märkte der wichtigsten Referenzöle

Rohöle unterscheiden sich in ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften und damit in ihrem Wert voneinander. Allerdings wird nicht jedes Öl international gehandelt²⁷. Bei der Preissetzung hat sich daher das Referenzpreissystem durchgesetzt. Einige wenige, weltweit gehandelte Rohölsorten stellen hierbei die Grundlage für die Preise der übrigen Rohölsorten dar. Anhand der Qualitätsmerkmale eines Öls, hauptsächlich Dichte und Schwefelgehalt, wird ein Zu- oder Abschlag (*Differential*) zum jeweiligen Referenzmarkt bestimmt. Aus dem Preis des Benchmarks und der *Differentials* ergibt sich der Preis für eine beliebige Rohölsorte.

Ein Großteil der Langfristverträge wird heutzutage anhand der Spotpreise bewertet. Seit einigen Jahren geht der Trend jedoch zur Verwendung von Futures als Benchmark, da diese eine höhere Liquidität und Preistransparenz bieten (vgl. Fattouh (2006a;c); Rehaag (1999)). Die wichtigsten Referenzöle sind Brent, WTI und Dubai, deren Märkte im Folgenden näher beschrieben werden.

²⁷ Weltweit werden über 30 unterschiedliche Ölsorten angeboten, vgl. Konstantin (2009), S. 11.

2.3.2.1 Brent

Rohöl der Sorte Brent wird in der Nordsee gefördert. Es dient als Benchmark für den Spothandel in Europa und Asien. Das Brentsystem besteht aus einem Spotmarkt (*Dated Brent*), einem Forwardmarkt (*21-Day-Brent*, früher *15-Day-Brent*) und Brent Futures. Der Spot- und Forwardmarkt sind über CFDs (*Contracts for Differences*) verbunden. Der Handelspunkt ist Sullom Voe (GB), ein *offshore*-Terminal.

Da der Spotmarkt ein OTC-Markt ist, gibt es keine Notierung des *Dated Brent*. Der Spotpreis ist daher nicht direkt beobachtbar. Kommerzielle Informationsdienste wie Platts und Argus liefern aber Einschätzungen des Spotpreises (vgl. Geman (2005a), S. 209f, Hensing u. Ströbele (1991)).

Zunächst wurde nur Brent Blend (GB) unter diesem Preis gehandelt. Das Feld, aus dem Brent Blend gefördert wird, hat jedoch bereits das Fördermaximum überschritten. Daher führte die Informationsagentur Platts 2002 das BFO-System (Brent, Forties, Oseberg) ein. Verkäufer dürfen seitdem Brent beliebig mit den annähernd gleichwertigen Nordseeölen Forties (GB) und/oder Oseberg (Norwegen) mischen, wobei der Preis der günstigsten Sorte von Platts als *Dated Brent* Preis festgelegt wird. Das BFO System wurde 2007 um das norwegische Ekofisk zum BFOE-System erweitert (vgl. Energy Intelligence (2007)).

Auf dem *21-Day-Brent*-Markt wird physisches Brent in Einheiten von 600.000 bbl auf Termin gehandelt. Bei Fälligkeit nennt der Verkäufer dem Käufer ein dreitägiges Zeitfenster für die Lieferung. Dieses muss mindestens 21 Tage in der Zukunft liegen. Der Markt ist, wie für Forwardmärkte üblich, sehr informell. Da Marktakteure ihren Gegenpart persönlich suchen müssen, kommt es leicht zu so genannten *Daisy Chains*, bei der Marktteilnehmer einen Kontrakt bis zur Fälligkeit bis zu 20 Mal untereinander weiterverkaufen. Dies gilt insbesondere bei einem hohen Anteil an Spekulanten am Markt, die an der physischen Lieferung keinerlei Interesse haben (vgl. Energy Intelligence (2007); Hensing u. Ströbele (1991)).

Brent Futures wurden an der Intercontinental Exchange (ICE, früher International Petroleum Exchange IPE), London, 1988 eingeführt. Vorher hatte die 1981 gegründete Börse bereits zweimal vergeblich versucht, einen

Rohöl-Future zu etablierten. Der ICE Brent Kontrakt zu 1.000 bbl wird bei Fälligkeit entweder durch Umwandlung in eine Forwardposition und anschließende physische Lieferung (*Exchange of Futures for Physical, EFP*) geschlossen oder, wie überwiegend der Fall, rein finanziell glattgestellt (*Cash Settlement*) (vgl. Geman (2005a), S. 213). Gehandelt werden Futures für die nächsten 72 Monate, danach für weitere drei Jahre jeweils die Juni- und Dezemberkontrakte. Die Kontrakte werden jeweils in der Mitte des Vormonats fällig. Saudi-Arabien bepreist seit 2000 seine Langfristverträge am sogenannten *B-Wave*, dem *ICE Brent Weighted Average*²⁸. Zum ersten Mal wurden hier statt des Spotpreises die Futurespreise als Bewertungsgrundlage für Langfristverträge herangezogen. In 2001 wechselten auch Kuwait und Iran vom Spot zum *B-Wave* als Benchmark (vgl. Energy Intelligence (2007)).

2.3.2.2 WTI

WTI ist ein in den USA gefördertes Rohöl. Es wird vom Förderort zunächst per Pipeline nach Midland, Texas transportiert. Von hieraus gelangt ein Teil des Öls an die U. S. Golfküste und wird dort direkt zu Produkten raffiniert. Der übrige Teil wird zum Handelspunkt Cushing, Oklahoma, befördert (vgl. Energy Intelligence (2007)).

An den Handelsplätzen in Midland und Cushing findet der Spothandel mit WTI statt. Die lokalen Spotpreise können jedoch deutlich voneinander abweichen, je nach Auslastung der Pipelines und/oder Raffinerien (vgl. Energy Intelligence (2007)). Der Forwardmarkt für WTI findet ebenfalls in Cushing statt.

Der WTI-Future wurde 1983 an der *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) eingeführt. Gehandelt werden Kontrakte mit einer Größe von je 1.000 bbl. Bereits 1978 hatte die NYMEX mit einem Terminkontrakt auf leichtes Heizöl als erste Börse überhaupt einen Kontrakt auf den Ölmärkten eingeführt (vgl. Hensing u. Ströbele (1991)).

Die NYMEX ist der weltweit größte Handelsplatz für Rohölfutures. Hier werden etwa doppelt so viele Rohöltransaktionen abgeschlossen wie an der

²⁸ Der tägliche Preis des *B-Wave* errechnet sich als gewichteter Durchschnitt aller an diesem Tag gehandelten Kontrakte.

ICE (vgl. Geman (2005a), S. 19). Zwischen 2005 und 2008 betrug die offenen Positionen (*Open Interest*) durchschnittlich 1.500 Mio. bbl (vgl. CFTC (2008)). Die verfügbaren Laufzeiten der WTI Futures an der NYMEX entsprechen den Kontrakten für Brent an der ICE. Die NYMEX-Kontrakte sind jedoch grundsätzlich auf physische Erfüllung ausgelegt.

2.3.2.3 Dubai

Im Mittleren Osten und in Asien wird schwefelhaltigeres und oft auch schwereres Rohöl gehandelt als in Europa und den USA. Leichte, süße Rohöle wie Brent oder WTI genügen daher als Benchmark nicht. Als Referenzöl wurde daher lange Zeit Dubai Fateh herangezogen. Für Dubai existieren zwar ein Spot- und Forwardmarkt, als Benchmark ist das Rohöl jedoch zunehmend problematisch. Vor allem ist die Produktion, ähnlich wie bei Brent, stark rückläufig (ca. 15% p.a. (vgl. Energy Intelligence (2007))). Gehandelt werden Einheiten (Kargos) von je 500.000 bbl, finanzielle Kontrakte auch teilweise über kleinere Mengen. Produziert werden jedoch pro Monat nur ungefähr fünf solcher Kargos, von denen lediglich vier in den freien Handel gelangen (vgl. Fattouh (2006a)). Seit 2001 verwendet Platts bei der Festlegung des Referenzpreises daher zusätzlich das Rohöl Oman²⁹. An der *Dubai Mercantile Exchange* (DME) werden seit 2007 Futures auf Oman gehandelt, mit dem Ziel, Dubai als Benchmark zu verdrängen. Für die Bewertung von Lieferungen auf Basis von Langfristverträgen mit Dubai/Oman werden nicht Spotpreise, sondern monatliche Durchschnittspreise herangezogen (vgl. Energy Intelligence (2007); Fattouh (2006a)). Der Börsenhandel ist jedoch bisher nicht sehr liquide.

²⁹ Das Prinzip funktioniert ähnlich wie bei BFO(E). Im Jahr 2006 führte Platts dem Benchmark das in Abu Dhabi geförderte Rohöl Upper Zhakum hinzu, um die Fördermenge weiter zu erhöhen. Die Qualitätsunterschiede zwischen den Ölsorten sind allerdings deutlicher als die der Nordseeöle.

2.3.3 Implikationen des Referenzpreisregimes

Das Referenzpreissystem ist nicht unproblematisch. Hauptkritikpunkt ist das geringe Volumen der Benchmark-Öle. Weist der physische Handel mit der Referenzsorte keine ausreichende Liquidität auf, bildet der Spotpreis die fundamentale Marktsituation nicht ab. Auch liegen bei illiquiden Märkten nur wenige Preisnotierungen vor. Die von Platts oder Argus veröffentlichten Spotpreise sind in diesem Fall nur wenig verlässlich, da sie nicht auf einer Vielzahl verschiedener, sondern lediglich auf einigen wenigen Transaktionen beruhen. Dies kann die Preiseinschätzung unter Umständen verzerren (vgl. Fattouh (2006c)).

Da der physische Handelsstrom der Benchmarks immer mehr abnimmt und sich insbesondere die Qualitäten von WTI und Brent verschlechtern, steigt die Bedeutung der finanziellen Märkte als Quelle für die Referenzpreise (vgl. Rehaag (1999)). Der liquidere, effizientere Futuresmarkt soll Befürwortern dieser Entwicklung zufolge die Spotpreise in ihrer Preissetzungsfunktion ablösen. Allerdings unterscheiden sich die Akteure an Spot- und Terminmärkten voneinander. Zudem reflektiert der Spotpreis idealerweise die aktuelle Versorgungslage, während Forward- und Futuresmärkte Instrumente zur Absicherung gegen Preisschwankungen darstellen. Terminpreise spiegeln im Gegensatz zu Spotpreisen Markterwartungen für die Zukunft wider. In Bezug auf die Preisbildung können hier neben rein fundamentalen Aspekten auch z. B. Risikoprämien eine Rolle spielen. Im Zusammenhang mit Futures als Benchmark für den internationalen Rohölhandel werden außerdem die Auswirkungen von Spekulation auf den Forward- und Futuresmärkten diskutiert. Kritiker der Bewertung von Rohöl anhand von Futurespreisen argumentieren damit, dass sich Terminkontraktmärkte manipulieren ließen und häufig auch auf 'falsche' Informationen reagierten³⁰.

Dass mit Brent und WTI zwei Benchmarks für leichtes, süßes Rohöl nebeneinander existieren ist eher ungewöhnlich. Bei mehreren Futuresmärkten für die gleiche oder eine genügend ähnliche *Commodity* setzt sich üblicherweise über kurz oder lang die mit der höheren Liquidität durch (vgl. Milonas u. Henker (2001)). Tatsächlich ist Brent im internationalen Handel weiter

³⁰ Diese Problematik wird in Abschnitt 3.3.2 gesondert behandelt.



verbreitet. WTI als landgebundenes Rohöl, welches ferner nicht aus den USA exportiert wird, gerät in seiner Rolle als Benchmark des Öfteren in die Kritik (vgl. u. a. Fattouh (2006d); Schmidt (1998)). Das Brent-System, so z. B. Rehaag (1999) und Milonas u. Henker (2001), reflektiere aufgrund fundamentaler Markteigenschaften eher wettbewerbliche Weltmarktpreise als WTI. Gegebenenfalls auftretende Arbitragemöglichkeiten können jedoch prinzipiell ausgeglichen werden, da an der NYMEX und an der ICE sowohl Brent als auch WTI Futures gehandelt werden können.



3 Mechanismen der Ölpreisbildung: Stand der Forschung

Im folgenden Kapitel werden ökonomische Theorien dargestellt, die zur Beschreibung des Rohölmarktes und insbesondere zur Erklärung der Preisbildung entwickelt wurden. Vor allem da der Ölmarkt in der Vergangenheit immer wieder strukturellen Veränderungen unterworfen war, existiert bis heute kein Konsens über die zugrunde liegenden Mechanismen. Im Kontext der historischen Entwicklung des Marktes haben verschiedene Modelle jedoch dazu beigetragen, zumindest für begrenzte Zeiträume empirisch unterstützte Erklärungsmuster zur Verfügung zu stellen. Daher gehen die einzelnen Abschnitte auch auf die Ergebnisse der in der Literatur verfügbaren empirischen Überprüfungen dieser theoretischen Konzepte ein.

Abschnitt 3.1 beschreibt den Beitrag der Theorie erschöpfbarer Ressourcen zur Erklärung der Preis- und Explorationspfade von Rohöl. Der Erkenntnisgewinn dieses Modells besteht im Besonderen darin, dass die Eigenschaft der physischen Begrenztheit der Erdölvorräte zu einer Preisbildung führt, die von der Preisbildung auf Märkten für reproduzierbare Güter abweicht. Der Grund hierfür ist, dass die Nutzung einer Ressourceneinheit zu einem bestimmten Zeitpunkt die zukünftige Nutzung dieser Menge ausschließt. In der Theorie erschöpfbarer Ressourcen wird diese Opportunität explizit als Bestandteil des Preises formuliert.

Neben der Erschöpfbarkeit fossilen Rohöls verfügt der Rohölmarkt über eine besondere Marktstruktur, da die Anbieter der OPEC-Staaten sich über die Produktionsmengen absprechen. Ein Ansatz zur Erklärung der Preisbildung liegt daher in der Betrachtung des Ölmarktes als Oligopol. In Ab-

schnitt 3.2 werden zunächst Modelle der OPEC mit unterschiedlicher Ausprägung von Marktmacht skizziert (Abschnitt 3.2.1). Anschließend beschreibt Abschnitt 3.2.2 Verhaltensmodelle der OPEC, bei denen die Strategien der Akteure bezüglich ihrer Angebotsmengen und Preise im Vordergrund stehen. Während erstere von rationalem Angebotsverhalten ausgehen, versuchen letztere die begrenzte Rationalität der Marktteilnehmer zu berücksichtigen. In Abschnitt 3.2.3 werden schließlich weitere in der Literatur existierende, eher gering formalisierte Erklärungsansätze beschrieben, die vorrangig zur Erklärung der ersten beiden Ölpreiskrisen entwickelt wurden.

Mit der Etablierung liquider Derivatmärkte für Rohöl kam die Anwendung von Kapitalmarktmodellen auf, welche in Abschnitt 3.3 vorgestellt werden. Dabei steht vor allem die Effizienz der Futures- und Forwardmärkte in Bezug auf Informationen über die zukünftige Preisentwicklung im Vordergrund. Die Theorie der Lagerhaltung (*Theory of Storage*) liefert in diesem Kontext einen stochastischen Ansatz zur Modellierung des Zusammenhangs zwischen Termin- und Spotpreisen unter der Annahme effizienter Märkte (Abschnitt 3.3.1). Im Gegensatz dazu hat in den 2000er Jahren die Diskussion um den Einfluss spekulativen Handels mit Rohölderivaten auf den Ölpreis an Bedeutung gewonnen. Abschnitt 3.3.2 behandelt daher die Frage, ob der finanzielle Ölhandel unter Umständen zu einer Entkopplung des Ölpreises von seinem Fundamentalwert führt und inwiefern Rohölbörsen deshalb einer Regulierung z. B. durch eine Börsenaufsicht bedürfen.

Anschließend werden in Abschnitt 3.4 empirische Ölmarktmodelle vorgestellt, die zum Teil auf die in den vorangegangenen Abschnitten erläuterten Preisbildungsmechanismen zurückgreifen. Im Hinblick auf die anschließende eigene Modellierung werden Ansatz und Erklärungsgehalt dieser Marktmodelle und ihre jeweiligen Stärken und Schwächen diskutiert.

3.1 Theorie erschöpfbarer Ressourcen

Die ökonomische Theorie erschöpfbarer Ressourcen ist der neoklassischen Ressourcenökonomik zuzuordnen. Sie beschäftigt sich vor allem mit der intertemporalen Allokation begrenzter Rohstoffe. Angesichts der Rolle von Erdöl in den weltweiten Wirtschaftsprozessen sind die Fragestellungen der Ressourcenökonomik für den Ölmarkt besonders relevant. Die Endlichkeit der Ressource Öl als wichtigem Wertschöpfungsfaktor rückte besonders infolge der beiden Ölkrisen in den 1970er Jahren in den Mittelpunkt der Analysen. Später gewannen (ökologische) Aspekte der Nachhaltigkeit an Bedeutung (vgl. Krautkraemer (1998)).

Ziel ressourcenökonomischer Allokationsmodelle ist die Identifikation optimaler Nutzungsstrategien und der damit verbundenen Preispfade. Optimaler Ressourceneinsatz im Sinne der Ressourcenökonomik bedeutet, dass bei der Nutzung von begrenzt zur Verfügung stehenden Produktionsfaktoren die Bedürfnisse zukünftiger Generationen berücksichtigt werden (intergenerationelle Gerechtigkeit). Ferner wird die Realisierung dieser Pfade unter den gegebenen institutionellen Rahmenbedingungen betrachtet.

Ausgangspunkt der Ressourcenökonomik ist die Hypothese, dass die Preisbildung nicht-regenerativer Rohstoffe von der Preisbildung reproduzierbarer Güter abweicht, da der Konsum einer Ressourceneinheit in einer Periode den zukünftigen Einsatz ausschließt. Der Preis enthält daher neben den Grenzkosten der Extraktion als zusätzliche Komponente die Opportunitätskosten, die im Laufe des Abbauprozesses immer weiter ansteigen³¹.

Das Grundmodell für erschöpfbare natürliche Ressourcen wurde von Hotelling (1931) entwickelt. Das Hotelling-Modell setzt vollständige Informationen aller Marktteilnehmer bzw. perfekte Zukunftsmärkte voraus. In der Grundversion wird außerdem vollständiger Wettbewerb am Ressourcenmarkt angenommen. Die Ressource sei qualitativ homogen. Des Weiteren sei eine Lagerung des extrahierten Rohstoffs ausgeschlossen, d.h. das Ange-

³¹ Das erste Modell, das die Opportunitätskosten als Komponente des Ressourcenpreises beschreibt, stammt von Gray (1914).

bot entspricht in jeder Periode der Nachfrage. Die Gewinnfunktion Π_t eines Anbieters lautet:

$$\Pi_t = p_t R_t - c_t R_t \quad (3.1)$$

für die Periode t bzw.:

$$BW = \int_0^{\infty} (p_t R_t - c_t R_t) e^{-r \cdot t} dt \quad (3.2)$$

für die gesamte Nutzungsdauer,

mit $R_t =$ Extraktionsmenge in Periode t ,

$p_t =$ Preis einer Ressourceneinheit in Periode t ,

$c_t =$ Grenzkosten der Förderung einer Ressourceneinheit
in Periode t ,

$r =$ Marktzinssatz.

Der Barwert (BW) bezeichnet dabei den Gegenwartswert der Gewinne.

Die Rohstoffanbieter wählen den gewinnmaximalen Abbaupfad. Mittels dynamischer Optimierung wird dazu der Barwert des Gewinns über alle Perioden maximiert. Unter der Annahme, dass die Grenzkosten der Förderung im Zeitablauf konstant sind, ergibt sich aus der Maximierung von Gleichung 3.2 der folgende so genannte Hotelling-Preisfad:

$$p_t = c + \lambda_t = c + \lambda_0 \cdot e^{r \cdot t}, \quad (3.3)$$

wobei λ den so genannten Schattenpreis (auch: Knappheitsrente, Hotelling-Rente) darstellt (vgl. z. B. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 127ff, Wacker u. Blank (1999), S. 16ff). Gleichung 3.3 zeigt, dass der Schattenpreis λ mit dem Zinssatz ansteigt. Zwischen Kapital- und Ressourcenmarkt ist somit keine Arbitrage möglich. Dieser Zusammenhang wird auch als Hotelling-Regel bezeichnet. Die konkrete Ausgestaltung der Preis- und Mengenpfade wird durch die Nachfragefunktion festgelegt. Der optimale Extraktionspfad, der sich dabei ergibt, ist auch gesamtwirtschaftlich optimal³².

Existiert eine entsprechend hohe Kapazität einer Backstop-Technologie³³ zur Substitution von Erdöl, so kann der Ölpreis maximal bis auf die Kos-

³² Vgl. hierzu z. B. Wacker u. Blank (1999), S. 20f.

³³ Eine Backstop-Technologie ersetzt den Einsatz begrenzter Ressourcen und ist selbst unbeschränkt nutzbar (vgl. Nordhaus et al. (1973)).

ten dieser alternativen Technologie ansteigen. Ab dem Zeitpunkt, an dem die Konsumenten auf die Backstop-Technologie umgestiegen sind, spielt die Knappheitsrente Nordhaus et al. zufolge keine Rolle mehr für den Preis: „*Ultimately, if and when the transition is completed [...], the economic importance of scarcity of resources will disappear, and capital and labor costs alone will determine prices.*“ (Nordhaus et al. (1973), S. 532. Hervorhebungen im Original.). In der Knappheitsrente äußert sich somit auch der Kostenvorteil gegenüber der Backstop-Technologie (vgl. Erdmann u. Zweifel (2008), S. 130).

Auf der Grundlage der Hotelling-Regel wurde in der Vergangenheit häufig ein konstanter Preisanstieg angenommen (vgl. Lynch (2002)). Empirisch ist in diesem Zusammenhang von Bedeutung, ob die Zeitreihe der Ölpreise einen deterministischen Trend aufweist. In diesem Fall kehrt der Preis bei Abweichungen früher oder später zum Fundamentalwert zurück. Dieser wird im Hotelling-Modell durch die langfristigen Grenzkosten und die Schattenpreise bestimmt. Ist die Hotelling-Rente als Preiskomponente vorherrschend, ist der Trend dem Hotelling-Modell zufolge steigend (vgl. Berck u. Roberts (1996)). Barnett u. Morse finden zumindest für die USA jedoch keine Hinweise darauf, dass Preise erschöpfbarer Ressourcen aufgrund zunehmender Knappheit steigen (vgl. Barnett u. Morse (1963), S. 164ff). Auch Studien von Berck u. Roberts (1996) und Ahrens u. Sharma (1997), zeigen, dass einige begrenzte Rohstoffe keinen deterministischen, sondern einen stochastischen Trend aufweisen. Lee et al. (2006) hingegen weisen deterministische Trends mit strukturellen Brüchen nach.

Gleichwohl stiegen die Ölpreise in der Vergangenheit nicht kontinuierlich an. Der Ölmarkt ist sowohl durch Phasen steigender Preise als auch durch Phasen fallender Preise gekennzeichnet (vgl. Abbildung 2.3). Lynch (2002) betont daher, dass das Hotelling-Modell nicht zwangsläufig steigende Preise impliziert, sondern lediglich eine steigende Knappheitsrendite. Um den realen Preisverlauf zu erklären, existieren eine Vielzahl von Erweiterungen und Modifikationen (vgl. hierzu z. B. Krautkraemer (1998)). Eine wichtige Weiterentwicklung stellt z. B. das Adelman-Modell dar (vgl. Adelman (1990)). Adelman kritisiert, dass der Ressourcenvorrat im Hotelling-Modell statisch gegeben ist. Da der Bestand durch Exploration und Entwicklung

neuer Lagerstätten erweitert werden kann, führt Adelman stattdessen eine relative Knappheit der Ressource abhängig von Reserven und Produktionskapazitäten ein. Wenn Explorationsaktivitäten betrieben werden und so die Ressourcenbasis erweitert wird, sinken ceteris paribus die Preise³⁴.

Technologischer Fortschritt bietet einen weiteren Erklärungsansatz für sinkende Preise. Da sich die Preisänderung aus dem Schattenpreis und den Extraktionsgrenzkosten zusammensetzt, hängt der Preispfad vom Zusammenwirken beider Größen ab. Wenn die Grenzkosten der Förderung schneller sinken als der Schattenpreis steigt, fallen die Marktpreise (vgl. z. B. Berck u. Roberts (1996); Krautkraemer (1998)). Das empirische Modell von Slade (1982) testet daher einen quadratischen Trend der Rohstoffpreise. Zu Beginn der industriellen Nutzung ist die Knappheit der Ressource noch nicht von Bedeutung. Die Förderkosten dominieren den Preis. Technologischer Fortschritt senkt die Kosten jedoch lediglich bis zu einem bestimmten Punkt. Von diesem Zeitpunkt an bestimmt der Schattenpreis die Preisentwicklung.

Dennoch bleibt die empirische Aussagekraft ressourcenökonomischer Modelle für den Ölmarkt begrenzt. Pindyck (1998) entwickelt auf Basis der Hotelling-Theorie ein langfristiges, stochastisches Prognosemodell für die Preise von Öl, Gas und Kohle³⁵. Die logarithmierten Energiepreise werden in diesem Modell als Ornstein-Uhlenbeck-Prozesse mit Trend dargestellt, welcher durch die langfristigen Grenzkosten gesetzt wird. Die Prognose-tauglichkeit schränkt Pindyck jedoch ein: „*It is important to note that this trend line to which prices revert, and which represents the long-run marginal cost, is itself unobservable. [...] Thus if we want to forecast price under the belief that it reverts to long-run marginal cost, we must also estimate marginal cost and its trend through time*“ (Pindyck (1998), S. 13f. Hervorhebungen im Original.). Hamilton (2009b) zufolge sei der Ölpreisanstieg in 2008 zwar konsistent mit der Theorie der Hotelling-Rente, vor allem da immer mehr Ölvorkommen in staatlicher Hand seien und Entscheidungen regierungseigener Förderkonzerne längerfristigen Kalkülen folgen als jene

³⁴ Adelman fasst seine ressourcenökonomische Theorie daher mit den Worten „[...] *the endless tug-of-war between diminishing returns and increasing knowledge*“ (Adelman (1990), S. 2) zusammen.

³⁵ Langfristig, so Pindyck, sei ein stochastisches einem strukturellen Modell überlegen, da die Entwicklung der erklärenden Variablen nur kurz- bis mittelfristig möglich sei.

privater Unternehmen. Der daran anschließende Preissturz sei jedoch nicht durch Fortschritte in der Fördertechnologie zu erklären. Aber auch steigende Preise sind nicht zwangsläufig ein Beleg für die Gültigkeit des Hotelling-Modells, denn: „[...] *although prices might rise, this is neither inevitable nor preordained by either economic law or geology*“ (Lynch (2002), S. 374).

Kritisiert wird des Weiteren die Anwendung des Hotelling-Modells auf den gesamten Ölmarkt. Das Hotelling-Modell sei stattdessen eher auf der Ebene einzelner Ressourcenbesitzer nützlich, beispielsweise um die optimale Extraktionsstrategie zu identifizieren (vgl. Fattouh (2007b); Watkins (1992; 2006)).

Durch die Grundannahmen der vollständigen Information und perfekter Zukunftsmärkte ist die praktische Anwendung des Hotelling-Modells begrenzt. Entscheidende Preisfaktoren werden als modellexogen vorausgesetzt. Die empirische Relevanz des Modells ist daher nur gering. Dennoch liefert die Theorie erschöpfbarer Ressourcen mit dem Hotelling-Modell einen logischen und nachvollziehbaren Ansatz zur Erklärung verschiedener Phänomene auf den Rohstoffmärkten. Crémer u. Salehi-Isfahani beschreiben das Modell daher als „*benchmark of analysis rather than a description of the world we live in.*“ (Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 22). Die Ressourcenökonomik stellt somit zumindest eine konsistente Theorie zur Verfügung, weshalb Preise fossiler Rohstoffe — unabhängig von der Marktstruktur — nicht den Grenzkosten der Förderung entsprechen.

3.2 Rolle der OPEC bei der Preisbildung

Der folgende Abschnitt beschäftigt sich mit der besonderen Rolle der OPEC auf dem Ölmarkt und stellt Modelle des Anbieterverhaltens und seiner Auswirkungen auf den Ölpreis vor. In diesem Zusammenhang wird gezeigt, welche Rahmenbedingungen zum jeweiligen Verständnis der OPEC geführt haben und unter welchen Voraussetzungen bestimmte Modelle gültig sind.

In den ersten Jahren nach ihrer Gründung hatte die OPEC keinerlei Einfluss auf den Markt. Erst mit der ersten Ölpreiskrise 1973/74 stieg das allgemeine Interesse an der Rolle der OPEC auf dem Rohölmarkt erheb-

lich, da die OPEC während des Ölembargos den Preis gezielt hatte nach oben treiben können. Darüber hinaus wurden die vertikal integrierten multinationalen Förderkonzerne im Zuge der Verstaatlichung vieler Ölquellen zusehends abhängig von der OPEC und ihrem Rohöl. In den Mittelpunkt wissenschaftlicher Analysen rückte daher die Frage nach dem Einfluss der OPEC auf den Ölpreis. Die Ölpreise und besonders die beiden Ölpreissprünge der 1970er Jahre wurden auf das marktbeherrschende Verhalten der OPEC zurückgeführt³⁶.

Mitte der 1980er Jahren fiel der Ölpreis infolge der schlechten Quotendisziplin der OPEC. An der Marktmacht der OPEC kamen daher Zweifel auf. Crémer u. Salehi-Isfahani bemerken hierzu:

„It is difficult to believe that it was OPEC who maintained the high prices for ten years [...] and then it was unable, even with formal prorationing, to prevent the price decline in 1986. The theory that Saudi Arabia masterminded the price increases is made equally unbelievable by its decision to double production in 1986 which, quite predictably, led to a 50% decline in price [...].“
(Crémer u. Salehi-Isfahani (1989), S. 428f).

Hinzu kommt die auch in der heutigen Zeit geringe Quotendisziplin, welche die Frage aufwirft, inwieweit potentieller Preiseinfluss überhaupt umgesetzt wird (vgl. Griffin (1992)). Nicht zuletzt ist das Zusammenspiel der Spot-, Futures- und Forwardmärkte mit seinen verschiedenen Akteuren äußerst komplex und erschwert die Umsetzung von Preisentscheidungen der OPEC (vgl. Fattouh (2007a)).

Dennoch ist die Frage nach Preis- und Mengenstrategien der OPEC-Mitglieder nach wie vor relevant. Die Nachfrageseite ist von Rohöllieferungen aus den OPEC-Staaten auch heute noch in hohem Maße abhängig. Die OPEC beliefert seit 1992 mehr als 40% des Marktes. Außerdem liegt der

³⁶ Auch Prognosen der zukünftigen Entwicklungen stützen sich zu dieser Zeit vor allem auf Aussagen der OPEC über die angestrebten Ziele. Nach Aussagen der OPEC Ende der 1970er Jahre, die Organisation strebe einen langfristigen Preisanstieg ungefähr in Höhe des Wirtschaftswachstums in der OECD an, lag in den darauffolgenden Jahren ein Großteil der Preisprognosen bei 2-4% jährlichem Wachstum (so genannte *3%-Regel*, vgl. Lynch (2002)).

Großteil der nachgewiesenen Reserven im Mittleren Osten. Dies alles lässt nicht darauf schließen, dass diese Abhängigkeit in näherer Zukunft abnehmen wird (vgl. Abschnitt 2.1.2).

Im Folgenden werden zunächst Oligopolmodelle der OPEC beschrieben. Die OPEC verhält sich in diesem Modellrahmen vollständig rational. Auf den Ölmarkt wurden unterschiedliche oligopoltheoretische Modelle angewendet. Viele Ölmarktmodelle insbesondere aus den 1970er Jahren verstehen die OPEC als ein geschlossenes oder in mehrere Blöcke geteiltes gewinnmaximierendes Kartell. Einige Modelle heben die besondere Rolle Saudi-Arabiens als Marktführer hervor. Darüber hinaus unterscheiden sich die Modelle zum Teil in ihren Annahmen bezüglich der Stabilität innerhalb der OPEC.

Im Anschluss an die Oligopolmodelle werden Modelle des OPEC-Verhaltens diskutiert. Diese Modelle gehen im Gegensatz zu den Oligopolmodellen von begrenzter Rationalität aus. Sie erklären die Preisbildung über die Annahme bestimmter Ziele, die den Entscheidungen der OPEC zugrunde liegen.

Der letzte Abschnitt behandelt Modelle mit alternativer Spezifikation. Dies sind zum einen Modelle, bei denen im Wesentlichen die beiden Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren auf die politischen Ereignisse zurückgeführt werden. Zum anderen fällt das so genannte *Property-Rights-Modell* in diese Kategorie. Im *Property-Rights-Modell* werden Preissprünge durch Veränderungen in den Eigentumsrechten an Lagerstätten erklärt. Die spezielle Anbieterstruktur auf dem Ölmarkt spielt in diesem Modell insofern eine Rolle, als dass die OPEC in ihren Diskontsätzen von den Nicht-OPEC-Anbietern abweicht.

3.2.1 Oligopolmodelle des Ölmarktes

Modelle mit Marktmacht basieren auf der Annahme, dass die Angebotsseite von einem oder einer Gruppe von dominanten Akteuren bestimmt wird. Der folgende Abschnitt stellt Oligopolmodelle mit verschiedenen Stufen der Ausübung von Marktmacht durch die OPEC vor. Diese reichen von einem stabilen Anbieterkartell OPEC bis hin zu Modellen, in denen mitunter gewinnmaximierendes, ansonsten jedoch wettbewerbliches Anbieterverhalten beobachtet werden kann.

Da der Markt in der Vergangenheit einem fortdauernden Wandel unterworfen war, wechselte auch die Popularität der verschiedenen Modelle je nach Höhe des aktuellen Preisniveaus und je nach Zusammenhalt der OPEC-Staaten nach außen. Je höher der Preis bzw. je stabiler die Außenwirkung der OPEC, desto mehr überwiegen nicht-wettbewerbliche Modelle, in denen die OPEC die Angebotsseite des Ölmarktes dominiert. Dazu gehören Kartellmodelle, welche die OPEC als geschlossenes, gewinnmaximierendes Kartell betrachten (vgl. Crémer u. Weitzman (1976); Kalymon (1975); Salant (1976)).

In der Realität ist die OPEC eine heterogene Gruppe, deren Mitgliedsstaaten verschiedene wirtschaftliche und politische Ziele verfolgen (vgl. z. B. Kaufmann et al. (2008)). Einige Modelle betrachten daher speziell die verschiedenen Gruppen innerhalb der OPEC mit ihren unterschiedlichen Strategien. In diesem Fall agieren nur einige der Mitgliedsstaaten tatsächlich als Preissetzer. Üblicherweise wird in diesem Zusammenhang der *Swing-Producer* Saudi-Arabien als dominanter Produzent abgebildet (vgl. Alhajji u. Huettner (2000a;b)). Da sich Saudi-Arabien in einer guten wirtschaftlichen Lage befindet und über flexible Förderanlagen verfügt, kann es seine Produktion bei Preis- oder Nachfrageschwankungen ohne Probleme variieren.

In Zeiten volatiler Preise und schwachen Zusammenhalts innerhalb der OPEC lag der Schwerpunkt der Analysen auf der Kartellstabilität. Modelle instabiler Kartellbildung (vgl. Rauscher (1992); Wirl (2008)) beschreiben zyklische Ölpreise als Ergebnis einer sich wiederholenden Änderung der Marktstruktur von Kartell in Wettbewerb bzw. umgekehrt. Allen Ansätzen

ist jedoch gemeinsam, dass der Einfluss der OPEC auf den Ölpreis einen wesentlichen Aspekt der Preisbildung ausmacht.

3.2.1.1 OPEC als stabiles Kartell

Kartellmodelle beschreiben die OPEC als gewinnmaximierendes Kartell, welches durch gemeinsame Absprachen den Marktpreis für Rohöl festlegt. Das Kartell produziert nach gemeinsamer Absprache eine geringere Menge als der Markt im vollständigen Wettbewerb. Sofern das Kartell stabil ist, d. h. die Mitglieder sich an die Absprachen halten, können die Anbieter auf diese Weise einen höheren Preis durchsetzen als im vollkommenen Wettbewerbsmarkt.

In den 1970er Jahren konnte die OPEC auch ohne Zuteilung von Produktionsmengen einen hohen Ölpreis halten. Für die Mitglieder der OPEC bestand der Anreiz zur Kollusion (vgl. Pindyck (1978)). Die Kernstaaten der OPEC mit einem hohen Anteil an der Gesamtproduktion, insbesondere Saudi-Arabien, wären zwar in der Lage gewesen, die Produktion entgegen der Kartellinteressen auszudehnen, sahen hierfür jedoch keinen Grund, da das hohe Preisniveau von den Produzenten als stabil angesehen wurde (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1989)). Unter den Ökonomen galt die OPEC überwiegend als stabiles Kartell (vgl. v. a. Crémer u. Weitzman (1976); Kalyon (1975); Salant (1976)). Anfang der 1980er Jahre sank jedoch die Nachfrage nach OPEC-Rohöl, denn im Gegensatz zur ersten Ölpreiskrise 1973/74 reagierte die Nachfrage Ende der 1970er Jahre auf die hohen Preise. Gleichzeitig bauten die Staaten außerhalb der OPEC (Nicht-OPEC) ihre Produktion stark aus. Dies führte dazu, dass der Marktanteil der OPEC sank, während gleichzeitig ein Teil der Förderanlagen brach lag. Die hohe freie Kapazität führte jedoch zu einer geringeren Kartellstabilität (vgl. Adelman (1979)). Viele OPEC-Staaten versuchten ihre Produktion auszuweiten, eine höhere Kapazitätsauslastung zu erreichen und so ihre Erlöse aus dem Rohölexport zu erhöhen. Um die Allokation der Produktionsmengen sicherzustellen, führte die OPEC 1982 das Quotensystem ein. Die vereinbarte Fördermenge wurde von den OPEC-Mitgliedern jedoch häufig überschritten. Die freie Kapazität in Saudi-Arabien und einigen anderen Kernstaaten, welche die Produktionsquote und damit die Marktmacht der

OPEC zu verteidigen versuchten, stieg an. Schließlich konnte Saudi-Arabien diese Strategie aus wirtschaftlichen und politischen Gründen nicht weiter aufrechterhalten und begann, zusätzliche Mengen über Netback-Verträge am Markt abzusetzen. Damit trat Saudi-Arabien in offenen Wettbewerb zu den übrigen Produzenten. Der Preis fiel daraufhin steil ab (vgl. Mabro (1987)).

Das Preisregime, welches sich im Anschluss an den Preisverfall 1986 bildete, war bereits deutlich marktorientierter als in den Jahren zuvor. Dennoch hält die OPEC noch heute einen hohen Anteil an der Welterdölproduktion. Greene (1991) und Griffin (1992) beispielsweise schreiben der OPEC daher auch in jüngerer Zeit noch Marktmacht zu und unterstellen, dass die Konzentration auf dem Anbietermarkt der Grund für den Preisaufschlag auf die Fördergrenzkosten sei. Auch Smith (2003) findet empirische Belege für Marktmacht, wobei Smith die OPEC als bürokratisches Kartell einordnet, d. h. „*a cooperative enterprise weighed down by the cost of forging consensus among members, and therefore partially impaired in pursuit of the common good*“ (Smith (2003), S. 30).

Einige weitere Studien gehen davon aus, dass die OPEC aus mehreren Blöcken besteht, die unterschiedliche Strategien zur Maximierung ihres Gewinns verfolgen. Hnylicza u. Pindyck (1976) beispielsweise teilen die OPEC-Staaten in *Saver* und *Spender*. Die *Spender* setzen eine höhere Diskontrate an als die *Saver*, da sie hohe Erträge aus dem Erdölexport benötigen. Kooperation findet innerhalb der jeweiligen Gruppe statt. Eine alternative Differenzierung der OPEC-Mitglieder nehmen u. a. Daly et al. (1982) vor, die zwischen Kernstaaten, Preismaximierern und Outputmaximierern unterscheiden. Bei dieser Unterscheidung ist das Verhalten der Kernstaaten entscheidend. Diese Gruppe maximiert ihren Gesamtwohlstand unter Berücksichtigung der übrigen Produzentengruppen.

3.2.1.2 Saudi-Arabien als Marktführer

Die Entwicklung der Kartellmodelle zu einer immer spezifischeren Auflösung der OPEC in Gruppen mit verschiedenen Interessen und Entscheidungskalkülen verdeutlicht, dass die OPEC nur schwer als monolithisches Kartell verstanden werden kann. Gemeinsame Absprachen sind mit einem

hohen Koordinationsaufwand verbunden, und ihre Durchsetzung ist gleichzeitig aufgrund fehlender Sanktionsmaßnahmen schwierig. Die Fähigkeit der OPEC zur erfolgreichen Kollusion wurde im Laufe der Geschichte mehrfach angezweifelt. Eine alternative Betrachtungsweise der Marktmacht ist das Modell der Marktführerschaft, in dem ein dominanter Produzent oder eine dominante Produzentengruppe betrachtet wird. Konkret agiert im Modell der Marktführerschaft ein Produzent als Stackelbergführer, die übrigen Produzenten verhalten sich wettbewerblich. Der Stackelbergführer produziert die gewinnmaximale Menge unter Berücksichtigung der Entscheidungskalküle der kompetitiven Anbieter³⁷.

Das Modell der Marktführerschaft geht üblicherweise davon aus, dass Saudi-Arabien am Erdölmarkt als Marktführer auftritt³⁸. Saudi-Arabien ist aus mehreren Gründen der wichtigste OPEC-Produzent. Zum einen stellt Saudi-Arabien den weltweit größten Rohölproduzenten dar und hält die größten in-situ Vorräte. In den 1970er Jahren setzte das saudische Arab Light Rohöl daher den Referenzpreis. Zum anderen ist der Staat als *Swing-Producer* technologisch und wirtschaftlich in der Lage, Nachfrageschwankungen durch Anpassung seiner Fördermenge auszugleichen. Mabro (1986b) bezeichnet Saudi-Arabien daher als Kern der OPEC und stellt fest: „*One could almost say without too much exaggeration that OPEC is Saudi Arabia*“ (Mabro (1986b), S. 30. Hervorhebungen im Original.).

Viele empirische Studien sprechen für die Hypothese der Marktführerschaft Saudi-Arabiens. Alhajji u. Huettner (2000a;b) zeigen, dass die Auffassung der OPEC als gewinnmaximierendes Kartell empirisch nicht unterstützt wird, Saudi-Arabien jedoch als dominanter Produzent agiert. Dies

³⁷ Cournot- und Bertrandmodell fanden in der Tradition der informellen Modellierung der Marktmechanismen wenig Anwendung, dafür jedoch bei den mathematisch-theoretischen Modellen sowie Simulationsmodellen (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 30).

³⁸ Einige Modelle der Marktführerschaft betrachten nicht allein Saudi-Arabien, sondern fassen die Kernstaaten der OPEC (üblicherweise Saudi-Arabien, Kuwait, die Vereinigten Arabischen Emirate und Katar) zu einem dominanten Produzenten zusammen. Von diesen Staaten wird üblicherweise angenommen, dass sie aufgrund ähnlicher Interessen eine homogene Gruppe innerhalb der OPEC bilden. Empirische Tests der Hypothese der Kernstaaten als Marktführer finden sich z. B. bei Alhajji u. Huettner (2000a) sowie Hansen u. Lindholt (2008).

deckt sich mit den Ergebnissen von De Santis (2003), der der OPEC zwar die Möglichkeit einräumt, den Ölpreis durch Quotenabsprachen kurzfristig zu beeinflussen, langfristig jedoch Saudi-Arabien als Marktführer betrachtet.

Gleichwohl gibt es auch Kritik am Modell der Marktführerschaft. So kann beispielsweise der empirische Test von Smith (2003) die Rolle Saudi-Arabiens als dauerhafter Stackelbergführer nicht belegen. Demnach wäre eine marktbeherrschende Stellung Saudi-Arabiens allenfalls zeitweise denkbar. Fattouh (2007a) bemerkt hierzu, dass Saudi-Arabien u. U. nicht bereit ist, die Kosten für seine Rolle als *Swing-Producer* und Preissetzer zu tragen³⁹. Außerdem ist nicht geklärt, ob die Preiselastizität der Nachfrage nach Rohöl aus Saudi-Arabien niedrig genug ist, um Marktmacht aufrecht zu erhalten⁴⁰. Des Weiteren kritisieren Crémer u. Salehi-Isfahani, dass das Verhalten Saudi-Arabiens während des Preisverfalls der 1980er Jahre nicht zur Marktführerschaft auf dem Ölmarkt passe (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 42ff). Hansen u. Lindholt (2008) finden jedoch empirische Anzeichen für eine dominante Position Saudi-Arabiens ab Mitte der 1990er Jahre. Die Frage, ob Saudi-Arabien dauerhaft als Marktführer auftreten kann, bleibt daher ungeklärt.

3.2.1.3 Modell instabiler Kartellbildung

Ein weiteres Erklärungskonzept mit dem Anspruch, das OPEC-Verhalten realistischer als klassische Kartellmodelle zu beschreiben, ist das Modell instabiler Kartellbildung. Im Modell instabiler Kartellbildung enthält die Preisgestaltung sowohl oligopolistische als auch wettbewerbliche Elemente. Das Kartellverhalten der OPEC-Mitglieder ist in diesem Modell unbeständig. Wirl (2008) verwendet für dieses Marktphänomen den Begriff der *Fuzzy Cartelization*. Grundlage des Modells ist die These, dass die Marktstruktur

³⁹ Dazu gehören die Kosten für nicht ausgelastete Kapazitäten, die als Sicherheit gegen Mengenschwankungen vorgehalten werden, sowie der entgangene Gewinn, den der *Swing-Producer* im Fall eines Nachfrageeinbruchs allein tragen muss.

⁴⁰ Notwendige Bedingung für Marktführerschaft ist eine Preiselastizität der Nachfrage nach Rohöl des dominanten Produzenten von kleiner minus eins (vgl. Alhajji u. Huettner (2000a)).

einen wesentlichen Einfluss auf das Preisniveau eines Gutes hat, weshalb sich Preissprünge durch einen Wechsel der Marktformen erklären lassen. Kartelle neigen dabei grundsätzlich zu Instabilität. Darüber hinaus stellt die OPEC im Besonderen eine Gruppe mit äußerst heterogener Interessenverteilung dar. Für den Ölmarkt lässt sich daraus ableiten, dass die hohe Preisvolatilität dadurch entsteht, dass die OPEC-Staaten in ihrem Marktverhalten schwanken.

Rauscher (1992) modelliert die OPEC als instabiles Kartell, bei dem Anbieter zwischen Kartell und Wettbewerbsrand wechseln⁴¹. Entscheidend für die Zugehörigkeit ist die von Rauscher eingeführte *Cheating Rule*, die festlegt, wann ein einzelner Anbieter aus dem Kartell austritt und stattdessen Mitglied des kompetitiven Randes wird. Bei sinkenden Preisen tendieren Kartellmitglieder dazu, aus der OPEC auszutreten. Zwar liegt der Kartellpreis höher als der Marktpreis bei vollkommenem Wettbewerb, es besteht jedoch grundsätzlich ein kurzfristiger Anreiz, zusätzliche Mengen zu einem Preis anzubieten, der unter dem OPEC-Preis und über den Fördergrenzkosten liegt⁴². Im Fall der OPEC zeigt sich dies in mangelnder Quotendisziplin der Mitglieder. Dies führt wiederum dazu, dass die Nachfrage nach dem Öl der OPEC und damit die Kartellstabilität sinken⁴³. Je höher hingegen der Preis, desto stabiler das Kartell. Dies führt zu einer S-förmigen Marktangebotskurve.

Abbildung 3.1 illustriert den von Rauscher vorgeschlagenen Mechanismus. Das langfristige Gleichgewicht ($S = D$, Punkt e') ist instabil. Liegt das Angebot S über der langfristigen Nachfragekurve D (Punkt a'), sinkt der Preis. Am Punkt b' wird das Kartell instabil, und der Preis sinkt sprunghaft auf Punkt c' . In der Folge steigt die Nachfrage nach Rohöl aufgrund der niedri-

⁴¹ Empirische Untersuchungen von Geroski et al. (1987); Griffin u. Neilson (1994) stützen die These, dass sich die OPEC nicht konstant verhält, sondern zwischen kooperativem und wettbewerblichem Verhalten schwankt.

⁴² Crémer u. Salehi-Isfahani (1989) gehen davon aus, dass ein Teil der OPEC-Staaten aufgrund der wirtschaftlichen Abhängigkeit von den Erlösen aus Rohölexporten die Produktion bei rückläufigen Preisen erhöht, um ein gewisses Einkommen zu sichern. Sie gehen dabei jedoch von einem Wettbewerbsmarkt aus (vgl. das Modell der Einkommensziele, Abschnitt 3.2.2.3).

⁴³ In Phasen sinkender Nachfrage ist die Kartellstabilität üblicherweise geringer, vgl. Haltiwanger u. Harrington (1991).

gen Preise, was wiederum dazu führt, dass der Markt zum Kartellpunkt d' zurückkehrt. Ab hier dominiert das Kartellverhalten, denn entsprechend der inversen Neigung der Angebotskurve besteht für die Mitglieder der Anreiz, die Förderung zu begrenzen und die Preise wieder bis zu Punkt a' zu steigern. Dieser Zyklus sorgt Rauscher (1992) zufolge dafür, dass der Ölpreis durch starke Schwankungen gekennzeichnet ist.

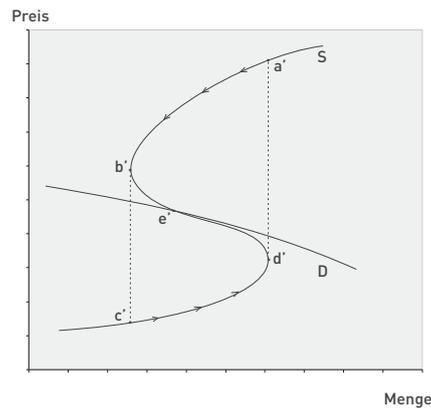


Abbildung 3.1: Preiszyklen durch S-förmige Angebotskurve;
Quelle: Rauscher (1992), S. 216

Das Modell der *Fuzzy Cartelization* von Wirl (2008) modelliert den Marktpreis analog zu Rauscher als ein nach OPEC-Erlösen gewichtetes Mittel aus Monopol- und Wettbewerbspreis. Zusätzlich nimmt Wirl eine konvexe Nachfragefunktion an. Auch Erdmann (1995) zufolge existieren zwei mögliche Gleichgewichte, zwischen denen der Ölmarkt schwankt: „[...] the oil price pattern can be seen as a fluctuation between (at least) two distinct market regimes - the state of oligopolistic competition between the major oil suppliers and the state of effective cartel behavior of the OPEC (or at least the OAPEC⁴⁴) countries“ (Erdmann (1995), S. 145).

Das Modell der instabilen Kartellbildung bietet einen Erklärungsansatz für den historisch stark schwankenden Ölpreis. Ein weiterer Vorteil dieses Ansatzes ist, dass sich auch die jüngste Preisentwicklung mit dem Mechanismus deckt, denn: „[...] the recent drastic price increases were unavoidable because the low prices over the long period 1986 until after 2000 created

⁴⁴ Unter dem Begriff *Organization of Arab Petroleum Exporting Countries* (OAPEC) werden die Vereinigten Arabischen Emirate, Kuwait, Saudi-Arabien, Katar, Iran und Irak zusammengefasst.

a demand momentum that only substantial almost discontinuous price adjustments could stop due to the small short-run elasticity and the already addressed sluggish adjustments in the world energy markets“ (Wirl (2008), S. 1036).

Hohe Preise könnten jedoch nur dann auf Dauer bestehen, wenn ein entsprechend hoher Anteil der OPEC-Produktion auf die OPEC-Kernstaaten, besonders Saudi-Arabien als *Swing-Producer*, entfällt. Dann bestünde auch bei schwankender Produktion innerhalb der OPEC kaum Anreiz zum Austritt aus dem Kartell (vgl. Abschnitt 3.2.1.1). Empirische Tests beschränken sich allerdings auf graphische Interpolation der Angebotskurve (vgl. Wirl (2008)) oder den Zusammenhang zwischen Ölpreisen und Marktanteil der OPEC (vgl. Erdmann (1995)).

3.2.2 Modelle des OPEC-Verhaltens

Eine zweite wichtige Modellkategorie stellen Verhaltensmodelle der OPEC dar, die sich weniger mit der grundlegenden Marktstruktur als mit dem konkreten Marktverhalten beschäftigen. Der Schwerpunkt dieser deskriptiven, behavioristischen Modelle liegt auf der Strategie der OPEC. In diesen Modellen wird angenommen, dass die OPEC nach einer bestimmten Heuristik handelt.

Während die OPEC im Modell der *Target-Capacity-Utilization* (vgl. v. a. Suranovic (1993)) den Ölpreis über die Kapazitätsauslastung steuert, gehen Modelle mit Zielpreisbändern (vgl. v. a. Hammoudeh u. Madan (1992; 1995); Tang u. Hammoudeh (2002)) davon aus, dass sich die Strategie der OPEC unmittelbar auf den Preis bezieht.

Das Modell der Einkommenszielpolitik leitet die Produktionsentscheidungen der OPEC-Mitglieder aus ihren jeweiligen Einkommenszielen ab (vgl. v. a. Crémer u. Salehi-Isfahani (1989); Griffin (1985); Teece (1982)). Die Strategie der Einkommenszielpolitik resultiert in einer rückwärtsgebogenen Angebotskurve mit multiplen Marktgleichgewichten. Der Ölmarkt hat hier eher wettbewerblichen Charakter (vgl. Al-Qahtani et al. (2008), Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 45ff).

3.2.2.1 Preissetzung anhand der Target-Capacity-Utilization

Das Modell der *Target-Capacity-Utilization* (TCU) betrachtet die Kapazitätsauslastung als zentrale Entscheidungsvariable der OPEC. Voraussetzung ist, dass die OPEC das Residualangebot am Markt deckt, d. h. die Differenz aus der weltweiten Nachfrage und dem Angebot der Nicht-OPEC-Staaten (sog. *Call-on-OPEC*) bereitstellt. Das TCU-Modell unterstellt, dass die OPEC eine optimale Kapazitätsauslastung anstrebt. Liegt die Kapazitätsauslastung oberhalb des von der OPEC gewünschten Niveaus, so verlangen die OPEC-Staaten einen höheren Ölpreis. Der höhere Preis senkt ceteris paribus die Nachfrage nach Rohöl, so dass die Kapazitätsauslastung wieder in Richtung des Gleichgewichts sinkt. Bei niedriger Kapazitätsauslastung senkt die OPEC umgekehrt den Ölpreis, um eine höhere Nachfrage zu stimulieren und dadurch ihre Anlagen wieder besser auslasten zu können. Die Preissetzung anhand der Target-Capacity-Utilization ist ein behavioristisches Modell des OPEC-Verhaltens und soll als solches die Reaktionen der OPEC auf Marktveränderungen erklären. Diese Strategie der OPEC ist begrenzt rational, was die reale Informationslage am Ölmarkt besser beschreibt als viele andere, theoretische Modelle (vgl. Powell (1990); Suranovic (1993)). Ein weiterer Vorteil liegt in der Konsistenz des Mechanismus mit der grundlegenden ökonomischen Marktlogik. Auch aus technischer Sicht existiert eine optimale Auslastung der Förderanlagen, bei denen die Kosten minimal sind (vgl. Kaufmann (1995)).

Suranovic zeigt, dass die Preissetzung anhand der Target-Capacity-Utilization aus Sicht der OPEC um so näher am Gewinnmaximum liegt, desto schneller die Anpassung von Angebot und Nachfrage erfolgt: „*The TCU rule comes closest to the optimum either when there are no lags in supply and demand or when OPEC optimizes subject to a minimum revenue constraint.*“ (Suranovic (1993), S. 77) Angebot und Nachfrage sind jedoch kurzfristig unelastisch⁴⁵, so dass Veränderungen der Kapazitätsauslastung zu ausgeprägten Preissprüngen führen können (vgl. v. a. Gately et al. (1977); Hamilton (2009b)). Kaufmann (1995) stellt des Weiteren fest, dass die OPEC

⁴⁵ Förderprojekte benötigen im Durchschnitt rund drei bis fünf Jahre Vorlauf, bevor die neue Kapazität am Markt sein kann (vgl. IFP (2004), S. 159), vorhergehende Explorationsaktivitäten nicht eingerechnet.

auf diese Weise nur eine mittel- bis langfristige Preiskontrolle ausüben kann. Kurzfristig führt eine Preissteigerung und geringere OPEC-Produktion zu einem Verlust an Marktanteilen, der die Marktmacht der OPEC untergraben kann. Wirl (2008) findet empirische Belege dafür, dass es bei einem TCU-Verhalten der OPEC zu Preissprüngen kommen kann. Dies treffe allerdings nur im Fall von myopischen Erwartungen der Ölverbraucher sowie träger Nachfrage zu.

In der Praxis wurde die TCU-Regel von der US-amerikanischen Energiebehörde (*Energy Information Administration, EIA, Department of Energy*) im Rahmen des Simulationsmodells *OMS92* angewendet. Powell (1990) und Al-Yousef (1998) stehen der Gültigkeit dieses Modells insbesondere für die Preisentwicklung ab Mitte der 1980er Jahre kritisch gegenüber.

Das Modell der Target-Capacity-Utilization erklärt im Übrigen nicht, welche Auslastung von der OPEC angestrebt werden sollte (vgl. Al-Yousef (1998)). In der Praxis ist die Spannweite dieser Zielwerte groß. So legt z. B. Suranovic (1993) eine Kapazitätsauslastung von ca. 80% im Gleichgewicht zugrunde, bei Kaufmann (1995) liegt die optimale Auslastung bei 90-91%. Konkrete Schätzwerte für den funktionellen Zusammenhang zwischen Preisänderung und Kapazitätsauslastung wurden nicht veröffentlicht (vgl. Baldwin u. Prosser (1988)).

3.2.2.2 Strategie der Zielpreise

Einige andere behavioristische Studien gehen von Zielpreisen bzw. Preisbändern der OPEC um ein gewünschtes Preisniveau aus. Die Grundlage für diese häufig als *Target-Zone* oder *Target-Price* bezeichneten Modelle bietet die bereits in den vergangenen Abschnitten beschriebene Quotenallokation. Die grundlegenden Arbeiten stammen von Hammoudeh u. Madan (1992; 1995) sowie Tang u. Hammoudeh (2002).

Das Grundprinzip dieser Strategie liegt in einer direkten Preiskontrolle durch Produktionssteuerung. Sinkt der Ölpreis unter ein von der OPEC gewünschtes bzw. toleriertes Niveau, so kürzt die OPEC kurzfristig die Produktion. Umgekehrt erweitern die OPEC-Produzenten bei zu hohen Ölpreisen ihre Förderung. Die Untergrenze der Ölpreise wird Horn (2004) zufolge dadurch festgelegt, dass bei niedrigeren Preisen das Kartell der OPEC

instabil ist, weil die wirtschaftlichen Interessen einzelner Mitglieder nicht mehr gewahrt sind⁴⁶. Die Obergrenze wiederum lässt sich als jener Ölpreis identifizieren, ab dem die Nachfrage mit Verbrauchssenkungen auf die hohen Preise reagiert und/oder die Produktion aus unkonventionellen Quellen bzw. Backstop-Technologien wirtschaftlich wird.

Hammoudeh u. Madan (1992) untersuchen die Stabilität verschiedener Preis- und Produktionsstrategien der OPEC. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Preissetzung der OPEC über Mengenkontrolle stabil ist, d. h. der Ölpreis konvergiert zum OPEC-Zielpreis, während die Produktion der OPEC gegen eine festgelegte Obergrenze konvergiert. Die von der OPEC festgelegte Obergrenze stabilisiert die Erträge aus dem Röhölexport. Der Hauptkritikpunkt an diesem Mechanismus ist die Kontrolle sowohl der Mengen als auch der Preise durch die OPEC, denn Mengen und Preise hängen wechselseitig voneinander ab. Hammoudeh u. Madan führen jedoch an, dass die OPEC die Produktionsgrenze häufiger anpasst als den Zielpreis, nämlich immer dann, wenn sich Produktionskapazitäten und/oder das wirtschaftliche Umfeld der Erdölproduzenten verändern. Der Zielpreis bleibt in der Regel konstant, kann jedoch u. U. ebenfalls im Zeitablauf angepasst werden. Hammoudeh u. Madan (1995) erweitern die OPEC-Strategie der Zielpreise um Markterwartungen sowie zufällige Mengenschwankungen.

Empirische Belege für die *Target-Zone*-Modelle finden u. a. Tang u. Hammoudeh (2002)⁴⁷. Das letzte offiziell von der OPEC festgelegt Preisband verließ der Ölpreis jedoch in 2004 (vgl. Abschnitt 2.2). Fattouh (2007a) stellt in diesem Zusammenhang die These auf, dass die OPEC im Marktumfeld der 2000er Jahre aufgrund der knappen Förderkapazitäten nicht in der Lage gewesen sei, eine Preisobergrenze zu verteidigen,: ‘*in a very tight market when spare capacity is very low, the upper band becomes irrelevant as OPEC will not be able to defend it.*’ (Fattouh (2007a), S. 8). Ohnehin könne Fattouh zufolge durch die OPEC nur eine Untergrenze festgelegt und verteidigt werden.

⁴⁶ Vgl. hierzu auch die Ausführungen zum Modell instabiler Kartellbildung und *Fuzzy Cartelization*.

⁴⁷ Vgl. hierzu auch das Modell von Zamani (2004).

3.2.2.3 Modell der Einkommenszielpolitik

Die OPEC-Staaten sind wirtschaftlich in hohem Maße abhängig von den Einnahmen aus dem Erdöllexport. In Saudi-Arabien, dem größten Erdöl-exporteur weltweit, entfallen 45% der Wirtschaftsleistung und 90% der Exporterlöse auf den Ölsektor⁴⁸. Produktionsstrategie und wirtschaftliche Entwicklung der Mitgliedsstaaten hängen folglich zusammen. Ölexporteur sind dabei mit unsicheren, schwankenden Erträgen aus dem Öllexport konfrontiert.

Welche Strategie ein erdöllexportierender Staat verfolgt, hängt v. a. von der Ressourcenausstattung und der wirtschaftlichen Absorptionsfähigkeit des Staates ab. Die Absorptionsfähigkeit ist ein Maß für die Möglichkeiten, die Einkünfte aus dem Erdöllexport im In- oder Ausland in Kapital- oder Konsumgüter zu investieren. Steigt das Einkommen über die Absorptionsfähigkeit, so kann sich dies u. U. nachteilig auf die betreffende Wirtschaft auswirken: *„oil revenues in excess of domestic development needs will be exposed to devaluation, inflation, expropriation, and giveaways in terms of free loans or grants [...] and that future generations will be denied adequate oil resources.“* (Ezzati (1976), S. 108) Crémer u. Salehi-Isfahani bemerken außerdem: *„[...] lack of appropriate institutions and unequal access to political power preclude equitable distribution of the increase in total income. The resulting inequality can add to political tension and hence is undesirable from the point of view of the political authority [...].“* (Crémer u. Salehi-Isfahani (1989), S. 436f).

Das Modell der Einkommenszielpolitik oder *Target-Revenue-Modell* (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1989); Griffin (1985); Teece (1982)) legt für die OPEC-Staaten Einkommensziele zugrunde. Bei gegebenem Preis kann ein Erdöllexporteur sein Einkommensziel durch Anpassung der Produktion erreichen. Je höher der Marktpreis für Öl, desto kleiner die Angebotsmenge dieser Anbieter (Iso-Einkommenskurven). Je höher die Erdölreserven eines Staates bzw. je höher die statische Reichweite⁴⁹, desto geringer wiegt die

⁴⁸ CIA World Factbook, www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/ (Stand: 03.07.2009).

⁴⁹ Die statische Reichweite bezieht die Reserven eines Anbieters auf die Produktionsmenge innerhalb eines festen Zeitraumes, üblicherweise pro Jahr. Sie ist somit eine

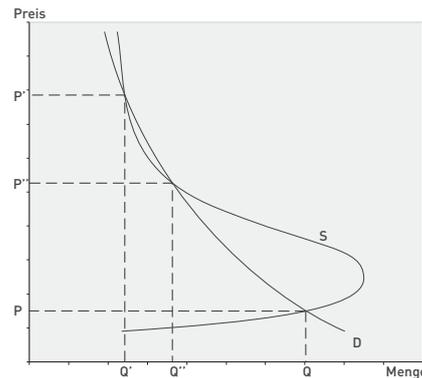


Abbildung 3.2: Rückwärtsgebogene Marktangebotskurve und Preisbildung im Modell der Einkommenszielpolitik;

Quelle: Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 46

Tatsache, dass die Extraktion einer zusätzlichen Mengeneinheit Erdöl zu Lasten der zukünftigen Förderung geht⁵⁰. Ein solcher Anbieter wird bei niedrigen Marktpreisen die Förderung ausdehnen, bis sein Einkommensziel erreicht ist. Umgekehrt haben Staaten mit geringen Reserven bzw. einer geringen statischen Reichweite einen hohen Nutzen von der Ressource in-situ. In diesem Fall wird der Anbieter versuchen, seine Einkommensziele durch den Absatz geringer Mengen zu hohen Preisen zu erreichen, um die Einnahmen aus dem Ölexport zeitlich möglichst lange zu strecken.

Verfolgt ein hoher Anteil der OPEC-Staaten eine Politik der Einkommensziele, so kommt es auf dem Ölmarkt zu einer rückwärtsgebogenen Angebotskurve. Bis zu einem bestimmten Preis verläuft die aggregierte Angebotskurve wie allgemein üblich, d.h. bei höheren Preisen wird eine höhere Menge an Rohöl angeboten und umgekehrt. Bei weiter ansteigenden Ölpreisen reduzieren die OPEC-Staaten jedoch die Ölproduktion und begrenzen so die Einnahmen aus dem Ölexport. Die Angebotskurve verläuft hier invers. Ab wann die Kurve rückwärts gebogen ist, hängt zum einen vom Anteil der Ölproduzenten mit Einkommensstrategie und zum anderen von den konkreten Investitionszielen ab.

Maßzahl dafür, wie lange unter gegebenen Umständen die Förderung bis zum Erschöpfungszeitraum aufrecht erhalten werden kann. Je niedriger die statische Reichweite, desto eher sind die Reserven erschöpft.

⁵⁰ Unter der Annahme begrenzter Erdölvorräte (vgl. Abschnitt 3.1).

Liegt eine solche rückwärtsgebogene Angebotskurve vor, kann es zu multiplen Marktgleichgewichten kommen. Abbildung 3.2 zeigt die rückwärtsgebogene Angebotskurve S und mögliche Marktpreise. Bei gegebener Nachfragekurve D können zwei stabile Gleichgewichte realisiert werden. Das Hochpreisgleichgewicht bei Preis P' ist mit einer geringen Fördermenge Q' verbunden. Bei einem niedrigen Preis P wird die deutlich höhere Menge Q gefördert werden, damit möglichst alle OPEC-Produzenten ihre Staatshaushalte decken können. Das Gleichgewicht (Q'', P'') ist nicht stabil. Im Gegensatz zur Kartellhypothese lassen sich im Modell der Einkommenszielpolitik hohe Ölpreise durch das Zusammenspiel von rückwärtsgebogenem Marktangebot und -nachfrage erklären.

Darüber hinaus liefert die rückwärtsgebogene Angebotskurve einen Erklärungsansatz für Preissprünge. Bereits kleine Verschiebungen der Angebots- oder Nachfragekurve können den Übergang in ein anderes Gleichgewicht auslösen. Dieses Modell ist somit in der Lage, auch große Preisschwankungen zu erklären (vgl. Bernabe et al. (2004); Crémer u. Salehi-Isfahani (1989)). Stabile Preise sind jedoch nicht nur für die Ölverbraucher, sondern auch für die exportierenden Staaten wichtig, da die wirtschaftlichen Ziele langfristig angelegt sind und ein stabiles Einkommen erfordern. Für die Verbraucher besteht laut IEA (2008b) zusätzlich das Risiko sinkender Investitionsanreize. Dies hat zur Folge, dass der Ölmarkt aus einem Hochpreisgleichgewicht

nur schwer wieder zu niedrigen Preisen bei hoher Fördermenge zurückkehren kann:

„Were the oil-supply curve to bend backwards in this way, a vicious circle might emerge of lower investment leading to tighter supply, which could in turn push up prices and revenues even more and further reduce the incentive to invest [...]“
(IEA (2008b), S. 325f).

Die Strategie der Einkommensziele impliziert eine Stabilisierung der Exporterlöse durch Anpassung der Produktion. Trifft diese Annahme zu, so sind Produktionsmenge und Ölpreise gegenläufig.

Griffin (1985) testet sowohl eine strikte Version der Theorie, bei der die Produktionsmenge invers proportional zu Preisänderungen angepasst wird (Preiselastizität von minus eins) als auch auf teilweise Gültigkeit des Modells durch Test auf eine negative Preiselastizität des Angebots. Während eine Preiselastizität von minus eins abgelehnt wird, trifft die Hypothese negativer Elastizitäten auf fast alle OPEC-Staaten zu. Aktuellere empirische Analysen u. a. von Alhajji u. Huettner (2000b) sowie Ramcharran (2001; 2002) unterstützen ebenfalls die partielle Anwendung einer rückwärtsgebogenen Angebotskurve. Alhajji u. Huettner (2000b) zeigen außerdem, dass teilweise auch solche Nicht-OPEC-Nationen mit staatlicher Kontrolle über die Erdölreserven und -förderung eine negative Preiselastizität des Angebots aufweisen. Bernabe et al. (2004) weisen das Auftreten multipler, wettbewerblicher Marktgleichgewichte i. S. d. rückwärtsgebogenen Angebotskurve nach.

3.2.3 Sonstige Modelle

Neben den beschriebenen Modellen existiert eine Reihe meist informeller Erklärungsmodelle für den historischen Ölpreisverlauf. Einige Autoren greifen auf politische Erklärungsmuster zurück. Die Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren werden auf Angebotsschocks zurückgeführt, die durch politische Ereignisse ausgelöst wurden. Diese Modelle werden daher von Crémer u. Salehi-Isfahani auch als *Supply-Shock*-Modelle bezeichnet (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 49). Für den ersten Ölpreisschock war dies

das Ölembargo, während die zweite Ölkrise durch die Iranische Revolution ausgelöst wurde (vgl. MacAvoy (1982), S. 39ff): „*These conditions, and not OPEC, caused most of the oil price increases in the 1970s*“ (MacAvoy (1982), S. 57). Der OPEC wird keine Marktmacht zugeschrieben. Moran (1982) zufolge bestimmt die Politik Saudi-Arabiens maßgeblich das OPEC-Verhalten und damit den Ölpreis.

Beim *Property-Rights-Modell* (vgl. Mabro (1986a); Mead (1979)) handelt es sich ebenfalls eher um einen Erklärungsansatz als um ein formelles Modell. Ausgangspunkt des Modells ist der Wechsel der Eigentumsrechte an den Ölfeldern von den multinationalen Förderkonsortien zu den Förderländern.

Das *Property-Rights-Modell* erklärt den Preisanstieg durch die unterschiedlichen Diskontraten privatwirtschaftlicher und staatlicher Mineralölkonzerne⁵¹. Die internationalen Förderkonzerne setzen eine höhere Diskontrate zur Abzinsung künftiger Erlöse an als die nationalen Ölfördergesellschaften (vgl. Hartley u. Medlock III (2008)). Der Grund hierfür ist u. a. darin zu sehen, dass auf Länderebene langfristige Entscheidungskalküle von Bedeutung sind, welche die Wohlfahrt zukünftiger Generationen einbeziehen⁵². Förderunternehmen wie beispielsweise die *Sieben Schwestern* hingegen planen tendenziell kurzfristiger, zumal gerade in den 1970er Jahren grundsätzlich mit der Enteignung durch die Förderländer gerechnet werden musste (vgl. Hensing et al. (1998), S. 68). Außerdem ist für die Konzerne ein gewisser Cashflow nötig, um die Renditeanforderungen der Kapitalgeber zu decken. Erdölexportierende Staaten fördern geringere Mengen an Erdöl über einen langen Zeithorizont. Dies führt dazu, dass bei einem Wechsel der Eigentumsrechte die Angebotsmenge sinkt und gleichzeitig der Preis steigt.

Mit Hilfe der Logik des *Property-Rights-Modells* lässt sich die erste Ölpreiskrise 1973/74 zu einem gewissen Grad erklären. Empirische Belege fin-

⁵¹ Die Modelle von Gray (1914); Hotelling (1931), Abschnitt 3.1 nehmen für alle Produzenten den Marktzins als Diskontrate an. Das *Property-Rights-Modell* unterscheidet hingegen zwischen den Anbietern und ihren Zeitpräferenzraten.

⁵² Im Gegensatz zu den Eigentumsrechten ist die Amtszeit der verantwortlichen Regierungen jedoch begrenzt (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 49). Somit ist der Planungshorizont nicht zwangsläufig länger als jener einzelwirtschaftlicher Unternehmen.

den sich beispielsweise bei Marks u. Swan (1988). Unklar ist jedoch, warum der Preisanstieg derart sprunghaft verlief, während die Verstaatlichung sukzessiv vonstatten ging (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 49). Für den weiteren Verlauf der Ölpreise, v. a. den Preisabfall während der 1980er Jahre, liefert die Theorie jedoch keine zufriedenstellende Erklärung. Auswirkungen mangelnder Quotendisziplin einzelner Mitgliedsstaaten werden ebenfalls vernachlässigt (vgl. Al-Yousef (1998); Ramcharan (2002)). Wie bereits in Abschnitt 2.2 erwähnt könnten die Preiserhöhungen z. T. auch damit zusammenhängen, dass es vielen Förderländern an eigenem technologischen Know-how und ausgebildetem Personal fehlt.

Vor dem Hintergrund der jüngsten Verstaatlichungswelle auf dem Ölmarkt könnte die Theorie der *Property-Rights* zur Erklärung des Preisanstiegs der 2000er Jahre beitragen. Jedoch bleibt auch in diesem Fall offen, weshalb der Ölpreis nach Erreichen der Höchstmarke in 2008 wieder steil abfiel.

3.3 Anwendung von Kapitalmarktmodellen auf Ölmärkte

In Abschnitt 2.3.1 wurde beschrieben, wie Spot-, Forward- und Futuresmärkte für Rohöl entstanden sind und wie die einzelnen Teilmärkte zusammenhängen. Heute existieren liquide Futuresmärkte, auf denen mehr als fünf Jahre im Voraus gehandelt werden kann. Durch den zunehmenden Einfluss der Zukunftsmärkte sind neue Möglichkeiten zur Informationsgewinnung durch die Anwendung von Finanzmarktmodellen entstanden. Grundsätzlich stellt sich die Frage, inwieweit sich der Preismechanismus heute von der „alten“ Ölwelt unterscheidet und ob fundamentale Mechanismen, wie sie in den vorangegangenen Abschnitten diskutiert wurden, den gegenwärtigen Ölmarkt überhaupt noch abbilden können.

Aufgrund der Entwicklung des Rohölmarktes zu einem komplexen System aus Spot- und Terminmärkten haben in den letzten Jahren Kapitalmarktmodelle vermehrt Anwendung auf den Ölmarkt gefunden. Die auf Kaldor (1939), Working (1948; 1949), Brennan (1958) und Telser (1958) zurückge-

hende Lagerhaltungstheorie (*Theory of Storage*) stellt einen Zusammenhang zwischen Futures- und Spotpreis speicherbarer Rohstoffe her⁵³. Auf dieser Basis lassen sich stochastische Bewertungsmodelle zur Entscheidungsunterstützung im Zusammenhang mit Investitionen oder der Entwicklung von Risikomanagementstrategien entwickeln. Voraussetzung für die Anwendung dieser Modelle ist, dass der Markt effizient ist, denn nur dann sind in den Terminpreisen alle für die Bewertung relevanten Marktinformationen enthalten.

Ein Markt ist informationseffizient, wenn sich jegliche verfügbare Information über die zukünftige Preisentwicklung durch den Handel auf die bestehenden Erwartungen sofort am Markt verbreitet und in den Preisen reflektiert wird. In einem effizienten Markt gelingt es Marktteilnehmern nicht, Informationen dauerhaft vorzuenthalten, um so systematisch Gewinne zu erzielen⁵⁴.

Geman (2005a) betont eben diese Funktion von Zukunftsmärkten als Informationsquelle für die (erwartete) zukünftige Entwicklung fundamentaler Marktverhältnisse: „*[Futures prices] are the result of open and competitive trading on the floors of exchanges and, as such, translate the underlying supply and demand, or, rather, their expected values at various points in the future.*“ (Geman (2005a), S. 23). Grossman (1977) zufolge besteht in diesem Informationsaustausch sogar die Hauptaufgabe des Futuresmarktes — der Anreiz zum Handel mit Futureskontrakten entsteht dadurch, dass Akteure versuchen, Informationsvorsprünge auszunutzen.

⁵³ Wie in Abschnitt 2.3.1 erwähnt, sind Futures- und Forwardpreise bei gleichem Zinssatz und unter Vernachlässigung von Kreditrisiko und Transaktionskosten identisch (vgl. Cox et al. (1981)). Unter Berücksichtigung dieser Einschränkung gelten die Ausführungen im folgenden Abschnitt daher sowohl für Futures als auch für Forwards. Die beiden Begriffe werden gleichbedeutend verwendet.

⁵⁴ Grundlage dieser Theorie war ursprünglich die Frage, wie und warum Aktienkurse schwanken. Bachelier (1900) trug maßgeblich zu dieser Diskussion bei, indem er die Behauptung aufstellte, dass Börsenpreise zufällig schwanken. Dies lege die Vermutung nahe, dass alle relevanten Informationen bereits in den Kurs eingepreist seien. In der schwachen Form der Markteffizienz gilt dies für jegliche historische Information. Bei mittelstarker Effizienz sind alle öffentlichen Informationen eingepreist und bei starker Effizienz schließlich auch private Informationen (vgl. Fama (1970)).

Die empirischen Untersuchungen zur Effizienz von Rohstoffmärkten sind zahlreich und kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen. So unterstützen u. a. die Arbeiten von Gülen (1998) und Abosedra u. Baghestani (2004) die Markteffizienzhypothese für Rohölfutures. Quan (1992) hingegen argumentiert gegen die Preisfindungsfunktion von Rohölfutures. Moosa u. Al-Loughani (1994) können effiziente WTI-Märkte empirisch weder nachweisen noch widerlegen. In einer späteren Studie von Silvapulle u. Moosa (1999) werden Hinweise auf eine bidirektionale Beziehung zwischen Spot- und Futurespreisen aufgezeigt. Die Funktion der Terminpreise als beste Schätzer für den erwarteten zukünftigen Ölpreis ist demnach kontrovers.

Neben der Entwicklung neuer Handelsformen hat sich der Ölmarkt auch in seiner Mikrostruktur verändert. Durch die Entwicklung der Börsenmärkte sind neue Akteure in den Ölhandel eingestiegen, darunter ein hoher Anteil an Finanzinvestoren (vgl. Abbildung 2.4), die am physischen Rohöl kein Interesse haben, sondern lediglich Renditechancen wahrnehmen wollen. Ihre Anwesenheit ist für die Sicherstellung von Liquidität und Markttransparenz essentiell. Infolge des steilen Preisanstiegs Anfang der 2000er Jahre bei gleichzeitig wachsendem Börsenhandel ist jedoch auch die Diskussion aufgekommen, ob diese nicht-fundamentalen Akteure u. U. den Marktpreis verzerren. In diesem Fall wäre der Ölmarkt nicht effizient. Der Ölpreis würde in diesem Fall nicht mehr die fundamentalen Zusammenhänge des Marktes reflektieren.

Im Folgenden wird die Anwendung von Finanzmarktmodellen auf den Rohölmarkt als Ergänzung oder Alternative zu fundamentalen Mechanismen geprüft. Der Schwerpunkt der Betrachtungen liegt jeweils auf dem Zusammenspiel der unterschiedlichen Handelsformen und der daraus resultierenden Implikationen für die Preisbildung auf dem Rohölmarkt. Zunächst werden daher stochastische Bewertungsmodelle für Rohöl vorgestellt. Diese gehen von einem effizienten Markt aus, bei denen die Börsennotierungen alle verfügbaren Informationen und Erwartungen über die fundamentale Marktentwicklung widerspiegeln, und nutzen diese Information für die Bewertung. Anschließend wird vor dem Hintergrund der jüngsten Preisentwicklung das Phänomen der spekulativen Verzerrung der Ölpreise diskutiert. Denn während im Rahmen der ersten beiden Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren vor

allem das Verhalten der OPEC für die Preissprünge verantwortlich gemacht wurde, wird der Markt in Bezug auf die Preisspitze in den 2000er Jahren vor allem auf spekulative Preisblasen und Exzessvolatilität durch vermehrte Spekulation auf den Rohölbörsen untersucht.

3.3.1 Theory of Storage und stochastische Faktormodelle

Die Lagerhaltungstheorie für speicherbare Rohstoffe oder *Theory of Storage* (vgl. Brennan (1958); Kaldor (1939); Telser (1958); Working (1948; 1949)) formuliert den Futurespreis eines speicherbaren Rohstoffs als Funktion des Spotpreises und der Haltekosten (*Cost of Carry*). Die Haltekosten beinhalten gemäß der *Theory of Storage* nicht nur Kosten für die Lagerung des physischen Gutes, Versicherungskosten und eventuelle Lagerungsverluste, sondern zusätzlich eine Verfügbarkeitsrendite (*Convenience Yield*). Der *Convenience Yield* bezeichnet jenen Nutzen, den ein Halter physischer Vorräte im Vergleich zum Halter eines Terminkontraktes besitzt: „*The convenience yield is defined as the flow of services that accrues to the owner of a physical inventory but not to the owner of a contract for future delivery*“ (Brennan (1991), S. 33). Materielle Lagerbestände können Verbraucher gegen (eventuell) eintretende Lieferengpässe absichern. Die Kosten eventueller Produktionsunterbrechungen und -ausfälle können reduziert oder vermieden werden. Bei Kaldor (1939) und Working (1948; 1949) ist dieser Nutzen mit der Dividende einer Aktie zu vergleichen, die der Halter eines physischen Bestandes erzielt, nicht aber der Halter eines Terminkontraktes. Brennan (1958) und Telser (1958) hingegen betrachten den *Convenience Yield* eher als Optionswert, der entsteht, da Eigentümer eines physischen Ressourcen-vorrates bei hohen Preisen verkaufen und umgekehrt bei niedrigen Preisen den Lagerstand auffüllen können.

Durch die Lagerfähigkeit von Rohöl wird die Arbitrage zwischen Spot- und Terminpreis gewährleistet. Der Barwert des Futurespreises muss zu jedem Zeitpunkt dem Spotpreis entsprechen. Für die Beziehung zwischen Spot- und Futureskurs gilt:

$$F_{t,T} = S_t e^{(r-\delta)(T-t)}, \quad (3.4)$$

mit $F_{t,T}$ = Preis eines Futures mit Lieferzeitpunkt T

zum Zeitpunkt t ,
 $S_t =$ Spotpreis zum Zeitpunkt t ,
 $r =$ risikoloser Zins,
 $\delta =$ *Convenience Yield*.

Das Konzept des *Convenience Yield* erklärt, weshalb die Haltekosten auch negativ werden können und es so zu einer *Backwardation* der Futurespreise kommen kann⁵⁵. Übersteigt der *Convenience Yield* den Zinssatz, so liegt der Wert des Futures unter dem Spotmarktpreis. Eine Verfügbarkeitsrate unter Zinssatzniveau hingegen führt zu einem *Contango* der Futureskurve, d. h. der Futurespreis liegt höher als das aktuelle Spotpreisniveau.

Welchen Wert die Rate des *Convenience Yield* hat, wird durch Angebot und Nachfrage nach Lagerbeständen bestimmt. Der Lagermarkt wiederum wird durch den Rohstoffmarkt selbst getrieben. Bei einem (drohenden) Förderausfall des Rohstoffes steigt beispielsweise die Nachfrage nach Lagerbestand an, da Verbraucher Mengenschwankungen über Vorräte ausgleichen. Damit kann ein Anstieg der Rohstoffpreise bis zu einem gewissen Grad verhindert werden. Gleichzeitig steigt der Lagerwert (*Price of Storage*) aufgrund der erhöhten Nachfrage nach eingelagertem Rohstoff an. Dieser Wert entspricht dem Grenznutzen der Lagerhaltung, gleichbedeutend mit dem marginalen *Convenience Yield*, d. h. „[...] *the flow of benefits from an extra unit of inventory held by producers and/or consumers of the commodity*“ (Pindyck (2001), S. 2). Wenn die Nachfrager im weiteren Verlauf ihre Lagerbestände wieder bis zum Gleichgewichtsniveau gefüllt haben, sinken *Convenience Yield* und Marktpreis wieder auf das Ursprungsniveau zurück (vgl. Brennan (1958); Pindyck (2001)). Der *Convenience Yield* ist positiv mit der Volatilität korreliert, da ein hoher *Convenience Yield* *ceteris paribus*

⁵⁵ Eine alternative Erklärung dieses an Öl- und anderen *Commodity*-Märkten häufig beobachteten Phänomens bildet die *Theory of Normal Backwardation* (vgl. Keynes (1930), S. 142ff, Hicks (1946), S. 136ff). Produzenten, so die Hypothese dieser Theorie, seien risikoavers und neigten eher zum Hedging als Käufer. Daher nähmen Hedger üblicherweise eine finanzielle *Short-Position* ein, Spekulanten hingegen eine *Long-Position*. Damit Spekulanten das Risiko der Produzenten übernehmen, muss der Futurespreis den erwarteten Spotpreis um eine gewisse Risikoprämie unterschreiten.

mit einem knappen Rohstoffangebot einhergeht und umgekehrt. Zwischen *Convenience Yield* und Lagerständen besteht wiederum eine inverse Beziehung⁵⁶. Dahinter steckt letztendlich die These, dass Lagerhaltung auf der Nachfrageseite dem Zweck dient, die Preisvolatilität zu senken.

Auf Basis der Lagerhaltungstheorie haben Gibson u. Schwartz (1990) ein stochastisches Zwei-Faktor-Bewertungsmodell für Rohöl vorgeschlagen. In diesem Modell wird der Spotpreis als geometrische Brownsche Bewegung beschrieben. Der *Convenience Yield* wird als stochastischer Prozess modelliert⁵⁷. Er folgt einem Ornstein-Uhlenbeck-Prozess mit Drift. Die Gleichungen der gemeinsamen stochastischen Prozesse lauten entsprechend (vgl. Gibson u. Schwartz (1990); Schwartz (1997)):

$$\begin{aligned}\frac{dS}{S} &= (\mu - \delta) dt + \sigma_1 dz_1 & (3.5) \\ d\delta &= \kappa (\alpha - \delta) dt + \sigma_2 dz_2 \\ dz_1 dz_2 &= \rho dt\end{aligned}$$

mit: S = Spotpreis,
 δ = *Convenience Yield*,
 μ = Drift (deterministisch),
 α = Gleichgewichtsniveau des *Convenience Yield*,
 κ = Geschwindigkeit der Mean-Reversion,
 σ_1 = Volatilität (Standardabweichung) des Spotpreises,
 σ_2 = Volatilität des *Convenience Yield*,
 ρ = Korrelation der Brownschen Bewegungen.

Es wird angenommen, dass sich Marktteilnehmer vollständig gegen die Spotpreisrisiken absichern können, da ihnen liquide Forward- und Futuresmärkte zur Verfügung stehen. Der risikobereinigte Trend setzt sich dann aus dem risikolosen Zinssatz r und dem *Convenience Yield* zusammen. Der

⁵⁶ Für einen empirischen Test dieser Relation sei z. B. auf Brennan (1991) verwiesen.

⁵⁷ Ein Beispiel für ein Modell mit endogenen, explizit von den Lagerständen abhängigen *Convenience Yield* und die Anwendung auf den Ölmarkt liefern Routledge et al. (2000).

Convenience Yield hingegen kann nicht gehedged werden. Unter dem risikoneutralen Maß lauten die Prozesse daher:

$$\begin{aligned}\frac{dS}{S} &= (r - \delta) dt + \sigma_1 dz_1^* & (3.6) \\ d\delta &= [\kappa(\alpha - \delta) - \lambda] dt + \sigma_2 dz_2^* \\ dz_1^* dz_2^* &= \rho dt\end{aligned}$$

Der Parameter λ bezeichnet dabei den so genannten Marktpreis des Risikos (*Market Price of Risk*). Dieser wird hier als konstant angenommen (vgl. Schwartz (1997), Ribeiro u. Hodges (2004)). Da sowohl der Convenience Yield als auch der Spotpreis nicht direkt beobachtbar sind (vgl. Abschnitt 2.3.2), erfolgt die Schätzung der unbekannt Parameter üblicherweise mit Hilfe des Kalman-Filters⁵⁸.

Bewertungen auf Basis von Mehrfaktormodellen werden im Risikomanagement oder zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen angewendet. Jamshidian u. Fein (1990) und Bjerksund (1991) haben gezeigt, dass für einen Kontrakt mit der Laufzeit T folgende Bewertungsgleichung gilt:

$$\begin{aligned}F(S, \delta, T) &= S_{t=0} \cdot e^{\left(-\delta \frac{1-e^{-\kappa T}}{\kappa} + A(T)\right)} \\ A(T) &= \left(r - \alpha + \frac{\lambda}{\kappa} + \frac{1}{2} \frac{\sigma_2^2}{\kappa^2} - \frac{\sigma_1 \sigma_2 \rho}{\kappa}\right) \cdot T + & (3.7) \\ &\frac{\sigma_2^2}{4} \frac{1 - e^{-2\kappa T}}{\kappa^3} + \frac{1 - e^{-\kappa T}}{\kappa^2} \left(\alpha \kappa - \lambda + \sigma_1 \sigma_2 \rho - \frac{\sigma_2^2}{\kappa}\right)\end{aligned}$$

Für den erwarteten Spotpreis $E(S_T(S, \delta, T))$ ergibt sich (vgl. Cortazar et al. (2000)):

$$\begin{aligned}E(S_T(S, \delta, T)) &= S_{t=0} \cdot e^{\left(-\delta \frac{1-e^{-\kappa T}}{\kappa} + \left(\mu - \alpha + \frac{1}{2} \frac{\sigma_2^2}{\kappa^2} - \frac{\sigma_1 \sigma_2 \rho}{\kappa}\right) \cdot T + A'(T)\right)} & (3.8) \\ A'(T) &= \frac{\sigma_2^2}{4} \frac{1 - e^{-2\kappa T}}{\kappa^3} + \frac{1 - e^{-\kappa T}}{\kappa^2} \left(\alpha \kappa + \sigma_1 \sigma_2 \rho - \frac{\sigma_2^2}{\kappa}\right)\end{aligned}$$

Das Zwei-Faktor-Modell setzt die grundlegenden Elemente der Lagerhaltungstheorie um. Ausgehend von diesem Ansatz sind eine Vielzahl stochastischer Mehrfaktormodelle für Rohöl entwickelt worden. Modelle mit stochastischem Zins werden beispielsweise bei Schwartz (1997) und Cortazar

⁵⁸ Vgl. v. a. Harvey (1989), S. 104ff sowie Hamilton (1994), S. 372ff. Für die Schätzung des Zwei-Faktor-Modells mittels Kalman-Filterung sei beispielsweise auf Schwartz (1997) verwiesen.

u. Schwartz (2003) vorgestellt. Geman (2005a) entwickelt ein Drei-Faktor-Modell mit stochastischer Volatilität (vgl. Geman (2005a), S. 70f). Andere Modelle beinhalten Jump-Prozesse (vgl. z. B. Askari u. Krichene (2008)).

Faktormodelle können beliebig kompliziert gestaltet werden. Je mehr stochastische Faktoren modelliert werden, desto mehr Parameter müssen für das Gesamtsystem geschätzt werden. Daher muss bei der Modellierung letzten Endes ein Kompromiss zwischen Komplexität und Genauigkeit gefunden werden. Dessen ungeachtet gilt für alle stochastischen Modelle, dass ihre Anwendung nur dann sinnvoll ist, wenn der zugrunde liegende Prozess die Realität korrekt abbildet⁵⁹.

3.3.2 Spekulation auf den Zukunftsmärkten für Rohöl

Durch die Etablierung eines liquiden Börsenhandels mit Rohöl sind an der Preisbildung neue Akteursklassen beteiligt, die zumeist rein spekulativ agieren und am physischen Gut nicht interessiert sind. Auch deshalb ist das Handelsvolumen in den letzten Jahren stark gestiegen. Mit steigender Liquidität wurden Kontrakte mit immer längerer Laufzeit eingeführt. Gleichzeitig gewinnen die Futuresmärkte für Rohöl weltweit an Bedeutung. Mit sinkender Liquidität der Spotmärkte und gleichzeitig rückläufiger Förderung der Benchmark-Rohöle indizieren immer mehr Anbieter ihre langfristigen Lieferverträge am Futuresmarkt (vgl. Abschnitt 2.3.2). Wenn der Futuresmarkt die Preisfindungsfunktion übernimmt, muss geklärt werden, ob dieser Teilmarkt die fundamentale Marktsituation widerspiegelt und zu einem „fairen“ Marktpreis kommt. Außerdem stellt sich die Frage, ob die rein spekulativ agierenden Investoren den Preis verzerren oder durch die zusätzliche Liquidität zur schnellen Anpassung des Preises an neue Informationen beitragen.

Spekulanten sorgen am Markt für die nötige Liquidität und Transparenz. Sie werden vor allem durch die Hebelwirkung des Marktes angezogen, denn vergleichsweise geringe Margins ermöglichen den Handel mit einem hohen Kontraktvolumen bei geringem eingesetzten Kapital. Liegt eine ef-

⁵⁹ Vgl. Geman (2005b) für eine kritische Diskussion der Anwendung von *Mean-Reversion*-Modellen auf den Markt für Rohöl.

fiziente Informationsallokation vor, sorgt die zusätzliche Liquidität dafür, dass sich neue Marktinformationen schnell verbreiten und damit möglichst zeitnah eingepreist werden. Aus dieser Perspektive wird die Effizienz durch die Spekulationsaktivitäten eher gefördert als gestört. So belegen Fleming u. Ost diek (1999) empirisch, dass ein hoher Grad an spekulativ gehaltenen Positionen auf dem Ölmarkt die Volatilität sogar reduziert und die Anzahl an Fehlbewertungen senkt.

In einem unvollkommenen Markt kann es jedoch dazu kommen, dass der Kurs des Futures Auswirkungen auf das *Underlying* hat. Ist dies der Fall, kann der Spotpreis durch Fehlinformation an den Futuresmärkten verzerrt werden. Dann besteht die Gefahr, dass sich der Preis eines Wirtschaftsgutes von seinem fundamentalen Preis entkoppelt. Die Folge sind Marktanomalien wie überhöhte Volatilität und Preisblasen (*Bubbles*). Eine spekulative Blase liegt vor, wenn der Preis eines Gutes von seinem Fundamentalwert abweicht (vgl. Tirole (1985)). Sie entsteht, indem spekulative Händler vermehrt in Futures investieren, weil sie überdurchschnittliche Renditen erwarten. Durch den steigenden Futurespreis entsteht für Verbraucher der Anreiz, sich am Spotmarkt einzudecken. Infolgedessen steigt auch der Spotpreis für Rohöl an⁶⁰.

Da die Forward- und Futuresmärkte in den vergangenen Jahren einen hohen Stellenwert im Preisregime für Rohöl eingenommen haben und die Aktivität nicht-kommerzieller Akteure auf diesen Märkten gleichzeitig stetig zunahm (vgl. Abbildung 2.4), wurde die Ölpreisspitze der 2000er Jahre in Politik und Wissenschaft des Öfteren zumindest teilweise auf eine spekulative Blase zurückgeführt (vgl. z. B. Cifarelli u. Paladino (2010); Sornette et al. (2009)). Die Spekulanten, so die These, hätten den Preis ohne fundamentale

⁶⁰ Besonders institutionellen Investoren, die nur auf Basis der bisherigen Rendite investieren, wird unterstellt, die fundamentale Marktsituation zu ignorieren. Da diese Akteure häufig große Positionen einnehmen, könnten sich Börsenpreis und Fundamentalpreis bis zu einem bestimmten Grad entkoppeln. Fattouh (2006c) führt jedoch an, dass es keine empirischen Belege dafür gibt, dass institutionelle Investoren über eine schlechtere Informationslage verfügen als die übrigen Marktteilnehmer und fundamentale Preisbewegungen nicht antizipieren können.

Begründung nach oben getrieben. Diese Überbewertung sei schließlich im Jahr 2008 zusammengebrochen⁶¹.

Die Überprüfung der Rohstoffmärkte auf Marktanomalien und deren Auswirkungen auf die Preisfindung ist bisher selten. Ausnahmen sind Modelle der *Behavioral Finance*. Westerhoff u. Wieland (2004) zeigen beispielsweise, wie das Verhalten heterogener Akteure zu zyklischen Preisen führen kann. ter Ellen u. Zwinkels (2010) und Sornette et al. (2009) finden empirische Unterstützung für das Modell heterogener Akteure auf dem Ölmarkt. Auf Basis des Hotelling-Modells (vgl. Abschnitt 3.1) argumentiert Jovanovic (2007), dass Märkte für erschöpfbare Ressourcen empfänglich für *Bubbles* sind, wenn eine Residualmenge des Rohstoffs in-situ verbleibt, aber weiter gehandelt wird.

Dass Spekulanten eine langfristige Ölpreisblase verursachen, ist jedoch eher unwahrscheinlich, da Angebot und Nachfrage nach Rohöl bzw. Rohölprodukten nicht komplett unelastisch sind (vgl. Fattouh (2006c); Hamilton (2009b)). Fattouh (2006d) zufolge hat nicht die spekulative Aktivität den Preis nach oben getrieben, sondern umgekehrt die steigenden Preise das Interesse der Spekulanten an den Ölbörsen. So geht Fattouh davon aus, dass die zugrunde liegende fundamentale Situation vermehrt spekulative Anleger anzog: „*Tight market conditions, geopolitical uncertainties and a thin spare capacity have made laying on a wager on potential supply shocks extremely attractive.*“ (Fattouh (2006d), S. 30). Kaufmann (2011); Kaufmann u. Ullman (2009) argumentieren ähnlich, führen die Preisbildung jedoch sowohl auf fundamentale als auch spekulative Ursachen zurück, wobei die Spekulation die grundsätzlichen Fundamentalbewegungen übertrieb: „*The increase anticipated by prices set on the future market was eventually transmitted to the spot market, which drove prices beyond levels justified by the existing supply/demand balance.*“ (Kaufmann u. Ullman (2009), S.557). Ohne fundamentale Ursachen wäre es somit zu keinem Preisanstieg gekommen, die Preisspitze wurde jedoch durch den spekulativen Handel deutlich über das fundamentale Niveau getrieben. Aufgrund der Unsicherheit über das eigentliche fundamentale Preisniveau ist die Frage, ob bzw. zu welchem Grad ein

⁶¹ Die *CFTC* hat daher in 2009 eine strengere Regulierung der Spekulation auf Rohstoffmärkten angekündigt bzw. bereits eingeführt.

Bubble für den Ölpreisverlauf der 2000er Jahre verantwortlich war, nicht so einfach zu belegen (vgl. Parsons (2009)). Die Auswirkungen spekulativen Handels auf den Preis für Rohöl sind bisher nicht abschließend geklärt (vgl. Fattouh (2010)).

3.4 Empirische Ölmarktmodelle

Wie in den vorangegangenen Abschnitten deutlich wurde, existiert eine Vielzahl von Hypothesen zu Struktur und Dynamik des Ölmarktes. Wie beschrieben liegen in den meisten Fällen zahlreiche empirische Studien zur Prüfung der Modelle vor, die zum Teil jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen. In Bezug auf die Preisbildung auf dem Rohölmarkt herrscht unter Fachleuten kein Konsens. Ein konsistentes Modell zur Erklärung der Ölpreismechanismen über eine längere Historie hinweg besteht nicht. Viele Thesen zur Marktstruktur und Preisbildung können nur für eine begrenzten Historie gelten, da der Ölmarkt in den letzten Jahrzehnten immer wieder strukturellen Veränderungen unterworfen war (vgl. Abschnitt 2.2). Besonders kontrovers ist in diesem Zusammenhang die Diskussion um die Marktmacht der OPEC (vgl. Abschnitt 3.2).

Trotz der hohen Unsicherheit und dem dynamischen Marktumfeld existieren einige empirisch fundierte Ölmarktmodelle auf Basis von Angebot und Nachfrage (vgl. z. B. Bacon (1991); Dées et al. (2007)). In diesen strukturellen Modellen bildet sich der Ölpreis aus dem Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Denn, so z. B. Fattouh (2007b): „[...] *it is the interaction between demand and supply for oil that determines the oil prices in the long term.*“ (Fattouh (2007b), S.8). Bei der Modellbildung werden verschiedene ökonometrische Verfahren angewendet, sowohl zur Parametrisierung der Gleichungen als auch zur Prüfung der zugrunde liegenden Thesen.

Das ökonometrische Modell von Dées et al. (2007) schätzt Ölpreise, Angebotsmengen der OPEC bzw. Nicht-OPEC und Nachfrage nach Rohöl auf Quartalsbasis. Dabei wird die Langfristbeziehung mit der von Stock u. Watson (1993) vorgeschlagenen dynamischen *Kleinste-Quadrate*-Prozedur bestimmt. Bei der Ölpreisbildung übt die OPEC in diesem Modell einen entscheidenden Einfluss auf die Preise aus. In Anlehnung an Kaufmann et al.

(2004) sowie Kaufmann (1995) gehen daher u. a. die Produktionsquoten der OPEC, die Quotendisziplin und die Kapazitätsauslastung der OPEC als Regressoren in die Preisgleichung ein. Die Preismodellierung von Baldwin u. Prosser (1988) beruht ebenfalls auf der Kapazitätsauslastung der OPEC als erklärender Variable. Das Modell folgt dabei dem Konzept der *Target-Capacity-Utilization* (vgl. Abschnitt 3.2.2.1). Angebot, Nachfrage und Ölpreise werden jeweils auf Jahresbasis geschätzt.

Das Quartalsmodell von Zamani (2004) formuliert den Ölpreis als Funktion der genannten OPEC-Variablen sowie zusätzlich in Abhängigkeit der Abweichungen der strategischen und kommerziellen OECD-Lagerstände von ihrem jeweiligen Durchschnitt. Die Kointegrationsbeziehung wird in einem vektorautoregressiven Modell nachgewiesen. Ye et al. (2002; 2006) entwickeln ebenfalls ein kurzfristiges ökonometrisches Prognosemodell, welches die Lagerbestände in Beziehung zum normalen bzw. gewünschten Lagerstandslevel setzt und so den Ölpreisverlauf erklärt. Dieses Modell ist für einen Prognosehorizont von wenigen Monaten konzipiert.

Das vektorautoregressive Fehlerkorrekturmodell von Asali (2008) beschränkt sich auf den OECD-Raum und berücksichtigt nicht nur monatliche Ölnachfrage, Lagerbestände und Preise, sondern auch die industrielle Produktion als endogene Variable. Krichene (2007) modelliert explizit den Zusammenhang zwischen Öl- und Gasmarkt. Das Modell basiert auf einem Marktgleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und wird von Krichene sowohl auf Jahres- als auch auf Quartalsbasis geschätzt.

In Mehrgleichungsmodellen wird die Nachfrage üblicherweise auf das Wirtschaftswachstum und den Preis regressiert. Schwieriger gestaltet sich jedoch die Modellierung des Rohölangebotes (vgl. Bacon (1991); Lynch (2002); Walls (1992)). Bei der Modellierung einer Angebotsfunktion auf Basis von Preisen bzw. Kosten spielt die Berücksichtigung der Marktstruktur eine große Rolle.

Gleichzeitig können sowohl die Elastizitäten des Angebotes als auch jene der Nachfrage nur ungenau bestimmt werden. Diese Größen können jedoch das Ergebnis auf entscheidende Weise determinieren. Bereits kleine Änderungen der ohnehin geringen Preiselastizität der Nachfrage führen z. B. zu starken Schwankungen des Gleichgewichtspreises.

Einige Angebotsmodelle basieren auf der so genannten *Peak Oil* Theorie. Das Angebot wird in diesen Modellen als *Hubbert*-Kurve abgebildet. Das Modellergebnis ist in hohem Maße abhängig davon, wann das Fördermaximum (*Peak Oil*) angenommen wird. Ob und wann dieses Fördermaximum tatsächlich eintritt, ist jedoch von vielen Faktoren abhängig. *Hubbert*-Kurven sind daher ebenso wie die darauf basierenden Angebotskurven mit einer hohen Unsicherheit verbunden (vgl. Lynch (2002)). Das hybride Verfahren von Déés et al. (2007) berücksichtigt daher eine *Hubbert*-Produktionskurve als erklärende Variable im Angebot der Nicht-OPEC.

Abschließend lässt sich feststellen, dass bisher kein ökonometrisches Modell die fundamentalen Wirkungszusammenhänge auf dem weltweiten Rohölmarkt über einen langen Zeitraum konsistent beschreiben kann und somit auch für eine langfristige Prognose in die Zukunft geeignet ist. Die bestehenden Modelle beschränken sich zumeist entweder auf die Erklärung des Ölpreises in einem Einzelgleichungsmodell (vgl. z. B. Ye et al. (2002; 2006); Zamani (2004))⁶², so dass die Dynamik des Gesamtmarktes unberücksichtigt bleibt, oder beinhalten zusätzlich zu den fundamentalen Marktgrößen Verhaltensannahmen z. B. in Bezug auf die Quotendisziplin der OPEC (vgl. Déés et al. (2007); Kaufmann (1995); Kaufmann et al. (2004)), welche für eine langfristige Prognose der Preisentwicklung problematisch sind. Um den historischen Preisverlauf erklären zu können, müssen außerdem die unterschiedlichen Anpassungszeiten von Angebot und Nachfrage entsprechend berücksichtigt werden. Die Entwicklung eines solchen Modells steht im Mittelpunkt des folgenden Kapitels.

⁶² Die genannten Modelle sind darüber hinaus nicht für einen langfristigen Prognosehorizont konzipiert.

4 Aufbau eines ökonometrischen Mehrgleichungsmodells des Ölmarktes

Im folgenden Kapitel wird ein ökonometrisches Modell entwickelt, das die Entwicklung des Rohölmarktes im Beobachtungszeitraum von 1970 bis 2008 konsistent abbildet. Ziel der Modellierung ist die Herstellung quantitativer Beziehungen zwischen den Variablen, die ökonomisch interpretiert werden können und gleichzeitig eine Prognose der langfristigen Entwicklung des Ölmarktes ermöglichen. Eine besondere Herausforderung liegt dabei in der Abbildung des Marktes in seinem dynamischen Umfeld, welches historisch immer wieder strukturelle Veränderungen zur Folge hatte⁶³.

Vor dem Hintergrund der jüngsten Entwicklung der Ölpreise soll das Modell insbesondere den Ursprung der ausgeprägten Preissprünge untersuchen, die der historische Ölpreisverlauf aufweist.

Zu Beginn des folgenden Kapitels werden zunächst die Zielsetzung der eigenen Modellierung und die sich daraus ergebenden Anforderungen an das Modell dargelegt (Abschnitt 4.1). Nach einer kurzen Einführung in die mathematischen Grundlagen der ökonometrischen Modellierung und besonders der verwendeten Methoden in Abschnitt 4.2 werden in Kapitel 4.3 die grundlegenden Eigenschaften des empirischen Ölmarktmodells beschrieben, die sich aus der Zielsetzung ergeben. Anschließend wird der Aufbau des Modells anhand der einzelnen Modellgleichungen genau erläutert. In diesem Zusammenhang beschreibt Abschnitt 4.4 das Modell der weltweiten Nachfrage nach Rohöl. Die Regressionsmodelle zur Beschreibung der För-

⁶³ Viele bestehende theoretische Modelle der Preisbildung besitzen daher nur in begrenzten Zeiträumen Gültigkeit. Vgl. hierzu die Anmerkungen in Abschnitt 3.4.



Kapitel 4. Aufbau eines ökonometrischen Mehrgleichungsmodells des Ölmarktes

derkapazität der Nicht-OPEC bzw. OPEC werden in den Abschnitten 4.5 und 4.6 vorgestellt. Inhalt von Abschnitt 4.7 ist die Abschätzung und Modellierung der Förderkosten aus Nicht-OPEC-Feldern, während in Abschnitt 4.8 schließlich das Preismodell erläutert wird. Durch die abschließende Zusammenfassung der Einzelgleichungen zu einem simultanen, dynamischen Mehrgleichungsmodell (Abschnitt 4.9) werden die Abbildung der kausalen Beziehungen und eine gemeinsame Prognose der endogenen Modellvariablen ermöglicht.

4.1 Ziel der Modellbildung

Ziel der Modellbildung ist die Abbildung der Wirkungszusammenhänge auf dem Weltmarkt für Rohöl. Für die beobachtete Historie soll ein konsistentes Mehrgleichungsmodell entwickelt werden, das die Basis für die spätere langfristige Prognose bildet. Um dies zu erreichen, werden die langfristigen Gleichgewichtspfade für die betrachteten Größen identifiziert und empirisch geprüft. Die Preisbildung erfolgt dabei fundamental auf Basis von Angebot und Nachfrage (vgl. Krichene (2002; 2007)). Anders als in bestehenden Modellen beispielsweise von Déés et al. (2007); Kaufmann (1995); Krichene (2007) werden neben Rohölpreis, -angebot und -nachfrage auch explizit die Förderkosten als wichtiger Faktor der Preisbildung modelliert. Um eine möglichst modellendogene, langfristige Prognose zu ermöglichen, gehen im Gegensatz zu Déés et al. (2007); Kaufmann (1995); Kaufmann et al. (2004) keine Verhaltensannahmen in das Modell ein, sondern lediglich die fundamentale Marktdynamik.

Vor dem Hintergrund der jüngsten Preisentwicklungen liegt ein besonderer Schwerpunkt der Modellierung auf der Erklärung der Preiszyklen auf dem Rohölmarkt. Daher werden insbesondere die unterschiedlichen Verzögerungen auf Angebots- und Nachfrageseite berücksichtigt. Die Verzögerung zwischen der Entscheidung zur Kapazitätserweiterung und dem tatsächlichen Produktionsstart hat entscheidenden Einfluss auf Investitions- und Preispfade (vgl. Pacheco-de-Almeida u. Zemsky (2003)). Das Angebot ist deutlich träger als die Nachfrage nach Rohöl, da die zum Aufbau neuer Förderanlagen benötigte Bauzeit mehrere Jahre beträgt⁶⁴. Die verzögerte Anpassung der Nachfrage ist mindestens genauso wichtig für die Abbildung des Ölmarktes (vgl. Crémer u. Salehi-Isfahani (1991), S. 57). Die unterschiedlichen Anpassungsgeschwindigkeiten erzeugen ein System, bei dem die Investitionszyklen die Preisbewegung maßgeblich beeinflussen und verzögerte Anpassungen temporäre Überschwingungen induzieren können. Hinzu kommt, dass sowohl Angebot als auch Nachfrage geringe Preiselas-

⁶⁴ So ermittelt beispielsweise Krichene (2007) nicht nur für die Anpassung des Angebotes, sondern auch für den Einfluss des Ölpreises auf die Nachfrage Verzögerungen von bis zu sechs Jahren.

tizitäten aufweisen. Daraus folgt, dass bereits geringfügige Änderungen des Marktgefüges zu ausgeprägter Preisvolatilität führen (vgl. Fattouh (2010); Hamilton (2009b); Krichene (2007)).

Aufgrund des beschriebenen Marktmechanismus ist daher grundsätzlich mit Schwankungen der Ölpreise zu rechnen, welche — im Gegensatz zu einigen anderen in Kapitel 3 vorgestellten Modellen — fundamentalen Ursprung besitzen.

4.2 Ökonometrische Modellierung von Kointegrationsbeziehungen

Nachfolgend werden die wichtigsten methodischen Grundlagen beschrieben, die für die anschließende empirische Modellierung des Ölmarktes relevant sind⁶⁵. Dazu gehört zunächst die Integration von Zeitreihen. Diese ist für die Modellierung von Bedeutung, da die a priori Annahme der Stationarität der Residuen für konsistente Regressionsergebnisse gewährleistet sein muss. Dies ist jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen in Bezug auf den Integrationsgrad der Variablen gegeben.

Anschließend werden *Autoregressive Distributed Lag*-Modelle erläutert. Diese Modelle erlauben die Darstellung verteilter Verzögerungen. In der Ölmarktmodellierung kommt einer solchen Verzögerungsstruktur der Regressionen eine besondere Bedeutung zu, da sich sowohl Angebot als auch Nachfrage nur träge anpassen. Die Nachfrage hängt beispielsweise unter anderem von den etablierten Nutzungstechnologien ab, die nicht sprunghaft verändert werden können. Die Angebotsmenge wiederum wird von den in der Vergangenheit getätigten Investitionen in Förderkapazität bestimmt.

Modelle der Fehlerkorrekturform unterscheiden explizit zwischen Langfrist- und Kurzfristedynamik der Variablen. Dies ermöglicht die Bestimmung der Gleichgewichts- oder Kointegrationsbeziehung zwischen den Modellgrößen.

⁶⁵ Neben den in den folgenden Abschnitten erläuterten Verfahren werden weitere ökonometrische Methoden angewendet, auf die an dieser Stelle jedoch nicht explizit eingegangen werden soll. Für Literatur zu den Methoden der Zeitreihenanalyse sei an dieser Stelle z. B. auf Assenmacher (2002); Greene (2008); Hamilton (1994); Lütkepohl (2005); Lütkepohl u. Krätzig (2004) verwiesen.

Der Nachweis einer solchen langfristigen Beziehung mit Hilfe von Kointegrationstests verhindert eine Modellierung auf Basis fälschlicherweise angenommener Regressionsbeziehungen. Auf Basis des *Autoregressive Distributed Lag*-Modells haben Pesaran et al. (1999; 2000) das so genannte *Bounds-Testing*-Verfahren zur Prüfung eines langfristigen Zusammenhangs entwickelt. Es weist gegenüber den in der empirischen Praxis gängigen Kointegrationstests eine Reihe von Vorteilen auf und wird daher im weiteren Verlauf der Arbeit angewendet.

Abschließend werden in diesem Abschnitt die Grundzüge der Modellierung dynamischer Mehrgleichungsmodelle beschrieben. Diese werden in Abschnitt 4.9 benötigt, in dem die Einzelgleichungsmodelle für Nachfrage, Kapazitäten, Preisen und Förderkosten zu einem simultanen Marktmodell zusammengefasst werden. Ein Mehrgleichungsmodell erlaubt die Darstellung der wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen den zu erklärenden Größen und ermöglicht damit die adäquate Abbildung der Dynamik des Ölmarktes. So führt z. B. eine höhere Nachfrage zu einem Anstieg des Ölpreises, während ein hoher Ölpreis sich wiederum dämpfend auf die Nachfrage auswirkt.

4.2.1 Stationarität von Zeitreihen

Eine für die ökonometrische Modellierung grundlegende Eigenschaft von Zeitreihen ist die (Nicht-)Stationarität⁶⁶. Schwache Stationarität liegt vor, wenn Erwartungswert und Varianz endlich und im Zeitablauf konstant sind⁶⁷. Strenge Stationarität setzt voraus, dass die Verteilung invariant ist. Wird in den folgenden Ausführungen von Stationarität gesprochen, so ist die schwache Stationarität gemeint.

Der Integrationsgrad $I(d)$ gibt in diesem Zusammenhang an, dass die Zeitreihe nach d -facher Differenzierung stationär ist. Stationäre Prozesse sind definitionsgemäß integriert von der Ordnung null ($I(0)$). Eine Zeitreihe, die einen Trend aufweist, ist dementsprechend von einem höheren Grad

⁶⁶ Vgl. für den folgenden Abschnitt v. a. Neusser (2009), S. 12ff, Lütkepohl (2005), S. 24f, Assenmacher (2002), S. 203ff, Hamilton (1994), S. 43ff.

⁶⁷ Gemäß der genauen Formulierung hängt die Autokovarianzfunktion eines stationären Prozesses nur vom Abstand der betrachteten Zeitpunkte ab. Für einen Abstand von Null erhält man die (konstante) Varianz der Zeitreihe.

integriert. Ein Prozess mit stochastischem Trend (*random walk*) lässt sich durch einfache Differenzenbildung in einen stationären Prozess überführen. Der Integrationsgrad beträgt daher eins (differenzstationär, $I(1)$).

Der Integrationsgrad einer Zeitreihe kann mit Hilfe des (*Augmented*) *Dickey-Fuller-Test* ($(A)DF$ -Test) ermittelt werden (vgl. Dickey u. Fuller (1979)). Bei diesem Test wird auf eine Einheitswurzel (*unit root*) der Zeitreihe getestet. Wird die Nullhypothese verworfen, ist die Zeitreihe stationär. Die Testgleichung des *ADF*-Tests für eine Zeitreihe y lautet

$$\begin{aligned}\Delta y_t &= \alpha + \beta t + (\rho - 1)y_{t-1} + \theta_1 \Delta y_{t-1} + \dots + \theta_k \Delta y_{t-k} + u_t \\ &= \alpha + \beta t + (\rho - 1)y_{t-1} + \sum_i \theta_i \Delta y_{t-i} + u_t\end{aligned}\quad (4.1)$$

mit der Nullhypothese:

$$H_0 : \rho = 1.$$

Die relevante Teststatistik wurde tabelliert von MacKinnon (1991). Wird die Nullhypothese abgelehnt, so gilt die Zeitreihe als stationär. Kann die Nullhypothese hingegen nicht abgelehnt werden, so besitzt die Zeitreihe eine Einheitswurzel und ist somit nicht stationär. Die Regressoren α bzw. α und βt in Gleichung 4.1 werden bei Tests auf die Alternativhypothesen Differenz- bzw. Trendstationarität benötigt.

Ökonomische Zeitreihen weisen häufig einen Integrationsgrad verschieden von null auf (vgl. Hendry u. Juselius (2000)). Für die Modellierung ist es daher wichtig, den Integrationsgrad der Regressanden und Regressoren zu identifizieren. Eine Linearkombination zweier $I(0)$ -Prozesse ergibt wieder einen $I(0)$ -Prozess. Die Kombination einer $I(0)$ - mit einer $I(1)$ -Zeitreihe ergibt einen $I(1)$ -Prozess. Dies kann unter Umständen die Stationaritätsbedingung der Störterme verletzen. Auch eine falsche Spezifikation trendbehafteter Zeitreihen kann zu Problemen führen. Wird beispielsweise ein differenzstationärer Prozess durch ein Modell mit deterministischem Trend beschrieben, kann es zu einer Scheinkorrelation (*spurious regression*, vgl. Granger u. Newbold (1974)) kommen. In diesem Fall ist der Trendparameter des misspezifizierten Prozesses signifikant, obwohl die Regressionsbeziehung inhaltlich falsch ist.

4.2.2 Kointegration und Fehlerkorrekturmodelle

In der Praxis sind die wenigsten wirtschaftlichen Zeitreihen stationär. Nicht-stationäre Zeitreihen können modelliert werden, wenn sie einen gemeinsamen stochastischen Trend aufweisen⁶⁸. In diesem Fall spricht man von Kointegration⁶⁹. Liegt Kointegration vor, so ergibt eine geeignete Kombination zweier einfach integrierter Zeitreihen eine stationäre Zeitreihe.

Auf Kointegration kann mit dem *Engle-Granger*-Verfahren oder dem *Johansen*-Verfahren getestet werden (vgl. Engle u. Granger (1987); Johansen (1988)). Beim *Engle-Granger*-Verfahren werden die Störterme einer Regressionsgleichung auf Stationarität getestet, wobei Regressoren und Regressanden den gleichen Integrationsgrad aufweisen müssen. Sind die Residuen stationär, gilt die Kointegrationsbeziehung als nachgewiesen. Wird die Hypothese der Kointegration hingegen verworfen, so liegt eine Scheinkorrelation vor (*spurious regression*, vgl. Granger u. Newbold (1974)).

Mit Hilfe des *Engle-Granger*-Verfahren kann jeweils nur eine Langfristbeziehung ermittelt werden. Bei m Zeitreihen sind jedoch $m - 1$ Kointegrationsbeziehungen möglich. Das *Johansen*-Verfahren, das auf Vektorautoregression (*VAR*) beruht, testet gleichzeitig auf mehrere Kointegrationsvektoren⁷⁰ (vgl. Hendry u. Juselius (2001)).

Ein autoregressives Modell lässt sich in die Fehlerkorrekturform überführen. Der Vorteil dieser Formulierung ist, dass die kurzfristige Beziehung getrennt von der Langfristedynamik verdeutlicht wird. Es ist daher möglich, in einer Regressionsgleichung sowohl kurzfristige als auch langfristige Elastizitäten zu schätzen. Die Umformung in die Fehlerkorrekturform erfolgt durch Subtraktion des um einen Zeitschritt verzögerten Regressanden y_{t-1} auf beiden Seiten der Schätzgleichung und anschließender Trennung

⁶⁸ Alternativ können einfach integrierte Prozesse durch Differenzierung in einen stationären Prozess überführt und anschließend modelliert werden. Dabei gehen jedoch Informationen verloren.

⁶⁹ Zum ökonometrischen Konzept der Kointegration und Fehlerkorrektur sei z. B. auf Neusser (2009), S. 211ff, Lütkepohl u. Krätzig (2004), S. 86ff, Assenmacher (2002), S. 279ff, Hamilton (1994), S. 571ff verwiesen.

⁷⁰ Das *Johansen*-Verfahren entspricht einem multivariaten *ADF*-Test.

der Niveauvariablen von den Differenzentermen. So wird beispielsweise der autoregressive Prozess

$$y_t = \delta_1 y_{t-1} + \theta_0 x_t + \theta_1 x_{t-1} + u_t \quad (4.2)$$

in der Fehlerkorrekturform ausgedrückt durch:

$$\Delta y_t = \theta_0 \Delta x_t - (1 - \delta_1) \left(y_{t-1} - \frac{(\theta_0 + \theta_1)}{(1 - \delta_1)} x_{t-1} \right) + u_t \quad (4.3)$$

mit: θ_0 = kurzfristige Elastizität,
 $\frac{(\theta_0 + \theta_1)}{(1 - \delta_1)}$ = langfristige Elastizität.

In diesem Modell wird eine Gleichgewichtsbeziehung zwischen y_t und x_t unterstellt. In jeder Periode t wird die Abweichung vom Gleichgewichtspfad in $t - 1$ mit der Anpassungsgeschwindigkeit $(1 - \delta_1)$ korrigiert. Der zweite Summand der Gleichung 4.3 wird daher auch als Fehlerkorrekturterm bezeichnet.

Die Langfristedynamik des Systems erhält man durch Bildung des so genannten *Steady State*. Im *Steady State* sind sowohl die zu erklärende als auch die erklärenden Variablen im stationären Gleichgewicht. Das Einsetzen der Gleichgewichtsbedingung ($y_t = y_{t-i} = y^*$, $x_t = x_{t-i} = x^*$) ergibt das langfristige Gleichgewicht

$$y^* = \frac{\theta_0 + \theta_1}{(\delta_1 - 1)} x^*. \quad (4.4)$$

Die kurzfristige Dynamik wird entsprechend durch die Differenzen der Variablen ausgedrückt.

4.2.3 Nachweis einer Langfristbeziehung mit dem Bounds-Testing-Verfahren

Neben der Unterscheidung zwischen kurz- und langfristiger Beziehung zwischen Regressand und Regressoren sind bei der ökonometrischen Modellierung häufig Verzögerungsstrukturen (Lagstrukturen) zu beachten. Viele ökonomische Theorien beruhen auf Erwartungen der Akteure z. B. in Bezug

auf die Preisentwicklung. Andere Prozesse hängen von Entscheidungsprozessen ab, so dass der Effekt erst eine oder mehrere Perioden verzögert eintritt (vgl. Hackl (2005), S. 278).

Das *Autoregressive Distributed Lag* ($ADL(p,q)$)-Modell formuliert eine verteilt verzögerte, dynamische Regressionsstruktur, bei der die abhängige Variable von um p Perioden verzögerten endogenen Werten und von um q Perioden verzögerten erklärenden Variablen abhängt. Die Grundgleichung dieser Modellklasse lautet⁷¹:

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 t + \sum_{i=1}^p \delta_i Y_{t-i} + \sum_{j=1}^q b_j X_{t-j} + u_t. \quad (4.5)$$

Unter der Annahme, dass zwischen den Variablen Y_t und X_t eine Gleichgewichtsbeziehung besteht, besitzt das $ADL(p,q)$ -Modell die korrespondierende Fehlerkorrekturform:

$$\Delta Y_t = \gamma_0 + \gamma_1 t + \gamma^Y Y_{t-1} + \gamma^X X_{t-1} + \sum_{i=0}^{p-1} \lambda_i^Y \Delta Y_{t-i} + \sum_{j=0}^{q-1} \lambda_j^X \Delta X_{t-j} + u_t. \quad (4.6)$$

Die Existenz eines langfristigen Gleichgewichtes setzt voraus, dass die Variablen kointegrieren. Klassische Regressionstests verlangen hierfür einen einheitlichen Integrationsgrad. Im Gegensatz dazu entwickelten Pesaran et al. (1999; 2000) mit dem *Bounds-Testing*-Verfahren eine Möglichkeit, unabhängig vom Integrationsgrad $I(d)$ für $0 \leq d \leq 1$ auf eine Langfristbeziehung zu testen.

Der erste Schritt des *Bounds-Testing*-Verfahrens testet die Nullhypothese

$$H_0 : \gamma^Y = \gamma^X = 0.$$

Als Teststatistik dienen die F-Werte oder der Wald-Test. Pesaran et al. (2001; 2000) haben hierfür zwei kritische Werte tabelliert, eine Untergrenze unter der Annahme stationärer Variablen und eine Obergrenze, bei der für alle Variablen der Integrationsgrad eins angenommen wird⁷². Fällt der F-

⁷¹ Gleichung 4.2 beschreibt demnach ein $ADL(1,1)$ -Modell.

⁷² Die beispielhafte Gleichung 4.6 weist ein Interzept sowie einen Trend auf. Pesaran et al. ermitteln die kritischen Werte für fünf mögliche Fälle: Regression ohne Interzept oder Trend (Fall I), Regression mit (nicht) beschränktem Interzept, aber ohne Trend (Fall II bzw. III) sowie Regression mit unbeschränktem Interzept und mit (nicht) beschränktem Trend (Fall IV bzw. V). Pesaran et al. tabellieren neben den Grenzwerten für die F-Statistik auch Unter- und Obergrenzen für die Wald-Statistik zur alternativen Verwendung.

Wert unter die Untergrenze, so sind alle Regressoren vom Integrationsgrad $I(0)$ und die Nullhypothese kann nicht abgelehnt werden. Übersteigt der F-Wert hingegen die Obergrenze, so kann auf eine langfristige Kointegrationsbeziehung zwischen der endogenen Variable Y und den so genannten *forcing variables* X geschlossen werden. Im Bereich zwischen den beiden kritischen Werten ist keine Aussage möglich.

Im zweiten Schritt des *Bounds-Testing*-Verfahrens wird das komplette $ADL(p,q)$ -Modell (Gleichung 4.6) geschätzt. Die Koeffizienten λ_i^Y, λ_j^X geben dabei die Kurzfristbeziehung an.

Der größte Vorteil des *Bounds-Testing*-Verfahrens besteht darin, dass Variablen vom Grad $I(0)$ und $I(1)$ in einem Modell zusammengefasst werden können, ohne dass ein vorheriger Einheitswurzeltest notwendig ist. Einheitswurzeltests wie z. B. der *ADF*-Test sind nicht immer verlässlich, so dass eine gewisse Unsicherheit über den Integrationsgrad einer Zeitreihe unvermeidbar ist (vgl. Belke (2010); Belke u. Polleit (2006)). Das Ergebnis des *ADF*-Tests hängt vor allem von der korrekten Spezifikation der Testgleichung, beispielsweise der Anzahl der berücksichtigten Verzögerungen, ab. Bei korrelierten Störgrößen kann der Test zu falschen Ergebnissen führen⁷³. Ein Beispiel aus der anschließenden Modellierung ist die Verwendung der Kapazitätsauslastung als erklärende Variable. Der Integrationsgrad dieser Variable lässt sich anhand der empirischen Daten nicht zufriedenstellend klären. Theoretisch gibt es für die Kapazitätsauslastung eine Ober- und Untergrenze. Langfristig wird deshalb eine stationäre Zeitreihe erwartet. Empirisch zeigt sich jedoch ein Integrationsgrad von eins. Dies liegt vor allem daran, dass nur begrenzt Daten verfügbar sind und dass die Investitionszyklen, die den Schwankungen der Auslastung zugrunde liegen, eine Zeitspanne von mehreren Jahren umfassen.

Eine weitere nützliche Eigenschaft des Tests von Pesaran et al. besteht darin, dass er bei kleinen Stichproben zuverlässiger ist als z. B. das *Engle-Granger*-Verfahren oder das *Johansen*-Verfahren (vgl. Oteng-Abayie u. Frim-

⁷³ Die klassischen Kointegrationstests haben jedoch dem *Bounds-Testing*-Verfahren gegenüber den Vorteil, dass auch höher integrierte Variablen auf Kointegration getestet werden können, so lange der Integrationsgrad einheitlich ist (vgl. Sari et al. (2009)). Das *Bounds-Testing*-Verfahren verlangt einen maximalen Integrationsgrad von eins.

pong (2006); Ozturk u. Acaravci (2009)). Dies ist für die weitere Modellierung besonders wichtig, da die Datenbasis auf dem Ölmarkt sehr klein ist⁷⁴. Darüber hinaus bietet das Einzelgleichungsverfahren den Vorteil, dass sich verschiedene Lagstrukturen bei der Spezifikation der Modellvariablen implementieren lassen (vgl. Ozturk u. Acaravci (2009)). Es ist beispielsweise zu erwarten, dass das Ölangebot langsamer auf Preisänderungen reagiert als die Nachfrage, da Investitionen in Förderkapazitäten üblicherweise eine längere Zeit benötigen als Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion.

Serletis (2007) wendet das *Bounds-Testing*-Verfahren auf den nordamerikanischen Energiemarkt an und findet eine Kointegrationsbeziehung zwischen Gaspreisen (*Henry Hub*) und WTI Rohölfutures (NYMEX). Ozturk u. Acaravci (2009) analysieren die Ursache-Wirkungszusammenhänge zwischen Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung in ausgewählten europäischen Staaten. Eine ähnliche Studie von Sari et al. (2008) untersucht den Zusammenhang zwischen industrieller Produktion, Beschäftigung und Energieverbrauch in den USA. Darüber hinaus finden sich weitere Anwendungen außerhalb der Energiemärkte u. a. bei Belke (2010); Belke u. Polleit (2006); Chan u. Lau (2004); Ege et al. (2008); Oteng-Abayie u. Frimpong (2006) sowie Ghatak u. Siddiki (2001).

4.2.4 Dynamische Mehrgleichungsmodelle

Ökonomische Theorien erfordern üblicherweise die simultane Modellierung mehrerer wechselwirkender Variablen⁷⁵. Ein einfaches Marktmodell beispielsweise regressiert sowohl die Nachfrage als auch das Angebot als Funktion des Preises. In jeder Periode sind Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht. Das Modell besteht dann aus zwei Verhaltensgleichungen, Angebot und Nachfrage, sowie einer Definitionsgleichung, der Identität von Angebot und Nachfrage.

⁷⁴ Zum einen werden nur wenige Daten überhaupt veröffentlicht, zum anderen sind die verfügbaren Zeitreihen eher kurz. So greift die anschließende empirische Modellierung auf Jahresdaten ab 1970 zurück.

⁷⁵ Vgl. für den folgenden Abschnitt v. a. Lütkepohl (2005), 390ff, Hackl (2005), S. 267ff bzw. S. 327ff, Assenmacher (2002), S. 33ff.

Mehrgleichungsmodelle weisen im Vergleich zu Einzelgleichungsmodellen einige methodische Besonderheiten auf. Zunächst müssen multivariate Modelle identifizierbar sein. Je nachdem, ob die Gleichungen genau identifiziert oder überidentifiziert sind, kommen andere Schätzer zur Anwendung.

Ebenso ist die Abhängigkeitsstruktur eines Mehrgleichungsmodells von Bedeutung. Die so genannte strukturelle Form eines multiplen, linearen Regressionsmodells lautet

$$\mathbf{A}\mathbf{y}_t = \mathbf{B}\mathbf{z}_t + \mathbf{u}_t, \quad (4.7)$$

wobei der Vektor \mathbf{y}_t die zu erklärenden Variablen enthält. Die Matrix der vorherbestimmten Variablen \mathbf{z}_t setzt sich aus den verzögerten endogenen Variablen $\Phi(L)\mathbf{y}_t$ und den exogenen Variablen \mathbf{x}_t zusammen, wobei $\Phi(L)$ das Lag-Polynom bezeichnet⁷⁶:

$$\mathbf{z}_t = \begin{bmatrix} \Phi(L)\mathbf{y}_t \\ \mathbf{x}_t \end{bmatrix}.$$

Die Matrix \mathbf{A} spiegelt die Kausalstruktur des Modells wider. Hat die Koeffizientenmatrix \mathbf{A} die Struktur einer unteren Dreiecksmatrix, ist das Modell rekursiv. Ein simultanes Modell besitzt eine auf beiden Seiten der Diagonale belegte Matrix \mathbf{A} . Aufgrund der kontemporären Korrelation zwischen endogenen Variablen und Störgrößen sind *Kleinste-Quadrate*-Schätzer bei simultanen Modellen inkonsistent und verzerrt. Auch bei scheinbar unverbundenen Gleichungen (*Seemingly Unrelated Regression, SUR*) kommt es zu kontemporärer Korrelation. Bei dieser Modellklasse hängen die endogenen Variablen jedoch ausschließlich über die Störterme voneinander ab. Die Koeffizientenmatrix \mathbf{A} ist in diesem Fall eine Diagonalmatrix.

In der so genannten reduzierten Form werden die zu erklärenden Variablen in Abhängigkeit von den vorherbestimmten Variablen dargestellt:

$$\mathbf{y}_t = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{B}\mathbf{z}_t + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{u}_t = \mathbf{M}\mathbf{z}_t + \mathbf{v}_t. \quad (4.8)$$

Diese Form findet z. B. bei der späteren Prognose Anwendung.

In der finalen Form werden die Abhängigkeiten der endogenen Variablen von den exogenen Regressoren abgebildet:

$$\mathbf{y}_t = (\mathbf{I} - \mathbf{M}_y\Phi(L))^{-1}\mathbf{M}_x\mathbf{x}_t + (\mathbf{I} - \mathbf{M}_y\Phi(L))^{-1}\mathbf{v}_t. \quad (4.9)$$

⁷⁶ Ebenso können verzögerte exogene Werte als Regressoren in das Modell eingehen.

Die Matrizen \mathbf{M}_y bzw. \mathbf{M}_x umfassen dabei die Teile von \mathbf{M} , die mit $\Phi(L)\mathbf{y}_t$ bzw. \mathbf{x}_t multipliziert werden. Anhand der Matrix $(\mathbf{I} - \mathbf{M}_y\Phi(L))^{-1}\mathbf{M}_x$ können die Auswirkungen von Veränderungen der exogenen Größen auf die endogenen Variablen analysiert werden (Multiplikator-Analyse, vgl. Lütkepohl (2005), S. 391f und 406ff).

4.3 Eigenschaften des Modells

Die Modellierung des Rohölmarktes erfolgt als lineares, dynamisches Modell aus mehreren Einzelgleichungen. Durch die Modellierung als Mehrgleichungsmodell werden die für die Dynamik der Ölpreisbildung wesentlichen Wechselwirkungen realistisch abgebildet. Modelliert werden dabei die folgenden Größen:

- Weltweite Nachfrage nach Rohöl
- Förderkapazität der OPEC-Staaten
- Förderkapazität in den Staaten außerhalb der OPEC
- Kosten der Rohölförderung außerhalb der OPEC
- Preis für Rohöl

Zwischen dem Anbieterverhalten der OPEC und der übrigen Produzenten (Nicht-OPEC) wird unterschieden, da dies für die Preisbildung eine bedeutende Rolle spielt⁷⁷. Die OPEC agiert am Ölmarkt als Residualanbieter. Sie sorgt dafür, dass Angebot und Nachfrage ausgeglichen sind und hält Flexibilität in Form von freier Förderkapazität bereit, die für den durch ein hohes Maß an Unsicherheit gekennzeichneten Ölmarkt wichtig ist. Diese Flexibilität stellt daher einen wesentlichen Aspekt der Ölpreisbildung dar.

Im Gegensatz zu den Fördergebieten der OPEC, in denen die Förderung vergleichsweise günstig ist, sind die Kosten außerhalb der OPEC entscheidend für den Ausbau der Förderkapazität. Um Anreize für den Aufbau von Förderkapazität zu liefern, müssen die Erlöse aus dem Rohölabsatz die

⁷⁷ Durch die separate Modellierung wird für die spätere Prognose implizit angenommen, dass die OPEC über den gesamten Prognosehorizont hinweg bestehen bleibt.

Kosten der Förderung übersteigen. Im Modell werden daher die Kosten der Rohölförderung außerhalb der OPEC explizit modelliert.

Die Beziehungen zwischen abhängigen und unabhängigen Variablen werden als strukturelle Gleichungen in der Log-Log-Form (*Constant Elasticity Form*) abgebildet, d. h. sowohl für die Regressoren als auch Regressanden werden logarithmierte Werte verwendet. Auf diese Weise entsteht ein lineares Gleichungssystem. Ein weiterer Vorteil der Log-Log-Modelle ist, dass sich die relevanten Elastizitäten direkt ermitteln lassen. Log-Log-Modelle sind daher weit verbreitet⁷⁸. Die Ergebnisse können einfach interpretiert und mit der existierenden Literatur verglichen werden. Die Darstellung des ökonometrischen Modells in der Fehlerkorrekturform erlaubt außerdem die Trennung der Effekte in ihre kurz- und langfristigen Auswirkungen. Die formulierte Langfristedynamik soll im Anschluss an die ökonometrische Schätzung der Modellgleichungen auf ihre Gültigkeit geprüft werden.

4.4 Modellierung der Nachfrage nach Rohöl

Rohöl stellt einen bedeutenden Wirtschaftsfaktor dar. Insbesondere der Transportsektor ist größtenteils abhängig vom Einsatz flüssiger Treibstoffe auf Mineralölbasis. Die Bindung an solche Technologien hat zur Folge, dass die Ölnachfrage nur schwach auf Preisänderungen reagiert. Zwar zeigt sich eine zunehmende Entkopplung der Wirtschaftsentwicklung vom Erdölverbrauch⁷⁹, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz setzen sich jedoch üblicherweise nur bei langfristigen Preissteigerungen durch. Der Effekt kurzfristiger Preisspitzen auf den Verbrauch von Mineralöl(-produkten) ist in der Regel vernachlässigbar.

Bezogen auf die Einkommenseffekte muss zwischen den Industriestaaten und den Schwellen- bzw. Entwicklungsländern unterschieden werden (vgl. z. B. Brook et al. (2004); Ibrahim u. Hurst (1990)). In den Staaten der ersten Welt ist bereits ein gewisser Sättigungseffekt eingetreten, so dass die

⁷⁸ Vgl. z. B. Alhajji u. Huettner (2000a).

⁷⁹ Die weltweite Erdölintensität, also die verbrauchte Menge an Rohöl pro Geldeinheit Wirtschaftsleistung, ist in den letzten dreißig Jahren stetig gesunken (vgl. IEA (2008b)).

Einkommenselastizität der Nachfrage in diesen Ländern tendenziell geringer wird. Viele Länder mit geringerem Einkommen befinden sich hingegen in einer Entwicklungsphase, in der sich energieintensive Industrien verstärkt ausbreiten. Hier wird die Sättigung erst eintreten, wenn ein höheres Pro-Kopf-Einkommen erreicht ist⁸⁰. Viele Schwellen- und Entwicklungsländer subventionieren außerdem die Preise für Ölprodukte. Die lokalen Preise werden z. T. nur teilweise oder sehr langsam an den Weltmarktpreis angepasst (vgl. Baig et al. (2007)), so dass Änderungen der Rohölpreise in diesen Staaten zumindest zeitweise durch den Staatshaushalt ausgeglichen werden. Die Preiselastizität der Nachfrage wäre absolut betrachtet deutlich höher, wenn es diese staatlichen Eingriffe in die Preisbildung nicht gäbe.

In die allgemeine Spezifikation der Nachfragegleichung gehen Wirtschaftsleistung und Ölpreis ein. Zahlreiche in der Literatur verfügbare Modelle der Nachfrage basieren auf diesen Erklärungsvariablen, vgl. u. a. Alhajji u. Huettner (2000a); Amano (1987); Baldwin u. Prosser (1988); Déés et al. (2007); Hansen u. Lindholt (2008); Krichene (2002).

Die resultierende Modellgleichung in der Fehlerkorrekturform (*ADL(1,1)*-Modell) lautet:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(D_t) = & \alpha_0 + \alpha_1 \log(D_{t-1}) + \alpha_2 \log(p_{t-1}) + \alpha_3 \log(GDP_{t-1}) \\ & + \beta_1 \Delta_1 \log(p_t) + \beta_2 \Delta_1 \log(GDP_t) + \epsilon_{D,t} \end{aligned} \quad (4.10)$$

mit $D_t =$ weltweite Nachfrage nach Rohöl (mbpd),
 $p_t =$ Jahresdurchschnittspreis für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl),
 $GDP_t =$ Weltwirtschaftsleistung (Mrd. US\$₂₀₀₇).

Die Langfristbeziehung im *Steady State* wird gegeben durch:

$$D^* = e^{-\frac{\alpha_0}{\alpha_1}} \cdot p^{*(-\alpha_2/\alpha_1)} \cdot GDP^{*(-\alpha_3/\alpha_1)}. \quad (4.11)$$

Für die Preiselastizität wird ein negatives Vorzeichen erwartet, d. h. bei steigendem Marktpreis geht der Ölverbrauch zurück und umgekehrt. Zwischen Weltwirtschaftsleistung und Nachfrage wird von einem positiven Zusammenhang ausgegangen. Wächst die globale Wirtschaft, so nimmt auch

⁸⁰ Dargay u. Gately (1999) beispielsweise modellieren den Automobilbestand innerhalb eines Landes als Gompertz-Funktion (S-Funktion) des Pro-Kopf-Einkommens.

der Verbrauch von Mineralöl zu. Da es sich um ein Log-Log-Modell handelt, ist die Nachfragekurve isoelastisch, d. h. die Einkommens- und Preiselastizitäten sind konstant⁸¹. Des Weiteren wird erwartet, dass die Ölnachfrage in Bezug auf Einkommensänderungen elastischer reagiert als auf Änderungen der Marktpreise.

4.5 Modellierung der Förderkapazität außerhalb der OPEC

Upstream-Investitionen in der Nicht-OPEC sind äußerst kapitalintensiv. Sowohl Exploration und Entwicklung als auch die Förderung von Rohöl sind in den Nicht-OPEC-Staaten deutlich schwieriger und daher teurer als in der OPEC. Darüber hinaus ist die Kapitalbindung einer *Upstream*-Investition sehr langfristig, was besonders bei IOCs von Bedeutung ist. Die Unsicherheiten von *Upstream*-Investitionen sind zahlreich und umfassen volatile Marktpreise, politische und rechtliche Rahmenbedingungen sowie als höhere Gewalt einzustufende Risiken wie z. B. Naturkatastrophen, Unruhen und Krieg⁸². Dabei erstreckt sich die Wertschöpfungskette der Mineralölwirtschaft über viele Stufen, so dass für die Ölförderung bis zu einem gewissen Grad auch z. B. die Raffinerieindustrie oder die Lage auf dem Tankermarkt relevant sind. Hinzu kommt, dass Anlagen zur Förderung von Rohöl generell eine sehr spezifische Investition darstellen, d. h. einmal angeschaffte Ausrüstung kann in der Regel nicht mehr für andere Zwecke umgerüstet werden (vgl. IEA (2003)).

Die Nicht-OPEC-Staaten verhalten sich in der Regel als Preisnehmer. Die Fördermenge entspricht der vorhandenen Kapazität. Nur so erzielen die För-

⁸¹ Im Gegensatz dazu schlagen z. B. Dargay u. Gately (2010); Gately u. Huntington (2002) eine asymmetrische Reaktion der Nachfrage vor, bei der sich eine Preis- bzw. Einkommenssteigerung stärker auf den Ölverbrauch auswirkt als ein Preisrückgang.

⁸² Die Auswirkungen der Unsicherheit auf das Investitionsverhalten werden kontrovers diskutiert. Während die Irreversibilität der Investitionen auf dem Ölmarkt dafür spricht, dass höhere Unsicherheit den Kapazitätsausbau verlangsamt, erhöhen volatile Preise in der neoklassischen Theorie den erwarteten Profit und führen so zu Investitionsanreizen. Eine empirische Untersuchung dieser Hypothesen für den Öl- und Gasmarkt liefern z. B. Misund u. Mohn (2009).

der Unternehmen zu jedem Zeitpunkt den maximalen Cashflow. Besonders private Fördergesellschaften sind darauf angewiesen, eine gewisse Rendite zu erzielen, während NOCs u. U. zugunsten der langfristigen Interessen des Staates auf die kurzfristige Profitmaximierung verzichten.

Investitionen in die Erdölförderung erfolgen zyklisch. Hohe Ölpreise erzeugen ceteris paribus Investitionsanreize. Umgekehrt wird bei einem niedrigen Preisniveau eher wenig in den Aufbau neuer Kapazitäten investiert. Nach Angaben der IEA (2008b) stieg die weltweite Investitionssumme zwischen 2002 und 2007 von 120 Mrd. US\$ auf 390 Mrd. US\$ p. a. an. Da die Anbieter nicht abschätzen konnten, wie nachhaltig der Ölpreisanstieg im betreffenden Zeitraum war, wurde relativ betrachtet weniger in zeitaufwendige Exploration und Entwicklung investiert. Stattdessen nahmen vor allem Investitionen in die Produktionskapazität zu, da durch eine kurzfristige Steigerung der Fördermenge ein hoher zusätzlicher Erlös erwirtschaftet werden konnte (vgl. IEA (2008b)). Der gestiegene Kapitaleinsatz für *Upstream*-Projekte ist jedoch nicht allein auf die in dieser Zeit gestiegenen Ölpreise zurückzuführen, sondern z. T. auch auf gestiegene Kosten. Aufgrund der ausgeprägten Investitionszyklen gibt es nur wenige Anbieter für Bohrausrüstung und andere für die Gewinnung von Erdöl benötigte Anlagen oder Werkzeuge. Erhöht sich die Nachfrage nach derartiger Ausrüstung, so steigen auch die Kosten einer geplanten Förderanlage. In das Investitionskalkül gehen daher gleichermaßen Kosten der Rohölförderung und Marktpreise für das geförderte Öl ein.

Die Förderkapazität außerhalb der OPEC wird daher in Abhängigkeit der weltweiten Nachfrage sowie des Verhältnisses von Ölpreisen zu langfristigen Grenzkosten modelliert⁸³. Je stärker sich außerdem die Gesamtnachfrage am Markt entwickelt, desto mehr Kapazität baut die Nicht-OPEC auf. Damit wird sichergestellt, dass die Förderung der Nicht-OPEC nicht durch die der

⁸³ Hansen u. Lindholt (2008) formulieren das Angebot außerhalb der OPEC ebenfalls proportional zum Marktpreis und umgekehrt proportional zu den Förderkosten der Nicht-OPEC-Staaten. Auch bei Alhajji u. Huettner (2000a) steigen Angebot bzw. Förderkapazität mit dem Ölpreis an. Gleichzeitig nehmen Alhajji u. Huettner einen negativen Zusammenhang zwischen Nicht-OPEC-Angebot und der so genannten *user cost* an, welche sie als „*price of replacing the oil stock*“ (Alhajji u. Huettner (2000a), S. 38) definieren.

OPEC verdrängt wird. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass genügend Rohöl physisch vorhanden ist. Auf eine explizite Modellierung der Verfügbarkeit, wie sie z. B. bei Baldwin u. Prosser (1988); Déés et al. (2007) erfolgt, wird an dieser Stelle verzichtet.

Das Verhältnis von Marktpreisen zu Kosten (p_t/c_t) stellt ein Maß für die Rentabilität der Förderprojekte dar. Je höher der Ölpreis im Vergleich zu den Kosten ist, desto mehr Förderanlagen können wirtschaftlich betrieben werden. Sinkt der Ölpreis jedoch unter die Förderkosten, so ist damit zu rechnen, dass die Fördermenge zurückgeht. Ein weiterer Ausbau wäre in diesem Fall für die überwiegend privaten Förderkonzerne ökonomisch nicht sinnvoll⁸⁴.

Während bei der Spezifikation der Nachfragegleichung davon ausgegangen wurde, dass eine Gleichgewichtsbeziehung zwischen der zu erklärenden Variablen D_t und den erklärenden Variablen p_t und GDP_t besteht, ist die Kapazität deutlich träger in ihrer Anpassung als die Nachfrage. Zwischen der Entscheidung, neue Förderkapazität zu errichten, und dem tatsächlichen Produktionsbeginn der Anlagen liegen durchschnittlich drei bis fünf Jahre (vgl IFP (2004), S. 159)⁸⁵. Daher wird für die Regression der Nicht-OPEC-Kapazität davon ausgegangen, dass die Nachfrage zum Zeitpunkt $t - 4$ die verfügbare Kapazität in t bestimmt. Wenn zwischen der für $t - 1$ geplanten Förderkapazität und der Nachfrage in $t - 4$ eine Diskrepanz auftritt, so greift der Fehlerkorrekturmechanismus, d. h. wenn die Nicht-OPEC-Kapazität in $t - 1$ vom Gleichgewicht mit dem Preis-Kosten-Verhältnis und der Nachfrage nach Rohöl vier Jahre zuvor abweicht⁸⁶. Der Gleichgewichtspfad besteht folglich zwischen der Nicht-OPEC-Kapazität $K_{NOPEC,t}$ und den erklärenden

⁸⁴ Fattouh (2010) zufolge reagiert das Nicht-OPEC-Angebot in der Realität stärker auf einen Rückgang als auf einen Anstieg des Ölpreises.

⁸⁵ Berücksichtigt man zusätzlich die Exploration und Entwicklung der neuen Ölfelder, so liegt der Zeitverzug zwischen Projektstart und Produktionsbeginn noch wesentlich höher.

⁸⁶ Diese Spezifikation unterstellt myopische Erwartungen der Nicht-OPEC-Staaten. Der Planung des künftigen Kapazitätsausbaus liegen zu jedem Zeitpunkt die aktuellen Preise, Kosten und Nachfragemenge zugrunde. Dies entspricht einer naiven Prognose der relevanten Erklärungsgrößen für die Folgejahre. Förderkonzerne planen zwar eher konservativ, also z. B. eher mit konstanten als mit steigenden Preisen, eine reine Fortschreibung der aktuellen Werte stellt hier jedoch eine Vereinfachung dar. Diese

Variablen p_{t-3} , c_{t-3} und D_{t-3} . In diesem Fall lautet das korrespondierende Fehlerkorrekturmodell:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log (K_{NOPEC,t}) = & \theta_0 + \theta_1 \log (K_{NOPEC,t-1}) + \theta_2 \log (D_{t-4}) \\ & + \theta_3 (\log (p_{t-4}) - \log (c_{t-4})) + \xi_1 \Delta_1 \log D_{t-3} \\ & + \xi_2 \Delta_1 (\log (p_{t-3}) - \log (c_{t-3})) + \epsilon_{K_{NOPEC,t}} \end{aligned} \quad (4.12)$$

mit $K_{NOPEC,t}$ = Förderkapazität außerhalb der OPEC (mbpd),
 D_t = weltweite Nachfrage nach Rohöl (mbpd),
 p_t = Jahresdurchschnittspreis für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl),
 c_t = Förderkosten für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl).

Die Gleichung entspricht einem $ADL(1,1)$ -Modell, bei dem die Zeitreihe der erklärenden Variablen um drei Jahre in die Vergangenheit verschoben wurde. Es wird dabei angenommen, dass die Nicht-OPEC-Staaten einmal getroffene Investitionsentscheidungen während der drei Jahre nicht wieder rückgängig machen können. Daher besteht die Kurzfristbeziehung lediglich zwischen der Förderkapazität und den verzögerten Erklärungsvariablen $\Delta_1 \log X_{t-3}$, nicht jedoch den $\Delta_1 \log X_{t-2}$, $\Delta_1 \log X_{t-1}$ oder $\Delta_1 \log X_t$. Die Langfristbeziehung im *Steady State* lautet:

$$K_{NOPEC}^* = e^{-\frac{\theta_0}{\theta_1}} \cdot D^{*(-\theta_2/\theta_1)} \cdot \left(\frac{p^*}{c^*}\right)^{(-\theta_3/\theta_1)}. \quad (4.13)$$

4.6 Modellierung der Förderkapazität der OPEC

In den OPEC-Staaten wird die Förderkapazität üblicherweise nicht voll ausgelastet. Kapazität und tatsächliche Angebotsmenge sind dann nicht identisch. Stattdessen verhält sich die OPEC als so genannter Residualanbieter und deckt als solcher den so genannten *Call on OPEC*, also die Gesamtnachfrage einer Periode abzüglich des Anteils der Nicht-OPEC (vgl. Abschnitt 3.2.2.1). Die historische Entwicklung der freien Förderkapazität,

Vereinfachung ist notwendig, da die realen Planungskalküle der Unternehmen weder bekannt noch für alle Nicht-OPEC-Förderer gleich sind.

die nach Abzug des *Call on OPEC* von der Gesamtkapazität verbleibt, zeigt Abbildung 4.1⁸⁷.

Gegen das Vorhalten freier Kapazitäten spricht, dass Kosten für die Überschusskapazität anfallen. Diese sind jedoch in der OPEC vergleichsweise gering. Wie in Abschnitt 3.2.1 erwähnt trifft die Anpassung der Produktionsmenge hauptsächlich auf Saudi-Arabien zu, das als primärer *Swing-Producer* innerhalb der OPEC agiert. Insgesamt gilt jedoch für so gut wie alle OPEC-Staaten, dass die Erdölförderung weitaus günstiger ist als in der Nicht-OPEC. Aufgrund der breiten Ressourcenbasis verursacht beispielsweise die Exploration und Entwicklung eines Ölfeldes lediglich etwa ein Viertel der Kosten für eine vergleichbare Investition in der Nicht-OPEC (vgl. IEA (2003)). Auch die direkten Förderkosten sind in den Förderregionen der OPEC, v. a. am Persischen Golf, weltweit am geringsten (vgl. Stauffer (1994)). Neben dem Kostenaspekt sorgt die günstige geologische Beschaffenheit der Lagerstätten dafür, dass die Förderung relativ flexibel an- und abgefahren werden kann. Förderanlagen der Nicht-OPEC-Staaten werden hingegen möglichst zu 100% ausgelastet. Insbesondere die Förderung durch IOCs ist auf maximalen Output ausgerichtet, damit sich die Investition möglichst rasch amortisiert.

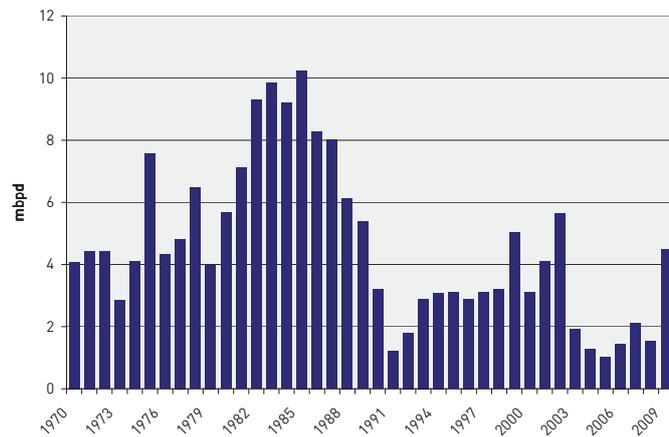


Abbildung 4.1: Entwicklung der freien Förderkapazität der OPEC 1971-2009;
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EIA (2008a; 2010e)

⁸⁷ Zur freien Kapazität zählen Förderanlagen, die innerhalb von 30 Tagen die Produktion aufnehmen können. Anschließend muss die Förderung mindestens 90 Tage aufrechterhalten werden können (vgl. IEA (2003), S. 160).

Das Interesse der OPEC an einem gewissen Anteil an Überschusskapazität (*Spare Capacity*) liegt vor allem in der möglichen Preisgestaltung durch eine variable Angebotsmenge (vgl. Abschnitt 3.2.2.1). Dies ist jedoch nur möglich, solange die Mitglieder der OPEC gemeinsam Mengenabsprachen treffen (vgl. Abschnitt 2.2). Hinzu kommt, dass die OPEC – zumindest jene Staaten mit niedriger Absorptionsfähigkeit – eher an einem stabilen Preis und einer möglichst langfristigen Nutzung der begrenzten Ressource Öl interessiert ist (vgl. Abschnitte 3.2.2.3 und 3.2.3).

Aus der Rolle der OPEC als Residualanbieter folgt, dass die Unsicherheit der OPEC in Bezug auf *Upstream*-Investitionen vor allem auf der Nachfrageseite liegt (vgl. Lynch (2003)). Je geringer die Nachfrage, desto geringer der *Call on OPEC*, der durch die OPEC gedeckt wird. Ebenso sorgt eine hohe Kapazität der Nicht-OPEC für eine geringe Auslastung der OPEC-Förderung und umgekehrt. Das ausgesprochen niedrige Niveau an freier Förderkapazität zwischen 2003 und 2008 (siehe Abbildung 4.1), führt Fattouh (2006b) daher vor allem darauf zurück, dass die OPEC die Nachfrageentwicklung der 1990er und 2000er Jahre unterschätzte und gleichzeitig die Ausweitung der Nicht-OPEC-Förderung in diesem Zeitraum überschätzte. Dies führte dazu, dass die OPEC-Staaten zu wenig in die Erhaltung und den Aufbau von Förderkapazitäten investierten.

Aufbauend auf den vorangegangenen Überlegungen wird die OPEC-Förderkapazität als Funktion der weltweiten Nachfrage und der Kapazitätsauslastung abgebildet. Mit steigender Nachfrage nach Rohöl ist zumindest längerfristig auch ein Kapazitätsausbau erforderlich bzw. wünschenswert. Auf diese Weise können die OPEC-Staaten einen gewissen Marktanteil und damit ihre Rolle als Residualanbieter aufrechterhalten. Dabei wird auch für die OPEC keine physikalische Begrenzung des Ressourcenbestandes berücksichtigt. Zusätzlich beeinflusst die Kapazitätsauslastung das Entscheidungskalkül der OPEC. Durch Anpassung der Angebotsmenge sorgt die OPEC dafür, dass Angebot und Nachfrage auf dem Ölmarkt ausgeglichen sind. Da die Entwicklung von Nicht-OPEC-Angebot und Nachfrage unsicher ist, benötigt die OPEC eine Kapazitätsreserve als angebotsseitige Absicherung gegen Mengenschwankungen. Je geringer die freie Kapazität ist, desto mehr

wird die OPEC investieren, um möglichst schnell wieder ein angemessenes Niveau an Flexibilität zu erreichen.

Für die Bauzeit werden in diesem Fall die gleichen Annahmen wie für die Nicht-OPEC-Produzenten zugrunde gelegt. Trifft die OPEC auf Basis der Nachfrageentwicklung die Entscheidung zur Erweiterung der Förderung, so ist die neue Kapazität erst drei bis vier Jahre später produktionsbereit. Der Gleichgewichtspfad der Kapazität $K_{OPEC,t}$ folgt D_{t-3} . In Bezug auf die Nachfrage ergibt sich folglich eine $ADL(1,4)$ -Spezifikation.

Da die OPEC jedoch aufgrund der Feldeigenschaften ihre Förderung technologisch einfacher und kostengünstiger erweitern kann, ist diese Entscheidung nicht komplett irreversibel. Stattdessen wird angenommen, dass die Nachfrageentwicklung innerhalb der Bauzeit kurzfristig weiterhin Einfluss auf die Kapazitätsentwicklung nimmt. Darüber hinaus weist das Investitionsverhalten in Bezug auf die Kapazitätsauslastung einen geringeren Zeitverzug auf. Falls in der Zeit zwischen Bauentscheidung und Produktionsstart die Kapazitätsauslastung ansteigt, wird die Errichtung neuer Kapazität beschleunigt bzw. werden Erweiterungsprojekte ausgedehnt, so dass das angestrebte Maß an freier Kapazität schnell wieder erreicht werden kann. Umgekehrt werden bei einer niedrigen Kapazitätsauslastung bestehende Projekte kleiner dimensioniert, um die Kosten für die Erhaltung freier Förderkapazitäten nicht unnötig zu erhöhen. Das Gleichgewicht berücksichtigt also die aktuelle Auslastung KA_t . Anhand der empirischen Daten lässt sich zeigen, dass die Anpassung an die Kapazitätsauslastung mit einem Zeitverzug von einem Jahr erfolgt⁸⁸. Die OPEC-Kapazitätsgleichung wird demzufolge in Bezug auf die weltweite Kapazitätsauslastung als $ADL(1,1)$ -Modell formuliert.

Die resultierende Gleichung in der Fehlerkorrekturform lautet dementsprechend:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log K_{OPEC,t} = & \gamma_0 + \gamma_1 \log K_{OPEC,t-1} + \gamma_2 \log (D_{t-4}) \\ & + \gamma_3 \log (KA_{t-1}) + \sum_{i=0}^3 \rho_{1,i} \Delta_1 \log D_{t-i} \\ & + \rho_{2,1} \Delta_1 \log (KA_t) + \epsilon_{K_{OPEC,t}} \end{aligned} \quad (4.14)$$

⁸⁸ Die optimale Verzögerung wurde dabei anhand des AICs ermittelt.

mit $K_{OPEC,t}$ = Förderkapazität der OPEC,
 D_t = weltweite Nachfrage nach Rohöl (mbpd),
 KA_t = Auslastung der weltweiten Förderkapazität.

Die Kapazitätsauslastung ist wie folgt definiert:

$$KA_t = \frac{D_t}{(K_{OPEC,t} + K_{NOPEC,t})}. \quad (4.15)$$

Im Gegensatz zu den übrigen Modellgrößen kann die Auslastung nur Werte zwischen null und eins annehmen.

Im *Steady State* lautet das langfristige ökonomische Gleichgewicht nach Gleichung 4.14:

$$K_{OPEC}^* = e^{-\frac{\gamma_0}{\gamma_1}} \cdot D^{*(-\gamma_2/\gamma_1)} \cdot KA^{*(-\gamma_3/\gamma_1)}. \quad (4.16)$$

4.7 Modellierung der Förderkosten der Nicht-OPEC-Staaten

Die Förderkosten für Rohöl außerhalb der OPEC bilden die langfristige Preisuntergrenze. Um ausreichende Investitionen in die Erdölförderung zu gewährleisten, muss der Ölpreis über den Förderkosten liegen.

Die Vollkosten der Rohölförderung umfassen die Kosten für Exploration und Entwicklung neuer Ölfelder sowie die direkten Produktionskosten. Die Kosten für Exploration und Entwicklung entsprechen den Kosten für die Errichtung einer zusätzlichen Einheit an Kapazität (vgl. u. a. Adelman u. Shani (1989); EIA (2008b)). Sie beziehen sich daher auf die entdeckten bzw. entwickelten Rohölvorräte (in-situ). Die direkten Förderkosten bezeichnen die Betriebskosten der Förderung. Sie fallen proportional zur Fördermenge an⁸⁹.

Darüber hinaus wird außerdem angenommen, dass die Förderkosten der OPEC nicht preisrelevant sind, da diese deutlich niedriger liegen als die Förderkosten außerhalb der OPEC. Auch für das Investitionskalkül der OPEC

⁸⁹ Dies stellt eine Vereinfachung dar. In der Realität gehören auch z. B. Wartungs- und Instandhaltungskosten zu den operativen Kosten, fallen jedoch proportional zu den Förderanlagen, nicht zur Fördermenge an.

sind die Kosten vernachlässigbar (vgl. Abschnitt 4.5). Daher werden auch nur die Nicht-OPEC-Kosten explizit modelliert.

Für die Spezifikation der Modellgleichung wird davon ausgegangen, dass hohe Preise zur Erschließung der entsprechend wirtschaftlichen Lagerstätten führen. Bei einem höheren Ölpreis steigt daher die Nachfrage nach *Upstream*-Investment, da eine größere Zahl an Projekten wirtschaftlich durchführbar ist. Dies führt zu einem Anstieg der Kosten, zumal das Angebot an Servicedienstleistungen und Anlagenbau begrenzt ist (vgl. Abschnitt 4.5).

Darüber hinaus steigen die Kosten mit der Gesamtkapazität an. Da es sich bei Rohöl um eine begrenzte Ressource handelt, werden üblicherweise die kostengünstigsten Lagerstätten zuerst erschöpft. Je höher die jährliche Förderkapazität ist, desto teurer wird der zusätzliche Ausbau⁹⁰. Die Regression der Förderkosten auf die Kapazität führt letztlich dazu, dass der Preis langfristig aufgrund der Begrenztheit fossilen Rohöls ansteigt (vgl. Abschnitt 3.1)⁹¹. Zu einem gewissen Grad kann dieser Effekt dabei durch den technologischen Fortschritt abgeschwächt werden.

Daraus ergibt sich folgende Spezifikation der Gleichung der Nicht-OPEC-Förderkosten als *ADL(1,1)*-Modell in der Fehlerkorrekturform:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(c_t) = & \tau_0 + \tau_1 \log(c_{t-1}) + \tau_2 \log(p_{t-1}) + \tau_3 \log(K_{t-1}) \\ & + \lambda_1 \Delta_1 \log(p_t) + \lambda_2 \Delta_1 \log(K_t) + \epsilon_{c,t} \end{aligned} \quad (4.17)$$

mit $c_t =$ Förderkosten für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl),
 $p_t =$ Jahresdurchschnittspreis für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl),

und der weltweiten Gesamtkapazität

$$K_t = K_{OPEC,t} + K_{NOPEC,t}.$$

⁹⁰ Streng genommen bezieht sich diese Argumentation nicht auf die jährliche, sondern auf die kumulierte Förderkapazität. Diese ist jedoch keine Modellvariable. Die gesamte weltweite Kapazität hingegen kann recht einfach aus der ohnehin im Modell enthaltenen Variablen KA_t (Kapazitätsauslastung) errechnet werden (vgl. Abschnitt 5.7).

⁹¹ Aus modellierungstechnischer Sicht ist es sinnvoll, dass die Kosten auch unabhängig vom Ölpreis mit der weltweiten Kapazität ansteigen. Damit werden Investitionen in der Nicht-OPEC, die vom Verhältnis zwischen Kosten und Preisen abhängen (vgl. Abschnitt 4.5), über die Einstellung des Kosten-Preis-Gleichgewichtes hinaus begrenzt. Die Investitionsdynamik wird auf diese Weise besser abgebildet.

Die Langfristbeziehung im *Steady State* lautet dementsprechend:

$$c^* = e^{-\frac{\tau_0}{\tau_1}} \cdot p^{*(-\tau_2/\tau_1)} \cdot K^{*(-\tau_3/\tau_1)}. \quad (4.18)$$

4.8 Modellierung des Ölpreises

Für die Ölpreisbildung werden die langfristigen Grenzkosten herangezogen. Dabei sind die Kosten der Nicht-OPEC-Förderung maßgeblich, da die Förderkosten in den OPEC-Staaten im Vergleich zur Nicht-OPEC vernachlässigt werden können (vgl. Abschnitt 4.6)⁹². Die Vollkosten der Rohölförderung spiegeln in jeder Periode jene Kosten wider, die aufgewendet werden müssen, um ein verkaufte Barrel Rohöl zu ersetzen. Sie umfassen die aktuellen Kosten für Exploration und Entwicklung sowie die direkten Förderkosten. Dabei spielt es in diesem Modell keine Rolle, ob ein heute verkaufte Barrel Öl aus einem Feld stammt, das bereits vor Jahren zu günstigen Kosten entwickelt wurde⁹³.

Zusätzlich wird angenommen, dass die Kapazitätsauslastung einen Einfluss auf den Ölpreis ausübt. Wie erwähnt sind Angebots- und Nachfrageseite durch eine Reihe nicht vorhersehbarer Ereignisse bestimmt. Gleichzeitig ist Rohöl ein essentielles Wirtschaftsgut, wodurch der Verbrauch kurzfristig kaum eingeschränkt werden kann (vgl. Abschnitt 4.4). Eine Auslastung der Förderkapazität von 100% würde voraussetzen, dass entweder der Ölverbrauch flexibel an Angebotsschwankungen angepasst werden kann oder am Markt fehlende Mengen über Lagerbestände ausgeglichen werden. Die auf dem Ölmarkt üblichen Schwankungen von Angebot und Nachfrage über-

⁹² Dies gilt zumindest für die Förderung konventionellen Rohöls. Eine Ausnahme innerhalb der OPEC bildet die verhältnismäßig kostenintensive Förderung von Ölsanden in Venezuela.

⁹³ Dabei wird unterstellt, dass jedes entwickelte Barrel Rohöl früher oder später am Markt verkauft werden kann. Mit dem Verkauf einer Einheit in Periode t fällt für den Verkäufer die Möglichkeit eines späteren Verkaufes weg. Gleichzeitig wird der Bestand an bereits entwickelten Reserven dieses Verkäufers um eine Mengeneinheit reduziert. Um die Opportunität wiederherzustellen, muss eine Einheit der Ressource in-situ in der Periode t entwickelt (Explorations- und Entwicklungskosten) und extrahiert (Förderkosten) werden. Dass es sich physikalisch nicht um dieselbe Einheit Rohöl handelt, spielt dabei keine Rolle.

steigen jedoch die technologische Flexibilität der Ölverbraucher ebenso wie die mengenmäßige Lagerhaltung⁹⁴. Da Angebot und Nachfrage kurzfristig (fast) vollständig unelastisch sind, sind Nachfrager zur Zahlung einer Prämie auf ein gewisses Maß an freier Förderkapazität bereit. Diese freie Kapazität stellt den auf dem Ölmarkt dringend benötigten Handlungsspielraum im Fall von Angebots- und Nachfrageschocks sicher. Sinkt die Überschusskapazität unter eine bestimmte Grenze, kommt es daher zu Preisspitzen und erhöhter Volatilität (vgl. Fattouh (2006b; 2010)).

Auf Anbieterseite hat die OPEC als Residualanbieter ebenfalls ein Interesse an der Vorhaltung von Überschusskapazität zur Sicherstellung des Marktgleichgewichtes und Stabilisierung des Ölpreises (vgl. Abschnitt 4.6).

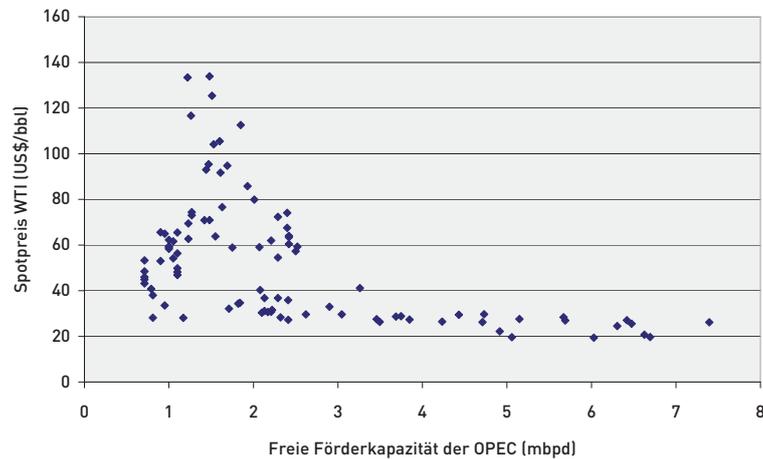


Abbildung 4.2: Ölpreis in Abhängigkeit der freien Förderkapazität der OPEC 2001-2008;
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EIA (2010e)

Abbildung 4.2 zeigt den Rohölpreis als Funktion der freien Förderkapazität der OPEC 2001-2008. In den Phasen knapper Kapazitäten traten hohe,

⁹⁴ Für Notfälle haben sich viele Staaten jedoch über strategische Lagerbestände abgesichert. Die Mitgliedsstaaten der *IEA* haben sich dazu verpflichtet, die anhand der Vorjahresimporte berechnete Bedarfsmenge an Rohöl(-produkten) von 90 Tagen bereitzuhalten (vgl. *IEA* (2007)). Einige Staaten haben darüber hinaus weitere Ölvorräte für den Notfall angelegt. In Deutschland sind die Krisenvorräte im Erdölbevorratungsgesetz geregelt (vgl. *MWV* (2004)).

volatile Marktpreise auf, während das Preisniveau zu Zeiten hoher Verfügbarkeit an Überschusskapazität eher niedrig war. Die Darstellung deutet außerdem auf eine nichtlineare Beziehung zwischen freier Kapazität und Preis hin.

Der Ölpreis wird demzufolge auf die Variablen Nicht-OPEC-Förderkosten c_t und weltweite Kapazitätsauslastung KA_t regressiert. Sowohl für die Elastizität der Preise in Bezug auf die Kosten als auch in Bezug auf die Kapazitätsauslastung werden positive Vorzeichen erwartet. Je höher die Förderkosten von Rohöl sind, desto höher ist auch der Marktpreis für Rohöl. Eine höhere Auslastung zeigt eine höhere Knappheit am Ölmarkt an, so dass unabhängig von den aktuellen Förderkosten der Marktpreis ansteigt und Anreize zur Kapazitätsausweitung entstehen. Ergebnis ist ein $ADL(1,1)$ -Modell mit folgender Fehlerkorrekturform:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(p_t) = & \iota_0 + \iota_1 \log(p_{t-1}) + \iota_2 \log(c_{t-1}) + \iota_3 \log(KA_{t-1}) \\ & + \kappa_1 \Delta_1 \log(c_t) + \kappa_2 \Delta_1 \log(KA_t) + \epsilon_{p,t} \end{aligned} \quad (4.19)$$

mit $p_t =$ Jahresdurchschnittspreis für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl),
 $c_t =$ Förderkosten für Rohöl (US\$₂₀₀₇/bbl),
 $KA_t =$ Auslastung der weltweiten Förderkapazität.

Die Langfristbeziehung im *Steady State* lautet demnach:

$$p^* = e^{-\frac{\iota_0}{\iota_1}} \cdot c^{*(-\iota_2/\iota_1)} \cdot KA^{*(-\iota_3/\iota_1)}. \quad (4.20)$$

Ergänzend zu diesem Preismodell wird in einer alternativen Spezifikation zusätzlich zu den genannten erklärenden Variablen auf einen Trend getestet. Auf diese Weise wird geprüft, ob der Ölpreis eine Art Hotelling-Rente (vgl. Abschnitt 3.1) enthält. Mit Trend ergibt sich folgende Preisfunktion:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(p_t) = & \iota_0 + \iota_H t + \iota_1 \log(p_{t-1}) + \iota_2 \log(c_{t-1}) + \iota_3 \log(KA_{t-1}) \\ & + \kappa_1 \Delta_1 \log(c_t) + \kappa_2 \Delta_1 \log(KA_t) + \epsilon_{p,t} \end{aligned} \quad (4.21)$$

mit der Langfristbeziehung:

$$p^* = e^{-\frac{\iota_0}{\iota_1}} \cdot e^{-\frac{\iota_H}{\iota_1} t} \cdot c^{*(-\iota_2/\iota_1)} \cdot KA^{*(-\iota_3/\iota_1)}. \quad (4.22)$$

4.9 Zusammenfassung zum Mehrgleichungsmodell

In den Abschnitten 4.4 bis 4.8 wurden Einzelgleichungsmodelle für Angebot bzw. Förderkapazität, Nachfrage sowie Preise und Förderkosten von Rohöl entworfen. Jede dieser Regressionen für sich leistet einen Beitrag zur Erklärung der fundamentalen Zusammenhänge auf dem Ölmarkt. Um jedoch die Dynamik des Ölmarktes vollständig abzubilden, müssen die Interdependenzen der Modellvariablen berücksichtigt werden. Das Verhalten des Gesamtmarktes ergibt sich erst aus dem Zusammenwirken der einzelnen multivariaten Gleichungen. Auf diese Weise wirken sich zufällige Störungen, z. B. ein stochastischer Nachfrageschock, auch auf die übrigen Gleichungen aus. Temporäre Abweichungen vom ökonomischen Gleichgewicht werden jedoch durch den Fehlerkorrekturmechanismus korrigiert. Das Marktgleichgewicht ergibt sich aus den Langfristbeziehungen. Da die modellierten Marktgrößen zu jedem Zeitpunkt von Neuem gestört werden können und sich diese Störgrößen überlagern, erreicht der Markt in der Realität u. U. niemals den angestrebten Gleichgewichtszustand.

Die Modelle der Marktgrößen werden daher im Anschluss zu einem interdependenten Mehrgleichungsmodell zusammengefasst. Das Mehrgleichungsmodell besteht auf fünf Verhaltensgleichungen: dem Nachfragemodell (Gleichung 5.2), der Gleichung für die Nicht-OPEC-Förderkapazität (Gleichung 5.4) sowie der OPEC-Förderkapazität (Gleichung 5.8), dem Kostenmodell (Gleichung 5.10) und dem Preismodell (Gleichung 5.13). Alle Gleichungen sind identifizierbar. Die Weltwirtschaftsleistung stellt die einzige modellexogene Variable dar.

Ergebnis ist ein lineares, dynamisches Mehrgleichungsmodell:

$$\begin{array}{ccccccc}
 \mathbf{A} & \mathbf{y}_t & = & \mathbf{B} & \mathbf{z}_t & + & \mu_0 & + & \mathbf{u}_t, \\
 5 \times 5 & 5 \times 1 & & 5 \times 22 & 22 \times 1 & & 5 \times 1 & & 5 \times 1
 \end{array} \tag{4.23}$$

mit

$$\mathbf{y}_t = \begin{pmatrix} \log(D_t) \\ \log(K_{OPEC,t}) \\ \log(K_{NOPEC,t}) \\ \log(c_t) \\ \log(p_t) \end{pmatrix} \quad (4.24)$$

und

$$\mathbf{z}_t = \begin{pmatrix} \mathbf{y}_{t-1} \\ \mathbf{y}_{t-2} \\ \mathbf{y}_{t-3} \\ \mathbf{y}_{t-4} \\ \mathbf{x}_t \end{pmatrix}, \quad (4.25)$$

wobei der Vektor μ_0 die Regressionskonstanten der Einzelgleichungen enthält und die Matrix \mathbf{x}_t alle modellexogenen Variablen, die zum Zeitpunkt t in das Modell eingehen, also GDP_t und GDP_{t-1} .

Neben den ökonometrischen Verhaltensgleichungen aus den Abschnitten 4.4 bis 4.8 muss das Modell für einige Anwendungen um die Definition der Kapazitätsauslastung (Gleichung 4.15) als eigene Gleichung ergänzt werden. Die Berechnung der OPEC-Förderkapazität sowie der Ölpreise erfolgt auf Basis der Kapazitätsauslastung (vgl. Gleichungen 5.8 und 5.13), welche gemäß Gleichung 4.15 als die weltweite Nachfrage bezogen auf die Gesamtkapazität definiert ist. Die Gesamtkapazität geht darüber hinaus in die Berechnung der Förderkosten ein.

Alle Modellgrößen sind logarithmiert (Log-Log-Modelle). Die logarithmierte Kapazitätsauslastung lässt sich nicht als lineare Funktion der logarithmierten Nachfrage und Kapazität berechnen. Da einige Analysen jedoch auf einer Matrixform des Mehrgleichungsmodells aufbauen (vgl. Abschnitt 4.2.4), muss für diese Fälle eine Hilfsregression für die Kapazitätsauslas-

tung geschätzt werden, die mit dem linearen Log-Log-Modell kompatibel ist⁹⁵. Die logarithmierte Gesamtkapazität berechnet sich näherungsweise zu

$$\log(K_t) \approx \nu_1 \log(K_{OPEC,t}) + \nu_2 \log(K_{NOPEC,t}), \quad (4.26)$$

so dass für die logarithmierte Kapazitätsauslastung folgender Zusammenhang gilt:

$$\log(KA_t) \approx \log(D_t) - \nu_1 \log(K_{OPEC,t}) - \nu_2 \log(K_{NOPEC,t}). \quad (4.27)$$

Unter Einbeziehung der Definitionsgleichung für $\log(KA_t)$ lässt sich das lineare Mehrgleichungsmodell schreiben als

$$\begin{array}{cccccc} \mathbf{A}' & \mathbf{y}'_t & = & \mathbf{B}' & \mathbf{z}'_t & + & \mu'_0 & + & \mathbf{v}_t, \\ 6 \times 6 & 6 \times 1 & & 6 \times 26 & 26 \times 1 & & 6 \times 1 & & 6 \times 1 \end{array} \quad (4.28)$$

mit

$$\mathbf{y}'_t = \begin{pmatrix} \log(D_t) \\ \log(K_{OPEC,t}) \\ \log(K_{NOPEC,t}) \\ \log(KA_t) \\ \log(c_t) \\ \log(p_t) \end{pmatrix} \quad (4.29)$$

und

$$\mathbf{z}'_t = \begin{pmatrix} \mathbf{y}'_{t-1} \\ \mathbf{y}'_{t-2} \\ \mathbf{y}'_{t-3} \\ \mathbf{y}'_{t-4} \\ \mathbf{x}'_t \end{pmatrix}. \quad (4.30)$$

Diese Form findet bei der Stabilitätsbetrachtung des Modells (Abschnitt 6.1) und bei der Analyse der Modellbetrachtung mit Hilfe der Impuls-Antwort-Analyse (Abschnitt 6.2) Anwendung.

⁹⁵ Bei einer Prognose ist dies unproblematisch. In diesem Fall wird zunächst die Exponentialfunktion auf die Schätzwerte der Nachfrage, Nicht-OPEC-Kapazität und OPEC-Kapazität angewendet und die Auslastung nach Gleichung 4.15 berechnet. Anschließend wird die Kapazitätsauslastung logarithmiert und die Prognose von Kosten und Preis durchgeführt.

5 Schätzung der Modellgleichungen

Im Folgenden werden die in Kapitel 4 entwickelten Modellgleichungen mit Hilfe des *Kleinste-Quadrate-Verfahrens* (*KQ-Verfahrens*) geschätzt.

Die endgültige Spezifikation der einzelnen Modellgleichungen erfolgt im Hinblick auf die Interpretierbarkeit sowie die statistische Signifikanz der geschätzten Parameter. Das Kriterium der Interpretierbarkeit besagt, dass Vorzeichen und Größenordnung der geschätzten Koeffizienten einer Regressionsgleichung plausibel sein müssen. Die statistische Signifikanz beschreibt die Nachweisbarkeit des dem Modell zugrunde liegenden Wirkungszusammenhangs. Bei einer relativ kleinen Datenbasis, wie es auf dem Ölmarkt der Fall ist, ist die statistische Signifikanz geringer als bei einer entsprechend größeren Datenbasis. Daher wird im weiteren Verlauf der Arbeit der konsistenten Abbildung des Marktmechanismus Vorrang vor der statistischen Signifikanz gegeben. Darüber hinaus sind bei der Modellauswahl einige weitere, formelle Kriterien zu berücksichtigen, so z. B. die Identifizierbarkeit der einzelnen Gleichungen bei der Zusammenfassung zum Mehrgleichungsmodell und die numerische Stabilität des Gleichungssystems.

Anschließend wird mit Hilfe des *Bounds-Testing-Verfahrens* die Gültigkeit der langfristigen ökonomischen Gleichgewichtsbeziehung überprüft (vgl. Pesaran et al. (1999; 2000)). Da das Verfahren auf Einzelgleichungsmodellen basiert, lassen sich dabei die Erklärungsvariablen und Verzögerungsstruk-

turen für jede Modellvariable flexibel gestalten⁹⁶. Darüber hinaus ist kein vorheriger Test auf den Integrationsgrad der Modellvariablen notwendig⁹⁷.

Da für einige Analysen des entwickelten Modells zusätzlich die Definitionsgleichung der Kapazitätsauslastung (Gleichung 4.15) herangezogen werden muss, wird auch diese in Abschnitt 5.7 ökonomisch geschätzt.

Die in den Abschnitten 4.7 und 4.8 spezifizierten Modelle der Förderkosten und des Ölpreises sind interdependent. Abschnitt 5.8 geht auf die Besonderheiten ein, die sich aus dieser Kausalstruktur für die Zusammenfassung zu einem simultanen Modell ergeben.

⁹⁶ Vektorautoregressive Modelle sind hingegen häufig überparametrisiert (vgl. Asali (2008)).

⁹⁷ Nichtsdestotrotz wurde ein solcher Test durchgeführt. Alle Modellvariablen sind diesem Integrationstest zufolge einfach integriert.

5.1 Beobachtungshorizont und Datengrundlage

Für alle Daten liegen Zeitreihen für den Zeitraum von 1970 bis 2008 in jährlicher Auflösung vor. Die weltweite Nachfrage wird BP (2009) entnommen. Die Nachfrage nach Öläquivalenten wie Biokraftstoffen oder synthetischen Erdölprodukten aus Erdgas oder Kohle wird vernachlässigt, da die Kapazität zur Herstellung solcher Äquivalente im Vergleich zur Nutzung fossiler Ölprodukte bisher gering ist⁹⁸. Die Daten zur Förderkapazität außerhalb der OPEC und die Ölpreiszeitreihe in konstanten 2007er US\$ stammen ebenfalls von BP (2009)⁹⁹. Die OPEC-Kapazität wird mit Angebotsdaten von BP (2009) sowie Jahresdurchschnittswerten der freien Förderkapazität der OPEC-Staaten nach EIA (2008a; 2010e) ermittelt, wobei die beiden Werte zur Gesamtkapazität addiert werden. Die Kapazitätsauslastung wurde entsprechend Gleichung 4.15 auf Basis des Angebotes und der freien Förderkapazität berechnet. Die Daten zur Weltwirtschaftsleistung in konstanten 2007er US\$ wurden den Datenbanken der USDA (2009) (vor 1980) sowie vom IMF (2009) (ab 1980) entnommen¹⁰⁰. Die Angaben zu Förderkosten außerhalb der OPEC werden auf Basis von EIA (2007) berechnet¹⁰¹.

⁹⁸ Bei BP (2009) wird die Nachfrage nach Produkten zur Gesamtnachfrage nach Erdöl aggregiert. Die Nachfragedaten berücksichtigen dabei Öläquivalente aus Kohle, Gas und Biomasse. Deshalb übersteigt in der Datenbank von BP die Nachfrage die Rohölproduktion. Aus diesem Grund wurden für das vorliegende Modell die Daten der Ölproduktion als Maß für die Nachfrage herangezogen. Da Lagerhaltung nicht separat betrachtet wird, entspricht die Produktion zu jedem Zeitpunkt der am Markt zum bestehenden Preis abgesetzten Menge an fossilem Rohöl. Verbrauchen Nachfrager Rohöl aus vorhandenen Lagerbeständen, zählt dies nicht zur Marktnachfrage.

⁹⁹ Jahresdurchschnittspreise für leichtes, schwefelarmes Rohöl. Bis 1983 beziehen sich die Daten auf Arab Light, ab 1983 wird Dated Brent als Referenzöl verwendet. Der Preis für Dated Brent ist in diesem Fall der Durchschnitt der Einschätzungen von Platt's aller Handelstage des betreffenden Jahres. Zur Eignung von Brent als Referenzöl vgl. auch Abschnitt 2.3.3.

¹⁰⁰ Der Diskontfaktor (U.S. Verbraucherpreisindex) stammt dabei von BP (2009).

¹⁰¹ Der Berechnungsweg wird in Abschnitt 5.5.1 detailliert dargestellt.

5.2 Schätzung der Modellgleichung für die Nachfrage nach Rohöl

Zunächst werden die Koeffizienten der in Abschnitt 4.4 entworfenen Nachfragefunktion geschätzt. Anschließend wird die Gültigkeit der vorgeschlagenen Langfristbeziehung zwischen weltweiter Nachfrage, Ölpreisen und Wirtschaftswachstum geprüft.

5.2.1 Schätzung der unbekannt Parameter

Als Ergebnis der *KQ*-Schätzung der Gleichung 4.10 erhält man die Gleichung

$$\begin{aligned}\Delta_1 \log(D_t) = & 0,0817 - 0,1505 \cdot \log(D_{t-1}) - 0,0202^{**} \cdot \log(p_{t-1}) \\ & + 0,0601 \cdot \log(GDP_{t-1}) + 0,0010 \cdot \Delta_1 \log(p_t) \\ & + 0,3009^{***} \cdot \Delta_1 \log(GDP_t) + \epsilon_{D,t}\end{aligned}\quad (5.1)$$

mit stationärem Fehler $\epsilon_{D,t}$ ¹⁰². Kurz- und langfristige Einkommenselastizität sind demnach erwartungsgemäß positiv, d. h. eine höhere Wirtschaftsleistung geht mit einem erhöhten Bedarf an Rohöl einher. Langfristig ist auch die Preiselastizität der Nachfrage wie erwartet negativ, so dass bei einem höheren Preis weniger Rohöl nachgefragt wird und umgekehrt. Die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage hingegen weist entgegen der Annahmen ein positives Vorzeichen auf. Der Parameter ist jedoch nicht signifikant. Daher wird angenommen, dass die Nachfrage kurzfristig nicht preiselastisch ist ($\beta_1 = 0$)¹⁰³. Die übrigen nicht signifikanten Variablen werden aufgrund der Konsistenz mit den theoretischen Überlegungen trotz hoher Irrtumswahrscheinlichkeiten als gültig angenommen. Die angenommene Langfristbeziehung

¹⁰² Die statistischen Signifikanzen der Parameter sind für Irrtumswahrscheinlichkeiten von 1% (***) , 5% (**) und 10% (*) angegeben.

¹⁰³ Dies ist möglich, sofern keine Multikollinearität zwischen der Niveauvariablen und den ersten Differenzen vorliegt, da die Koeffizienten sonst nicht unabhängig voneinander bestimmt werden könnten. Die Variablen $\log p_{t-1}$ und $\Delta_1 \log(p_t)$ korrelieren jedoch nicht untereinander, folglich kann der Parameter β_1 gleich null gesetzt werden.

hung bleibt davon unberührt. Die Neuschätzung der restringierten Nachfragegleichung führt damit zu:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(D_t) = & 0,0848 - 0,1478 \cdot \log(D_{t-1}) - 0,0204^{**} \cdot \log(p_{t-1}) \\ & + 0,0588 \cdot \log(GDP_{t-1}) + 0,3006^{***} \cdot \Delta_1 \log(GDP_t) \\ & + \epsilon_{D,t}. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Tabelle 5.1 fasst das Ergebnis der Parameterschätzung mit dem *Kleinste-Quadrate (KQ)*-Verfahren zusammen. Angegeben sind die *KQ*-Schätzer und ihre t-Statistiken sowie die Varianzinflationsfaktoren (VIF) der Regressoren. Darüber hinaus sind das (korrigierte) Bestimmtheitsmaß R^2 bzw. \bar{R}^2 , das Akaike-Informationskriterium (*Akaike's Information Criterion*, AIC), und die Teststatistiken des Lagrange-Multiplier- (LM) und F-Tests der Regression angeführt. Für die Residuen ist außerdem der Wert der Jarque-Bera-Statistik (JB) auf Normalverteilung angegeben.

Tabelle 5.1: *Kleinste-Quadrate*-Schätzer der Nachfragegleichung;
Quelle: Eigene Darstellung

	α_0	α_1	α_2	α_3	β_2
Parameter	0,0848	-0,1478	-0,0204	0,0588	0,3006
t-Statistik	0,4365	-1,4912	-2,693	1,1372	3,5953
VIF	0	11,646	1,235	11,139	1,059

$$R^2=0,51; \bar{R}^2=0,45; LM=18,2; AIC=-7,4; F=8,6^{***}.$$

$$n=38. \epsilon_{D,t} \text{ stationär}^{***}, JB=0,1364.$$

Wie sich zeigt, passt sich die Ölnachfrage nur träge an veränderte Rahmenbedingungen an. Die Nachfragegleichung weist eine Persistenz von

$$1 + \alpha_1 = 85,22\%$$

auf, d. h. von einer Periode zur nächsten verbleiben 85,22% des Vorjahreswertes. Eine Nachfragespitze bzw. ein Einbruch der Nachfrage baut sich deshalb nur langsam ab. Die langfristige Preiselastizität der Nachfrage¹⁰⁴ beträgt

$$-\frac{\alpha_2}{\alpha_1} = -13,83\%.$$

¹⁰⁴ Zur Höhe der Preis- und Einkommenselastizität im Vergleich zur bestehenden Literatur sowie zu den Standardabweichungen der ermittelten Elastizitäten vgl. auch Abschnitt 6.3.

Daraus folgt, dass bei einer Verdoppelung des Ölpreises die Nachfrage um knapp 14% zurückgeht und umgekehrt. Damit ist die Nachfrage wie erwartet relativ unelastisch.

Aus Tabelle 5.1 ergeben sich eine langfristige Einkommenselastizität von

$$-\frac{\alpha_3}{\alpha_1} = 39,77\%$$

und eine kurzfristige Einkommenselastizität von

$$\beta_2 = 30,06\%.$$

Eine Steigerung der Weltwirtschaftsleistung erhöht somit auch den Ölverbrauch um 30-40% der jeweiligen Wachstumsrate.

Die Varianzinflationsfaktoren der Koeffizienten α_1 und α_3 deuten auf eine hohe Multikollinearität hin (vgl. Tabelle 5.1). Die *KQ*-Schätzer behalten jedoch weiterhin ihre Eigenschaften als *BLUE*-Schätzer (*Best Linear Unbiased Estimator*).

Ob die Modellstruktur im beobachteten Zeitraum stabil ist, kann mit dem CUSUM-SQ-Test geprüft werden. Die Ergebnisse für Gleichung 5.2 sind in Anhang A, Abbildung A.1 dargestellt. Die Statistik liegt zu jedem Zeitpunkt innerhalb der kritischen Schranken für ein Signifikanzniveau von 5%. Demnach ist die Struktur des Nachfragemodells für die gesamte Beobachtungsperiode von 1970 bis 2008 gültig.

5.2.2 Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang

Im Anschluss an die Schätzung der Nachfragegleichung wird auf die Langfristbeziehung (Gleichung 4.11) getestet, um eine Scheinregression auszuschließen. Zur Prüfung der Langfristedynamik wird das *Bounds-Testing*-Verfahren herangezogen. Die Nullhypothese des Tests lautet $H_0 : \alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 0$. Der F-Test zur Prüfung auf gemeinsame Signifikanz der Parameter ergibt einen Wert der Teststatistik von

$$F(D|p, GDP) = 5,03.$$

Tabelle 5.2 zeigt die Unter- und Obergrenzen nach Pesaran et al. (2000) für Fall III (unbeschränkter Achsenabschnitt, kein Trend), $k = 2$. Die Nullhypothese kann in diesem Fall mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5%

abgelehnt werden, da der Wert der Teststatistik größer ist als die entsprechende Obergrenze ($F(D|p, GDP) > F_{O,p=5\%}$). Folglich kann davon ausgegangen werden, dass die Variablen kointegrieren. Die Langfristbeziehung zwischen der weltweiten Nachfrage und dem Ölpreis sowie der Weltwirtschaftsleistung gilt wie in Gleichung 4.11 dargestellt.

Tabelle 5.2: Kritische Werte des *Bounds-Testing*-Verfahrens für Regressionen mit unbeschränktem Interzept, ohne Trend (Fall III); $k = 2$;

Quelle: Pesaran et al. (2000), Tabelle C.iii

Signifikanz	$F_U, I(0)$	$F_O, I(1)$
10%	3,17	4,14
5%	3,79	4,85
1%	5,15	6,36

5.3 Schätzung der Modellgleichung für die Förderkapazität außerhalb der OPEC

In Abschnitt 4.5 wurde ein Regressionsmodell der Förderkapazität außerhalb der OPEC vorgestellt, welches im Folgenden ökonometrisch geschätzt wird. Auch für dieses Modell wird mit Hilfe des *Bounds-Testing*-Verfahrens auf Gültigkeit des dem Modell zugrunde liegenden langfristigen Gleichgewichtspfad geprüft.

5.3.1 Schätzung der unbekannt Parameter

Für die Gleichung 4.12 werden die *KQ*-Schätzer bestimmt:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(K_{NOPEC,t}) = & 0,1737^{**} - 0,1586^{***} \cdot \log(K_{NOPEC,t-1}) \\ & 0,1002^{***} \cdot \log(D_{t-4}) + 0,0094 \cdot (\log(p_{t-4}) - \log(c_{t-4})) \\ & - 0,1808^{**} \cdot \Delta_1 \log D_{t-3} \\ & - 0,00907 \cdot \Delta_1 (\log(p_{t-3}) - \log(c_{t-3})) + \epsilon_{K_{NOPEC,t}} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Wie sich zeigt, weisen beide Kurzfristparameter der Regression ein negatives Vorzeichen auf. Mit dem theoretischen Erklärungsmodell ist dies jedoch nicht vereinbar. Verzichtet man hingegen auf den Erklärungswert der kurzfristigen Nachfrageelastizität ($\xi_1 = 0$)¹⁰⁵, so erhält man folgende, mit der Theorie konsistente Ergebnisse:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(K_{NOPEC,t}) = & 0,1371^{**} - 0,1458^{***} \cdot \log(K_{NOPEC,t-1}) \\ & + 0,0954^{**} \cdot \log(D_{t-4}) + 0,0213 \cdot (\log(p_{t-4}) - \log(c_{t-4})) \\ & + 0,0013 \cdot \Delta_1 (\log(p_{t-3}) - \log(c_{t-3})) + \epsilon_{K_{NOPEC,t}} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Tabelle 5.3 zeigt die Ergebnisse der Schätzung. Das Regressionsmodell weist ein Bestimmungsmaß von $R^2 = 52\%$ auf und erklärt folglich mehr als die

¹⁰⁵ Kollinearität zwischen der Niveauvariablen $\log D_{t-4}$ und ihrer ersten Differenzen $\Delta_1 \log D_{t-3}$ wurde ausgeschlossen.

Tabelle 5.3: *Kleinste-Quadrate*-Schätzer der Gleichung für die Nicht-OPEC-Kapazität;
Quelle: Eigene Darstellung

	θ_0	θ_1	θ_2	θ_3	ξ_2
Parameter	0,1371	-0,1458	0,0954	0,0213	0,0013
t-Statistik	1,5380	-4,8284	1,5543	1,3059	0,9222
VIF	0	2,032	3,209	1,671	1,736

$$R^2=0,52; \bar{R}^2=0,45; LM=24,0; AIC=-8,3; F=8,0^{(**)}.$$

$$n=35. \epsilon_{K_{NOPEC,t}} \text{ stationär}^{(**)}, JB=0,5796.$$

Hälfte der Varianz der endogenen Variable $\Delta_1 \log(K_{NOPEC,t})$. Die Störvariable des Modells ist stationär.

Wie Tabelle 5.3 zeigt, beträgt die Persistenz des Systems

$$1 + \theta_1 = 85,42\%.$$

Der Parameter θ_1 ist in dieser Regression ein Maß für die jährliche Rückbaurrate der Nicht-OPEC-Kapazität (vgl. Abschnitt 2.1.2)¹⁰⁶. Unabhängig davon, ob in einer Periode t ein Zubau erfolgt oder nicht, stehen 14,58% der Vorjahreskapazität nicht mehr zur Verfügung. Allein um die Kapazität auf konstantem Niveau zu halten, müssen jedes Jahr Ersatzinvestitionen in dieser Höhe in Produktion gehen. Für die langfristige Preiselastizität der Nicht-OPEC-Kapazität bzw. des Nicht-OPEC-Angebotes¹⁰⁷ ergibt sich ein Wert von

$$-\frac{\theta_3}{\theta_1} = 14,61\%.$$

Die langfristige Elastizität bezogen auf die Nicht-OPEC-Förderkosten beträgt somit -14,61%. Steigen die Preise im Vergleich zu den langfristigen Grenzkosten um 5%, so steigen Kapazität bzw. Angebot der Nicht-OPEC-Staaten um knapp einen Prozentpunkt. Umgekehrt gehen Förderkapazität und Angebot gleichermaßen zurück, wenn die Kosten der Förderung im Vergleich zum Ölpreis um 5% ansteigen. Der kurzfristige Effekt von Änderungen des Verhältnisses zwischen Preisen und Kosten ist mit 0,31% vernachlässigbar ($\xi_2 \approx 0$).

¹⁰⁶ Zum Vergleich mit bestehenden Analysen der Rückbauraten außerhalb der OPEC sowie der Standardabweichungen des ermittelten Wertes vgl. auch Abschnitt 6.5.

¹⁰⁷ Vgl. auch Abschnitt 6.4.

Die langfristige Elastizität in Bezug auf die weltweite Nachfrage nach Rohöl beträgt

$$-\frac{\theta_2}{\theta_1} = 65,44\%.$$

Die Standardabweichung dieser Elastizität beträgt 0,16 bzw. 16,5 Prozentpunkte¹⁰⁸, d. h. verdoppelt sich die Nachfrage, erhöht sich gemäß Gleichung 5.4 das Angebot der Nicht-OPEC um ca. 65%. Um das Marktgleichgewicht sicherzustellen, müsste die verbleibende Exzessnachfrage von der OPEC gedeckt werden.

Wie aus Tabelle 5.3 außerdem ersichtlich wird, tritt bei der Regression keine Multikollinearität auf.

Die Ergebnisse des CUSUM-SQ-Tests auf Stabilität der Modellgleichung 5.4 zeigt Abbildung A.2 in Anhang A. Die Modellstruktur ist über die gesamte Beobachtungsperiode von 1970 bis 2008 stabil. Folglich wird das Investitionsverhalten für die gesamte Historie adäquat abgebildet.

5.3.2 Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang

Die Langfristedynamik wird durch Gleichung 4.13 gegeben. Zur Überprüfung des langfristigen Zusammenhanges wird mit dem *BoundsTesting*-Verfahren auf Kointegration der Variablen getestet. Die F-Statistik für die Nullhypothese $H_0 : \theta_1 = \theta_2 = \theta_3 = 0$ beträgt:

$$F(K_{NOPEC}|(p/c), D) = 12,81.$$

Als kritische Werte gelten auch hier die in Tabelle 5.2 angegebenen Unter- und Obergrenzen nach Pesaran et al. (2000) (Fall III, $k = 2$). Die Nullhypothese wird dementsprechend mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 1% abgelehnt ($F(K_{OPEC}|(p/c), D) > F_{O,p=1\%}$). Folglich wird angenommen, dass der langfristige Gleichgewichtspfad entsprechend Gleichung 4.13 existiert.

¹⁰⁸ Die Standardabweichung der nichtlinearen Parameterfunktion $-\frac{\theta_2}{\theta_1}$ wurde mit Hilfe der so genannten Delta-Methode über die asymptotische Varianz-Kovarianz-Matrix bestimmt (vgl. Greene (2008), S. 68ff). Der Wert ist als absolute und nicht als relative Standardabweichung der Elastizität zu verstehen.

5.4 Schätzung der Modellgleichung für die Förderkapazität der OPEC

Aufbauend auf der Spezifikation des Modells der OPEC-Kapazität in Abschnitt 4.6 erfolgt im nächsten Abschnitt die ökonometrische Schätzung der Parameter. Anschließend wird auf Kointegration der Variablen getestet.

5.4.1 Schätzung der unbekannt Parameter

Für das vollständige Modell (Gleichung 4.14) erhält man folgende KQ -Schätzer:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log (K_{OPEC,t}) = & 0,0795 - 0,2055^{***} \cdot \log (K_{OPEC,t-1}) \\ & + 0,1480^{***} \cdot \log (D_{t-4}) + 0,0745 \cdot \log (KA_{t-1}) \\ & + 2,0411^{***} \cdot \Delta_1 \log D_t + 0,1529 \cdot \Delta_1 \log D_{t-1} \\ & + 0,3059^{***} \cdot \Delta_1 \log D_{t-2} + 0,3992^{***} \cdot \log D_{t-3} \\ & - 2,0692^{***} \cdot \Delta_1 \log KA_t + \epsilon_{K_{OPEC},t} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Wie sich zeigt, ist das Vorzeichen des kurzfristigen Einflusses der Kapazitätsauslastung $\rho_{2,1}$ nicht konsistent mit dem theoretischen Mechanismus der Investitionsplanung. Daher wird das Modell zunächst um den kurzfristigen Einfluss der Förderkapazität reduziert ($\rho_{2,1} = 0$). Dies hat jedoch zur Folge, dass sich auch Vorzeichen einiger anderer Koeffizienten verändern. Anschließend werden daher sukzessive die Parameter mit der jeweils geringsten Signifikanz gestrichen, bis ein Modell entsteht, das mit der Theorie vereinbar ist¹⁰⁹. Ergebnis dieser Spezifikation ist das folgende Regressionsmodell:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log (K_{OPEC,t}) = & 0,4442^{***} - 0,1270^{**} \log (K_{OPEC,t-1}) \\ & + 0,5424^{***} \log (KA_{t-1}) + 0,6454^{***} \Delta_1 \log (D_t) \\ & + \epsilon_{K_{OPEC},t} \end{aligned} \quad (5.6)$$

mit der Langfristbeziehung:

$$K_{OPEC}^* = 3,4976 \cdot KA^{*-4,2709}. \quad (5.7)$$

¹⁰⁹ Multikollinearität wurde dabei ausgeschlossen. Die Prozedur der Variablenselektion folgt hier einem sequenziellen Verfahren auf Basis der t-Statistik, wie sie häufig auf vektorautoregressive Modelle angewendet wird (vgl. Lütkepohl (2005), S. 211f).

Tabelle 5.4: *Kleinste-Quadrate*-Schätzer der inhomogenen Gleichung für die OPEC-Kapazität;

Quelle: Eigene Darstellung

	γ_0	γ_1	γ_3	$\rho_{1,1}$
Parameter	0,4442	-0,1270	0,5424	0,6454
t-Statistik	2,7117	-2,5780	4,3399	3,8459
VIF	0	1,332	1,353	1,019

$$R^2=0,49; \bar{R}^2=0,45; LM=17,5; AIC=-7,1; F=10,1^{(***)}.$$

$$n=35. \epsilon_{K_{OPEC,t}} \text{ stationär}^{(***)}, JB=17,2577^{(***)}.$$

Tabelle 5.4 zeigt die *KQ*-Schätzer und die wichtigsten Kennzahlen zur Regressionsgüte. Dieses Modell ist statistisch signifikant. Die Vorzeichen entsprechen den Erwartungen. Eine höhere Kapazitätsauslastung führt langfristig zu einer Steigerung der OPEC-Kapazität und umgekehrt. Gleichzeitig steigt bzw. fällt die Kapazität kurzfristig mit der weltweiten Nachfrage.

Das Modell hat in dieser Form jedoch einige Nachteile. So werden die Effekte der Bauzeit vernachlässigt. Das Modell der OPEC-Kapazität weist eine sehr hohe Anpassungsgeschwindigkeit an die erklärenden Variablen auf. Zwar verfügen die Fördergebiete in den OPEC-Staaten im Allgemeinen über Ölfelder, die wesentlich einfacher zugänglich sind als die Reserven der Nicht-OPEC. Dessen ungeachtet ist jedoch eine Bauzeit von einem Jahr unrealistisch. Die Marktdynamik, die sich durch die baulich bedingte Verzögerung auf das Angebot ergibt, kann auf diese Weise nicht adäquat abgebildet werden. Vor allem jedoch wird die Kapazität langfristig nur durch die Auslastung erklärt.

Die in Gleichung 5.7 formulierte Langfristbeziehung bildet zudem die Gleichgewichtskapazität lediglich in Abhängigkeit des von der OPEC angestrebten Gleichgewichtsniveaus der Kapazitätsauslastung ab. In Wirklichkeit ist die Nachfrage nach Rohöl bzw. die Erwartung der Nachfrageentwicklung jedoch eine wichtige Planungsgröße und sollte als solche in der langfristigen Dynamik des Systems berücksichtigt werden.

Daher wird in einem zweiten Reduktionsverfahren ein weiteres Modell spezifiziert, bei dem die Koeffizienten mit den theoretischen Überlegungen übereinstimmen und das ein realistisches Investitionsverhalten abbildet. Da-

für wird auf die Regressionskonstante γ_0 verzichtet und stattdessen eine homogene Regressionsgleichung entwickelt. Aus schätztheoretischer Sicht sollte die inhomogene Regression (mit Konstante) der homogenen Regression (ohne Konstante) vorgezogen werden, da die Schätzer der homogenen Gleichung verzerrt sein können (vgl. Assenmacher (2002), S. 82). Aus den o. g. Gründen wird jedoch im weiteren Verlauf der Arbeit trotz der möglichen Verzerrung das Modell bevorzugt, das mit den Annahmen konsistent ist.

Durch sequenzielle Elimination erhält man in diesem Fall folgendes Modell für die OPEC-Förderkapazität:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(K_{OPEC,t}) = & -0,0431 \log(K_{OPEC,t-1}) + 0,0417 \log(D_{t-4}) \\ & + 0,3704^{***} \log(KA_{t-1}) + 0,6322^{***} \Delta_1 \log(D_t) \\ & + \epsilon_{K_{OPEC,t}} \end{aligned} \quad (5.8)$$

mit der langfristigen Dynamik:

$$K_{OPEC}^* = D^{*0,9675} \cdot KA^{*-8,5940}. \quad (5.9)$$

Die Ergebnisse der Schätzung sind in Tabelle 5.5 dargestellt. Die Residuen sind stationär. Das Bestimmtheitsmaß der Regression sinkt durch die Vernachlässigung der Konstante von $R^2 = 0,49$ im ursprünglichen auf $R^2 = 0,40$ im homogenen Modell. Wie Tabelle 5.5 zeigt, beträgt die Beharrungstendenz

$$1 + \gamma_1 = 95,69\%.$$

Die Rückbaurrate der OPEC-Kapazität liegt somit bei $\gamma_1 = 4,31\%^{110}$.

Tabelle 5.5: *Kleinste-Quadrate-Schätzer* der homogenen Gleichung für die OPEC-Kapazität;
Quelle: Eigene Darstellung

	γ_1	γ_2	γ_3	$\rho_{1,1}$
Parameter	-0,0431	0,0417	0,3704	0,6322
t-Statistik	-0,9992	1,1499	3,2089	3,4581
VIF	0,863	0,701	0,973	1,020

$R^2=0,40$; $\bar{R}^2=0,34$; $LM=15,2$; $AIC=-6,9$; $F=6,90^{***}$.

$n=35$. $\epsilon_{K_{OPEC,t}}$ stationär^(***), $JB=2,6886$.

Für die langfristige Nachfrageelastizität der OPEC-Kapazität ergibt sich ein Wert von

$$-\frac{\gamma_2}{\gamma_1} = 96,67\%.$$

Mit einer Standardabweichung von rund 14%¹¹¹ beträgt diese Elastizität 83-111%. Dieses Ergebnis deckt sich mit der langfristige Nachfrageelastizität des Nicht-OPEC-Angebotes (vgl. Abschnitt 5.3.1). Die kurzfristige Nachfrageelastizität wird auf $\rho_{1,1} = 63,22\%$ beziffert.

Die Reaktion der OPEC-Kapazität auf die Auslastung der weltweiten Anlagenkapazität liegt bei

$$-\frac{\gamma_3}{\gamma_1} = 8,58.$$

Daraus folgt, dass die Reaktion der OPEC in der Rolle als *Swing-Producer* wie erwartet äußerst stark auf Veränderungen der Kapazitätsauslastung reagiert.

Die Varianzinflationsfaktoren deuten nicht auf Multikollinearität hin. Darüber hinaus zeigt das Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests, dass das Modell über den gesamten Zeitraum hinweg stabil ist (vgl. Abbildung A.3 in Anhang A). Das Gleichung 5.8 zugrunde liegende Erklärungsmodell ist daher für den gesamten Beobachtungszeitraum zwischen 1970 und 2008 gültig.

5.4.2 Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang

Mit Hilfe des *Bounds-Testing*-Verfahrens werden die möglichen Langfristbeziehungen für die Förderkapazität der OPEC-Staaten (vgl. Gleichung 4.16, 5.7 bzw. 5.9) getestet:

- $F(K_{OPEC}|D, KA)$ testet die in Gleichung 4.16 angegebene Langfristbeziehung für die Regression 4.14 mit unbeschränktem Interzept und ohne Trend (Fall III, $k = 2$).
- $F(K_{OPEC}|KA)$ prüft die gemeinsame Signifikanz der Langfristparameter der Gleichung 5.7, die der Regressionsgleichung 5.6 zugrunde liegt. Die kritischen Grenzen sind für Fall III, $k = 1$, aufgelistet.

¹¹⁰ Zum Vergleich mit bestehenden Analysen der Rückbauraten in den OPEC-Staaten sowie der Standardabweichungen des ermittelten Wertes vgl. auch Abschnitt 6.5.

¹¹¹ Berechnet mit der Delta-Methode (vgl. Greene (2008), S. 68ff).

- $F(K_{OPEC}|D, KA)$ testet auf die Signifikanz der homogenen langfristigen Beziehung (Gleichung 5.9) ohne Achsenabschnitt oder Trend (Fall I, $k = 2$). Dieser Kointegrationsvektor wird im Modell 5.8 unterstellt.

Die Teststatistiken und kritischen Werte sind in Tabelle 5.6 angegeben. Für alle drei Regressionen kann die Kointegrationshypothese nicht abgelehnt werden. Die Irrtumswahrscheinlichkeiten betragen dabei 1% (Gleichungen 4.16 und 5.9) bzw. 10% (Gleichung 5.7). Grundsätzlich stellen demnach alle Gleichungen ein Modell für die Entwicklung der OPEC-Förderkapazität mit einer statistisch nachweisbaren langfristigen Beziehung dar.

Inhaltliche Gründe und Teststatistik der Langfristbeziehung sprechen für das homogene Modell. Daher geht Gleichung 5.8 in das simultane Mehrgleichungsmodell ein.

5.5 Schätzung der Modellgleichung für die Förderkosten außerhalb der OPEC

Nachfolgend wird die Modellgleichung für die Nicht-OPEC-Förderkosten geschätzt und die in Abschnitt 4.7 hergeleitete Langfristbeziehung empirisch getestet.

Die Datenlage zu den Förderkosten sowohl in den Staaten der OPEC als auch der Nicht-OPEC ist unzureichend. Direkte Förderkosten werden so gut wie nicht veröffentlicht. Lediglich für einzelne Länder oder Regionen sind in begrenzten Zeiträumen Daten verfügbar. Daher wird in Abschnitt 5.5.1 zunächst auf Basis verfügbarer Daten ein Maß für die Förderkosten hergeleitet, bevor in Abschnitt 5.5.2 die Parameter der Modellgleichung ermittelt werden.

5.5.1 Herleitung der Förderkosten aus verfügbaren Daten

Die Kosten der Förderung (Nicht-OPEC) werden auf Basis der Daten des *Financial Reporting System* der *EIA* ermittelt (*EIA* (2007)). Im *Financial Reporting System* sammelt die *EIA* jährliche Daten der größten U.S.-amerikanischen Energiekonzerne zu den Aktivitäten in den Bereichen Erdöl,

Tabelle 5.6: F-Statistik der Langfristbeziehung der OPEC-Kapazität und dazugehörige kritische Werte des *Bounds-Testing*-Verfahrens nach Pesaran et al. (2000), Tabellen C.i und C.iii.;
Quelle: Eigene Darstellung.

F-Wert	Fall	k	Signifikanz					
			10%		5%		1%	
			F_U	F_O	F_U	F_O	F_U	F_O
$F(K_{OPEC} D, KA) = 25,76$	III	2	3,17	4,14	3,79	4,85	5,15	6,36
$F(K_{OPEC} KA) = 6,21$	III	1	4,04	4,78	4,94	5,73	6,84	7,84
$F(K_{OPEC} D, KA) = 35,27$	I	2	2,17	3,19	2,72	3,83	3,88	5,30

Erdgas und Strom. Bei Unternehmen, die dem anerkannten Rechnungslegungsstandard (*Financial Accounting Standard*) folgen, werden zusätzliche Informationen zu den *Upstream*-Aktivitäten abgefragt, auf deren Basis die Ausgaben für Exploration, Entwicklung und Förderung berechnet werden können. Das Ergebnis sind durchschnittliche Kosten der veröffentlichenden Unternehmen¹¹². Da diese Unternehmen hauptsächlich in den Förderregionen außerhalb der OPEC operieren, können die Werte als Näherung für die Nicht-OPEC-Kosten herangezogen werden (vgl. Hansen u. Lindholt (2008)).

Aufgrund der unterschiedlichen Berechnungswege für die einzelnen Kostenarten werden im Folgenden die Berechnung der Explorations- und Entwicklungskosten sowie der operativen Produktionskosten der Erdölförderung getrennt voneinander erläutert. Die Summe beider Posten ergibt die gesamten Förderkosten pro Barrel Rohöl, wie sie in Abbildung 5.1 wiedergegeben werden^{113,114}. Wie das Diagramm zeigt, stiegen die Förderkosten

¹¹² Es handelt sich bei den berechneten Kosten also nicht um Grenzkosten, sondern um die durchschnittlichen Ausgaben pro Barrel Öläquivalent. Die Kostendaten beziehen sich auf die kombinierte Erdöl- und Erdgasförderung. Für die Berechnung der Förderkosten wurden die Kapazitäten und Fördermengen für Erdgas in Öläquivalent umgerechnet.

¹¹³ Alle Werte in konstanten US\$₂₀₀₇. Der Diskontfaktor entspricht BP (2009).

¹¹⁴ Werte für 1979 sowie vor 1977 und nach 2006 wurden über das durchschnittliche Verhältnis der Förderkosten zum Marktpreis (logarithmiert) approximiert, da die Werte in der Datenbank des *Financial Reporting System* entweder nicht vorhanden oder nicht verlässlich waren. Dabei wird ein Gleichgewicht zwischen Kosten und Preisen

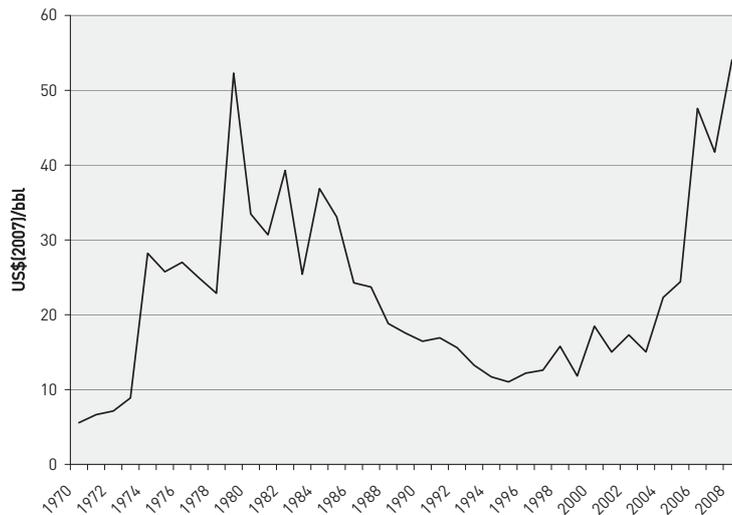


Abbildung 5.1: Kosten der Nicht-OPEC für Exploration, Entwicklung und Förderung von Rohöl 1970-2008;
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2009); EIA (2007)

in den 1970er Jahren an. In dieser Zeit wurde der Ressourcenzugang für die Nicht-OPEC-Staaten erschwert, außerdem kamen vermehrt kostenintensive Technologien zum Einsatz, z. B. bei der *offshore*-Förderung. Anschließend fielen die Kosten bis in die 1990er Jahre ab, was vor allem auf den technologischen Fortschritt zurückzuführen ist (vgl. Fagan (1998)). Mit dem darauf folgenden Anstieg der Ölpreise nahmen auch die Förderkosten zu, was zum einen auf den steigenden Anteil von Förderung in weniger zugänglichen Gebieten, z. B. in der Tiefsee, zum anderen auf die gestiegene Nachfrage nach Investitionsanlagen und -dienstleistungen insbesondere für komplexe Fördertechnologien zurückzuführen ist.

5.5.1.1 Explorations- und Entwicklungskosten

Die Explorations- und Entwicklungskosten fallen vor der eigentlichen Produktionsphase eines Feldes an. Somit entstehen Explorationskosten auch

angenommen. Durch die vorgenommene Interpolation wird der durch die Einflussnahme der OPEC verursachte Kostenanstieg der 1970er Jahre abgebildet. Die internationalen Konzerne waren in dieser Zeit gezwungen, die vormals kostengünstigen Ölvorkommen in den OPEC-Staaten zugunsten neuer, aufwändiger Fördergebiete zu verlassen.

dann, wenn die Suche nach wirtschaftlichen Lagerstätten erfolglos bleibt und die Entscheidung über eine weitere Entwicklung negativ ausfällt. Die Explorationskosten sind hauptsächlich von den seismisch-geologischen Beschaffenheiten abhängig und variieren daher von Region zu Region. Sie beinhalten Kosten für die Akquise des Geländes, seismische Untersuchungen und Datenanalyse. Hinzu kommen die Kosten für Probe- bzw. Suchbohrungen. Bei der Erschließung eines Feldes fallen weitere Bohrungen an. Auch die Entwicklungskosten hängen dabei von der Lage des Feldes ab¹¹⁵. Außerdem sind Feldgröße, Konzentrierung und Qualität des Rohöls von Bedeutung (vgl. IFP (2004), S. 117ff).

Die Explorations- und Entwicklungskosten 1977-2006 werden gemäß Definition 1 auf Basis der Tabellen 5211 und 5246 in EIA (2007) berechnet¹¹⁶.

¹¹⁵ Sowohl die Exploration als auch die Entwicklung sind auf See (*offshore*) teurer als an Land (*onshore*). Bei der Bohrung auf See stellt die Wassertiefe einen entscheidenden Kostentreiber dar.

¹¹⁶ Die Zahlenkombinationen geben Fragebogen bzw. Tabelle und Elementnummer des *Financial Reporting System* (EIA (2007)) wieder. Für die Posten wurden teilweise regionale Daten aufsummiert. Die Erdgasförderung wurde in Barrel Öläquivalent umgerechnet und zu den Mengenangaben für Erdöl addiert. Die zwei Elementnummern vor den Mengenangaben geben jeweils den Posten Erdöl und den Posten Erdgas an.

Definition 1. *Berechnung der Explorations- und Entwicklungskosten*

	5211/19	Property Aquisition Cost: Unproved Acreage	
+	5211/20	Property Aquisition Cost: Proved Acreage ^{*)}	
+	5211/26	Exploration Cost: Drilling & Equipping of Wells	
+	5211/27	Exploration Cost: Geological & Geophysical	
+	5211/28	Other Exploration Cost	
+	5211/34	Development Cost: Drilling & Equipping of Wells	
+	5211/35	Development Cost: Lease Equipment	
+	5211/36	Other Development Cost	
<hr/>			
=		Total Exploration and Development Expenditures	
	5246/02,13	Revisions of Previous Estimates ^{**)}	
+	5246/03,14	Improved Recovery	
+	5246/05,16	Extensions & Discoveries	
<hr/>			
=		Net Ownership Interest Reserves	
		Total Exploration and Development Expenditures	
÷		Net Ownership Interest Reserves	
<hr/>			
=		Total Exploration & Development Costs per bbl	

^{*)} EIA (2007) berücksichtigt für die Berechnung der Finding Costs nur Akquisitionskosten für Unproved Acreage.

^{**)} Die Erdgasreserven wurden in den Jahren 1985 und 1987 aufgrund von Abschreibungen von Reserven der North Slope Förderregion manuell um 1,477 bzw. 2,396 Mio. bbl Öläquivalent korrigiert (vgl. EIA (2009a), Tabelle 4.9).

5.5.1.2 Produktionskosten

Die Produktionskosten beziehen sich auf die operative Förderung. Sie umfassen Kosten für Material und Betriebsmittel sowie Logistikkosten. Diese Ausgaben sind unmittelbar abhängig von der Produktionsmenge. Außerdem kommen Personalkosten, Reparaturen, planmäßige Wartung und Instandhaltung der Produktionsanlagen hinzu (vgl. IFP (2004), S. 152), welche proportional zur errichteten Förderkapazität sind. Da die Kapazität jedoch wiederum unmittelbare Auswirkungen auf die geförderte Menge hat, werden

im Folgenden die gesamten Produktionskosten auf die Fördermenge bezogen (vgl. EIA (2008b)).

Regionale Faktoren sowie Feldcharakteristika wie z. B. Größe oder Druck des Feldes stellen die entscheidenden Determinanten der operativen Produktionskosten dar.

Definition 2 zeigt die Berechnung der Produktionskosten (vor Steuern und sonstigen Abgaben) 1977-2006 auf Basis der Tabellen 5122, 5211 und 5246 in EIA (2007)¹¹⁷.

Definition 2. *Berechnung der Produktionskosten*

$$\begin{array}{rcl} & 5211/42 & \text{Total Production Costs Oil \& Gas Worldwide} \\ - & 5112/36 & \text{Domestic Taxes Other than Income} \\ \hline = & & \text{Direct Lifting Expenditures} \\ & & \\ & & \text{Direct Lifting Expenditures} \\ \div & 5246/06,17 & \text{Production Oil \& Gas Worldwide} \\ \hline = & & \text{Direct Lifting Costs per bbl} \end{array}$$

¹¹⁷ Die Zahlenangaben bezeichnen entsprechend Definition 1 die Nummern des jeweiligen Fragebogens und der entsprechenden Position in der Tabelle. Die Erdgasförderung wurde auch hier in Barrel Öläquivalent umgerechnet.

Der Abzug der U.S.-amerikanischen Steuern (5112/36) bewirkt, dass die Produktions- und Zufallsgewinnsteuern¹¹⁸, die einige Staaten auf die Extraktion natürlicher Ressourcen erheben oder zeitweise erhoben haben, aus der Zeitreihe herausgerechnet werden.

5.5.2 Schätzung der unbekannt Parameter

Für die Parameter der Kostengleichung in der Fehlerkorrekturform (Gleichung 4.17) werden die *KQ*-Schätzer berechnet. Aufgrund des angenommenen Mechanismus wird ein positives Vorzeichen sowohl für τ_2 und λ_1 (Preiseffekt) als auch für τ_3 und λ_2 (Kapazitätseffekt) erwartet. Die resultierende Gleichung lautet:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(c_t) = & -1,340 - 0,7893^{***} \cdot \log(c_{t-1}) + 0,7708^{***} \cdot \log(p_{t-1}) \\ & + 0,2141 \cdot \log(K_{t-1}) + 0,7847^{***} \cdot \Delta_1 \log(p_t) \\ & + 3,098 \cdot \Delta_1 \log(K_t) + \epsilon_{c,t} \end{aligned} \quad (5.10)$$

Die Vorzeichen der Koeffizienten sind mit den theoretischen Überlegungen konsistent. Tabelle 5.7 zeigt die Ergebnisse der Schätzung. Die Regression weist ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 72\%$ auf. Die Residuen der *KQ*-Schätzung sind stationär.

Tabelle 5.7: *Kleinste-Quadrate*-Schätzer der Gleichung für die Förderkosten der Nicht-OPEC;
Quelle: Eigene Darstellung

	τ_0	τ_1	τ_2	τ_3	λ_1	λ_2
Parameter	-1,340	-0,7893	0,7708	0,2141	0,7847	3,098
t-Statistik	-0,9599	-4,7374	4,7600	0,6464	7,0276	1,5103
VIF	0	8,211	8,565	1,313	1,159	1,750

$R^2=0,71$; $\bar{R}^2=0,66$; $LM=27,1$; $AIC=-3,2$; $F=15,3^{(**)}$.

$n=38$. $\epsilon_{c,t}$ stationär^(***), $JB=5,1019^{(*)}$.

Wie sich zeigt, ist die Persistenz der Gleichung $(1 + \tau_1)$ im Verhältnis zu den übrigen Modellgrößen gering. Lediglich zu 21% verbleibt der Vorjahres-

¹¹⁸ Die *Crude Oil Windfall Profit Tax* (Public Law 96-223) wurde in den USA 1980-1988 erhoben (vgl. Lazzari (2006)).

wert der Förderkosten im aktuellen Kostenniveau. Die Preis- und Kapazitätskoeffizienten sind erwartungsgemäß positiv. Die langfristige Preiselastizität der Förderkosten beträgt

$$-\frac{\tau_2}{\tau_1} = 97,66\%,$$

d. h. die Förderkosten verändern sich *ceteris paribus* in etwa im selben Maße wie der Marktpreis für Rohöl. Für den Einfluss der weltweiten Förderkapazität auf die Kosten ergibt sich ein Wert von

$$-\frac{\tau_3}{\tau_1} = 27,13\%.$$

Steigt die weltweite Kapazität der Rohölförderung beispielsweise um 4%, so steigen folglich die Förderkosten um ca. 1%. Ergebnis der Regression ist folglich eine sehr geringe Reaktion der Kosten in Bezug auf die Gesamtkapazität. Diese Elastizität ist zwar statistisch nicht signifikant, wird jedoch aus theoretischen Überlegungen heraus als gültig angenommen.

Die kurzfristige Preiselastizität der Förderkosten wird auf

$$\lambda_1 = 78,47\%$$

beziffert und die kurzfristige Elastizität der Kosten in Bezug auf die Kapazität beträgt

$$\lambda_2 = 310\%.$$

Aus der Schätzung der Koeffizienten folgt, dass sich auch eine kurzfristige Preisschwankung zu knapp 80% auf die Kosten überträgt. Kurzfristige Kapazitätsausweitungen oder -einschränkungen zeigen sich in den Förderkosten in annähernd dreifacher Höhe. Dieser Wert als solcher erscheint zwar sehr hoch, jedoch schwankt die Kapazität aufgrund der trägen Anpassung im Kurzfristbereich nur äußerst gering. Auch der kurzfristige Zusammenhang zwischen Kapazität und Kosten (λ_2) ist nicht signifikant nachweisbar.

Die Varianzinflationsfaktoren zeigen keine Multikollinearität der Variablen an (siehe Tabelle 5.7).

5.5.3 Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang

Im Folgenden wird untersucht, ob die Variablen kointegrieren und das langfristige Gleichgewicht entsprechend Gleichung 4.18 gilt. Mit Hilfe des *Bounds*-Tests wird die vermutete Langfristbeziehung überprüft. In diesem Fall lautet die Nullhypothese des Tests $H_0 : \tau_1 = \tau_2 = \tau_3 = 0$. Der F-Test auf gemeinsame Signifikanz der Niveauvariablen ergibt:

$$F(c|p, K) = 7,82.$$

Für die kritischen Werte gilt Tabelle 5.2 (Fall III, $k = 2$). Der Wert der Teststatistik ist größer als die kritische Obergrenze ($F(c|p, K) > F_{O,p=1\%}$). Daher wird die Nullhypothese mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 1% abgelehnt. Somit gilt die angenommene Langfristbeziehung (Gleichung 4.18), und das *Bounds-Testing*-Verfahren bestätigt die Kointegrationshypothese.

5.6 Schätzung der Modellgleichung für den Ölpreis

In Abschnitt 4.8 wurde ein Ölpreismodell spezifiziert, für welches im nächsten Schritt die Koeffizienten geschätzt werden. Anschließend wird auf den langfristigen Zusammenhang von Ölpreisen, Förderkosten und Kapazitätsauslastung getestet.

5.6.1 Schätzung der unbekanntenen Parameter

Für Gleichung 4.21 erhält man folgende *KQ*-Schätzer¹¹⁹:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(p_t) = & 0,5415^{**} + 0,0060t \cdot -0,7364^{***} \cdot \log(p_{t-1}) + 0,8128^{***} \cdot \log(c_{t-1}) \\ & + 2,6721^{**} \cdot \log(KA_{t-1}) + 0,7515^{***} \cdot \Delta_1 \log(c_t) \\ & + 0,6337 \cdot \Delta_1 \log(KA_t) + \epsilon_{p,t}. \end{aligned} \quad (5.11)$$

¹¹⁹ Mit $t = 1$ für das erste beobachtete Jahr.

Der Hotelling-Parameter ι_H ist nicht signifikant. Eine Art Verzinsung des Öls ähnlich wie im Hotelling-Modell vorgeschlagen (vgl. Abschnitt 3.1) ist nicht nachweisbar.

Die Regression der Gleichung 4.19 ohne Trend lautet:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(p_t) = & 0,4958^{**} - 0,6982^{***} \cdot \log(p_{t-1}) + 0,7063^{***} \cdot \log(c_{t-1}) \\ & + 1,2257 \cdot \log(KA_{t-1}) + 0,7579^{***} \cdot \Delta_1 \log(c_t) \\ & - 0,4212 \cdot \Delta_1 \log(KA_t) + \epsilon_{p,t}. \end{aligned} \quad (5.12)$$

Wie erwartet ist die Elastizität der Preise in Bezug auf die Förderkosten positiv, d. h. der Ölpreis steigt sowohl kurz- als auch langfristig mit den Förderkosten. Der langfristige Einfluss der Kapazitätsauslastung auf den Ölpreis weist ebenfalls ein positives Vorzeichen auf. Je höher die Auslastung der Förderkapazität, desto flexibler kann der Markt kurzfristige Angebots- und Nachfrageschwankungen ausgleichen. Das Preisniveau ist daher umso höher, je höher die Auslastung ist bzw. umso niedriger, je mehr *Spare Capacity* verfügbar ist.

Entgegen den theoretischen Überlegungen ist die kurzfristige Preiselastizität in Bezug auf die Kapazitätsauslastung negativ. Da der Parameter jedoch nicht-signifikant ist, wird angenommen, dass kein kurzfristiger Zusammenhang zwischen Ölpreis und Kapazitätsauslastung besteht. Der Koeffizient wird deshalb mit einer Nullrestriktion belegt ($\kappa_2 = 0$)¹²⁰. Aus der restringierten Schätzung ergibt sich dann die folgende Gleichung:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(p_t) = & 0,4849^{**} - 0,6923^{***} \cdot \log(p_{t-1}) + 0,7047^{***} \cdot \log(c_{t-1}) \\ & + 1,3058^* \cdot \log(KA_{t-1}) + 0,7533^{***} \cdot \Delta_1 \log(c_t) + \epsilon_{p,t}. \end{aligned} \quad (5.13)$$

Tabelle 5.8 fasst die Ergebnisse der Schätzung und die Kennzahlen zur Regressionsgüte zusammen. Die Residuen der Regression sind stationär. Des Weiteren liegt das Bestimmtheitsmaß der Regression bei 67%. Daraus folgt, dass die Varianz des Verhältnisses der Preise zum jeweiligen Vorjahreswert durch die Modellgleichung zu gut zwei Dritteln erklärt werden kann.

Die Ergebnisse zeigen eine Persistenz von

$$1 + \iota_1 = 30,77\%.$$

¹²⁰ Niveauvariable und erste Differenzen korrelieren nicht untereinander. Der Parameter κ_2 kann daher gleich null gesetzt werden.

Somit erfolgt die Anpassung der Ölpreise an Veränderungen der Bestimmungsfaktoren langsamer als die Anpassung der Kosten, jedoch bei weitem nicht so langsam wie die Anpassung der Kapazitäten und der Nachfrage. In Bezug auf die Förderkosten sind die Ölpreise mit einer langfristigen Elastizität von

$$-\frac{\iota_2}{\iota_1} = 101,79\%$$

vollständig elastisch. Bei einer Verdoppelung der Förderkosten verdoppeln sich folglich auch die Marktpreise und umgekehrt. Die kurzfristige Elastizität der Preise bezogen auf die Förderkosten beträgt

$$\kappa_1 = 75,33\%.$$

Durch die am Markt erzielten Erlöse kann ein Rohölförderer der Nicht-OPEC langfristig alle angefallenen Kosten abdecken. Im Verhältnis zu den deutlich geringeren Förderkosten erzielt die OPEC eine wesentlich höhere Rendite.

Der Einfluss der Kapazitätsauslastung auf den Ölpreis (ι_3) kann mit einem Signifikanzniveau von 10% nachgewiesen werden. Die Reaktion der Preise auf Änderungen der Kapazitätsauslastung beträgt

$$-\frac{\iota_3}{\iota_1} = 188,61\%.$$

Daraus ergibt sich, dass eine Zunahme der Kapazitätsauslastung um 5% eine Preissteigerung von rund 10% zur Folge hat. Je höher die Kapazitätsauslastung ist, desto geringer ist die Flexibilität der Anbieter auf Nachfrageschwankungen oder den Ausfall von Förderkapazität z. B. aufgrund von kriegerischen Auseinandersetzungen oder Naturkatastrophen. Je knapper die freie Förderkapazität am Markt ist, umso höher liegt daher der Ölpreis.

Tabelle 5.8: *Kleinste-Quadrate*-Schätzer der Preisgleichung;

Quelle: Eigene Darstellung

	ι_0	ι_1	ι_2	ι_3	κ_1
Parameter	0,4849	-0,6923	0,7047	1,3058	0,7533
t-Statistik	2,4268	-4,2375	3,8979	1,7546	7,1018
VIF	0	9,288	10,301	1,097	1,303

$$R^2=0,67; \bar{R}^2=0,63; LM=24,7; AIC=-3,3; F=16,5^{***}.$$

$$n=38. \epsilon_{p,t} \text{ stationär}^{***}, JB=9,1100^{**}.$$

Dem Modell der Preisbildung liegt eine Langfristedynamik gemäß Gleichung 4.20 zugrunde. Damit wird ein gewünschtes Niveau der Kapazitätsauslastung impliziert, bei dem *ceteris paribus* auch der Ölpreis im Gleichgewicht ist.

Wie Tabelle 5.8 zeigt, wird die Gültigkeit der Modellergebnisse durch die hohen Varianzinflationsfaktoren der Koeffizienten ι_1 und ι_2 eingeschränkt. Es ist damit zu rechnen, dass Ölpreise und Förderkosten in hohem Maße miteinander korrelieren. Dies liegt darin begründet, dass Kosten und Preise langfristig im Gleichgewicht liegen. Darüber hinaus muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass laut Jarque-Bera-Teststatistik die Nullhypothese einer Normalverteilung der Störgrößen in der vorliegenden Stichprobe auf einem Signifikanzniveau von 5% abgelehnt werden kann. Die historische Entwicklung zeigt, dass nichtfundamentale Einflüsse auf den Preis häufig z. B. geopolitischer Natur sind und somit prinzipiell eine nicht-Normalverteilung der Zufallsvariable nahelegt. Die Annahme normalverteilter Residuen stellt jedoch die Grundlage der Signifikanztests dar.

Die Ergebnisse des CUSUM-SQ-Tests für Gleichung 5.13 weisen eine stabile Modellstruktur für den Zeitraum von 1970 bis 2008 nach (vgl. Abbildung A.5 in Anhang A). Zu jedem Zeitpunkt liegt die CUSUM-SQ-Statistik innerhalb der kritischen Grenzen. Das fundamentale Modell der Ölpreisbildung ist demnach für die gesamte betrachtete Historie gültig, unabhängig von den zahlreichen strukturellen Veränderungen des Ölmarktes in der betreffenden Zeitspanne.

5.6.2 Prüfung auf einen langfristigen Zusammenhang

Auf Basis der theoretischen Überlegungen wird eine Kointegrationsbeziehung zwischen Ölpreisen, Förderkosten und Kapazitätsauslastung erwartet. Der *Bounds*-Test auf gemeinsame Signifikanz der Niveauvariablen ($H_0 : \iota_1 = \iota_2 = \iota_3 = 0$) ergibt:

$$F(p|c, KA) = 6,32.$$

Für die kritischen Werte gilt auch hier Tabelle 5.2 (Fall III, $k = 2$). Somit kann die Nullhypothese mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% abgelehnt werden ($F(p|c, KA) > F_{O,p=5\%}$). Die Variablen kointegrieren. Gleichung 4.20 gibt das langfristige ökonomische Gleichgewicht wieder.

5.7 Schätzung der Modellgleichung für die Auslastung der Förderkapazität

Für das simultane Mehrgleichungsmodell wird neben den in den vorangegangenen Abschnitten geschätzten Verhaltensgleichungen auch die Gleichung zur Abbildung der Kapazitätsauslastung benötigt (vgl. Abschnitt 4.9). Als Näherung für die Definitionsgleichung ergeben sich folgende *KQ*-Schätzer (Gleichung 4.26):

$$\log(K_t) \approx 0,62701^{***} \log(K_{OPEC,t}) + 0,57131^{***} \log(K_{NOPEC,t}). \quad (5.14)$$

Die aus sechs Gleichungen bestehende Form des Modells findet beispielsweise bei der Analyse der Modellstabilität (Abschnitt 6.1) und der Impuls-Response-Analyse (Abschnitt 6.2) Anwendung.

5.8 Abhängigkeit von Preis- und Kostengleichung

Während die drei ersten Gleichungen des simultanen Mehrgleichungsmodells rekursiv sind¹²¹, hängen die Modellgleichungen von Ölpreis und Förderkosten wechselseitig voneinander ab. In diesem Fall genügt die *KQ*-Schätzung zur Identifikation des Modells nicht. Für die interdependenten Gleichungen müssen die zweistufigen *Least-Squares*-Schätzer (*Two Steps Least Squares, TSLS*) berechnet werden¹²². Für die betreffenden Gleichungen erhält man folgende *TSLS*-Schätzer:

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(p_t) = & 0,2745^{***} - 0,9169^{***} \cdot \log(p_{t-1}) + 0,9993^{***} \cdot \log(c_{t-1}) \\ & - 0,2082 \cdot \log(KA_{t-1}) + 1,2460^{***} \cdot \Delta_1 \log(c_t) \\ & + 0,2045 \cdot \Delta_1 \log(KA_t) + \epsilon_{p,t}, \end{aligned} \quad (5.15)$$

$$\begin{aligned} \Delta_1 \log(c_t) = & 1,0763^{**} - 0,8358^{***} \cdot \log(c_{t-1}) + 0,8666^{***} \cdot \log(p_{t-1}) \\ & - 0,3994^{***} \cdot \log(K_{t-1}) + 1,2831^{***} \cdot \Delta_1 \log(p_t) \\ & - 0,5477 \cdot \Delta_1 \log(K_t) + \epsilon_{c,t}. \end{aligned} \quad (5.16)$$

Wie das Ergebnis zeigt, ist die *TSLS*-Schätzung nicht konsistent mit der Theorie. Sowohl die Preisgleichung als auch die Kostengleichung weisen falsche Vorzeichen für die Kapazitätsauslastung ($\iota_3 = -0,2082$) bzw. Kapazität ($\tau_3 = -0,3994$, $\lambda_2 = -0,5477$) auf. Sequenzielle Elimination führt jedoch zu einem optimalen Modell, bei dem die Preise ausschließlich durch die Kosten und die Kosten umgekehrt lediglich durch die Preise erklärt werden. Dieses Modell wäre nicht identifiziert. Außerdem würde der aus der

¹²¹ In die Berechnung der OPEC-Kapazität geht die aktuelle weltweite Nachfrage ein. Die Berechnung der Nicht-OPEC-Kapazität erfolgt komplett auf Basis von Vergangenheitswerten.

¹²² Im vorliegenden Modell wurde kontemporäre Korrelation der Störterme ausgeschlossen. Alle Korrelationskoeffizienten der endogenen Variablen untereinander sind betragsmäßig kleiner als 0,5. Es ist unwahrscheinlich, dass eine externe Störung auf eine der Modellvariablen auch gleichzeitig eine Störung auf eine andere Variable darstellt. Stattdessen wird ein solcher exogener Schock durch die Abhängigkeiten der endogenen Variablen untereinander weitergegeben. Liegt in einem linearen Mehrgleichungsmodell kontemporäre Korrelation vor, muss eine dreistufige *Least-Squares*-Schätzung angewendet werden.

Theorie abgeleitete Marktmechanismus im Modell nicht mehr abgebildet werden¹²³.

Aus diesem Grund wird eine rekursive Kausalstruktur erzwungen. Dafür wird die kurzfristige Preiselastizität der Förderkosten, obwohl statistisch signifikant, vernachlässigt ($\lambda_1 = 0$)¹²⁴. Tabelle 5.9 zeigt die Ergebnisse der KQ -Schätzung des restringierten Kostenmodells. Das Bestimmtheitsmaß der Regression sinkt durch die Streichung des kurzfristigen Preiseinflusses von $R^2 = 0,71$ im vollständigen Modell auf $R^2 = 0,27$. Mit einem Wert von

$$-\frac{\tau_2}{\tau_1} = 73,56\%$$

bleibt die langfristige Preiselastizität im Vergleich zu Gleichung 5.10 nahezu unverändert. Die langfristige Elastizität der Kosten in Bezug auf die Kapazität beträgt im angepassten Modell

$$-\frac{\tau_3}{\tau_1} = 62,64\%,$$

während die kurzfristige Reaktion auf Änderungen der Gesamtkapazität auf $\lambda_2 = 181,40$ beziffert wird¹²⁵.

Wie der CUSUM-SQ-Test zeigt, ist die Struktur des Modells stabil (vgl. A.4 in Anhang A). Wie bei der Preisgleichung lässt sich jedoch auch hier die Nullhypothese normalverteilter Störgrößen mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 1% ablehnen.

Zwar ist der Erklärungsgehalt des restringierten Modells aus statistischer Sicht geringer, aus theoretischer Sicht ist dieses Modell jedoch zweckmäßiger. In dieser Form bildet das Modell das Zusammenspiel der fundamentalen Größen auf dem Ölmarkt konsistent ab. Matrix \mathbf{A} bzw. \mathbf{A}' ist eine untere Dreiecksmatrix, d. h. das Gesamtmodell ist rekursiv.

¹²³ Zwei Verhaltensgleichungen würden zu einer Gleichgewichtsbeziehung reduziert werden.

¹²⁴ Es liegt keine Multikollinearität vor (vgl. Abschnitt 5.2.1). Somit ist eine getrennte Identifikation der beiden Preiskoeffizienten möglich und der Parameter λ_1 kann gleich null gesetzt werden.

¹²⁵ Ein alternatives Verfahren, bei dem der Ölpreis um ein weiteres Jahr verzögert in die Kostengleichung eingeht, führt zu ähnlichen Ergebnissen. Die Parameter eines solchen Modells sind konsistent, und die Reduktion des Bestimmtheitsmaßes im Vergleich zum ursprünglichen Modell (Gleichung 4.17) ist vergleichbar.

Tabelle 5.9: *Kleinste-Quadrate*-Schätzer der restringierten Gleichung für die Förderkosten der Nicht-OPEC;

Quelle: Eigene Darstellung

	τ_0	τ_1	τ_2	τ_3	λ_2
Parameter	-1,7000	-0,7491	0,5510	0,4692	1,1814
t-Statistik	-0,7752	-2,8645	2,2082	0,9074	0,5655
VIF	0	8,202	8,245	1,297	1,735

 $R^2=0,27$; $\bar{R}^2=0,18$; $LM=9,7$; $AIC=-2,3$; $F=2,9^{(**)}$. $n=38$. $\epsilon_{c,t}$ stationär^(***), $JB=32,2915^{(***)}$.

In Anhang B sind die Schätzer \hat{y}_t (Schritt-1-Prognose) im Vergleich zu den historischen Daten y_t abgebildet, umgerechnet in absolute Werte.

6 Evaluation und Interpretation des Modells

Das folgende Kapitel liefert sowohl eine Evaluation als auch eine Interpretation der in Kapitel 5 geschätzten Parameter des entwickelten Ölmarktmodells. Zunächst wird in Abschnitt 6.1 die Stabilität des entwickelten Modells überprüft. Abschnitt 6.2 analysiert die Abhängigkeiten der Einzelgleichungsmodelle mit Hilfe einer Impuls-Antwort-Analyse. Auf diese Weise erfolgt eine Beurteilung der Marktdynamik, der dem entwickelten Mehrgleichungsmodell zugrunde liegt.

Im Anschluss werden die in Kapitel 5 geschätzten Koeffizienten interpretiert. Dies betrifft im Speziellen die Preis- und Einkommenselastizität der Nachfrage (Abschnitt 6.3), die Preiselastizität des Angebotes (Abschnitt 6.4) und die Rückbauquoten produzierender Ölfelder (Abschnitt 6.5). Die ermittelten Größen werden im Hinblick auf ihre Bedeutung für die Marktanalyse sowie auf die mit der ökonometrischen Schätzung verbundene Unsicherheit diskutiert und mit den in der relevanten Literatur verfügbaren Ergebnissen verglichen.

Abschließend werden in Abschnitt 6.6 die Gütekennzahlen der *in sample* und *out of sample* Prognose des simultanen Mehrgleichungsmodells analysiert.

6.1 Modellstabilität

Nur in einem stabilen interdependenten Modell stellt sich nach exogenen Störungen selbstständig wieder ein Gleichgewichtszustand ein. Daher ist die Analyse der Stabilität des entwickelten Modells von großer Bedeutung für die Beurteilung der Dynamik des Ölmarktes.

Die Stabilitätseigenschaften des simultanen Mehrgleichungsmodells¹²⁶ werden anhand der Eigenwerte der Koeffizientenmatrix bestimmt (vgl. Lütkepohl (2005), S. 15ff, Hendry u. Juselius (2000)). Betrachtet wird das Mehrgleichungsmodell der fünf Verhaltensgleichungen plus der Definitionsgleichung (Gleichung 4.27). Für eine maximale Verzögerung von $p = 4$ und $k = 6$ Gleichungen hat die Koeffizientenmatrix $p \cdot k = 24$ Eigenwerte. Der autoregressive Teil des Modells 4.28 lässt sich in der *VAR*-Formulierung wie folgt formulieren:

$$\mathbf{Y}'_t = \Gamma \mathbf{Y}'_{t-1} + w_t \quad (6.1)$$

24×1 24×24 24×1

mit

$$\mathbf{Y}'_t = \begin{pmatrix} \mathbf{y}'_t \\ \mathbf{y}'_{t-1} \\ \mathbf{y}'_{t-2} \\ \mathbf{y}'_{t-3} \end{pmatrix}. \quad (6.2)$$

24×1

Aus den Koeffizientenmatrizen \mathbf{A}' und

$$\mathbf{B}'_t = \begin{pmatrix} \mathbf{B}'_{y',t-1} & \mathbf{B}'_{y',t-2} & \mathbf{B}'_{y',t-3} & \mathbf{B}'_{y',t-4} & \mathbf{B}'_{x,t} \end{pmatrix} \quad (6.3)$$

und

$$\mathbf{M}'_i = (\mathbf{A}')^{-1} \mathbf{B}'_{y',t-i} \quad (6.4)$$

wird die Matrix Γ abgebildet:

$$\Gamma = \begin{pmatrix} \mathbf{M}'_1 & \mathbf{M}'_2 & \mathbf{M}'_3 & \mathbf{M}'_4 \\ \mathbf{I}_6 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{I}_6 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{I}_6 & 0 \end{pmatrix}. \quad (6.5)$$

¹²⁶ Stabilität bezeichnet in diesem Zusammenhang ein stationäres, invertierbares *VAR*-Modell. Der Gleichgewichtspfad wird im betrachteten Fall durch die exogene Variable *GDP* bestimmt.

Dabei bezeichnet \mathbf{I}_6 die 6×6 Einheitsmatrix. Die übrigen Felder werden wie angegeben mit Nullen aufgefüllt.

Die Stabilitätseigenschaft des Modells wird durch den maximalen Eigenwert der Matrix bestimmt. Für ein stabiles Gleichgewicht müssen alle Eigenwerte der Begleitmatrix Γ im Einheitskreis liegen, d. h. betragsmäßig kleiner als eins sein. Komplexe Eigenwerte deuten auf ein oszillierendes System hin.

Der betragsmäßig größte Eigenwert im Mehrgleichungsmodell (Gleichung 4.28) beträgt $0,8973 + 0,0338i$. Demnach ist das System numerisch stabil, wobei die Anpassung in Schwingungen erfolgt.

6.2 Impuls-Antwort-Analyse

Die Dynamik des Mehrgleichungsmodells kann mit Hilfe der Impuls-Antwort-Funktion analysiert werden (vgl. Lütkepohl (2005), S. 51ff). Dabei wird untersucht, wie sich ein exogener Schock auf eine der Variablen auf die übrigen Modellgrößen auswirkt. Die Impuls-Antwort-Funktionen zeigen, ob, wie und mit welcher Geschwindigkeit das Gleichgewicht nach einer exogenen Störung wiederhergestellt wird.

Im bestehenden Modell wurde die kontemporäre Korrelation der Fehlerterme ausgeschlossen¹²⁷, so dass eine Orthogonalisierung der Störterme an dieser Stelle nicht notwendig ist (vgl. Lütkepohl (2005), S. 56ff).

Abbildung 6.1 zeigt die Effekte eines 5%-igen Nachfrageschocks¹²⁸. Die Auflösung der Abszisse (Zeitachse) ist wie zuvor in Jahren angegeben. Aufgrund des Autokorrelationsterms in der Nachfragegleichung und indirekter Rückwirkungen führt der einmalige Störimpuls bei der Nachfrage zu einem sofortigen Anstieg gefolgt von einem exponentiellen Abklingen. Der temporäre Nachfrageschock führt zu einem sofortigen Anstieg der Kapazitätsauslastung. Der darauf folgende Anstieg der Ölpreise und Förderkosten erfolgt sukzessive und erreicht nach rund fünf bis sechs Jahren seinen Höhepunkt.

¹²⁷ Die Korrelationskoeffizienten der stochastischen Fehler der Modellgleichungen sind betragsmäßig kleiner als 0,5.

¹²⁸ Die Begriffe Schock und Impuls werden hier synonym verwendet. Gemeint ist in beiden Fällen eine lediglich temporäre exogene Störung in $t = 1$.

Kapitel 6. Evaluation und Interpretation des Modells

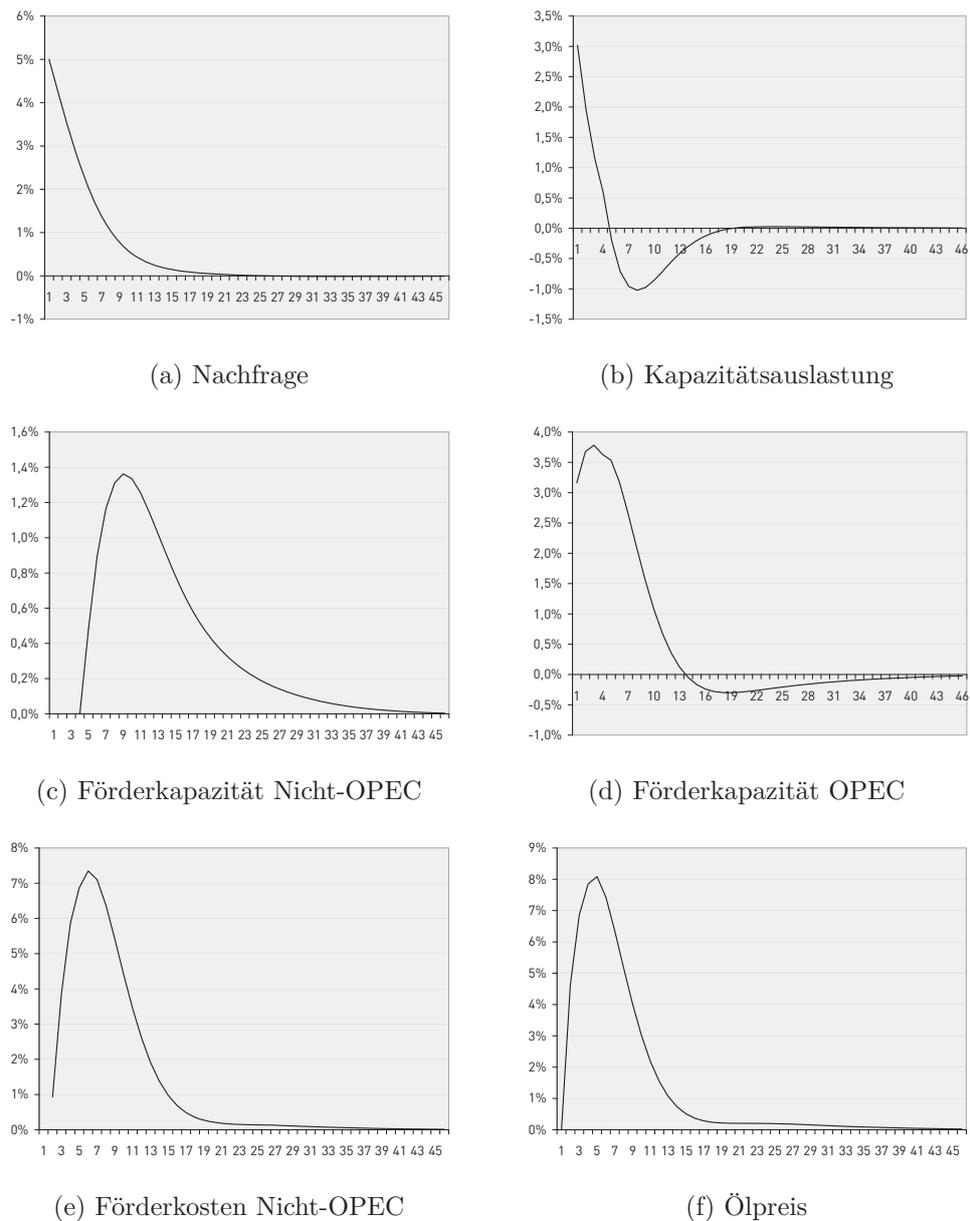


Abbildung 6.1: Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die weltweite Nachfrage;
Quelle: Eigene Darstellung

Wie Abbildung 6.1(f) zeigt, übersteigt der relative Preisanstieg dabei sogar die Höhe des ursprünglichen Nachfrageimpulses.

Während die Ölpreisschocks der 1970er durch Verknappung des Angebotes entstanden, wirkte sich in den 2000er Jahren die im Vergleich zur Kapazität übermäßig steigende Nachfrage preissteigernd aus (vgl. Hamilton (2009a); Krichene (2007)).

Auch die Förderkapazitäten steigen im Zuge der höheren Nachfrage und Preise an. Die Anpassung erfolgt jedoch verzögert. In diesem Zusammenhang reagiert die OPEC schneller als die Nicht-OPEC, da der Kapazitätsausbau durch die knappe freie Kapazität beschleunigt wird. Während die Kapazität der OPEC-Staaten um bis zu 4% steigt, ist die Reaktion der Nicht-OPEC-Staaten mit maximal 1,4% Zuwachs in Jahr neun deutlich geringer (vgl. Abbildung 6.1(c) und 6.1(d)). Hier zeigt sich die Funktion der OPEC als Residualanbieter. Während die OPEC-Kapazität bereits relativ schnell für einen Ausgleich der Mengen und eine Begrenzung des Ölpreisanstieges sorgt, tritt die auf wirtschaftlichen Kalkülen basierende Angebotsauswirkung in den Nicht-OPEC-Ländern erst später und in geringerem Maße auf.

Alle Effekte sind reversibel. Aufgrund der Dauer der Investitionszyklen ist die Lebensdauer des Impulses im Markt jedoch äußerst lang.

Die Auswirkungen eines einmaligen 5%igen Impulses auf die Nicht-OPEC-Kapazität sind in Abbildung 6.2 dargestellt. Steigt die Kapazität der Nicht-OPEC aufgrund exogener Effekte, so wirkt sich dies direkt dämpfend auf die Kapazitätsauslastung aus. Die höhere Verfügbarkeit führt dazu, dass auch der Ölpreis nach und nach zurückgeht. Erst nach etwa vier Jahren tritt der maximale Preiseffekt auf (vgl. Abbildung 6.2(f)). Dabei erfolgt der Preisabfall in vergleichbarer Höhe wie der ursprüngliche Schock auf die Förderkapazität der OPEC.

Die Förderkosten steigen zunächst mit der Kapazität. Der sukzessiv fallende Ölpreis sorgt jedoch dafür, dass sich dieser Effekt bereits relativ schnell umkehrt. Gleichzeitig verursacht das sinkende Preisniveau eine geringfügige Steigerung des Rohölverbrauchs. Sowohl die Nachfrage als auch Förderkosten und Marktpreise passen sich in Schwingungen an (vgl. Abschnitt 6.1).

Da die weltweite Gesamtkapazität ansteigt, geht die Auslastung der Förderkapazität zurück. Um die Kapazitätsauslastung wieder auf das Gleichgewichtsniveau zu bringen, schränkt die OPEC ihre verfügbaren Förderkapazitäten ein. Die OPEC reagiert dabei mit erheblicher Verzögerung.

In Abbildung 6.3 sind die Effekte eines 5%igen Schocks auf die Förderkapazität der OPEC illustriert. Der Markt unterscheidet bei einer Ausweitung der verfügbaren Produktionskapazitäten grundsätzlich nicht, ob die zusätz-

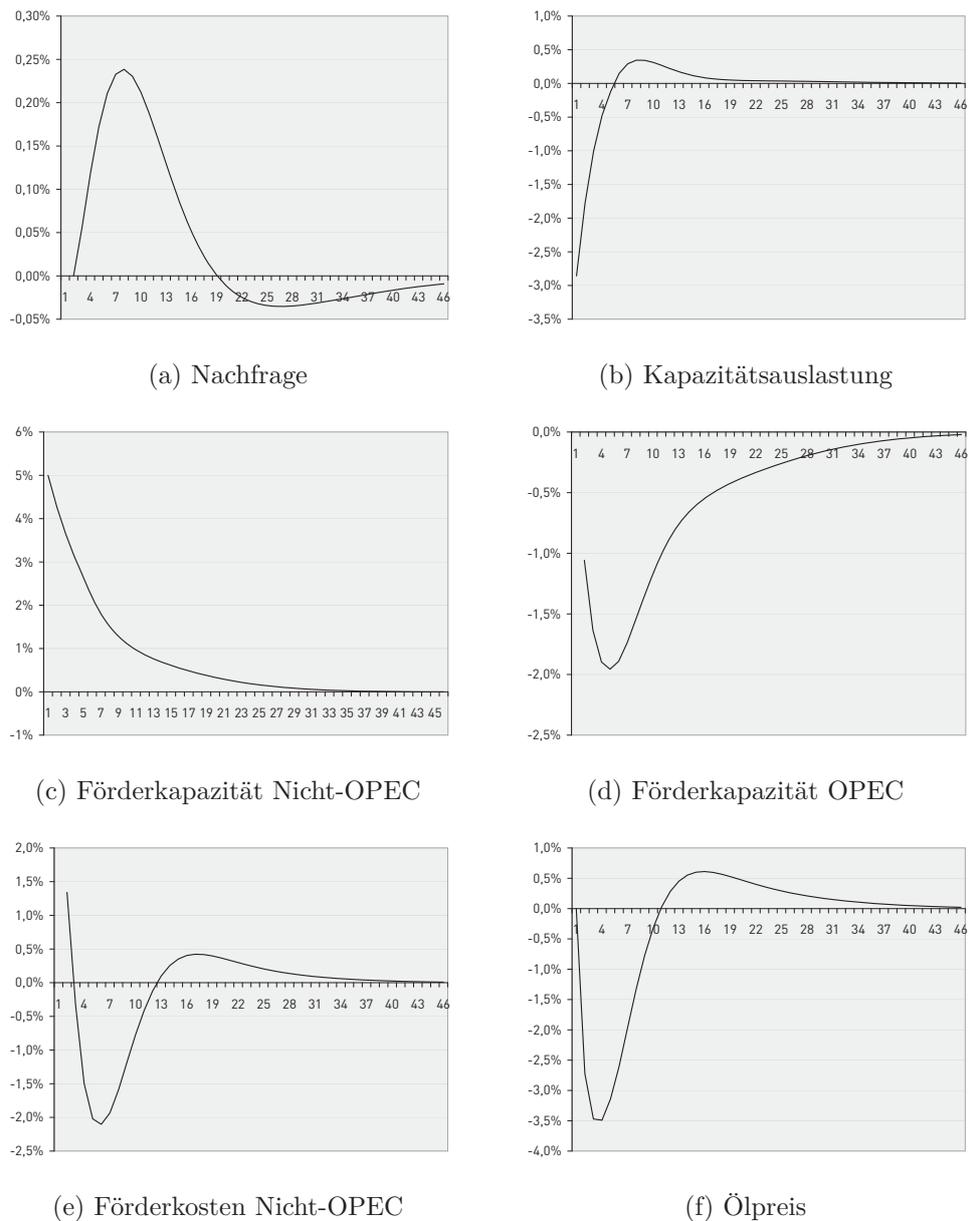
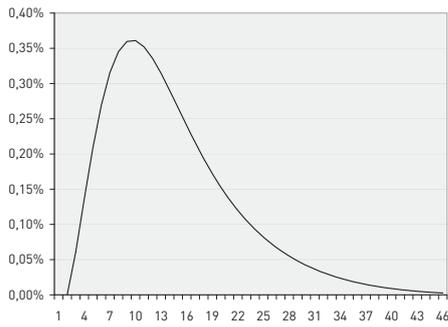
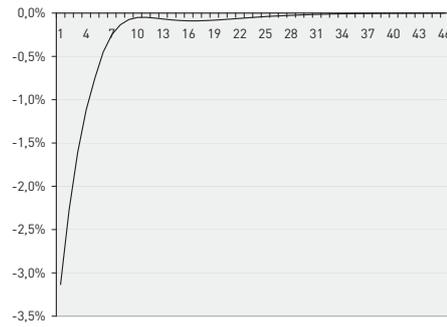


Abbildung 6.2: Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die Nicht-OPEC-Kapazität;
Quelle: Eigene Darstellung

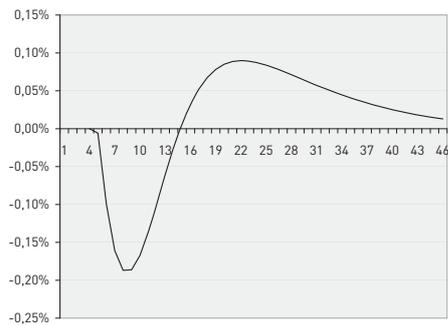
liche Menge von Seiten der OPEC oder Nicht-OPEC bereitgestellt wird. Es kommt daher auch in diesem Fall zu einem sofortigen Abfall der weltweiten Kapazitätsauslastung. Auch Preise und Kosten sinken in etwa im gleichen Ausmaß wie im Fall eines Zufallsimpulses auf die Kapazität der Nicht-OPEC. Die in den Abbildungen 6.3(b), 6.3(e) und 6.3(f) illustrierte Dynamik unterscheidet sich nur unwesentlich von den korrespondierenden



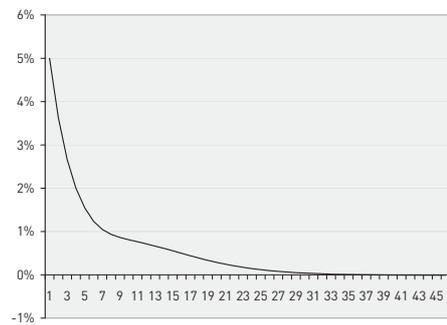
(a) Nachfrage



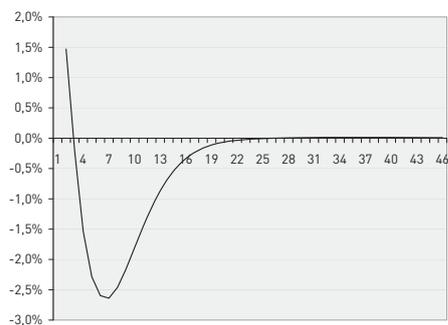
(b) Kapazitätsauslastung



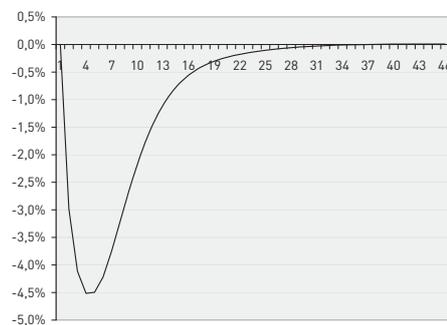
(c) Förderkapazität Nicht-OPEC



(d) Förderkapazität OPEC



(e) Förderkosten Nicht-OPEC



(f) Ölpreis

Abbildung 6.3: Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die OPEC-Kapazität;
Quelle: Eigene Darstellung

Reaktionen in den Abbildungen 6.2(b), 6.2(e) und 6.2(f). Auch die Nachfragerreaktionen (Abbildungen 6.3(a) und 6.2(a)) sind ähnlich. Darin zeigt sich, dass sich die Einzelgleichungsmodelle für die Kapazitäten der OPEC und Nicht-OPEC auch unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen theoretikonsistent verhalten.

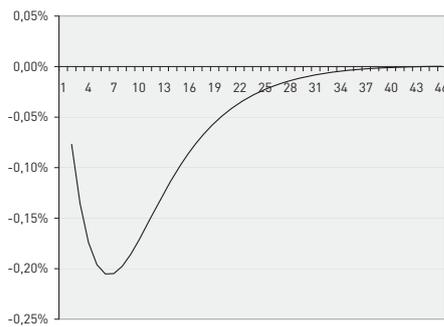
Die Reaktion der Nicht-OPEC auf die Kapazitätsausweitung seitens der OPEC ist zunächst negativ, d. h. die zusätzlich an den Markt gekommene Überschusskapazität wird durch die geringere Investitionstätigkeit der Nicht-OPEC kompensiert. Dabei zeigt sich deutlich die vierjährige Verzögerung der Kapazitätsentwicklung gegenüber Preisen und Kosten. Bereits nach rund neun Jahren hat die Kapazitätsauslastung aufgrund der höheren Nachfrage und des geringeren Nicht-OPEC-Angebotes wieder nahezu ihr ursprüngliches Niveau erreicht. Nach einigen Jahren kehrt sich der Effekt auf die Nicht-OPEC-Kapazität um. Die gestiegene Nachfrage sorgt langfristig dafür, dass die Kapazität wieder verstärkt ausgebaut wird. Insgesamt sind die Auswirkungen auf die Nicht-OPEC-Kapazität jedoch gering.

Sowohl im Fall von exogenen Schocks auf die Förderkapazität der OPEC als auch auf jene der Nicht-OPEC treten keine dauerhaften Veränderungen des langfristigen Marktgleichgewichtes ein, da der Schock als temporärer Störimpuls modelliert wird und die Gleichungen ein stationäres und stabiles System beschreiben.

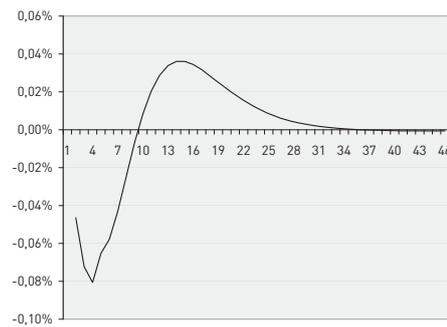
Die Dynamik des Ölmarktes bei einem exogenen Schock auf die Kosten der Rohölförderung zeigt Abbildung 6.4. Eine einmalige Steigerung der Kosten um 5% führt sofort auch zu einem sprunghaften Anstieg des Preisniveaus um 3-4% (vgl. Abbildung 6.4(f)). Daraufhin geht die Nachfrage nach Rohöl sukzessive zurück. Da die OPEC als Residualanbieter am Markt auftritt, wird die Förderkapazität seitens der OPEC zurückgebaut. Auf diese Weise wird der Nachfragerückgang ausgeglichen und die weltweite Kapazitätsauslastung steigt zunächst wieder auf das ursprüngliche Niveau. Mit einem zeitlichen Verzug von vier Jahren reagiert auch die Nicht-OPEC auf die gesunkene Marktnachfrage und die im Vergleich zu den Ölpreisen gestiegenen Förderkosten. Dies führt dazu, dass die Auslastung wieder ansteigt. Der Nettoeffekt ist leicht positiv (vgl. Abbildung 6.4(b)). Die höhere weltweite Kapazitätsauslastung hält sich jedoch nur einige Zeit am Markt.

Alle eintretenden Effekte sind wiederum reversibel, so dass der Kostenschock mit keinen dauerhaften Auswirkungen verbunden ist.

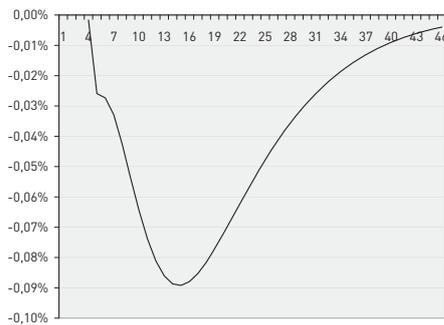
Bei einem Preisschock in Höhe von 5% entwickelt sich der Markt wie in Abbildung 6.5 dargestellt. Der Preissprung um 5% führt zu einem Anstieg der Förderkosten um rund 2,5%. Beide klingen in vergleichbarem Tempo



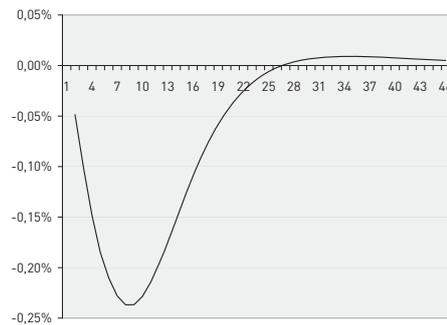
(a) Nachfrage



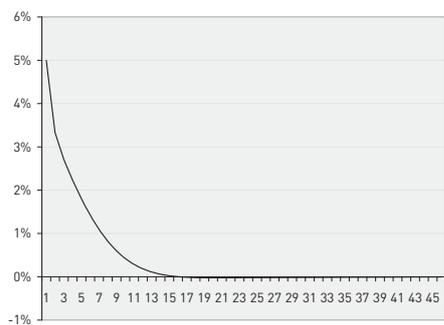
(b) Kapazitätsauslastung



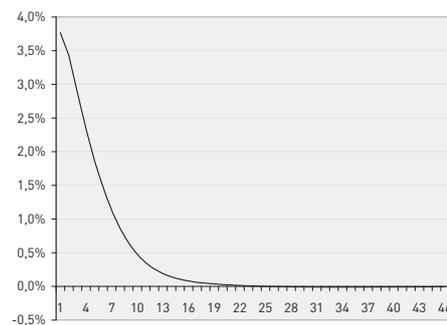
(c) Förderkapazität Nicht-OPEC



(d) Förderkapazität OPEC



(e) Förderkosten Nicht-OPEC



(f) Ölpreis

Abbildung 6.4: Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die Förderkosten der Nicht-OPEC;
Quelle: Eigene Darstellung

ab. Als Antwort auf die gestiegenen Preise geht die Nachfrage nach Rohöl sukzessive zurück, erweist sich jedoch allgemein als sehr inelastisch gegenüber Preisänderungen. Der Anstieg der Marktpreise um 5% führt zu einem Nachfragerückgang von maximal 0,22% (vgl. Abbildung 6.5(a)). Dieses Ergebnis deckt sich mit den Beobachtungen der 2000er Jahre. Auch ausgepräg-

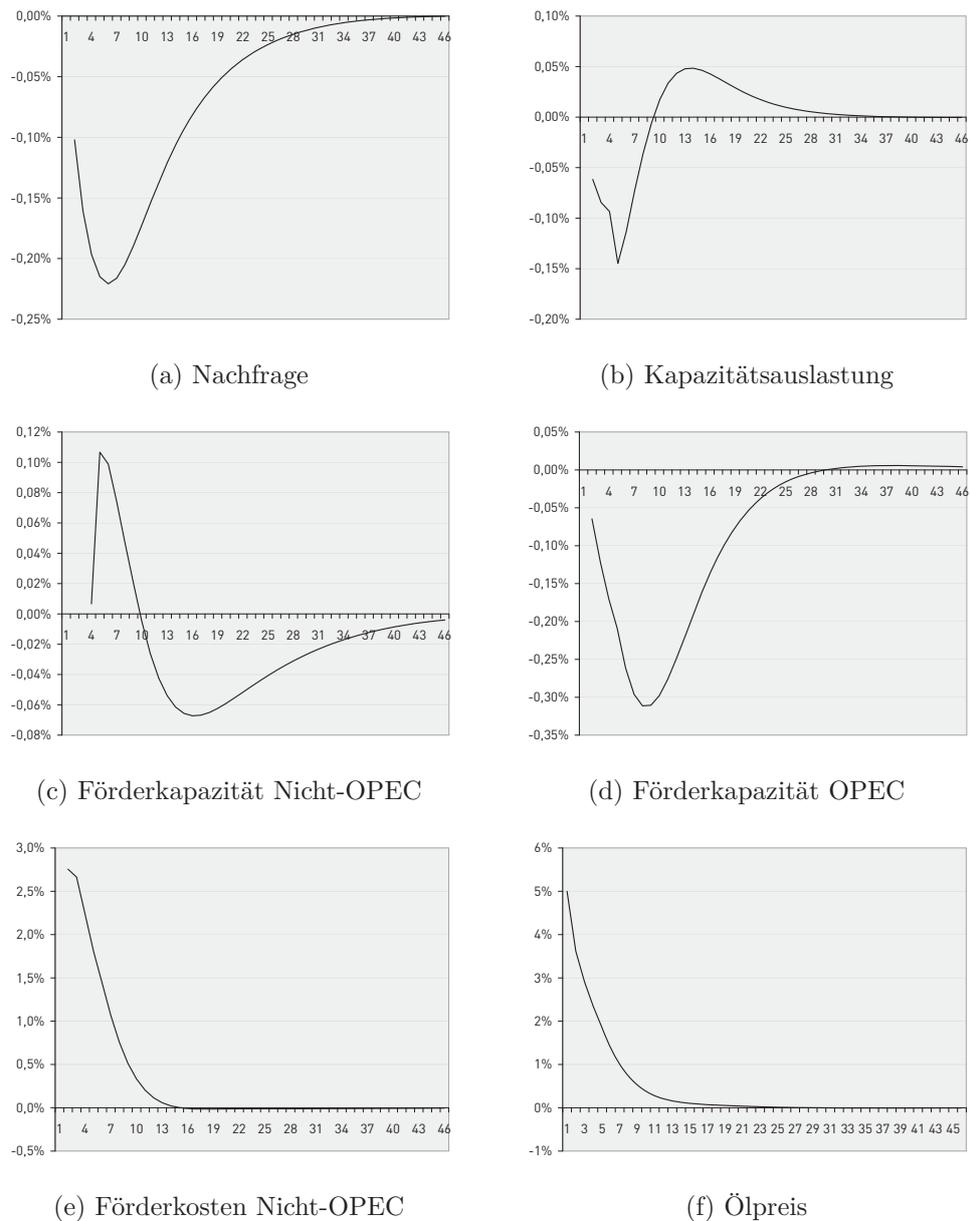


Abbildung 6.5: Auswirkungen eines 5%igen Preisschocks;

Quelle: Eigene Darstellung

te Preissprünge führen lediglich zu schwachen Reaktionen der Nachfrager. Erst nach einigen Jahren mit einem konsequent hohen Preisniveau erfolgt eine geringfügige Anpassung der Verbrauchsmenge.

Die Kapazitätsentwicklung der OPEC folgt in ihrem Verlauf der Veränderung der weltweiten Nachfrage. Im Unterschied dazu steigt die Förderkapazität der Nicht-OPEC zunächst mit der bekannten Verzögerung von

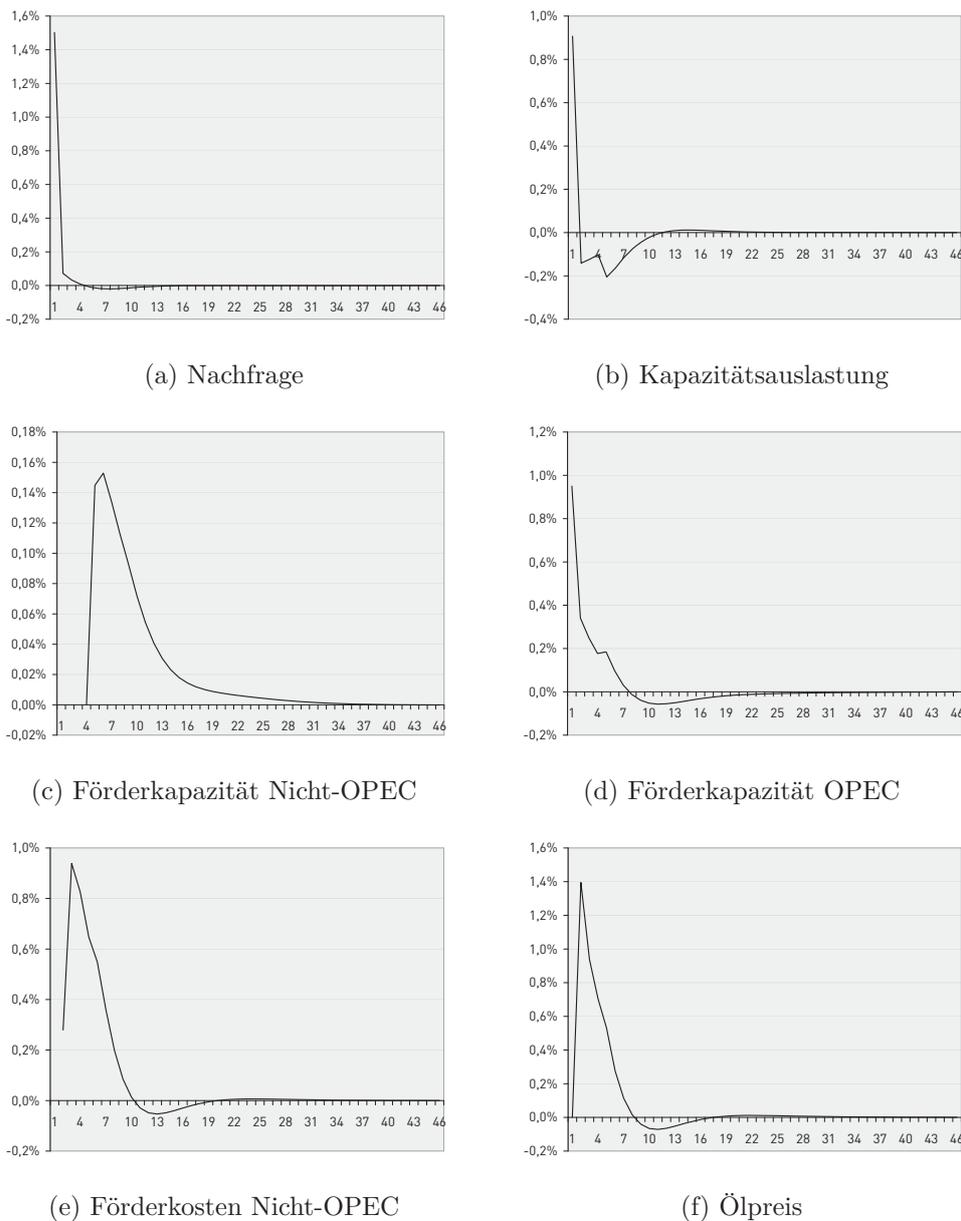


Abbildung 6.6: Auswirkungen eines 5%igen Schocks auf die Weltwirtschaft;
Quelle: Eigene Darstellung

vier Jahren, da sich der Preissprung nicht vollständig auf die die Förderkosten niederschlägt. Somit wird auf Basis der erhöhten Preis-Kosten-Differenz ein Investitionsanreiz gesetzt. Quantitativ ist dieser jedoch recht gering und verschwindet sehr schnell wieder vom Markt. Nach etwa zehn Jahren setzt sich auch hier die Anpassung an die geringere globale Rohölnachfrage durch, so dass in den Folgejahren auch seitens der Nicht-OPEC Kapazität abge-

baut wird. Die OPEC in ihrer Rolle als Residualanbieter trägt jedoch den Großteil des Nachfrageeinbruchs (vgl. Abbildung 6.5(c) und 6.5(d)).

Bis der Preisschock vollkommen aus dem Markt verschwunden ist, dauert es mehrere Dekaden. Die gesamte Anpassungsdauer wird auch in diesem Fall durch die Investitionszyklen festgelegt.

Abbildung 6.6 zeigt die Effekte eines 5%igen Schocks auf die Weltwirtschaftsleistung. Wie Abbildung 6.6(a) zeigt, folgt dem Impuls auf die weltweite Wirtschaftsleistung ein sprunghafter Anstieg des Rohölverbrauchs um knapp 1,5%. Daraufhin wird die Förderkapazität der OPEC ebenfalls kurzfristig erweitert, um den Anstieg der Kapazitätsauslastung schnellstmöglich auszugleichen. Dem Preissprung um ebenfalls etwa 1,5%, dem ein Anstieg der Förderkosten um knapp 1% folgt, wird auf diese Weise relativ zügig entgegengewirkt (vgl. Abbildung 6.6(e) bzw. 6.6(f)). Ebenso wie die OPEC reagiert auch die Nicht-OPEC mit einem Ausbau der Förderkapazität, aufgrund der verzögerten Langfristdynamik jedoch frühestens nach vier Jahren. Da die Änderungen des Ölverbrauchs, der Preise sowie der Förderkosten nur von kurzer Dauer sind, ist die Reaktion der Nicht-OPEC deutlich geringer als die der OPEC.

6.3 Preis- und Einkommenselastizität der Nachfrage

Die Preis- und Einkommenselastizitäten sind i. A. die zentralen Größen bei der *top-down* Analyse der Rohölnachfrage, wenngleich die Nachfrage in der Realität von einer Vielzahl unterschiedlicher Einflussgrößen bestimmt wird (vgl. Fattouh (2010)).

In Abschnitt 5.2.1 sind die kurz- und langfristigen Elastizitäten getrennt voneinander ermittelt worden. Die Abbildungen 6.7 und 6.8 stellen die Ergebnisse der Schätzung (Gleichung 5.2) dar¹²⁹. Wie die Abbildungen zeigen, ist die ermittelte langfristige Elastizität der Nachfrage sowohl in Bezug auf die Ölpreise als auch auf das Einkommen deutlich höher als die kurzfristigen

¹²⁹ Die Standardabweichungen der langfristigen Elastizitäten wurden mit Hilfe der so genannten Delta-Methode bestimmt (vgl. Greene (2008), S. 68ff).

Elastizitäten¹³⁰. Dies deckt sich mit der herrschenden Meinung, nach der die Nachfrage nach Rohöl grundsätzlich als träge und nur wenig elastisch betrachtet wird. Durch die ausgeprägte Abhängigkeit der Wirtschaftsprozesse von fossilem Rohöl und seinen Produkten wirken sich kurzfristige Preis- oder Einkommensänderungen kaum bis überhaupt nicht auf den weltweiten Ölverbrauch aus. Die geringe Preiselastizität führt zu einer sehr steilen Nachfragekurve, bei der bereits geringe Verschiebungen zu signifikanten Preisänderungen führen können. Dies hat sowohl auf Nachfrager- als auch auf Angebotsseite zentrale Implikationen:

„At the level of consumers, oil price increases will increase proportionally the budget share on oil spending, and will reduce the budget share for non-oil commodities [...]. At the level of taxation, governments can levy high taxes on oil products without impairing the tax-yield. At the level of international trade, oil importing countries have limited room for cutting oil imports [...]. At the level of oil producers, this inelasticity may confer market power to oil producers that may allow them to influence oil prices.“ (Krichene (2007), S. 11).

Anders als in den bestehenden Untersuchungen auf diesem Gebiet sind in den Abbildungen 6.7 und 6.8 zusätzlich die Konfidenzintervalle der KQ -Schätzer angegeben. Die Breite der Balken entspricht nach oben und nach unten jeweils genau einer Standardabweichung. Die Fehlerbalken verdeutlichen zusätzlich das 90%-Intervall. Aufgrund der hohen Sensitivität der Ölpreise auf die Elastizität der Nachfragekurve liefern die Standardabweichungen nicht nur Informationen über die Genauigkeit der ermittelten Koeffizienten, sondern darüber hinaus auch über die Breite möglicher Preisreaktionen. Eine auf Basis der verfügbaren Daten nur ungenau bestimmbare Elastizität impliziert, dass Reaktionen auf temporäre Marktungleichgewichte ebenfalls nur sehr ungenau bestimmt werden können.

Tabelle 6.1 zeigt die Preiselastizität der Rohölnachfrage des Nachfragemodells (Gleichung 5.2) im Vergleich zu den in der Literatur vorhandenen

¹³⁰ Die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage beträgt gemäß der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme null.

Tabelle 6.1: Preiselastizität der Rohlnachfrage; Quelle: Eigene Darstellung

Studie	Langfristige Preiselastizität	Kurzfristige Preiselastizität	Periode	Auflösung	Region
Eigene Ergebnisse	-0,14		1970-2008	Jahre	Welt
Alhajji u. Huethner (2000a)					
<i>Dominant-Firm-Modelle</i>	-0,12 bis -0,14	-0,03	1974-1994	Quartale	Welt
<i>Cournot-Model</i>	-0,12	0,03	1974-1994	Quartale	Welt
<i>Wettbewerbsmodelle</i>	-0,13	-0,03	1974-1994	Quartale	Welt
Gately u. Huntington (2002)	-0,64		1971-1997	Jahre	OECD
	-0,18		1971-1997	Jahre	Nicht-OECD
Cooper (2003)	-0,57 bis 0,038	-0,11 bis 0,001	1971-2000	Jahre	23 versch. Länder
Brook et al. (2004)	-0,6		1971-1997	Jahre	OECD
	-0,2		1971-1997	Jahre	China
	-0,2		1971-1997	Jahre	ROW*)
IEA (2006)	-0,15	-0,03	1979-2005	Jahre	Welt
Krichene (2007)		-0,01	1970-2006	Jahre	Welt
		-0,02	1984-2006	Jahre	Welt
		-0,02	Q1/1984-Q2/2006	Quartale	Welt
		-0,04	Q1/1996-Q2/2006	Quartale	Welt
Hansen u. Lindholt (2008)	-0,01		1974-1994	Monate	Welt
	-0,01		1974-2001	Monate	Welt

*) ROW = Rest of World

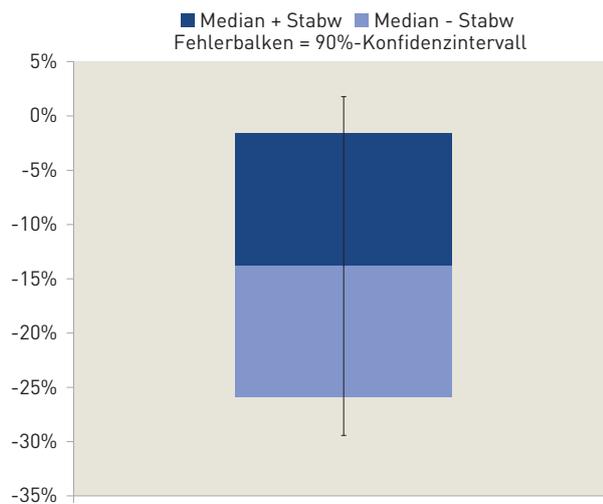


Abbildung 6.7: Ermittelte Preiselastizität der Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle;
Quelle: Eigene Darstellung

Ergebnissen. Der Schätzer der langfristigen Preiselastizität liegt mit 13,8% größenordnungsmäßig im Bereich der existierenden empirischen Ergebnisse. Die kurzfristige Elastizität ist sehr gering. Daher ist die Vernachlässigung dieser Größe, wie sie in Abschnitt 5.2.1 vorgenommen wurde, grundsätzlich als unkritisch zu bewerten.

Den Ergebnissen der Modellierung zufolge liegt die langfristige Preiselastizität der Rohölnachfrage im 90%-Intervall zwischen -29% und 2%. Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, liegt die Spannweite aller ermittelten Elastizitäten deutlich höher als das Konfidenzintervall der eigenen Modellergebnisse. Die Studien unterscheiden sich durch den Zeithorizont, den Quellen der zugrunde gelegten Daten sowie der betrachteten Region. Auch die ökonometrischen Verfahren können abweichen. Gately u. Huntington (2002) und Cooper (2003) zeigen, dass es regional große Unterschiede in den Preiselastizitäten der Rohölnachfrage gibt. Wie bereits in Abschnitt 4.4 erwähnt, ist der Grad der Industrialisierung in diesem Zusammenhang besonders relevant.

In Gleichung 5.2 wurde die Elastizität der Nachfrage für den Zeitraum von 1970 bis 2008 ermittelt. Die modellierte Nachfragekurve ist isoelastisch.

In der Realität ist die Elastizität jedoch nicht konstant, sondern verändert sich beispielsweise in Abhängigkeit von den auf Nachfrageseite verwendeten Technologien. Darüber hinaus ist die Preiselastizität der Nachfrage vermutlich auch vom absoluten Preisniveau abhängig. Die von Krichene (2007) ermittelten kurzfristigen Preiselastizitäten der Nachfrage sind im Beobachtungszeitraum 1984-2006 höher als im Zeitraum von 1970 bis 2006. Dabei zeigt sich zum einen eine fortschreitende Energieeffizienz, zum anderen die aufgrund der Versorgungssicherheit von den meisten Nachfragern angestrebte Diversifizierung der Primärenergienutzung.

Gately u. Huntington (2002) weisen außerdem darauf hin, dass die Reaktion auf Preisänderungen nicht zwangsläufig symmetrisch erfolgt. Während höhere Preise beispielsweise Investitionen in energieeffiziente Technologien stimulieren und so zu einem Rückgang des Verbrauchs führen, wirken sich Preissenkungen i. A. geringer aus.

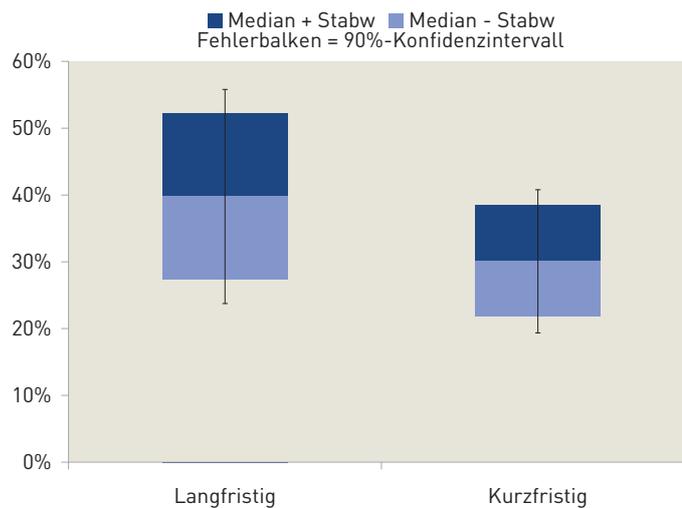


Abbildung 6.8: Ermittelte Einkommenselastizitäten der Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle;
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6.8 zeigt die Modellergebnisse in Bezug auf die kurz- und langfristige Einkommenselastizität der Nachfrage. Auch in diesem Fall sind Standardabweichung und 90%-Konfidenzintervall angegeben. Die ermittelte langfristige Einkommenselastizität des Rohölverbrauchs wird auf knapp

40% geschätzt, wobei das 90%-Intervall bei ca. 24%-56% liegt. Gemäß Gleichung 5.2 beträgt die kurzfristige Einkommenselastizität gut 30%. Dabei liegt der Schätzer in einem 90%-Konfidenzintervall zwischen 19% und 41%. Auch für die Einkommenselastizität wird üblicherweise davon ausgegangen, dass die langfristige Elastizität höher als die kurzfristige Elastizität ist (Fattouh (2007b)).

Tabelle 6.2 ordnet dieses Ergebnis in die vorhandene Literatur ein. Dabei wird deutlich, dass auch für die Einkommenselastizität unterschiedliche Schätzungen vorliegen. Je nach Region, Zeithorizont oder Berechnungsverfahren liegt die langfristige Einkommenselastizität der Nachfrage zwischen 12% und 78% auf Jahresbasis. In diesem Zusammenhang ist die Spezifikation des Nachfragemodells besonders wichtig (vgl. Gately u. Huntington (2002)). Verglichen mit den bestehenden Analysen liegt der Wert des empirischen Modells (Gleichung 5.2) im unteren Mittelfeld.

Tabelle 6.2: Einkommenselastizität der Rohölnachfrage; Quelle: Eigene Darstellung

Studie	Langfristige Einkommenselastizität	Periode	Auflösung	Region
Eigene Ergebnisse	0,40	1970-2008	Jahre	Welt
Alhajji u. Huettner (2000a)	0,49 bis 0,78	1974-1994	Quartale	Welt
<i>Dominant-Firm-Modelle</i>	0,20	1974-1994	Quartale	Welt
<i>Cournot-Modell</i>	0,35 bis 0,46	1974-1994	Quartale	Welt
<i>Wettbewerbsmodelle</i>				
Gately u. Huntington (2002)	0,56 0,53	1971-1997 1971-1997	Jahre Jahre	OECD Nicht-OECD
Brook et al. (2004)	0,4 0,7 0,6	1971-1997 1971-1997 1971-1997	Jahre Jahre Jahre	OECD China ROW
IEA (2006)	0,27	1979-2005	Jahre	Welt
Krichene (2007)	0,12 0,44 0,20 0,19	1970-2006 1984-2006 Q1/1984-Q2/2006 Q1/1996-Q2/2006	Jahre Jahre Quartale Quartale	Welt Welt Welt Welt
Hansen u. Lindholt (2008)	0,59 0,61	1974-1994 1974-2001	Monate Monate	Welt Welt
Erdmann u. Zweifel (2008), S. 108	0,38 0,78	1980-2002 1980-2002	Jahre Jahre	EU ₁₅ USA
	0,62	1980-2002	Jahre	OECD
Dargay u. Gately (2010)	0,80	1971-2008	Jahre	OECD

An dieser Stelle sei kritisch angemerkt, dass auch die ermittelte Einkommenselastizität im Zeitablauf als konstant angenommen wird. Ferner geht das Modell (Gleichung 5.2) von symmetrischen Nachfrageeffekten in Bezug auf die Wirtschaftsentwicklung aus. Gately u. Huntington (2002) zufolge wirkt sich ein Anstieg des Einkommens jedoch stärker auf die Nachfrage nach fossilem Rohöl aus als ein Einbruch des Einkommens.

6.4 Preiselastizität des Angebotes

Eine zentrale Annahme des Mehrgleichungsmodells liegt in den unterschiedlichen Kalkülen der OPEC und Nicht-OPEC bei der Planung ihrer Angebotskapazitäten. Die Nicht-OPEC-Staaten zeichnen sich durch ein wettbewerbles Verhalten aus und baut die Förderkapazitäten nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten aus. Angebot und Kapazität sind im Fall der Nicht-OPEC identisch, da die Förderanlagen mit voller Auslastung gefahren werden.

Aus dem in Abschnitt 4.5 entwickelten Modell folgt, dass das Angebot der Nicht-OPEC preiselastisch ist. Die empirisch ermittelte Preiselastizität beträgt 14,6% (langfristig) bzw. 0,1% (kurzfristig). Die kurzfristige Preiselastizität des Nicht-OPEC-Angebotes ist demnach praktisch gleich null. Kurzfristige Preisspitzen wirken sich üblicherweise nicht auf die Produktionskapazität aus, da ein Ausbau mit hohem zeitlichen und finanziellen Aufwand verbunden ist. Auch für die Preiselastizitäten des Angebotes sind die jeweiligen Standardabweichungen und die 90%-Konfidenzintervalle berechnet worden. Diese sind in Abbildung 6.9 dargestellt.

Ebenso wie die Nachfragekurve ist auch die Angebotskurve sehr unelastisch, was besonders in Verbindung mit der ebenfalls steilen Nachfragekurve zu sprunghaften Preisbewegungen führen kann. Daher ist die Unsicherheit über die Preiselastizität des Rohölangebotes für eine Einschätzung der zukünftigen Preisentwicklung von großer Bedeutung. Auch für die vorhandene Literatur zur Preiselastizität des Angebotes gilt, dass zwar üblicherweise Signifikanzen der Parameter und damit implizit Standardabweichungen ein-

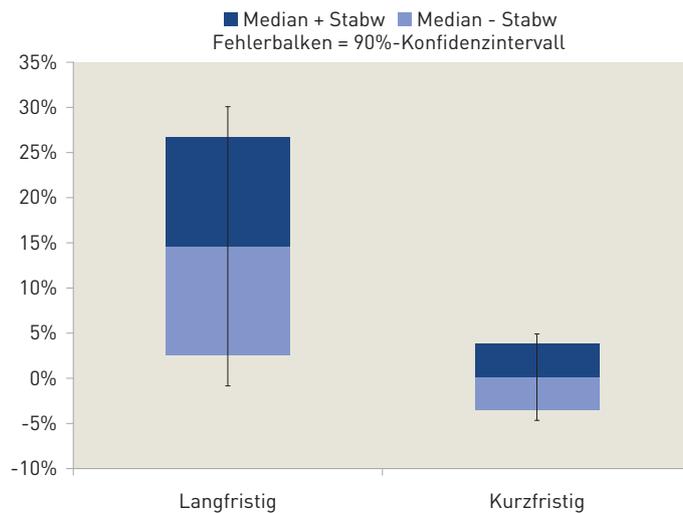


Abbildung 6.9: Ermittelte Preiselastizitäten des Nicht-OPEC-Angebotes und Konfidenzintervalle;
Quelle: Eigene Darstellung

zelter Schätzer, nicht jedoch explizit die Unsicherheiten der kurz- und vor allem langfristigen Elastizitäten angegeben werden¹³¹.

Eine Übersicht über die Ergebnisse der in der Literatur verfügbaren empirischen Untersuchungen liefert Tabelle 6.3. Die aufgeführten kurzfristigen Elastizitäten sind, bis auf die Elastizität des Angebotes aus Saudi-Arabien (vgl. Alhajji u. Huettner (2000a)), durchweg gering. Dies deckt sich mit dem Ergebnis der Regressionsgleichung 5.4.

Die ermittelte langfristige Elastizität des Nicht-OPEC-Angebotes liegt im 90%-Konfidenzintervall von 0-30%, die kurzfristige Elastizität zwischen -5 und 5%. Die Schätzung ist ebenso unsicher wie die der nachfrageseitigen Elastizitäten (vgl. Abbildung 6.7 und 6.8).

Wie Tabelle 6.3 zeigt, ist auch die Quantifizierung der Relation zwischen Angebot und Preisen vor allem von der Spezifikation der zugrunde liegenden Modelle abhängig. Vor allem die Ergebnisse von Alhajji u. Huettner (2000a) und Hansen u. Lindholt (2008) machen deutlich, dass eine Unterscheidung der Anbieter in Gruppen mit unterschiedlichen Interessen notwendig ist,

¹³¹ Dies gilt besonders für die langfristige Elastizität, deren Standardabweichung auch in diesem Fall gemäß Greene mit der Delta-Methode berechnet wurde (vgl. Greene (2008), S. 68ff).

Tabelle 6.3: Preiselastizität des Rohölangebotens; Quelle: Eigene Darstellung

Studie	Langfristige Preiselastizität	Kurzfristige Preiselastizität	Periode	Auflösung	Region
Eigene Ergebnisse	0,15	0,001	1970-2008	Jahre	Welt
Alhaji u. Huettner (2000a) <i>Dominant-Firm-Modelle</i> <i>Wettbewerbsmodelle</i>	1	0,01	1974-1994	Quartale	Nicht-OPEC
	0,12	-0,02	1974-1994	Quartale	Nicht-OPEC-Kern
	0,19	-0,03	1974-1994	Quartale	Nicht-Saudi-Arabien
	1	0,01	1974-1994	Quartale	Nicht-OPEC
	0,11	-0,03	1974-1994	Quartale	OPEC
	0,15	-0,02	1974-1994	Quartale	Nicht-OPEC-Kern
	0,12	-0,04	1974-1994	Quartale	OPEC-Kern
	0,20	-0,03	1974-1994	Quartale	Nicht-Saudi-Arabien
	1,40	-0,20	1974-1994	Quartale	Saudi-Arabien
	0,35	0,04	1971-1997	Jahre	Nicht-OPEC
Brook et al. (2004)			1970-2006	Jahre	Welt
			1984-2006	Jahre	Welt
			Q1/1984-Q2/2006	Quartale	Welt
			Q1/1996-Q2/2006	Quartale	Welt
Krichene (2007)			1974-2001	Monate	OPEC
			1974-2001	Monate	OPEC
			1974-1994	Monate	Nicht-OPEC
			1974-2001	Monate	Nicht-OPEC
			1974-1994	Monate	Nicht-OPEC-Kern
			1974-2001	Monate	Nicht-OPEC-Kern
			1974-1994	Monate	Nicht-Saudi-Arabien
			1974-2001	Monate	Nicht-Saudi-Arabien
			1974-2001	Monate	Nicht-Saudi-Arabien
			1974-2001	Monate	Nicht-Saudi-Arabien
Hansen u. Lindholt (2008)	-0,02	-0,02	1974-2001	Monate	OPEC
	-0,04	-0,32	1974-2001	Monate	OPEC
	0,64		1974-1994	Monate	Nicht-OPEC
	0,38		1974-2001	Monate	Nicht-OPEC
	-0,18		1974-1994	Monate	Nicht-OPEC-Kern
	0,44		1974-2001	Monate	Nicht-OPEC-Kern
		1974-1994	Monate	Nicht-Saudi-Arabien	
		1974-2001	Monate	Nicht-Saudi-Arabien	

um die Wechselwirkung von Preis und Angebot korrekt zu schätzen. Dies unterstützt die in Kapitel 4 vorgenommene Unterscheidung in OPEC und Nicht-OPEC.

Die in Abbildung 6.9 dargestellte Preiselastizität des Nicht-OPEC-Angebotes ist vergleichsweise gering (vgl. Tabelle 6.3). Im entwickelten Modell erfolgt der Kapazitätsausbau somit in Bezug auf Marktpreise bzw. Förderkosten verhältnismäßig konservativ. Ein solches Modell mit geringer Elastizität sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite bildet zusammen mit der Verzögerung durch die angenommene Bauzeit die beobachteten Preissprünge auf dem Ölmarkt besser ab als ein Modell mit elastischem Angebot und ohne Zeitverzug.

6.5 Rückbauraten produzierender Felder

In den Abschnitten 4.5 und 4.6 wurden Modelle für die Kapazitätsentwicklung der Nicht-OPEC bzw. der OPEC entwickelt. Der theoretische Schwerpunkt lag dabei in der Abbildung des Investitionsverhaltens. Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 erwähnt, hängt die künftige Kapazität jedoch nicht nur vom Zubau ab, sondern auch von der Rückbaurate (*Decline Rate*) bestehender Felder. Lynch (2002) zufolge werden die Rückbauraten tendenziell eher zu hoch angesetzt, was zu einer pessimistischen Einschätzung bezüglich der zukünftigen Kapazitätsentwicklung führt.

Die ermittelten Rückbauraten von knapp 15% (Nicht-OPEC) bzw. gut 4% pro Jahr (OPEC) geben Durchschnittswerte der jeweiligen Förderregionen wieder (vgl. Abbildung 6.10). Jedes produzierende Ölfeld folgt einem eigenen Produktionsprofil, welches u. a. von der Größe, der Lage und der Fördertechnologie abhängt (vgl. IEA (2008b), IFP (2004), S. 108f). In der Entwicklungs- und Explorationsphase wird noch kein Öl produziert. Nach Produktionsstart steigt die Förderung bis zur maximalen Förderrate des Feldes. Dieses Förderniveau wird anschließend über einen gewissen Zeitraum aufrecht erhalten (*Plateauphase*). Im weiteren Verlauf des Lebenszyklus eines Feldes ist die Produktion rückläufig, bis sie schließlich gänzlich zum Stillstand kommt (*Post-Peak-Phase*). In dieser Phase kommt es zum Rückbau bestehender Kapazität (vgl. IEA (2008b)). Durch den Einsatz sekun-

därer und tertiärer Fördertechnologien kann der Rückbau jedoch zeitweise aufgehalten werden¹³².

Der Großteil der bisher entdeckten Lagerstätten weltweit ist bereits in Produktion. Dies gilt besonders für die großen Ölfelder, auf die ein hoher Anteil der gegenwärtigen Produktion entfällt (vgl. IEA (2008b)). Laut Aussagen der IEA (2003) werden zwischen 2001 und 2030 gut 50% der *Upstream*-Investitionen auf den Ersatz bestehender oder zukünftiger Anlagen aufgewendet. Spekulationen zufolge ist auch das aktuell größte weltweit produzierende Ölfeld *Ghawar* (Saudi-Arabien) in der *Post-Peak*-Phase der Produktion (vgl. Hamilton (2009b)). Dieses spielt jedoch bei der Rolle der OPEC und speziell Saudi-Arabiens als weltweiter *Swing-Producer* eine zentrale Rolle. Für die Prognose der zukünftig verfügbaren Förderkapazitäten ist die Abschätzung der Rückbauraten daher besonders wichtig.

Einer Untersuchung der IEA (2008b) zufolge liegt die weltweite beobachtete Rückbaurate bei durchschnittlich 5,1% für Felder der *Post-Peak*-Phase. Bezogen auf alle weltweit produzierenden Felder wird ein Wert von 6,7% geschätzt. Die natürliche Rückbaurate¹³³ liegt noch höher. In der Zukunft ist der IEA zufolge mit einem Anstieg der *Decline Rates* zu rechnen. Dies liegt vor allem daran, dass kleinere Felder deutlich höhere Rückbauraten aufweisen als große Felder. Die Größe der Neufunde ist jedoch rückläufig. Darüber hinaus befindet sich die Mehrzahl der in jüngster Zeit erschlossenen Vorkommen *offshore*, was ebenfalls höhere Rückbauraten mit sich bringt als die Förderung von Feldern an Land (vgl. IEA (2008b)).

Grundsätzlich liegen die Rückbauraten der OPEC deutlich niedriger als die der Nicht-OPEC. In Bezug auf die *Post-Peak*-Felder liefert die Studie

¹³² Das Produktionsprofil eines Feldes wird häufig durch eine logistische Funktion (sog. *Hubbert-Kurve*) abgebildet. Aggregiert man die Produktionsprofile auf Länder- oder weltweiter Ebene, wird eine maximale Produktionskapazität impliziert. Im Rahmen der *Peak Oil* Theorie wird daher die Existenz eines Fördermaximums angenommen, welches den Verbrauch an fossilem Öl begrenzt. Das weltweite Produktionsprofil hängt jedoch von der weltweiten Verfügbarkeit ab. Werden neue Felder entdeckt und entwickelt, was insbesondere in Zeiten hoher Ölpreise der Fall ist, verzögern sich Erschöpfungszeitpunkt und Fördermaximum. Die Abschätzung über derart lange Zeiträume in die Zukunft ist aufgrund dieser Dynamik nur wenig aussagekräftig (vgl. Abschnitt 3.4).

¹³³ Die natürliche Rückbaurate ist um Investitionen in die bestehenden Felder bereinigt.

der IEA eine beobachtete Rate von 3,1% an jährlichem Kapazitätsrückbau für die OPEC-Produktion und 7,1% für die Nicht-OPEC-Produktion. Der Grund hierfür ist v. a. in der Feldgröße sowie in den üblicherweise geringeren technologischen Anforderungen der Förderung in OPEC-Regionen zu sehen.

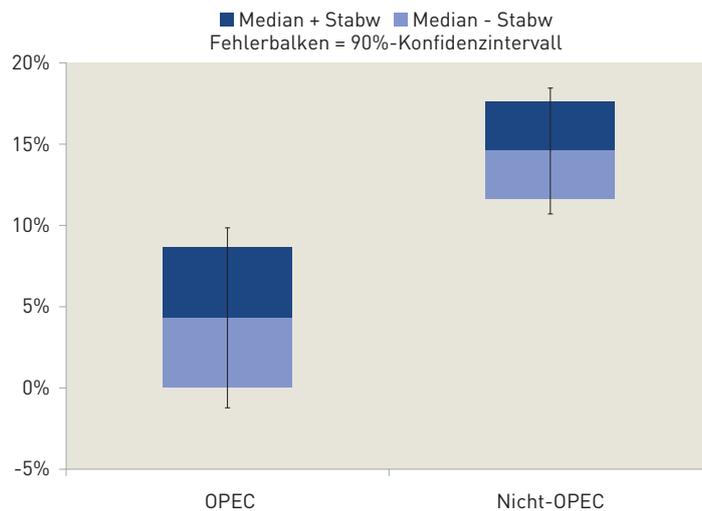


Abbildung 6.10: Ermittelte Rückbauraten weltweiter Förderkapazitäten und Konfidenzintervalle;
Quelle: Eigene Darstellung

Damit decken sich die eigenen Ergebnisse grundsätzlich mit den von der IEA ermittelten Rückbauraten. Der erwartete natürliche Rückbau der OPEC wurde in Gleichung 5.8 auf 4,3% beziffert. Mit 14,6% (vgl. Gleichung 5.4) liegt die ermittelte natürliche Rückbauraten der Nicht-OPEC deutlich höher. Die Rückbauraten haben auf die Prognose einen entscheidenden Einfluss. Sie sind jedoch nur ungenau bestimmbar und unterliegen neben den geologischen Charakteristika des Feldes auch z. B. politischen oder regulatorischen Rahmenbedingungen. Abbildung 6.10 zeigt daher nicht nur die absoluten Ergebnisse der Kapazitätsmodelle 4.5 und 4.6, sondern zusätzlich die Standardabweichungen und 90%-Konfidenzintervalle der Schätzungen.

6.6 Bewertung der Anpassungs- und Prognosegüte

Für die Bestimmung der Prognosequalität existiert eine Reihe von Gütekennzahlen, die sowohl für die Beurteilung der *in sample* Prognosegüte als auch der *out of sample* Prognosegüte herangezogen werden können¹³⁴.

Der *Root Mean Squared Error* (*RMSE*) bezeichnet die Wurzel aus dem mittleren quadratischen Prognosefehler

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n^*} \sum_t (Y_t - \hat{Y}_t)^2} \quad (6.6)$$

wobei n^* die Anzahl der Prognosewerte angibt.

Die Verzerrung (*Bias*) ist definiert als mittlerer Prognosefehler

$$bias = \frac{1}{n^*} \sum_t (Y_t - \hat{Y}_t). \quad (6.7)$$

Ein positiver *Bias* besagt, dass die beobachtete Variable bei der Prognose unterschätzt wird und umgekehrt. Die Prognosegüte ist umso höher, je kleiner der *RMSE* bzw. je kleiner der Betrag des *Bias* ist.

Der Quotient aus *RMSE* der eigenen Prognose und *RMSE* eines Vergleichsmodells wird auch als *Theils U* bezeichnet. Ein Verhältnis von größer als eins bedeutet, dass die Prognose auf Basis der Modellgleichung zu einem höheren Fehler führt als die des Vergleichsmodells. Ein Wert kleiner als eins hingegen lässt darauf schließen, dass die Regressionsgleichung zu einer besseren Prognose führt. Bei einem Fehlerquotienten von eins stimmen die Fehler beider Modelle überein.

Für die *in sample* Prognosegüte, also die Evaluation der Anpassungsgüte im Beobachtungszeitraum, werden die Schätzer der durchgeführten Regressionen (vgl. Anhang B) mit der naiven Prognose ($\hat{y}_{t+1} = y_t$) verglichen. Das Ergebnis für den Zeitraum 1985-2008 ($n^* = 24$) ist in Tabelle 6.4 dargestellt. Sowohl der *RMSE* als auch die Verzerrung sind für alle Modellgleichungen kleiner als die naive Prognose. Somit besitzen die in Kapitel 4 entwickelten Regressionsmodelle einen höheren Erklärungswert.

¹³⁴ Für folgenden Zusammenhänge vgl. z. B. Hackl (2005), S. 129ff, Assenmacher (2002), S. 74ff.

Tabelle 6.4: Anpassungsgüte im Beobachtungszeitraum 1970-2008;

Quelle: Eigene Darstellung

RMSE			
Variable	Modellgleichungen	Naive Prognose	Theils U
D	1,39	2,08	0,67
K_{OPEC}	0,95	1,17	0,82
K_{NOPEC}	0,52	0,85	0,61
c	7,09	8,37	0,85
p	11,46	12,36	0,93
Verzerrung			
Variable	Modellgleichungen	Naive Prognose	
D	0,02	0,89	
K_{OPEC}	-0,05	0,12	
K_{NOPEC}	0,00	0,51	
c	0,76	1,28	
p	1,56	2,21	

Die Bewertung der *out of sample* Prognose erfolgt auf Basis der rekursiven Schätzer der Regressionsmodelle. Dafür werden die Koeffizienten der Gleichungen im Beobachtungszeitraum wiederholt bis zum Jahr t geschätzt und auf dieser Basis der Wert für $t + 1$ prognostiziert (Schritt-1-Prognose). Um eine ausreichende Datenbasis zu gewährleisten, wurde als Startjahr 1985 gewählt¹³⁵.

Es wird erwartet, dass die Prognose des entwickelten Mehrgleichungsmodells erst nach einigen Jahren genauer als die naive Prognose ist, da der fundamentale Mechanismus für den mittel- bis langfristigen Horizont angelegt ist. Daher werden die rekursiven Schätzer für die Schritt-1- bis Schritt-4-Prognose berechnet und mit der naiven Prognose ($\hat{y}_{t+1} = y_t$ bis $\hat{y}_{t+4} = y_t$) verglichen. Tabelle 6.5 zeigt die Ergebnisse der Evaluation. Dargestellt ist der *RMSE* der jeweiligen Prognose auf Basis der rekursiven Schätzer im Vergleich zum *RMSE* der naiven Prognose für denselben Prognosehorizont. Zusätzlich ist auch hier wieder *Theils U* angegeben.

¹³⁵ Die Mindestanzahl an benötigten Datenpunkten für die rekursive Schätzung entspricht der Anzahl erklärender Variablen in der Regression.

Wie aus Tabelle 6.5 ersichtlich wird, sinkt *Theils U* mit zunehmendem Prognosehorizont, obwohl das Fehlermaß (*RMSE*) zunimmt. Die Prognosegüte der in Kapitel 4 entwickelten Regressionsmodelle in Relation zur Referenzprognose (Naive Prognose) ist demnach umso höher, je größer der Prognosehorizont ist. Lediglich bei der Schritt-1-Prognose liefert die naive Prognose für alle Modellgrößen bessere Ergebnisse als das entwickelte Modell. Bereits ab einem Prognosehorizont von zwei Jahren sind sowohl die Kapazitätsmodelle (Gleichung 5.4 und 5.8) als auch das Preismodell (Gleichung 5.13) der naiven Prognose deutlich überlegen. Bei einem Zeithorizont von vier Jahren liegt der Fehler der naiven Prognose bereits knapp 50% höher als der Fehler der ökonometrischen Modelle. Auch das Nachfragemodell schneidet in diesem Fall besser ab als die Fortschreibung des Vorjahreswertes. Einzig das Kostenmodell ist auch bei einer Vier-Jahres-Prognose von äußerst geringer Güte. In diesem Zusammenhang muss jedoch erneut darauf hingewiesen werden, dass Angaben zu Förderkosten überhaupt nicht oder zumindest unvollständig und nur unregelmäßig veröffentlicht werden. Daher ist bereits die historische Entwicklung der Förderkosten unsicher.

Während es offensichtlich wenig sinnvoll ist, sich für die Dauer eines Jahres gegen die aktuellen Marktpreise zu stellen, liefert das entwickelte ökonometrische Modell bereits im Hinblick auf einen Horizont von zwei Jahren einen deutlich messbaren Erklärungswert¹³⁶.

¹³⁶ Darüber hinaus existieren liquide Spot-, Forward- und Futuresmärkte für Rohöl (vgl. Abschnitt 2.3.1), welche die Erwartungen bezüglich der Preisentwicklung einige Jahre in die Zukunft widerspiegeln.

Tabelle 6.5: Prognosegüte (*RMSE*) für einen Zeithorizont von bis zu vier Jahren in die Zukunft, 1985-2008;

Quelle: Eigene Darstellung

Schritt-1-Prognose			
Variable	Modellgleichungen	Naive Prognose	Theils U
<i>D</i>	2,12	1,54	1,38
<i>K_{OPEC}</i>	1,13	1,08	1,04
<i>K_{NOPEC}</i>	0,73	0,62	1,18
<i>c</i>	8,06	6,64	1,33
<i>p</i>	9,37	9,49	1,01
Schritt-2-Prognose			
Variable	Modellgleichungen	Naive Prognose	Theils U
<i>D</i>	2,89	2,53	1,14
<i>K_{OPEC}</i>	1,19	1,67	0,70
<i>K_{NOPEC}</i>	1,06	1,17	0,91
<i>c</i>	10,19	8,01	1,27
<i>p</i>	9,95	12,72	0,78
Schritt-3-Prognose			
Variable	Modellgleichungen	Naive Prognose	Theils U
<i>D</i>	3,60	3,53	1,02
<i>K_{OPEC}</i>	1,09	2,07	0,52
<i>K_{NOPEC}</i>	1,02	1,70	0,60
<i>c</i>	12,02	11,36	1,06
<i>p</i>	10,69	18,08	0,59
Schritt-4-Prognose			
Variable	Modellgleichungen	Naive Prognose	Theils U
<i>D</i>	4,34	4,47	0,97
<i>K_{OPEC}</i>	1,28	2,51	0,51
<i>K_{NOPEC}</i>	1,13	2,24	0,50
<i>c</i>	13,93	12,62	1,10
<i>p</i>	10,20	22,69	0,45

7 Modellanwendung zur langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes

Das folgende Kapitel nutzt das entwickelte Ölmarktmodell, um die zukünftige Marktentwicklung bis 2030 zu prognostizieren. Neben der Prognose der zu erwartenden Entwicklung soll außerdem explizit die Unsicherheit der Preisentwicklung abgeschätzt werden.

Zunächst wird in Abschnitt 7.1 ein Überblick über die verfügbaren Langfristprognosen gegeben. Insbesondere wird in diesem Zusammenhang darauf eingegangen, wie die Modelle mit der Prognoseunsicherheit umgehen. Eine genaue Punktprognose ist mit einem Regressionsmodell unmöglich, da die Vorhersage sowohl endogener als auch exogener Eingangsgrößen grundsätzlich mit einer gewissen Unsicherheit behaftet ist. Hinzu kommt, dass ein Teil der Zielgröße selbst stochastisch erklärt wird. Insbesondere der Ölpreis wird zu einem großen Teil von unvorhersehbaren Ereignissen beeinflusst. Üblicherweise werden daher entweder verschiedene Szenarien gerechnet, bei denen auf Basis von individuellen Einschätzungen über die Entwicklung der exogenen Variablen die Bandbreite möglicher Ergebnisse aufgespannt wird, oder es werden Prognoseintervalle angegeben, die auf Basis der stochastischen Einflüsse berechnet werden. Das in Kapitel 4 entwickelte ökonomische Ölmarktmodell behandelt alle Fundamentalindikatoren des Ölmarktes als endogene Variablen und berücksichtigt explizit die stochastischen Einflüsse sowie die Wechselwirkungen der Variablen untereinander. Somit können für alle Prognosen Konfidenzintervalle angegeben werden.

Die einzige modellexogene Variable stellt die Wirtschaftsentwicklung dar. Ob die Weltwirtschaft tatsächlich unabhängig vom Ölpreisniveau ist, ist

Gegenstand zahlreicher empirischer Untersuchungen (vgl. u. a. Blanchard u. Galí (2008); Hamilton (1983); Hooker (1996; 1999); Mork (1989); Mork et al. (1994)). Daher wird in Abschnitt 7.2 die Exogenität der Wirtschaftsentwicklung anhand eines Granger-Kausalitätstests geprüft.

Anschließend erfolgt in Abschnitt 7.3 die Vorhersage der langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes einschließlich einer Monte-Carlo-Simulation. Dabei werden die Ergebnisse sowohl für ein stochastisches Modell der Weltwirtschaft (Abschnitt 7.3.1) berechnet als auch für eine deterministische Vorgabe dieser Variablen (Abschnitt 7.3.2). Auf diese Weise kann zusätzlich zu den stochastischen Anteilen des Mehrgleichungsmodells auch eine Einschätzung darüber getroffen werden, welchen Einfluss die Unsicherheit über die zukünftige Weltwirtschaftsleistung auf das Modellergebnis hat.

Besonderes Interesse bei der Prognose liegt auf der Identifikation möglicher zukünftiger Preispfade. Vor dem Hintergrund der jüngsten Preisentwicklung wird untersucht, wie wahrscheinlich eine erneute Hochpreisphase ist und in welcher Bandbreite der Ölpreis zukünftig schwanken kann. Die Unsicherheit von Ölpreisprognosen ist üblicherweise sehr hoch. Daher untersucht Abschnitt 7.4, wodurch diese Unsicherheit verursacht wird. Dabei soll vor allem die Frage beantwortet werden, ob gegebenenfalls eine Reduktion der Prognoseintervalle durch eine genauere Vorhersage der Erklärungsgrößen möglich ist, beispielsweise Informationen über Investitionen in neue Förderkapazitäten oder die Entwicklung der Förderkosten.

Abschließend werden in Abschnitt 7.5 die Modellergebnisse den verfügbaren Langfristprognosen vergleichend gegenübergestellt.

7.1 Diskussion verfügbarer Prognosen

Der folgende Abschnitt liefert einen Überblick über die wichtigsten frei zugänglichen Prognosen politischer oder wissenschaftlicher Institutionen¹³⁷. Diese Einschätzungen des Ölmarktes bezüglich Mengen und Preisen werden häufig als Entscheidungs- und Diskussionsgrundlage in Energiewirtschaft und -politik verwendet.

Im Anschluss wird der Umgang mit Unsicherheiten der Prognose diskutiert. Der Ölmarkt ist dabei offensichtlich mit vielen Unsicherheiten behaftet. Zahlreiche unvorhersehbare Ereignisse, z. B. geopolitische Effekte oder die technologische Entwicklung, beeinflussen Nachfrage, Angebot und Preise. Eine deterministische Prognose zeigt daher nur den Erwartungswert des Modells, nicht jedoch die Spannweite möglicher Ergebnisse. Einige Prognosen versuchen daher, über Szenarienrechnungen oder Konfidenzintervalle einen möglichen Ergebnisbereich aufzuspannen.

7.1.1 Überblick über bestehende Modelle

Die wichtigsten öffentlich zugänglichen weltweiten Energie- bzw. Ölprognosen sind der *World Energy Outlook* der IEA, der *World Oil Outlook* der OPEC sowie die Prognosen der EIA.

Das *World Energy Model (WEM)* der IEA wurde 1993 entwickelt. Es besteht aus den vier Modulen *Endenergieverbrauch*, *Stromerzeugung*, *Raffinerien*, *fossiles Brennstoffangebot* sowie den darauf aufbauenden Modulen *CO₂-Emissionen* und *Investitionen*. Energiepreise und technologische Entwicklungen werden exogen vorgegeben (vgl. IEA (2008a)). Mit dem WEM rechnet die IEA für ihren jährlichen *World Energy Outlook* jeweils ein Referenzszenario und alternative Szenarien unter Variation der Annahmen. Der Schwerpunkt des *World Energy Outlook 2009* liegt beispielsweise auf Klimawandel-Szenarien zur Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Energiepolitiken und auf einer Analyse des Weltgasmarktes (vgl. IEA (2009)).

¹³⁷ Darüber hinaus bieten einige kommerzielle Händler Prognosen von Ölpreisen und/oder -mengen an, z. B. IHS CERA (Homepage: www.ihs cera.com, Global Oil) oder auch PIRA (Homepage: www.pira.com, Global Crude Oil & Petroleum Products Retainer).

Ebenfalls jährlich publiziert die OPEC mittel- sowie langfristige Prognosen der Angebots- und Nachfrageentwicklung auf dem Rohölmarkt (*World Oil Outlook*, vgl. OPEC (2010)). Grundlage der Reports ist das ökonometrische *OPEC World Energy Model (OWEM)*.

Die EIA veröffentlicht den jährlichen *Annual Energy Outlook (USA)* bzw. *International Energy Outlook (Welt)* sowie den *Short Term Energy Outlook* mit monatlichen Prognosen U.S.-amerikanischer und internationaler Marktdaten für die nächsten 12-24 Monate. Der *International Energy Outlook* der EIA greift auf das *International Energy Module (IEM)* zurück, welches Teil des *National Energy Modelling Systems (NEMS)* der EIA ist. Dieses schätzt den durchschnittlichen globalen Gleichgewichtspreis von Rohöl auf der Basis von ökonometrischen Prognosen für Nachfrage und Nicht-OPEC-Angebot ab. Die Angebotsfunktion der OPEC ist exogen gegeben. In jedem Jahr muss die OPEC-Produktion der Differenz aus weltweiter Nachfrage und Nicht-OPEC-Angebot entsprechen. Zusätzlich werden mit Hilfe des *IEM* die Auswirkungen des U.S.-amerikanischen Ölmarktes auf den Weltmarkt untersucht (vgl. EIA (1999)). Auch der *Annual Energy Outlook* basiert auf *NEMS*, so dass sich die Prognosen für die USA in beiden Veröffentlichungen entsprechen.

Neben den drei genannten Langfristprognosen existieren einige weitere Modelle der zukünftigen Entwicklung der Märkte für fossiles Rohöl. Das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart hat z. B. ein Modell für Mengen- und Preispfade erschöpfbarer Energieressourcen bis 2100 entwickelt (*Long-Term Price and Extraction, LOPEX*). In diesem Modell wird der Ölmarkt als Kartell (OPEC) mit Wettbewerbsrand (Nicht-OPEC) abgebildet. Das Rohölangebot wird in Abhängigkeit der langfristigen Förderkosten als *Hubbert-Kurve* modelliert (vgl. Rehr u. Friedrich (2006)).

7.1.2 Berücksichtigung von Unsicherheiten

Jede Vorhersage zukünftiger Entwicklungen hängt vom aktuellen Informationsstand ab. Potentielle Fehlerquellen liegen in der Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Eingangsgrößen. Ändert sich die Informations-

lage, so wird auch die Prognose aktualisiert. Abbildung 7.1 zeigt beispielhaft die Entwicklung der langfristigen Vorhersage der *EIA* für den Ölpreis zwischen 1998 und 2009 (Referenzszenario). Ölpreisprognosen verändern sich im Zeitablauf, da bei jeder Aktualisierung neue Informationen verfügbar sind, die sich auf den zukünftig erwarteten Preisfad auswirken. Während die tatsächlichen Ölpreise bis zu Beginn der 2000er Jahre noch in einem verhältnismäßig konstanten Preisband liegen, unterscheiden sich auch die Einschätzungen der Preisentwicklung kaum. Zwischen 2003 und 2008 konvergieren die Prognosen auf ein höheres Langfristniveau, welches jedoch noch unter dem jeweils aktuellen Marktpreis liegt. Die Prognosen von 2009 und 2010 gehen vor dem Hintergrund der deutlich gestiegenen Spotpreise schließlich von einem Anstieg auf über 120 US\$/bbl bis 2030 aus.

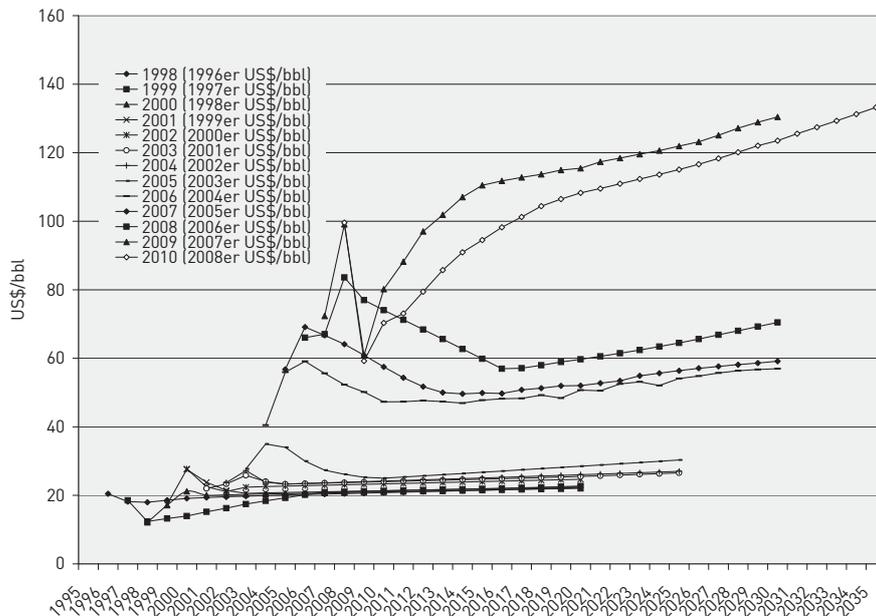


Abbildung 7.1: Entwicklung der Preisprognosen der *EIA* 1998-2010;
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von *EIA* (2010b)

Anhand von Abbildung 7.1 wird deutlich, dass die Beschränkung auf eine einzelne deterministische Prognose einen Schwachpunkt darstellt. Besonders auf den Märkten für fossile Energieträger besteht ein hohes Maß an Unsicherheit. Viele Einflüsse auf Mengen- und Preisfade sind nur stochastisch abbildbar. Eine Punktprognose liefert in diesem Fall keine sinnvolle

Einschätzung. Kommerzielle und öffentliche Prognosen spannen üblicherweise durch Szenarienbildung einen weiten Bereich möglicher Preis- bzw. Mengenpfade auf. Diese Szenarien unterscheiden sich jedoch in ihren Annahmen und zeichnen somit ein jeweils unterschiedliches mögliches Bild der Zukunft. Ein Satz an Szenarien zur Beschreibung der Unsicherheit berücksichtigt dabei lediglich die aktuell verfügbare Information über die zukünftige Entwicklung, nicht jedoch die Veränderung der Informationslage (vgl. Walther (2009), S. 21). Auch wenn häufig ein Referenzszenario einem positiven und einem negativen Extremszenario gegenübergestellt wird, sagt dies noch nichts über die Eintrittswahrscheinlichkeit der einzelnen Szenarien aus. Im *EIA Short Term Energy Outlook* wird daher zusätzlich zum *Base Case* ein Konfidenzintervall angegeben, das die Unsicherheit der Prognose reflektiert. Die Breite dieses Intervalls wird anhand der impliziten Volatilität der an der NYMEX gehandelten Rohöloptionen bestimmt (vgl. EIA (2009c)). Ein wesentlicher Vorteil dieser Methode ist, dass die Entwicklung der Unsicherheit im Zeitablauf dargestellt werden kann. Kritisch ist jedoch die Festlegung auf die implizite Volatilität der NYMEX-Optionen.

7.2 Zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft und ihre Abhängigkeit vom Ölpreis

Die Entwicklung der Weltwirtschaft stellt eine modellexogene Größe dar. Für die Prognose muss deshalb eine Einschätzung der zukünftigen Entwicklung dieser Variable getroffen werden. Eine Möglichkeit ist die Vorgabe einer deterministischen Zeitreihe im Prognosezeitraum. In diesem Fall muss eine Annahme zur Wirtschaftsentwicklung getroffen werden, die als Eingangsgröße in das Mehrgleichungsmodell eingeht.

Eine grundsätzliche Schwäche der deterministischen Prognose ist jedoch die Beschränkung des Modells auf die aktuell verfügbare Information bezüglich der Entwicklung der Weltwirtschaft. Die Unsicherheit der Einschätzung kann durch eine stochastische Modellierung berücksichtigt werden. Dabei wird statt einer deterministischen Zeitreihe ein stochastisches Modell

der exogenen Variablen verwendet. Dafür wird die logarithmierte weltweite Wirtschaftsleistung GDP_t als *Random Walk* mit Drift modelliert¹³⁸:

$$\log(GDP_t) = \log(GDP_{t-1}) + \mu_0 + \epsilon_t. \quad (7.1)$$

Die Datenbasis der IMF (2009); USDA (2009) umfasst die Jahre 1970-2008 (vgl. Abschnitt 4.4). Als *KQ*-Schätzer erhält man:

$$\log(GDP_t) = \log(GDP_{t-1}) + 0,0260^{***} + \epsilon_t. \quad (7.2)$$

Die Störvariablen können auf einem Signifikanzniveau von 5% als stationär gelten.

Ungeklärt ist in dieser Spezifikation jedoch die potentielle Rückkopplung zwischen Ölpreisen und Wirtschaftsentwicklung. Steigt der Preis für Rohöl, so wirkt sich dies u. U. negativ auf die wirtschaftliche Entwicklung aus. Langfristig bremsen hohe Energiepreise Investitionen und so auch die wirtschaftliche Entwicklung. Oftmals geht der Faktor Energie daher direkt in die volkswirtschaftliche Produktionsfunktion ein. Die Abbildung der Variable GDP_t als *Random Walk* setzt jedoch eine Entwicklung unabhängig von den Realisierungen der endogenen Modellgrößen – auch unabhängig von der Ölpreisentwicklung – voraus. Wenn der Ölpreis tatsächlich einen messbaren Einfluss auf die Weltwirtschaft besitzt, dann ist die Prognose unter Vernachlässigung dieser Beziehung ungenau. Da die Nachfrage nach Rohöl maßgeblich durch die Wirtschaftsleistung und Preisentwicklung bestimmt wird, gäbe es im Falle einer negativen Rückkopplung zwischen Ölpreisen und Weltwirtschaft neben der direkten Preiselastizität auch einen indirekten Effekt der Preise auf den Verbrauch (vgl. IEA (2008b)). In diesem Fall wäre zu klären, welches Ausmaß dieser mittelbare Effekt im Vergleich zur expliziten Preiselastizität der Nachfrage hat und wie preiselastisch der Ölverbrauch insgesamt ist.

Die empirische Analyse der Auswirkungen von Ölpreisänderungen auf die Wirtschaft rückte Anfang der 1980er Jahre infolge der ersten beiden Ölpreiskrisen in den Mittelpunkt wissenschaftlichen und politischen Interesses. Zahlreiche Studien aus dieser Zeit belegen den negativen Zusammenhang

¹³⁸ Die τ -Statistik des *ADF*-Tests auf einen *Random Walk* mit Drift beträgt 0.101. Die Zeitreihe ist mit ausreichend hoher Wahrscheinlichkeit differenzstationär.

zwischen Ölpreisen und wirtschaftlicher Entwicklung (vgl. u. a. Burbidge u. Harrison (1982); Darby (1982); Hamilton (1983)). In den 2000er Jahren kam aufgrund der hohen, volatilen Preise erneut die Furcht vor einer Abschwächung der Wirtschaftsentwicklung durch die hohen Ölpreise auf. In jenen Industriestaaten mit hohem Importaufkommen wurden die Auswirkungen der Finanzkrise in 2008 durch das hohe Ölpreisniveau zumindest verstärkt (IEA (2009)).

Die Reaktion der Wirtschaft auf hohe Ölpreise hat sich jedoch im Zeitablauf verändert (vgl. Blanchard u. Galí (2008); Hooker (1996; 1999)). Während die Ölpreisschocks der 1970er Jahre von geringerem Wirtschaftswachstum, hoher Arbeitslosigkeit und hoher Inflation gefolgt wurden, waren die wirtschaftlichen Konsequenzen in den letzten zwei Dekaden von eher geringem Ausmaß. Bereits in den 1980er Jahren zeigte sich ein deutlich geringerer Einfluss der sinkenden Ölpreise im Vergleich zu den positiven Ölpreisschocks der 1970er Jahre. Gately u. Huntington (2002); Mork (1989) und Mork et al. (1994) schlugen daher eine asymmetrische Beziehung der Variablen vor. Aber auch die Reaktion auf Preisspitzen (1999-2000 und 2003-2008) ist schwächer geworden: *„Since the late 1990s, the global economy has experienced two oil shocks of sign and magnitude comparable to those of the 1970s but, in contrast with the latter episodes, GDP growth and inflation have remained relatively stable in much of the industrialized world.“* (Blanchard u. Galí (2008) S. 2). Die Gründe für die schwächere Wechselwirkung zwischen Ölpreisen und Weltwirtschaft liegen Blanchard u. Galí zufolge hauptsächlich in einer stärkeren Energieeffizienz, besserer Geldmarktpolitik sowie den flexibleren Arbeitsmärkten.

Um den Einfluss des Ölpreises zu prüfen, wird die Zeitreihe GDP_t als Funktion des Ölpreises p_t modelliert. Anschließend wird auf Granger-Kausalität getestet. Aus den o. g. Gründen wird der Einfluss des Ölpreises auf die Weltwirtschaft nicht nur für den gesamten Beobachtungszeitraum von 1970 bis 2008, sondern zusätzlich auf einen möglichen strukturellen Bruch um 1990 hin untersucht. Auf diese Weise soll geprüft werden, ob der Preiseinfluss in der Zeit bis 1990 nachgewiesen werden kann, in jüngster Zeit jedoch

vernachlässigbar ist. Dafür werden die drei Intervalle 1970-2008, 1970-1990 und 1991-2008 analysiert. Getestet wird das einfache autoregressive Modell:

$$\log(GDP_t) = \phi_0 + \phi_1 \log(GDP_{t-1}) + \phi_2 \log(p_{t-1}) + \omega_t. \quad (7.3)$$

Die Nullhypothese des Kausalitätstests lautet in diesem Fall $H_0 : \phi_2 = 0$. Ist der Ölpreis für die globale Wirtschaftsleistung Granger-kausal, so wird die Nullhypothese abgelehnt. Unter diesen Umständen kann der Preiseinfluss nicht vernachlässigt werden. Daraus folgt außerdem, dass die Weltwirtschaftsentwicklung nicht problemlos als exogene Variable in das Mehrgleichungsmodell eingehen kann.

Wie bereits diskutiert lautet die zu prüfende Annahme, dass hohe Ölpreise die Wirtschaftsentwicklung bremsen und umgekehrt. Für den Parameter ϕ_2 wird daher ein negatives Vorzeichen erwartet. Da die Zeitreihe differenzstationär ist, wird für den Koeffizienten ϕ_1 ein Wert von nahezu eins erwartet.

Die *KQ*-Schätzer der Gleichung 7.3 und die Ergebnisse der des Granger-Kausalitätstests können Tabelle 7.1 entnommen werden. Wie die Ergebnisse zeigen, ist der Preiskoeffizient nur für die Zeitspanne 1970-1990 und den gesamten Zeitraum 1970-2008 negativ. In der Zeit von 1991 bis 2008 weist der Parameter ein positives Vorzeichen auf. Die Signifikanz ist dabei in allen

Tabelle 7.1: Modellierung der Wirtschaftsentwicklung in Abhängigkeit des Ölpreises;
Quelle: Eigene Darstellung

1970-2008				
	ϕ_0	ϕ_1	ϕ_2	F
Parameter	0,0781	1,0010***	-0,0177	1,4577
t-Statistik	0,2199	29,2940	-1,2255	
1970-1990				
	ϕ_0	ϕ_1	ϕ_2	F
Parameter	0,0472	1,0095***	-0,0324	2,4493
t-Statistik	0,0427	9,0132	-1,6164	
1991-2008				
	ϕ_0	ϕ_1	ϕ_2	F
Parameter	-1,3105	1,1201***	0,0181	0,1677
t-Statistik	-0,8669	7,3670	0,4250	

betrachteten Perioden gering, im Zeitraum 1970-1990 jedoch noch höher als ab 1991. Daran zeigt sich, dass die Wirtschaftsentwicklung seit den 1990er Jahren in geringerem Maße durch den Ölpreis beeinflusst wurde als in der Zeit zwischen 1970 und 1990. Während die ersten beiden Ölpreiskrisen zu globalen Rezessionen führten, hatten die hohen Ölpreise der 2000er Jahre keinen nachweislichen Effekt auf die globale Wirtschaftsleistung. In Zeiten steigender Preise wuchs die Weltwirtschaft sogar weiter an¹³⁹.

In allen drei Fällen wird die Nullhypothese des Granger-Kausalitätstests abgelehnt. Der Einfluss des Ölpreises auf die Weltwirtschaft kann in keiner Zeitspanne nachgewiesen werden¹⁴⁰. Auch hier gilt jedoch, dass die Irrtumswahrscheinlichkeit für die Ablehnung der Nullhypothese umso geringer ist, je weiter die betrachtete Beobachtungsperiode in der Vergangenheit liegt. Für den Zeitraum 1979-1990 beträgt die Irrtumswahrscheinlichkeit für das Ablehnen der Granger-Kausalität lediglich rund 13%. Für die Periode 1990-2008 liegt dieser Wert bereits bei fast 70%. Auch dies spricht dafür, dass der Preiseinfluss im Zeitablauf gesunken ist.

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass eine explizite Modellierung der Modellgröße GDP_t in Abhängigkeit vom Ölpreis für die Prognose nicht notwendig ist¹⁴¹. Die Variable GDP_t kann als modellexogen betrachtet werden.

¹³⁹ Erst im Zuge der weltweiten Wirtschaftskrise sanken Rohölverbrauch und -preise.

¹⁴⁰ Auch im Fall einer höheren Anzahl verzögerter Terme in der Testgleichung 7.3 wird Granger-Kausalität der Ölpreise auf die Wirtschaftsentwicklung abgelehnt.

¹⁴¹ Der Test auf wechselseitige Kausalität, d.h. die bivariate vektorautoregressive Form der Gleichung 7.3 mit den Variablen p_t und GDP_t , ergibt hingegen eine kausale Wirkung des GDP auf den Ölpreis im Zeitraum 1991-2008. In dieser Zeitspanne wurde der aufgrund der im Vergleich zur Nachfrage äußerst trägen Angebotsmengen rationierte Markt (vgl. Kapitel 4) in hohem Maß durch die Nachfrageentwicklung beeinflusst, welche wiederum maßgeblich von der Wirtschaftsentwicklung abhängt.

7.3 Modellbasierte Prognose der Marktentwicklung bis 2030 unter Unsicherheit

Auf Basis des in Kapitel 4 aufgebauten multiplen Regressionsmodells (Gleichung 4.23) lässt sich eine *out of sample* Prognose über die zukünftige Entwicklung des Rohölmarktes von 2010 bis 2030 erstellen¹⁴². Um die Unsicherheit der künftigen Werte zu berücksichtigen, wird auf ein Monte-Carlo-Verfahren zurückgegriffen. Hierfür werden N Prognosen mit jeweils unterschiedlichen Realisierungen der Zufallsvektoren (stochastische Schocks) berechnet. Der Parametervektor wird dabei konstant gehalten. Anhand der Ergebnisse können anschließend Erwartungswert und Konfidenzintervalle der Prognose bestimmt werden. Unter der Annahme normalverteilter Störterme sind auch die Ergebnisse der Simulationsläufe des Log-Log-Modells normalverteilt. Die endogenen Variablen sind somit logarithmisch normalverteilt¹⁴³. Diese Verteilung ist schief.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation zweier Szenarien bis 2030 vorgestellt. Für die Referenzprognose wird das GDP_t als *Random Walk* mit Drift (Gleichung 7.2) modelliert. Eine zweite Prognose erfolgt mit einer deterministischen Vorgabe der Wirtschaftsentwicklung. Dabei wird die Wirtschaftsentwicklung auf den Erwartungswert der stochastischen Modellierung als *Random Walk* festgelegt. In beiden Fällen beträgt die Anzahl der Simulationsläufe N 100.000.

Im Vergleich zur deterministischen Vorhersage des GDP wird bei der Referenzprognose nicht nur ein weltwirtschaftliches Szenario betrachtet. Stattdessen wird die langfristige Entwicklung des Rohölmarktes unter Be-

¹⁴² Die historischen Daten bis 2008 entstammen den in Kapitel 4 angegebenen Quellen. Für die 2009er Werte wurden zusätzlich Daten von EIA (2010e) (Nachfrage, Kapazitäten) bzw. EIA (2010d) (Preise) verwendet.

¹⁴³ Für die logarithmierten, normalverteilten Modellgrößen gilt, dass Erwartungswert μ und Median identisch sind. Das anschließende Anwenden der Exponentialfunktion führt jedoch zu einer schiefen Verteilung, bei der der Erwartungswert $e^{\mu+0,5\sigma^2}$ den Median e^μ übersteigt, wobei σ die Standardabweichung der logarithmierten Größen bezeichnet (vgl. z. B. Hartung et al. (2009), S. 151f).

rücksichtigung der gesamten Spannweite möglicher Entwicklungspfade der Weltwirtschaft simuliert. Dies ist gerade im Hinblick auf die Wirtschaftskrise von Bedeutung, da unklar ist, wie schnell und mit welchem Verlauf sich die Weltwirtschaft von dem Einbruch in 2008 erholt.

Ein Vergleich der beiden Ergebnisse zeigt, wie groß der Beitrag der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft zur Unsicherheit der Modellergebnisse ist. Je mehr sich die Prognosevarianz der Modellvariablen durch eine deterministische Vorgabe der Wirtschaftsentwicklung verringert, desto größer ist der Nutzen einer möglichst guten Vorhersage des *GDP* für eine verbesserte Einschätzung der Perspektiven des Ölmarktes.

7.3.1 Modellergebnisse bei stochastischer Wirtschaftsentwicklung

Die Langfristprognose mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung greift auf das *Random Walk* Modell der Weltwirtschaft (Gleichung 7.2) zurück. Neben den historischen Werten (y) sind in Abbildung 7.2 und den folgenden Darstellungen jeweils der Erwartungswert der Prognose (\hat{y}) sowie die Quantile der Ordnung 5% ($Q_{.05}$), 25% ($Q_{.25}$), 50% ($Q_{.50}$, Median), 75% ($Q_{.75}$) und 95% ($Q_{.95}$) graphisch dargestellt. Im Intervall zwischen dem 25%-Quantil und dem 75%-Quantil liegen 50% der Realisierungen (50%-Konfidenzintervall). Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Realisierung im Bereich zwischen dem 5%-Quantil und dem 95%-Quantil zustande kommt, beträgt 90% (90%-Konfidenzintervall).

Die Vorhersage der Nachfrage nach Rohöl ist in Abbildung 7.3 dargestellt. Bis 2030 steigt der globale Erdölverbrauch sukzessive bis auf einen Erwartungswert von 93,45 mbpd an. Dies entspricht einer mittleren Wachstumsrate von ca. 0,7% p. a. zwischen 2010 und 2030. Wie aus Abbildung 7.3 ersichtlich, ist der durch die Wirtschaftskrise bedingte Nachfragerückgang von 2008 auf 2009 bereits im Jahr 2011 wieder vollständig ausgeglichen. Die Konfidenzintervalle liegen relativ eng um den Erwartungswert, d. h. in Bezug auf die Nachfrageentwicklung ist die Modellunsicherheit relativ gering.

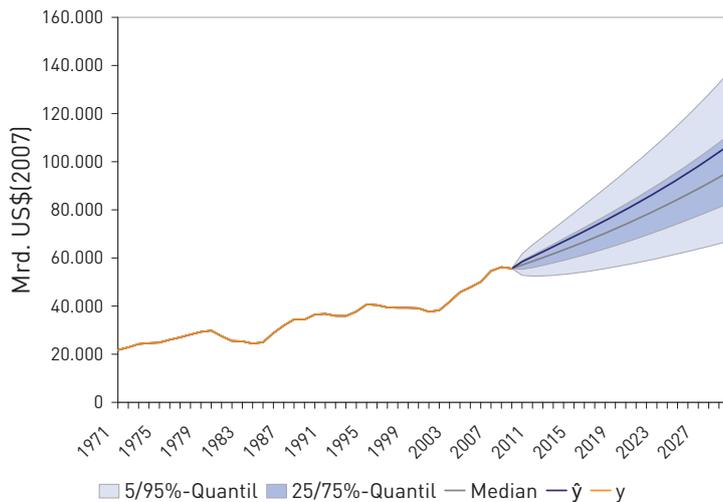


Abbildung 7.2: Stochastische Prognose der weltweiten Wirtschaftsentwicklung und Konfidenzintervalle 2010-2030;
Quelle: Eigene Darstellung

Die Förderkapazitäten der OPEC und Nicht-OPEC entwickeln sich wie in den Abbildungen 7.4 und 7.5 dargestellt. Die Kapazität der OPEC steigt von knapp 39 mbpd in 2009 auf 46,05 mbpd in 2030. Prozentual beläuft sich der jährliche Zuwachs auf knapp 0,8%. Pro Jahr werden somit etwa 340.000 bpd an zusätzlicher Kapazität in Betrieb genommen. Wie die Quantile der Prognosen deutlich machen, ist die Prognose der OPEC-Förderkapazität deutlich unsicherer als die der Nicht-OPEC.

Auch in der Nicht-OPEC wird ein Anstieg der Gesamtkapazität erwartet. Im Jahr 2030 liegt der Erwartungswert bei 51,18 mbpd, was zwischen 2010 und 2030 einem jährlichen Nettozubau von ca. 315.000 bpd oder einer Wachstumsrate von ca. 0,6% p. a. entspricht. Demzufolge errichtet die Nicht-OPEC im Prognosezeitraum netto weniger Förderkapazität als die OPEC. Dies liegt vor allem darin begründet, dass die Rückbauquoten der Nicht-OPEC deutlich höher liegen und die Förderung in den Regionen der Nicht-OPEC schwieriger und kostenintensiver ist als in den Staaten der OPEC. Allerdings werden neu errichtete Anlagen der OPEC nicht komplett in Produktion genommen, sondern dienen teilweise zur Aufstockung der freien Förderkapazität. Daher geht der Marktanteil der OPEC an der weltweiten Erdölförderung zwischen 2010 und 2030 trotz der höheren Inves-

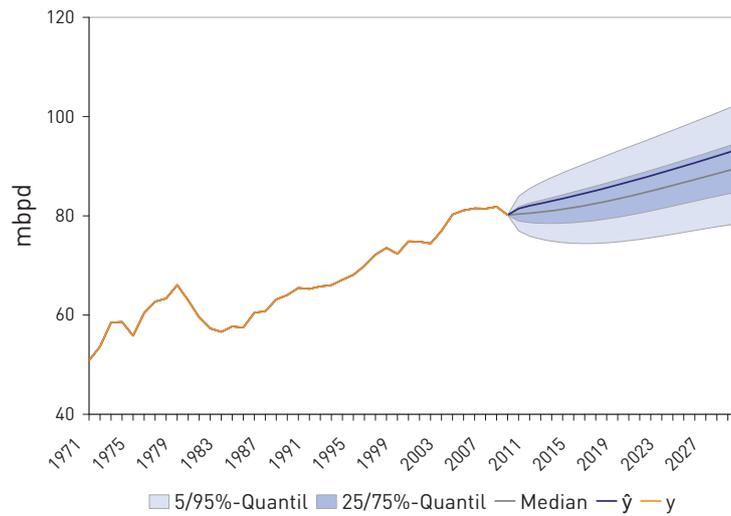


Abbildung 7.3: Prognose der weltweiten Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

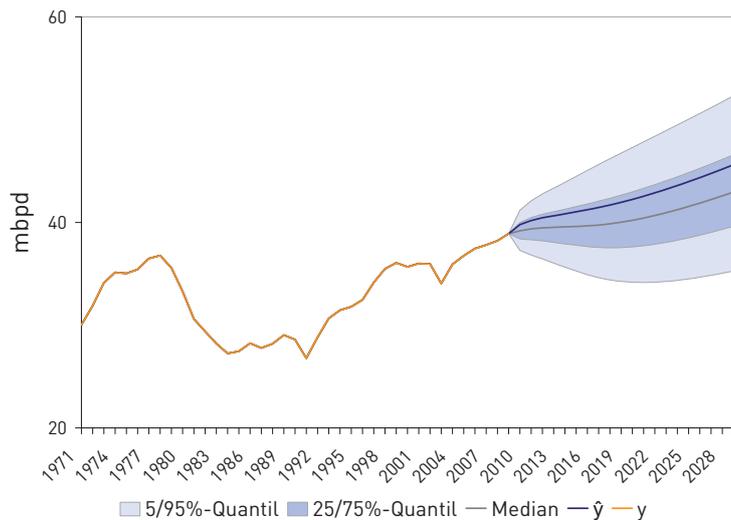


Abbildung 7.4: Prognose der OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

titionstätigkeit leicht zurück (vgl. Abbildung 7.6). Anhand der Abbildungen 7.5 wird deutlich, dass in den Fördergebieten außerhalb der OPEC von Jahr zu Jahr weniger Zubau erfolgt und die Produktion sich einem konstanten Niveau annähert.

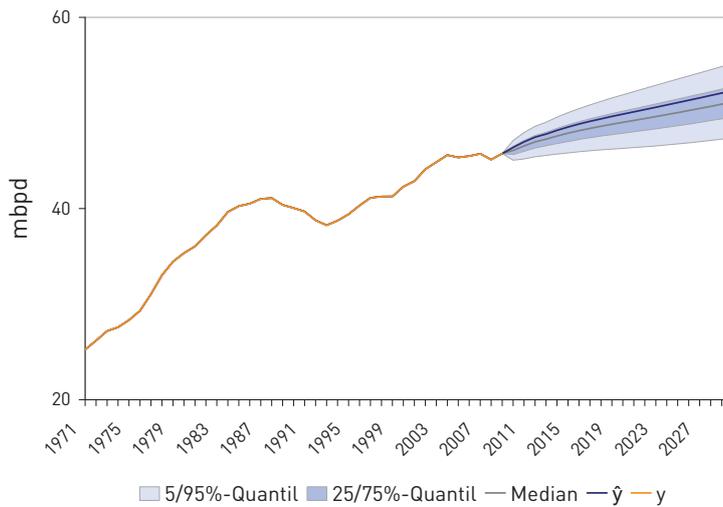


Abbildung 7.5: Prognose der Nicht-OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle mit 2030 bei stochastischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

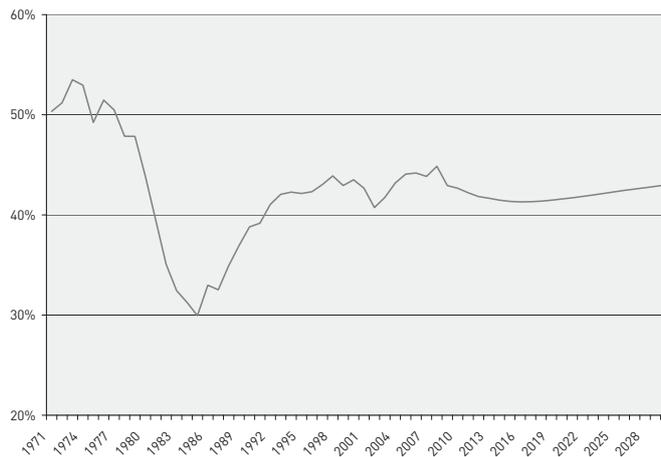


Abbildung 7.6: Marktanteil der OPEC historisch und Erwartungswert 2010-2030;
Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt sind Angebot und Nachfrage relativ ausgeglichen, so dass die OPEC als Residualnachfrager über freie Kapazitäten von 5-6 mbpd verfügt. Im historischen Vergleich liegt dieser Wert deutlich über dem Niveau der 1990er Jahre (vgl. Abbildung 4.1).

Wie Abbildung 7.7 zu entnehmen ist, steigen die Vollkosten der Förderung in der Nicht-OPEC bis 2030 stetig an. In 2030 wird ein Wert von 66,64 US\$₂₀₀₇/bbl erwartet, was einem Wachstum von rund 3% im Jahresdurch-

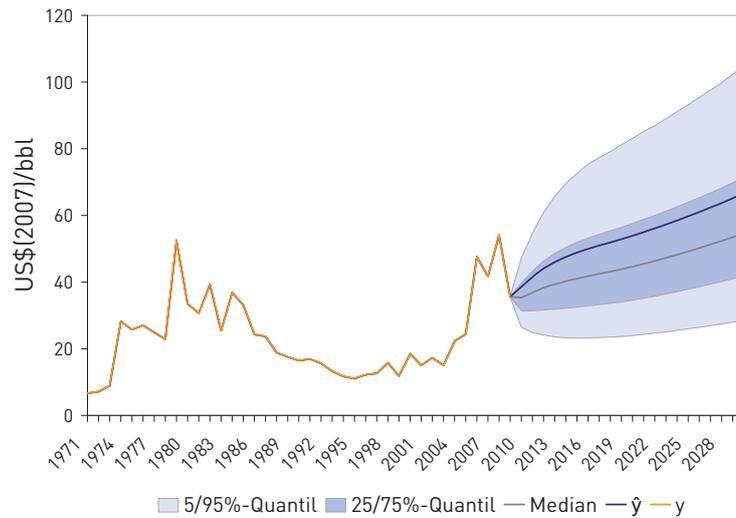


Abbildung 7.7: Prognose der Nicht-OPEC-Förderkosten und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

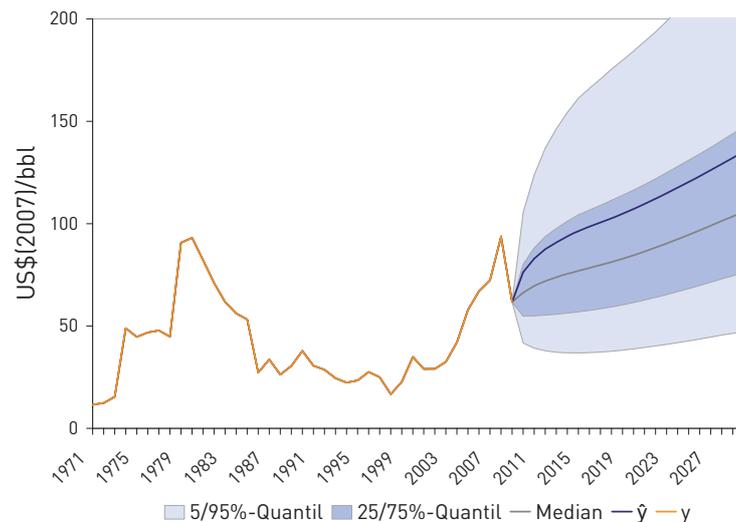


Abbildung 7.8: Prognose der Preise für leichtes, schwefelarmes Rohöl und Konfidenzintervalle bis 2030 mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

schnitt entspricht. Der historische Höchstwert von 54,03 US\$₂₀₀₇/bbl in 2008 wird damit überschritten. Darüber hinaus machen die Quantile die ausgesprochen hohe Unsicherheit im Hinblick auf die künftige Entwicklung der Förderkosten deutlich.

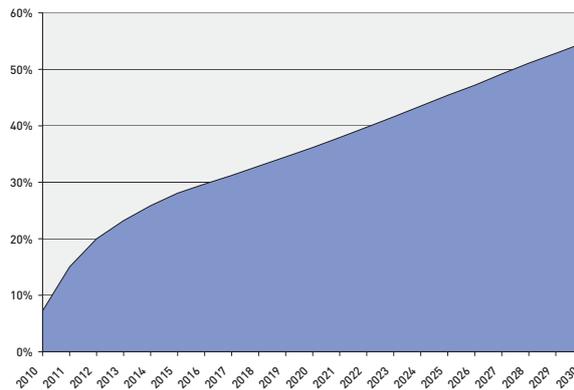


Abbildung 7.9: Wahrscheinlichkeit für die Realisierung eines Ölpreises von über 100 US\$₂₀₀₇/bbl bei stochastischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

Für den Marktpreis von leichtem, schwefelarmem Rohöl wird zwischen 2010 und 2030 eine durchschnittliche jährliche Steigerung von knapp 4% erwartet. Eine Entspannung des Ölpreises findet nicht statt. Stattdessen steigt der Gleichgewichtspreis langfristig ebenso wie die Förderkosten an. In 2030 erreicht der erwartete Preis einen Wert von 135,36 US\$₂₀₀₇/bbl und liegt damit deutlich über dem historischen Höchstwert von 93,70 US\$₂₀₀₇/bbl in 2008¹⁴⁴. Ein ähnlich niedriges Preisniveau wie in den 1990er Jahren liegt außerhalb des 90%-Konfidenzintervalls und ist somit äußerst unwahrscheinlich.

Wie Abbildung 7.8 zeigt, spannt die Preisprognose einen weiten Bereich möglicher Preispfade auf. Eine Vorhersage der Preisentwicklung ist nur mit einer hohen Unsicherheit möglich. Diese Prognoseintervalle geben Bereiche an, in denen künftige Ölpreise mit der entsprechenden Wahrscheinlichkeit schwanken werden. Des Weiteren fällt auf, dass die Spannweite möglicher Preispfade bereits im kurzfristigen Prognosehorizont sehr weit aufgeht. Aus den Modellergebnissen lässt sich daher schlussfolgern, dass auch in Zukunft starke Preisschwankungen und ausgeprägte Zyklen möglich sind.

Auf Basis der Normalverteilungshypothese lässt sich für jedes Jahr des Prognosezeitraumes die Wahrscheinlichkeit bestimmen, mit der der Jahres-

¹⁴⁴ In 2008 waren jedoch vereinzelt Preise von bis zu 150-200 US\$/bbl in 2010 im Gespräch (vgl. Fletcher (2008)).

durchschnittspreis für Rohöl über 100 US\$₂₀₀₇/bbl steigt. Das Ergebnis ist in Abbildung 7.9 dargestellt. Ausgehend vom aktuellen Preisniveau beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass der Ölpreis im Jahresdurchschnitt einen Preis von 100US\$₂₀₀₇/bbl überschreitet, im Jahr 2030 ca. 55%.

Aufgrund der bereits erwähnten logarithmischen Normalverteilung der Ergebnisläufe ist die Verteilung per prognostizierten Ölpreispfade schief. Abbildung 7.10 zeigt beispielhaft das Histogramm der prognostizierten Ölpreise für 2030.

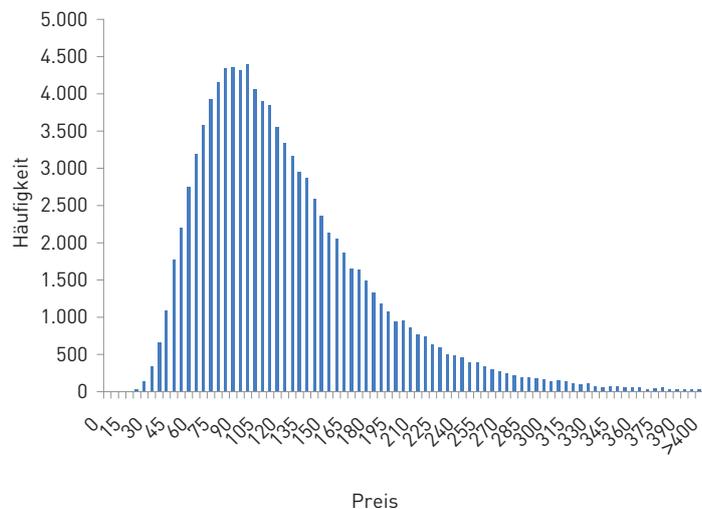


Abbildung 7.10: Histogramm der für 2030 prognostizierten Ölpreise bei 100.000 Simulationsläufen;
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 7.11 stellt die weltweiten Ausgaben für fossiles Rohöl historisch und im Prognosezeitraum 2010-2030 dar¹⁴⁵. Wie aus den Ergebnissen folgt, steigen die absoluten Ausgaben mit den steigenden Ölpreisen an. In 2030 wird weltweit ein knapp 25% höheres Budget für den Bezug von Öl aufgewendet als in 2008, dem Jahr mit dem historisch bislang höchsten Preisniveau. Prozentual betrachtet bleibt der Anteil der Ausgaben für Öl an der Wirtschaftsleistung jedoch annähernd konstant bei 3,2%. Dieser Wert lag 1979 mit fast 8% deutlich höher. Relativ betrachtet war Öl daher während der zweiten Ölpreiskrise teurer als für 2010-2030 prognostiziert.

¹⁴⁵ Dabei handelt es sich jeweils um den Erwartungswert der Prognosen von *GDP* und Preisentwicklung.

Kapitel 7. Modellanwendung zur langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes

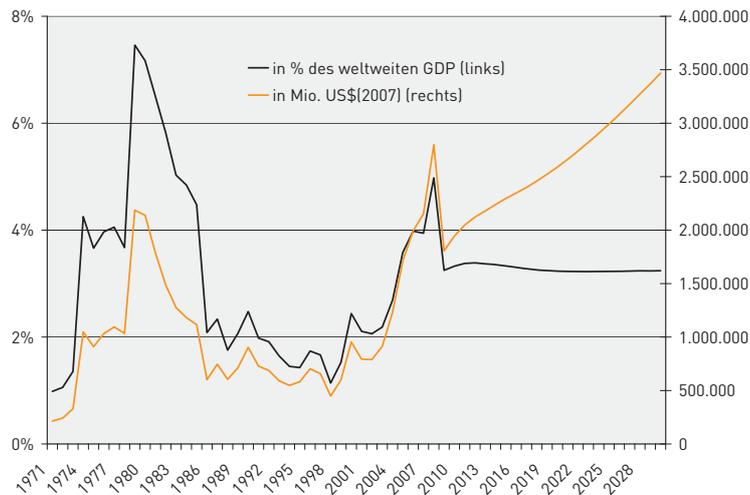


Abbildung 7.11: Weltweite Ausgaben für Rohöl, absolut und als Anteil an der Wirtschaftsleistung;
Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 7.2 fasst die Ergebnisse der Prognose zusammen. Dargestellt sind wie in den Abbildungen die Erwartungswerte der Monte-Carlo-Simulationen, der Median ($Q_{.05}$) und die Quantile der Wahrscheinlichkeiten 5%, 25%, 75% und 95%.

Kapitel 7. Modellanwendung zur langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes

Tabelle 7.2: Ergebnisse der Modellprognose mit stochastischer
Wirtschaftsentwicklung;

Quelle: Eigene Darstellung

		2009	2010	2015	2020	2025	2030	2010-2030 p. a.
D (mbpd)	$Q_{.95}$		83,94	89,60	93,87	98,14	102,55	0,73%
	$Q_{.75}$		81,81	84,82	87,87	91,23	94,79	
	\hat{y}	80,17	81,44	83,99	86,83	90,04	93,45	
	$Q_{.50}$		80,37	81,65	83,92	86,72	89,74	
	$Q_{.25}$		78,95	78,60	80,15	82,43	84,96	
	$Q_{.05}$		76,95	74,40	75,03	76,63	78,52	
K_{OPEC} (mbpd)	$Q_{.95}$		41,20	44,48	47,30	50,04	52,91	0,81%
	$Q_{.75}$		40,00	41,54	42,97	44,84	47,04	
	\hat{y}	38,91	39,79	41,03	42,24	43,96	46,05	
	$Q_{.50}$		39,19	39,61	40,21	41,55	43,34	
	$Q_{.25}$		38,39	37,77	37,62	38,50	39,94	
	$Q_{.05}$		37,28	35,27	34,18	34,50	35,50	
K_{NOPEC} (mbpd)	$Q_{.95}$		47,13	50,03	51,90	53,55	55,18	0,64%
	$Q_{.75}$		46,51	48,76	50,18	51,45	52,76	
	\hat{y}	45,75	46,39	48,53	49,88	51,08	52,34	
	$Q_{.50}$		46,08	47,89	49,02	50,04	51,15	
	$Q_{.25}$		45,75	47,03	47,88	48,66	49,58	
	$Q_{.05}$		45,05	45,83	46,29	46,76	47,42	
c (US\$ ₂₀₀₇ /bbl)	$Q_{.95}$		47,21	72,59	83,09	93,18	104,93	3,05%
	$Q_{.75}$		39,80	51,86	57,58	63,91	71,41	
	\hat{y}	35,60	38,60	48,81	53,90	59,72	66,64	
	$Q_{.50}$		35,34	41,05	44,62	49,17	54,66	
	$Q_{.25}$		31,39	32,49	34,58	37,83	41,83	
	$Q_{.05}$		26,46	23,21	23,96	25,95	28,47	
p (US\$ ₂₀₀₇ /bbl)	$Q_{.95}$		105,41	161,27	184,33	209,63	237,48	3,90%
	$Q_{.75}$		80,16	104,32	116,40	131,08	147,47	
	\hat{y}	61,74	76,31	96,46	107,16	120,46	135,36	
	$Q_{.50}$		66,27	77,07	84,56	94,58	105,89	
	$Q_{.25}$		54,79	56,94	61,43	68,24	76,04	
	$Q_{.05}$		41,66	36,83	38,79	42,67	47,22	

7.3.2 Modellergebnisse bei deterministischer Wirtschaftsentwicklung

Für die Prognose mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung wird ein konstanter Anstieg des GDP von 2,6% pro Jahr angenommen¹⁴⁶. Die Ergebnisse sollen zeigen, welcher Anteil an der Unsicherheit der Modellergebnisse dadurch verursacht wird, dass die zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft unbekannt ist. Je enger die Konfidenzbänder im Vergleich zur Referenzprognose sind, desto höher ist dieser Anteil. Die verbleibende Unsicherheit ist auf die übrigen stochastischen Störgrößen im Modell zurückzuführen. Aufgrund der logarithmischen Normalverteilung sind die Auswirkungen auf die oberen Konfidenzbänder stärker als auf die unteren. Die Erwartungswerte sollten daher im Vergleich zur Referenzprognose leicht sinken. Im Median sind nur geringe Abweichungen der Ergebnisse zu erwarten.

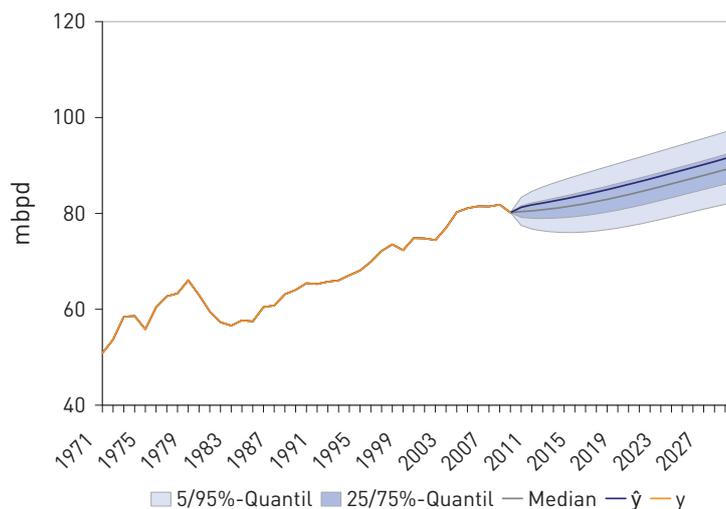


Abbildung 7.12: Prognose der weltweiten Rohölnachfrage und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 7.12 zeigt die daraus resultierenden Erwartungen für die Nachfrage nach Rohöl. Die Nachfrage ist im Modell unmittelbar an die Weltwirtschaft gekoppelt. Aufgrund der hohen Einkommenselastizität der Roh-

¹⁴⁶ Vgl. Gleichung 7.2. Im logarithmierten Modell sind die Ergebnisse normalverteilt, der Median von $\log(GDP_t)$ entspricht daher dem Erwartungswert $E(\log(GDP_t))$. Der Erwartungswert $E(GDP_t)$ liegt aufgrund der logarithmierten Normalverteilung höher.

ölnachfrage wirken sich Änderungen des *GDP* stark auf den Ölverbrauch aus. Das Unsicherheitsband nimmt deshalb im Vergleich zur Referenzprognose mit stochastischem *GDP*-Modell deutlich ab. Die Konfidenzintervalle der Nachfrageprognose sind im Vergleich zu den übrigen Modellgrößen jedoch generell eher eng. Absolut betrachtet ist die resultierende Verbesserung der Vorhersage daher gering.

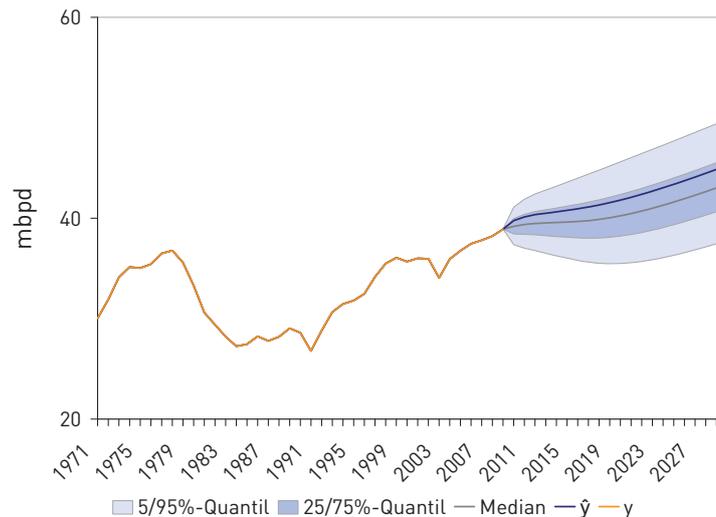


Abbildung 7.13: Prognose der OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

In den Abbildungen 7.13 und 7.14 ist die Kapazitätsentwicklung seitens der OPEC und Nicht-OPEC dargestellt. Im Vergleich zur Nicht-OPEC wirkt sich ein deterministisches *GDP* stärker auf die Konfidenzbänder der OPEC aus, da die Nachfrageelastizität höher ist. Des Weiteren ist die Unsicherheit der Prognose der OPEC-Kapazitätsentwicklung generell höher als die der Nicht-OPEC, so dass sich die Auswirkungen eines vorgegebenen Weltwirtschaftspfades deutlicher zeigen.

Abbildung 7.15 stellt die Entwicklung der Fördervollkosten der Nicht-OPEC dar. Die Kosten sind auch in diesem Szenario nur sehr ungenau abschätzbar. Die Konfidenzintervalle sind zwar deutlich enger geworden, der Großteil der Unsicherheit besteht jedoch weiterhin. Auch wenn die Entwicklung der Weltwirtschaft in der Zukunft bekannt wäre, könnte keine wesentlich

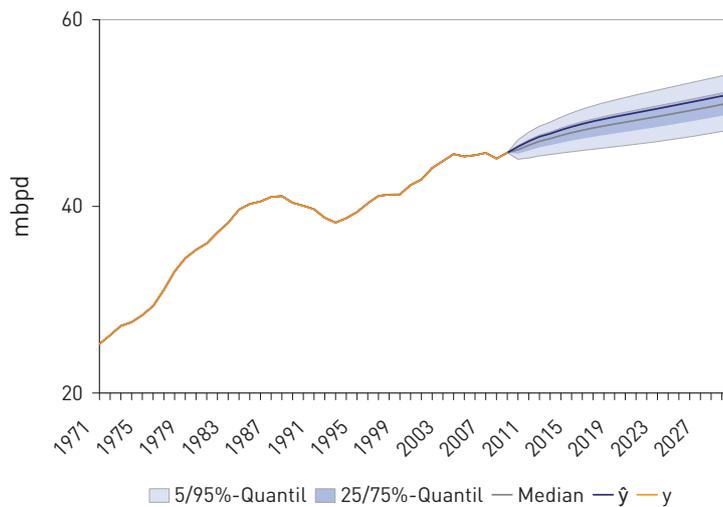


Abbildung 7.14: Prognose der Nicht-OPEC-Kapazität und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

genauere Vorhersage der Förderkosten erfolgen als unter Anwendung des stochastischen Modells.

Die Prognose der Preisentwicklung zeigt Abbildung 7.16. Auch für die Preisprognose gilt, dass die Streuung der Ergebnisse bei deterministischer Wirtschaftsentwicklung zwar abnimmt, die Konfidenzintervalle jedoch weiterhin äußerst breit aufgehen. So erstreckt sich das 50%-Konfidenzintervall im Referenzszenario mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung von ca. 76 bis 147 (US\$₂₀₀₇/bbl) in 2030, mit deterministischer Vorgabe liegen 50% der realisierten Ölpreise zwischen 78 und 144 (US\$₂₀₀₇/bbl). Eine genauere Prognose der Entwicklung des *GDP* kann folglich die hohe Unsicherheit über die zukünftige Preisentwicklung nicht maßgeblich verringern.

Zusammenfassend illustriert Tabelle 7.3 die Ergebnisse. Ein Vergleich mit Tabelle 7.2 zeigt, um wieviel sich die Unsicherheiten der Prognosen verringert haben. Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass die fundamentale Entwicklung des Ölmarktes durch eine genauere Vorhersage der Weltwirtschaftsentwicklung im Vergleich zum Aufwand einer solchen Wirtschaftsprognose nur verhältnismäßig gering verbessert wird. Die Unsicherheit über den zukünftigen weltweiten Ölverbrauch und die Förderkapazität der OPEC wird mit deterministischem *GDP* zwar deutlich reduziert, es ist allerdings

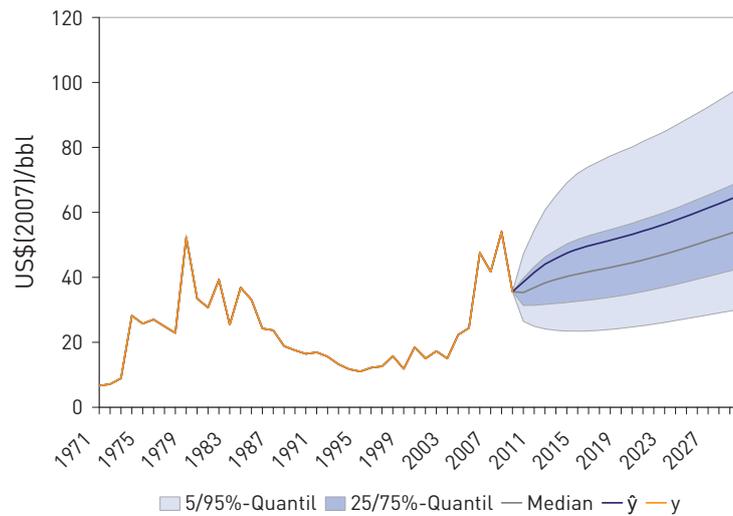


Abbildung 7.15: Prognose der Nicht-OPEC-Förderkosten und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

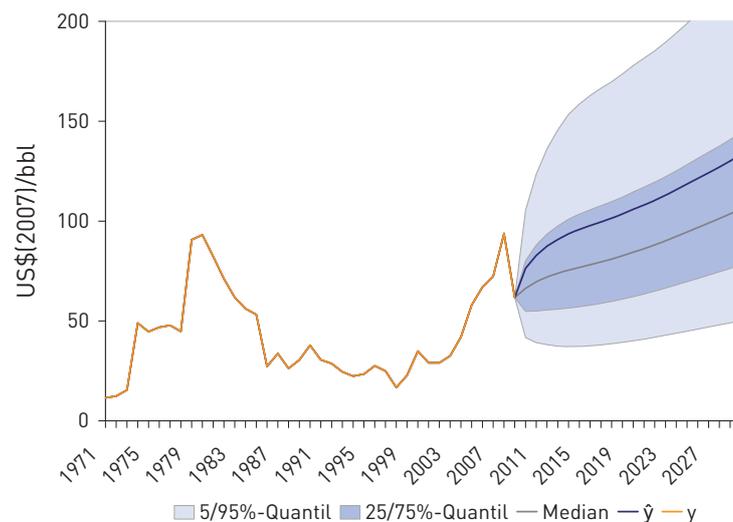


Abbildung 7.16: Prognose der Preise für leichtes, schwefelarmes Rohöl und Konfidenzintervalle bis 2030 mit deterministischer Wirtschaftsentwicklung;
Quelle: Eigene Darstellung

fraglich, ob eine Vorgabe der Wirtschaftsentwicklung genauer möglich ist als eine deterministische Prognose dieser Zielgrößen selbst. Die Unsicherheit über den zukünftigen Preis- und Kostenverlauf verbleibt auf einem ausgesprochen hohen Niveau.

Kapitel 7. Modellanwendung zur langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes

Tabelle 7.3: Ergebnisse der Modellprognose mit deterministischer
Wirtschaftsentwicklung;

Quelle: Eigene Darstellung

		2009	2010	2015	2020	2025	2030	2010-2030 p. a.
D (mbpd)	$Q_{.95}$		83,36	87,74	91,05	94,35	97,70	0,66%
	$Q_{.75}$		81,59	84,10	86,78	89,79	92,93	
	\hat{y}	80,17	81,27	83,46	86,04	88,99	92,10	
	$Q_{.50}$		80,38	81,66	83,94	86,75	89,76	
	$Q_{.25}$		79,18	79,29	81,18	83,81	86,69	
K_{OPEC} (mbpd)	$Q_{.95}$		41,10	43,57	45,62	47,69	49,85	0,72%
	$Q_{.75}$		39,96	41,19	42,36	44,00	45,94	
	\hat{y}	38,91	39,76	40,77	41,80	43,37	45,27	
	$Q_{.50}$		39,19	39,61	40,24	41,61	43,40	
	$Q_{.25}$		38,43	38,09	38,22	39,35	41,00	
K_{NOPEC} (mbpd)	$Q_{.95}$		47,13	50,01	51,66	52,97	54,23	0,62%
	$Q_{.75}$		46,50	48,75	50,09	51,22	52,39	
	\hat{y}	45,75	46,39	48,52	49,81	50,91	52,07	
	$Q_{.50}$		46,08	47,89	49,02	50,04	51,15	
	$Q_{.25}$		45,75	47,04	47,98	48,89	49,94	
c (US\$ ₂₀₀₇ /bbl)	$Q_{.95}$		47,14	72,04	80,11	88,60	98,64	2,95%
	$Q_{.75}$		39,75	51,72	56,62	62,60	69,59	
	\hat{y}	35,60	38,55	48,73	53,20	58,80	65,36	
	$Q_{.50}$		35,31	41,08	44,49	49,17	54,61	
	$Q_{.25}$		31,36	32,63	34,96	38,62	42,85	
p (US\$ ₂₀₀₇ /bbl)	$Q_{.95}$		105,44	158,59	177,85	199,08	224,48	3,83%
	$Q_{.75}$		80,19	103,45	114,58	128,31	144,35	
	\hat{y}	61,74	76,34	95,80	105,87	118,56	133,33	
	$Q_{.50}$		66,30	76,87	84,41	94,55	106,21	
	$Q_{.25}$		54,81	57,12	62,18	69,67	78,14	
	$Q_{.05}$		41,69	37,26	40,06	44,90	50,25	

7.4 Unsicherheit von Ölpreisprognosen

Wie die Ergebnisse aus Abschnitt 7.3 zeigen, ist die Prognose zukünftiger Ölpreise mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Das primäre Ziel vieler Ölmarktmodelle ist jedoch gerade eine möglichst genaue Abschätzung darüber, wie sich der Ölpreis in Zukunft entwickeln wird. Daher stellt sich die Frage, welchen Ursprung die Unsicherheit von Ölpreisprognosen hat und wie eine Reduktion der Ergebnisstreuung möglich ist.

Prinzipiell ergeben sich aus der Modellierung zwei mögliche Quellen für die hohe Prognoseunsicherheit. Die erste Ursache stellen die nur ungenau bestimmbareren Eingangsgrößen dar. Die Unsicherheiten der übrigen endogenen Modellgrößen wirken sich im Mehrgleichungsmodell auch auf die Breite der Konfidenzintervalle der Preisprognose aus. Die zweite Möglichkeit besteht darin, dass die Hauptunsicherheit auf den stochastischen Fehler der Preisgleichung (Gleichung 5.13) zurückzuführen sein könnte. Im ersten Fall kann die Unsicherheit durch genauere Informationen über die zukünftige Entwicklung von Nachfrage, Förderkapazitäten und -kosten reduziert werden. Im zweiten Fall jedoch ist mit dem zugrunde liegenden Preismodell keine genauere Prognose möglich.

Die Modellergebnisse in Abschnitt 7.3 haben gezeigt, dass eine Veränderung der Stochastik der Wirtschaftsentwicklung nur geringen Einfluss auf den Ölpreis hat. Die Referenzprognose des Ölpreises bis 2030 unter Verwendung eines *Random Walk* Modells für das *GDP* ist in Abbildung 7.8 dargestellt. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 7.16 die Ergebnisse mit deterministischem *GDP*. Die Breite der Konfidenzintervalle ließe sich durch eine höhere Sicherheit über die Entwicklung der Weltwirtschaft zwar leicht reduzieren, die Streuung möglicher Preispfade bleibt aber dennoch hoch. Eine genauere Prognose der Weltwirtschaftsentwicklung verbessert die Preisprognose demnach nicht wesentlich.

Neben der Wirtschaft können auch die modellendogenen Unsicherheiten für die mangelnde Genauigkeit der Preisprognose verantwortlich sein. In dieser Hinsicht werden die Intransparenz und die schlechte Informationslage des Rohölmarktes des Öfteren als Gründe für volatile Ölpreise genannt, da sie die Bildung von stabilen Erwartungen durch die Marktakteure erschweren

(vgl. Fattouh (2010)). Um dies zu untersuchen, werden zunächst die Förderkosten exogen vorgegeben. Die Kosten sind ebenso wie die Ölpreise nur sehr ungenau prognostizierbar. Die Gleichung für die Förderkosten außerhalb der OPEC stellt von den in Kapitel 4 entwickelten Modellgleichungen jene mit der schlechtesten Anpassung dar¹⁴⁷. Hinzu kommt, dass aufgrund der schlechten Datenlage nicht nur die zukünftige Entwicklung unsicher ist, sondern auch über den historischen Verlauf nur ungenügend Informationen verfügbar sind. Um den Einfluss dieser Unsicherheit zu testen, werden die Förderkosten dem Modell exogen vorgegeben. Um eine Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen aus Abschnitt 7.3 herzustellen, entspricht die deterministische Vorgabe dem Median der Referenzprognose¹⁴⁸. Erwartungswert und Median der Preisprognose sollten demnach nur geringfügig vom Referenzszenario abweichen. Die Ergebnisse werden analog zu Abschnitt 7.3 als Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Läufen berechnet¹⁴⁹. Das Ergebnis soll zeigen, inwieweit diese Unsicherheit über die zukünftigen Förderkosten die Breite der Prognoseintervalle der Ölpreisprognose bestimmt. Je ausgeprägter der Einfluss der Förderkosten auf die Preisprognose ist, desto mehr wird das Ergebnis der Modellprognose durch die Güte der Kostenregression determiniert. Die resultierenden Preisprognosen sind Abbildung 7.17(a) bzw. Tabelle 7.4 zu entnehmen. Wie Abbildung 7.17(a) verdeutlicht, reduziert sich die Breite der Konfidenzintervalle durch die deterministische Kostenprognose, jedoch weniger als aufgrund der hohen Eigenunsicherheit der Regression auf die Förderkosten erwartet. Der Großteil der Preisunsicherheit verbleibt im Modell.

¹⁴⁷ Vgl. die Bestimmtheitsmaße der einzelnen Regressionsmodelle. Die Kostengleichung besitzt von allen Einzelgleichungen den geringsten Erklärungswert.

¹⁴⁸ In der logarithmierten Form sind die Erwartungswerte beider Modellläufe dadurch ebenfalls identisch.

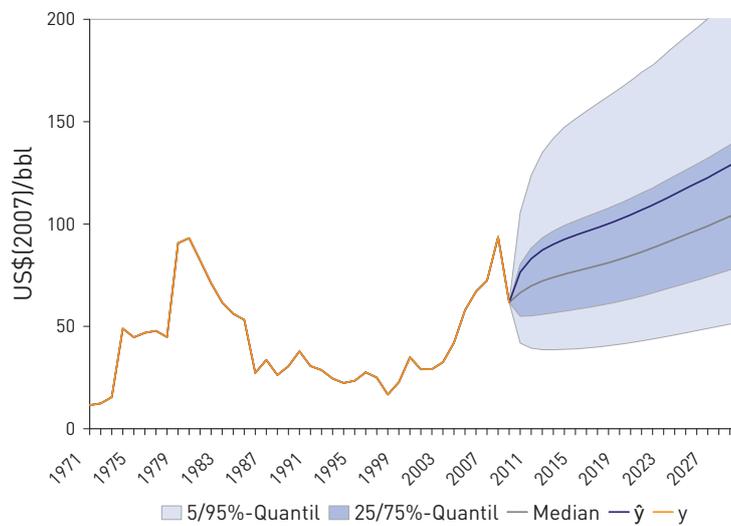
¹⁴⁹ Die Wirtschaftsentwicklung unterliegt wie in der Referenzprognose einem *Random Walk*.

Tabelle 7.4: Prognose der Ölpreise bis 2030 bei unterschiedlichem Unsicherheitsgrad;

Quelle: Eigene Darstellung

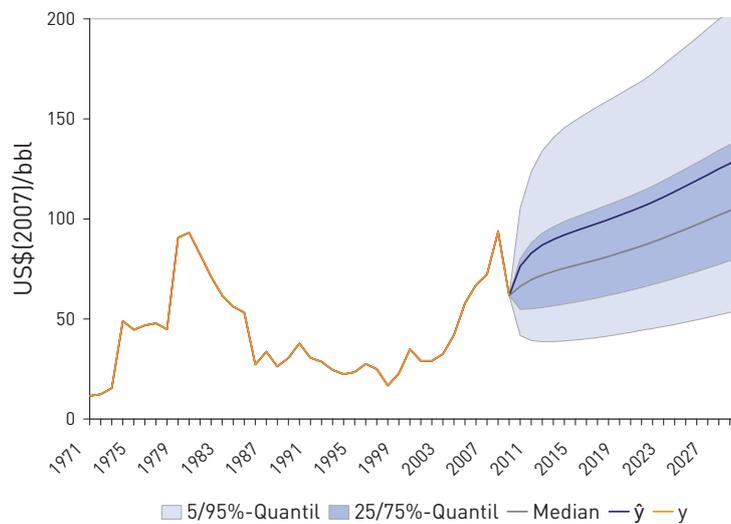
	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Referenzprognose						
$Q_{.95}$		105,41	161,27	184,33	209,63	237,48
$Q_{.75}$		80,16	104,32	116,40	131,08	147,47
\hat{y}	61,74	76,31	96,46	107,16	120,46	135,36
$Q_{.50}$		66,27	77,07	84,56	94,58	105,89
$Q_{.05}$		54,79	56,94	61,43	68,24	76,04
$Q_{.05}$		41,66	36,83	38,79	42,67	47,22
Modelllauf mit deterministischen Kosten						
$Q_{.95}$		105,62	151,35	170,00	191,39	216,11
$Q_{.75}$		80,35	101,52	112,54	126,42	142,03
\hat{y}	61,74	76,50	94,48	104,49	117,34	131,70
$Q_{.50}$		66,45	76,91	84,49	94,77	106,09
$Q_{.25}$		54,95	58,27	63,43	71,04	79,24
$Q_{.05}$		41,80	39,08	41,99	46,93	52,08
Modelllauf mit deterministischen Fundamentaldaten						
$Q_{.95}$		105,47	149,28	165,73	185,95	209,05
$Q_{.75}$		80,22	100,82	111,54	125,01	140,56
\hat{y}	61,74	76,37	93,95	103,87	116,39	130,87
$Q_{.50}$		66,33	76,75	84,70	94,86	106,67
$Q_{.25}$		54,84	58,43	64,32	71,98	80,95
$Q_{.05}$		41,71	39,46	43,29	48,39	54,43

Kapitel 7. Modellanwendung zur langfristigen Entwicklung des Rohölmarktes



(a) Ölpreisprognosen mit deterministischer Vorgabe der Nicht-OPEC-Förderkosten;

Quelle: Eigene Darstellung



(b) Ölpreisprognosen mit deterministischer Vorgabe der Fundamentaldaten;

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 7.17: Einfluss der Unsicherheit von Fundamentalindikatoren auf die Ölpreisprognose;

Quelle: Eigene Darstellung

Im nächsten Schritt werden alle im Modell enthaltenen Unsicherheiten der fundamentalen Marktgrößen entfernt. Die Prognosen der Nachfrage D_t , der Kapazitäten K_{OPEC} und K_{NOPEC} sowie die Förderkosten c werden exogen vorgegeben. Damit wird der Einfluss aller Fundamentaldaten auf die Breite der Preisbänder ermittelt. Auch in diesem Fall wird wieder eine Simulation mit 100.000 Läufen durchgeführt. Das Ergebnis ist in Abbildung 7.17(b) und Tabelle 7.4 dargestellt. Auch in diesem Fall verbleibt eine hohe Restunsicherheit der prognostizierten Ölpreise. Dies deutet darauf hin, dass diese Unsicherheit größtenteils auf die Preisgleichung selbst zurückzuführen ist. Die empirische Varianz der Störgrößen der Modellgleichungen unterstützt diese Annahme. Wie in Abbildung 7.18 dargestellt, übersteigt die Varianz des stochastischen Fehlers der Preisregression die Varianzen der übrigen Modellgleichungen um ein Vielfaches.

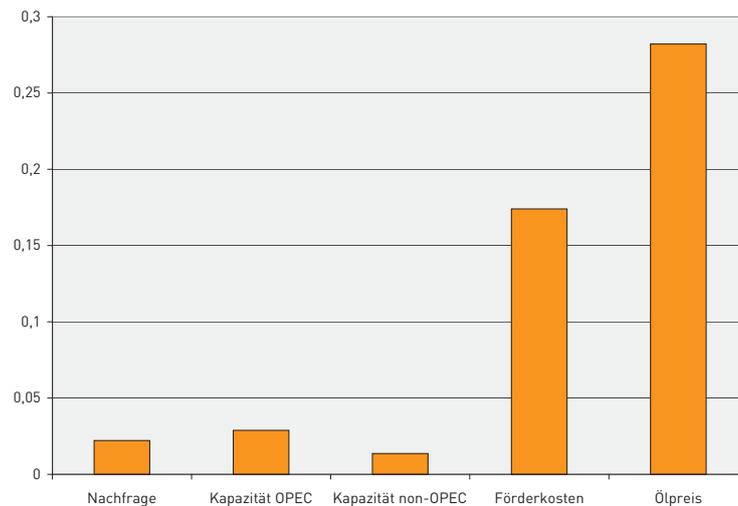


Abbildung 7.18: Empirische Varianzen der Residuen;

Quelle: Eigene Darstellung

Diese Hypothese lässt sich mit Hilfe einer Zerlegung der Prognosefehlervarianz testen. Im linearen Mehrgleichungsmodell berechnen sich die stochastischen Einflüsse auf die einzelnen Variablen in Abhängigkeit des Gleichungsverbundes. Die Unsicherheit der Preisprognose ist also zu jeweils unterschiedlichen Anteilen auf die stochastischen Fehler der einzelnen Fundamentalindikatoren zurückzuführen. Die Zerlegung der Prognosefehlervarianz be-

stimmt den relativen Beitrag der verschiedenen Modellvariablen¹⁵⁰ an der Prognosefehlervarianz einer einzelnen Variable für einen beliebigen Prognosehorizont (vgl. z. B. Lütkepohl (2005), S. 63ff). Abbildung 7.19 zeigt diese Berechnung für die Ölpreisprognose. Betrachtet wird der für die Prognosen gewählte Zeithorizont von 21 Jahren. Wie die Abbildung verdeutlicht, unterstützt die analytische Betrachtung der Fehlervarianz die Hypothese. Der Fehler einer Ölpreisprognose wird größtenteils von den stochastischen Einflüssen auf den Preis bestimmt¹⁵¹. Der Anteil der Unsicherheit über zukünftige Angebotskapazitäten und die Entwicklung des weltweiten Ölverbrauchs ist sehr gering. Wie vermutet wirkt sich die Bandbreite möglicher zukünftiger Förderkosten von allen Fundamentalindikatoren am stärksten auf das Prognoseintervall der Ölpreisprognose aus.

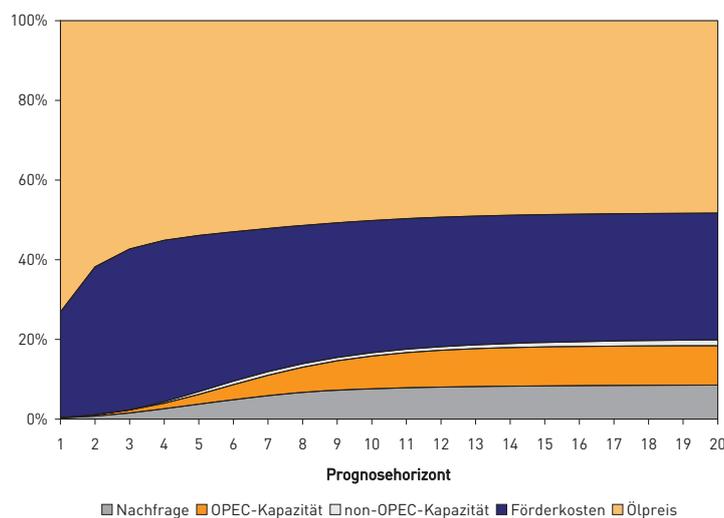


Abbildung 7.19: Varianzzerlegung der Ölpreisprognose;

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Beitrag der fundamentalen Variablen des Modells auf das Prognoseintervall der Ölpreise äußerst gering ist. Daraus ergeben sich zwei mögliche Konsequenzen. Zum einen könn-

¹⁵⁰ In dieser Betrachtung werden nur die endogenen Variablen berücksichtigt. Für die exogenen Variablen werden sichere Vorhersagen angenommen.

¹⁵¹ Da sich die Zerlegung in die relativen Anteile an der Gesamtvarianz auf das Modell der logarithmierten Variablen bezieht und der Ölpreis im Prognosehorizont ansteigt, ist der absolute Effekt auf den prognostizierten Ölpreis sogar noch höher.



te es sein, dass der stochastische Anteil der Preisgleichung im Vergleich zum deterministischen Anteil tatsächlich sehr hoch ist. Der Preis unterliegt in der Realität vielen unvorhersehbaren Rahmenbedingungen z. B. geopolitischer Natur. Dies spricht dafür, dass ein Ölpreismodell grundsätzlich nur einen begrenzten Teil der Preisbewegungen deterministisch erklären kann. Die andere Möglichkeit ist, dass das vorgestellten Modell nicht alle Erklärungsvariablen berücksichtigt. Da das Mehrgleichungsmodell als fundamentales Modell auf Basis einer langen Historie entwickelt wurde und der Ölmarkt wie bereits erwähnt immer wieder strukturellen Veränderungen unterworfen war, könnte bei der Betrachtung eines kürzeren Zeithorizontes gegebenenfalls ein spezifischeres Modell mit weiteren erklärenden Variablen aufgestellt werden, welches einen geringeren stochastischen Fehler aufweist. Die Breite der Prognoseintervalle könnte auf diese Weise reduziert werden, der sinnvolle Prognosehorizont wird jedoch gleichzeitig ebenfalls reduziert. Je spezifischer ein Modell ist, desto schwieriger ist es in einem Markt wie dem für Rohöl, die zugrunde liegenden Annahmen auf die Zukunft zu übertragen. Folglich ist auch mit einem solchen Modell keine belastbarere Langfristvorhersage der Ölpreise möglich.

7.5 Vergleich der Ergebnisse mit verfügbaren Langfristprognosen

Im weiteren Verlauf werden die Ergebnisse der Referenzprognose bis 2030 mit stochastischer Entwicklung der Weltwirtschaft aus Abschnitt 7.3.1 mit den wichtigsten verfügbaren weltweiten Ölmarktprognosen der IEA (2009), der EIA (2009b) sowie der OPEC (2009) (vgl. Abschnitt 7.1) verglichen.

Für eine vergleichende Gegenüberstellung müssen zunächst die Annahmen verglichen werden, die den genannten Prognosen zugrunde liegen. Von besonderer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Annahmen zur künftigen Entwicklung des weltweiten *GDP*. Die eigene Referenzprognose modelliert diese exogene Größe als *Random Walk* mit Drift (vgl. Abschnitt 7.2). Zwischen 2010 und 2030 beträgt der erwartete, reale Anstieg dabei im Mittel 3,2% p. a.¹⁵². Die Referenzannahme des *International Energy Outlook* der EIA (2009b) für die weltweite Wirtschaftsentwicklung stimmt mit der der USDA überein und beträgt im Jahresmittel jeweils 3,5%. Mit 3,1% p.a. im Zeitraum 2009-2030 liegt die Einschätzung des *World Energy Outlook* der IEA (2009) (Referenzszenario) auf einem ähnlichen Level wie wie der Erwartungswert der eigenen Prognose. In der Referenzprognose des *World Oil Outlook* der OPEC (2009) wird von einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum des realen GDP von 3,0% ausgegangen.

Langfristige Prognosen über die zukünftige Preisentwicklung wurden von IEA (2009) und EIA (2010a)¹⁵³ publiziert. Tabelle 7.5 stellt diese Prognosen¹⁵⁴ den Ergebnissen der eigenen modellgestützten Prognose vergleichend gegenüber.

Abbildung 7.20 stellt neben dem Referenzszenario der EIA (2010a) zusätzlich das hohe und niedrige Extremszenario (*High Oil Price Case* bzw. *Low Oil Price Case*) dar. Darüber hinaus sind Erwartungswert und Median der eigenen, modellgestützten Referenzprognose mit dem dazugehörigen

¹⁵² Wie in Abschnitt 7.2 gezeigt stieg das *GDP* zwischen 1970 und 2008 im Mittel 2,6% pro Jahr. Der Erwartungswert der Prognose bis 2030 liegt aufgrund der Schiefe der logarithmierten Normalverteilung höher.

¹⁵³ *Annual Energy Outlook (AEO)*.

¹⁵⁴ In Tabelle 7.5 sind jeweils die der Referenzprognose zugrunde gelegten Preispfade angegeben.

Tabelle 7.5: Vergleichende Darstellung verschiedener Preisprognosen (US\$₂₀₀₇/bbl);
Quelle: Eigene Darstellung

	2015	2020	2025	2030
Eigene Ergebnisse, Erwartungswert	96,46	107,16	120,46	135,36
IEA (2009)	83,34	96,15	103,37	110,58
EIA (2010a)	92,45	105,91	112,57	120,80

Fehlerintervall mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% angegeben. Abbildung 7.20 verdeutlicht, dass durch die Szenarien der EIA ein ähnlich großer Bereich aufgespannt wird wie durch die eigene Prognose. Die EIA geht demnach von einer vergleichbar hohen Unsicherheit über die zukünftige Preisentwicklung aus. Grundsätzlich deckt sich die Einschätzung der EIA zur zukünftigen Ölpreisentwicklung mit dem Erwartungswert der eigenen Prognose. Ab 2020 geht die EIA in der Referenzprognose jedoch von einem leicht geringeren Preisniveau aus. Ebenso geht aus Tabelle 7.5 hervor, dass auch die Vorhersage der IEA niedriger als der Erwartungswert der eigenen Referenzprognose ist. Auch die IEA nimmt jedoch einen Preispfad an, der innerhalb des 90%-Konfidenzintervalls der eigenen Referenzprognose leicht höher als der berechnete Median liegt.

Die Einschätzung der EIA über die zukünftigen Ölpreise ist in den letzten Jahren aufgrund der steigenden Marktpreise immer wieder erhöht worden¹⁵⁵. Bis einschließlich 2003 ging die EIA jedoch davon aus, dass der Preis langfristig auf einem Niveau von unter 40 USD/bbl bleibt (vgl. Abbildung 7.1). Interessant ist in diesem Zusammenhang, ob das entwickelte Mehrgleichungsmodell bereits Anfang 2000 eine Steigerung des Ölpreises vorhergesagt hätte. Abbildung 7.21 zeigt die Prognose des Modells von 2000 bis 2009¹⁵⁶, wobei die Parameter der spezifizierten Gleichungen für den Zeitraum von 1970 bis 1999 geschätzt wurden. Zusätzlich dazu ist der reale Preisverlauf angegeben. Dieses Backtesting sagt im Gegensatz zur EIA für den Zeitraum 2000-2009 einen deutlichen Anstieg der Ölpreise voraus. Le-

¹⁵⁵ Gleichzeitig ist auch der Abstand zwischen Hoch- und Niedrigpreisszenario größer geworden.

¹⁵⁶ Prognose mit stochastischer Wirtschaftsentwicklung und 100.000 Simulationsläufen.

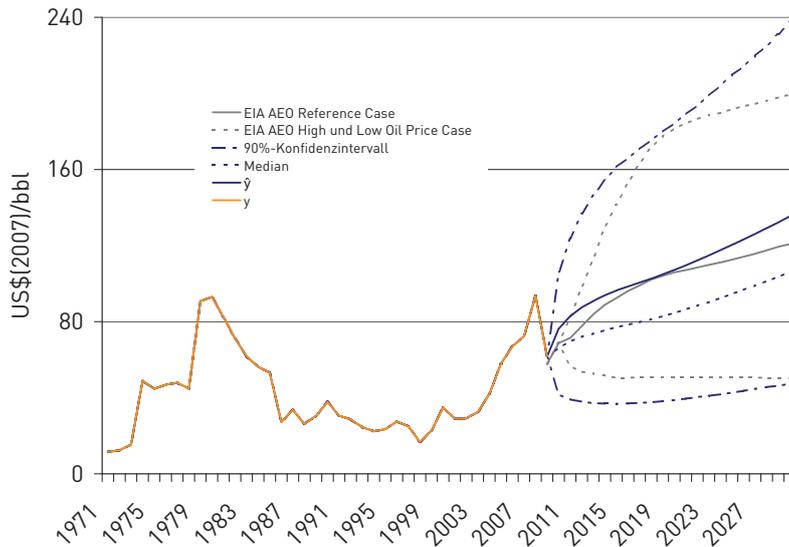


Abbildung 7.20: Vergleich der langfristigen Preiseinschätzung mit der Prognose der EIA (in US\$₂₀₀₇/bbl);
Quelle: Eigene Darstellung

diglich die Preisspitze im Jahr 2008 liegt außerhalb des 50%-Konfidenzintervalls, jedoch noch deutlich innerhalb des 90%-Intervall¹⁵⁷.

Tabelle 7.6 stellt die prognostizierte weltweite Nachfrage nach Rohöl in 2015 und 2030 der IEA (2009), EIA (2009b) und OPEC (2009) den Ergebnissen aus Abschnitt 7.3.1 vergleichend gegenüber. Angegeben sind jeweils die zugrunde gelegten Daten für 2008 sowie die Referenzprognosen bis 2030¹⁵⁸. Wie aus Tabelle 7.6 hervorgeht, unterscheiden sich bereits die 2008er Werte für den weltweiten Ölverbrauch deutlich. Die eigenen Berechnungen basieren auf Daten von BP (2009) und umfassen konventionelles Rohöl sowie Ölsande, Ölschiefer und Erdgaskondensate (*Natural Gas Liquids, NGL*). Öl-äquivalente aus Kohle, Gas oder Biomasse sind nicht berücksichtigt. Bei BP (2009) beträgt die aggregierte Nachfrage nach flüssigen Kohlenwasserstoff-

¹⁵⁷ Der Erwartungswert für den Ölpreis in 2008 liegt im Modell bei ca. 73 USD₂₀₀₇/bbl, etwa 21 USD₂₀₀₇/bbl unter dem beobachteten Jahresdurchschnittspreis für Brentöl.

¹⁵⁸ Die EIA gibt für 2008 keinen Referenzwert an. In 2006 liegt die weltweite Nachfrage nach Rohöl laut EIA jedoch bei 85,0 mbpd und damit 3,5 mbpd über den bei der Modellierung und Prognose verwendeten Werten von BP (2009).

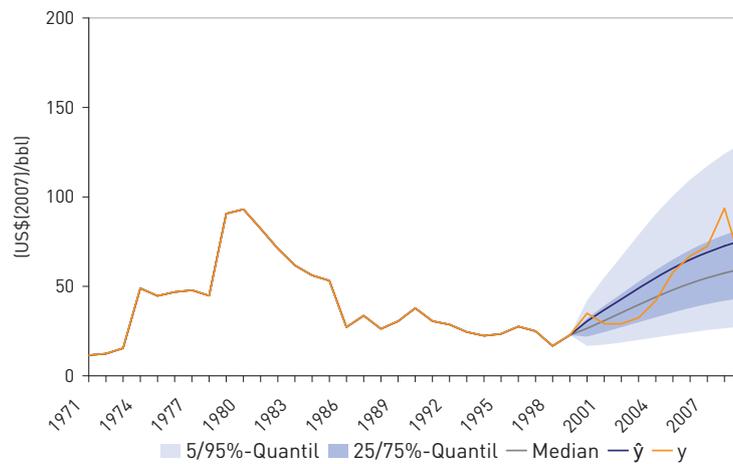


Abbildung 7.21: Backtesting des entwickelten Modells für den Prognosehorizont 2000-2009;
Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 7.6: Vergleichende Darstellung verschiedener Nachfrageprognosen (mbpd);
Quelle: Eigene Darstellung

	2008	2015	2030
Eigene Ergebnisse, Erwartungswert	81,8	84,0	93,5
IEA (2009)	84,7	88,4	105,2
EIA (2009b)	—	90,6	106,6
OPEC (2009)	85,6	90,2	105,6

fen inklusive biogener Kraftstoffe 84,46 mbpd in 2008¹⁵⁹. Die Daten der IEA (2009) beziehen keine Biokraftstoffe, aber alle unkonventionellen Erdöle sowie Prozessgewinne mit ein. Bei der EIA (2009b) wird der Gesamtverbrauch an konventionellen und unkonventionellen Erdölprodukten zugrunde gelegt. Erdgaskondensate, Öläquivalente aus Konvertierungsverfahren¹⁶⁰ und biogene Ölprodukte gehen ebenfalls in die aggregierte Nachfrage nach Rohöl ein. Die von der OPEC (2009) veröffentlichten Nachfragedaten umfassen

¹⁵⁹ Dieser Wert beinhaltet neben den Erdölsubstituten zusätzlich auch Veränderungen der Lagerbestände.

¹⁶⁰ Zu den Konvertierungsprodukten gehören z. B. *Coal-to-Liquids* (CTL) und *Gas-to-Liquids* (GTL).

alle flüssigen Kohlenwasserstoffe. Dazu gehören sowohl (un-)konventionelles Rohöl als auch Biokraftstoffe und Konvertierungsprodukte.

Unabhängig von den unterschiedlichen Definitionen wird aus Tabelle 7.6 ersichtlich, dass die Vergleichsprognosen von einem deutlich höheren Nachfragezuwachs ausgehen als es die eigenen Modellergebnisse zeigen. Ein Nachfrageanstieg von etwa 20 mbpd zwischen 2008 und 2030, wie von IEA, EIA und OPEC angenommen, läge in der eigenen Referenzprognose an der Obergrenze des 90%-Konfidenzintervalls.

Alle drei vorgestellten verfügbaren Prognosen liegen also über den eigenen Modellergebnissen, werden jedoch von den veröffentlichenden Instituten seit Jahren regelmäßig nach unten korrigiert (vgl. OPEC (2009)). Die Modellergebnisse zeigen, dass eine weitere Reduktion der Nachfrageprognosen durch die genannten Institutionen wahrscheinlich ist und die langfristige Vorhersage des weltweiten Ölverbrauchs weiterhin eher überschätzt wird.

Die Einschätzungen bezüglich der Entwicklung der Angebotsmengen der OPEC und Nicht-OPEC bis 2030 zeigen die Tabellen 7.7 und 7.8. Auch für die Angebotsdaten gelten die o. g. Unterschiede in der verwendeten Datenbasis.

Tabelle 7.7: Vergleichende Darstellung verschiedener Prognosen des Angebotes der Nicht-OPEC (mbpd);
Quelle: Eigene Darstellung

	2008	2015	2030
Eigene Ergebnisse, Erwartungswert	45,1	48,5	52,3
IEA (2009)	46,8	46,3	49,2
EIA (2009b)	—	52,5	62,8
OPEC (2009)	50,3	52,4	56,3

Der Nettozubau außerhalb der OPEC wird zwischen 2008 und 2030 in den eigenen Ergebnissen auf etwa sieben mbpd geschätzt und liegt damit im selben Bereich wie die Einschätzung der OPEC. Konservativer fällt die Prognose der IEA aus, in der im selben Zeitraum lediglich knapp drei mbpd an neuer Kapazität aufgebaut wird. Die EIA weist 2030 von allen angegebenen Studien den höchsten Anteil der Nicht-OPEC an der weltweiten

Rohölförderung aus¹⁶¹. Berücksichtigt man statt der absoluten Werte den Nettozuwachs des Angebotes, so liegen die Prognosen der IEA und EIA im 75%-Konfidenzintervall der Referenzprognose.

Tabelle 7.8: Vergleichende Darstellung verschiedener Prognosen des Angebotes der OPEC (mbpd);
Quelle: Eigene Darstellung

	2008	2015	2030
Eigene Ergebnisse, Erwartungswert	36,7	35,5	41,4
IEA (2009)	36,3	40,3	53,8
EIA (2009b)	—	38,1	43,8
OPEC (2009)	35,5	38,1	49,6

Die eigene Einschätzung des OPEC-Angebotes errechnet sich aus der Prognose der Weltnachfrage abzüglich der Prognose für das Angebot der Nicht-OPEC (*Call-on-OPEC*). Infolge der geringeren Modellprognosen von Nachfrage und Nicht-OPEC-Angebot wird auch der *Call-on-OPEC* im eigenen Modell niedriger eingeschätzt als bei den übrigen langfristigen Vorhersagen¹⁶².

Wie die Nachfrageprognosen sind auch die Angebotsprognosen im Großen und Ganzen eher konservativ und wurden in der Vergangenheit größtenteils nach unten statt nach oben korrigiert (vgl. OPEC (2009)). Offizielle Prognosen wirtschaftlicher oder staatlicher Institutionen können prinzipiell durch die eigene Interessenlage geprägt sein. Auf diese Weise können politische oder wirtschaftliche Interessen durch die Formulierung entsprechender Erwartungen bezüglich der zukünftigen Entwicklung unterstützt werden.

In diesem Zusammenhang muss nochmals darauf hingewiesen werden, dass das in Kapitel 4 aufgebaute Mehrgleichungsmodell keine Punktprognose, sondern einen Erwartungswert und Konfidenzintervalle als Ergebnis liefert. Die anderen verfügbaren Prognosen spiegeln jeweils ein einzelnes Szenario und damit im Besonderen die zugrunde gelegten Annahmen wider. Im Gegensatz dazu wurden in Abschnitt 7.3 Bereiche ermittelt, in de-

¹⁶¹ Ein Referenzwert für 2008 wird von der EIA nicht angegeben. In 2007 liegt die Produktion der Nicht-OPEC gemäß EIA jedoch mit 50,4 mbpd etwa fünf mbpd über den bei der Modellprognose verwendeten Daten.

¹⁶² Das Angebot der OPEC liegt gemäß EIA bei 34,4 mbpd in 2007.

nen sich zukünftige Entwicklungspfade der Modellgrößen bewegen können (vgl. Abschnitt 7.1.2). Gerade seit der Wirtschaftskrise in 2008 lässt sich die Wirtschaftsentwicklung als exogene Größe nur mit hoher Unsicherheit vorhersagen. Verfügbare Prognosen bezüglich der erwarteten Wachstumsraten wurden daher besonders in jüngster Zeit häufig korrigiert. Die Referenzprognose basiert auf 100.000 Modellläufen mit unterschiedlichen, stochastischen *GDP*-Szenarien. Daher wird ein möglichst umfassender Bereich möglicher Lösungen aufgespannt, während das klar definierte Referenzszenario nur dann eintritt, wenn alle *a priori* Annahmen auch tatsächlich eintreffen. Zwar werden üblicherweise auch Extremszenarien berechnet, an denen die Unsicherheit der Referenzprognose verdeutlicht werden soll, diese sind jedoch ebenfalls deterministisch und im Gegensatz zu den eigenen Modellergebnissen der Abschnitte 7.3.2 und 7.3.1 nicht auf Basis statistischer Methoden definiert. Daher kann keine Aussage über die Eintrittswahrscheinlichkeit der verschiedenen Szenarien getroffen werden. Im Unterschied dazu lassen sich durch die Prognoseergebnisse auf Basis des entwickelten ökonometrischen Modells die Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten verschiedener Pfade ermitteln.



8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In Kapitel 4 wurde ein ökonometrisches Ölmarktmodell entwickelt, welches die weltweite Nachfrage nach Rohöl, die Angebotskapazitäten der OPEC und Nicht-OPEC, die Förderkosten in den Gebieten der Nicht-OPEC und den Marktpreis pro bbl Rohöl abbildet. Die Parametrisierung erfolgte auf Basis von Jahresdaten des Beobachtungszeitraumes 1970-2008. In Kapitel 6 wurden zudem die Ergebnisse der Parameterschätzung plausibilisiert und im Hinblick auf die Erklärung der Marktdynamik interpretiert. Eine Prognose der zukünftigen Entwicklung des Marktes bis 2030 erfolgte schließlich in Kapitel 7.

Im Folgenden werden das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Modell und die Ergebnisse der Analyse und Prognose kritisch diskutiert (Abschnitt 8.1) und die wesentlichen Ergebnisse zusammenfassend dargestellt (Abschnitt 8.2). Im Vordergrund stehen dabei der Erkenntnisfortschritt der vorliegenden Arbeit und die Grenzen in Bezug auf die Anwendung auf den realen Ölmarkt. Abschließend wird in Abschnitt 8.3 weiterer Forschungsbedarf aufgezeigt, der sich aus dieser Arbeit ergibt.

8.1 Kritische Würdigung des entwickelten Modells

Bei dem entwickelten Modell handelt es sich um ein lineares, empirisches Mehrgleichungsmodell auf Basis des *ADL*-Ansatzes. Die Ergebnisse des gewählten Modellansatzes sind jedoch nicht uneingeschränkt auf die Realität übertragbar. Vor allem bei der Berechnung der Kapazitätsauslastung zeigen sich in diesem Fall die Grenzen linearer Modelle. Mit der vorgestellten Spezifikation kann es im Rahmen einer Prognose zu einer Kapazitätsauslastung von über 100% kommen, wenn die Nachfrage die Summe der Förderkapazitäten übersteigt. In der Praxis wäre dies technisch unmöglich, und der Preis läge bei Auslastungen nahe 100% vermutlich deutlich höher als das Modellergebnis vorgibt. Dessen ungeachtet ist der Markt in der vorgestellten Struktur in der Lage, sich selbst zu regeln. Über kurz oder lang induziert eine hohe Auslastung der weltweiten Förderkapazitäten neue Investitionen bzw. führt der mit hohen Auslastungen verbundene Preisanstieg zu einer Reduktion des globalen Rohölverbrauchs. Das Gesamtsystem ist in sich stabil.

Eine weitere methodische Einschränkung besteht in der Annahme normalverteilter Störgrößen. Während die Residuen der Nachfrage- und Kapazitätsmodelle als normalverteilt gelten können, ist eine solche Annahme für die Störgrößen in den Modellgleichungen sowohl der Förderkosten als auch der Ölpreise in der Realität kaum haltbar¹⁶³. Hier sind die nicht-modellierten Preiseffekte z. B. (geo-)politischer Natur und unterliegen keiner Normalverteilung. Daher sollte bei der Bewertung der Simulationsergebnisse beachtet werden, dass über die prognostizierten Preise hinaus weitere extreme Ausschläge nach oben oder unten möglich sind.

Eine weitere mögliche Einschränkung ist die Annahme konstanter, symmetrischer Elastizitäten. Wie bereits in Abschnitt 6.3 erwähnt, sind die Einkommens- und Preiselastizitäten der Nachfrage möglicherweise asymmetrisch. Darüber hinaus wäre es auch denkbar, dass z. B. die Preiselastizität selbst vom Ölpreisniveau abhängt.

¹⁶³ Vgl. Tabelle 5.8 und 5.9. Die Annahme normalverteilter Residuen stellt jedoch die Grundlage der Signifikanztests dar.

Neben den methodischen Schwierigkeiten erzeugt die schlechte Datenlage sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite auf dem Ölmarkt Intransparenz und Unsicherheit über die fundamentale Marktlage. Fattouh (2010) stellt in diesem Zusammenhang fest:

„On the demand side, data on oil consumption [...] are not standardised, are subject to major revisions and are published with a considerable lag. [...] On the supply side, the dominance of less transparent national oil companies inside and outside OPEC decreases the accuracy and transparency about the monthly levels of oil production.“ (Fattouh (2010), S. 51).

In der vorliegenden Arbeit zeigt sich die Inkonsistenz der Daten beispielsweise im Vergleich der Prognosen verschiedener Institutionen, bei denen sich die Angaben aufgrund unterschiedlicher Zuordnung bereits in den Basisjahren deutlich unterscheiden (vgl. Abschnitt 7.5). Besondere Schwierigkeiten ergeben sich in diesem Zusammenhang auch bei der Modellierung der Nicht-OPEC-Förderkosten, für die nur sehr eingeschränkt Daten verfügbar sind (vgl. Abschnitt 4.7).

Eine weitere Beschränkung der Modellergebnisse ergibt sich aus der nicht abschließend geklärten Beziehung zwischen Ölpreisen und Wirtschaftsentwicklung (vgl. Abschnitt 7.2). Zwar lässt sich auf Basis der vorliegenden Daten keine Kausalität der Ölpreise in Bezug auf die weltweite Wirtschaftsleistung nachweisen, auf der Ebene einzelner Staaten oder Ländergruppen oder in einer alternativen Spezifikation des Testmodells ist eine Wechselbeziehung beider Variablen jedoch weiterhin denkbar.

8.2 Zusammenfassung und Bewertung der Forschungsergebnisse

Das vorliegende ökonometrische Modell leistet einen Beitrag zum Verständnis der Preisbildungsmechanismen auf dem Rohölmarkt. Es stellt einen über den gesamten Beobachtungszeitraum von 1970 bis 2008 konsistenten, plausiblen Marktmechanismus vor. Ungeachtet des stetigen Wandels auf

dem weltweiten Markt für Rohöl erweist sich die Modellstruktur als stabil. Die Modellierung als simultanes Mehrgleichungsmodell berücksichtigt explizit die Wechselwirkungen zwischen den Modellgrößen. Auf diese Weise kann die Dynamik des Gesamtsystems abgebildet werden. Durch die Formulierung in der Fehlerkorrekturform werden die kurzfristigen Effekte getrennt von der langfristigen Dynamik abgebildet. Die zugrunde liegenden Langfristbeziehungen der Modellvariablen wurden dabei mit Hilfe des relativ neuen *Bounds-Testing*-Verfahrens nachgewiesen.

Die Nicht-OPEC investiert im vorgestellten Modell nach wirtschaftlichen Kalkülen in Förderkapazitäten. Die OPEC hingegen stellt den Residualanbieter dar und hält als solcher einen gewissen Anteil an freien Förderkapazitäten vor, welche den Ausgleich kurzfristiger Schwankungen ermöglichen sollen. Bei einer Gesamtauslastung von 100% käme es leicht zu Lieferengpässen mit gravierenden wirtschaftlichen Folgen in den Verbraucherstaaten. Langfristig können die Förderkapazitäten angepasst werden, kurzfristig ist das Angebot an Rohöl jedoch ebenso wie die Nachfrage inelastisch.

Wie das entwickelte Modell zeigt, erfolgt die fundamentale Preisbildung langfristig auf Basis von Fördergrenzkosten. Darüber hinaus übt die weltweite Kapazitätsauslastung einen Einfluss auf den Ölpreis aus, da die freie Förderkapazität als Maß für die Flexibilität am Markt dient. Die freie Förderkapazität ist wichtig, da Erdöl einen bedeutenden Rohstoff darstellt, die Nachfrageentwicklung jedoch gleichzeitig sehr unsicher ist. Wie sich zeigt, sind Nachfrager bereit, für diese Flexibilität einen Preisaufschlag in Abhängigkeit von der Kapazitätsauslastung zu zahlen. Aufgrund der Preisinelastizität von Angebot und Nachfrage kann es zu ausgeprägten und teilweise sprunghaften Preissteigerungen kommen, wenn die freien Förderkapazitäten niedrig sind. Wie im Rahmen der Modellanalyse gezeigt, geht der Abbau eines solchen Ungleichgewichts aufgrund der unterschiedlichen Verzögerungen von Angebot und Nachfrage unter Umständen mit schwingenden Preisen einher.

Eine derartige Situation ließ sich in den 2000er Jahren beobachten. Während der 1980er Jahre war ein hohes Maß an Überkapazitäten verfügbar, vor allem da die beiden Ölpreiskrisen der 1970er Jahre zu vermehrter Exploration und Entwicklung neuer Erdölvorkommen geführt hatten. Statt

dass eine kontinuierliche Investitionsaktivität fortgeführt wurde, wurde diese freie Kapazität in den Folgejahren sukzessive aufgebraucht. Im Übrigen setzte das niedrige Preisniveau der 1990er Jahre keine ausreichenden Anreize zum Aufbau ausreichender Förderkapazitäten, wie sie in den 2000er Jahren für einen entspannten Markt notwendig gewesen wären. Hinzu kommt, dass die Nachfrage in diesen Jahren maßgeblich vom hohen Wirtschaftswachstum z. B. in China getrieben wurde. Eine derartige Entwicklung hatte der Markt nicht antizipiert.

Neben der *ex post* Beschreibung der historischen Preis- und Mengenpfade erlaubt das entwickelte Mehrgleichungsmodell eine *ex ante* Prognose der zukünftigen Marktentwicklung. Wie in Abschnitt 6.6 gezeigt, ist diese einer naiven Prognose bereits auf zwei bis vier Jahre in die Zukunft überlegen. Für die Preisgleichung gilt dies bereits ab einem Prognosehorizont von zwei Jahren, wobei dieser sogar noch im liquiden Zeithorizont existierender Terminmärkte liegt. Im Gegensatz zu vielen anderen Prognosen hat die vorgestellte Simulation keine Punktprognose, sondern Konfidenzintervalle als Ergebnis, die zusätzlich zum Erwartungswert Informationen über die Streuung möglicher zukünftiger Entwicklungspfade liefert. Die stochastische Simulation zeigt, dass insbesondere zukünftige Ölpreise nur mit einer hohen Unsicherheit prognostiziert werden können. Vor diesem Hintergrund macht die Prognose der Unsicherheitsbänder mehr Sinn als die Prognose eines einzelnen Preispfades, da sie eine Einschätzung der möglichen Streubreite erlaubt. Der Großteil der Unsicherheit ist dabei auf die stochastischen Einflüsse auf den Ölpreis selbst zurückzuführen, beispielsweise (geo-)politische Konflikte. Ausgeprägte Preisschwankungen werden daher aller Wahrscheinlichkeit nach auch in Zukunft zu beobachten sein. Die Analyse der Prognosefehler zeigt, dass auch bei vollständiger Information über die zukünftige Entwicklung der Fundamentalindikatoren des Ölmarktes eine hohe Bandbreite möglicher zukünftiger Preise verbleibt.

8.3 Ausblick auf zukünftige Forschungsfelder

Für die vorliegende Untersuchung sind eine Reihe von Erweiterungen denkbar, auf die zukünftige Forschungsvorhaben abzielen könnten.

Im entwickelten Modell sind die Kosten für die Exploration und Entwicklung sowie die Produktionskosten zusammengefasst. Dahinter steckt die Annahme, dass ein Anbieter zu jedem Zeitpunkt die Kosten ersetzt bekommt, die aktuell für den Ersatz einer extrahierten Einheit an Rohöl anfallen. Das Modell enthält daher eine Gleichung zur Erklärung der Gesamtförderkosten. In der Realität unterliegen die unterschiedlichen Stufen der Förderung jedoch unterschiedlichen Entscheidungskalkülen. Dass Explorations- und Entwicklungskosten durch die selben Variablen erklärt werden wie die Produktionskosten, stellt in dieser Arbeit eine Vereinfachung dar. Gegebenenfalls wäre es sinnvoll, das Modell um eine getrennte Berücksichtigung der unterschiedlichen Kostenarten zu erweitern. Die resultierenden Regressionsmodelle könnten eventuell den Erklärungsgehalt in Bezug auf die Kostenseite verbessern. Beispielsweise könnte im Modell technologischer Fortschritt berücksichtigt werden, der dazu führt, dass die Produktion im Zeitablauf günstiger wird. Eine Trennung in Explorations- und Entwicklungskosten sowie Produktionskosten könnte darüber hinaus ggf. eine genauere Analyse des Nicht-OPEC-Investitionsverhaltens ermöglichen.

Wie in Abschnitt 7.4 diskutiert ist die ausgeprägte Unsicherheit der modellbasierten Ölpreisprognosen größtenteils auf die Preisregression selbst zurückzuführen, die eine hohe Varianz der stochastischen Störgrößen aufweist. Ziel des Modells ist die konsistente Erklärung der Preisbildung über die gesamte verfügbare Historie. Kurzfristige Kausalitäten und temporäre Phänomene werden vernachlässigt. Eine Analyse der kurzfristigen Preisbildung könnte den stochastischen Anteil der Prognose und damit die Breite der Unsicherheitsbänder reduzieren, sofern für einen bestimmten Zeithorizont ein passendes Erklärungsmodell gefunden werden kann. In diesem Fall wäre jedoch lediglich eine kurz- bis mittelfristige Prognose möglich, da ein spezifischer Mechanismus mit zahlreichen Annahmen verbunden ist, die in der Zukunft nicht ohne weiteres gültig sind.

Möglichkeiten für weiterführende Analysen bieten auch die Implikationen für die Preisvolatilitäten. Wie die Ergebnisse zeigen, erreicht die Prognoseunsicherheit bereits ab dem ersten Jahr einen hohen Wert. Anschließend wächst die Intervallbreite mit steigendem Prognosehorizont nur noch langsam weiter an. Für einen unendlichen Prognosezeitraum konvergiert die Bandbreite der Prognose gegen eine Obergrenze. Die Ergebnisse der eigenen Prognose deuten demnach auf ein über die gesamte Laufzeit ähnlich hohes Unsicherheitsniveau unabhängig von der Unsicherheit der Fundamentalindikatoren hin. In Modellen wie beispielsweise von Schwartz u. Smith (2000) hingegen steigt die Unsicherheit über den erwarteten Preis über den Prognosehorizont hinweg kontinuierlich an. Anfänglich überwiegt in den Spotpreisen die Unsicherheit über kurzfristige Abweichungen vom Gleichgewichtspreis, langfristig die Unsicherheit über das Niveau des Gleichgewichtspreises selbst. Auf den Futuresmärkten weisen die Preise mit kurzer Restlaufzeit eine höhere Volatilität auf, da sich die fundamentale Informationslage für diesen Zeitraum häufiger ändert als im langfristigen Horizont. Hier wären weiterführende Analysen sinnvoll, um die Volatilitätsstrukturen an den Terminmärkten mit den in dieser Arbeit ermittelten Prognoseunsicherheiten zu vergleichen.



Literaturverzeichnis

- [Abosedra u. Baghestani 2004] ABOSEDRA, Salah ; BAGHESTANI, Hamid: On the Predictive Accuracy of Crude Oil Futures Prices. In: *Energy Policy* 32 (2004), S. 1389–1393
- [Adelman 1979] ADELMAN, Morris A.: The Clumsy Cartel / MIT Energy Laboratory. 1979 (MIT-EL 79-036WP). – Working Paper. – URL: <http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/35241/MIT-EL-79-036WP-06523580.pdf> (Stand: 16.07.2009)
- [Adelman 1990] ADELMAN, Morris A.: Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum. In: *The Review of Economics and Statistics* 72 (1990), Nr. 1, S. 1–10
- [Adelman u. Shani 1989] ADELMAN, Morris A. ; SHANI, Manoj: Oil Development-Operating Cost Estimates, 1955-85. In: *Energy Economics* 11 (1989), Nr. 1, S. 2–10
- [Ahrens u. Sharma 1997] AHRENS, Ashley ; SHARMA, Vijaya R.: Trends in Natural Resource Commodity Prices: Deterministic or Stochastic? In: *Journal of Environmental Economics and Management* 33 (1997), Nr. 1, S. 59–74
- [Al-Attar u. Alomair 2005] AL-ATTAR, Abdulaziz ; ALOMAIR, Osamah: Evaluation of Upstream Petroleum Agreements and Exploration and Production Costs. In: *OPEC Review* 29 (2005), Nr. 4, S. 243–264
- [Al-Qahtani et al. 2008] AL-QAHTANI, Ayed ; BALISTRERI, Edward ; DAHL, Carol A.: Literature Review on Oil Market Modeling and OPEC's Behaviour / Colorado School of Mines, Division of Economics and Busi-

- ness. 2008. – Working Paper. – URL: <http://dahl.mines.edu/LitReviewOPEC.pdf> (Stand: 22.01.2010)
- [Alhajji u. Huettner 2000a] ALHAJJI, Anas F. ; HUETTNER, David: OPEC and the World Crude Oil Markets from 1973 to 1994: Cartel, Oligopoly or Competitive? In: *The Energy Journal* 21 (2000), Nr. 3, S. 21–60
- [Alhajji u. Huettner 2000b] ALHAJJI, Anas F. ; HUETTNER, David: The Target Revenue Model and the International Oil Market: Empirical Evidence from 1971 to 1994. In: *The Energy Journal* 21 (2000), Nr. 2, S. 122–144
- [Amano 1987] AMANO, Akihiro: A Small Forecasting Model of the World Oil Market. In: *Journal of Policy Modeling* 9 (1987), Nr. 4, S. 615–635
- [Asali 2008] ASALI, Mehdi: Dynamics of Petroleum Markets in OECD Countries in a Monthly VAR-VEC Model (1995-2007). In: *OPEC Energy Review* 32 (2008), Nr. 1, S. 54–87
- [Askari u. Krichene 2008] ASKARI, Hosein ; KRICHENE, Noureddine: Oil Price Dynamics (2002-2006). In: *Energy Economics* 30 (2008), Nr. 5, S. 2134–2153
- [Assenmacher 2002] ASSENMACHER, Walter: *Einführung in die Ökonometrie*. 6., vollständig überarbeitete und erweitert Aufl. München u. a. : Oldenbourg, 2002
- [Bachelier 1900] BACHELIER, Louis: *Théorie de la Spéculation*, 1900, Diss., 1900
- [Bacon 1991] BACON, Robert: Modelling the Price of Oil. In: *Oxford Review of Economic Policy* 7 (1991), Nr. 2, S. 17–34
- [Baig et al. 2007] BAIG, Taimur ; MATI, Amine ; COADY, David ; NTAMATUNGIRO, Joseph: Domestic Petroleum Product Prices and Subsidies: Recent Developments and Reform Strategies / International Monetary Fund. 2007 (WP/07/71). – IMF Working Paper

- [Baldwin u. Prosser 1988] BALDWIN, Nick ; PROSSER, Richard: World Oil Market Simulation. In: *Energy Economics* 10 (1988), Nr. 3, S. 185–198
- [Barnett u. Morse 1963] BARNETT, Harold J. ; MORSE, Chandler: *Scarcity and Growth: The Economics of Natural Resource Availability*. Baltimore : Johns Hopkins University Press, 1963
- [Belke 2010] BELKE, Ansgar: Die Auswirkungen der Geldmenge und des Kreditvolumens auf die Immobilienpreise: Ein ARDL-Ansatz für Deutschland. In: *Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik* 230 (2010), Nr. 2, S. 138–162
- [Belke u. Polleit 2006] BELKE, Ansgar ; POLLEIT, Thorsten: (How) Do Stock Market Returns React to Monetary Policy? An ARDL Cointegration Analysis for Germany. In: *Kredit und Kapital* 38(2006), Nr. 3, S. 335–365
- [Berck u. Roberts 1996] BERCK, Peter ; ROBERTS, Michael: Natural Resource Prices: Will They Ever Turn Up? In: *Journal of Environmental Economics and Management* 31 (1996), Nr. 1, S. 65–78
- [Bergschneider et al. 2001] BERGSCHNEIDER, Claus ; KARASZ, Michael ; SCHUMACHER, Ralf: *Risikomanagement im Energiehandel : Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten*. 2., überarbeitete und erweiterte Auflage. Stuttgart : Schäffer-Poeschel, 2001
- [Bernabe et al. 2004] BERNABE, Araceli ; MARTINA, Esteban ; ALVAREZ-RAMIREZ, Jose ; IBARRA-VALDEZ, Carlos: A Multi-model Approach for Describing Crude Oil Price Dynamics. In: *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications* 338 (2004), Nr. 3-4, S. 567–584
- [BGR 2006] BGR: *Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006*. Dezember 2006. – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
- [Bjerksund 1991] BJERKSUND, Petter: Contingent Claims Evaluation when the Convenience Yield is Stochastic: Analytical Results / Norwegian

- School of Economics and Business Administration, Department of Finance and Management Science. 1991 (1). – Working Paper
- [Blanchard u. Galí 2008] BLANCHARD, Olivier J. ; GALÍ, Jordi: The Macroeconomic Effects of Oil Shocks: Why are the 2000s so Different from the 1970s / Centre for Economic Policy Research. 2008 (DP6631). – CEPR Discussion Paper
- [BP 2009] BP: *Statistical Review of World Energy 2009*. Juni 2009. – URL: <http://www.bp.com/statisticalreview> (Stand: 22.06.2009)
- [Brennan 1958] BRENNAN, Michael J.: The Supply of Storage. In: *The American Economic Review* 48 (1958), Nr. 1, S. 50–72
- [Brennan 1991] BRENNAN, Michael J.: The Price of Convenience and the Valuation of Commodity Contingent Claims. In: LUND, Diderik (Hrsg.); ØKSENDAL, Bernt (Hrsg.): *Stochastic Models and Option Values: Application to Resources, Environment and Investment Problems*. Amsterdam: Elsevier Science Publishers (Contributions to Economic Analysis, Bd. 200). 1991, S. 33–71
- [Brook et al. 2004] BROOK, Anne-Marie ; PRICE, Robert ; SUTHERLAND, Douglas ; WESTERLUND, Niels ; ANDRÉ, Christophe: Oil Price Developments: Drivers, Economic Consequences and Policy Responses / Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). 2004 (412). – Working Paper
- [Burbidge u. Harrison 1982] BURBIDGE, John ; HARRISON, Alan: Oil prices and the US economy. In: *Economics Letters* 10 (1982), Nr. 1-2, S. 179–184
- [CFTC 2008] CFTC: *Commitments of Traders*. 2008. – U.S. Commodity Futures Trading Commission, URL: <http://www.cftc.gov/marketreports/commitmentsoftraders> (Stand: 21.08.2008)
- [Chan u. Lau 2004] CHAN, Tze-Haw ; LAU, Evan: Business Cycles and the Synchronization Process: A Bounds Testing Approach / Munich Personal RePEc Archive. 2004 (2053). – MRPA Paper

- [Cifarelli u. Paladino 2010] CIFARELLI, Giulio ; PALADINO, Giovanna: Oil Price Dynamics and Speculation: A Multivariate Financial Approach. In: *Energy Economics* 32 (2010), Nr. 2, S. 363–372
- [Cooper 2003] COOPER, John C. B.: Price Elasticity of Demand for Crude Oil: Estimates for 23 Countries. In: *OPEC Review* 27 (2003), Nr. 1, S. 1–8
- [Cortazar u. Schwartz 2003] CORTAZAR, Gonzalo ; SCHWARTZ, Eduardo S.: Implementing a Stochastic Model for Oil Futures Prices. In: *Energy Economics* 25 (2003), Nr. 3, S. 215–238
- [Cortazar et al. 2000] CORTAZAR, Gonzalo ; SCHWARTZ, Eduardo S. ; RIERA, Fernando: *Market-Based Forecasts of Commodity Prices Using Futures*. 4th Annual International Conference on Real Options, Cambridge, UK, 2000
- [Cox et al. 1981] COX, John C. ; INGERSOLL, Jonathan E. ; ROSS, Stephen A.: The Relation between Forward Prices and Futures Prices. In: *Journal of Financial Economics* 9 (1981), Nr. 4, S. 321–346
- [Crémer u. Weitzman 1976] CRÉMER, Jacques ; WEITZMAN, Martin L.: OPEC and the Monopoly Price of World Oil. In: *European Economic Review* 8 (1976), Nr. 2, S. 155–164
- [Crémer u. Salehi-Isfahani 1989] CRÉMER, Jaques ; SALEHI-ISFAHANI, Djavad: The Rise and Fall of Oil Prices: A Competitive View. In: *Annales d'Économie et de Statistique* (1989), Nr. 12/16, S. 427–454
- [Crémer u. Salehi-Isfahani 1991] CRÉMER, Jaques ; SALEHI-ISFAHANI, Djavad: *Models of the Oil Market*. 1991 (Fundamentals of Pure and Applied Economics)
- [Daly et al. 1982] DALY, George G. ; GRIFFIN, James M. ; STEELE, Henry: Recent Oil Price Escalations: Implications for OPEC Stability. In: GRIFFIN, James A. (Hrsg.); TEECE, David J. (Hrsg.): *OPEC Behaviour and World Oil Prices*. London: Allen and Unwin. 1982, S. 145–174

- [Darby 1982] DARBY, Michael R.: The Price of Oil and World Inflation and Recession. In: *The American Economic Review* 72 (1982), Nr. 4, S. 738–751
- [Dargay u. Gately 1999] DARGAY, Joyce ; GATELY, Dermot: Income's Effect on Car and Vehicle Ownership, Worldwide: 1960-2015. In: *Transportation Research* 33 (1999), Nr. 2, S. 101–135. – Part A: Policy and Practice
- [Dargay u. Gately 2010] DARGAY, Joyce M. ; GATELY, Dermot: World Oil Demand's Shift toward Faster Growing and Less Price-Responsive Products and Regions. 2010. – Forschungsbericht. – URL: www.econ.nyu.edu/dept/courses/gately/OilDemandDargayGatelyFeb2010.pdf (Stand: 18.03.2010)
- [De Santis 2003] DE SANTIS, Roberto A.: Crude Oil Price Fluctuations and Saudi Arabian Behaviour. In: *Energy Economics* 25 (2003), Nr. 2, S. 155–173
- [Dées et al. 2007] DÉES, Stéphane ; KARADELOGLOU, Pavlos ; KAUFMANN, Robert K. ; SÁNCHEZ, Marcelo: Modelling the World Oil Market: Assessment of a Quarterly Econometric Model. In: *Energy Policy* 35 (2007), Nr. 1, S. 178–191
- [Dickey u. Fuller 1979] DICKEY, David ; FULLER, Wayne: Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root. In: *Journal of the American Statistical Association* 47 (1979), Nr. 366, S. 427–431
- [Däuper u. Leppard 2005] DÄUPER, Olaf ; LEPPARD, Marc: The Oil Market (empirical analysis). In: ZENKE, Ines (Hrsg.) ; SCHÄFER, Ralf (Hrsg.): *Energiehandel in Europa: Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate*. München: Verlag C. H. Beck. 2005, S. 21–35
- [Ege et al. 2008] EGE, Ilhan ; NAZLIOGLU, Saban ; BAYRAKDAROGLU, Ali: Financial Development and Economic Growth: Cointegration and Causality Analysis for the Case of Turkey / Management and Administration Research Center, METU. 2008 (2008-04). – Working Paper

- [EIA 1999] EIA: *NEMS International Energy Module Model Documentation: World Oil Market, Petroleum Products Supply and Oxygenates Supply Components*. 1999. – Energy Information Administration, URL: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/modeldoc/m07199.pdf> (Stand: 02.10.2009)
- [EIA 2007] EIA: *The Financial Reporting System Public Data*. 2007. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/frsdata.html> (Stand: 04.12.2008)
- [EIA 2008a] EIA: *Monthly Excess Spare Capacity*. 2008. – Energy Information Administration, auf Anfrage von Erik Kreil (Erik.Kreil@eia.doe.gov) am 05.06.2008.
- [EIA 2008b] EIA: *Performance Profiles of Major Energy Producers 2007*. 2008. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/index.html> (Stand: 22.01.2010)
- [EIA 2009a] EIA: *Annual Energy Review 2008*. Juni 2009. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/pdf/aer.pdf> (Stand: 02.02.2010)
- [EIA 2009b] EIA: *International Energy Outlook 2009*. 2009. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/> (Stand: 24.03.2010)
- [EIA 2009c] EIA: *Short-term Energy Outlook Supplement: Energy Price Volatility and Forecast Uncertainty*. Oktober 2009. – Energy Information Administration, URL: http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/special/pdf/2009_sp_05.pdf (Stand: 22.01.2010)
- [EIA 2010a] EIA: *Annual Energy Outlook 2010*. 2010. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/> (Stand: 26.05.2010)
- [EIA 2010b] EIA: *Annual Energy Outlook, verschiedene Ausgaben*. 2010. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive.html> (Stand: 08.01.2010)

- [EIA 2010c] EIA: *OPEC Revenues Fact Sheet*. 2010. – Energy Information Administration, URL: http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/OPEC_Revenues/images/real.csv (Stand: 30.06.2010)
- [EIA 2010d] EIA: *Petroleum Navigator Spot Prices*. 2010. – Energy Information Administration, URL: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm (Stand: 18.01.2010)
- [EIA 2010e] EIA: *Short-term Energy Outlook*. 2010. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html> (Stand: 18.01.2010)
- [EIA 2011] EIA: *Europe Brent Spot Price*. 2011. – Energy Information Administration, URL: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=D> (Stand: 13.08.2011)
- [Energy Intelligence 2007] ENERGY INTELLIGENCE (Hrsg.): *The International Crude Oil Market Handbook 2007*. 2007. – URL: <http://www.energyintel.com> (Stand 16.07.07)
- [Engle u. Granger 1987] ENGLE, Robert F. ; GRANGER, Clive William J.: Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. In: *Econometrica* 55 (1987), Nr. 2, S. 251–276
- [Erdmann 1995] ERDMANN, Georg: An Evolutionary Model for Long Term Oil Price Forecasts. In: WAGNER, Adolf (Hrsg.); LORENZ, Hans-Walter (Hrsg.): *Schriften des Vereins für Socialpolitik, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, N.F., 195*. Bd. 3: Evolutorische Mikro- und Makroökonomik: Studien zur Evolutorischen Ökonomik. Berlin: Duncker & Humblot. 1995, S. 143–161
- [Erdmann u. Zweifel 2008] ERDMANN, Georg ; ZWEIFEL, Peter: *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*. Berlin u. a. : Springer Verlag, 2008
- [Ezzati 1976] EZZATI, Ali: Future OPEC Price and Production Strategies as Affected by its Capacity to Absorb Oil Revenues. In: *European Economic Review*. 8 (1976), Nr. 2, S. 107–138

- [Fagan 1998] FAGAN, Marie N.: The Technology Revolution and Upstream Costs / Cambridge Energy Research Associates. 1998. – CERA Private Report. – CERA World Oil
- [Fama 1970] FAMA, Eugene F.: Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. In: *The Journal of Finance* 25 (1970), Nr. 2, S. 383–417. – Papers and Proceedings of the 28th Annual Meeting of the American Finance Association New York, 28.-30. Dezember 1969
- [Fattouh 2006a] FATTOUH, Bassam: Middle East Crude Pricing And The Oman Crude Oil Futures Contract: A Critical Assessment / Middle East Economic Survey. 2006 (37). – Weekly Newsletter
- [Fattouh 2006b] FATTOUH, Bassam: Spare Capacity and Oil Price Dynamics / Middle East Economic Survey. 2006 (XLIX(5)). – Weekly Newsletter
- [Fattouh 2006c] FATTOUH, Bassam: The Origins and Evolution of the Current International Oil Pricing System: A Critical Assessment. In: MABRO, Robert (Hrsg.): *Oil in the 21st Century: Issues, Challenges and Opportunities*. Oxford, New York : Oxford University Press. 2006, S. 41–100
- [Fattouh 2006d] FATTOUH, Bassam: WTI Benchmark Temporarily Breaks Down: Is It Really a Big Deal? / Oxford Institute for Energy Studies. 2006. – Oxford Energy Comment
- [Fattouh 2007a] FATTOUH, Bassam: OPEC Pricing Power: The Need for a New Perspective / Oxford Institute for Energy Studies. Oxford, März 2007 (31). – Oxford Energy Comment
- [Fattouh 2007b] FATTOUH, Bassam: The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural Model, the Demand-Supply Framework and Informal Approaches / University of London, School of Oriental and African Studies, Centre for Financial and Management Studies. 2007 (71). – Discussion Paper

- [Fattouh 2010] FATTOUH, Bassam: Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle / Oxford Institute for Energy Studies. 2010 (39). – Energy Comment
- [Fleming u. Ostdiek 1999] FLEMING, Jeff ; OSTDIEK, Barbara: The Impact of Energy Derivatives on the Crude Oil Market. In: *Energy Economics* 21 (1999), Nr. 2, S. 35–167
- [Fletcher 2008] FLETCHER, Sam: MARKET WATCH: Crude hits new high; &200/bbl predicted. In: *Oil and Gas Journal Online* (2008). – URL: <http://www.ogj.com/index/article-display/327916/articles/oil-gas-journal/general-interest/market-watch-crude-hits-new-high-200-bbl-predicted.html> (Stand: 25.03.2010)
- [Gately et al. 1977] GATELY, Dermo ; KYLE, John F. ; FISCHER, Dietrich: Strategies for OPEC's Pricing Decisions. In: *European Economic Review* 10 (1977), Nr. 2, S. 209–230
- [Gately u. Huntington 2002] GATELY, Dermot ; HUNTINGTON, Hillard G.: The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand. In: *The Energy Journal* 23 (2002), Nr. 1, S. 19–56
- [Geman 2005a] GEMAN, Hélyette: *Commodities and Commodity Derivatives: Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*. Chichester : John Wiley & Sons, 2005
- [Geman 2005b] GEMAN, Hélyette: Energy Commodity Prices: Is Mean-Reversion Dead? In: *The Journal of Alternative Investments* (2005), S. 31–45. – Herbst
- [Geroski et al. 1987] GEROSKI, Paul A. ; ULPH, Alistair M. ; ULPH, David T.: A Model of the Crude Oil Market in Which Market Conduct Varies. In: *The Economic Journal* 97 (1987), S. 77–86. – Supplement: Conference Papers

- [Ghatak u. Siddiki 2001] GHATAK, Subrata ; SIDDIKI, Jalal U.: The Use of the ARDL Approach in Estimating Virtual Exchange Rates in India. In: *Journal of Applied Statistics* 28 (2001), Nr. 5, S. 573–583
- [Gibson u. Schwartz 1990] GIBSON, Rajna ; SCHWARTZ, Eduardo S.: Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims. In: *The Journal of Finance* 45 (1990), Nr. 3, S. 959–976
- [Granger u. Newbold 1974] GRANGER, Clive W. J. ; NEWBOLD, Paul: Spurious Regressions in Econometrics. In: *Journal of Econometrics* 2 (1974), Nr. 1, S. 111–120
- [Gray 1914] GRAY, Lewis C.: Rent under the Assumption of Exhaustibility. In: *Quarterly Journals of Economics* 28 (1914), Nr. 3, S. 466–489
- [Greene 1991] GREENE, David L.: A Note on OPEC Market Power and Oil Prices. In: *Energy Economics* 13 (1991), Nr. 2, S. 123–129
- [Greene 2008] GREENE, William H.: *Econometric Analysis*. Bd. 6. Auflage. 5. Auflage. Upper Saddle River, NJ : Pearson Prentice Hall, 2008
- [Griffin 1985] GRIFFIN, James M.: OPEC Behavior: A Test of Alternative Hypotheses. In: *American Economic Review* 75 (1985), Nr. 5, S. 954–963
- [Griffin 1992] GRIFFIN, James M.: OPEC and World Oil Prices. In: *Energy Studies Review* 4 (1992), Nr. 1, S. 27–39
- [Griffin u. Neilson 1994] GRIFFIN, James M. ; NEILSON, William S.: The 1985-86 Oil Price Collapse and Afterwards: What Does Game Theory Add? In: *Economic Inquiry* 32 (1994), Nr. 4, S. 543–561
- [Grossman 1977] GROSSMAN, Sanford J.: The Existence of Futures Markets, Noisy Rational Expectations and Informational Externalities. In: *Review of Economic Studies* 44 (1977), Nr. 3, S. 431–449
- [Gülen 1998] GÜLEN, Salih G.: Efficiency in the Crude Oil Futures Market. In: *Journal of Energy Finance & Development* 3 (1998), Nr. 1, S. 13–21
- [Hackl 2005] HACKL, Peter: *Einführung in die Ökonometrie*. München u. a. : Pearson Studium, 2005



- [Haltiwanger u. Harrington 1991] HALTIWANGER, John ; HARRINGTON, Joseph E.: The Impact of Cyclical Demand Movements on Collusive Behavior. In: *The RAND Journal of Economics* 22 (1991), Nr. 1, S. 89–106. – Frühjahr
- [Hamilton 1983] HAMILTON, James D.: Oil and the Macroeconomy since World War II. In: *The Journal of Political Economy* 91 (1983), Nr. 2, S. 228–248
- [Hamilton 1994] HAMILTON, James D.: *Time Series Analysis*. Princeton : Princeton University Press, 1994
- [Hamilton 2009a] HAMILTON, James D.: Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08. In: *Brookings Papers on Economic Activity* 1 (2009), S. 215–261
- [Hamilton 2009b] HAMILTON, James D.: Understanding Crude Oil Prices. In: *The Energy Journal* 30 (2009), Nr. 2, S. 179–206
- [Hammoudeh u. Madan 1992] HAMMOUDEH, Shawkat ; MADAN, Vibhas: The Dynamic Stability of OPEC'S Oil Price Mechanism. In: *Energy Economics* 14 (1992), Nr. 1, S. 65–71
- [Hammoudeh u. Madan 1995] HAMMOUDEH, Shawkat ; MADAN, Vibhas: Expectations, Target Zones, and Oil Price Dynamics. In: *Journal of Policy Modeling* 17 (1995), Nr. 6, S. 597–613
- [Hansen u. Lindholt 2008] HANSEN, Petter V. ; LINDHOLT, Lars: The Market Power of OPEC 1973-2001. In: *Applied Economics* 40 (2008), Nr. 22, S. 2939–2959
- [Hartley u. Medlock III 2008] HARTLEY, Peter ; MEDLOCK III, Kenneth B.: A Model of the Operation and Development of a National Oil Company. In: *Energy Economics* 30 (2008), Nr. 5, S. 2459–2485
- [Hartung et al. 2009] HARTUNG, Joachim ; ELPELT, Bärbel ; KLÖSENER, Karl-Heinz: *Statistik : Lehr- und Handbuch der angewandten Statistik*. Bd. 15., überarb. und wesentlich erw. Aufl. Oldenbourg, 2009

- [Harvey 1989] HARVEY, Andrew C.: *Forecasting, Structural Time Series Models and the Kalman Filter*. Cambridge u. a. : Cambridge University Press, 1989
- [Hendry u. Juselius 2000] HENDRY, David F. ; JUSELIUS, Katarina: Explaining Cointegration Analysis: Part I. In: *The Energy Journal* 21 (2000), Nr. 1, S. 1–42
- [Hendry u. Juselius 2001] HENDRY, David F. ; JUSELIUS, Katarina: Explaining Cointegration Analysis: Part II. In: *The Energy Journal* 22 (2001), Nr. 1, S. 75–120
- [Hensing 1992] HENSING, Ingo: Risikomanagement und kurzfristige Preisbildung im Ölbereich / Institut für Volkswirtschaftslehre, Carl von Ossietzki Universität Oldenburg. Oldenburg, 1992 (V-94-92). – Wirtschaftswissenschaftliche Diskussionsbeiträge
- [Hensing et al. 1998] HENSING, Ingo ; PFAFFENBERGER, Wolfgang ; STRÖBELE, Wolfgang: *Energiewirtschaft : Einführung in Theorie und Politik*. 1. Auflage. München, Wien : Oldenbourg, 1998
- [Hensing u. Ströbele 1991] HENSING, Ingo ; STRÖBELE, Wolfgang: Der Ölmarkt zu Beginn der neunziger Jahre / Institut für Volkswirtschaftslehre, Carl von Ossietzki Universität Oldenburg. Oldenburg, 1991 (V-76-91). – Wirtschaftswissenschaftliche Diskussionsbeiträge
- [Hicks u. Kilian 2009] HICKS, Bruce ; KILIAN, Lutz: Did Unexpectedly Strong Economic Growth Cause the Oil Price Shock of 2003-2008? / Centre for Economic Policy Research. 2009 (DP7265). – CEPR Discussion Papers
- [Hicks 1946] HICKS, John R.: *Value and Capital : An Inquiry into some Fundamental Principles of Economic Theory*. Oxford : Clarendon Press, 1946
- [Hnyilicza u. Pindyck 1976] HNYILICZA, Esteban ; PINDYCK, Robert S.: Pricing Policies for a Two-Part Exhaustible Resource Cartel: The Case of OPEC. In: *European Economic Review* 8 (1976), Nr. 2, S. 139–154

- [Hooker 1996] HOOKER, Mark A.: What happened to the oil price-macroeconomy relationship? In: *Journal of Monetary Economics* 38 (1996), Nr. 2, S. 195–213
- [Hooker 1999] HOOKER, Mark A.: Oil and the Macroeconomy Revisited / State Street Corporate - Advanced Research Center. 1999 (99-43). – FEDS Working Paper
- [Horn 2004] HORN, Manfred: OPEC's Optimal Crude Oil Price. In: *Energy Policy* 32 (2004), Nr. 2, S. 269–280
- [Hotelling 1931] HOTELLING, Harold: The Economics of Exhaustible Resources. In: *The Journal of Political Economy* 39 (1931), S. 137–175
- [Hull 2006] HULL, John C.: *Optionen, Futures und andere Derivate*. 6. Auflage. München : PearsonStudium, 2006
- [Ibrahim u. Hurst 1990] IBRAHIM, Ibrahim B. ; HURST, Christopher: Estimating Energy and Oil Demand Functions: A Study of Thirteen Developing Countries. In: *Energy Economics* 12 (1990), Nr. 2, S. 93–102
- [IEA 2003] IEA: *World Energy Investment Outlook*. 2003. – International Energy Agency, URL: <http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/2003/weio.pdf> (Stand: 04.12.2008)
- [IEA 2005] IEA: *Resources to Reserves: Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future*. 2005. – International Energy Agency, URL: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/oil_gas.pdf (Stand: 30.01.2009)
- [IEA 2006] IEA: *World Energy Outlook 2006*. Paris, 2006. – International Energy Agency
- [IEA 2007] IEA: *IEA Response System for Oil Supply Emergencies*. 2007. – International Energy Agency, URL: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/fs_response_system.pdf (Stand: 17.01.2008)
- [IEA 2008a] IEA: *World Energy Model - Methodology and Assumptions*. 2008. – International Energy Agency, URL: <http://www.>

- worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEM_Methodology_08.pdf
(Stand: 02.10.2009)
- [IEA 2008b] IEA: *World Energy Outlook 2008*. Paris, 2008. – International Energy Agency
- [IEA 2009] IEA: *World Energy Outlook 2009*. Paris, 2009. – International Energy Agency
- [IFP 2004] IFP: *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts*. Paris : Editions Technip, 2004. – Institut Français du Pétrol Publications, Centre for Economics and Management (IFP-School)
- [IMF 2009] IMF: *World Economic Outlook Database October 2009*. 2009. – International Monetary Fund, URL: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/02/weodata/index.aspx> (Stand: 18.01.2010)
- [Jamshidian u. Fein 1990] JAMSHIDIAN, Farshid ; FEIN, M.: Closed-Form Solutions for Oil Futures and European Options in the Gibson-Schwartz Model: A Note / Merrill Lynch Capital Markets. 1990. – Working Paper
- [Johansen 1988] JOHANSEN, Søren: Statistical Analysis of Co-integration Vectors. In: *Journal of Economic Dynamics and Control* 12 (1988), Nr. 2-3, S. 231–254
- [Jovanovic 2007] JOVANOVIĆ, Boyan: Bubbles in Prices of Exhaustible Resources / New York University - Stern School of Business, Department of Economics; National Bureau of Economic Research (NBER). 2007 (W13320). – NBER Working Paper
- [Kaldor 1939] KALDOR, Nicholas: Speculation and Economic Stability. In: *The Review of Economic Studies* 7 (1939), Nr. 1, S. 1–27
- [Kalymon 1975] KALYMON, Basil A.: Economic Incentives in Oil Pricing Policy. In: *Journal of Development Economics* 2 (1975), Nr. 4, S. 337–362
- [Kaufmann 1995] KAUFMANN, Robert K.: A Model for the World Oil Market for Project LINK - Integrating Economics, Geology and Politics. In: *Economic Modelling* 12 (1995), Nr. 2, S. 165–178

- [Kaufmann 2011] KAUFMANN, Robert K.: The Role of Market Fundamentals and Speculation in Recent Price Changes for Crude Oil. In: *Energy Policy* 39 (2011), Nr. 1, S. 105–115
- [Kaufmann et al. 2008] KAUFMANN, Robert K. ; DEES, Stephane ; GASTTEUIL, Audrey ; MANN, Michael: Oil Prices: The Role of Refinery Utilization, Futures Markets and Non-Linearities. In: *Energy Economics* 30 (2008), Nr. 5, S. 2609–2622
- [Kaufmann et al. 2004] KAUFMANN, Robert K. ; DÉES, Stéphane ; MARCELLO SANCHEZ, Pavlos K.: Does OPEC Matter? An Econometric Analysis of Oil Prices. In: *The Energy Journal* 25 (2004), Nr. 4, S. 67–90
- [Kaufmann u. Ullman 2009] KAUFMANN, Robert K. ; ULLMAN, Ben: Oil Prices, Speculation, and Fundamentals: Interpreting Causal Relations among Spot and Futures Prices. In: *Energy Economics* 31 (2009), Nr. 4, S. 550–558
- [Keynes 1930] KEYNES, John M.: *A Treatise on Money*. London : Macmillan, 1930
- [Konstantin 2009] KONSTANTIN, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2009 (2. Auflage)
- [Krautkraemer 1998] KRAUTKRAEMER, Jeffrey A.: Nonrenewable Resource Scarcity. In: *Journal of Economic Literature* 36 (1998), Nr. 4, S. 2065–2107
- [Krichene 2002] KRICHENE, Noureddine: World Crude Oil and Natural Gas: A Demand and Supply Model. In: *Energy Economics* 24 (2002), Nr. 6, S. 557–576
- [Krichene 2007] KRICHENE, Noureddine: An Oil and Gas Model / International Monetary Fund. 2007 (WP/07/135). – IMF Working Paper
- [Lazzari 2006] LAZZARI, Salvatore: The Crude Oil Windfall Profit Tax of the 1980s: Implications for Current Energy Policy / Congressional Research Service. 2006. – Report for Congress

- [Lee et al. 2006] LEE, Junsoo ; LIST, John A. ; STRAZICICH, Mark C.: Non-Renewable Resource Prices: Deterministic or Stochastic Trends? In: *Journal of Environmental Economics and Management* 51 (2006), Nr. 3, S. 354–370
- [Lütkepohl 2005] LÜTKEPOHL, Helmut: *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Berlin u. a. : Springer Verlag, 2005
- [Lütkepohl u. Krätzig 2004] LÜTKEPOHL, Helmut (Hrsg.) ; KRÄTZIG, Markus (Hrsg.): *Applied Time Series Economics*. 2. Auflage. Berlin u. a. : Cambridge University Press, 2004 (Themes in Modern Econometrics)
- [Lynch 2002] LYNCH, Michael C.: Forecasting Oil Supply: Theory and Practice. In: *The Quarterly Review of Economics and Finance* 42 (2002), Nr. 2, S. 373–389
- [Lynch 2003] LYNCH, Michael C.: Challenges to Upstream Investment. In: *OPEC Review: Energy Economics & Related Issues* 27 (2003), Nr. 3, S. 215–236
- [Mabro 1986a] MABRO, Robert: Can OPEC Hold the Line. In: MABRO, Robert (Hrsg.): *OPEC and the World Oil Market: The Genesis of the 1986 Price Crisis*. Oxford u. a.: Oxford University Press. 1986, S. 13–21
- [Mabro 1986b] MABRO, Robert: OPEC after the Oil Revolution. In: MABRO, Robert (Hrsg.): *OPEC and the World Oil Market: The Genesis of the 1986 Price Crisis*. Oxford u. a.: Oxford University Press. 1986, S. 24–34
- [Mabro 1987] MABRO, Robert: Netback Pricing and the Oil Collapse of 1986 / Oxford Institute for Energy Studies. 1987 (WPM 10). – Working Paper
- [MacAvoy 1982] MACAVOY, Paul W.: *Crude Oil Prices As Determined By OPEC and Market Fundamentals*. Cambridge, Mass. : Ballinger, 1982
- [MacKinnon 1991] MACKINNON, James G.: Critical Values for Cointegration Tests. In: ENGLE, Robert F. (Hrsg.); GRANGER, Clive William

- J. (Hrsg.): *Long-run Economic Relationships: Readings in Cointegration*. Oxford u. a.: Oxford University Press. 1991, S. 267–276. – Kapitel 13
- [Marks u. Swan 1988] MARKS, Robert E. ; SWAN, Peter L.: The Irrelevance of OPEC: Property Rights and Implicit Discount Rates in the World Oil Market / Australian Graduate School of Management. 1988 (87-027). – Working Paper. – Revised March 1988
- [Al-Yousef 1998] AL-YOUSEF, Nourah: Economic Models of OPEC Behaviour and the Role of Saudi Arabia / Surrey Energy Economics Centre (SEEC). 1998 (94). – Department of Economics Discussion Papers (SEEDS). – URL: <http://ideas.repec.org/p/sur/seedps/94.html> (Stand: 10.07.2009)
- [ter Ellen u. Zwinkels 2010] TER ELLEN, Saskia ; ZWINKELS, Remco C. J.: Oil Price Dynamics: A Behavioral Finance Approach with Heterogeneous Agents. In: *Energy Economics* 32 (2010), Nr. 6, S. 1427–1434
- [Mead 1979] MEAD, Walter J.: The Performance of Government in Energy Regulations. In: *The American Economic Review* 69 (1979), Nr. 2, S. 352–356. – Papers and Proceedings of the Ninety- First Annual Meeting of the American Economic Association
- [Milonas u. Henker 2001] MILONAS, Nikolaos T. ; HENKER, Thomas: Price Spread and Convenience Yield Behaviour in the International Oil Market. In: *Applied Financial Economics* 11 (2001), Nr. 1, S. 23–36
- [Misund u. Mohn 2009] MISUND, Bård ; MOHN, Klaus: Investment and Uncertainty in the Oil and Gas Industry. In: *Energy Economics* 31 (2009), Nr. 2, S. 240–248
- [Moosa u. Al-Loughani 1994] MOOSA, Imad A. ; AL-LOUGHANI, Nabeel E.: Unbiasedness and Time Varying Risk Premia in the Crude Oil Futures Market. In: *Energy Economics* 16 (1994), Nr. 2, S. 99–105
- [Moran 1982] MORAN, Theodore H.: Modeling OPEC Behavior: Economic and Political Alternatives. In: *International Organization* 35 (1982), Nr. 2, S. 241–272

- [Mork 1989] MORK, Knut A.: Oil and the Macroeconomy When Prices Go Up and Down: An Extension of Hamilton's Results. In: *The Journal of Political Economy* 97 (1989), Nr. 3, S. 740–744
- [Mork et al. 1994] MORK, Knut A. ; OLSEN, Øystein ; MYSEN, Hans T.: Macroeconomic Responses to Oil Price Increases and Decreases in Seven OECD Countries. In: *The Energy Journal* 15 (1994), Nr. 4, S. 19–36
- [MWV 2003] MWV: *Mineralöl und Raffinerien*. September 2003. – Mineralölwirtschaftsverband (MWV), URL: http://www.mwv.de/cms/upload/broschueren/pdf/140_0el_Raff.pdf (Stand: 21.08.2008)
- [MWV 2004] MWV: *Preisbildung am Rohölmarkt*. Dezember 2004. – Mineralölwirtschaftsverband (MWV), URL: <http://www.mwv.de/cms/upload/pdf/faq/preisbildung.pdf> (Stand: 19.08.2008)
- [Neusser 2009] NEUSSER, Klaus: *Zeitreihenanalyse in den Wirtschaftswissenschaften*. 2., aktualisierte Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH, 2009
- [Nordhaus et al. 1973] NORDHAUS, William D. ; HOUTHAKKER, Hendrik ; SOLOW, Robert: The Allocation of Energy Resources. In: *Brookings Papers on Economic Activity* (1973), Nr. 3, S. 529–570
- [OPEC 2009] OPEC: *World Oil Outlook 2009*. 2009. – Organization of the Petroleum Exporting Countries, <http://www.opec.org/library/World%20il%20Outlook/WorldOilOutlook09.htm> (Stand: 18.03.2010)
- [OPEC 2010] OPEC: *World Oil Outlook, verschiedene Ausgaben*. 2010. – Organization of the Petroleum Exporting Countries, URL: <http://www.opec.org/library/World%20il%20Outlook/WorldOilOutlook09.htm> (Stand: 08.01.2010)
- [Oteng-Abayie u. Frimpong 2006] OTENG-ABAYIE, Eric F. ; FRIMPONG, Joseph M.: Bounds Testing Approach to Cointegration: An Examination of Foreign Direct Investment Trade and Growth Relationships. In: *American Journal of Applied Sciences* 3 (2006), Nr. 11, S. 2079–2085

- [Ozturk u. Acaravci 2009] OZTURK, Ilhan ; ACARAVCI, Ali: The Causal Relationship between Energy Consumption and GDP in Albania, Bulgaria, Hungary and Romania: Evidence from ARDL Bound Testing Approach. In: *Applied Energy* (2009). – Article in Press, Corrected Proof. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261909004383> (Stand: 27.01.2010)
- [Pacheco-de-Almeida u. Zemsky 2003] PACHECO-DE-ALMEIDA, Goncalo ; ZEMSKY, Peter: The Effect of Time-to-Build on Strategic Investment under Uncertainty. In: *RAND Journal of Economics* 34 (2003), Nr. 1, S. 166–182
- [Parsons 2009] PARSONS, John E.: Black Gold & Fool's Gold: Speculation in the Oil Futures Market / Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR). 2009 (09-13). – Working Paper
- [Pesaran et al. 1999] PESARAN, M. H. ; SHIN, Yongcheol ; SMITH, Richard J.: Bounds Testing Approaches to the Analysis of Long-run Relationships / University of Cambridge. 1999 (9907). – Cambridge Working Papers in Economics
- [Pesaran et al. 2001] PESARAN, Mohammed H. ; SHIN, Yongcheol ; SMITH, Richard J.: Bounds Testing Approaches to the Analysis of Long-run Relationships. In: *Journal of Applied Econometrics* 16 (2001), Nr. 3, S. 289–326
- [Pesaran et al. 2000] PESARAN, Mohammed H. ; SHIN, Yongcheol ; SMITH, Richard S.: Structural Analysis of Vector Error Correction Models with Exogenous $I(1)$ Variables. In: *Journal of Econometrics* 97 (2000), Nr. 2, S. 293–343
- [Pindyck 1978] PINDYCK, Robert S.: Gains to Producers from the Cartelization of Exhaustible Resources. In: *The Review of Economics and Statistics* 60 (1978), Nr. 2, S. 238–251

- [Pindyck 1998] PINDYCK, Robert S.: The Long Run Evolution of Energy Prices / Massachusetts Institute of Technology, Sloan School of Management. 1998 (WP 4044-98). – Working Paper
- [Pindyck 2001] PINDYCK, Robert S.: The Dynamics of Commodity Spot and Futures Markets: A Primer. In: *The Energy Journal* 22 (2001), Nr. 3, S. 1–29
- [Powell 1990] POWELL, Stephen G.: The Target Capacity-Utilization Model of OPEC and the Dynamics of the World Oil Market. In: *The Energy Journal* 11 (1990), Nr. 1, S. 27–63
- [Quan 1992] QUAN, Jing: Two-step Testing Procedure for Price Discovery Role of Futures Prices. In: *Journal of Futures Markets* 12 (1992), Nr. 2, S. 139–149
- [Ramcharran 2001] RAMCHARRAN, Harri: OPEC's Production under Fluctuating Oil Prices: Further Test of the Target Revenue Theory. In: *Energy Economics* 23 (2001), Nr. 6, S. 667–681
- [Ramcharran 2002] RAMCHARRAN, Harri: Oil Production Response to Price Changes: An Empirical Application of the competitive Model to OPEC and non-OPEC Countries. In: *Energy Economics* 24 (2002), Nr. 2, S. 97–106
- [Rauscher 1992] RAUSCHER, Michael: Cartel Instability and Periodic Price Shocks. In: *Journal of Economics* 55 (1992), Nr. 2, S. 209–219
- [Rehaag 1999] REHAAG, Klaus: Disappearing Benchmarks: The Demise of Market Indexed Pricing? / International Energy Agency. 1999. – Energy Prices and Taxes
- [Rehrl u. Friedrich 2006] REHRL, Tobias ; FRIEDRICH, Rainer: Modelling Long-term Oil Price and Extraction With a Hubbert Approach: The LOPEX Model. In: *Energy Policy* 34 (2006), Nr. 15, S. 2413–2428
- [Ribeiro u. Hodges 2004] RIBEIRO, Diana R. ; HODGES, Stewart D.: A Two-Factor Model for Commodity Prices and Futures Valuation / The

European Financial Management Association. 2004. – EFMA 2004 Basel Meetings Paper

[Routledge et al. 2000] ROUTLEDGE, Brian J. ; SEPPI, Duane J. ; SPATT, Chester S.: Equilibrium Forward Curves for Commodities. In: *The Journal of Finance* 55 (2000), Nr. 3, S. 1297–1338

[Salant 1976] SALANT, Stephen W.: Exhaustible Resources and Industrial Structure: A Nash-Cournot Approach to the World Oil Market. In: *Journal of Political Economy* 84 (1976), Nr. 5, S. 1079–1093

[Sari et al. 2008] SARI, Ramazan ; EWING, Bradley T. ; SOYTAS, Ugur: The Relationship between Disaggregate Energy Consumption and Industrial Production in the United States: An ARDL Approach. In: *Energy Economics* 30 (2008), Nr. 5, S. 2302–2313

[Sari et al. 2009] SARI, Ramazan ; HAMMOUDEH, Shawkat ; SOYTAS, Ugur: Dynamics of Oil Price, Precious Metal Prices, and Exchange Rate. In: *Energy Economics* In Press, Corrected Proof (2009). – DOI: 10.1016/j.eneco.2009.08.010

[Schmidt 1998] SCHMIDT, Rudolf: Internationaler Rohöl- und Produkthandel. In: EWI (Hrsg.): *Energiehandel und Energiemärkte. München: Oldenbourg* (Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts Bd. 30). - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln. 1998, S. 47–66

[Schwartz 1997] SCHWARTZ, Eduardo S.: The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. In: *The Journal of Finance* 52 (1997), Nr. 3, S. 923–973. – Papers and Proceedings 57th Annual Meeting, American Finance Association, New Orleans, Louisiana, 4.-6. Januar 1997

[Schwartz u. Smith 2000] SCHWARTZ, Eduardo S. ; SMITH, James E.: Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices. In: *Management Science* 46 (2000), Nr. 7, S. 893–911

- [Serletis 2007] SERLETIS, Apostolos: Quantitative and Empirical Analysis of Energy Markets. In: SERLETIS, Apostolos: *World Scientific Series on Energy and Resource Economics*. Bd. 1: *Quantitative and Empirical Analysis of Energy Markets*. Singapur : World Scientific Publishing . 2007, S. 172–187
- [Silvapulle u. Moosa 1999] SILVAPULLE, Param ; MOOSA, Imad A.: The Relationship between Spot and Futures Prices: Evidence from the Crude Oil Market. In: *Journal of Futures Markets* 19 (1999), Nr. 2, S. 175–193
- [Slade 1982] SLADE, Margaret E.: Trends in Natural-Resource Commodity Prices: An Analysis of the Time Domain. In: *Journal of Environmental Economics and Management*. 9 (1982), Nr. 2, S. 122–137
- [Smith 2003] SMITH, James L.: Inscrutable OPEC? Behavioral Tests of the Cartel Hypothesis / Center for Energy and Environmental Policy Research. 2003 (03-005). – Working Paper
- [Smith 2008] SMITH, James L.: World Oil: Market or Mayhem? / Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR). 2008 (08-015). – Working Paper
- [Sornette et al. 2009] SORNETTE, Didier ; WOODARD, Ryan ; ZHOU, Wei-Xing: The 2006-2008 Oil Bubble: Evidence of Speculation, and Prediction. In: *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications* 388 (2009), Nr. 8, S. 1571–1576
- [Stauffer 1994] STAUFFER, Thomas R.: Trends in Oil Production Costs in the Middle East, Elsewhere. In: *Oil & Gas Journal* 92 (1994), Nr. 12, S. 105–107
- [Stock u. Watson 1993] STOCK, James H. ; WATSON, Mark W.: A Simple Estimator of Cointegrating Vectors in Higher Order Integrated Systems. In: *Econometrica* 61 (1993), Nr. 4, S. 783–820
- [Suranovic 1993] SURANOVIC, Steven M.: Does a Target-Capacity Utilization Rule Fulfill OPEC's Economic Objectives? In: *Energy Economics* 15 (1993), Nr. 2, S. 71–79

- [Tang u. Hammoudeh 2002] TANG, Linghui ; HAMMOUDEH, Shawkat: An Empirical Exploration of the World Oil Price under the Target Zone Model. In: *Energy Economics* 24 (2002), Nr. 6, S. 577–596
- [Teece 1982] TEECE, David J.: OPEC Behaviour: An Alternative View. In: GRIFFIN, James A. (Hrsg.) ; TEECE, David J. (Hrsg.): *OPEC Behaviour and World Oil Prices*. London : Allen and Unwin. 1982, S. 64–93
- [Telser 1958] TELSER, Lester G.: Futures Trading and the Storage of Cotton and Wheat. In: *The Journal of Political Economy* 66 (1958), Nr. 3, S. 233–255
- [Tirole 1985] TIROLE, Jean: Asset Bubbles and Overlapping Generations. In: *Econometrica* 53 (1985), Nr. 5, S. 1499–1528
- [USDA 2009] USDA: *Economic Research Service, International Macroeconomic Data Set*. 2009. – Stand vom 04.11.2009, United States Department of Agriculture, URL: <http://www.ers.usda.gov/Data/Macroeconomics/> (Stand: 01.03.2010)
- [Wacker u. Blank 1999] WACKER, Holger ; BLANK, Jürgen E.: *Ressourcenökonomik, Band 2: Einführung in die Theorie erschöpfbarer natürlicher Ressourcen*. München, Wien : Oldenbourg, 1999
- [Walls 1992] WALLS, Margaret A.: Modeling and Forecasting the Supply of Oil and Gas: A Survey of Existing Approaches. In: *Resources and Energy* 14 (1992), Nr. 3, S. 287–309
- [Walther 2009] WALTHER, Wolfgang: *Long-Term Price Uncertainties of Fossil Primary Fuels and Implications for the Electricity Industry*. Nürnberg : Cuvillier, 2009. – Zugl.: Essen, Univ. Diss.
- [Watkins 1992] WATKINS, Gordon C.: The Hotelling Principle: Autobahn or Cul de Sac? In: *The Energy Journal* 13 (1992), Nr. 1, S. 1–24
- [Watkins 2006] WATKINS, Gordon C.: Oil Scarcity: What Have the Last Three Decades Revealed? In: *Energy Policy* 34 (2006), Nr. 5, S. 508–514

- [Westerhoff u. Wieland 2004] WESTERHOFF, Frank H. ; WIELAND, Christian: *A Behavioural Cobweb Model with Heterogeneous Speculators*. Computing in Economics and Finance 2004 Nr. 171, 2004. – Society for Computational Economics
- [Wirl 2008] WIRL, Franz: Why Do Oil Prices Jump (or Fall)? In: *Energy Policy* 36 (2008), Nr. 3, S. 1029–1043
- [Working 1948] WORKING, Holbrook: Theory of the Inverse Carrying Charge in Futures Markets. In: *Journal of Farm Economics* 30 (1948), Nr. 1, S. 1–28
- [Working 1949] WORKING, Holbrook: The Theory of Price of Storage. In: *The American Economic Review* 39 (1949), Nr. 6, S. 1254–1262
- [Ye et al. 2002] YE, Michael ; ZYREN, John ; SHORE, Joanne: Forecasting Crude Oil Spot Price Using OECD Petroleum Inventory Levels. In: *International Advances in Economic Research* 8 (2002), Nr. 4, S. 324–333
- [Ye et al. 2006] YE, Michael ; ZYREN, John ; SHORE, Joanne: Forecasting Short-run Crude Oil Price Using High- and Low-Inventory Variables. In: *Energy Policy* 34 (2006), Nr. 17, S. 2736–2743
- [Zamani 2004] ZAMANI, Mehrzad: *An Econometrics Forecasting Model of Short Term Oil Spot Price*. 6th IAEE European Energy Conference, Zürich, Schweiz, 2004



A Ergebnisse des CUSUM-SQ-Tests

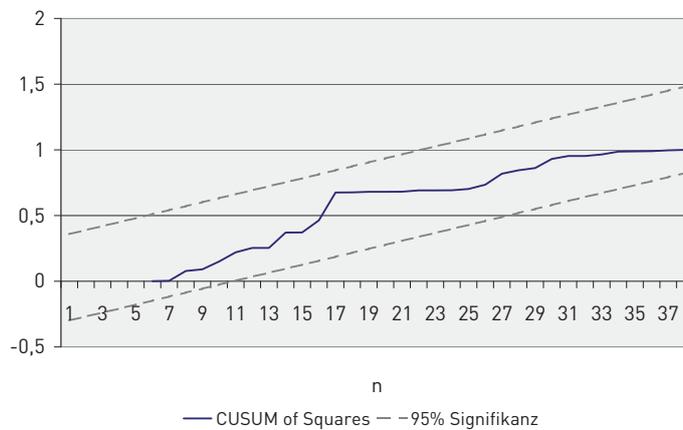


Abbildung A.1: Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Nachfragegleichung;
Quelle: Eigene Darstellung

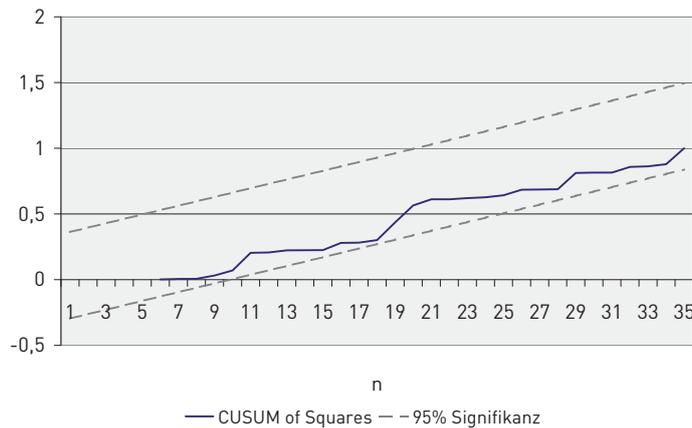


Abbildung A.2: Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Gleichung der Nicht-OPEC-Förderkapazität;
Quelle: Eigene Darstellung

Anhang A. Ergebnisse des CUSUM-SQ-Tests

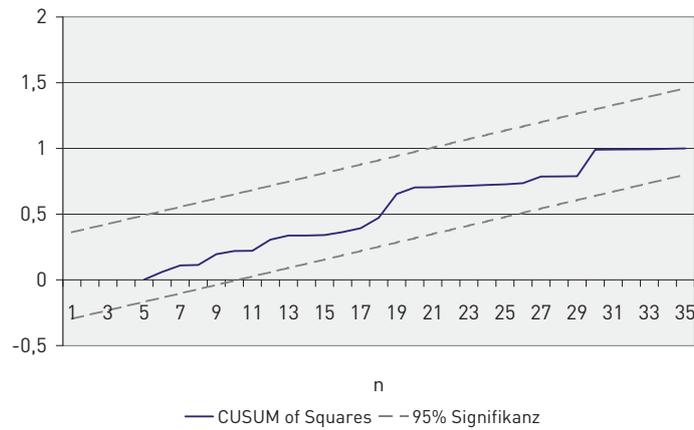


Abbildung A.3: Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Gleichung der OPEC-Förderkapazität;
Quelle: Eigene Darstellung

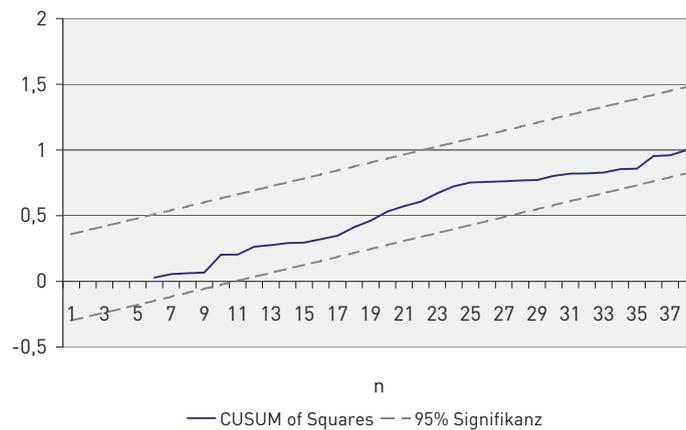


Abbildung A.4: Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Kostengleichung;
Quelle: Eigene Darstellung

Anhang A. Ergebnisse des CUSUM-SQ-Tests

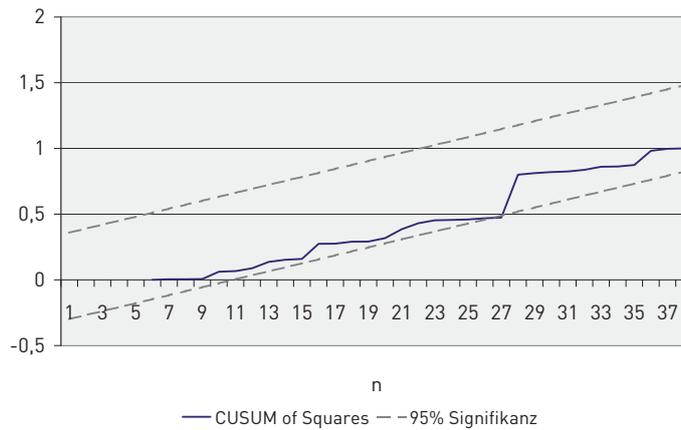


Abbildung A.5: Ergebnis des CUSUM-SQ-Tests der Preisgleichung;
Quelle: Eigene Darstellung



B Anpassung der Regressionsgleichungen

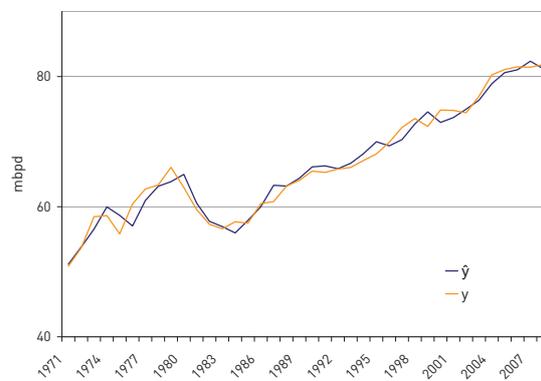


Abbildung B.1: Ergebnis der Nachfrageregression (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum;
Quelle: Eigene Darstellung

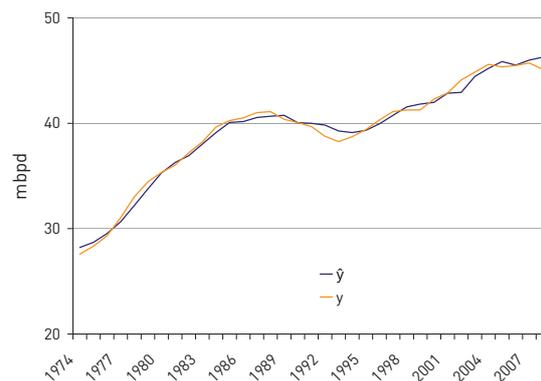


Abbildung B.2: Ergebnis der Regression der Nicht-OPEC-Förderkapazität (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum;
Quelle: Eigene Darstellung

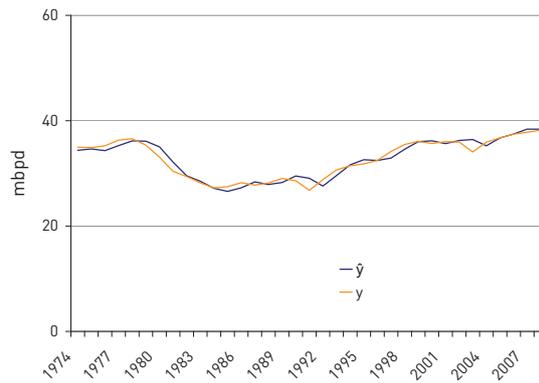


Abbildung B.3: Ergebnis der Regression der OPEC-Förderkapazität (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum;
Quelle: Eigene Darstellung

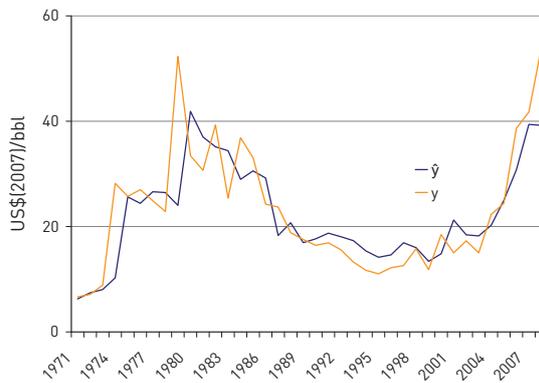


Abbildung B.4: Ergebnis der Kostenregression (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum;
Quelle: Eigene Darstellung

Anhang B. Anpassung der Regressionsgleichungen

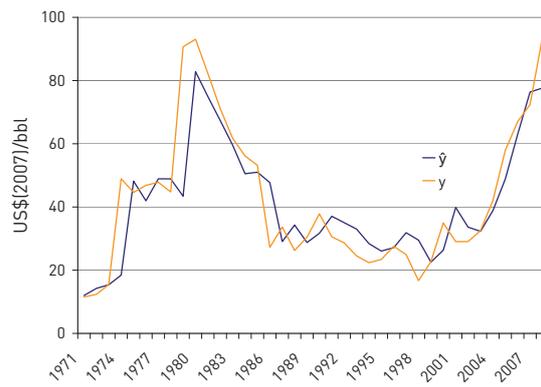


Abbildung B.5: Ergebnis der Preisregression (\hat{y}) und historische Werte (y) im Beobachtungszeitraum;
Quelle: Eigene Darstellung





