

# **Der Erdölhandel**

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

**vorgelegt von**

**Michael Heuterkes**

**Dekan: Prof. Dr. Stefan Klein**

**Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele**

**Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig**

**Tag der mündlichen Prüfung: 24. November 2008**

# Vorwort

Ein Vorwort ist eine ideale Gelegenheit, auf die Entstehung des Werkes zurückzublicken und sich zu fragen, welche Entwicklung man in der Zeit durchlaufen hat. Tatsächlich habe ich neben fachlichen Einsichten beim Schreiben der Dissertation zwei bedeutsame Dinge gelernt: erstens Demut gegenüber dem wissenschaftlichen Arbeiten und zweitens eine tiefe Dankbarkeit gegenüber meinen Mitmenschen, die mir während der letzten drei Jahre fachlich und mit Zuspruch geholfen haben.

An erster Stelle möchte ich meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Wolfgang Ströbele danken, der mir genug Freiraum zur eigenständigen wissenschaftlichen Forschung ließ und mir jederzeit mit Rat zur Seite stand. Ich danke auch Herrn Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig, der sich kurzfristig zur Übernahme des Zweitgutachtens bereit erklärte.

Ich danke Dr. Jörg Lingens, der mir im dunklen Forschungsdickicht ein Leitstern war, für unzählige fachliche und nicht fachliche Diskussionen - auch wenn wir inhaltlich nicht immer einer Meinung waren. Weiterhin danke ich Caroline Heidorn, Matthias Janssen und Björn Liebau für die akribische und schonungslose Korrektur der Rohfassung; möge mein Dank die Undankbarkeit der Aufgabe aufwiegen. Für erfrischende Diskussionen am Lehrstuhl danke ich Birgit Dieckmann und Magnus Wobben.

Ein besonderer Dank geht an die Lehrstuhlsekretärin Frau Petra Voß, die immer ein offenes Ohr für alle meine Probleme hatte und der es niemals an einem Wort des Zuspruchs und der Anerkennung mangelte.

Schließlich danke ich meiner Freundin Bettina Schütte, die sich klaglos langwierige Vorträge aus einem ihr fremden Fachgebiet anhörte und mich während der gesamten Zeit seelisch unterstützte.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	<b>i</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>iv</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>vi</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Der Weltölmarkt</b>	<b>9</b>
2.1 Chemische Eigenschaften, Erschöpfbarkeit und Reserven . . . . .	9
2.2 Nachfrage nach Erdöl . . . . .	16
2.3 Die Wertschöpfungskette . . . . .	18
2.3.1 Förderung und Marktstruktur . . . . .	19
2.3.2 Transport und Lagerung . . . . .	23
2.3.3 Weiterverarbeitung . . . . .	27
2.4 Der Preisanstieg ab 2000 . . . . .	33
<b>3 Absicherung und Preisfindung in Terminmärkten</b>	<b>40</b>
3.1 Motivation für Risikomanagement . . . . .	41
3.2 Forwards und Futures . . . . .	44
3.3 Die Beziehung zwischen Spot- und Terminmarktpreisen . . . . .	47
3.3.1 Theorie der normal backwardation . . . . .	47
3.3.2 Die Theorie der Lagerhaltung . . . . .	50
3.4 Bewertung von Terminkontrakten . . . . .	51
3.4.1 Das Grundmodell . . . . .	52
3.4.2 Erweiterungen . . . . .	58
3.5 Optionen . . . . .	62

<b>4</b>	<b>Der institutionelle Rahmen von Erdölmärkten</b>	<b>67</b>
4.1	Abriss der historischen Entwicklung der Erdölmärkte . . . . .	67
4.2	Zur Ökonomie von Referenzsorten . . . . .	74
4.3	Die Märkte für Brent . . . . .	78
4.3.1	Dated Brent und 15-day Brent . . . . .	79
4.3.2	Marktmanipulationen . . . . .	83
4.3.3	Futures- und Optionsmärkte . . . . .	88
4.4	Die Märkte für WTI . . . . .	92
4.5	Weitere Referenzsorten . . . . .	97
4.5.1	Dubai und Oman . . . . .	97
4.5.2	Urals . . . . .	98
4.6	Bewertung des derzeitigen Preisregimes . . . . .	99
<b>5</b>	<b>Empirische Eigenschaften der Referenzsorten</b>	<b>101</b>
5.1	Der Verlauf der Referenzpreise . . . . .	102
5.1.1	Saisonalität . . . . .	105
5.1.2	Mean reversion . . . . .	109
5.2	Stochastische Volatilität . . . . .	111
5.3	Eigenschaften des convenience yield . . . . .	117
5.4	Risikoprämien . . . . .	122
5.5	Zusammenfassung der Eigenschaften von Rohölpreisen . . . . .	126
<b>6</b>	<b>Preisfindungsprobleme auf finanziellen Erdölmärkten</b>	<b>129</b>
6.1	Begrenzte Arbitrage im Erdölhandel . . . . .	129
6.2	Die Entstehung einer Preisblase . . . . .	131
6.3	Eine Preisblase im Erdölmarkt . . . . .	136
<b>7</b>	<b>Fazit</b>	<b>141</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>143</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Rohölproduktion der USA und Hubbert-Kurve. . . . .	13
2.2	Klassifikation der Erdölreserven . . . . .	15
2.3	Möglicher Preisverlauf bei irreversiblen Investitionen unter Unsicherheit . .	21
2.4	Lagerbestände der USA 1982-2008 . . . . .	26
2.5	Raffineriemargen Brent Cracking und West Texas Sour Coking 1992-2006 .	29
2.6	Zyklische Anpassung der Infrastruktur . . . . .	31
2.7	Rohöl-Preisentwicklung 2000-2008 . . . . .	34
2.8	Nichtlineare Preisreaktion 2000-2007 . . . . .	38
3.1	Edgeworth-Box bei unsicheren Zahlungsströmen . . . . .	42
3.2	<i>Cash-and-Carry</i> Portfolio . . . . .	52
3.3	Forwardpreise bei <i>mean reversion</i> . . . . .	57
3.4	Die inverse Beziehung zwischen Preisniveau und der Steigung der Termin- marktkurve . . . . .	58
3.5	Volatility smirk bei Energieoptionen . . . . .	65
4.1	OPEC Preisindex und OPEC-Produktionsquoten 2003-2007 . . . . .	73
4.2	Nominierung von Brent Forwards . . . . .	81
4.3	Preisfixierung einer Ladung über CFDs . . . . .	84
4.4	Auswirkungen eines <i>squeeze</i> . . . . .	85
4.5	Gegenüberstellung des Handelsvolumens für Brent Futures und Optionen an der ICE London mit der Weltproduktion . . . . .	89
4.6	Positionen im Futuresmarkt vor und nach einem EFP aus der Sicht eines Produzenten . . . . .	91
4.7	Der Anschluss von Cushing (Oklahoma) an das Pipelinenetz . . . . .	95
5.1	Rohöl-Preisentwicklung 1991-2008 . . . . .	103

5.2	Absolute und relative Branchenzyklen im Rohölpreisverlauf . . . . .	108
5.3	Entwicklung der Volatilität der untersuchten Rohölpreise in 1995 und 2005	114
5.4	Branchenzyklus in der Volatilität von Brent Futures . . . . .	115
5.5	Verlauf des approximierten convenience yield 1991-2001 . . . . .	119
5.6	Verlauf des approximierten convenience yield 2002-2008 . . . . .	120
5.7	Relative Abweichungen vom erwarteten Futureskurs 2004-2006 . . . . .	126
6.1	Rohöl-Preisentwicklung 1861-2007 . . . . .	139



# Tabellenverzeichnis

- 2.1 Tankerklassen. . . . . 24
- 2.2 Phasen des Raffinerie-Branchenzyklus. . . . . 32
- 2.3 Teststatistiken der Instrumentvariablenschätzung . . . . . 38
  
- 3.1 Literaturübersicht: Empirische Belegung für die Existenz von Risikoprämien in Gütermärkten. . . . . 49
  
- 4.1 Erfüllungsgrad der Anforderungen der Referenzsorten BFOE, WTI, Dubai und Urals. . . . . 100
  
- 5.1 Übersicht der Forschungsfragen . . . . . 101
- 5.2 Momente der Spotmarktpreise für Rohöl 1991-2008. . . . . 104
- 5.3 Momente der Branchenzyklen . . . . . 107
- 5.4 Saisonale Einflüsse auf die durchschnittlichen Renditen in den jeweiligen Monaten 1991-2008 . . . . . 108
- 5.5 Saisonale Einflüsse auf die Volatilität der Renditen in den jeweiligen Monaten 1991-2008. . . . . 109
- 5.6 Stationaritäts-Tests für Rohölpreise 1991-2008 . . . . . 111
- 5.7 Volatilität der Spotmarktpreise für Rohöl 1991-2008. . . . . 113
- 5.8 Stationaritäts-Tests der Volatilität von Rohölpreisen . . . . . 116
- 5.9 Momente der Approximation des convenience yield für Brent Futures. . . . . 118
- 5.10 Saisonale Einflüsse auf den durchschnittlichen monatlichen convenience yield und die Volatilität des convenience yield. . . . . 120
- 5.11 Stationaritäts-Tests für die adjustierte Basis . . . . . 121
- 5.12 Eigenschaften der Risikoprämien . . . . . 124
- 5.13 Zusammenfassung der Einflussfaktoren auf Ölpreise . . . . . 127

## Einleitung

Erdöl ist der wichtigste Energieträger der Welt. Rohöl<sup>1</sup> deckt etwa 35 % des weltweiten Primärenergiebedarfs, besitzt im Vergleich zu den konkurrierenden Energieträgern Kohle und Erdgas eine hohe Energiedichte und ist relativ einfach und kostengünstig zu fördern, zu lagern und zu transportieren.

Trotz der großen Bedeutung von Erdöl existieren in der Literatur bislang nur wenige systematische Darstellungen der Erdölmärkte. Von den wenigen allgemeinen Untersuchungen sind die Arbeiten von Mabro et al. (1986), Mabro (2005) und Fattouh (2007a) vom *Oxford Institute of Energy Studies* hervorzuheben. Das Ziel dieser Arbeit ist in der Tradition der obigen Arbeiten die Erdölmärkte für eine weitere wissenschaftliche Bearbeitung aufzubereiten. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Darstellung der Beziehung zwischen physischen und finanziellen Märkten und der Herausarbeitung der Bedeutung der Referenzsorten auf den Erdölmarkt. Beides beruht auf den spezifischen Eigenschaften der Erdölmärkte.

Der Erdölhandel wird von drei wichtigen ökonomischen Eigenschaften von Erdöl bestimmt. Erstens sind die Erdölvorräte auf der Welt begrenzt, d.h. es handelt sich um eine erschöpfbare Ressource. Zweitens sind sowohl das Angebot von Rohöl als auch die Nachfrage nach Erdölprodukten kurzfristig preisunelastisch. Drittens unterscheiden sich die chemischen Eigenschaften verschiedener Rohölsorten teilweise stark voneinander, d.h. Erdöl ist ein heterogenes Gut. Das Verständnis dieser drei Eigenschaften ist grundlegend für jede Untersuchung der Erdölmärkte.

---

<sup>1</sup> Die Begriffe Erdöl und Rohöl werden in dieser Arbeit synonym verwendet.

## Erschöpfbarkeit

Erdöl ist erschöpfbar, d.h. die Gesamtmenge an verfügbarem Erdöl ist durch geologische und technische Restriktionen begrenzt. Die Erschöpfbarkeit führt tendenziell zu einer Kostensteigerung bei der Erdölproduktion. Denn es kann davon ausgegangen werden, dass die kostengünstig zu fördernden Reserven zuerst produziert werden, so dass im Zeitablauf zunehmend teure Felder produzieren.<sup>2</sup> Diese Kostensteigerung kann jedoch durch bessere Fördermethoden ausgeglichen werden.

Weiterhin stellt sich die Frage nach der optimalen Nutzung eines endlichen Ressourcenbestandes über die Zeit. Denn ein in diesem Jahr verbrauchtes Barrel Erdöl kann nicht in einem Folgejahr nochmal verbraucht werden. Aber was passiert, wenn das gesamte Erdöl auf der Welt aufgebraucht ist? Erdöl ist für viele Produktionsprozesse ein unersetzlicher Rohstoff und kann dementsprechend kurzfristig nicht durch andere Energieträger und Rohstoffe ersetzt werden. Wäre morgen kein Erdöl mehr verfügbar, brähen alle entwickelten Volkswirtschaften zusammen, da ein Transport von Rohstoffen, Waren und Menschen nicht mehr möglich wäre. Die Erschöpfbarkeit ist jedoch ein langfristiger und kein kurzfristiger Einflussfaktor auf den Erdölmarkt, wodurch aus ihr keine solchen apokalyptischen Zukunftsvisionen folgen.

Die langfristige Bedeutung der Erschöpfbarkeit von Erdöl ist direkt von der Möglichkeit abhängig, Erdöl durch andere Energieträger und Rohstoffe zu ersetzen. Denn wenn Erdöl langfristig substituierbar ist, führt die Erschöpfbarkeit von Erdöl nicht zu einer Katastrophe. Falls der Übergang auf andere Energieträger weit vor der Erschöpfung der Erdölreserven eintritt, wäre die Erschöpfbarkeit von Erdöl sogar gänzlich irrelevant. So argumentiert Adelman (1991), dass bei Erdöl nur die Kosten der Ersetzung von verbrauchten Reserven berücksichtigt werden müssen. Irgendwann sind diese Ersetzungskosten so hoch, dass andere, preiswertere Energieträger verwendet werden.

Die Erschöpfbarkeit von Erdöl hatte in der Vergangenheit nur geringe Auswirkungen auf den Erdölhandel.<sup>3</sup> Sobald die Marktteilnehmer im Erdölhandel jedoch der Meinung sind, dass weitere Zuflüsse zu den Reserven nicht mehr oder nur unter extrem hohen Kosten möglich sind, wird die Erschöpfbarkeit von Erdöl eine zentrale Bedeutung im Erdölhandel erlangen. Denn in diesem Fall schränkt die Erschöpfbarkeit direkt die Verfügbarkeit von Erdöl ein. Die Diskussion der Erschöpfbarkeit von Erdöl erfolgt im Kapitel 2.1; sie steht jedoch nicht im Zentrum dieser Arbeit.

<sup>2</sup> Vgl. Ricardo (1817) und Pindyck (1978).

<sup>3</sup> Allerdings mit einigen prominenten Ausnahmen. So war einer der Gründe für den Ölpreissprung 1973/74 die Befürchtung der Nahoststaaten, dass ihre Ölvorräte bei einem zu niedrigen Preisniveau zu schnell erschöpft wären und setzten den Preis entsprechend höher.

## Die träge Anpassung der Infrastruktur

Die mittelfristige Verfügbarkeit von Erdöl wird insbesondere von angebots- und nachfrageseitigen Faktoren eingeschränkt. Sowohl das Angebot von Rohöl als auch die Nachfrage nach Ölprodukten reagieren, wie in den Kapiteln 2.2-2.4 beschrieben wird, kurzfristig preisunelastisch. Die Angebotsseite ist durch eine komplexe Wertschöpfungskette gekennzeichnet. Jede Wertschöpfungsstufe ist von den vor- und nachgelagerten Stufen abhängig, da Rohöl möglichst ohne eine längere Zwischenlagerung von den Produktionsstandorten zu den Verbrauchszentren transportiert und in die gewünschten Ölprodukte umgewandelt werden soll. Die Investitionen in den einzelnen Wertschöpfungsstufen sind zudem – wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß – unteilbar, unsicher und hoch spezifisch und es existieren nur geringe Anreize zusätzliche Kapazität auf einer Wertschöpfungsstufe vorzuhalten. Hieraus ergibt sich eine träge und zyklische Anpassung der Infrastruktur.

Ebenso träge reagiert auch die Verbrauchsinfrastruktur der Nachfrageseite, da für die nutzenstiftende Verwendung von Erdöl als Energieträger in der Regel hohe versunkene Investitionskosten notwendig sind; hierdurch reagiert die Nachfrage nur mittelfristig auf Preissignale.

Die Raffination von Erdöl, bei der Rohöl in die verschiedenen Ölprodukte wie Benzin, Heizöl und Kerosin weiterverarbeitet wird, kann die Anpassung der Angebots- und der Nachfrageseite weiter verzögern. Es ergibt sich ein „Stille Post“-Problem: eine erhöhte Nachfrage nach Ölprodukten, wirkt nur über die Stufe der Weiterverarbeitung auf das Rohölangebot. Wenn jedoch die Raffineriekapazitäten ausgelastet sind, wird die erhöhte Nachfrage nach Ölprodukten nicht in Nachfrage für Rohöl umgesetzt. Erst wenn eine Anpassung in der Weiterverarbeitungsstufe erfolgt ist, wird sich die Rohölproduktion anpassen.

Die einzige Stufe in der Wertschöpfungskette, die schnell auf unvorhergesehene Abweichungen reagieren kann, sind die Lagerbestände an Rohöl und Ölprodukten. Sie sind somit ein Indikator für die zukünftige Marktentwicklung.

Wegen der trägen und zyklischen Anpassung der Wertschöpfungskette kann es im Erdölmarkt zu nichtlinearen Preisreaktionen kommen, d.h. eine zehnprozentige Erhöhung der Nachfrage führt zu einer mehr als zehnprozentigen Erhöhung des Preises. Eine nichtlineare Preisreaktion ist direkt von den technischen Eigenschaften des Produktionsprozesses abhängig. Wenn nämlich aufgrund einer technischen Restriktion die Produktion nicht in ausreichendem Maße erhöht werden kann, ergibt sich eine Engpassrente, die dem wirtschaftlichen Wert der technischen Restriktion entspricht. Wenn nun die technische Restriktion branchenweit auftritt und nicht oder nur sehr langsam behoben werden kann,

geht die Engpassrente in den Preis ein. Mögliche Restriktionen in der Erdölbranche sind begrenzte Baukapazitäten und lange Genehmigungs- und Bauzeiten von Förderanlagen und Raffinerien.

Der Erdölhandel wird neben den Engpassrenten und den daraus resultierenden nichtlinearen Preisreaktionen zudem von den hohen Größenvorteilen in Produktion, Transport und Weiterverarbeitung stark beeinflusst. Aufgrund der Größenvorteile sind die meisten physischen Märkte für Erdöl illiquide. Wenn beispielsweise die gesamte Ladung eines Supertankers von nur einer Raffinerie abgenommen werden kann, existieren zum Zeitpunkt der Löschung der Ladung nur ein Anbieter und ein Nachfrager. Es müsste eine starke Konzentration der weltweiten Erdölinfrastruktur erfolgen, damit ein liquider Spotmarkt für Erdöl entstehen könnte. Das Problem der illiquiden Spotmärkte für Erdöl wird durch die Heterogenität der Rohölsorten weiter verstärkt.

## Heterogenität

Erdöl ist ein heterogenes Gut: Je nach seiner relativen Dichte und dem Schwefelgehalt kann es leichter oder schwerer in Erdölprodukte weiterverarbeitet werden. Aus leichten Rohölsorten mit einem geringen Schwefelgehalt lassen sich relativ einfach große Anteile der teuren Ölprodukte wie Leicht- und Schwerbenzine herstellen, während schwere Rohölsorten einen größeren Anteil an preiswerten dickflüssigeren Produkten wie Schmierstoffe hervorbringen.

Weltweit gibt es knapp 190 unterschiedliche international gehandelte Rohölsorten.<sup>4</sup> Wenn sich der Preis jeder Rohölsorte auf einem eigenen Markt ergäbe, folgte daraus eine ebenso große Zahl von Erdölmärkten. Die meisten dieser physischen Märkte wären jedoch illiquide. Beispielsweise könnte die Produktion einer *offshore*-Förderung monatlich von einem Supertanker abgeholt werden und zum nächstgelegenen Raffineriestandort transportiert werden. Von dieser Rohölsorte können pro Jahr insgesamt 12 Transaktionen beobachtet werden. Sowohl Produzent als auch der Raffineriebetreiber werden sich bei ihren Preisverhandlungen an Rohölsorten ähnlicher Qualität orientieren. Je mehr Transaktionen anderer Rohölsorten sie in ihr Kalkül aufnehmen, desto mehr Informationen erhalten sie über einen fairen Preis. Allerdings verursacht die Hinzunahme weiterer Transaktionen Informationskosten.

Das Problem der Preisfindung von Rohölsorten verstärkt sich, je mehr unterschiedliche Rohölsorten existieren. Welche Transaktionen von welchen der knapp 190 Rohölsorten sollten die Grundlage von Preisverhandlungen bilden? Was ist ein fairer Preis und welche

---

<sup>4</sup> Vgl. Energy Intelligence (2007).

Ergebnisse ergeben sich aufgrund von Marktmacht, Notverkäufen, Verrechnungspreisen innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens oder sind schlicht falsch? Die Heterogenität von Erdöl ist ein zentrales Charakteristikum des Erdölhandels und soll im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit stehen.

### **Das Problem der Preisfindung**

Im Erdölmarkt wurde das Informationsproblem der Preisfindung von den verschiedenen Rohölsorten durch die Herausbildung von Referenzpreisen gelöst.<sup>5</sup> Weltweit existieren zwei wichtige Referenzpreise: der an der NYMEX gehandelte *Light Crude Futures* auf die Rohölsorte *West Texas Intermediate* und der Futureskontrakt auf Brent-Forties-Oseberg-Ekofisk (BFOE), der an der ICE in London gehandelt wird. Der gesamte Weltölmarkt hängt von der Bepreisung dieser beiden Futureskontrakte ab, da die übrigen Rohölsorten mittels Prämien bzw. Abschlägen nach ihrer geografischen Lage und ihren chemischen Eigenschaften bepreist werden. Über die Referenzsorten sind alle Erdölmärkte auf der Welt miteinander verbunden. Jede Störung und jede fehlerhafte Bepreisung auf einem der Referenzmärkte führt dementsprechend zu einer Störung des gesamten Erdölhandels.

Die Bildung von finanziellen Terminmärkten im Erdölhandel ergab sich zum einen aus der Illiquidität der physischen Spotmärkte, zum anderen aus der Motivation, sich gegen das Preisrisiko abzusichern.<sup>6</sup>

Die Preisfindung auf einem Terminmarkt ist einfacher als auf einem Spotmarkt, denn eine physische Lieferung kann auf dem Terminmarkt mehrfach gehandelt werden. Die Auslagerung der Preisfindung auf einen Terminmarkt ist jedoch nur dann sinnvoll, wenn eine eindeutige Beziehung zwischen den physischen und finanziellen Erdölmärkten besteht. Wenn der finanzielle Handel nicht die Marktgegebenheiten der physischen Märkte widerspiegeln würde, wäre er für die Preisfindung von Erdöl nicht geeignet. Die Preisfindungsfunktion und die Absicherungsfunktion von Terminmärkten sind im Erdölhandel unlösbar miteinander verbunden. Aus diesem Grund ist die Bepreisung finanzieller Kontrakte auf physischen Märkten zentral für das Funktionieren der Erdölmärkte und wird im dritten Kapitel ausführlich diskutiert.

Demnach erfüllen Referenzmärkte drei Funktionen. Erstens die Funktion der Preisfindung für den physischen Erdölhandel, zweitens die Absicherungsfunktion durch den finanziel-

<sup>5</sup> Kapitel 4.1 gibt einen Überblick, wie es zur Entstehung des aktuellen Preisregimes gekommen ist.

<sup>6</sup> Die Unterscheidung zwischen finanziellen und physischen Märkten ist fließend, da eine physische Lieferung in der Regel auch finanziell abgesichert wird und ein finanzielles Geschäft immer mit einer physischen Lieferung verbunden ist. Im Folgenden wird ein Markt dann als „finanziell“ bezeichnet, wenn die Marktteilnehmer auf diesem Markt eher eine finanzielle Absicherung anstreben und „physisch“, wenn das Erdöl tatsächlich geliefert werden soll.

len Handel und drittens die Referenzfunktion für die Bepreisung derjenigen Rohölsorten, die über Prämien und Abschläge auf die Referenzsorte gehandelt werden. Da alle drei Funktionen zu dem gleichen Preis führen müssen, existiert zwischen ihnen ein konstantes Spannungsverhältnis. Wenn eine Funktion die anderen Funktionen dominierte, ergäben sich im Referenzmarkt ineffiziente Preise.

### **Institutionelle Ausgestaltung der Erdölmärkte**

Die drei Funktionen der Referenzmärkten, d.h. die Preisfindungsfunktion, die Absicherungsfunktion und die Referenzfunktion, werden am besten in liquiden, transparenten und manipulationsfreien Märkten erfüllt. Dementsprechend spielt die institutionelle Ausgestaltung der Referenzmärkte eine große Bedeutung für ihre Funktionsfähigkeit.

In den beiden Referenzmärkten für *Brent Futures* und *NYMEX Light Crude Futures* werden die Vorteile des Börsenhandels, d.h. eine höhere Liquidität, geringere Transaktionskosten, eindeutig definierte Verträge und eine Absicherung gegen das Ausfallrisiko der anderen Vertragspartei, mit einer physischen Erfüllungsmöglichkeit verbunden. Hierdurch bilden die physischen Märkte ein Korrektiv der finanziellen Märkte. Wenn nämlich aufgrund von Handlungen uninformatierter Marktteilnehmer im finanziellen Markt eine Fehlbepreisung entstünde, könnte ein informierter Händler diese Fehlbepreisung ausnutzen, indem er ein Arbitragegeschäft zwischen dem finanziellen und dem physischen Markt abschließt. Ohne eine Arbitragebeziehung zwischen den physischen und finanziellen Märkten würde der finanzielle Markt nur die Launen der Marktteilnehmer, aber nicht die tatsächlichen Marktgegebenheiten anzeigen.

In den Referenzpreisen befinden sich jedoch nicht nur die Informationen aus den ihnen direkt angeschlossenen physischen Märkten, sondern auch aus allen anderen Rohölmärkten. Denn die Futuresmärkte der Referenzsorten werden als Absicherungsinstrument gegen das Preisrisiko von anderen Rohölsorten genutzt. Die Preise der anderen Rohölsorten verlaufen nämlich zwangsläufig ähnlich demjenigen der Referenzsorte, wodurch auch das Preisrisiko der Referenzsorten und der anderen Rohölsorten ähnlich ist.

Wenn sich beispielsweise ein Produzent aus Russland, der sein Öl nach China verkauft, gegen das Fallen des Ölpreises absichern will, kann er *Brent Futures* verkaufen und am Ende der Laufzeit finanziell glattstellen.<sup>7</sup> Obwohl er also physisch nicht mit der Rohölsorte Brent handelt, gelangt seine Preiseinschätzung in die Futurespreise der Referenzsorten.

<sup>7</sup> In diesem Fall trägt er jedoch noch immer das Risiko, das sich der Preis der von ihm produzierten Rohölsorte anders verhält als der Preis für *Brent Futures*. Dies wird als Basisrisiko bezeichnet und kann mit *Contracts for Differences* abgesichert werden.

Dementsprechend verbessern Terminmärkte in ihrer Absicherungsfunktion die intertemporale Allokation des gehandelten Gutes, da sie zusätzliche Informationen über die Preisexpectationen der Marktteilnehmer offenbaren.

## **Preisblasen**

In den Jahren zwischen 2000 und 2008 hat sich der Ölpreis mehr als verdreifacht. Es existieren zwei Argumentationsansätze, die diesen Preisanstieg erklären wollen. Erstens könnte der Preisanstieg eine nichtlineare Preisreaktion auf die Anpassungsunfähigkeit der Infrastruktur sein. Zweitens könnte eine Fehlbepreisung im finanziellen Markt existieren, die nicht über die physischen Märkte korrigiert wird. Auf die Erklärung über nichtlineare Preisreaktionen wurde bereits eingegangen.

Die Erklärung über eine unkorrigierte Fehlbepreisung in den finanziellen Märkten wird im sechsten Kapitel diskutiert. Sie verlangt zum einen illiquide physische Märkte, zum anderen einen schlechten Informationsstand der Marktteilnehmer. Eine Fehlbepreisung kann nämlich nur dann von besser informierten Marktteilnehmer ausgenutzt werden, wenn sie rentable Arbitragegeschäfte abschließen können. Im Weltölmarkt basieren jedoch die anderen physischen Märkte auf den Referenzmärkten, d.h. wenn eine Fehlbepreisung in den Referenzmärkten vorliegt, sind die Arbitragemöglichkeiten stark begrenzt. Allerdings impliziert eine Fehlbepreisung, die einen dreifachen Preisanstieg verursacht, eine sehr hohe Rendite von Arbitrageschäften. Die informierten Marktteilnehmer dürften entsprechend hoch motiviert sein, jede Arbitragemöglichkeit auszuschöpfen.

Die Erklärung über eine erschwerte Arbitrage ist nicht ausreichend für eine substantielle Fehlbepreisung in den finanziellen Märkten. Wenn jedoch die Marktteilnehmer den tatsächlichen Wert von Rohöl nicht kennen, kann es zu einer systematischen Fehlbepreisung kommen, die nicht ausgenutzt wird, da es schlicht keine informierten Marktteilnehmer gibt.

Aber wie kann es zu einer allgemeinen Ahnungslosigkeit der Marktteilnehmer kommen? Immerhin steht potentiell das gesamte Wissen der Erdölbranche zur Verfügung, um Fehlbepreisungen zu erkennen und auszunutzen. Eine mögliche Erklärung ist die Existenz eines unbestimmten Preises. Wenn Angebot und Nachfrage die Menge nicht ausweiten bzw. verringern können, ergäbe sich kein Marktpreis mehr, sondern es würde die gleiche Menge von den gleichen Anbietern an die gleichen Nachfrager zu einem verhandelten Preis gehandelt. Der Preis hätte keine Allokationsfunktion mehr.

Die Erklärung eines unbestimmten Preisniveaus könnte auf den Erdölmarkt zutreffen. Ab dem Jahr 2002 befand sich das Angebot bei einer steigenden Nachfrage an der Produkti-

ongrenze. Die Nachfrage war preisunelastisch, da anfängliche Investitionen zur Nutzung von Erdölprodukten gemacht worden waren, so dass nur unter hohen Kosten ein Umstieg auf alternative Technologien möglich war. Andererseits weiteten sich die Kapazitäten in der Wertschöpfungskette nur sehr träge aus. In einem solchen Umfeld würden die Arbitragebeziehungen zwischen den Erdölmärkten dazu führen, dass keine überhöhten Arbitragegewinne möglich sind, aber dies ist nur ein Korrektiv gegen relative Fehlbepreisungen. Wenn eine Fehlbepreisung im absoluten Preisniveau vorliegt, existieren im Erdölmarkt kurzfristig keine Korrekturmöglichkeiten; erst mittelfristig ist von einer hinreichenden Anpassung der Angebots- und Nachfrageseite auszugehen.

## Der Weltölmarkt

Die Preisfindungs-, Absicherungs- und Referenzfunktion von Referenzmärkten ist von gut funktionierenden physischen Märkten abhängig. Die physischen Erdölmärkte werden wiederum durch die Erschöpfbarkeit von Erdöl und der trägen und zyklischen Anpassung der Wertschöpfungskette bestimmt. Die Erschöpfbarkeit von Erdöl wirft die Fragen der optimalen intertemporalen Allokation einer begrenzten Ressourcenmenge und der Messung der Erschöpfbarkeit auf, welche im Kapitel 2.1 erläutert werden.

Die träge und zyklische Anpassung des Angebots und der Nachfrage in Erdölmärkten wird in den Kapiteln 2.2 und 2.3.1 untersucht. Insbesondere die Anpassungsprobleme in der Wertschöpfungskette bilden die Grundlage für viele Spezifika des Erdölhandels. Auf die ökonomischen Konsequenzen dieser Spezifika wird anschließend im Kapitel 2.4 eingegangen.

### 2.1 Chemische Eigenschaften, Erschöpfbarkeit und Reserven

Nach der biogenetischen Theorie bestehen Öl und Gas aus den Überbleibseln prähistorischer Land- und Meerestiere, die über Millionen von Jahren durch das Gewicht der Gesteinsschichten über ihnen zusammengepresst wurden.<sup>1</sup> Aus dieser Entstehungsgeschichte ergeben sich zwei zentrale ökonomische Eigenschaften von Erdöl. Erstens ist es aufgrund des aus menschlicher Sicht extrem langen Entstehungszeitraums eine nicht-erneuerbare bzw. erschöpfbare Ressource. Zweitens besitzt Rohöl je nach seiner spezifischen Entstehungsgeschichte unterschiedliche chemische Eigenschaften, d.h. Erdöl ist ein heterogenes Gut.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Vgl. Hunt (1996); anders Gold (1999).

<sup>2</sup> Die Konsequenzen dieser Heterogenität werden im vierten Kapitel betrachtet.

## Chemische Eigenschaften von Erdöl

Die ökonomisch wichtigsten chemischen Eigenschaften einer Rohölsorte sind deren Dichte und Schwefelgehalt. Anhand der Dichte wird zwischen leichtem und schwerem Rohöl unterschieden. Als Maßeinheit für die Dichte von Erdöl wird in der Regel der Industriestandard Grad API<sup>3</sup> verwendet, der auf der Messung der relativen Dichte zu Wasser basiert.<sup>4</sup> Wasser hat eine Dichte von 10 °API, so dass Flüssigkeiten wie Bitumen, die schwerer als Wasser sind und im Wasser sinken würden, eine Dichte unter 10 °API besitzen; während Flüssigkeiten mit einer geringeren relativen Dichte auf dem Wasser schwimmen würden. Leichte Rohölsorten weisen etwa 35-45 °API auf, während mittelschwere und schwere Sorten unter 35 °API liegen.

Weiterhin wird Rohöl nach seinem Schwefelgehalt in süße und saure Sorten unterteilt. Ein Rohöl wird als süß bezeichnet, wenn es einen Schwefelgehalt unterhalb von einem halben Prozent besitzt.<sup>5</sup> Im Allgemeinen sind leichte Rohölsorten eher süß und schwere Sorten eher sauer.

Leichte und süße Rohölsorten werden in der Regel höher bewertet als schwere und saure Rohölsorten. Diese Bewertung folgt direkt aus den technischen Eigenschaften des Raffinationsprozesses. So sind leichte Rohölsorten einfacher zu hoch bewerteten Produkten wie Benzin zu verarbeiten. Da der Schwefel aufwändig entfernt werden, werden zudem süße Rohölsorten höher bewertet als saure Rohölsorten.<sup>6</sup> Ebenfalls aufgrund der technischen Eigenschaften des Raffinationsprozesses ist die Beziehung zwischen der Dichte, dem Schwefelgehalt und dem Preis einer Rohölsorte nichtlinear.<sup>7</sup> Aus dem Raffinationsprozess ergeben sich optimale Eigenschaften einer Rohölsorte, mit denen der höchste Ertrag erreicht wird. Jede Abweichung von diesen Eigenschaften wird bestraft.

Weiterhin hat die Dichte einen Einfluss auf die Transportkosten von Rohöl per Pipeline. Denn die Viskosität von Erdöl ist abhängig von dessen Dichte, d.h. schwere Rohöle sind zähflüssiger als leichte Rohöle. Da zähflüssige Rohöle vor dem Transport mit leichteren Rohölsorten vermischt werden müssen, ist der Pipelinetransport von zähflüssigen Rohölsorten entsprechend teurer.

<sup>3</sup> API steht für *American Petroleum Institute*, einen nordamerikanischen Industrieverband.

<sup>4</sup> Bei der Messung wird zunächst mit einem Hydrometer die Dichte  $d$  der Rohölsorte bei 60 Grad Fahrenheit bestimmt und anschließend in die Formel  $(141,5/d) - 131,5$  eingesetzt.

<sup>5</sup> Vgl. Gary und Handwerk (2001).

<sup>6</sup> Vgl. Bacon (2004).

<sup>7</sup> Vgl. Wang (2003).

## Erdöl als erschöpfbare Ressource

Aus dem Problem der Erschöpfbarkeit von Erdöl, d.h. aus der Tatsache, dass eine einmal verbrauchte Einheit in zukünftigen Perioden nicht mehr zur Verfügung steht, ergibt sich die volkswirtschaftliche Frage, wann welche Mengen an Erdöl verbraucht werden sollten. Die optimale intertemporale Allokation einer erschöpfbaren Ressource wurde erstmals von Gray (1914) und Hotelling (1931) abgeleitet. Hiernach ergibt sich aus der Erschöpfbarkeit der Ressource eine Knappheitsrente.

Die Existenz einer Knappheitsrente kann über die folgende Überlegung intuitiv erfasst werden. Angenommen ein Ressourcenbesitzer stünde vor der Überlegung, ob er alle seine Ressourcen in diesem Jahr oder ob er einige der Ressourcen erst im nächsten Jahr fördern soll. Wenn er alle Ressourcen im ersten Jahr fördert, könnte er dieses Geld anlegen oder ausgeben. Er wird nur dann auch im nächsten Jahr fördern, wenn er hierdurch nicht schlechter gestellt wird.<sup>8</sup> Wenn dieser Gedanke weitergeführt wird, erhält man die sogenannte Hotellingregel. Nach dieser wird ein gewinnmaximierendes Unternehmen die Ressourceneinheiten so auf die Zeitperioden verteilen, dass bei konstanten Grenzkosten der diskontierte Grenzerlös in jeder Zeitperiode identisch ist und dementsprechend die Knappheitsrente der endlichen Ressource im Zeitablauf mit dem Diskontierungssatz ansteigt. Als Folge steigt auch der Preis der Ressource im Zeitablauf mit dem Diskontierungssatz an, während die Produktion abnimmt.<sup>9</sup>

Die Hotellingregel und ihre zahlreichen Erweiterungen konnten trotz einer großen Anzahl von Arbeiten bisher nicht empirisch bestätigt werden.<sup>10</sup> Dies mag daran liegen, dass zahlreiche andere Effekte die Überprüfung erschweren.<sup>11</sup> Allerdings schränkt die fehlende empirische Bestätigung den Erklärungsgehalt des ressourcenökonomischen Erklärungsansatzes ein.

## Peak Oil

Ein anderer langfristiger Erklärungsansatz, der besonderen Wert auf die Erschöpfbarkeit von Erdöl legt, ist die *Peak Oil*-These.<sup>12</sup> Ihr Kern ist die Prognose des Zeitpunkts der maximalen weltweiten Förderung aus konventionellen Lagerstätten. Ihren Anfang nahm

<sup>8</sup> Vgl. Solow (1974).

<sup>9</sup> Für eine Einführung in die Hotellinglogik siehe beispielsweise Fisher (1981).

<sup>10</sup> Vgl. Barnett und Morse (1963); Farrow (1985); Miller und Upton (1985b,a); Davis (1999); Thompson (2001).

<sup>11</sup> Vgl. Slade (1982) und Krautkraemer (1998).

<sup>12</sup> Einen guten Überblick über die *Peak Oil*-Diskussion geben die Beitragsreihen im *Oil and Gas Journal* (2003, 2006).

die Diskussion durch die korrekte Prognose der US-amerikanischen Spitzenförderung Anfang der 70er Jahre durch Hubbert (1956) und wurde insbesondere durch Arbeiten von Campbell (1996) und Campbell und Laherrere (1998) Ende der 90er Jahre wiederbelebt.

Die Brisanz der Diskussion ergibt sich aus einer angenommenen unausweichlichen technischen Angebotsrestriktion. Konkret wird angenommen, dass die maximale Produktion von Erdöl erreicht wird, wenn etwa die Hälfte der vorhandenen Vorkommen ausgebeutet wurden. Das Angebot von Erdöl könnte also kurzfristig nicht weiter ausgeweitet werden und, wie in den folgenden Kapiteln 2.2-2.4 dargelegt, existiert in vielen Bereichen mittelfristig kein Substitut zu Erdöl. Dies bedeutet, dass zum Zeitpunkt der Spitzenproduktion bereits alternative Energieträger in ausreichender Menge mit entsprechender Infrastruktur zur Verfügung stehen müssten, um negative wirtschaftliche und soziale Konsequenzen einer starken Einschränkung der Verfügbarkeit von Erdöl abzuwenden.<sup>13</sup>

Die Argumentation der Verfechter der *Peak Oil*-These basiert im Wesentlichen auf einer Schätzung des Produktionsprofils. Hierfür muss zunächst eine Annahme über die allgemeine Form des Produktionsprofils gemacht werden und anschließend müssen die Funktionsparameter geschätzt werden. Ein Beispiel mag das Vorgehen erläutern.

Angenommen es würde zur Schätzung des nordamerikanischen *Peak Oil*-Jahres die Gaußsche Funktion

$$Prod(t) = Prod_{max} e^{-\frac{t-T_{peak}}{2\sigma^2}} \quad (2.1)$$

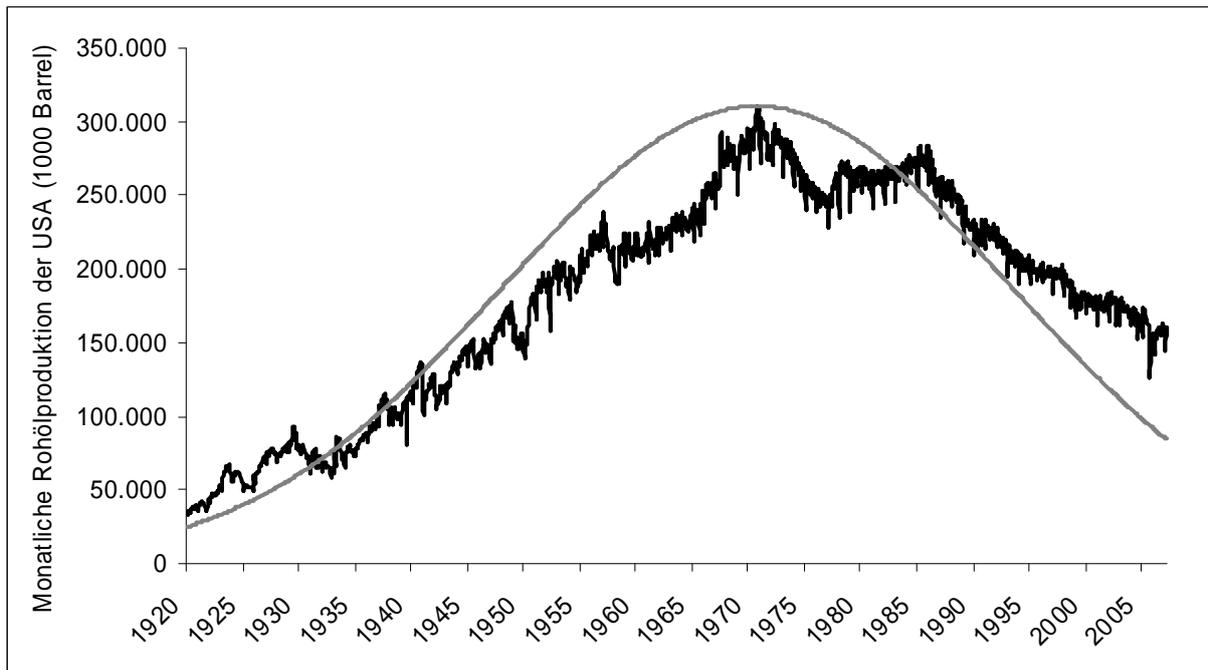
verwendet, wobei  $Prod_{max}$  gleich der maximalen Fördermenge,  $T_{peak}$  der Zeitpunkt der Spitzenförderung und  $\sigma$  die Standardabweichung der Produktionskurve ist.<sup>14</sup> Zur Vereinfachung der Diskussion werden die historischen Werte für die Spitzenförderung und die Standardabweichung genommen.<sup>15</sup> Die Abbildung 2.1 zeigt das historische und das geschätzte Produktionsprofil.

Obwohl das Problem einer Fehlspezifizierung bei allen Schätzungen existiert, besitzt es bei den *Peak Oil*-Schätzungen eine besondere Bedeutung. Bei der obigen Schätzung des nordamerikanischen Produktionsprofils ist beispielsweise die Annahme eines symmetrischen Produktionsprofils nicht gerechtfertigt, da die historische Produktionskurve augenfällig linksschief ist. Dies könnte durch die Wahl einer anderen Funktion behoben werden. Allerdings liegen zum Zeitpunkt der Schätzung der weltweiten Produktionsspitze keine objektiven Kriterien zur Auswahl der Funktionsform vor. Denn der Sinn der Schätzung des

<sup>13</sup> Vgl. Campbell (2002).

<sup>14</sup> Vgl. Brandt (2006).

<sup>15</sup> Die Spitzenförderung von 310.403 Tausend Barrel pro Monat wurde im Oktober 1970 erreicht und die historische Standardabweichung der Produktionskurve beträgt 271. Dieses Vorgehen garantiert nicht die beste Anpassung des Produktionsprofils an die historische Produktionskurve, soll jedoch für die Beschreibung des grundsätzlichen Vorgehens an dieser Stelle ausreichen.



**Abbildung 2.1:** Rohölproduktion der USA und Hubbert-Kurve. Die Abbildung zeigt die Rohölproduktion (schwarze Linie) und eine Hubbert-Kurve (graue Linie). Die Hubbert-Kurve entspricht in diesem Fall einer Gaußschen Funktion mit dem Jahr der Spitzenförderung als Mittelwert und der historischen Volatilität als Standardabweichung.

weltweiten Produktionsprofils ist eine Prognose, wann der Zeitpunkt der Spitzenförderung sein wird, d.h. historisch ist zum Zeitpunkt der Schätzung die Produktion zwangsläufig stetig angestiegen.<sup>16</sup> Weiterhin sind die funktionalen Formen der bereits bekannten nationalen Produktionskurven sehr heterogen und die Schätzung der Parameter ist nicht trivial.<sup>17</sup> Schließlich werden bei der *Peak-Oil*-These keine gesellschaftlichen, sozialen und ökonomischen Rahmenbedingungen und Reaktionen berücksichtigt.

Sowohl die Hotellingregel als auch die *Peak Oil*-These legen sehr viel Gewicht auf die Erschöpfbarkeit der Ressource und berücksichtigen weder Substitutionsmöglichkeiten noch technischen Fortschritt.<sup>18</sup> Eine Erweiterung des Modellrahmens ist schwierig, weil der technische Fortschritt und die zukünftigen Substitutionsmöglichkeiten schwer abschätzbar sind. Eine Möglichkeit, diesen Unsicherheiten zu begegnen, ist, nur gesicherte Erkenntnisse zu verwenden. Dies wird im Konzept der Reserven getan.

<sup>16</sup> Vgl. Bardi (2005).

<sup>17</sup> Vgl. Brandt (2006).

<sup>18</sup> Für eine Erweiterung des Hotellingmodells um Substitutionsmöglichkeiten vgl. Dasgupta und Heal (1974).

## Reserven

Die Reserven sind der Teil der gesamten Erdölmenge, welcher der Gesellschaft potentiell zur Verfügung steht. Sie sind als alle nachgewiesenen und mit bekannter Technik wirtschaftlich nutzbaren Ressourcen definiert.<sup>19</sup> Für eine Reservenschätzung<sup>20</sup> müssen daher sowohl geologische, als auch technische und ökonomische Faktoren berücksichtigt werden. Steigt beispielsweise der Preis bei gleichbleibenden Kosten oder sinken die Kosten bei konstantem Preis, vergrößern sich die Reserven. Sowohl der Preis als auch die Produktionskosten werden im Zeitablauf von verschiedenen Faktoren wie sich verändernder Marktmacht, staatlicher Regulierung, Nachfragewachstum, technologischem Fortschritt, neuen Verwendungsweisen und Substituten für Erdöl beeinflusst. Reserven dürfen deshalb nicht als feste, gesicherte Bestandsgröße interpretiert werden.<sup>21</sup>

Alle Reserven, deren Wahrscheinlichkeit produziert zu werden höher als 90 % ist, werden als nachgewiesene Reserven bezeichnet.<sup>22</sup> Die nachgewiesenen Reserven können weiter in erschlossene und nicht erschlossene Reserven unterschieden werden. Erschlossene Reserven sind all jene Lagerstätten, von denen heute oder in sehr naher Zukunft produziert werden kann. Wahrscheinliche und mögliche Reserven haben mit 50 % bzw. 10-20 % eine wesentlich geringere Produktionswahrscheinlichkeit als nachgewiesene Reserven. Ungewisse und potentielle Reserven – auch Ressourcen genannt – können nicht gefördert werden. Während ungewisse Reserven zwar bekannt, aber nicht wirtschaftlich sind, ist der Ort von potentiellen Reserven unbekannt.

Weiterhin sind Reserven dahingehend zu unterscheiden, ob sie prinzipiell mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten gefördert werden können. Die gesamten zu produzierenden Reserven werden als EUR (*estimated ultimately recoverable resources*) bezeichnet. Abbildung 2.2 illustriert die Abgrenzung der verschiedenen Reservearten.

Neben der Abgrenzung bezüglich der Verfügbarkeit werden Erdölreserven häufig in konventionelle und unkonventionelle Reserven eingeteilt. Die Unterscheidung ist nicht trennscharf. Reserven sind unkonventionell, wenn sie sich geologisch oder hinsichtlich der verwendeten Produktionstechnologie oder bezüglich der chemischen Beschaffenheit deutlich

<sup>19</sup> Vgl. McKelvey (1972).

<sup>20</sup> Es muss zwischen deterministischen und probabilistischen Reservenschätzungen unterschieden werden. Bei einer deterministischen Schätzung wird nur die aufgrund der vorliegenden geologischen, technischen und wirtschaftlichen Daten beste Schätzung berücksichtigt; bei einer probabilistischen Reservenschätzung werden die vorliegenden Daten zur Generierung mehrerer Schätzungen mit verschiedenen Produktionswahrscheinlichkeiten benutzt. Im Folgenden wird nur auf die probabilistische Schätzung eingegangen. Vgl. OGRC (2000).

<sup>21</sup> Vgl. Simon (1996).

<sup>22</sup> Im Folgenden wird der von der *Society of Petroleum Engineers* (SPE), dem *World Petroleum Congress* (WPC) und der *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) entwickelten Klassifikation gefolgt. Vgl. OGRC (2001).

<b>Gesamte Erdölreserven</b>	<b>Entdeckte Reserven</b>	Wirtschaftlich nutzbare Reserven	<b>Produzierbare Reserven</b>		
			Nachgewiesene Reserven (P90)	Wahrscheinliche Reserven (P50)	Mögliche Reserven (P20)
		Nicht wirtschaftlich nutzbare Reserven	<b>Ungewisse Reserven</b>		
		Förderung möglich	Förderung mit derzeitigen Methoden nicht möglich		
	<b>Unentdeckte Reserven</b>	<b>Potentielle Reserven</b>			
		Förderung möglich	Förderung mit derzeitigen Methoden nicht möglich		

**Abbildung 2.2:** Klassifikation der Erdölreserven. Die Abbildung grenzt die verschiedenen Reservearten nach Unsicherheit bzgl. Größe und der Förderbarkeit voneinander ab. Nicht wirtschaftliche oder unbekannte Reserven werden auch als Ressourcen bezeichnet. Die Größe der jeweiligen Kästen gibt keine Auskunft über die jeweilige Reservengröße. OGRC (1997, 2000, 2001).

von herkömmlichen Reserven unterscheiden.<sup>23</sup> Je nachdem, was als „herkömmliche Reserven“ angesehen wird, verändert sich auch die Bedeutung von unkonventionellen Reserven. Beispiele für unkonventionelle Reserven sind Ölsände und Ölschiefer.

### Vorkommen und Reichweite

Die nachgewiesenen Weltölreserven liegen bei etwa 1.200 Mrd. Barrel.<sup>24</sup> Die gesamten unkonventionellen Weltölreserven werden auf etwa 2.000-3.000 Mrd. Barrel geschätzt.<sup>25</sup> Zum Vergleich: Im Jahr 2006 wurden weltweit etwa 29,8 Mrd. Barrel Öl produziert.<sup>26</sup> Die statische Reichweite, d.h. der Quotient aus den nachgewiesenen Reserven und der aktuellen Jahresproduktion, betrug in den letzten Jahrzehnten recht konstant 40 Jahre. Die Reserven wurden also im gleichen Maßstab ersetzt, wie die Produktion angestiegen ist.

Diese Erhöhung der Reserven im Zeitablauf scheint bei einer erschöpfbaren Ressource auf den ersten Blick kontraintuitiv zu sein. Allerdings ist das Reservenkonzept selbst relativ, denn es ist neben der absoluten geologischen Restriktion von technischen und ökonomi-

<sup>23</sup> Vgl. OECD (2005).

<sup>24</sup> Vgl. Oil and Gas Journal (2007) und BP (2006).

<sup>25</sup> Vgl. Petroleum Economist (2002) und Oil and Gas Journal (2003).

<sup>26</sup> Vgl. BP (2006).

schen Rahmenbedingungen begrenzt. Erdölreserven können somit auf drei Weisen erhöht werden. Erstens kann die bisherige Schätzung für bestimmte Lagerstätten aufgrund verbesserter geologischer Methoden revidiert werden. Zweitens kann der Entölungsgrad (*recovery rate*) eines Feldes durch den Einsatz verbesserter Produktionsmethoden (*Enhanced Oil Recovery – EOR*) erhöht werden. Drittens können durch Exploration neue Erdölreserven hinzugefügt werden.<sup>27</sup> Theoretisch sollten die Grenzkosten einer Reservenerhöhung bei allen drei Möglichkeiten identisch sein, da ansonsten durch eine Reallokation von Mitteln ein besseres Ergebnis möglich wäre.<sup>28</sup>

Wenn jedoch durch technologischen Fortschritt und höhere Preise immer weitere neue, bisher nicht rentable Lagerstätten erschlossen werden können, dann ist die geologische Restriktion bedeutungslos.<sup>29</sup> In diesem Fall wird die Verfügbarkeit von Erdöl vom Verhältnis der möglichen Gewinne zu den Ersetzungskosten bestimmt. Wenn der Wert einer Reserveneinheit höher als deren Ersetzungskosten ist, werden die Reserven erhöht, andernfalls erfolgen keine Reservenzuflüsse. Deshalb entspricht in einem wettbewerblichen Markt die Knappheitsrente im Fall von beliebigen Zuflüssen den Ersetzungskosten.<sup>30</sup>

## 2.2 Nachfrage nach Erdöl

Die Welt kann in die drei Verbrauchsregionen Nordamerika, Europa und Asien sowie die vier Exportregionen Südamerika, Russland, Afrika und den Nahen Osten unterteilt werden. Nordamerika besitzt eine hohe Eigenproduktion und bezieht seine Importe hauptsächlich aus Südamerika und teilweise aus Afrika. Europa wird sowohl von Russland als auch von Afrika und dem Nahen Osten versorgt. Asien importiert die fehlenden Rohölmenge fast ausschließlich aus dem Nahen Osten.<sup>31</sup> Dieses Auseinanderfallen der Produktions- und Verbrauchsregionen ist der Grund dafür, dass Erdöl sowohl nach Tonnage als auch nach Wert das international wichtigste Handelsgut ist.

Erdöl wird zweimal gehandelt: einmal als Rohöl und einmal als Ölprodukt. Die Nachfrage nach Rohöl ist eine abgeleitete Nachfrage nach Ölprodukten. Nordamerika und Europa sind mit etwa 30 % bzw. 20 % des weltweiten Verbrauchs an Ölprodukten die Regionen

<sup>27</sup> Nach Pindyck (1978, 1980) ergibt sich aufgrund von Exploration ein quadratisches Produktionsprofil und ein u-förmiger Preisverlauf. Nach anfänglich geringer bekannter Reserven und entsprechend geringer Produktion, steigt zunächst aufgrund von erhöhter Explorationstätigkeit die Produktionsmenge, sinkt jedoch ab einem Zeitpunkt wieder, da es zunehmend schwieriger wird, neue Reserven zu finden.

<sup>28</sup> Vgl. Adelman (1991).

<sup>29</sup> Vgl. Adelman (1990).

<sup>30</sup> Dies bedeutet nicht, dass die Erschöpfbarkeit von Erdöl notwendigerweise irrelevant ist. Vgl. Hall und Hall (1984).

<sup>31</sup> Vgl. BP (2006).

mit dem höchsten absoluten Verbrauch, während Afrika, Asien (exklusive Japan) und der Nahe Osten die höchsten Wachstumsraten im Ölverbrauch aufweisen.<sup>32</sup>

Die Determinanten der Nachfrage eines Importlandes<sup>33</sup> nach Ölprodukten sind die wirtschaftliche Entwicklung des Landes, die Energieeffizienz der verwendeten Technologien, die Energiepolitik des Landes und Preis und Verfügbarkeit von Substitutionsprodukten.<sup>34</sup> Wirtschaftliches Wachstum ist häufig mit einem steigenden Energiebedarf verbunden, der um so höher ist, desto geringer die Energieeffizienz und desto höher der Anteil an Ölprodukten am Energiemix ist.

Die Beziehung zwischen Wirtschaftswachstum und Energienachfrage kann durch die Energie- und Umweltpolitik eines Landes stark beeinflusst werden. So führt beispielsweise eine Steueranhebung auf Ölprodukte zu Anreizen für eine bessere Energieeffizienz und zu einer Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit anderer Energieträger. Gleichzeitig führt eine Steueranhebung zu einer Entkopplung der Ölproduktpreise vom Rohölpreis. Denn je höher die Steuern auf Ölprodukte sind, desto mehr sinkt der relative Einfluss des Rohölmarktes auf die Ölproduktpreise.

Neben Steuern und Umweltauflagen werden die Ölmärkte von staatlicher Seite durch strategische Ölreserven, die Aufsicht von Wettbewerbsbehörden, die Vergabe öffentlicher Mittel für die Entwicklung und Förderung Erneuerbarer Energien und durch direkte politische Interventionen beeinflusst.<sup>35</sup>

## **Bedeutung von Erdöl**

Erdöl ist ein essentielles Gut, d.h. es kann kurz- bis mittelfristig in vielen Bereichen nicht oder nur mit sehr hohen Kosten ersetzt werden. Insbesondere als Treibstoff im Transport- und Verkehrssektor besitzen Ölprodukte eine herausragende Stellung.<sup>36</sup> Dies ergibt sich zum einen aus dem hohen Energiegehalt von Benzin und Diesel, wodurch die mitgeführte Treibstoffmenge verringert bzw. die Zeit zwischen zwei Tankfüllungen erhöht wird; zum anderen erlaubt die Lagerung in Flüssigtanks eine effiziente Ausnutzung von Hohlräumen im Fahrzeug. So werden keine speziellen Tanks wie beispielsweise beim Erdgas benötigt.

Weiterhin wäre für den großflächigen Einsatz alternativer Treibstoffe ein Umbau der bestehenden Infrastruktur (Förderung, Raffination, Tankstellennetz) erforderlich. Bei einer

<sup>32</sup> Vgl. BP (2006).

<sup>33</sup> Für das Importland ist der währungsbereinigte CIF-Preis entscheidend, da dieser die Zahlungsbilanz des Importlandes belastet.

<sup>34</sup> Vgl. Mabro (2005).

<sup>35</sup> Vgl. Mileva und Siegfried (2007).

<sup>36</sup> Vgl. Mabro (2005).

kurz- oder mittelfristigen angebotsseitigen Umstellung auf einen anderen Energieträger wären prohibitiv hohe Investitionen notwendig, um die erforderlichen Mengen in der vergleichbarer Qualität bereitstellen zu können. Ein Wechsel wird zudem durch die Effizienzgewinne aus der jahrzehntelangen Forschung erschwert, die sich speziell auf Ölprodukte als Treibstoff konzentriert hat. Jeder alternative Treibstoff, auf den diese Forschungsergebnisse nicht übertragbar sind, startet dementsprechend mit einem Wettbewerbsnachteil gegenüber Ölprodukten.

Die meisten Konsumenten von Erdölprodukten können zudem nur mittelfristig auf alternative Treibstoffe umsteigen. So hat sich ein Fahrzeugbesitzer bereits bei dessen Kauf auf einen Treibstoff festgelegt und könnte dies nur mit hohen Umrüstkosten verändern. Analog gilt dies auch für die chemische Industrie, die ihre jeweiligen Prozesse auf Ölprodukte optimiert hat.

Zudem hat die jahrzehntelange Überlegenheit von Benzin und Diesel betriebenen PKWs gegenüber alternativen Verkehrsmitteln den Straßenbau und die Stadtplanung maßgeblich beeinflusst. Beispielsweise ist die Entstehung der sogenannten Speckgürtel um die Städte eine direkte Folge eines vergleichsweise geringen Erdölpreises.

Eine Konsequenz der Abhängigkeit von Erdölprodukten im Transportsektor ist die geringe kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage, d.h. Verbraucher schränken bei einer Preiserhöhung ihren Verbrauch nur geringfügig ein. So schätzten Dahl (1993) und Gately und Huntington (2002) die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage auf Werte zwischen -0,03 bis -0,09, während die langfristige Preiselastizität zwischen -0,12 bis -0,64 lag. Hughes und Knittel (2006) zeigen auf, dass die kurzfristige Preiselastizität im Zeitablauf gesunken ist.

Die Nachfragereaktion ist zudem asymmetrisch: Sie reagiert stärker auf steigende als auf fallende Ölpreise und sie reagiert schneller auf Veränderungen im Einkommen als auf Preisveränderungen.<sup>37</sup> Eine Anpassung der Nachfrage erfolgt also insbesondere dann, wenn die Ölpreise in einem allgemeinen schlechten wirtschaftlichen Umfeld steigen und auch in diesem Fall hat die Nachfragereaktion erst mit einer zeitlichen Verzögerung einen Einfluss auf den Preis.

## 2.3 Die Wertschöpfungskette

Die Reserven zeigen nur die potentielle Verfügbarkeit von Erdöl an, während die tatsächliche Verfügbarkeit bzw. Nutzung von Rohöl aus der Wertschöpfungskette resultiert. Die

<sup>37</sup> Vgl. Gately und Huntington (2002).

Wertschöpfungskette von Erdöl besteht aus Exploration, Förderung, Transport, Weiterverarbeitung und Distribution. Im folgenden werden nur die Förderung, der Transport und die Weiterverarbeitung näher betrachtet, da die Exploration bereits im Kapitel 2.1 behandelt wurde und die Distribution in verschiedenen Staaten stark von landestypischen Eigenheiten, geographischer Lage und der historischen Entwicklung geprägt ist.

### 2.3.1 Förderung und Marktstruktur

Die Förderung von Erdöl ist durch hohe versunkene Kosten und eine geringe Produktionsflexibilität gekennzeichnet, da sie stark von geologischen und technischen Gegebenheiten abhängig ist. Konventionelles Erdöl befindet sich unter Druck im Erdölmuttergestein (*source rock*), in dem das Erdöl ähnlich wie in einem Schwamm in kleinen Poren enthalten ist. Neben Erdöl befinden sich in einer Erdöllagerstätte Erdgas und Wasser, die als Kuppelprodukte anfallen. Das geförderte Wasser ist mit Öl kontaminiert und wird entweder direkt entsorgt oder zur Erhöhung des Drucks wieder in das Bohrloch injiziert. Das Erdgas wird entweder per Pipeline abtransportiert und verkauft oder vor Ort abgefackelt. Die IEA (2005) schätzte, dass weltweit jährlich etwa 110 Mrd. Kubikmeter Gas abgefackelt werden, was in etwa dem Jahresverbrauch Deutschlands entspricht.

Bei der Förderung verringert sich der Druck in der Lagerstätte, wodurch die Förderrate mit der Zeit abnimmt. Das Sinken der Förderrate ist neben dem Druck in der Lagerstätte auch von der Viskosität des Erdöls, der Durchlässigkeit des Gesteins und dem Eintritt von Grundwasser in das Reservoir abhängig. Beispielsweise kann bei einer zu schnellen anfänglichen Förderung der Druck zu schnell absinken, wodurch die gesamte aus dem Feld produzierte Menge zurückgeht. Aus diesem Grund wird bei größeren Projekten mit Hilfe vierdimensionaler seismischer Untersuchungen das Verhalten einer Lagerstätte in Echtzeit beobachtet, um auf veränderte geologische Gegebenheiten reagieren zu können und somit das Ölfeld optimal auszubeuten. Ein häufig genannter Entölungsgrad, der insbesondere auf nordamerikanischen Ölfeldern beruht, ist 35%.<sup>38</sup> Der Entölungsgrad kann durch die Zuführung von Gas, Wasser, Chemikalien oder durch die Verwendung von Richtbohrungen (*horizontal drilling*) erhöht werden. Diese Maßnahmen werden als *Enhanced Oil Recovery* bezeichnet.

Neben der Förderung auf dem Festland (*onshore*) können auch Lagerstätten unterhalb der Wasseroberfläche (*offshore*) ausgebeutet werden. In diesem Fall erhöhen sich die Erschließungskosten, da der Bohrkopf entweder unter Wasser installiert oder eine Ölförderplattform gebaut werden muss. Der Abtransport von gefördertem Erdöl erfolgt über

---

<sup>38</sup> Vgl. OECD (2005).

Unterwasserpipelines oder mit Hilfe von großen Öltankern. *Offshore*-Förderungen dürften noch träger auf Preisänderungen reagieren als die relativ günstiger zu erschließenden *onshore*-Felder.

Die Erschließungskosten machen etwa 60 % der gesamten Produktionskosten aus.<sup>39</sup> Denn bevor ein Bohrloch Öl oder Gas produzieren kann, muss es mit einzementierten Rohren verschalt werden. Anschließend wird ein Stahlrohr mit einem kleineren Durchmesser eingesetzt und mit einem Bohrkopf versehen. Da sich Lagerstätten typischerweise unter Druck befinden, müssen zudem am Bohrkopf Ventile installiert werden, um Ölfontänen zu verhindern.

Da die durchschnittliche Amortisationsdauer eines Projektes bei etwa zehn Jahren liegt, betragen die in einem Jahr beeinflussbaren Kosten einer laufenden Produktion etwa 4 % der gesamten Investition. Zudem existiert für jedes Feld ein optimales Produktionsprofil, weshalb eine einmal in Betrieb genommene Förderung ihre Produktion nur bei stark veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändert.

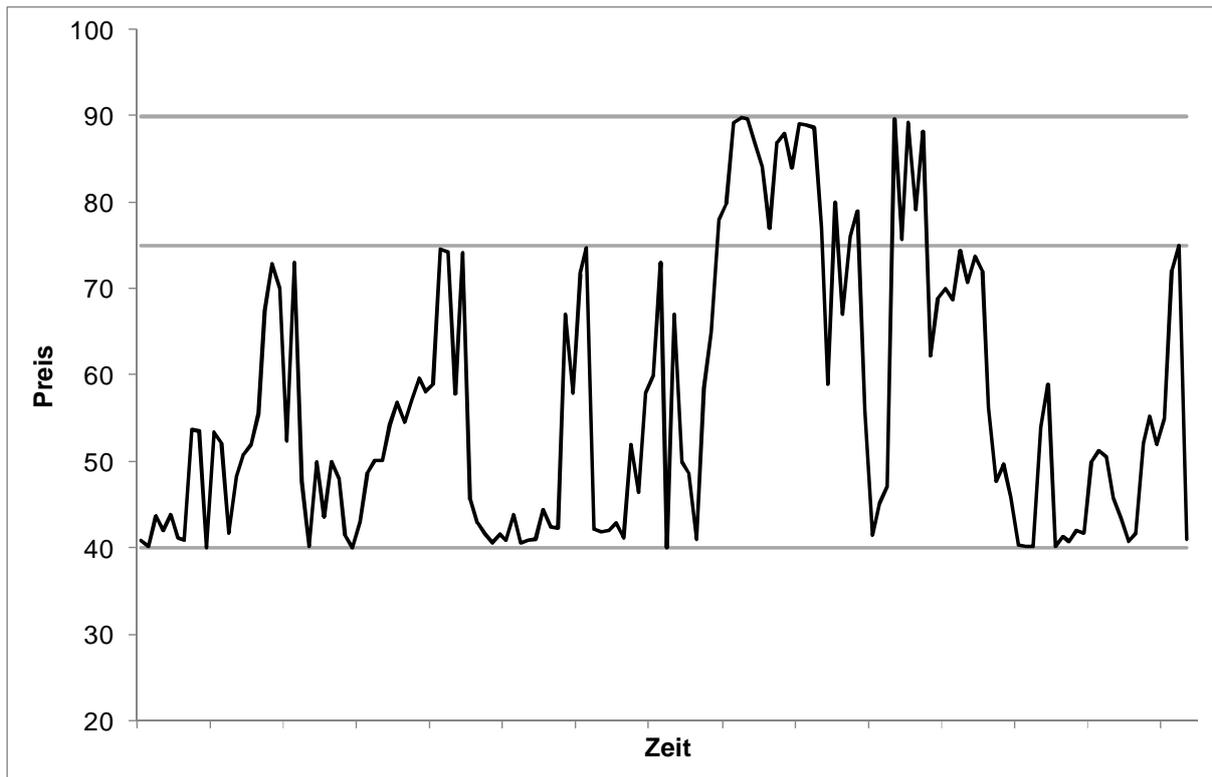
Für einen Investor hat die zukünftige Preisentwicklung vor dem Bau der Anlage also eine größere Bedeutung als nach dem Bau der Anlage. Da die zukünftige Preisentwicklung jedoch unsicher ist, hat ein Investor einen Anreiz, die Investition in Produktionskapazität hinauszuschieben. Denn wenn er wartet, erhält er weitere Informationen über den Preis. Würde er bereits dann investieren, wenn sich die Investition gerade rentieren würde, könnte der Ölpreis am Tag nach der Fertigstellung des Projektes fallen und so das Projekt unrentabel werden. Ein Investor wird also erst dann investieren, wenn der Preis einen kritischen Wert erreicht hat, der gleich den abgezinnten Gewinnen zuzüglich des Wertes vom Warten ist.<sup>40</sup> Das so veränderte Investitionskalkül kann große Auswirkungen auf den Preisverlauf haben.

In Abbildung 2.3 ist ein möglicher Preisverlauf bei irreversiblen Investitionen unter Unsicherheit abgebildet, wie er sich beispielsweise aus dem Modell von Tvedt (2002) ergeben könnte. Die kritischen Werte, ab denen Investitionen bzw. Desinvestitionen erfolgen, sind in der Abbildung durch graue Linien dargestellt. Sobald der Preis an die untere graue Linie stößt, werden die Marktteilnehmer ihre Produktionskapazitäten still legen. Die mittlere graue Linie stellt die kritische Investitionsgrenze ohne weitere Investitionsbeschränkungen dar, die obere graue Linie ist die kritische Grenze mit weiteren Investitionsbeschränkungen wie knappe Baukapazitäten.

Bis zur Mitte des Zeitstrahls schwankt der Preis zwischen der unteren und der middle-

<sup>39</sup> Vgl. IEA (2005).

<sup>40</sup> Vgl. McDonald und Siegel (1986).



**Abbildung 2.3:** Möglicher Preisverlauf bei irreversiblen Investitionen unter Unsicherheit.

ren kritischen Grenze, wobei Investitionen erst dann erfolgen, wenn der Preis die mittlere Grenze erreicht hat. Da Investitionen in neue Produktionskapazitäten erst nach einer Bau- phase zur Verfügung stehen, bleibt der Preis mit kleinen Schwankungen an der jeweiligen Grenze.

Beim Auftreten einer zusätzlichen Investitionsbeschränkung erhöhen sich die Schwankun- gen, da der Preis sich nun zwischen der unteren und der oberen kritischen Grenze be- bewegt. In der Abbildung ist nur eine weitere kritische Grenze aufgrund einer zusätzlichen Beschränkung eingezeichnet. Jede weitere Investitionsbeschränkung kann die kritische In- vestitionsgrenze jedoch weiter nach oben schieben, so dass der Preis immer weiter steigen könnte.

In einem Markt, in dem das oben beschriebene Investitionskalkül vorherrscht, muss sich nicht notwendigerweise ein Marktgleichgewicht einstellen. Denn sowohl die untere als auch die obere kritische Grenze könnte als ein solches Marktgleichgewicht angesehen wer- den. Weiterhin führt das Investitionskalkül zu einer trägen Angebotsreaktion bei einer Preiserhöhung. Dies verstärkt sich durch zusätzliche Investitionsbeschränkungen, die in anderen Wertschöpfungsstufen auftreten könnten.<sup>41</sup>

<sup>41</sup> Vgl. Kapitel 2.4.

## Förderländer und Marktstruktur

Die zehn größten Förderländer sind in absteigender Reihenfolge Saudi-Arabien, Russland, USA, Iran, China, Mexiko, Kanada, Venezuela, VAE und Norwegen; zusammen produzieren sie etwa 60% der gesamten Weltölproduktion.<sup>42</sup>

Die Produzenten von Erdöl können in internationale, nationale und unabhängige Ölgesellschaften eingeteilt werden. Die internationalen Gesellschaften (*International Oil Companies* – IOC) wie ExxonMobil, ChevronTexaco, British Petroleum, Royal Dutch Shell, ConocoPhillips und Total sind vollständig vertikal integriert. Ihre Produktion reicht jedoch nicht aus, um den Rohölbedarf auf ihren nachgelagerten Stufen vollständig zu decken und es existieren für sie nur eine begrenzte Anzahl von möglichen Investitionsmöglichkeiten, da ihnen der Zugang zu Ländern mit hohen Erdölreserven wie Saudi-Arabien, Iran oder Venezuela von den dortigen Regierungen verwehrt wird.<sup>43</sup> Als Ölproduzenten versuchen die IOC daher ihre Produktionsmenge zu maximieren.

Im Gegensatz dazu ist die Produktion der nationalen Ölgesellschaften (*National Oil Companies* – NOC) wie Saudi Arabian Oil Co., National Iranian Oil Co. und Petroleos de Venezuela SA wesentlich höher als ihre Weiterverarbeitungs- und Absatzpotentiale. Langfristig dürfte der weltweite Produktionsanteil der nationalen Gesellschaften steigen, da sie im Besitz von etwa 90 % aller weltweiten Erdölreserven sind. Die dritte Gruppe, die unabhängigen Erdölproduzenten, sind häufig regional oder technisch spezialisierte Gesellschaften wie beispielsweise Amerada Hess, Anadarko und Occidental.

## OPEC

Die OPEC (*Organization of Petroleum Exporting Countries*) wurde im September 1960 gegründet.<sup>44</sup> Aktuelle Mitgliedsstaaten sind Algerien, Angola, Ecuador, Iran, Kuwait, Libyen, Nigeria, Qatar, Saudi Arabien, Venezuela und die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE). Obwohl Irak offiziell Mitglied der OPEC ist, hat es derzeit keine Produktionsquote. Die OPEC kontrolliert etwa 40 % der weltweiten Erdölproduktion<sup>45</sup> und die OPEC-Mitglieder im Nahen Osten besitzen etwa 60 % aller bekannten Erdölreserven, wobei über 50 % der weltweiten Erdölreserven in den Ländern Iran, Irak, Saudi-Arabien und Kuwait konzentriert sind.<sup>46</sup>

<sup>42</sup> Vgl. BP (2006).

<sup>43</sup> Vgl. Fattouh (2007b).

<sup>44</sup> Eine ausführlichere Analyse der Bedeutung der OPEC für die neuere Geschichte des Erdölmarkts erfolgt zu Beginn des vierten Kapitels.

<sup>45</sup> Vgl. IEA (2006).

<sup>46</sup> Vgl. BP (2006).

Das offizielle Ziel der OPEC ist die Stabilisierung des Erdölmarktes durch die Setzung von Produktionsquoten. Ist beispielsweise der derzeitige Ölpreis aus der Sicht der Mitgliedsstaaten zu niedrig, werden die Produktionsquoten gesenkt. Die Verringerung des Erdölangebots führt zu einer Steigerung des Preises. Während sich die Definition von zu niedrigen Ölpreisen aus den Produktionskosten zuzüglich einer marktmachtbedingten Kartellrendite ableiten lässt, sind zu hohe Ölpreise aus der Sicht der OPEC so charakterisiert, dass sich zu diesen Preisen mittelfristig ein Umstieg auf alternative Energieträger lohnt.

Prinzipiell könnte die hohe Konzentration von kostengünstigen Reserven in der OPEC bei den übrigen Marktteilnehmer zu einem zurückhaltenden Investitionsverhalten führen. Ein Land mit sehr hohen, kostengünstig zu fördernden Reserven könnte nämlich drohen, dass es im Fall von sehr hohen Investitionen in Produktionskapazität von anderen Marktteilnehmern, sein Öl kostengünstig verkauft. Ein Beispiel mag dies erläutern.

Angenommen es gäbe zwei Unternehmen: eines hat einen exklusiven Zugang zu einem kostengünstigen Feld, das andere nur zu einem relativ teuren Feld. Die Erschließung des teuren Feldes lohne sich nur, wenn das kostengünstige Feld nicht erschlossen würde. Das Unternehmen mit dem teuren Feld muss also befürchten, dass das andere Unternehmen die Produktion des kostengünstigen Felds erhöht. Gleichzeitig profitiert das Unternehmen mit dem günstigeren Feld von dem erhöhten Preis, so dass es einen Anreiz hat, die Produktion nicht im vollen Umfang der Nachfragesteigerung zu erhöhen. Das Unternehmen mit dem teureren Feld wird aber möglicherweise von einer Erschließung ganz absehen. Durch eine glaubwürdige Drohung das kostengünstige Feld zu erschließen, kann somit ein Unternehmen den Markteintritt von neuen Produzenten verhindern oder verzögern.

Allerdings scheint die Strategie der OPEC-Länder eher eine Maximierung der eigenen Produktion unter gleichzeitiger Sicherung einer Preisuntergrenze als ein Kartellverhalten zu sein.<sup>47</sup>

### 2.3.2 Transport und Lagerung

Der Handel von Rohöl und Ölprodukten ist stark von den bestehenden Transportmöglichkeiten abhängig. Eine gut ausgebaute Infrastruktur ist eine notwendige Bedingung für einen Weltölmarkt, d.h. für die Angleichung von Preisen in unterschiedlichen Regionen.<sup>48</sup> Bei geringen Transportkosten und hohen ungenutzten Transportkapazitäten unterscheiden sich die Preise insbesondere aufgrund der verschiedenen Qualität der Rohölsorten.

<sup>47</sup> Vgl. Alhajji und Huettner (2000), Adelman (2004) und Smith (2005).

<sup>48</sup> Vgl. Gülen (1997).

Je stärker die Transportkosten steigen, desto mehr Bedeutung erlangt die geographische Lage der jeweiligen Rohölsorte.

Rohöl wird wegen der geringeren Kosten vorzugsweise mit Tankern auf internationalen Wasserstraßen oder – falls dies nicht möglich ist – per Pipeline zu einem Lager oder einer Raffinerie transportiert. Von dort werden die Ölprodukte in wesentlich geringeren Transportgrößen per Schiff, LKW oder Eisenbahn an den jeweiligen Verbrauchsort transportiert.

## Tanker

Öltanker können nach ihrer Größe in verschiedene Tankerklassen eingeteilt werden, die in Tabelle 2.1 aufgeführt sind. Da die Transportkosten pro Barrel mit steigender Tankergröße sinken, werden für weite Strecken VLCC und ULCC-Tanker bevorzugt. Allerdings können diese Tankerklassen nur wenige Häfen anfahren, so dass ihre Ladung teilweise auf See auf kleinere Tanker umgeladen wird.<sup>49</sup>

Tankerklasse		Tonnen
GP	General Purpose	16.500-24.999
MR	Medium Range	25.000-44.999
LR1	Large/Long Range 1	45.000-79.999
LR2	Large/Long Range 2	80.000-159.999
Aframax		75.000-110.000
Suezmax		110.000-150.000
VLCC	Very Large Crude Carrier	160.000-319.999
ULCC	Ultra Large Crude Carrier	320.000-549.000

**Tabelle 2.1:** Tankerklassen.

Weiterhin werden Tanker anhand ihrer Sicherheit unterschieden. Als Reaktion auf das Tankerunglück der Exxon Valdez 1989 wurden von der USA mit dem *Oil Pollution Act* (OPA) von 1990 und Europa mit der EG-Verordnung 417/2002 die Richtlinien für den Bau von Öltankern verschärft, so dass Einhüllen-Öltankschiffe durch Doppelhüllenkonstruktionen oder äquivalente Einhüllenkonstruktionen ersetzt werden mussten. Tanker, die diese Vorschriften erfüllen, werden als saubere Tanker bezeichnet und dürfen die Häfen in den USA und Europa anfahren. Die älteren Tankermodelle werden als schmutzige Tanker bezeichnet und verkehren insbesondere zwischen dem Nahen Osten und Asien.

Ein limitierender Faktor des Transports über Schiffe ist die begrenzte Kapazität von wichtigen Wasserstraßen wie der Straße von Hormus, der Straße von Malakka und dem

<sup>49</sup> Vgl. Martin (2000).

Suezkanal. So werden durch die an der engsten Stelle nur 34 km breite Straße von Hormus zwischen Oman und Iran täglich bis zu 17 Millionen Barrel transportiert, was etwa einem Fünftel der weltweiten Rohölproduktion und 40 % des auf Seewegen transportierten Rohöls entspricht.<sup>50</sup> Über die wichtigste Wasserstraße im asiatischen Raum, der Straße von Malakka, die den Indischen Ozean mit dem Südchinesischen Meer und dem pazifischen Ozean verbindet, werden etwa 15 Millionen Barrel am Tag transportiert. Der Suezkanal, der das Mittelmeer mit dem roten Meer verbindet, kann aktuell nur von Tankern der Klasse Suezmax befahren werden. Größere Tanker können ihn nur unbeladen durchfahren. Das geladene Rohöl wird in einer zum Kanal parallel verlaufenden Pipeline transportiert und nach der Durchquerung des Kanals wieder auf den Tanker verladen.<sup>51</sup> Eine Schließung einer dieser Wasserstraßen könnte nur teilweise über andere Transportwege ausgeglichen werden.

Eine Erhöhung der Tankerfrachtraten führt zu einer Veränderung des Preisgefüges zwischen den Rohölsorten. Denn die Bepreisung der Rohölsorten erfolgt neben ihren jeweiligen chemischen Eigenschaften auch nach ihrer geographischen Lage. Wenn sich die Transportkosten erhöhen, erhält die geographische Lage relativ mehr Gewicht in der Bepreisung. Zudem verringern sich die Möglichkeiten für räumliche Arbitragegeschäfte, was zu einer Regionalisierung des Weltölmarkts führen kann.

## **Pipelines**

Häufig unterstützen Pipelines den Transport mit Schiffen, indem sie beispielsweise Produktionsstätten mit Anlegestellen oder Anlegestellen mit Raffinerien verbinden. Nur der Öltransport von Russland nach Europa erfolgt durchgehend mittels Pipelines. Bedeutsame Pipelines sind u.a. die 1.760 Kilometer lange Baku-Tiflis-Ceyhan-Pipeline (BTC), die Rohöl aus Aserbaidschan und Kasachstan am Kaspischen Meer zum Verladehafen Ceylan am Mittelmeer transportiert und die 1.285 Kilometer lange Trans-Alaska-Pipeline, die Prudhoe Bay im Norden Alaskas mit dem eisfreien Hafen Valdez am Prince William Sound verbindet.

## **Kommerzielle und strategische Lager**

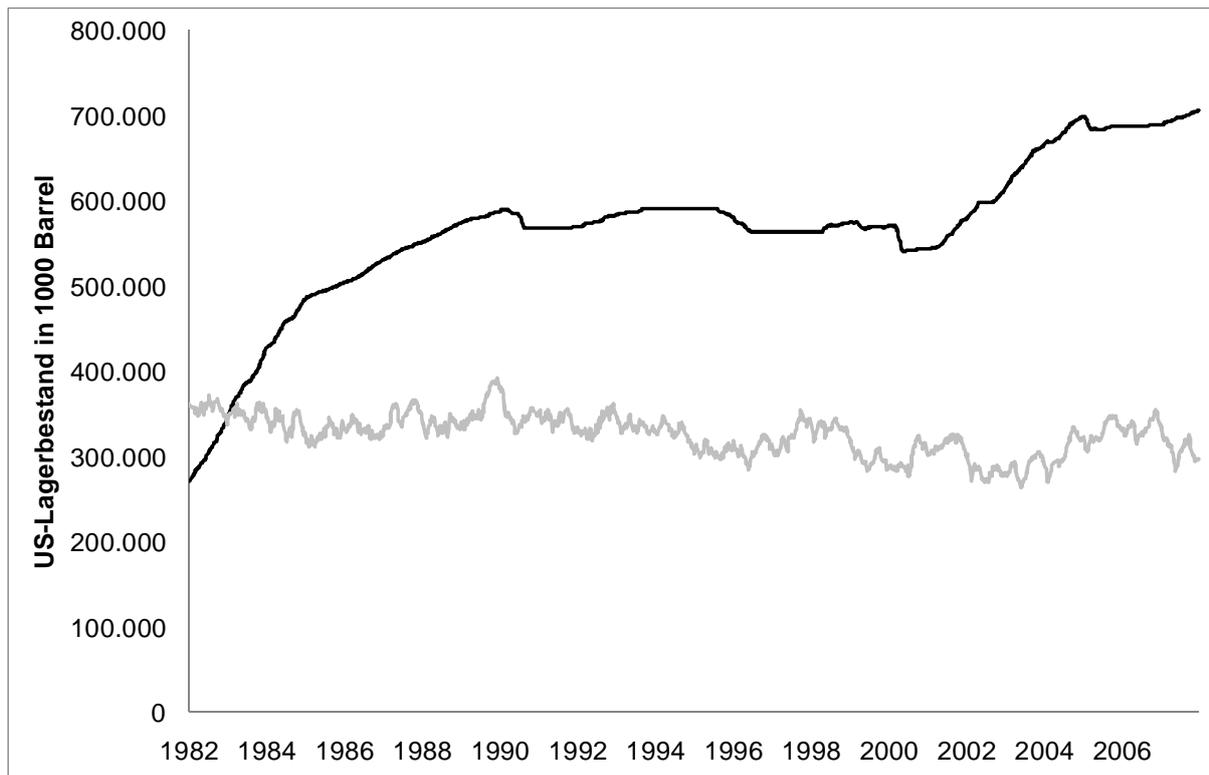
Obwohl allein für die Lagerbestände der USA ausreichende Daten existieren, gehen Schätzungen davon aus, dass weltweit etwa 7-8 Mrd. Barrel eingelagert sind, von denen allerdings nur ca. 10 % bei Bedarf genutzt werden können, während der Rest insbesondere

---

<sup>50</sup> Vgl. [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).

<sup>51</sup> Vgl. IEA (2005).

aufgrund technischer, aber auch aus strategischen Gründen nicht zur Verfügung steht. Der Großteil der Lagerkapazität ist Eigentum von Ölfirmen, die diese Lager für eigene Zwecke benötigen und daher für andere Firmen nicht zur Verfügung stehen. Deshalb haben die unabhängigen Lagerbestände, obwohl sie nur einen geringen Anteil der gesamten Lagerkapazität ausmachen, einen vergleichsweise großen Einfluss auf den Markt.



**Abbildung 2.4:** Lagerbestände der USA 1982-2008. Die Abbildung zeigt die Höhe der Strategic Petroleum Reserve (schwarze Linie) und die kommerziellen Lagerbestände an Rohöl (graue Linie).

Ein unabhängiger Lagerbetreiber kann zeitliche bzw. saisonale Preisschwankungen ausnutzen, indem er sein Lager mit relativ preiswertem Erdöl füllt und es in Hochpreisphasen wieder verkauft.<sup>52</sup> Die kommerziellen Lager bilden dabei den Puffer zwischen dem preisunelastischen Angebot und der preisunelastischen Nachfrage. Entsprechend ist die Nachfrage nach Lagerbeständen, die von den erwarteten saisonalen Schwankungen abweicht, invers mit dem Preis korreliert.<sup>53</sup> In Abbildung 2.4, in der die US-Lagerbestände von 1982 bis 2008 dargestellt sind, lässt sich die kurzfristige Pufferfunktion der kommerziellen Lager (graue Linie) an ihren hochfrequenten Schwankungen gut erkennen.

Bemerkenswert ist, dass die kommerziellen Lagerbestände zwischen 1982 bis 2008 in etwa konstant geblieben sind, obwohl im gleichen Zeitraum der Verbrauch um etwa ein

<sup>52</sup> Die Theorie der Lagerhaltung wird theoretisch im Kapitel 3.3 erläutert und im Kapitel 5.3 empirisch untersucht.

<sup>53</sup> Vgl. Ye et al. (2005).

Drittel gestiegen ist. Eine mögliche Erklärung ist, dass die kommerziellen Lager von den strategischen Lagern zum Teil verdrängt wurden.

Sowohl die USA, als auch verschiedene europäische Staaten unterhalten strategische Erdölreserven, die für den Fall einer Versorgungslücke aufgebaut wurden. Die „*United States Strategic Petroleum Reserve*“ (SPR) ist die größte strategische Reserve der Welt.

Ein Problem bei der Haltung einer strategischen Reserve ist die Identifizierung einer Versorgungslücke, da nicht jeder starke Preisanstieg eine Versorgungslücke ist.<sup>54</sup> Erwarten die Marktteilnehmer, dass die strategische Reserve freigegeben wird und damit preiswertes Erdöl in den Markt kommt, werden sie keine Versuche unternehmen, relativ teures Rohöl anderweitig zu beschaffen oder kommerziell zu lagern, wodurch die insgesamt eingelagerten Rohölbestände konstant bleiben oder sogar sinken können.<sup>55</sup> Wenn diese Verdrängung stattfindet kann sich eine Regierung gezwungen sehen, die strategische Reserve freizugeben, um die kurzfristige Pufferfunktion der kommerziellen Lager zu erfüllen. Allein durch das Halten einer strategischen Reserve kann ein Land gezwungen sein, diese auch zu gebrauchen.

### 2.3.3 Weiterverarbeitung

Die Refination von Rohöl ist das Bindeglied zwischen dem Rohölhandel und dem Handel mit den Erdölprodukten. Die Ölprodukte sind Kuppelprodukte des Refinationsprozesses, in dem die langkettigen Kohlenwasserstoffe von Rohöl in kurzkettigere Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden. Ölprodukte können in Leicht- und Schwerbenzine, Mitteldestillate, Rückstände (Schweröl und Bitumen) und andere Produkte unterschieden werden. Leicht- und Schwerbenzine haben einen Anteil von 31 % der Weltölnachfrage, Mitteldestillate etwa 36 % der Produkte, umfassen Düsentreibstoffe, Kerosin, Diesel und Heizöl. Schweröl, das 12 % aller Ölprodukte ausmacht, wird vornehmlich für den Antrieb von Schiffen verbraucht. Die restlichen 21 % sind andere eher exotische Ölprodukte wie Flüssiggas, Petrolkoks und Propen und Ethen.

#### Raffineriemargen

Eine Raffinerie erhält eine Raffineriemarge  $RM$ , die der Differenz zwischen dem Rohölpreis  $p_{crude}$  und den Erlösen der aus dem Refinationsprozess entstehenden Erdölprodukten

---

<sup>54</sup> Vgl. Teisberg (1981).

<sup>55</sup> Vgl. Wright und Williams (1982).

entspricht

$$RM = \sum_i p_i x_i - p_{crude}, \quad (2.2)$$

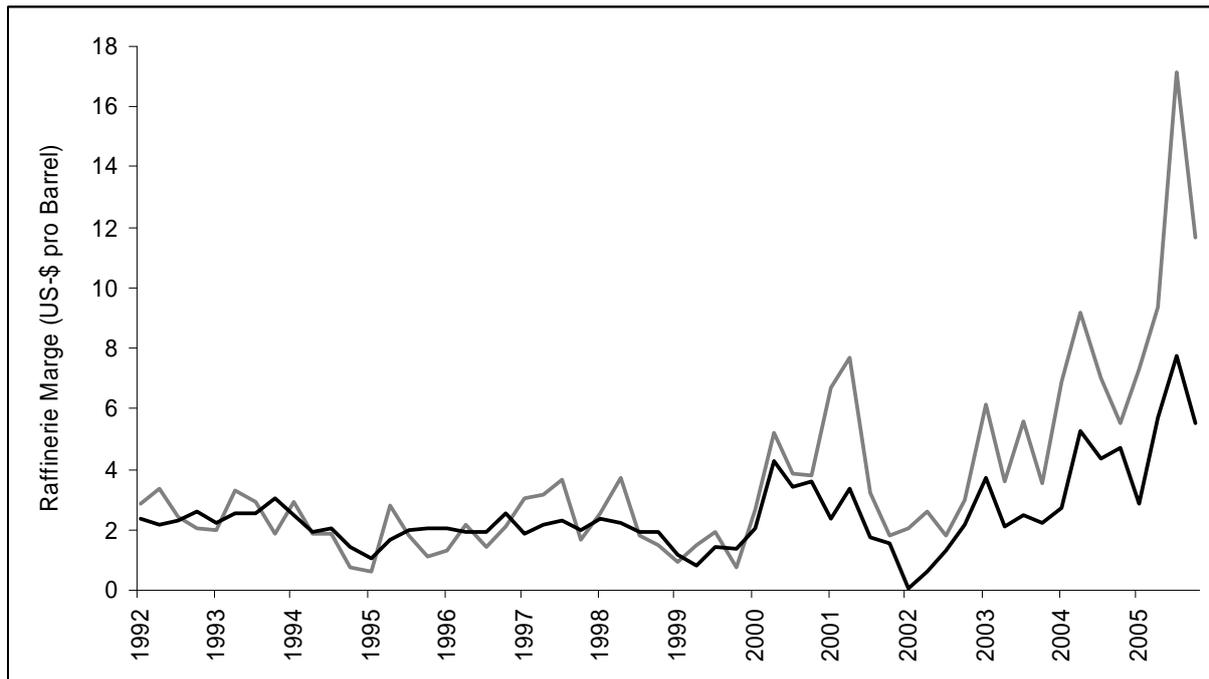
wobei  $i$  die verschiedenen Produkte,  $p_i$  die jeweiligen Marktpreise der Produkte und  $x_i$  den Anteil an der Produktion des jeweiligen Produktes bezeichnen. Da die Raffineriemarge somit sowohl vom Rohölmarkt als auch von den Erdölproduktmärkten abhängig ist, ist sie auch ein Indikator für das Zusammenspiel zwischen diesen beiden Märkten. Eine hohe Raffineriemarge ergibt sich beispielsweise wenn sowohl das Angebot an Rohöl als auch die Nachfrage nach Rohölprodukten sich kurzfristig stark erhöhen. Dies würde zu einem geringen Rohölpreis  $p_{crude}$  und zu hohen Erdölproduktpreisen  $p_i$  führen. Mittel- und langfristig dürften jedoch das Rohölangebot und die Produktnachfrage auf die geringen bzw. hohen Preise reagieren, was zu einer Renditenormalisierung bei den Raffineriemargen führt.

Die Höhe der Raffineriemargen hängt jedoch auch von dem Auslastungsgrad der bestehenden Kapazitäten ab. Wenn insgesamt sehr hohe unausgelastete Raffineriekapazitäten am Markt bestehen, würde eine kurzfristige Erhöhung des Rohölangebots bzw. der Rohölnachfrage nur zu einer geringen Steigerung der Raffineriemarge führen. Sind die Kapazitäten hingegen stark ausgelastet, würde eine solche Erhöhung die Raffineriemargen stark erhöhen. Im extremen Fall von vollständig ausgelasteten Raffineriekapazitäten könnten die Mengen kurzfristig nicht ausgeweitet werden, und zusätzliche Nachfrage würde nur den Preis für Erdölprodukte erhöhen. Der Preis würde so weit steigen, dass einige Nachfrager ihre Menge reduzieren, bis ein neues Marktgleichgewicht erreicht wird. Es ergibt sich also ausschließlich aufgrund der knappen Raffineriekapazität eine Engpassrente. Da – wie im Kapitel 2.2 beschrieben wurde – die Nachfrage nach Ölprodukten preisunelastisch ist, kann eine kurzfristige Nachfrageerhöhung zu einem nichtlinearen Preisanstieg führen.<sup>56</sup> Ein solcher Anstieg der Raffineriemarge konnte ab 2000 beobachtet werden. Abbildung 2.5 zeigt die Raffineriemargen für eine leichte und süße (*Brent Cracking*) und eine schwere und saure Rohölsorte (*West Texas Sour Coking*). Der stärkere Anstieg von *West Texas Sour Coking* ergab sich durch ein relativ hohes Angebot an schweren und sauren Rohölen bei gleichzeitig begrenzten Raffineriekapazitäten für solche Sorten.

### Anpassungsverhalten

Die Raffineriekapazitäten bilden einen Puffer zwischen dem Rohölangebot und der Ölproduktnachfrage. Wie in den Kapiteln 2.2 und 2.3.1 dargestellt wurde, passen sich sowohl Rohölangebot als auch die Nachfrage nach Erdölprodukten sehr träge an veränderte

<sup>56</sup> Vgl. Déés et al. (2008) und Möbert (2007).



**Abbildung 2.5:** Raffineriemargen Brent Cracking und West Texas Sour Coking 1992-2006. Die Abbildung zeigt die Entwicklung der Raffineriemargen für Nordwesteuropa (Brent Cracking, schwarze Linie) und für den US-amerikanischen Teil des Golfs von Mexiko (West Texas Sour Coking, graue Linie).

Marktbedingungen an. Die Raffinationstufe verstärkt diese trägen Anpassungsprozesse nochmals, da die Preissignale nur indirekt weitergegeben werden.

Die Abschwächung der Preissignale der vor- und nachgelagerten Märkte wird durch die ebenfalls träge Anpassung der Raffineriekapazität nochmals verstärkt. Denn wie Investitionen in die Erdölförderung sind auch Investitionen in Raffineriekapazität unsicher und hoch spezifisch.<sup>57</sup> Die Unsicherheit basiert auf der unbekanntenen zukünftigen Entwicklung der Raffineriemargen, wodurch eine gebaute Raffinerie nach ihrer Fertigstellung nicht rentabel sein könnte. Dementsprechend hat die Möglichkeit, die Investition hinauszuschieben, einen (Options-)Wert für einen potentiellen Investor. Das Investitionskalkül ist analog zu demjenigen in der Förderung, das in Kapitel 2.3.1 beschrieben wurde.

Die Spezifität einer Raffinerie ergibt sich aus dem Umstand, dass eine einmal gebaute Raffinerie sowohl durch ihre technische Ausrichtung an bestimmte Rohölsorten als auch durch ihre geographische Lage an bestimmte Absatzmärkte gebunden ist. Ein Investor wird nur dann bereit sein, die aus der Spezifität der Anlage entstehenden Risiken zu tragen, wenn er dafür über eine höhere Rendite entlohnt wird. Beide Aspekte führen zu

<sup>57</sup> Weiterhin werden Raffinerieprojekte häufig durch das sogenannte *Not-In-My-Backyard*-Phänomen (NIMBY) erschwert. Hierbei erkennen die Öffentlichkeit und die politisch Verantwortlichen die Sinnhaftigkeit eines Projekts zwar grundsätzlich an, dieses soll aber nicht in ihrer Region realisiert werden.

einer zeitlich verzögerten und zyklischen Anpassung der Raffineriekapazität.

Als Indikator für das Anpassungsverhalten der Infrastruktur kann die Differenz zwischen Konsum- und Kapazitätsänderung  $\Gamma$  verwendet werden

$$\Gamma = (EK_t - EK_{t-1}) - (RK_t - RK_{t-1}); \quad (2.3)$$

wobei  $EK_t$  dem Erdölkonsum und  $RK_t$  der Raffineriekapazität im Jahr  $t$  entsprechen.  $\Gamma$  kann als Anpassungsverzögerung interpretiert werden.

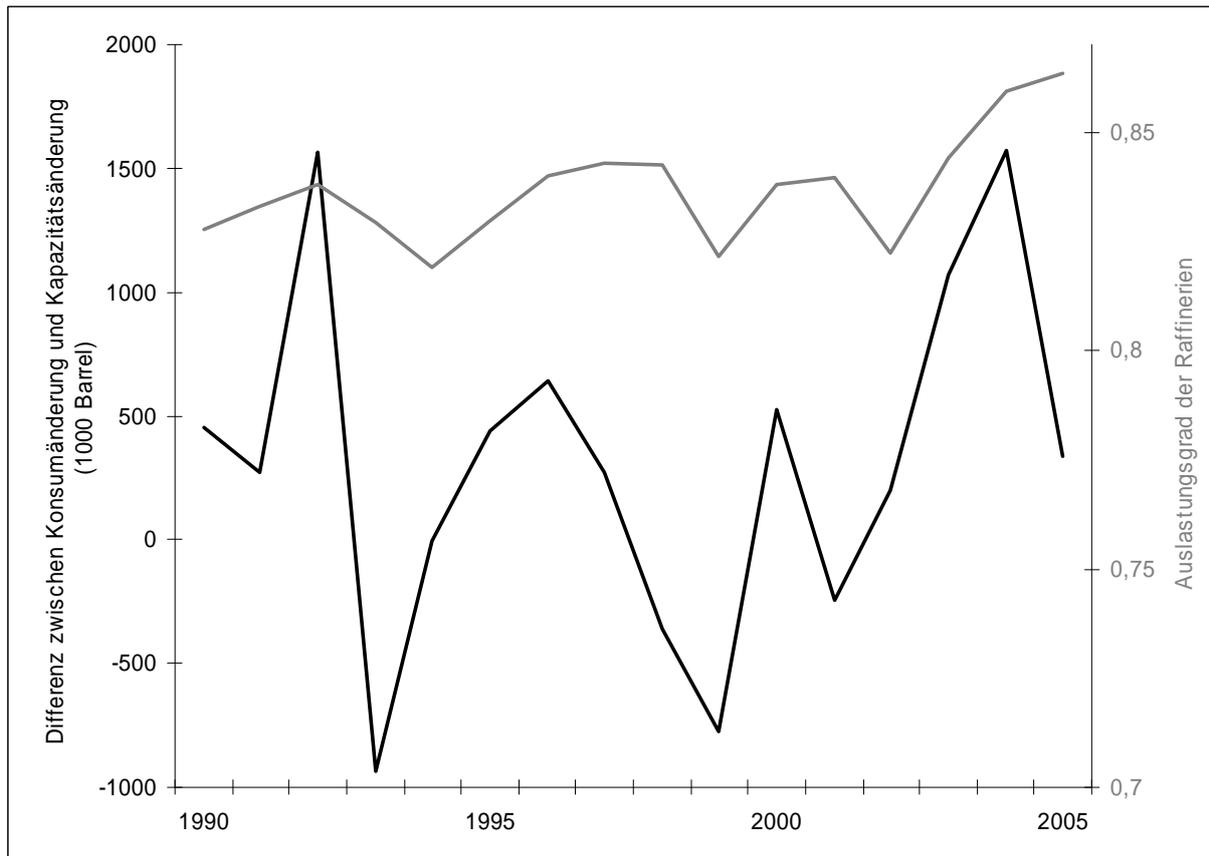
Die Änderung des Konsums von Rohöl ist hierbei ein Indikator für die Entwicklung der Nachfrage. Wenn eine feste Produktionstechnologie angenommen wird, d.h. wenn sich die Anteile der Erdölprodukte im Zeitablauf nicht ändern  $x_{i,t} = x_i$ , ist der Konsum von Rohöl proportional zum Verbrauch von Erdölprodukten. Eine Änderung in der Nachfrage kann jedoch nur dann bedient werden, wenn entsprechende Raffineriekapazitäten zur Verfügung stehen. Wenn die Anpassung der Raffineriekapazitäten vollkommen flexibel wäre, wäre  $\Gamma$  zu jedem Zeitpunkt Null. Die Konsumveränderung würde sofort durch eine entsprechende Kapazitätsanpassung ausgeglichen. Ein positives bzw. negatives  $\Gamma$  deutet hingegen auf eine zeitlich verzögerte Anpassung hin. Bei einem positiven  $\Gamma$  erfolgt keine hinreichende Anpassung, obwohl die Nachfrage gestiegen ist; ein negatives  $\Gamma$  ist als verzögerte bzw. zu späte Anpassung zu interpretieren. Je stärker  $\Gamma$  von Null abweicht, desto schlechter ist die Anpassung.

Es existiert ein enger Zusammenhang zwischen dem Anpassungsindikator  $\Gamma$  und der Raffinerieauslastung. Die Raffinerieauslastung folgt mit zeitlicher Verzögerung dem Anpassungsindikator. Die Abbildung 2.6 zeigt das Anpassungsverhalten der weltweiten Raffineriekapazitäten von 1990 bis 2006.<sup>58</sup> Der Anpassungsindikator  $\Gamma$  schwankt in diesem Zeitraum in einer Bandbreite von -1.000 bis +1.500 Tausend Barrel pro Tag, was etwa 1,2-1,6 % der Weltölproduktion entspricht. Ab 2001 ist der Anpassungsindikator  $\Gamma$  durchgehend positiv, was auf ein Anpassungsproblem hindeutet.

Neben den Fällen einer unzureichenden ( $\Gamma > 0$ ) und einer verspäteten ( $\Gamma < 0$ ) Anpassung, kann zwischen einer positiven  $d\Gamma/dt > 0$  bzw. einer negativen Veränderung  $d\Gamma/dt < 0$  in der Zeit unterschieden werden. Insgesamt können so vier die vier Phasen „Warten“, „Planen“, „Bauen“ und „Entspannung“ identifiziert werden, die zusammen einen Investitionszyklus bzw. Branchenzyklus bilden. Tabelle 2.2 gibt einen schematischen Überblick über die verschiedenen Phasen eines Branchenzyklus.

In der ersten Phase „Warten“ übersteigen zwar die Zuwächse in den Raffineriekapazitäten

<sup>58</sup> Die verwendeten Daten stammen aus BP (2006).



**Abbildung 2.6:** *Zyklische Anpassung der Infrastruktur. Die Abbildung zeigt  $\Gamma$ , d.i. die Differenz zwischen Erdöl-Konsumänderung und Raffinerie-Kapazitätsänderung (schwarze Linie, linke Ordinate) und den Auslastungsgrad der Raffinerien (graue Linie, rechte Ordinate). Neue Investitionszyklen beginnen 1993, 1999 und 2001.*

das Nachfragewachstum, aber  $\Gamma$  steigt im Zeitablauf. Weitere Investitionen würden also in einem gesättigten Markt erfolgen. Unternehmen, die in dieser Phase investieren, haben aber möglicherweise einen Vorteil des ersten Zugs, da sie sofort nach Fertigstellung der Raffinerie von hohen Raffineriemargen profitieren könnten, wenn sich die Nachfrage positiv entwickelt. Allerdings übernehmen sie auch ein größeres Risiko, da sie bei der Investitionsentscheidung weniger Informationen über die Nachfrageentwicklung haben und sie im Fall einer schwachen Nachfrageentwicklung zu hohe Kapazitäten besitzen.

Die zweite Phase „Planen“ bietet im Vergleich zur ersten Phase bessere Investitionsbedingungen. Die Nachfrageänderung ist nun größer als die Kapazitätsänderung und  $\Gamma$  steigt weiter. Investitionen führen jedoch nur zeitlich verzögert zu einer Erhöhung der Kapazitäten, weshalb in der dritten Phase „Bauen“ noch immer das Nachfragewachstum geringer ist als die Kapazitätsänderung. Allerdings beginnt der Anpassungsindikator  $\Gamma$  in der dritten Phase zu sinken. In der vierten Phase „Entspannung“ sind die Projekte, die in der zweiten und dritten Phase geplant und gebaut wurden *on stream* gegangen. Investitionen in dieser Phase würden in einem übersättigten Markt erfolgen.

**Tabelle 2.2:** *Phasen des Raffinerie-Branchenzyklus.*

	$\Gamma < 0$	$\Gamma > 0$
$d\Gamma/dt > 0$	1. Phase („Warten“): Alte Bauprojekte gehen <i>on stream</i> . Es werden kaum neue Projekte gebaut. Raffinerieauslastung fallend.	2. Phase („Planen“): Es gehen kaum Projekte <i>on stream</i> . Es werden neue Projekte geplant und gebaut. Raffinerieauslastung steigend.
$d\Gamma/dt < 0$	4. Phase („Entspannung“): Weitere Projekte gehen <i>on stream</i> . Raffinerieauslastung fallend.	3. Phase („Bauen“): Erste Projekte gehen <i>on stream</i> . Viele andere Projekte sind noch im Bau. Raffinerieauslastung steigend.

Je nachdem in welcher Phase ein exogener Angebots- bzw. Nachfrageschock auftritt, reagiert der Rohölpreis unterschiedlich. In der ersten und vierten Phase würde eine starke Erhöhung der Produktnachfrage auf nicht vollständig ausgelastete Raffineriekapazitäten treffen; dementsprechend würde sich die Raffineriemarge nur wenig erhöhen und die zusätzliche Produktnachfrage würde direkt zu einer höheren Nachfrage nach Rohöl führen, wodurch der Erdölpreis stiege. Wenn hingegen ein Nachfrageschock in den Phasen zwei oder drei aufträte, würde sich zunächst nur die Raffineriemarge erhöhen. Die zusätzliche Produktnachfrage würde nicht in zusätzliche Rohölnachfrage umgesetzt und der Produktionsbereich erhielte dementsprechend keine ausreichenden Preissignale.

### Das Halten von Überkapazitäten

Für das Funktionieren der gesamten Wertschöpfungskette wäre also eine gewisse Überkapazität in der Weiterverarbeitung, aber auch in der Produktion wünschenswert. Auf diese Weise könnten unerwartete Angebots- und Nachfrageänderungen zeitlich schneller ausgeglichen werden. Allerdings bestehen für die jeweiligen Marktteilnehmer keine Anreize zum Halten von Überkapazitäten. Nur ein vollständig vertikal integriertes Unternehmen hätte einen solchen Anreiz, da zu geringe Kapazitäten auf einer Wertschöpfungsstufe die Produktivität auf allen nachfolgenden Stufen verringern würde.

Zwar sind die großen internationalen Ölgesellschaften voll vertikal integriert, allerdings besitzen sie zu wenig Förderkapazitäten, um ihren Bedarf auf den nachgelagerten Stufen vollständig zu decken. Ebenso besitzen die nationalen Ölgesellschaften keine ausreichenden Kapazitäten auf der Transport und Weiterverarbeitungsstufe.<sup>59</sup> Wenn nun auf einer Wertschöpfungsstufe ein Kapazitätsengpass auftritt, erhalten die auf dieser Stufe tätigen

<sup>59</sup> Die größten Verbrauchsländer (USA, China, Russland, Japan und Deutschland) besitzen gleichzeitig auch die höchsten Raffineriekapazitäten, da der Transport von Rohöl wesentlich preiswerter als der Transport von Ölprodukten ist.

Unternehmen eine Engpassrente. Dementsprechend besitzen sie keinen Anreiz, Überkapazitäten vorzuhalten, um einen möglichen Engpass abzuwenden.<sup>60</sup> Dasjenige Unternehmen, das (hohe) Überkapazitäten hält, wird zweifach bestraft: Erstens ist das Halten der Überkapazität teuer, zweitens verringert sich die Engpassrente. Ein gewinnmaximierendes Unternehmen wird stattdessen versuchen, nur geringe Überkapazitäten zu halten, so dass es bei einem Engpass über die zusätzlichen Mengen von der Engpassrente profitieren kann. Genauer: die Kosten für Aufbau und Halten von Überkapazität zuzüglich der Verringerung der Engpassrente müssen kleiner oder gleich den zusätzlichen Gewinnen beim Eintreten eines Engpasses sein.

## 2.4 Der Preisanstieg ab 2000

Der Preis für Rohöl stieg von 1999 auf 2000 um 50 %, sank jedoch im Jahr 2001 infolge eines schlechten gesamtwirtschaftlichen Klimas um ca. 16 % und blieb im Folgejahr 2002 relativ konstant. Ab 2003 stieg der Rohölpreis jedoch kontinuierlich mit Wachstumsraten zwischen 11 % (2003) bis 40 % (2005). Insgesamt verdreifachte sich der Erdölpreis zwischen 2000 bis 2008. Abbildung 2.7 stellt den Preisverlauf für Öl in der Zeit zwischen 2000 und 2008 dar.

Die Meinungen bezüglich der Ursachen des Erdölpreisanstiegs ab dem Jahr 2000 sind in der Literatur gespalten.<sup>61</sup> Grob gesprochen lassen sich zwei Argumentationsansätze unterscheiden. Der erste Ansatz erklärt den Preisanstieg über die Veränderung der Fundamentaldaten wie beispielsweise eine unerwartet starke Nachfrageentwicklung oder Anpassungsprobleme in der Wertschöpfungskette. Der zweite Ansatz geht von einer Spekulationsblase aus, d.h. der Preis für Erdöl zeigt nicht mehr korrekt die Knappheit des Gutes an, sondern ergibt sich aus dem Verhalten der Marktteilnehmer. Während im sechsten Kapitel die Erklärung über eine Preisblase untersucht wird, behandelt dieses Kapitel die Erklärung über die Fundamentaldaten.

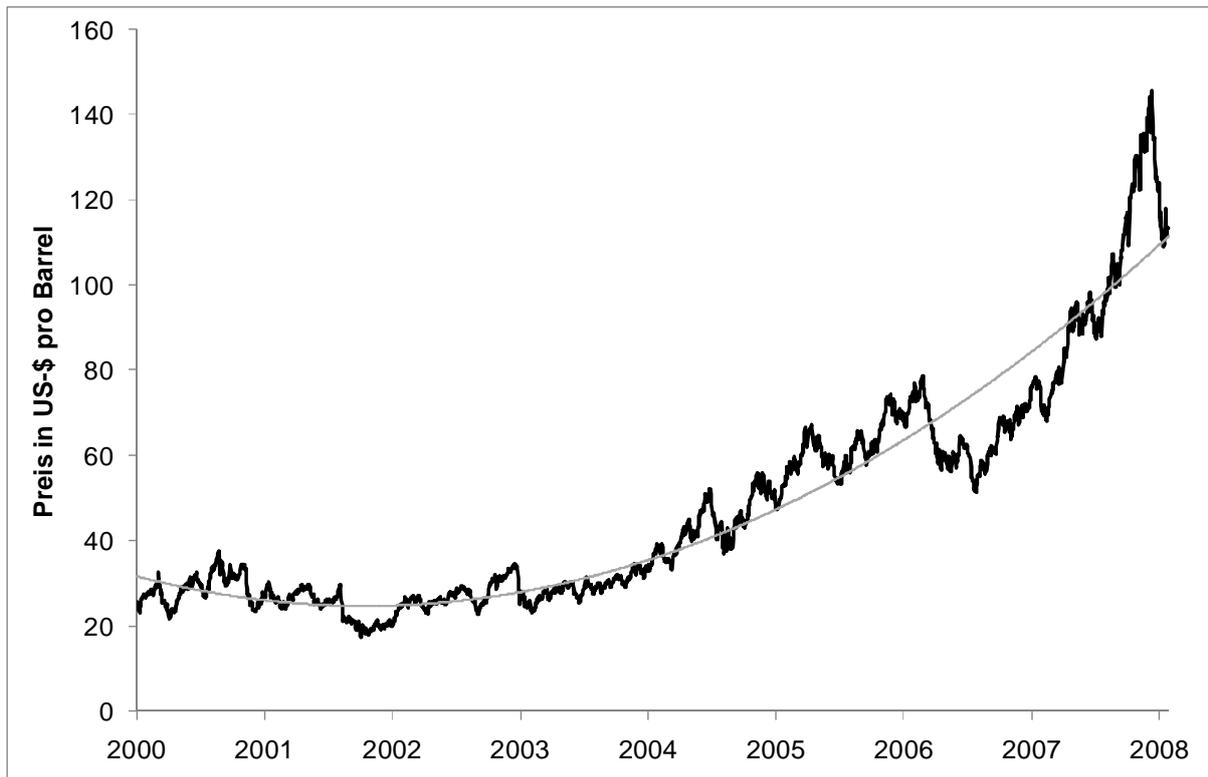
### Erklärung über das Nachfragewachstum

Die stark erhöhte Nachfrage ab 2000 – mit dem obligatorischen Verweis auf den enorm erhöhten Verbrauch in China – ist die am häufigsten genannte Erklärung für den Preisanstieg.<sup>62</sup> Tatsächlich stieg die chinesische Nachfrage im Zeitraum 2000-2006 um 56 %. Die

<sup>60</sup> Vgl. Mabro und Fattouh (2006).

<sup>61</sup> Vgl. beispielsweise Yergin (2006) und Quinlan (2008).

<sup>62</sup> Vgl. beispielsweise Spector (2005), Fattouh (2007a) und Böske (2007).



**Abbildung 2.7:** Rohöl-Preisentwicklung 2000-2008. In der Abbildung wird der Ölpreis in Preisen für 2006 dargestellt.

weltweiten Zahlen relativieren dieses Bild jedoch. So stieg die weltweite Nachfrage inklusive China zwischen 2000-2006 durchschnittlich um 1,48% pro Jahr.<sup>63</sup> Zum Vergleich: im Zeitraum 1990-1999 betrug das durchschnittliche Nachfragewachstum 1,37% pro Jahr. Während jedoch die realen Preise in der Periode 1990-1999 durchschnittlich um 5,5% pro Jahr gefallen sind, stiegen die realen Preise zwischen 2000 und 2006 durchschnittlich um 11,48% pro Jahr.

Aber dies schließt eine Erklärung über Nachfrageerhöhungen nicht aus. Eine mögliche Erklärung über die Fundamentaldaten könnte eine Nachfragesteigerung mit einer unzureichenden Anpassung des Rohölangebots und der Raffineriekapazitäten sein.

Die Raffineriekapazitäten waren 1999 noch unterausgelastet und die Marktteilnehmer erwarteten insgesamt eine Entspannung im Weiterverarbeitungsbereich, so dass sie keine weiteren Kapazitäten aufbauten. Der Rohölpreis lag Anfang 1999 bei etwa 10 US-\$ pro Barrel. In der Folge stiegen durch die erhöhte Nachfrage der Rohölpreis und die Raffineriemargen im Verlauf der Jahre 1999 und 2000 an. Dieser Anstieg wurde durch die Verschlechterung des weltwirtschaftlichen Wachstums im Zusammenhang mit den An-

<sup>63</sup> Die durchschnittlichen Änderungsraten wurden ausgehend von den Anfangs- und Enddaten als implizite Zinssätze berechnet; Daten aus BP (2006).

schlagen vom 11. September unterbrochen und der Rohölpreis sank wieder unter 20 US-\$ pro Barrel. In dieser Situation erfolgten auf keiner Stufe der Wertschöpfungskette Investitionen in größerem Umfang, so dass keine Überkapazitäten im System vorhanden waren.

Ab 2002/2003 führte die träge Anpassung der Wertschöpfungskette bei gleichzeitigem kontinuierlichen Nachfragewachstum zu einem drastischen Anstieg der Rohölpreise und der Raffineriemargen. Der einzige flexible Teil in der gesamten Wertschöpfungskette waren die kommerziellen Lager, die nicht in der Lage waren, die nachgefragten Mengen zu liefern. Tatsächlich erhöhten sich die kommerziellen Lagerbestände ab 2004 in Erwartung weiter steigender Preise. Ebenso wurde die strategische Reserve der USA in den Jahren 2002-2005 erhöht, anstatt den Anpassungsschwierigkeiten in der Infrastruktur entgegenzusteuern.

Die Anpassungsschwierigkeiten in der Wertschöpfungskette führten auf jeder Stufe zu Engpassrenten, die zu einer nichtlinearen Preisreaktion bei erhöhter Menge führten. Die Engpassrente in dem Rohölbereich führte – insbesondere im Nahen Osten – zu einer Ausweitung der Produktion von schweren Rohölen, die jedoch von den ausgelasteten Raffinerien nicht ausreichend verarbeitet werden konnten. Da zudem ein Teil des Preissignals der erhöhten Nachfrage, nämlich die Engpassrente im Raffineriebereich, nicht auf den Rohölpreis wirkte, wurden die Investitionen in die Rohölproduktion weiter verzögert. Auf diese Weise kam es zu einem fast ununterbrochenen Preisanstieg zwischen 2002 bis 2008. Die einzelnen Teile der Wertschöpfungskette reagierten verzögert und – im Fall von schwerem Rohöl – nicht aufeinander abgestimmt auf das Nachfragewachstum, das durch die höheren Preise kaum beeinträchtigt war. Zum einen reagierten die Verkehrsflotten in den entwickelten Ländern nur langsam auf die steigenden Preise; zum anderen wurden die Preissteigerungen in vielen Entwicklungsländern durch staatliche Subventionen abgefedert. Es kam zu einer nichtlinearen Beziehung zwischen dem Preis und der Menge.

### **Die nichtlineare Preisreaktion**

Das Ausmaß der nichtlinearen Preisreaktion durch die Anpassungsschwierigkeiten in der Wertschöpfungskette kann über die Angebotsmengenelastizität des Preises geschätzt werden. Die Mengenelelastizität zeigt an, um wieviel Prozent der Preis steigt, wenn sich die Menge um ein Prozent erhöht. Die Mengenelelastizität ist der Kehrwert der Preiselastizität. Wenn die Anpassung auf allen Stufen der Wertschöpfungskette träge ist, dann ist der Preis der einzige Parameter, der sich schnell anpassen kann. Somit kann die Mengenelelastizität als ein Indikator für die Trägheit der Anpassung interpretiert werden. Dabei ist die Trägheit umso größer, desto höher die Mengenelelastizität des Preises ist.

Am Markt kann nur die Gleichgewichtsmenge beobachtet werden, d.h. diejenige Men-

ge, die beim Aufeinandertreffen von Angebot und Nachfrage zum Gleichgewichtspreis gehandelt wird. Sowohl der Rohölverbrauch als auch die Rohölproduktion können als Gleichgewichtsmenge interpretiert werden. Unterschiede zwischen diesen Größen ergeben sich durch Veränderung der Rohöl-Lagerbestände, den Verbrauch von alternativen Kraftstoffen sowie Mess- und Konvertierungsprobleme aufgrund der großen Heterogenität der verwendeten Technologien und der chemischen Eigenschaften der Rohölsorten.<sup>64</sup>

Der Effekt einer Mengenänderung auf den Preis kann entsprechend mit den Regressionsgleichungen

$$\ln(P_i) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln(V_i) + u_i \quad (2.4)$$

und

$$\ln(P_i) = \beta_0 + \beta_1 \ln(F_i) + v_i \quad (2.5)$$

für den Verbrauch bzw. für die Produktion geschätzt werden; wobei  $P_i$  den Preis,  $V_i$  den Konsum und  $F_i$  die Förderung von Rohöl zum Zeitpunkt  $i$  bezeichnen;  $v_i$  und  $u_i$  sind die Fehlerterme. Durch das Logarithmieren der Zeitreihen, können die beiden Koeffizienten  $\alpha_1$  und  $\beta_1$  als die Mengelastizität des Preises interpretiert werden.<sup>65</sup>

Mit den beiden Regressionsgleichungen können nur die Gleichgewichtsmengen und -preise beobachtet werden. Die Nachfrage- und Angebotsfunktionen, aus denen sich die Gleichgewichtspreise und -mengen ergeben, bleiben unbekannt. Hieraus ergibt sich das Problem, dass eine angebotsseitige Mengenänderung nicht identifiziert werden kann, weil gleichzeitig auch eine nachfrageseitige Mengenänderung erfolgt. Technisch ausgedrückt sind die Verbrauchs- bzw. die Produktionsmenge mit den Fehlertermen  $u_i$  bzw.  $v_i$  korreliert, was zu verzerrten Schätzergebnissen führt.

Aus diesem Grund erfolgt die Schätzung über ein *Two-Stage-Least-Squares*-Verfahren (TSLS). Die Idee hierbei ist, die Korrelation zwischen der unabhängigen Variable und dem Fehlerterm vor der Schätzung der Mengelastizität mit Hilfe zusätzlicher Informationen herauszurechnen. Diese zusätzlichen Informationen werden als Instrument  $I_i$  bezeichnet. Für den vorliegenden Fall wird ein Instrument gesucht, dass erstens mit der Menge korreliert ist ( $\text{corr}(I_i, V_i) \neq 0$  bzw.  $\text{corr}(I_i, F_i) \neq 0$ ) und zweitens den Preis nur indirekt ( $\text{corr}(I_i, u_i) = 0$  bzw.  $\text{corr}(I_i, v_i) = 0$ ) beeinflusst.<sup>66</sup> Wäre das Instrument nicht mit der Menge korreliert, würde es keine Informationen über die nachfrageseitigen Men-

<sup>64</sup> Vgl. BP 2006.

<sup>65</sup> Die Beziehung zwischen dem Logarithmus und der Elastizität ist nicht sofort ersichtlich. So führt beispielsweise eine Veränderung in der abhängigen Variablen  $\ln(P + \Delta P) - \ln(P)$  zu der Veränderung  $\alpha_1(\ln(V + \Delta V) - \ln(V))$  in der exogenen Variablen. Wenn die Veränderungen  $\Delta P$  bzw.  $\Delta V$  klein sind, dann können sie durch  $\Delta P/P$  und  $\Delta V/V$  approximiert werden. Wenn diese Approximation auf die Veränderung der abhängigen und unabhängigen Variablen der Regressionsgleichung angewendet und nach  $\alpha_1$  aufgelöst wird, erhält man  $\alpha_1 = (\Delta P/P)/(\Delta V/V)$ . Vgl. Stock und Watson (2003).

<sup>66</sup> Vgl. einführend für eine Instrumentvariablenschätzung Harvey (1990).

genanpassungen enthalten. Wäre es mit dem Fehlertermen korreliert, dann würde es die Verzerrung in den Schätzergebnissen nicht beheben.

Die Raffineriemargen erfüllen beide oben genannten Voraussetzungen. Sie sind erstens mit der Gleichgewichtsmenge korreliert, da sich ein erhöhter Verbrauch in einer höheren Nachfrage nach Erdölprodukten äußert. Die höhere Nachfrage nach Erdölprodukten erhöht wiederum die Preise für Erdölprodukte  $p_i$ , während sich die Nachfrage nach Rohöl aufgrund der trägen Reaktion der Raffinationsstufe nicht in gleicher Höhe verändern wird, wodurch die Raffineriemarge  $RM$  steigt. Es existiert also eine Beziehung zwischen der Rohölnachfrage und der Raffineriemarge, womit die erste Bedingung für den Einsatz der Raffineriemarge als Instrumentvariable erfüllt ist.

Die erhöhte Nachfrage nach Erdölprodukten führt zweitens zu einer erhöhten Nachfrage nach Rohöl. Diese Nachfrageverschiebung beeinflusst nicht die Angebotsbedingungen, aber den Preis für Rohöl. Hierdurch ist die zweite Bedingung für eine Instrumentvariable erfüllt. Beispielsweise geht eine hohe Raffineriemarge mit einer erhöhten Nachfrage einher, wodurch der Preis für Rohöl steigt. Da durch die hohe Raffineriemarge nicht das Rohölangebot betroffen ist, kann dies als eine Bewegung auf der Angebotsfunktion interpretiert werden. Dementsprechend wird bei der ersten Regressionsstufe eine Bewegung auf der Angebotsfunktion geschätzt. Die hieraus gewonnenen Informationen können bei der nachfolgenden Schätzung des Einflusses von Mengenänderungen auf den Preis verwendet werden, um die Korrelation zwischen dem Verbrauch und dem Fehlerterm zu korrigieren.

## Daten und Regressionsergebnisse

Es werden die Quartalsdaten zwischen dem ersten Quartal 2000 bis zum letzten Quartal 2007 untersucht. Der Rohölverbrauch und die Rohölproduktion wurden dem *Oil Market Report* (OMR) der IEA entnommen. Die *Brent Cracking*-Raffineriemargen in Nordwesteuropa für den Zeitraum 2000-2006 stammen aus dem *BP Statistical Review 2007* und ab 2006 aus dem OMR. Sie beziehen sich auf das Raffinationszentrum in Rotterdam. *Dated Brent* wurde als Preiszeitreihe verwendet, da es eine stärkere zeitliche Nähe zu den Raffineriemargen besitzt als die *Brent Futures*.<sup>67</sup>

Die Regressionsergebnisse sind

$$\widehat{\ln(P_i)} = -43,18 + 10,68 \widehat{\ln(V_i)} \quad (2.6)$$

(7,206<sup>\*\*\*</sup>) (1,642<sup>\*\*\*</sup>)

---

<sup>67</sup> Vgl. Kapitel 4.3.

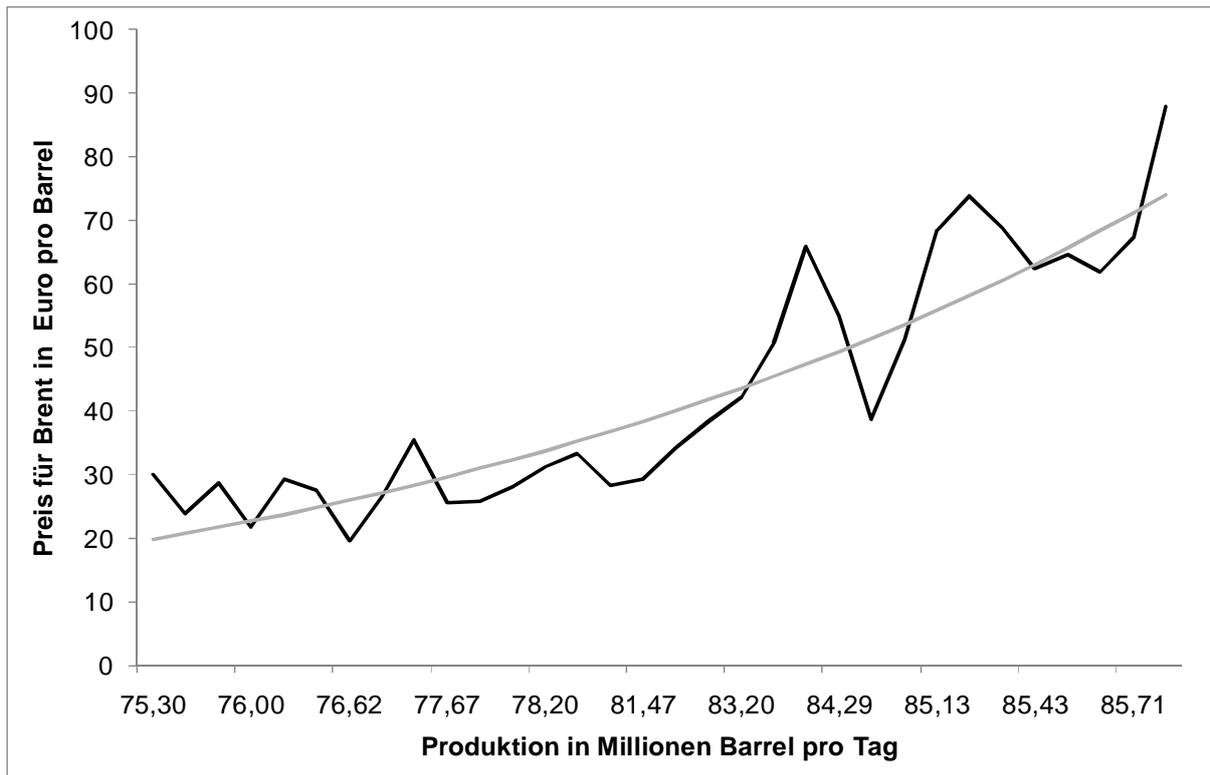


Abbildung 2.8: Nichtlineare Preisreaktion 2000-2007.

bzw.

$$\widehat{\ln(P_i)} = -38,11 + 9,51 \widehat{\ln(F_i)}. \tag{2.7}$$

(4,933<sup>\*\*\*</sup>) (1,123<sup>\*\*\*</sup>)

In den Klammern stehen die Werte der t-Statistik; die Symbole \*, \*\*, \*\*\* zeigen die Ablehnung der Nullhypothese zum 10%, 5% und 1% Signifikanzniveau, dass die Regressionsparameter nicht von Null verschieden sind. Tabelle 2.3 fasst die relevanten Teststatistiken der Schätzung zusammen. Ausgehend von den *First Stage*-F-Statistiken scheinen

	Verbrauch	Produktion
Adjustiertes R <sup>2</sup>	0,636652	0,785938
F-Statistik (First Stage)	13,16681 <sup>***</sup>	21,56223 <sup>***</sup>
F-Statistik	42,27897 <sup>***</sup>	71,76429 <sup>***</sup>
Breusch-Godfrey	8,413300	8,880822

\*\*\* signifikant zum 99 %-Niveau

Tabelle 2.3: Ausgewählte Teststatistiken.

die Raffineriemargen ein ausreichend gutes Instrument zu sein.<sup>68</sup> Es besteht ein deutlicher

<sup>68</sup> Allerdings liegen nach der Breusch-Godfrey Statistik autokorrelierte Residuen vor. Um dies zu be-

nichtlinearer Zusammenhang zwischen Preis und Menge im Zeitraum 2000-2007, der in Abbildung 2.8 grafisch dargestellt wird.

Die identifizierte Angebotsreaktion kann durch das Investitionsverhalten der Wertschöpfungskette erklärt werden. Wenn die Investitionen auf jeder Stufe der Wertschöpfungskette unsicher und irreversibel sind, wird jede Stufe träge auf die Anpassung der vor- und nachgelagerten Stufen reagieren. Da die Stufen jedoch voneinander abhängig sind, stellen sie jeweils auch weitere Investitionsbeschränkungen dar. Der Produzent wird seine Produktionskapazität nicht ausbauen, wenn keine entsprechenden Transportkapazitäten vorhanden sind und der Transporteur wird keinen neuen Tanker bauen lassen, wenn nicht sowohl die Produktions- als auch die Raffinationskapazitäten ausgebaut werden. Die kritische Investitionsgrenze, wie sie bei der Förderung diskutiert wurde, verschiebt sich immer weiter nach oben, da die Marktteilnehmer nur bei einem höheren Preis bereit sind, zusätzliche Kapazitäten bereitzustellen.

---

heben wurden alternative Spezifikationen mit autoregressiven Prozessen mit ein bzw. zwei Lags geschätzt, wodurch sich die Autokorrelation in den Residuen jedoch nicht beheben ließ.

## Absicherung und Preisfindung in Terminmärkten

Der physische Transfer von Erdöl von den Produktions- zu den Verbrauchsländern wird von einem regen finanziellen Erdölhandel begleitet, da viele Marktteilnehmer nicht das gesamte Risiko des physischen Handels tragen wollen; stattdessen versuchen sie über Terminmärkte einen Teil ihres Risikos an andere Marktteilnehmer abzugeben.

Neben dieser Absicherungsfunktion besitzen Terminmärkte im Erdölhandel auch eine Preisfindungsfunktion. Denn da die physischen Märkte für Erdöl häufig ein zu geringes Handelsvolumen für eine korrekte Preisfindung besitzen, ergeben sich die Referenzpreise des Weltölmarkts sich auf den börslichen Terminmärkten in New York und London. Dementsprechend bedeutsam ist das Zusammenspiel von physischen und finanziellen Märkten.

Die Theorie der Lagerhaltung verbindet den Spot- und den Terminmarkt über das Kalkül eines Lagerbesitzers. Der korrekte Preis auf dem Terminmarkt  $F(t, T)$  ergibt sich hiernach aus dem Wert eines Barrels Erdöl, das zum Zeitpunkt  $t$  für  $S(t)$  gekauft und zum Zeitpunkt  $T$  für  $S(T)$  wieder verkauft wurde. Wenn nun der Preis am Terminmarkt  $F$  vom Wert einer eingelagerten Einheit abweicht, eröffnet dies dem Lagerbesitzer eine Arbitragemöglichkeit. Da diese Arbitragemöglichkeit von allen Marktteilnehmer gesehen wird, wird sie sofort ausgenutzt werden und somit verschwinden.

Der Terminmarktpreis ergibt sich somit aus einem rationalen Verhalten eines Lagerbesitzers. Das Lagerhaltungskalkül ist jedoch wiederum stark von den Eigenschaften des physischen Erdölmarkts abhängig. Wenn der physische Markt von saisonalen Schwankungen beeinflusst wird, muss dies auch im Kalkül des rationalen Lagerbesitzers berücksichtigt werden. Eine weitere wichtige Eigenschaft des Marktes für den Wert eines gelagerten Bar-

rels ist, ob sich der Markt nach einer angebots- oder nachfrageseitigen Störung schnell oder langsam anpasst und zu einem neuen Marktgleichgewicht findet. Denn bei einer schnellen Anpassung ergibt sich nur eine kurzfristige Werterhöhung eines gelagerten Barrels, während eine langsame Anpassung den Wert langfristig erhöht.

Während die Theorie der Lagerhaltung eher die Preisfindungsfunktion von Terminmärkten abbildet, betrachtet die Theorie der *normal backwardation* eher die Absicherungsfunktion. Hiernach verlangen die Marktteilnehmer eine Kompensation für die Übernahme von Risiko. Die Art und Höhe der Risiken folgen wiederum aus den physischen Erdölmärkten. Allerdings werden in der Theorie der *normal backwardation* die Marktcharakteristika nur indirekt, nämlich über die Erwartungen der Marktteilnehmer, modelliert. In einem effizienten Markt dürften jedoch sowohl die Theorie der Lagerhaltung als auch die Theorie der *normal backwardation* zum gleichen Ergebnis führen.

Im Folgenden wird die Absicherungsfunktion und die Preisfindungsfunktion von Terminmärkten kurz motiviert und in einen finanzierungstheoretischen Kontext eingebunden. Anschließend werden die zwei alternativen Erklärungsansätze für die Beziehung zwischen Spot- und Terminmarktpreisen sowie deren Erweiterungen erläutert. Das Kapitel schließt mit einer kurzen Einführung in unbedingte Termingeschäfte.

Somit legt dieses Kapitel die finanzierungstheoretischen Grundlagen des Erdölhandels, auf die insbesondere im fünften aber auch im sechstes Kapitel zurückgegriffen wird.

### 3.1 Motivation für Risikomanagement

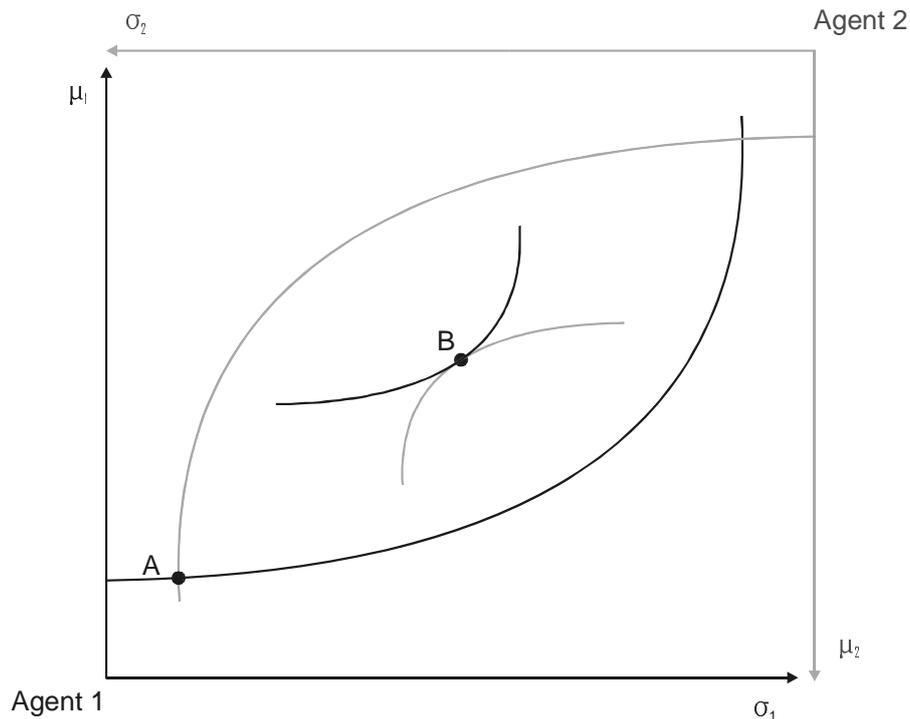
Die grundsätzliche Funktion von Risikomanagement ist die Veränderung von Zahlungsströmen bzw. die Behebung der Diskrepanz zwischen dem gewünschten Zahlungsstrom und demjenigen, der aus dem physischen Warenaustausch resultiert. Aus dem physischen Warenaustausch ergeben sich häufig Zahlungsströme, welche die betroffenen Unternehmen verändern wollen, weil entweder die Ein- und Auszahlungen des Zahlungsstroms so ungünstig sind, dass ihre Zahlungsfähigkeit gefährdet ist, oder die mit dem Zahlungsstrom verbundenen Risiken unerwünscht hoch sind. Prinzipiell ist jedes Unternehmen im Erdölhandel vier Risiken ausgesetzt: dem Preis-, dem Transport-, dem Liefer- und dem Kreditrisiko<sup>1</sup>. Im Folgenden wird nur das Preisrisiko genauer betrachtet.

Vereinfachend kann ein unsicherer Zahlungsstrom über einen Zeitraum  $t \in [0, \dots, T]$  als Realisation einer Zufallsvariablen  $Z_t$  mit der erwarteten Auszahlung  $\mu = E(Z_t)$  und der

---

<sup>1</sup> Vgl. Geman (2005).

Volatilität  $\sigma = \sqrt{\text{Var}(Z_t)}$  angesehen werden. Wenn jeder  $\mu - \sigma$ -Kombination ein eindeutiger Nutzen  $U = U(\mu, \sigma)$  zugeschrieben werden kann, lassen sich Indifferenzkurven ableiten, auf der alle  $\mu - \sigma$ -Kombinationen liegen, die jeweils den gleichen Nutzen stiften. Allgemein gilt  $\delta U / \delta \mu > 0$  und  $\delta U / \delta \sigma < 0$ , d. h. ein Agent ist nur dann bereit, mehr Risiko zu übernehmen, wenn auch die erwartete Auszahlung steigt. Ein Agent wird denjenigen Zahlungsstrom präferieren, der bei gleicher Standardabweichung einen höheren Erwartungswert oder bei gleichem Erwartungswert eine geringere Standardabweichung aufweist.



**Abbildung 3.1:** Edgeworth-Box bei unsicheren Zahlungsströmen. Die Abbildung zeigt die Erwartungsnutzen-Indifferenzkurven der beiden Agenten 1 und 2 und den ursprünglichen Ausstattungspunkt A. Wenn durch Tausch von Zahlungsströmen der Punkt B realisiert wird, erhöht sich der Nutzen beider Agenten.

Mit Hilfe einer Edgeworth-Box kann die grundsätzliche Motivation für den Handel mit Finanzprodukten illustriert werden. In Abbildung 3.1 sind zwei Indifferenzkurven der beiden Agenten 1 und 2 dargestellt. Das Koordinatenkreuz für Agent 2 wurde um  $180^\circ$  gedreht. Die Anfangsausstattung der beiden Agenten ist durch den Punkt A gekennzeichnet: Während Agent 1 sehr wenig Risiko übernimmt und dafür auch eine entsprechend geringe erwartete Auszahlung erhält, hält Agent 2 einen Zahlungsstrom mit einem sehr hohen Risiko und einer entsprechend hohen erwarteten Auszahlung. Beide Agenten können sich besser stellen, d. h. eine höhere Indifferenzkurve erreichen, wenn sie Teile ihrer jeweiligen Zahlungsströme miteinander tauschen und so beispielsweise Punkt B realisieren. Die von den beiden Indifferenzpunkten eingeschlossene Fläche enthält sämtliche möglichen

Tauschkombinationen, in denen sich mindestens ein Agent besser stellt.

## Handelsakteure

Aus der Tauschmotivation lassen sich direkt zwei Gruppen von Handelsakteuren ableiten: Absicherer (*Hedger*) und Spekulanten. Vereinfacht gesprochen, wollen Absicherer die Volatilität ihrer Zahlungsströme verringern, während Spekulanten bereit sind, volatile Zahlungsströme zu akzeptieren.<sup>2</sup> Eine unsichere Auszahlung wird in der Regel von allen Marktteilnehmern schlechter bewertet als eine sichere Auszahlung  $E(U(Z_t)) \leq U(E(Z_t))$ , d.h. die Marktteilnehmer sind risikoavers. Aus diesem Grund führen Absicherungsmaßnahmen in der Regel zu einer geringeren erwarteten Rendite, während spekulative Transaktionen die erwartete Rendite erhöhen.<sup>3</sup>

Eine dritte Gruppe von Handelsakteuren sind Arbitrageure. Im Gegensatz zu Spekulanten und Absicherern übernimmt ein Arbitrageur am Markt kein Risiko und setzt auch kein eigenes Kapital ein. Stattdessen versucht er, von Marktunvollkommenheiten zu profitieren, d. h. er versucht ungerechtfertigte Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Anlageformen zu identifizieren und auszunutzen. Nachdem eine Arbitragemöglichkeit ausgenutzt wurde, verschwindet sie, so dass liquide Märkte zu (fast) jedem Zeitpunkt arbitragefrei sind.

Sogenannte *market maker* können als vierte Gruppe von Handelsakteuren angesehen werden. Sie agieren ausschließlich an Börsen. Sie erhöhen die Liquidität des Marktes, indem sie sich verpflichten, anderen Marktteilnehmern jederzeit feste Ankauf- und Verkaufsgabote (Quoten) anzubieten. Als Entlohnung erhalten sie den *spread*, d.h. die Differenz zwischen den An- und den Verkaufspreisen und verringerte Transaktionskosten von der Börse.

## Kapitalmarktmodelle

Aus den bisherigen Überlegungen bleibt unklar, welche Transaktionen zu welchen Preisen in einem Kapitalmarkt mit Risiko getätigt werden. Es existieren zwei allgemeine Kapitalmarktmodelle, die diese Frage beantworten: das *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) und die *Arbitrage Pricing Theory* (APT). Das CAPM basiert auf Arbeiten von Sharpe (1964), Lintner (1965) und Black (1972). Es unterstellt risikoaverse Marktteilnehmer

<sup>2</sup> Vgl. Hull (2000).

<sup>3</sup> Die Unterscheidung zwischen Absicherern und Spekulanten lässt sich auch aus den zwei Teilen des ökonomischen Prinzips ableiten: Während der Absicherer versucht, einen gegebenen Zahlungsstrom mit minimalen Kosten zu realisieren, versucht ein Spekulant einen Zahlungsstrom zu erstellen, der seinen Gewinn bei gegebenem Kapitaleinsatz und fester Risikoübernahmebereitschaft maximiert.

mit homogenen Erwartungen, die Existenz einer risikolosen Kredit- und Anlagemöglichkeit und einen vollkommenen Kapitalmarkt ohne Steuern und Transaktionskosten. Alle Marktteilnehmer halten das identisch strukturierte Marktportfolio, in dem sämtliche Anlagemöglichkeiten enthalten sind. Dies hat zwei bedeutsame Auswirkungen: erstens ist die Portfoliostruktur unabhängig von der jeweiligen Risikoeinstellung der Marktteilnehmer, was auch als Tobin-Separation bezeichnet wird. Demnach äußert sich die jeweilige Risikoeinstellung ausschließlich in der Aufteilung des anzulegenden Kapitals in der sicheren Anlage und dem Marktportfolio. Zweitens wird nur das systematische, d.h. das nicht diversifizierbare Risiko bezahlt. Wenn ein Marktgleichgewicht existiert, ergibt sich die Rendite einer Anlagemöglichkeit einzig aus der Höhe dieses systematischen Risikos, das mit dem marktüblichen Preis für Risiko bewertet wird:<sup>4</sup>

$$\mu_i = r + (\mu_M - r)\beta_i \quad (3.1)$$

mit  $\beta_i = \rho_{iM}\sigma_i/\sigma_M$ ,

wobei  $r$  dem risikolosen Zinssatz,  $\beta_i$  der relativierten Risikohöhe,  $\rho_{im}$  dem Korrelationskoeffizienten zwischen dem Wertpapier  $i$  und dem Marktportfolio  $M$  und  $\sigma$  der Standardabweichung entspricht.

Die empirische Überprüfung des CAPM wird in der Literatur kontrovers diskutiert, da viele Modellimplikationen in der Realität nicht beobachtet werden können.<sup>5</sup> In der von Roll (1977) vertretenen Extremposition wird die Überprüfbarkeit des CAPM sogar generell in Frage gestellt. Die wichtigsten theoretischen Kritikpunkte am CAPM sind die Beschränkungen auf eine Periode und einen erklärenden Faktor.<sup>6</sup> Fama und French (2004) schlagen für die empirische Überprüfung ein Drei-Faktor-Modell vor, während Merton (1973a) das CAPM auf mehrere Perioden erweitert.

## 3.2 Forwards und Futures

Forwardkontrakte sind bilaterale Verträge, in denen sich eine Partei dazu verpflichtet, zu einem in der Zukunft liegenden Termin eine bestimmte Menge eines Gutes zu einem bei Vertragsabschluss festgelegten Preis zu liefern (*short position*) während sich die andere Partei verpflichtet, diese Menge zu diesem Zeitpunkt zum vereinbarten Preis abzunehmen (*long position*). Der Vorteil eines Forwardkontrakts sind insbesondere seine fle-

<sup>4</sup> Zur Diskussion der formalen Existenz eines Marktgleichgewichts im CAPM vgl. Allingham (1991), Berk (1997) und Dana (1999).

<sup>5</sup> Für einen guten Literaturüberblick hierzu vgl. Campbell (2000).

<sup>6</sup> Vgl. Fama und French (1992).

xiblen Ausgestaltungsmöglichkeiten; allerdings sind die Vertragsparteien einem Ausfall- bzw. Kreditrisiko ausgesetzt, da die Gefahr besteht, dass die jeweils andere Partei ihren Verpflichtungen nicht nachkommen kann.

In der Struktur mit Forwards identisch, sind Futures bzgl. Qualität, Menge, Notation, Lieferzeitpunkt und -ort standardisiert und können nur von Parteien gehandelt werden, die direkt oder indirekt ein Konto bei dem *Clearinghouse* einer Börse besitzen. Sowohl für den Kauf als auch für den Verkauf von Futureskontrakten ist immer das *Clearinghouse* der Vertragspartner. Das Kreditrisiko, d.h. dass eine Partei die von ihr eingegangenen finanziellen Verpflichtungen nicht erfüllen kann, wird somit bei Futureskontrakten vom *Clearinghouse* übernommen. Aus dieser Vertragsstruktur folgt eine unterschiedliche Auszahlungsstruktur zwischen Forwards und Futures. Während bei einem Forward-Geschäft Lieferung und Zahlung zum gleichen Zeitpunkt anfallen, erfolgt die Bewertung von Futurespositionen am Ende eines jeden Börsentages (*mark-to-market*). So muss bei einem Futureskontrakt bereits beim Vertragsabschluss ein Ersteinschuss (*initial margin*) auf dem Margenkonto hinterlegt werden und falls sich der Wert einer Position so unvorteilhaft entwickelt, dass eine definierte Untergrenze unterschritten wird, muss der Halter nachschießen (*maintenance margin*).

Es kann gezeigt werden, dass ein Futureskontrakt als eine kontinuierliche Aneinanderreihung von Forwards betrachtet werden kann.<sup>7</sup> Es kann weiterhin gezeigt werden, dass Forward- und Futurespreise bei konstantem Zinssatz und dem Fehlen von Kreditrisiko, Steuern und Transaktionskosten identisch sein müssen.<sup>8</sup> Diese Bedingungen werden nachfolgend, wenn nicht explizit anders ausgewiesen, als erfüllt angenommen, weshalb die beiden Begriffe synonym verwendet werden.

### **Auswirkungen von Terminmärkten**

Terminmärkte ermöglichen die Absicherung von Risiken auf dem Spotmarkt und verbessern die intertemporale Allokation des gehandelten Gutes, indem sie zusätzliche Informationen über die Preiserwartungen der Marktteilnehmer offenbaren.<sup>9</sup> Die letztere Eigenschaft wird auch als Preisfindungsfunktion von Terminmärkten bezeichnet. Sie resultiert daraus, dass gut informierte Marktteilnehmer nicht alle Informationen auf dem Spotmarkt offenbaren. Denn der zukünftige Spotpreis wird auch durch unvorhersehbare Ereignisse beeinflusst. Es besteht die Gefahr, dass die aus dem Informationsvorsprung resultierende Preisänderung von diesen Ereignissen überlagert wird, wodurch spekulative Geschäfte

<sup>7</sup> Vgl. Richard und Sundaresan (1981) und Jarrow und Oldfield (1981).

<sup>8</sup> Vgl. Cox et al. (1981).

<sup>9</sup> Vgl. Chow et al. (2000).

unprofitabel werden.<sup>10</sup> Ein Marktteilnehmer kann also seinen Informationsvorsprung nur bedingt durch spekulative Käufe bzw. Verkäufe am Spotmarkt ausnutzen. Existiert hingegen ein Terminmarkt, kann ein Informationsvorsprung sofort ausgenutzt werden.

Ein weiterer Grund für eine bessere Preisfindung auf Terminmärkten ist, dass neue Informationen aufgrund einer höheren Handelsaktivität und geringeren Transaktionskosten schneller in Terminmarktpreise als in Spotmarktpreise eingehen.<sup>11</sup>

Die Möglichkeit höhere Gewinne durch einen Informationsvorsprung zu erhalten, kann jedoch zu gesamtwirtschaftlich ineffizienten Informationskosten führen. Da sich ein Informationsvorsprung eines Marktteilnehmers immer relativ zu den Informationen der anderen Marktteilnehmer ergibt, haben alle Marktteilnehmer einen Anreiz, private Informationen, d.h. Informationen, die noch nicht im Preis enthalten sind, zu sammeln. Der Wohlfahrtsgewinn der Terminmärkte aufgrund einer verbesserten Preisfindung und der damit verbundenen besseren intertemporale Allokation könnte durch zu hohe Informationskosten kompensiert werden. So könnte die aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive optimale Informationsbeschaffung gesamtwirtschaftlich ineffizient sein. Im Extremfall beschaffen alle Marktteilnehmer sich die gleichen Informationen, obwohl es ausgereicht hätte, wenn nur ein Marktteilnehmer sich die Information beschafft und eingepreist hätte.<sup>12</sup>

Eine weitere negative Wirkung durch die Einführung von Terminmärkten könnte eine Verstärkung der Schwankungen der Spotmarktpreise sein.<sup>13</sup> Wenn nämlich in den Terminmarktpreisen neue Informationen offenbart werden, so werden die Marktteilnehmer am Spotmarkt auf diese Informationen reagieren. Diese Reaktion könnte die Volatilität des Spotmarktpreises erhöhen. Die Erhöhung der Volatilität ist jedoch nicht notwendigerweise negativ zu bewerten. Denn wenn die Erhöhung der Volatilität ausschließlich auf einer besseren Informationsgrundlage beruht, würde eine niedrigere Volatilität nicht die Marktgegebenheiten korrekt abbilden. Andererseits könnten die Terminmarktpreise nur wenig neue Informationen enthalten, gleichzeitig aber aufgrund von spekulativen Geschäften uninformativer Marktteilnehmer schwanken. Wenn der Spotmarktpreis auf diese uninformativen Schwankungen reagiert, drückt dies nicht die tatsächlichen Marktgegebenheiten aus, sondern nur das Verhalten der Marktteilnehmer.

Tatsächlich gibt es Hinweise darauf, dass in den Erdölmärkten der letztere Effekt überwiegt. So kommen Lautier und Riva (2004) zu dem Ergebnis, dass die Volatilität für die Rohölsorte WTI zu einem großen Teil durch falsche Preisvorstellungen von Marktteilnehmern erklärt werden kann. Fleming und Ost diek (1999) sowie Ballinger et al. (2004)

---

<sup>10</sup> Vgl. Grossman (1977).

<sup>11</sup> Vgl. Foster (1996).

<sup>12</sup> Zur optimalen Beschaffung von Informationen vgl. Kapitel 6.

<sup>13</sup> Vgl. Pok und Poshakwale (1994).

zeigen, dass die Volatilität des Spotmarktpreises für WTI durch die Einführung eines Terminmarktes gestiegen ist. Allerdings lag dies insbesondere an der Abkehr vom vorherigen Preissystem, das auf von Raffineuren berichteten Preisen basierte. Im Gegensatz dazu untersuchten Antoniou und Foster (1992) den Einfluss der Einführung von Brent-Futureskontrakten auf die Volatilität des Spotmarktes und gelangten zum Ergebnis, dass die Einführung allein die Informationseffizienz der Märkte erhöhte und nicht die Volatilität.

### 3.3 Die Beziehung zwischen Spot- und Terminmarktpreisen

Es existieren zwei alternative Erklärungsansätze für die Beziehung zwischen Spot- und Terminmarktpreisen: die Theorie der Lagerhaltung und die Theorie der *normal backwardation*.<sup>14</sup>

#### 3.3.1 Theorie der normal backwardation

Keynes (1923, 1930) entwickelte die Theorie der *normal backwardation*, in welcher Terminmarktpreise als nach unten verzerrte Prognose für den erwarteten Spotmarktpreis angesehen werden. Terminmarktpreise setzen sich demnach aus dem erwarteten Spotmarktpreis  $E(S(T))$  und einer Risikoprämie  $RP$  zusammen, die als „Versicherungsgebühr“ von risikoaversen an risikofreudigere Marktteilnehmer für die Absicherung eines bestimmten Preises entrichtet wird:

$$F(T) = E(S(T)) + RP. \quad (3.2)$$

Jedoch ist ein Käufer eines Terminkontrakts nicht notwendigerweise risikoavers. Die Motivation der Marktteilnehmer für Kauf und Verkauf von Terminkontrakten kann auf verschiedenen Märkten aufgrund der bestehenden Marktstruktur, der Organisation des Handelssystems und wegen besonderer Eigenschaften des gehandelten Gutes sehr unterschiedlich sein.

In der neueren Literatur werden insbesondere zwei mögliche Gründe für das Auftreten von Risikoprämien diskutiert: die Existenz von systematischem Risiko und von Absicherungsdruck (*hedging pressure*).<sup>15</sup> Da systematisches Risiko nicht durch eine Diversifizierung des Portfolios ausgeglichen werden kann, sind Marktteilnehmer nur dann bereit, dieses Risiko zu tragen, wenn sie hierfür eine Risikoprämie erhalten.<sup>16</sup> Der Absicherungsdruck

<sup>14</sup> Vgl. Fama und French (1987).

<sup>15</sup> Vgl. Bessembinder und Chan (1992) und de Roon et al. (2000).

<sup>16</sup> Vgl. Kapitel 3.1.

ergibt sich aus Marktunvollkommenheiten wie Transaktionskosten oder asymmetrischen Informationen im Markt, die verhindern, dass die Marktteilnehmer immer das von ihnen gewünschte Portfolio halten. Angenommen, ein Marktteilnehmer würde aus seiner Absicherungsstrategie heraus gerne das Portfolio  $P_1^*$  halten, hält jedoch aktuell das Portfolio  $\tilde{P}_1^*$ . Weiterhin sei angenommen, dass die Transaktionskosten  $TAK$ , die bei der Veränderung des Portfolios anfallen würden, kleiner als der in Geldeinheiten bewertete Nutzen der Portfolioanpassung  $U_1(P_1^*) - U_1(\tilde{P}_1^*)$  wären. Es muss jedoch einen Gegenpart für die Portfolioveränderung geben, für den ebenfalls Transaktionskosten anfallen. Der Gegenpart kann nur dann zu einer Veränderung seines Portfolios  $\tilde{P}_2^*$  zu  $P_2^*$  bewegt werden, wenn sein in Geldeinheiten bewerteter Nutzen aus der Portfolioänderung abzüglich seiner Transaktionskosten ebenfalls positiv ist. Die Differenz  $RP = U_2(P_2^*) - U_2(\tilde{P}_2^*) - TAK$  muss als „Risikoprämie“ vom ersten Marktteilnehmer bezahlt werden. Absicherungsdruck kann weiterhin durch mangelnde Liquidität in einem Markt auftreten, wenn nämlich (fast) alle Marktteilnehmer bereits die von ihnen gewünschten Positionen halten, müssen die Marktteilnehmer, die ihre Position noch verändern wollen, eine Prämie zahlen, damit andere Marktteilnehmer ihre gehaltenen Positionen aufgeben.<sup>17</sup>

Wenn Terminmarktpreise weder systematisches Risiko auf einer Marktseite noch Absicherungsdruck aufweisen, dürften sie eine unverzerrte Prognose des zukünftigen Spotmarktpreises sein. Existiert systematisches Risiko bzw. Absicherungsdruck auf der Verkäuferseite, dann sind die Terminmarktpreise nach unten verzerrt (*backwardation*) und liegen solche Risiken auf der Käuferseite vor, so sind die Terminmarktpreise nach oben verzerrt (*contango*).<sup>18</sup>

Eine große Zahl empirischer Arbeiten hat untersucht, ob sich eine Risikoprämie in verschiedenen Terminmärkten nachweisen lässt. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die Ergebnisse dieser Arbeiten. In vielen Märkten konnte keine oder nur eine sehr schwache allgemeine Risikoprämie nachgewiesen werden. Allerdings konnten durch die Anwendung von verfeinerten ökonometrischen Methoden bedingte Risikoprämien nachgewiesen werden. Risikoprämien sind hiernach sowohl von den vorhandenen Hedgingmöglichkeiten als auch von allgemeinen Marktdeterminanten wie dem Zinssatz, dem wirtschaftlichen Wachstum und der erwarteten Inflation abhängig.<sup>19</sup>

Die Theorie der *normal backwardation* und ihre Weiterentwicklungen erlauben keine allgemeinen Aussagen über Terminmärkte. Je nach Ausgestaltung des Marktes und der Zusammensetzung der Marktteilnehmer können die erwarteten Preise nach oben oder nach unten verzerrt sein.

---

<sup>17</sup> Vgl. Fagan und Gencay (2007).

<sup>18</sup> Vgl. Anderson und Danthine (1983).

<sup>19</sup> Vgl. Bessembinder (1993) und Bjornson und Carter (1997).

**Tabelle 3.1:** *Literaturübersicht: Empirische Belegung für die Existenz von Risikoprämien in Gütermärkten.*

	$n^*$	Zeitraum	Ergebnisse
Chang (1985)	3	1951-1980	Nachweis für Risikoprämien in den untersuchten Märkten
Fama und French (1987)	21	1966-1984	Schwacher Nachweis für eine allgemeine Risikoprämie
Hartzmark (1987)	9	1977-1981	Kein Nachweis für Risikoprämien
Bessembinder und Chan (1992)	22	1975-1989	Risikoprämien in verschiedenen Futuresmärkten sind miteinander stark korreliert und variieren im Zeitablauf
Bessembinder (1993)	12	1967-1989	Schwacher Nachweis für (bedingte) Risikoprämien
Beck (1994)	7	1966-1986	Kein Nachweis für Risikoprämien
Bjornson und Carter (1997)	8	1964-1994	Risikoprämien sind abhängig von anderen Marktdaten
Miffre (2000)	19	1982-1996	Nachweis für bedingte Risikoprämien in den untersuchten Märkten
de Roon et al. (2000)	20	1986-1994	Schwacher Nachweis für die Theorie des Absicherungsdrucks
Considine und Larson (2001a)	2	1983-1998	Nachweis für Risikoprämien
Movassagh und Modjtahedi (2005)	1	1990-2003	Nachweis für eine Verzerrung von Futurespreisen aufgrund des systematischen Risikos

\* Anzahl der untersuchten Märkte bzw. Produkte.

### 3.3.2 Die Theorie der Lagerhaltung

Eine alternative Erklärung für die Beziehung von Spot- und Terminmarktpreisen ist die Theorie der Lagerhaltung. Sie geht auf Arbeiten von Kaldor (1939), Working (1948, 1949) und Brennan (1958) zurück und leitet Terminmarktpreise aus einer arbitragefreien Bewertung ab.<sup>20</sup> Ein Terminmarktpreis  $F$  ergibt sich zum einen aus den Kosten, eine Einheit für die Zeit  $\tau = T - t$  einzulagern und den entgehenden Zinserlösen für das eingesetzte Kapital und zum anderen aus dem *convenience yield*  $y$ :

$$F(T) = S(t)(1 + r) + w(\tau) - y(\tau); \quad (3.3)$$

mit  $w$  als Lager- und Versicherungskosten und  $r$  als dem risikolosen Zinssatz. Der *convenience yield*  $y$  ist der Vorteil, der dem Halter eines physischen Gutes zukommt, nicht aber dem Halter eines Terminkontraktes. Er beinhaltet sämtliche Vorteile, die sich aus der physischen Lagerung ergeben. Durch Lagerhaltung ist beispielsweise eine Glättung der Produktion bei Nachfrageschwankungen, eine Verbesserung der Produktionsablaufplanung, ein Ausnutzen von kurzfristig auftretenden lokalen Preisdifferenzen, die Minimierung von Fehlbeständen, die Spekulation auf oder Absicherung gegen Preisschwankungen und die Reduzierung von Lieferverzögerungen möglich.<sup>21</sup>

Auf mikroökonomischer Ebene werden zwei Modelle der Lagerhaltung diskutiert: das Produktionsglättungsmodell und das  $(S, s)$ -Modell.<sup>22</sup> Das  $(S, s)$ -Modell geht von fixen Bestellkosten und sinkenden Grenzkosten aus. Die Menge  $S$  ist der optimale maximale und  $s$  der optimale minimale Lagerbestand. Sobald der Lagerbestand das Niveau  $s$  erreicht hat – und nur dann – wird das Lager bis zum Lagerbestand  $S$  wieder aufgefüllt.<sup>23</sup>

Produktionsglättungsmodelle setzen sich im Kern aus zwei Faktoren zusammen: aus den Lagerhaltungskosten und den Kosten von Fehlbeständen. Nach Routledge et al. (2000) wird ein Lagerbestand, der für zukünftigen Konsum gedacht ist, wie eine Anlage bewertet; ergibt sich jedoch ein Fehlbestand, dann wird derselbe Lagerbestand wie ein Konsumgut bewertet. Der Wert eines Lagerbestandes ist also zu jedem Zeitpunkt das Maximum aus Anlagewert und Konsumwert. Ein Vorteil von Produktionsglättungsmodellen ist die Existenz eines endogenen *convenience yields*. Hiernach sind Volatilität und Spotmarktpreis eines Gutes negativ mit den aggregierten Lagerbeständen korreliert.<sup>24</sup> Folglich sind Preis und Volatilität miteinander positiv korreliert. Dies kann so interpretiert werden,

<sup>20</sup> Vgl. Kapitel 3.4.

<sup>21</sup> Vgl. Blinder und Maccini (1991a).

<sup>22</sup> Vgl. Blinder und Maccini (1991b).

<sup>23</sup> Vgl. Mosser (1991) und Caplin (1985).

<sup>24</sup> Vgl. Deaton und Laroque (1992).

dass bei niedrigen aggregierten Lagerbeständen die Gefahr steigt, mögliche Fehlbestände nicht durch vorhandene Lagerbestände ausgleichen zu können. Die Marktteilnehmer werden in einer solchen Situation tatsächliche bzw. mögliche Fehlbestände am Spotmarkt nachfragen. Die Volatilität sinkt zudem, je weiter die Fälligkeit des Terminkontrakts in der Zukunft liegt. Dies wird zu Ehren des Ökonoms Paul Samuelson als Samuelson-Effekt bezeichnet.<sup>25</sup> Häufig wird der Samuelson-Effekt über die Produktionsvariabilität erklärt: Bei weit in der Zukunft liegenden Terminkontrakten ist es relativ leicht, die Produktion anzupassen, während dies bei Terminkontrakten mit kurzer Fälligkeit nur bedingt möglich ist.

Während die grundlegenden Aussagen der Theorie der Lagerhaltung empirisch bestätigt wurden,<sup>26</sup> wird von der theoretischen Seite grundsätzlich die richtige Behandlung des *convenience yield* diskutiert. Grob gesprochen, können drei Argumentationsansätze unterschieden werden. Im Kontext der Bewertung von Finanzderivaten wird der *convenience yield* beispielsweise von Gibson und Schwartz (1990) und Schwartz (1997) als exogener, stochastischer Faktor berücksichtigt. In Modellen wie Deaton und Laroque (1992) und Routledge et al. (2000), welche die mikroökonomischen Verhaltensweisen detaillierter abbilden, wird der *convenience yield* hingegen endogen aus der Interaktion zwischen Angebot, Nachfrage und Lagerhaltung ermittelt. Milonas und Thomadakis (1997) erklären den *convenience yield* schließlich über einen Optionsansatz.

### 3.4 Bewertung von Terminkontrakten

Die Bewertung eines Forward- bzw. Futureskontrakts erfolgt nach der Theorie der Lagerhaltung durch die Erstellung eines arbitragefreien, selbstfinanzierenden Portfolios, in dem die Summe der Zahlungsströme zu jedem Zeitpunkt  $t$  null sind. In Abbildung 3.2 wird ein sogenanntes *Cash-and-Carry* Portfolio tabellarisch dargestellt.

Obwohl sich bei der Bildung eines arbitragefreien Portfolios die notwendige Bedingung  $nF(T - t) = (-S(T) + y(T))e^{rT}$  für die Bewertung von Forward- und Futureskontrakten ergibt, ermöglicht dies allein keine Bewertung zum Zeitpunkt  $t$ . Hierzu müssen zusätzliche Annahmen über das Verhalten des *underlyings*, in diesem Fall über die Entwicklung des Spotpreises  $S$  zuzüglich des *convenience yields*  $y$  zwischen den Zeitpunkten  $t$  und  $T$  gemacht werden. Die korrekte Auswahl eines stochastischen Prozesses für das *underlying* ist zwingend notwendig für die richtige Bewertung eines Forward- bzw. Futureskontrakts. Im Idealfall entspricht die Struktur des gewählten stochastischen Prozesses exakt den

<sup>25</sup> Vgl. Samuelson (1965).

<sup>26</sup> Vgl. Fama und French (1987), Chow et al. (2000) und Considine und Larson (2001b).

Aktion	Zeitpunkt $t$	Zeitpunkt $T$
Kaufe das physische Gut	$-S(t) + y(t)$	$\dots$
Leihe das benötigte Geld in $t$ von der Bank und zahle den verzinnten Betrag in $T$ zurück	$+S(t) - y(t)$	$(-S(T) + y(T))e^{rT}$
Verkaufe $n$ Futureskontrakte mit der Fälligkeit $T$ zum Zeitpunkt $t$ und liefere das physische Gut zum Zeitpunkt $T$	$\dots$	$nF(T - t)$
Summe	0	0

**Abbildung 3.2:** *Cash-and-Carry Portfolio.* Das Portfolio besteht aus drei Positionen: (1) dem Kaufen und Halten des physischen Gutes bis zum Zeitpunkt  $T$ , (2) einem aufgenommenen Kredit mit Rückzahlung des verzinnten Betrags in  $T$ , um den Kauf des physischen Gutes zu finanzieren, und (3) dem Verkauf eines Futures mit der Fälligkeit  $T$ , für dessen Erfüllung das gehaltene Gut geliefert wird. Wäre mit dem Halten des Portfolios  $P$  eine positive Zahlung verbunden, könnte dies durch obige Cash-and-Carry Arbitrage ausgenutzt werden.

Eigenschaften eines beobachteten Preispfades. Insbesondere sollten alle relevanten Risikoquellen berücksichtigt werden. Je nachdem wieviele Risikoquellen bei der Modellierung berücksichtigt werden, spricht man von Einfaktor-, Zweifaktor- oder Dreifaktormodellen. Modelle mit mehr als drei Risikoquellen werden selten verwendet, da der rechnerische Aufwand pro zusätzlicher Risikoquelle stark ansteigt.<sup>27</sup>

### 3.4.1 Das Grundmodell

Angenommen, es soll ein Forwardkontrakt auf eine eindeutig spezifizierte Rohölsorte bewertet werden, deren Spotpreis  $S$  der geometrischen Brownschen Bewegung

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dz \quad (3.4)$$

folgt, wobei  $dz$  das Inkrement eines Wiener Prozesses,  $\sigma$  die Standardabweichung des Spotpreises und  $\mu$  ein deterministischer Preistrend ist.<sup>28</sup> Man beachte, dass die einzige Quelle von Unsicherheit in diesem Modell die standardnormalverteilte Störgröße des Wiener Prozesses  $z$  ist. Daraus folgt erstens, dass die Inkremente  $dz$  unabhängig voneinander sind. Zweitens hängen zukünftige Werte nicht von vergangenen Werten ab. Dies wird als Markov-Eigenschaft bezeichnet. Drittens steigt die Varianz von  $S$  linear mit dem Zeithorizont an. Die ersten beiden Eigenschaften lassen sich als eine Folge eines informations-

<sup>27</sup> Für eine vergleichsweise einfache Implementierung eines Dreifaktormodells vgl. Cortazar und Schwartz (2003).

<sup>28</sup> Das hier vorgestellte beispielhafte Einfaktormodell folgt Brennan und Schwartz (1985).

effizienten Marktes interpretieren. Ist ein Markt nämlich (schwach) informationseffizient, beinhaltet der aktuelle Preis alle historischen Kursinformationen, folglich sind zukünftige Kurse nur vom aktuellen Kurs abhängig. Die dritte Eigenschaft kann als Abbildung der simplen Tatsache angesehen werden, dass Aussagen über die Zukunft umso schwieriger sind, desto weiter das Vorausgesagte in der Zukunft liegt.

Wenn weiterhin angenommen wird, dass der *convenience yield* proportional zum Spotpreis  $y = cy \cdot S$  ist und der risikolose Zinssatz  $r$  konstant ist, dann lässt sich der Futurespreis als Funktion von der Zeit und dem Spotpreis  $F(S, \tau)$  schreiben, wobei  $\tau = T - t$  ist mit  $T$  als dem Lieferzeitpunkt und  $t$  als Bewertungszeitpunkt. Durch Anwendung von Itos Lemma<sup>29</sup> ergibt sich die Änderungsrate des Futurespreises als

$$dF = (-F_\tau + 1/2F_{SS}\sigma^2S^2)dt + F_SdS; \quad (3.5)$$

wobei  $F_S$  und  $F_{SS}$  die erste bzw. die zweite Ableitung nach  $S$  angeben und  $F_\tau$  die erste Ableitung nach der Zeit  $\tau$  bezeichnet. Es wird nun ein Portfolio  $P$  gebildet, in dem zum einen das Gut physisch gehalten wird, zum anderen werden  $n = F_S^{-1}$  Futureskontrakte verkauft. In diesem Portfolio sind die Futures- und Spotmarktpreise zum Zeitpunkt  $T$  unerheblich, da jede positive Wertänderung der physischen Position  $(dS + CY dt)/S$  durch eine entsprechende negative Änderung der Futuresposition  $(SF_S)^{-1}dF$  ausgeglichen wird und umgekehrt. Somit ist das Halten des Portfolios  $P$  risikolos, weshalb dessen Ertrag pro Geldeinheit für jede infinitesimal kleine Zeiteinheit gleich dem risikolosen Zinssatz  $r$  sein muss:

$$\frac{dS}{S} + \frac{CY(S)dt}{S} - (SF_S)^{-1}dF = r. \quad (3.6)$$

Einsetzen von Gleichung (3.5) für  $dF$  in Gleichung (3.6) und Umformen ergibt die partielle Differentialgleichung

$$1/2F_{SS}\sigma^2S^2 + F_{SS}(rS - CY) - F_\tau = 0 \quad (3.7)$$

mit der Randbedingung

$$F(S, 0) = S. \quad (3.8)$$

Die Bedingung 3.8 lässt sich durch eine einfache Arbitrageüberlegung erklären. Wenn nämlich zum Zeitpunkt  $t$  der Futurespreis vom Spotmarktpreis abweichen würde, würden zwei Preise für ein identisches Gut existieren, was von Arbitrageuren ausgenutzt werden könnte. Die Lösung der Differentialgleichung ist eine eindeutige Beziehung zwischen Spot-

<sup>29</sup> Itos Lemma besagt, dass wenn die Funktion  $h(\cdot)$  zweifach stetig differenzierbar ist, dann erfüllt  $Y_t = h(X_t)$  die stochastische Differentialgleichung  $dY_t = [h'(X_t)\mu(X_t) + 1/2h''(X_t)\sigma^2(X_t)] dt + h'(X_t)\sigma(X_t)dW_t$ . Vgl. Chang (2004).

und Forwardpreis:<sup>30</sup>

$$F(S, \tau) = Se^{(r-cy)\tau}. \quad (3.9)$$

Man beachte, dass dies eine fast identische, zeitstetige Formulierung der Grundgleichung der Theorie der Lagerhaltung (3.3) ist.

### Lagerkosten

In der Grundgleichung der Theorie der Lagerhaltung (3.3) werden neben Zinskosten und dem *convenience yield* auch Lagerhaltungs- und Versicherungskosten  $w$  aufgeführt, die bisher im Modell nicht berücksichtigt werden. Die Einbeziehung dieser Kosten ist aus formaler Sicht sehr einfach. Denn da  $w$  in der Regel als konstant angesehen werden kann, ergibt sich der neue Forwardpreis als

$$F(S, \tau) = Se^{(r-cy^{netto})\tau}$$

mit

$$cy^{netto} = cy - w.$$

Im Folgenden wird unter dem Begriff *convenience yield* immer der Netto-*convenience yield*  $cy - w$  verstanden.

### Terminmarktkurve und Risikomanagement

Wenn in der Gleichung (3.3)  $\tau$  als variabel angenommen wird und alle anderen Parameter bekannt sind, entsteht die sogenannte Terminmarktkurve (*forward curve*). Die Terminmarktkurve gibt die Terminmarktpreise für verschiedene Fälligkeiten an. Die Terminmarktkurve ist für die Absicherung von Preisrisiken von hoher Bedeutung. Erstens können aus ihr der *convenience yield* und andere nicht direkt beobachtbare statistische Eigenschaften des Terminmarkts abgeleitet werden; zweitens enthält sie Informationen über die zukünftige Preisentwicklung; drittens können Termingeschäfte mit ihrer Hilfe *mark-to-market* bewertet und ggf. Arbitramöglichkeiten ausgenutzt werden.<sup>31</sup>

Während einzelne Punkt auf der Terminmarktkurve direkt am Markt als Preise von Terminkontrakten zu unterschiedlichen Fälligkeiten beobachtet werden können, ist dies bei anderen Parametern wie dem *convenience yield* nicht der Fall. Aus diesem Grund wird eine Annahme über die Form der Terminmarktkurve gemacht und anschließend werden

---

<sup>30</sup> Vgl. Ross (1978).

<sup>31</sup> Vgl. Geman 2005.

die nicht beobachtbaren Parameter der Terminmarktkurve aus den beobachtbaren Kontrakten geschätzt werden. Da die beobachtbaren Terminmarktpreise zu verschiedenen Fälligkeiten nicht konstant bleiben, ergibt sich das Problem der Schätzung einer sich im Zeitablauf zufällig verändernden Kurve. So können sich beispielsweise die Lage, die Steigung und die Krümmung der Kurve zu jedem Zeitpunkt verändern.

Obwohl sich veränderte Marktgegebenheiten auf die gesamte Gestalt der Terminmarktkurve auswirken können, lassen sich doch einige Tendenzen des Ölmarkts in der Terminmarktkurve ablesen. In der Steigung, der Krümmung und der Lage der Terminmarktkurve befinden sich Informationen zur zukünftigen Preisentwicklung des Spotpreises. So bleibt durch Gleichung (3.9) zunächst unbestimmt, ob die Steigung der Terminmarktkurve positiv oder negativ ist. Ist der *convenience yield*-Faktor  $cy$  größer als der risikolose Zinssatz  $r$ , sinkt die Terminmarktkurve und es liegt *backwardation* vor. Bei *backwardation* gilt  $S(t) \geq F(t)$ . Wenn hingegen  $cy$  kleiner als  $r$  ist, steigt die Terminmarktkurve und es ergibt sich eine *contango*-Situation. Steigt beispielsweise aufgrund niedriger Lagerbestände der *convenience yield*, dürfte sich die Steigung der Terminmarktkurve verringern und der Markt in *backwardation* geraten. Diese Information kann bei der Schätzung des *convenience yield* verwendet werden.

Die Krümmung der Terminmarktkurve kann sich durch eine Veränderung der Marktteilnehmerstruktur ergeben. So zeigen Stevans und D. (2008), dass kurzfristige Terminmarktkontrakte stärker von den Angebots- und Nachfragebedingungen beeinflusst werden, während langfristige Terminmarktkontrakte eher zur Risikoabsicherung bzw. Spekulation verwendet werden. Daher könnte es durch den Eintritt von finanziellen Händlern zu einer Verlagerung der Absicherungsgeschäfte von kurzfristigen zu eher langfristigen Kontrakten geben. In diesem Fall würde sich die Krümmung der Terminmarktkurve verringern und der Markt würde sich stärker in Richtung *backwardation* bewegen.

Der Spotpreis bestimmt die Lage der Terminmarktkurve und besitzt in der Gleichung (3.9) keinen Einfluss darauf, ob *backwardation* oder *contango* vorliegt. Bei einem hohen Spotmarktpreis liegt auch die Terminmarktkurve höher. Beispielsweise dürfte eine Erhöhung des Angebots bzw. eine verringerte Nachfrage zu einer Verschiebung der Kurve nach unten führen, wenn die Marktteilnehmer dies als einen fundamentalen Wandel ansehen. Glauben die Marktteilnehmer jedoch, dass die Angebotserhöhung bzw. Nachfrageverringering nur eine kurzfristige Störung ist, werden die Spotpreise sinken und die Terminmarktpreise sich kaum verändern, weil zur Fälligkeit des Terminkontrakts die Störung behoben sein wird. In diesem Fall wird sich am Markt eine *contango*-Situation einstellen oder verstärken. Die Anpassung nach Störung zu einem langfristigen Marktgleichgewicht wird auch als *mean reversion* bezeichnet und wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

## Mean Reversion

Es wird im Fall von Erdölmärkten diskutiert, ob die Preise nach einem Schock wieder zu einem Preisniveau zurückkehren, das durch die langfristigen Grenzkosten der Produktion bestimmt ist.<sup>32</sup> Diese Eigenschaft wird als *mean reversion* bezeichnet, d.h. ein stochastischer Prozess  $dS$  nähert sich mit umso größerer Wahrscheinlichkeit mit der Geschwindigkeit  $\kappa$  wieder an das Niveau  $\alpha$  an, desto weiter er sich von diesem entfernt hat. Im Folgenden soll durch ein weiteres Einfaktormodell die Bedeutung dieser Eigenschaft für die Bewertung von Forward- bzw. Futureskontrakten aufgezeigt werden. Der Spotpreis  $S$  mit *mean reversion* wird hierfür mit

$$dS = \kappa(\mu - \ln S)Sdt + \sigma Sdz \quad (3.10)$$

modelliert.<sup>33</sup> Definieren von  $X = \ln S$  und Anwenden von Itos Lemma zeigt, dass der logarithmierte Preispfad  $S$  dem Ornstein-Uhlenbeck-Prozess

$$dX = \kappa(\alpha - X)dt + \sigma dz \quad (3.11)$$

mit  $\alpha = \mu - \sigma^2/2\kappa$  folgt. Mittels risikoneutraler Bewertung erhält man für den Forward- bzw. Futurespreis<sup>34</sup>

$$F(S, \tau) = \exp \left[ e^{-\kappa\tau} \ln S + (1 - e^{-\kappa\tau})(\alpha - \phi) + \frac{\sigma^2}{4\kappa}(1 - e^{-2\kappa\tau}) \right]. \quad (3.12)$$

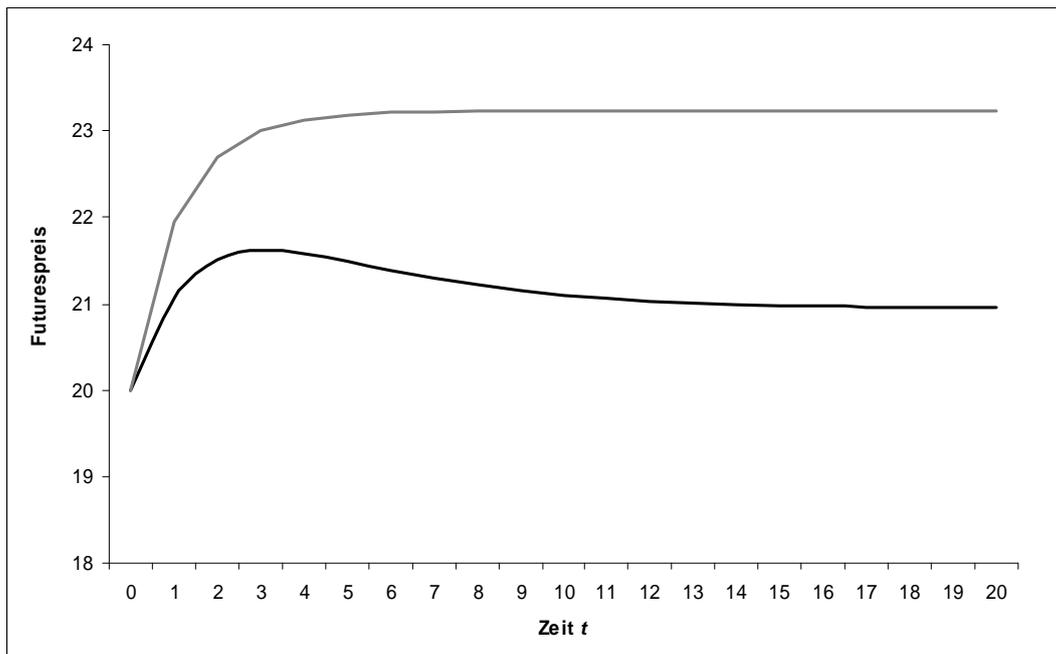
An diesem verhältnismäßig einfachen Modell mit *mean reversion* lassen sich bereits wichtige Eigenschaften bezüglich der Bewertung von Futures- und Forwardkontrakten aufzeigen. Der erste Term in Gleichung (3.12) bestimmt die kurzfristige Bewertung: Befindet sich der Spotpreis oberhalb des langfristigen Niveaus  $\alpha$ , dann sinkt die Forwardkurve (*backwardation*), liegt er unterhalb, dann steigt die Forwardkurve an (*contango*). Dieser Effekt ist umso stärker, je höher die Anpassungsgeschwindigkeit  $\kappa$  ist. Bei weit in der Zukunft liegenden Fälligkeiten ist die Bedeutung des derzeitigen Spotpreises gering, da davon ausgegangen werden kann, dass sich langfristig das Niveau  $\alpha$  einstellt.

Die Darstellung verschiedener Terminmarktkurven erhöht die Intuition für die Bewertung von Forwardkontrakten. In Abbildung 3.3 sind zwei Terminmarktkurven dargestellt, die sich ausschließlich durch verschiedene Anpassungsgeschwindigkeiten  $\kappa$  an das langfristige Niveau  $\alpha$  unterscheiden. In beiden Fällen liegt eine *contango*-Situation vor. Der Wert des

<sup>32</sup> Vgl. Bessembinder et al. (1995); Mazaheri (1999); Pindyck (1999) und Bernard et al. (2008).

<sup>33</sup> Vgl. Ross (1997).

<sup>34</sup> Vgl. Schwartz (1997).



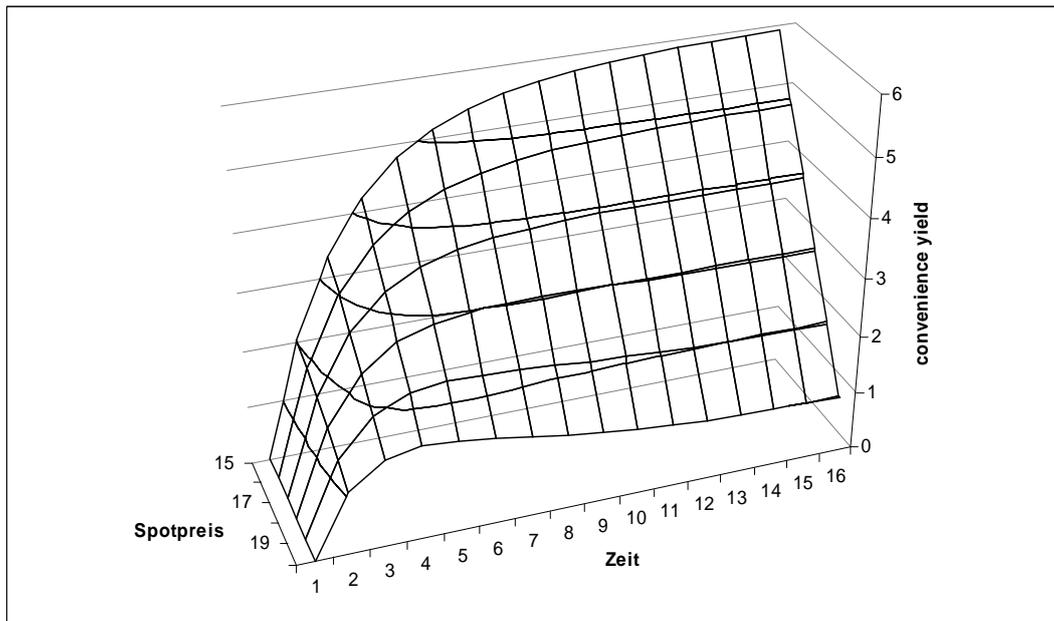
**Abbildung 3.3:** Forwardpreise bei mean reversion. In der Abbildung werden die Werte von zwei Terminkontrakten mit unterschiedlichen mean reversion Geschwindigkeiten (schwarze Linie:  $\kappa = 0,3$ ; graue Linie  $\kappa = 0,6$ ) zur Fälligkeit  $t$  dargestellt. Je höher ceteris paribus die Anpassungsgeschwindigkeit  $\kappa$  ist, desto höher ist auch das langfristige Niveau  $\alpha$ . Es wurde  $\mu = 3$ ,  $\sigma = 0,5$ ,  $\phi = -0,25$  und  $S = 20$  angenommen.

Forwardkontrakts mit der höheren Anpassungsgeschwindigkeit steigt mit zunehmender Fälligkeit stärker an und erreicht zudem ein höheres Niveau als der Forwardkontrakt mit dem geringeren  $\kappa$ . Dies ist eine direkte Folge aus  $\alpha = \mu - \sigma^2/2\kappa$  und kann so interpretiert werden, dass Schwankungen durch ein hohes  $\kappa$  nicht nur schneller, sondern auch dauerhaft ausgeglichen werden.

Es mag auf den ersten Blick kontraintuitiv erscheinen, dass der Wert des Futureskontraktes mit der geringeren Anpassungsgeschwindigkeit (schwarze Linie) in Abbildung 3.3 kurzfristig über dem langfristigen Niveau  $\alpha$  liegt. Wie bereits erwähnt, erfolgt die Anpassung an das langfristige Niveau umso schneller, je weiter der Spotpreis von diesem entfernt ist, was durch den zweiten Term in Gleichung (3.12) ausgedrückt wird. Im Fall der Futuresbewertung mit hoher Anpassungsgeschwindigkeit (graue Linie) wird dieser Effekt durch die sinkende Bedeutung des Spotpreises und den damit einhergehenden Wertverlust des Futureskontrakts kompensiert. Bei der schwarzen Terminmarktkurve ist hingegen der Wertzuwachs, der sich aus der Anpassung ergibt, so hoch, dass das langfristige Niveau kurzfristig überschritten wird.

Im Unterschied zum Einfaktormodell ohne *mean reversion* kommt dem Spotpreis bei der Berücksichtigung von *mean reversion* eine stärkere Bedeutung zu. Es existiert eine inverse Beziehung zwischen Preisniveau und der Steigung der Terminmarktkurve, d.h.

bei einem hohen Preisniveau verläuft die Terminmarktkurve relativ flach.<sup>35</sup> Auch diese Eigenschaft ergibt sich daraus, dass die Anpassungsgeschwindigkeit umso größer ist desto weiter der derzeitige Spotkurs vom langfristigen Niveau entfernt ist. Abbildung 3.4, in der die Abhängigkeit der Basis  $F(t) - S(t)$  als Annäherung für den *convenience yield* im Zeitverlauf von der Höhe des ursprünglichen Spotmarktpreises dargestellt ist, verdeutlicht diesen Zusammenhang. Anders als bei Einfaktormodellen ohne *mean reversion* hat der Spotmarktpreis bei *mean reversion* auch Einfluss auf die *Form* der Forwardkurve.



**Abbildung 3.4:** Die inverse Beziehung zwischen Preisniveau und der Steigung der Terminmarktkurve. In der Abbildung werden die Einflüsse des Spotpreises und der Zeit auf den *convenience yield* bzw. auf die Basis des Kontraktes dargestellt.

### 3.4.2 Erweiterungen

Neben der *mean reversion*-Eigenschaft müssen bei der Modellierung von stochastischen Preisprozessen möglicherweise zudem Saisonalitäten, stochastische Volatilität, stochastische Zinsen, ein stochastischer *convenience yield* und Preissprünge berücksichtigt werden. Diese Modellelemente sollen im Folgenden kurz vorgestellt werden.

#### Saisonalität

Wie im Kapitel 2.3 dargestellt, unterliegen die Preise in den Erdölmärkten aufgrund von unsicheren und irreversiblen Investitionen zyklischen Schwankungen, die im Folgenden als

<sup>35</sup> Diese Beziehung gilt nur dann, wenn der Spotpreis unterhalb des langfristigen Niveaus liegt.

Branchenzyklen bezeichnet werden. Daneben existieren jahreszeitliche saisonale Schwankungen, da der Verbrauch von Erdölprodukten in sehr warmen und sehr kalten Monaten zunimmt.

Saisonalität kann berücksichtigt werden, indem für das langfristige Niveau eine Abhängigkeit von der Zeit angenommen wird, wobei  $\alpha(t)$  allgemein als deterministische Funktion

$$\alpha(t) = \alpha_0 + \sum_{k=1}^{K^\alpha} (\alpha_k \cos(2\pi kt) + \alpha_k^* \sin(2\pi kt)) \quad (3.13)$$

ausgedrückt werden kann mit  $K^\alpha$  als die Anzahl der Summenelemente und  $\alpha_0$ ,  $\alpha_k$  und  $\alpha_k^*$  als konstante Kalibrierungsfaktoren.<sup>36</sup> Die Schätzung der Kalibrierungsfaktoren der saisonalen Komponente erfolgt in der Regel vor der Kalibrierung der restlichen Modellfaktoren wie der Anpassungsgeschwindigkeit  $\kappa$  oder dem Driftfaktor  $\mu$ .

Probleme bei der Modellierung von Saisonalitäten ergeben sich, wenn die Saisonalitäten asymmetrisch sind, sich im Zeitablauf ändern oder wenn sich verschiedene Saisonalitäten wie Branchen und Jahreszeitzyklen überlagern.

### Stochastische Volatilität

Die Volatilität von Erdöl und Ölprodukten ist höher als die der meisten anderen gehandelten Produkte.<sup>37</sup> Volatilität erhöht zum einen den Wert von Lagerkapazitäten (*convenience yield*) und kann damit in einer Erhöhung des Spotpreises resultieren, zum anderen erhöht es den Wert von Produktionsflexibilitäten.<sup>38</sup> Denn die Möglichkeit, die Produktion zu senken, kann auch als Lagermöglichkeit interpretiert werden, so dass ein Produzent bei einer höheren Volatilität mehr „lagert“, d.h. weniger produziert.<sup>39</sup> Auch dies kann zu einem Preisanstieg am Spotmarkt führen.

Sowohl die stochastische Volatilität als auch *mean reversion* werden in dem Modell von Heston (1993) berücksichtigt. Das Heston-Modell ist ein Zweifaktormodell, in dem die Änderung der Volatilität einem Ornstein-Uhlenbeck-Prozess folgt, so dass der gemeinsame stochastische Prozess die Form<sup>40</sup>

$$dS = \mu S dt + \sigma(t) S dz_1 \quad (3.14)$$

$$d\sigma(t) = \kappa(\alpha - \sigma(t))dt + \sigma^* \sqrt{\sigma(t)} dz_2 \quad (3.15)$$

<sup>36</sup> Vgl. Hannan et al. (1970) und Richter et al. (2002).

<sup>37</sup> Vgl. Regnier (2007).

<sup>38</sup> Vgl. Pindyck (2004).

<sup>39</sup> Vgl. Litzenberger und Rabinowitz (1995).

<sup>40</sup> Vgl. Vasicek (1977).

besitzt, wobei  $\sigma^*$  gleich der konstanten Volatilität der Volatilität ist und die beiden Wiener Prozesse  $z_1$  und  $z_2$  so miteinander korreliert sind, dass gilt:

$$dz_1 dz_2 = \rho dt.$$

### Stochastische Zinsen.

Die Annahme konstanter Zinssätze ist nur bei relativ kurzen Betrachtungszeiträumen sinnvoll. Wenn ein längerer Zeithorizont untersucht wird, muss auch das Verhalten des risikolosen Zinssatzes  $r$  explizit modelliert werden. Unter der Annahme, dass – analog zum Modell von Heston – die Änderung des risikolosen Zinssatzes  $dr$  einem Ornstein-Uhlenbeck-Prozess folgt und sich die Drift  $\mu$  in den risikolosen Zinssatz  $r$  und den *convenience yield*  $y$  zerlegen lässt, folgt der Spotpreis dem gemeinsamen stochastischen Prozess:

$$dS = (r - y)Sdt + \sigma_1 S dz_1 \quad (3.16)$$

$$dr = \kappa(\alpha - r)dt + \sigma_2 dz_2 \quad (3.17)$$

$$dz_1 dz_2 = \rho dt$$

Dieses Modell basiert auf Vasicek (1977), wobei der Diffusionsterm der Zinsveränderung mit einem konstanten  $\sigma_2$  modelliert wird. Während die *mean reversion*-Eigenschaft des Zinssatzes theoretisch nicht umstritten ist, existieren in der Literatur eine große Anzahl alternativer Spezifizierungen für die Modellierung des Diffusionsterms.<sup>41</sup> So modellieren Cox et al. (1985), Brown und Dybvig (1986), Gibbons und Ramaswamy (1993) und Pearson und Sun (1994) den Diffusionsterm mit  $\sigma_2 r dz_2$ , Brennan und Schwartz (1979) und Courtadon (1982) als  $\sigma_2 r^2 dz_2$ , Chan et al. (1992) als  $\sigma_2 r^\gamma dz_2$  und Duffie und Kan (1996) als  $(\sigma_2 + \sigma_3 r) dz_2$ .

### Stochastischer convenience yield

Wenn der *convenience yield* als exogener Faktor behandelt wird, kann sein Verhalten analog zu demjenigen von stochastischer Volatilität und stochastischen Zinsen modelliert werden. Wiederum wird angenommen, dass die Änderung der betrachteten Größe einem Ornstein-Uhlenbeck-Prozess folgt. In dem Modell von Gibson und Schwartz (1990) folgt

---

<sup>41</sup> Vgl. Ait-Sahalia (1996).

der Spotpreis dem gemeinsamen stochastischen Prozess

$$dS = (\mu - y)Sdt + \sigma_1 Sdz_1 \quad (3.18)$$

$$dy = \kappa(\alpha - y)dt + \sigma_2 dz_2 \quad (3.19)$$

$$dz_1 dz_2 = \rho dt.$$

### Preissprünge

Durch unerwartete Ereignisse wie beispielsweise einer Herabsetzung der OPEC-Produktionsquoten oder der Unterbrechung von wichtigen Schifffahrtswegen können Preissprünge auf Erdölmärkten auftreten. Solche Preissprünge sollen nicht in die normale Volatilität  $\sigma$  des Prozesses eingehen, da diese ansonsten als zu hoch geschätzt würde. Aus diesem Grund werden Preissprünge explizit über einen eigenen Poisson-Prozess modelliert. Eine häufig verwendete Modellierung von Sprüngen findet sich in Merton (1975). Hiernach wird die Entwicklung des Spotpreises mit

$$dS = \mu Sdt + \sigma Sdz + UdN \quad (3.20)$$

modelliert, wobei  $U$  eine normalverteilte Zufallsvariable und  $N$  ein Poisson-Prozess mit der Intensität  $\lambda$  ist. Die Intensität  $\lambda$  gibt die durchschnittliche Rate eines Sprungs pro Zeiteinheit an, dementsprechend beträgt die erwartete Zeit zwischen zwei Sprüngen  $1/\lambda$ . Während durch den Poisson-Prozess  $N$  das Auftreten und die Häufigkeit von Sprüngen abgebildet wird, wird die Höhe und Richtung des Sprungs durch die Zufallsvariable  $U$  bestimmt. Durch einen Preissprung verändert sich ausschließlich das Niveau des Prozesses. Der Spotpreis entwickelt sich also vor und nach Preissprüngen ebenso wie in Gleichung (3.4). Der Sprungprozess besitzt kein Gedächtnis, d.h. die Sprünge sind unabhängig voneinander. Wenn die Sprungintensität von der Zeit abhängig ist ( $\lambda = \lambda(t)$ ), werden inhomogene Poissonprozesse zur Modellierung verwendet.

Wenn *mean reversion* und Preissprünge gleichzeitig auftreten, muss die Driftkomponente in Gleichung (3.10) um den Einfluss der Preissprünge  $\lambda E(U)$  bereinigt werden:

$$dS = \kappa(\alpha - \lambda E(U) - \ln S)Sdt + \sigma Sdz + UdN, \quad (3.21)$$

wobei  $E(U)$  die erwartete Sprunghöhe ist. Durch diese Bereinigung wird langfristig wieder das Niveau  $\alpha$  erreicht.

### 3.5 Optionen

Optionen werden als bedingte Termingeschäfte bezeichnet, da der Halter einer Option die Möglichkeit nicht jedoch die Verpflichtung besitzt, eine bestimmte Menge zu einem festgelegten Preis zu kaufen bzw. zu verkaufen. Optionen werden grundsätzlich in Call- und Put-Optionen unterschieden. Eine Call-Option ist das Recht eine bestimmte Menge einer Anlage (*underlying*) für den Ausübungspreis zu kaufen.<sup>42</sup> Eine Put-Option ist das Recht eine bestimmte Menge einer Anlage (*underlying*) für den Ausübungspreis zu verkaufen. Entsprechend gibt es vier mögliche Optionspositionen: (1) Das Recht das *underlying* zu kaufen (*long call*), (2) das Recht, das *underlying* zu verkaufen (*long put*), (3) die Verpflichtung, das *underlying* bei Ausübung der Option zu verkaufen (*short call*) und (4) die Verpflichtung das *underlying* bei Ausübung der Option zu verkaufen (*short put*).

#### Optionsarten

Optionen werden weiterhin nach ihrer Ausübungsmöglichkeit unterschieden. In Energiemärkten werden insbesondere europäische, amerikanische, asiatische Optionen sowie *Barrier* und *Swing*-Optionen verwendet. Eine europäische Option kann nur zum Ende der Laufzeit, eine amerikanische Option hingegen zu einem beliebigen Zeitpunkt innerhalb der Laufzeit ausgeübt werden. Beide Optionen haben einen festen Ausübungspreis und beziehen sich auf den aktuellen Kurs des *underlyings*.

Asiatische Optionen werden in *fixed-price* und *floating-price*-Optionen unterschieden. Eine asiatische *fixed-price*-Option basiert auf dem arithmetischen oder geometrischen Mittel des *underlyings* eines bestimmten Zeitraums statt auf dem Kurs zu einem bestimmten Zeitpunkt. Der Ausübungspreis der Option ist jedoch fest. Bei einer asiatischen *floating-price*-Option wird stattdessen der Ausübungspreis über einen Durchschnitt des *underlyings* bestimmt. Asiatische Optionen werden beispielsweise für die Absicherung des Preisrisikos in dem Zeitraum verwendet, den der Transport von Rohöl zu den Raffinerien benötigt.

Barrier-Optionen werden in *Knock-In* und *Knock-Out*-Optionen unterschieden. Eine *Knock-In Barrier*-Option kann erst dann ausgeübt werden, wenn in einem festgelegten Zeitfenster eine Schranke über- bzw. unterschritten wurde. Eine *Knock-Out*-Option kann hingegen nur dann ausgeübt werden, wenn die festgelegten Schranken nicht überschritten wurden. Bei beiden Arten können Ober- oder Unterschranken sowie beidseitige Schranken vereinbart werden. Mit Hilfe von *Barrier*-Optionen können Marktteilnehmer sich relativ preiswert gegen starke Preisschwankungen absichern.

---

<sup>42</sup> Vgl. Hull (2000).

Bei *Chooser*-Optionen hat der Halter zu einem festgelegten Zeitpunkt die Wahlmöglichkeit, ob er die Option in eine Put oder eine Call-Option umwandelt. Hiermit verwandt sind die *Swing*-Optionen, die im Kern als amerikanische *Chooser*-Optionen angesehen werden können. Hierbei hat der Halter die Möglichkeit, die Option zu mehreren festgelegten Zeitpunkten auszuüben. Bei jeder Ausübungsmöglichkeit kann er entscheiden, ob er die festgelegten Mengen kaufen oder verkaufen will.

## Optionsbewertung

Der Optionswert setzt sich aus innerem Wert und Zeitwert zusammen. Bei einem *long call* entspricht der innere Wert der Preisdifferenz zwischen dem Kurs des *underlyings* und dem Ausübungspreis.<sup>43</sup> Wenn diese Preisdifferenz positiv ist, wird die Option mit „im Geld“, ist die Preisdifferenz negativ, wird die Option mit „aus dem Geld“ und ist sie Null, wird sie mit „am Geld“ bezeichnet. Der Zeitwert ergibt sich aus der Unsicherheit des Kursverlaufs des *underlyings*, genauer: durch die Möglichkeit, dass der Kurs des *underlyings* im Zeitablauf steigen kann.<sup>44</sup> Der Zeitwert ist am höchsten, wenn die Option „am Geld“ ist, da in diesem Fall die Unsicherheit, ob die Option ausgeübt wird, am höchsten ist.

Die Ermittlung eines fairen Zeitwerts ist das grundsätzliche Problem der Optionsbewertung. In ihren grundlegenden Artikeln konnten Black und Scholes (1973) und Merton (1973b) eine geschlossene Formel zur Bewertung von europäischen Optionen ableiten, sofern das *underlying* einer geometrischen Brownschen Bewegung folgt, die Volatilität und die kurzfristigen Zinsen im Zeitablauf konstant und bekannt sind, keine Transaktionskosten und Steuern gezahlt werden müssen und vollständige, friktionslose Märkte vorliegen.

Die Argumentation zur (risikoneutralen) Bewertung einer Option ist wie folgt.<sup>45</sup> Wie in Kapitel 3.1 dargestellt, lässt sich nach CAPM bzw. der *Arbitrage Price Theory* (APT) die Rendite  $\mu$  einer Anlage in den sicheren Zinssatz  $r$  und (mindestens) eine mit dem Marktpreis für Risiko bewertete unsichere Komponente  $\beta\sigma$  aufspalten. Zusätzlich muss bei Erdöl der *convenience yield*  $y$  berücksichtigt werden. Setzen wir  $\mu = r - y + \beta\tilde{\delta}$  in Gleichung (3.4) ein, erhalten wir:

$$\frac{dS(t)}{S(t)} = (r - y)dt + \sigma(dW(t) + \beta dt). \quad (3.22)$$

<sup>43</sup> Die folgenden Ausführungen zur Optionsbewertung beziehen sich ausschließlich auf einen europäischen *long call*, da sich dieser relativ einfach mittels einer geschlossenen Formel bewerten lässt.

<sup>44</sup> Da im Fall eines *long calls* die Verluste, aber nicht die Gewinne begrenzt sind, gehen nur vorteilhafte Kursschwankungen in die Optionsbewertung ein.

<sup>45</sup> Die hier verwendete Erklärung der risikoneutralen Bewertung basiert auf Geman (2005). Vgl. auch Cox et al. (1979), Harrison und Kreps (1979) und Harrison und Pliska (1981).

An dieser Stelle kann mit Hilfe von Girsanovs Theorem ein Maßwechsel der Wahrscheinlichkeit vorgenommen werden.<sup>46</sup> Die Idee hinter dem Maßwechsel ist, die Risikoaversion der Marktteilnehmer in die Verteilungsfunktion einzubetten. Auf diese Weise kann die Bewertung so erfolgen, als ob die Marktteilnehmer risikoneutral wären. Girsanovs Theorem besagt, dass ein Wahrscheinlichkeitsmaß  $Q$  existiert, unter dem für den stochastischen Prozess  $\hat{W}(t) = dW(t) + \beta dt$  für  $t > 0$  und  $\hat{W}(0) = 0$ . Unter dem neuen  $Q$ -Wahrscheinlichkeitsmaß kann der ursprüngliche Prozess  $W$  durch den neuen Prozess  $\hat{W}$  ersetzt werden. Es kann leicht gesehen werden, dass der diskontierte Prozess für den Spotpreis  $(Se^{-rt})_{t \geq 0}$  ein Martingal ist, d.h. der Erwartungswert für den Zeitpunkt  $T$  ist – gegeben den Informationen  $U_t$  im Zeitpunkt  $t$  – gleich dem Wert in  $t$ . Die Martingaleigenschaft gilt auch für Optionspreise  $C$ , da eine Option für jedes Zeitintervall  $(t, t + dt)$  durch ein Portfolio  $P$  repliziert werden kann, das aus  $n$  Einheiten des *underlyings*  $S$  besteht. Man erhält

$$C(t) = e^{-r(T-t)} E_Q \left[ \max(0, S(T) - k) | U(t) \right]. \quad (3.23)$$

Nach einigen Umformungen ergibt sich die Optionspreisformel:

$$C(t) = S(t)e^{-y(T-t)} N(d_1) - ke^{-r(T-t)} N(d_2) \quad (3.24)$$

mit

$$d_1 = \frac{\ln \left( \frac{S(t)}{ke^{-r(T-t)}} \right) + \frac{1}{2}\sigma^2(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}} \quad (3.25)$$

$$d_2 = \frac{\ln \left( \frac{S(t)}{ke^{-r(T-t)}} \right) - \frac{1}{2}\sigma^2(T-t)}{\sigma T-t} \quad (3.26)$$

$$N(x) = \int_{-\infty}^x \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-t^2/2} \quad (3.27)$$

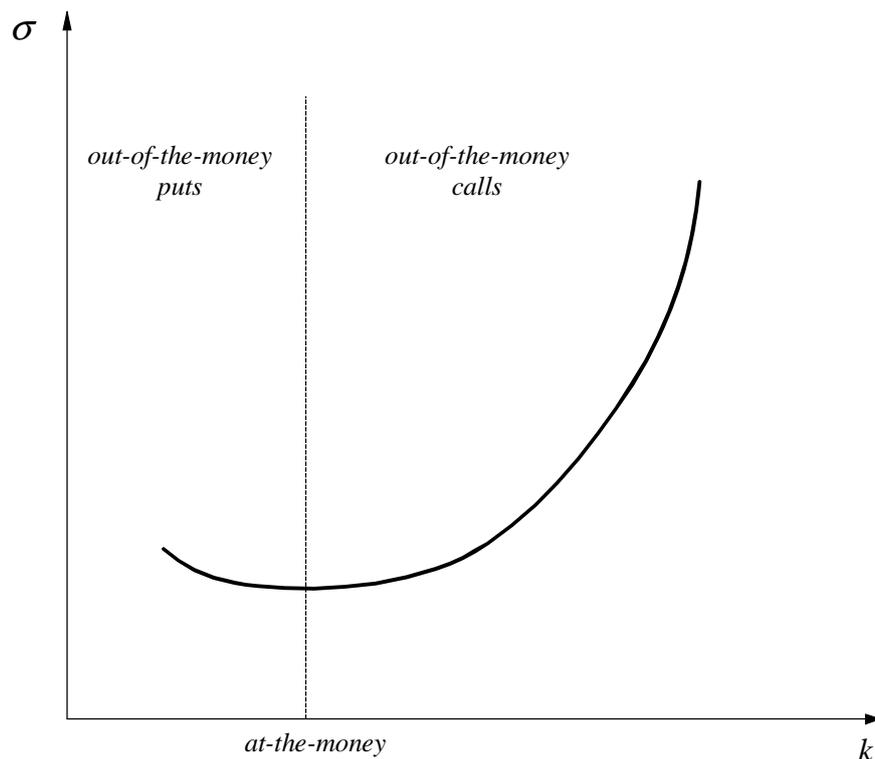
Der Preis einer Option besteht also aus einer mit  $N(d_1)$  bzw.  $N(d_2)$  gewichteten Differenz zwischen dem aktuellen Marktpreis des *underlyings* und dem diskontierten Ausübungspreis. Diese Darstellung erinnert stark an den inneren Wert einer Option. Allerdings wird durch die Gewichte  $N(d_1)$  bzw.  $N(d_2)$  auch der Zeitwert der Option berücksichtigt. So gibt  $N(d_2)$  die Wahrscheinlichkeit an, dass sich der Kurs des *underlyings* zum Zeitpunkt  $t$  über dem Ausübungspreis befindet, während  $N(d_1)$  die Wahrscheinlichkeit angibt, dass der erwartete Kurs des *underlyings*  $S(t)e^{-y(T-t)}$  eintritt – sofern dieser über dem Ausübungspreis liegt.<sup>47</sup>

<sup>46</sup> Vgl. Girsanov (1960) und Geman (2005).

<sup>47</sup> Vgl. Nielsen (1993).

### Implizite Volatilität

Der Wert jeder Option steigt monoton mit der Volatilität des *underlyings* an. Diese Eigenschaft ergibt sich direkt aus Gleichung (3.23): vorteilhafte Veränderungen im *underlying* erhöhen den Wert, während unvorteilhafte Veränderungen im schlechtesten Fall zu einer Nicht-Ausübung der Option führen. Wenn eine Funktion streng monoton in einer Variablen ist, kann man diese Funktion invertieren, d.h. der Wert einer Option lässt sich durch die implizite Volatilität des *underlyings* ausdrücken.<sup>48</sup>



**Abbildung 3.5:** Volatility smirk bei Energieoptionen. Die Abbildung zeigt die implizite Volatilität  $s$  von Optionen in Abhängigkeit vom Ausübungspreis  $k$ . Die rechte Seite der abgebildeten, idealisierten Kurve wird über Call-Optionen mit verschiedenen Ausübungspreisen gebildet, die aus dem Geld sind. Die linke Seite der Kurve wird aus Put-Optionen abgeleitet, die aus dem Geld sind. Der steilere Verlauf des rechten Teils der Kurve ist Ausdruck eines Absicherungsdrucks gegen starke Preisausschläge nach oben.

### Volatility smile, volatility smirk

Wenn man die implizite Volatilität von real gehandelten Optionen zu einem festen Zeitpunkt  $t$  in Abhängigkeit von verschiedenen Ausübungspreisen plottet, ergibt sich keine flache Linie, sondern eine konvexe Funktion, die ihren Tiefpunkt bei dem Ausübungspreis hat, der am Geld liegt. Diese Funktion wird je nach Form als *volatility smile* bzw. *volatility smirk* bezeichnet. Dies kann so interpretiert werden, dass Optionen, die aus dem Geld

<sup>48</sup> Vgl. Geman (2005).

sind, höher bewertet werden als Optionen, die am Geld liegen. Die Absicherung gegen hohe Preisfluktuationen ist somit teurer. In Märkten für Erdöl ist der rechte Teil der Kurve wesentlich steiler als der linke, was so interpretiert werden kann, dass die Marktteilnehmer sich insbesondere gegen hohe Marktpreise absichern wollen.<sup>49</sup> In Aktienmärkten ist hingegen der linke Teil der Kurve steiler.

Weiterhin hat die Zeit in der Realität eine wesentlich höhere Bedeutung für den Optionswert als in der Modellwelt. So werden Optionen mit einer längeren restlichen Laufzeit höher bewertet und die implizite Volatilität kann im Zeitablauf schwanken.<sup>50</sup> Das letztere kann durch die Ankunft neuer Informationen im Zeitablauf erklärt werden; das erstere durch die Gefahr starker Preisschwankungen am Ende der Laufzeit.

---

<sup>49</sup> Vgl. Geman und Nguyen (2003).

<sup>50</sup> Vgl. hierzu die Erläuterung des Heston Modells.

## Der institutionelle Rahmen von Erdölmärkten

Neben den finanzierungstheoretischen Grundlagen des Erdölhandels ist der institutionelle Rahmen von Erdölmärkten für deren Analyse von großer Bedeutung. Aus diesem Grund werden in diesem Kapitel zunächst diese Rahmenbedingungen beschrieben, um dann in den folgenden Kapiteln die finanzierungstheoretischen Grundlagen unter Berücksichtigung der institutionellen Regeln des Erdölhandels diskutieren zu können.

### 4.1 Abriss der historischen Entwicklung der Erdölmärkte

In der jüngeren Geschichte des Erdöls können drei Preisregimes unterschieden werden: das Kartell der sieben Schwestern (1930-1970), staatliche gesetzte Preise (1971-1985) und das *formula pricing* (1986-heute).<sup>1</sup>

#### Das Kartell der sieben Schwestern: 1930-1970

Bis zur Mitte der 70er Jahre des letzten Jahrhunderts wurde der Erdölmarkt von wenigen, vertikal integrierten internationalen Erdölgesellschaften, den sogenannten sieben Schwestern, dominiert.<sup>2</sup> Chevron, Exxon, Gulf, Mobil, Texaco, British Petroleum und Royal Dutch/Shell bildeten ein Kartell, das zum einen den Kartellmitgliedern hohe und sichere Renten garantierte. Zum anderen konnten durch die enge Kooperation der Unternehmen die gesamten produzierten und nachgefragten Mengen miteinander abgeglichen werden. Die interne Stabilität des Kartells war eine Folge der Konzessionsverträge in der Förderung des Nahen Ostens. Da zu dieser Zeit eine deutliche Steigerung der Produktion

<sup>1</sup> Vgl. Fattouh (2006).

<sup>2</sup> Die folgende historische Darstellung basiert auf Parra (2004) und Yergin (1993).

nur im Nahen Osten erfolgen konnte, war kein Unternehmen in der Lage, einseitig größere Mengen auf den Markt zu bringen. Die gesamte Rente der Wertschöpfungskette wurde daher in der Produktionsebene abgeschöpft, wodurch eine Bestrafung von kartellwidrigem Verhalten sehr einfach möglich war. Denn wenn ein Kartellmitglied sich nicht an die Kartellabsprachen hielt und seine Verkaufsmengen auf *downstream* erhöhte, so konnte er zusätzliches Rohöl nur von den anderen Kartellmitgliedern zu einem deutlich höheren Verrechnungspreis erwerben.

Auch die externe Kartellstabilität folgte aus der Tatsache, dass die Produktion nur in einer geringen Anzahl von Ländern, nämlich Indonesien, Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien und Venezuela, ausgeweitet werden konnte, in denen die sieben Schwestern – in der Regel mit politischer Rückendeckung aus ihren Heimatländern – Konzessionsverträge mit den jeweiligen Landesregierungen abgeschlossen hatten. Die Konzessionsverträge gewährten dem entsprechenden Unternehmen das exklusive Recht zur Exploration, Erschließung und Produktion in einer definierten Region für einen bestimmten Zeitraum. Das Unternehmen trug das finanzielle und geschäftliche Risiko, der Staat erhielt Steuer- und/oder Royaltyszahlungen, die 50 % der Nettogewinne des Unternehmens nicht überschreiten sollten. Die Nettogewinne wurden mit dem *posted price* berechnet, der ein rein fiskalpolitisches Konzept darstellte und nur ungefähr den Trend von Marktveränderungen abbildete. Der *posted price* wurde einseitig von den Unternehmen festgelegt, deren Entscheidungsspielraum für Senkungen politisch jedoch stark eingeschränkt war.

Neben dem *posted price* existierte ein Abrechnungspreis für Importe, der anhand der Golf-Plus-Formel berechnet wurde. Hiernach war der Preis gleich dem US-amerikanischen Preis für Erdöl am Golf von Mexiko zuzüglich den Frachtkosten zum entsprechenden importierenden Land. Der Preis nach der Golf-Plus-Formel wurde als Kaufpreis interpretiert. Die Logik dieser Interpretation war, dass ein potentieller Käufer Rohöl von den USA beziehen könnte und dann den Golf-Plus Preis bezahlen müsste. Allerdings waren die in den USA erhältlichen Mengen gering. Hätte ein größerer Konsument tatsächlich versucht, seinen Bedarf am Golf von Mexiko zu decken, wäre ihm dies nicht möglich gewesen, so dass die Legitimierung der Golf-Plus-Formel nicht das tatsächliche Marktgeschehen abbildete.

Keiner der beiden Preise bildete sich durch das Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage, so dass faktisch kein Preis für Rohöl existierte, der veränderte Marktgegebenheiten anzeigte.

### Staatlich gesetzte Preise: 1971-1985

Mit Beginn der 70er Jahre bekamen die Produktionsländer zunehmenden Einfluss auf den *posted price*. Am 16. Oktober 1973 erhöhten die OPEC-Länder den *posted price* unilateral um 70 %. Ab diesem Zeitpunkt hatten die Unternehmen keinen Einfluss mehr auf die Setzung des *posted price*. Die OPEC-Länder besaßen die komplette Kontrolle über die Erdölproduktion. Es folgten in rascher Folge weitere Erhöhungen des *posted price* für verschiedene Rohölsorten. Gleichzeitig wurden Embargos gegen Länder verhängt, die Israel im Krieg gegen Ägypten und Syrien unterstützten. Der gesamte Markt befand sich in Aufruhr und die Ölpreisschocks hatten große makroökonomische Auswirkungen.<sup>3</sup> Die OPEC-Länder befanden sich in einer Position, in der sie den Preis fast beliebig erhöhen konnten, da es keine Möglichkeit gab, die benötigten Mengen von anderen Ländern zu beziehen und es kurzfristig nicht möglich war, Erdölprodukte zu substituieren. Zudem vergrößerte das Fehlen eines institutionalisierten Marktes für Rohöl und Medienberichte über eine Energiekrise die Panik in den Verbraucherländern.<sup>4</sup> Aus dieser Situation entwickelte sich der Glaube in den OPEC-Ländern, dass sie die Preise fast beliebig setzen konnten, was zu einem fundamentalen Bestandteil der OPEC-Politik wurde.

Die starken Preiserhöhungen und das Öl-Embargo waren hauptsächlich politisch motiviert. Hinzu kam die Befürchtung, dass die vorhandenen Ölreserven bald verbraucht sein würden. Aus ökonomischer Sicht waren die Preiserhöhungen irrational bzw. uninformiert. Die OPEC-Länder berücksichtigten zum einen nicht die mittel- bis langfristigen Anpassungsprozesse der Verbraucherländer und zum anderen gingen sie von falschen Annahmen bezüglich der vorhandenen Erdölreserven im Nahen Osten aus. In keinem Fall handelten sie Ende 1973 als Kartell, das sich formal erst in den Folgejahren 1974-78 bildete.<sup>5</sup>

In einer kurzen Zwischenphase zwischen 1974-1975 existierten neben dem *posted price* die Konzepte des *official selling price* (OSP)/*government selling price* (GSP) und der *buy-back prices*, was zu einer hohen Intransparenz des Preisregimes führte. Während der OSP/GSP der Preis von Förderländern für Dritte war, konnten Unternehmen, deren Förderanlagen verstaatlicht wurden, Erdöl zum niedrigeren *buy-back price* beziehen. Das Preisregime wurde ab 1975 durch einen *marker price* auf Arabian Light abgelöst, auf den alle anderen Rohölsorten mittels einer Prämie bzw. eines Abschlags bepreist wurden. Dieses Regime hielt sich trotz größerer Schwierigkeiten durch uneinheitliche Preissetzungen der OPEC-Länder und einer schwachen Nachfrage. In der Zeit von 1974-1978 gelang es dem OPEC-Kartell nicht, sich auf einheitliche Quoten und ein anzustrebendes Preisniveau zu einigen.

<sup>3</sup> Vgl. Hamilton (1983); Gisser und Goodwin (1986); Mork (1989) und Hamilton (1996).

<sup>4</sup> Vgl. Kepplinger und Roth (1979).

<sup>5</sup> Empirisch kann weder vor 1973 noch nachher ein Kartellverhalten der OPEC nachgewiesen werden. Vgl. Loderer (1985); Alhajji und Huettner (2000) und Smith (2005).

Ende 1978 beschloss die OPEC zeitliche gestaffelte Preiserhöhungen für das Jahr 1979. Daraufhin stieg der Preis an dem (illiquiden) Spotmarkt für Nordseeöl an, worauf Abu Dhabi, Kuwait, Qatar und Libyen ihre Preise über den beschlossenen OPEC-Preis erhöhten. Dies wurde als Signal für eine bevorstehende Knappheit interpretiert. Alle Marktteilnehmer begannen, Öl nachzufragen und zu lagern, um von den zukünftig höheren Preisen zu profitieren. Solange die OPEC an ihren beschlossenen Preiserhöhungen festhielt, war dieses Verhalten mit sicheren Gewinnen verbunden. Im gleichen Zeitraum ging die Produktion aus zwei Gründen zurück: Saudi-Arabien beschloss aus Furcht vor einer zu raschen Erschöpfung seiner Ölreserven eine Produktionsbeschränkung und das Schah-Regime im Iran wurde gestürzt. Die internationalen Ölgesellschaften und unabhängigen Raffinerien versuchten, die fehlenden Mengen am Spotmarkt zu kaufen. Allerdings traf die zusätzliche Nachfrage auf ein unelastisches Angebot, da außerhalb der OPEC kein Produzent in der Lage war, seine Produktionsmengen nennenswert auszudehnen. Die OPEC-Länder verkauften jedoch nicht am Spotmarkt, nahmen den starken Anstieg des Spotpreises auf 40 US-\$ jedoch als Begründung, den OSP zu erhöhen. Diese Argumentation lief entgegengesetzt zur tatsächlichen Kausalkette. Denn nur aufgrund der Weigerung der OPEC am Spotmarkt zu verkaufen, kam es zu dem hohen Preisanstieg. Der staatlich gesetzte OSP folgte einem ineffizienten Marktpreis.

Die Ursachen des zweiten Ölpreissprungs waren nicht physischer Natur, sondern ergaben sich aus dem Zusammenspiel ineffizienter Institutionen und einer erwarteten Knappheit.<sup>6</sup> Trotzdem hatte der zweite Ölpreissprung eine weltweite Rezession zur Folge.<sup>7</sup>

In 1980 sank der Ölpreis aufgrund schwacher Nachfrage und hoher Lagerbestände auf 32 US-\$. Trotz dieser zu 1973 stark veränderten Marktsituation glaubten die OPEC-Länder weiterhin, dass sie die Möglichkeit hätten, den Preis nach ihrem Belieben zu setzen. Zu Beginn der 80er Jahre nahm der Druck auf die OPEC zu. Zum einen begannen die Bemühungen der Verbraucherländer zur Reduzierung ihres Ölverbrauchs zu greifen, zum anderen wurden neue Erdölreserven außerhalb der OPEC – insbesondere in Alaska und in der Nordsee – erschlossen. Saudi-Arabien versuchte in dieser Zeit, die OPEC zu einem echten Kartell mit klar definierten Produktionsquoten und einem angestrebten Preisniveau von 34 US-\$ zu machen. Das Kartell war jedoch intern instabil. Aufgrund interner Anreize der Mitglieder wurden weder Preisabsprachen noch Produktionsquoten eingehalten.<sup>8</sup> Saudi-Arabien war als sogenannter *swing producer* das einzige Land, das durch Produktionskürzungen den beschlossenen Preis verteidigte.<sup>9</sup> Die OPEC handelte in ihrer

<sup>6</sup> Vgl. Horsnell (1990).

<sup>7</sup> Vgl. Barsky und Kilian (2004); Jones et al. (2004).

<sup>8</sup> Vgl. Griffin und Xiong (1997).

<sup>9</sup> Vgl. Griffin und Neilson (1994).

Gesamtheit nicht als Kartell. So wurde Saudi-Arabien für seine Produktionskürzungen nicht von den anderen OPEC-Staaten entschädigt, obwohl die Handlungen von Saudi-Arabien zu kartellähnlichen Marktergebnissen führten.<sup>10</sup>

Ende 1985 stützte Saudi-Arabien aufgrund eines hohen Haushaltsdefizits nicht länger den Ölpreis, sondern schloss sogenannte *netback* Verträge mit Exxon, Mobil, Texaco und Chevron ab, die den Ölgesellschaften eine sichere Raffineriemarge garantierten. Auf diese Weise konnte Saudi-Arabien seinen Marktanteil schnell steigern. Im gleichen Zeitraum beschloss die OPEC ihre Produktion auszuweiten, um auf Kosten der Nicht-OPEC-Produzenten einen höheren OPEC-Marktanteil zu erhalten. Diese reduzierten ihre Produktion jedoch nicht, da der Großteil ihrer Kosten versunken waren und ihre Produktionskosten weit unter dem damaligen Preis lagen. Durch die zusätzlichen Mengen sank der Preis für Brent-Erdöl von 27 US-\$ im Dezember 1985 auf 13,30 US-\$ im März 1986.

### **Formula Pricing: 1986-heute**

Die Ambitionen der OPEC den Preis zu setzen waren gescheitert. In der Folge entwickelte sich ein marktbasierendes Preisregime mit mehreren Referenzsorten.<sup>11</sup> Die Rohölsorten West Texas Intermediate (WTI) und Brent sowie Dubai (auch Fateh genannt) wurden über das sogenannte *formula pricing* preisbestimmend. Beim *formula pricing* erfolgt der Großteil des Rohölhandels über eine kleine Anzahl liquider Referenzsorten, während die restlichen Rohölsorten mit Prämien bzw. Abschlägen, die abhängig von der Lage und Qualität sind, bepreist werden.<sup>12</sup>

Die Rolle der OPEC im Erdölmarkt wandelte sich drastisch in den 90er Jahren. Obwohl nach dem Einmarsch von Saddam Hussein in Kuwait die Erdölmärkte für einige Monate stark angespannt waren, beruhigten sie sich nach dem ersten Irakkrieg 1990-1991 und der Ölpreis schwankte das restliche Jahrzehnt zwischen 15 und 20 US-\$. Dieser relativ niedrige und stabile Ölpreis war hauptsächlich eine Folge aus den in den 80er Jahren aufgebauten großen Produktions- und Raffineriekapazitäten.<sup>13</sup> Der relativ niedrige Ölpreis übte einen hohen Druck auf die Staatshaushalte derjenigen OPEC-Länder aus, die stark von den Einnahmen aus ihren Ölexporten abhängig waren.<sup>14</sup> Gleichzeitig besaßen die OPEC-Länder weiterhin einen großen Einfluss auf den Ölpreis, konnten sich jedoch nicht auf eine gemeinsame Strategie einigen.<sup>15</sup>

<sup>10</sup> Vgl. Griffin (1985) und De Santis (2003).

<sup>11</sup> Vgl. Perron (1989).

<sup>12</sup> Vgl. Geman 2005.

<sup>13</sup> Vgl. Ye et al. (2006).

<sup>14</sup> Vgl. Kohl (2002).

<sup>15</sup> Zum Einfluss der OPEC auf den Ölpreis vgl. Kaufmann et al. (2004).

Der letzte Versuch der OPEC in der jüngeren Geschichte eine direkte Kontrolle über den Ölpreis zu erreichen, erfolgte auf der OPEC-Konferenz im März 2000. Dort wurde die Einrichtung eines Preisbands zwischen \$22 und \$28 beschlossen, bei dessen Über- oder Unterschreitung über einen Zeitraum von 20 Tagen automatisch Produktionsanpassungen vorgenommen werden sollten.<sup>16</sup> Als Indikator für die Marktentwicklung veröffentlichte die OPEC einen Index aus den elf Rohölsorten Saharan Blend (Algerien), Minas (Indonesien), Iran Heavy (Iran), Basra Light (Irak), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libyen), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Saudi Arabien), Murban (VAE) und BCF 17 (Venezuela).<sup>17</sup>

Obwohl nur einmal eine informelle Produktionsanpassung vorgenommen wurde, hielt das Preisband bis zum Jahr 2003.<sup>18</sup> Der Markt war zu diesem Zeitpunkt durch geringe Produktions- und Raffineriekapazitäten, einer ungünstigen Produktions- bzw. Raffineriestruktur und eine sehr hohe Nachfrage nach Erdöl gekennzeichnet. Kurzfristig konnte nur die Produktion von schwerem Erdöl in größerem Maße erhöht werden, aber dieses konnte von den Raffinerien nicht weiterverarbeitet werden, insbesondere da aus Umweltschutzgründen die Spezifikationen für Erdölprodukte in dieser Zeit verschärft worden waren.<sup>19</sup> Der zweite Irakkrieg im Jahr 2003 hatte nur geringe Auswirkungen auf den Ölpreis, da die Produktion des Irak zu dieser Zeit vergleichsweise gering war.

Im Jahr 2004 wurde das Band fast durchgängig überschritten, worauf die OPEC ihre Produktionsquote von 23,5 Mio. Barrel pro Tag im März 2004 auf 28-28,5 Mio. Barrel pro Tag im Juni 2005 erhöhte. Abbildung 4.1 stellt den Verlauf des OPEC-Preisindex und die beschlossenen Produktionsbeschränkungen in den Jahren 2003 bis 2007 dar. Trotz der Produktionserhöhung stiegen die Preise auf über \$70 pro Barrel. Auf ihrer Konferenz im Juni 2005 setzte die OPEC das Preisband aus und ließ ihre Produktionsquoten bis zum Oktober 2006 unverändert. Auf der Konferenz im Oktober 2006 reduzierte die OPEC die Produktionsquoten auf insgesamt 25,7 Mio. Barrel pro Tag. Dies führte zu einem Preisverfall, da hierdurch gleichzeitig Produktionskapazitäten freigesetzt wurden und Spekulanten, die auf Nachschubschwierigkeiten gehofft hatten, wurden enttäuscht. Der Preisindex stieg erst durch eine erneute Produktionskürzung im Dezember 2006 wieder an.<sup>20</sup> Die Konferenz im Oktober 2006 kann als eine vorläufige Abkehr der OPEC von ihrem Anspruch der Setzung von Preisen interpretiert werden.

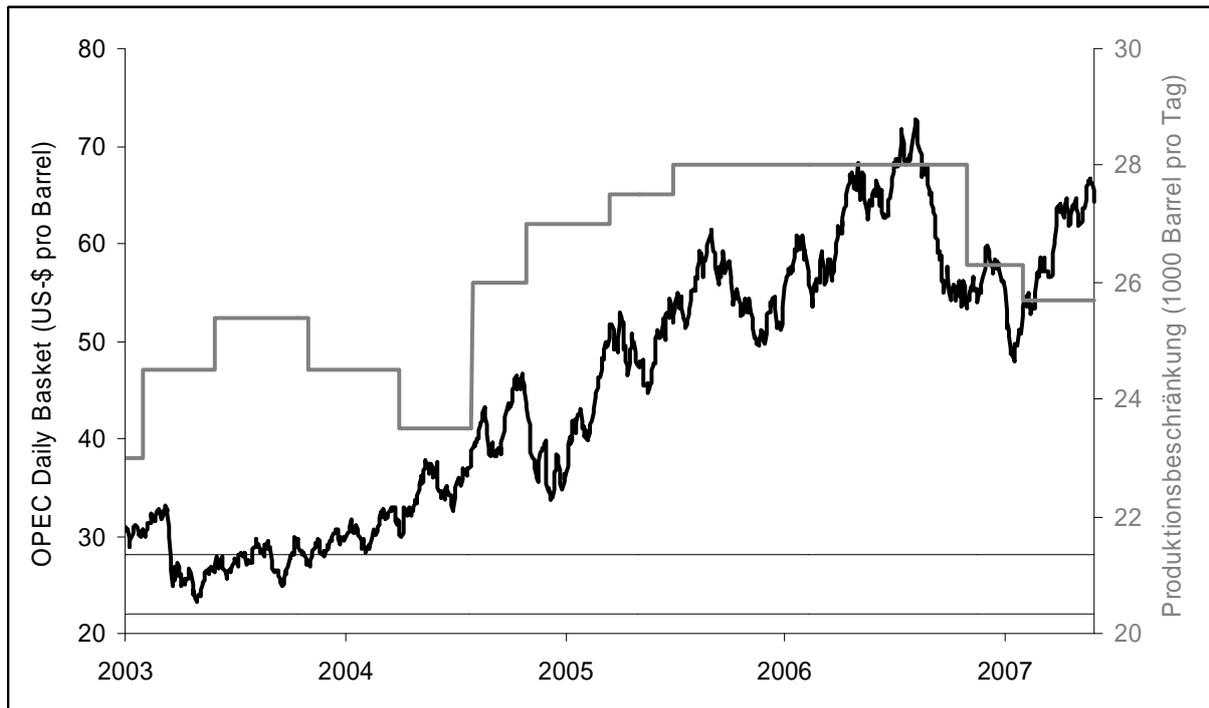
<sup>16</sup> Vgl. Horn (2004).

<sup>17</sup> Vor dem 15. Juni 2005 bestand der Index aus den Sorten Saharan Blend (Algerien), Minas (Indonesien), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Saudi Arabien), Fateh (Dubai), Tia Juana (Venezuela) und Isthmus (Mexiko).

<sup>18</sup> Ein Einfluss der OPEC in dieser Phase wird jedoch ebenfalls angezweifelt. Vgl. Bentzen (2007).

<sup>19</sup> Vgl. Yergin (2006).

<sup>20</sup> Vgl. APS Review Oil Market Trends (2006).



**Abbildung 4.1:** OPEC Preisindex und OPEC-Produktionsquoten 2003-2007. Die Abbildung zeigt die Entwicklung des OPEC Preisindex (schwarze Linie, linke Ordinate), das Preisband zwischen 22 und 28 US-\$ pro Barrel und die auf den OPEC-Konferenzen beschlossenen Produktionsquoten (graue Linie, rechte Ordinate). Der vermutete inverse Zusammenhang zwischen diesen beiden Größen ist zwischen Mitte 2004 bis Ende 2006 nicht zu beobachten. Eigene Abbildung; Daten stammen aus öffentlich zugänglichen Daten der OPEC.

Das Scheitern des Preisbandes sollte nicht als Schwäche der OPEC interpretiert werden, da das Ziel des Preisbandes in erster Linie die Festsetzung einer Preisuntergrenze war. Kurz- bis mittelfristige Überschreitungen des Preisbandes können von der OPEC hingenommen werden, da in diesem Zeitrahmen nur die OPEC-Länder in der Lage sind, zusätzliche Mengen in größerem Umfang auf den Markt zu bringen. In dieser Situation können auch die Aktionen von einzelnen großen Produzenten große Auswirkungen auf den Preis haben, so dass die vielfach bewiesene Instabilität des OPEC-Kartells nicht notwendigerweise die Marktmacht der OPEC dämpft. Außerdem verfügt die OPEC über die Referenzpreise WTI und Brent über gute Indikatoren der tatsächlichen Marktsituation und kann so die Wirksamkeit ihrer Maßnahmen wesentlich besser beurteilen als dies 1973-1985 der Fall war.

## 4.2 Zur Ökonomie von Referenzsorten

Erdöl ist ein heterogenes Gut: weltweit werden ca. 187 unterschiedliche Rohölsorten international gehandelt.<sup>21</sup> Alle diese Rohölsorten müssen korrekt bepreist werden. Die Bestimmung des Preises für Erdöl ist dabei nicht trivial. Erstens ergibt sich der Preis für Rohöl erst aus den nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette, da sich die Nachfrage nach Rohöl aus der Nachfrage nach Erdölprodukten ableitet. Im Preis für Erdöl muss sich also die gesamte Wertschöpfungskette und Nachfragestruktur ausdrücken. Zweitens treffen im Erdölhandel Angebot und Nachfrage nur selten physisch aufeinander.

Die institutionelle Ausgestaltung der Referenzmärkte für Erdöl muss gewährleisten, dass die Informationen der physischen Märkte in die finanziellen Märkte gelangen, damit in den finanziellen Märkten eine korrekte Preisfindung stattfinden kann. Bei *formula pricing* werden die verschiedenen Rohölsorten über Referenzpreise bepreist, d.h. es existieren einige wenige liquide Märkte für Rohöl, die den Preis für alle anderen Rohölsorten setzen. Je nach Qualität und geographischer Lage der anderen Rohölsorten werden sie mit einer Prämie oder einem Abschlag gegenüber den Referenzsorten gehandelt. Wenn beispielsweise eine afrikanische Rohölsorte leichter und süßer ist als die europäische Referenzsorte, dann erhält sie hierfür eine Prämie, während sie für den längeren Transportweg nach Europa einen Abschlag bekommt.

Die europäischen und amerikanischen Referenzpreise, die eingehend in den Kapiteln 4.3 und 4.4 beschrieben werden, sind die Futurespreise für die Rohölsorte Brent an der ICE in London und der Rohölsorte *WTI* an der NYMEX in New York; sie ergeben sich also aus rein finanziellen Geschäften, die aber auf dem physischen Handel basieren. Weitere wichtige Referenzpreise, die jedoch nicht die gleiche Bedeutung wie Brent und *WTI* besitzen, sind die Rohölsorten Dubai und Oman für den Nahen Osten und Urals für Osteuropa und Russland, die in den Kapiteln 4.5.1-4.5.2 beschrieben werden.

Die Effizienz von *formula pricing* ist abhängig von liquiden, transparenten und manipulationsfreien Märkten für die Referenzsorten.<sup>22</sup> Eine Referenzsorte ist somit in gewisser Hinsicht ein ambivalentes Gut. Auf der einen Seite erfüllt die Referenzsorte eine Referenzfunktion, die über die Bedeutung der Rohölsorte hinausgeht, da hierdurch die Grundlage für die Bepreisung anderer Rohölsorten und abgeleiteter Märkte für Finanzderivate gebildet wird. Auf der anderen Seite bleibt die Rohölsorte ein physisches Gut, das abhängig von der bestehenden Infrastruktur, seinen chemischen Eigenschaften und seiner geographischen Lage ist.

<sup>21</sup> Vgl. Energy Intelligence (2007).

<sup>22</sup> Vgl. Gülen (1998).

Neben der Referenzfunktion muss eine Referenzsorte auch die im dritten Kapitel beschriebenen Funktionen der Preisfindung und der Absicherung erfüllen. Die Preisfindungsfunktion gewährleistet die effiziente Verarbeitung von Informationen in den Märkten. Die Absicherungsfunktion ermöglicht ein Auseinanderfallen der finanziellen Zahlungsströme von den physischen Warenströmen. D.h. die Marktteilnehmer können wählen, in wie weit sie das Preisrisiko auf den Erdölmärkten tragen wollen. Aus den drei Funktionen von Referenzmärkten für Erdöl ergeben sich drei Arten von Arbitragebeziehungen.

Die erste Arbitragebeziehung ergibt sich aus der Preisfindungsfunktion und sorgt für eine korrekte Bepreisung zwischen dem physischen Warenaustausch am Spotmarkt und den finanziellen Terminmärkten.<sup>23</sup> Hiernach existiert eine arbitragefreie Beziehung zwischen Spot- und Terminmärkten über das Kalkül eines rationalen Lagerbesitzers. Hierdurch können Marktteilnehmer, die an dem physischen Handel mit der Referenzsorte interessiert sind, erwarten, dass der Preis der Sorte jederzeit den tatsächlichen Marktgegebenheiten entspricht. Wäre dies nicht der Fall, könnte ein Lagerbesitzer bei zu hohen Spotpreisen gelagerte Barrel verkaufen und bei zu niedrigen Spotmarktpreisen Barrel einkaufen und entweder am Terminmarkt verkaufen oder direkt die zeitliche Arbitragemöglichkeit ausnutzen.

Die zweite Arbitragebeziehung folgt aus der Absicherungsfunktion und betrifft die Beziehung zwischen den finanziellen Terminmärkten und den nachgelagerten Finanzderivatemärkten bzw. anderen Anlagemöglichkeiten.<sup>24</sup> Würde nämlich die Risiko-Rendite-Relation – wie im CAPM- oder der APT-Modellrahmen entwickelt – auf dem Erdölmarkt von derjenigen auf anderen Märkten abweichen, würden sich Arbitragemöglichkeiten für Marktteilnehmer eröffnen, die auf mehreren Märkten aktiv sind. Erdöl ist für rein finanzielle Anleger nur eine weitere Anlage und wollen entsprechend nach dem von ihnen übernommenen systematischem Risiko entlohnt werden. Unter die Absicherungsfunktion fallen somit auch alle spekulative Transaktionen.

Die dritte Arbitragemöglichkeit entspringt schließlich der Referenzfunktion und bezieht sich auf die Verbindung zwischen dem physischen Handel und den auf die Referenzsorte bepreisten Rohölsorten. Diejenigen Marktteilnehmer, die an der Referenzfunktion für andere Rohölsorten interessiert sind, wollen möglichst wenige Beeinflussungen des Referenzpreises, die aufgrund lokaler Störungen in der Infrastruktur der Referenzsorte auftreten können. Sobald sich beispielsweise der Preis für WTI vom Preis der Rohölsorte Mars<sup>25</sup> entfernt, werden Marktteilnehmer in einem liquiden Markt diese Preisdifferenz

<sup>23</sup> Vgl. Kapitel 3.

<sup>24</sup> Vgl. Foster (1996) und Silvapulle und Moosa (1999).

<sup>25</sup> Die Rohölsorte Mars steht in direkter Konkurrenz zu WTI, ist aber mit 30 °API und 1,8 % Schwefel saurer als WTI. Mars ist ebenso wie WTI abhängig vom Pipelinesystem, der wichtigste Hub für

ausnutzen. Obwohl Referenzsorten aufgrund der ersten Arbitragebeziehung geographisch gebunden sind, werden Arbitragemöglichkeiten von Marktteilnehmern ausgenutzt, sobald die Preisdifferenz zwischen den Regionen höher als die Transportkosten ist.

In einem vollständigen Markt dürften alle Arbitragebeziehungen zu einem Preis führen. Allerdings sind die Erdölmärkte aufgrund von Unteilbarkeiten, nichtlinearen Risiken im Preisverlauf, fehlender Liquidität und Marktmacht degenerierte Märkte.<sup>26</sup> Die Aufgabe eines Referenzpreises ist es, die Marktfriktionen so gut wie möglich auszugleichen. Gelingt dies nicht, ergeben sich ineffiziente Preise. Ein Referenzpreis, der nicht alle verfügbaren Informationen enthält, d.h. die Preisfindungsfunktion nicht erfüllt, führt zu falschen finanziellen Zahlungsströmen, die aus der Absicherungsfunktion folgen und generiert ein falsches Preisgefüge im Weltölmarkt zwischen den Rohölsorten. Analog haben fehlerhafte Einschätzungen der Marktverhältnisse aus der Absicherungsfunktion oder eine schlechte Vergleichbarkeit mit anderen Rohölsorten einen Einfluss auf die Referenzfunktion. Jeder Fehler in einer der Funktionen des Erdölhandels führt zu Fehlern in den anderen Funktionen.

Der einfachste und erfolgsversprechendste Ansatz, um diese Probleme zu lösen, ist, dass möglichst gute bzw. vollständige Märkte als Referenzsorten gewählt werden. Einerseits muss sichergestellt werden, dass die Konkurrenzsituation der Referenzsorte gegen andere Rohölsorten korrekt im Preis abgebildet wird, andererseits sollten Störungen in der Infrastruktur und Manipulationen von Marktteilnehmern die Ausnahme darstellen. Konkret sollte eine Referenzsorte folgende Eigenschaften aufweisen: (1) Diversität in der Eigenerstruktur und Fehlen von Handelsbeschränkungen, (2) ein hohes Produktionsvolumen, (3) eine homogene Qualität, die vergleichbar mit konkurrierenden Rohölsorten ist, (4) eine gut ausgebaute Infrastruktur und (5) eine transparente Preisbildung in liquiden Märkten.<sup>27</sup>

Zu (1): Wenn ein Marktteilnehmer die Produktion dominiert, kann er durch entsprechende Geschäfte auf den Terminmärkten seine überlegene Informationsposition bezüglich seiner zukünftigen Produktion ausnutzen.<sup>28</sup> Weiterhin sollte der Zugang zum Markt und der Handel auf dem Markt diskriminierungsfrei sein und keine Handelsbeschränkungen geben. Das Problem von Marktmacht auf physischen Märkten ist insbesondere aufgrund der hohen Größenvorteile in der Wertschöpfungskette problematisch. Wenn wenige große Produzenten bzw. Raffinerien kostengünstiger produzieren können als viele kleine Anbieter, kommt es zwangsläufig zu einer hohen Marktkonzentration. Bei einer starken Marktposi-

---

Mars ist Clovelly in Louisiana. Die Bedeutung von Mars ergibt sich insbesondere als Vergleichsrohöl und ggf. als Korrektiv zu WTI bzw. *WTI sour*.

<sup>26</sup> Vgl. Kapitel 2.

<sup>27</sup> Vgl. Montepeque (2005).

<sup>28</sup> Vgl. Newbery (1983) und Anderson und Sundaresan (1983).

tion weniger Anbieter bzw. Nachfrager kann es zu Fehlern bei der Preisfindung auf dem Referenzmarkt kommen; der Preis würde nicht die relative gesellschaftliche Knappheit von Erdöl anzeigen.

Zu (2): Das Produktionsvolumen ist aufgrund der natürlichen Verringerung der Förderrate von Ölfeldern häufig das zentrale Problem vieler Referenzsorten. Eine Rohölsorte mit geringer Produktion ist stärker Manipulationen von Marktteilnehmern ausgesetzt.<sup>29</sup> Eine Referenzsorte sollte mindestens ein Produktionsvolumen von 500.000 Barrel pro Tag besitzen.<sup>30</sup> Ähnlich wie im Fall von Marktmacht behindert ein zu geringes Produktionsvolumen vor allem die Preisfindungsfunktion von Referenzmärkten.

Zu (3): Wenn die Qualität einer Rohölsorte stark schwankt, schwanken zwangsläufig auch die Preisdifferenzen zu anderen Rohölsorten, wodurch die Bedeutung und die Absicherungskosten des Basisrisikos größer werden. Gleichzeitig sollten die chemischen Eigenschaften der Referenzsorte nicht zu stark von denjenigen der Rohölsorten abweichen, die auf die Referenzsorte bepreist werden. Denn je stärker die chemischen Eigenschaften abweichen desto schlechter spiegelt der Preis die Situation im Weiterverarbeitungsbereich wider. Hierdurch wird die Referenzfunktion behindert. Wenn beispielsweise eine schwere und saure Rohölsorte auf eine süße und leichte Rohölsorte bepreist wird, dann würde eine hohe Auslastung der Raffineriekapazitäten für schwere und saure Rohöle nicht in den Preis für die leichte und süße Referenzsorte eingehen, wodurch eine schwere und saure Sorte zu hoch bewertet wäre.

Zu (4): Eine gut ausgebaute Infrastruktur ermöglicht eine schnelle und flexible Anpassung auf veränderte Marktbedingungen und eine geringe Störungsanfälligkeit bei dem Ausfall einzelner Anlagen. Wenn Störungen nicht ausgeglichen werden können, verringert dies die Liquidität des physischen Marktes und es kommt zu einem Auseinanderfallen zwischen dem Referenzmarkt und anderen Erdölmärkten. Dementsprechend werden sowohl die Preisfindungs- als auch die Referenzfunktion durch Störungen in der Infrastruktur beschädigt.

Zu (5): Klare, eindeutige Regeln für die Preisbildung in einem Markt und die Überwachung dieser Regeln sind von entscheidender Bedeutung für die Absicherungsfunktion von Referenzmärkten. Auf diese Weise können Manipulationen wie ein *squeeze* und Insiderhandel<sup>31</sup> von Marktteilnehmern schnell erkannt werden. Die Marktzutrittschürden werden bei einfachen Marktregeln geringer, da auch Marktteilnehmer ohne spezifisches Wissen des Erdölmarktes zur Risikodiversifizierung anlegen können. Weiterhin sollte der Markt

<sup>29</sup> Vgl. hierzu das *squeeze*-Kapitel im Brentmarkt.

<sup>30</sup> Vgl. Montepeque (2005).

<sup>31</sup> Vgl. für Strategien für Insiderhandel Kyle (1985) und Jarrow (1992).

ausreichend liquide sein, um starke Preisschwankungen durch einzelne große Order zu verringern und um liquiditätsbedingte Preisverzerrungen zu verhindern.<sup>32</sup>

Eine weitere wichtige Frage bezüglich der Form des *formula pricings* ist, ob die Referenzpreise in Märkten mit physischer Lieferung – wie dies bei WTI der Fall ist – oder durch Handel auf einen Index wie bei *Brent Futures* ergeben. In jedem Fall muss eine eindeutige Beziehung zu den physischen Märkten gewährleistet sein, da nur hierdurch die Abbildung der tatsächlichen Marktgegebenheiten gegeben ist. Eine Referenzsorte mit physischer Erfüllung ist dabei stärker von der bestehenden Infrastruktur abhängig. Wenn infrastrukturseitige Störungen der Referenzsorte selten auftreten, steigert die direkte Beziehung zum physischen Markt das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Referenzpreis.

Wenn eine Referenzsorte nur über eine geringe Fördermenge und eine vergleichsweise schlechte Infrastruktur verfügt, ist ein indexbasierter Referenzpreis die bessere Wahl. Märkte, die auf einem Index von verschiedenen Rohölsorten basieren, haben den Vorteil einer geringeren Abhängigkeit von der bestehenden Infrastruktur, die im Zweifelsfall nur langsam auf Veränderungen reagieren kann. Gleichzeitig sind sie jedoch abhängig von berichteten Marktpreisen, die der Gefahr der Manipulation unterliegen.<sup>33</sup> Weiterhin wird die Beziehung zu den physischen Märkten abgeschwächt, denn es ist nicht im Vorfeld erkennbar, welche Rohölsorte den Preis bestimmen wird. Dies verhindert direkte Arbitrage zwischen den finanziellen und den physischen Märkten.<sup>34</sup>

### 4.3 Die Märkte für Brent

Die leichten und schwefelarmen Rohölsorten Brent (38 °API, 0,45 % Schwefel) zusammen mit Forties (40,9 °API, 0,55 % Schwefel), Oseberg (37,8 °API, 0,27 % Schwefel), Ekofisk (37 °API, 0,23 % Schwefel), kurz BFOE, bilden die Referenzsorten für Europa und Afrika.<sup>35</sup> Etwa zwei Drittel der weltweit, physisch gehandelten Mengen werden auf BFOE bepreist.<sup>36</sup> Alle vier Rohölsorten sind in Qualität, Preis und geographischer Lage ähnlich,

<sup>32</sup> Unter liquiditätsbedingten Preisverzerrungen werden die in Kapitel 3.3.1 beschriebenen Prämien aufgrund von Absicherungsdruck verstanden.

<sup>33</sup> Vgl. Kumar und Seppi (1992).

<sup>34</sup> Eine elegante Beantwortung der Frage, ob im Fall von Erdöl indexbasierte oder auf physische Erfüllung basierende Märkte vorteilhafter sind, wäre möglich, wenn der Teminkontrakte auf Brent diejenigen auf WTI dominieren würden – oder umgekehrt. Allerdings kann keine ausreichende Dominanz eines Marktes festgestellt werden, sondern die beiden Märkte beeinflussen sich gegenseitig und nur zu Handelsbeginn des Londoner Börsenplatzes gibt es eine eindeutige Beeinflussung vom Schlusskurs an der NYMEX. Vgl. Lin und Tamvakis (2001).

<sup>35</sup> Vgl. Kaufmann et al. (2004).

<sup>36</sup> Vgl. PE (2008).

wobei Brent in der Regel die größte Bedeutung für die Preisbildung besitzt.<sup>37</sup>

Drei Märkte sind für BFOE von besonderer Bedeutung: *Dated Brent*, *15-day Brent* und *Brent Futures*. Die OTC-Märkte *Dated Brent* und *15-day Brent* sind eher auf physische Erfüllung ausgelegt, während der Futuresmarkt und daraus abgeleitete Finanzderivate eher finanzwirtschaftliche Funktionen erfüllen. Im Folgenden wird das Zusammenspiel der verschiedenen Märkte für Brent beschrieben und Schwächen der verschiedenen Märkte analysiert.<sup>38</sup>

### 4.3.1 Dated Brent und 15-day Brent

Brent wird ausschließlich *offshore* produziert und per Pipeline zum Ölterminal in Sullom Voe auf den Shetlandinseln transportiert.<sup>39</sup> Von dort wird das Öl mittels Tanker weiter verschifft. Das Produktionsvolumen von Brent liegt etwa bei 500.000-600.000 Barrel am Tag, dasjenige des gesamten BFOE-Komplexes bei etwa 1.2 Mio. Barrel pro Tag. Für das produzierte Öl muss bis zum fünften Tag des Vormonats ein Verladetermin angemeldet werden. Die Zuweisung der Verladetermine erfolgt nach dem *first come first served*-Prinzip bis spätestens zum 15. des Vormonats. Die Ladezeiträume umfassen jeweils drei Tage.

#### Forward Brent/15-day Brent

Der *15-day Brent*-Markt, auch als *Forward Brent* bezeichnet, ist ein Forwardmarkt für Brent. Auf ihm werden in der Regel Lieferungen FOB Sullom Voe gehandelt, deren Ladezeitraum noch nicht feststeht.<sup>40</sup> Der dreitägige Ladezeitraum muss mindestens 21 Tage vor dem ersten Tag des Ladezeitraums angekündigt werden. Die Bezeichnung *15-day Brent* ist daher nicht mehr korrekt, aber noch immer gebräuchlich. Sie ergab sich aus der Regelung vor Juli 2002, dass der Entladezeitraum 15 Tage vor dem Ladezeitraum angekündigt werden musste. Nach den Standardkonditionen werden Ladungen auf dem *15-day Brent*-Markt mit einem Kontraktvolumen von 600.000 Barrel ( $\approx$  84.000 Tonnen) gehandelt;<sup>41</sup> es existiert jedoch auch ein Handel für Kontrakte über 100.000 Barrel ( $\approx$  14.000 Tonnen).<sup>42</sup>

<sup>37</sup> Im Juni 2007 ergaben sich aufgrund von Wartungsarbeiten Schwankungen in der Qualität von Forties, so dass in dieser Hinsicht nur bedingt von einer ähnlichen Qualität zwischen Forties und Brent gesprochen werden kann.

<sup>38</sup> Die folgende Darstellung der Brentmärkte basiert auf Horsnell und Mabro (1993), Kapitel 4 und 9 und Mabro et al. (1986).

<sup>39</sup> Für Forties geht die Lieferung zum Ölterminal in Hound Point (GB), für Oseberg nach Sture (Norwegen) und für Ekofisk nach Teesside (GB).

<sup>40</sup> FOB steht für *free on board* und impliziert, dass Versicherung, Frachtkosten und eventuelle Kosten aus Havarien vom Käufer getragen werden. Der Verkäufer trägt nur die Liegegebühren im Hafen.

<sup>41</sup> Vgl. Shell (2002).

<sup>42</sup> Vgl. Montepeque (2005).

Der gesamte Handel mit Forwards ist bilateral und nur in der Form standardisiert, dass i.d.R. die Allgemeinen Geschäftsbedingungen für physische Lieferung des *Shell Brent Partial Agreement* und des *Shell UK Limited 1990 Agreement for the Sale of Brent Blend Crude Oil on 15 Day Terms* mit dem *Shell 2002 Amendments for 21 Day BFO* zugrunde liegen.<sup>43</sup> Die weitere Beschreibung basiert auf diesen Verträgen. Die Anzahl von Forwardkontrakten ist nicht durch die Anzahl der physischen Ladungen begrenzt, da das Recht an einer Ladung beliebig oft weiterverkauft werden kann. Durch den Weiterverkauf wird eine sogenannte (Vertrags-)Kette gebildet.

Das Clearing im Forwardmarkt, d.h. die Festlegung, welcher der Vertragspartner das physische Gut erhält, erfolgt durch zwei Mechanismen: *book-out* und Nominierung.<sup>44</sup> Bei einem *book-out* werden die geschlossenen Verträge komplett finanziell glattgestellt, d.h. es wird jeweils die Differenz zwischen Referenzpreis und im Vertrag festgelegtem Preis gezahlt. Ein *book-out* kann nur erfolgen, wenn der erste und letzte Vertragsteilnehmer für eine Ladung in einer Kette identisch sind. Aus der Kette ist in diesem Fall ein Kreis geworden. Jede der beteiligten Parteien, kann ein *book-out* beantragen, es findet jedoch nur dann statt, wenn alle beteiligten Parteien des Kreises dem *book-out* zustimmen.

Beim Nominierungsverfahren gibt ein Verkäufer, der das Recht an einer Ladung im Sullom Voe Terminal besitzt, eine *21-day notice* zur physischen Lieferung an einen Käufer dieser Ladung. Dieser kann die physische Lieferung akzeptieren oder an eine Partei weiterreichen, mit der er einen Verkaufsvertrag über diese Ladung abgeschlossen hat. Nominierungen können nur weitergereicht werden bis die Ladung *wet* wird. Eine Partei, die nicht in der Lage war, die Nominierung vorher weiterzureichen, wird *5 o'clocked* genannt.

Beim Clearing über Nominierung ist es von großer Bedeutung, an welcher Stelle in der Kette ein Käufer/Verkäufer steht. Wenn man sehr weit hinten in der Kette steht, ist die Wahrscheinlichkeit, dass man die physische Ladung erhält, sehr gering.<sup>45</sup> Allerdings ist eine Kette nicht zwangsläufig linear. Es kann sein, dass eine Partei die gleiche Ladung mehrfach ge- und verkauft hat und somit entscheiden kann, an wen sie die *21-day notice* weiterreicht. In diesem Fall muss die Kette nicht in der Reihenfolge abgearbeitet werden, in welcher die Verträge abgeschlossen wurden. Aus diesem Grund werden häufig bereits bei Vertragsabschluss Vereinbarungen bezüglich der Nominierung getroffen.

Ein Beispiel eines Forward-Vertrags für den August 2008 erleichtert das Verständnis des Verfahrens. Der früheste Ladezeitraum für eine Ladung im August ist zwischen dem 1. und 3. August. Daher beginnt der Ankündigungszeitraum für Ladungen im August am

<sup>43</sup> Vgl. Shell (1990) und Shell (2002).

<sup>44</sup> Vgl. Horsnell und Mabro (1993).

<sup>45</sup> Vgl. Nasmyth und Binks (1986).

10. Juli. Der späteste Ladezeitraum im August ist vom 29.08 bis zum 31.08. Die späteste Ankündigung kann also am 8. August vorgenommen werden. Die Festlegung des Ladezeitraums der Ladung muss demnach zwischen dem 10. Juli und dem 8. August erfolgen. Angenommen der Ladezeitraum wäre der 16. bis 18. August. Somit müsste die Nominierung spätestens am 26. Juli um 17:00 Uhr Londoner Zeit vorgenommen werden.

<i>Book-out</i>	A – B – C – A
Nominierungskette 1	A – B – C – A – C
Nominierungskette 2	A – C – A – B – C

**Abbildung 4.2:** *Nominierung von Brent Forwards.*

Angenommen, es gäbe drei an dieser Ladung interessierte Parteien A, B und C. Die Partei A sei der physische Besitzer bzw. Produzent der Ladung, B sei ein finanzieller Händler und C ein Raffineur. Nun verkaufe A die Ladung auf dem Terminmarkt an B, wodurch A eine Verkaufsposition hält und B eine Kaufposition. Die Partei B, die kein Interesse an der physischen Lieferung hat, verkauft den Kontrakt weiter an den Raffineur C. Es hat sich die Vertragskette A-B-C gebildet, wobei links immer der Verkäufer und rechts der Käufer steht. In dieser Vertragskette hat sich der Produzent A einen festen Verkaufspreis und der Raffineur C einen festen Kaufpreis gesichert. Der Händler B erhält die Differenz zwischen dem Verkaufspreis des Kontrakts mit C und dem Kaufpreis des Kontrakts mit A, wenn sie positiv ist und verliert die Differenz, wenn sie negativ ist.

In einem nächsten Schritt könnte C die Ladung wieder an A verkaufen. Beispielsweise könnte dies geschehen, wenn der Forwardpreis kurzfristig stark angestiegen ist und gleichzeitig könnte A auf weiter steigende Preise spekulieren. Unabhängig von den konkreten Gründen für den Kauf bzw. Verkauf, hätte sich durch diese Transaktion ein Vertragskreis gebildet. Die Partei A steht sowohl am Anfang als auch am Ende der Vertragskette, wodurch ein *book-out* möglich wäre. Durch einen *book-out* würde die gesamte Vertragskette rein finanziell abgerechnet. Der Produzent A würde weiterhin die Ladung besitzen. In unserem Beispiel sei angenommen, dass der Raffineur C die Ladung physisch besitzen will und der finanziellen Glattstellung deshalb dem *book-out* nicht zustimmt.

Wenn die Partei B kein Händler, sondern ebenfalls ein Raffineur wäre, verändert sich die Lage für C. Denn in der Vertragskette A-B-C-A kann B vor C entscheiden, ob die Ladung physisch an ihn geliefert werden soll. Da C ebenfalls eine physische Lieferung wünscht, könnte es die Ladung wieder von A kaufen, um seine Position in der Vertragskette zu verändern. Verkauft A nämlich den Kontrakt wieder an C, kann A wählen, ob es die *21-day notice* an B oder C weiterreicht. In Abbildung 4.2 werden die beiden Nominierungsketten dargestellt. Während in der ersten Nominierungskette B zuerst wählen kann, ob es eine

physische Lieferung wünscht, darf in der zweiten Nominierungskette C vor B wählen. Beide Nominierungsketten ergeben sich aus der Vertragskette A-B-C-A-C.

Am 26. Juli um 17:00 Uhr Londoner Zeit wird die Ladung fällig und kann nicht mehr am Forwardmarkt, sondern nur noch am Spotmarkt, dem sogenannten *Dated Brent* gehandelt werden.

### **Dated Brent**

Für die Entstehung eines reinen Spotmarkts für Brent reichen die an einem Tag ausgeführten physischen Transaktionen nicht aus. Aus diesem Grund werden für den *Dated Brent*-Markt alle Transaktionen berücksichtigt, deren physische Lieferung in 21 Tagen oder weniger erfolgt. Dies hat zwei wichtige Konsequenzen. Erstens ist der Markt für *Dated Brent* kein Spotmarkt im klassischen Sinn, sondern ein kurzfristiger Forwardmarkt. Dies hat zur Folge, dass auch im Preis für *Dated Brent* ein *convenience yield* enthalten ist.<sup>46</sup> Zweitens ist der Spotpreis nicht direkt beobachtbar, sondern weist einen gewissen Interpretationsspielraum auf. Daher muss es eine Institution geben, welche die Transaktionen bewertet und einen Preis bildet. Im Markt für *Dated Brent* werden für die Berichterstattung der Preise private Agenturen wie *Platts* oder *Petroleum Argus* beauftragt, die für das Funktionieren des Marktes eine zentrale Stellung besitzen. Aus diesem Grund soll im Folgenden beispielhaft das Preisberichtsverfahren von *Platts* vorgestellt werden.<sup>47</sup>

*Platts* berücksichtigt zur Preisfindung für einen Tag alle Transaktionen FOB Terminal, deren Entladezeitpunkte 10 bis 21 Tage in der Zukunft liegen.<sup>48</sup> Es werden nur reguläre und transparente Transaktionen in die Bewertung aufgenommen. *Platts* versucht mit dem *market on close*-Konzept, einen kontinuierlichen Handel zu approximieren. Hierbei wird ein fiktiver Handelstag angenommen und es werden nur Transaktionen, die innerhalb dieses Handelstages gemacht werden, in die Bewertung aufgenommen. Auf diese Weise soll das Marktgeschehen besser abgebildet werden als durch die Bildung eines Durchschnitts über alle Transaktionen.

Die „wettbewerblichste“ der vier Rohölsorten, d.h. diejenige mit der niedrigsten Bewertung, hat den größten Einfluss auf den berichteten Preis. In der Vergangenheit war dies Brent; es können jedoch auch Situationen auftreten, in denen Forties den Preis bestimmt. Die Bewertung der anderen Rohölsorten hat eine Kontrollfunktion. Wenn sich der Preis für Brent erhöht, ohne dass sich die Preise für andere Rohölsorten verändern, werden

<sup>46</sup> Vgl. Caumon und Bower (2004).

<sup>47</sup> Vgl. Platts (2007b).

<sup>48</sup> Diese Regelung gilt für Montag bis Donnerstag. Am Freitag werden alle Transaktionen berücksichtigt, deren Entladezeitpunkte 10 bis 23 Tage in der Zukunft liegen.

diese zwangsläufig preisbestimmend. Somit bilden die Rohölsorten Forties, Oseberg und Ekofisk Preisobergrenzen für den BFOE-Komplex.

### Contracts for Differences

*Contracts for Differences* (CFDs) sind eine Möglichkeit, sich gegen das Basisrisiko, d.i. die Preisdifferenz zwischen *Dated Brent* und *15-day Brent*, abzusichern. Da die Preise der beiden Märkte nur schwach miteinander korreliert sind, ist eine Absicherung einer Ladung über einen einfachen Forwardkontrakt unzureichend. Wenn ein Händler einen festen Preis für eine Ladung haben will, muss er die Ladung mit einem Forwardkontrakt und einem CFD absichern, um sowohl das Preisrisiko als auch das Basisrisiko zu eliminieren. Der Käufer eines *Brent CFD* erhält den schwankenden Preis für *Dated Brent* und bezahlt den Preis für einen festgelegten *Brent Forward*.<sup>49</sup> *Brent CFDs* werden in der Regel in der Größenordnung von 50.000 oder 100.000 Barrel gehandelt.<sup>50</sup> Zur Vereinfachung der Zahlungsströme wird jeweils die durchschnittliche Differenz über eine Woche gezahlt.

In Abbildung 4.3 sind die notwendigen Aktionen für eine Preisfixierung dargestellt. Zum Zeitpunkt  $t$  werden zwar die Verträge geschlossen, aber es werden noch keine Zahlungen geleistet; diese fallen erst zum Zeitpunkt  $T$  an. Wenn der Händler nur einen Forwardvertrag abschließen würde, verbliebe noch immer das Risiko, dass sich die Differenz  $f - S$  im Zeitablauf verändert. Eine schwankende Differenz  $f - S$  ist für den Händler gleichbedeutend mit einem schwankenden Preis, den er durch den Kauf des Forwardkontrakts fixieren wollte. Um die schwankende Differenz zu fixieren, kann der Händler einen CFD mit  $S - f$  abschließen. Auf diese Weise kann der Händler einen fixen Preis in Höhe des Forwardkontrakts ggf. zuzüglich einer Risikoprämie  $RP$  fixieren.

### 4.3.2 Marktmanipulationen

Die Märkte für *Dated Brent*, *Brent Forwards* und *Brent CFDs* sind eng miteinander verbunden. Jede Änderung in einem der Märkte hat auch Auswirkungen auf die beiden anderen. Auf der einen Seite fließen durch diese Vernetzung neue Informationen in die Preisbildung ein, da in jedem der drei Märkte zusätzliche Informationen generiert werden.<sup>51</sup> Auf der anderen Seite wird ein Marktkomplex desto angreifbarer, je mehr Märkte

<sup>49</sup> Vgl. Geman (2005).

<sup>50</sup> Vgl. Platts (2007a).

<sup>51</sup> Vgl. Kapitel 3.1.

Aktion	Zeitpunkt $t$	Zeitpunkt $T$
Kaue eine Ladung <i>Dated Brent</i> mit dem Lieferzeitpunkt $T$ zum Preis $S$	0	$-S$
Kaue den nächstgelegenen <i>Brent Forward</i> und verkaue ihn zum Zeitpunkt $T$ zum Preis $f$	0	$+f$
Kaue einen <i>Brent CFD</i> für den Zeitpunkt $T$ und bezahle ggf. die Risikoprämie $RP$	0	$S - f + RP$

**Abbildung 4.3:** Preisfixierung einer Ladung über CFDs. Zum Zeitpunkt  $t$  ergeben sich keine Auszahlungen für den Halter des Portfolios. Allerdings ist er ohne den zusätzlichen Abschluss eines CFD den Preisschwankungen der Basis  $f - S$  ausgesetzt. Das Vorzeichen und die Höhe der Risikoprämie  $RP$  bleiben unbestimmt; sie sind von den aktuellen Marktbedingungen abhängig. Eigene Abbildung.

er umfasst. Eine Manipulation eines Marktes hat Auswirkungen auf alle übrigen Märkte. Daher ist eine Untersuchung der Schwächen der verschiedenen Märkte für Brent von fundamentaler Bedeutung. Im folgenden werden die möglichen Marktmanipulationen eines *squeeze*, des *tolerance games* und die Berichterstattung von falschen Preisen genauer eingegangen.

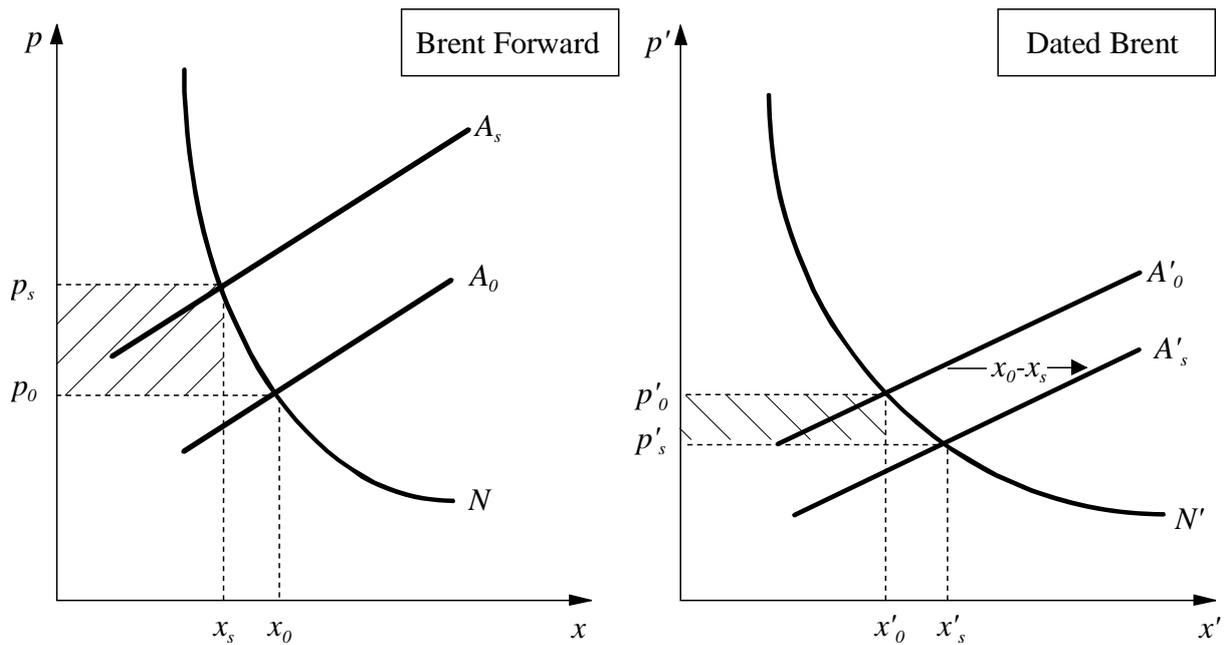
## Squeeze

Bei einem *squeeze* versucht ein Marktteilnehmer eine künstliche Verknappung am Markt herbeizuführen, um über die höheren Preise zusätzliche Gewinne zu machen. Hierzu kauft der Marktteilnehmer eine große Anzahl von Forwardkontrakten, so dass andere Marktteilnehmer ein unausgeglichenes Portfolio haben. Bevor der Forward fällig wird, müssen diese Marktteilnehmer ihre Positionen ausgleichen. Der einzige Verkäufer ist jedoch der Marktteilnehmer, der den *squeeze* ausführt und dieser verlangt eine *squeeze*-Prämie.<sup>52</sup> Ein idealer *squeeze* kann als kurzfristige Veränderung eines wettbewerblichen Marktes in einen Monopolmarkt interpretiert werden.

In Abbildung 4.4 ist das grundlegende Kalkül eines *squeeze* im *Forward Brent*-Markt vereinfacht dargestellt.<sup>53</sup> In der Ausgangssituation vor dem *squeeze* ergibt sich auf dem Markt für *Brent Forward* der Preis  $p_0$  und die Menge  $x_0$ . Zu diesem Zeitpunkt hat der Marktteilnehmer, der den *squeeze* ausführen will, bereits eine starke Kaufposition im Markt aufgebaut. Dieser verlangt nun einen Aufschlag in Höhe von  $p_s - p_0$ . Die Höhe dieses Aufschlags ist insbesondere von den Erfüllungskosten bei einer physischen Lieferung abhän-

<sup>52</sup> Vgl. Kyle (1984).

<sup>53</sup> Vgl. Cooper und Donaldson (1998) für eine formalere, spieltheoretische Analyse.



**Abbildung 4.4:** Auswirkungen eines squeeze auf den Markt für Brent Forwards und für Dated Brent. Im Brent Forward-Markt wird eine squeeze-Prämie in Höhe von  $p_s - p_0$  realisiert. Der squeeze kann als eine Angebotsverschiebung von  $A_0$  auf  $A_s$  interpretiert werden. Es ist hierbei vorteilhaft, wenn der Markt eng ist. In diesem Fall verschiebt sich die Angebotskurve in den unelastischen Bereich der Nachfragekurve, wodurch die squeeze-Prämie erhöht wird. Die Menge  $x_0 - x_s$  muss jedoch vom Händler, der den squeeze ausführt, auf dem Dated Brent-Markt angeboten werden, sofern er für diese Mengen keine eigene Verwendung hat. Hierdurch verringert sich der Preis auf dem Markt für Dated Brent. Eigene Abbildung.

fig.<sup>54</sup> Denn der Halter der Verkaufsposition hat zwei Möglichkeiten zur Erfüllung seiner Position: erstens kann er den Aufschlag des *squeezers* bezahlen, zweitens kann er zusätzliche Mengen in den Markt bringen. Der Verkäufer wird sich für die günstigere Alternative entscheiden, wodurch der Aufschlag nicht größer als die alternativen Erfüllungskosten sind. Im *Brent Forward* Markt können jedoch aufgrund von Infrastrukturbegrenzungen nur sehr schwer zusätzliche Mengen in den Markt gebracht werden. Außerdem würden diese neuen Mengen zu Verzerrungen in der intertemporalen Allokation von Brent führen oder die zusätzlichen Mengen müssten am Erfüllungsort eingelagert werden.

Durch den *squeeze*-Aufschlag ergibt sich die neue Angebotskurve  $A_s$ , durch die eine geringere Menge  $x_s$  zu einem höheren Preis  $p_s$  gehandelt wird. Der Gewinn durch den *squeeze* ist durch die von links unten nach rechts oben schraffierte Fläche angedeutet.

Ein Unterschied gegenüber der klassischen Cournot-Monopolpreissetzung liegt darin, dass der marktmächtige Marktteilnehmer die Menge  $x_0 - x_s$  physisch erhält, während im klassischen Monopolfall der Monopolist frei über die zu produzierende Menge entscheiden kann. Wenn er die Menge  $x_0 - x_s$  nicht selbst nutzen kann, muss er sie auf dem *Dated*

<sup>54</sup> Vgl. Pirrong (1993).

*Brent*-Markt anbieten. Durch diese Angebotsausweitung ergibt sich auf dem Markt für *Dated Brent* ein geringerer Preis  $p'_s$ , der – je nach Marktsituation – auch unterhalb des Einkaufspreises am *Brent Forward*-Markt liegen kann.<sup>55</sup> Die von links oben nach rechts unten schraffierte Fläche deutet den Verlust aus dem *squeeze* an.

Ein Indiz für einen erfolgreichen *squeeze* ist, dass eine hohe positive Differenz zwischen dem Preis des nächstgelegenen Forwards und des Preises für *Dated Brent* einerseits und zwischen dem Preis des nächstgelegenen Forwards und der weiter entfernt liegenden Forwards andererseits besteht.<sup>56</sup>

Für die Ausführung eines *squeeze* ist es von entscheidender Bedeutung, dass andere Marktteilnehmer den Aufbau der eigenen starken Kaufposition nicht bemerken, da diese ansonsten den Handel mit dem entsprechenden Marktteilnehmer einstellen. Die Chance auf einen erfolgreichen *squeeze* ist in einem Markt mit kleinem physischen Volumen stark erhöht. Erstens kann der Aufbau einer hohen Kaufposition besser geheimgehalten werden. Zweitens sind geringere Finanzmittel zur Ausführung des *squeeze* erforderlich.

Weiterhin erhöhen Märkte für CFDs die Wahrscheinlichkeit, einen erfolgreichen *squeeze* auszuführen. Denn mit dem Verkauf von CFDs profitiert der entsprechende Marktteilnehmer zusätzlich von der Preiserhöhung im Markt für *Brent Forward* und der Preissenkung im *Dated Brent*-Markt.<sup>57</sup> Somit kann ein Marktteilnehmer durch die *Brent CFD*-Märkte sein Risiko für einen misslungenen *squeeze* reduzieren.

Ein *squeeze* ist nur für eine eingeschränkte Teilnehmergruppe am Markt eine sinnvolle Alternative. Da jeder Marktteilnehmer grundsätzlich ein Interesse an einem manipulationsfreien Markt besitzt, müssen Marktteilnehmer, die einen *squeeze* ausführen, mit Konsequenzen bei nachfolgenden Vertragsabschlüssen rechnen. Ein *squeeze* und die darin beteiligten Unternehmen sind spätestens nach einer erfolgreichen Durchführung den anderen Marktteilnehmern bekannt. Diese können sich im Folgenden weigern, mit den Unternehmen weitere Geschäfte zu tätigen. Ein *squeeze* ist daher insbesondere als eine *hit-and-run*-Strategie sinnvoll. Allerdings ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein *squeeze* eines unbekanntem Marktteilnehmers entdeckt wird, relativ hoch. Unternehmen mit einer langfristigen, strategischen Zielen in der Ölbranche werden in der Regel von einem *squeeze* absehen.

In den Märkten für Brent gibt es einige institutionelle Regelungen, um einen *squeeze* zu erschweren. Erstens existiert durch die Art der Preisberichterstattung eine implizite

<sup>55</sup> Die Identität der Preise  $p'_s$  und  $p'_s$  wurde allein aus zeichnerischen Gründen gewählt. Ebenso wurde ein kleineres Mengenmaß für  $x'$  im *Dated Brent*-Markt gewählt, um die Übersichtlichkeit der Abbildung zu erhöhen.

<sup>56</sup> Vgl. Horsnell und Mabro (1993).

<sup>57</sup> Vgl. Barrera-Rey und Seymour (1996).

Preisobergrenze. Denn da immer die wettbewerbsfähigste BFOE Rohölsorte den größten Einfluss auf den berichteten Preis hat, genügt es nicht, nur bei der Rohölsorte Brent einen *squeeze* auszuführen. In diesem Fall würde nicht der Preis für Brent, sondern der neuen wettbewerbsfähigsten Rohölsorte berichtet.

Zweitens wurde durch die Verlängerung des Zeitraums, der zwischen dem Clearing und der tatsächlichen Lieferung liegt, von 15 auf 21 Tagen eine zunehmende Vergleichbarkeit zwischen den Rohölsorten des BFOE-Komplexes geschaffen.<sup>58</sup> Vor dieser Änderung in 2002 existierte eine hohe Diskrepanz bei der Preisberichterstattung von *Dated Brent*: Während für andere Nordsee-Rohölsorten alle Geschäfte, die 10 bis 30 Tage vor dem Ladezeitpunkt abgeschlossen wurden, in der Berichterstattung berücksichtigt wurden, wurden bei Brent nur die Geschäfte berücksichtigt, die 7 bis 15 Tage vor dem Ladezeitpunkt abgeschlossen wurden. Der kürzere Benachrichtigungszeitraum für *Dated Brent* ergab sich aus dessen relativ besseren Infrastruktur, führte jedoch zu einer größeren Diskrepanz zu den Preisen anderer Rohölsorten. Diese mangelnde Vergleichbarkeit begünstigte *squeezes* im Markt für Brent.

Schließlich gibt es von Seiten der physischen Händler ein lebhaftes Interesse an einem gut funktionierenden Markt, so dass sich der Markt bis zu einem gewissen Grad selbst reguliert. So könnten beispielsweise große Unternehmen androhen, bei einem *squeeze* zusätzliche Ladungen in den Markt zu bringen, um mögliche *squeezes* zu entmutigen.<sup>59</sup>

### Tolerance Game

Das sogenannte *tolerance game* ergibt sich aus einer Regelung der Allgemeinen Geschäftsbedingungen des Shell-Standardvertrages, die bei der Beladung eines Schiffes eine operative Toleranz von 1 % (vor Juli 2002: 5 %) vorsehen.<sup>60</sup> Ursprünglich wurde diese Toleranz im Hinblick auf die Optimierung von Tankerkapazitäten eingeführt, aber in der Entwicklung des Marktes erhielt sie eine zunehmende finanzielle Bedeutung.<sup>61</sup> Der Käufer in einer Kette von Forwardkontrakten, der die Nominierung zur physischen Lieferung besitzt, kann nämlich entscheiden, ob er die gesamte Kette minimiert oder maximiert. Wenn der Kaufpreis höher ist als der durchschnittliche Verkaufspreis seiner Positionen, wird er sich dafür entscheiden die Kette zu minimieren, um auf diese Weise seine Verluste zu begrenzen; ist hingegen der Kaufpreis niedriger als der durchschnittliche Verkaufspreis seiner Positionen, wird er die Kette maximieren, um seine Gewinne zu erhöhen. Durch das Spielen des

<sup>58</sup> Vgl. Barrera-Rey und Seymour (1996).

<sup>59</sup> Vgl. Mollgaard (1997). Pirrong (1995) zeigt hingegen auf, dass sich selbst regulierende Märkte ineffizient sind.

<sup>60</sup> Vgl. Mabro et al. (1986).

<sup>61</sup> Vgl. Horsnell und Mabro (1993).

*tolerance game* sind die Marktteilnehmer nicht länger indifferent bezüglich des Aufbaus der Kette. Zudem wird es in einer Kette, in der das *tolerance game* gespielt wird, kaum zu einem *book-out* kommen, da in diesem Fall vom Standardvolumen ausgegangen wird. Somit verringert das Spielen des *tolerance game* die Markttransparenz und behindert das Funktionieren des Marktes. Die Bedeutung des *tolerance game* dürfte seit dem Juli 2002 durch die Herabsetzung der Toleranz stark verringert sein.

### **Berichtete Marktpreise**

Bei berichteten Preisen besteht die Gefahr, dass einige Marktteilnehmer versuchen, durch falsche Gebote den Preis zu manipulieren. Diese Gefahr ist umso größer, desto geringer das Volumen des entsprechenden Marktes ist und desto mehr der Markt mit anderen Märkten verbunden ist.

Beispielsweise könnte ein Käufer gleichzeitig als Verkäufer auftreten und Gebote abgeben, die unterhalb des aktuellen Marktpreises liegen, obwohl er tatsächlich nicht beabsichtigt, die entsprechenden Mengen zu diesem Preis zu verkaufen.<sup>62</sup> Er schließt das Geschäft mit einem Scheinkäufer ab und berichtet diesen niedrigen Preis an die Preisagenturen. Das Problem wird durch miteinander verbundene Märkte verschärft, da es in diesem Fall einfacher ist, eine ausreichend große Kauf- bzw. Verkaufsposition aufzubauen, um auch von kleineren Preisabweichungen zu profitieren.

Die einfachste und wirkungsvollste Maßnahme gegen Preismanipulationen ist, nur Käufe und Verkäufe für die Bewertung zu verwenden, die allgemein anerkannte Kriterien erfüllen. Dies reduziert jedoch das Marktvolumen und beeinträchtigt die Preisfindungsfunktion des Marktes.<sup>63</sup>

### **4.3.3 Futures- und Optionsmärkte**

Futures für Brent werden sowohl an der ICE als auch an der NYMEX gehandelt. Da das Handelsvolumen an der ICE jedoch wesentlich höher ist, wird im Folgenden nur auf die Londoner Börse eingegangen. Neben Futureskontrakten werden an der ICE Optionen auf Futures gehandelt.

Wie in Abbildung 4.5 dargestellt, hat sich das Handelsvolumen von ICE Brent Futures von 1995 bis 2007 versechsfacht, was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsra-

<sup>62</sup> Vgl. Lien und Tse (2006).

<sup>63</sup> Vgl. Cita und Lien (1992).



**Abbildung 4.5:** Gegenüberstellung des Handelsvolumens für Brent Futures und Optionen an der ICE London mit der Weltproduktion]. Die durchgezogene und die gestrichelte schwarze Linie beziehen sich auf die linke Ordinate und stehen für das Handelsvolumen von Brent Futures bzw. der Weltproduktion – jeweils in Mio. Barrel. Die graue durchgezogene Linie bezieht sich auf die rechte Ordinate und gibt das Handelsvolumen von Optionen auf Brent Futures an. Eigene Abbildung; Daten von [www.theICE.com](http://www.theICE.com) und BP (2006).

te von 15,6 % entspricht.<sup>64</sup> Man beachte in diesem Zusammenhang, dass ein direkter Vergleich von Handelsvolumen und Weltproduktion unzulässig ist, da im ausgewiesenen Handelsvolumen alle Laufzeiten enthalten sind.<sup>65</sup> Das starke Wachstum des Handelsvolumens hat mehrere Ursachen. Erstens nahm die Bedeutung des Risikomanagements in den letzten in der Erdölbranche zu; insbesondere da sich die Preisschwankungen ab der Jahrtausendwende erhöhten. Zweitens wurden die Handelsmöglichkeiten auf den Brentmärkten im Zeitablauf stark verbessert und es bildeten sich klare und transparente Regeln für den Handel heraus. Probleme wie das beschriebene *Tolerance Game* oder *squeezes* auf den Spotmärkten wurden von wichtigen Marktteilnehmern aktiv angegangen bzw. konnten durch Regelungen in der Preisberichterstattung den *Brent Futures Index* nicht mehr beeinflussen. Auf diese Weise wurde der Brentmarkt auch für institutionelle Anleger als Alternative zu Wertpapier- und Devisenmärkten interessant. Weiterhin könnte der zunehmende Handel auf anderen Energiemärkten wie dem Strom- und CO<sub>2</sub>-Emissionsmarkt zu einer höheren Aktivität im Erdölhandel geführt haben, da Marktteilnehmer auf diesen Märkten sich gegen Risiken auf dem Erdölmarkt absichern wollen und eine dementspre-

<sup>64</sup> Eigene Berechnung auf Grundlage von veröffentlichten Daten auf [www.theice.com](http://www.theice.com).

<sup>65</sup> Vgl. Ripple (2008).

chende Position im Brent Futuresmarkt halten.

Entgegen dem Handel mit Brent Futures ist das Handelsvolumen von Optionen auf Brent Futures zwischen 1995 und 2007 stark gesunken. Eine mögliche Erklärung ist, dass die angebotenen börslichen Optionen den spezifischen Ansprüchen der Marktteilnehmer nicht genügen. Weiterhin ist die Absicherung über Optionen in einem stark volatilen Markt relativ kostspielig und viele Unternehmen könnten sich lieber dafür entscheiden, ihr Preisrisiko nur teilweise oder gar nicht über Optionen abzusichern.

## Futures

Der ICE Brent Crude Futureskontrakt besitzt die Möglichkeit eines physischen Austauschs der Ware, wird in der Regel jedoch finanziell glattgestellt.<sup>66</sup> Maximal werden 72 aufeinanderfolgende Monate gehandelt, wobei nur die nächstgelegenen Monate eine ausreichende Liquidität aufweisen.<sup>67</sup> Die Kontraktgröße liegt bei 1.000 Barrel und der Handel des Futureskontrakts läuft bis zum Vortag desjenigen Handelstages, der 15 Tage vor dem ersten Tag des Liefermonats liegt. Die *mark-to-market*-Bewertung erfolgt täglich und entspricht dem gewichteten Durchschnittspreis in der Zeit zwischen 19:27 bis 19:30. Die Clearingstelle für alle Transaktionen ist das London Clearing House Ltd (LCH).

Aufgrund der Tatsache, dass im Markt für Brent kein Spotmarkt existiert, erfolgt die finanzielle Glattstellung des Futureskontrakts über den *ICE Futures Brent Index*. Der *ICE Futures Brent Index* basiert auf den berichteten Preisen der beiden nächstgelegenen Forwardkontrakte. Auf diese Weise existiert eine direkte Verbindung zwischen dem Futuresmarkt und dem physischen Handel.

## Exchange for Physical

Eine weitere Verbindung zwischen OTC und Futuresmarkt wird durch die Möglichkeit eines EFP (*Exchange For Physical*) und eines EFS (*Exchange for Swaps*) hergestellt.<sup>68</sup> Die Grundidee eines EFP ist, dass bei einem physischen Kauf bzw. Verkauf zumindest eine Seite statt einer direkten Zahlung eine entsprechende Position am Futuresmarkt aufbaut oder schließt.<sup>69</sup> Hierdurch kann der physische Austausch von der Bepreisung getrennt

<sup>66</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden ICE (2007c).

<sup>67</sup> Vgl. Geman (2005); Ross (1997) zeigt auf, dass unter bestimmten Voraussetzungen auch kurzfristige Märkte sinnvolle langfristige Ergebnisse erzielen können.

<sup>68</sup> Ein EFS funktioniert analog zu einem EFP. Bei einem EFS wird jedoch eine Futuresposition gegen eine Swapposition getauscht. Auf EFS wird deshalb im weiteren nicht näher eingegangen.

<sup>69</sup> Vgl. ICE (2007b).

werden. Dies ist sinnvoll, wenn die Parteien Erwartungen über die zukünftige Preisentwicklung besitzen. Ein EFP ermöglicht (a) das Eröffnen von Futurespositionen durch ein physisches Geschäft, (b) den Austausch einer physischen Position gegen eine Position am Futuresmarkt und (c) das Schließen einer Futuresposition durch ein physisches Geschäft.

Aktion	Partei	Futuresposition		erwartete Preisentw.
		vor EFP	nach EFP	
Eröffnen	Produzent:	—	long	steigend
	Käufer:	—	short	sinkend
Austausch	Produzent:	—	long	steigend
	Käufer:	long	—	steigend
Schließen einer Position	Produzent:	short	—	sinkend
	Käufer:	—	short	sinkend
Schließen aller Positionen	Produzent:	short	—	sinkend
	Käufer:	long	—	steigend

**Abbildung 4.6:** *Positionen im Futuresmarkt vor und nach einem EFP aus der Sicht eines Produzenten. Beim physischen Austausch hält der Produzent jeweils eine Verkaufsposition (short) und der Käufer eine Kaufposition (long). Die Abbildung verdeutlicht den Austauschcharakter eines EFP und die notwendigen unterschiedlichen Preiserwartungen der Marktteilnehmer. Eigene Abbildung.*

In Abbildung 4.6 werden diese drei Aktionen aus der Sicht eines Produzenten dargestellt. In der Ausgangslage hält der Produzent jeweils eine physische *short* und der Käufer eine *long* Position. Wenn weder Produzent noch Käufer in der Ausgangssituation eine Futuresposition besitzen, können sie über einen EFP ihre physischen Positionen zu entgegengesetzten Futurespositionen umwandeln. Der Vorteil für beide Parteien besteht darin, dass sie sich nicht auf einen Preis bei der physischen Lieferung festlegen müssen. Die Bepreisung des physischen Geschäfts ergibt sich über den Futuresmarkt. Genauer: der Preis des physischen Geschäfts ergibt sich erst, wenn die Futuresposition aufgelöst wird bzw. der entsprechende Kontrakt ausläuft. Wenn sowohl der Produzent als auch der Käufer bereits Positionen im Futuresmarkt halten, können diese durch einen EFP geschlossen werden. In diesem Fall erhält der Produzent durch den EFP eine *long*-Position im Futuresmarkt, die seine bestehende *short*-Position schließt und ebenso wird die ursprüngliche *long*-Position des Käufers geschlossen.

Bei einem Austausch bzw. einem Schließen einer Futuresposition durch einen EFP, besitzt eine der Parteien in der Ausgangslage bereits eine Futuresposition. Durch den EFP wird die Futuresposition auf die andere Partei „übertragen“. Auf diese Weise erhält eine Partei einen festen Preis, welcher der Differenz zwischen dem Einkaufspreis der Futuresposition und dem aktuellen Futurespreis entspricht, während die andere Partei den Preis für das

physische Geschäft erst mit der Auflösung der erhaltenen Futuresposition erhält.

## Optionen

Das *underlying* der im Mai 1989 eingeführten ICE Brent Optionen ist der Brent Futureskontrakt, d.h. bei einer Ausübung der Option erhält der Marktteilnehmer eine Futuresposition.<sup>70</sup> Die Option kann während ihrer Laufzeit jederzeit ausgeübt werden. Für jeden Monat werden mindestens fünf Ausübungspreise angeboten, von denen einer nahe des *Brent Futures Index* des letzten Börsentages, zwei oberhalb und zwei unterhalb dieses Wertes liegen. Durch den Kauf einer Option, deren Ausübungspreis unter- bzw. oberhalb des aktuellen Indexkurses liegt, können sich Marktteilnehmer Preisuntergrenzen sichern. Alle Optionen werden täglich *mark-to-market* bewertet. Die Clearingstelle ist – wie bei den Futureskontrakten – das *London Clearing House Ltd* (LCH).

Die Optionsprämie wird erst dann gezahlt, wenn die Option ausgeübt wird bzw. abgelaufen ist. Diese Regelung entlastet den Verkäufer bezüglich des zu hinterlegenden Ersteinschusses (*initial margin*) gegenüber einer Optionsprämie, die beim Kauf der Option zu entrichten ist.<sup>71</sup> Im letzteren Fall erhält der Käufer einer Option nämlich den *net liquidation value* der Option auf seinem Konto gutgeschrieben, während der Verkäufer für diesen Wert Sicherheiten hinterlegen muss. Wenn die Optionsprämie erst bei Ausübung der Option gezahlt wird, existiert kein *net liquidation value*, welcher das Konto des Verkäufers belastet.

## 4.4 Die Märkte für WTI

Die Rohölsorten West Texas Intermediate (WTI, 38-40 °API, 0,3 % Schwefel) und West Texas Sour (33 °API, 1,6 % Schwefel) sind die Referenzsorten für Nordamerika. WTI wird insbesondere in den US-Bundesstaaten Texas und Oklahoma gefördert und per Pipeline zum Hub in Cushing in Oklahoma transportiert. Der Handel mit WTI ist somit stark abhängig vom vorhandenen Pipelinesystem. Es existieren zwei liquide, miteinander verbundene Märkte für WTI: Der *Forward WTI* und der an der NYMEX gehandelte *Light Sweet Crude Oil Futures*.

<sup>70</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden ICE (2007d).

<sup>71</sup> Vgl. ICE (2007a).

## Terminmärkte für WTI

Es existieren zwei Terminmärkte für WTI: der *Forward WTI* und der *Light Sweet Crude Oil-Futures*kontrakt. Der *Forward WTI* ist ein Forwardkontrakt für ähnliche Rohölsorten aus dem Raum New Mexico/Texas, dessen Lieferort Cushing in Oklahoma ist. Die gehandelten Mengen pro Vertrag liegen bei 50.000 bis 75.000 Barrel.<sup>72</sup>

Der Markt für *Light Sweet Crude Oil Futures* ist ein sehr liquider Erdölmarkt und der zugehörige Futurespreis ist der Referenzpreis für Nordamerika.<sup>73</sup> Ein *Light Sweet Crude Oil-Futures*kontrakt der NYMEX geht über 1.000 Barrel.<sup>74</sup> Es werden die nächsten 72 Monate gehandelt, wobei die Kontrakte mit der geringsten Laufzeit über die höchste Liquidität verfügen. Der Handel des Kontrakts endet drei Börsentage vor dem 25. Kalendarstag des Monats vor dem Erfüllungsmonat. Der Futureskontrakt für August endet beispielsweise am 22. Juli, sofern zwischen dem 22. bis 25. Juli kein Wochenende oder Feiertag liegt.

Wie beim Brent Futureskontrakt besteht die Möglichkeit eines EFP für die Eröffnung oder Schließung von Futurespositionen über physische Geschäfte.<sup>75</sup> Eine Besonderheit des *Light Sweet Crude Oil-Futures*kontrakts ist die Möglichkeit des *Trading at Settlement* (TAS). Bei einem TAS wird eine Futuresorder zum Schlusskurs des jeweiligen Tages ausgeführt. Die TAS-Möglichkeit erleichtert die Verbindung der Futures mit anderen Finanzinstrumenten, die auf dem Futures-Schlusskurs basieren. Zum Beispiel könnte ein Händler den Preis einer gekauften Ladung von *Light Louisiana Sweet-Rohöl* mit einem WTI-Futureskontrakt und einem CFD absichern wollen, wie dies in Abbildung 4.3 für Brent CFDs dargestellt ist. Durch den CFD erhält er den wöchentlichen Durchschnitt der Differenz zwischen dem berichteten Marktpreis von *Light Louisiana Sweet-Rohöl* und dem Schlusskurs des WTI-Futures. Damit der Preis tatsächlich fixiert ist, muss er an jedem Börsentag ein Fünftel seiner Futuresposition zum Schlusskurs verkaufen, d.h. er steht vor dem praktischen Problem, dass er seine Order erst kurz vor Schluss abgeben darf, damit er nicht den Schwankungen des Kursverlaufs an diesem Tag unterliegt. Aber je länger er mit der Abgabe der Order warten würde, desto größer ist die Gefahr, dass seine Order nicht mehr ausgeführt wird. Da bei einem TAS die Order exakt zum Schlusskurs ausgeübt wird, entfällt dieses praktische Problem. Die Möglichkeit eines TAS ist ein Beispiel dafür, wie durch eine sinnvolle institutionelle Ausgestaltung der Futuresmärkte deren Preisfindungsfunktion verbessert wird, da hierdurch die Informationen eines Produzenten, der sich mittels Futureskontrakten und eines CFD absichern will, leichter in den Futurespreis

<sup>72</sup> Vgl. Geman (2005).

<sup>73</sup> Vgl. Lautier und Riva (2004); Bentzen (2007).

<sup>74</sup> Vgl. [www.nymex.com](http://www.nymex.com).

<sup>75</sup> Vgl. Kapitel 4.3.3.

gelangen können.

Im Gegensatz zum *Brent Futures* ist der NYMEX Futureskontrakt auf eine physische Erfüllung ausgelegt. Am Ende der Laufzeit eines Kontrakts muss der Halter die Menge liefern, sofern er keine entsprechende entgegengesetzte Position hält. Die physische Erfüllung ist FOB ab der Pipeline oder des Öltanks des Verkäufers in Cushing, Oklahoma. Neben WTI können die Rohölsorten *Low Sweet Mix*, *New Mexican Sweet*, *North Texas Sweet*, *Oklahoma Sweet* und *South Texas Sweet* geliefert werden, deren Schwefelgehalt 0,42 % oder weniger und deren Dichte zwischen 37° und 42° API beträgt. Weiterhin kann auch Brent mit einem festen Abschlag geliefert werden. Die Börse versucht, die Präferenzen der Käufer und Verkäufer für die physischen Lieferungen aufeinander abzustimmen. Der Vorteil einer großen Anzahl verschiedener Liefermöglichkeiten liegt in der Reduzierung der Gefahr einer Marktmanipulation und dem geringeren Einfluss der Auswirkungen von Infrastrukturstörungen; andererseits werden durch eine höhere Anzahl der Möglichkeiten zur physischen Erfüllung die finanziellen Absicherungsmöglichkeiten beschränkt.

Jede Flexibilität in einem Terminkontrakt bzgl. Lieferzeitpunkt, Lieferort, Qualität und Menge kann als Option interpretiert werden.<sup>76</sup> Der Wert einer solchen Option ist umso höher, desto stärker das jeweilige Merkmal vom Standardvertrag bzw. den anderen Erfüllungsmöglichkeiten abweicht.<sup>77</sup> Bei der Existenz von Erfüllungsoptionen konvergiert der Spotpreis nur zu der günstigsten Rohölsorte, da ansonsten Arbitragemöglichkeiten eröffnet würden. Hierdurch steigt automatisch das Lieferrisiko des Käufers, weil er die Differenz zwischen Spotpreis und Wert der maximalen Erfüllungsoption nicht absichern kann.<sup>78</sup> Dies hat direkten Einfluss auf seine Absicherungsstrategie. Adam-Müller und Wong (2003) zeigen, dass sich ein risikoneutrales Unternehmen bei einem additiven Erfüllungsrisiko nicht vollständig absichert. Denn je mehr es sich absichert, desto höher wird das Erfüllungsrisiko. Es wird sich also nur so weit absichern bis der Grenznutzen aus einer Erhöhung der Absicherung den Grenzkosten aus der Erhöhung des Erfüllungsrisikos entspricht. Wenn jedoch das Erfüllungsrisiko multiplikativ mit dem Spotpreis verbunden ist und zudem negativ mit diesem korreliert ist, dann erhöht ein solches Erfüllungsrisiko den Grad der Absicherung. Denn in diesem Fall ist über das Erfüllungsrisiko eine zusätzliche Absicherung des Preisrisikos möglich.

Aufgrund der physischen Lieferung ist der WTI-Futureskontrakt stärker von einer funktionierenden Infrastruktur abhängig als der Brent Futureskontrakt. In Abbildung 4.7 sind die wichtigsten Pipelines von Cushing und Umgebung dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden nur Rohöl-Pipelines eingezeichnet. Für die Wahl von Cushing als

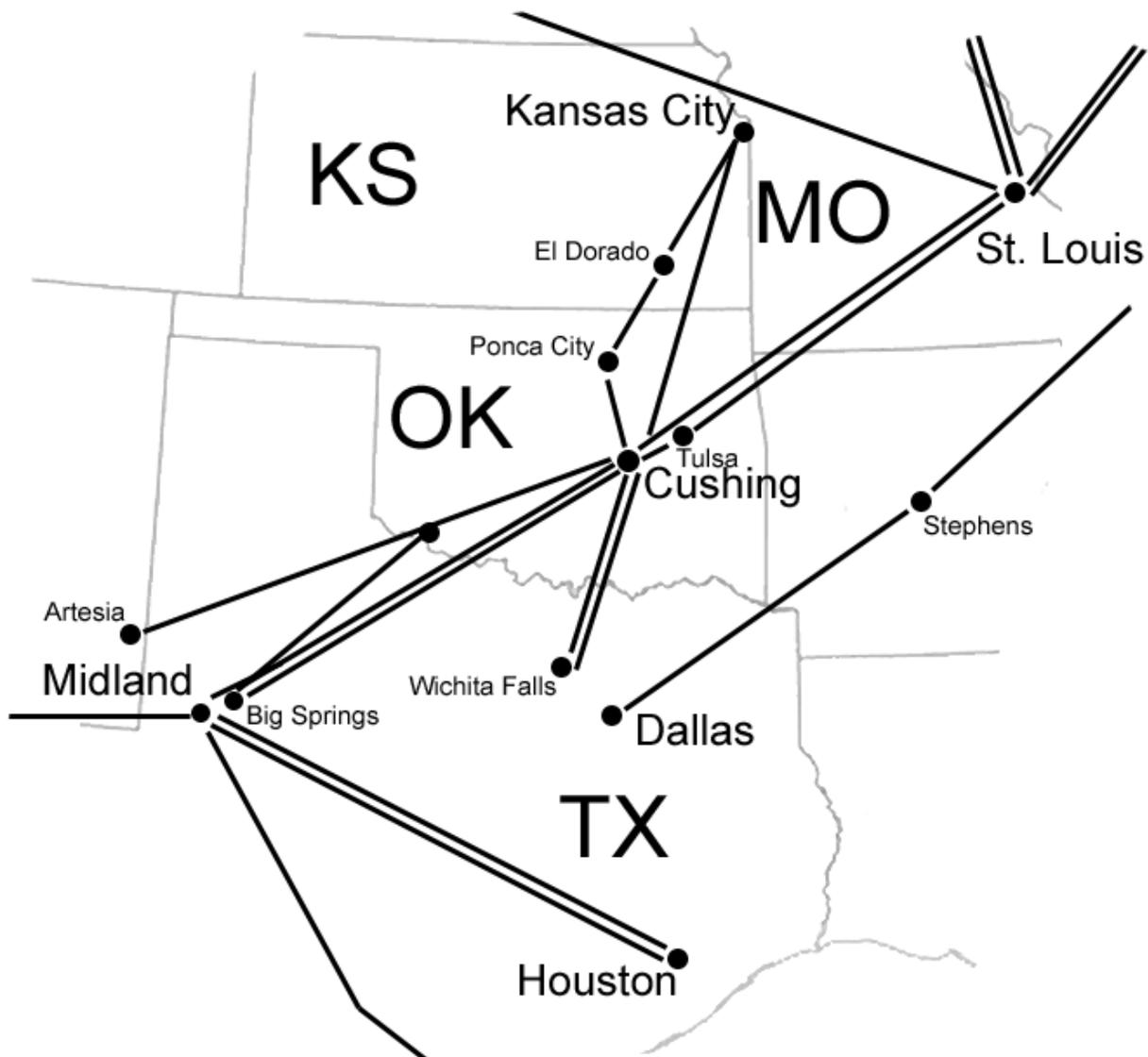
<sup>76</sup> Vgl. Boyle (1989).

<sup>77</sup> Vgl. Chance und Hemler (1993).

<sup>78</sup> Vgl. Lien und Tse (2006).

Lieferort spricht seine zentrale Lage einerseits zu großen Verbrauchszentren wie St. Louis, Chicago und Houston und andererseits zu den Raffineriestandorten an der Golfküste und in Midland.

Engpässe im Pipelinenetz haben direkte Auswirkungen auf den Markt für WTI. Denn wenn die bestehenden Pipelinekapazitäten nicht ausreichen, um genügend Erdöl zum Lieferort zu transportieren, entkoppelt sich der Preis für WTI von demjenigen konkurrierender Rohölsorten (z.B. von Mars) und das auf Prämien und Abschlägen basierende Preisgefüge verschiebt sich.



**Abbildung 4.7:** Der Anschluss von Cushing (Oklahoma) an das Pipelinenetz. Das 8.000-Einwohner-Dorf wurde durch seine zentrale Lage zwischen den Raffineriestandorten im Süden und den Verbrauchszentren im Norden zum bedeutendsten Erdölverteilungszentrum der USA. Dieser Status wurde auch durch Störungen in der Infrastruktur von Februar bis Juli 2007 nicht grundsätzlich geändert. Eigene Abbildung angelehnt an Petroleum Economist (2006).

Ein Beispiel für eine solche Verschiebung innerhalb des Preisgefüges konnte in 2007 beob-

achtet werden. In der Folge wurde der WTI-Futureskontrakt sogar als defekt bezeichnet, weil er sich aufgrund verschiedener Ereignisse von den Preisen anderer Rohölsorten entkoppelt hatte.<sup>79</sup> Die temporäre Entkopplung der Preise hatte mehrere Ursachen. Zunächst wurde die Richtung der Spearhead-Pipeline von Enbridge ab März 2006 umgekehrt, so dass Rohöl aus Kanada nach Cushing gelangen konnte. Die Idee hinter der Umkehrung war, Cushing mit mehr Öl zu versorgen und einen größeren Absatzmarkt für kanadisches Erdöl zu erschließen. Im Februar 2007 musste die Valero McKee Raffinerie in Sunray (Texas) nach einer Explosion geschlossen werden. Hierdurch ergab sich die Situation, dass zwar ausreichend Öl nach Cushing geliefert werden konnte, um ein hohes Marktvolumen zu garantieren, gleichzeitig jedoch das Rohöl nicht in ausreichendem Maß aus Cushing zur Weiterverarbeitung abtransportiert werden konnte. Als Reaktion wurden die nächstgelegenen WTI-Futureskontrakte atypischerweise unterhalb den entsprechenden Brent-Futureskontrakten gehandelt. Die Entkopplung des WTI-Marktes dauerte insgesamt von Februar bis Juli 2007. Als Reaktion wurde der Bau neuer Pipelines wie Enbridges Alberta-Texas Pipeline-Projekt und die Keystone Pipeline von TransCanada angekündigt bzw. beschleunigt, welche die Verbindung zwischen den Fördergebieten in Kanada und Cushing verstärken sollten.<sup>80</sup>

Das Problem ergab sich nicht am WTI-Markt selbst – denn dieser reagierte auf das erhöhte Angebot vollkommen korrekt – sondern für den Handel derjenigen Rohölsorten, die vertraglich auf WTI bepreist wurden. Denn das Basisrisiko, also die Differenz zwischen dem Preis für WTI und den Preisen von anderen Rohölsorten, stieg kurzfristig stark an. Hierdurch verloren zum einen diejenigen Verkäufer, die sich nicht ausreichend gegen das Basisrisiko abgesichert hatten und zum anderen diejenigen Marktteilnehmer, welche die Gegenposition zu den Absicherungen hielten und die das Risiko eines möglichen Sprungs bei den Differenzen der verschiedenen Rohölsorten nicht eingepreist hatten.

Der große Vorteil des WTI-Futureskontrakts, nämlich die enge Beziehung zu den tatsächlichen Marktgegebenheiten in Cushing, wurde zu einem Nachteil verkehrt. Denn bei einer Störung des Marktes kann dieser nur so schnell wie seine Infrastruktur reagieren.<sup>81</sup> Während dies für diejenigen Marktteilnehmer, die an einer physischen Lieferung von WTI interessiert sind, eine wünschenswerte Eigenschaft ist, sehen die Händler, welche den Markt vornehmlich zur finanziellen Absicherung bzw. Spekulation nutzen, die Verschiebung als eine unerwünschte Störung des Marktes an.

---

<sup>79</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden [www.platts.com](http://www.platts.com).

<sup>80</sup> Vgl. [www.platts.com](http://www.platts.com).

<sup>81</sup> Vgl. auch Kapitel 4.6.

## 4.5 Weitere Referenzsorten

### 4.5.1 Dubai und Oman

Die Bepreisung der Rohölsorten Dubai (Fateh) und Oman sind in zweifacher Hinsicht von besonderer Bedeutung für den Weltölmarkt. Erstens sind es Rohölsorten, die im Nahen Osten – dem Gebiet mit den höchsten bekannten Reserven an konventionellem Erdöl – gefördert werden und somit eine regionale Preisfunktion besitzen.<sup>82</sup> Zweitens ist es im Gegensatz zu Brent und WTI eine schwere und saure Rohölsorte (32 °API, 2 % Schwefel). Das ökonomische Kalkül für leichte und schwere Rohölsorten ist nicht identisch, da sie sich stark bezüglich den Weiterverarbeitungsmöglichkeiten unterscheiden. Die Unterschiede wurden durch die verschärften Umweltauflagen für Raffinerien in den letzten Jahren noch verstärkt. Ein gut funktionierender Markt für eine schwere Referenzsorte wäre von überregionaler Bedeutung.<sup>83</sup>

Der an der *Dubai Mercantile Exchange* gehandelte *Oman Crude Oil Futures Contract* soll der neue Referenzpreis für schwere und saure Rohöle werden. Der Handel *Dubai Mercantile Exchange* startete am 1. Juni 2007 und der Oman-Futures ist der offizielle Referenzpreis von Dubai und Oman.<sup>84</sup> Der Kontrakt basiert auf der Rohölsorte Oman (33,3 °API; 1 % Schwefel). Die Fördermenge von Oman beträgt etwa 750.000 Barrel pro Tag. Das Kontraktvolumen geht wie bei Brent und WTI-Futures über 1.000 Barrel. Der Kontrakterfüllung erfolgt physisch am *Mina Al Fahal* Terminal in Oman, wodurch Oman wie der *Light Crude Futures* der NYMEX an die Funktionsfähigkeit der Infrastruktur gebunden ist.

Neben dem Handel von Oman-Futures existiert noch ein Spotmarkt für Dubai, das auch als *Fateh* bekannt ist. Allerdings besitzt Dubai eine relativ geringere Fördermenge. Aus diesem Grund wurden von den Preisagenturen weitere Rohölsorten für die Bestimmung der Spotpreises für Dubai berücksichtigt. So nahm *Platts* 2001 Abschlüsse für Oman und ab Februar 2006 Abschlüsse für Öl aus dem *Upper Zakum*-Feld<sup>85</sup> in seine Preisberechnung auf.<sup>86</sup> Die Logik hinter dieser Maßnahme war die Erhöhung des physischen Marktvolumens

<sup>82</sup> Es gibt jedoch Hinweise darauf, dass die iranische Rohölsorte Seri Kirir innerhalb der OPEC eine höhere Bedeutung als Dubai besitzt. Vgl. Hagstromer und Wlazlowski (2007).

<sup>83</sup> Vgl. Montepeque (2005).

<sup>84</sup> Vor dem 1. Juni war Oman keine frei gehandelte Rohölsorte, sondern der Preis wurde durch das Oman *Ministry of Oil and Gas* im sogenannten MOG OSP festgelegt.

<sup>85</sup> *Upper Zakum* entspricht mit 33,8 °API und 1,9 % Schwefel in etwa den chemischen Eigenschaften von Dubai. Mit der Beteiligung von ExxonMobil wurde ab Mai 2006 ein Spotmarkt für *Upper Zakum* geschaffen. Vor diesem Zeitpunkt war der Zielhafen des geförderten Öls festgelegt und der Preis basierte auf dem OSP der NOC von Abu Dhabi.

<sup>86</sup> Vgl. *Platts* (2007a); Montepeque (2005).

und die Einführung einer impliziten Preisobergrenze analog zum BFOE-Komplex.

## 4.5.2 Urals

Urals ist die zusammenfassende Bezeichnung verschiedener russischer Rohölsorten, die in unterschiedlichen Häfen im Schwarzen Meer wie beispielsweise Noworossijsk (31,5 °API; 1,3 % Schwefel) oder Odessa (30-31 °API; 1,4-1,6 % Schwefel) verladen werden.<sup>87</sup> Typischerweise wird Urals CIF Augusta (Italien) oder CIF Rotterdam (Niederlande) geliefert. Die Exporte von Urals haben sich jedoch in den vergangenen Jahren etwas vom Mittelmeerraum zu Nordamerika und Asien verschoben. Dies hat zwei Gründe: Erstens stieg die russische Produktion stärker an als der europäische Verbrauch; zweitens durften aufgrund verschärfter Umweltauflagen ältere Tanker nicht mehr europäische Häfen anlaufen.

Im Gegensatz zu Dubai nimmt die Bedeutung von Urals als Referenzpreis für Erdöl insbesondere für Osteuropa zu.<sup>88</sup> Allerdings ist die Verwendung von Urals als Referenzpreis problematisch. Erstens ist die Preisbildung für Urals sehr intransparent. Zweitens werden mögliche Infrastrukturprobleme in der Zukunft gesehen. Drittens existieren Befürchtungen bezüglich politischer Einflussversuche auf das Marktgeschehen.<sup>89</sup>

Die intransparente Preisbildung ist zum einen bedingt durch die unterschiedlichen Tankergrößen, zum anderen durch den Handel von CIF-Frachten. Je nach dem angelaufenen Hafen werden Schiffe der sogenannten Aframax-Klasse (*average freight rate assessment maximal*) mit etwa 80.000 mt und der Suezmax-Klasse mit etwa 200.000 mt verwendet, für die jeweils andere Auflagen im Schifffahrtsverkehr gelten. Das Handeln mit CIF-Frachten impliziert hingegen eine geographische Festlegung der Fracht, wodurch Arbitragemöglichkeiten verringert werden. Je flexibler der jeweilige Kontrakt bezüglich einer möglichen Umleitung der Fracht ausgestaltet ist, desto größere Arbitragemöglichkeiten eröffnen sich.<sup>90</sup> Die fehlende Vergleichbarkeit von unterschiedlichen, nicht standardisierten CIF-Frachten erschwert die korrekte Bepreisung von Urals.

Der Bosphorus, der das Schwarze Meer mit dem Mittelmeer verbindet, ist eine der am meisten befahrenen Seestraßen der Welt. Wenn die Meerenge aufgrund eines Unfalls geschlossen würde, würde der Handel mit Urals zum Erliegen kommen, der Preis für Urals würde nach oben springen. Wäre Urals eine Referenzsorte, würden diejenigen Marktteilnehmer, die eine *long*-Position in auf Urals basierende Verträge halten würde, große Verluste machen.

<sup>87</sup> Vgl. Platts (2004).

<sup>88</sup> Vgl. Hagstromer und Wlazlowski (2007).

<sup>89</sup> Vgl. Montepeque (2005).

<sup>90</sup> Vgl. Platts (2005) : Crude Benchmark Analysis; published in Energy Economist.

Drittens wird das politische Risiko bei russischem Erdöl als relativ hoch eingeschätzt, da es in der Vergangenheit diverse politische Einflussnahmen der russischen Regierung im Energiesektor wie den Gasstreit mit der Ukraine Anfang 2006 und die praktische Enteignung der Jukos-Fördergesellschaft gab.

Als möglicher Ort für eine neue Referenzsorte wird der türkische Hafen Ceyhan gehandelt, zu dem in Zukunft sowohl russisches als auch irakisches Öl transportiert wird.footnoteVgl. Platts (2005) : Crude Benchmark Analysis; published in Energy Economist. Ob sich dieser Markt aber tatsächlich zu einem Referenzmarkt entwickeln kann, ist aufgrund der unterschiedlichen Qualität der Rohölsorten und politischer Risiken fraglich.

## 4.6 Bewertung des derzeitigen Preisregimes

Ein Referenzmarkt sollte die Funktionen der Preisfindung und der Absicherung erfüllen. Tabelle 4.1 fasst den Erfüllungsgrad der Anforderungen für die behandelten Referenzsorten zusammen. Keine Referenzsorte erfüllt zu jedem Zeitpunkt alle Kriterien, wodurch der Weltölmarkt mehr oder weniger starken Störungen bzw. Manipulationen ausgesetzt ist.

Die beiden Referenzpreise für *Brent Futures* und *NYMEX Light Crude Oil Futures* sind die am besten funktionierenden Märkte und bilden dementsprechend das Rückgrat des Erdölhandels. Allerdings basieren diese beiden Referenzpreise auf leichten und süßen Rohölsorten, was die Bepreisung von schweren Rohölen erschwert. Angesichts der Tatsache, dass zukünftig der Anteil an schwere Rohölen an der Gesamtproduktion steigen wird, könnten Brent und WTI die Referenzfunktion für den Weltölmarkt gegenüber schweren Referenzsorten einbüßen.

Allerdings sind weder die *Oman Futures* noch der Handel mit Urals derzeit in der Lage eigenständige Referenzpreise für Erdöl zu sein. Stattdessen bilden sie ein Korrektiv gegenüber Brent und WTI. Die Erdölmärkte befinden sich dementsprechend in einem fragilen Zustand. Größere Störungen in der Infrastruktur, beispielsweise durch terroristische Anschläge oder Naturkatastrophen, können das derzeitige Preisregime stark beschädigen oder sogar zerstören. Aber auch ohne katastrophale Ereignisse ist eine ständige Anpassung der Handelsspielregeln an neue Marktgegebenheiten notwendig. Ein Beispiel hierfür ist die abnehmende Förderung der bestehenden Referenzsorten und der sich daraus ergebenden notwendigen Ersetzung durch andere Sorten.<sup>91</sup>

<sup>91</sup> Für eine Analyse der Potentiale in der Nordsee vgl. Nahlke (2007).

Anforderung	BFOE	WTI	Oman	Urals
Diversität in der Eignerstruktur	ja	ja	nein	nein
Fehlen von Handelsbeschränkungen	ja	ja	ja	nein
Produktionsvolumen über 0,5 mb/d	bedingt	ja	ja	ja
Homogene Qualität	bedingt	ja	bedingt	bedingt
Infrastruktur	ja	bedingt	ja	bedingt
Transparente Preisbildung	ja	ja	bedingt	nein
Ausreichende Marktliquidität	ja	ja	bedingt	nein

**Tabelle 4.1:** *Erfüllungsgrad der Anforderungen der Referenzsorten BFOE, WTI, Dubai und Urals.*

Andererseits hat kein Preisregime in der Vergangenheit die aktuellen Marktgegebenheiten so gut abgebildet wie das *formula pricing* und kein anderes hatte eine vergleichbare Transparenz in der Preisbildung. Dies gilt insbesondere für die beiden führenden Referenzsorten Brent und WTI.<sup>92</sup> Auf diese Weise wurden die aus den Erdölmärkten abgeleiteten Finanzderivate auch für branchenfremde Investoren zu einer interessanten Anlagemöglichkeit, so dass neue Informationen eingepreist wurden und sich die Liquidität auf den Rohölmärkten erhöht hat.

In langfristiger Hinsicht ist die Entwicklung der Nicht-OPEC-Förderung für das bestehende Preisregime von essentiellen Interesse. Je höher der OPEC-Anteil an der weltweiten Förderung ist, desto eher werden die alten Ansprüche auf eine direkte Kontrolle des Preises wieder aufleben.

<sup>92</sup> Vgl. Gülen (1999).

## Empirische Eigenschaften der Referenzsorten

Die Futurespreise auf die Rohölsorten WTI und Brent sind von zentraler Bedeutung für den Weltölmarkt, da sie eine Preisfindung und Absicherungsmöglichkeit für andere Rohölsorten erlauben. Im vierten Kapitel wurden ein unsicherer Spotpreis, ein stochastischer *convenience yield* und eine stochastische Volatilität als Risikoquellen im Erdölmarkt diskutiert, die insbesondere im Kontext der Theorie der Lagerhaltung eine hohe Bedeutung besitzen. Jede dieser Risikoquellen kann zudem saisonalen Schwankungen und die *mean reversion*-Eigenschaft aufweisen.

Ein effizienter Preis bildet die Marktsituation korrekt ab, d.h. die Markteigenschaften können in den statistischen Eigenschaften des Preisverlaufs wiedergefunden werden. So kann die *mean reversion*-Eigenschaft als langfristiges Marktgleichgewicht interpretiert werden, zu dem der Erdölmarkt nach Störungen wieder zurückkehrt – oder nicht.

**Tabelle 5.1:** Übersicht der Forschungsfragen

Risikoquelle	Forschungsfragen
Unsicherer Preis	(1) Existieren Saisonalitäten? (2) Existiert <i>mean reversion</i> ?
Stochastische Volatilität	(3) Ist die stochastische Volatilität saisonabhängig? (4) Weist die stochastische Volatilität <i>mean reversion</i> auf?
<i>convenience yield</i>	(5) Ist der <i>convenience yield</i> saisonabhängig? (6) Weist der <i>convenience yield</i> <i>mean reversion</i> auf?

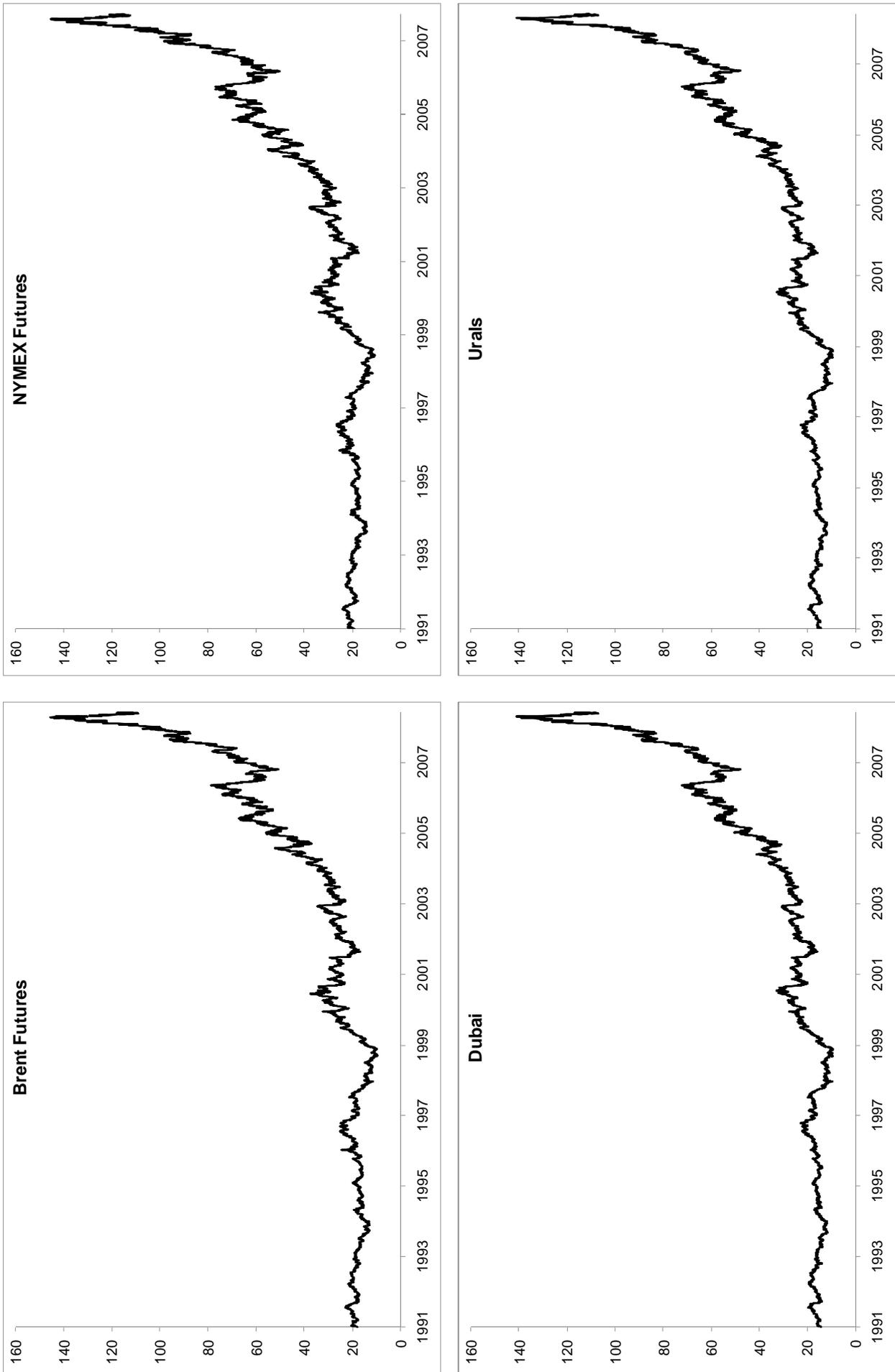
Wenn Branchenzyklen im Erdölmarkt identifiziert werden können, so gibt dies weitere Informationen über das Anpassungsverhalten der Infrastruktur. Denn je träger eine Anpassung erfolgt, desto deutlicher sollte sich dies im Preis widerspiegeln. Ebenso ist der Einfluss von jahreszeitlichen Schwankungen auf den Preisverlauf von Interesse. Weiterhin

kann durch die vergleichende Betrachtung verschiedener Rohölpreise die Frage beantwortet werden, ob es tatsächlich einen Weltölmarkt gibt, wie beispielsweise von Adelman (1984) behauptet. Tabelle 5.1 fasst die nachfolgend zu untersuchenden Forschungsfragen aus der Theorie der Lagerhaltung zusammen.

Aus der Theorie der *normal backwardation* folgt, dass die Marktteilnehmer Risikoprämien verlangen. In Kapitel 5.4 wird untersucht, wie hoch die Risikoprämie für einen falsch erwarteten *Brent Futures*-Preis ist.

## 5.1 Der Verlauf der Referenzpreise

Es werden die täglichen Schlusskurse von vier Zeitreihen für Rohöl im Zeitraum vom 1. April 1991 bis zum 31. August 2008 untersucht: der nächstgelegene *Brent Futures*, der nächstgelegene *NYMEX Light Crude Oil Futures Contract*, der Preis für Dubai und der Preis für Urals CIF Augusta. Alle Zeitreihen sind in US-\$ pro Barrel denominiert. Die Zeitreihen für *Brent Futures*, Dubai und Urals wurden aus der Datenbank *Thomson Financial DataStream* entnommen, die Zeitreihe des *NYMEX Light Crude Oil Futures Contract* stammt aus der öffentlich zugänglichen Datensammlung der EIA.



**Abbildung 5.1:** Rohöl-Preisentwicklung 1991-2007. In der Abbildung werden die vier Verläufe von Brent Futures, Dated Brent, WTI (Cushing) und Dubai Futures dargestellt. Der gleichförmige, fast identische Verlauf unterstützt die These eines Weltölmarkts.

Abbildung 5.1 stellt die Preisverläufe der verschiedenen Rohölsorten dar. Im betrachteten Zeitraum verlaufen alle vier Zeitreihen sehr ähnlich.<sup>1</sup> Allerdings gibt es ab dem Jahr 2002 einen stark positiven Trend, der in der Zeitperiode 1991-2001 nicht zu erkennen ist, d.h. es könnte um das Jahr 2002 zu einem Strukturbruch gekommen sein. Aus diesem Grund werden die beiden Zeitperioden April 1991 bis Dezember 2001 und Januar 2002 bis August 2008 getrennt voneinander untersucht.

**Tabelle 5.2:** Momente der Spotmarktpreise für Rohöl 1991-2008.

	Brent Futures	NXMEX Futures	Dubai	Urals
<i>1991-2001:</i>				
Mittel	19,51	20,75	17,74	18,26
Standardabweichung	4,83	4,77	4,31	4,52
Schiefe	0,80	0,74	0,87	0,61
Kurtosis	3,64	3,45	3,53	3,38
Beobachtungen	2813	2697	2813	2807
<i>2002-2008:</i>				
Mittel	54,20	55,63	50,42	50,88
Standardabweichung	27,23	27,02	26,25	26,49
Schiefe	1,01	1,05	1,14	1,08
Kurtosis	3,69	3,81	4,00	3,77
Beobachtungen	1732	1668	1732	1739

Der Verdacht auf einen Strukturbruch erhärtet sich durch die in der Tabelle 5.2 zusammengefassten statistischen Momente der vier Zeitreihen. Sowohl das Mittel als auch die Standardabweichung weichen signifikant in den beiden Stichproben voneinander ab.<sup>2</sup>

Der ähnliche Verlauf der Zeitreihen und die fast identischen Momente der vier Zeitreihen stützen die von These eines Weltölmarkts. Hiernach kommt es nur kurzfristig zu regionalen Preisabweichungen, die anschließend über Arbitrage ausgeglichen werden.<sup>3</sup> Die Unterschiede beim Mittelwert der verschiedenen Preiszeitreihen lässt sich über andere chemische Eigenschaften und die geographische Lage der Rohölsorten erklären. So sind die Rohölsorten Brent und WTI<sup>4</sup> leichter und süßer als die schweren und sauren Rohölsorten Dubai und Urals und werden dementsprechend mit Aufschlag gehandelt. Obwohl in beiden Zeitperioden die leichten Rohölsorten Brent und WTI preislich über den schweren Rohölsorten Dubai und Urals liegen, hat sich der relative Preisvorteil im Zeitablauf

<sup>1</sup> Die Ähnlichkeit wird durch den betrachteten Horizont noch verstärkt, da bei einer Betrachtung von 17 Jahren nur der grobe Verlauf optisch wahrgenommen werden kann.

<sup>2</sup> Es wurde ein ANOVA und Brown-Forsythe-Test durchgeführt. Die Vorgehensweise der Testverfahren werden in Kapitel 5.1.1 erläutert.

<sup>3</sup> Vgl. Adelman (1984) und Gülen (1999).

<sup>4</sup> Der *NYMEX Light Crude Oil Futures* wird auf die Rohölsorte WTI mit dem Erfüllungsort Cushing, Oklahoma gehandelt. Vgl. Kapitel 4.4.

verringert. So war 1991-2001 WTI etwa 17 % teurer als Dubai, während die Prämie in der Zeit von 2002-2008 nur noch bei etwa 10 % lag.

Die Standardabweichung hat sich in den beiden betrachteten Zeiträumen zwar stärker erhöht als die Mittelwerte, hieraus kann jedoch nicht geschlossen werden, dass das Marktrisiko zugenommen hat. Denn da die zweite Zeitperiode einen Trend aufweist, erhöht dieser zwangsläufig die Standardabweichung der zweiten Stichprobe.

### 5.1.1 Saisonalität

In den Kapiteln 2.3.3 und 3.4.2 wurde der Einfluss von saisonalen Schwankungen auf den Preisverlauf diskutiert. Hiernach müssen zwei Arten von Saisonalitäten berücksichtigt werden: erstens Zyklen der gesamten Branche, zweitens jahreszeitabhängige Schwankungen.

Die träge Reaktion von Angebot und Nachfrage kann zu Engpassrenten in der Wertschöpfungskette führen, die den Preisverlauf für Rohöl beeinflussen.<sup>5</sup> So dürfte die Engpassrente während des Kapazitätsausbaus hoch sein, während sie zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neuen Kapazitäten gering oder sogar negativ sein dürfte. Da der Bau von neuen Kapazitäten stark von den weltwirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen beeinflusst wird, dürften sie keinem festen Muster folgen, sondern asymmetrisch verlaufen. Die Einpreisung der Engpassrenten in den Preis für Rohöl wird im Folgenden als Branchenzyklus bezeichnet.<sup>6</sup>

Jahreszeitliche Schwankungen im Erdölpreis können sich aufgrund einer unterschiedlichen Nutzung von Erdöl in Sommer- und Wintermonaten ergeben. Sie können angebotsseitig und nachfrageseitig begründet sein. So erhöht beispielsweise ein kalter Winter oder der Beginn der *driving season* in den USA die Nachfrage, während Produktionsausfälle bei Brent in den Wintermonaten und bei WTI während der Hurrikan-Saison zwischen Juni und November das Angebot an Erdöl beschränken können.<sup>7</sup> Wenn solche jahreszeitlichen Schwankungen existieren, dürften sie in jedem Monat wiederkehren.<sup>8</sup>

<sup>5</sup> Vgl. hierzu die Ausführungen im Kapitel 2.3.3 zur Anpassung der Raffineriekapazitäten.

<sup>6</sup> Es kann zwischen absoluten und relativen Branchenzyklen unterschieden werden. Der absolute Branchenzyklus ist der in Geldeinheiten bewertete Einfluss von verzögerten Investitionen auf den Rohölpreis; der relative Branchenzyklus ist der Anteil vom aktuellen Preis, der von den verzögerten Investitionen beeinflusst wird.

<sup>7</sup> Vgl. Mazaheri (1999).

<sup>8</sup> Vgl. Milonas und Henker (2001).

## Branchenzyklus

Zur Identifizierung der Branchenzyklen wird der asymmetrische Bandfilter von Christiano und Fitzgerald (2003) (CF) verwendet. Der Grundgedanke des CF-Filter ist die Festsetzung eines Bandes mittels der Wahl einer Unter- und Obergrenze der Periodizität ( $P_L$  und  $P_U$ ). Anschließend wird ein zweiseitiger, gewichteter gleitender Durchschnitt der Daten berechnet und diejenigen Daten, die innerhalb des Bandes liegen, werden als nicht-zyklische Daten durch den Filter gelassen, während die zyklischen Daten herausgefiltert werden. Dieses Vorgehen entspricht der These einer trägen Anpassung der Infrastruktur, die bis zum Zeitpunkt der Anpassung den Preisverlauf beeinflusst.

Der verwendete asymmetrische CF-Filter hat drei Vorteile gegenüber alternativen Bandfiltern wie dem Baxter-King-Filter oder dem Hodrick-Prescott-Filter. Erstens sind die Gewichtungen der *leads* und *lags* abhängig von den Daten und werden für jeden Beobachtungspunkt neu berechnet. Aufgrund dieser Eigenschaft wird er als asymmetrischer Filter bezeichnet. Zweitens können, je nachdem welche Periodizität unterstellt wird, unterschiedliche Saisonalitäten herausgefiltert werden. Drittens darf die Zeitreihe eine Einheitswurzel aufweisen.<sup>9</sup>

Die Untersuchung der Branchenzyklen erfolgte getrennt für die Zeitperioden 1991-2001 und 2002-2008. Zur Identifikation der Branchenzyklen wurde der asymmetrische CF-Filter mit  $P_L = 391,5$  und  $P_U = 2088$  verwendet. Es wurde von einer Einheitswurzel in den Zeitreihen ausgegangen und eine Driftpassung vorgenommen.<sup>10</sup> Tabelle 5.3 fasst die Eigenschaften der Branchenzyklen zusammen.

Die statistischen Eigenschaften unterscheiden sich teilweise stark in den betrachteten Perioden. Während das Mittel und der Median 1991-2001 noch relativ nah beieinander lagen, fallen sie in der zweiten Periode relativ stark auseinander. Der durchschnittliche Anteil der identifizierten Branchenzyklen am durchschnittlichen Preis, der als Median dividiert durch den durchschnittlichen Preis ausgedrückt werden kann, ist mit ca. 3% zwar gering, aber kann in den Extremas einen deutlich höheren Anteil ausmachen.

Die Branchenzyklen verlaufen in den unterschiedlichen Referenzmärkte ähnlich. Deshalb zeigt Abbildung 5.2 exemplarisch den Verlauf des Branchenzyklus der *Brent Futures* zwischen 1991-2008. Es ist zu erkennen, dass die identifizierten absoluten Branchenschwankungen zwar im Zeitablauf zunehmen, die relativen Branchenzyklen jedoch abnehmen.

<sup>9</sup> Für eine ausführliche Beschreibung dieser Eigenschaften vgl. Christiano und Fitzgerald (2003).

<sup>10</sup> Vgl. Kapitel 5.1.2.

**Tabelle 5.3:** Momente der Branchenzyklen

	Brent Futures	NYMEX Futures	Dubai	Urals
<i>1991-2001:</i>				
Mittel	0,401	0,495	0,374	0,303
Median	0,648	0,750	0,674	0,678
Standardabweichung	3,718	3,820	3,171	3,493
Schiefe	-0,368	-0,220	-0,444	-0,605
Kurtosis	3,212	3,186	3,197	3,314
Beobachtungen	2813	2698	2813	2807
<i>2002-2008:</i>				
Mittel	-0,202	-0,347	-0,245	-0,218
Median	1,492	1,770	0,066	0,621
Standardabweichung	7,363	8,042	6,983	7,011
Schiefe	-0,558	-0,720	-0,478	-0,523
Kurtosis	3,412	3,636	3,446	3,459
Beobachtungen	1732	1668	1732	1739

### Jahreszeitliche Schwankungen

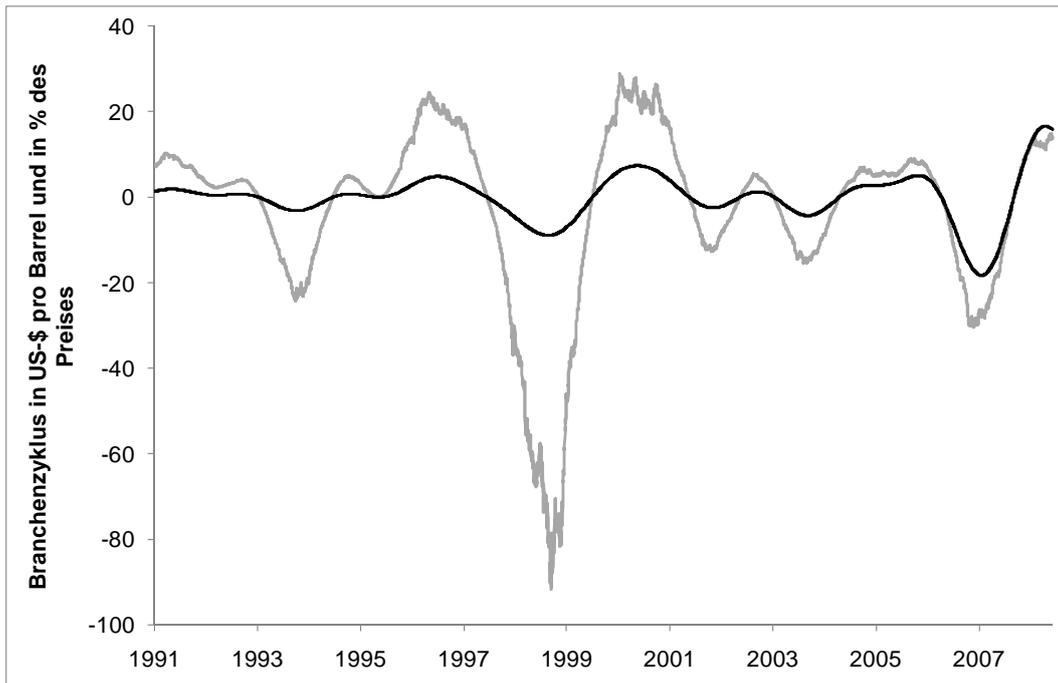
Wenn jahreszeitabhängige Saisonalitäten vorliegen, sollte sich dies in unterschiedlichen durchschnittlichen monatlichen Renditen  $r = \ln S_t - \ln S_{t-1}$  ausdrücken.<sup>11</sup> Wenn beispielsweise eine zusätzliche Nachfrage nach Heizöl in den Wintermonaten auf eine unelastische Produktion stieße, würde es zu systematischen Preiserhöhungen in den Wintermonaten kommen.

Um zu testen, ob die durchschnittlichen Renditen signifikant voneinander abweichen, wird ein ANOVA-F-Test (*analysis of variance*) durchgeführt. Hierzu werden die Zeitreihen zunächst in jeweils 12 Untergruppen unterteilt, die jeweils die logarithmierten täglichen Renditen des Monats enthalten. Der ANOVA-Test überprüft, ob die Varianz des Durchschnitts innerhalb einer Stichprobe signifikant von der Varianz des Durchschnitts in den anderen Stichproben abweicht. Die Nullhypothese ist, dass die untersuchten Untergruppen aus der gleichen Verteilung stammen.

Die Tabelle 5.4 fasst die Ergebnisse der Untersuchung der jahreszeitlichen Schwankungen mittels des ANOVA-F-Tests zusammen. Die Nullhypothese kann bei keiner Rohölsorte abgelehnt werden, dementsprechend ist kein eindeutiger saisonaler Einfluss zu erkennen. Es ist somit für die Renditen unerheblich, in welchem Monat Rohöl gehandelt wird.

Allerdings könnten die jahreszeitlichen Schwankungen durch Lagerbestände ausgeglichen werden. In diesem Fall werden die Lagerbesitzer Rohöl preiswert im Frühling und Herbst

<sup>11</sup> Die Verwendung von täglichen Daten ermöglicht die Berechnung von kontinuierlichen Renditen.



**Abbildung 5.2:** Absolute und relative Branchenzyklen im Rohölpreisverlauf. Die Abbildung zeigt die absoluten Branchenzyklen (schwarze Linie) und den Anteil der Branchenzyklen am Preis (graue Linie) von 1991-2008.

**Tabelle 5.4:** Saisonale Einflüsse auf die durchschnittlichen Renditen in den jeweiligen Monaten 1991-2008

	Brent Futures	NYMEX Futures	Dubai	Urals
<i>1991-2001:</i>				
ANOVA-F	1,407	0,880	1,369	1,341
p-Wert	0,162	0,559	0,180	0,194
<i>2002-2008:</i>				
ANOVA-F	0,509	0,405	0,483	0,768
p-Wert	0,898	0,954	0,914	0,672

einkaufen und diese in den Sommer- und Wintermonaten verkaufen. Hierdurch würde es zu einem Ausgleich der durchschnittlichen Renditen über das Jahr kommen. Ein Indiz für ein solches Verhalten wäre eine höhere Varianz in den Sommer- und Wintermonaten, da die Lagerbesitzer immer dann verkaufen werden, wenn der Preis eine kritische Grenze überschreitet.<sup>12</sup>

Um die jahreszeitliche Abhängigkeit der Volatilität der Renditen zu untersuchen, wird ein Brown-Forsythe-Test durchgeführt. Der Brown-Forsythe-Test basiert auf einem ANOVA-Test der absoluten Differenz vom Median und ist eine Erweiterung des Levene-Tests.<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Weiterhin müsste der *convenience yield* jahreszeitabhängigen Schwankungen unterworfen sein. Vgl. hierzu Kapitel 5.3.

<sup>13</sup> Vgl. Levene (1960), Brown und Forsythe (1974a,b) und Conover et al. (1981).

Die Nullhypothese ist, dass es keinen Unterschied der Schwankungen der Renditen in den einzelnen Monaten gibt.

**Tabelle 5.5:** Saisonale Einflüsse auf die Volatilität der Renditen in den jeweiligen Monaten 1991-2008.

	Brent Futures	NXMEX Futures	Dubai	Urals
<i>1991-2001:</i>				
Brown-Forsythe	1,824	1,657	2,626	1,221
p-Wert	0,044	0,077	0,002	0,266
<i>2002-2008:</i>				
Brown-Forsythe	1,381	1,780	0,992	1,213
p-Wert	0,175	0,052	0,450	0,272

Die Nullhypothese einer gleichen Verteilung der Volatilität der Renditen muss für alle Zeitreihen in der ersten Periode abgelehnt werden, d.h. die Volatilität der Renditen unterliegt im Zeitraum 1991-2001 saisonalen Schwankungen. Im Zeitraum 2002-2008 kann die Nullhypothese jedoch nur für die NYMEX Futures zum 10 % Signifikanzniveau abgelehnt werden. Dies muss jedoch nicht zwangsläufig bedeuten, dass die jahreszeitlichen Schwankungen abgenommen haben. Die Volatilität der Renditen könnte sich auch durch einen stärkeren Handel mit Rohöl insgesamt erhöht haben, wodurch der Effekt der jahreszeitlichen Schwankungen verdeckt wird. Diese Fragestellung wird daher im Kapitel 5.3 wieder aufgenommen.

### 5.1.2 Mean reversion

Die in Kapitel 3.4.1 dargestellte Eigenschaft der *mean reversion* kann als langfristiges Marktgleichgewicht interpretiert werden. Hiernach stellt sich nach einer Störung des Marktgleichgewichts dieses erst nach einer gewissen Zeit wieder ein. Diese verzögerte Anpassung kann durch Starrheiten in der Infrastruktur oder durch das Investitionskalkül der Marktteilnehmer begründet sein.<sup>14</sup> Wenn ein Preisverlauf keine *mean reversion* aufweist, kehrt der Preis nach einer Störung nicht zu einem Gleichgewicht zurück.

Um herauszufinden, ob die Spotpreise *mean reversion* aufweisen, werden die Stationarität der Zeitreihen untersucht. Häufig wird in der Literatur von einer Verbindung zwischen *mean reversion* und der Stationarität einer Zeitreihe ausgegangen.<sup>15</sup> Schwache Stationarität liegt vor, wenn der Erwartungswert im Zeitablauf gleich bleibt und die Kovarianz sich zwischen zwei beliebigen Zeitpunkten nicht verändert, sofern der Abstand zwischen den

<sup>14</sup> Vgl. Kapitel 2.3.1.

<sup>15</sup> Vgl. Milonas und Henker (2001).

Zeitpunkten identisch ist.<sup>16</sup> Allerdings kann eine Zeitreihe die *mean reversion*-Eigenschaft aufweisen, jedoch nicht stationär sein.

Es werden zwei Verfahren zum Test auf die Stationarität der Zeitreihen durchgeführt: der Augmented-Dickey-Fuller-Test (ADF-Test) und der Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin-Test (KPSS). Beim ADF-Test wird ein AR(p)-Prozess mit der Gleichung

$$\Delta S_t = \tilde{\alpha} S_{t-1} + x_t' \delta + \beta_1 \Delta S_{t-1} + \beta_2 \Delta S_{t-2} + \cdots + \beta_p \Delta S_{t-p} + \epsilon \quad (5.1)$$

geschätzt.<sup>17</sup> Die Nullhypothese lautet, dass die Zeitreihe eine Einheitswurzel besitzt, d.h. dass sie nicht stationär ist,  $H_0 : |\tilde{\alpha}| = 0$ ; die Alternativhypothese lautet  $H_1 : |\tilde{\alpha}| > 0$ .

Wenn die beim ADF-Test verwendete Nullhypothese einer Einheitswurzel nicht abgelehnt werden kann, bedeutet dies nicht notwendigerweise, dass die Zeitreihe nicht stationär ist. Die betrachteten Daten sind möglicherweise schlicht nicht informativ bezüglich Stationarität bzw. Nicht-Stationarität.<sup>18</sup> Kwiatkowski et al. (1992) (KPSS) schlagen einen alternativen Test vor mit der Nullhypothese, dass die Zeitreihe stationär ist. Dabei wird die Zeitreihe  $S$  als die Summe eines deterministischen Trends  $\xi t$ , eines *random walk*  $RW$  und eines stochastischen Fehlers  $\epsilon$  aufgefasst:<sup>19</sup>

$$S_t = \xi t + RW_t + \epsilon_t \quad (5.2)$$

mit

$$RW_t = RW_{t-1} + v_t, \quad v_t \sim iid(0, \sigma_v^2). \quad (5.3)$$

Die Zeitreihe wird als stationär angesehen, wenn gilt  $\sigma_v^2 = 0$ . Um dies zu testen, wird ein Lagrange-Multiplier (LM) Test verwendet. Die verwendete LM Teststatistik wird berechnet durch

$$LM = \sum_{t=1}^T W_t^2 / \sigma_\epsilon^2 \quad \text{mit} \quad W_t = \sum_{i=1}^t \hat{\epsilon}_i. \quad (5.4)$$

Beim ADF-Test wurde für alle Zeitreihen ein Lag von einer Zeitperiode gewählt;  $t$  bezeichnet die t-Statistik für  $\tilde{\alpha}$ . Für alle Zeitreihen wurde von einem Trend ausgegangen. Beim KPSS-Test wurde das Residuenspektrum der Nullfrequenz  $\sigma_\epsilon$  nach Newy-West (1994) durch ein Bartlett-Kernel geschätzt. Die dahinterstehende Idee ist, Periodizitäten in den Residuen zu erkennen, so dass sie nicht die Testergebnisse verfälschen. Tabelle 5.6 fasst die Ergebnisse der Untersuchung auf Stationarität zusammen.

<sup>16</sup> Vgl. beispielsweise Greene (2003).

<sup>17</sup> Für eine ausführliche Beschreibung des ADF-Tests vgl. beispielsweise Davidson und MacKinnon (1993), Kapitel 20.

<sup>18</sup> Vgl. DeJong et al. (1992).

<sup>19</sup> Vgl. Kwiatkowski et al. (1992).

**Tabelle 5.6:** Stationaritäts-Tests für Rohölpreise 1991-2008. Die Symbole \*, \*\*, \*\*\* zeigen die Ablehnung der Nullhypothese zum 10%, 5% und 1% Signifikanzniveau anhand der MacKinnon-Tabelle (ADF) bzw. der KPSS-Tabelle an.

	ADF		KPSS	
	t	p <sup>1</sup>	LM	Bandbreite <sup>2</sup>
<i>1991-2001:</i>				
Brent Futures	2.550	0.303	0.560***	42
NYMEX Futures	-2.525	0.315	*** 0.564	42
Dubai	-2.593	0.283	0.517***	42
Urals	-3.07	0.1137	0.502***	42
<i>2002-2008:</i>				
Brent Futures	-2.05	0.572	0.489***	32
NYMEX Futures	-2.199	0.488	0.443***	32
Dubai	-1.791	0.7089	0.579***	32
Urals	-2.11	0.534	0.583***	32

<sup>1</sup> MacKinnon (1996) einseitige p-Werte.

<sup>2</sup> Auswahl der Bandbreite erfolgte nach dem Newey-West Kriterium.

Beim ADF-Test kann die Nullhypothese einer Einheitswurzel bei keiner Zeitreihe abgelehnt werden und beim KPSS-Test wird die Nullhypothese einer stationären Zeitreihe abgelehnt. Die betrachteten Zeitreihen sind somit nicht stationär, d.h. es besteht kein langfristiges Gleichgewicht.

Pindyck (1999) zeigt, dass der Preis für Rohöl bei der Untersuchung eines längeren Zeitraums (1860-1996) *mean reversion* aufweist. Er argumentiert, dass bei der Betrachtung von kürzeren Zeitreihen die sehr langsame Anpassung an ein langfristiges Niveau übersehen wird. Allerdings kann das von Pindyck (1999) identifizierte langfristige *mean reversion*-Niveau nicht als ein langfristiges Marktgleichgewicht interpretiert werden, da die zeitliche Anpassung viel zu langsam, teilweise Jahrzehnte beträgt. In einem kurz- bis mittelfristigen Kontext besitzt eine solche *mean reversion*-Eigenschaft keine Relevanz.

## 5.2 Stochastische Volatilität

Die Volatilität der Preise folgt aus der Unsicherheit der Marktteilnehmer bezüglich des zukünftigen Erdölpreises. Die Unsicherheit bzw. die Volatilität des Preises ist wiederum eine Folge aus der Komplexität der Wertschöpfungskette. Sowohl das Rohölangebot als auch die Ölproduktnachfrage sind aufgrund hohen versunkenen Kosten durch eine träge Reaktion auf veränderte Marktbedingungen charakterisiert.<sup>20</sup> Gleichzeitig verändert sich

<sup>20</sup> Vgl. Kapitel 1.

die Situation im Erdölmarkt aufgrund der hohen Komplexität des Produktionsprozesses von Rohöl in Rohölprodukte sehr schnell und häufig, denn jede Veränderung auf einem Ölproduktmarkt hat Auswirkungen auf die anderen Ölproduktmärkte.<sup>21</sup> Da der Preis wesentlich schneller als die Infrastruktur reagiert, führt jede Veränderung der Marktsituation zu einer Preisreaktion. Bei vielen Veränderungen der Marktsituation ergeben sich entsprechend viele Preisreaktionen: der Preis für Erdöl schwankt.

Allerdings schwankt der Preis nicht immer mit der gleichen Intensität. In Phasen mit unterausgelasteten Produktions- und Raffinationskapazitäten dürfte der Preis geringer schwanken als in Phasen, in denen die Infrastruktur stark ausgelastet ist, d.h. auch die Volatilität könnte Investitions- bzw. Branchenzyklen aufweisen.

Der Verlauf der Volatilität kann durch die Anwendung der *moving window method* approximiert werden. Hierbei wird angenommen, dass die Volatilität für einen Zeitraum von  $m$  Tagen konstant ist und die Inkremente  $\ln S_i - \ln S_{i-1}$  nicht miteinander korreliert sind. Es wird ein Zeitfenster mit der Breite  $m$  für jeden Zeitpunkt  $t_i$  mit  $i = 0, \dots, n$  konstruiert und die Volatilität in jedem Zeitfenster über die Formel

$$\sigma(t_k) = \sqrt{\frac{1}{m-1} \sum_{i=k+m-1}^k \left( \frac{\ln S_i - \ln S_{i-1}}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} - \frac{1}{m} \sum \frac{\ln S_i - \ln S_{i-1}}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} \right)^2}$$

geschätzt.<sup>22</sup> Jedes Zeitinkrement  $t_i - t_{i-1}$  wird dabei als Anteil des Jahres ausgedrückt. Beispielsweise beträgt das Zeitintervall bei 260 Handelstagen im Jahr zwischen Donnerstag und Freitag  $1/260$  und zwischen Freitag und Montag  $3/260$ .

Tabelle 5.7 fasst die statistischen Eigenschaften der monatlichen historischen Volatilität zusammen, die mittels der *moving window method* als gleitender Durchschnitt mit  $m = 21$  geschätzt für die Preisverläufe wurden. Es wurden die gleichen Daten wie bei der Untersuchung der Preisverläufe verwendet. Dementsprechend wurden die Zeitreihen wieder in die zwei Perioden 1991-2001 und 2002-2008 unterteilt. Die Abbildung 5.3 zeigt beispielhaft die Entwicklung der geschätzten Volatilität in den Jahren 1995 und 2005.

Die statistischen Eigenschaften der Volatilität unterscheiden sich bei den unterschiedlichen Rohölsorten nur geringfügig voneinander. Dies ist wiederum eine Folge der Existenz eines Weltölmarkts, in dem nicht nur der Preisverlauf der verschiedenen Rohölsorten ähnlich ist, sondern auch die Schwankungen. Wenn der Preis in einem Markt stärker schwanken würde als in den anderen Märkten, wäre Arbitrage möglich: ein Marktteilnehmer

<sup>21</sup> Beispielsweise könnte eine kurzfristig höhere Nachfrage nach Dieselmotoren zu einem verringerten Ausstoß an Leicht- und Schwerbenzinen führen, da beide Ölprodukte in einem Kuppelprozess erstellt werden.

<sup>22</sup> Vgl. Eydeland, A. and Wolyniec, K. (2003).

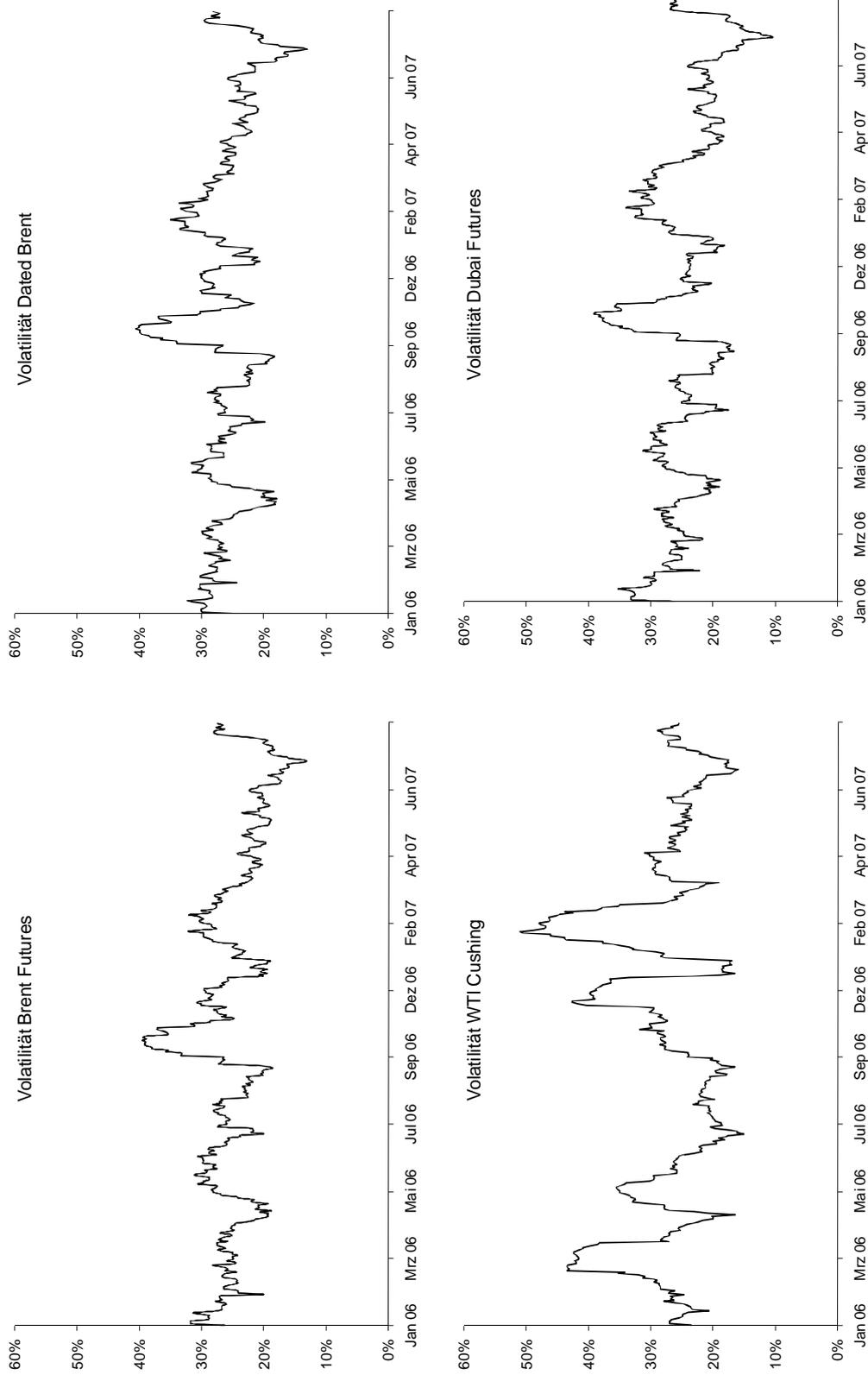
**Tabelle 5.7:** *Volatilität der Spotmarktpreise für Rohöl 1991-2008.*

	Brent Futures	NXMEX Futures	Dubai	Urals
<i>1991-2001:</i>				
Mittel	0,283	0,291	0,277	0,330
Standardabweichung	0,117	0,118	0,108	0,132
Schiefe	1,188	1,028	1,182	0,942
Kurtosis	4,979	4,331	5,264	4,048
Beobachtungen	2793	2792	2680	2793
<i>2002-2008</i>				
Mittel	0,292	0,310	0,283	0,328
Standardabweichung	0,075	0,070	0,081	0,082
Schiefe	1,659	1,287	0,932	1,356
Kurtosis	7,721	5,475	4,557	5,824
Beobachtungen	1732	1732	1804	1732

mer könnte beispielsweise bei einem hohen negativen Ausschlag die stärker schwankende Rohölsorte verkaufen und ein Gegengeschäft im schwächer schwankenden Markt eingehen.

Von der Zeitperiode 1991-2001 zur zweiten Periode 2002-2008 ist die durchschnittliche Volatilität zwar gestiegen, aber die Schwankung der Volatilität ist zurückgegangen.<sup>23</sup> Diese Ergebnisse stärken die bereits vorgestellte These eines intensiveren Handels in 2002-2008 gegenüber der ersten Untersuchungsperiode. Zusätzliche Händler bringen nämlich zusätzliche Informationen in den Markt, die zu stärkeren Schwankungen des Preisverlaufs führen dürften, da jede Fehlbepreisung schneller von informierten Marktteilnehmern ausgeglichen wird; aus dem gleichen Grund erfolgt eine Glättung der Schwankungen in der Volatilität.

<sup>23</sup> Beide Aussagen sind statistisch signifikant. Bei allen Zeitreihen mussten die Nullhypothese eines gleichen Mittels bzw. einer gleichen Varianz zum 5% Signifikanzniveau abgelehnt werden. Es wurden die bereits vorgestellten ANOVA-F und Brown-Forsythe-Testverfahren verwendet.

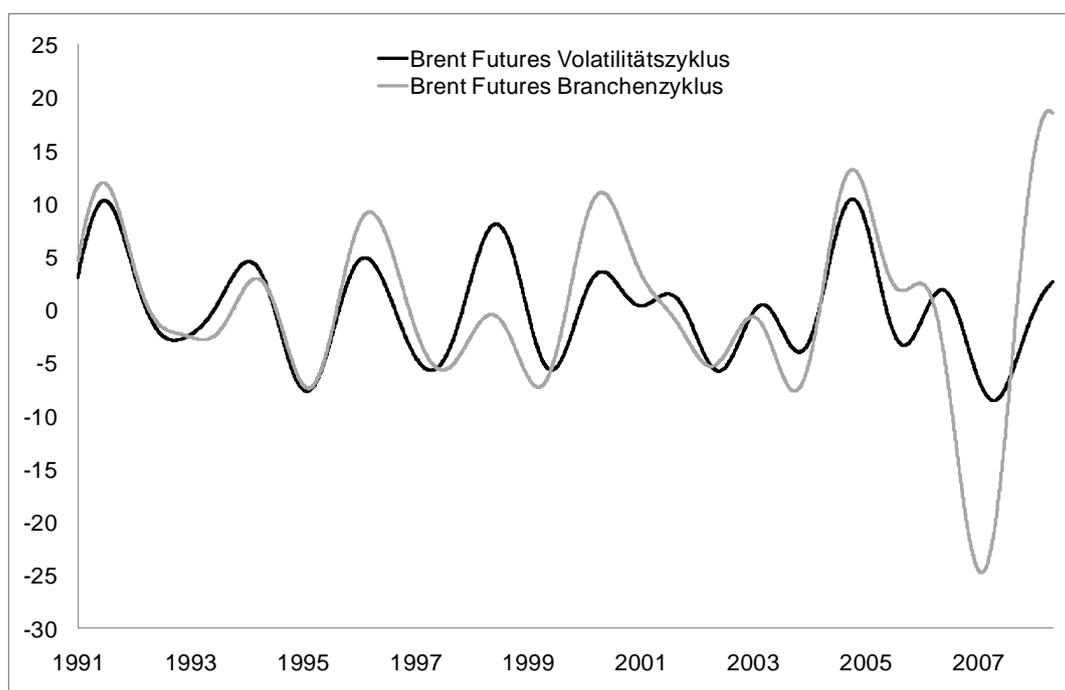


**Abbildung 5.3:** Entwicklung der Volatilität der untersuchten Rohölpreise in 1995 (graue Linie) und 2005 (schwarze Linie).

### Saisonale Schwankungen der Volatilität

Im vorhergehenden Kapitel wurde gezeigt, dass die Volatilität der Renditen zwischen 1991 bis 2001 jahreszeitliche Schwankungen aufweist, während dies in der Zeitperiode 2002-2008 nicht der Fall war. Auf die Beziehung zwischen der Volatilität und dem Branchenzklus wurde jedoch noch nicht eingegangen.

Wie bei der Untersuchung der Spotpreise wird ein CF-Filter zur Identifikation der Volatilitätszyklen verwendet. Abbildung 5.4 stellt die Branchen- und Volatilitätszyklen am Beispiel der Brent Futures dar.



**Abbildung 5.4:** Branchenzklus in der Volatilität von Brent Futures. Die Abbildung zeigt den Branchenzklus und den Volatilitätszyklus von Brent Futures zwischen 1991 bis 2008. Das Verfahren zur Identifikation von Volatilitätszyklen ist identisch mit demjenigen für Branchenzyklen. Auf der Ordinate sind die Branchenschwankungen in US-\$/b und die Volatilitätszyklen in Prozent abgetragen.

Die vom CF-Bandfilter identifizierten Volatilitätszyklen entsprechen in etwa den Branchenzyklen. Dies stimmt mit der Beobachtung überein, dass hohe Spotpreise mit einer erhöhten Volatilität einhergehen.<sup>24</sup>

<sup>24</sup> Vgl. Geman (2005).

## Mean reversion

Die Eigenschaft der *mean reversion* in der Volatilität kann als langfristiges Marktrisiko interpretiert werden. Dieses Marktrisiko ergibt sich aus dem systematischen Risiko, d.h. der Risikofaktoren im Markt, die nicht diversifiziert werden können. Neben dem systematischen Risiko kann es während der Einpreisung von neuen Informationen zu einer erhöhten Handelstätigkeit kommen.<sup>25</sup> Diese erhöhte Handeltätigkeit kann zu einer kurzfristig erhöhten Volatilität führen und so zu Abweichungen vom langfristigen Marktrisiko. Diese Abweichungen wären im Fall von *mean reversion* jedoch nur von kurzer Dauer. Im Umkehrschluss würde eine fehlende Rückführung zu einem langfristigen Niveau bedeuten, dass einmalige Ereignisse mittel- oder sogar langfristige Auswirkungen auf das Marktrisiko haben.

Die Untersuchung erfolgt analog zu dem Vorgehen bei den Preisverläufen. In der Tabelle 5.8 sind die Ergebnisse für die ADF- und der KPSS-Teststatistiken dargestellt.

**Tabelle 5.8:** Stationaritäts-Tests der Volatilität von Rohölpreisen 1991-2008. Die Symbole \*, \*\*, \*\*\* zeigen die Ablehnung der Nullhypothese zum 10%, 5% und 1% Signifikanzniveau anhand der MacKinnon-Tabelle (ADF) bzw. der KPSS-Tabelle an.

	t	ADF $p^1$	KPSS LM	KPSS Bandbreite <sup>2</sup>
<i>1991-2001:</i>				
Brent Futures	-5,325***	0,000	0,092	40
NYMEX Futures	-4,634***	0,000	0,043	40
Dubai	-4,581***	0,001	0,154**	40
Urals	-4,594***	0,001	0,196**	40
<i>2002-2008:</i>				
Brent Futures	-4,084***	0,006	0,135*	32
NYMEX Futures	-4,015***	0,008	0,113	32
Dubai	-3,794**	0,017	0,160**	32
Urals	-3,576**	0,032	0,236***	32

<sup>1</sup> MacKinnon (1996) einseitige p-Werte.

<sup>2</sup> Auswahl der Bandbreite erfolgte nach dem Newey-West Kriterium.

Bei den Preisen für *Brent Futures* und *NYMEX Futures* kann die These der Nicht-Stationarität während der gesamten Zeitspanne zum Signifikanzniveau von 5% abgelehnt werden, was die Existenz eines langfristigen Niveaus des Marktrisikos impliziert. Allerdings muss bei den beiden Rohölsorten Dubai und Urals sowohl die These von Stationarität als auch die These von Nicht-Stationarität abgelehnt werden. Dieses zunächst

<sup>25</sup> Vgl. Kapitel 3.

verwirrende Ergebnis kann als schwache *mean reversion* interpretiert werden.<sup>26</sup> Hiernach können Ereignisse einen langfristigen Einfluss auf die Höhe des Marktrisikos haben. Dies ist für die Absicherungsfunktion von Terminmärkten von großer Bedeutung. Denn wenn ein Marktteilnehmer befürchten muss, dass die Preisschwankungen durch ein Ereignis dauerhaft erhöht werden können, wird er eine zusätzliche Kompensation verlangen.

### 5.3 Eigenschaften des convenience yield

Wie im Kapitel 3.3 dargestellt wurde, kann der *convenience yield* als Ergebnis eines Gleichgewichts in der Lagerhaltung interpretiert werden.<sup>27</sup> Er besitzt zwei Wertbestandteile. Der erste Wertbestandteil ist der Anlagewert eines gelagerten Barrels Erdöl, d.h. der Wert, eine gelagerte Einheit zu einem späteren Zeitpunkt zu verbrauchen – beispielsweise um saisonale Schwankungen auszugleichen. Der zweite Wertbestandteil kann als Realoption interpretiert werden, indem eine gelagerte Einheit zum Ausgleich von unvorhergesehenen Fehlbeständen oder zur Ausnutzung von regional auftretenden Preisdifferenzen benutzt wird.<sup>28</sup>

Es ist nicht möglich, den *convenience yield* direkt zu beobachten. Daher wird im Folgenden eine Approximation für den *convenience yield*  $\tilde{y}$  verwendet. Hierfür wird die zeitstetige Fassung der Grundgleichung der Theorie der Lagerhaltung 3.9 auf beiden Seiten logarithmiert und nach *cy* aufgelöst.<sup>29</sup> Anschließend werden alle Werte auf die Fälligkeit  $(t, T)$  normiert, welche der Zeit zwischen dem Spotpreis  $S$  und dem Futurespreis  $F$  entspricht.

$$\tilde{y}_{t,T} = \ln S - \ln F + r_{t,T}. \quad (5.5)$$

Die Untersuchung des täglichen *convenience yield* erfolgt aufgrund schwer erhältlicher Daten ausschließlich für die Rohölsorte Brent. Der *convenience yield* auf den anderen Märkten dürfte sich ähnlich verhalten, da Abweichungen zwischen den Märkten Arbitragemöglichkeiten eröffnen würden. Da der Markt für *Dated Brent* nicht so liquide ist wie die Märkte für *Brent Futures* wird nicht die Beziehung zwischen Spot- und Futuresmarkt, sondern zwischen zwei Futuresmärkten untersucht.<sup>30</sup> Hierdurch erfolgt nur eine Verschiebung des *convenience yield*. Die Überlegung ist, dass ein Marktteilnehmer, der den nächstgelegenen *Brent Futures* mit dem Erfüllungszeitpunkt  $t$  hält, die Rohölmenge physisch erhalten und bis zum Zeitpunkt  $T$  lagern könnte, was dem Erfüllungszeitpunkt

<sup>26</sup> Vgl. zur Diskussion der schwachen *mean reversion* Kapitel 5.3.

<sup>27</sup> Vgl. Bessembinder et al. (1995).

<sup>28</sup> Vgl. Milonas und Thomadakis (1997).

<sup>29</sup> Vgl. Heaney (2002).

<sup>30</sup> Vgl. zu diesem Vorgehen Schwartz (1997) und Cortazar und Schwartz (2003).

des übernächsten Kontrakts entspricht. Auch wenn er diese Aktion nicht tatsächlich ausführt, muss er nach der Theorie der Lagerhaltung einen *convenience yield* in seinem Kalkül berücksichtigen.

Als Futurespreise werden der nächstgelegene *Brent Futures*-Kontrakt  $F_M$  und der *Brent Futures*-Kontrakt  $F_{M+1}$  des übernächsten Monats genommen, so dass ungefähr ein Monat Abstand zwischen zwei gehandelten liquiden Kontrakten liegen. Als Zins wird für die Zeitperiode 2002-2008 die tägliche Zinsrate des Bonds der *US Treasury* mit einer konstanten einmonatigen Fälligkeit verwendet. Da dieser Datensatz für die Zeitperiode 1991-2001 nicht zur Verfügung steht, wird die anteilige Zinsrate des Bonds der *US Treasury* mit einer konstanten dreimonatigen Fälligkeit verwendet.

Die Approximation  $\tilde{y}$  unterscheidet sich vom echten *convenience yield* dadurch, dass nur der Brutto-*convenience yield* approximiert werden kann, d.h. die Lager- und Versicherungskosten werden nicht berücksichtigt. Da jedoch Lager- und Versicherungskosten keinen großen Schwankungen im Zeitablauf unterliegen dürften, sollte die Approximation  $\tilde{y}$  das Verhalten des täglichen *convenience yield* hinreichend genau abbilden. Allerdings dürfte die Approximation durchgehend zu niedrig sein.

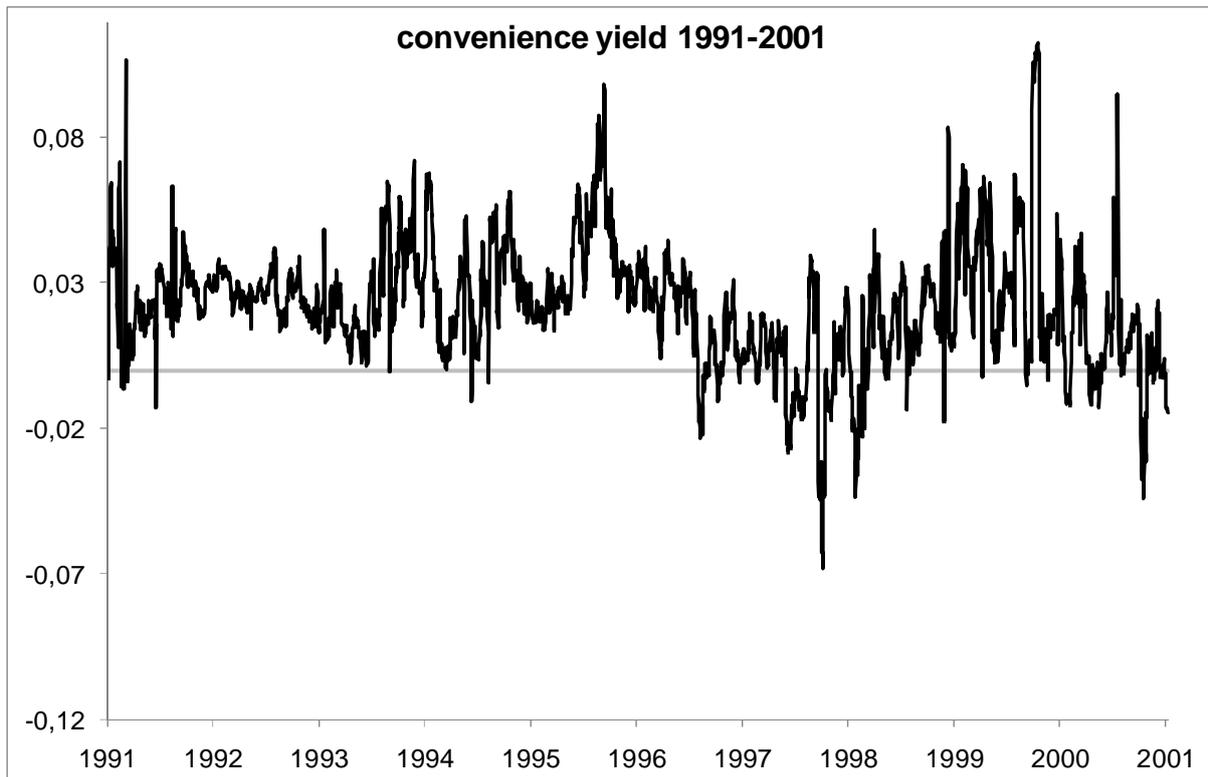
**Tabelle 5.9:** Momente der Approximation des *convenience yield* für *Brent Futures*.

	1991-2001	2002-2008
Durchschnitt	0,022	0,025
Standardabweichung	0,020	0,015
Schiefe	0,020	-0,188
Kurtosis	5,224	3,00
Beobachtungen	2806	1739

Tabelle 5.9 fasst die statistischen Eigenschaften des approximierten *convenience yield* für beide Zeitperioden zusammen. Die Abbildungen 5.5 und 5.6 zeigen den Verlauf des *convenience yield* in der Zeit.

Die durchweg positiven Mittelwerte für  $\tilde{y}$  bestätigen die häufig vertretene Auffassung, dass *backwardation* in Rohölmärkten der Normalzustand ist.<sup>31</sup> In Kapitel 1 wurde dargelegt, dass die kommerziellen Lager die einzige flexible Stufe in der Wertschöpfungskette sind. Sowohl die Produktion, als auch der Transport und die Weiterverarbeitung reagieren träge auf veränderte Marktsituationen. Hierdurch können Lagerbesitzer relativ häufig kurzfristige Preisdifferenzen ausnutzen, wodurch der Wert von gelagerten Einheiten hoch ist.

<sup>31</sup> Vgl. Litzemberger und Rabinowitz (1995) und Alquist und Kilian (2007).



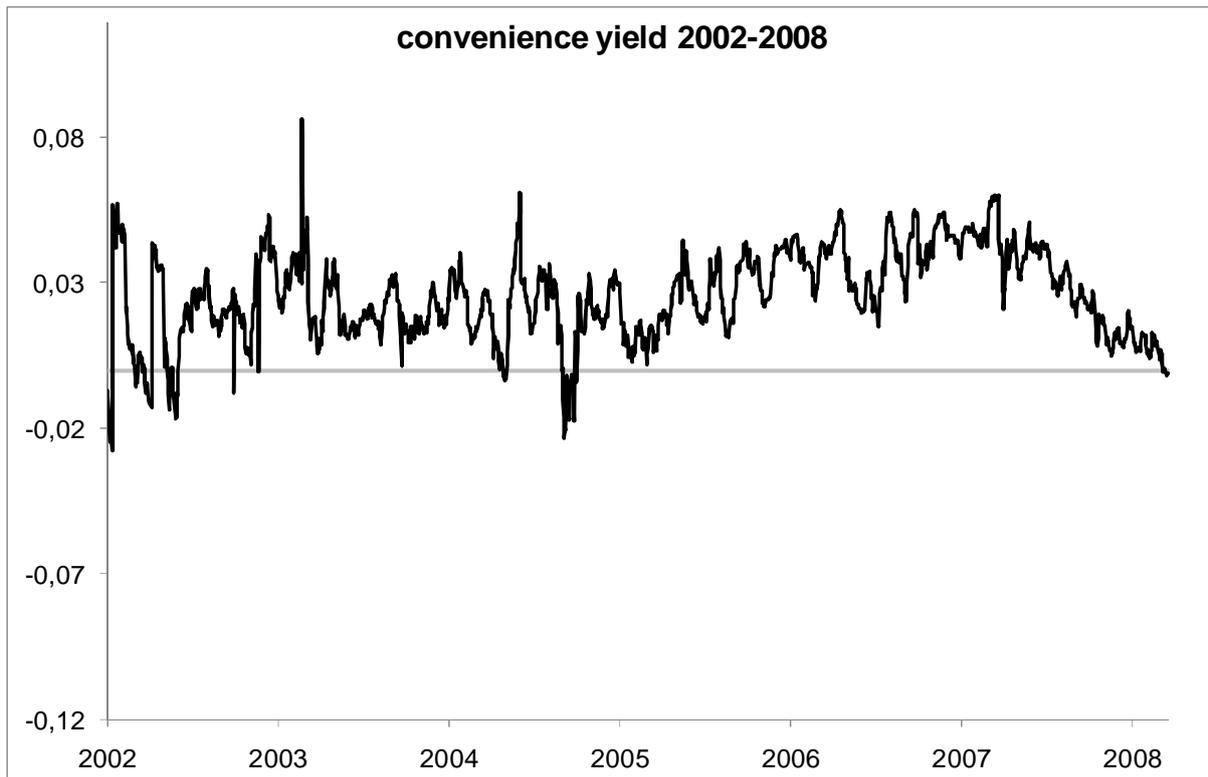
**Abbildung 5.5:** Verlauf des approximierten convenience yield 1991-2001.

Der durchschnittliche *convenience yield* ist von der Periode 1991-2001 zu der Periode 2002-2008 gestiegen, d.h. die *backwardation* hat sich im Zeitablauf verstärkt. Wenn der Preisanstieg in der zweiten Periode auf eine Anpassungsschwäche der Infrastruktur zurückzuführen ist, dürfte sich in der Folge auch der *convenience yield* erhöhen, da mögliche zusätzliche Preissteigerungen den Wert einer gelagerten Einheit erhöhen.

### Saisonale Schwankungen des convenience yield

In den beiden vorhergehenden Kapiteln 5.1 und 5.2 konnten jahreszeitliche Schwankungen weder in den Renditen noch in der Varianz der Renditen für die beiden Zeitperioden festgestellt werden. Stattdessen konnte eine Abschwächung der monatlichen Unterschiede auf den Erdölhandel von der ersten zur zweiten Zeitperiode beobachtet werden, was durch die Einbringung neuer Informationen durch neue Marktteilnehmer in den Markt erklärt werden könnte. Wenn dies der Fall ist, dürfte sich dennoch eine klare jahreszeitliche Abhängigkeit des *convenience yield* zeigen lassen.

Die Existenz von jahreszeitlichen Schwankungen soll durch das bereits vorgestellte ANOVA-Testverfahren überprüft werden. Hierzu werden die Daten wieder für jede Zeitperiode in zwölf Monatsstichproben unterteilt. Die Nullhypothese lautet, dass der Mittel-



**Abbildung 5.6:** Verlauf des approximierten *convenience yield* 2002-2008.

wert bzw. die Varianz des approximierten *convenience yield* in allen Stichproben identisch ist.

**Tabelle 5.10:** Saisonale Einflüsse auf den durchschnittlichen monatlichen *convenience yield* und die Volatilität des *convenience yield*.

	ANOVA-F	p-Wert	Brown-Forsythe	p-Wert
1991-2001	7.912	0.000	8.479	0.000
2002-2008	8.002	0.000	12.853	0.000

Die Tabelle 5.10 berichtet die Ergebnisse der ANOVA und Brown-Forsythe-Teststatiken. Die Nullhypothese muss in beiden Fällen abgelehnt werden. Sowohl der Mittelwert als auch die Varianz der Monatsstichproben unterscheiden sich. Dies weist auf eine saisonale Abhängigkeit des *convenience yield* hin.

### Mean reversion

Die Theorie der Lagerhaltung besagt, dass der *convenience yield* aufgrund von Anpassungen von Angebot und Nachfrage langfristig zu einem Gleichgewichtsniveau zurückkehren, d.h. *mean reversion* aufweisen müsste.

Wie bei der Untersuchung der *mean reversion* bei den Spotpreisen wird die Stationarität mit dem ADF und dem KPSS-Test untersucht. Tabelle 5.11 fasst die Ergebnisse der beiden Testverfahren zusammen.

**Tabelle 5.11:** Stationaritäts-Tests für die adjustierte Basis. Die Symbole \*, \*\*, \*\*\* zeigen die Ablehnung der Nullhypothese zum 10%, 5% und 1% Signifikanzniveau anhand der MacKinnon-Tabelle (ADF) bzw. der KPSS-Tabelle an.

	ADF		KPSS	
	t	$p^1$	LM	Bandbreite <sup>2</sup>
1991-2001	-9.061***	0,000	0.781***	40
2002-2008	-6.035***	0,000	1.149***	32

<sup>1</sup> MacKinnon (1996) einseitige p-Werte.

<sup>2</sup> Auswahl der Bandbreite erfolgte nach dem Newey-West Kriterium.

Es müssen beide Nullhypothesen abgelehnt werden, d.h. es müssen sowohl Stationarität als auch Nicht-Stationarität verworfen werden. Die Zeitreihe ist somit weder stationär noch nicht-stationär, d.h. sie kann weder durch einen stationären AR(1)-Prozess noch durch einen *random walk* beschrieben werden. Stattdessen könnte sie geringfügig integriert  $I(d)$  mit  $0 < d < 1$  sein.<sup>32</sup> Analog zu der Untersuchung der stochastischen Volatilität wird diese Eigenschaft als schwache *mean reversion* interpretiert, d.h. der *convenience yield* kehrt zwar zu einem langfristigen Niveau zurück, tut dies aber sehr langsam.<sup>33</sup>

Schwache *mean reversion* kann als Erwartung der Marktteilnehmer aufgefasst werden, dass sich die übrige Infrastruktur nur langsam anpasst. Wenn die Marktteilnehmer davon ausgehen würden, dass der Spotpreis *mean reversion* aufweist, dann würde eine Veränderung des Spotpreises nur geringe Auswirkungen auf den Futurespreis haben, denn bei dessen Fälligkeit wäre die Störung bereits wieder ausgeglichen. Eine geringe Anpassungsgeschwindigkeit führt hingegen zu einer im Vergleich geringeren Steigerung des *convenience yield*. Im letzteren Fall steigt nämlich auch der Futurespreis, da von den Marktteilnehmern erwartet wird, dass bei der Fälligkeit des Futureskontrakts die aktuelle Steigerung im Spotpreis noch teilweise erhalten ist.

Der Spot- und Futurespreis sind also umso stärker voneinander entkoppelt, desto schneller die Marktteilnehmer eine Anpassung an das langfristige Niveau erwarten und je stärker sie entkoppelt sind, desto höher ist der *convenience yield*. Nach Bessembinder et al. (1995), die den Zeitraum zwischen 1982-1991 untersuchen, existiert eine implizite Erwartung der Marktteilnehmer, dass sich die Infrastruktur anpassen wird, d.h. es existiert ein langfristiges Marktgleichgewicht. Ihre Argumentation benutzt die in Kapitel 3.4 vorgestellte inverse

<sup>32</sup> Vgl. Baillie et al. (1996).

<sup>33</sup> Vgl. Alquist und Kilian (2007).

Beziehung zwischen dem Preisniveau und der Steigung der Terminmarktkurve. Die inverse Beziehung ergibt sich daraus, dass die Anpassung umso schneller erfolgt, desto weiter der derzeitige Spotkurs vom langfristigen Niveau entfernt ist. Je höher der Spotkurs ist, desto langsamer werden Spotpreisveränderungen im Zeitablauf revidiert und desto geringer ist die Auswirkung auf den *convenience yield*.

Eine geringfügig integrierte Zeitreihe wird als *long memory*-Prozesse bezeichnet, da ihre Autokorrelationsfunktion nur langsam abnimmt.<sup>34</sup> Ein *long memory*-Prozess kann aus schwach autokorrelierten Spotpreisen folgen. Bei stark autokorrelierten Spotpreisen können die Marktteilnehmer nämlich davon ausgehen, dass eine Veränderung im Spotpreis auch für den Futureskontrakt bei dessen Fälligkeit von Bedeutung ist. In diesem Fall verändert sich der *convenience yield* nicht. Bei schwach autokorrelierten Spotpreisen kann hingegen nicht davon ausgegangen werden, dass eine Veränderung des Spotpreises auch Bedeutung für den Futureskontrakt hat; dementsprechend steigt der *convenience yield*.<sup>35</sup>

## 5.4 Risikoprämien

Aus der Grundgleichung der Theorie der *normal backwardation*

$$F(T) = E(S(t, T)) + RP$$

und der Randbedingung 3.8, d.h. der Konvergenz von Spot- und Terminmarktpreis zum Zeitpunkt der Fälligkeit  $T$ , kann die Risikoprämie  $RP$  als

$$RP = S(T) - E(S(t, T))$$

ausgedrückt werden.<sup>36</sup> Ein Marktteilnehmer wird also über die Risikoprämie dafür entlohnt, dass er sich einer unsicheren Kursentwicklung aussetzt. Denn zum Zeitpunkt  $t$  existiert für den Kurs zum Zeitpunkt  $T$  nur die Erwartung  $E(S(t, T))$ , die nicht notwendigerweise dem tatsächlichen Kurs  $S(T)$  entspricht. Für einen risikoaversen Marktteilnehmer stiftet eine unsichere Auszahlung jedoch weniger Nutzen als eine sichere Auszahlung.<sup>37</sup>

Analog gilt die Beziehung

$$RP = F(T) - E(F(t, T)),$$

<sup>34</sup> Sie können beispielsweise mit Hilfe eines ARFIMA-Prozesses (*Autoregressive Fractionally Integrated Moving Average*) modelliert werden. Ein ARFIMA-Prozess muss nicht zwingend stationär sein, besitzt jedoch ein sehr langes Gedächtnis. Vgl. Mazaheri (1999).

<sup>35</sup> Vgl. Heinkel et al. (1990).

<sup>36</sup> Vgl. Kapitel 3.3.1.

<sup>37</sup> Vgl. 3.1.

da auch Terminkontrakte unterschiedlicher Fälligkeiten am Ende der Laufzeit konvergieren. Unabhängig davon, ob das Risiko in einem unsicheren Spotkurs oder einem unsicheren Kursverlauf des nächstgelegenen Futureskontrakts liegt, wird in beiden Fällen der Marktteilnehmer mit einer Risikoprämie entlohnt.<sup>38</sup>

## Daten und Vorgehen

Es werden die täglichen Terminmarktpreise für *ICE*-Brent Futures zwischen Januar 1991 und August 2007 untersucht. Als Approximation für den erwarteten Terminmarktpreis  $E(F(t, T))$  wird der um 21 Tage versetzte Kurs des nächstgelegenen Brent Futureskontrakts verwendet, der im Folgenden mit  $F_{M+1}$  bezeichnet wird; entsprechend bezeichnen  $F_{M+2}$  und  $F_{M+3}$  die um 42 bzw. 63 Tage versetzten Kurse der Futureskontrakte in zwei bzw. drei Monaten. Der tatsächliche Brent Futurespreis  $F(T)$  wird durch  $F_M$  ausgedrückt.

Zur Veranschaulichung dieses Vorgehens, stelle man sich vor, es wird den Handlungen eines uninformierten Marktteilnehmers gefolgt, der am 1. September 2000 eine Preisprognose des Marktes für den 1. Oktober 2000 haben möchte. Da er über keine zusätzlichen Informationen verfügt, entspricht seine beste Prognose dem Preis des nächstgelegenen Terminkontrakts. Da ein effizienter Terminmarktpreis die Erwartungen aller Marktteilnehmer enthält, stützt der uninformierte Marktteilnehmer sich ausschließlich auf diese Informationen. Allerdings bedeutet dies nicht, dass deshalb seine Prognose immer korrekt ist. Wenn er am 1. Oktober 2000 den erwarteten Preis mit dem tatsächlichen vergleicht, wird die Prognose in der Regel nicht eingetreten sein. Im Durchschnitt dürften in einem effizienten Markt jedoch – abgesehen von der Risikoprämie – keine systematischen Verzerrungen bestehen.

Ein mögliches Problem dieses Vorgehens ist, dass die Zeitreihe einen Trend aufweisen könnte. Wenn dies der Fall ist, steigen bzw. sinken zwangsläufig die absoluten Abweichungen und damit auch die Risikoprämie im Zeitablauf. Aus diesem Grund werden die relativen Abweichungen betrachtet, die unabhängig von der Höhe des aktuellen Kurses sind.<sup>39</sup>

Die relative Risikoprämie ergibt sich dann als das arithmetische Mittel über alle  $i = 1..n$

<sup>38</sup> Dies bedeutet nicht, dass die Höhe der Risikoprämien identisch sein muss. Diese richtet sich nach dem übernommenen Risiko, das sich je nach den spezifischen Eigenschaften der Kursverläufe unterscheiden kann.

<sup>39</sup> Hiermit wird den Marktteilnehmern implizit eine konstante relative Risikoaversion unterstellt, d.h. die Risikoprämie ist unabhängig von der Höhe des Vermögens der Marktteilnehmer. Ein Marktteilnehmer bezieht in seine Entscheidung also nicht ein, ob er 1 % oder 99 % seines Vermögens anlegt. Auf der Basis von aggregierten Marktdaten ist diese Annahme gerechtfertigt, da keine sinnvolle Aussage über das „Vermögen“ des Marktes gemacht werden kann.

Datenpunkte der Differenz zwischen dem tatsächlichen Wert in einem Monat  $F_{M,i}$  und dem erwarteten Wert  $F_{M+1,i}$ , die anschließend durch den tatsächlichen Wert dividiert wird,

$$RP(M, M + 1) = 1/n \sum_{i=1}^n \left[ \frac{F_{M,i} - F_{M+1,i}}{F_{M,i}} \right]; \quad (5.6)$$

entsprechend bezeichnen  $RP(M, M + 2)$  die relative Abweichung zwischen dem tatsächlichen und erwarteten Wert in zwei Monaten und  $RP(M, M + 3)$  die relative Abweichung der Markterwartung in drei Monaten.

## Ergebnisse

In Tabelle 5.12 sind die relativen Risikoprämien für Brent  $RP_{Brent}$  sowie die Standardabweichung und die Schiefe für die Zeiträume  $(M, M + 1)$ ,  $(M, M + 2)$  und  $(M, M + 3)$  aufgeführt.

	$M + 1$	$M + 2$	$M + 3$
$RP_{Brent}$	0,0049	0,0111	0, 0179
(annualisiert)	(0,0607)	(0,0689)	(0,0738)
Standardabweichung	0,0957	0,1291	0,1482
Schiefe	-0,6055	-0,6296	-0,5700
$n$	4217	4217	4217

**Tabelle 5.12:** *Eigenschaften der Risikoprämien*

Die positiven annualisierten Risikoprämien deuten auf risikoaverse Marktteilnehmer hin, die nur dann bereit sind, am Markt zu agieren, wenn sich ihr eingesetztes Kapital im Mittel überdurchschnittlich verzinst. Die ausgewiesenen annualisierten Risikoprämien können allerdings nicht komplett als Verzinsung interpretiert werden, da die Transaktionskosten, die sich insbesondere durch die Rollierung der Futureskontrakte ergeben, nicht herausgerechnet wurden.

Weiterhin steigt die Risikoprämie, je weiter die Prognose in der Zukunft liegt. Dies kann über die stochastischen Eigenschaften des nächstgelegenen Futureskurses erklärt werden. Wenn die Varianz nicht über die Zeit konstant ist, steigt das Risiko bei einer längeren Anlagedauer und die Marktteilnehmer verlangen eine Entschädigung für die Übernahme des höheren Risikos. Wie im Kapitel 5.2 dargestellt, ist die Volatilität der Terminmarktpreise geringfügig integriert und saisonalen Schwankungen ausgesetzt. Die Marktteilnehmer können also nicht davon ausgehen, dass die Volatilität nach einer einmaligen Störung schnell zu einem langfristigen Gleichgewicht zurückkehrt. Da sie andererseits jedoch eine gewisse Tendenz zu diesem Gleichgewicht besitzt, nimmt die annualisierte Risikoprämie bei län-

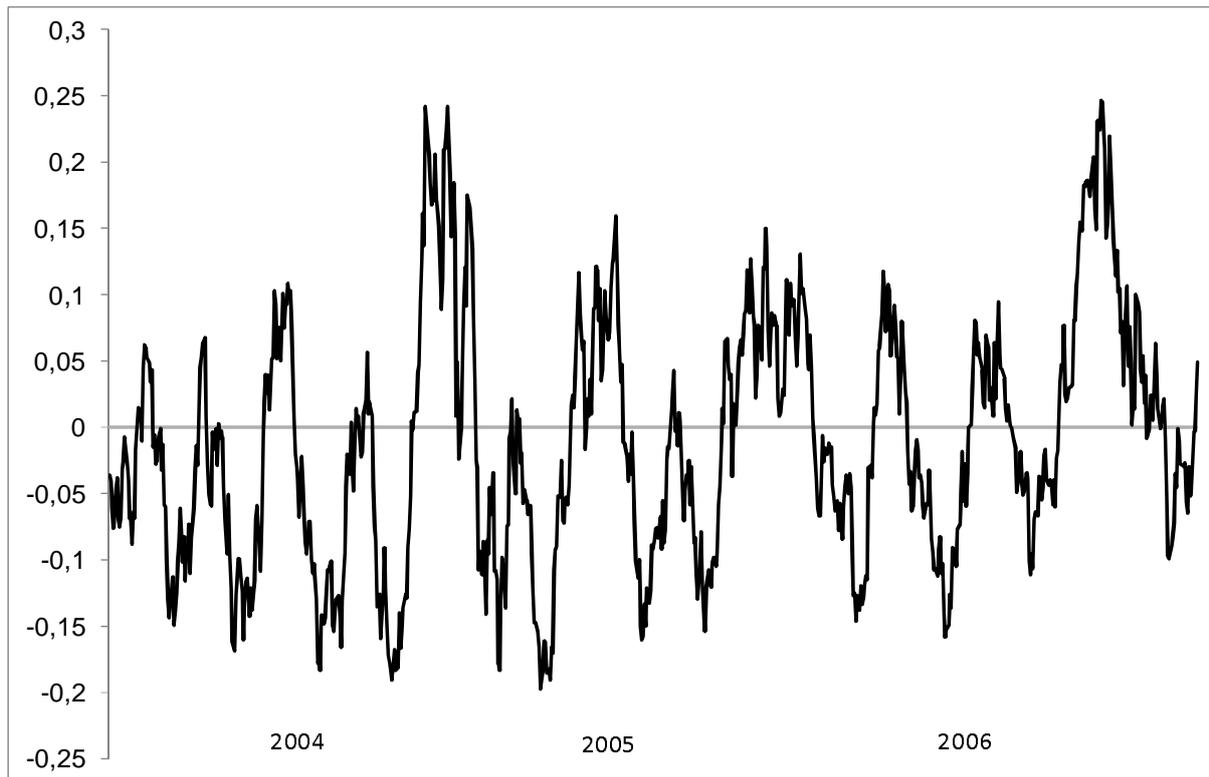
geren Laufzeiten nur unterproportional zu. So nimmt die annualisierte Risikoprämie bei einer Verlängerung der Laufzeit von  $(M, M + 1)$  zu  $(M, M + 2)$  um 0,82 % zu; bei einer zusätzlichen Verlängerung um einen weiteren Monat, also von  $(M, M + 1)$  auf  $(M, M + 3)$ , nur um 1,31 % zu.

Die statistische Eigenschaft, dass die Abweichungen linksschief verteilt sind, kann als Vorsicht der Marktteilnehmer interpretiert werden. Denn bei linksschiefen Verteilungen sind Werte, die größer als der Mittelwert sind, häufiger zu beobachten. Wenn eine Abweichung positiv ist, ist der erwartete Wert kleiner als der tatsächliche Wert; es liegt also eine systematische Unterschätzung der Wahrscheinlichkeit von positiven Abweichungen vor. Dies entspricht dem Verhalten eines vorsichtigen Menschen, der lieber beim schlechten Ausgang eines Unternehmens relativ besser gestellt ist. D.h. vorsichtige Marktteilnehmer haben eine höhere Nutzeneinbuße bei einem Verlust von 100 Euro als eine Nutzenerhöhung bei einem Gewinn von 100 Euro. Sie sind deshalb bereit, die Wahrscheinlichkeit von positiven Abweichungen systematisch zu unterschätzen, wenn sie dafür eine Absicherung gegenüber negative Abweichungen erhalten.

Ein Beispiel mag dieses Verhalten erläutern. Angenommen der Terminmarktpreis würde mit einer Wahrscheinlichkeit von 25 % gleich bleiben, aber mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % um 3 Euro steigen. Ein vorsichtiger Marktteilnehmer wäre nun bereit, die hohe Wahrscheinlichkeit für einen hohen Gewinn gegen eine Absicherung beim schlechteren Zustands einzutauschen, d.h. er würde es bevorzugen, wenn der Kurs in 75 % der Fälle um 1 Euro und in nur 25 % der Fälle um 2 Euro steigen würde. Beide Verteilungen haben den gleichen Erwartungswert und die gleiche Varianz. Bei der zweiten Verteilung wurde aber die Wahrscheinlichkeitsmasse auf bessere Zustände verschoben.

Auffallend sind schließlich die sehr hohen Standardabweichungen, die ein Vielfaches des Mittels betragen. Hohe relative Abweichungen von dem erwarteten Wert stellen demnach die Regel und nicht die Ausnahme dar. Dementsprechend lohnt sich ein Blick auf die Struktur der Abweichungen, wie sie beispielhaft in der Abbildung 5.7 für die Jahre 2004-2006 dargestellt ist.

Augenscheinlich sind die Abweichungen zeitlich korreliert, was auf einen ineffizienten Markt hindeutet. Denn die heutige Abweichung enthält Informationen über die morgige Abweichung. Dies dürfte in einem (informations-)effizienten Markt nicht der Fall sein. Wenn nämlich ein Marktteilnehmer wüsste, dass der tatsächliche Preis in einem Monat über dem erwarteten Preis liegen würde, würde er diese Information für ein Arbitragegeschäft nutzen. Die Existenz von langen Phasen, in denen der erwartete Preis systematisch unter bzw. über dem tatsächlichen Preis liegt, kann als Unfähigkeit der Marktteilnehmer interpretiert werden, sich die relevante Information zu beschaffen. Wenn das Gros



**Abbildung 5.7:** *Relative Abweichungen vom erwarteten Futureskurs 2004-2006.*

der Marktteilnehmer nicht weiß, ob und wenn ja in welche Richtung eine systematische Unter- bzw. Überbewertung des zukünftigen Preises vorliegt, werden sie diese erst beseitigen, wenn sie von der systematischen Fehlbewertung erfahren haben.

## 5.5 Zusammenfassung der Eigenschaften von Rohölpreisen

Ein offensichtliches aber wichtiges Ergebnis ist, dass es einen Weltölmarkt gibt. Nicht nur der grobe Preisverlauf der verschiedenen Rohölsorten ist sehr ähnlich, sondern auch die Muster in der Entwicklung der Volatilität und des *convenience yield* der verschiedenen Rohölsorten besitzen in vielen Phasen eine bemerkenswerte Übereinstimmung, die nur durch gut funktionierende Arbitragebeziehungen zwischen den Märkten zu erklären ist. D.h. jede Abweichung in einem Erdölmarkt wird durch andere Märkte ausgeglichen, wodurch jedoch auch gilt, dass jede Abweichung in einem Markt einen Einfluss auf den Weltölmarkt besitzt.

In den Erdölmärkten scheint es um die Jahre 2000-2002 zu einem strukturellen Bruch gekommen zu sein. Die statistischen Momente der beiden untersuchten Zeitperioden 1991-2001 und 2002-2008 unterscheiden sich signifikant voneinander. Eine mögliche Erklärung

für diesen Strukturbruch wurde bereits im Kapitel 2.4 beschrieben.

	Branchenzyklen	saisonale Schwankungen	mean reversion
Spotpreis	ja	(ja)	nein
Volatilität des Spotpreises	ja	(ja)	schwach
convenience yield	ja	ja	schwach

**Tabelle 5.13:** Zusammenfassung der Einflussfaktoren auf Ölpreise

Tabelle 5.13 fasst die Eigenschaften der Referenzpreise zusammen. Die identifizierten Branchenzyklen deuten eine langsame Anpassung der Infrastruktur an, die teilweise eine hohe Bedeutung für den Preis von Rohöl haben können.

Es wurde gezeigt, dass die Theorie der Lagerhaltung für viele Phänomene auf dem Erdölmarkt eine Erklärung anbieten kann. Aus dem Verhalten des *convenience yield* lassen sich Rückschlüsse über die Funktionsweise des Erdölmarktes ziehen. Im Verhalten eines rationalen Lagerbesitzers wird nämlich diejenige Stufe in der Wertschöpfungskette abgebildet, die am schnellsten reagieren kann. Aus diesem Grund besitzt der *convenience yield* eine große Bedeutung für den Erdölhandel. So kann aus dem langfristigen Marktgleichgewicht im Lagerhaltungsmarkt geschlossen werden, dass die Marktteilnehmer eine langsame Anpassung der Infrastruktur erwarten, wodurch der Spotkurs ebenfalls zu einem langfristigen Gleichgewicht zurückkehren dürfte. Die Existenz eines langfristigen Marktgleichgewichts der Rohölpreise konnte jedoch nicht nachgewiesen werden. Die im *convenience yield* offenbarten Erwartungen der Marktteilnehmer sind also informativer als der Preisverlauf selbst.

Weiterhin erfolgt über die Lager der Ausgleich der jahreszeitlichen Schwankungen. Auch dies kann eindeutig nur im *convenience yield* gezeigt werden, da die Untersuchung der durchschnittlichen Renditen und der Varianz der Renditen in den jeweiligen Monaten insbesondere in der zweiten Zeitperiode 2002-2008 von anderen Handelsaktivitäten überlagert wurden.

Mittels der Theorie der *normal backwardation* wurden die Risikoprämien für *Brent Futures* über die relativen Fehlbepreisungen zwischen erwarteten und tatsächlichem Wert identifiziert. Hiernach agieren die Marktteilnehmer risikoavers und vorsichtig. Außerdem existieren zeitlich korrelierte Fehlbepreisungen aufgrund mangelnder Informationen im Markt. D.h. die Marktteilnehmer können nicht alle Probleme der physischen Märkte vorhersehen und entsprechend einpreisen.

Trotz der vielen gewonnenen Einsichten bietet weder die Theorie der Lagerhaltung noch die Theorie der *normal backwardation* eine Erklärung für den immensen Preisanstieg zwischen 2000 und 2008. Entweder resultiert dieser aus den im Kapitel 2.4 beschriebenen

mittel- bis langfristigen Einflussfaktoren aus der Wertschöpfungskette bzw. den verfügbaren Reserven oder aus einer kurzfristigen Störung der Märkte, die nicht von den beschriebenen Theorien erfasst wird. Dies ist Thema des folgenden Kapitels.

## Preisfindungsprobleme auf finanziellen Erdölmärkten

Auf einem (effizienten) Markt ergibt sich für ein Gut zu einem Zeitpunkt und für einen klar definierten Ort aus dem Zusammenspiel von hinreichend vielen, rationalen und gut informierten Akteuren ein Preis. Wie im vierten Kapitel dargestellt, erfüllen die meisten Märkte für die 180 international gehandelten Rohölsorten diese Anforderungen nicht. Aus diesem Grund wird Erdöl mittels Auf- und Abschlägen auf die beiden Referenzpreise Brent Futures und NYMEX Light Crude Oil Futures bepreist. Aber obwohl durch diese Referenzpreise ein transparenter Preis für ein Gut an einem Ort und einem Zeitpunkt existiert, können keine eindeutigen Aussagen über die Rationalität und das Wissen der Akteure getroffen werden. Wenn die Marktteilnehmer nicht rational und/oder aufgrund falscher Informationen handeln, spiegelt der Preis nicht mehr die tatsächliche Knappheit wider. In einem solchen Markt kann es zu Preisblasen kommen.

### 6.1 Begrenzte Arbitrage im Erdölhandel

Eine Fehlbepreisung kann nicht fortbestehen, wenn es eine Gruppe gut informierter Teilnehmer im Markt gibt, welche den falschen Marktpreis durch Arbitrageschäfte ausnutzen. Für die Durchführung eines Arbitragegeschäfts muss ein Gut risikolos und ohne Kapitaleinsatz an zwei Märkten gehandelt werden. Wenn hingegen die Arbitragemöglichkeiten begrenzt sind, führt eine falsche Knappheitseinschätzung am Markt nicht zwangsläufig zu zusätzlichen Gewinnen für Arbitrageure.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Vgl. Barberis und Thaler (2002).

Offensichtliche Einschränkungen von Arbitrage sind zunächst die Kosten für die Beschaffung und Auswertung von Marktdaten sowie die Tatsache, dass die Handelsabwicklung selbst nicht kostenlos ist.<sup>2</sup> Weiterhin ist Arbitrage in der Regel risikobehaftet. Es können zwei Arten von Risiko unterschieden werden: das Basisrisiko und das *noise trader risk*.

### **Basisrisiko**

Das Basisrisiko ergibt sich aus dem Umstand, dass im Erdölmarkt keine perfekten Substitute existieren, da jede Rohölsorte andere chemische Eigenschaften und Transportkosten aufweist, die ebenfalls im Zeitablauf schwanken. Wenn beispielsweise ein Händler weiß, dass Brent Futures gegenüber WTI Futures zu teuer gehandelt werden, könnte er ein Portfolio erstellen, in dem er  $-w$  Brent Futures verkauft und  $w$  WTI Futures kauft. Die Basis ( $p_{WTI} - p_{BRENT}$ ) kann jedoch im Zeitablauf aufgrund von Veränderungen der Transportkosten oder wegen einer veränderten Bewertung der chemischen Eigenschaften schwanken, so dass das Halten des Portfolios riskant ist. Der Händler könnte sich gegen das Basisrisiko durch das zusätzliche Abschließen eines CFD absichern, wofür er jedoch eine Risikoprämie zahlen müsste.<sup>3</sup> Die Arbitragemöglichkeit ist in diesem Fall weder kostenlos noch sicher und ein informierter Marktteilnehmer wird die Arbitragemöglichkeit nicht vollständig ausnutzen, wodurch auch die Fehlbepreisung nicht vollständig behoben wird.

### **Noise trader risk**

In ihren Artikeln zeigen De Long et al. (1990a,b) unter der Annahme von risikoaversen Investoren und der Existenz von systematischem Risiko zwei weitere Einschränkungen für Arbitrage: Erstens kann sich die Differenz zwischen Marktpreis und Fundamentalpreis durch *noise trader* im Zeitablauf vergrößern; zweitens können die *noise trader* höhere Renditen erhalten als die besser informierten Arbitrageure, sofern der Zeithorizont der Arbitrageure kürzer ist.

Die erste Einschränkung führt zu einer Erhöhung der Arbitragekosten, weshalb rationale Arbitrageure den Marktpreis nicht vollständig auf den Fundamentalwert zurückführen werden. Die zweite Einschränkung gibt den Arbitrageuren einen Anreiz, das Fehlverhalten der *noise trader* nicht auszugleichen oder sogar nachzuahmen.<sup>4</sup> Dieser Anreiz wird verstärkt, wenn es sich um institutionelle Anleger wie Fondsmanager handelt, die in ei-

<sup>2</sup> Vgl. Shiller (1984) und Summers (1986).

<sup>3</sup> Vgl. Kapitel 4.3.1.

<sup>4</sup> Vgl. Brunnermeier und Abreu (2003), Temin und Voth (2004).

nem Prinzipal-Agent-Verhältnis stehen.<sup>5</sup> Bemerkt der Prinzipal nämlich die kurzfristigen Verluste aufgrund von *noise trader risk*, wird er diese als Inkompetenz des Fondsmanagers interpretieren und diesen zwingen, seine Arbitrageposition aufzugeben. Ein Fondsmanager, der diese Gefahr antizipiert, wird daher die Fehlbepreisung nicht beheben.

### **Unterschiedlich beschränkte Arbitragemöglichkeiten**

Eine noch stärkere Einschränkung von Arbitrage ergibt sich, wenn kein zweiter Markt existiert, auf dem ein Arbitragegeschäft abgeschlossen werden kann. Wenn sowohl der Preis für Brent Futures als auch der Preis für WTI Futures sich von den Fundamentalwerten entfernt haben, existieren im Erdölmarkt nur schwache Korrekturmöglichkeiten durch andere Märkte. Denn die physischen Märkte sind illiquide und abhängig von den Referenzpreisen.

Eine gleichzeitige Fehlbewertung auf den Märkten für WTI und Brent könnte sich in dem Fall ergeben, wenn die Arbitragebeziehung zwischen diesen Märkten gut funktioniert, allerdings die Arbitragebeziehung zu anderen Märkten für Erdöl wie Urals stark beschränkt ist. Wenn nämlich die Möglichkeit einer beschränkten Arbitrage grundsätzlich zugestanden wird, gibt es keinen Grund, weshalb unterschiedliche Arbitragebeziehungen in einem Markt nicht auch in unterschiedlicher Weise beschränkt sein sollten.

Die einzige Möglichkeit ein Gegengeschäft gegen eine gleichzeitige Fehlbewertung von Brent und WTI abzuschließen, bestünde darin, auf einem physischen Markt zu handeln. Die meisten Finanzinvestoren werden davor zurückschrecken auf einem neuen unbekanntem Markt wie beispielsweise denjenigen für Urals zu handeln, deren Spielregeln sie nicht kennen. Auch werden sie im Zweifel den Informationen in den liquiden Märkten für Brent und WTI größeres Vertrauen schenken als denjenigen des illiquiden und intransparenten Markt für Urals.<sup>6</sup>

## **6.2 Die Entstehung einer Preisblase**

Eine beschränkte Arbitrage verursacht keine Fehlbepreisung, sondern sie ist nur der Grund dafür, dass eine bestehende Fehlbepreisung nicht behoben wird. Eine Preisblase kann nur durch falsche oder unvollständige Informationen der Marktteilnehmer entstehen, denn der Preis einer Anlage ist direkt abhängig vom Informationsstand der Marktteilnehmer. Wenn

<sup>5</sup> Vgl. Shleifer und Vishny (1997).

<sup>6</sup> Sowohl informierte als auch uninformierte Marktteilnehmer befinden sich lieber in liquiden als illiquiden Märkten. Vgl. Admati und Pfleiderer (1988) und Chowdhry und Nanda (1991).

beispielsweise die Marktteilnehmer von einer zukünftigen Nachfrageerhöhung wissen, wird sich dies sofort im Preis widerspiegeln und nicht erst wenn die Nachfrage tatsächlich gestiegen ist. Alle Informationen, die im Preis wiedergespiegelt werden, werden als öffentliche Informationen bezeichnet. Allerdings können Marktteilnehmer auch Informationen besitzen, die noch nicht im Marktpreis enthalten sind. Diese Informationen werden als private Informationen bezeichnet.

Ein Händler, der private Informationen über die bestimmenden Markteinflussfaktoren besitzt, verbessert die Preisfindung auf dem Markt. Denn durch seine Kauf- und Verkaufsaufträge, die er aufgrund seiner privaten Informationen abschließt, beeinflusst er den Preis, wodurch seine privaten Informationen öffentlich werden. Ein Händler, der hingegen nur über öffentliche Informationen verfügt und gleichzeitig zufällige Preisschwankungen als wertvolle Informationen fehlinterpretiert und sich entsprechend verhält, wird als *noise trader* bezeichnet.<sup>7</sup> Für einen *noise trader* ist der Markt vergleichbar mit einer Lotterie und er trägt nichts zur Preisfindung bei, weil er keine privaten Informationen besitzt. Unter Umständen kann das Verhalten eines uninformierten Händlers in systematischen oder unsystematischen Preisverzerrungen resultieren.

Im Fall von unsystematischen Preisverzerrungen schwankt der Preis zwar stärker um den Fundamentalwert, aber zumindest im Mittel wird die Knappheitssituation korrekt angezeigt. Daher beeinflussen unsystematische Preisverzerrungen die Preisfindung auf Märkten nur gering.

Im Fall von systematischen Verzerrungen ist das Verhalten eines Händlers von dem Verhalten der anderen Händler abhängig, wodurch es zu einem Auseinanderfallen von Fundamentalpreis und Marktpreis kommen kann. Grundsätzlich kann dies so erklärt werden, dass Händler ihre privaten Informationen in ihrer Entscheidungsfindung nicht mehr berücksichtigen und stattdessen einem Markttrend folgen.<sup>8</sup> Dieses Verhalten kann rationale und irrationale Gründe haben.

### **Irrationale Blasen**

Bei einem irrationalen Handeln ignorieren die Marktteilnehmer ihre privaten Informationen ohne weitere Prüfung. Irrationales Handeln kann sich aus allgemeinen menschlichen Verhaltensweisen wie Überheblichkeit, (Über-)Vereinfachung oder einem Hang zur Nachahmung (*feedback trading*) ergeben.<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Vgl. Kyle (1985) und Black (1986).

<sup>8</sup> Vgl. Devenow und Welch (1996).

<sup>9</sup> Vgl. De Long et al. (1991).

Falls die Marktteilnehmer ihre eigenen Fähigkeiten und Informationen überschätzen, so werden teilweise unwichtige oder sogar falsche Informationen eingepreist. Wie stark sich dies auf den Preis auswirkt, hängt von der Anzahl der Irrtümer der überheblichen Marktteilnehmer ab. In einem Markt mit vielen überheblichen Händlern, könnte eine Preisblase entstehen, da eine gehaltlose Information von den Marktteilnehmern eingepreist wird und nicht korrigiert wird. Allerdings werden solche Preisblasen nur kurzfristig Bestand haben, da die gleichen überheblichen Händler eine korrekte Information ebenso aggressiv einpreisen werden wie eine falsche Information. Durch aggressives Handeln, können die überheblichen Händler sogar unter Umständen höhere Gewinne machen als rationale Marktteilnehmer, da sie schneller auf ungesicherte Informationen reagieren als andere Marktteilnehmer.<sup>10</sup> Wenn die ungesicherte Information sich anschließend als korrekt herausstellt, haben die überheblichen Marktteilnehmer die Arbitrage schon ausgeschöpft und rationale Händler können von der neuen Information nicht mehr profitieren.

Bei einer Übereinfachung folgt ein Händler einer Daumenregel wie sie beispielsweise aus der Chartanalyse stammt. Bei der Chartanalyse wird angenommen, dass in den Kursverläufen sich wiederholende Muster existieren, die eine Prognose des zukünftigen Kursverlaufs ermöglichen.<sup>11</sup> Dieses Verhalten ist irrational, weil es keinen Grund gibt, warum ein historischer Trend Informationen über das zukünftige Kursverhalten liefern soll. Wenn dies der Fall wäre, wären nicht alle Informationen zum aktuellen Zeitpunkt eingepreist. Wenn nicht alle Informationen eingepreist wären, könnte ein Marktteilnehmer durch die Einpreisung zusätzliche Gewinne machen. Trotzdem zeigen Allen und Taylor (1990), dass die Chartanalyse zumindest im Währungsmarkt der Londoner Börse von den Marktteilnehmern verwendet wird und einen Einfluss auf das Marktergebnis hat.

Beim *feedback trading* investieren Marktteilnehmer in diejenigen Anlagen, die in der Vergangenheit eine hohe Rendite aufgewiesen haben.<sup>12</sup> Es gibt jedoch keinen Grund, weshalb diese Anlagen sich auch in der Zukunft positiv entwickeln sollten. Auch diese Art der Nachahmung kann das Marktergebnis beeinflussen. So zeigen Grinblatt et al. (1995), dass Fondsmanager solche *feedback*-Strategien auf Aktienmärkten verfolgen und hierfür unter bestimmten Umständen sogar eine höhere Rendite erhalten als Marktteilnehmer, die nicht das Marktverhalten nachahmen.

Sowohl Daumenregeln als auch *feedback trading* können zu einer länger andauernden Blase führen. Wenn in einem Markt über einen längeren Zeitraum hohe Renditen festgestellt werden und uninformierte Marktteilnehmer an diesem Trend teilhaben wollen, erhöht sich

---

<sup>10</sup> Vgl. Benos (1998).

<sup>11</sup> Zu der grundsätzlichen Regung des Menschen Muster in willkürlichen Gegebenheiten zu erkennen vgl. Kant (1790), Kapitel 2.

<sup>12</sup> Vgl. De Long et al. (1990b).

die Nachfrage nach diesen Anlagen, worauf deren Preis weiter steigt. Diese Steigerungen locken weitere *feedback trager* an bzw. bestärken die Händler, sich weiter im Markt zu engagieren. Erst wenn die Händler der Meinung sind, dass keine weiteren Kurssteigerungen mehr zu erwarten sind, wird die Blase platzen.

### Rationale Blasen

Ein rationaler Marktteilnehmer wird sein Verhalten sowohl von privaten als auch von öffentlich zugänglichen Informationen abhängig machen.<sup>13</sup> Auf diese Weise wird auf eine neue Information im Markt sequentiell reagiert. Derjenige Marktteilnehmer, der die Information als erstes erlangt hat, schließt ein entsprechendes Geschäft ab, auf das die anderen Marktteilnehmer in zweifacher Weise reagieren: Erstens werden sie versuchen, sich ebenfalls die Information zu beschaffen, um ihren privaten Informationsstand zu erhöhen. Zweitens werden sie aufgrund der veränderten öffentlichen Information ihr Verhalten anpassen.<sup>14</sup>

Der Grund, weshalb die Marktteilnehmer mit der Informationsbeschaffung warten, bis die Information bereits zum Teil eingepreist ist, kann durch Informationsexternalitäten erklärt werden.<sup>15</sup> Häufig wird eine Information dann als wertvoll angesehen, wenn man sie als erster besitzt. Dies ist jedoch nicht ausreichend, um einen Gewinn zu realisieren. Denn wenn die anderen Marktteilnehmer die Information ignorieren, wird sie keinen Einfluss auf den Preis haben. Es gibt somit einen positiven Wert der Informationsbeschaffung der anderen Marktteilnehmer für die eigene Informationsbeschaffung: je mehr Marktteilnehmer eine Information besitzen desto besser lässt sich ein Gewinn realisieren. Daher ist es nicht notwendig der Erste zu sein, der eine Information besitzt, sondern es reicht aus, die Information etwas schneller zu haben als die große Masse der Marktteilnehmer.

Die zweite Reaktion der Marktteilnehmer, nämlich die Berücksichtigung der neuen öffentlichen Information, hängt von der Einschätzung der privaten Informationen ab. Wenn ein Marktteilnehmer durch die neue öffentliche Information der Meinung ist, dass seine privaten Informationen schlecht sind, wird er sein Handeln mehr auf die öffentlichen Informationen – den Marktpreis – basieren. Beispielsweise könnte ein Marktteilnehmer im Ölmarkt unsicher sein, in welcher Phase des Branchenzklus er sich befindet. Selbst wenn er sehr gute private Informationen darüber hat, wie der Preis in jeder Phase sein sollte, weiß er nicht, wann der Wechsel von einer Phase zur nächsten erfolgt. Wenn er der

<sup>13</sup> Vgl. Avery und Zemsky (1998).

<sup>14</sup> Diese Erklärung löst auch das von Grossman und Stiglitz (1980) aufgeworfene Paradox wie Informationen in die Preise gelangen. Denn da alle Informationen bereits in den Preisen sind, wird sich niemand Informationen beschaffen.

<sup>15</sup> Vgl. Froot et al. (1992), Hirshleifer et al. (1994), Dow und Gorton (1994).

Meinung ist, dass andere Marktteilnehmer über den Wechsel besser informiert sind als er selbst, wird er versuchen, aus dem Kursverlauf zu schließen, ob ein Wechsel stattgefunden hat.

In der Verlängerung dieser Argumentation kann ein Händler die öffentlichen Informationen als so wichtig einschätzen, dass er seine privaten Informationen komplett ignoriert. Hierfür muss er davon überzeugt sein, dass die Marktinformationen wesentlich besser sind als seine privaten Informationen. Dies ist unproblematisch, so lange dies tatsächlich korrekt ist.

Weiterhin haben Marktteilnehmer, die wie Fondsmanager als Agenten in einem Prinzipal-Agent-Verhältnis stehen, einen Anreiz ihre Entscheidungen von der Entwicklung des Marktpreises abhängig zu machen, wenn der jeweilige Prinzipal keine privaten Informationen besitzt.<sup>16</sup> In diesem Fall wird der Prinzipal das Verhalten des Fondsmanagers zwangsläufig nur anhand des Kursverlaufs bewerten und ihn auch entsprechend belohnen. In diesem Fall ist es für den Fondsmanager rational, seine privaten Informationen zu einem gewissen Grad zu ignorieren bzw. auf die Beschaffung von zusätzlichen privaten Informationen zu verzichten. Wie Keynes (1930) treffend bemerkte, ist es für die Reputation des Fondsmanagers besser, konventionell zu scheitern als unkonventionell Erfolg zu haben.

### **Informationskaskaden**

Bei rationalen Marktteilnehmern kann es nur dann zu einer Blase kommen, wenn sie davon ausgehen, dass der Markt über bessere Informationen verfügt als sie selbst, dies aber nicht der Fall ist.<sup>17</sup> In einem Markt mit schlecht informierten Teilnehmern, zeigt der Marktpreis nur die Unwissenheit der Marktteilnehmer an. Sobald die Marktteilnehmer dies erkennen, werden sie sich wieder auf ihre privaten Informationen stützen bzw. neue Informationen beschaffen und so den Marktpreis zum Fundamentalwert zurückführen.

Wenn nur Unsicherheit bezüglich des wahren Werts besteht, hat der bisherige Kursverlauf keinen Einfluss auf das Verhalten der Marktteilnehmer. Wenn jeder Händler mit der Wahrscheinlichkeit  $p$  den wahren Wert richtig bestimmt, wird er sein Verhalten nicht an dem Verhalten anderer Marktteilnehmer ausrichten, da diese den richtigen Wert ebenfalls nur mit der Wahrscheinlichkeit  $p$  bestimmen können. D.h. die Händler erhalten monotone Signale, wodurch ihre Handelsstrategie eindeutig wird: wenn ihre privaten Informationen implizieren, dass der wahre Wert über dem Marktpreis liegt, dann kaufen sie und sie verkaufen falls der wahre Wert unter dem Marktpreis liegt. In diesem Fall konvergieren die

<sup>16</sup> Vgl. Scharfstein und Stein (1990) und Zwiebel (1995).

<sup>17</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Avery und Zemsky (1998).

Kauf- und Verkaufsoffer zum wahren Wert.

Wenn hingegen ein Ereignis eintreten kann, das zwar den wahren Wert  $V$  beeinflusst, aber das nur einige Marktteilnehmer erkennen können, ist das Informationssignal nicht mehr monoton. In diesem Fall sind diese Händler unsicher darüber, ob sie nach ihren privaten Informationen handeln sollen, denn hierdurch könnten sie die Wertveränderung durch das Ereignis nicht in ihrem Kalkül berücksichtigen. Damit das Ereignis überhaupt eine Wirkung auf dem Markt entfaltet, muss eine Gruppe von Händlern existieren, die beim Auftreten des Ereignisses weiß, dass es aufgetreten ist und auch den wahren Wert kennt, der aus diesem Ereignis folgt. Die anderen Händler werden dem Verhalten dieser informierten Gruppe folgen: es kommt zu einem rationalen Herdenverhalten.

Solange die gut informierten Händler zahlreich im Markt sind, ergeben sich trotz des Herdenverhaltens weiterhin effiziente Marktpreise. Wenn jedoch die Information über ein Ereignis nur wenigen Marktteilnehmern bekannt ist, kann es zu einer falschen Bepreisung kommen. Denn die uninformierten Marktteilnehmer wissen nicht, wer die korrekte Preiseinschätzung besitzt; sie richten ihr Verhalten an dem Preisverlauf aus. Wenn keiner der Marktteilnehmer die korrekte Information hätte, wäre die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einer Fehlbepreisung kommt bei  $(1 - p)$ . Dies entspricht der Wahrscheinlichkeit, dass die private Information eines Marktteilnehmers den falschen Wert impliziert. In diesem Fall passen die Marktteilnehmer ihr Verhalten demjenigen eines uninformierten Marktteilnehmers an.

### 6.3 Eine Preisblase im Erdölmarkt

Der Preisanstieg von Rohöl ab dem Jahr 2000 kann – neben der Erklärung über die Fundamentaldaten, die im zweiten Kapitel beschrieben wurde – über eine Fehlbepreisung auf den finanziellen Märkten erklärt werden.

Wenn angenommen würde, dass die Informationen der Marktteilnehmer sehr schlecht wären, weshalb sie stark auf die öffentlichen Informationen, ausgedrückt im Marktpreis, vertrauen. Durch die unerwartet hohe Nachfrageentwicklung in China, Indien und den USA um die Jahrtausendwende kam es zu einer hohen Auslastung der Förder- und Raffineriekapazitäten, was zu einer angespannten Marktsituation und zu dementsprechend hohen Renditen führte.

Die hohen Renditen könnten neue Händler auf den Markt gelockt haben, die – unabhängig von den tatsächlichen Angebots- und Nachfragebedingungen – auf weiterhin steigende Preise setzten. Die informierten Marktteilnehmer führten den Preis in der Folge nicht auf

den Fundamentalwert zurück – teilweise aufgrund der begrenzten Arbitragemöglichkeiten in den Erdölmärkten, teilweise weil sie die Fehlbewertung stützten, um kurzfristig von der Fehlbewertung zu profitieren. Die Marktarchitektur mit nur zwei Referenzmärkten für die Bepreisung aller Rohölsorten machte den Ölmarkt besonders anfällig für die Fehlbewertung der Marktteilnehmer.

Die Blase wurde weiterhin von den bestehenden Angebots- und Nachfragebedingungen unterstützt. So konnten auf der Angebotsseite keine zusätzlichen Förderkapazitäten in großem Maße *on stream* gebracht werden und die Nachfrage blieb unelastisch. Demnach konnten die Marktteilnehmer keine starken Angebots- oder Nachfragerreaktionen wahrnehmen und die Unsicherheit bezüglich des Fundamentalwerts blieb bestehen. Gleichzeitig wurde der Preisanstieg von verschiedenen Marktteilnehmern als der Beginn einer neuen Ära im Ölmarkt angekündigt: eine endgültige Abkehr vom billigen Öl.

Allerdings lassen sich keine Hinweise darauf finden, dass die Arbitragebeziehungen im Erdölmarkt in den Jahren 2002-2008 nicht oder nur unvollständig funktioniert hätten. Wie im fünften Kapitel dargestellt wurde, haben sich die Informationen im Markt durch das höhere Handelsvolumen eher verbessert. Die These, dass der Preisanstieg bei Rohöl durch den Markteintritt einer großen Anzahl von uninformierten Händlern zurückzuführen sei, ist nicht haltbar.

### Überprüfung auf Preisblasen

Ein häufig verwendeter Ansatz in der Literatur, um zu überprüfen, ob eine Preisblase vorliegt, ist das Aufstellen eines Fundamentalmodells und das anschließende Testen, ob die historischen Daten mit dem Fundamentalmodell erklärt werden können. Das größte Problem dieser Methode besteht darin, dass nicht gesagt werden kann, ob das Fundamentalmodell nicht fehlspezifiziert ist und ein korrektes Fundamentalmodell mit den historischen Daten übereinstimmen würde.<sup>18</sup>

Von diesem grundlegenden Problem abgesehen, muss für die Untersuchung auf Daten zurückgegriffen werden, die erstens einen hohen Erklärungsgehalt für den Markt insgesamt und zweitens einen unterschiedlichen Erklärungsgehalt für die beiden Erklärungsansätze haben sollten. Wenn die Informationen keine hohe Relevanz für das Marktgeschehen haben, können sie von anderen Effekten überlagert werden, d.h. der möglicherweise erklärende Effekt kann nicht beobachtet werden. Wenn weiterhin die Informationen bei beiden Erklärungsansätzen zu der gleichen Reaktion führen, kann keine Aussage für oder gegen einen Erklärungsansatz getroffen werden. Die aus den Erklärungsansätzen folgenden Ef-

---

<sup>18</sup> Vgl. Fama (1970).

fekte müssen sich durch Richtung und/oder Stärke eindeutig unterscheiden. Es muss eine klare Trennung zwischen Fundamentalmmodell und Preisblase möglich sein.

Alternativ zu der Untersuchung der Annahme bzw. Ablehnung eines Fundamentalmmodells kann der Glaube der Marktteilnehmer analysiert werden, welcher der beiden Erklärungsansätze korrekt ist. Wenn nämlich eine Information existieren würde, die eine eindeutige Antwort geben würde, welcher der beiden Erklärungsansätze korrekt ist, dann kann davon ausgegangen werden, dass auch den Marktteilnehmer diese Information bekannt ist und sie dieselbe Schlussfolgerung ziehen werden. Wenn eine solche Information existiert, kann das Ergebnis eines korrekt spezifizierten und mit guten Daten kalibrierten Fundamentalmmodells nicht von der Überzeugung im Markt abweichen – es sei denn den Marktteilnehmern wird schlicht Ignoranz unterstellt.

Wenn keine Information existiert, die Aufschluss darüber gibt, ob eine Preisblase vorliegt, dann kann die Überprüfung des Fundamentalmmodells zu einem anderen Ergebnis kommen als der Glaube der Marktteilnehmer. Aber in diesem Fall ist keines der beiden Ergebnisse aussagekräftig.

Eine weitere Besonderheit ergibt sich aus der Tatsache, dass die Marktteilnehmer nicht glauben können, dass eine Preisblase existiert, ohne dass diese hierdurch zerstört wird. Denn wenn alle Marktteilnehmer der Auffassung sind, dass eine Preisblase vorliegt, wird niemand bereit sein, die Preisblase weiter zu stützen. Wenn allerdings zumindest einige Marktteilnehmer weiterhin der Auffassung sind, dass keine Preisblase vorliegt, kann die Preisblase weiter bestehen. Hieraus folgt, dass das Ergebnis einer Untersuchung einer Preisblase niemals eindeutig positiv sein kann. Denn wäre dies der Fall, wäre die Information auch den Marktteilnehmern bekannt und es gäbe keine Preisblase.

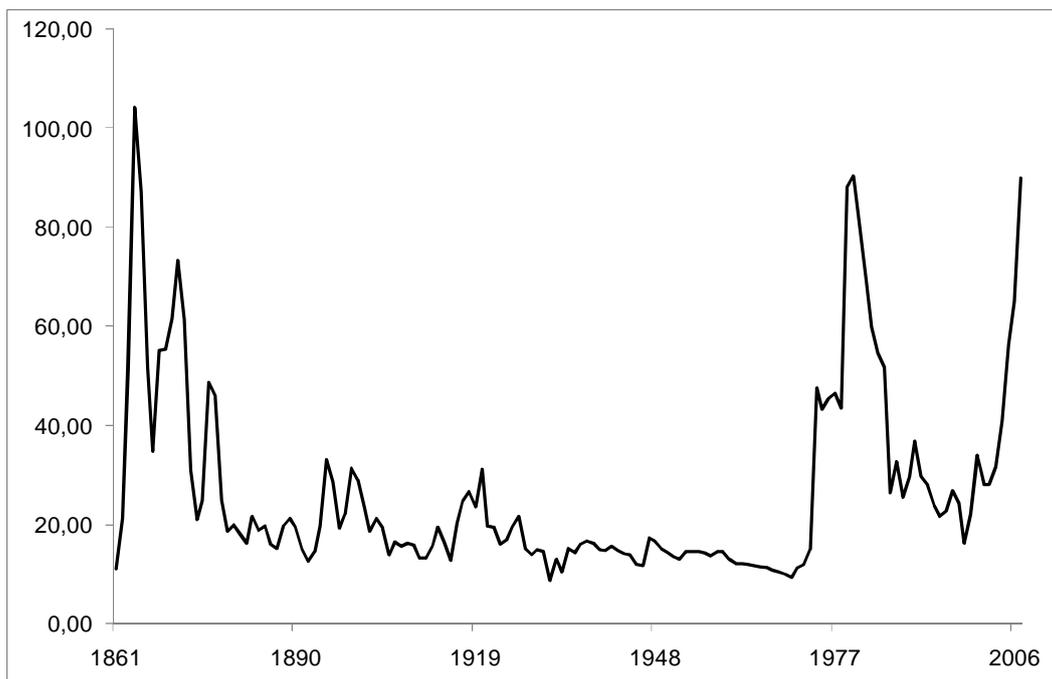
Dies bedeutet jedoch nicht, dass keine finanzielle Fehlbepreisung bei Rohöl vorliegt. Da der finanzielle Handel nur die Informationen berücksichtigen kann, die in den physischen Märkten existieren, kann es zu einer Fehlbepreisung kommen, wenn im Markt nicht ausreichende Informationen vorliegen, d.h. wenn das Preisniveau unbestimmt ist.

### **Ein unbestimmtes Preisniveau**

Ein unbestimmtes Preisniveau kann sich nur unter besonderen Umständen in einem Markt einstellen, denn normalerweise führt der Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu einer effizienten Preis-Mengen-Kombination. Dieser Ausgleich basiert jedoch auf der Annahme, dass Angebot und/oder Nachfrage in der Menge reagieren können. Wenn sowohl Angebot als auch Nachfrage vollkommen mengenunelastisch wären, würde sich eine Verhandlungslösung einstellen. Der minimale Preis einer solchen Verhandlungslösung wären die

Grenzkosten der Produzenten und der maximale Preis entspräche dem in Geldeinheiten bewerteten Nutzen der Nachfrager.

Aus der Situation eines unbestimmten Preisniveaus ergibt sich ein Ausbeutungspotential der Nachfrager. In wie weit dieses Ausbeutungspotential von den Produzenten ausgenutzt werden kann, ergibt sich auf den Märkten der Referenzsorten. Denn in einer solchen Situation können auch gehaltlose und falsche Informationen das Preisniveau erhöhen; sie verändern nicht den Informationsgehalt des Preises, sondern stärken oder schwächen nur die Verhandlungsposition der Anbieter.



**Abbildung 6.1:** Rohöl-Preisentwicklung 1861-2007. In der Abbildung wird der Ölpreis in Preisen für 2006 dargestellt.

Die Existenz von unbestimmten Preisniveaus könnte ein spezifisches Merkmal von Erdölmärkten sein. Wie in Abbildung 6.1 erkannt werden kann, gab es andere Preisspitzen in der historischen Entwicklung des Erdölpreises. Die lange Phase im Erdölmarkt ohne Preisspitzen könnte sich aus der damaligen Marktstruktur, d.h. aus der Dominanz von vollständig vertikal integrierten Unternehmen ergeben haben. Denn ein vertikal integriertes Unternehmen besitzt einen Anreiz, Überkapazitäten in seiner Wertschöpfungskette zu halten. Durch diese Überkapazitäten konnte das Angebot auf veränderte Verbrauchsmengen relativ flexibel reagieren und es ergab sich nicht die Situation eines unbestimmten Preisniveaus.

Unabhängig von den Ursachen des Preisanstiegs wird der Preisrückgang aufgrund einer mittelfristigen Anpassung der Angebots- und Nachfrageseite erfolgen. Aus den Erfahrun-

gen der letzten Erdölpreisanstiege 1973/74 und 1979/80 ist bekannt, dass eine solche grundlegenden Veränderungen in der Marktstruktur nur mittelfristig zu erwarten sind. Damals konnten die Nahoststaaten den Preis unilateral nahezu beliebig erhöhen, ohne dass eine sofortige Angebots- und Nachfragereaktion bemerkbar gewesen war. Diese wirkten erst mittel- langfristig und führten 1986 zu einem Preisverfall. In dieser Hinsicht wäre der Preisanstieg ab 2000 die gleiche Erfahrung in einem neuen Preisregime: kurz- bis mittelfristig lässt sich der Erdölpreis von den Fundamentaldaten der Industrie abkoppeln, langfristig ist dies nicht möglich.

## Fazit

Der Handel auf den Referenzmärkten für Erdöl erfüllt die Preisfindungsfunktion, die Absicherungsfunktion und die Referenzfunktion. Die Referenzpreise für Erdöl – *Brent Futures*, *NYMEX Light Crude Oil Futures*, Oman und Urals – enthalten mehr Informationen über den Ölmarkt als die Preise in früheren Preisregimes; es existieren zahlreiche Absicherungsmöglichkeiten für physische Transaktionen und rein finanzielle Anleger können auf den Erdölmärkten agieren. Auch die physische Allokation von Erdöl profitiert vom effizienten Handelssystem, da die Referenzpreise die gesellschaftliche relative Knappheit von Erdöl anzeigen.

Trotzdem ist der Weltölmarkt fragil. Mögliche Engpässe auf wichtigen Seefahrtsstraßen, die träge Anpassung der Wertschöpfungskette und der Nachfrage, die hohe Konzentration der Erdölreserven in politisch instabilen Ländern und die fehlenden Substitutionsmöglichkeiten von Ölprodukten könnten zu Erschütterungen führen, die Einfluss auf die Weltwirtschaft besitzen.

Die träge Anpassung der Infrastruktur wurde innerhalb der Arbeit von verschiedenen Seiten beleuchtet. Im zweiten Kapitel wurde ein Indikator für das Anpassungsverhalten der Refinement von Erdöl vorgeschlagen, welcher der Raffinerieauslastung vorläuft. Im gleichen Kapitel wurde das Ausmaß des nichtlinearen Preisanstiegs durch das Angebot von Rohöl über einen Instrumentvariablenansatz geschätzt. Im fünften Kapitel wurde der Branchenzyklus im Preisverlauf durch einen asymmetrischen CF-Filter identifiziert. Bei allen Untersuchungen zeigte sich, dass die Anpassung der Infrastruktur träge und zyklisch ist. Die Anpassungsprobleme sind sogar so stark, dass im Erdölmarkt kein langfristiges Marktgleichgewicht identifiziert werden konnte, zu dem der Preis nach einer Störung zurückkehrt.

Die Lagerbestände von Rohöl und Ölprodukten sind das einzige Element in der Wert-

schöpfungskette, das schnell auf eine veränderte Marktsituation reagieren kann. Allerdings ist ein Ausgleich von Störungen in der Infrastruktur durch die derzeitigen Lagerbestände nicht möglich, da sie hierfür ein zu geringes Volumen besitzen und für kommerzielle Lagerbesitzer keine Anreize bestehen, ihre Lagerkapazitäten auszubauen.

Weiterhin bilden die Lagerbestände über die Möglichkeit einer zeitlichen Arbitrage das Bepreisungskalkül von Terminkontrakten. So geht nach der Theorie der Lagerhaltung der Wert einer gelagerten Einheit über den *convenience yield* in die Terminmarktpreise ein. Der *convenience yield* führt zu einer *backwardation* zwischen Spot- und Terminmärkten; er kehrt nach einer Störung nur langsam zu einem langfristigen Gleichgewicht zurück, was ebenfalls durch die Erwartung der Marktteilnehmer zu erklären ist, dass die Wertschöpfungskette träge auf Veränderungen reagiert.

Das Handelssystem kann die bestehenden Marktfriktionen nicht beheben, da es selbst auf den physischen Märkten basiert. Störungen in den physischen Märkten können nicht durch eine effiziente Bepreisung oder durch ausgefeilte finanzielle Absicherungsmöglichkeiten ausgeglichen werden. Im Handelssystem können sich jedoch weitere Probleme ergeben. Eine fehlerhafte Preisfindung auf finanziellen Märkten ist durch begrenzte Arbitrage und einem geringen Informationsstand der Marktteilnehmer möglich. Allerdings lässt sich hierdurch nur bedingt eine dauerhafte Fehlbepreisung erklären.

## Literaturverzeichnis

- Adam-Müller, A.F.A. und Wong, K.P.: The Impact of Delivery Risk on Optimal Production and Futures Hedging. In: *European Finance Review*, Band 7(3):S. 459–477, 2003.
- Adelman, M.A.: International Oil Agreements. In: *The Energy Journal*, Band 5(3):S. 1–9, 1984.
- Adelman, M.A.: Mineral depletion with special reference to petroleum. In: *The Review of Economics and Statistics*, Band 72(1):S. 1–10, 1990.
- Adelman, M.A.: The real oil problem. In: *Regulation*, Band 27:S. 16–21, 2004.
- Adelman, Morris A.: Us oil/gas production cost: Recent changes. In: *Energy Economics*, Band 13:S. 235–237, 1991.
- Admati, A.R. und Pfleiderer, P.: A theory of intraday patterns: volume and price variability. In: *Review of Financial Studies*, Band 1(1):S. 3–40, 1988.
- Ait-Sahalia, Y.: Testing Continuous-Time Models of the Spot Interest Rate. In: *The Review of Financial Studies*, Band 9(2):S. 385–426, 1996.
- Alhajji, A.F. und Huettner, D.: OPEC and Other Commodity Cartels: A Comparison. In: *Energy Policy*, Band 28(15):S. 1151–1164, 2000.
- Allen, H. und Taylor, M.P.: Charts, Noise and Fundamentals in the London Foreign Exchange Market. In: *Economic Journal*, Band 100(400):S. 49–59, 1990.
- Allingham, M.: Existence Theorems in the CAPM. In: *Econometrica*, Band 59:S. 1169–1174, 1991.
- Alquist, R. und Kilian, L.: What Do We Learn from the Price of Crude Oil Futures? University of Michigan, 2007.

- Anderson, R. und Sundaresan, M.: *Futures Markets and Monopoly*. Center for the Study of Futures Markets, Columbia Business School, Columbia University, 1983.
- Anderson, R.W. und Danthine, J.P.: Hedger Diversity in Futures Markets. In: *The Economic Journal*, Band 93(370):S. 370–389, 1983.
- Antoniou, A. und Foster, A.J.: The Effect of Futures Trading on Spot Price Volatility: Evidence for Brent Crude Oil Using GARCH. In: *Journal of Business Finance and Accounting*, Band 19(4):S. 473–84, 1992.
- APS Review Oil Market Trends: OPEC Cuts Production From Feb. 1. Online, 2006.
- Avery, C. und Zemsky, P.: Multidimensional Uncertainty and Herd Behavior in Financial Markets. In: *American Economic Review*, Band 88(4):S. 724–748, 1998.
- Bacon, S., R. ; Tordo: Crude Oil Prices: Predicting Price Differentials Based on Quality. 2004.
- Baillie, R.T., Bollerslev, T. und Mikkelsen, H.O.: Fractionally integrated generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. In: *Journal of Econometrics*, Band 74(1):S. 3–30, 1996.
- Ballinger, A., Dwyer, G.P., Gillette, A.B. und of Atlanta, Federal Reserve Bank: *Trading Institutions and Price Discovery: The Cash and Futures Markets for Crude Oil*. Federal Reserve Bank of Atlanta, 2004.
- Barberis, N. und Thaler, R.H.: A Survey of Behavioral Finance. In: *NBER Working Paper*, 2002.
- Bardi, U.: The Mineral Economy: A Model for the Shape of Oil Production Curves. In: *Energy Policy*, Band 33(1):S. 53–61, 2005.
- Barnett, H. und Morse, C.: *Scarcity and Growth: The Economics of Natural Resource Availability*. John Hopkins University Press, Baltimore, 1963.
- Barrera-Rey, F. und Seymour, A.: *The Brent Contract for Differences (CFD): A Study of an Oil Trading Instrument, its Market and its Influence on the Behaviour of Oil Prices*. Oxford Institute for Energy Studies, 1996.
- Barsky, R.B. und Kilian, L.: Oil and the Macroeconomy since the 1970s. In: *The Journal of Economic Perspectives*, Band 18(4):S. 115–134, 2004.
- Beck, S.E.: Cointegration and Market Efficiency in Commodities Futures Markets. In: *Applied Economics*, Band 26(3):S. 249–257, 1994.

- Benos, A.V.: Aggressiveness and survival of overconfident traders. In: *Journal of Financial Markets*, Band 1(3-4):S. 353–383, 1998.
- Bentzen, J.B.: Does OPEC Influence Crude Oil Prices? Testing for Co-Movements and Causality between Regional Crude Oil Prices. In: *Applied Economics*, Band 39:S. 1375–1385, 2007.
- Berk, J.B.: Necessary Conditions for the CAPM. In: *Journal of Economic Theory*, Band 73(1):S. 245–257, 1997.
- Bernard, J.T., Khalaf, L., Kichian, M. und McMahon, S.: Oil Prices: Heavy Tails, Mean Reversion and the Convenience Yield. 2008.
- Bessembinder, H.: An Empirical Analysis of Risk Premia in Futures Markets. In: *Journal of Futures Markets*, Band 13(6):S. 611–630, 1993.
- Bessembinder, H. und Chan, K.: Time-Varying Risk Premia and Forecastable Returns in Futures Markets. In: *Journal of Financial Economics*, Band 32(2):S. 169–93, 1992.
- Bessembinder, H., Coughenour, J.F., Seguin, P.J. und Smoller, M.M.: Mean Reversion in Equilibrium Asset Prices: Evidence from the Futures Term Structure. In: *The Journal of Finance*, Band 50(1):S. 361–375, 1995.
- Bjornson, B. und Carter, C.A.: New Evidence on Agricultural Commodity Return Performance under Time-Varying Risk. In: *American Journal of Agricultural Economics*, Band 79(3):S. 918–930, 1997.
- Black, F.: Capital Market Equilibrium with Restricted Borrowing. In: *The Journal of Business*, Band 45(3):S. 444–455, 1972.
- Black, F.: Noise. In: *Journal of Finance*, Band 41(3):S. 529–543, 1986.
- Black, F. und Scholes, M.: The Pricing of Options and Corporate Liabilities. In: *The Journal of Political Economy*, Band 81(3):S. 637–654, 1973.
- Blinder, A.S. und Maccini, L.J.: Taking Stock: A Critical Assessment of Recent Research on Inventories. In: *The Journal of Economic Perspectives*, Band 5(1):S. 73–96, 1991a.
- Blinder, A.S. und Maccini, L.J.: The Resurgence of Inventory Research: What Have We Learned? In: *Journal of Economic Surveys*, Band 5(4):S. 291–328, 1991b.
- Böske, J.: *Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft*. Dissertation, Universität Münster, 2007.
- Boyle, P.P.: The Quality Option and Timing Option in Futures Contracts. In: *The Journal of Finance*, Band 44(1):S. 101–113, 1989.

- BP: *BP Statistical Review of World Energy June 2006*. BP, 2006.
- Brandt, A.R.: Testing Hubbert. In: *Energy Policy*, 2006.
- Brennan, M. J. und Schwartz, E. S.: Evaluating natural resource investments. In: *Journal of Business*, Band 58(2):S. 135–157, 1985.
- Brennan, M.J.: The Supply of Storage. In: *The American Economic Review*, Band 48(1):S. 50–72, 1958.
- Brennan, M.J. und Schwartz, E.S.: A Continuous Time Approach to the Pricing of Bonds. In: *Journal of Banking and Finance*, Band 3(2):S. 133–155, 1979.
- Brown, M.B. und Forsythe, A.B.: Robust Tests for the Equality of Variances. In: *Journal of the American Statistical Association*, Band 69(346):S. 364–367, 1974a.
- Brown, M.B. und Forsythe, A.B.: The Small Sample Behavior of Some Statistics Which Test the Equality of Several Means. In: *Technometrics*, Band 16(1):S. 129–132, 1974b.
- Brown, S.J. und Dybvig, P.H.: The Empirical Implications of the Cox, Ingersoll, Ross Theory of the Term Structure of Interest Rates. In: *The Journal of Finance*, Band 41(3):S. 617–630, 1986.
- Brunnermeier, M.K. und Abreu, D.: Bubbles and Crashes. In: *Econometrica*, Band 71:S. 173–204, 2003.
- Campbell, C. J.: The status of world oil depletion at the end of 1995. In: *Energy Exploration and Exploitation*, Band 14(1):S. 63–81, 1996.
- Campbell, C. J.: Petroleum and people. In: *Population and Environment*, Band 24(2):S. 193–207, 2002.
- Campbell, C.J. und Laherrere, J.: The end of cheap oil. In: *Scientific American*, Band 278(3):S. 78–83, 1998.
- Campbell, J.Y.: Asset Pricing at the Millennium. In: *The Journal of Finance*, Band 55(4):S. 1515–1567, 2000.
- Caplin, A.S.: The Variability of Aggregate Demand with (S, s) Inventory Policies. In: *Econometrica*, Band 53(6):S. 1395–1409, 1985.
- Caumon, F. und Bower, J.: *Redefining the Convenience Yield in the North Sea Crude Oil Market*. Oxford Institute for Energy Studies, 2004.
- Chan, K.C., Karolyi, G.A., Longstaff, F.A. und Sanders, A.B.: An Empirical Comparison

- of Alternative Models of the Short-Term Interest Rate. In: *The Journal of Finance*, Band 47(3):S. 1209–1227, 1992.
- Chance, D.M. und Hemler, M.L.: The Impact of Delivery Options on Futures Prices: A Survey. In: *Journal of Futures Markets*, Band 13(2):S. 127–155, 1993.
- Chang, E.C.: Returns to Speculators and the Theory of Normal Backwardation. In: *The Journal of Finance*, Band 40(1):S. 193–208, 1985.
- Chang, F.R.: *Stochastic Optimization in Continuous Time*. Cambridge University Press, 2004.
- Chow, Y., McAleer, M. und Sequeira, J. M.: Pricing of forward and futures contracts. In: *Journal of Economic Surveys*, Band 14(2):S. 215–253, 2000.
- Chowdhry, B. und Nanda, V.: Multimarket trading and market liquidity. In: *Review of Financial Studies*, Band 4(3):S. 483–511, 1991.
- Christiano, L.J. und Fitzgerald, T.J.: The Band Pass Filter\*. In: *International Economic Review*, Band 44(2):S. 435–465, 2003.
- Cita, J. und Lien, D.: Constructing accurate cash settlement indices: The role of index specifications. In: *Journal of Futures Markets*, Band 12(3):S. 339–360, 1992.
- Conover, W.J., Johnson, M.E. und Johnson, M.M.: A Comparative Study of Tests for Homogeneity of Variances, with Applications to the Outer Continental Shelf Bidding Data. In: *Technometrics*, Band 23(4):S. 351–361, 1981.
- Considine, T.J. und Larson, D.F.: Risk premiums on inventory assets: the case of crude oil and natural gas. In: *Journal of Futures Markets*, Band 21(2):S. 109–126, 2001a.
- Considine, T.J. und Larson, D.F.: Uncertainty and the Convenience Yield in Crude Oil Price Backwardations. In: *Energy Economics*, Band 23(5):S. 533–548, 2001b.
- Cooper, D.J. und Donaldson, R.G.: A Strategic Analysis of Corners and Squeezes. In: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Band 33(1):S. 117–137, 1998.
- Cortazar, G. und Schwartz, E.S.: Implementing a stochastic model for oil futures prices. In: *Energy Economics*, Band 25(3):S. 215–238, 2003.
- Courtadon, G.: The Pricing of Options on Default-Free Bonds. In: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Band 17(1):S. 75–100, 1982.
- Cox, J. C., Ingersoll, J. E. und Ross, S. A.: The relation between forward prices and futures prices. In: *Journal of Financial Economics*, Band 9:S. 321–346, 1981.

- Cox, J.C., Ingersoll, J.E. und Ross, S.A.: A Theory of the Term Structure of Interest Rates. In: *Econometrica*, Band 53(2):S. 385–407, 1985.
- Cox, J.C., Ross, S.A. und Rubinstein, M.: Option Pricing: A Simplified Approach. In: *Journal of Financial Economics*, Band 7(3):S. 229–263, 1979.
- Dahl, C.: A survey of oil demand elasticities for developing countries. In: *OPEC Review*, Band 17(4):S. 399–420, 1993.
- Dana, R.A.: Existence, Uniqueness and Determinacy of Equilibrium in CAPM with a Riskless Asset. In: *Journal of Mathematical Economics*, Band 32(2):S. 167–175, 1999.
- Dasgupta, P. und Heal, G.: The optimal depletion of exhaustible resources. In: *Review of Economic Studies*, Band 41:S. 3–27, 1974.
- Davidson, R. und MacKinnon, J.G.: *Estimation and inference in econometrics*. Oxford University Press New York, 1993.
- Davis, R.D., G.A.; Cairns: Valuing petroleum reserves using current net price. In: *Economic Inquiry*, Band 37(2):S. 295–311, 1999.
- De Long, J.B., Shleifer, A., Summers, L.H. und Waldmann, R.J.: Noise Trader Risk in Financial Markets. In: *Journal of Political Economy*, Band 98(4):S. 703–738, 1990a.
- De Long, J.B., Shleifer, A., Summers, L.H. und Waldmann, R.J.: Positive Feedback Investment Strategies and Destabilizing Rational Speculation. In: *Journal of Finance*, Band 45(2):S. 379–395, 1990b.
- De Long, J.B., Shleifer, A., Summers, L.H. und Waldmann, R.J.: The Survival of Noise Traders in Financial Markets. In: *Journal of Business*, Band 64(1):S. 1–19, 1991.
- de Roon, F.A., Nijman, T.E. und Veld, C.: Hedging Pressure Effects in Futures Markets. In: *The Journal of Finance*, Band 55(3):S. 1437–1456, 2000.
- De Santis, R.A.: Crude Oil Price Fluctuations and Saudi Arabia's Behaviour. In: *Energy Economics*, Band 25(2):S. 155–173, 2003.
- Deaton, A. und Laroque, G.: On the Behaviour of Commodity Prices. In: *The Review of Economic Studies*, Band 59(1):S. 1–23, 1992.
- Dées, S., Gasteuil, A., Kaufmann, R.K. und Mann, M.: Assessing the factors behind oil price changes. Europäische Zentralbank, Working Paper Series, Nr. 855, 2008.
- DeJong, D.N., Nankervis, J.C., Savin, N.E. und Whiteman, C.H.: Integration Versus Trend Stationary in Time Series. In: *Econometrica*, Band 60(2):S. 423–433, 1992.

- Devenow, A. und Welch, I.: Rational herding in financial economics. In: *European Economic Review*, Band 40(3-5):S. 603–615, 1996.
- Dow, J. und Gorton, G.: Arbitrage Chains. In: *Journal of Finance*, Band 49(3):S. 819–849, 1994.
- Duffie, D. und Kan, R.: A Yield-Factor Model of Interest Rates. In: *Mathematical Finance*, Band 6(4):S. 379–406, 1996.
- Energy Intelligence: *The International Crude Oil Market Handbook 2007*. Energy Intelligence, 2007.
- Eydeland, A. and Wolyniec, K.: *Energy and Power Risk Management*. Wiley Hoboken, 2003.
- Fagan, S. und Gencay, R.: Liquidity-Induced Dynamics in Futures Markets. MPRA Paper Nr. 6677, 2007.
- Fama, E.F.: Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. In: *Journal of Finance*, Band 25(2):S. 383–417, 1970.
- Fama, E.F. und French, K.R.: Commodity Futures Prices: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage. In: *The Journal of Business*, Band 60(1):S. 55–73, 1987.
- Fama, E.F. und French, K.R.: The Cross-Section of Expected Stock Returns. In: *The Journal of Finance*, Band 47(2):S. 427–465, 1992.
- Fama, E.F. und French, K.R.: The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence. In: *The Journal of Economic Perspectives*, Band 18(3):S. 25–46, 2004.
- Farrow, S.: Testing the efficiency of extraction from a stock resource. In: *Journal of Political Economy*, Band 93(3):S. 452–487, 1985.
- Fattouh, B.: The origins and evolution of the current international oil pricing system: A critical assessment. In: *Oil in the Twenty-First Century: Issues, Challenges, and Opportunities*, Mabro, M., Kapitel 3. 2006.
- Fattouh, B.: The oil price regime. In: *Oxford Energy Forum*, S. 11–16, 2007a.
- Fattouh, B.: The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural model, the Demand–Supply Framework and Informal Approaches. In: *OIES Working Papers*, Band 32, 2007b.
- Fisher, A.C.: *Resource and Environmental Economics*. Cambridge University Press, 1981.

- Fleming, J. und Ostdiek, B.: The impact of energy derivatives on the crude oil market. In: *Energy Economics*, Band 21(2):S. 135–167, 1999.
- Foster, A.J.: Price Discovery in Oil Markets: A Time Varying Analysis of the 1990–1991 Gulf Conflict. In: *Energy Economics*, Band 18(3):S. 231–246, 1996.
- Froot, K.A., Scharfstein, D.S. und Stein, J.C.: Herd on the Street: Informational Inefficiencies in a Market with Short-Term Speculation. In: *Journal of Finance*, Band 47(4):S. 1461–84, 1992.
- Gary, J.H. und Handwerk, G.E.: *Petroleum Refining: Technology and Economics*. CRC Press, 2001.
- Gately, D. und Huntington, H.G.: The asymmetric effects of changes in price and income on energy and oil demand. In: *The Energy Journal*, Band 23(1):S. 19–55, 2002.
- Geman, H.: *Commodities and Commodity Derivatives*. Wiley, Chichester, 2005.
- Geman, H. und Nguyen, V.N.: *Analyzing Volatility Surfaces for Energy Commodities*. 2003.
- Gibbons, M.R. und Ramaswamy, K.: A Test of the Cox, Ingersoll and Ross Model of the Term Structure. In: *Review of Financial Studies*, Band 6(3):S. 619–658, 1993.
- Gibson, R. und Schwartz, E.S.: Stochastic convenience yield and the pricing of oil contingent claims. In: *Journal of Finance*, Band 45(3):S. 959–76, 1990.
- Girsanov, I.V.: On Transforming a Certain Class of Stochastic Processes by Absolutely Continuous Substitution of Measures. In: *Theory of Probability and its Applications*, Band 5:S. 285, 1960.
- Gisser, M. und Goodwin, T.H.: Crude Oil and the Macroeconomy: Tests of Some Popular Notions: Note. In: *Journal of Money, Credit and Banking*, Band 18(1):S. 95–103, 1986.
- Gold, T.: *The Deep Hot Biosphere*. Springer, 1999.
- Gray, L.C.: Rent under the assumption of exhaustibility. In: *Quarterly Journal of Economics*, Band 28:S. 466–489, 1914.
- Greene, W.H.: *Econometric analysis*. Prentice Hall Upper Saddle River, NJ, 2003.
- Griffin, J.M.: OPEC Behavior: A Test of Alternative Hypotheses. In: *The American Economic Review*, Band 75(5):S. 954–963, 1985.
- Griffin, J.M. und Neilson, W.S.: The 1985–86 Oil Price Collapse and Afterwards: What does Game Theory Add? In: *Economic Inquiry*, (4):S. 543–561, 1994.

- Griffin, J.M. und Xiong, W.: The Incentive to Cheat: An Empirical Analysis of OPEC. In: *Journal of Law and Economics*, Band 40(2):S. 289–316, 1997.
- Grinblatt, M., Titman, S. und Wermers, R.: Momentum investment strategies, portfolio performance, and herding: A study of mutual fund behavior. In: *American Economic Review*, Band 85(5):S. 1088–1105, 1995.
- Grossman, S.J.: The Existence of Futures Markets, Noisy Rational Expectations and Informational Externalities. In: *The Review of Economic Studies*, Band 44(3):S. 431–449, 1977.
- Grossman, S.J. und Stiglitz, J.E.: On the Impossibility of Informationally Efficient Markets. In: *American Economic Review*, Band 70(3):S. 393–408, 1980.
- Gülen, S.G.: Regionalization in the World Crude Oil Market. In: *The Energy Journal*, Band 18(2):S. 109–126, 1997.
- Gülen, S.G.: Efficiency in the Crude Oil Futures Market. In: *Journal of Energy Finance and Development*, Band 3(1):S. 13–21, 1998.
- Gülen, S.G.: Regionalization in the World Crude Oil Market: Further Evidence. In: *The Energy Journal*, Band 20(1):S. 125–139, 1999.
- Hagstromer, B. und Wlazlowski, S.: Causality in Crude Oil Prices. 2007.
- Hall, Darwin C. und Hall, V., Jane: Concepts and measures of natural resource scarcity with a summary of recent trends. In: *Journal of Environmental Economics and Management*, Band 11:S. 363–379, 1984.
- Hamilton, J.D.: Oil and the Macroeconomy since World War II. In: *The Journal of Political Economy*, Band 91(2):S. 228–248, 1983.
- Hamilton, J.D.: This is what happened to the oil price-macroeconomy relationship. In: *Journal of Monetary Economics*, Band 38(2):S. 215–220, 1996.
- Hannan, E.J., Terrell, R.D. und Tuckwell, N.E.: The Seasonal Adjustment of Economic Time Series. In: *International Economic Review*, Band 11(1):S. 24–52, 1970.
- Harrison, J.M. und Pliska, S.R.: Martingales and Stochastic Integrals in the Theory of Continuous Trading. In: *Stochastic Processes and Their Applications*, Band 11:S. 215–260, 1981.
- Harrison, M. und Kreps, D.: Martingales and Multiperiod Securities Markets. In: *Journal of Economic Theory*, Band 20:S. 381–408, 1979.

- Hartzmark, M.L.: Returns to Individual Traders of Futures: Aggregate Results. In: *The Journal of Political Economy*, Band 95(6):S. 1292–1306, 1987.
- Harvey, A.C.: *The Econometric Analysis of Time Series*. Mit Press, 1990.
- Heaney, R.: Approximation for convenience yield in commodity futures pricing. In: *Journal of Futures Markets*, Band 22(10):S. 1005–1017, 2002.
- Heinkel, R., Howe, M.E. und Hughes, J.S.: Commodity convenience yields as an option profit. In: *Journal of Futures Markets*, Band 10(5):S. 519–533, 1990.
- Heston, S.: A Closed-Form Solution for Options with Stochastic Volatility. In: *Review of Financial Studies*, Band 6:S. 327–343, 1993.
- Hirshleifer, D., Subrahmanyam, A. und Titman, S.: Security analysis and trading patterns when some investors receive information before others. In: *Journal of Finance*, Band 49(5):S. 1665–1698, 1994.
- Horn, M.: OPEC's Optimal Crude Oil Price. In: *Energy Policy*, Band 32(2):S. 269–280, 2004.
- Horsnell, P.: *Oil Price Differentials: Markets in Disarray*. Oxford Institute for Energy Studies, 1990.
- Horsnell, P. und Mabro, R.: *Oil Markets and Prices: the Brent Market and the Formation of World Oil Prices*. Oxford Institute for Energy Studies, 1993.
- Hotelling, H.: The economics of exhaustible resources. In: *Journal of Political Economy*, Band 30(2):S. 137–175, 1931.
- Hubbert, M.K.: Nuclear energy and fossil fuels. In: *American Petroleum Institute Drilling*, S. 7–25, 1956.
- Hughes, J.E. und Knittel, C.R.: Evidence of a Shift in the Short-Run Price Elasticity of Gasoline Demand. In: *NBER Working Paper*, 2006.
- Hull, J.C.: *Options, Futures and Other Derivative Instruments*. 2000.
- Hunt, J.M.: *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman, 1996.
- ICE: Equity Style and Futures Style Options Contract. 2007a.
- ICE: Exchange Futures for Physical. 2007b.
- ICE: ICE Futures Brent Crude Futures Contract - Product Specifications. Intercontinental Exchange, 2007c.
- ICE: ICE Futures Brent Crude Options Contract. 2007d.

- IEA: *Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future*. OECD/IEA, 2005.
- IEA: *World Energy Outlook*. OECD/IEA, Paris, 2006.
- Jarrow, R.A.: Market Manipulation, Bubbles, Corners, and Short Squeezes. In: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Band 27(3):S. 311–336, 1992.
- Jarrow, R.A. und Oldfield, G.S.: Forward Contracts and Futures Contracts. In: *Journal of Financial Economics*, Band 9(4):S. 373–382, 1981.
- Jones, D.W., Leiby, P.N. und Paik, I.K.: Oil Price Shocks and the Macroeconomy: What Has Been Learned Since 1996. In: *Energy Journal*, Band 25(2):S. 1–32, 2004.
- Kaldor, N.: Speculation and economic stability. In: *Review of Economic Studies*, Band 7:S. 1–27, 1939.
- Kant, I.: *Kritik der Urteilskraft*. Suhrkamp, 1790.
- Kaufmann, R., Dees, S., Karadeloglou, P. und Sanchez, M.: Does OPEC Matter? An Econometric Analysis of Oil Prices. In: *The Energy Journal*, Band 25(4):S. 67–90, 2004.
- Kepplinger, H.M. und Roth, H.: Creating a Crisis: German Mass Media and Oil Supply in 1973-74. In: *The Public Opinion Quarterly*, Band 43(3):S. 285–296, 1979.
- Keynes, J.M.: *A Treatise on Money*. Harcourt, Brace and Company, 1930.
- Kohl, W.L.: OPEC behavior, 1998-2001. In: *The Quarterly Review of Economics and Finance*, Band 42(2):S. 209–233, 2002.
- Krautkraemer, Jeffrey A.: Nonrenewable resource scarcity. In: *Journal of Economic Literature*, Band 36(4):S. 2065–2107, 1998.
- Kumar, P. und Seppi, D.J.: Futures Manipulation with Cash Settlement. In: *The Journal of Finance*, Band 47(4):S. 1485–1502, 1992.
- Kwiatkowski, D., Phillips, P.C.B., Schmidt, P. und Shin, Y.: Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root. In: *Journal of Econometrics*, Band 54(1-3):S. 159–178, 1992.
- Kyle, A.S.: Market Structure, Information, Futures Markets, and Price Formation. In: *International Agricultural Trade: Advanced Readings in Price Formation, Market Structure, and Price Instability*, S. 45–64, 1984.

- Kyle, A.S.: Continuous auctions and insider trading. In: *Econometrica*, Band 53(6):S. 1315–1335, 1985.
- Lautier, D. und Riva, F.: Volatility in the American Crude Oil Futures Market. 2004.
- Levene, H.: Robust tests for equality of variances. In: *Contributions to Probability and Statistics*, Band 1:S. 278–292, 1960.
- Lien, D. und Tse, Y.K.: A Survey on Physical Delivery versus Cash Settlement in Futures Contracts. In: *International Review of Economics and Finance*, Band 15(1):S. 15–29, 2006.
- Lin, S.X. und Tamvakis, M.N.: Spillover effects in energy futures markets. In: *Energy Economics*, Band 23(1):S. 43–56, 2001.
- Lintner, J.: The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. In: *The Review of Economics and Statistics*, Band 47(1):S. 13–37, 1965.
- Litzenberger, R.H. und Rabinowitz, N.: Backwardation in Oil Futures Markets: Theory and Empirical Evidence. In: *The Journal of Finance*, Band 50(5):S. 1517–1545, 1995.
- Loderer, C.: A Test of the OPEC Cartel Hypothesis: 1974-1983. In: *The Journal of Finance*, Band 40(3):S. 991–1006, 1985.
- Mabro, R.: The international oil price regime: Origins, rationale and assessment. In: *Journal of Energy Literature*, Band 11(1):S. 3–20, 2005.
- Mabro, R., Bacon, R., Chadwick, M., Halliwell, M. und Long, D.: *The Market for North Sea Crude Oil*. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, United Kingdom, 1986.
- Mabro, R. und Fattouh, B.: The investment challenge. In: *Oil in the 21st Century*, Oxford University Press, Kapitel 4, S. 101–127. 2006.
- MacKinnon, J.G.: Numerical Distribution Functions for Unit Root and Cointegration Tests. In: *Journal of Applied Econometrics*, Band 11(6):S. 601–618, 1996.
- Martin, B.G.: *Tanker Operations: A Handbook for the Ship's Officer*. 2000.
- Mazaheri, A.: Convenience yield, mean reverting prices, and long memory in the petroleum market. In: *Applied Financial Economics*, Band 9(1):S. 31–50, 1999.
- McDonald, R. und Siegel, D.: The Value of Waiting to Invest. In: *The Quarterly Journal of Economics*, Band 101(4):S. 707–728, 1986.

- McKelvey, V.E.: Mineral Resource Estimates and Public Policy. In: *American Scientist*, Band 60(11):S. 32–40, 1972.
- Merton, R.C.: An Intertemporal Capital Asset Pricing Model. In: *Econometrica*, Band 41(5):S. 867–887, 1973a.
- Merton, R.C.: Theory of Rational Option Pricing. In: *Bell Journal of Economics and Management Science*, Band 4:S. 141–183, 1973b.
- Merton, R.C.: Option Pricing When Underlying Stock Returns Are Discontinuous. In: *Journal of Financial Economics*, Band 3:S. 125–144, 1975.
- Miffre, J.: Normal Backwardation is Normal. In: *Journal of Futures Markets*, Band 20(9):S. 803–821, 2000.
- Mileva, E. und Siegfried, N.: Oil Market Structure, Network Effects and the Choice of Currency For Oil Invoicing. 2007.
- Miller, M. H. und Upton, C. W.: A Test of the Hotelling Valuation Principle. In: *Journal of Political Economy*, Band 93(1):S. 1–25, 1985a.
- Miller, M. H. und Upton, C.W.: The Pricing of Oil and Gas: Some Further Results. In: *Journal of Finance*, Band 40(3):S. 1009–1018, 1985b.
- Milonas, N.T. und Henker, T.: Price Spread and Convenience Yield Behaviour in the International Oil Market. In: *Applied Financial Economics*, Band 11(1):S. 23–36, 2001.
- Milonas, N.T. und Thomadakis, S.B.: Convenience Yields as Call Options: An Empirical Analysis. In: *Journal of Futures Markets*, Band 17(1):S. 1–15, 1997.
- Möbert, Jochen: Crude Oil Price Determinants. 2007.
- Mollgaard, H.P.: A Squeezer Round the Corner? Self-Regulation and Forward Markets. In: *The Economic Journal*, Band 107(440):S. 104–112, 1997.
- Montepeque, J.: Sour Crude Pricing: A Pressing Global Issue. In: *Middle East Economic Survey*, 2005.
- Mork, K.A.: Oil and the Macroeconomy When Prices Go Up and Down: An Extension of Hamilton's Results. In: *The Journal of Political Economy*, Band 97(3):S. 740–744, 1989.
- Mosser, P.C.: Trade Inventories and (S,s). In: *The Quarterly Journal of Economics*, Band 106(4):S. 1267–1286, 1991.

- Movassagh, N. und Modjtahedi, B.: Bias and Backwardation in Natural Gas Futures Prices. In: *Journal of Futures Markets*, Band 25(3):S. 281–308, 2005.
- Nahlke, Carole: Can the north-sea still save europe? In: *Surrey Energy Economics Discussion Paper Series*, Band 118, 2007.
- Nasmyth, J. und Binks, A.: How the Spot Market for Brent Crude Works. In: *World Oil*, Band 202(4), 1986.
- Newbery, D.M.G.: *The Manipulation of Futures Markets by a Dominant Producer*. University of Cambridge, Department of Applied Economics, 1983.
- Nielsen, L.T.: Understanding  $N(d1)$  and  $N(d2)$ : Risk-Adjusted Probabilities in the Black-Scholes Model. In: *Finance*, Band 14:S. 95–106, 1993.
- OGRC: SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions. 1997.
- OGRC: SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Classification and Definitions. 2000.
- OGRC: SPE/WPC/AAPG Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. 2001.
- Oil and Gas Journal: Future Energy Supply 1-6. 2003.
- Oil and Gas Journal: Hubbert Revisited 1-6. 2006.
- Oil and Gas Journal: Statistics. 2007.
- Parra, F.: *Oil Politics - A Modern History of Petroleum*. Tauris, 2004.
- Pearson, N.D. und Sun, T.S.: Exploiting the Conditional Density in Estimating the Term Structure: An Application to the Cox, Ingersoll, and Ross Model. In: *The Journal of Finance*, Band 49(4):S. 1279–1304, 1994.
- Perron, P.: The Great Crash, the Oil Price Shock, and the Unit Root Hypothesis. In: *Econometrica*, Band 57(6):S. 1361–1401, 1989.
- Petroleum Economist: Statistics. 2002.
- Petroleum Economist: Major pipelines of the world, 3rd edition. 2006.
- Pindyck, R.S.: The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. In: *Journal of Political Economy*, Band 86(5):S. 841–861, 1978.
- Pindyck, R.S.: The long-run evolution of oil prices. In: *The Energy Journal*, Band 19:S. 13–46, 1999.

- Pindyck, R.S.: Volatility and commodity price dynamics. In: *Journal of Futures Markets*, Band 24(11):S. 1029–1047, 2004.
- Pirrong, S.C.: Manipulation of the Commodity Futures Market Delivery Process. In: *The Journal of Business*, Band 66(3):S. 335–369, 1993.
- Pirrong, S.C.: The Self-Regulation of Commodity Exchanges: The Case of Market Manipulation. In: *Journal of Law and Economics*, Band 38(1):S. 141–206, 1995.
- Platts: Raising Transparency Standards in the Urals Markets. 2004.
- Platts: Methodology and Specifications Guide - Crude Oil. Technischer Bericht, McGraw-Hill, 2007a.
- Platts: Platts Oil Pricing and Market-on-Close Methodology Explained. Technischer Bericht, McGraw-Hill, 2007b.
- Pok, W.C. und Poshakwale, S.: The Impact of the Introduction of Futures Contracts on the Spot Market Volatility: the Case of Kuala Lumpur Stock Exchange. In: *Applied Financial Economics*, Band 25(1):S. 141–159, 1994.
- Regnier, E.: Oil and energy price volatility. In: *Energy Economics*, Band 29(3):S. 405–427, 2007.
- Ricardo, D.: *The Principles of Political Economy and Taxation*. G. Bell and Sons, London, 1817.
- Richard, S. und Sundaresan, M.: A Continuous Time Equilibrium Model of Forward Prices and Futures Prices in a Multigood Economy. In: *Journal of Financial Economics*, Band 9:S. 347–371, 1981.
- Richter, M., Sørensen, C. und Plads, S.: Stochastic Volatility and Seasonality in Commodity Futures and Options: The Case of Soybeans. In: *Journal of Futures Markets*, 2002.
- Ripple, R.D.: Futures Trading: What is Excessive. 2008.
- Roll, R.: A Critique of the Asset Pricing Theory's Tests: Part I: On Past and Potential Testability of the Theory. In: *Journal of Financial Economics*, Band 4(2):S. 129–176, 1977.
- Ross, S.A.: A simple approach to the valuation of risky streams. In: *Journal of Business*, Band 51:S. 453–475, 1978.
- Ross, S.A.: Hedging Long Run Commitments: Exercises in Incomplete Market Pricing. In: *Economic Notes by Banca Monte*, Band 26:S. 99–132, 1997.

- Routledge, B.R., Seppi, D.J. und Spatt, C.S.: Equilibrium Forward Curves for Commodities. In: *The Journal of Finance*, Band 55(3):S. 1297–1338, 2000.
- Samuelson, P.A.: Proof that Properly Anticipated Prices Fluctuate Randomly. In: *Industrial Management Review*, Band 6(2):S. 41–49, 1965.
- Scharfstein, D.S. und Stein, J.C.: Herd Behavior and Investment. In: *American Economic Review*, Band 80(3):S. 465–479, 1990.
- Schwartz, E.S.: The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. In: *The Journal of Finance*, Band 52(3):S. 923–973, 1997.
- Sharpe, W.F.: Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. In: *The Journal of Finance*, Band 19(3):S. 425–442, 1964.
- Shell: Agreement for the Sale of Brent Blend Crude Oil. Technischer Bericht, Shell, 1990.
- Shell: Modifications to SUKO 90 terms (Agreement for the sale of Brent Blend Crude Oil on 21 day terms Part 2 General Conditions Shell U.K. Limited July 1990). 2002.
- Shiller, R.J.: Stock prices and social dynamics. In: *Brookings Papers on Economic Activity*, Band 2(1984):S. 457–498, 1984.
- Shleifer, A. und Vishny, R.: The Limits of Arbitrage. In: *Journal of Finance*, Band 52(1):S. 35–55, 1997.
- Silvapulle, P. und Moosa, I.A.: The Relationship between Spot and Futures Prices: Evidence from the Crude Oil Market. In: *Journal of Futures Markets*, Band 19(2):S. 175–193, 1999.
- Simon, J.L.: *The Ultimate Resource 2*. Princeton University Press, 1996.
- Slade, M.E.: Trends in Natural-Resource Commodity Prices: An Analysis of the Time Domain. In: *Journal of Environmental Economics and Management*, Band 9:S. 122–137, 1982.
- Smith, J.L.: Inscrutable OPEC? Behavioral Tests of the Cartel Hypothesis. In: *The Energy Journal*, Band 26(1):S. 51–82, 2005.
- Solow, R.M.: The Economics of Resources or the Resources of Economics. In: *American Economic Review*, Band 64(2):S. 1–14, 1974.
- Spector, K.: Oil Price and Fundamentals. In: *Oxford Energy Forum*, S. 12–19, 2005.
- Stevans, L. und D., Sessions: Speculation, Futures Prices, and the U.S. Real Price of Crude Oil, 2008.

- Stock, J. und Watson, M.: Introduction to Econometrics. In: , 2003.
- Summers, L.H.: Does the Stock Market Rationally Reflect Fundamental Values? In: *Journal of Finance*, Band 41(3):S. 591–601, 1986.
- Teisberg, T.J.: A Dynamic Programming Model of the US Strategic Petroleum Reserve. In: *Bell Journal of Economics*, Band 12(2):S. 526–546, 1981.
- Temin, P. und Voth, H.J.: Riding the South Sea Bubble. In: *The American Economic Review*, Band 94(5):S. 1654–1668, 2004.
- Thompson, A.C.: The Hotelling Principle, Backwardation of Futures Prices and the Values of Developed Petroleum Reserves: the Production Constraint Hypothesis. In: *Resource and Energy Economics*, Band 23(2):S. 133–156, 2001.
- Tvedt, J.: The Effect of Uncertainty and Aggregate Investments on Crude Oil Price Dynamics. In: *Energy Economics*, Band 24(6):S. 615–628, 2002.
- Vasicek, O.: An Equilibrium Characterization of the Term Structure. In: *Journal of Financial Economics*, Band 5(2):S. 177–188, 1977.
- Wang, Z.: Hedonic prices for crude oil. In: *Applied Economics Letters*, Band 10(13):S. 857–861, 2003.
- Working, H.: Theory of the Inverse Carrying Charge in Futures Markets. In: *Journal of Farm Economics*, Band 30(1):S. 1–28, 1948.
- Working, H.: The Theory of Price of Storage. In: *The American Economic Review*, Band 39(6):S. 1254–1262, 1949.
- Wright, B.D. und Williams, J.C.: The Roles of Public and Private Storage in Managing Oil Import Disruptions. In: *Bell Journal of Economics*, Band 13(2):S. 341–353, 1982.
- Ye, M., Zyren, J. und Shore, J.: A Monthly Crude Oil Spot Price Forecasting Model Using Relative Inventories. In: *International Journal of Forecasting*, Band 21(3):S. 491–501, 2005.
- Ye, M., Zyren, J. und Shore, J.: Short-Run Crude Oil Price and Surplus Production Capacity. In: *International Advances in Economic Research*, Band 12(3):S. 390–394, 2006.
- Yergin, D.: *Der Preis - Die Jagd nach Öl, Geld und Macht*. Fischer, 1993.
- Yergin, D.: Ensuring Energy Security. In: *Foreign Affairs*, Band 85(2):S. 69–82, 2006.

Zwiebel, J.: Corporate Conservatism and Relative Compensation. In: *Journal of Political Economy*, Band 103(1):S. 1, 1995.

