

Beschaffungsoptimierung eines Erdölraffineriebetriebs
unter Berücksichtigung von Risiken

Dissertation
zur Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors
der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
(Dr.rer.pol.)
des Fachbereiches Wirtschaftswissenschaften
der Universität Hamburg

vorgelegt von
Dipl.-Kaufmann Gerwin Dreesmann
aus Hamburg

Hamburg, den 10.09.2000

Mitglieder der Promotionskommission

Vorsitzender:	Prof. Dr. G. Lorenzen
Erstgutachter:	Prof. Dr. D.B. Preßmar
Zweitgutachter:	Prof. Dr. W. Karten

Das wissenschaftliche Gespräch fand am
20. Dezember 1999 statt

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

ALKY	Alkylatanlage, Umwandlung von Gas in Alkohol zur Benzinverblendung.
ARÜ	Atmosphärenrückstand der Destillationsanlage.
bbl	Barrel (159 Liter).
CCS	Cat-Crack Spirit, Benzinausbeute des Cat-Crackers.
CDU	Continuous Distillation Unit, Atmosphärische Destillationsanlage.
CFD	Contract for Difference, Vertrag zur Fixierung von Preisdifferenzen.
DB _{Raf}	Deckungsbeitrag aus Raffination.
DB _{RafSto}	Deckungsbeitrag aus Raffination nach dem Stochastischen Lösungsmodell.
\$m	Millionen US Dollar.
E-V-Modell	Erwartungswert-Varianz-Modell von Markowitz.
F.O.B.	free on board.
FCCU	Fluid Cat-Cracking Unit, Veredelungsanlage für Produkte der VDU.
FUG	Fully Upgraded
GPW	Gross Product Worth
HFO	Heavy Fuel Oil, schweres Heizöl.
HS	schweres Heizöl, ein Rückstandsprodukt.
HSFO	High Sulphur Fuel Oil, hochschwefliges schweres Heizöl.
Hyd	Hydrofiner, Entschwefelungsanlage für Mitteldestillat.
ISOM	Isomerisierung, Veredelungsanlage für Benzine.
KER	Kerosin, Flugtreibstoff.
kT	Kilo Tonnen (1000 Tonnen).
LD	Leichtdestillat
LP	Lineare Programmierung.
LPG	Liquified Petroleum Gas, Flüssiggas aus der Rohölverarbeitung.
LSFO	Low Sulphur Fuel Oil, niedrigschwefliges schweres Heizöl.
M	Monat.
MD	Mitteldestillat, Zusammenfassung von Diesel und extra leichtem Heizöl.
ME	Mengeneinheit.
MIP	Mixed-Integer Programming.
μ	Erwartungswert.
NAF	Nafta, Petrochemischer Einsatzstoff.
NF	Nutzenfunktion.

OTC	Over the Counter, Bezeichnung für den nicht regulierten Forwardmarkt.
p. M.	Pro Monat.
ppm	parts per million.
r	Korrelationskoeffizient.
REF	Reformer, Veredelungsanlage für Benzine.
RF-Feed	Reformer Feed, Einsatzstoff für den Reformer.
σ	Standardabweichung.
σ^2	Varianz.
T	Tonne
UNL	Unleaded, Zusammenfassung der Benzinprodukte.
VBU	Visbreaking Unit, Veredelungsanlage für Rückstand der VDU.
VDU	Vacuum Distillation Unit, Vakuum Destillationsanlage.
VRÜ	Vakuurrückstand, Rückstand der Vakuum Destillation.
WD	Wachsdestillat.

Glossar zur Raffination

Alkylierung	Chemischer Vorgang, bei dem Gas in Alkohol umgewandelt wird.
Blend-Index	Index zur Linearisierung nichtlinearer Mischungseigenschaften von Rohölqualitäten zur Optimierung der Qualitäten in den Fertigprodukten.
Cat-Cracker	Katalytische Crackanlage.
Cetanzahl	Leistungsabhängiges Qualitätsmerkmal für Dieseldieselkraftstoff.
Cracken	Thermischer Vorgang, bei dem lange Kohlenwasserstoffketten aufgebrochen werden.
Cutpoint	Temperatur, bei der eine Komponente aus der Destillationsanlage abgezogen wird.
Destillation	Fraktionierung des Rohöls.
Fully-Upgraded	Rohölverarbeitung einschließlich Crackprozeß.
Hydrocracken	Spezielles Crackverfahren unter Zugabe von Wasserstoff. Die Produkte sind nahezu schwefelfrei, so daß eine weitere Entschwefelung vermieden wird.
Hydrofinieren	Entschwefelung von Mitteldestillaten.
Isomerisieren	Chemischer Prozeß, der eine Strukturveränderung von Kohlenwasserstoffketten bewirkt. Der Prozeß wird insbesondere zur Oktanzahlerhöhung eingesetzt.
Leichtdestillat	Zusammenfassung von Benzin, Naffa, Alkylat und Isomerat
Mitteldestillat	Gasöl: Zusammenfassung von Kerosin, Diesel und leichtem Heizöl.
N+2A	Naphtene + 2 Aromaten: Qualitätsangabe für Reformereinsatzstoff.
Reformieren	Chemischer Prozeß, der eine Strukturveränderung von Kohlenwasserstoffketten bewirkt. Der Prozeß wird insbesondere zur Oktanzahlerhöhung eingesetzt.
Schedulingsysteme	Dynamische Planungssysteme zur kurzfristigen Planung.
Straight-Run	Rohölverarbeitung ohne Crackprozeß.
Sumpffprodukt	Rückstand der Destillationsanlagen.
Swingcut	Rohölfraction, die in die Benzin- oder Mitteldestillatverarbeitungsrouten gehen kann.
Vakuumdestillation	Fraktionierung des atmosphärischen Rückstands.
Visbreaking	Thermisches Crackverfahren.
Wachsdestillat	Mittlere Fraktion der Vakuumdestillation, Einsatzprodukt der Cat-Cracker.
Yield	Ausbeutestruktur von Komponenten und Produkten aus Rohöl.

Glossar zum Öl- und Warenterminmarkt

Backwardation	Situation, in der der Spotpreis höher ist als der Forwardpreis.
Bid-Ask-Spread	Angebots-, Nachfrage-Differenz eines Preises.
Brent dated	Veröffentlichter Tagespreis für das Nordseerohöl „Brent“.
Contango	Situation, in welcher der Forwardpreis höher ist als der Spotpreis.
Crack	Die Differenz eines Produktpreises und eines Rohölpreises, normalerweise des Brentpreises.
Forwardkontrakt	Vertrag für eine Lieferung auf Termin.
Forwardcurve	Preisreihe für unterschiedliche Fälligkeitszeiträume von der Gegenwart in die Zukunft.
Forwardpreis	Marktpreis für eine Lieferung auf Termin.
Futures	Warenterminvertrag für Ölderivate, der an einer Börse gehandelt wird.
Hedge	Sicherungsgeschäft zur Verringerung von Preisrisiken.
Hedgingfaktor	Faktor zwischen 0 und 1, der die Volumina der Warenterminkontrakte pro physischer Volumeneinheit für einen Hedge angibt.
Hedgingtool	Menge aller möglichen Sicherungsinstrumente für Preisrisiken.
Long-Position	Ein preislicher Netto-Produktenanspruch. Das Preisrisiko besteht aus einer positiven Menge, welche noch nicht verkauft ist und deren Volatilität.
Ölderivate	Zusammenfassung aller Mineralölprodukte und Rohöl.
Produktencrack	Crack; Preisdifferenz eines Produktpreises zum Rohölpreis.
Short-Position	Das Preisrisiko besteht aus einer Lieferverpflichtung, die noch nicht gedeckt ist.
Spread	Preisdifferenz unterschiedlicher Ölprodukte.
Swap	Unregulierter Warenterminkontrakt auf Basis einer Preisdifferenz.
Spotpreis	Marktpreis für prompte Lieferung.
Spotvertrag	Kaufvertrag für Rohöl und Mineralölprodukte für eine prompte Lieferung.
Termvertrag	Kaufvertrag für Rohöl und Mineralölprodukte für wiederholte Lieferungen, überwiegend auf Jahresbasis.
Volatilität	Höhe der Preisschwankung im Zeitablauf.
Warenterminvertrag	Kaufvertrag für Ölderivate mit Lieferung in der Zukunft, einschließlich Börsenkontrakte.

Glossar zur Risikomodellierung

Absolutes Margenrisiko	Preisrisiko der Rohölmarge, bezogen auf den Gesamtdurchsatz.
Basis Modell	Lösungsmodell mit dem einfachen LP Modell zur Raffination.
Bestandsrisiko	Preisrisiko des gesamten physischen Bestands.
Crackrisiko	Preisrisiko einer Mengeneinheit eines Cracks.
Effizientes Set	Menge aller Ergebnisse, die bei Risikoaversion μ - σ -effizient sind. Das Kriterium für das Effiziente Set ist, daß kein anderes Ergebnis existiert, welches einen höheren Erwartungswert bei einer geringeren oder gleichen Varianz aufweist.
Einfaches Hedging	Hedgingverfahren, bei dem die riskanten Volumina der Produktausbeute mit festgelegtem Hedgingfaktor festgelegter Wareterminkontrakte gehedged werden.
Faktorpreisanpassung	Lösungsmodell, basierend auf dem Basismodell mit Anpassung der Rohölpreise um einen Faktor zur approximativen Bewertung der Flexibilität der Rohöle.
Hedging	Durchführen von Waretermingeschäften zur Reduzierung von Preisrisiken
Margenrisiko	Absolutes Margenrisiko, oder das Preisrisiko der Rohölmarge.
Margen Basisrisiko	Preisrisiko der Beschaffungsentscheidung nach Hedging, d. h. Preisrisiko des riskanten Portfolios der Crack- und Waretermincrackrisiken.
μ -Kriterium	Entscheidungskriterium, nach dem der maximale Erwartungswert präferiert wird.
μ - σ -Regel	Regel zur Auswahl eines Ergebnisses anhand der alleinigen Kriterien Erwartungswert und Standardabweichung.
Präferenzfunktion	Funktion, die Ertrags-Risiko-Präferenz des Entscheidungsträgers abbildet.
Preisrisiko	Unsicherheit der monetären Auswirkung der zukünftigen Preisentwicklung; das Produkt aus der Preisunsicherheit gemessen durch die Standardabweichung und der riskanten Menge.
Relatives Margenrisiko	Preisrisiko der Beschaffungsentscheidung ohne Hedging, d. h. das Preisrisiko des riskanten Portfolios der Crackrisiken.
riskante Menge	Physische Menge, die Einfluß auf das Risiko der Entscheidung hat.
Simultanverfahren	Lösungsverfahren, bei dem zu einem fixierten Deckungsbeitrag aus Raffination das risikominimale Produktionsprogramm simultan mit vorhandenen Hedgingmöglichkeiten bestimmt wird. Die wiederholte Anwendung des Simultanverfahrens bei unterschiedlichen Deckungsbeiträgen ermöglicht die Bestimmung des Effizienten Sets, aus dem wiederum anhand von μ - σ -Regeln ein Ergebnis ausgewählt werden kann.
Stochastisches Modell	Lösungsmodell, in dem mehrere mit ihren Wahrscheinlichkeiten gewichteten Basismodelle der Raffination simultan modelliert sind. Das Stochastische Modell ermöglicht die Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags aus Raffination.

Zwei-Stufen-Verfahren Lösungsverfahren, bei dem im ersten Schritt der Deckungsbeitrag aus Raffination bestimmt und im zweiten Schritt das Relative Margenrisiko durch Hedging reduziert wird. Das Zwei-Stufen-Verfahren entspricht der Anwendung des μ -Kriteriums auf die Problemstellung der Raffination.

1. EINLEITUNG	
1.1 Problemstellung	1
1.2 Gang der Untersuchung	3
2. PLANUNG UND RISIKO	6
2.1 Grundlagen	6
2.2 Planung	7
2.2.1 Planung in der Unternehmung	7
2.2.2 Rationale Beschaffungs- und Produktionsplanung	9
2.2.3 Lösungsmodell	10
2.2.4 Lösungsverfahren	11
2.3 Risiko	14
2.3.1 Datenunsicherheit	14
2.3.2 Entscheidung unter Risiko	15
2.3.3 Wahrscheinlichkeitsinterpretationen	16
2.3.4 Risikoeinstellung	17
2.4 Erwartungswert-Varianz-Modell	17
2.4.1 Einführung	17
2.4.2 Diversifikationseffekt	18
2.4.3 Beispiel: Diversifikationseffekt	19
2.4.4 Effizientes Set	20
2.4.5 Beispiel: Effizientes Set nach Markowitz	22
2.4.6 Konkretisierung einer Präferenzfunktion	25
2.5 Diskussion des Erwartungswert-Varianz-Modells	27
2.5.1 Schätzung der Modellparameter	27
2.5.2 Bernoulli-Prinzip	29
2.5.3 Modellerweiterungen	31
3. PLANUNG DER RAFFINATION	34
3.1 Raffination	34

3.1.1 Einführung	34
3.1.2 Rohölverarbeitung	38
3.1.3 Produkte	42
3.2 Produktionsfunktion	44
3.2.1 Rohölmarge	44
3.2.2 Synergieeffekte	46
3.2.3 Beispiel: Synergieeffekte der Produktionsfunktion	47
3.3 Beschaffungsplanung der Raffination	50
3.3.1 Aufgabenstellung der Beschaffungsplanung	50
3.3.2 Produktionsplanungssysteme einer Raffinerie	51
3.3.3 Raffineriesteuerung	54
3.4 Raffineriemodell	55
3.4.1 Rohöle und Produkte	55
3.4.2 Abkürzungen der Modellformulierung	57
3.4.3 Produktionsanlagen	60
3.4.4 Produktenblending	66
3.4.5 Generelle Modellrestriktionen	69
3.4.6 Zielfunktion	70
3.4.7 Problemanalyse	70
4. ISOLIERTE RISIKEN DER RAFFINATION	73
4.1 Einführung	73
4.2 Preisrisiko	76
4.2.1 Preisbildung	76
4.2.2 Preiskorrelationen	79
4.2.3 Risikoformulierung	81
4.2.4 Beispiel: Preisrisiken der Raffination	86
4.3 Preisrisikomanagement	89
4.3.1 Risikomanagement	89
4.3.2 Warentermingeschäfte	90
4.3.3 Hedging von Preisrisiken	93
4.4 Qualitätsrisiko	98

4.5 Produktionsfunktionsrisiko	100
5 RISIKOMODELL DER RAFFINATION	105
5.1 Durchführung der Modellentwicklung	105
5.2 Herleitung des Risikomodells	108
5.2.1 Ableitung des E-V-Modells	108
5.2.2 Unterschiede zwischen Raffinerie- und Kapitalmarktmodell	112
5.3 Basismodell	114
5.3.1 Berücksichtigung von Interdependenzen	114
5.3.2 Beispiel des Raffineriemodells	116
5.3.3 Simultane Optimierung von Ertrag und Risiko	118
5.3.4 Anwendung der Präferenzfunktion	121
5.4 Faktorpreisanpassung	123
5.4.1 Flexibilität der Produktionsfunktion	123
5.4.2 Modellierung der Faktorpreisanpassung	124
5.4.3 Beispiel zur Faktorpreisanpassung	125
5.5 Stochastisches Modell	125
5.5.1 Durchführung der Modellierung	127
5.5.2 Beispiel zur Stochastischen Optimierung	128
5.6 Integration der Qualitätsrisiken	131
6 EMPIRISCHE ERGEBNISSE	133
6.1 Grundlagen	133
6.2 Beispielergebnisse	134
6.3 Basis Modell	141
6.3.1 Datenermittlung	141
6.3.2 Preisprognosen	142
6.4 Faktorpreisanpassung	149
6.5 Stochastische Optimierung	151

6.5.1 Bestimmung der Produktenpreissensitivitäten	151
6.5.2 Ergebnisse der Stochastischen Optimierung	153
6.6 Zwei-Stufen-Verfahren	156
6.6.1 Einfaches Hedging	156
6.6.2 Bildung der Kovarianz-Matrix	160
6.6.3 Ergebnisse des Basis Modells	161
6.6.4 Faktorpreisanpassung	162
6.6.5 Stochastische Optimierung	163
6.7 Simultanverfahren	166
6.7.1 Durchführung	166
6.7.2 Ergebnisse	167
6.7.3 Ergebnisanalyse	169
6.8 Ergebnisinterpretation	172
7 RISIKOSENSITIVE PLANUNG IN DER PRAXIS	177
7.1 Relevanz der risikosensitiven Planung	177
7.1.1 Problemstellung in der Praxis	177
7.1.2 Übertragung des Lösungsmodells	179
7.2 Akzeptanz	182
7.2.1 Vorteilhaftigkeit	182
7.2.2 Lösungszeit und Ergebnisaufbereitung	183
8 ZUSAMMENFASSUNG	184
8.1 Raffination	184
8.2 Risiko	184
8.3 Lösungsmodelle	186
8.4 Lösungsverfahren	186
8.5 Empirische Ergebnisse	187

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Die europäische Mineralölindustrie ist seit Anfang der achtziger Jahre mit rückläufigen oder stagnierenden Absatzvolumina konfrontiert. Die damit einhergehende kontinuierliche Margenerosion zwingt die Industrie zu permanenten Kostenreduzierungen. Die Erdölraffinerien sind von dieser Entwicklung besonders betroffen. Die Rohstoffe der Raffination determinieren mehr als 95% der variablen Verarbeitungskosten. Bei stetig steigendem Wettbewerbsdruck und sinkenden Deckungsbeiträgen aus der Produktion ist die Beschaffungsplanung ein wesentlicher Wettbewerbsvorteil.

Die Beschaffungsplanung eines Produktionsbetriebs erfolgt generell im Rahmen der Produktionsplanung anhand der Produktionsfunktion. Die Produktionsfunktion verbindet die Beschaffung und die Produktionserlöse durch Transformation von Faktoreinsätzen zu Produktausbeuten. Die Bewertung der Beschaffungsalternativen in der Beschaffungsplanung erfolgt unter Annahmen von Umweltparametern wie Preisen, Absatzmengen und Produktionsanlagenparametern. Die Wahrscheinlichkeit der Änderung dieser Umweltparameter ist jedoch, bedingt durch einen Zeithorizont der Beschaffungsplanung von bis zu drei Monaten, hoch. Eine Änderung der Umweltbedingungen führt infolge der Komplexität der Raffinerieproduktion mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Änderung der optimalen Beschaffungsplanungsergebnisse.

Das Problem der Planung besteht darin, die wahrscheinliche Änderung des optimalen Beschaffungsprogramms von vornherein in die Beschaffungsentscheidung einzubeziehen. Die Quantifizierung der inhärenten Unsicherheit der Planung, abgebildet durch die Wahrscheinlichkeitsverteilung einer Zufallsvariablen, wird als Risiko bezeichnet. In Abhängigkeit von der Einstellung des Raffineurs zum Risiko kann dann die Risikoberücksichtigung in der Planung erfolgen.

In herkömmlichen Planungsverfahren wird das Risiko erst in nachgeordneten Planungsschritten berücksichtigt. Dies ist plausibel, denn die Planung geht von der subjektiv wahrscheinlichen Situation aus. Die Berücksichtigung des Risikos ist aufwendig und wird deshalb nicht durchgeführt. Diese bewußte Nicht-Berücksichtigung des Risikos in einer Risikosituation wäre jedoch nur rational, wenn der Raffineur seine Beschaffungsentscheidung unabhängig vom Risiko der Entscheidung trifft. Das entspricht nicht der betrieblichen Praxis, in der die Risikoaversion die allgemeine Risikoeinstellung ist.

Die Berücksichtigung des Risikos in der Beschaffungsplanung wird in dieser Arbeit in den Mittelpunkt der Betrachtung gestellt. Dies bedeutet, daß die Unsicherheiten der Beschaffungsplanung zu definieren, zu klassifizieren und zu bewerten sind.

Die in der Literatur diskutierten Modelle zur Berücksichtigung von Risiken im Entscheidungsprozeß haben ihren Ursprung in der Regel in der Investitionstheorie. Es werden Verfahren zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen unter Unsicherheit definiert. Insbesondere die Selektionsmodelle des Kapitalmarktes sind weit entwickelt. Die Risiken der Entscheidungen werden im Rahmen der Kapitalmarkttheorie in die Ermittlung des optimalen Anlageportfolios einbezogen, indem eine Ertrags-Risiko-Optimierung möglicher Alternativen durchgeführt wird.

Die Prinzipien risikoberücksichtigender (risikosensitiver) Selektionsentscheidungen auf dem Kapitalmarkt sind auf die Ausgangslage der Beschaffungsentscheidung der Raffination übertragbar. Die Problemstellung ist für den Kapitalanleger und den Raffineur identisch. Beide investieren einen finanziellen Betrag bekannter Größenordnung in eine Kapitalmarktanlage oder in einen Rohstoff. Das finanzielle Ergebnis der einmal getroffenen Entscheidung wird erst nach dem Realisationszeitpunkt bekannt. Beide Investoren basieren ihre Entscheidung auf die Ertragserwartung der Entscheidungsalternativen.

Im Gegensatz zum Raffineur kann der rational handelnde Kapitalmarktinvestor jedoch zusätzlich zu den Ertragserwartungen das Risiko dieser Erwartungen bei seiner Entscheidung berücksichtigen. Dem Raffineur fehlt zu diesem Schritt bisher ein risikosensitives Entscheidungsmodell.

In dieser Arbeit wird das Grundmodell der risikosensitiven Kapitalanlagenentscheidung um die Freiheitsgrade und Interdependenzen der Erdölraffination erweitert. Die Lösungsansätze des Kapitalmarktes werden auf die physische Produktion übertragen und ermöglichen eine rationale Beschaffungsentscheidung des Raffineurs durch die Berücksichtigung des Risikos in der Beschaffungsplanung.

Die theoretischen Überlegungen hinsichtlich der risikosensitiven Beschaffungsplanung einer Raffinerie werden anhand einer Untersuchung auf empirischer Grundlage getestet. Diese Untersuchung basiert auf Daten der Jahre 1994 bis 1996 und bezieht sich auf eine hypothetische Raffinerie in Rotterdam. Für diese Raffinerie werden die klassische Beschaffungsplanung und die in dieser Arbeit entwickelte risikosensitive Planung einander gegenübergestellt. Die Ergebnisse zeigen, daß durch die Berücksichtigung von Risiken in der Beschaffungsplanung nicht nur eine Stabilisierung des Cash-Flows gegenüber der klassischen Beschaffungsplanung, sondern überraschenderweise auch eine Erhöhung des durchschnittlichen Ertrags erreicht werden konnte.

Diese Ergebnisse untermauern, daß die Forschungsergebnisse zur Verbesserung der Investitionsentscheidungen auf dem Kapitalmarkt auf die Problemstellung der Beschaffungsentscheidung einer physischen Produktion übertragen werden können und zu bemerkenswerten Ergebnissen führen.

1.2 Gang der Untersuchung

Diese Arbeit beginnt mit der betriebswirtschaftlichen Definition und Einordnung der Planung, der Produktionsplanung und dem Einbezug von Risiko in der Planung. Daraufhin wird die betriebliche Ausgangslage der Problemstellung, die Beschaffungsplanung der Raffinerie dargestellt und die einzelnen Risiken erläutert. Auf Basis dieser Vorarbeit folgt der Kern der Arbeit, die Modellierung eines risikosensitiven Lösungsmodells in aufeinander aufbauenden Stufen. Die Stufen des Lösungsmodells werden anhand empirischer Daten ausgewertet, um die Ergebnisse und deren Robustheit im Sinne der Problemstellung "Beschaffungsoptimierung" zu bewerten. Abschließend erfolgt eine Beurteilung der Modelle und empirischen Ergebnisse in Bezug auf den Einsatz in der Praxis.

Die Komplexität des in dieser Arbeit entwickelten Lösungsansatzes für die Problemstellung, der Übertragung finanzmathematischer Methoden auf die an sich schon komplexe Produktionsplanung einer Raffinerie, stellt die besondere Aufgabe, die Inhalte dieser Arbeit nachvollziehbar zu präsentieren.

Dies wird durch verschiedene Mittel verfolgt: ein aufbauendes Beispiel zieht sich von Kapitel 2 nach Kapitel 6, um komplizierte Sachverhalte eingehend zu illustrieren. Dieses Beispiel ist in den Abschnitten 2.2.3., 2.4.2., 2.4.5., 4.2.4., 4.3.3., 5.3.2., 5.4.3., 5.5.2 und 6.2. in den theoretischen und empirischen Teil der Arbeit eingebunden.

Zusätzlich beginnen die Kapitel und deren wesentliche Abschnitte mit einer kurzen Einordnung in den Gesamtzusammenhang.

Als letzte Maßnahme dient die folgende Beschreibung des Gangs der Untersuchung. Diese soll es zusammen mit den Kapiteleinführungen erleichtern, einzelne Passagen umgehend in den Gesamtzusammenhang einordnen zu können.

In Kapitel 2 werden die Begriffe der Planung, der rationalen Entscheidung und des Risikos geklärt. Dazu werden die grundlegenden Kriterien der betrieblichen Planung vorgestellt, die als Basis für die Ableitung der Kriterien für die Beschaffungsplanung dienen. Der Schwerpunkt des Kapitels liegt in der Erläuterung des grundlegenden Portfolioselektionsmodells des Kapitalmarktes, des Erwartungswert-Varianz-Modells (E-V-Modells). Dieses Modell wird anhand eines Beispiels in den

Abschnitten 2.4.3. und 2.4.5. genau erläutert. Es wird dann eine konkrete Risikopräferenz für die Auswertung der Übertragung des E-V-Modells auf die Problemstellung dieser Arbeit vorgestellt. Zum Abschluß des Kapitels werden die Probleme der Parameterschätzung und die Implikationen der Operationalisierung des Risikos durch das E-V-Modell für die rationale Entscheidung erörtert.

Kapitel 3 beschreibt die konkrete Beschaffungsplanungssituation eines Raffineriebetriebs. Der Schwerpunkt der Diskussion liegt in der Abbildungsgenauigkeit des Lösungsmodells und der im Modell abgebildeten Freiheitsgrade zur Beschaffungsoptimierung.

Nach der Beschreibung der Zusammensetzung des Faktoreinsatzes Rohöl und der unterschiedlichen Raffinationsprodukte werden die verschiedenen Produktionsstufen vorgestellt. Aus den Verarbeitungsprozessen wird dann eine Produktionsfunktion entwickelt, deren Kernproblematik an einem Beispiel in 3.2.3. weiter verdeutlicht wird. Kapitel 3 wird mit der mathematischen Formulierung eines statischen Planungsmodells zur Beschaffungsplanung abgeschlossen. Dieses Modell entspricht den in der Praxis eingesetzten Modellen und bildet die Grundlage für das in dieser Arbeit entwickelte risikosensitive Planungsmodell.

In Kapitel 4 werden die Risiken der Beschaffungsplanung definiert, klassifiziert und quantifiziert. Die Klassifizierung erfolgt anhand der Risikoursachen. Preisinduzierte, qualitätsinduzierte und produktionsinduzierte Risiken werden für die folgende Untersuchung separiert betrachtet. Der Schwerpunkt von Kapitel 4 liegt in der Diskussion des preisinduzierten Risikos, da dieses den höchsten Einfluß auf die Güte der Beschaffungsentscheidung hat. Das Preisrisiko wird ausführlich analysiert, beginnend mit einer Analyse der Preisfindung im internationalen Ölmarkt. Es wird dann das gesamte Preisrisiko der Raffination definiert, um daraus den Teil abzuleiten, der für die Beschaffungsoptimierung relevant ist. Dies wird dann anhand des Beispiels in 4.2.4 erläutert.

Im Anschluß an die Definition des relevanten Risikos wird das Hedging, der Einsatz von Warentermingeschäften zur Risikoreduktion, vorgestellt und in 4.3.3. anhand des Beispiels nochmals erläutert. Kapitel 4 schließt mit der Analyse von Qualitätsrisiken und Risiken der Produktion ab.

Kapitel 5 faßt die Risiken des komplexen Raffinerieplanungsvorgangs in einem Lösungsmodell zusammen, in dem das in Kapitel 4 analysierte Preisrisiko mit der Produktionsfunktion aus Kapitel 3 zu einem risikosensitiven Planungsmodell synthetisiert wird. Die Modellierung erfolgt aus Gründen der Übersichtlichkeit in verschiedenen Stufen. Diese werden in 5.1. vorgestellt und dabei mit einem idealen risikosensitiven Modell grafisch verglichen.

Die Entwicklung beginnt mit der direkten Übertragung des E-V-Modells des Kapitalmarktes. Hier werden weder die Interdependenzen der Beschaffungsalternativen noch die Flexibilität der Produktionsfunktion berücksichtigt.

Die folgende Stufe der Entwicklung ist das "Basismodell" in 5.3. Es berücksichtigt die Interdependenzen aber nicht die Flexibilität der Produktionsfunktion. Mit empirischen Daten werden anhand des Basismodells die Lösungsverfahren des Hedgings (2-Stufen-Verfahren) und der Übertragung des E-V-Modells (Simultanmodell) vorgestellt.

Die Flexibilität der Produktionsfunktion wird dann in dem Modell "Faktoranpassung" in 5.4. approximiert und in dem Modell der "stochastischen Optimierung" in 5.5. exakt modelliert. Die stochastische Optimierung ermöglicht die Ermittlung des Erwartungswertes der Produktionsplanung und damit die korrekte Übertragung des E-V-Modells von Markowitz auf die Problemstellung der Beschaffungsoptimierung unter Risiken. Die Vorgehensweise der stochastischen Optimierung wird anhand des Beispiels in 5.5.2. verdeutlicht.

In Kapitel 6 werden die theoretischen Ansätze zur Berücksichtigung des Risikos in die Beschaffungsentscheidung anhand der drei Stufen des risikosensitiven Lösungsmodells aus Kapitel 5 und den empirischen Daten der Jahre 1994 bis 1996 getestet. Die Ergebnisse werden nach sechs verschiedenen Prognoseverfahren zur Schätzung der unsicheren Planungsdaten ermittelt, um eine von der Prognose unabhängige Beurteilung der risikosensitiven Planungsmodelle und -verfahren zu ermöglichen.

In 6.2. wird die Vorgehensweise der empirischen Untersuchung anhand des Beispiels diskutiert. Darauf folgend werden die Ergebnisse der drei in Kapitel 5 entwickelten Lösungsmodelle in verschiedenen Stufen des Lösungsverfahrens ausgewertet: Im Lösungsverfahren ohne Hedging, dem Standard-Hedging, dem 2-Stufen-Verfahren und dem Simultanverfahren. Zum Abschluß von Kapitel 6 werden dann die Ergebnisse der alternativen Lösungsmodelle in Kombination mit den Lösungsverfahren diskutiert und interpretiert.

Im Anschluß an die Diskussion der empirischen Ergebnisse erfolgt in Kapitel 7 eine Diskussion praktischer Belange zur Einführung eines risikosensitiven Planungsprozesses. Kriterien für eine erfolgreiche Umsetzung der risikosensitiven Planung in die Praxis werden vorgestellt und die Modellannahmen der Lösungsmodelle aus Kapitel 5 einer kritischen Würdigung unterzogen.

2 Planung und Risiko

2.1 Grundlagen

Unter Planung wird die gedankliche Vorwegnahme künftigen Geschehens unter Beachtung einer Zielsetzung verstanden.¹ Das Ziel der Planung besteht darin, das eigene Verhalten in Gegenwart und Zukunft hinsichtlich eines übergeordneten Zieles zu optimieren. Die Entscheidung ist das Ergebnis des Planungsprozesses über die sachliche und zeitliche Koordination des eigenen Verhaltens vom aktuellen Zeitpunkt bis hin zum Ende des Planungshorizonts.²

Der Begriff Risiko wird in verschiedenen Bedeutungen verwendet. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird Risiko überwiegend mit einer negativen Konsequenz assoziiert.³ In der betrieblichen Entscheidungstheorie wird Risiko als Unsicherheit über das Eintreten von Ergebnissen,⁴ denen Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden können, definiert. Eine Entscheidung unter Risiko ist demnach eine Entscheidung unter Unsicherheit. Die möglichen unternehmerischen Risikoarten sind vielzählig, werden aber üblicherweise in betriebliche und rechtliche Risiken sowie in Kredit-, Liquiditäts- und Preisrisiken unterteilt.⁵

Das Grundproblem der Planung ist das Risiko oder die Unsicherheit des Planenden hinsichtlich zukünftiger Ereignisse, welche die Planungsergebnisse beeinflussen.⁶ Die Art und Anzahl der Unsicherheiten des Planungsproblems determinieren die Komplexität der Planungsaufgabe. Die Güte der Entscheidung bzw. des Planungsverfahrens hängt somit wesentlich von der Erfassung und Verarbeitung der unsicheren Planungsparameter, dem Entscheidungsproblem, dem Betrachtungszeitraum sowie den Daten der Ausgangssituation ab.

Das Risiko einer Entscheidungssituation kann in das Kalkül eines rational handelnden Entscheidungsträgers einbezogen werden, wenn folgende Voraussetzungen vorliegen:⁷

¹ Wöhe, G.: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 18. Auflage, München 1993, S. 140.

² Preßmar, D. B.: Einsatzmöglichkeiten der elektronischen Datenverarbeitung für die simultane Produktionsplanung, in: Hansen, H. R. (Hrsg.), Informationssysteme im Produktionsbereich, München Wien 1975, S. 216.

³ Eisenführ, F., Weber, M.: Rationales Entscheiden, 2. Auflage, Berlin Heidelberg New York Tokyo 1994, S. 212.

⁴ Als Ergebnisse werden unsichere Tatbestände als Konsequenzen von Handlungsalternativen verstanden; vgl. Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 20.

⁵ Scharpf, P., Epperlein, J. K.: Risikomanagement derivativer Finanzinstrumente, BFuP, 47. Jahrgang, 1995, S. 222 ff.

⁶ Wöhe, G.: a.a.O., S. 155 f.

⁷ Der Begriff "rational" wird hier im Sinne von widerspruchsfrei verwendet; vgl. Abschnitt 2.2.2. zur näheren Erläuterung des Begriffs der Rationalität.

- ein widerspruchsfreies Zielsystem nach dem gehandelt wird;
- Handlungsalternativen, zwischen denen der Entscheidungsträger wählen kann;
- Kenntnis der resultierenden Deckungsbeiträge (Ergebnisse) möglicher Handlungsalternativen;⁸
- Wahrscheinlichkeitszuordnungen zu den unsicheren Planungsparametern (Umweltzuständen);
- Modellierbarkeit des Risikos in einem praktisch einsetzbaren Lösungsmodell.

Sind die einzelnen Voraussetzungen gegeben, kann das Risiko der Beschaffungsentscheidung in den Entscheidungsprozeß einbezogen werden. In Kapitel 2 werden die Voraussetzungen dafür dargelegt und insbesondere auf die Modellierung des Risikos eingegangen. Die Implikationen der in dieser Arbeit vorgestellten Operationalisierung des Risikos für die Rationalität der Entscheidung schließen das Kapitel ab.

2.2 Planung

2.2.1 Planung in der Unternehmung

Planungen innerhalb der Unternehmung werden aufgrund des Planungshorizonts in die strategische, die taktische und die operative Planung unterteilt.⁹ Die Relevanz des Planungshorizonts liegt in der potentiellen Aussagekraft der Planungsbedingtheit durch den Zeithorizont und der Widerspiegelung der Zielhierarchie der Unternehmung.

Bei der strategischen oder langfristigen Planung handelt es sich um die oberste Ebene der Planungshierarchie. Die globale Zielsetzung einer Unternehmung in einem marktwirtschaftlichen System besteht im allgemeinen in der langfristigen Gewinnmaximierung.¹⁰ Die Unternehmensleitung entscheidet über die erforderlichen Maßnahmen, um dieses Ziel zu erreichen. Da die Unsicherheit aufgrund des betrachteten Zeitraums groß ist, kann die langfristige Planung im wesentlichen nur zu Grundsatzentscheidungen der Unternehmungsführung führen.

Nach diesen Grundsatzentscheidungen folgt die Zielfestlegung der mittelfristigen bzw. taktischen Planung, die konkreter als die strategische Planung zu gestalten ist. Aufgrund der taktischen Planung wird entschieden, welche konkreten Maßnahmen zu ergreifen sind, um das langfristige Ziel zu erreichen. Dabei handelt es sich nicht mehr um einen einzigen Plan, sondern um verschiedene Teilpläne. Es entsteht das Problem der Koordination dieser Teilpläne, weil es sich einerseits um

⁸ Die Anzahl der möglichen Ergebnisse läßt sich mathematisch als Produkt aus Handlungsalternativen, den Freiheitsgraden der Produktionsfunktion und den möglichen Ausprägungen der unsicheren Planungsparameter ermitteln.

⁹ Schierenbeck, H.: Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre, 10. Auflage, München 1989, S.103.

¹⁰ Wöhe, G.: a.a.O., S. 42.

interdependente Beziehungen zwischen Teilplänen handelt, andererseits aufgrund der Datensituation und Komplexität des Planungsproblems keine simultane Lösung möglich ist.¹¹

Auf der untersten Ebene der Planungshierarchie, der operativen Planung, besteht das Ziel in der Erfüllung der Vorgaben der taktischen Planungen. Wegen dieser Vorgaben einerseits sowie der kurzfristigen Zeitperiode andererseits sind viele Daten mit hohem Detaillierungsgrad zu berücksichtigen. Entscheidungen, die aufgrund der kurzfristigen Planung fallen, sind in der Regel nicht korrigierbar, da sie innerhalb eines kurzen Zeitraums umgesetzt werden. Die Güte der operativen Planung hat demzufolge Auswirkungen auf die Realisierbarkeit der mittelfristigen Planung. Die Ergebnisse der operativen Planung dienen zusätzlich der Plankontrolle für die mittel- und langfristige Planung.

Über die Finanzplanung wiederum sind alle Teilplanungen indirekt miteinander verbunden, denn ein langfristiger maximaler Gewinn kann nur unter der Bedingung ausreichender Liquidität zu allen Zeitpunkten erreicht werden.

Der Planungsprozeß läßt sich allgemein in folgenden zeitlichen Ablauf einordnen:¹²

- Problemerkennung und -formulierung,
- Problemanalyse,
- Festlegung des Planungsziels,
- Entwicklung eines Lösungsmodells,
- Anwendung eines Lösungsverfahrens und
- Ergebnisaufbereitung der Entscheidungsmöglichkeiten.

Theoretisch unterliegt dieser zeitliche Ablauf dem Prinzip der permanenten Rückkopplung. In der Praxis liegt häufig ein hierarchischer Planungsablauf ohne Rückkopplung vor.¹³ Je mehr Freiheitsgrade zu berücksichtigen sind, desto häufiger und wichtiger werden die Kontrollen der Planung, da die Wahrscheinlichkeit steigt, daß sich die Planungsergebnisse von einer realisierbaren Lösung entfernen.

¹¹ Ebenda, S. 155.

¹² Preßmar, D.B.: Computergestützte Planung und mathematische Programmierung, in: Isermann, H. et. al. (Hrsg.), Proceedings in Operations Research, Berlin Heidelberg Tokyo 1986, S. 28.

¹³ Adam, D.: Aufbau und Eignung klassischer PPS-Systeme, in: SzU, Band 38, Wiesbaden 1988, S. 16.

Die Komponenten des Planungsprozesses dienen der Planungsdurchführung. Sie werden eingeteilt in Planungsziel, Planungsdaten, Lösungsmodelle und Lösungsverfahren.¹⁴

2.2.2 Rationale Beschaffungs- und Produktionsplanung

Im Gütersystem liegt die Produktion zeitlich wie sachlich zwischen den Bereichen Absatz und Beschaffung. Die Produktionsplanung geht in Abgrenzung zur Investitionsplanung ausschließlich von real existierenden Gegebenheiten aus. Diese Tatsache beschränkt die Fristigkeit der Planung und grenzt den Planungsumfang ein. Die Beschaffungs- und Produktionsplanung wird deshalb zu den kurzfristigen Planungen der Unternehmung gezählt.¹⁵

Die Beschaffungs- und Produktionsplanung sind hochgradig interdependent. Für die Produktionsplanung ist die Beschaffung der Produktionsfaktoren als Restriktion zu betrachten, da ausschließlich die im Zeitpunkt der Produktion vorhandenen Produktionsfaktoren verarbeitet werden können. Umgekehrt kann die Bewertung der möglichen Beschaffungsalternativen nur anhand der Produktionsfunktion durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird die Beschaffungsplanung im folgenden als integraler Bestandteil der Produktionsplanung aufgefaßt. Die zukünftige Produktionsplanung terminiert die Auswahlkriterien der Beschaffungsalternativen unter den Restriktionen der Beschaffungsmärkte.

Die Produktionsplanung wird allgemein unterteilt in die Produktionsprogrammplanung, in der das Produktionsprogramm zu planen ist, und in die Programmablaufplanung, in der das Produktionsprogramm im Zeitablauf integriert wird.¹⁶

Das Ziel der Beschaffungs- und Produktionsplanung besteht in der Erfüllung höherrangiger Vorgaben aus den mittel- bis langfristigen Zielen sowie in der optimalen Nutzung verbliebener Freiheitsgrade im Rahmen einer eigenen Zielsetzung.¹⁷ Das Zielsystem beinhaltet die Zielgrößen und deren Präferenzen für den Planenden. Diese Präferenzen werden im allgemeinen in Arten-, Höhen- Risiko- und Zeitpräferenzen unterschieden.¹⁸

¹⁴ Planungsdaten sind originäre, zum Zeitpunkt der Problemerkennung vorhandene Daten. Diese beinhalten den Planungszeitraum, die vorhandenen Parameter, deren Wahrscheinlichkeiten und deren Zusammenhänge.

¹⁵ Der Zeithorizont beschränkt sich nach einer Untersuchung von Fleischmann auf maximal 6 Monate, [Fleischmann, B.: Operations Research-Modelle und -Verfahren in der Produktionsplanung, in: ZfB, 58. Jahrgang, 1988, S. 347 - 372].

¹⁶ Gutenberg [Gutenberg, E.: Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre, Band I: Die Produktion, 23. Aufl., Berlin Heidelberg New York 1979, S. 149] geht zusätzlich von einer Bereitstellungsplanung der Produktionsfaktoren aus.

¹⁷ Preßmar, D. B.: Betriebswirtschaftliche Planung und mathematische Optimierung, in: Hansmann, K.-W., Scheer, A.-W. (Hrsg.), Praxis und Theorie der Unternehmung, Festschrift für H. Jacob, Wiesbaden 1992, S. 278.

¹⁸ Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre, 9. Auflage, München 1996, S. 27.

Die Rationalität des Zielsystems wird in der Literatur durch ein widerspruchsfreies Zielsystem, nach dem auch gehandelt wird, begründet.¹⁹ Fraglich ist, welche Präferenzrelationen für das rationale Zielsystem der Beschaffungsplanung zu berücksichtigen sind. Eine Unterscheidung nach Artenpräferenzen ist bei einer Beschränkung auf eine einzige monetäre Zielgröße nicht notwendig. Die Höhenpräferenz ist eine Vorschrift über das erstrebte Ausmaß der Zielgröße. Sie wird durch eine Maximierungsregel, wie die der Gewinnmaximierung, erfüllt.²⁰ Für die Beschaffungs- und Produktionsplanung wird im folgenden angenommen, daß der Planungszeitraum sowie der Zeitpunkt der Planung fixiert sind und eine Zeitpräferenz dementsprechend nicht berücksichtigt werden muß. Es bleibt damit die in dem Zielsystem zu berücksichtigende Risikopräferenz bestehen.

Für die betriebliche Anwendung hat das Zielsystem operational und koordinationsgerecht zu sein. Operationalität wird durch eine präzise und überprüfbare Zielformulierung erfaßt. Diese ist beim Ziel der Gewinnmaximierung unter Berücksichtigung von Risiko gegeben, sofern ein geeignetes Lösungsmodell und -verfahren gefunden werden kann. Die Koordination des Ziels der Produktionsplanung mit den Zielen anderer betrieblicher Teilbereiche kann in der Praxis durch eine integrierende Gesamtplanung gewährleistet werden.

Werden die Koordinationsanforderungen aus der mittelfristigen Planung als Restriktionen in das Produktionsplanungsmodell eingebracht, entspricht die Deckungsbeitragsmaximierung dem monetären Teil des Ziels der Produktionsplanung. Die Deckungsbeitragsmaximierung ist gleichbedeutend mit der Gewinnmaximierung unter Berücksichtigung der Freiheitsgrade im Rahmen des kurzfristigen Planungszeitraums. Eine Kostenminimierung als Ziel der Beschaffungsplanung ist möglich, sofern die Produktionsausbeute, und damit die Erlössituation, im Planungszeitpunkt vollständig determiniert ist. Da die Deckungsbeitragsmaximierung über einen Zeitraum definiert ist, kann diese zur Lösungsmodellvereinfachung unter Berücksichtigung eines relevanten Engpasses in vielen Fällen durch eine Minimierung der Durchlaufzeiten approximiert werden.²¹

2.2.3 Lösungsmodell

Das Lösungsmodell bildet die Realität auf einer abstrakten Ebene unter Beibehaltung der wesentlichen Zusammenhänge der Planungsdaten in Abhängigkeit vom Planungsziel ab.

¹⁹ Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 2 ff. Hier wird noch zusätzlich zwischen objektiver Rationalität (unabhängig beobachtbarer) und subjektiver Rationalität (intendierter Rationalität aufgrund subjektiv wahrgenommener Informationen) unterschieden [S.6]. Da bei der betrieblichen Entscheidung selten alle relevanten Informationen im Planungszeitpunkt vorliegen, kann objektive Rationalität praktisch nie erreicht werden.

²⁰ Die Präferenzfunktion ist auf die Menge der Ergebnisse definiert und hat die Eigenschaft, daß die verschiedenen Handlungsalternativen aufgrund der zugehörigen Präferenz beurteilt werden können. Der Begriff Präferenzfunktion wird als Oberbegriff von Nutzenfunktion [vgl. Abschnitt 2.5.2.] und Entscheidungsprinzip aufgefaßt.

²¹ Zielvorgaben der Praxis orientieren sich an Durchlaufzeiten sowie Termintreue und weniger an der Deckungsbeitragsoptimierung, [Hackstein, R.: Produktionsplanung und -steuerung: PPS, Düsseldorf 1984, S. 17]., da diese häufig der Engpaß sind und damit den Deckungsbeitrag determinieren.

Das Ziel der Modellierung selber besteht darin, das Planungsproblem in eine Darstellungsweise zu überführen, die eine Problemlösung ermöglicht, d. h. die verbale Problembeschreibung ist in eine mathematische Schreibweise zu konvertieren. Daran schließt sich die Berechnung eines Planungsergebnisses an,²² das eine für die Umsetzung der Planung realistische Lösung sein muß. Die Art des Lösungsmodells beeinflusst grundsätzlich den Grad der Abbildungsgenauigkeit des Modells auf die Realität,²³ während der Detaillierungsgrad des Modells von den Planungsdaten sowie der Zielsetzung abhängt.

Der Umfang des Lösungsmodells ist damit abhängig von der Anzahl der Planungsdaten und den Freiheitsgraden der Entscheidung. Um ein Optimum der Modellgenauigkeit festzulegen, ist zwischen dem Grenznutzen der Modellerweiterung und dem zusätzlichen Arbeitsaufwand abzuwägen.

Die Planungsdaten des Produktionsplanungsverfahrens umfassen die Faktoreinsatzqualitäten und Produktspezifikationen, die Produktionsfunktion sowie die Umweltparameter mit deren Beziehungen und Unsicherheiten. Streng kausale Beziehungen zwischen Produktion und Umwelt ergeben sich durch Güterflüsse und Güterpreise.²⁴ Die Komplexität des Planungsproblems wird determiniert durch die Produktionsfunktion, den Detaillierungsgrad, den Grad der Berücksichtigung von sachlichen Interdependenzen und der Berücksichtigung von zeitlichen Interdependenzen durch die Dynamisierung sachlicher Beziehungen.²⁵

2.2.4 Lösungsverfahren

Die Zielsetzung des Lösungsverfahrens ist die Optimierung der Freiheitsgrade des Lösungsmodells bezüglich dem Ziel der Beschaffungsplanung. Das Lösungsverfahren ist im Idealfall unabhängig vom Lösungsmodell. Dieser Idealfall ist in der Praxis nicht vollständig zu erreichen, weil das konkrete Lösungsverfahren aufgrund von Modellrestriktionen Einfluß auf die Zielformulierung nimmt.²⁶ Ein realistisches Planungsziel sowie das Lösungsverfahren werden vom Beginn der Planung an von den Planungsparametern beeinflusst. Mögliche Lösungsverfahren, die zu einem sinnvollen Planungsvorgang führen, sind im Anschluß an die Problemanalyse, spätestens bei Festlegung des Ziels, determiniert. Um ein sinnvolles Lösungsverfahren zu entwickeln, sind daher Planungsdaten,

²² Luft, A. L.: Bottom-up und Top-down-Vorgehensweise beim Datenbankentwurf - Ein Beitrag zur pragmatischen und methodischen Fundierung des Datenbankentwurfs, Angewandete Informatik 11/95, S. 458.

²³ Preßmar, D. B.: Betriebswirtschaftliche Planung und mathematische Optimierung, in: Hansmann, K.-W., Scheer, A.-W. (Hrsg.), Praxis und Theorie der Unternehmung, Festschrift für H. Jacob, Wiesbaden 1992, S. 279. In einem linearen Lösungsmodell können beispielsweise ausschließlich lineare Beziehungen abgebildet werden. Abhängig von der Art der Linearisierung nicht linearer Beziehungen entsteht eine Modellabweichung von der Realität.

²⁴ Gutenberg, E.: a.a.O., S. 492 f.

²⁵ Preßmar, D. B.: Einsatzmöglichkeiten der elektronischen Datenverarbeitung für die simultane Produktionsplanung, a.a.O., S. 220.

²⁶ vgl. Preßmar, D. B.: Computergestützte Planung und mathematische Programmierung, a.a.O., S. 278.

Lösungsmodell sowie Zielvorstellung aufeinander abzustimmen.²⁷ Im folgenden werden die Grundlagen zur Auswahl des geeigneten Lösungsverfahrens für die Raffination in Kapitel 3 geschaffen.

Zur Lösung von Optimierungsproblemen, wie der Beschaffungsplanung, ist grundsätzlich zwischen heuristischen und optimierenden Lösungsverfahren zu unterscheiden.

Optimierende Verfahren bestimmen die optimale Lösung, während heuristische Verfahren nicht das Optimum ermitteln, sondern sich mit "guten" Lösungen begnügen. Heuristische Modelle werden von einfachen Prioritätsregeln bis hin zum Einsatz Genetischer Algorithmen mit unterschiedlichsten Lösungstechniken bewältigt. Diese Techniken haben sich in der Vergangenheit aufgrund ihrer Flexibilität und Anpassungsfähigkeit gegenüber den optimierenden Verfahren bei der Produktionsplanung durchgesetzt.²⁸

Optimierende Verfahren basieren überwiegend auf der Linearen Programmierung. Ist ein Planungsproblem als Lineares Beziehungssystem modellierbar, ist eine optimale Lösung unter simultaner Berücksichtigung aller Interdependenzen möglich.

In die Klasse der heuristischen Verfahren sind Simulationen, Entscheidungsregeln, Expertensysteme, Neuronale Netze und Genetische Algorithmen einzuordnen.²⁹ Mit Simulationen und Entscheidungsregeln können für die Praxis ausreichend gute Ergebnisse erzielt werden,³⁰ während Expertensysteme aufgrund der hohen Modellierungs- und Lösungszeitanforderungen generell nicht für die Produktionsplanung geeignet sind.³¹ Genetische Algorithmen stehen erst am Anfang ihrer Entwicklung, so daß ihre Tauglichkeit für den praktischen Einsatz noch erwiesen werden muß. Die Ansätze, insbesondere Hybridstrategien, bei denen Genetische Algorithmen die Topologie eines Neuronalen Netzes optimieren, sind vielversprechend für einen Einsatz als Lösungsverfahren.³²

²⁷ Wöhe, G.: a.a.O., S. 767.

²⁸ Preßmar, D. B.: LP Models in Production Planning and Control, in: Fandel, G., Gullledge, Th., Jones, A. (Hrsg.), New Directions for Operations Research in Manufacturing, DGOR/ORSA-Proceedings, Berlin Heidelberg 1992, S. 91.

²⁹ Preßmar, D. B.: Computergestützte Planungssysteme, in: Szilahi-Szabo, M. G. (Hrsg.), Kleines Lexikon der Informatik und Wirtschaftsinformatik, München Wien 1995, S. 434.

³⁰ Hummeltenberg, W., Preßmar, D. B.: Vergleich von Simulation und Mathematischer Optimierung an Beispielen der Produktions- und Ablaufplanung, OR-Spektrum, 1989, Bd. II, S. 228; Kempkens, W.: Optimierung - Schneller bedient, in: Wirtschaftswoche, Nr. 44, vom 26.10.1995, S. 162.

³¹ Gabriel, R., Frick, D.: Expertensysteme zur Lösung betriebswirtschaftlicher Problemstellungen, in: ZfbF 43, 6/1991, S. 559.

³² Rojas, P.: Theorie der neuronalen Netze; Eine systematische Einführung, Berlin Heidelberg 1993, S. 398; Thomason, M.: Genetic Training Option v. 2.53, Product Review, in: Neurovest Journal, January/February 1994, U.S.A., S. 25 f.

Heuristische Verfahren lassen keine exakte Aussage über die Güte der Lösung des Planungsproblems zu, da das Planungsoptimum durch die Lösungsmodellstruktur nicht nachgewiesen werden kann. Demzufolge ist eine immanente Unsicherheit über die Güte der Planungsergebnisse gegeben.

Die Relevanz und Güte einer möglichen Planungslösung hängt entscheidend von der Modellgenauigkeit ab. Eine simultane Lösung, die theoretisch jeder Sukzessivplanung vorzuziehen ist, kann mit Hilfe der Mathematik gelöst werden. Die erzielten Ergebnisse sind jedoch nur bei Datensicherheit zutreffend, d. h. die Modellstruktur, sowie alle Bewertungen, Kosten, Preise und Zeiten, sind sicher. Dieser Fall ist in der Praxis selten gegeben. Eine mathematische Auswertung ist im Ansatz dennoch besser als alle anderen Verfahren der Optimierung, da die Unsicherheiten der Planungsparameter auch bei anderen Lösungsverfahren zu berücksichtigen sind.

Zu den optimierenden Planungsverfahren gehören die Lineare Optimierung (LP), die Ganzzahlige und Gemischt-Ganzzahlige Optimierung sowie die Nichtlineare Optimierung.³³

Das klassische optimierende Planungsverfahren ist die Lineare Programmierung. Bereits im Jahre 1963 gab es zur Produktionsplanung einen Ansatz von Adam.³⁴ In den achtziger Jahren wurden LP-Modelle mit Ausnahme der Raffination aufgrund folgender Probleme für die Produktionsplanung nicht mehr eingesetzt:³⁵

- verfügbare Planungsansätze konnten die Realität nicht abbilden,
- exakte mathematische Optimierungen waren zu aufwendig,
- maschinelle Planungsansätze waren zu inflexibel,
- Informationslücken und Datenunsicherheit standen einer exakten Lösung entgegen,
- Schnittstellen zu anderen Systemen und
- Benutzerfreundlichkeit fehlten.

Aufgrund der Koppelproduktion einer Raffinerie hatte sich das LP-Verfahren schnell für die Produktionsplanung der Raffination durchgesetzt und wurde bis heute beibehalten. Die Probleme der inflexiblen maschinellen Planungsansätze, der fehlenden Schnittstellen zu anderen Systemen und die fehlende Benutzerfreundlichkeit sind heute aufgrund der Durchdringung der EDV in allen

³³ Preßmar, D. B.: Computergestützte Planungssysteme, a.a.O., S. 434.

³⁴ Adam, D.: Simultane Ablauf- und Programmplanung bei Sortenfertigung mit ganzzahliger linearer Programmierung, in: ZfB, 33. Jahrg., 1963, S. 234 - 245.

³⁵ Preßmar, D. B.: Einsatzmöglichkeiten der elektronischen Datenverarbeitung für die simultane Produktionsplanung, a.a.O., S. 219; ders.: Computergestützte Planung und mathematische Programmierung, a.a.O., S. 28.

betrieblichen Teilbereichen nicht mehr gültig. Das LP-Verfahren als Teil eines integrierten Planungssystems ist wieder praxisrelevant.³⁶

2.3 Risiko

2.3.1 Datenunsicherheit

Risiko ist als Unsicherheit über das Eintreten von Ergebnissen, denen Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden können, definiert. Die Datenunsicherheit ist somit die Ursache des Risikos. Da die Datenunsicherheit eine einfache Ermittlung von Planungsergebnissen verhindert, wird sie auch als das Grundproblem der Planung bezeichnet.

Die Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Planung erfordert einen bewußten Modellierungsaufwand des Planungsproblems und ist in der Anwendung aufwendig. Die bewußte Ausklammerung von Unsicherheiten der Planungsdaten simplifiziert die Planungsdurchführung. Es wird dann jedoch eine sub-optimale Entscheidung in Kauf genommen, da möglicherweise vorhandene Präferenzen bezüglich der möglichen Ausprägungen von Unsicherheiten der Planungsrealisation nicht in die Entscheidung einbezogen werden.

Mit steigender Komplexität des Planungsproblems steigen die möglichen Einflußfaktoren der Umweltzustände auf die Menge möglicher Planungsergebnisse. Die Konsequenz ist eine Abhängigkeit der Komplexitätsstärke des Planungsproblems von der Unsicherheit der Planungsparameter. Ein ähnlicher Zusammenhang besteht zwischen dem Planungszeitraum und der Unsicherheit der Planungsdaten. Mit der Länge des Planungszeitraums erhöht sich in der Regel die Anzahl der möglichen Umweltzustände. Deshalb steigt die Unsicherheit der Planungsergebnisse mit Erweiterung des Planungshorizonts. Da in einem Planungsmodell aufgrund der Komplexität der Realität nur die Wirkung der wesentlichen Umwelteinflüsse auf das Planungsergebnis modelliert werden kann, verliert das Modell mit steigender Entfernung von der deterministischen Ausgangslage zwangsläufig an Abbildungsgenauigkeit.³⁷

Für den Prozeß der Beschaffungsplanung werden in dieser Arbeit die Unsicherheiten aufgrund ihrer Ursachen unterschieden. Diese Unterteilung führt in Kapitel 4 zu einer entsprechenden Klassifizierung der Risiken.

Die Unsicherheiten der Preise beinhalten Unsicherheiten bezüglich der geplanten Preise sowie Preiselastizitäten des Absatzes und der Beschaffung.

³⁶ Preßmar, D. B.: Datenverarbeitung in der Produktion, in: Wittmann, W. et. al. (Hrsg.), Handwörterbuch der Betriebswirtschaft (5. Aufl.), Stuttgart 1993, S. 718.

³⁷ Wöhe, G.: a.a.O., S. 153.

Unter der Voraussetzung, daß die Markträumung im Realisationszeitraum durch Gleichgewichtspreisbildung bei Ausgleich von Angebot und Nachfrage erreicht wird, sind die Preise und Marktannahmen im Planungszeitpunkt unsicher. Da bei der Raffination wegen geringer Produktenlagerkapazitäten von einer Markträumung durch Gleichgewichtspreisbildung ausgegangen werden kann, kann die Unsicherheit der Marktannahmen durch die Unsicherheit des Gleichgewichtspreises bei durch die Produktion vorgegebenen Mengen abgebildet werden. Die Höhe der Preisunsicherheit wird durch das spezifisch hergestellte Produkt, den Planungszeitraum und die Einflußnahme des Raffineurs auf das Marktgleichgewicht determiniert.

Unsicherheiten hinsichtlich der Qualitäten geplanter Faktoreinsatzstoffe sowie Qualitätsschwankungen von Zwischen- und Fertigprodukten haben in Abhängigkeit von der Produktionsfunktion Einfluß auf die Wertschöpfung der Produktion. Aus diesem Grund ist die Berücksichtigung von Qualitätsunsicherheiten für die Optimierung der Produktionsplanung von Bedeutung.

Unsicherheiten bezüglich der Produktionsfunktion umfassen die Realisation der Parameter der Produktionsfunktion zum Zeitpunkt der Produktion und deren Abbildungsgenauigkeit im Planungszeitraum.

Die Planung geht von einem bestimmten Zustand der Anlagen innerhalb des Produktionsprozesses aus. Dieser Zustand kann im Zeitpunkt seiner Realisation von dem geplanten Zustand abweichen: Produktionsanlagen können in der Kapazität eingeschränkt sein, ausfallen oder die Einsatz-Ausbeute-Funktion kann verändert sein.

Die Planung des physischen Verarbeitungsprozesses von Rohstoffen zu Produkten unterliegt damit der Unsicherheit über den Zustand der Produktionsanlagen im Verarbeitungszeitraum.

2.3.2 Entscheidung unter Risiko

Die Entscheidung unter Risiko wird häufig von der Entscheidung unter Ungewißheit und der Entscheidung unter Sicherheit abgegrenzt.³⁸

Bei einer Entscheidung unter Ungewißheit wird die Möglichkeit der Zuordnung von Wahrscheinlichkeiten zu möglichen Ergebnissen negiert. Eine Entscheidung unter Sicherheit liegt vor, wenn die Ergebnisse aus den Handlungsalternativen determiniert sind. Die Relevanz der Entscheidung unter Sicherheit kann aufgrund der Zukunftsbezogenheit einer Entscheidungssituation jedoch nur von untergeordneter Bedeutung sein. Entscheidungen unter Ungewißheit sind in der Praxis selten, da der Entscheidungsträger den möglichen Ergebnissen aus den Handlungsalternativen zumindest grobe subjektive Wahrscheinlichkeiten zuordnen kann. Eine völlige Unsicherheit des Entscheidungsträgers hinsichtlich der Wahrscheinlichkeiten aller möglichen Ereignisse ist nur in Ausnahmefällen gegeben.

³⁸ Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 17.

Die Entscheidungssituation unter Risiko ist deshalb in der Praxis die weitaus häufigste Situation.³⁹ Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit nur die Entscheidungssituation unter Risiko betrachtet.

2.3.3 Wahrscheinlichkeitsinterpretationen

Es wird in der Literatur zwischen frequentistischen, symmetrischen und subjektiven Wahrscheinlichkeitsinterpretationen unterschieden.⁴⁰

Die frequentistische Wahrscheinlichkeit ist an die Voraussetzung der identischen Wiederholbarkeit eines Vorgangs gebunden und basiert demzufolge die Wahrscheinlichkeitsermittlung auf gemessene relative Häufigkeiten.

Die symmetrische Wahrscheinlichkeitsinterpretation geht von der gleichen Wahrscheinlichkeit für Ereignisse aus. Diese Interpretation ist für Glücksspiele, wie beim Werfen eines Würfels, relevant.⁴¹

Die frequentistische und die symmetrische Wahrscheinlichkeitsinterpretation sind unabhängig vom Entscheidungsträger und werden deshalb häufig zu dem Begriff der objektiven Wahrscheinlichkeit zusammengefaßt: Die Verteilung der möglichen Ergebnisse ist durch den Ablauf der Auswahl eines Ergebnisses objektiv determiniert und von der Einstellung des Entscheidungsträgers unabhängig.

Der Schluß von einer bekannten relativen Häufigkeit auf unbekannte Fälle ist jedoch subjektiv. Damit ist zumindest zweifelhaft, ob objektive Wahrscheinlichkeiten in der Realität existieren.

Eine subjektive Wahrscheinlichkeit liegt vor, wenn die Wahrscheinlichkeit von der Einschätzung des Entscheidungsträgers abhängt. Diese Abhängigkeit ist immer dann gegeben, wenn keine objektiv bestimmbare Verteilung der möglichen Ergebnisse vorliegt. Der Entscheidungsträger muß in diesem Fall die Verteilung der möglichen Ergebnisse und deren Wahrscheinlichkeiten auf subjektiver Grundlage ermitteln. Diese Situation ist die in der Praxis die weitaus häufigere.⁴²

Die Theorie der Entscheidung unter Risiko begnügt sich mit dem Vorliegen subjektiver Wahrscheinlichkeiten, so daß sich die Kriterien für die Ermittlung der Prognose der Wahrscheinlichkeit aus praktischen Erwägungen ergeben.⁴³ Je akkurater die Prognose der Wahrscheinlichkeiten ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit einer optimalen Entscheidung im Sinne des Zielsystems. Demzufolge haben die angewandten Prognoseverfahren zur Ermittlung der Ergebnisse und ihrer Verteilung einen erheblichen Einfluß auf den praktischen Wert des Entscheidungsprozesses für den Entscheidungsträger. Dies bedeutet, daß Ergebnisse auf Basis empirischer Untersuchungen zur Beurteilung eines Lösungsmodells nicht unabhängig von den angewandten Prognoseverfahren sind. Aus diesem Grund werden im empirischen Teil der

³⁹ Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 19; Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 68.

⁴⁰ French, S.: Decision Theory, Chichester 1986, S. 66 f und Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 153 f.

⁴¹ Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 152.

⁴² Ebenda, S. 153.

⁴³ French, S.: a.a.O., S. 234.

Untersuchung in Kapitel 6 unterschiedliche Prognoseverfahren herangezogen, um den Effekt des angewandten Prognoseverfahrens von der Auswirkung der Entscheidung unter Risiko in verschiedenen Lösungsmodellen zu separieren.

2.3.4 Risikoeinstellung

Die Feststellung der Risikoeinstellung ist zur Modellierung der konkreten Präferenzfunktion des Entscheidungsträgers notwendig. Nur bei Kenntnis dieser Präferenzfunktion läßt sich die Handlungsalternative ermitteln, die die Präferenz maximiert und damit die optimale Entscheidung darstellt.

Die möglichen Risikoeinstellungen sind Risikosympathie, Risikoindifferenz und Risikoaversion⁴⁴, wobei vor allem die Risikoaversion von betriebswirtschaftlicher Relevanz ist.⁴⁵

2.4 Erwartungswert-Varianz-Modell

2.4.1 Einführung

Das Erwartungswert-Varianz-Modell (E-V-Modell) wurde 1952 von H. M. Markowitz im Zusammenhang mit Kapitalmarktselektionsentscheidungen veröffentlicht.⁴⁶

Dieses Modell wird als Grundmodell der Portfolioselektionsmodelle des Kapitalmarktes aufgefaßt. Aufgrund der Vielzahl von Handlungsalternativen (Kombinationsmöglichkeiten von Anlagen zu einem Portfolio) und der Relevanz der Optimierung der Portfoliozusammenstellung für Kapitalmarktmanager ist ein quantitativer Ansatz zur Portfolioselektion auf Basis der Entscheidungstheorie Gegenstand großen Interesses in der theoretischen und praktischen Finanzwirtschaft.⁴⁷

Das E-V-Modell beruht auf den Parametern Erwartungswert (μ) und Varianz (σ^2) der Ergebnisverteilung. Das Risiko wird durch die Standardabweichung (σ) quantifiziert.⁴⁸

⁴⁴ Weitere Erläuterungen zu den Definitionen der Risikoeinstellungen French, S.: a.a.O., S. 177 f und Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, U.S.A. 1959, Reprint 1993, S. 287 und Bamberg, G., Coenenberg, A. G.: a.a.O., S. 80 ff.

⁴⁵ Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 216. Risikoaversion bedeutet, daß ein geringer Gewinn unter Sicherheit einem höheren Gewinnerwartungswert unter Unsicherheit vorgezogen wird, [The Economist: The Mathematics of Markets: A Survey of the Frontiers of Finance, Supplement, October 9th, 1993, S. 8].

⁴⁶ Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, The Journal of Finance, No. 7, March 1952, S. 77 ff.

⁴⁷ The Economist: The Mathematics of Markets: A Survey of the Frontiers of Finance, Supplement, a.a.O., S. 5 f.

⁴⁸ Die Standardabweichung ist nach einer empirischen Untersuchung auch eine gute Approximation alternativer Risikomessungen, wie z. B. der Semivarianz oder der absoluten Abweichung vom Mittelwert. Cooley, P. L., Roenfeldt, R. L., Modani, K. N.: Interdependence of Market Risk Measures, The Journal of Business, Vol. 50, No. 3, July 1977, S. 362.

Im E-V-Modell wird die Anzahl der zu betrachtenden Portfolios auf eine Menge effizienter Portfolios reduziert, die unabhängig von der konkreten Präferenz eines risikoaversen Entscheidungsträgers allen anderen Portfolios überlegen ist. Die Portfolioselektionsproblematik wird somit unabhängig von der konkreten Präferenz der Einzelanleger auf eine Selektionsentscheidung innerhalb des Effizienten Sets reduziert. Diese Problemreduktion ist der Grund, warum das E-V-Modell häufig die Entscheidungsgrundlage für die Portfolioselektion von Investmentfonds bildet. Die konkrete Selektion eines expliziten Portfolios aus dem Effizienten Set erfolgt dann in einem zweiten Schritt anhand der konkreten Präferenzfunktion.⁴⁹

Die Verfahrensweise des E-V-Modells kann auf andere Bereiche der Betriebswirtschaft zur Entscheidung unter Risiko übertragen werden. In dieser Arbeit wird das E-V-Modell auf die Beschaffungsplanung der Raffination übertragen. Aufgrund der Relevanz der Implikationen des E-V-Modells für diese Arbeit wird dessen Wirkungsweise ausführlich dargestellt.

2.4.2 Diversifikationseffekt

Der Diversifikationseffekt ist durch die Standardabweichung als Risikomaß begründet. Der Erwartungswert des Portfolioertrags ist die Summe der mit ihren Anteilen gewichteten Erwartungswerte der Anlagen. Das Gesamtrisiko, die Standardabweichung der Ertragsverteilung des Portfolios, entspricht jedoch nur im Ausnahmefall der Summe der Einzelrisiken. Dieser Ausnahmefall setzt voraus, daß die Einzelrisiken vollständig positiv korreliert sind. Die Existenz einer vollständigen Korrelation aller Einzelwerte setzt wiederum voraus, daß alle im Portfolio enthaltenen Anlagen unter allen Umweltbedingungen die gleiche relative Ertragserwartung untereinander aufweisen. Dies ist sogar bei Anlagen aus der gleichen Branche unwahrscheinlich. Aus diesem Grund ist das Gesamtrisiko des Portfolios generell geringer als die Summe der mit ihren Anteilen gewichteten Einzelrisiken.

Formelle Ermittlung der Standardabweichung:

Varianz des Portfolios: (2.0)
$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n a_i^2 \cdot \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n a_i a_j \cdot \sigma_{ij}$$

Erwartungswert des Portfolios: (2.1)
$$\mu_p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \mu_i$$

μ_p	= Erwartungswert des Portfolioertrags,
μ_i	= Erwartungswert des Ertrags der Anlage i,
σ_p^2	= Varianz des Portfolios,

⁴⁹ Dies kann durch eine μ - σ -Regel geschehen, vgl.: Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 88 ff. und Abschnitt 2.5.2.

σ_p	= Standardabweichung des Portfolios,
σ_i^2	= Varianz der Anlage i,
σ_i	= Standardabweichung der Anlage i,
σ_{ij}	= Kovarianz der Anlage i mit Anlage j,
r_{ij}	= Korrelationskoeffizient der Anlagen i und j,
a_i	= Gewichtung der Anlage i im Portfolio,
n	= Anzahl der Anlagen im Portfolio.

Während μ_p eine Addition der mit a_i gewichteten einzelnen Erwartungswerte ist, hängt die Varianz des Portfolios auch von den Kovarianzen der Einzelanlagen ab. Die Kovarianz der Erträge zweier Anlagen σ_{ij} nimmt ihren maximalen Wert bei vollständiger positiver Korrelation von σ_i und σ_j an. Demzufolge entspricht nur im Fall einer Korrelation von 1, gemessen durch den Korrelationskoeffizienten $r_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i \cdot \sigma_j}$, die Summe der mit ihren Anlagenanteilen gewichteten Standardabweichungen der Portfoliostandardabweichung.⁵⁰

Besteht ein Portfolio aus mehreren nicht vollständig korrelierten Anlagen, weist das Portfolio eine Standardabweichung auf, die kleiner als die Summe der mit ihren Anteilen gewichteten Standardabweichungen der Einzelanlagen ist. Dieser Fall wird als Diversifikationseffekt bezeichnet. Der Diversifikationseffekt steigt mit Zunahme der Einzelrisiken und Abnahme der Korrelation der Erträge.⁵¹

2.4.3 Beispiel: Diversifikationseffekt

Der Diversifikationseffekt wird an folgendem Beispiel verdeutlicht:⁵² Ein Portfolio kann aus zwei unterschiedlichen Anlagen A und B mit unterschiedlicher Ertragserwartung und Standardabweichung bestehen.

	Anlage A	Anlage B
μ	0.12	0.07
σ	0.08	0.09

Eine beispielhafte Iteration möglicher Korrelationen der Ertragserwartungen und Portfoliogewichtungen (a_i) ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Während die

⁵⁰ Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, 1959, a.a.O., S. 109 ff.

⁵¹ Wagner, W. H., Lau, S. C.: The Effect of Diversification on Risk, Financial Analysts Journal, November - December 1971. S. 48.

⁵² Schierenbeck, H.: a.a.O., S. 358 f.

Ertragserwartung linear mit der Reduktion von a_A abnimmt, sinkt die Standardabweichung erst überproportional, um dann wieder zuzunehmen. Nur im Fall $r_{AB} = 1$ ist die Änderung der Standardabweichung linear.

Gewichtung		Ertrag μ_P	Risiko:				σ_P
Anlage A	Anlage B		$r_{AB} = -1$	$r_{AB} = -0.5$	$r_{AB} = 0$	$r_{AB} = +0.5$	
1.00	0.00	12.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
0.80	0.20	11.0%	4.6%	5.7%	6.6%	7.5%	8.2%
0.60	0.40	10.0%	1.2%	4.3%	6.0%	7.3%	8.4%
0.53	0.47	9.7%	0.0%	4.2%	6.0%	7.3%	8.5%
0.40	0.60	9.0%	2.2%	4.7%	6.3%	7.5%	8.6%
0.20	0.80	8.0%	5.6%	6.5%	7.4%	8.1%	8.8%
0.00	1.00	7.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%

Tabelle 1: Risiko und Ertrag in Abhängigkeit von Korrelationen

Die grafische Aufbereitung dieses Beispiels bei verschiedenen Korrelationskoeffizienten verdeutlicht den Zusammenhang von Korrelation und Portfoliorisiko. In Abhängigkeit von der Korrelation der Anlagenerträge und der Gewichtung der Anlagen im Portfolio verändert sich das Portfoliorisiko. Je stärker der Korrelationskoeffizient gegen -1 tendiert, desto größer ist die Risikoreduktion durch den Diversifikationseffekt.⁵³ Im Fall von $r_{AB} = -1$ und einer Gewichtung von $a_A = 0.53$ und $a_B = 0.47$ ist das Portfoliorisiko gleich Null.

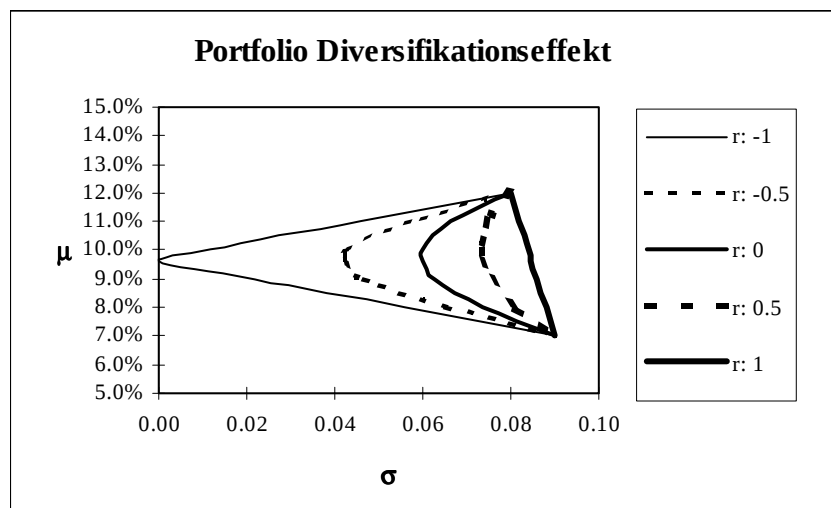


Abb. 1: Diversifikationseffekt

2.4.4 Effizientes Set

Im E-V-Modell wird eine Selektion effizienter Portfolios, beschrieben durch Paare von Erwartungswert des Ertrags (μ) und zugeordnetem Risiko (σ), durchgeführt. Demnach ist von allen

⁵³ Moser, B.: Modernes Portfoliomanagement und Informationstechnologie: Einzelne Analyseschritte und ihre technische Unterstützung, Bern, Stuttgart 1990. S.22.

Portfolios mit gleichen Ertragserwartungen das Portfolio mit der kleinsten Varianz vorzuziehen. Für alle unterschiedlichen Erwartungswerte gibt es ein Portfolio mit minimaler Varianz oder anders ausgedrückt, gibt es für jede Höhe der Varianz ein Portfolio mit dem höchsten Erwartungswert. Diese Portfolios sind in Bezug auf ihren Erwartungswert optimal diversifiziert. Im E-V-Modell wird die Menge dieser effizienten Portfolios als "Effizientes Set" bezeichnet.⁵⁴

Die Selektion effizienter Portfolios mit der geringsten Varianz aus der Menge der Anlagen A_1 bis A_n mit gleichen Ertragserwartungswerten ergibt sich aus der Minimierung der Portfoliovarianz σ_p^2 . σ_p^2 ist eine quadratische Funktion, deren Minimum durch einfache Ableitung und Nullsetzung der partiellen Ableitungen nach den Anteilen a_i der Anlagen am Portfolio bestimmt wird:⁵⁵

$$\begin{aligned}\frac{\partial \sigma_p^2}{\partial a_1} &= 2 a_1 \cdot \sigma_1^2 + 2 \cdot \sum_{i=2}^n a_i \cdot \sigma_{i1}, \\ \frac{\partial \sigma_p^2}{\partial a_2} &= 2 a_2 \cdot \sigma_2^2 + 2 \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 2}}^n a_i \cdot \sigma_{i2}, \\ &\cdot \\ &\cdot \\ \frac{\partial \sigma_p^2}{\partial a_n} &= 2 a_n \cdot \sigma_n^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} a_i \cdot \sigma_{in}.\end{aligned}$$

Zur Bestimmung des Minimums der Portfoliovarianz werden die ersten Ableitungen gleich Null gesetzt. Daraus ergibt sich ein lineares Gleichungssystem mit den Variablen a_i . Für die einzelnen a_i ergibt sich:

$$a_i = - \frac{\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n 2 a_j \cdot \sigma_{ij}}{2 \cdot \sigma_i^2} \quad \forall \sigma_i^2 \neq 0$$

Diese Lösung ist das Minimum der Portfoliovarianz, da die Kovarianz-Matrix positiv definiert ist.⁵⁶

Die Minimierung der Portfoliovarianz hat jedoch zusätzliche Nebenbedingungen zu erfüllen. So sind die Anteile a_i des Gesamtportfolios mit $\sum_{i=1}^n a_i = 1$ zu normieren, da die Portfolios das gleiche Vermögen oder die gleiche Kapazität repräsentieren müssen, um vergleichbar zu sein. Weiterhin gilt häufig die Nichtnegativitätsbedingung der Anlagen: Leerverkäufe sind nicht erlaubt ($a_i \geq 0$, $\forall i$).

⁵⁴ Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, 1959, a.a.O.: S. 129.

⁵⁵ Das Maximum der Varianz wird durch die maximale Menge des Assets mit der höchsten Einzelvarianz bestimmt, vgl. Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, 5th edition, New York Chichester Brisbane Toronto Singapore 1995, S. 99.

⁵⁶ Dies ist gültig unter der Bedingung einer invertierbaren Kovarianz-Matrix.

Die Minimierung der Portfoliovarianz unter diesen Nebenbedingungen ist ein quadratisches Minimierungsproblem.⁵⁷ Zur Berechnung aller Portfolios, die dem Effizienten Set angehören, hat Markowitz einen Algorithmus auf Basis des Simplexverfahrens entwickelt.⁵⁸ Der Algorithmus arbeitet von einer Startlösung, die als Portfolio mit dem absolut minimalen Risiko definiert ist, entlang der Effizienten Linie zum Portfolio mit dem höchsten Erwartungswert des Ertrags. Weitere Restriktionen, wie Minimum- und Maximum-Anteile, sowie Restriktionen zur Berücksichtigung von Transaktionskosten wurden später in das E-V-Modell eingebracht.⁵⁹

2.4.5 Beispiel: Effizientes Set nach Markowitz

Die Wirkungsweise des Selektionskriteriums nach Markowitz wird an einem Beispiel mit drei Anlagenalternativen verdeutlicht:

Beispiel: drei Anlagenalternativen					
Ertragserwartung	Standardabweichung	Kovarianz	Korrelationskoeffizient		
$\mu_A = 0.120$	$\sigma_A = 0.080$	$\sigma_{AB} = 0.0066$	$r_{AB} = 0.919$		
$\mu_B = 0.070$	$\sigma_B = 0.090$	$\sigma_{AC} = 0.0002$	$r_{AC} = 0.039$		
$\mu_C = 0.100$	$\sigma_C = 0.060$	$\sigma_{BC} = -0.0013$	$r_{BC} = -0.236$		

Tabelle 2: Effiziente Linie: Daten des Beispiels

In der folgenden Abbildung wird das Effiziente Set des Beispiels grafisch dargestellt. Die dargestellten effizienten Portfolios approximieren eine konkave Linie. Das Portfolio mit dem höchsten Ertrag, X_M , ist zwangsläufig im Effizienten Set enthalten, da es kein Portfolio mit höherem μ gibt. X_M stellt den Endpunkt der Effizienten Linie dar. Das Portfolio X_0 ist das Portfolio mit der geringsten Varianz und somit ebenfalls im Effizienten Set enthalten.

⁵⁷ vgl. Graves, R. L.: A Principal Pivoting Simplex Algorithm for Linear and Quadratic Programming, Operations Research, Vol. 15, 1967, S. 482 ff. Lineare Nebenbedingungen einer quadratischen Funktion, wie den Ausschluß von Leerverkäufen, können bei Erfüllung des Kuhn-Tucker-Theorems einbezogen werden.

⁵⁸ Markowitz, H. M.: Mean-Variance Analysis in Portfolio Choice and Capital Markets, Oxford 1987, S. 330 ff. Die mathematischen Voraussetzungen zur Anwendung der Linearen Programmierung auf das Portfolioselektionsproblem wurde von Wolfe geschaffen, der einen Simplexalgorithmus zur Minimierung von Funktionen zweiten Grades entwickelt hat [Wolfe, P.: The Simplex Method for Quadratic Programming, Econometrica, Vol. VII, No. 3, June 1972, S. 382 ff]. Ein alternativer Lagrange-Ansatz scheitert an der Nichtnegativitätsbedingung.

⁵⁹ Pogue, G. A.: An Extension of the Markowitz Portfolio Selection Model to Include Variable Transactions' Costs, Short Sales, Leverage Policies and Taxes, The Journal of Finance, Vol. XXV, No. 5, December 1970, S. 1009.

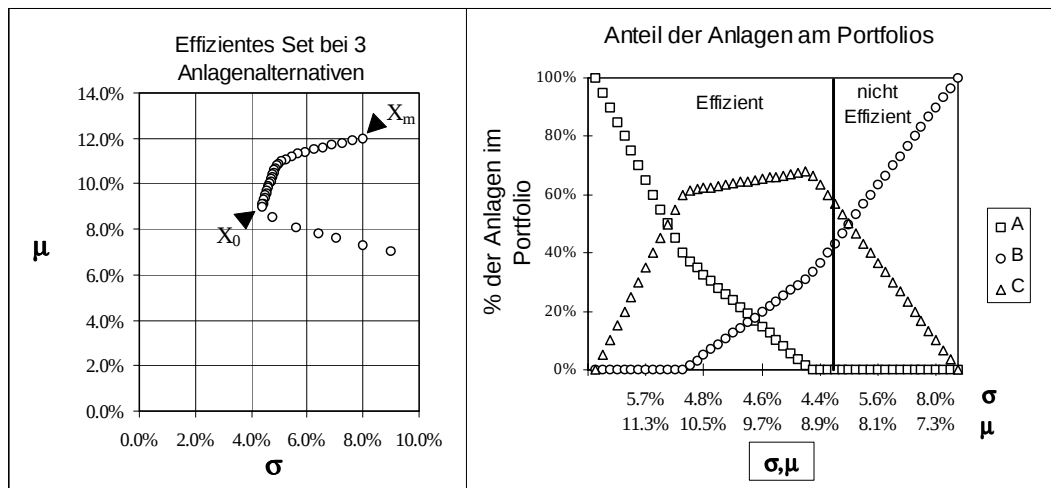


Abb. 2: Effiziente Linie: Ergebnisse des Beispiels 1

Die angedeuteten Portfolios mit einem geringeren Ertrag als X_0 haben eine höheren Standardabweichung als X_0 . Dies bedeutet, daß eine geringere Ertragserwartung als X_0 nur mit steigendem Risiko erreicht werden kann und diese Ergebnisse somit nicht effizient sind. Die rechte Abbildung verdeutlicht, daß eine geringere Ertragserwartung als die von X_0 nur durch einen steigenden Anteil von Anlage **B** im Portfolio zu erreichen ist. Dadurch wird das varianzminimale Verhältnis von **B** und **C** verändert, so daß die Portfoliovarianz zunimmt.

Unter der Voraussetzung der Existenz einer zusätzlichen risikofreien Anlage R_0 mit einer Rendite von 4% existiert ein Tangentialportfolio P_{tan} aus dem obigen Effizienten Set, welches wiederum in Linearkombination mit R_0 ein neues Effizientes Set bei $\sigma_p^2 < \sigma_{tan}^2$ determiniert.⁶⁰ Grafisch kann der Punkt P_{tan} als Tangente des Effizienten Sets durch R_0 ermittelt werden.

⁶⁰ Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S. 98 ff.

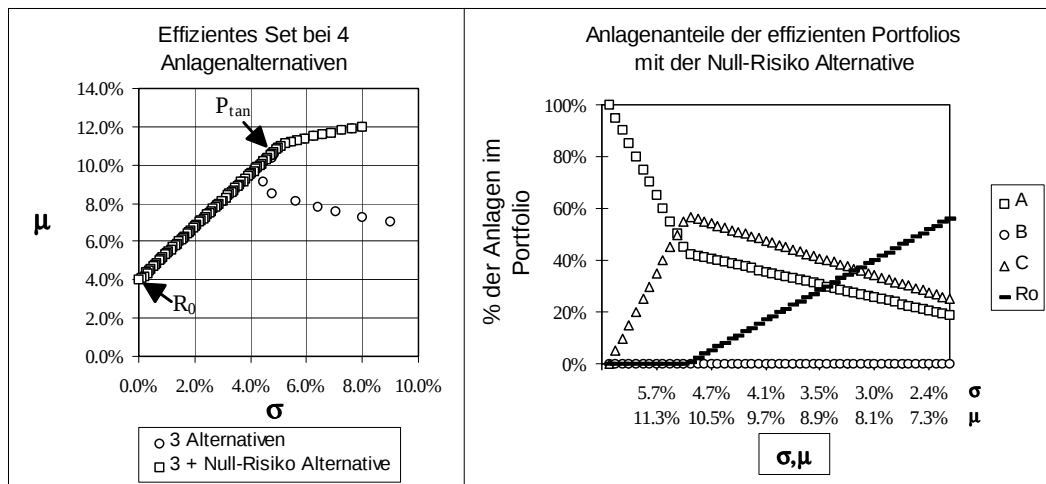


Abb. 3: Effiziente Linie: Ergebnisse des Beispiels 2

Anlage **B** ist nun in keinem effizienten Portfolio enthalten, da es immer eine Linearkombination von **A**, **C** und **R₀** gibt, die bei gleicher Ertragserwartung eine geringere Standardabweichung als jedes Portfolio mit Anlage **B** aufweist.

Bei der Existenz von **R₀** ist die Entscheidung für das präferenzmaximale Portfolio bei einem geringeren Ertragserwartungswert als $\mu_{\text{tan}} = 10.8\%$ auf die Gewichtung des Tangentialportfolios **P_{tan}** mit der risikofreien Anlage **R₀** reduziert. Es ist eine neue effiziente Linie entstanden. Unterhalb der Ertragserwartung von 10.8% ist für die Bestimmung der gesamten effizienten Linie also nur ein riskantes Portfolio, **P_{tan}**, zu bestimmen. Dieser Effekt wird als “Separations-Theorem” bezeichnet;⁶¹ die Risikopräferenz des Investors bestimmt nur die Gewichtung des Tangentialportfolios mit dem risikolosen Ertrag, nicht aber die Zusammensetzung des effizienten Tangentialportfolios.

Dieses Ergebnis wird dann relevant, wenn die Investitionsentscheidung für viele Investoren getroffen werden muß, wie bei einem Investitionsfond.

Rechnerisch wird das Tangentialportfolio **P_{tan}** durch die Maximierung des Verhältnisses von erwartetem Mehrertrag zur risikofreien Alternative $\mu_p - R_0$ und der Standardabweichung σ_p ermittelt.

$$P_{\text{tan}} = P_p$$

bei

$$(2.2) \quad \frac{\mu_p - R_0}{\sigma_p} \Rightarrow \text{Max !}$$

mit

P_{tan} = Tangentialportfolio bei Existenz von **R₀**,

P_p = Portfolio P aus der Gesamtmenge der Portfolios,

⁶¹ Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O, S. 90.

μ_p	= Erwartungswert des Portfolioertrags,
R_0	= Ertrag der risikolosen Anlage,
σ_p	= Standardabweichung des Portfolios P.

Die rechnerische Ermittlung des Tangentialportfolios nach Gleichung (2.2) erfordert nur noch die einmalige Minimierung einer quadratischen Funktion unter der Bedingung der Vermögenskontinuität $\sum a_i = 1$. Wenn Leerverkäufe erlaubt sind, ist diese Vorgehensweise einfach und bewirkt eine erhebliche Aufwandsreduktion.⁶² Effiziente Portfolios mit $\mu > \mu_{\tan}$ ergeben sich aus Linearkombinationen mit verkaufter, risikofreier Anlage R_0 und $P_{\tan}$. Das gesamte effiziente Gut ist eine Gerade durch R_0 und $P_{\tan}$. Sind Leerverkäufe nicht möglich, ist das gesamte Effiziente Set zu ermitteln und $P_{\tan}$ im zweiten Schritt zu bestimmen.

2.4.6 Konkretisierung einer Präferenzfunktion

Das E-V-Modell allein läßt keine eindeutige Lösung eines optimalen Portfolios zu, da keine explizite μ - σ -Regel unterstellt wird. Das Effiziente Set beinhaltet alle optimal diversifizierten Portfolios, d.h. Portfolios die aus Sicht einer guten im (μ, σ) -Sinne risikoaversiven Entscheidung anderen Portfolios überlegen sind. Es entscheidet dann die Risikopräferenz des Entscheidungsträgers, welches konkrete Portfolio aus dem Effizienten Set die persönliche Präferenzfunktion maximiert.

Im vorherigen Abschnitt wurde festgestellt, daß die Selektion des präferenzmaximalen Portfolios bei Existenz eines risikofreien Portfolios auf die Linearkombination des Tangentialportfolios und der risikofreien Alternative reduziert werden kann, soweit Leerverkäufe möglich sind. Sind Leerverkäufe nicht möglich, so sind die Portfolios mit $\mu > \mu(P_{\tan})$ ebenfalls zu ermitteln. Ist die risikofreie Alternative nicht vorhanden, muß das gesamte Effiziente Set bestimmt werden. Im Anschluß an die Ermittlung des Effizienten Sets ist anhand der Präferenzfunktion des Entscheidungsträgers das präferenzmaximierende Portfolio zu ermitteln.

In dieser Arbeit wird ein μ, σ - Kriterium angenommen, mit dem der Entscheidungsträger sekundär zum E-V-Kriterium eine "Benchmark", d.h. einen Minimumertrag, erreichen möchte. Dieser Minimumertrag wird durch die Entscheidung bestimmt, immer die gleichen Rohöle zu verarbeiten. Der Entscheidungsträger beabsichtigt demnach sekundär, die Wahrscheinlichkeit des Unterschreitens des Minimumertrags zu minimieren, was der Maximierung der Wahrscheinlichkeit des Erreichens des Minimumergebnisses entspricht.⁶³ Bei unklarer Präferenz oder nicht stark ausgeprägter Präferenz des Entscheidungsträgers hat diese Präferenzfunktion eine gewisse Wahrscheinlichkeit die richtige Präferenz zu approximieren.

⁶² Ebenda, S. 98 ff.

⁶³ Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S. 236.

Das diese Präferenz maximierende Portfolio wird mathematisch durch folgende Funktion bestimmt:

$$P_{\text{opt}} = P_p$$

bei

$$(2.3) \quad \frac{\mu_p - R_{\min}}{\sigma_p} \Rightarrow \text{Max !},$$

mit

- P_{opt} = präferenzmaximierendes Portfolio aus dem Effizienten Set,
- P_p = Portfolio P aus der Gesamtmenge der Portfolios,
- μ_p = Erwartungswert des Portfolioertrags,
- $R_{\min}$ = Mindestrendite,
- σ_p = Standardabweichung des Portfolios P.

Das Portfolio, das Gleichung (2.3) maximiert, weist die höchste Wahrscheinlichkeit auf, einen höheren Ertrag als den Mindestertrag zu erzielen, da es das Verhältnis der relativen Ertragserwartung $\mu_p - R_{\min}$ zu seiner Standardabweichung σ_p maximiert.

Unabhängig vom Markowitz-Ansatz wurde diese Vorgehensweise von Roy⁶⁴ vorgeschlagen und unter dem Begriff "Safety first" in der Portfoliotheorie eingeordnet. Bei Roy wird das "Safety first"-Kriterium als primäres Kriterium und nicht wie hier als sekundäres μ, σ -Kriterium verwendet. Bei Vorliegen einer gemeinsamen Normalverteilung der unsicheren Parameter ist das die Gleichung (2.3) maximierende Portfolio auch das Portfolio, das aus allen möglichen Portfolios die Wahrscheinlichkeit maximiert, den Minimumertrag zu erreichen.⁶⁵ Sind die Parameter nicht gemeinsam normalverteilt, wird Gleichung (2.3) unverändert das Portfolio aus der Menge des Effizienten Sets bestimmen, welches die Wahrscheinlichkeit maximiert, den Minimumertrag zu erreichen.⁶⁶

⁶⁴ Roy, A. D.: Safety first and the holding of assets, *Econometrica*, Vol. 20, 1952, S. 431 ff.

⁶⁵ Kaduff, J. V., Spremann, K.: Sicherheit und Diversifikation bei Shortfall-Risk, *Zeitschrift für Betriebswirtschaftliche Forschung*, Jahrgang 48, S. 789 f.

⁶⁶ Elton, E. J., Gruber, M. J.: *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*, a.a.O., S. 237: Bei Einhaltung der Verteilungsannahmen, die zur Annahme der Tschebyscheffschen Ungleichung genügen [gemeinsamer Mittelwert und Streuung sind ausreichende Voraussetzungen gemäß Bader, H., Fröhlich, S.: *Einführung in die Mathematik für Volks- und Betriebswirte*, 7. Auflage, Oldenburg 1983, S. 464 f.] maximiert Gleichung (2.3) die Wahrscheinlichkeit, keinen geringeren Ertrag als $R_{\min}$ zu erreichen, bzw. minimiert die Wahrscheinlichkeit, ein geringeres Ergebnis als $R_{\min}$ zu erreichen.

2.5 Diskussion des Erwartungswert-Varianz-Modells

2.5.1 Schätzung der Modellparameter

Die Schätzung der Modellparameter verfolgt das Ziel, die Berücksichtigung des Risikos im praktischen Entscheidungsprozeß zu ermöglichen.

Die Schätzung des Risikos umfaßt die Ergebnismenge sowie die subjektiven Wahrscheinlichkeiten der Ergebnisse und ist damit gleichbedeutend mit der Schätzung der Verteilung der Ergebnismenge. Wird ein Planungsmodell, z. B. eine Produktionsfunktion, zur Ermittlung der Ergebnismenge herangezogen, entspricht die Schätzung der Modellparameter und deren Wahrscheinlichkeiten der Modellierung der Verteilung der Ergebnismenge.

Die relative Häufigkeit einer historischen oder simulierten Menge von Ergebnissen ist die gemessene Häufigkeit der Ausprägung einer Variablen bezogen auf die Anzahl der Messungen. Diese Verteilung kann als Schätzung der Ergebnisverteilung herangezogen werden. Bei Zugrundelegung der relativen Häufigkeit als Schätzung für die Verteilung der Ergebnisse wird unterstellt, daß die Umwelteinflüsse der Vergangenheit oder der Simulation eine gültige Approximation der Zukunft darstellen. Es wird unterstellt, daß kein Strukturbruch des Einflusses der Umweltparameter vorliegt.

Diese Vorgehensweise ermöglicht bei Verwendung rein historischer Daten keine Anpassung der Daten an eine im Entscheidungszeitpunkt bekannte Veränderung von Umweltparametern. Sofern diese Umweltparameter einen signifikanten Einfluß auf die erwartete Verteilung der Zufallsvariablen haben, wird diese Information bei der Prognose der Verteilung nicht berücksichtigt. Die Ermittlung historischer relativer Häufigkeiten ist jedoch einfach durchzuführen, so daß dieses Verfahren in der Praxis dann angewendet wird, wenn die Umweltparameter als stabil angesehen werden können.

Der geschätzte Verteilungstyp der Ergebnismenge kann einer Standardverteilung aufgrund von gemessenen relativen Häufigkeiten oder Monte Carlo Simulationen zugeordnet werden. In Abhängigkeit vom konkreten Verteilungstyp sind in diesem Fall nur bestimmte Parameter dieser Verteilung zu prognostizieren, um die konkrete Verteilung der Ergebnismenge zu bestimmen.

In vielen Fällen stellt die Normalverteilung eine langfristig gute Approximation der effektiven Verteilung von diskreten Ergebnissen dar.⁶⁷

Bei Annahme einer Normalverteilung für die Ergebnismenge sind nur der Erwartungswert μ und die Standardabweichung σ zu schätzen, um die geschätzte Verteilung der Zufallsvariablen zu bestimmen.

⁶⁷ The Economist: The Mathematics of Markets: A Survey of the Frontiers of Finance, Supplement, a.a.O., S. 12. Die Approximation wird mathematisch durch den zentralen Grenzwertsatz belegt. Hierbei wird vorausgesetzt, daß die Zufallsvariablen den gleichen Erwartungswert haben und die Varianz der Verteilung eine endliche Größe ist. Unter diesen Voraussetzungen ist das arithmetische Mittel der Beobachtungswerte bei großem Stichprobenumfang approximativ normalverteilt [Eckstein, P., Götze, W., Hartl, F. und Rönz, B., Strohe, G. (Hrsg.): Lexikon Statistik, Wiesbaden 1994, S. 415f].

Die Schätzung der Parameter μ_i und σ_i^2 durch ihre Schätzer $\hat{\mu}$ und $\hat{\sigma}^2$ kann auf vielfältige Weise erfolgen: Expertenbefragungen, Simulationen, aus der Vergangenheit oder aus Kombinationen der genannten Schätzmethoden. Die Schätzung der Parameter aus der Vergangenheit kann auf der Basis relativer Häufigkeiten, Glättungsverfahren oder mit Hilfe einer Regressionsanalyse durchgeführt werden. Die Expertenbefragung und Simulation erfordern demgegenüber einen größeren Modellierungsaufwand, der im Einzelfall durch eine erwartete Verbesserung der Ergebnisse gerechtfertigt sein kann.

Problematisch ist die Reduktion der Schätzung der wirklichen Verteilung auf nur zwei Parameter $\hat{\mu}$ und $\hat{\sigma}^2$.

Ist die wahre Verteilung nicht bekannt, oder kann diese nicht durch eine bekannte Verteilung, wie die Normalverteilung, approximiert werden, beschreiben die Parameter $\hat{\mu}$ und $\hat{\sigma}^2$ die Ergebnisverteilung nicht vollständig. Andere Parameter, wie das Maß der Schiefe bei einer asymmetrischen Verteilung, sind zusätzlich zu ermitteln, wenn die Präferenz des Entscheidungsträgers korrekt abgebildet werden soll. Die Güte der Approximation der Ergebnisverteilung durch die Normalverteilung läßt sich durch statistische Hypothesenprüfungen auf Basis der Daten der Ausgangslage quantifizieren.⁶⁸

Die Schätzfehler von $\hat{\mu}$ und $\hat{\sigma}^2$ können jedoch auch bei bekanntem Verteilungstyp eine starke Verzerrung von der Realität bedeuten, so daß die auf diese Weise gewonnene Schätzung der Ergebnisverteilung unbrauchbar für die Entscheidung unter Risiko ist. Durch diese Zusammenhänge bedingt bestimmt die Prognosequalität der Schätzer $\hat{\mu}$ und $\hat{\sigma}^2$ die Aussagekraft des gesamten Entscheidungsprozesses.⁶⁹

Praktische Kritik am E-V-Modell richtet sich gegen den hohen Berechnungsaufwand des Effizienten Sets, da eine quadratische Funktion vielfach zu optimieren ist. Dazu sind die Kovarianzen aller Anlagen zu schätzen. Die exakte Zahl der zu bestimmenden Kovarianzen steigt mit der Anzahl der Anlagen nach der Formel $\frac{n^2 - n}{2}$ ⁷⁰ und beträgt schon bei nur 100 Anlagemöglichkeiten 4950 notwendige Schätzungen. Der alternative Lösungsansatz zur Bestimmung des Effizienten Sets durch

⁶⁸ Der Hypothesentest kann z. B. die Annahme der Normalverteilung auf Basis der Ausgangsdaten mit einer festzulegenden Irrtumswahrscheinlichkeit ablehnen oder nicht ablehnen, vgl. Eckstein, P., Götze, W., Hartl, F. und Rönz, B., Strohe, G. (Hrsg.): a.a.O., S. 365.

⁶⁹ Frankfurter, G. M., Phillips, H. E.: Measuring Risk and Expectation Bias in Well Diversified Portfolios, in: TIMS Studies in the Management Sciences 11, Amsterdam New York Oxford 1979, S. 79.

⁷⁰ Fisher, L.: Using Modern Portfolio Theory to Maintain an Efficiently Diversified Portfolio, Financial Analysts Journal, May - June 1975, S. 75.

die Lagrange-Erweiterung⁷¹ scheitert an der Nichtnegativitätsbedingung und der Anzahl der Variablen, die quadratisch mit der Anzahl der betrachteten Anlagen steigt.⁷²

In dieser Arbeit wird die Schätzung von μ_i , σ_i^2 und σ_{ij} auf Basis relativer Häufigkeiten durchgeführt, da diese Methode nachvollziehbar ist, in der Praxis angewendet wird und Strukturbrüche bei der kurzfristigen Ölpreisentwicklung nicht offensichtlich sind.

2.5.2 Bernoulli-Prinzip

Es ist die Frage zu klären, unter welchen Bedingungen das E-V-Modell im Einklang mit der Maxime der rationalen Entscheidung unter Risiko steht.

In Abschnitt 2.2.2 wurde die Deckungsbeitragsmaximierung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten als Ziel der Produktionsplanung festgelegt. Die Beschaffungsentscheidung ist demzufolge eine Entscheidung bei einem Ziel unter Risiko. Für diese Situation wird das Bernoulli-Prinzip als ausreichend zur Begründung einer rationalen Entscheidung erachtet.⁷³

Wenn ein Entscheidungsträger nach dem Bernoulli Prinzip handelt, beruht seine Entscheidung auf den Handlungspostulaten (Axiomen) des ordinalen Prinzips, Vollständigkeit, Stetigkeit und Unabhängigkeit.⁷⁴

Handelt der Entscheidungsträger bei endlicher, diskreter Ergebnisverteilung nach diesen Axiomen, ist dies hinreichend für das Handeln nach dem Bernoulli-Prinzip.⁷⁵ Zur Begründung der Gültigkeit der Erwartungsnutzenmaximierung kontinuierlicher Ergebnisverteilung sind die Axiome anders zu formulieren, die Aussagen der Verhaltensmaxime bleiben jedoch unberührt.⁷⁶ Es existiert dann eine auf der Menge der Ergebnisse definierte Nutzenfunktion mit der Eigenschaft, daß die verschiedenen Handlungsalternativen aufgrund des zugehörigen Nutzenerwartungswertes beurteilt werden.⁷⁷

Der Erwartungsnutzen nach dem Bernoulli-Prinzip ist eine Zusammensetzung aus Höhen- und Risikopräferenz. Diese Betrachtungsweise grenzt die Bernoulli-Nutzenfunktion von anderen

⁷¹ Jones, C. K.: a.a.O., S. 183.

⁷² Fisher, L.: a.a.O., S. 75.

⁷³ Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 79.

⁷⁴ Vgl. ausführliche Darstellung bei Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 203 ff und Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 86 ff.

⁷⁵ Die Gültigkeit des Bernoulli Prinzips kann dann mathematisch gefolgert werden. Vgl.: Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 95; Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, U.S.A., 1959, Reprint 1993, S. 257 ff.

⁷⁶ French, S.: a.a.O., S. 165; Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 96.

⁷⁷ Bamberg, G., Coenenberg, A.G.: a.a.O., S. 74.

Nutzenfunktionen, bei denen die Höhen- und Risikopräferenz getrennt ermittelt werden, ab. Für die folgende Arbeit wird der Begriff Nutzenfunktion mit der Bernoulli-Nutzenfunktion gleichgesetzt.

Das E-V-Kriterium maximiert den Erwartungsnutzen nach Bernoulli, wenn die Standardabweichung als Schätzmaß des Risikos mit den wirklichen Präferenzen des Entscheidungsträgers vollständig vereinbar ist. Dazu muß entweder die Nutzenfunktion des Investors durch eine monoton steigende, quadratische Funktion approximiert werden können, oder die Ergebnisverteilung kann durch eine Normalverteilung approximiert werden.⁷⁸

Eine häufig angeführte quadratische Nutzenfunktion ist eine Funktion mit abnehmendem Grenznutzen der Form:⁷⁹

$$NF(X) = X - bX^2, \quad X < 1/(2b) \text{ und } b > 0$$

mit

X	= Ergebnis,
b	= Skalar,
NF (X)	= Nutzen des Ergebnisses X.

Diese Nutzenfunktion ist nur mit der Einschränkung $X < 1/(2b)$ gültig, da die Voraussetzung der monotonen Steigung nach Erreichen des Scheitelpunktes nicht mehr gegeben ist.

Die absolute Risikoaversion $r(X) = 2b/(1-2bX)$ und die relative Risikoaversion $r(X) \cdot X = 2bX/(1-2bX)$, gemessen nach dem Arrow-Prattschen Risikoeinstellungsmaß, steigt mit X .⁸⁰ Dies bedeutet, daß ein Entscheidungsträger, der diese Nutzenfunktion zugrundelegt, mit steigendem Vermögen immer weniger in risikobehaftete Anlagen investiert. Empirische Untersuchungen indizieren jedoch den gegenteiligen Zusammenhang, wobei die Risikobereitschaft bei höheren Vermögen steigt.⁸¹ Die Risikopräferenz des Entscheidungsträgers ist positiv mit den Vermögensverhältnissen korreliert, d.h. der Grad der Risikoaversion verringert sich mit steigendem Vermögen.⁸²

⁷⁸ Ebenda: a.a.O., S.92 f.; Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S. 231.

⁷⁹ Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S.219;

⁸⁰ Vgl. ausführliche Diskussion bei Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 213 ff.

⁸¹ Baker, H. K., Hargrove, M. B., Haslem J. A.: An Empirical Analysis of the Risk-Return Preferences of Individual Investors, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. XII, No. 3, September 1977, S. 385.

⁸² Vgl. Abschnitt 2.3.4; Diamond, P. A., Stiglitz, J. E.: Increases in Risk and in Risk Aversion, Journal of Economic Theory, Vol. 8, No. 2, June 1974, S. 337 ff.

Untersuchungen zeigen, daß eine Vielzahl konkaver Nutzenfunktionen gut durch eine quadratische Funktion approximiert werden können.⁸³ Diese Annäherungen sind ausreichend, um den Erwartungsnutzen des Entscheidungsträgers in vielen Fällen zu approximieren.⁸⁴

Unabhängig von der konkreten Form der Nutzenfunktion sind unter der Voraussetzung der Risikoaversion normalverteilte Ergebnisse hinreichend, damit das E-V-Kriterium den Erwartungsnutzen maximiert.⁸⁵ Generell kann das Vorliegen normalverteilter Erträge auf dem Kapitalmarkt durch empirische Untersuchungen nicht bestätigt werden.⁸⁶ Die Anwendung des E-V-Kriteriums führt aber auch ohne Normalverteilung in der Mehrzahl zu Ergebnissen, die den Erwartungsnutzen approximieren.⁸⁷

Da in vielen Fällen das E-V-Kriterium auch bei Verletzung der Voraussetzungen der Normalverteilung oder der quadratischen Nutzenfunktion den Erwartungsnutzen approximiert, hat sich das E-V-Kriterium in der Praxis durchgesetzt.

Der Grund für die Akzeptanz des E-V-Kriteriums in der Praxis liegt in dem einfach zu operationalisierenden Risiko durch die Standardabweichung. Die generelle Annahme der Risikoaversion in der Betriebswirtschaft, gepaart mit der vermuteten Approximation des Erwartungsnutzens im Einzelfall, sorgt für die wichtige theoretische Fundierung des E-V-Kriteriums.⁸⁸

2.5.3 Modellerweiterungen

Es wurden zahlreiche Modellerweiterungen vorgeschlagen, die eine Verbesserung der Kalkulation des Effizienten Sets als Ziel verfolgen.⁸⁹ Die Erweiterungen können in exakte⁹⁰ und approximative⁹¹ Verfahren unterteilt werden.

⁸³ Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, 1959, a.a.O.: S. 285.

⁸⁴ Kroll, Y., Levy, H., Markowitz, H. M.: Mean-Variance Versus Direct Utility Maximization, The Journal of Finance, Vol. XXXIX, No. 1. March 1984, S. 47 ff., Baron, D. P.: On The Utility Theoretic Foundations Of Mean-Variance Analysis, The Journal of Finance, Vol. XXXII, No. 5, December 1977, S. 1695. Das E-V-Kriterium versagt jedoch bei der Abbildung von extremer Risikoaversion oder der Minimierung des Insolvenzrisikos: Grauer, R. R.: Normality, Solvency, and Portfolio choice, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 21. No. 3, September 1986, S. 265 f; Jones, C. K.: Portfolio Management: New Models for Successful Investment Decisions, England, 1992, S. 180.

⁸⁵ Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S.231;

⁸⁶ Levy, H., Markowitz, H. M.: Approximating Expected Utility by a Function of Mean and Variance, Economic Review, Vol. LXIX, S. 308.

⁸⁷ Jones, C. K., a.a.O.: 180.

⁸⁸ Vgl. Eisenführ, F., Weber, M.: a.a.O., S. 218 ff.

⁸⁹ Alexander, G. J.: The Derivation of Efficient Sets, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 11. No. 5, December 1976, S. 817 f.

⁹⁰ Bawa, V. S.: Mathematical Programming of Admissible Portfolios, Management Science, Vol. 23, No. 7, S. 783 f; Tucker, J., Defaro, C.: A Simple Algorithm for Stone's Version of the Portfolio Selection Problem, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. X, No. 5, December 1975, S. 859 ff.

Die exakten Verfahren behalten die volle Kovarianzstruktur bei, während die approximativen Verfahren eine Vereinfachung der Kovarianzstruktur des Modells beinhalten.⁹² Die Ermittlung der Effizienten Sets kann bei Simplifizierung der Kovarianzstruktur gegenüber dem „Critical Line Algorithmus“ vereinfacht werden.⁹³ Empirische Untersuchungen haben den Vereinfachungen insgesamt eine gute Schätzqualität der Effizienten Sets bestätigt. Die wesentlichen Grundlagen der Korrelationen bedürfen nicht der Schätzung aller Kovarianzen.⁹⁴

Ein weiterer Kritikpunkt am E-V-Modell liegt in der Vernachlässigung empirisch nachgewiesener serieller Korrelationen von Anlagepreisen in der Kovarianz-Matrix.⁹⁵ Heteroskedastizität und Autokorrelation sind in der Praxis jedoch nicht die Ausnahme, sondern die Regel.⁹⁶ Dies hat zur Folge, daß die Varianz keine erwartungstreue Schätzung des Risikos auf dem Kapitalmarkt ist.

Insgesamt führen die Ergebnisse des E-V-Modells jedoch auch ohne die Gültigkeit einzelner Voraussetzungen häufig zu brauchbaren Ergebnissen und approximieren die Erwartungsnutzenmaximierung.⁹⁷

Die Prinzipien des E-V-Modells oder der "Safety first" Maxime sind unabhängig vom Kapitalmarkt gültig. Die Akzeptanz eines solchen Ansatzes hängt von der durch den Entscheidungsträger antizipierten Entscheidungsverbesserung ab. Die theoretische Eignung der Portfolioauswahlmodelle für die Beschaffungsoptimierung eines Raffinationsbetriebs ist unter den Voraussetzungen der rationalen Entscheidung unter Risiko möglich.

⁹¹ Lewis, A. L.: A Simple Algorithm for the Portfolio Selection Problem, *The Journal of Finance*, Vol. XLIII, No.1. March 1988, S. 71 ff.

⁹² Markowitz, H. M., Perold, A. F.: Portfolio Analysis with Factors and Scenarios, *The Journal of Finance*, Vol. XXXVI, No. 14, September 1981. S. 871 ff.

⁹³ Elton, E. J., Gruber, M. J., Padberg, M. W.: Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection, *The Journal of Finance*, Vol. XXXI, No. 5, December 1976, S. 1341.

⁹⁴ Alexander, G. J.: More on Estimation Risk and Simple Rules for Optimal Portfolio Selection, *The Journal of Finance*, Vol. 11. No. 1. March 1985, S. 125 ff; Elton, E. J., Gruber, M. J.: *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*, a.a.O., S. 174 ff.

⁹⁵ Dies bedeutet, daß die Korrelationen der Erträge nicht unabhängig von ihrer Höhe sind. Die Unabhängigkeitsvoraussetzung der Zufallsvariablen ist damit verletzt, wodurch die Ergebnisse des Effizienten Sets verzerrt werden. Cohen, K. J., Maier, S. F., Schwartz, R. A., Whitcomb, D. K.: On the Existence of Serial Correlation in an Efficient Securities Market, in: *TIMS Studies in the Management Sciences* 11. Amsterdam New York Oxford 1979, S. 166.

⁹⁶ Sheikh, A. M.: The Behaviour of Volatility Expectations and Their Effects on Expected Returns, *The Journal of Business*, Vol. 66, No. 1. 1993, S. 109 ff; Karpoff, J. M.: The Relation between Price Changes and Trading Volume: A Survey, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 22, No. 1. March 1987, S. 109 ff; Engle, R. F., Ng, V. K.: Measuring and Testing the Impact of News on Volatility, *The Journal of Finance*, Vol XLVIII, No. 5, December 1993, S. 1750 ff.

⁹⁷ Jones, C. K.: a.a.O., S. 180. Bei der Betrachtung mehrerer Perioden ist das E-V-Kriterium jedoch stärkerer Kritik ausgesetzt [Elton, E. J., Gruber, M. J.: On the Optimality of Some Multiperiod Portfolio Selection Criteria, *The Journal of Business*, Vol. 47, No. 2, April 1974, S. 231 ff].

Zur Übertragung der Lösung der Portfolioauswahlproblematik mit der Problemstellung der Beschaffungsoptimierung sind aufgrund der Ausführungen dieses Kapitels folgende Schritte notwendig:

1. Ein rationales Zielsystem und eine Präferenzfunktion sind aufzustellen (Kapitel 2).
2. Die Abbildungsfähigkeit der unsicheren Planungsdaten als Zufallsvariablen ist zu prüfen (Kapitel 4).
3. Die Korrelationen der Zufallsvariablen müssen praktisch schätzbar sein (Kapitel 4).
4. Die Abbildung des Risikos ist unter den Nebenbedingungen des Lösungsmodells der Produktionsplanung zu modellieren (Kapitel 5).
5. Die Ergebnisverbesserung ist anhand empirischer Daten zu prüfen (Kapitel 6).
6. Kriterien zur praktischen Einführung eines risikosensitiven Planungsmodells sind aufzustellen (Kapitel 7).

3 Planung der Raffination

3.1 Raffination

3.1.1 Einführung

Die Erdölraffination ist ein Koppelproduktionsvorgang,⁹⁸ bei dem aus Erdöl verschiedene Mineralölprodukte hergestellt werden. Die Ausführungen in diesem Kapitel zur Produktionsoptimierung sind Grundlagen und dienen der Verständnisbildung. Aus diesem Grund wird auf die Datenunsicherheit nicht eingegangen.

Die Raffination kann unter der Zielsetzung der Gewinnmaximierung oder der Versorgung eines Absatzmarktes für einen Mineralölkonzern betrieben werden. Diese Ziele sind nicht konkurrierend: Im Rahmen der Gewinnmaximierung wird der Deckungsbeitrag aus den Erlösen von Produktverkäufen und den Kosten der Raffination und Rohöl maximiert, während die Versorgung eines Absatzmarktes darüberhinaus die Befriedigung einer vorgegebenen Nachfrage nach Fertigprodukten beinhaltet. Die zweite Zielsetzung kann als Nebenbedingung formuliert in die Zielsetzung der Gewinnmaximierung integriert werden, so daß sich die Produktionsplanung der laufenden Produktion auf die Deckungsbeitragsmaximierung aus Produktenverkäufen, Rohstoffkosten und Verarbeitungskosten konzentriert.

Aus jedem eingesetzten Rohöl können in Abhängigkeit von der Rohölqualität verschiedene Komponenten unterschiedlicher Zusammensetzung gewonnen werden.⁹⁹ Je nach Fertigungstiefe der Raffination bestehen Freiheitsgrade in Bezug auf die endgültige Komponentenentstehung im Produktionsprozeß. Die Fertigprodukte eines typischen Raffinationsprozesses sind verschiedene Gassorten, unterschiedliche Ottokraftstoffe, Flugkraftstoff, Diesel, leichtes Heizöl und schweres Heizöl bzw. Bitumen.¹⁰⁰ Unterschiedliche Fertigungsanlagen beeinflussen dabei die prozentuale Zusammensetzung der Produkte.

Ein vollständiger Verzicht auf bestimmte Produkte ist aufgrund des Koppelproduktionscharakters der Raffination nur in Ausnahmefällen möglich. Der Investitionsaufwand für die Erstellung der dazu notwendigen Konversionsanlagen war aufgrund der Erlössituation der achtziger und neunziger Jahre grundsätzlich nicht gerechtfertigt.

⁹⁸ Bei der Koppelproduktion fallen zwangsweise unterschiedliche Nebenprodukte aus Mineralöl an.

⁹⁹ Mineralölwirtschaftsverband e. V. (Hrsg.): Aus der Sprache des Öls, 9. Auflage, Hamburg 1992, S. 36.

¹⁰⁰ Ebenda, S. 156 ff.

Mineralöl ist durch Ablagerung abgestorbener organischer Substanzen entstanden.¹⁰¹ Im Laufe der Zeit wurden unter dem Druck neuer Sedimentschichten in porösem Gestein Kohlenwasserstoffketten unterschiedlichster Form und Länge gebildet. Durch geologische Verformungen des umgebenden Gesteins haben sich die Kohlenwasserstoffe in einem sogenannten Speichergestein gesammelt.¹⁰² Hier konnte sich das Gemisch nicht weiter ausbreiten, da nicht poröse Gesteinsschichten oder Lehm den Weg an die Oberfläche versperren.

Diese Ansammlungen von Kohlenwasserstoffketten, die Rohölfelder, gibt es auf der ganzen Erde. Die größten der bekannten Felder werden zur Förderung von Rohöl verwendet. Es gibt aktuell etwa 300 produzierende Ölfelder,¹⁰³ wobei etwa 65% der Weltreserven im mittleren Osten liegen.¹⁰⁴

Die Förderung des Rohöls beginnt mit der Niederbringung des Bohrlochs. Bei einer Bohrung kann der aufgestaute Druck im Speichergestein durch das Bohrloch entweichen. Ein Gemisch aus Gas, Erdöl und Wasser steigt durch den entweichenden Druck auf. Dieser Aufstieg wird durch einen Verschuß auf dem Bohrloch kontrolliert. Nach erfolgter Förderung wird das Gemisch einige Tage gelagert, das Gas abgezogen und das verbleibende Gemisch aus Erdöl und Wasser in einer Lauge gewaschen, um das Wasser abzuscheiden.¹⁰⁵

Das so behandelte Erdöl enthält noch 3% bis 6% Gas und 0.5% bis 3% Wasser. Nach erfolgter Wasserabscheidung wird das Erdöl in Pipelines zu einem Verladeterminale gepumpt, wo es für den weiteren Transport zwischengelagert wird. Hier werden Qualitäten kontrolliert und durch Mischung verschiedener Verpumpungen versucht, eine möglichst gleichbleibende Qualität für den Verkauf zu erzielen.

Diese Mischung wird auf Tanker verladen, die von 100,000 bbl bis 5,000,000 bbl¹⁰⁶ Rohöl transportieren können.¹⁰⁷ Die Tanker transportieren das Rohöl zum jeweiligen Löschhafen, der entweder eine Raffinerie mit Seezugang oder ein Pipelineterminale mit Anschluß zu weiteren Raffinerien ist.

¹⁰¹ Weggen, K.: Erdöl und Erdgas - Entstehung, Lagerstättenbildung und Erschließung, in: Die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas: Vorkommen - Erschließung - Förderung, Berlin 1994, S. 4.

¹⁰² Ebenda, S. 7 f.

¹⁰³ International Petroleum Encyclopedia 1993, BP Europe, U.S.A. 1993, S. 286 ff.

¹⁰⁴ BP Statistical Review of World Energy 1996, S. 4.

¹⁰⁵ Rischmüller, H.: Die Gewinnung von Erdöl und Erdgas, in: Die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas: Vorkommen - Erschließung - Förderung, Berlin 1994, S. 91.

¹⁰⁶ Ein Barrel (bbl) entspricht 159 Litern und stellt die handelsübliche Maßeinheit dar.

¹⁰⁷ BP Ltd., Our Industry Petroleum, London 1970, S. 139 f.

In der Raffinerie werden in Abhängigkeit von der Rohölszusammensetzung und den verfügbaren Verarbeitungsanlagen aus dem Rohöl verschiedene Produkte hergestellt. Die folgende Tabelle enthält die unterschiedlichen Produkte, dem spezifischen Gewicht nach aufsteigend geordnet:¹⁰⁸

Produktgruppe	Produkt	Spez Gewicht [KG/Ltr]
Gas	Wasserstoff	0.200 - 0.650
	Schwefelwasserstoff	
	Flüssiggase	
Leichtdestillat	Benzine	0.650 - 0.750
	Nafta	
Petroleum, Kerosin		0.750 - 0.820
Mitteldestillat, Gasöl	Dieselmkraftstoff	0.820 - 0.850
	leichtes Heizöl	0.825 - 0.860
Schwerdestillat	schweres Heizöl	0.900 - 1.200
	Bitumen	2.000 - 3.000
Schwefel		4.000

Tabelle 3: Fertigprodukte aus der Raffination

Jedes der in der Tabelle aufgeführten Produkte ist zu unterschiedlichen Verhältnissen in jedem Rohöl als Vorstufe oder Komponente enthalten. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht exemplarisch die Zusammensetzung zweier verschiedener Rohöle.

¹⁰⁸ Harms, K. P.: a.a.O., S. 407 ff.

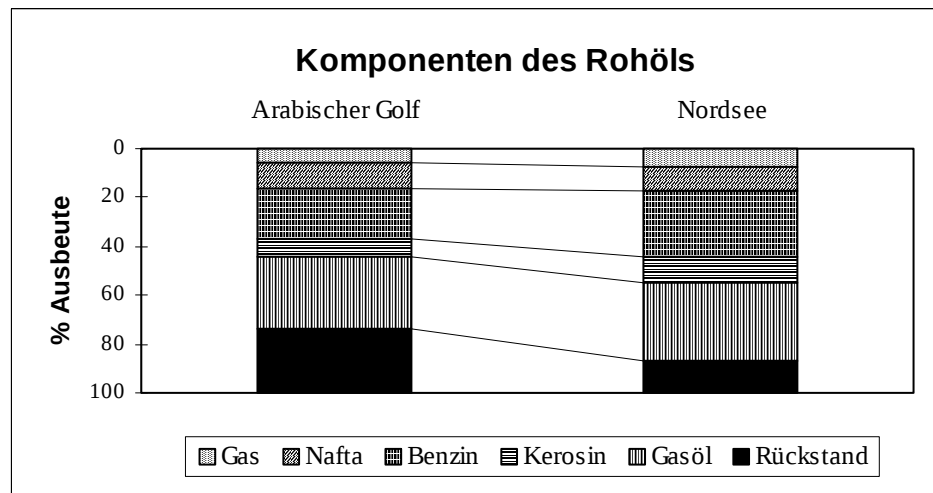


Abb. 4: Zwischenprodukte aus Rohölverarbeitung

Mitteldestillat oder Gasöl ist eine Komponente, aus der in der späteren Verarbeitung Diesel und leichtes Heizöl entsteht, Kerosin und Petroleum sind unterschiedliche Bezeichnungen für das gleiche Produkt und aus dem Rückstand wird vorwiegend Schwerdestillat gewonnen.

Rohöle werden nach ihren unterschiedlichen Qualitätsmerkmalen eingeteilt.¹⁰⁹ Das wesentliche Qualitätsmerkmal des Rohöls ist sein spezifisches Gewicht, auch als Dichte bezeichnet. Die Dichte spiegelt das Verhältnis von relativ leichten und wertvollen Produkten zu relativ schweren und weniger wertvollen Produkten wider.¹¹⁰

Ein weiteres Qualitätsmerkmal stellt der Schwefelgehalt im Rohöl dar. Je niedriger der Schwefelgehalt ist, desto einfacher ist die Verarbeitung des Rohöls, da ein hoher Schwefelgehalt die Verarbeitungsanlagen der Raffinerie korrodieren lässt. Darüberhinaus ist der Schwefelgehalt in den Fertigprodukten vom Gesetzgeber begrenzt. Im Benzin und Diesel darf der Schwefelgehalt in Deutschland maximal 0.05%, im leichten Heizöl 0.2% betragen.¹¹¹ Das schwere Heizöl wird nach seinem Schwefelgehalt klassifiziert. Der durchschnittliche Schwefelgehalt der Rohöle schwankt von 0.04% bis 5.5%.¹¹²

Rohöl	Schwefel	Dichte
Nord Afrika	0.07%	0.8015
Nordsee	0.34 %	0.8328
Arabischer Golf	2.40 %	0.8719

Tabelle 4: Typische Werte von Rohöl verschiedener Regionen

¹⁰⁹ Ebenda, S. 151.

¹¹⁰ BP Ltd., Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 160.

¹¹¹ 1996 in Deutschland

¹¹² Harms, K. P.: a.a.O., S. 155.

Der Metallgehalt des Rohöls, bei dem es sich um Nickel und Vanadium handelt, ist ein weiteres Qualitätsmerkmal. Diese Metalle können in Abhängigkeit von der Verarbeitungsart zu Konversionsverlusten und erhöhter Katalysatorabnutzung führen,¹¹³ so daß die Verarbeitungskosten steigen.

Fertigproduktspezifische Qualitäten der Rohölkomponenten im Anschluß an die Destillation des Rohöls stellen das letzte bedeutende Qualitätsmerkmal der Rohöle dar. Die Relevanz der Komponentenqualität ist von den Produktspezifikationen einzelner Länder abhängig. Im wesentlichen handelt es sich um den Schwefelgehalt, das Klopfverhalten der Benzinkomponenten, gemessen durch die Oktanzahl, sowie das Kälteverhalten der Mitteldestillate Diesel und leichtes Heizöl.¹¹⁴

Die Spezifikationen von schwerem Heizöl werden durch den Schwefelgehalt, die Metallkonzentration und die Viskosität angegeben.

3.1.2 Rohölverarbeitung

Die Verarbeitung des Rohöls erfolgt in mehreren Schritten. Bei den elementaren Verarbeitungsprozessen handelt es sich um die Destillation des Rohöls, den Crack- und Reformationsprozeß sowie die Entschwefelung von Rohölkomponenten.¹¹⁵

Bei der Destillation werden die Rohölkomponenten nach ihren Siedelagen getrennt. Das Cracken bewirkt eine Veränderung der Siedeeigenschaften des Rohöls durch Auseinanderbrechen der Moleküle. Der Reformationsprozeß transformiert Moleküle, so daß die Oktanzahl für Benzine erhöht wird.

Folgendes Schaubild stellt die Rohölverarbeitung in den verschiedenen Verarbeitungsstufen schematisch dar.

¹¹³ Ebenda, S. 180.

¹¹⁴ BP Ltd., Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 270 ff.

¹¹⁵ Ebenda, S. 161 ff.

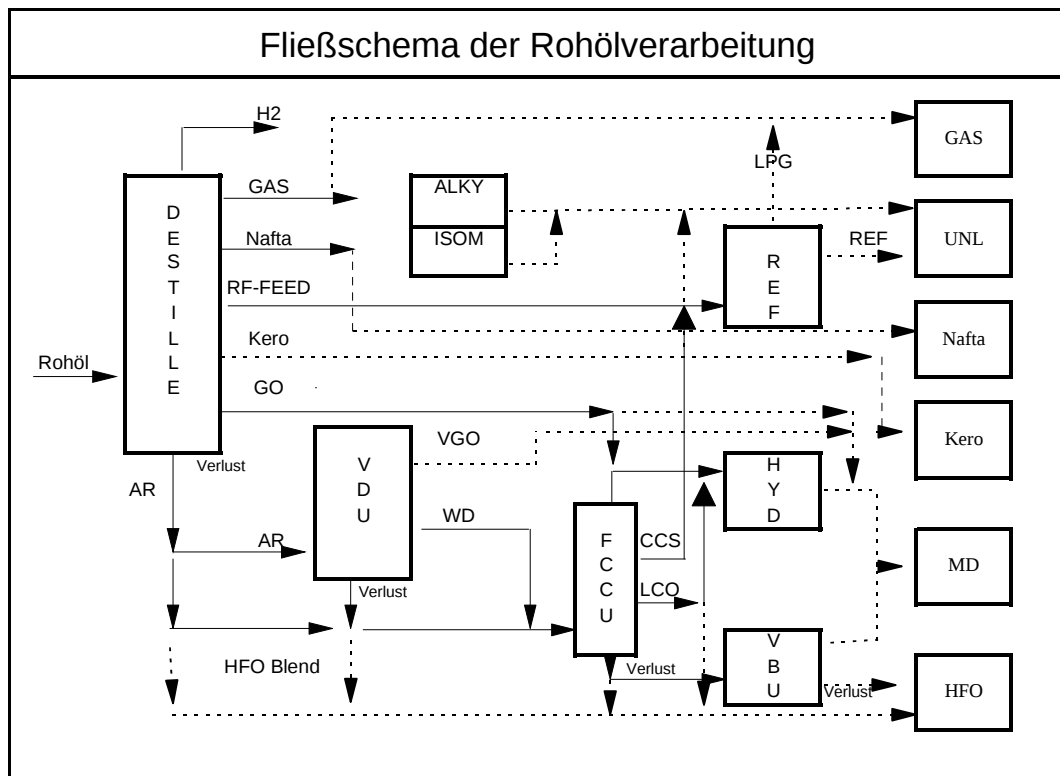


Bild 5: Fließschema der Raffination

Abkürzungen: ¹¹⁶

ALKY	Alkylatanlage: Umwandlung von Gas in Alkohol zur Benzinverblendung,
CCS	Cal Crad Spirit
DESTILLE	Fraktionierung des Rohöls,
FCCU	Fluid Cat-Cracking Unit: Veredelungsanlage für Produkte der VDU,
H2	Wasserstoff
HFO	Heavy Fuel Oil: schweres Heizöl,
Hyd	Hydrofiner: Entschwefelungsanlage für Mitteldestillat,
GO	Gasöl: Komponente des Diesels und leichten Heizöls,
ISOM	Isomerisierung: Veredelungsanlage für Benzine,
KER	Kerosin: Flugtreibstoff,
LCO	Light Cycle Dil
LPG	Flüssiggas
MD	Mitteldestillat: Zusammenfassung von Diesel und leichtem Heizöl,
NAF	Nafta: Petrochemischer Einsatzstoff,
REF	Reformer: Veredelungsanlage für Benzine,
RF-Feed	Reformer Feed: Einsatzstoff für den Reformer,
UNL	Unleaded: Zusammenfassung der Benzinprodukte,
VBU	Visbreaking Unit: Veredelungsanlage für Rückstand der VDU,
VDU	Vakuumdestillation: Fraktionierung des atmosphärischen Rückstands
VGO	Vakuum Gasöl
WD	Wachsdestillat

¹¹⁶ vgl. Harms, K. P.: a.a.O., S. 204, das dort gezeigte Fließschema beinhaltet im Gegensatz zu Abbildung "Fließschema der Rohölverarbeitung" weder einen Visbreaker noch eine Alkylatanlage.

Der erste Verarbeitungsschritt bei der Rohölförderung ist die **Destillation** des im Einsatztank liegenden Rohöls oder Rohölgemisches. Die im Rohöl gelösten Gase und leichten Benzinkomponenten werden über Top abgezogen. Die Siedelage des Top-Abzugs hat eine Destillationstemperatur (Cutpoint) von maximal 190° C. Mittlere Destillate in der Siedelage von ca. 180° bis ca. 400° C werden durch die Seitenabzüge der Destillationskolonnen abgezogen.

Die atmosphärischen Temperaturen sind nicht steigerbar, weil sonst die Moleküle in einem unkontrollierten Crackvorgang zerbrochen werden. Das Sumpfprodukt, der sogenannte atmosphärische Rückstand, wird deshalb in einem zweiten Destillationsvorgang nochmals unter Vakuum destilliert. Bei diesem Vorgang kann die Siedetemperatur niedriger sein als unter atmosphärischen Bedingungen. In der Vakuumanlage werden Vakuumgasöl und Wachsdestillat abgezogen, wobei der Vakuumrückstand als Sumpfprodukt zurückbleibt.¹¹⁷

Vakuumrückstand und Wachsdestillat sind die Produkte mit dem niedrigsten Produktenwert. Deshalb werden sie im **Crackprozeß** in höherwertige Mitteldestillate und Benzinkomponenten transformiert. In der Praxis werden verschiedene Crackverfahren eingesetzt.

Das einfachste Verfahren ist das thermische Cracken, bei dem unter hoher Temperatur und hohem Druck die Molekülketten der Einsatzstoffe physisch aufgebrochen werden. Das Verfahren verbraucht viel Energie und die Konversionsrate, das Verhältnis von Crackereinsatzstoff zu höherwertigen Produkten, ist gering. Je stärker die Temperatur steigt, desto größer ist der Verlust von Kohlenwasserstoffketten und es entstehen nur noch Wasserstoff und Kohlenstoff. Es kommt zu Koksablagerungen in der Anlage, wodurch die Konversion der Anlage beeinträchtigt wird. Überschreitet die Koksablagerung eine anlagenspezifische Grenze, ist die Anlage abzustellen und zu entkoken. Dadurch werden für diesen Zeitraum sowohl hohe Entkokungskosten als auch ein Produktionsausfall verursacht.

Ein anderes Crackverfahren ist das Visbreaking. Das dabei zugrundeliegende Prinzip ist dem thermischen Cracken ähnlich, jedoch wird der Vorgang unter Druck bei niedriger Temperatur durchgeführt,¹¹⁸ welches eine geringere Anlagenbelastung zur Folge hat.

Das in der Praxis am häufigsten angewendete Verfahren ist das katalytische Cracken.¹¹⁹ Bei diesem Vorgang werden mit Hilfe eines Katalysators die notwendigen Ofentemperaturen herabgesetzt, so daß die Konversion im Vergleich zum Visbreaking steigt. Dabei wird auf die sich bildende

¹¹⁷ BP Ltd., Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 178.

¹¹⁸ Hydrocarbon Processing: Refining Processes '96: A Special Report, Vol. 75, No. 11. November 1996, S. 144.

¹¹⁹ Harms, K. P.: a.a.O., S. 180 ff.

Molekülstruktur Einfluß genommen, wodurch die Qualität der Crackprodukte und damit ihre spätere Verwendbarkeit beeinflusst wird. Auf diese Weise kann beispielsweise Wasserstoff dem Crackvorgang zugegeben werden. Dieser Vorgang wird als Hydrocracken bezeichnet.¹²⁰ Durch das Hydrocracken werden die Crackprodukte leichter und wertvoller, weil das Molekulargewicht im Verhältnis zum Volumen abnimmt.¹²¹ Gleichzeitig werden die Crackprodukte entschwefelt und stabilisiert, da die beim Cracken aufgebrochenen Molekularbedingungen nicht mehr mit Schwefel besetzt oder unbesetzt sind, sondern von Wasserstoff besetzt werden.

Die Mitteldestillate aus den Destillations- und Crackvorgängen müssen in Abhängigkeit von der zukünftigen Verwendung entschwefelt werden, um der Produktspezifikation zu genügen. Die Entschwefelung erfolgt in den Hydrofinern, die den Schwefel in den Kohlenwasserstoffketten durch Wasserstoff ersetzen. Wie kosten- und zeitaufwendig dieser Prozeß ist, hängt von der Qualität der eingesetzten Mitteldestillate ab, die wiederum durch das eingesetzte Rohöl, das vorhergehende Crackverfahren sowie durch die Größe der Destillationsfraktionen bestimmt wird.

Beim **Entschwefelungsprozeß** werden die Leicht- und Mitteldestillatkomponenten von deren Schwefelverbindungen befreit. Unter hohem Druck und hohen Temperaturen werden die Komponenten unter Katalysatoreinwirkung mit Wasserstoff zusammengeführt. Der Wasserstoff löst organische Schwefelverbindungen und wird zusammen mit dem gelösten Schwefel als Schwefelwasserstoff abgezogen. Schwefelwasserstoff ist ein Gas, das aufgrund seines Säuregehaltes und Geruchs nicht freigesetzt werden darf. Der Schwefelwasserstoff wird deshalb in einem nachgeordneten Schritt in den Schwefelanlagen¹²² in Wasserstoff und Reinschwefel getrennt, um beide Komponenten vermarkten zu können.

Die aus der Destillation und den Crackvorgängen abgezogenen leichten Rohölanteile werden im **Reformationsprozeß**, einem weiteren Destillationsprozeß, in Gas, d. h. Propan, Butan und deren Derivate, sowie in die Benzinkomponenten C₅ bis C₈ unterteilt.

¹²⁰ Hydrocarbon Processing, a.a.O., S. 126.

¹²¹ Der Verkauf der Produkte erfolgt generell auf Volumenbasis.

¹²² Bei diesen Schwefelanlagen handelt es sich um sogenannte Clausanlagen; Harms, K. P.: a.a.O., S. 174.

Die wesentliche Qualitätsanforderung an das Benzin ist die Oktanzahl, weil sie die Wertigkeit der Produkte bestimmt. Der Reformationsprozeß ist ein katalytisches Verfahren, in dem die Oktanzahl der Komponenten nach erfolgter Entschwefelung verbessert wird.¹²³ Den Komponenten wird im Reformationsprozeß hauptsächlich Wasserstoff entzogen, so daß sich aus gradlinigen Kohlenwasserstoffketten (N-paraffine) Ringverbindungen und Aromaten bilden. Die Güte der Konversion des Reformationsprozesses hängt von der Qualität der Einsatzstoffe ab. Je größer der ursprüngliche Oktangehalt des Rohöls ist, desto besser ist die Konversion des Reformationsprozesses in einem konstanten Zeitraum.¹²⁴

Die Prozesse der **Isomerisierung** und **Alkylierung** dienen der Umwandlung von niedrigoktanigen Rohölkomponenten in hochoktanige Komponenten zum Blenden von Benzin. Die Isomerisierung verwandelt in einem katalytischen Prozeß C₅ und C₆ Paraffine in ihre höheroktanigen Isomere.¹²⁵ Bei der Alkylierung wird aus Propan- und Butanderivaten unter Einwirkung von Schwefelsäure ein hochoktaniger Alkohol hergestellt.¹²⁶

3.1.3 Produkte

Bei den in der Raffinerie hergestellten Produkten handelt es sich im einzelnen um die Gruppen Leicht-, Mittel- und Schwerdestillat. Leichtdestillat besteht aus Gas, Nafta und Benzin. Mitteldestillat setzt sich aus Kerosin, Diesel und leichtem Heizöl zusammen. Schwerdestillat besteht aus niedrig- und hochschweifligem schweren Heizöl sowie Bitumen.

Gas hat als sogenannter sauberer Energieträger in den neunziger Jahren die größten Zuwachsraten der fossilen Energieträger zu verzeichnen.¹²⁷ Die Wertigkeit des Gases hängt von seinem Molekulaufbau und der Reinheit seiner Mischung ab.

Die Gasqualität ist unabhängig von der Rohölqualität. Ausschlaggebend für die Reinheit des Gases ist allein die technische Trennung der im Produktionsprozeß anfallenden Gase. Nach erfolgreicher Trennung der Gase werden die einzelnen Qualitäten vermarktet: Propan und Popylen werden von der Chemieindustrie im wesentlichen zu Polyethylen weiterverarbeitet, während Butan und Butylen in Benzin verblendet oder als Flüssiggas vermarktet werden.

¹²³ BP Ltd., Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 185.

¹²⁴ Harms, K. P.: a.a.O., S. 186.

¹²⁵ Hydrocarbon Processing, a.a.O., S. 136.

¹²⁶ Ebenda, S. 91.

¹²⁷ Fitzgerald, J., Pokalsky, J. T.: The Natural Gas Market, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 189; BP Statistical Review of Worlds Energy 1996, S. 38.

Nafta ist ein Einsatzstoff für die petrochemische Industrie und dient der Erzeugung von Polymerkunststoffen. Die Qualität von Nafta wird durch die Siedelage, dem Aromaten-Anteil und seine spezifische Dichte bestimmt.

Die Qualität von **Benzin** wird durch die Oktanzahl bestimmt. Der Preisunterschied zwischen niedriger und hoher Oktanzahl, die zwischen 91 und 98 Oktan liegt, beträgt mehr als 10% pro Volumeneinheit. Die Oktanzahl ist von den Rohölen und der Verarbeitung abhängig, wobei die Art der Verarbeitung in den Reformern gesteuert werden kann. Ein weiterer Einflußfaktor der Benzinqualität ist die Aufnahmefähigkeit von Butan, die von der Rohölsorte und den vorhergehenden Verarbeitungsprozessen abhängt. Je mehr niedrigwertiges Butan in Benzin verblendet werden kann, desto höher ist der Gesamterlös der Raffinationsausbeute. Der Wert von Butan beträgt je nach Saisonalität nur bis zu 30% des Wertes von Benzin.

Kerosin wird überwiegend als Flugtreibstoff verwendet. Ein geringer Anteil wird als Petroleum vermarktet. Die Qualitätsmerkmale von Kerosin liegen in seinem Flammpunkt und in seiner gleichmäßigen Verbrennung.¹²⁸

Die Qualitätsmerkmale des **Diesels** sind der Schwefelgehalt, der gesetzlich bei 500 ppm liegt, die Cetanzahl, eine Messung der Energieausbeute, und das Kälteverhalten. Während die Cetanzahl ausschließlich vom eingesetzten Rohöl abhängig ist, hängt das Kälteverhalten, d. h. die Fließeigenschaften bei niedrigen Temperaturen, vom eingesetzten Rohöl und der Verarbeitung des Rohöls ab.

Wesentliches Qualitätsmerkmal des **leichten Heizöls** ist der Schwefelgehalt, der 1997 in Deutschland 0.2 % betrug.¹²⁹ Weitere Qualitätsmerkmale sind das Kälteverhalten sowie die Alterungsstabilität, da das Heizöl über Monate in unbewegtem Zustand im Tank des Verbrauchers lagern kann.¹³⁰ Die Alterungsstabilität wird durch den Verarbeitungsprozeß und die Homogenität des Blends wesentlich beeinflusst.

Kerosin, Diesel und Heizöl sind bedingt austauschbar: Kerosin wird dem Diesel und Heizöl zur Verbesserung des Kälteverhaltens zugemischt. Durch die gesetzlichen Spezifikationen bedingt kann Heizöl vollständig aus Diesel oder Kerosin bestehen. Kerosin verfügt jedoch über eine schlechte Cetanzahl, wodurch die Blendbarkeit zum Diesel eingeschränkt ist. Diese Begrenzung hängt konkret von den eingesetzten Rohölen und den anderen Blendkomponenten des Diesels ab.

¹²⁸ BP Ltd.: Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 173. Der Flammpunkt bestimmt die niedrigste Temperatur von Kerosin, bei der es entzündet.

¹²⁹ Harms, K. P.: a.a.O., S. 435.

¹³⁰ Ebenda, S. 438 f.

Schweres Heizöl ist das Bodenprodukt des Crackprozesses. Es wird in Abhängigkeit vom Schwefelgehalt in die Kategorien 0.5%-, 1%-, 2.0%- und größer als 2.5%-schweflig eingeteilt. Schweres Heizöl wird von Kraftwerken zur Stromerzeugung verwendet.

Bitumen ist ein Rückstand bestimmter Spezifikationen aus der Vakuumanlage. Die Qualitätsmerkmale von Bitumen sind seine Penetration, der Asphaltengehalt und die Haltbarkeit.¹³¹ Bitumen wird im wesentlichen im Straßenbau und in der Industrie, z. B. für Dachpappen, verwendet.

Schwefel wird von der chemischen Industrie im wesentlichen zur Schwefelsäureproduktion abgenommen.

Koks entsteht im Rahmen spezieller Crackprozesse. Die Reinheit des Koks ist entscheidend für seine Vermarktung in der chemischen Industrie.

3.2 Produktionsfunktion

3.2.1 Rohölmarge

Die Rohölmarge wird als Deckungsbeitrag der Produktenerlöse minus den variablen Kosten der Beschaffung, des Transports sowie der Verarbeitung des Rohöls innerhalb eines konkreten Zeitraums definiert. Die Rohölmarge wird in US-Dollar pro Barrel (\$/bbl) oder US-Dollar pro Tonne (\$/T) angegeben.

Die Produktionsfunktion des Raffinationsprozesses ist durch die Produktionsanlagenkonfiguration determiniert. Es wird zwischen der “Straight-Run“¹³² (SR) und der “Fully-Upgraded“ (FUG) Verarbeitung unterschieden. Die Straight-Run Verarbeitung erfolgt ohne Berücksichtigung von Crackprozessen, während die Fully-Upgraded Verarbeitung Crackprozesse einschließt.

¹³¹ Neumann, H. J.: Bitumen, Arbeitsgemeinschaft der Bitumen Industrie e. V. (Hrsg.), 57. Jg., 4. Quartal, Heft 4/95, S. 4 ff.

¹³² Die Straight-Run Verarbeitung wird auch als Hydroskimming bezeichnet, vgl. Mineralölwirtschaftsverband: a.a.O., S. 29.

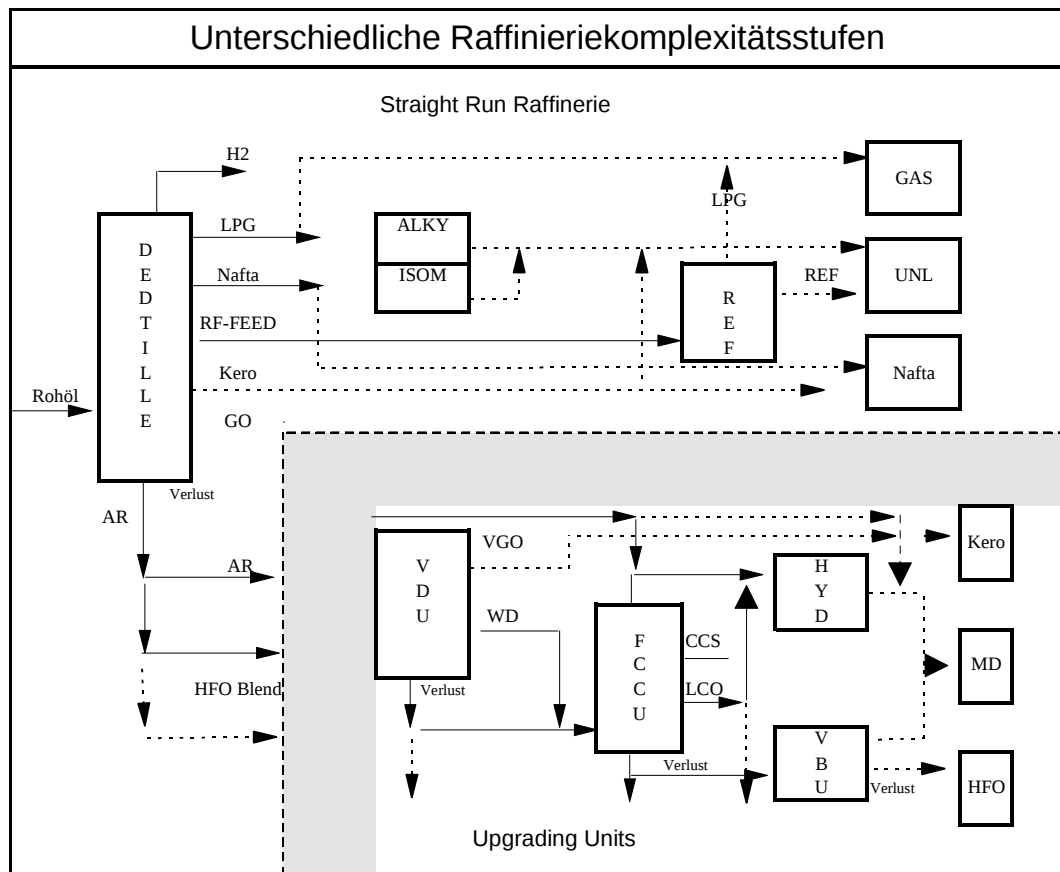


Abb. 6: Fließschema Unterteilung: Straight Run und Fully Upgraded

Die Zielsetzung der Beschaffungsentscheidung ist die Auswahl des Rohöls, das im Verarbeitungszeitpunkt die Rohölmenge maximiert. Die Wertschöpfung der Verarbeitung ist abhängig von der Qualität des Rohöls, den Qualitätsrestriktionen und Preisen der Produkte, sowie den möglichen Verarbeitungsrouten. Bedingt durch die Vielzahl der möglichen Anlagenfahrweisen, Verschaltungen einzelner Anlagen und der möglichen Zwischenlagerung von Komponenten ist die Menge der potentiellen Verarbeitungsrouten sehr groß. Dies bedeutet im Umkehrschluß, daß die Flexibilität der Verarbeitung eines Rohöls ebenfalls sehr groß ist. Durch die Festlegung der Verarbeitungsrouten zum Zeitpunkt der Produktion kann je nach Ausgangslage auf das Produktionsverhältnis der Produkte in Abhängigkeit von der Rohölqualität stark Einfluß genommen werden.¹³³ Dieses wird durch folgende Abbildung verdeutlicht, in der die Produktionsausbeute für vier verschiedene Verarbeitungsrouten eines beliebigen Rohöls dargestellt werden.

¹³³ Harms, K. P.: a. a. O., S. 207.

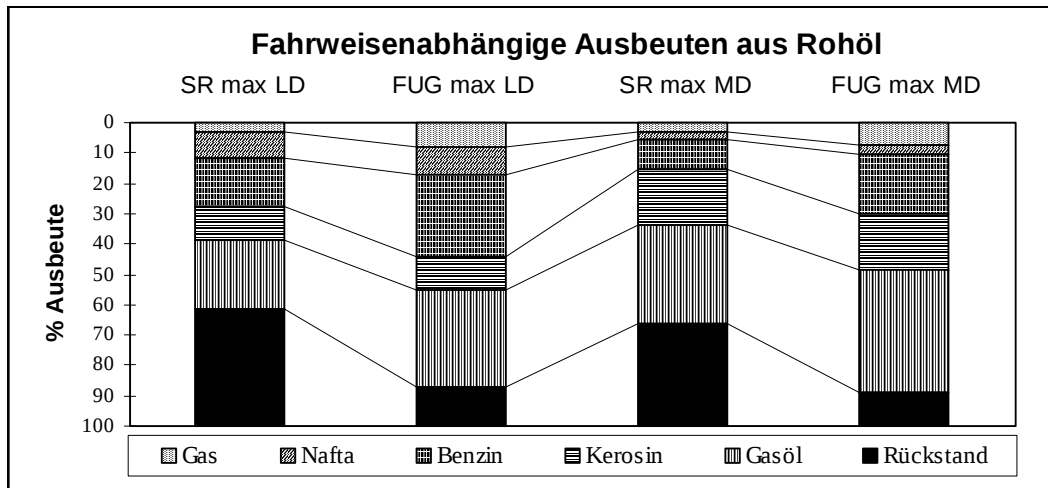


Abb. 7: Flexibilität der Rohölverarbeitung: Maximierung von LD oder MD Ausbeute bei SR oder FUG Verarbeitung.

Bei gegebenem Rohöl sind zur Bestimmung der optimalen Fahrweise bzw. Verarbeitungsrouten die alternativen Wertschöpfungen (GPW)¹³⁴ der Fahrweisen den entsprechenden Verarbeitungskosten gegenüberzustellen. Die maximale Differenz ist beim Produktionsprogramm mit dem maximalen Deckungsbeitrag gegeben.¹³⁵

Im Fall der Beschaffungsplanung ist das eingesetzte Rohöl noch nicht determiniert. Der Rohölpreis muß deshalb in die Produktionsoptimierung einbezogen werden. In diesem Fall ist die Marge als Wert (GPW) des potentiellen Rohöls abzüglich der Rohölbeschaffungskosten und den variablen Verarbeitungskosten zu bestimmen. Diese Kalkulation ist für jede Beschaffungsalternative durchzuführen, wobei zu berücksichtigen ist, daß jedes Rohöl aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften andere variable Kosten verursacht. Das Rohöl mit der maximalen Marge ist das Rohöl, welches den größten Wert für den Raffineur bei einer Entscheidung unter Sicherheit darstellt.

3.2.2 Synergieeffekte

In der Praxis werden Rohöle selten isoliert verarbeitet. Bis auf wenige Ausnahmen, z. B. durch eine Pipelineverbindung von Rohölfeld und Raffinerie, erzielt der Einsatz von Rohölmischungen eine höhere Marge als der Durchschnitt einzelner Rohöle. Dies ist durch Synergieeffekte begründet.¹³⁶

Das Synergiepotential von Rohölmischungen ergibt sich hauptsächlich aus einer Vielzahl von Produktionsengpässen, resultierend aus den Verschaltungen einzelner Raffinerieanlagen. Die Kapazitäten einzelner Produktionsanlagen sind nur im Ausnahmefall vollständig aufeinander

¹³⁴ Die Wertschöpfung wird generell als "Gross Product Worth" (GPW) bezeichnet. Das GPW wird definiert als Erlös aus der Verarbeitung abzüglich der Faktoreinsatzkosten des Rohöls.

¹³⁵ Dies hat unter der Nebenbedingung der Vermarktung aller Produkte aus jeder Fahrweise zu erfolgen.

¹³⁶ Harms, K. P.: a.a.O, S. 161.

abgestimmt, da diese Abstimmung nur in Bezug auf eine spezifische Rohölsorte erfolgen kann.¹³⁷ Bei allen anderen Rohölen ergeben sich deshalb Engpässe im Verarbeitungsprozeß. Dies hat zur Folge, daß die Maximierung der relativen Marge einer einzelnen Rohölsorte, ausgedrückt in \$/T, generell nicht das optimale Produktionsprogramm bestimmt, da die Produktionsengpässe nicht in das Kalkül einbezogen werden.

Neben den Anlageengpässen bestehen zwischen den Rohölen auch qualitative Beziehungen: aus einer Mischung von zwei Rohölen kann sich beispielsweise der durchschnittliche Schwefelgehalt einer Produktmischung so weit verändern, daß für das gesamte Mischprodukt höhere Verkaufserlöse erzielt werden können.

Aufgrund von Unterschieden zwischen den spezifischen Rohölkomponentenqualitäten und den Produktspezifikationen können sich zwischen den eingesetzten Rohölen starke Synergieeffekte ergeben. Diese Beziehungen möglicher Mischungen sind bei der Maximierung des Deckungsbeitrags zu berücksichtigen.

3.2.3 Beispiel: Synergieeffekte der Produktionsfunktion

Die Synergieeffekte der Raffinerieproduktion werden zum besseren Verständnis im folgendem Beispiel exemplarisch dargestellt:

In einer simplen Raffinerie werden zwei Rohöle eingesetzt. Ein Rohöl kommt aus der Nordsee und wird als "Nordsee" bezeichnet. Das andere Rohöl kommt aus Nigeria und wird mit "Afrika" bezeichnet. Die Raffinerie kann eine Million Tonnen Rohöl im Jahr zu limitierten Mengen von Benzin, Diesel und Heizöl verarbeiten. Die Rohöle können jeweils in zwei unterschiedlichen Fahrweisen verarbeitet werden: Straight-Run (SR) und Fully-Upgraded (FUG). Die nachfolgenden Tabellen enthalten die zur Optimierung der Produktion erforderlichen Informationen. Die Faktoreinsatzkosten und Produktenerlöse sind aus der Tabelle "Planpreise" ersichtlich. Die Faktoreinsatztransformation der Produktionsfunktion wird in der Tabelle "Ausbeutefaktoren" dargestellt. Die Tabelle "Verarbeitungskapazitäten" enthält die Restriktionen der möglichen Produktausbeuten. In diesem Beispiel sind die Verlustmengen und variablen Verarbeitungskosten in jedem Fall gleich Null.

Planpreise in \$/T		Ausbeutefaktoren in Gewichtsprozent vom Einsatz					Verarbeitungskapazitäten in 1000 T / Jahr	
		Rohöl	Nordsee		Afrika			kT/a
		Fahrweise	FUG	SR	FUG	SR		
Nordsee	113	Benzin	0.40	0.25	0.24	0.15	Rohöl	1000
Afrika	124	Diesel	0.20	0.35	0.55	0.66	Benzin	300
Benzin	165	Heizöl	0.40	0.40	0.21	0.19	Diesel	500
Diesel	157						Heizöl	350
Heizöl	87							

Tabelle 5: Daten des Beispielmodells

¹³⁷ Ebenda, S. 221 ff.

Bei vorübergehender Vernachlässigung der Verarbeitungskapazitäten lassen sich die Verarbeitungsmargen der Rohölfahrweisen durch Multiplikation der Ausbeutefaktoren mit den Produktpreisen unter Abzug der Rohölkosten ermitteln. Variable Verarbeitungskosten werden in diesem Beispiel nicht betrachtet. Die Verarbeitung von “Afrika” in der Straight Run Fahrweise ergibt mit 20.9 \$/T die höchste Marge.

Rohöl	SR Marge	FUG Marge
Nordsee	18.0 \$/T	19.2 \$/T
Afrika	20.9 \$/T	20.2 \$/T

Die Berücksichtigung der Kapazitätsrestriktionen einzelner Produktausbeuten führt zum Problem des Produktionsengpasses. Bei der FUG Verarbeitung von “Nordsee” können maximal 750 kT Rohöl verarbeitet werden, da bei dieser Menge die maximale Produktion von Benzin erreicht wird. Dies ist in der folgenden Tabelle dargestellt, in der in der Zeile “Freie Kapazität” die freie Kapazität für Benzin Null ist. Der Gesamte Deckungsbeitrag über die Planperiode bei einem Einsatz von 750 kT “Nordsee” beträgt 14.4 \$m, während die relative Marge in 19.2 \$/T beträgt.

Beispiel 3.2.3.1: Nordsee 100% FUG						
Planergebnis \$m:	14.40	Nordsee	Afrika	Benzin	Diesel	Heizöl
Planergebnis \$/T:	19.20	FUG	SR	FUG	SR	
Einsatz	kT/a	750	0	0	0	
Ausbeute	kT/a			300	150	300
Freie Kapazität	kT/a		250	0	350	50

Bei der SR Verarbeitung von “Nordsee” ist es möglich, mehr Rohöl einzusetzen, da diese Verarbeitung keinem Engpaß in der Benzinproduktion unterliegt. Hier wird ein Engpaß bei der Produktion von Heizöl bei 875 kT Rohöl erreicht. Obwohl die Marge pro Tonne geringer als bei der FUG Verarbeitung ist, kann durch die höhere Anlagenauslastung ein um 1.35 \$m besseres Planergebnis erzielt werden.

Beispiel 3.2.3.2: Nordsee 100% SR						
Planergebnis \$m:	15.75	Nordsee	Afrika	Benzin	Diesel	Heizöl
Planergebnis \$/T:	18.00	FUG	SR	FUG	SR	
Einsatz	kT/a	0	875	0	0	
Ausbeute	kT/a			219	306	350
Freie Kapazität	kT/a		125	81	194	0

Da in der FUG und SR Verarbeitung ein jeweils anderer Engpaß aktiv wird, erlaubt eine optimale Kombination der Fahrweisen eine Auslastung beider Engpässe. Diese wird als “Synergieeffekt”

bezeichnet. Der Gesamtdurchsatz steigt nicht, es wird jedoch die Produktion von Diesel reduziert, während die Ausbeute von höherwertigem Benzin in gleicher Menge steigt.

Beispiel 3.2.3.3: Synergie von Nordsee FUG / SR								
Planergebnis \$m:		Nordsee		Afrika		Benzin		Diesel
Planergebnis \$/T:		FUG		SR		FUG		Heizöl
Einsatz	kT/a	542	333	0	0			
Ausbeute	kT/a					300	225	350
Freie Kapazität	kT/a		125			0	275	0

Folgende Tabelle zeigt die Ausbeute des Rohöls “Afrika” in der SR Verarbeitung. Die hohe Dieselausbeute limitiert den Durchsatz von “Afrika” auf 909 kT.

Beispiel 3.2.3.4: Afrika 100% SR								
Planergebnis \$m:		Nordsee		Afrika		Benzin		Diesel
Planergebnis \$/T:		FUG		SR		FUG		Heizöl
Einsatz	kT/a	0	0	909	0			
Ausbeute	kT/a					218	500	191
Freie Kapazität	kT/a		91			82	0	159

Zusammen mit “Nordsee” kann bei gleichem Gesamtdurchsatz von 909 kT das Planergebnis von 18.,38 \$m um 0.25 \$m erhöht werden. Diese Wertschöpfung wird durch eine qualitative Verschiebung der Ausbeute von 27 kT Heizöl zu Benzin erreicht. Da die Durchsatzmenge nicht steigt, wird dieser Effekt im folgenden als “qualitativer Synergieeffekt” bezeichnet.

Beispiel 3.2.3.5: Qualitatives Synergiepotential								
Planergebnis \$m:		Nordsee		Afrika		Benzin		Diesel
Planergebnis \$/T:		FUG		SR		FUG		Heizöl
Einsatz	kT/a	217	0	0	692			
Ausbeute	kT/a					191	500	218
Freie Kapazität	kT/a		91			109	0	132

“Afrika” und “Nordsee” zusammen können darüber hinaus einen “quantitativen Synergieeffekt” ausnutzen. In der Kombination von 35% “Nordsee” und 65% “Afrika” kann die maximale Durchsatzkapazität der Raffinerie von 1000 kT betrieben werden.

Anstelle von 16.40 \$m bei Einsatz von “Nordsee” bzw. 18.38\$m bei Einsatz von “Afrika” erlaubt die optimale Engpaßauslastung eine Deckungsbeitrag von 20.31 \$m durch die Nutzung von qualitativen und quantitativen Synergien.

Beispiel 3.2.3.6: Quantitatives Synergiepotential								
Planergebnis \$m:	20.31	Nordsee		Afrika		Benzin	Diesel	Heizöl
Planergebnis \$/T:	20.31	FUG	SR	FUG	SR			
Einsatz	kT/a	348	0	0	652			
Ausbeute	kT/a					237	500	263
Freie Kapazität	kT/a		0			63	0	87

Die Wertschöpfung der quantitativen Synergie ist mit 1.68 \$m (20.31 - 18.63) signifikanter als die qualitative Synergie von 0.25 \$m (18.63 - 18.48). Dieser Sachverhalt wird durch zwei Effekte begründet: Zum einen ist die Menge des quantitativen Synergieeffektes höher (91 kT Durchsatzserhöhung gegenüber 27 kT Qualitätsverbesserung), zum anderen ist im Fall des qualitativen Synergieeffektes die Differenz von Rohöl und Produktenpreisen (die Bewertung des quantitativen Synergieeffektes) höher als die relative Preisdifferenz von Heizöl und Benzin.

Quantitative Synergien treten ausschließlich in den Fällen auf, in denen Durchsatzengpässe von Verarbeitungsanlagen vorliegen. Die Wertschöpfung der quantitativen Synergie ist dabei die gesamte Rohölmarge. Qualitative Synergien bestehen überwiegend aus sich ergänzenden Komponentenqualitäten, so daß aus zwei minderwertigen Komponenten eine höherwertige Komponente gebildet werden kann. Diese qualitative Synergie kann auch bei zeitlich versetzter Produktion durch Lagerung von Komponenten ausgenutzt werden.

3.3 Beschaffungsplanung der Raffination

3.3.1 Aufgabenstellung der Beschaffungsplanung

Der Planungsprozeß deckt in der Praxis einen Zeitraum von bis zu 3 Monaten ab.¹³⁸ Im folgenden wird der zeitliche Ablauf von der ersten Planungsrechnung bis zum Verkauf der Produkte beschrieben.

Die Angabe der Tage bezieht sich auf den verbleibenden Zeitraum bis zum Verkauf der Produkte:

- t - 45 Durchführung der ersten Planungsrechnung,
- t - 40 Kauf des Rohöls,
- t - 28 Beladung des Rohöltankers,
- t - 16 Löschen des Rohöls im Löschhafen,
- t - 14 Ankunft des Rohöls in der Raffinerie,
- t - 7 Verarbeitung des Rohöls,
- t - 6 Fertigstellung und Einlagerung der Produkte,
- t Verkauf der Produkte.

¹³⁸ BP Ltd.: Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 128.

Dieses Beispiel kann im Einzelfall von 45 Tagen auf 14 Tage reduziert werden, wenn beispielsweise das Rohöl im Löschhafen gekauft wird. Die Zeit kann sich auf 90 Tage erhöhen, wenn die Transportzeit des Rohöls durch den Ladeort bedingt verlängert wird.

3.3.2 Produktionsplanungssysteme einer Raffinerie

Die Raffinerieplanung kann nach ihrer Fristigkeit eingeteilt werden. Demzufolge sind langfristig Investitionen zu bewerten, während mittelfristig die Interaktionen der Raffinerieproduktion mit dem Produktenmarkt zu beurteilen sind. Kurzfristig sind die Beschaffungsplanung und die Produktionsplanung bei gegebenem Einsatzprogramm durchzuführen.¹³⁹ In Echtzeit haben die Anlagensteuerung einzelner Aggregate und die Verpumpungen der Einsätze, Komponenten und Produkte zu erfolgen.

Für die Beschaffungsplanung werden Simulationen sowie optimierende Lösungsmodelle auf Basis linearer Programmierung eingesetzt.¹⁴⁰ In der Echtzeitplanung im Bereich der Ablaufplanung¹⁴¹ werden aufgrund der Komplexität dynamischer Restriktionen der Produktionsfunktion grundsätzlich Simulationsverfahren eingesetzt.

In der Praxis haben sich für viele Bereiche Hybridsysteme, in denen Teilbereiche optimiert werden, durchgesetzt, da diese Systeme eine gute Anpassung der Lösungsmodelle an die Problemstellung ermöglichen:

- LP-Modelle werden auf Korrelationen geeicht, die aus Simulationen der Anlagen gewonnen werden.
- Simulationen haben optimierende Teilbereiche.
- Tabellenkalkulationssysteme werden als Benutzerschnittstelle eingesetzt.
- Kleinere Problemstellungen mit bis zu 1000 Restriktionen werden mit eingebauten Optimizern von Tabellenkalkulationssystemen bearbeitet.

Hauptanwendungsgebiete der Simulationen ist die Ablaufsteuerung in Echtzeit unter der Voraussetzung eines determinierten Produktionsprogramms.

¹³⁹ Jänicke, W., Friedrich, H., Lück, Th., Staudtmeister, F., Kiehle, H., Grunow, J.: Rechnergestützte Pipelinedisposition zur Versorgung von Raffinerien, Erdöl - Erdgas - Kohle, 110. Jahrgang, Heft 6, Juni 1994, S. 266.

¹⁴⁰ Jänicke, W.: Computergestützte Produktionsplanung für Erdölraffinerien, Erdöl - Erdgas - Kohle, 108. Jahrgang, Heft 5, Mai 1992, S. 225 f.

¹⁴¹ Der kurzfristige Bereich der Ablaufplanung wird als Scheduling bezeichnet.

In aufwendig programmierten Simulationen können Prozeßbedingungen einzelner Anlagen mit einer Genauigkeit von mehr als 99% abgebildet werden. Diese Modelle werden in der Praxis hauptsächlich zum Training der Anlagenfahrer eingesetzt, da hier außergewöhnliche Fälle, wie beispielsweise das An- und Abfahren einer Anlage oder Störfälle, geübt werden. Der dabei erzielte Lerneffekt ist aufgrund der Abbildungsgenauigkeit des Simulationsmodells groß.¹⁴²

Bei entsprechender Verschaltung der Simulationen von einzelnen Anlagen kann die Raffinerie als Ganzes abgebildet werden. Unter Vorgabe entsprechender Anlageneinstellungen und Rohölzeiten könnte damit eine Produktionsplanung simuliert werden. Abhängig von der zur Verfügung stehenden Zeit und den Daten könnten nach der Monte Carlo Methode verschiedene Simulationen durchgeführt und ausgewertet werden.

Tabellenkalkulationssysteme zur Rohölbewertung sind einfache Simulationen von Anlagen oder gesamten Raffinerien. Sie beinhalten mindestens die Produktenanteile einzelner Rohölsorten bei atmosphärischer Destillation. Zusammen mit Preisen der Produkte kann das Tabellenkalkulationssystem den Wert der eingesetzten Rohöle ermitteln. Die Differenz des Wertes zum Rohölpreis ergibt den Deckungsbeitrag des Rohöls.

Tabellenkalkulationssysteme lassen sich beliebig detaillierbar gestalten. Die konkrete Anlagenkonfiguration der Raffinerie kann abgebildet werden, so daß auch das Durchlaufen einer Vakuumdestillation und Crackanlagen in die Betrachtung einfließen können. Der Übergang von Tabellenkalkulationssystemen zu Simulationsmodellen ist fließend. Der Schwerpunkt der Simulationsmodelle liegt in der exakten Modellierung der physischen Verarbeitung, während die Tabellenkalkulation ein ökonomisches Modell der relevanten Produktionsdaten zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit darstellt. Der Vorteil der Tabellenkalkulation liegt dabei in der einfachen und interaktiven Modellierung der Problemstellung.

Die Tabellenkalkulationssysteme sind einfach zu warten und ermöglichen schnelle Bewertungen für konkrete Rohöle. Gegenüber optimierenden Systemen besteht der Nachteil darin, daß die Anlagefahrweisen und Komponentenströme des Rohöls vorgegeben werden müssen. Die Tabellenkalkulation optimiert die Belegung der bestehenden Freiheitsgrade nicht. Demzufolge ist nicht gewährleistet, daß die bestmögliche Fahrweise gewählt wurde und die Bewertung der möglichen Einsatzstoffe korrekt ist.

¹⁴² Harms, K. P.: a.a.O., S. 205.

Synergieeffekte verschiedener Rohöle können eingeschränkt durch manuelle Vorgaben beurteilt werden. Diese Vorgehensweise ist vollständig auf die Erfahrung des Beurteilenden angewiesen, da das Modell nicht optimiert, sondern ausschließlich simuliert. Es kann keine Aussage über die Optimalität eines Lösungsvorschlags gemacht werden, da die Optimierungskomponente des Lösungsverfahrens fehlt.

Aufgrund der Komplexität und des Koppelproduktionscharakters einer Raffinerie sowie hoher Synergien der Rohöle untereinander führt ausschließlich ein simultan optimierendes Lösungsverfahrens a priori zu einem optimalen Produktionsprogramm.

In allen dem Verfasser bekannten Fällen werden Raffinerieproduktionsplanungen optimierend durchgeführt. Weit verbreitet ist die lineare Optimierung.¹⁴³ Bei der linearen Optimierung wird das Lösungsmodell des Raffinationsprozesses ausschließlich durch lineare Beziehungen modelliert. Beziehungen, die natürlicherweise nicht linear sind, werden durch Überführung in Indexwerte linearisiert. Dabei werden grundsätzlich Logarithmen sowie Exponentialfunktionen verwendet. Können diese nicht zugrundegelegt werden oder ist eine mögliche Indexierung nicht bekannt, wird der relevante Teil der nicht linearen Beziehung in so viele lineare Beziehungen zerlegt, so daß eine Approximation nicht linearer Beziehungen durch lineare Beziehungen möglich wird.¹⁴⁴ Aufgrund dieser Vorgehensweise wird der Modellumfang erhöht, während nicht lineare Beziehungen approximativ modelliert werden können.

Die Auswahl des Lösungsverfahrens und der optimale Detaillierungsgrad der Modellierung ist vom Planungshorizont und den vorhandenen Freiheitsgraden abhängig. Für die konkrete Anlagensteuerung eignet sich die Simulation am besten, da das Ergebnis einer beabsichtigten Aktion unverzüglich sichtbar wird. Theoretisch kann ein optimierendes Verfahren eingesetzt werden, das in einem Regelkreis in den Produktionsablauf eingreift. Heute sind die technischen Voraussetzungen so weit fortgeschritten, daß partielle Engpässe mit dieser Methode optimiert werden. In der neueren Entwicklung werden hierzu auch Neuronale Netze eingesetzt.¹⁴⁵

¹⁴³ Williams, H. P.: Model Building in Mathematical Programming, Third Edition, Chichester 1993, S. 67; BP Ltd.: Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 127.

¹⁴⁴ vgl. Preßmar, D. B., Jahnke, B.: Efficient Approximations of Univariate Nonlinearities for Linear Planning Models, in: EJOR (European Journal of Operational Research), Amsterdam 1977, Bd. 1. Nr. 3, S. 185 ff.

¹⁴⁵ Wadi, I.: Neural network model predicts naphta cut point, Oil & Gas Journal, Vol. 94, No. 48, November 25, 1996, S. 67 ff.

3.3.3 Raffineriesteuerung

Instrumente zur Raffineriesteuerung decken den untermonatlichen Steuerungsbedarf einer Raffinerie ab. Einige Freiheitsgrade der Planung, wie Preise und Mengenrestriktionen, sind innerhalb dieser sehr kurzfristigen Planungen bekannt. Die Qualitäten der zu verarbeitenden Rohstoffe stehen fest, während die Produkthanforderungen zwischen 80% und 90% fixiert sind, da die Bedarfsschätzung zu diesem Zeitpunkt hinreichend genau ist.

Die Raffineriesteuerung hat die Aufgabe, den Produktionsablauf zu optimieren. Die Freiheitsgrade der Raffineriesteuerung beschränken sich auf die Einsatzkombinationen der vorhandenen Rohölbestände, deren Reihenfolgeplanung und die Verschaltung der Komponentenströme zu den nachfolgenden Anlagen. Die Veredelungsanlagen werden in Abhängigkeit von konkreten Produkthanforderungen und Qualitäten der Einsatzkomponenten gesteuert.

Die Zielsetzung von Schedulingmodellen besteht in der Berücksichtigung dynamischer Restriktionen und Interdependenzen in der konkreten Ablaufsteuerung.

Unter Rohölscheduling wird die Zusammenstellung des Rohöleinsatzblends für Destillationsanlagen und deren Reihenfolgeplanung verstanden.¹⁴⁶ Das Scheduling optimiert Einsatzmischungen, um Durchsätze zu maximieren und dabei Qualitätsanforderungen der nachfolgenden Anlagen zu gewährleisten. Es steuert die Rohöltankbelegung und kann im Einzelfall Auswirkungen auf die Löschungsmöglichkeiten ankommender Rohöltanker haben. Dies ist relevant, da die Liegezeit der Tanker nach einer vertraglich fixierten Zeit von der Raffinerie zu vergüten ist. Diese potentiellen Kosten sind beim Scheduling zu berücksichtigen.

Als Optimierungsinstrumente bieten sich dynamische LP-Modelle an, die Rohölmischungen auf Durchsatzmaximierung unter Einhaltung von Qualitäts- und Tankraumrestriktionen sowie Bestandshaltung maximieren. Eine Alternative des Rohölschulings stellt die Simulation der Einsatzmischung, z. B. mit der Tabellenkalkulation, dar.¹⁴⁷ Diese ist auf die Überprüfung der Einhaltung von Restriktionen im Rahmen der Planung beschränkt. Auf eine Optimierung wird in der Praxis aufgrund der Fristigkeit und Komplexität der Problemstellung verzichtet.

Die lineare Optimierung wird auch im kurzfristigen Bereich der Planung insbesondere beim Produktenblending eingesetzt. Das Blenden von Fertigprodukten hängt von den Qualitäten der Komponenten, den Spezifikationen der Produkte, den Tankbelegungen und der Produktnachfrage ab. Die Aufgabe des Blendings besteht grundsätzlich in der Einhaltung der Spezifikationen bei Minimierung des Komponentenwertes, um möglichst niedrige Komponentenkosten zu realisieren.

¹⁴⁶ Jänicke, W., Friedrich, H., Lück, Th., Staudtmeister, F., Kiehle, H., Grunow, J.: a.a.O., 265 f.

¹⁴⁷ Ebenda, S. 267.

Die qualitativen und quantitativen Synergiepotentiale der Raffination determinieren das Wertschöpfungspotential der Raffineriesteuerung. Die Instrumente zur Produktions- oder Beschaffungsplanung müssen diesen Interdependenzen gerecht werden, um eine realistische Bewertung zu ermöglichen.

Die Lineare Programmierung hat sich als das überlegene Lösungsverfahren für die mittelfristige Planung erwiesen,¹⁴⁸ da die vielen Prozeßabläufe linear sind bzw. sich linear abbilden lassen, wie beispielsweise das Blendverhalten der Komponentenqualitäten durch Blend-Indizes.

Die Erweiterungsansätze der Planungsverfahren verfolgen die Richtung der dynamischen Modellierung, um die Planungslücke zu den Schedulingssystemen zu schließen und die Abbildungsgenauigkeit zu erhöhen. Durch eine Mehrperioden-Darstellung kann die Abbildungsgenauigkeit des Lösungsmodells erheblich verbessert werden, da dynamische Interdependenzen erfaßt werden. Die konsequente Weiterentwicklung des Raffineriemodells bedeutet einen Übergang zu MIP-Systemen,¹⁴⁹ die weitere Restriktionen, die auf Ganzzahligkeitsvoraussetzungen beruhen, wie z. B. Blockfahrweisen von Anlagen bedingt durch Tankraumrestriktionen, abbilden.

3.4 Raffineriemodell

3.4.1 Rohöle und Produkte

Zur empirischen Überprüfung der in dieser Arbeit aufgezeigten Möglichkeiten der Beschaffungsplanung unter Berücksichtigung von Risiken wird ein Raffinerieplanungsmodell herangezogen. Dieses Lösungsmodell auf Basis linearer Beziehungen spiegelt nicht alle Feinheiten eines realen Raffineriemodells wieder. Es ist dennoch von einer Komplexität, die über einige der in der Praxis verwendeten Lösungsmodelle zur Beschaffungsplanung hinausgeht.¹⁵⁰ Das hier entwickelte Lösungsmodell ist ein Ein-Perioden-Modell, das sich auf einen Zeitraum von einem Monat bezieht. Der Schwerpunkt der Modellierung liegt auf den Interdependenzen und Freiheitsgraden innerhalb der Produktion, welche die Komplexität der Entscheidungsfindung begründen.¹⁵¹ Die Zielfunktion maximiert den Deckungsbeitrag, der aus Produktenerlösen abzüglich der variablen Verarbeitungs- und Rohöleinsatzkosten ermittelt wird.

¹⁴⁸ Jänicke, W.: a.a.O., S. 225.

¹⁴⁹ MIP: Mixed Integer Programming; Preßmar, D. B.: Betriebswirtschaftliche Planung und mathematische Optimierung, a.a.O., S. 284.

¹⁵⁰ Dem Verfasser dieser Arbeit sind allein drei Modelle bekannt, die weniger komplex sind, dennoch in der Praxis zur Rohölauswahlentscheidung herangezogen werden.

¹⁵¹ Eine simple Modellformulierung für das Raffinerieproblem findet sich bei Williams, P.: a.a.O., S. 282 ff.

Das Raffineriemodell lässt die Herstellung von sieben unterschiedlichen Produktgruppen zu. Diese Produktgruppen sind Gas, Nafta, Unleaded (Benzin), Kerosin, Gasöl, schweres Heizöl mit 1% und 3.5% Schwefel.¹⁵² In der Praxis setzen sich diese Produktgruppen aus bis zu acht verschiedenen Einzelprodukten zusammen. In diesem Modell entsprechen die Produktgruppen jeweils einem Produkt. Nicht wesentliche Zwischenprodukte der Abbildungen (LCO) 5 und 6 oder Abfallprodukte (H2) werden nicht modelliert.

Die Anzahl der zur Auswahl stehenden Rohöle ist auf fünf exemplarische Rohöle beschränkt. Die Selektion dieser Rohöle wurde durch typische Qualitätsmerkmale bestimmt.¹⁵³ Die für das Beispielmmodell berücksichtigten Rohöle stehen stellvertretend für andere Rohöle mit ähnlichen Attributen.

Die in diesem Modell dargestellten Rohöle sind Arab-Medium, Brent, Forcados, Sarir und Saharan Blend.¹⁵⁴ Arab-Medium ist ein hochschwefliges Rohöl aus Saudi Arabien. Sein vorherrschendes Qualitätsmerkmal liegt im extrem hohen Schwefelgehalt des Rohölrückstands. Es steht stellvertretend für Rohöle aus dem mittleren Osten.

Bei Brent handelt es sich um das Standardrohöl der Nordsee. Es ist von der Ausbeutestruktur ausgewogen. Sein Rückstand eignet sich sowohl für die Produktion von niedrigschwefligem als auch hochschwefligem schweren Heizöl. Im Gegensatz zu den übrigen Rohölen ist Brent deshalb nicht auf die Produktion einer Sorte schweren Heizöls festgelegt.

Forcados ist ein niedrigschwefliges Rohöl aus Nigeria. Seine wesentliche Eigenschaft besteht in einer hohen Mitteldestillatausbeute. Bedingt durch einen hohen basischen Stickstoffgehalt, der die Konversionsfähigkeit des Katalysators reduziert, weist der Rückstand eine geringe Konversion in der Cat-Crack Anlage auf.

Bei Sarir handelt es sich um ein niedrigschwefliges Rohöls aus Lybien. Es hat einen sehr hohen Rückstandsanteil mit einer hohen Konversion in der Cat-Crack Anlage.

Saharan Blend aus Algerien ist ein ultraleichtes Rohöl. Mit einer niedrigen Dichte von 0.69 kg/ltr verfügt es über eine sehr hohe Gasausbeute bei einem geringen Rückstandsanteil. Die Qualitäten der Komponenten aus Saharan Blend übersteigen die Anforderungen an die Spezifikationen der Fertigprodukte. Saharan Blend hat demzufolge ein Synergiepotential mit Rohölen, deren Komponentenqualitäten nicht spezifikationsgerecht sind. Aufgrund der komplementären Rückstandsausbeuten besteht weiterhin ein hohes Synergiepotential mit Sarir und Arab-Medium.

¹⁵² vgl. Harms, K. P.: a.a.O., S. 404 ff.

¹⁵³ BP Ltd.: Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 163 ff.

¹⁵⁴ International Petroleum Encyclopedia 1993: a.a.O., S. 257 ff.

Die folgende Grafik veranschaulicht, daß ein voller Durchsatz mit Arab-Medium und Sarir aufgrund des hohen atmosphärischen Rückstandgehaltes in der Destillation nicht ohne Durchsatzverlust bei den Leicht- und Mitteldestillaten erreicht werden kann. In einer Mischung mit Saharan Blend kann der Gesamtdurchsatz erhöht werden. Dies bedeutet einen positiven quantitativen Synergieeffekt, da die maximale Durchsatzmenge der Mischung größer ist, als die maximalen Einzelmengen.

Bild 8 verdeutlicht das Synergiepotential der Rohöle in Bezug auf die Abzugskapazität der Destillation:

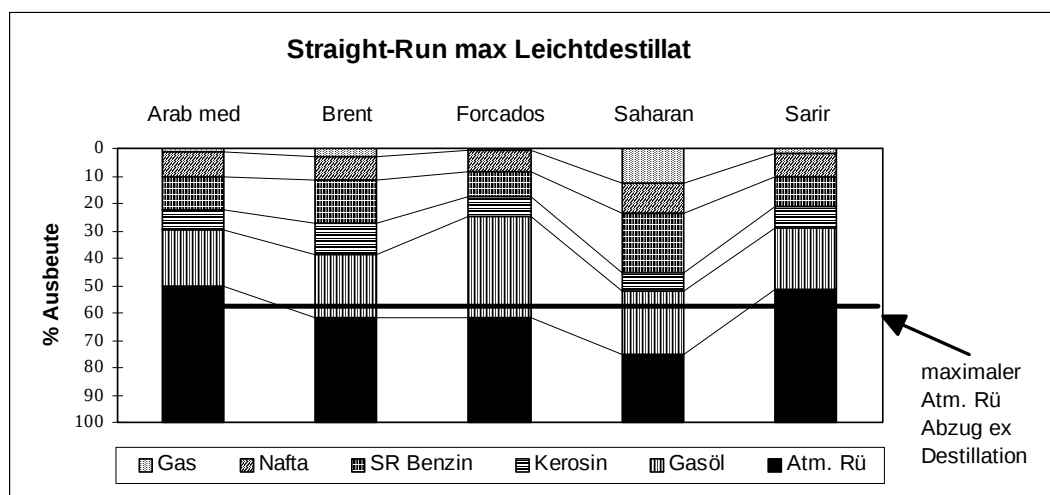


Bild 8: Destillationsausbeuten bei beispielhaft gewählter Fahrweise Straight Run, max. LD

3.4.2 Abkürzungen der Modellformulierung

Indexmengen

i: Rohölindex	$i \in \{1, 2, \dots, \max\},$
j: Produktenindex	$j \in \{1, 2, \dots, \max\},$
k: Blendkomponentenindex MD	$k \in \{1, 2, \dots, \max\},$
l: Blendkomponentenindex HS	$l \in \{1, 2, \dots, \max\},$
m: Blendkomponentenindex Unleaded	$m \in \{1, 2, \dots, \max\},$
n: Anlagenindex	$n \in \{1, 2, \dots, \max\}$
ns: Menge niedrigschwefeliger Rohöle	$n \in \{1, 2, \dots, \max\}.$

Variablen

C:	Rohölmenge (ME),
f _{SC} :	Faktor ¹⁵⁵ der Swingcutausnutzung,

¹⁵⁵ Bei Beschreibung der Modellparameter sind die Ausbeutefaktoren als prozentuale Faktoren zu verstehen. Diese werden im Rahmen der mathematischen Formulierung mit *f* gekennzeichnet.

ARÜHS:	Atmosphärenrückstand, geblendet in schweres Heizöl (ME),
VRÜHS:	Vakuumrückstand, geblendet in schweres Heizöl (ME),
SRMDMD:	Straight-Run Mitteldestillat, geblendet in Mitteldestillat (ME),
CMDMD:	Cat-Crack Mitteldestillat, geblendet in Mitteldestillat (ME),
CMDHS:	Cat-Crack Mitteldestillat, geblendet in schweres Heizöl (ME),
CCSUNL:	Cat-Crack Benzin, geblendet in Unleaded (ME),
SRNAFTAUNL:	Straight-Run Nafta, geblendet in Unleaded (ME),
SRNAFTAISOM:	Einsatzmenge von Nafta in der Isomerisierung (ME),
LPGALKY:	Einsatzmenge von LPG in der Alkylierung (ME),
LPGUNL:	Gas, geblendet in Unleaded (ME).

Definitionen

ARÜV:	ARÜ als Einsatz für die Vakuumdestillation (ME),
WD:	Wachsdestillat als Einsatzfaktor für den Cat-Cracker (ME),
VRÜVB:	Vakuumrückstand als Einsatz für den Visbreaker (ME),
SRMDH:	Straight-Run Mitteldestillat als Einsatz für den Hydrofiner (ME),
CMDH:	Cat-Crack Mitteldestillat als Einsatz für den Hydrofiner (ME),
CCSREF:	Cat-Crack Benzin als Reformereinsatz (ME),
VOL:	Komponentenmenge (ME),
genutzte Kapazität:	Kapazitätsauslastung der Anlagen, 0 bis 1.

Produkte

LPG:	Liquified Petroleum Gas, Flüssiggas,
NAFTA:	Nafta,
Unleaded:	Unleaded mit einer Motor Oktanzahl von mindestens 95,
Kerosin:	Flugkraftstoff,
MD:	Mitteldestillat aus Diesel und extra leichtem Heizöl,
HS 1%:	schweres Heizöl mit maximal 1% Schwefelgehalt,
HS 3.5 %:	schweres Heizöl mit maximal 3.5 % Schwefelgehalt.

Konstanten

Cmin:	Minimum Rohöleinsatz,
Cmax:	Maximum Rohöleinsatz,
f_{SRLPG} :	Ausbeutefaktor der Straight-Run Komponente LPG,
f_{SRREF} :	Ausbeutefaktor der Straight-Run Komponente Reformer feed,
f_{SRNAFTA} :	Ausbeutefaktor der Straight-Run Komponente Nafta,
f_{SRKERO} :	Ausbeutefaktor der Straight-Run Komponente Kerosin,

f_{SRMD} :	Ausbeutefaktor der Straight-Run Komponente Mitteldestillat,
$f_{SRARÜ}$:	Ausbeutefaktor der Straight-Run Komponente Atmosphärenrückstand,
f_{VSR} :	Verlustfaktor der Atmosphärischen Destillation,
f_{VMD} :	Ausbeutefaktor der Mitteldestillatausbeute der Vakuumanlage,
f_{WD} :	Ausbeutefaktor des Wachsdestillats der Vakuumanlage,
$f_{VRÜ}$:	Ausbeutefaktor des Vakuumrückstands,
f_{VVAK} :	Verlustfaktor der Vakuumdestillation,
f_{CLPG} :	Ausbeutefaktor des LPG's aus dem katalytischen Cracker,
f_{CCS} :	Ausbeutefaktor des Cat-Crack Benzins aus dem katalytischen Cracker,
f_{CMD} :	Ausbeutefaktor des Cat-Crack Mitteldestillats,
$f_{CRÜ}$:	Ausbeutefaktor des Cat-Crack Rückstands,
f_{VCC} :	Verlustfaktor des Cat-Crackers,
f_{VBMD} :	Ausbeutefaktor des Mitteldestillats ex Visbreaker,
$f_{VBRÜ}$:	Ausbeutefaktor des Visbreakerrückstands,
f_{VVB} :	Verlustfaktor des Visbreakers,
$f_{SRMDHYD}$:	Ausbeutefaktor des Straight-Run Mitteldestillats ex Hydrofiner,
f_{VHSR} :	Verlustfaktor des Straight-Run Mitteldestillats ex Hydrofiner,
f_{CMDHYD} :	Ausbeutefaktor des Cat-Crack Mitteldestillats ex Hydrofiner,
f_{VHCC} :	Verlustfaktor des Cat-Crack Mitteldestillats ex Hydrofiner,
f_{REFLPG} :	Ausbeutefaktor des LPG's ex Reformer,
f_{REFSR} :	Ausbeutefaktor des Reformats ex Straight-Run Benzin,
f_{VRSR} :	Verlustfaktor des Reformats ex Straight-Run Benzin,
f_{REFCS} :	Ausbeutefaktor des Reformats ex Cat-Crack Benzin,
f_{VRCC} :	Verlustfaktor des Reformats ex Cat-Crack Benzin,
$f_{ALKYLAT}$:	Ausbeutefaktor der Alkylierung,
f_{VALKY} :	Verlustfaktor der Alkylierung,
$f_{ISOMERAT}$:	Ausbeutefaktor des Isomerats ex Isomerisierung,
f_{ISOLPG} :	Ausbeutefaktor des LPG's ex Isomerisierung,
f_{ISO} :	Verlustfaktor der Isomerisierung,
$MaxKap_{dest}$:	Maximumkapazität der Destillation (ME),
$MaxKap_{LD}$:	Maximum der Leichtdestillatausbeute der Destillation (ME),
$MaxKap_{MD}$:	Maximum der Mitteldestillatausbeute der Destillation (ME),
$MaxKap_{ARÜ}$:	Maximum der Atmosphärenrückstandsausbeute (ME),

f_{SCmax} :	maximaler Faktor des Swingcut-Anteils im Rohöl,
$MaxKap_{VAK}$:	Maximumkapazität der Vakuumanlage (ME),
$MaxKap_{CAT}$:	Maximumkapazität des katalytischen Crackers (ME),
$MaxKap_{VB}$:	Maximumkapazität des Visbreakers (ME),
$MaxKap_{HYD}$:	Maximumkapazität des Hydrofiners (ME),
$MaxKap_{REF}$:	Maximumkapazität des Reformers (ME),
$MaxKap_{ISOM}$:	Maximumkapazität der Isomerisierung (ME),
$MaxKap_{ALKY}$:	Maximumkapazität der Alkylatanlage (ME),
MOZ:	Motor Oktanzahl,
VLI:	Dampfdruckindex,
VLI _{max} :	Maximum des Dampfdruckindexes,
S:	Schwefelgehalt,
VISKO:	Viskosität,
VISKO _{max} :	Maximum Viskosität,
S _{max} :	maximaler Schwefelgehalt,
PROD:	Produkt (ME),
Preis:	Produktenerlös, pro ME,
Kost:	Faktoreinsatzkosten, pro ME,
VARKOST:	variable Kosten der Verarbeitung pro Kapazitätsauslastung.

3.4.3 Produktionsanlagen

Rohöldestillation

Die erste Produktionsstufe erfolgt in der atmosphärischen Destillation. Aus dem Faktoreinsatzstoff Rohöl werden die Straight-Run Komponenten Gas, Leichtdestillat, Mitteldestillat und atmosphärischer Rückstand destilliert. Die Produktionsfunktion der Destillation determiniert die rohöl-spezifischen Mengen der Ausbeutekomponenten auf Gewichts-basis in Abhängigkeit von der Einsatzmenge des Rohöls i .

Produktionsfunktion der Rohöldestillation:

$$(3.1) \quad C_i = (f_{SRLPG_i} + f_{SRREF_i} + f_{SRNAFTA_i} + f_{SRKERO_i} + f_{SRMD_i} + f_{SRARÜ_i} + f_{VSR_i}) \cdot C_i \quad \forall i.$$

Aus der Produktionsfunktion (3.1) wird ersichtlich, daß die variable Rohölmenge C_i als eine rohöl-spezifische Gruppierung von Komponenten, modelliert durch die Ausbeutefaktoren " $f_{\dots i}$ ", betrachtet werden kann. Diese Feststellung wird in Kapitel 4 für die Berücksichtigung des Risikos im Raffineriemodell aufgegriffen.

Die Gesamtmengen der produzierbaren Komponenten werden durch Abzugsbeschränkungen der Destillationsanlage determiniert. In diesem Modell werden die Abzugsmengen für Leichtdestillate in Gleichung (3.2), Seitenabzüge für Mitteldestillate in Gleichung (3.3) und der Bodenabzug hinsichtlich des atmosphärischen Rückstands in Gleichung (3.4) kontrolliert.

Abzugskapazitätsrestriktionen der Rohöldestillation:

$$(3.2) \quad \sum_i (f_{SRLPG_i} + f_{SRREF_i} + f_{SRNAFTA_i} + f_{SC_i}) \cdot C_i \leq MaxKap_{LD}$$

$$(3.3) \quad \sum_i (f_{SRKERO_i} - f_{SC_i} + f_{SRMD_i}) \cdot C_i \leq MaxKap_{MD}$$

$$(3.4) \quad \sum_i f_{SRARÜ_i} \cdot C_i \leq MaxKap_{ARÜ}$$

Ein Freiheitsgrad der Destillation ist die Festlegung der Abzugstemperaturen, der Cutpoints. Unterschiedliche Cutpoints bedeuten unterschiedliche Ausbeutefaktoren der Komponenten. Dies wird exemplarisch berücksichtigt, indem ein Swingcut-Faktor f_{SC_i} in die Modellierung der Abzugsmengen aufgenommen wird. Das Optimierungsverfahren kann, in Abhängigkeit vom Rohöl, 4% - 12% der Gesamtausbeute dem Kerosin oder jeweils zur Hälfte dem Nafta und Straight-Run Benzin zuordnen.

Kapazitätsrestriktion des Swingcuts:

$$(3.5) \quad f_{SC_i} \leq f_{SCmax_i} \quad \forall i$$

Die Kapazität der Destillation ist durch die Einsatzpumpen begrenzt. Die Pumpleistung bezieht sich auf das Volumen des Einsatzes, so daß für die gewichtsspezifische Darstellung dieses Modells ein Kapazitätsfaktor notwendig ist. Vereinfachend wird in diesem Modell unterstellt, daß dieser Kapazitätsfaktor für alle Rohöle 1 beträgt und demzufolge nicht modelliert werden muß.

Gesamtkapazitätsrestriktion der Rohöldestillation:

$$(3.6) \quad \sum_i C_i \leq MaxKap_{dest}$$

Vakuumdestillation

In der Vakuumanlage wird ausschließlich atmosphärischer Rückstand verarbeitet. Dieser Rückstand wird in Vakuumgasöl, Wachsdestillat und Vakuumrückstand aufdestilliert. Die Einsatzmenge von atmosphärischem Rückstand in der Vakuumanlage ist variabel, die Ausbeutefaktoren sind rohölspezifisch.

Produktionsfunktion der Vakuumdestillation:

$$(3.7) \quad ARÜV_i = (f_{VMD_i} + f_{WD_i} + f_{VRÜ_i} + f_{VVAK_i}) \cdot ARÜV_i \quad \forall i$$

Die Kapazität der Vakuumanlage ist durch die maximale Einsatzpumpenleistung beschränkt.

Kapazitätsrestriktion der Vakuumdestillation:

$$(3.8) \quad \sum_i AR\ddot{U}V_i \leq MaxKap_{VAK}$$

Die Gesamtproduktion von atmosphärischem Rückstand und die Einsatzmenge in die Vakuumanlage determinieren eine Restmenge $AR\ddot{U}HS_i$. Diese Restmenge wird in die Fertigprodukte HS 1% oder HS 3.5% verblendet.

Kontinuitätsbedingung:

$$(3.9) \quad fSRAR\ddot{U}_i \cdot C_i = AR\ddot{U}V_i + AR\ddot{U}HS_i \quad \forall i$$

Katalytischer Cracker (FCCU)

Der Faktoreinsatz des katalytischen Crackers ist das Wachsdestillat aus der Vakuumanlage. Die Ausbeuten sind Gas, Cat-Crack Benzin, Cat-Crack Mitteldestillat und Cat-Cracker Rückstand. Den Ausbeuten sind rohölsspezifische Qualitäten zugeordnet.

Produktionsfunktion des Cat-Crackers:

$$(3.10) \quad WD_i = (fCLPG_i + fCCS_i + fCMD_i + fCR\ddot{U}_i + fVCC_i) \cdot WD_i \quad \forall i$$

Im Modell wird die Durchsatzkapazität der Crackeranlage beschränkt.

Kapazitätsrestriktion des Cat-Crackers:

$$(3.11) \quad \sum_i WD_i \leq MaxKap_{CAT}$$

Das gesamte Wachsdestillat der Vakuumproduktion muß in der Crackanlage verarbeitet werden.

Kontinuitätsbedingung:

$$(3.12) \quad fWD_i \cdot AR\ddot{U}V_i = WD_i \quad \forall i$$

Visbreaker

Der Einsatzstoff des Visbreakers ist Vakuumrückstand. Ausgebeutet werden Gas, Visbraker-Mitteldestillat und Visbreaker-Rückstand.

Produktionsfunktion des Visbreakers:

$$(3.13) \quad VR\ddot{U}VB_i = (fVBMD_i + fVBR\ddot{U}_i + fVVB_i) \cdot VR\ddot{U}VB_i \quad \forall i$$

Der Visbreaker-Rückstand verfügt über rohölsspezifische Qualitäten, während für Visbreaker-Mitteldestillat Standardqualitäten zugrundegelegt werden. Kontrolliert wird in dem Modell die Durchsatzkapazität des Visbreakers.

Kapazitätsrestriktion des Visbreakers:

$$(3.14) \quad \sum_i VR\ddot{U}VB_i \leq MaxKap_{VB}$$

Die Produktion und die Einsatzmenge von Vakuum-Rückstand in den Visbreaker determinieren eine Restmenge $VR\ddot{U}HS_i$. Diese Restmenge wird in die Fertigprodukte HS 1% oder HS 3.5% verblendet.

Kontinuitätsbedingung:

$$(3.15) \quad fVR\ddot{U}_i \cdot AR\ddot{U}V_i = VR\ddot{U}VB_i + VR\ddot{U}HS_i \quad \forall i$$

Hydrofiner

Die Faktoreinsätze des Hydrofiners sind die Mitteldestillatkomponenten Straight-Run Mitteldestillat und Cat-Crack Mitteldestillat. Die Hydrofinerausbeute besteht aus entschwefeltem Mitteldestillat.

Produktionsfunktion des Hydrofiners, Straight-Run Mitteldestillat:

$$(3.16) \quad SRMDH_i = (fSRMDHYD_i + fVHSR_i) \cdot SRMDH_i \quad \forall i$$

Produktionsfunktion des Hydrofiners, Cat-Crack Mitteldestillat:

$$(3.17) \quad CMDH_i = (fCMDHYD_i + fVHCC_i) \cdot CMDH_i \quad \forall i$$

Der Entschwefelungsgrad des Einsatzschwefels hängt von der Rohölqualität ab. In der Praxis besteht die Möglichkeit, den Entschwefelungsgrad durch längere Durchlaufzeiten zu erhöhen. Diese Vorgehensweise entspricht einer anderen Fahrweise des Hydrofiners mit einem Kapazitätsfaktor von > 1 . In diesem Modell wird durch Ausbeutefaktoren der unterschiedlichen Entschwefelungstiefe in Abhängigkeit vom Einsatzprodukt Rechnung getragen. Bei den Ausbeutefaktoren handelt es sich um $fSRMDHYD_i$ für Straight-Run Mitteldestillat und $fCMDHYD_i$ für höher-schwefliges Cat-Crack Mitteldestillat.

Die Durchsatzkapazität des Hydrofiners beschränkt die Gesamtmenge des Hydrofinereinsatzes. Hierdurch wird der Anteil schwefelreicher Rohöle an dem Raffineriedurchsatz limitiert.

Kapazitätsrestriktion des Hydrofiners:

$$(3.18) \quad \sum_i SRMDH_i + CMDH_i \leq MaxKap_{HYD}$$

Die Kontinuitätsbedingungen definieren die Aufteilung des Straight-Run Mitteldestillats auf das Hydrofinereinsatzprodukt und den Direktverblend in das Mitteldestillat-Fertigprodukt. Das Cat-Crack Mitteldestillat erhält die weitere Option als $CMDHS_i$ in das schwere Heizöl verblendet zu werden.

Kontinuitätsbedingungen:

$$\begin{aligned}
 (3.19) \quad fSRMD_i \cdot C_i &= SRMDH_i + SRMDMD_i & \forall i \\
 fCMD_i \cdot WD_i &= CMDH_i + CMDMD_i + CMDHS_i & \forall i
 \end{aligned}$$

Da die Preise für schweres Heizöl generell geringer als die des Mitteldestillates sind, besteht ein Anreiz $CMDHS_i$ zu minimieren. Das Blenden des Mitteldestillates in das schwere Heizöl kann aufgrund der Viskositätsrestriktion für schweres Heizöl in der Praxis notwendig sein. Dies ist von der Zusammensetzung und Verarbeitung der eingesetzten Rohöle abhängig.

Ein anderer Grund für die Verblendung von Mitteldestillat in das schwere Heizöl kann aus der durchschnittlichen Schwefelbelastung des gesamten Mitteldestillates entstehen: Besteht ein aktueller Engpaß in der Hydrofinerkapazität, muß hochschwefliges Mitteldestillat in das schwere Heizöl verblendet werden, um eine Einhaltung der Schwefelrestriktion des Mitteldestillat-Fertigproduktes zu ermöglichen. Insgesamt ist eine Optimierung hinsichtlich der Verarbeitung von Mitteldestillatkomponenten nur simultan im Rahmen der Produktionsfunktion möglich.

Reformer

Einsatzstoffe des Reformers sind Straight-Run Benzin aus der atmosphärischen Destillation und Cat-Crack Benzin. Die Qualitäten von Straight-Run- und Cat-Crack Benzin sind rohölspezifisch und ergeben unterschiedliche Reformatqualitäten, da die Konversion des Reformers von der Einsatzfaktorqualität abhängig ist. In diesem Produktionsprozeß fällt Gas als Nebenprodukt an.

Das Straight-Run Benzin und eine Teilmenge des Swingcuts werden im Reformer zu Straight-Run Reformat reformiert. Dieser Anteil des Swingcuts ist zur Modellvereinfachung auf 50% fixiert.

Produktionsfunktion des Reformers, Straight-Run Benzin:

$$(3.20) \quad (fSRREF_i + 0.5 \cdot fSC_i) \cdot C_i = (fREFLPG_i + fREFSR_i + fVRSR_i) \cdot C_i \quad \forall i$$

Die Produktionsfunktion des Reformers verarbeitet das im Reformer eingesetzte Cat-Crack Benzin zu Reformat aus Cat-Crack Benzin $fREFCS_i \cdot CCSREF_i$ und Gas.

Produktionsfunktion des Reformers, Cat-Crack Benzin:

$$(3.21) \quad CCSREF_i = (fREFLPG_i + fREFCS_i + fVRCC_i) \cdot CCSREF_i \quad \forall i$$

Die Kapazitätsrestriktion des Reformers begrenzt die Gesamtmenge an Straight-Run Benzin, Swingcut und Cat-Crack Benzin als Reformereinsatz.

Kapazitätsrestriktion des Reformers:

$$(3.22) \quad \sum_i (fSRREF_i + 0.5 \cdot fSC_i) \cdot C_i + CCSREF_i \leq MaxKap_{REF}$$

Durch den Produktionsprozeß des Reformers wird gleichzeitig die Mengenbilanz des Cat-Crack Benzins geschlossen. Die in dem Cat-Cracker erzeugte Menge $f_{CCS_i} \cdot WD_i$ wird entweder als Reformereinsatz weiterverarbeitet oder entsprechend der Wirtschaftlichkeit in das Fertigprodukt Unleaded geblendet.

Kontinuitätsbedingung:

$$(3.23) \quad f_{CCS_i} \cdot WD_i = CCS_{REF_i} + CCS_{UNL_i} \quad \forall i$$

Alkylatanlage und Isomerisation

Neben dem Reformer stehen eine Alkylatanlage und eine Isomerisation zur Verfügung, um die Oktanzahl des Fertigproduktes Unleaded einzustellen.

Der Faktoreinsatz der Alkylatanlage $LPGALKY$ ist Gas. Die Ausbeute ist ein Alkohol, der in Unleaded verblendet wird. Die Alkylatanlage ermöglicht somit eine indirekte Verblendung von Gas in Unleaded, ohne den Dampfdruck im Unleaded zu erhöhen. Dies ist relevant, da der maximale Dampfdruck in der Praxis eine wesentliche Qualitätsrestriktion des Unleaded ist und Gas häufig geringere Verkaufserlöse als Unleaded erzielt.

Produktionsfunktion der Alkylatanlage:

$$(3.24) \quad LPGALKY = (f_{ALKYLAT} + f_{VALKY}) \cdot LPGALKY$$

Kapazitätsrestriktion der Alkylatanlage:

$$(3.25) \quad LPGALKY \leq MaxKap_{ALKY}$$

Die Mengenbilanz der Gaserzeugung und Verwendung im Raffinationsprozeß (3.29) berücksichtigt die Alkylatproduktion. Es ist deshalb keine besondere Kontinuitätsbedingung der Alkylatanlage erforderlich.

In der Isomerisation wird Straight-Run Nafta eingesetzt, welches zu Isomerat und Gas verarbeitet wird.

Produktionsfunktion der Isomerisation:

$$(3.26) \quad SRNAFTAISOM = (f_{ISOLPG} + f_{ISOMERAT} + f_{VISO}) \cdot SRNAFTAISOM$$

Kapazitätsrestriktion der Isomerisation:

$$(3.27) \quad SRNAFTAISOM \leq MaxKap_{ISOM}$$

Das Straight-Run Nafta und die Teilmenge des Swingcuts, die nicht im Reformer eingesetzt wird, werden in der Nafta-Mengenbilanz als Einsatzmenge der Isomerisierung, Blendkomponente für

Unleaded oder als Nafta Fertigprodukt verwendet.

Kontinuitätsbedingung:

$$(3.28) \quad \sum_i (fSRNAFTA_i + 0,5 \cdot fSC_i) \cdot C_i = \\ SRNAFTA_{ISOM} + SRNAFTA_{UNL} + NAFTA$$

Aus den unterschiedlichen Faktoreinsätzen für die Alkylatanlage und die Isomerisation bei gleicher Verwendung der Ausbeute ergibt sich eine grundsätzlich komplementäre Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Bei niedrigen Verkaufspreisen für das Gas ist die Alkylatanlage wirtschaftlicher als die Isomerisation, da in der Alkylatanlage Gas eingesetzt wird. Die Isomerisation hingegen ist bei niedrigen Naftapreisen wirtschaftlicher. Durch die Steuerung der Auslastung beider Produktionsanlagen kann das Modell die jeweils wirtschaftlich bessere Verarbeitung simultan maximieren.

3.4.4 Produktenblending

Die Kontinuitätsbedingungen¹⁵⁶ zwingen die Zwischenprodukte aus der Herstellung aller Raffinerieanlagen in die Weiterverarbeitung oder alternativ in den Fertigproduktenblend. Die folgenden Blenddefinitionen schließen die Mengenbilanzen der Komponentenerzeugung und -verwendung.

Das **Gas**, welches in den Reformern, Crackern und bei der atmosphärischen Destillation entsteht, kann ausschließlich in die Alkylatanlage eingesetzt, in Unleaded geblendet oder als Gas verkauft werden.

¹⁵⁶ Die Kontinuitätsbedingungen sind die Gleichungen 3.9, 3.12, 3.15, 3.19, 3.23 und 3.28.

Definitionsgleichung für Gas:

$$(3.29) \quad LPG = \sum_i f_{SRLPG_i} \cdot C_i + \sum_i f_{REFLPG_i} \cdot (C_i + CCSREF_i) + \sum_i f_{CLPG} \cdot WD_i + f_{ISOLPG} \cdot SRNAFTAISOM - LPGALKY - LPGUNL$$

Nafta besteht aus der Ausbeute der Destillationsanlage unter Korrektur des variablen Swingcutanteils. Diese Menge ist um die weiterverarbeiteten Einsatzmengen der Isomerisierung und der Blendkomponente für Unleaded zu korrigieren.

Definitionsgleichung von Nafta:

$$(3.30) \quad NAFTA = \sum_i (f_{SRNAFTA_i} + 0,5 \cdot f_{SC_i}) \cdot C_i - SRNAFTAISOM - SRNAFTAUNL$$

Unleaded wird aus Gas, Nafta, Reformat, Cat-Crack Benzin, Isomerat und Alkylat geblendet.

Definitionsgleichung von Unleaded:

$$(3.31) \quad Unleaded = LPGUNL + ALKYLAT + ISOMERAT + SRNAFTAUNL + CCSUNL + \sum_i f_{REFSR_i} \cdot C_i + \sum_i f_{REFCS_i} \cdot CCSREF_i$$

Für das herzustellende Produkt werden sowohl die Oktanzahl als auch der Dampfdruck einer Qualitätsrestriktion unterworfen. In diesem Modell wird aus Gründen der Modellvereinfachung ein lineares Blendverhalten der Komponenten unterstellt.

Qualitätsrestriktion der Oktanzahl:

$$(3.32) \quad \sum_i \sum_m MOZ_{im} \cdot VOL_{im} \geq 95 \cdot Unleaded$$

Die zweite im Modell kontrollierte Qualität des Unleaded ist der Dampfdruck. Der Dampfdruck in den Komponenten blendet nicht linear, so dass ein komponentenspezifischer Dampfdruckindex zur Modellierung herangezogen wird. Das Summenprodukt der Dampfdruckindizes der Komponenten mit den Komponentenmengen muß geringer als die Dampfdruckspezifikation von Unleaded sein oder dieser entsprechen.

Qualitätsrestriktion des Dampfdrucks:

$$(3.33) \quad \sum_i \sum_m VLI_{im} \cdot VOL_{im} \leq VLI_{MAX} \cdot Unleaded$$

Kerosin wird ausschließlich direkt aus der atmosphärischen Destillation von Rohöl gewonnen. Qualitäten werden in diesem Modell nicht kontrolliert, lediglich der Swincut, der als Nafta oder

Reformereinsatzmenge Verwendung findet, wird von der Produktionsmenge zum Abzug gebracht.

Definitionsgleichung von Kerosin:

$$(3.34) \quad Kerosin = \sum_i (fSRKERO_i - fSC_i) \cdot C_i$$

Das **Mitteldestillat** besteht aus den Komponenten des hydrofinierten und unhydrofinierten Straight-Run- und Cat-Crack Mitteldestillates. Das Mitteldestillat der Vakuumanlage und des Visbreakers abzüglich einer Menge, die in das schwere Heizöl geblendet wird, vervollständigen das Mitteldestillat-Fertigprodukt.

Definitionsgleichung von Mitteldestillat:

$$(3.35) \quad MD = \sum_i fSRMD_i \cdot C_i - \sum_i (1 - SRMDH_i) \cdot fSRMDHYD_i + \sum_i fCMD_i \cdot WD_i - \sum_i (1 - CMDH_i) \cdot fCMDHYD_i + \sum_i fVMD_i \cdot ARÜV_i + \sum_i fVBMD_i \cdot VRÜVB_i - \sum_i CMDHS_i$$

Im Raffineriemodell wird der Schwefelgehalt begrenzt. Das Summenprodukt des Schwefelgehalts der Mitteldestillatkomponenten mit deren Mengen muß geringer als die Mitteldestillat Produktspezifikation sein oder dieser entsprechen, damit die gesetzliche Qualitätsrestriktion eingehalten wird.

Qualitätsrestriktion des Mitteldestillats Schwefel:

$$(3.36) \quad \text{Schwefel: } \sum_i \sum_k S_{ik} \cdot VOL_{ik} \leq S_{MAX} \cdot MD$$

Niedrigschwefliges schweres Heizöl setzt sich aus den Komponenten des atmosphärischen Rückstands, dem Rückstand von Vakuum-, Cat-Cracker- und Visbreakeranlagen sowie unhydrofiniertem Cat-Cracker- und Straight-Run Gasöl niedrigschwefliger Rohöle zusammen. Es besteht aus den gleichen Komponenten wie das hochschweflige schwere Heizöl. Der Unterschied zum hochschwefligen schweren Heizöl besteht im Rohölursprung der Komponenten.

Bei den niedrigschwefligen Rohölen handelt es sich um Brent, Forcados, Sarir und Saharan Blend. Das Rohöl Brent kann in beide Produkte, HS 3.5% und HS 1%, geblendet werden. Die Trennung der Rohöle nach der Qualität des schweren Heizöls in schwefelarme und schwefelreiche Rohöle entspricht den realen Raffineriefahrweisen. Der höherwertige Rückstand aus schwefelarmen Rohölen wird generell nicht mit hochschwefligen Komponenten geblendet, um einen Werteverlust der niedrigschwefligen Komponenten beim Verkauf des schweren Heizöls zu minimieren. Rohöle mit einem geringfügig höherem Rückstandsschwefel als der Schwefelbegrenzung von maximal 1%, wie

z. B. das Brent, können den Qualitätsspielraum anderer Rohöle ausnutzen und dadurch qualitativ aufgewertet werden. Die optimale Fahrweise lässt sich im Einzelfall nur im Simultanverfahren im Rahmen der Produktionsfunktion der gesamten Raffinerie ermitteln.

Definitionsgleichung für HS 1.0%:

$$(3.37) \quad HS\ 1\% = \sum_i AR\ddot{U}HS_i + \sum_i VR\ddot{U}HS_i + \sum_i fCR\ddot{U}_i \cdot WD_i + \sum_i fVBR\ddot{U}_i \cdot VR\ddot{U}VB_i + \sum_i CMDHS_i \quad \forall i \in ns$$

Qualitätsrestriktionen für HS 1.0%:

$$(3.38) \quad 1. \text{ Schwefel: } \sum_i \sum_l S_{il} \cdot VOL_{il} \leq S_{MAX} 1\% \cdot HS1\%$$

$$(3.39) \quad 2. \text{ Viskosität: } \sum_i \sum_l VSKO_{il} \cdot VOL_{il} \leq VSKO_{MAX} 1\% \cdot HS1\%$$

Hochschwefliges, schweres Heizöl kann sich aus den Komponenten atmosphärischer Rückstand, dem Rückstand von Vakuum-, Cat-Cracker- und Visbreakeranlagen sowie unhydrofiniertem Cat-Cracker- und Straight-Run Gasöl der hochschwefligen Rohöle zusammensetzen.

Definitionsgleichung von HS 3.5%:

$$(3.40) \quad HS\ 3.5\% = \sum_i AR\ddot{U}HS_i + \sum_i VR\ddot{U}HS_i + \sum_i fCR\ddot{U}_i \cdot WD_i + \sum_i fVBR\ddot{U}_i \cdot VR\ddot{U}VB_i + \sum_i CMDHS_i \quad \forall i \in hs$$

Das Raffineriemodell kontrolliert die Viskosität und den Schwefelgehalt von maximal 3.5% des schweren Heizöls.

Qualitätsrestriktionen von HS 3.5%:

$$(3.41) \quad 1. \text{ Viskosität: } \sum_i \sum_l VSKO_{il} \cdot VOL_{il} \leq VSKO_{MAX} 3,5\% \cdot HS\ 3,5\%$$

$$(3.42) \quad 2. \text{ Schwefel: } \sum_i \sum_l S_{il} \cdot VOL_{il} \leq S_{MAX} 3,5\% \cdot HS\ 3,5\%$$

3.4.5 Generelle Modellrestriktionen

Alle in diesem Modell verwendeten Variablen sind Mengengrößen. Infolgedessen können sie nicht negativ sein.

$$(3.43) \quad \text{Nichtnegativitätsbedingung: alle Variablen} \geq 0$$

Die Verfügbarkeit einzelner Rohöle kann im Einzelfall beschränkt sein. Die Beschränkung kann aus

Beschaffungsrestriktionen oder übergeordneter Limitierung der Freiheitsgrade des Modells hinsichtlich der Rohöleinsätze begründet sein. Für diese Untersuchung ist die maximale Durchsatzmenge eines Rohöls als Beschaffungsrestriktion der Rohölmärkte in jedem Planungszeitraum auf 60% der Gesamtkapazität beschränkt.

$$(3.44) \quad \textbf{Maximum-Rohöldurchsatz: } C_i \leq C_i \text{ max,}$$

Ein Minimaleinsatz eines bestimmten Rohöls kann aus Bestandhaltungsgründen erforderlich sein.

$$(3.45) \quad \textbf{Minimum-Rohöldurchsatz: } C_i \geq C_i \text{ min.}$$

3.4.6 Zielfunktion

Die Zielfunktion maximiert die Differenz aus Produktionserlösen, Rohölkosten und variablen Verarbeitungskosten. Die variablen Verarbeitungskosten in diesem Lösungsmodell sind aus Vereinfachungsgründen durch die genutzte Kapazität einer Anlage determiniert, aber von der Rohölsorte unabhängig.

$$(3.46) \quad \textbf{Zielfunktion:}$$

$$\sum_j^{\text{Produkte}} PROD_j \cdot \text{Preis}_i - \sum_i^{\text{Rohöl}} C_i \cdot \text{Kosten}_i - \sum_n^{\text{Anlagen}} \text{genutzte Kapazität}_n \cdot VARKOST_n \Rightarrow MAX!$$

3.4.7 Problemanalyse

Das hier vorgestellte Lösungsmodell maximiert den Deckungsbeitrag aus Rohölverarbeitung unter linearen Nebenbedingungen. Die wesentlichen Einflußgrößen sind die Produktpreise und Rohölkosten. Aufgrund der Unterschiede der Anlagenausbeuten unterschiedlicher Rohöle ergeben sich viele Kombinationsmöglichkeiten der Rohöleinsätze sowie Verarbeitungs- und Blendkombinationen. Es besteht die Möglichkeit einer beliebigen Verteilung von Rohölmengen auf die angebotenen fünf Rohölsorten bis zu einem Maximum von 60% der Gesamtkapazität einer Sorte.

Zur Realisation des optimalen Produktionsprogramms muß das Rohöl beschafft werden, an der Raffinerie angeliefert und so eingesetzt werden, wie es im Modell vorgesehen ist. Aufgrund der Zeitspanne zwischen dem Kauf des Rohöls und dessen Verarbeitung ergibt sich eine Planungslücke zur Verarbeitung, da verschiedene unvorhergesehene Ereignisse eintreten können.¹⁵⁷ Diese Ereignisse begründen die Unsicherheit der Planungsparameter der Rohölbeschaffungsplanung.

¹⁵⁷ BP Ltd.: Our Industry Petroleum, a.a.O., S. 128.

Das Modell verfügt sowohl bei determinierten als auch bei nicht determinierten Rohöleinsätzen über optimierbare Freiheitsgrade. Der Swingcut zwischen Nafta und Straight-Run Benzin einerseits sowie Kerosin andererseits bedeutet Flexibilität in der Ausbeutestruktur nach Fixierung der Faktoreinsätze. Das Rohöl Brent ist nicht auf die Produktion von HS 1% oder HS 3.5% festgelegt. Der Blend von Unleaded kann sich bei einer relativen Veränderung der Gas- und Naftapreise aufgrund der Freiheitsgrade der Produktion stark verändern.

Die Flexibilität der Ausbeuten einzelner Rohöle ist aufgrund der spezifischen Synergien zu den anderen Rohölen abhängig von der Gesamtsituation. Dennoch verfügen die Rohöle über unterschiedliche Flexibilitätspotentiale. Dies ist hervorzuheben, da ein unterschiedliches Flexibilitätspotential einen Unterschied in der Risikoanalyse darstellen kann. Je flexibler ein Rohöl in der Verarbeitung ist, desto weniger relevant ist die Unsicherheit hinsichtlich der Optimalität der geplanten Verarbeitungsrouten.

Die folgenden Grafiken veranschaulichen das approximative Flexibilitätspotential einzelner Rohöle bezüglich der Leicht- (Nafta und Unleaded) und Mitteldestillatausbeute (Kerosin und Gasöl).

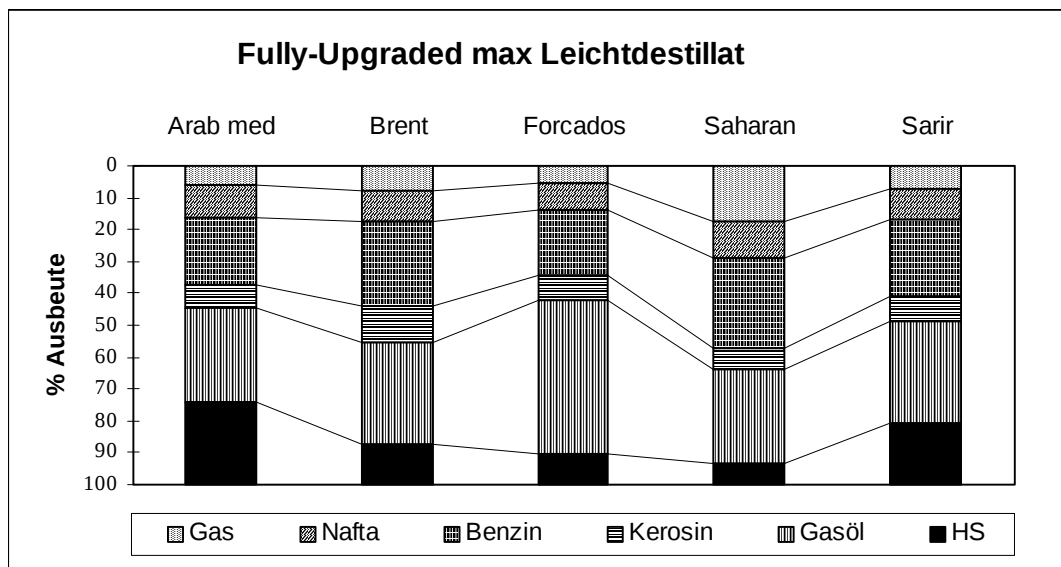


Abb. 9: Destillationsausbeute bei Maximierung von Leichtdestillat in der Fully Upgraded Fahrweise

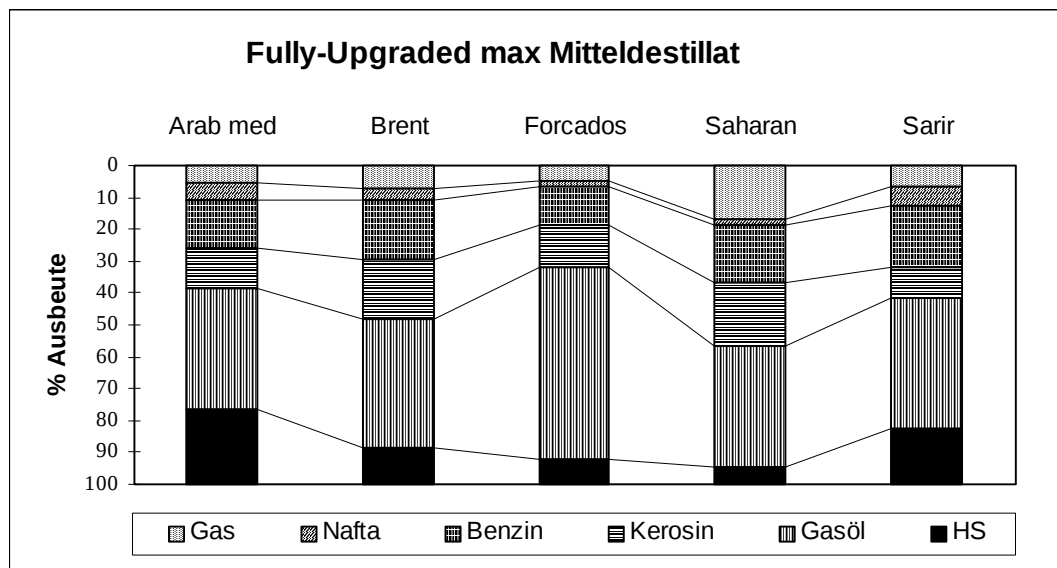


Abb. 10: Destillationsausbeuten bei Maximierung von Mitteldestillat in der Fully Upgraded Fahrweise

Die Flexibilität, veranschaulicht in dem Unterschied der Ausbeuten von Abb. 9 und Abb. 10, beträgt im Mittelwert 15% in den Volumina der Ausbeuten. Forcados ist das Rohöl mit der geringsten Flexibilität (10%), während Saharan Blend die höchste Flexibilität mit 30% aufweist.

Die verbleibende Flexibilität ist in den Entscheidungsprozeß der rationalen Rohölauswahl ebenso einzubeziehen wie die Unsicherheiten der Planungsparameter. Aus der Analyse des Flexibilitätspotentials der einzelnen Rohöle folgt, daß mindestens 70% der Ausbeutestruktur bei Festlegung des Rohölprogramms durch die Beschaffungsentscheidung determiniert wird. Dies bedeutet, daß der überwiegende Anteil der einzelnen Produktausbeuten, d.h. des Produktenportfolios, unabhängig von den konkreten Rohöleinsätzen ist. Demzufolge ist die Zusammensetzung des überwiegenden Anteils des Produktenportfolios bei konstanter Verarbeitungsmenge nicht unsicher.

4 Isolierte Risiken der Raffination

4.1 Einführung

Um das Risiko der Beschaffungsentscheidung in den Planungsvorgang einbeziehen und ein Risikomanagement durchführen zu können, müssen die möglichen Unsicherheiten der Planung identifiziert, klassifiziert und quantifiziert werden.¹⁵⁸

Im folgenden werden deshalb die Risiken der Rohölbeschaffungsentscheidung aus den Risiken der Raffination abgeleitet. Die Risiken der Raffination werden definiert, analysiert, auf den Vorgang der Beschaffungsentscheidung bezogen und mathematisch formuliert.

Die in dieser Arbeit betrachteten Risiken der Beschaffungsplanung beziehen sich auf die Unsicherheit des Deckungsbeitrags aus der Raffinerieproduktion und werden durch die Unsicherheiten der Planungsparameter begründet. Bei den unsicheren Planungsparametern handelt es sich um Planpreise und Marktaufnahmekapazitäten der Produkte, Rohölqualitäten sowie Verfügbarkeiten und Konversionen von Verarbeitungsanlagen. Die isolierten Risiken der Raffination werden aus Gründen der Darstellung in Preisrisiko, Qualitätsrisiko und Produktionsfunktionsrisiko unterschieden.¹⁵⁹

Das Preisrisiko der Raffination ist das Portfoliorisiko von einzelnen Preisrisiken in Bezug auf den Deckungsbeitrag. Rohölpreise sind zum Zeitpunkt der Planung ebenso unsicher, in dieser Arbeit wird aber vereinfachend von einer Planung zum Entscheidungszeitpunkt ausgegangen. Somit sind für diese Arbeit die Rohölpreise sicher. Das Preisrisiko eines einzelnen Produktes ist die Unsicherheit des Entscheidungsträgers bezüglich des zukünftigen Wertes der riskanten Produktenmenge. Das Preisrisiko hat demzufolge eine Preiskomponente (unsichere Preisentwicklung) und eine Mengenkomponekte (riskante Produktenmenge). Die Preiskomponente wird häufig auch als Volatilität bezeichnet.¹⁶⁰ In dieser Arbeit wird der Begriff der Volatilität synonym mit dem Begriff der Preisschwankung verwendet.

Das Preisrisiko hat entscheidenden Einfluß auf die Unsicherheit der Beschaffungsentscheidung: Der Produktionsplanungsprozeß optimiert simultan die Mengen einzusetzender Rohöle und herzustellender Produkte. Das optimale Produktionsprogramm, das die Zielfunktion aus Gleichung (3.4.6.) maximiert,

¹⁵⁸ Leonard, J. B.: Assessing Risk Systematically, Risk Management, New York, January 1995, S. 12. Bei der Klassifizierung von Risiken handelt es sich um einen sekundären Prozeß, welcher der Verständnisbildung dient. [Kimball, M. S.: Standard Risk Aversion, Econometrica, Vol. 61. No. 3, May 1993, S. 590].

¹⁵⁹ Der höchste Schaden des Rohölkaufs ist der Totalverlust der Rohölladung und dadurch verursachte Umweltschäden. Dieses Risiko wird in der Regel versichert und ist nicht Bestandteil der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchung. Vgl.: Banham, R.: The P & I Club, Risk Management, New York, September 1995, S. 38 ff.

¹⁶⁰ Duffie, D., Gray, S.: Volatility in Energy Prices, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 39.

ist das Produkt aus Produktenpreisen und -mengen abzüglich des Produktes aus Rohölpreisen und -mengen und den Verarbeitungskosten unter Einhaltung der Restriktionen der Produktionsfunktion.

Je größer die Freiheitsgrade bezüglich der Zusammensetzung der Produktenmengen und je ähnlicher die Rohöle sind, desto stärker hängt die optimale Lösung des Planungsproblems von den unsicheren Rohöl- und Produktenpreisen ab. Da das Lösungsmodell der Produktionsplanung die Differenz von Rohölkosten und Produktenerlösen bei Vernachlässigung der Verarbeitungskosten maximiert, wird das Preisrisiko auf die Unsicherheit der Preisdifferenzen von Rohöl und Produkten auf die Rohölmarge beschränkt.

Die Preise für Ölprodukte ändern sich permanent in einem Markt, der weltweit 24 Stunden aktiv ist. Je länger der Zeitpunkt der Planung zeitlich vom Kauf des Rohöls entfernt ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit einer signifikanten Preisänderung, die das im Planungszeitpunkt optimale Programm suboptimal werden lässt.¹⁶¹

Die Relevanz des Preisrisikos für die Beschaffungsentscheidung wird deutlich, wenn das Risiko einer Mengeneinheit, gemessen durch die Standardabweichung, ins Verhältnis zur Rohölmarge gesetzt wird. Für den Zeitraum von 1994 - 1996 hat die Rohölmarge auf Basis von Wiederbeschaffungskosten den Mittelwert von 14.57 \$/T und ein Verhältnis zur Standardabweichung (5.39 \$/T) von 2.7.¹⁶²

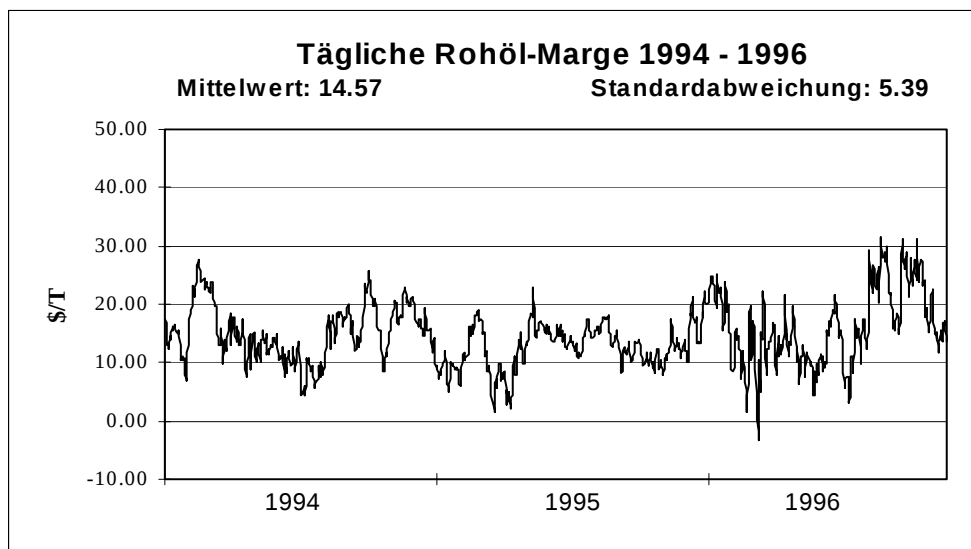


Abb. 11: Tägliche Rohölmarge aus Preisdaten von Platts Oilgramm

¹⁶¹ Ebenda, S. 39 ff.

¹⁶² Diese Rohölmarge beruht auf einer Standardausbeute des Rohöls "Brent", bewertet zu Preisen in Rotterdam abzüglich der Rohölkosten und standardisierten Verarbeitungskosten. Die Rohöl- und Produktenpreise stammen aus „Platts Oilgram“ 1994 bis 1996, einer Preisberichterstattungsagentur, die weltweit tägliche Preise für Ölderivate veröffentlicht; Horsnell, P., Mabro, R.: Oil Markets and Prices - The Brent Market and the Formation of World Oil Prices, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 1993, S. 157.

Diese Marge ist auf Basis von Wiederbeschaffungskosten für das Rohöl bezogen, da die Rohöl- und Produktenpreise zeitgleich gemessen werden:

$$\text{Wiederbeschaffungsmarge} = \sum_j (p_{jt} \cdot P_{jt}) - C_t$$

mit

$j \in \{j_1 \dots j_{\max}\}$ = Produktenindex für Produktausbeute aus Rohöl,

p_j = Ausbeutemenge des Produktes j ,

P_{jt} = Produktpreis im Zeitpunkt t ,

C_t = Rohölpreis im Zeitpunkt t .

Die physische Verarbeitung erzielt jedoch eine historische Rohölmarge, da eine Konkretisierung des Rohölpreises 10 - 60 Werkstage vor der Konkretisierung der Produktenpreise erfolgt. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Zeitverzugs von 30 Werktagen ist die historische Marge:

$$\text{Historische Marge} = \sum_j (p_{jt} \cdot P_{jt}) - C_{t-30}$$

mit

C_{t-30} = Rohölpreis im Zeitpunkt $t-30$.

Das Verhältnis der Marge auf Basis historischer Kosten (17.58 \$/T) zu seiner Standardabweichung (11.52 \$/T) beträgt für den Zeitraum 1994 - 1996 nur noch 1.5. Dieser Vergleich zeigt eine nahezu Verdoppelung der Volatilität bedingt durch die zeitliche Differenz von Rohölbeschaffung und Verkauf der Produkte.

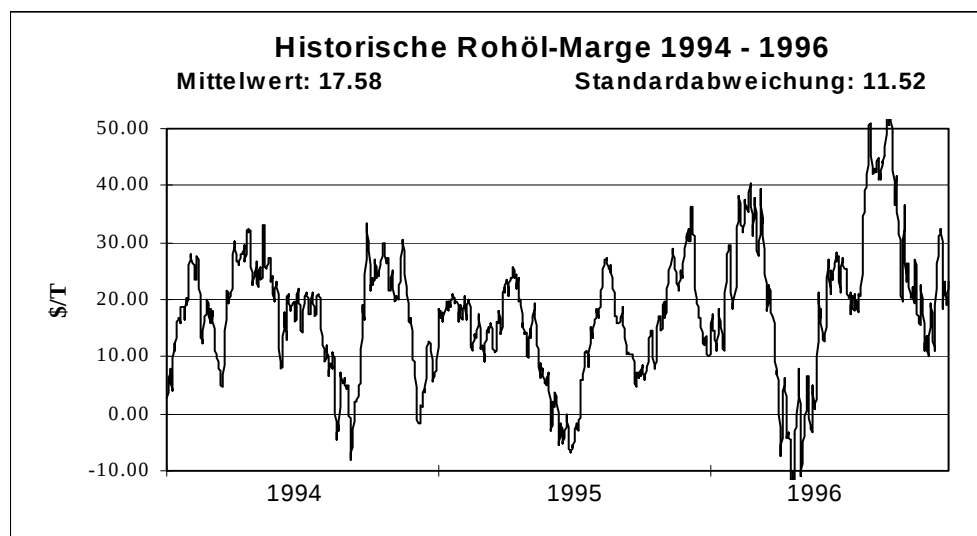


Abb. 12: 30-tägige Rohölmarge

Die hohe Volatilität der historischen Rohölmarge verdeutlicht die Relevanz des Preisrisikos für den Raffineur.

Zur Analyse der Preisrisiken für Rohöl und Produkte wird der Preisbildungsprozeß untersucht, um Preiskorrelationen, die wesentlich für die Preisrisikosteuerung sind, zu erklären.¹⁶³ Im zweiten Schritt werden Maßnahmen zur Risikoreduzierung durch Warentermingeschäfte diskutiert. Nachfolgend werden die riskanten Mengen der Beschaffungsentscheidung vom gesamten Preisrisiko der Raffination isoliert und formuliert. Der Abschnitt über das Preisrisiko wird durch ein illustrierendes Beispiel, basierend auf der Problemstellung der Margenmaximierung aus Abschnitt 3.2.3, abgeschlossen.

Kapitel 4 endet mit einer Analyse des Qualitäts- und Produktionsfunktionsrisikos. Das Qualitätsrisiko der Raffination ist die Unsicherheit des Deckungsbeitrags, begründet durch unsichere Rohölqualitäten. Das Produktionsfunktionsrisiko wird definiert als die Unsicherheit des Deckungsbeitrags der Raffination, verursacht durch die Abbildungsungenauigkeit des Lösungsmodells der Beschaffungsoptimierung.

4.2 Preisrisiko

4.2.1 Preisbildung

Die Mechanismen der Preisbildung werden im folgenden dargestellt und analysiert, um die Zusammenhänge der Rohöl- und Produktenpreise zu erklären. Dieser Schritt ist notwendig, um die Ableitungen von Korrelationen unter Ölpreisen aus relativen Häufigkeiten zu begründen.

Im Rohölhandel ist zwischen einem Term- und einem Spotmarkt zu unterscheiden. Termverträge beinhalten Abkommen über Volumina, die der Verkäufer monatlich bereitstellt, während der Käufer sich verpflichtet, diese Volumina für ein Kalenderjahr abzunehmen. Die Preisfestsetzung der Mengen ist von physischen Spotpreisnotierungen sowie der Ladezeitpunkt des Rohöls abhängig. Die Spotpreise werden täglich veröffentlicht¹⁶⁴ und sind häufig abhängig von dem Verarbeitungsort des

¹⁶³ Innerhalb Deutschlands werden die Produkte in DM verkauft. Die Rohölbeschaffung erfolgt dagegen in US-Dollar. Damit wäre das Währungsrisiko als weitere Risikoklasse in die Betrachtung einzubeziehen. Das Währungsrisiko entsteht dadurch, daß die realisierten Wechselkurse von den geplanten Wechselkursen abweichen. Aufgrund der untergeordneten Bedeutung dieses Risikos im Rahmen der Problemstellung dieser Arbeit wird im folgenden auf das Währungsrisiko nicht näher eingegangen.

¹⁶⁴ Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 4.

Rohöls.¹⁶⁵ Da der Termvertrag nur ein Rahmenabkommen über Volumina ist, sind die Preismechanismen des Spotmarktes für alle gehandelten Volumina maßgeblich.¹⁶⁶

Die Preise für Rohölsorten einer Region werden in der Regel als Differenz zu einem Standard-Rohöl dieser Region gehandelt. Für Europa ist dieses Standard-Rohöl das Nordseerohöl "Brent".¹⁶⁷ Für eine europäische Raffinerie ist somit aufgrund der Preisfindungsmechanismen der Spotpreis von "Brent dated" als Basispreis für die Faktoreinsatzkosten relevant.¹⁶⁸

Die Preisfindung auf dem Markt für Brent dated ist von Angebot und Nachfrage sowie von Substitutionsmöglichkeiten abhängig:

Brent wird auf verschiedenen Märkten zur gleichen Zeit als Brent dated für physische Schiffsladungen (Cargos) gehandelt, für die ein prompter Verladezeitpunkt vorgegeben ist. Brent wird auch als "15-Tage-Brent", in dem ein Verladezeitraum von ca. vier Wochen gegeben ist, gehandelt.¹⁶⁹ Zudem kann Brent auf dem Warenterminmarkt gehandelt werden, wo es für einen Zeitraum von einem Monat bis zu 18 Monaten im voraus gehandelt wird. Über 18 Monate hinaus gibt es einen "Over the Counter Market" (OTC-Markt), der jedoch nicht liquide ist¹⁷⁰ und dem deshalb geringe Bedeutung zukommt.

Bemerkenswert ist, daß ein relativ geringes Handelsvolumen von Brent die Preise für alle anderen Rohöle bestimmt. Täglich werden nur ein bis zwei Cargos physisch verladen, während vier bis acht Cargos gehandelt werden.¹⁷¹ Dies entspricht 5% der europäischen Raffineriekapazität.¹⁷² Die Liquidität des Marktes für Brent dated ist auf die Tradinghäuser zurückzuführen, die das Rohöl nicht selbst verarbeiten, sondern als Zwischenhändler auftreten. Für diese Trader ist ein Brent dated Vertrag nur als Handelsgeschäft interessant, weil das Rohöl nicht als physischer Einsatzstoff für Raffinerien gekauft wird. Da zwischen dem physischen Handel und den Terminmärkten ein definierter Übergang durch Liquidierung von Terminpositionen durch Einlieferung in den physischen Markt besteht,¹⁷³ sorgen insbesondere die Trader durch ihre Arbitragegeschäfte für ein Preisgleichgewicht. In dieses

¹⁶⁵ Petroleum Argus: Guide to Mideast Gulf Crude Oil Pricing, Petroleum Argus Ltd., London 1991, S. 8.

¹⁶⁶ Petroleum Intelligence Weekly, Vol. XXXV, No. 5, January 29th, 1996, S. 41 f. Rohöle des mittleren Ostens werden überwiegend auf Termbasis gehandelt, während der Handel von Nordsee-Rohöl sowie westafrikanischer Rohöle überwiegend auf dem Spotmarkt erfolgt.

¹⁶⁷ Nach Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 307 basieren 45% des Welthandels auf Brent.

¹⁶⁸ Hensing, I., Ströbele, W.: Der Ölmarkt zu Beginn der neunziger Jahre, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 4, 1991. S. 225 f; Petroleum Argus: a.a.O., S. 8.

¹⁶⁹ Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 75 ff.

¹⁷⁰ Hensing, I.: Risikomanagement und kurzfristige Preisbildung im Ölbereich, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 4, 1992, S. 69 f.

¹⁷¹ Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 115.

¹⁷² Ebenda, S. 130 ff.

¹⁷³ Horsnell, P.: Oil Price Differentials: Markets in Disarray, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1990, S. 5 ff.

Gleichgewicht fließen zusätzlich Preisbewegungen anderer Ölpreise und Ölderivate ein, die mit der Rohölpreisbewegung korreliert sind.¹⁷⁴

Der Basispreis des Brent dated ist für die Beschaffungsentscheidung irrelevant, da es für alle Rohöle identisch ist. Die Entscheidung, welches Rohöl relativ zu alternativen Rohölen am wirtschaftlichsten ist, kann allein auf die Preisdifferenz zu Brent¹⁷⁵ und Transportkosten abgestellt werden.

Schwankungen der Rohölpreisdifferenzen (Differentials) sind nach statistischer Auswertung gering und betragen im betrachteten Zeitraum 10% bis 25% der gesamten Rohölpreisschwankung.¹⁷⁶ Für jedes Rohöl sind die Differentials und deren Abweichungen unterschiedlich bedeutsam. Je ähnlicher ein Rohöl dem Basisrohöl ist, desto besser ist die physische Substitutionsmöglichkeit. Diese Substitutionsmöglichkeit hat eine geringe Preisabweichung physisch ähnlicher Rohöle zur Folge.¹⁷⁷

Die Preismechanismen auf internationalen Ölproduktmärkten sind ähnlich denen der Rohölmärkte. Es gibt einen weltweiten Gas-, Benzin-, Heizöl- und Kerosinmarkt sowie einen Markt für schweres Heizöl. Die drei wesentlichen Märkte sind um die Warenterminbörsen gruppiert: New York für die U.S.A., Rotterdam für Europa und Singapur für Fernost.¹⁷⁸ An den Börsen werden Standardqualitäten bis zu zwei Jahre in die Zukunft gehandelt.¹⁷⁹ Regionale Preisunterschiede sind durch Arbitragemöglichkeiten auf die Fracht- und Umschlagskosten begrenzt.

Die Produktenpreise in Nord-West-Europa werden durch Arbitragemöglichkeiten an die Preisentwicklung in Rotterdam gebunden. In Deutschland entspricht der Produktenpreis dem Spotmarktpreis in Rotterdam, der um den Wechselkurs zuzüglich Fracht und Umschlagskosten sowie einer Handelsmarge bereinigt wird.¹⁸⁰

Die Markträumungspreise für die Raffinerieprodukte sind von der Preiselastizität der Nachfrage abhängig. Die Marktaufnahme von Produkten wird beeinflusst durch aktuellen Verbrauch, Konsumenten- und Zwischenhändlerbestände sowie die Konsumentenbereitschaft, Bestände aufzubauen. Diese Bereitschaft hängt vom aktuellen Preis, dem historischen Preisverlauf, der aktuellen Bestandssituation, dem antizipierten Verbrauch und der Preisentwicklungseinschätzung des Konsumenten ab.

¹⁷⁴ Es handelt sich insbesondere um alternative Energierohstoffe wie Kohle und Gas. Von geringerer Bedeutung sind Industriebetriebsstoffe wie z. B. Metalle, [vgl. Burchett, S., Turner, C.: Cross-market Derivatives, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 149 ff].

¹⁷⁵ Petroleum Argus: a.a.O., S. 6 ff.

¹⁷⁶ Nach Auswertung der Daten für die Jahre 1994 bis 1996 beträgt die Standardabweichung der Rohöldifferentials 2 bis 5 USD/T, während der Brentpreis eine Standardabweichung von 20 \$/T aufweist.

¹⁷⁷ Horsnell, P.: a.a.O., S. 7 f.

¹⁷⁸ Barnaud, F., Dabonineau, J.: The Oil Market, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 169 ff.

¹⁷⁹ Brindle, A.: Exchanges and the OTC Market, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 257.

¹⁸⁰ Hensing, I.: a.a.O., 1992, S. 67.

Die Preiselastizität der Nachfrage ist vom Raffineur zu schätzen, da die produzierten Mengen mit geringem Zeitverzug verkauft werden müssen. Die Unsicherheit über die Höhe der Preiselastizität der Nachfrage ist integraler Bestandteil der Produktenpreisrisiken.

Im Vergleich zu den Rohölpreisrisiken sind die Preisrisiken der Produkte grundsätzlich höher, weil der Zeitraum von der Planung bis zur Realisation der Planpreise durch den Verkauf der Produkte größer ist. Die Differenzen von Produktpreisen untereinander, die Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit einer speziellen Rohölqualität haben, sind ebenso starken saisonal bedingten Schwankungen unterworfen.¹⁸¹

Die Benzinnachfrage ist von der Urlaubssaison geprägt, während Heizöl einer temperaturbedingten Nachfrage unterliegt. Die Preisfindung des schweren Heizöls wird aufgrund der Substitutionsmöglichkeiten vom Ölmarkt entkoppelt. Wird die Importpreisparität zu Gas oder Importkohle überschritten, ist der Marktpreis von schwerem Heizöl vom Ölmarkt unabhängig.

4.2.2 Preiskorrelationen

Die Ursache der Abhängigkeiten der Ölpreise untereinander wird im globalen Zusammenhang deutlich. Öl ist ein weltweit transportables und substituierbares Produkt, so daß alle Ölpreise voneinander abhängig und durch die Produktionsfunktionen aller Raffinerien miteinander verbunden sind.¹⁸²

Die Preisbildung von Rohölen und Produkten für alle Zeithorizonte erfolgt deshalb auf dem Weltmarkt, wobei regionale, qualitative und zeitliche Arbitrage eine annähernd simultane Preisbildung zur Folge haben.¹⁸³

Regionale Arbitrage wird durchgeführt, wenn regionale Preisdifferenzen identischer Produktenqualitäten die Fracht- und Umschlagskosten übersteigen. Die Möglichkeit der qualitativen Arbitrage ist entweder durch direkte oder indirekte Substitutionsmöglichkeiten determiniert. Die indirekte Substitutionsmöglichkeit ist durch die Freiheitsgrade der Produktionsfunktion begründet, da aus demselben Rohöl unterschiedliche Produktenkombinationen produziert werden können. Zeitliche Arbitrage ist möglich, wenn eine Ölqualität durch einfache Einlagerung zu einem späteren Zeitpunkt am gleichen Ort zu einem höheren Preis verkauft werden kann, so daß die Lagerkosten sowie das gebundene Kapital finanziert werden können.¹⁸⁴ Da eine Rohölsorte die diskontierte Form eines

¹⁸¹ Duffie, D., Gray, S.: a.a.O., S. 42 f.

¹⁸² Lokale und zeitliche Angebots- und Nachfragediskrepanzen werden durch die zunehmende Transparenz des Marktes immer schneller geschlossen. Infolgedessen sinkt der Einfluß der Tradinghäuser, die Margen im reinen Handel gehen zurück; [Shin, D.: Do Product Prices Respond Symmetrically to Changes in Crude Prices?, Research Study No. 68, American Petroleum Institute, Washington D.C., U.S.A., December 1992, S. 13 ff].

¹⁸³ Claessens, S., Varangis, P.: Emerging Regional Markets, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 229.

¹⁸⁴ Gabillon, J.: Analysing the Forward Curve, in: Managing Energy Price Risk, Financial Engineering Ltd., London, 1995, S. 30 ff.

diesem Rohöl spezifischen Produktenverhältnis darstellt, beeinflussen die Arbitragemöglichkeiten ebenso die Korrelation von Rohöl- und Produktenpreisen wie die Produktenpreise untereinander.¹⁸⁵

Entscheidend für die risikosensitive Beschaffungsplanung ist die Schätzung der kurzfristigen Korrelationen, die von der Stärke und Umsetzung der Arbitragemöglichkeiten abhängig sind.

Die zeitliche Arbitrage beeinflusst wie die regionale Arbitrage die Kausalität der kurzfristigen Preiskorrelationen. Der kurzfristige Preistrend wird stark vom Börsengeschehen beeinflusst und kann sich unabhängig vom Angebots- und Nachfrageverhältnis auf den physischen Ölmärkten bewegen.¹⁸⁶ Dieser Mechanismus bewirkt einen Glättungseffekt der Preisentwicklung, da die potentielle regionale Preisvolatilität, verursacht durch eine Störung der regionalen Angebots- und Nachfragesituation, von einem Weltmarkt durch zeitliche, regionale und qualitative Arbitrage absorbiert wird.¹⁸⁷

Die Korrelation der Preise aller Ölderivate wird langfristig durch qualitätsbedingte Substitutionsmöglichkeiten begründet.

Während langfristig die globale Angebots- und Nachfragestruktur auf dem physischen Ölmarkt für die Preisentstehung ausschlaggebend ist, sind für das Preisrisiko der Beschaffungsplanung aufgrund des Planungszeitraums kurzfristige Korrelationen relevant. Die kurzfristigen Korrelationen werden stark von den Terminmärkten determiniert, da diese im Gegensatz zur regionalen und qualitativen Arbitrage keine Bewegung von physischem Öl erfordern. Die Terminmärkte erlauben Arbitragegeschäfte auf der Zeitachse und begründen somit Preiskorrelationen zeitlicher und qualitativer Natur.

Die Preise eines Rohöls oder Produktes auf der Zeitachse wird als "Forwardcurve" bezeichnet.¹⁸⁸ Ist der Terminpreis höher als der physische Preis, die sogenannte Contango-Situation,¹⁸⁹ wird das kurzfristige Angebots- und Nachfragegleichgewicht stärker vom Angebot determiniert. Der höhere Preis des Terminmarktproduktes deutet auf ein kurzfristiges Überangebot prompten Öls hin. Die umgekehrte Situation, in welcher der Terminpreis unter dem Tagespreis liegt, wird als "Backwardation" bezeichnet.¹⁹⁰ Im Fall der Backwardation ist es ökonomischer, möglichst wenig physisches Rohöl im Bestand zu haben, da später zu beschaffendes Rohöl billiger als promptes Rohöl ist.

¹⁸⁵ Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 6 ff; Shin, D.: a.a.O., S. 13 ff.

¹⁸⁶ Ebenda, S. 225 ff.

¹⁸⁷ Hensing, I., Ströbele, W.: a.a.O., S. 229.

¹⁸⁸ Gabillon, J.: a.a.O., S. 29 ff.

¹⁸⁹ Ebenda, S. 29 f.

¹⁹⁰ Kamara, A.: Delivery Uncertainty and the Efficiency of Futures Markets, Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 25, No. 1. March 1990, S. 63.

Backwardation stellt die Normalsituation im Ölbereich dar.¹⁹¹ Der Grund dafür liegt einerseits im sogenannten "Convenience Yield". Dieser besagt, daß die Margenerwartung aus physischer Rohölverarbeitung eine Sicherheitsprämie für physische Bestände rechtfertigt.¹⁹² Eine andere Begründung ist das Verhalten der Produzenten, die im Contango die prompte Förderung drosseln und das Rohöl auf Termin verkaufen.¹⁹³ Dadurch sinkt das kurzfristige Rohölangebot, während das Terminangebot steigt. Bei konstanter Nachfrage führt dieses Verhalten zu einem höheren Spotpreis, während der Terminpreis unter Druck gerät. Infolgedessen schwingt die Forwardcurve zurück in die Backwardation. Die Höhe des Convenience Yield beeinflusst die Höhe der Volatilität der Preisdifferenz zwischen Spot- und Warenterminpreis maßgeblich.¹⁹⁴

4.2.3 Risikoformulierung

Die in diesem Abschnitt entwickelte Risikoformulierung basiert auf einer determinierten Zuordnung von Produkten aus Rohöl. Diese eindeutige Zuordnung berücksichtigt jedoch nicht die Flexibilität der Produktionsfunktion. Die Flexibilität der Produktionsfunktion resultiert in Freiheitsgrade der Produktausbeute aus einem festgelegtem Faktoreinsatz bis zum Zeitpunkt der physischen Verarbeitung. Dies hat eine risikoreduzierende Wirkung, da die riskante Produktausbeute im Entscheidungszeitpunkt der Rohölbeschaffung nicht vollständig determiniert ist. Die Berücksichtigung der Flexibilität im Risikomodell geht über die Darstellung der isolierten Risiken hinaus und erfolgt deshalb in Kapitel 5.

Die Risikoformulierung hat die Aufgabe das Preisrisiko der Raffination darzustellen und in einem weiteren Schritt das für die Beschaffungsentscheidung relevante Risiko zu isolieren.

Die Rohölpreisverteilung ist nach empirischen Analysen eine Leptocurtic-Verteilung.¹⁹⁵ Die Leptocurtic-Verteilung ist der Normalverteilung ähnlich, hat im Vergleich zu dieser jedoch langsamer konvergierende Extremitäten. Die Wahrscheinlichkeit, daß starke Preisänderungen eintreten, ist bei der Leptocurtic-Verteilung höher als bei der Normalverteilung. Die Ursache dafür liegt in plötzlichen politischen Ereignissen oder Naturkatastrophen, die häufig starke Preisänderungen auf dem Ölmarkt auslösen können.

¹⁹¹ Pindyck, R. S.: The Present Value Model of Rational Commodity Pricing, The Economic Journal, Vol. 103, May 1993, S. 525.

¹⁹² vgl. Kamara, A.: a.a.O., S. 63 ff.

¹⁹³ Litzenberger, R., Rabinowitz, N.: Backwardation in Oil Futures Markets: Theory and Empirical Evidence, The Journal of Finance, Vol. L, No. 5, December 1995, S. 1531 ff; Phillips, G. M., Weiner, R. J.: Information and Normal Backwardation as Determinants of Trading Performance: Evidence from the North Sea Oil Forward Market, The Economic Journal, Vol. 104, January 1994, S. 93 ff.

¹⁹⁴ Gibson, R., Schwartz, E. S.: Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims, The Journal of Finance, Vol. XLV, No. 3, July 1990, S. 973.

¹⁹⁵ Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 187.

Auf Basis der Preisdaten von 1994 bis 1996 kann unterstellt werden, daß die Preise und ihre Veränderungen eine Normalverteilung approximieren.¹⁹⁶

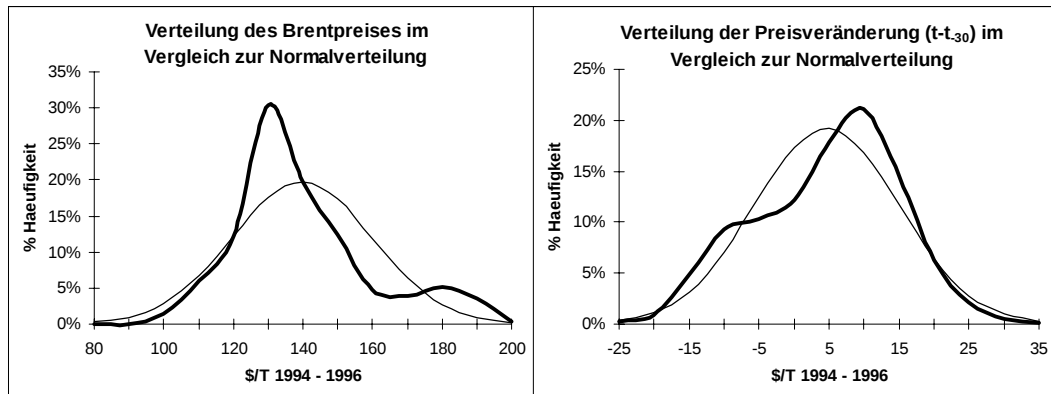


Abb. 13: Verteilung des Draufpreises, Daten aus Platts Oilgramm

Das Preisrisiko des Rohöls ist nicht entscheidungsrelevant für die Beschaffungsentscheidung, da die bestehenden Freiheitsgrade die Rohölsorte und -menge, nicht aber das Rohöl betreffen: das Betreiben der Raffinerie setzt den Einsatz von Rohöl voraus. Da die Rohölpreisdifferentials im Entscheidungszeitpunkt bekannt sind, betrifft die Unsicherheit nur die Preisentwicklung des Markerrohöls Brent. Diese Unsicherheit ist jedoch bei jeder Beschaffungsalternative gleich.

Bei der Rohölbeschaffungsentscheidung ist allein die Marge, das Verhältnis der Produktpreise zu den Rohölpreisen, von Bedeutung. Unter Sicherheit bestimmt die Maximierung des Deckungsbeitrags, die maximale Differenz von Faktoreinsatzpreisen und Produktausbeutepreisen, das optimale Rohöl. Für die Beschaffungsentscheidung ist demzufolge die Unsicherheit der Abweichung unterschiedlicher Produktpreise zum Rohölpreis für den Zeitraum zwischen Planung und Einsatz des Rohöls in der Produktion relevant.¹⁹⁷ Dies wird als Margenrisiko bezeichnet.

Das Margenrisiko ist das Portfolio der einzelnen Crack-Risiken, den unsicheren Differenzen der einzelnen Produktpreise zum Rohölpreis, da die Marge die rohölsspezifische Menge der Cracks darstellt. Aufgrund der Daten von 1994 bis 1996 kann, entsprechend dem Rohölpreisrisiko, von einer approximativen Normalverteilung ausgegangen werden.¹⁹⁸

¹⁹⁶ Die Periode 1994 - 1996 wurde in 75 um 10 Werkstage zeitversetzte Intervalle von je 30 Werktagen unterteilt. Die Intervalle wurden einem Chi-Quadrat Test mit 5 Freiheitsgraden auf die Hypothese des Vorliegens einer Normalverteilung überprüft. Der Mittelwert über die 75 Intervalle ergab eine Wahrscheinlichkeit für das Nicht-Ablehnen der Hypothese mit 0.55. Die Standardabweichung dieser Wahrscheinlichkeit beträgt 0.31.

¹⁹⁷ Horn, L.: Refinery margin risk mangement, Petroleum Review, Vol. 50, No. 594, July 1996, S. 323 f.

¹⁹⁸ Die Wahrscheinlichkeiten des Vorliegens einer Normalverteilung wurde analog des Chi Quadrat Tests für die Rohölpreisverteilung festgestellt. Für alle Produkte und Terminkontrakte liegt die Wahrscheinlichkeit des nicht Ablehnens der Normalverteilungshypothese zwischen 0.5 und 0.65. Die Standardabweichung der 75 Messungen liegen zwischen 0.25 und 0.35.

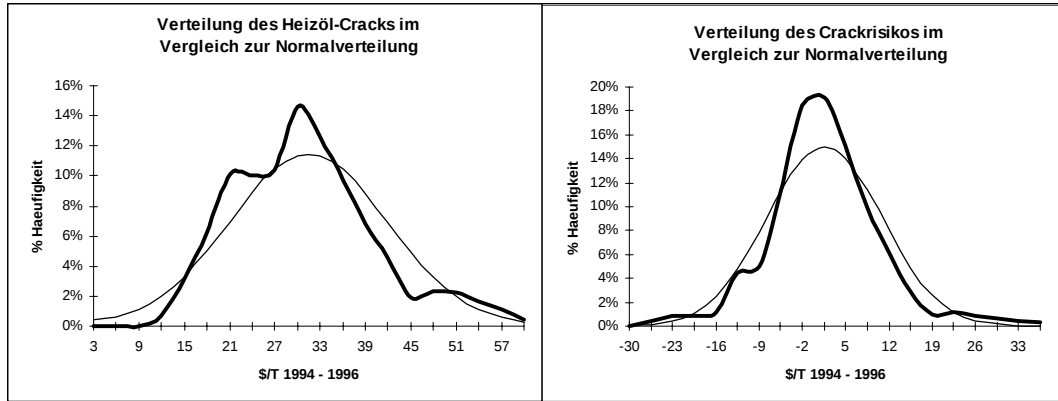


Abb. 14: Verteilung des Heizölcracks, Daten aus Platts Oilgramm

Aus dem gesamten Preisrisiko der Raffination wird im folgenden in zwei Schritten das entscheidungsrelevante Preisrisiko der Beschaffungsplanung abgeleitet.

Für die Formulierung des Preisrisikos wird von einer Entscheidung im Planungszeitpunkt ausgegangen, so daß keine Unsicherheit bezüglich der Rohölpreise besteht. Weiterhin wird von einer fixierten Ausbeute von Produkten aus einem Rohöl ausgegangen. Diese Einschränkung wird in Kapitel 5 aufgehoben.

Unter der Voraussetzung, daß die Planmarge im Zeitpunkt $t-30$

$$\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30}$$

dem Erwartungswert der realisierten Marge im Zeitpunkt t

$$E \left[\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_{t-30} \right]$$

entspricht, ist der Erwartungswert der Abweichung von Planmarge und realisierter Marge Null:

$$E \left[\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30} - \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_{t-30} \right) \right] = 0$$

mit

$j \dots \in \{j_1 \dots j_{\max}\}$ = Produktenindex für die Produktausbeute aus Rohöl,

t = Zeitindex,

p_j = Ausbeutemenge des Produktes j ,

P_{jt-30} = Produktpreisschätzung im Zeitpunkt $t-30$,

P_{jt}	= Produktpreis im Zeitpunkt t,
c	= Einsatzmenge des Rohöls,
C_{t-30}	= Rohölpreis im Zeitpunkt t-30.

Wird das Risiko durch die Varianz¹⁹⁹ gemessen, lässt sich das geschätzte Risiko wie folgt ermitteln:

$$\sigma^2 = \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30} - \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_{t-30} \right) \right)^2$$

Das gesamte Preisrisiko ist demzufolge abhängig von der:

1. Planpreisprognose für Produkte,
2. Betrachtungsperiode (30 Tage),
3. Zeitdifferenz zwischen Planung und Rohölkauf (0 Tage),
4. Zeitdifferenz zwischen Planung und Produktenverkauf (30 Tage),
5. Differenz von Rohöl und Produktenpreisen,
6. Zusammensetzung des Produktenmixes $\sum_j P_p$.

Das Gesamtrisiko kann in das Rohölpreisrisiko und das entscheidungsrelevante Margenrisiko aufgeteilt werden. Die Ableitung beider Risiken aus dem Gesamtrisiko ergibt sich wie folgt:

$$\begin{aligned} \sigma^2 &= \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30} - \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_{t-30} \right) \right)^2 \text{ Erweiterung mit } C_t \\ &= \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30} - \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_t \right) - c \cdot C_{t-30} + c \cdot C_t \right)^2 \end{aligned}$$

Bei Anwendung der ersten binomischen Formel wird daraus nach der Umformung:²⁰⁰

$$\begin{aligned} \sigma^2 &= \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30} - \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_t \right) \right)^2 + (c \cdot C_t - c \cdot C_{t-30})^2 + \\ &\quad 2 \cdot \left(\left(\sum_j p_j \cdot P_{jt-30} - c \cdot C_{t-30} - \left(\sum_j p_j \cdot P_{jt} - c \cdot C_t \right) \right) \cdot (c \cdot C_t - c \cdot C_{t-30}) \right) \end{aligned}$$

¹⁹⁹ Die Schätzung der Varianz lässt sich beispielsweise auf Basis relativer Häufigkeiten durchführen. Dazu sind die einzelnen Beobachtungen $t_1.. t_{\max}$ zu summieren und durch die Anzahl der Beobachtungen $t_{\max}$ zu dividieren.

²⁰⁰ $\sigma^2 = \text{Margenvarianz} + \text{Bestandsvarianz} + 2 \cdot \text{Kovarianz}$

Die Kovarianz von Rohölpreis- und Margenrisiko ist dann von Bedeutung, wenn über einen längeren Zeitraum ein Zusammenhang der Rohölpreisvolatilität mit der Margenvolatilität zu erwarten ist. Da der Ölmarkt von der Nachfrage- oder Angebotsseite kurzfristig beeinflusst wird, gibt es eine Zeitverzögerung zwischen Veränderungen von Produktenpreisen und Rohölpreisen, die eine Veränderung der Rohölmarge bedingt. Infolgedessen ist eine Korrelation zwischen der Preisbewegung von Rohöl und der Preisbewegung der Rohölmarge zu erwarten.

Bei einer ursächlichen Rohölpreisveränderung ist die Korrelation des Rohölpreises zur Marge negativ oder positiv. Eine Angebotsverknappung auf dem Rohölmarkt führt zu höheren Rohölpreisen und dadurch kurzfristig zu einer geringeren Marge. Sofern die Rohölpreise jedoch aufgrund vorher gestiegener Produktenpreise steigen, ist die Marge mit dem Rohölpreis positiv korreliert. Die kurzfristige Korrelation ist somit nur bei Kenntnis der kurzfristigen Störung der aktuellen Gleichgewichtssituation möglich. Diese Information ist nicht vorauszusetzen, da sie gleichbedeutend mit der Kenntnis der zukünftigen Preisentwicklung ist.

Für die Periode von 1994 bis 1996 schwankte die Kovarianz für einen Zeitraum von 30 Werktagen von 25% bis – 5% der Varianz. Diese gemessene Relation bestätigt die geringe Relevanz der Korrelation für die Problemstellung sowie die Schwierigkeit ihrer Prognose. Für die folgende Untersuchung wird deshalb davon ausgegangen, daß die Kovarianz der Margen- und Rohölpreisrisiken gleich Null ist.

Das Margenrisiko wird zur Isolation des entscheidungsrelevanten Risikos im folgenden in das absolute Margenrisiko, bezogen auf die gesamte Produktausbeute, und in das relative Margenrisiko, bezogen auf die beschaffungsentscheidungsabhängige Produktausbeute, unterschieden.²⁰¹

Unter dem absoluten Margenrisiko wird die Unsicherheit der Margenentwicklung der gesamten Einsatzmenge verstanden, also des Deckungsbetrages. Dieses Risiko ist jedoch nur von Bedeutung, wenn die Rohölmarge in der Nähe von Null ist, denn eine Änderung des Vorzeichens signalisiert, daß die Produktion einzustellen oder aufzunehmen ist. Die Freiheitsgrade der Beschaffungsentscheidung enthält bei eindeutig positiver Margenerwartung jedoch nicht die Durchsatzmenge. Die in Abschnitt 3.2.3 diskutierten Quantitativen Synergieeffekte wurden demzufolge fast immer ausgenutzt. Damit ist im Normalfall die Planungsproblematik der Beschaffungsentscheidung allein auf die Fragestellung der Rohölsorte, nicht aber der Einsatzmenge, beschränkt. Daraus folgt, daß die unabhängig von der Rohölauswahl anfallende Produktion, wie in Abschnitt 3.4.7 diskutiert, nicht dem Risiko der Beschaffungsentscheidung unterliegt.

Für die folgenden Ausführungen wird eine positive Margenerwartung vorausgesetzt. Bei Betrachtung des beschaffungsplanungsrelevanten relativen Margenrisikos

²⁰¹ Barnaud, F., Dabonineau, J.: a.a.O., S. 185.

$$\sigma = \sqrt{\left(\sum_j (\Delta p_j \cdot P_{jt-30} - \Delta p_j \cdot C_{t-30}) - \left(\sum_j \Delta p_j \cdot P_{jt} - \Delta p_j \cdot C_t \right) \right)^2},$$

ist auf die riskante (entscheidungsrelevante) Menge von p_j abzustellen, da der maximale Durchsatz gefahren wird. Die riskante Menge von p_j ist definiert als

$$\Delta p_{ji} = [p_{ji} - p_{jmin}]$$

mit

p_{ji} = Menge des Produktes j aus Rohöl i und

p_{jmin} = minimale Ausbeute des Produktes $j \forall i$.

Die Mindestausbeute p_{jmin} ist unabhängig vom eingesetzten Rohöl. Die Mindestausbeute selbst ist entscheidungsunabhängig, da es sich um die Untergrenze der Ausbeute der Produktionsfunktion bei Vollausslastung der Raffinerie handelt und infolgedessen nicht in die Risikobetrachtung einzubeziehen ist. Das entscheidungsrelevante Margenrisiko, das sich auf die riskante (minimumübersteigende) Produktenmenge bezieht, wird im folgenden als relatives Margenrisiko bezeichnet, weil dieser Teil des Margenrisikos auf die Beschaffungsentscheidung bezogen ist.

4.2.4 Beispiel: Preisrisiken der Raffination

Zur Verdeutlichung der Ableitung des relativen Margenrisikos aus dem Preisrisiko der Raffination wird die Situation der Beispielraffinerie aus Abschnitt 3.2.3 herangezogen.

Das absolute Preisrisiko der Beispielraffinerie wird durch die Standardabweichung der mit den Produktenmengen²⁰² gewichteten Varianz-Kovarianz-Matrix der Produktpreise ermittelt. Die Varianz-Kovarianz-Matrix besteht aus historischen Varianzen und Kovarianzen der Produktpreisänderungen von 30 Tagen ($t-t_{30}$).²⁰³ Dieses entspricht einer Entscheidung am 1.12.1993 für einen Produktenverkauf ratierlich über den Monat Januar 1994. Die auf diese Weise prognostizierte Standardabweichung von 8.1 \$m beschreibt die historische Unsicherheit bezüglich der Realisation der geplanten Raffineriemarge von 20.31 \$m.

²⁰² Zur Herleitung der Formel siehe Abschnitt 2.4.2.

²⁰³ Preisdaten aus Platts Oilgramm

Beispiel: 4.2.4.1 Preisrisiko der Raffination							
Mengenvektor			Varianz / Kovarianz Matrix			Mengenvektor	Risiko
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	kT	\$m
kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T		
237	500	263	153	79	65	237	= 8.1
			79	74	35	500	
			65	35	38	263	

Im Folgenden wird vorausgesetzt, daß nicht die Kapazitätsauslastung, sondern nur die Rohölauswahl ein Freiheitsgrad der Beschaffungsentscheidung ist.

Zur Ermittlung des entscheidungsrelevanten Risikos wird zunächst das gesamte Preisrisiko in das Rohölpreisrisiko und das Margenrisiko aufgespalten: Der gesamte Raffinerieeinsatz unterliegt dem Rohölpreisrisiko, während die Raffinerieausbeuten den Crack-Risiken der Produkte, d. h. der Unsicherheit der Preisdifferenzabweichung der Produkte zum Rohölpreis, unterliegen.

Beispiel: 4.2.4.2 Aufspaltung des Preisrisikos der Raffination							
Mengenvektor				Varianz / Kovarianz Matrix			
Benzin	Diesel	Heizöl	Rohöl	Benzin Crack	Diesel Crack	Heizöl Crack	Rohöl
kT	kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T	
237	500	263	1000	43.3	1.1	3.8	28.4
				1.1	23.1	2.3	0.0
				3.8	2.3	22.0	-16.6
				28.4	0.0	-16.6	50.8

Aus dem gesamten Preisrisiko wird das absolute Margenrisiko der Raffination isoliert. Das Rohölpreisrisiko ist von der Beschaffungsentscheidung unabhängig und wird daher im Folgenden nicht näher betrachtet. Das Margenrisiko der Raffination ist mit 3.3 \$m erheblich geringer als das gesamte Preisrisiko der Raffination, beträgt aber mehr als 15% des geschätzten Deckungsbeitrags aus der Raffinerieverarbeitung.

Beispiel: 4.2.4.3: Absolutes Margenrisiko der Raffination							
Mengenvektor			Varianz / Kovarianz Matrix			Mengenvektor	Risiko
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin Crack	Diesel Crack	Heizöl Crack	kT	\$m
kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T		
237	500	263	43.3	1.1	3.8	237	= 3.3
			1.1	23.1	2.3	500	
			3.8	2.3	22.0	263	

Wegen der unvollständigen Korrelation von Rohölpreisrisiko und absolutem Margenrisiko ist das

gesamte Preisrisiko mit 8.1 \$m geringer als die Summe von Rohölpreisrisiko ($50.8^{1/2} = 7.1$ \$m) und Margenrisiko (3.3 \$m). Da die Korrelation nicht prognostiziert werden kann, wird diese Information in dieser Arbeit nicht weiter verwendet.²⁰⁴

Zusammensetzung des Raffinationspreisrisikos	
Rohöl Preisrisiko :	7.1
Margen Preisrisiko :	3.3
Diversifikationseffekt :	-2.3
Preisrisiko der Raffination :	8.1

Im letzten Schritt sind die entscheidungsrelevanten Produktenmengen der Raffination zu ermitteln. Dabei handelt es sich um die Mengen, die nicht durch die Kapazitätsauslastung allein determiniert werden, sondern durch die Rohölauswahl. Die Ermittlung der riskanten Mengen ist nur bei Kenntnis der Minimum-Ausbeute einzelner Produkte der Raffinerie möglich, unabhängig vom eingesetzten Rohöl.

Minimum - Ausbeuten der Beispielraffinerie	
Benzin :	20%
Diesel :	35%
Heizöl :	23%
Gesamt :	78%

In der Beispielraffinerie sind 78% der Ausbeute unabhängig von der Rohölauswahlentscheidung determiniert. Diese Menge unterliegt nicht der Unsicherheit der Beschaffungsentscheidung und wird dementsprechend nicht bei der Ermittlung des entscheidungsrelevanten Margenrisikos berücksichtigt.

Das relative Margenrisiko entspricht mit 0.8 \$m 4% der Planmarge von 20.31 \$m.

Beispiel: 4.2.4.4: Relatives Margenrisiko der Beschaffungsentscheidung								
Mengenvektor			Varianz / Kovarianz Matrix			Mengenvektor	Risiko	
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl			
Crack	Crack	Crack	Crack	Crack	Crack			
kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T	kT	\$m	
[37 150 33]			*	[43.3 1.1 3.8 1.1 23.1 2.3 3.8 2.3 22.0]			*	[37 150 33] ^{1/2} = 0.8

²⁰⁴ Vgl. Abschnitt 4.2.3

4.3 Preisrisikomanagement

4.3.1 Risikomanagement

Unter unternehmerischem Risikomanagement wird häufig die Risikosteuerung durch Anwendung finanzmathematischer Instrumente, die eine simultane Risiko- und Ertragsoptimierung betrieblicher Teilbereiche ermöglichen, verstanden.²⁰⁵

Risikomanagement steht seit einigen Jahren auch im Interesse der Öffentlichkeit, weil es bei fehlerhafter Anwendung nicht zu einer Reduzierung der Risiken, sondern zu ihrer Verstärkung führen kann.²⁰⁶ Dies kann zu spektakulären Verlusten führen, deren Ursache in vielen Fällen auf das Unverständnis der Wirkungsweise von Risikomanagementinstrumenten sowie auf mangelnde Kontrolle der Akteure im Rahmen des Risikomanagements zurückzuführen ist.²⁰⁷

Durch den Einsatz von Warenterminkontrakten kann der Raffineur das bestehende relative Margenrisiko im Entscheidungszeitpunkt reduzieren. Die Warenterminkontrakte ermöglichen es dem Raffineur den Zeitpunkt der Margenrealisation vom Zeitpunkt der physischen Rohölverarbeitung abzukoppeln und schon im Entscheidungszeitpunkt zu realisieren.

Für das zu reduzierende Preisrisiko der riskanten Produktmengen wird ein preislich korreliertes anderes Produkt ausgewählt, das auf Termin verkauft wird.²⁰⁸ Das Risiko reduziert sich auf die Differenz der Preisbewegungen beider Produkte. Dieser Vorgang wird als "Hedging" bezeichnet.²⁰⁹ Das Hedginginstrument zur Risikoreduktion der Ausgangsposition ist in der Regel ein Termin- oder Optionskontrakt, der an einer Warenterminbörse gehandelt wird.

Eine vollständige Risikoreduktion wird in der Praxis selten realisiert, da die Preisbewegungen nur in Ausnahmefällen vollständig miteinander korrelieren. Die nicht hedgebare Differenz von Preisrisiko und Hedginginstrument, wird als Basisrisiko bezeichnet.²¹⁰ Das Basisrisiko ist gleichbedeutend mit dem nicht weiter diversifizierbaren Portfoliorisiko des Kapitalanlegers. Der Effekt des Hedgings ist somit nichts anderes als der in Abschnitt 2.4.2 vorgestellte Diversifikationseffekt, nur wird das Hedging durch einen Leerverkauf durchgeführt, wodurch es bei einer hohen positiven Korrelation von Produktenpreis und Preis des Hedginginstruments stark risikoreduzierend wirkt.

Bei der Beurteilung des Hedgings als Maßnahme zur Risikoreduktion sind die Kosten des Hedgings, das verbleibende Basisrisiko und die Vertragsrisiken aus den Hedgingkontrakten zu berücksichtigen. Von diesen Kriterien sind die Kosten des Hedgings und die Vertragsrisiken erst dann eingehend zu

²⁰⁵ Barnaud, F., Dabonineau, J.: a.a.O., S. 210.

²⁰⁶ The Economist: International Banking: A comedy of errors, Supplement, April 10th, 1993, S. 3 ff.

²⁰⁷ The Economist: Too hot to handle?, A Survey of Corporate Riskmanagement, February 10th, 1996, S. 4 f.

²⁰⁸ Büschgen, H. E.: Das kleine Börsen-Lexikon, Düsseldorf 1989, S. 339.

²⁰⁹ Hedging: engl., sich sichern, sich den Rücken decken.

²¹⁰ Büschgen, H. E.: a.a.O., S. 89.

beurteilen, wenn die Reduktion des ursprünglichen Risikos auf das Basisrisiko überhaupt zu einer Erhöhung des Erwartungsnutzens führt. Im folgenden wird deshalb insbesondere auf die Analyse des Basisrisikos für die Hedgingmöglichkeiten des Raffineurs eingegangen.

4.3.2 Waretermingeschäfte

Hedging mit Wareterminkontrakten ist eine einfache Form der Preissicherung. Es setzt voraus, daß ein Terminmarktprodukt existiert, das mit dem zu hedgenden Produkt korreliert. Im günstigsten Fall entspricht das Terminmarktprodukt dem zu hedgenden Produkt mit dem einzigen Unterschied eines abweichenden Fälligkeitsdatums der Lieferung. Das Basisrisiko reduziert sich folglich auf die reine Zeitdifferenz, die durch gebundenes Kapital, Lagerkosten und dem Zinssatz auf dem Kapitalmarkt determiniert wird.²¹¹ Die Messung des Basisrisikos erfolgt durch den Korrelationskoeffizienten der Preisverteilung des zugrundeliegenden Produktes und der Verteilung des Wareterminpreises.²¹²

Im Bereich der Wareterminkontrakte werden Forwardkontrakte und Futurekontrakte unterschieden. Forwardkontrakte sind Verträge, die zu einem zukünftigen Zeitpunkt den physischen Austausch von Öl beabsichtigen. Ein Beispiel dafür ist das „15-Tage-Brent“.²¹³ Futurekontrakte werden an einer Wareterminbörse gehandelt und führen nur in Ausnahmefällen zu einem physischen Warenaustausch.²¹⁴

Rohölfutures werden in New York, London und Singapur gehandelt. Der internationale Futuremarkt beeinflusst durch sein Volumen den globalen kurzfristigen Ölpreistrend.²¹⁵ An den Futuremärkten sind neben Mineralölgesellschaften und Spekulanten insbesondere internationale Investmenthäuser tätig,²¹⁶ die mit ihren Börsenaktivitäten zusätzliche Liquidität bereitstellen. Die Tätigkeit der Investmenthäuser ist für die Ölgesellschaften durch diese Liquidität von Vorteil, damit letztere die Börse als verlässliches Hedginginstrument nutzen können.²¹⁷ Durch die Rechtssicherheit der Börse in Verbindung mit der Vielzahl von Interessenten am Ölmarkt und der Zugänglichkeit von Börseninformationen handelt es sich beim Futuremarkt um einen nahezu vollkommenen Markt. Die Arbitragegeschäfte professioneller

²¹¹ Uszczapowski, I.: Optionen und Futures verstehen, Grundlagen und neuere Entwicklungen, 2. Auflage, München 1993, S. 210.

²¹² Dies gilt ausschließlich bei positiven Korrelationen. Im Fall einer negativen Korrelation ist das Basisrisiko $(-1) \cdot (1 - \text{Korrelationskoeffizient})$; vgl. Kirk, E.: Correlation in Energy Markets, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 71 f.

²¹³ Ebenda, S. 75 ff.

²¹⁴ Ausführliche Darstellung bei Brindle, A.: a.a.O., S. 252 ff; Hensing, I.: a.a.O., S. 61 ff.

²¹⁵ Vgl. Horsnell, P., Mabro, R.: a.a.O., S. 195 ff; bereits im Jahre 1992 war das Volumen an der Börse in New York höher als die gesamte Weltproduktion von Rohöl.

²¹⁶ Rotella, R.: The New York Mercantile Exchange Provides Fund Managers with an Excellent Trading Value, Energy in the News, Spring 1996, S. 2 ff.

²¹⁷ Glasser, S.: Liquidity Provided by Funds Lubricates the Mechanism of the Market, Energy in the News, Spring 1996, S. 11.

Spekulanten harmonisieren sowohl die Preisbewegungen aller Ölderivate an den Terminbörsen als auch auf den physischen Märkten.²¹⁸

Bei europäischen Produkten besteht das Problem, daß ausschließlich Heizöl an der Börse gehandelt wird, während es für Benzin und schweres Heizöl nur einen liquiden Swap-Markt gibt.²¹⁹ Der Swap-Markt ermöglicht eine den Futurekontrakten an der Börse entsprechende Vorgehensweise.

Die Preisbildung der OTC-Instrumente wird durch die vielschichtigen Arbitragemöglichkeiten von Future- und Optionspreisen beeinflusst.²²⁰ Ein Swap-Kontrakt beispielsweise sieht vor, daß eine Partei einer anderen die durchschnittliche Differenz zu einem physisch gehandelten Produkt zahlt, sofern diese vom Swap-Preis abweicht.²²¹ Aufgrund dieser Vorgehensweise ist es möglich, wie beim Futurehedging, den Kaufpreis zu hedgen, so daß die effektive Preisfindung unabhängig von physischen Restriktionen, wie Verfügbarkeit und zeitlichem Bedarf, durchgeführt werden kann. Das Basisrisiko für Swap-Preis-Sicherungsaktionen kann durch regionale und qualitative Differenzen begründet, groß sein.²²²

Das Problem der Absicherung durch OTC Instrumente besteht in einem unregulierten Markt, in dem ein potentieller Käufer einen Verkäufer mit der entgegengesetzten Vorstellung über Preis, Volumen und Zeitraum finden muß. Der Aufwand für den Abschluß dieses Sicherungsgeschäftes ist deshalb größer als der Aufwand eines Börsengeschäftes. Zusätzlich besteht im Gegensatz zur Abwicklung an der Börse ein Bonitätsrisiko, da eine Clearingstelle, wie sie an einer Börse vorhanden ist, nicht existiert.²²³ Das Preisrisiko wird somit durch das Bonitätsrisiko des Geschäftspartners teilweise ersetzt, so daß in der Praxis ein kleiner Kreis von Teilnehmern mit einer im Vergleich zur Börse relativ niedrigen Liquidität vorliegt.²²⁴

Für die folgende Untersuchung wird nicht zwischen Futures und OTC-Instrumenten unterschieden, da die Wirkungsweise des Hedgings bei allen Warentermingeschäften dieselbe ist.

²¹⁸ Diz, F., Connors, L. A.: Trading Volatility in the Energy Complex, in: NYMEX Energy in the News, Spring 1991. S. 18 ff.

²¹⁹ Brindle, A.: a.a.O., S. 251 ff.

²²⁰ Kauschik, A., Victor, Ng., Pirrong, S. C.: Valuing Energy Derivatives, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 58 f.

²²¹ Mason, C., Jones, S.: Swaps, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 81 ff.

²²² Bei der Durchführung des Hedgings von Inlandsprodukten ist ein hohes Basisrisiko aufgrund fehlender Arbitragemöglichkeiten zeitlicher und lokaler Art begründet. Darüberhinaus ist das Wechselkursrisiko in die Ermittlung des optimalen Futurehedges einzubeziehen.

²²³ Haynes, R. A.: Know Your Derivatives Before You, Risk Management, New York, January 1996, S. 44.

²²⁴ Das, S.: Commodity Swaps - Forward March, Risk, Vol. 6, No. 2, February 1993, S. 46 ff; Cooper, J. A., Mello, A. S.: The Default Risk of Swaps, The Journal of Finance, Vol. 46, No. 2, June 1991. S. 599; Rendleman, R.: Share And Share Unlike, Risk, Vol. 6, No. 2, February 1993, S. 51; für eine ausführliche Darstellung der rechtlichen Risiken siehe Raisler, K. M., Gregory, A. M.: Regulatory and Legal Issues, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 265 ff.

Optionen werden wie Futurekontrakte auf Warenterminbörsen gehandelt. Optionen sind Wetten auf die Preisentwicklung von Futures: Der Käufer einer Option kauft das Recht, einen Terminkontrakt zu einem festgelegten Preis, den sog. Strike-Preis, zu kaufen oder zu verkaufen. Beim Recht zu kaufen wird die Option als "Call-Option", beim Recht zu verkaufen als "Put-Option" bezeichnet.²²⁵

Optionen stellen eine Weiterentwicklung der Hedgingmöglichkeiten dar. Grundsätzlich sind Optionen auf Ölfutures Optionen amerikanischer Art, d. h. sie können jederzeit ausgeübt werden.²²⁶ Die Preisänderung einer Option bezogen auf die Preisänderung des zugrundeliegenden Futures definiert das "Delta" der Optionen.²²⁷ Durch das "Delta-Hedging"²²⁸ kann mit Optionen ein den Futures entsprechender Sicherungseffekt erreicht werden. Der Unterschied zwischen Optionen und Futures in der Wirkung als Sicherungsinstrument liegt im begrenzten Verlustpotential der Optionen. Im Gegensatz zu den Futures ist der maximale Verlust aus dem Sicherungsgeschäft allein auf die Optionsprämie begrenzt. Die Wirkungsweise von Optionen ist einer fixen Versicherungsprämie mit unbegrenzter Deckung ähnlich.

Für das Risikomanagement ist die Berechnung der marktimpliziten Volatilität aus der Optionsprämie und anderen Einflußgrößen von großer Bedeutung.²²⁹ Die Rechnung zur Bestimmung der Marktvolatilität geht auf den Ansatz von Black-Scholes²³⁰ zurück, der einen "fairen" Optionspreis errechnet.²³¹

Der Markt bestimmt durch die Existenz eines Futures und den Optionspreis auf diesen Future einen Marktpreis für das Preisrisiko des Futures. Dieser kann als Grundlage weiterer Überlegungen hinsichtlich der Bestimmung der erwarteten Volatilität des Futures herangezogen werden.²³² Die Existenz des Optionshandels ermöglicht damit die Schätzung des Verteilungsparameters $\sigma^{\wedge}$ der Futurepreisverteilung.

²²⁵ Uszczapowski, I.: a.a.O., S. 44 ff.

²²⁶ Hampton, M.: Option, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 100.

²²⁷ Ebenda, S. 105.

²²⁸ Das „Delta“ der Optionen gibt die Anzahl der Optionen an, die benötigt werden, um die exakte Preisschwankung der Futures zu simulieren.

²²⁹ Bei den anderen Einflußgrößen handelt es sich um den Zinssatz, den Basispreis, den aktuellen Preis und den Strikepreis.

²³⁰ Hull, J.: Options, Futures and other Derivative Securities, Second Edition, New Jersey 1993, S. 116 ff.

²³¹ Die aktuelle Diskussion geht über den Ansatz von Black-Scholes hinaus, der eine konstante Volatilität unterstellt und Preis-Trends ignoriert; vgl. Heston, S. L.: Invisible Parameters in Option Prices, The Journal of Finance, Vol. XLVIII, No. 3, July 1993, S. 933 ff; Hull, J., White, A.: Valuing Derivative Securities Using the Explicit Finite Difference Method, Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 25, No. 1. March 1990, S. 87 ff.

²³² Sheik, A. M.: a.a.O., S. 93; Simons, H.: Managing Risk: Option Volatility, Analysis and Trading, in: NYMEX Energy in the News, spring 1991. S. 7.

Mit Optionen kann die exakte Wirkungsweise von Futures simuliert werden, so daß alle Sicherungsmöglichkeiten von Futures ebenso mit Optionen möglich sind. Gegenüber Futures bestehen die Nachteile von Optionen in ihrer geringen Liquidität sowie in den notwendigen Korrekturen des Optionsvolumens, um das "Delta" konstant zu halten. Diese Korrekturen bewirken, daß die Anzahl der Börsentransaktionen im Vergleich zu Futures erhöht wird, so daß die Nebenkosten, die sich in den Bid-Ask-Spreads und Transaktionskosten ausdrücken, steigen.²³³

Generell sind Raffineriegesellschaften nicht am Optionshandel beteiligt, da die Volatilität der Optionen gegenüber den Wareterminkontrakten eine permanente Marktbeobachtung und Adjustierung der Optionsposition erfordert.²³⁴ Aus diesem Grund werden Optionen für die weitere Untersuchung nicht betrachtet.

4.3.3 Hedging von Preisrisiken

Die Spanne zwischen Planung und Preisrisiko realisiert sich beim Rohöl wesentlich schneller als die Produktenpreise, da Transport und Verarbeitung zwischen der Realisation von Rohöl- und Produktenpreisen liegen. Innerhalb dieses Zeitraums ist der Raffineur dem Rohölpreisrisiko ausgesetzt.²³⁵ Für die Jahre 1994 bis 1996 ist die Standardabweichung der 30-tägigen Preisdifferenz von Rohöl mit 11.84 \$/T fast doppelt so hoch wie die Volatilität der Rohölmarge mit 7.16 \$/T.

²³³ Trabia, X.: Financial Oil Derivatives: from options to oil warrants and synthetic oilfields, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 1992, S. 45 ff. Die "Wall-Street-Refiner" bieten weitere exotische Optionen an [Kaminski, V., Gibner, S.: Exotic Options, in: Managing Energy Price Risk, London 1995, S. 118]. Bei diesen Optionen kann der Käufer im nachhinein die Ausübung der Option bestimmen. Exotische Optionen ermöglichen eine Sicherung individueller Risiken. Sie beinhalten gleichzeitig eine hohe Prämie, da der Options-Emittent die Risiken übernimmt.

²³⁴ Trabia, X.: a.a.O., S. 17 ff; Die Teilnahme am Optionshandel verteilt sich wie folgt: 6 % Raffineriegesellschaften, 13 % Produzenten, 34 % Trader, 47 % Spekulanten und Banken.

²³⁵ Rotella, R.: a.a.O., S. 8.

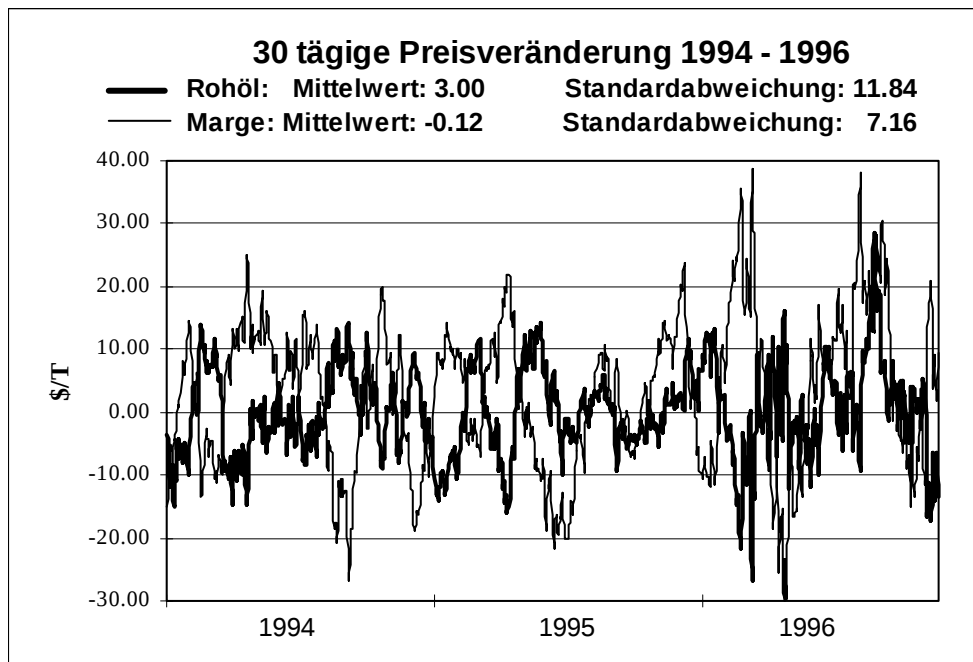


Abb. 15: Preisveränderung von Rohöl und Rohölmarge im Vergleich

Durch Hedging, den Einsatz von Futures, Swaps oder Optionen, kann das Rohölpreisisiko reduziert werden. Beim Hedging wird im Zeitpunkt des Rohölkaufs ein Rohölfuture verkauft, der im Zeitpunkt des Einsatzes in die Produktionsanlagen zurückgekauft wird. Der Raffineur realisiert dadurch den Preis für das gekaufte Rohöl erst im Zeitpunkt der Produktion, so daß die absolute Preisbewegung des Ölmarktes für den Raffineur nicht mehr von Bedeutung ist.²³⁶

Das Prinzip des Hedgings prompter Preisrisiken mit Futurekontrakten wird an folgendem Beispiel erläutert:

Im Zeitpunkt der Rohölbeschaffung für das Beispiel aus Abschnitt 3.2.3 im Dezember 1993 wird der Rohölfuture zu 101 \$/T an der Börse verkauft, um den Wert des physischen Rohöls von 120 \$/T²³⁷ bis zum Verkauf der Produkte im Januar abzusichern. Zum Zeitpunkt des Produktenverkaufs im Januar wird der Rohölfuture für 98 \$/T zurückgekauft. Der Gewinn aus dem Börsengeschäft von 3 \$/T ist als Preisreduktion der physischen Beschaffung zu interpretieren.

Der Wiederbeschaffungspreis im Januar für "Nordsee" liegt bei 109 \$/T, der von "Afrika" bei 120 \$/T. In diesem Beispiel gleicht der Gewinn aus dem Sicherungsgeschäft von 3 \$/T den Verlust aus der Wiederbeschaffung von 3.99 \$/T nicht aus. Dies ist durch die unvollständigen Korrelationen physischer Preise und Futures begründet.

²³⁶ Barnaud, F., Dabonineau, J.: a.a.O., S. 181.

²³⁷ 113 \$/T für "Nordsee" bzw. 124 \$/T für "Afrika" aus Beispiel 3.2.3.

Physische Verarbeitung:

	Durchsatzmenge		Produktenerlös		Rohölkosten		Marge
Plan Dez 93:	1000 kT	*	(140.31 \$/T	-	120 \$/T)	=	20.31 \$m
ist Jan 94:	1000 kT	*	(136.32 \$/T	-	120 \$/T)	=	<u>16.32 \$m</u>
ist -Plan							-3.99 \$m

Hedge:

	Futurevolumen		Futureerlös		Futurekosten		Marge
Plan Dez 93:	-1000 kT	*	101 \$/T				101 \$m
ist Jan 94:	1000 kT	*			98 \$/T		<u>-98 \$m</u>
							3.00 \$m

Das verbleibende Risiko bei einem Zusammenhang mit Korrelationskoeffizient <1 wird als **Basisrisiko** bezeichnet. Das Basisrisiko ergibt sich aus den drei Dimensionen Zeit, Region, und Qualität. Je besser die Korrelation dieser Dimensionen ist, desto kleiner ist das Basisrisiko.²³⁸

Aus Abbildung 16 wird deutlich, daß das Basisrisiko für das Rohöl Brent bis Anfang 1995 gering war, Anfang 1996 jedoch erheblich gestiegen ist.²³⁹

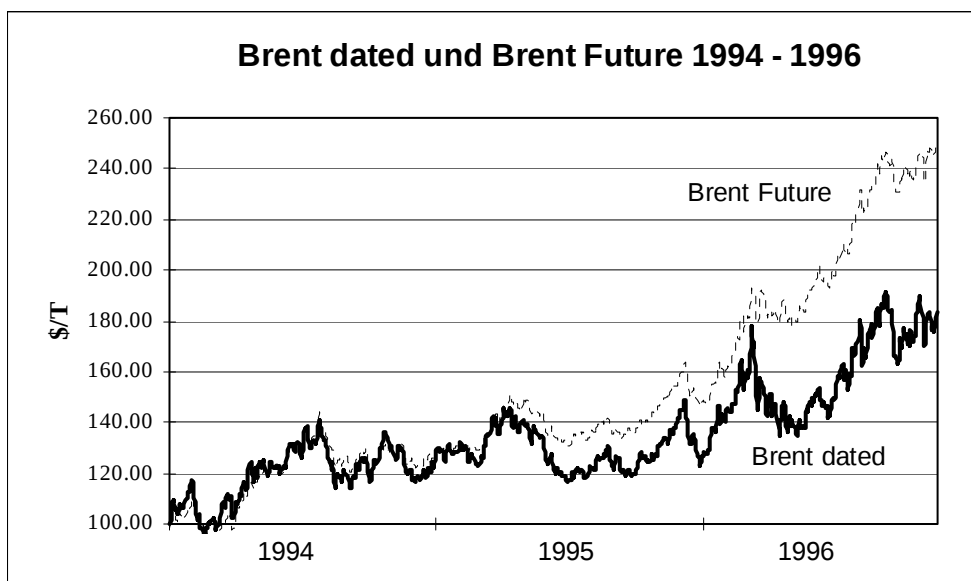


Abb.16: Preise von Brent dated und Brent Future 1994-1996

²³⁸ Das Basisrisiko verändert sich mit der zeitlichen Entfernung des Futurebezugsmonats. Je weiter ein Futurekontrakt auf der Zeitachse maturiert, desto stärker wirkt die Rückkoppelung der Futures und physischen Preise mit den physischen Einflüssen. Das Basisrisiko wird geringer. Vgl. Catheart, D.: How to duck the curve ball?, Energy Risk, Vol. 2, No. 4, April 1995, S. 21 f.

²³⁹ Die ausgeprägte Contangosituation Anfang 1996 wurde durch ein erhebliches Überangebot von Spotmengen ausgelöst. Dies führte zu einer Preisdifferenzänderung von 10 \$/T zu 60\$/T innerhalb weniger Monate. Bei einem Hedge waren also der Futurepreis um 50 \$/T stärker gestiegen als der physische Preis.

Eine Ursache für die Höhe des Basisrisikos ist der Einfluß einzelner Marktteilnehmer auf die absoluten Preise. Es besteht die generelle Möglichkeit, die Verkaufspreise zu beeinflussen, sofern keine alternativen Beschaffungsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite bestehen.²⁴⁰ Die Marktbeeinflussung wird z. B. durch die allgemeine Verwendung des Referenzpreises von Brent dated und der daraus resultierenden Hebelwirkung ermöglicht.

Brent dated deckt etwa 5% des Marktvolumens ab, beeinflußt aber das Preisniveau aller Rohöle erheblich. Verfügt ein Marktteilnehmer über einen höheren Einfluß auf den Referenzpreis als auf dem gesamten Markt, hat dieser Marktteilnehmer einen Preisbestimmungsvorteil.²⁴¹ In dem Brentmarkt können Marktteilnehmer beispielsweise eine Position aufbauen die mit einer Monopolstellung zu vergleichen ist und die übrigen Marktteilnehmer zu überhöhten Rücknahmekursen zwingt. Diese permanent latente Gefahr, die theoretisch auch an der Börse gegeben ist,²⁴² bewirkt langfristig das Ausscheiden kleinerer Marktteilnehmer. Dies führt zu negativen Auswirkungen auf die Liquidität des Marktes, so daß eine Volatilitätserhöhung und infolgedessen ein höheres Basisrisiko zu erwarten ist.²⁴³

Bei gegebenen Planmengen kann das Preisrisiko der Raffination unter Berücksichtigung des Basisrisikos minimiert werden. Hierzu werden die Planmengen einzelner Rohöle und Produkte als Portfolio aufgefaßt. Die Minimierung des Portfoliorisikos erfolgt durch Minimierung der Portfoliovarianz nach den variablen Kauf- und Verkaufsmöglichkeiten von Warenterminkontrakten analog der Minimierung der Kapitalanlageportfoliovarianz.

Die portfoliovarianzminimierenden und damit die risikominimierenden Mengen von Warenterminkontrakten, bezogen auf eine physische Einheit, werden als optimale Hedgingfaktoren bezeichnet. Der optimale Hedgingfaktor bestimmt das Volumen der Futurekontrakte, die das physische Preisrisiko am weitesten reduzieren. Je höher das Basisrisiko ist, desto geringer ist der optimale Hedgingfaktor. Das risikominimale Portfolio, bestehend aus mehreren Futures, bestimmt sich nach der Portfoliovarianzminimierung, vorgestellt in Abschnitt 2.4.3.²⁴⁴

²⁴⁰ Pirrong weist nach, daß eine Terminierung des Marktes bei einer Long-Position möglich ist [Pirrong, S. C.: Manipulation of the Commodity Futures Market Delivery Process, The Journal of Business, Vol. 66, No. 3, 1993, S. 337, 364].

²⁴¹ Produzenten von Brent erzielen signifikant höhere Tradinggewinne als andere Marktteilnehmer; vgl. Philips, G. M., Weiner, R. J.: Information and Normal Backwardation as Determinants of Trading Performance: Evidence from the North Sea Oil Forward Market, The Economic Journal, Vol. 104, January 1994, S. 93.

²⁴² Eine solche Situation wird als „Squeeze“ bezeichnet. Ein Marktteilnehmer versucht durch eine Monopolstellung der Angebots- oder Nachfrageseite den Preis zu bestimmen, d. h. den Markt „auszuquetschen“.

²⁴³ Cohen, K. J., Maier, S. F., Schwartz, R. A., Whitcomb, D. K.: The Returns Generation Process, Returns Variance, and the Effect of Thinness in Securities Markets, The Journal of Finance, Vol. XXXIII, No. 1. March 1978, S. 165 f.

²⁴⁴ Die Portfoliovarianz wird partiell nach den Mengen der möglichen Warenterminkontrakte abgeleitet. Das dabei entstehende lineare Gleichungssystem wird nach den unbekannten risikominimalen Mengen der Terminkontrakte aufgelöst.

Handelt es sich nicht um ein Portfolio, sondern um ein physisches Produkt und einen einzelnen Wareterminkontrakt entspricht der optimale Hedgingfaktor dem Korrelationskoeffizienten des zu hedgenden Produktes und des Wareterminkontraktes.²⁴⁵ Folgende Grafik zeigt die Korrelationskoeffizienten ausgewählter Ölpreise über einen variierenden Betrachtungszeitraum in der Zeit von 1994 bis 1996. Der durchschnittliche Korrelationskoeffizient von Ölpreisbewegungen auf täglicher Basis beträgt etwa 0.6. Auf einen Zeitraum von 30 Tagen bezogen steigt der Korrelationskoeffizient auf etwa 0.9. Die Steigung der Korrelation ist begründet durch die Arbitragemöglichkeiten. Kurzfristig können sich Börsenpreis und Futurepreis durch Angebots- und Nachfrageschwankungen unabhängig voneinander bewegen. Langfristig sind die Preisschwankungen durch Arbitragegeschäfte miteinander verbunden, wodurch die Korrelation von physischem Preis und Futurepreis mit zunehmendem Zeithorizont steigt.²⁴⁶

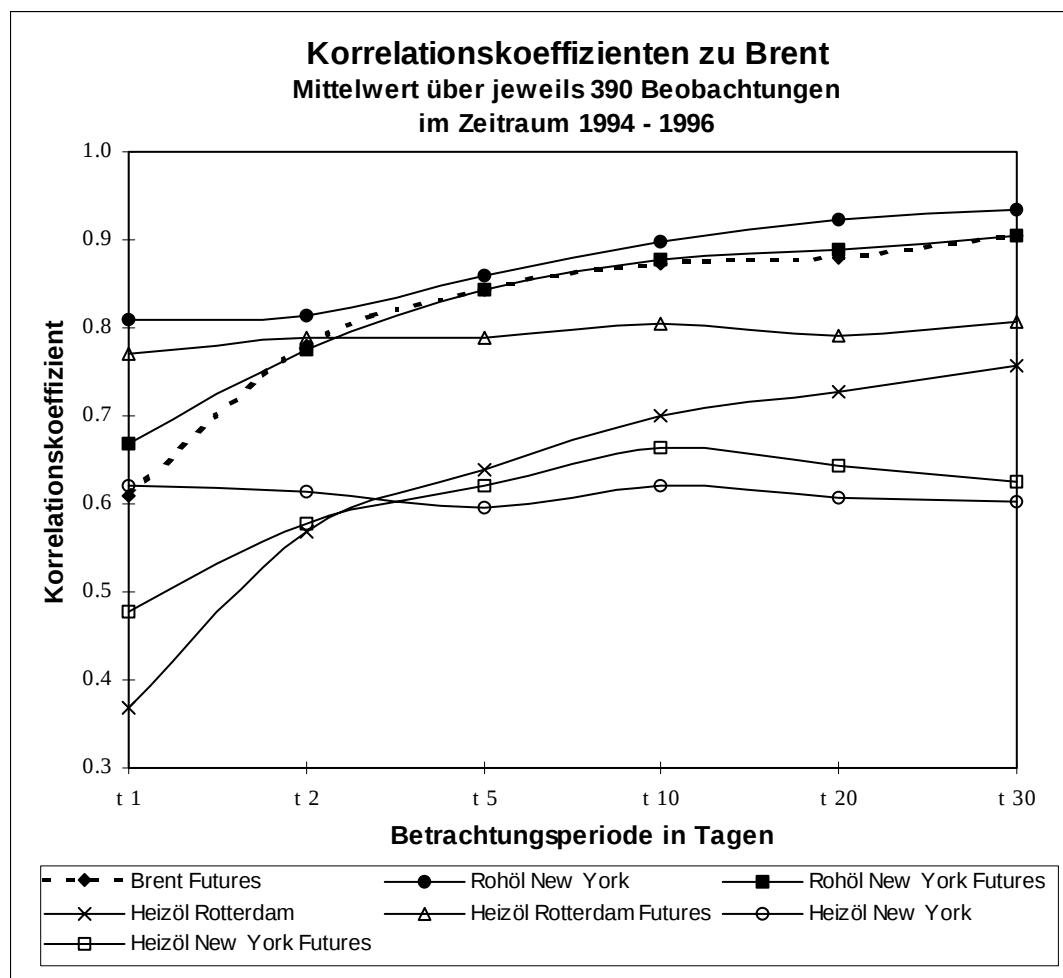


Abb. 17: Korrelationskoeffizienten zu Brent

²⁴⁵ Kirk, E.: a.a.O., S. 71; Eckstein, P., Götze, W., Hartl, F. und Rönz, B., Strohe, G. (Hrsg.): a.a.O., S. 200.

²⁴⁶ Catheart, C.: a.a.O., S. 21; Barnaud, F., Dabonineau, J.: a.a.O., S. 182.

Die Abbildung verdeutlicht den Einfluß der Betrachtungsperiode auf den optimalen Hedgingfaktor, bestimmt durch den Korrelationskoeffizienten. Nach 10 Tagen steigt der Hedgingfaktor generell nicht mehr an. Die zeitliche Korrelation von Brent mit seinem Future ist wesentlich stärker ausgeprägt als z.B. die qualitative Korrelation mit Heizöl. Dies ist durch den nur indirekten Zusammenhang der Qualitäten Rohöl und Heizöl durch die Produktionsfunktion begründet. Dies bedeutet, daß Hedging mit Wareterminkontrakten für die Betrachteten physischen Produkte grundsätzlich risikoreduziert ist.

Beim Rohölpreishedging können die Preise verschiedener Rohölsorten untereinander nicht berücksichtigt werden, da es nur für Brent einen Futurekontrakt gibt. Das Risiko der relativen Rohölpreise zueinander kann nicht gehedged werden.

4.4 Qualitätsrisiko

Das Qualitätsrisiko ist die Unsicherheit des Deckungsbeitrags, begründet durch die unsichere Rohölqualität. Das Qualitätsrisiko ist eine Auswirkung der Unsicherheit über den die Mengenanteile einzelner Komponenten des Rohöls sowie deren spezifischen Qualitäten.

Die Rohölqualität ist erst in dem Zeitpunkt sicher, in dem das Rohöl in den Tanks der Raffinerie verpumpt und analysiert ist. Im Zeitpunkt der Planung und des Rohölkaufs ist in der Regel die konkrete Qualität nicht mit Sicherheit bekannt. Das Rohöl ist häufig noch nicht einmal gefördert. Es können deshalb keine genauen Daten festgestellt werden, es liegen nur Analysen der letzten Lieferungen vor.

Im folgenden wird auf die Ursachen der qualitativen Unsicherheiten eingegangen, damit diese in Kapitel 5 in das risikosensitive Entscheidungsmodell einbezogen werden können.

Eine konstante Rohölqualität ist nur bei vollständiger Homogenität des Rohöls von Anfang bis Ende der Förderdauer gewährleistet. Durch den Entstehungs- und Förderungsprozeß von Rohöl ist diese Homogenität in der Praxis nicht gegeben.²⁴⁷

Maßnahmen zur Erhaltung oder Erhöhung der Ausbeute aus einem Rohölfeld haben qualitative Auswirkungen auf das geförderte Rohöl.

Nachdem eine Förderstätte durch fortschreitende Produktion ihren natürlichen Druck verliert, besteht die erste Maßnahme in der Rückführung von Gasen zur Anhebung des Lagerstättendrucks.²⁴⁸ Diese Gase lösen sich im Rohöl. Dadurch verändert das geförderte Öl-Gas-Gemisch seine prozentuale

²⁴⁷ Pusch, G.: Lagerstättentechnik, in: Die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas: Vorkommen - Erschließung - Förderung, Berlin 1994, S. 103 ff.

²⁴⁸ Rischmüller, H.: a.a.O., S. 86 f.

Zusammensetzung zugunsten der leichten Bestandteile. In Abhängigkeit von der Güte des folgenden Gasscheideprozesses verändert sich die Qualität des Rohöls.

Darüberhinaus kann durch injizierten Wasserdampf der zur Förderung notwendige Druck in der Lagerstätte erzeugt werden. Damit steigt der Wassergehalt des geförderten Rohöls. Dies ist ein Einfluß auf die Rohölqualität, da Wasser eine Verlustmenge ist, wenn es nicht vor der Verladung vom Rohöl wieder getrennt wird.

Eine Risikoreduktion ist nur durch Information und Antizipation der Qualitätsdaten für den Planungsprozeß möglich. Die Anwendung der eingesetzten Fördertechnik und die Ergreifung zukünftiger Maßnahmen der Fördertechnik können ermittelt und eine Beurteilung der Auswirkung dieser Fördermaßnahmen auf die Rohölqualität durchgeführt werden.

Die Identifizierung von rohölspezifischen Qualitätsrisiken, die für die Beschaffungsentscheidung relevant sind, ist durch eine statische Auswertung vergangener Zeiträume möglich.

Rohöl wird überwiegend als Blend verschiedener Rohölfelder vermarktet,²⁴⁹ die an einer Verladeeinrichtung mit Pipelines verbunden sind. In Abhängigkeit von der jeweiligen Region weisen einzelne Felder unterschiedliche Qualitäten auf. Fällt ein Feld vorübergehend in der Produktion aus, oder ändern sich die Mengenverhältnisse des Rohölblends, ändert sich entsprechend die Qualität des Rohölblends. Die effektive Qualitätsschwankung des Rohölblends hängt von der technischen Flexibilität des Verladeterminals ab, die zu verladende Qualität durch Blenden zu stabilisieren. Die wesentlichen Auswirkungen der Qualitätsschwankungen sind in der Dichte des Rohöls sowie im Schwefelgehalt zu vermuten.

Informationen über die vorhandenen Blendeinrichtungen am Verladeterminale und die Bereitschaft des Terminals, die Qualität möglichst konstant zu halten, sind zur Ermittlung des Risikos der Qualitätsabweichung relevant. Wartungsstillstände von Rohölfeldern sind ermittelbar, um die Auswirkung auf die Veränderung des Gesamtblends abzuschätzen und in die Optimierung des Produktionsprogramms einbeziehen zu können.

Rohölverunreinigungen und -verluste können in Abhängigkeit von der Rohölqualität, den Transportmitteln und den Meßeinrichtungen bei der Verladung und Löschung auftreten.

Verunreinigungen ergeben sich durch die Entsorgung von Reinigungs- und Abwasser in die Rohölladung. Sie treten immer durch Restmengen vorheriger Transporte oder vorhandener Tankböden in den Zwischenlagerungseinrichtungen auf, da häufig wegen der physischen Limitation des Tankraums einzelne Rohölsorten nicht getrennt gelagert werden.

²⁴⁹ International Encyclopedia: a.a.O., S. 97 f.

Bei Charter des Rohöltankschiffs ist die Vorladung bekannt, so daß eine Risikoreduktion durch die Ermittlung der zu erwartenden Mischqualität möglich ist. Bei der Zwischenlagerung im Pipelinesystem ist diese Abschätzung aufgrund der kombinatorischen Mischungsmöglichkeiten erschwert. Die Unsicherheit der effektiven Vermischung läßt sich durch eine Reihenfolgeplanung der Pipelinesteuerung reduzieren.²⁵⁰ Grundsätzlich gewinnt ein Rohöl unterdurchschnittlicher Qualität durch Vermischungen an Wert, während eine überdurchschnittliche Rohölqualität an Wert verliert. Dies kann bei der Planung durch eine situationsbedingte Qualitätskorrektur einbezogen werden.

Transportverluste sind bei einem volatilen Rohstoff wie Rohöl nicht zu vermeiden. In Abhängigkeit von den verfügbaren Meßeinrichtungen sowie deren Handhabung bei Verladung, Zwischenlagerung und Endlagerung ergeben sich Pseudodifferenzen in der Rohölmenge. Diese werden durch physische Verluste wie Verdampfung und Diebstahl überlagert. Die Verluste in den Jahren 1989 bis 1994 belaufen sich nach einer empirischen Untersuchung auf etwa 0.25 % bis 0.35 % der Lademenge.²⁵¹ Zur Risikoschätzung ist festzustellen, inwieweit spezifische Rohöle signifikant unterschiedliche Verluste aufweisen, damit diese im Rahmen der Planung berücksichtigt werden können. Die empirische Untersuchung der Jahre 1989 bis 1994 stellt keine signifikanten Unterschiede qualitätsabhängiger Rohölverluste fest.²⁵²

Die Qualitätsrisiken bewirken, daß die Zuordnung der Produktausbeute zu einer Rohölqualität unsicher ist. Demzufolge ist die Unsicherheit des Deckungsbeitrags nicht nur von den Unsicherheiten der Produktpreise, sondern auch von den Unsicherheiten der Produktausbeute abhängig.

4.5 Produktionsfunktionsrisiko

Unter dem Produktionsfunktionsrisiko sind die Auswirkungen der Unsicherheit der Produktionsanlagenparameter und der Abbildungsgenauigkeit der Produktionsfunktion in ihrer Wirkung auf den Deckungsbeitrag zusammengefaßt.

Die Anlagenverfügbarkeit in Raffinerien ist unterschiedlich. Robuste Destillationsanlagen weisen eine hohe Verfügbarkeit auf. Ein ungeplanter Anlagenstillstand hat Auswirkungen für alle nachfolgenden Verarbeitungsanlagen. Wenn keine ausreichende Menge an Zwischenprodukten vorhanden ist oder beschafft werden kann, sind die nachfolgenden Anlagen abzustellen. Als Folge des Stillstandes kann die geplante Verarbeitung nicht stattfinden, so daß die gesamte Rohölmarge für den entsprechenden Zeitraum ausfällt. Die einzige Möglichkeit einer konkreten Absicherung gegen einen Ausfall der

²⁵⁰ Jänicke, W., Friedrich, H., Lück, Th., Staudtmeister, F., Kiehle, H., Grunow, J.: a.a.O., S. 267 f

²⁵¹ Harrison, P. S.: Survey confirms continuing reduction in crude oil marine losses, Petroleum Review, February 1996, Vol, 50, No. 589, S. 90.

²⁵² Ebenda, S. 92.

Rohölmarge besteht im Abschluß einer Ausfallversicherung.²⁵³ Das Ausfallrisiko der Destillationsanlagen ist nicht rohölspezifisch, da alle Rohöle diese Anlagen in der ersten Produktionsstufe belegen. Demzufolge ist dieses Ausfallrisiko nicht relevant für die Beschaffungsentscheidung.

Die Verfügbarkeit der Crackanlagen wird durch den komplexen technischen Aufbau der Anlagen begründet. Die hohe Zahl technischer Restriktionen und Verarbeitungsparameter führen im Vergleich zu den einfachen Destillationsanlagen zu einer höheren Ausfallwahrscheinlichkeit. Schärfere Verarbeitungsbedingungen, wie z. B. höhere Temperaturen von 600 °C anstelle von 400 °C in den Destillationsanlagen und höhere Druckverhältnisse, beanspruchen das Material der Anlagen stärker. Das daraus folgende Risiko der Beschaffungsplanung liegt in der Unsicherheiten des Deckungsbeitrags, verursacht durch die Unsicherheit der Verarbeitungsrouten von Einsatzstoffen.

Das Produktionsrisiko einzelner Rohöle ist von ihrer unterschiedlichen Wertschöpfung durch den Straight-Run- und Crackprozeß abhängig. Im Fall einer Straight-Run Verarbeitung ist die Anlagenverfügbarkeit für das Anlagenausfallrisiko des betreffenden Rohöls unwesentlich. Ist eine Fully-Upgraded Anlagenfahrweise vorgesehen, hängt die Rohölmarge vom Produktionsrisiko der Crackanlagen ab. Hier handelt es sich um ein für die Beschaffungsplanung relevantes Risiko, da unterschiedliche rohölspezifische Risiken auftreten können.

Um die Risiken der Anlagenverfügbarkeit in den Bewertungsprozeß einzubeziehen, ist die Verarbeitungsflexibilität der Rohöle zu bewerten. Die Minimumausbeuten verschiedener Komponenten eines Rohöls definieren dessen Begrenzung der Flexibilität. Folgende Grafik veranschaulicht die Minimumausbeuten der in dieser Untersuchung verwendeten Rohöle.

²⁵³ Diese Versicherung verursacht bezogen auf das Ausfallrisiko hohe Kosten, da der Versicherungsnehmer durch seine Einflußnahme, wie Wartung und Verarbeitungsweise, derjenige ist, der das Ausfallrisiko determiniert. Ein Versicherer kann infolgedessen nur durch die Kalkulation einer hohen Rendite dieses Risiko übernehmen, da der Versicherungsnehmer das Risiko kontrolliert. Aus praktischer Erfahrung liegt die jährliche Versicherungsprämie bei 0.015 bis 0.02 \$/bbl der Jahreskapazität. Dies entspricht in etwa 1% der Rohölmarge.

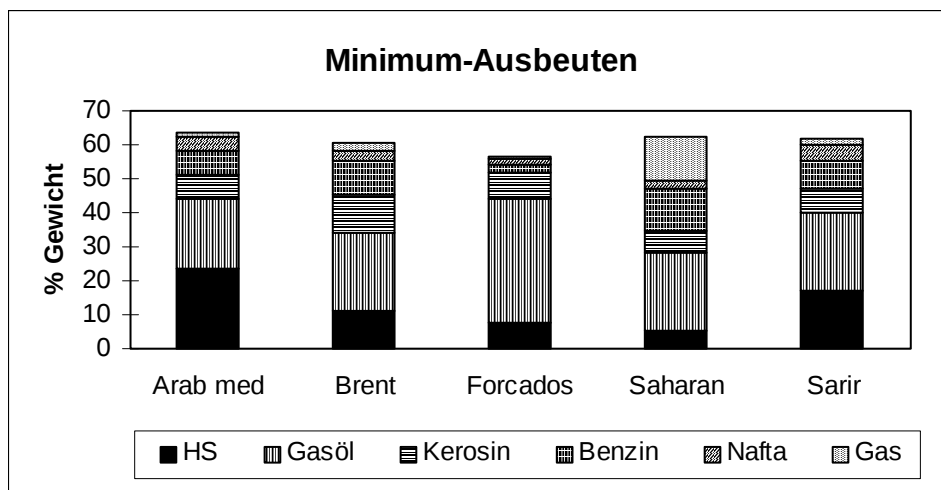


Abb. 18: Minimum Ausbeuten des Raffineriemodells

Relevant für die Beschaffungsentscheidung ist die relative Mindestausbeute, da nur diese bei der Beschaffungsentscheidung zur Disposition steht. Die relative Mindestausbeute wird in folgender Abbildung auf das Rohöl mit der absoluten Mindestausbeute bezogen.

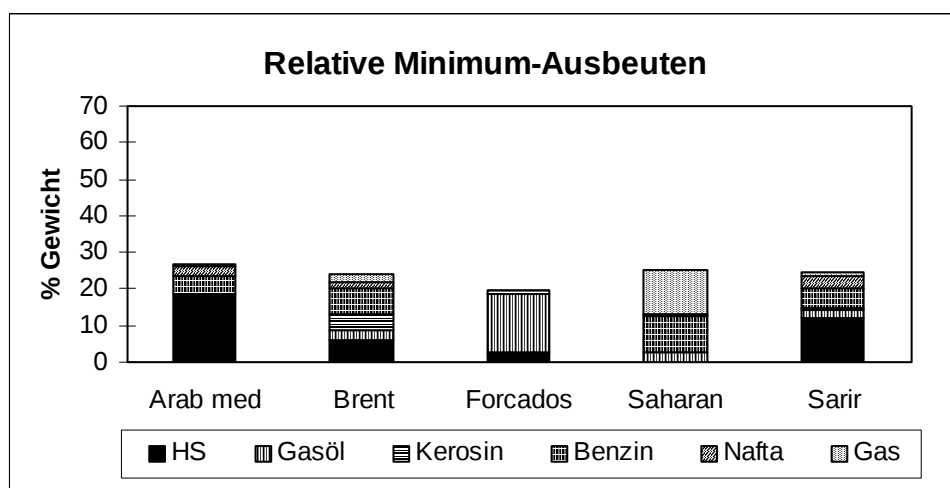


Abb. 19: Relative Minimum-Ausbeuten des Raffineriemodells

Die Grafiken ermöglichen eine Visualisierung des rohölspezifischen Risikos der Anlagenparameter. Beispielsweise ist ersichtlich, daß Arab Medium und Sarir durch die hohe Rückstandsausbeute bedingt, von einer Reduzierung der Crackerkapazität wesentlich stärker betroffen sind als die anderen Rohöle. Sofern Ausfallwahrscheinlichkeiten von Teilen der Produktionsanlagen die Bewertung unterschiedlicher Rohöle differenziert betreffen, ist dieser Effekt als entscheidungsrelevantes Risiko der betreffenden Rohöle zu berücksichtigen.

Die Auswirkung der unsicheren Parameter sind häufig nicht rohölspezifisch. Da für die Beschaffungsplanung ausschließlich rohölspezifische Risiken relevant sind und die Verfügbarkeiten der Produktionsanlagen generell hoch sind, wird den Unsicherheiten der

Produktionsfunktionsparametern eine nachgeordnete Priorität zugeordnet und deshalb im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Die Abbildungsgenauigkeit des verwendeten Lösungsmodells ist für die Güte der Lösung entscheidend. Basiert die Entscheidung für die Auswahl des optimalen Rohöls auf einem optimierenden Lösungsverfahren, hat jede Modellungenauigkeit Einfluß auf die Entscheidung hinsichtlich der Beschaffung, sofern die unterschiedlichen Rohöle von der Modellungenauigkeit unterschiedlich betroffen sind.

Bei Verwendung von Lösungsverfahren auf Basis Linearer Programmierung bestehen in Abhängigkeit von der Durchführung der Linearisierung nicht linearer Beziehungen Abweichungen zwischen dem Lösungsmodell und der Realität. In der Raffinerieplanung sind insbesondere die Qualitäten der Komponenten und die daraus geblendeten Produkte von diesen Abweichungen betroffen. Der Dampfdruck, der Cetan-Index, der Cloudpoint und die Viskosität der Komponenten blenden nicht linear zu Fertigprodukten. In den LP-Modellen der Raffinerieplanung werden deshalb Blend-Indizes verwendet. Diese Indizes verfügen über eine gute Abbildungsgenauigkeit in einem bestimmten Bereich. Außerhalb dieses Gültigkeitsbereichs steigt die Fehlerwahrscheinlichkeit der Gültigkeit der Indizes erheblich.

Die einsatzfaktorqualitätsabhängige Konversion der Anlagen ist ebenfalls nur in einem bestimmten Einsatzfaktorqualitätsbereich unter bestimmten äußeren Umständen, wie Temperatur- und Druckverhältnissen, gültig.²⁵⁴ Diese Verhältnisse werden aus Vereinfachungsgründen im LP-Modell häufig nicht abgebildet. Aufgrund eines hohen Modellierungsaufwandes wird ein Mittelwert zugrundegelegt. Die durch diese Vorgehensweise resultierende Abbildungsgenauigkeit rechtfertigt im Regelfall den erhöhten Modellierungsaufwand nicht. Der Einzelfall beinhaltet deshalb die Unsicherheit der Abbildungsgenauigkeit der Konversion, wenn die Indizes im jeweiligen Einzelfall ihren Gültigkeitsbereich verlassen. Eine Reduzierung dieses Risikos ist durch Verbesserung der Linearisierung sowie durch Begrenzung des maximalen Fehlers des Lösungsmodells aufgrund einer ökonometrischen Ermittlung und Festlegung von Gültigkeitsbereichen der Indizes möglich. Bei dieser Vorgehensweise kann der maximale Fehler der Lösung ermittelt werden, so daß eine Schätzung des Einflusses der unsicheren Abbildungsgenauigkeit der Indizes auf den Deckungsbeitrag möglich wird. Die daraus resultierende Unsicherheit ist i. d. R. nicht rohölspezifisch und wird deshalb für die weitere Untersuchung nicht weiter berücksichtigt.

²⁵⁴ Ein Blendindex einer Qualitätsspezifikation blendet linear gegenüber der eigentlichen Spezifikation. Die Indexformel, ein häufig aus Erfahrung gewonnener Algorhythmus, berechnet aus dem Index-Wert den Wert der Spezifikation.

Informationen über Synergiepotentiale sind für die Beschaffungsplanung entscheidend, da der Wert eines Rohöls in der Synergie zu anderen Rohölen aufgrund interdependenter Beziehungen der Produktionsfunktion begründet ist.

Das Lösungsverfahren auf Basis Linearer Programmierung wird in der Praxis zur Raffinerieoptimierung eingesetzt, weil damit Synergien abgebildet werden können. Der Einsatz erfolgt unter der implizierten Voraussetzung, daß diese Synergien in der Praxis realisiert werden können. Das Standard-LP-Modell zur Produktionsoptimierung ist jedoch einperiodig. Es bildet keine Tankraumrestriktionen ab, um den Lösungsaufwand der Modellierung in Grenzen zu halten. Durch die einperiodigen Modelle werden Synergien abgebildet, die in der Praxis aufgrund zeitversetzter Verfügbarkeiten von Rohöl und Blendrestriktionen nicht erzielbar sind.

Lösungsmöglichkeiten für die Darstellung dynamischer Beziehungen bestehen in der Einführung von Mehrperiodenmodellen, dem Pooling von Komponenten und der Einführung von Tankraumrestriktionen im Optimierungsmodell.

Die Unsicherheiten des Deckungsbeitrags, verursacht durch die ungenaue Abbildung der dynamischen Beziehungen im Planungszeitraum, sind rohölspezifisch, da Synergiepotentiale durch die konkrete Qualität der Rohöle bestimmt werden. Das Risiko kann durch eine Mehrperiodenabbildung reduziert werden, da hierdurch die Ursachen der Abbildungsungenauigkeit reduziert werden. In dieser Arbeit ist eine dynamische Modellierung aufgrund der Komplexität und Anforderungen an die Optimierung eines solchen Lösungsmodells nicht möglich. Dies hat zur Folge, daß Unsicherheiten von Synergien in der empirischen Untersuchung nicht berücksichtigt werden können.

5 Risikomodell der Raffination

5.1 Durchführung der Modellentwicklung

Die Produktionsfunktion ohne Berücksichtigung von Risiken bildet die Basis für die Modellierung des Lösungsmodells. Es ist ein lineares Modell, das den Deckungsbeitrag aus der Produktion bei geschätzten Preisen unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen und Ausnutzung der Freiheitsgrade der Produktionsfunktion maximiert.

Die zu maximierende Präferenzfunktion eines risikoscheuen Raffineurs setzt sich aus dem Erwartungswert des physischen Deckungsbeitrags der Produktion $E[DB]$ und der Standardabweichung der Planergebnisverteilung σ_{DB} zusammen.

Analog dem E-V-Modell kann ein Effizientes Set alternativer Ertrags-Risiko-Kombinationen durch einen iterativen Prozess ermittelt werden. Im ersten Schritt wird dazu das Ergebnis mit dem höchsten Deckungsbeitrag ermittelt. In den folgenden Schritten wird das Risiko bei graduell reduziertem Deckungsbeitrag minimiert.²⁵⁵ Solange bei dieser Vorgehensweise die Risiken des jeweiligen Ertragsniveaus sinken, gehen die ermittelten Ertrags-Risiko-Kombinationen in das Effiziente Set ein. Bei Existenz eines risikofreien Ertrags, z.B. Verkauf aller Produkte zum Beschaffungszeitpunkt, kann nach dem Separations-Theorem das optimale Produktionsprogramm aus dem Set bestimmt werden. Bei gegebenem Minimumertrag kann nach der “Safety first” Maxime aus Abschnitt 2.4.4 zur Bestimmung des präferenzmaximierenden Produktionsprogramms die gleiche Vorgehensweise angewendet werden.

Aufgrund der Komplexität der Modellierung des E-V-Modells für die Beschaffungsentscheidung einer Raffinerie wird die Modellierung in Stufen dargestellt. Diese Stufen werden in 5.1. kurz vorgestellt, um einen Überblick über die Modellentwicklung zu geben. Die Diskussion der einzelnen Schritte beginnt in 5.2. Die Modellierung führt

- von der direkten Übertragung des E-V-Modells des Kapitalmarktes über
- die Berücksichtigung des Hedgings und über
- die Berücksichtigung der Nebenbedingungen der Produktionsfunktion
- hin zur Berücksichtigung der Flexibilität der Produktionsfunktion.

In Abschnitt 5.2 wird das E-V-Modells des Finanzmarktes auf das mathematische Modell der Produktionsfunktion zur Berücksichtigung von Risiken direkt übertragen. Dieses Modell erlaubt jedoch aus folgenden Gründen noch nicht die Ermittlung des Effizienten Sets der Beschaffungsalternativen:

²⁵⁵ Der Deckungsbeitrag geht damit im Gegensatz zum ersten Schritt als Nebenbedingung in die Ermittlung des jeweiligen effizienten Produktionsprogramms für jeden möglichen Deckungsbeitrag ein.

- Die Möglichkeit des Hedgings ist nicht einbezogen. Deshalb ist das Risiko der Deckungsbeiträge höher als unter Berücksichtigung der varianzminimierenden Hedgingpositionen.
- Die Synergieeffekte der Produktionsfunktion werden nicht berücksichtigt. Dadurch bedingt sind die ermittelten Deckungsbeiträge, wie in Abschnitt 3.2.3 diskutiert, geringer als bei der Berücksichtigung von Synergieeffekten.
- Die Flexibilität der Produktionsfunktion wird bei der Bestimmung der Faktoreinsatzkombinationen nicht berücksichtigt. Nach erfolgter Beschaffungsentscheidung bestehen weiterhin die Freiheitsgrade der Anlagensteuerung im Zeitpunkt der Produktionsdurchführung. Die Anzahl der Freiheitsgrade ist jedoch von der ausgewählten Faktoreinsatzkombination abhängig. Die Nicht-Berücksichtigung dieser Freiheitsgrade verhindert die Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags aus der Raffinerieproduktion.²⁵⁶

Folgende Grafik zeigt beispielhaft die erwarteten Ertrags-Risiko-Kombinationen bei der Ermittlung des Sets von Ergebnissen im Vergleich zum Effizienten Set: die Ergebnisse sind geringer im Ertrag, da die Synergien nicht ausgenutzt werden. Die Ergebnisse weisen weiterhin ein höheres Risiko auf, da die Freiheitsgrade der Produktionsfunktion zur Risikominimierung bei gegebenem Deckungsbeitrag sowie Möglichkeiten des Hedgings nicht ausgenutzt werden.

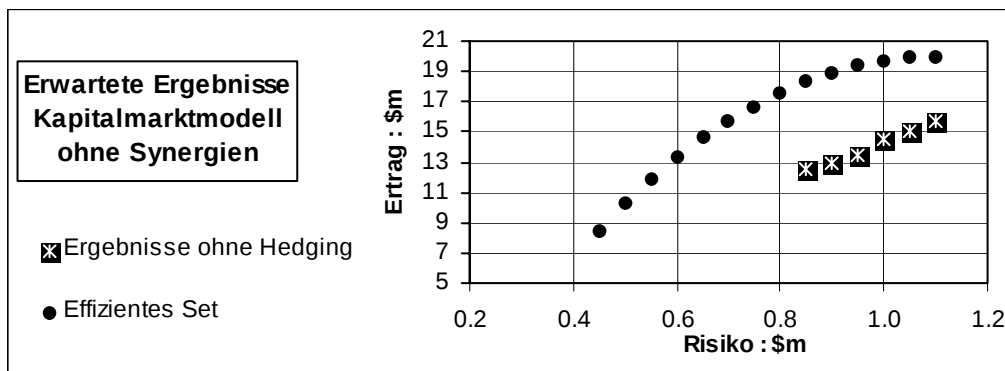


Abb. 20: Ergebnisse der direkten Übertragung des E-V-Modells vom Kapitalmarkt im Vergleich zum Effizienten Set

Wird das Hedging von Preisrisiken in das Lösungsmodell einbezogen, werden die erwarteten Ergebnisse bei annähernd gleichem Ertrag ein geringeres Risiko aufweisen. Dies wird durch den Erwartungswert eines Ertrags aus den isolierten Hedgingtransaktionen entsprechend der reinen Transaktionskosten von annähernd Null begründet.

²⁵⁶ Das Raffineriemodell aus Abschnitt 3.4 maximiert den Deckungsbeitrag aufgrund einer einzelnen Preisschätzung. Die Unsicherheiten bezüglich der Preisschätzungen werden bei der Maximierung des Deckungsbeitrags nicht berücksichtigt. Der Erwartungswert des Deckungsbeitrags $E[DB]$ wird deshalb nicht ermittelt. Anstelle dessen wird ein geschätzter Deckungsbeitrag, basierend auf den Erwartungswerten des Preissets $DB(E[p])$ ermittelt. Eine ausführliche Begründung erfolgt in Abschnitt 5.4.

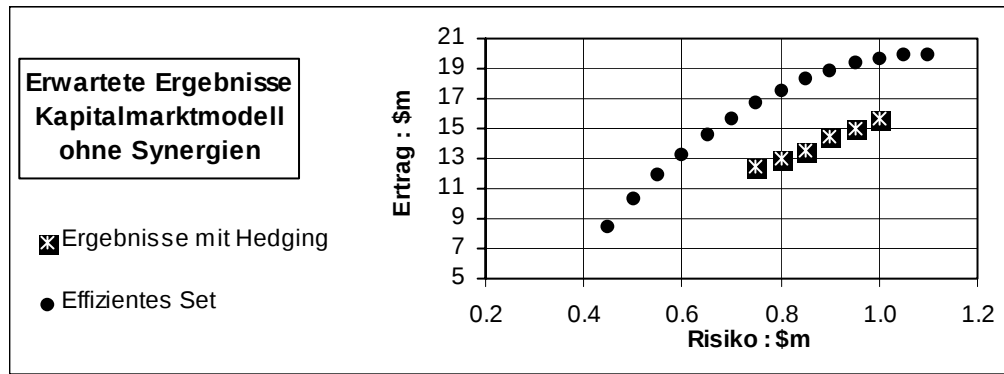


Abb. 21: Wie Abbildung 20 unter Einbeziehung von Hedging

In Abschnitt 5.3 werden die Interdependenzen des Raffineriemodells aus Kapitel 3 in das Lösungsmodell aus Abschnitt 5.2 einbezogen. Die Synergieeffekte werden zur Deckungsbeitragschätzung und Freiheitsgrade der Produktionsfunktion zur Risikominimierung genutzt. Die Ergebnisse entsprechen nicht denen des Effizienten Sets, da das Lösungsmodell die Flexibilität der Produktionsfunktion nicht berücksichtigt.

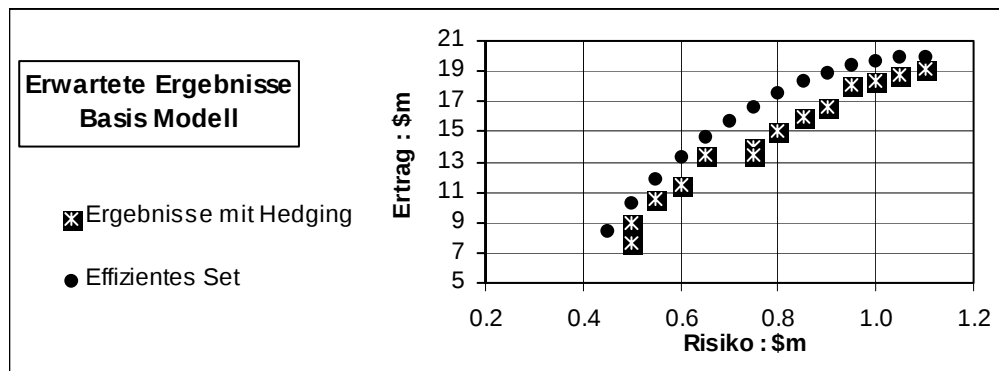


Abb. 22: Einbeziehung von Synergieeffekten in das Lösungsmodell

In Abschnitt 5.4 wird das im Abschnitt 5.3 entwickelte Lösungsmodell um die Flexibilität der Produktionsfunktion bezüglich der Re-Optimierung der Produktionsfunktion bei fixiertem Faktoreinsatz erweitert. Dies erfolgt in einem ersten Schritt durch eine Approximation: Für die einzelnen Rohöle wird eine Faktorpreiskorrektur vorgenommen, die das Flexibilitätspotential berücksichtigt. Die bei dieser Vorgehensweise erwarteten Deckungsbeiträge sind geringfügig höher als die des Basismodells.

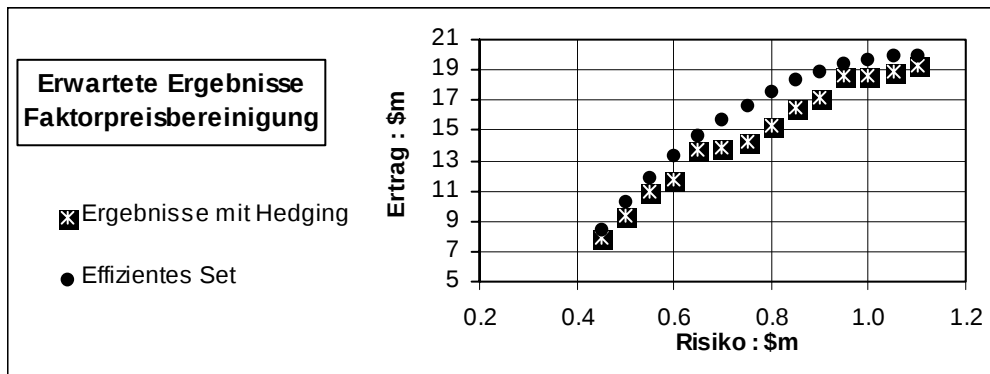


Abb. 23: Einbeziehung der Flexibilität der Produktionsfunktion in das Lösungsmodell

Erst das Stochastische Lösungsmodell in Abschnitt 5.4.2 ermöglicht die Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags $E[DB]$ basierend auf der Verteilung der Produktenpreissets. Nur dieses Lösungsmodell erlaubt die exakte Ermittlung des Effizienten Sets von Deckungsbeitrags-Risiko-Kombinationen der Beschaffungsentscheidung.

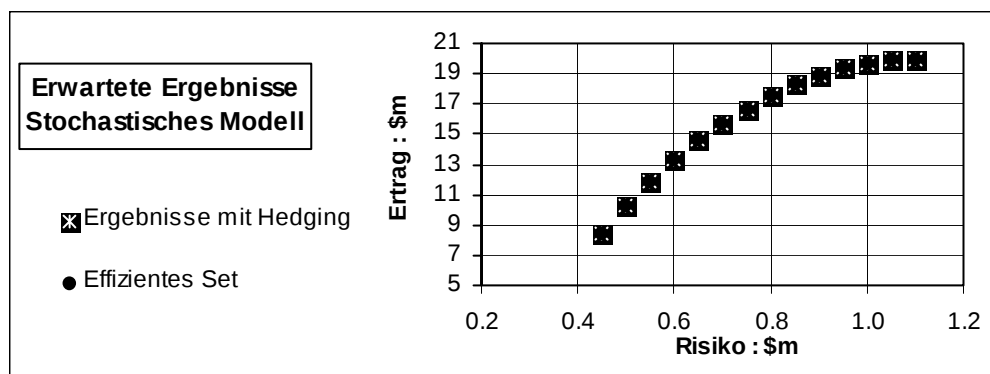


Abb. 24: Vollständige Übertragung des E-V-Modells auf die Beschaffungsentscheidung der Raffination

Zum Abschluß des Kapitels 5 erfolgt in Abschnitt 5.5 eine Diskussion unterschiedlicher Ansätze zur Erweiterung der bisher entwickelten Modelle um Qualitätsrisiken.

5.2 Herleitung des Risikomodells

5.2.1 Ableitung des E-V-Modells

Sowohl bei der Portfoliooptimierung des Kapitalmarktes als auch bei der Rohölbeschaffungs-optimierung werden in der Gegenwart Selektionsentscheidungen getroffen, die von erwarteten Preisen der Zukunft ausgehen. Die Preisentwicklungen unterliegen Korrelationen, die in den Entscheidungsprozeß eingehen müssen, sofern eine Optimierung einer Präferenzfunktion basierend auf Ertrags-Risiko-Verhältnissen durchgeführt werden soll.

Zur Verdeutlichung der Übereinstimmung beider Problemstellungen werden die Interdependenzen und die Flexibilität der Raffinerieproduktionsfunktion vorübergehend vernachlässigt.

In einer auf diese Weise simplifizierten Produktionsfunktion wird den verschiedenen Rohölen in Isolation eine Ausbeutestruktur zugeordnet, die eine Modellierung des relativen Margenrisikos der Raffinerieproduktion ermöglicht. Die Produktionserlöse werden durch die Zuordnung von fixierten Ausbeutestrukturen zu den einzelnen Rohölen ermittelt.

$$(5.1) \quad DB_{(E[p])} = \sum_i \sum_j M_{ji} \cdot E[p_j] - C_i \cdot b_i - C_i \cdot k_{\text{vari}} \Rightarrow \max!$$

mit

$DB_{(E[p])}$	= Deckungsbeitrag, basierend auf dem Erwartungswert des Preissets
M_{ji}	= Menge des Verkaufsproduktes j aus Rohöl i
$E[p_j]$	= Erwartungswert des Preises für Produkt j
C_i	= Menge des Rohöls i
b_i	= Preis des Rohöls i
k_{vari}	= Variable Verarbeitungskosten des Rohöls i

Gleichung (5.1) entspricht der Portfolioertragsmaximierung des Kapitalmarktes mit Mengenrestriktionen durch die Produktionsfunktion. Die Verarbeitungskosten des Raffineriemodells entsprechen den Transaktionskosten der Kapitalanlagen, während die determinierte Produktausbeute $\sum_j M_{ij}$ Mengenrestriktionen entspricht, die bereits von Markowitz in das E-V-Modell einbezogen wurden.²⁵⁷ Nach Gleichung (5.1) ist Rohöl ein durch die Produktionsfunktion $C_i \rightarrow \sum_j M_{ij}$ determiniertes Sub-Portfolio von Produkten.

²⁵⁷ Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, a.a.O., S. 316 ff.

Diese Betrachtungsweise ermöglicht eine direkte Anwendung des E-V-Modells. Die Modellierung des relativen Margenrisikos der Raffinerieproduktion ergibt sich als:

$$(5.2) \quad \sigma_{DB} = \left(a_{Cr1}^2 \cdot \sigma_{Cr1}^2 + a_{Cr2}^2 \cdot \sigma_{Cr2}^2 + \dots + a_{Crjmax}^2 \cdot \sigma_{Crjmax}^2 + 2 \cdot (a_{Cr1} \cdot a_{Cr2} \cdot \sigma_{Cr1, Cr2} + \dots + a_{Crjmax-1} \cdot a_{Crjmax} \cdot \sigma_{Crjmax-1, Crjmax}) \right)^{1/2}$$

mit

σ_{DB}	= Standardabweichung des Deckungsbeitrags aus Produktion
a_{Crj}	= Riskante Menge des Produktes j aus der Raffinerieproduktion
σ_{Crj}^2	= Varianz des Cracks von Produkt j
$\sigma_{Crj, Crk}$	= Kovarianz der Cracks der Produkte j, k

Die Bestimmung des Effizienten Sets erfolgt analog der Portfolioselektion auf dem Kapitalmarkt:

DB_(E|p) (5.1) $\Rightarrow$ Max! zur Bestimmung des Produktionsprogramms mit dem höchsten **DB_(E|p)** und dem höchsten **σ_{DB}** des Effizienten Sets. Durch graduelles Absenken des Deckungsbeitrags werden die anderen effizienten Produktionsprogramme durch **σ_{DB}** (5.2) $\Rightarrow$ Min!, bei **DB_(E|p)** (5.1) fixiert, bestimmt. Das Produktionsprogramm bei **σ_{DB}** (5.2) $\Rightarrow$ Min! ohne Restriktion der Höhe des Deckungsbeitrags bestimmt das effiziente Produktionsprogramm mit dem absolut geringsten Risiko und damit auch dem geringsten Ertrag.

Die Auswahlentscheidung des durchzuführenden Produktionsprogramms und der damit verbundenen Beschaffungsentscheidung erfordert die Kenntnis der konkreten Präferenzfunktion, oder bei Vorliegen eines risikofreien Produktionsprogramms die Kenntnis der Risikopräferenz des Raffineurs bezüglich des risikofreien Produktionsprogramms und einem Tangentialproduktionsprogramm. In diesem Fall beschränkt sich die Produktionsprogrammoptimierung auf die Bestimmung einer Linearkombination aus dem risikofreien Produktionsprogramm und dem optimalen risikobehafteten Tangentialproduktionsprogramm. Eine Ermittlung des gesamten Effizienten Sets ist nicht notwendig.²⁵⁸ Das Tangentialprogramm entspricht dem Produktionsprogramm dessen **DB_(E|p)** abzüglich des risikofreien **DB₀** das Verhältnis zu seiner erwarteten Standardabweichung **σ_{DB}** maximiert.

Der Fall eines risikofreien Ertrags ist gegeben, wenn die über die riskanten Mengen hinausgehende Produktion bereits im Entscheidungszeitpunkt zu bekannten Preisen verkauft wird. Dies ist z. B. für

²⁵⁸ Solange das optimale Portfolio einen Erwartungswert $\leq \mathbf{DB}_{(E|p)}$ hat. Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S. 91 ff.

Rotterdam denkbar, weil dort alle relevanten Produktswaps und -futures gehandelt werden, somit im Planungszeitpunkt Produkte verkauft werden können.

Das optimale Produktionsprogramm²⁵⁹ $DB_{(E[p])}opt$ läßt sich durch die Anwendung des Separations-Theorem aus dem Tangentialprogramm $DB_{(E[p])}tan$ und dem risikofreien Programm DB_0 durch die Gewichtung der raffineurspezifischen Risikopräferenz rp bestimmen. rp ist dabei eine einfache Variable, die die individuelle Risikopräferenz des Entscheidungsträgers zum Ausdruck bringt. Ist $rp=0$, so ist der Entscheidungsträger risikoneutral, bei $rp=1$, ist der Entscheidungsträger extrem risikoscheu: Er gewichtet Risiko wie Ertrag.

$$(5.3) \quad DB_{(E[p])}opt = rp \cdot DB_{(E[p])}tan + (1 - rp) \cdot DB_0$$

bei

$$\frac{DB_{(E[p])}tan - DB_0}{\sigma_{[DB_{tan}]}} \Rightarrow Max!$$

mit

DB_0	= Deckungsbeitrag des risikofreien Produktionsprogramms
$DB_{(E[p])}opt$	= Deckungsbeitrag des optimalen Produktionsprogramms
$DB_{(E[p])}tan$	= Deckungsbeitrag des Tangential-Produktionsprogramms
$\sigma_{[DB_{tan}]}$	= Standardabweichung von $DB_{(E[p])}tan$
rp	= Risikopräferenz, mit $0 \leq rp \leq 1$

Für den Fall, daß DB_0 nicht existiert, die Präferenz des Raffineurs aber durch die Wahrscheinlichkeit des Erreichens eines Minimum-Ergebnisses determiniert wird, ist das Tangentialprogramm auf Basis DB_{min} anstelle von DB_0 selber das optimale Produktionsprogramm:

$$(5.4) \quad DB_{(E[p])}opt = DB_{(E[p])}tan$$

bei

²⁵⁹ Da der Erwartungswert des Deckungsbeitrags nicht ermittelt wird, kann nicht das präferenzmaximierende Produktionsprogramm ermittelt werden.

$$\frac{DB_{(E[p])} \tan - DB_{\min}}{\sigma_{[DB_{\tan}]}} \Rightarrow \text{Max!}$$

mit

$DB_{\min}$ = Deckungsbeitrag, der mindestens zu erzielen ist

Für die folgende Untersuchung wird davon ausgegangen, daß entweder ein DB_0 existiert und die Risikopräferenz des Raffineurs $rp = 1$ ist, oder ein $DB_{\min}$ existiert, wobei der Präferenz des Raffineurs entsprochen wird, wenn die Wahrscheinlichkeit $DB_{\min}$ zu unterschreiten, minimiert wird. Beide Fälle führen zur gleichen optimalen Lösung nach Gleichung (5.4) mit $DB_{\min} = DB_0$.²⁶⁰

5.2.2 Unterschiede zwischen Raffinerie- und Kapitalmarktmodell

Der vordergründige Unterschied zwischen der Portfolioselektion der Kapitalmärkte und der Rohölselektion der Raffinerieproduktion besteht darin, daß der Erwartungswert des Deckungsbeitrags der Raffinerieproduktion nicht ermittelt wird. Dieses ist durch die Synergien der Faktoreinsätze und des Re-Optimierungspotentials der Produktionsfunktion durch die Flexibilität der Produktion nach erfolgter Beschaffungsentscheidung begründet.

Die Produktionsfunktion der Raffinerie beinhaltet Synergieeffekte, die eine eindeutige Zuordnung von Endprodukten auf Rohöle nicht zuläßt.²⁶¹ Der bisherige Ansatz der Risikomodellierung hat die Interdependenzen der Raffinerieproduktion nicht berücksichtigt. Die Berücksichtigung der Interdependenzen ist entscheidungsrelevant für die Rohölbeschaffung und stellt infolgedessen eine notwendige Restriktion eines jeden Lösungsmodells der Raffinerieoptimierung dar.

Die Flexibilität der Produktionsfunktion, begründet durch das Re-Optimierungspotential bei determiniertem Rohölprogramm, ist ebenfalls in das Lösungsverfahren einzubeziehen, da unterschiedliche Rohöle ein unterschiedliches Re-Optimierungspotential haben.

Aufgrund der Komplexität der Ermittlung des Erwartungswertes, begründet durch die interdependenten Beziehungen und der Flexibilität der Produktionsfunktion, werden der Ermittlung des Erwartungswertes die Abschnitte 5.3.2 und 5.3.3 gewidmet. Bis dahin wird $DB_{(E[p])}$ mit $E[DB]$ zum ausschließlichen Zweck der Diskussion des E-V-Modells gleichgesetzt.

Ein weiterer Unterschied zwischen der Portfolioselektion der Kapitalmärkte und der Rohölselektion der Raffinerieproduktion besteht in der unterschiedlichen Wirkung von Leerverkäufen. Während dem

²⁶⁰ Elton, E. J., Gruber, M., S. 235 ff

²⁶¹ Dies ist bedingt durch die Freiheitsgrade der Anlagenfahrweise, der Anlagenverschaltung und der Blendmöglichkeiten der verschiedenen Rohöle in den Einsatztanks. Vgl.: Abschnitt 3.2.

Leerverkauf auf dem Kapitalmarkt tendenziell ein negativer Ertragserwartungswert zuzuordnen ist,²⁶² besteht dieser Zusammenhang auf dem Warenterminmarkt nicht. Die Begründung liegt in der unterschiedlichen Preisfindung der Märkte. Der Preis einer Kapitalanlage resultiert aus grundsätzlich positiven Ertragserwartungen für Anlagen unter Berücksichtigung der Unsicherheit der Erwartungen. Negative Ertragserwartungen sind nur in Ausnahmefällen gegeben. Im Vergleich zum Kapitalmarkt ist der Ölpreis jedoch nicht an Ertrags- und Unsicherheitserwartungen gebunden. Der Ölpreis ist ein direktes Resultat von Angebot und Nachfrage nach dem Rohstoff Öl. Da Leerverkäufe auf dem Rohstoffmarkt eine Ertragserwartung von Null haben, können sie bei der Portfoliobildung der Preisrisiken eingebunden werden, wobei eine Berücksichtigung in der Ertragsfunktion entfallen kann.

Die Einbeziehung der Hedginginstrumente unter der Voraussetzung einer Ertragserwartung von Null hat keine Auswirkung auf die Ertragserwartung der Produktionsprogrammentscheidung:

$$(5.5) \quad E [p_{FCrjt} - p_{FCrjt-30}] = 0$$

mit

p_{FCrjt} = Futurecrackpreis des Produktes j im Zeitpunkt t

$p_{FCrjt-30}$ = Futurecrackpreis des Produktes j im Zeitpunkt t – 30

Aus Gleichung (5.5) folgt, daß das relative Margenrisiko durch die Bestimmung der optimalen Hedgingfaktoren für die Cracks der Produkte reduziert werden kann, und daß die Varianz minimiert werden kann, ohne daß Auswirkungen auf den Ertrag zu erwarten sind.²⁶³ Die Berücksichtigung der potentiellen Käufe und Leerverkäufe auf dem Warenterminmarkt wird durch die Erweiterung der Kovarianz-Matrix der Cracks um die Varianzen und Kovarianzen der Hedginginstrumente durchgeführt. Das durch Hedging reduzierte relative Margenrisiko wird im folgenden als “Margen-Basisrisiko” bezeichnet:

$$(5.6) \quad \sigma_{HedgeDB} = \left(a_{Cr1}^2 \sigma_{Cr1}^2 + \dots + a_{Crjmax}^2 \sigma_{Crjmax}^2 + 2 \cdot (a_{Cr1} \cdot a_{Cr2} \sigma_{Cr1,Cr2} + \dots + a_{Crjmax-1} \cdot a_{Crjmax} \cdot \sigma_{Crjmax-1,Crjmax}) + a_{FCr1}^2 \cdot \sigma_{FCr1}^2 + \dots + a_{FCrkmax}^2 \cdot \sigma_{FCrkmax}^2 + 2 \cdot (a_{Cr1} \cdot a_{FCr1} \cdot \sigma_{Cr1,FCr1} + \dots + a_{Crjmax} \cdot a_{FCrkmax} \cdot \sigma_{Crjmax,FCrkmax}) \right)^{1/2} \Rightarrow \text{Min !}$$

²⁶² Dies ergibt sich aus dem Umkehrschluß einer grundsätzlich positiven Ertragserwartung des Haltens einer Position wegen der Zins- und Dividendenerwartung.

²⁶³ vgl. Cechetti, S. G., Cumby, R. E., Feglewski, S.: Estimation of the Optimal Futures Hedge, The Review of Economics and Statistics, 1988, S. 624 ff.

mit

σ_{HedgeDB}	= Margen-Basisrisiko, Standardabweichung von $DB_{(E[p])}$ nach Hedging
a_{FCrk}	= Menge des Futurecracks k
a_{Crj}	= Menge des Cracks j abzüglich der Mindestausbeute
σ_{FCrk}^2	= Varianz des Futurecracks k
$\sigma_{\text{Crj,FCrk}}$	= Kovarianz des Futurecracks k mit Crack j

Die Mengen der Futurecracks a_{FCrk} , unterliegen keinerlei Restriktionen. Sie können positiv für eine „long-position“ oder negativ für eine „short-position“ sein.

5.3 Basismodell

5.3.1 Berücksichtigung von Interdependenzen

Die Unmöglichkeit der Zuordnung von Deckungsbeiträgen zu einzelnen Rohölen führt zu einer Komplizierung des Lösungsalgorithmus für das E-V-Modell, da eine Vielzahl von Restriktionen zu beachten sind.²⁶⁴ Durch die Koppelproduktion bedingt kann bei der Rohölbeschaffungsoptimierung nur das von Markowitz entwickelte „Critical Line Verfahren“ angewendet werden.²⁶⁵ Dabei wird in einem ersten Schritt das Produktionsprogramm mit dem maximalen Erwartungswert ohne Berücksichtigung von Varianzen ermittelt. Dieses Portfolio ist per Definition im Effizienten Set enthalten, da kein Portfolio mit höherem Deckungsbeitrag existiert. Infolgedessen hat die Varianz dieses Portfolios keine Bedeutung für die Zugehörigkeit zum Effizienten Set.²⁶⁶ In einem nächsten Schritt werden nach einem der Simplexmethode angelehnten Verfahren weitere effiziente Portfolios bei graduell sinkendem Deckungsbeitrag bestimmt. Daran schließt sich die Bestimmung der optimalen Ertrags-Risiko-Kombination anhand der Präferenzfunktion des Raffineurs, und damit die Bestimmung der Rohölauswahl, an.

Die Ertragsfunktion des Basismodells entspricht der Produktionsfunktion aus Abschnitt 3.4.6:

$$(5.7) = (3.4.6) =$$

²⁶⁴ Vereinfachungen, wie z. B. bei Elton und Gruber [Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S. 97 ff.] beziehen die Erwartungswerte der Anlagen in die Ableitung der Nutzenfunktion ein.

²⁶⁵ Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, 1959, a.a.O., S. 337 ff.

²⁶⁶ Kein Portfolio weist eine geringere Varianz und einen höheren Ertragserwartungswert auf, da das betrachtete Portfolio das Portfolio mit dem maximalen Erwartungswert ist.

$$DB_{Raf} = \sum_i^{\text{Produkte}} PROD_i \cdot \text{Preis}_m - \sum_i^{\text{Rohöl}} C_i \cdot \text{Kosten}_i - \sum_n^{\text{Anlagen}} \text{genutzte Kapazität}_n \cdot \text{VARKOST}_n \Rightarrow \text{Max!}$$

und

$$(5.7a) = (3.1 - 3.42, 3.44 - 3.45) \mathbf{a}_{m \times n} \cdot \mathbf{Y}_{n \times 1} = \mathbf{b}_{m \times 1},$$

$$(5.7b) = (3.43) \quad \mathbf{Y}_{n \times 1} = 0$$

$$(5.7c) \quad \sum_i C_i = \text{konstant}$$

mit

DB_{Raf} = Zielfunktion des Raffinerieplanungsmodells ohne Risiken

C_i = Menge des Rohöls i

$\mathbf{a}_{m \times n}$ = Matrix der Koeffizienten des Raffineriemodells

$\mathbf{Y}_{n \times 1}$ = Vektor der n Variablen des Raffineriemodells

$\mathbf{b}_{m \times 1}$ = Vektor der m Restriktionen des Raffineriemodells

$\mathbf{a} \cdot \mathbf{Y} = \mathbf{b}$ = Definition der Nebenbedingung des Modells in vektorieller Schreibweise.²⁶⁷

Das relative Margenrisiko ist definiert als:

$$(5.8) \quad \sigma_{DB} = \sigma_{DB}^2{}^{1/2} = (\mathbf{J}'_{1 \times j_{\max}} \cdot \sigma_{j_{\max} \times j_{\max}}^2 \cdot \mathbf{J}_{j_{\max} \times 1})^{1/2}$$

mit

σ_{DB} = relatives Margenrisiko

σ_{DB}^2 = Varianz der riskanten Marge

$\mathbf{J}_{j_{\max} \times 1}$ = Vektor der riskanten $j_{\max}$ Produktmengen

$\sigma_{j_{\max} \times j_{\max}}^2$ = Kovarianz-Matrix der Cracks

Wird das Modell um die Futures zum Hedging des Produkten-Crack-Risikos erweitert, vergrößert sich die Funktion σ_{DB} um die möglichen Futurecracks zu $\sigma_{DB\text{hedge}}$:

²⁶⁷ Seiffart, E., Manteuffel, K.: a.a.O. S.7

$$(5.9) \sigma_{DBhedge} = (L'_{j_{max}+k_{max}} \cdot \sigma^2_{j_{max}+k_{max}} \cdot L_{j_{max}+k_{max}})^{1/2} \Rightarrow \text{Min !}$$

mit

$\sigma_{DBhedge}$	= Margen-Basisrisiko
$L_{j_{max}+k_{max}}$	= Mengenvektor riskanter Produkt- und Hedgemengen
$K_{k_{max}}$	= Vektor der Hedgemengen $a_{FCr1} \dots a_{FCrk_{max}}$
$\sigma^2_{j_{max}+k_{max}}$	<= Kovarianz-Matrix der Produkt- und Futurepreiscracks

Anstelle des relativen Margenrisikos σ_{DB} bestimmt das Margen-Basisrisiko $\sigma_{DBhedge}$ das nicht mehr zu reduzierende Risiko der Ertragsfunktion. Im Gegensatz zu σ_{DB} enthält $\sigma_{DBhedge}$ die Menge der Terminkontrakte als Freiheitsgrade, die risikomindernd bestimmt werden können. Es wird die optimale Menge der Futurecracks durch Ableitung von $\sigma^2_{DBhedge}$ nach a_{FCrk} für $k_1 \dots k_{max}$ analog der Vorgehensweise aus Abschnitt 2.4.3 bestimmt.

Dieses Verfahren wird im folgenden als Zwei-Stufen-Verfahren bezeichnet, da in der ersten Stufe der Deckungsbeitrag maximiert und in der zweiten Stufe das Risiko durch Hedging reduziert wird. Das Zwei-Stufen-Verfahren ist die Anwendung des μ -Kriteriums auf die Problemstellung der Beschaffungsentscheidung der Raffination unter Berücksichtigung von Hedging, bzw. gültig bei Risikoneutralität oder $rp=0$.

5.3.2 Beispiel des Raffineriemodells

Die Zielfunktion des in Abschnitt 3.2.3 vorgestellten Beispiels ergibt sich durch Maximierung der Produktenerlöse abzüglich der Kosten der eingesetzten Rohöle.

Planpreise in \$/T		Ausbeutefaktoren in Gewichtsprozent vom Einsatz						Verarbeitungskapazitäten in 1000 T / Jahr		Mindestmengen in 1000 T / Jahr	
Nordsee	113	Rohöl	Nordsee		Afrika			kT/a		kT/a	
Afrika	124	Fahrweise	FUG	SR	FUG	SR	Rohöl	1000	Rohöl	1000	
Benzin	163	Benzin	0.40	0.25	0.24	0.15	Benzin	300	Benzin	200	
Diesel	143	Diesel	0.20	0.35	0.55	0.66	Diesel	500	Diesel	350	
Heizöl	98	Heizöl	0.40	0.40	0.21	0.19	Heizöl	350	Heizöl	230	

Tabelle 6: Daten des Beispielmodells (Tabelle 5) zuzüglich Mindestmengen

Die Planpreise sind determiniert. Die Variablen sind die eingesetzten und ausgebeuteten Mengen:²⁶⁸

²⁶⁸ Bei Vernachlässigung der variablen Verarbeitungskosten.

$$DB_{\text{Raf}} (\text{Gleichung 3.46}) = 163 * \text{Benzin} + 143 * \text{Diesel} + 98 * \text{Heizöl} - 113 * (\text{Nordsee}_{\text{FUG}} + \text{Nordsee}_{\text{SR}}) - 124 * (\text{Afrika}_{\text{FUG}} + \text{Afrika}_{\text{SR}}) \Rightarrow \text{Max} !$$

Unter der Nebenbedingung, daß die Ausbeutefaktoren bzw. Restriktionen der Produktionsfunktion eingehalten werden, ergibt sich nach den Gleichungen (3.1) - (3.6) folgendes Gleichungssystem.²⁶⁹

a

*

Y

=

b

=

Einsatz / Ausbeute	Ausbeutefaktoren				*	Mengen vektor	≤	Kapazitäts vektor
	Nordsee		Afrika			kT		kT
	FUG	SR	FUG	SR				
Benzin	0.40	0.25	0.24	0.15	Nordsee_{FUG} Nordsee_{SR} Afrika_{FUG} Afrika_{SR}	≤	200	
Diesel	0.20	0.35	0.55	0.66			350	
Heizöl	0.40	0.40	0.21	0.19			230	
Rohöl	1.00	1.00	1.00	1.00			1000	

Tabelle 7: Lineare Gleichungssysteme für das Beispielmodell

Zusätzlich ist die Nichtnegativitätsbedingung der Variablen erforderlich:

(Gleichung 3.43) $Y = 0$.

Die Maximierung von DB_{Raf} ergibt das Planergebnis von 20.31 mit den in Abschnitt 3.2.3 gezeigten Variablenwerten.

Beispiel 3.2.3.6: Quantitatives Synergiepotential									
Planergebnis \$m: 20.31		Nordsee		Afrika		Benzin	Diesel	Heizöl	
Planergebnis \$/T: 20.31		FUG	SR	FUG	SR				
Einsatz	kT/a	348	0	0	652				
Ausbeute	kT/a					237	500		263
Freie Kapazität	kT/a		0			63	0		87

Das Risiko dieser Planungsrechnung wurde im Beispiel aus Abschnitt 4.2.4 bereits vorgestellt:

²⁶⁹ Die Gleichungen (3.7) - (3.42) aus Abschnitt 3.4.3. werden in diesem Beispiel nicht benötigt, da nur die Destillation abgebildet ist. Die Abbildung des Swingcuts nach Gleichung (3.5) wird in diesem Beispiel durch die Fahrweisen SR und FUG abgebildet.

$$\sigma_{DB} =$$

Mengenvektor			Varianz / Kovarianz Matrix			Mengenvektor	Risiko
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin Crack	Diesel Crack	Heizöl Crack	kT	\$m
kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T		
37	150	33	43.3	1.1	3.8	$\left[\begin{array}{c} 37 \\ 150 \\ 33 \end{array} \right]^{\frac{1}{2}}$	= 0.8
			1.1	23.1	2.3		
			3.8	2.3	22.0		

Anhand der Beispielraffinerie ergibt sich folgende risikominimale Lösung für den Einbezug von Futures durch Hedging nach Gleichung (5.9): $\sigma_{DB\text{hedge}} =$

Beispiel: 5.3.2: Margen-Basisrisiko der Beschaffungsentscheidung																																																	
Ausbeute			Future Crack			Physischer Crack			Future Crack				Risiko																																				
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl																																						
kT	kT	kT	kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	kT	\$m																																				
37	150	33	-41	-50	82	* <table><tr><td>43.3</td><td>1.1</td><td>3.8</td><td>24.2</td><td>-26.3</td><td>1.5</td></tr><tr><td>1.1</td><td>23.1</td><td>2.3</td><td>4.2</td><td>12.8</td><td>-7.8</td></tr><tr><td>3.8</td><td>2.3</td><td>22.0</td><td>-8.6</td><td>3.2</td><td>6.9</td></tr><tr><td>24.2</td><td>4.2</td><td>-8.6</td><td>54.2</td><td>-16.9</td><td>1.9</td></tr><tr><td>-26.3</td><td>12.8</td><td>3.2</td><td>-16.9</td><td>31.2</td><td>-2.6</td></tr><tr><td>1.5</td><td>-7.8</td><td>6.9</td><td>1.9</td><td>-2.6</td><td>10.2</td></tr></table> *						43.3	1.1	3.8	24.2	-26.3	1.5	1.1	23.1	2.3	4.2	12.8	-7.8	3.8	2.3	22.0	-8.6	3.2	6.9	24.2	4.2	-8.6	54.2	-16.9	1.9	-26.3	12.8	3.2	-16.9	31.2	-2.6	1.5	-7.8	6.9	1.9	-2.6	10.2	37	½ = 0.69
43.3	1.1	3.8	24.2	-26.3	1.5																																												
1.1	23.1	2.3	4.2	12.8	-7.8																																												
3.8	2.3	22.0	-8.6	3.2	6.9																																												
24.2	4.2	-8.6	54.2	-16.9	1.9																																												
-26.3	12.8	3.2	-16.9	31.2	-2.6																																												
1.5	-7.8	6.9	1.9	-2.6	10.2																																												
					150																																												
					33																																												
					-41																																												
					-50																																												
					82																																												

Die negativen Mengen der Futures sind Leerverkäufe. Auffallend ist, daß durch die Kovarianzen bedingt sogar noch 824 T Heizöl auf Termin hinzugekauft werden.

5.3.3 Simultane Optimierung von Ertrag und Risiko

Der bisher entwickelte Ansatz maximiert im ersten Schritt den Deckungsbeitrag der Produktionsfunktion. Das Ergebnis wird erst im zweiten Schritt einer Risikoreduktion durch Hedging unterzogen. Bei dieser Vorgehensweise geht das Gesamtrisiko nicht in die primäre Beschaffungsentscheidung ein, da die Produktionsausbeuten, welche die Höhe des Risikos entscheidend bestimmen, nur durch die Maximierung des Deckungsbeitrags der Produktionsfunktion bestimmt werden. Da es für alle $DB_{Raf} < DB_{Rafmax}$, bedingt durch die Freiheitsgrade der Produktionsfunktion, alternative physische Produktausbeuten gibt, kann die bisherige Vorgehensweise nur für den Punkt $DB_{Raf} = DB_{Rafmax}$ ein effizientes Produktionsprogramm garantieren. Ausschließlich ein simultaner Optimierungsprozeß von Deckungsbeitrag und Margen-Basisrisiko kann das Effiziente Set mit den Produktionsprogrammen bei $DB_{Raf} < DB_{Rafmax}$ bestimmen.

Dieser Simultanansatz wird nach Gleichungssystem (5.10) durch die Ermittlung eines Sets von Alternativen approximiert.²⁷⁰ Für eine festzulegende Anzahl von Iterationen $Iter_{nmax}$ wird der

²⁷⁰ Eine exakte Lösung durch die Anwendung der Lagrange-Erweiterung scheitert an der Nichtnegativitätsbedingung der Produktionsmengen. Zur Modellierung vgl. Bazaraa, M. S., Goode, J. J.: A

Deckungsbeitrag fixiert und beginnend mit DB_{Rafmax} graduell um einen fixierten Betrag Δ_{DB} gesenkt. Für diese Menge von nr_{max} Deckungsbeiträgen wird jeweils das Produktionsprogramm mit dem geringsten Risiko $\sigma_{DBhedge}$ ermittelt:

$$(5.10) \quad \sigma_{DBhedge} \Rightarrow \text{Min !}$$

bei

$$DB_{Raf} = DB_{Fix}$$

$$DB_{Fix} = DB_{Rafmax} - (\Delta_{DB} * Iter_{nr})$$

$$(5.7a) = (3.1 - 3.42) \quad a_{m*n} \cdot Y_{n*1} = b_{m*1},$$

$$(5.7b) = (3.43) \quad Y_{n*1} = 0$$

$$(5.7c) = (3.44 - 3.45) \quad \sum_i C_i = \text{konstant}$$

mit

$\sigma_{DBhedge}$	= Margen-Basisrisiko, Zielfunktion der simultanen Varianzminimierung
DB_{Raf}	= Deckungsbeitrag des Raffinerieplanungsmodells,
DB_{Rafmax}	= maximaler Wert des Deckungsbeitrags,
DB_{Fix}	= fixierter Wert des Deckungsbeitrags, bestimmt durch die aktuelle Iteration und des Reduktionsbetrags pro Iteration,
Δ_{DB}	= Reduktionsbetrag des Deckungsbeitrags pro Iteration,
$Iter_{nr}$	= aktuelle Iteration mit $1 = nr = nr_{max}$,
C_i	= Menge des Rohöls i,
a_{m*n}	= Matrix der Koeffizienten des Raffineriemodells,
Y_{n*1}	= Vektor der n Variablen des Raffineriemodells,
b_{m*1}	= Vektor der m Restriktionen des Raffineriemodells.

Das durch Gleichungssystem (5.10) definierte Lösungsverfahren, angewendet auf das Raffineriemodell aus Kapitel 3 und historischer Preisdaten, ergibt für die Ausgangssituation des Monats Januar 1994 folgendes Bild der Ertrags-Risiko-Verhältnisse bei Reduktion des Zielfunktionswertes um 0.05 \$m für jede Iteration:

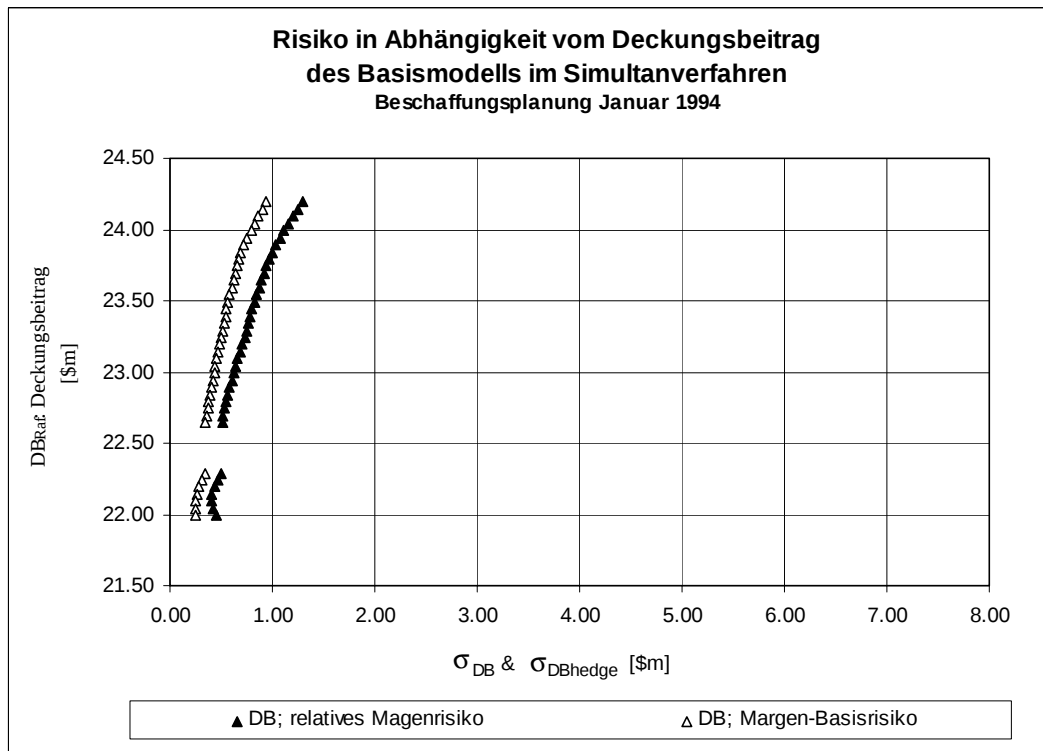


Abb. 25: Effizientes Set des Basismodells anhand empirischer Daten für den Januar 1994

Die Linie, DB; relatives Margenrisiko in Abb. 25, deckt einen Bereich von 2.5 \$m des Deckungsbeitrags ab, während sich das Risiko zwischen 0.3 bis 1.3 \$m bewegt.

Je steiler die Linie des Effizienten Sets verläuft, desto geringer ist die Korrelation der relativen Volatilität von Cracks und Ertragsfunktion oder die Ertrags-Risiko-Elastizität. Eine Begründung dieser Korrelation ist für die Problemstellung der Raffination nicht zu fundieren. Die empirische Bestätigung dieser Aussage ist der steile Verlauf der Linie des Effizienten Sets der letzten Abbildung: Bei der Raffination besteht kein inhaltlicher Zusammenhang zwischen dem Risiko und dem Ertrag, da es keinen Markt gibt, der ein solches Risiko bewertet. Somit kann eine geringe Ertrags-Risiko-Elastizität der Ertragsfunktion erwartet werden. Daraus folgt eine hohe Wahrscheinlichkeit einer geringen Abweichung der optimalen Lösung von der Lösung mit dem maximalen Deckungsbeitrag.

Durch Berücksichtigung der Hedginginstrumente hat sich die Kurve des Effizienten Sets in Abbildung 25 vom relativen Margenrisiko zum Margen-Basisrisiko nach links verschoben. Die Ertragserwartung von Null aus den isolierten Warenterminverträgen ist die Ursache des eindeutig positiven Effektes des Hedgings des relativen Margenrisikos auf das Ertrags-Risiko-Verhältnis für einen risikoaversen Raffineur.

Das optimale Portfolio ist, bedingt durch die Steigung der Linie des Effizienten Sets, im oberen Bereich des Effizienten Sets zu erwarten, da eine Risikoreduktion um 1.0 \$m nur durch eine

Ertragsreduktion von 2.5 \$m ermöglicht wird, welches nur bei extremer Risikoaversion zu einer Indifferenz führen würde.

5.3.4 Anwendung der Präferenzfunktion

Bei Existenz eines risikofreien Ertrags läßt sich das optimale Rohölportfolio aus dem Effizienten Set durch Gleichung (5.3) bestimmen. Für Januar 1994 wird von der Prämisse ausgegangen, daß die riskante Raffinerieproduktion im Planungszeitpunkt zu einem Deckungsbeitrag von 22 \$m verkauft werden kann.²⁷¹ Grafisch ergibt sich die Ableitung des Effizienten Sets wie folgt:

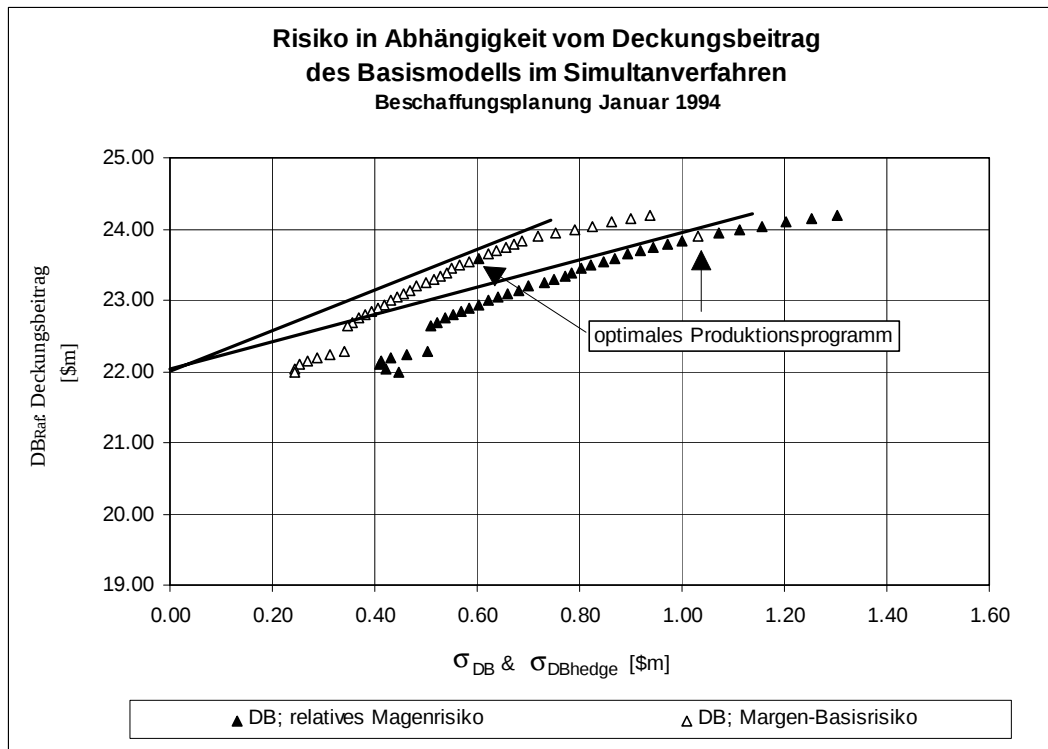


Abb. 26: Grafische Bestimmung des Tangentialportfolios

Das Simultanverfahren mit Hedging weist bei gleichem Ertragsniveau und Vernachlässigung von Transaktionskosten grundsätzlich ein geringeres Risiko als das Simultanverfahren ohne Hedging auf. Bei beiden Verfahren wird das optimale Produktionsprogramm bei hohen Deckungsbeiträgen erreicht. Dies ist eine Folge der im Verhältnis zum Risiko unelastischen Ertragsfunktion.

Folgende Grafik veranschaulicht den Wert der Präferenzfunktion unterschiedlicher Ertrags-Risiko-Kombinationen der Effizienten Sets.

²⁷¹ 22 \$m entsprechen 90% des Wertes der Wareterminmarge für den Monat Januar 1994 im Entscheidungszeitraum 1. bis 5. Dezember 1993.

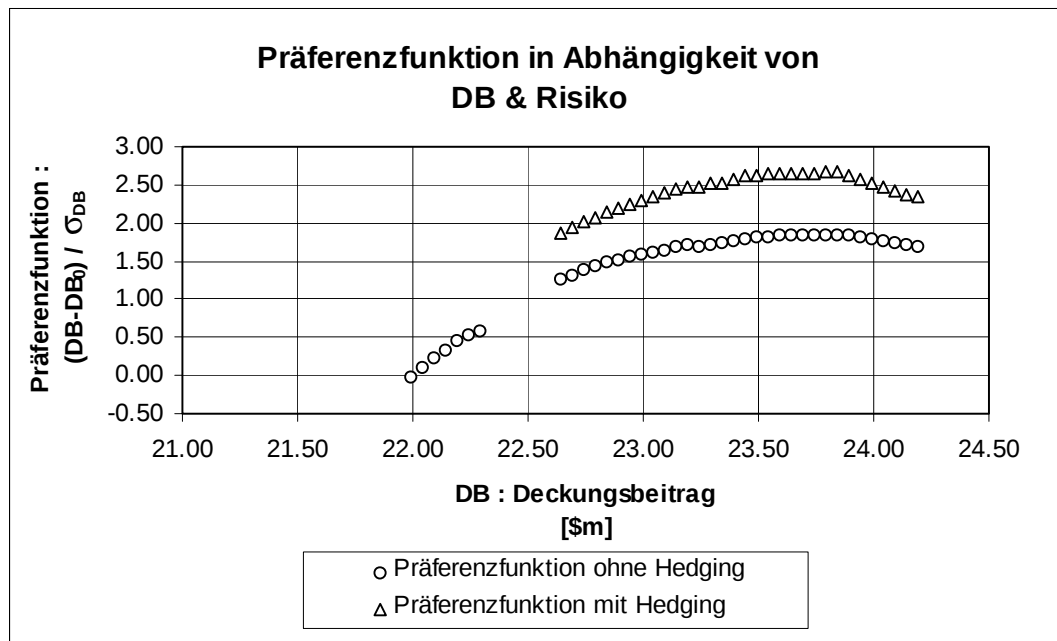


Abb. 27: Grafische Darstellung der in Abschnitt 2.4.6. vorgestellten Präferenzfunktion anhand des Januars 1994.

In dieser Arbeit erfolgt die analytische Bestimmung des Effizienten Sets durch iterative Minimierung des quadratischen Gleichungssystems (5.10).²⁷² Das optimale Portfolio wird anschließend durch Anwendung von Gleichung (5.3) im Falle einer risikofreien Alternative oder durch Anwendung von Gleichung (5.4) im Falle eines Mindestertrags aus der Menge des Effizienten Sets bestimmt.

Vereinfachungen in der Kovarianz-Matrix oder die Zugrundelegung der Prämisse übereinstimmender Korrelationskoeffizienten aller Preisrisiken zueinander würden den Lösungsalgorithmus vereinfachen.²⁷³ Diese Vereinfachung ist im Rahmen der Optimierung der Raffinerieproduktionsfunktion nicht möglich, da die Korrelationen der Produktpreise wesentlich voneinander abweichen. Darüber hinaus ist die Relevanz einer möglichen Simplifizierung aufgrund der geringen Größe der Kovarianz-Matrix mit zehn Produkten und einer entsprechenden Anzahl potentieller Hedginginstrumente gering.

²⁷² In dieser Untersuchung wird der Excel-Solver mit dem „Generalized reduced Gradient Algorithm“ von Lasdon und Waren verwendet; Excel: Solver Uses Generalized Reduces Gradient Algorithm, MSDN Library, 2/1996, S. 1 f. Zu den generell notwendigen Bedingungen für die Existenz eines optimalen Portfolios vgl. Bertsekas, D.: Necessary and Sufficient Condition for Existence of an Optimal Portfolio, Journal of Economic Theory, Vol. 8, No. 2, June 1974, S. 236 ff; Epps, T. W.: Necessary and Sufficient Conditions for the Mean-Variance Portfolio Model with Constant Risk Aversion, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. XVI, No. 2, June 1981, S. 169 ff.

²⁷³ Elton, E. J., Gruber, M. J., Padberg, M. W.: Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection: Tracing Out The Efficient Frontier, The Journal of Finance, Vol. XXXIII, No. 1, March 1978, S. 296 ff; dies.: Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection with Upper Bounds, Operations Research, Vol. 25, No. 6, November - December 1977, S. 953 ff.

Die potentielle Überlegenheit des Simultanverfahrens, der Konkretisierung einer μ - σ -Regel, ist gegenüber dem einfachen Zwei-Stufen-Verfahren, der Unterstellung von Risikoneutralität, zu überprüfen.²⁷⁴ Nur wenn eine Überlegenheit vorliegt, ist das Simultanverfahren dem Zwei-Stufen-Verfahren aufgrund des erhöhten Modellierungs- und Optimierungsaufwands in der Praxis vorzuziehen.

5.4 Faktorpreisanpassung

5.4.1 Flexibilität der Produktionsfunktion

Die bisherigen Ausführungen basieren auf dem Raffinerieplanungsmodell aus Kapitel 3.4. Dieses Modell berücksichtigt weder die Flexibilität der Produktionsfunktion nach Festlegung der Faktoreinsatzkombination durch die Beschaffungsentscheidung, noch werden die Unsicherheiten der Produktenpreisschätzungen bei der Erwartungswertbildung des Deckungsbeitrags **E[DB]** herangezogen. Das Lösungsmodell aus Gleichungssystem (5.7) basiert auf nur einem einzigen Produktenpreisset.

Durch die Beschaffungsentscheidung wird aufgrund der verschiedenen potentiellen Fahrweisen für identische Faktoreinsatzqualitäten die Transformation der Rohöle in Produkte nicht eindeutig festgelegt. Erst der konkrete Verarbeitungsprozeß determiniert die Transformation der Rohöle über Komponenten in Produkte. Nach der Beschaffungsentscheidung kann diese Flexibilität für eine Re-Optimierung im Produktionszeitpunkt genutzt werden. Die Höhe dieser Flexibilität ist rohölabhängig. Je größer die Flexibilität ist, desto höher ist der **E[DB]** aus diesem Rohöl und desto geringer ist das Preisrisiko, da die Flexibilität eine Anpassung der Produktion ermöglicht.

Die Freiheitsgrade der Flexibilität stellen eine Option auf alternative Produktausbeuten aus dem selben Rohöl dar. Diese Option weist gegenüber dem Hedging mit Terminkontrakten den Vorteil auf, daß kein Basisrisiko vorliegt, d. h. die Flexibilität der Produktionsfunktion kann nur zu höheren Erträgen führen, während das Hedging eine ertragsmindernde Wirkung durch einen Verlust aus den isolierten Warenterminverträgen zur Folge haben kann.

In der Praxis wird der überwiegende Teil dieser Flexibilität im Destillationsprozeß realisiert. Der flexible Teil der Ausbeutemenge, die Swingcuts, sind rohölspezifisch. Von wesentlicher Bedeutung für die Bewertung der Flexibilität eines Rohöls ist demzufolge, welches Swingcut-Potential in einem Rohöl enthalten ist. Je größer der Quotient des Swingcut am Gesamteinsatz des Rohöls ist, desto geringer ist das Preisrisiko, da der Swingcut nicht dem Risiko unterschiedlicher Preisbewegungen ausgesetzt ist.

²⁷⁴ Roll, R.: Testing a Portfolio for Ex Ante Mean-Variance Efficiency, in: TIMS Studies in the Management Sciences 11, Amsterdam New York Oxford 1979, S. 135 f.

Ein potentieller Swingcut liegt zwischen dem unteren Ende des Siedebereichs von Leichtdestillat, 190 bis 240° C, und dem oberen Ende des Siedebereichs von Mitteldestillat, 350° C bis 400° C. Ein anderer Swingcut liegt zwischen leichtem und schweren Heizöl.

Das Beispiel mit dem optimalen Produktionsprogramm aus 3.2.3 hat folgende Flexibilitäten:

Beispiel 5.4: Flexibilität des Produktionsprogramms			
Simple LP Optimierung			
	Min	Max	delta
	kT	kT	kT
Benzin	227	296	69
Diesel	428	500	72
Heizöl	263	276	13
Summe			153

Die Flexibilität der Produktionsfunktion bedeutet, daß bei Feststellung der riskanten Mengen entsprechend Abschnitt 5.3 eine Überzeichnung des Preisrisikos der Produktion vorliegt, da die Flexibilität eine Risikoreduktion ohne Basisrisiko ist. Insbesondere in Fällen mit hohem Basisrisiko nimmt deshalb die Flexibilität eine bedeutende Rolle für die Risikominimierung der Preisrisiken ein.

5.4.2 Modellierung der Faktorpreisanpassung

Eine Möglichkeit der approximativen Berücksichtigung der Flexibilität von Rohölen besteht in der direkten Schätzung eines monetären Flexibilitätsfaktors zur Rohölpreiskorrektur.²⁷⁵ Diese Faktorpreisanpassung verfolgt das Ziel, die Flexibilität der Rohölkomponenten eines Rohöls in einem der Planung vorgelagerten Schritt zu berücksichtigen und zu bewerten.

Im Rahmen der Faktorpreisanpassung wird nicht eine Verbesserung der Modellierung, sondern eine Approximation verbesserter Ergebnisse ohne explizite Modellierung angestrebt. Die Vorgehensweise der Faktorpreisanpassung hat den Vorteil, die Flexibilität in einem dem Optimierungsprozeß vorgeordneten Schritt einzubringen, so daß die Modellierung aus Abschnitt 5.3 weiterhin Gültigkeit hat. Der Nachteil der Faktorpreisanpassung besteht darin, daß diese rohölspezifisch ist, so daß Synergieeffekte nicht berücksichtigt werden können.

Die Ermittlung der konkreten Faktorpreisanpassung ist an die Unsicherheiten der einzelnen Cracks sowie den riskanten Mengen der einzelnen Rohöle anzulehnen. Relevant für die Beschaffungsentscheidung sind dabei die Mengen der relativen riskanten Mengen der Rohöle, da nur diese einen Unterschied in der Bewertung bewirken.²⁷⁶

²⁷⁵ Vgl. Schierenbeck, H.: a.a.O., S. 350. Die Faktorpreisanpassung wird hier als Risikofaktor bezeichnet.

²⁷⁶ Vgl. Abschnitt 4.5.

Im empirischen Teil der Arbeit werden die relativen riskanten Mengen mit den nicht weiter durch Hedging diversifizierbaren Crack-Basisrisiken bewertet. Die Bewertung erfolgt in einem der Planung vorgelagerten Schritt: durch die Bestimmung der nicht durch Futures und Swaps absicherbaren Basisrisiken einzelner Cracks. Die Ermittlung der Basisrisiken erfolgt durch partielle Ableitung der Kovarianz-Matrix nach den Wareterminmarktprodukten.²⁷⁷ Die so ermittelten Basisrisiken werden mit den relativen riskanten Mengen gewichtet und dem Rohölpreis aufgeschlagen.

5.4.3 Beispiel zur Faktorpreisanpassung

Der Grundgedanke der Faktorpreisanpassung wird anhand des Beispielmmodells in folgender Tabelle dargestellt:

Beispiel 5.4.3: Ermittlung der Faktorpreisanpassung						
Delta Mindestausbeute			Standardabweichung		Preis Korrektur	
	Nordsee	Afrika	Produkt	Basis-Risiko	Nordsee	Afrika
	%	%	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T
Benzin	10%		6.58	4.35	0.4	0.0
Diesel		35%	4.81	3.22	0.0	1.1
Heizöl	19%		4.69	3.91	0.7	0.0
Preis Korrektur					1.2	1.1

Im Beispiel hat “Nordsee” gegenüber “Afrika” in jedem Fall eine um 10% höhere Benzin- und eine um 19% höhere Heizölausbeute. Diese Gewichte werden mit den durch Hedging nicht weiter reduzierbaren Risiken der einzelnen Cracks multipliziert und summiert. Für “Nordsee” ergibt sich dabei eine Faktorpreisanpassung von 1.2 \$/T und für Afrika 1.1 \$/T. Bei beiden Rohölen wird bei dieser Vorgehensweise kein signifikanter Unterschied in der Bewertung durch die Flexibilitätsskoren festgestellt. Die Ergebnisse der Modellierung aus Abschnitt 5.3 gelten somit unverändert.

5.5 Stochastisches Modell

Das bis jetzt entwickelte Lösungsmodell erlaubt noch keine rationale Entscheidung nach dem Bernoulli-Prinzip oder dem E-V-Kriterium, da der Erwartungswert der Ergebnisse nicht bestimmt wird. Das Planergebnis basiert auf einer Punktschätzung der Produktpreise. Für eine rationale Entscheidung ist jedoch die Ergebnisverteilung zu ermitteln, aus welcher der Erwartungswert des Deckungsbeitrags durch Gewichtung der möglichen Ergebnisse mit ihren Wahrscheinlichkeiten erfolgt.

Der Erwartungswert der optimalen Faktoreinsatzkombination unter Berücksichtigung der Flexibilitätspotentiale einzelner Rohöle kann mit der Stochastischen Optimierung exakt durch eine

²⁷⁷ Vgl. Abschnitt 2.4.3 zur Durchführung der Rechnung.

Modellerweiterung des Raffineriemodells aus Kapitel 3 direkt ermittelt werden.²⁷⁸ Bei der Stochastischen Optimierung werden die Wahrscheinlichkeiten der unsicheren Planungsparameter direkt in den Lösungsalgorithmus des optimierenden Lösungsmodells integriert. Dabei wird entweder der Stochastische Charakter der Problemstellung auf eine deterministische Problemstellung reduziert oder nichtlineare Optimierungsalgorithmen zur Problemlösung genutzt.²⁷⁹

Ein Verfahren der Stochastischen Optimierung ist das “two-stage-model“,²⁸⁰ welches Interdependenzen unsicherer Planungsdaten berücksichtigt.²⁸¹ Zur Verdeutlichung der Arbeitsweise des “two-stage-models“, im Folgenden synonym mit dem Begriff “Stochastische Optimierung” verwendet, wird die interdependente Beziehung in zwei Entscheidungsstufen aufgeteilt. In der ersten Stufe müssen solche Entscheidungen getroffen werden, die Entscheidungen der zweiten Stufe erst ermöglichen. Die Bewertung der Entscheidungsalternativen der ersten Stufe hängen vom Eintreffen unsicherer Ereignisse ab. Aus der Verteilung unbekannter Parameter werden repräsentative Szenarien zur Durchführung der Stochastischen Optimierung ermittelt und zu einem Entscheidungsmodell zusammengefaßt.

In der ersten Stufe ist beispielsweise die Entscheidung über die Faktoreinsatzmengen bei unbekannter Nachfrage zu treffen. In der zweiten Stufe ist bei nun gegebenen Faktoreinsatzmengen und bekannter Nachfrage zu entscheiden, wie die Produktionsfaktoren im Rahmen der Produktionsfunktion eingesetzt werden. Die Entscheidung der zweiten Stufe ist in diesem Beispiel durch die Entscheidung der ersten Stufe determiniert: das monetäre Ergebnis der Entscheidung der ersten Stufe ist jedoch von den Freiheitsgraden der zweiten Stufe abhängig.

Durch die Stochastische Optimierung werden die Flexibilität der Produktionsfunktion und die Unsicherheit der Planungsparameter in einem optimierenden Lösungsverfahren einbezogen, da die optimale Lösung die mit Wahrscheinlichkeiten gewichteten Umweltszenarien berücksichtigt.

Bezogen auf die Beschaffungsentscheidung des Raffineriebetriebs ermöglicht die Stochastische Optimierung damit die Maximierung des Erwartungswertes der Produktionsfunktion unter

²⁷⁸ vgl. Jacob, H. Voigt, K.-I.: Investitionsrechnung, 5. Auflage, Wiesbaden 1997, S. 97 f: Die Flexibilität eines Produktionsapparates wird bewertet, indem unterschiedliche Absatzsituationen mit ihrer Wahrscheinlichkeit gewichtet in die Zielfunktion aufgenommen werden.

²⁷⁹ Für eine ausführliche Darstellung verschiedener Verfahren vgl. Ziemba, W. T.: Solving Nonlinear Programming Problems with Stochastic Objective Functions, Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. VII, No. 3, June 1972, S. 1810 ff.

²⁸⁰ Williams, H. P.: a.a.O., S. 52 ff.

²⁸¹ Ein weiteres Verfahren ist das „chance-constrained programming“, bei dem die Stochastischen Nebenbedingungen eines Optimierungsproblems so erweitert werden, daß diese Nebenbedingungen determiniert und formuliert werden können. Eine sinnvolle Überführung verlangt detaillierte Kenntnisse über die Wirkung der Verletzung der Stochastischen Nebenbedingung auf die Zielfunktion. [Jacob, H., Voigt, K.-I.: a.a.O., S. 99 f.]

Berücksichtigung der Interdependenzen und der Flexibilität der Produktionsfunktion in einem Lösungsmodell.

5.5.1 Durchführung der Modellierung

Die Modellierung des Stochastischen Modells basiert auf der simultanen Optimierung einer Vielzahl von Raffineriemodellen,²⁸² im folgenden als Sub-Modelle (SM) bezeichnet. Das Ziel dieser Optimierung besteht darin, das optimale Beschaffungsprogramm für verschiedene Preissets unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Flexibilität der Faktoreinsätze zu finden. Die Modellierung des Stochastischen Modells umfaßt folgende Schritte:

- Ein Sub-Modell umfaßt das komplette Raffineriemodell aus Abschnitt 3.4.
- Die Sub-Modelle unterscheiden sich ausschließlich in den Preissets der Produkte.
- Das erste Sub-Modell verfügt über Freiheitsgrade hinsichtlich der Rohölauswahl.
- Die übrigen Sub-Modelle übernehmen die Faktoreinsatzkombination des ersten Sub-Modells.
- Die Sub-Modelle werden mit den Wahrscheinlichkeiten der Preissets gewichtet und additiv zu einem Gesamtmodell zusammengefaßt.

Die Durchführung der Optimierung des stochastischen Modells ergibt diejenige Faktoreinsatzkombination, die in den mit Wahrscheinlichkeiten gewichteten Sub-Modellen im Mittelwert den höchsten Deckungsbeitrag erzielt.

Für die Modellierung der Stochastischen Optimierung wird das Raffineriemodell um den Sub-Modell-Index ($\mathbf{SM}_z$) erweitert. Die Anzahl der simultan zu optimierenden Raffineriemodelle bestimmt den höchsten Sub-Modell-Index $\mathbf{SM}_{\max}$.

Die Zielfunktion lautet:

$$(5.11) \quad \mathbf{DB}_{\text{RafSto}} = p_1 \cdot \mathbf{DB}_{\text{Raf1}}(\mathbf{SM}_1) + \dots + p_{\max} \cdot \mathbf{DB}_{\text{Raf max}}(\mathbf{SM}_{\max}) \Rightarrow \text{Max}$$

mit

$$\begin{aligned} \mathbf{DB}_{\text{RafSto}} &= \text{Zielfunktion des Stochastischen Modells} \\ p_z &= \text{Wahrscheinlichkeit von Preisvektor } z, \sum p_z = 1 \\ \mathbf{DB}_{\text{Raf } z}(\mathbf{SM}_z) &= \text{Zielfunktion des Sub-Modells } z \end{aligned}$$

Die Produktenpreise für alle $\mathbf{SM}$ sind unterschiedlich. Hinzugefügt wird die Einsatzrestriktion:

²⁸² Williams, H. P.: a.a.O., S. 52 ff.

$$(5.12) \quad C_i (SM_1) = C_i (SM_2) = \dots = C_i (SM_{\max})$$

mit

C_i = Menge des Rohöls i

Die Formulierung aller anderen Nebenbedingungen und der Portfoliovarianz erfolgt entsprechend der Gleichungen (5.7a - 5.7c) und sind damit identisch mit dem Basis-Modell.

Das Stochastische Modell ermöglicht die Ermittlung von **E[DB] $\Rightarrow$ Max!** unter Berücksichtigung der mit ihren Wahrscheinlichkeiten gewichteten Unsicherheiten der Produktenpreise und der Flexibilität der Produktionsfunktion. Im Vergleich zum Basis-Modell steigt der Modellumfang linear mit der Anzahl der Preisvektoren.²⁸³

5.5.2 Beispiel zur Stochastischen Optimierung

Die Durchführung der Stochastischen Optimierung wird anhand der Beispielfraffinerie demonstriert. Das Ausgangsmodell wird dazu um zwei Sub-Modelle erweitert. Die alternativen Produktenpreissets der Sub-Modelle sind:

Beispiel 5.5.2.1: Preisvektoren bei $SM_{\max}=3$			
	SM₁	SM₂	SM₃
	\$/T	\$/T	\$/T
Nordsee	113	113	113
Afrika	124	124	124
Benzin	165	180	150
Diesel	157	127	187
Heizöl	87	102	72

Die Zielfunktion bei gleicher Wahrscheinlichkeit aller Szenarien lautet:

$$\begin{aligned}
 DB_{\text{RafSto}} = & 165 * \text{Benzin } SM_1 + 157 * \text{Diesel } SM_1 + 87 * \text{Heizöl } SM_1 + \\
 & 180 * \text{Benzin } SM_2 + 127 * \text{Diesel } SM_2 + 102 * \text{Heizöl } SM_2 + \\
 & 150 * \text{Benzin } SM_3 + 187 * \text{Diesel } SM_3 + 72 * \text{Heizöl } SM_3 - \\
 & 113 * (\text{Nordsee}_{\text{FUG}} SM_1 + \text{Nordsee}_{\text{SR}} SM_1 + \text{Nordsee}_{\text{FUG}} SM_2 + \text{Nordsee}_{\text{SR}} SM_2 + \\
 & \quad \text{Nordsee}_{\text{FUG}} SM_3 + \text{Nordsee}_{\text{SR}} SM_3) - \\
 & 124 * (\text{Afrika}_{\text{FUG}} SM_1 + \text{Afrika}_{\text{SR}} SM_1 + \text{Afrika}_{\text{FUG}} SM_2 + \text{Afrika}_{\text{SR}} SM_2 +
 \end{aligned}$$

²⁸³ Bedingt durch die interdependenten Beziehungen der Sub-Modelle (aufgrund der erzwungenen identischen Faktoreinstzkombinationen) steigt der Umfang des Optimierungsmodells jedoch quadratisch.

$$\text{Afrika}_{\text{FUG}} \text{ SM}_3 + \text{Afrika}_{\text{SR}} \text{ SM}_3) \Rightarrow \text{Max} !$$

Die Nebenbedingungen $\mathbf{A}_{\text{Sto}} \cdot \mathbf{y}_{\text{Sto}} = \mathbf{b}_{\text{Sto}}$ werden in folgender Tabelle exemplarisch für $\text{SM}_{\text{max}} = 2$ dargestellt.²⁸⁴ Für $\text{SM}_{\text{max}}=3$ ist die Beispieltabelle 5.5.2.2. entsprechend zu erweitern. Die Bedingungen Nordsee $\text{SM}_1 = \text{SM}_2$ und Afrika $\text{SM}_1 = \text{SM}_2$ bedeuten, daß die Faktoreinsätze in beiden Sub-Raffinerien übereinstimmen. Die Freiheitsgrade beziehen sich nur auf eine unterschiedliche Fahrweise des gleichen Rohölmixes.

Beispiel 5.5.2.2: LP Nebenbedingungen bei Stochastischer Optimierung, $\text{SM}_{\text{max}} = 2$												
Restriktionen	Ausbeutefaktoren								Mengen vektor		Restriktionen	
	Nordsee SM1		Afrika SM1		Nordsee SM2		Afrika SM2					
	FUG	SR	FUG	SR	FUG	SR	FUG	SR	kT		kT	
Benzin SM1	0.40	0.25	0.24	0.15					Nordsee _{FUG} SM1		100	
Diesel SM1	0.20	0.35	0.55	0.66					Nordsee _{SR} SM1		175	
Heizöl SM1	0.40	0.40	0.21	0.19					Afrika _{FUG} SM1		115	
Benzin SM2					0.40	0.25	0.24	0.15	Afrika _{SR} SM1		100	
Diesel SM2					0.20	0.35	0.55	0.66	Nordsee _{FUG} SM2		175	
Heizöl SM2					0.40	0.40	0.21	0.19	Nordsee _{SR} SM2		115	
Rohöl	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	Afrika _{FUG} SM2		1000	
Nordsee SM1 = SM2	1.00	1.00			-1.00	-1.00			Afrika _{SR} SM2		0	
Afrika SM1 = SM2			1.00	1.00			-1.00	-1.00			0	

Der Rohölmix, der das Stochastische Modell optimiert, erzielt im Mittelwert über die drei Sub-Modelle die höchste Marge. Das resultierende optimale Ergebnis ist in folgender Tabelle abgebildet:

Beispiel 5.5.2.3: Optimales Produktionsprogramm bei stochastischer Optimierung														
			SM1				SM2				SM3			
Planergebnis \$m:			21.31		Nordsee		Afrika		Nordsee		Afrika		Benzin	
Planergebnis \$/T:			21.31		FUG		SR		FUG		SR		FUG	
Einsatz	kT/a		172	0	0	161	172	0	78	84	0	172	0	161
Ausbeute	kT/a												260	440
Freie Kapazität	kT/a								0				40	60

Die um 1 \$m höhere Planmarge gegenüber dem Basis Modell resultiert aus den Preissensitivitäten der Sub-Modelle. Die Höhe der Planmarge hat keine weitere Bedeutung, da nur die Entscheidung bezüglich der Faktoreinsatzkombination relevant ist.

Von Bedeutung ist jedoch die indirekte Gewichtung der Sub-Modelle durch die unterschiedlichen Preissets. Die Sub-Modelle haben zwar alle die gleiche Wahrscheinlichkeit, sie beeinflussen die Lösung jedoch in Abhängigkeit der relativen Deckungsbeitragshöhe, da die Zielfunktion $\mathbf{DB}_{\text{RafSto}}$ dem arithmetischen Mittelwert der Zielfunktionen der Szenarien $\mathbf{DB}_{\text{Raf1}}.. \mathbf{DB}_{\text{Raf3}}$ entspricht. In diesem Fall dominiert $\mathbf{DB}_{\text{Raf3}}$ das Stochastische Produktionsprogramm, da der Anteil des Deckungsbeitrags aus $\mathbf{SM}_3$ 42% des gesamten Deckungsbeitrags beträgt.

²⁸⁴ Die Ausbeutekapazitäten für Produkte sind in diesem Beispiel auf die Hälfte reduziert, da die Gesamtkapazität von 1000 kT von zwei separaten Sub-Modellen geteilt wird. Die Kapazitätsgewichtung der Sub-Raffinerien entspricht der Wahrscheinlichkeitsgewichtung der Preissets, die hier 0.5 beträgt.

Beispiel 5.5.2.4: Zusammensetzung des Zielfunktionswertes				
	f_{sto}	f_1	f_2	f_3
Planergebnis \$m:	21.31	20.02	17.00	26.90
%		31%	27%	42%

Ist eine ungleiche Gewichtung der Szenarien nicht erwünscht, sind entweder die Preisszenarien anzupassen oder die Abweichung der DB_{Raf1} .. DB_{Raf3} durch eine zusätzliche Restriktion zu kontrollieren. Diese beschränkt die maximale Differenz einzelner Deckungsbeiträge unterschiedlicher Sub-Modelle. In den Optimierungsprozeß wird dadurch die Volatilität der Szenarienergebnisse untereinander einbezogen.

Im Vergleich der Planergebnisse ist die Flexibilität des Stochastischen Modells bezüglich der Re-Optimierungen bei determinierten Faktoreinsatz aber Freiheitsgraden der Anlagenfahrweise zum Zeitpunkt der Produktion zu effektiven Produktpreisen im Zeitpunkt der Verarbeitung höher als die des Basis-Modells. Im Beispiel beträgt das Flexibilitätspotential 216 kT gegenüber 153 kT bei dem Basis-Modell.

Beispiel 5.5.2.5: Flexibilität des Produktionsprogramms						
	Basis Modell			Stochastisches Modell		
	Min	Max	delta	Min	Max	delta
	kT	kT	kT	kT	kT	kT
Benzin	227	296	68	202	300	98
Diesel	428	500	72	392	500	108
Heizöl	263	276	13	298	308	10
Summe			153			216

Die höhere Flexibilität des Stochastischen Modells ist durch die Bewertung der Flexibilität durch die "Überschußqualität"²⁸⁵ der einzelnen Rohölkomponenten begründet. Aufgrund der Vielzahl von Produktqualitätsrestriktionen ist nur jeweils eine Teilmenge der Qualitätsspezifikationen von den Restriktionen der Produktionsfunktion eines Sub-Modells betroffen. Nur diese situationsbedingt restriktiven Qualitäten werden in das Lösungsverfahren auf Basis linearer Programmierung einbezogen. Die nicht restriktiven Qualitäten haben für das LP keine Bedeutung. Überschlußqualität, die die Flexibilität in der Verarbeitung der Rohöle begründet, wird deshalb im Basis-Modell nicht bewertet. Die Überschlußqualität stellt jedoch Flexibilitätspotential für eine Adaption der Produktionsfunktion an eine dynamische und sich verändernde Umwelt dar. Dieses Adaptionspotential, das in den einzelnen Sub-Modellen isoliert keinen Wert vorweist, wird in die Stochastische Optimierung einbezogen, da in unterschiedlichen Sub-Modellen durch die Definition der Preissets (Szenarien) alle relevanten Spezifikationen in den Optimierungsprozeß einbezogen werden.²⁸⁶

²⁸⁵ Als Überschlußqualität wird die nicht ausgenutzte Produktspezifikation im Fertigprodukt bezeichnet.

²⁸⁶ Es handelt sich um Spezifikationen der Qualitätsanforderungen.

Wie im Basis-Modell wird im Stochastischen Modell das Effiziente Set durch Iterationen des Produktionsfunktionswertes anhand der Minimierung der Funktion σ_{DBSto} oder $\sigma_{DBStohedge}$ bestimmt. Die einzige Änderung betrifft die Produktionsausbeute:

Beispiel: 5.5.2.6: Relatives Margenrisiko Stochastisches Modell

Mengenvektor			Varianz / Kovarianz Matrix			Mengenvektor	Risiko
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin Crack	Diesel Crack	Heizöl Crack		
kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T	kT	\$m
60	90	70	43.3	1.1	3.8	60	= 0.72
			1.1	23.1	2.3	90	
			3.8	2.3	22.0	70	

$\left[\begin{matrix} 60 & 90 & 70 \end{matrix} \right] * \left[\begin{matrix} 43.3 & 1.1 & 3.8 \\ 1.1 & 23.1 & 2.3 \\ 3.8 & 2.3 & 22.0 \end{matrix} \right] * \left[\begin{matrix} 60 \\ 90 \\ 70 \end{matrix} \right]^{\frac{1}{2}} = 0.72$

Zur Feststellung des optimalen Hedges ist die riskante Produktionsausbeute wie beim Basis Modell zu ermitteln, da auch die flexibelste Faktoreinsatzkombination an die absoluten Minimumproduktionsmengen gebunden ist.

Beispiel: 5.5.2.7: Margen-Basisrisiko, Stochastisches Modell

Ausbeute			Future Crack			Physischer Crack						Future Crack			Risiko
Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Benzin	Diesel	Heizöl	
kT	kT	kT	kT	kT	kT	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	\$/T	kT
60	90	70	-25	-6	15	43.3	1.1	3.8	24.2	-26.3	1.5	37	150	-7.8	= 0.70
						1.1	23.1	2.3	4.2	12.8	-7.8	33	-41	-50	
						3.8	2.3	22.0	-8.6	3.2	6.9	82			
						24.2	4.2	-8.6	54.2	-16.9	1.9				
						-26.3	12.8	3.2	-16.9	31.2	-2.6				

$\left[\begin{matrix} 60 & 90 & 70 & -25 & -6 & 15 \end{matrix} \right] * \left[\begin{matrix} 43.3 & 1.1 & 3.8 & 24.2 & -26.3 & 1.5 \\ 1.1 & 23.1 & 2.3 & 4.2 & 12.8 & -7.8 \\ 3.8 & 2.3 & 22.0 & -8.6 & 3.2 & 6.9 \\ 24.2 & 4.2 & -8.6 & 54.2 & -16.9 & 1.9 \\ -26.3 & 12.8 & 3.2 & -16.9 & 31.2 & -2.6 \\ 1.5 & -7.8 & 6.9 & 1.9 & -2.6 & 10.2 \end{matrix} \right] * \left[\begin{matrix} 37 \\ 150 \\ 33 \\ -41 \\ -50 \\ 82 \end{matrix} \right]^{\frac{1}{2}} = 0.70$

Die simultane Minimierung des Margen-Basisrisikos bei Einsatz von Futurecracks ist im Beispiel aufgrund der Größe der Varianz-Kovarianz-Matrix hier nicht darstellbar.

Insgesamt ist die Vorgehensweise zur Ermittlung des Effizienten Sets bei der Stochastischen Optimierung identisch mit der des Basis-Modells. Der einzige Unterschied besteht in der Erweiterung des Raffineriemodells um die relevanten Preisszenarien und deren Gewichtung.

5.6 Integration der Qualitätsrisiken

Das Qualitätsrisiko eines Rohöls ist von den Synergien mit anderen Rohölen abhängig. Eine Qualität, die im Endprodukt kontrolliert, in der Lösung jedoch nicht begrenzt wird, stellt kein Risiko dar. Weicht die Komponentenqualität von ihrem Schätzwert ab und führt diese Abweichung innerhalb des optimalen Produktionsprogramms nicht zu einer Überschreitung der Produktspezifikation, ist die Abweichung irrelevant für das optimale Produktionsprogramm und folglich nicht relevant für die Beschaffungsentscheidung. Ist eine Spezifikation jedoch ein Engpaß in der Lösung, besteht eine Unsicherheit bezüglich des Deckungsbeitrags.

Das auf Unsicherheiten bezüglich der Rohölqualität basierende Risiko des Deckungsbeitrags ist für die Berücksichtigung im Entscheidungsprozeß monetär zu quantifizieren, damit es in das bisher aufgebaute Lösungsmodell einbezogen werden kann. Hierzu sind verschiedene Methoden möglich.

Die monetäre Bewertung des Qualitätsrisikos für eine **Faktorpreisanpassung** kann partiell aus der optimalen Lösung des Produktionsprogramms abgelesen werden, wenn dieses mit Hilfe der linearen Programmierung erstellt wird. In der optimalen LP-Lösung werden für die Spezifikationen der Produkte Schattenpreise²⁸⁷ ausgewiesen. Diese Schattenpreise geben die Höhe einer Veränderung der Spezifikation um eine Einheit an. Die in das Produkt eingehenden Komponenten sind bekannt, so daß der Wert des Risikos für die betreffenden Komponenten festgestellt werden kann. Die Methode ist ausschließlich approximativ zu betrachten, da der Schattenpreis nur Gültigkeit für exakt diesen Punkt der optimalen Lösung hat.

Die explizit unterschiedlichen Rohölqualitäten können in jeweils einem Sub-Modell der **stochastischen Optimierung** modelliert werden. Die Vorgehensweise entspricht exakt der Stochastischen Optimierung unter Berücksichtigung von Preissensitivitäten: anstelle einer Rohölqualität werden verschiedene Qualitäten definiert, die in einem der Eintrittswahrscheinlichkeit entsprechenden Verhältnis gewichtet und gemeinsam beschafft werden müssen. Bei dieser Modellierung wird ausschließlich auf die relative Qualitätsdifferenz abgestellt, da nur diese für die Rohölbeschaffung entscheidungsrelevant ist. Bei Erweiterung des Stochastischen Modells um die Qualitätsrisiken entfällt die explizite Schätzung der Qualitätsrisiken. Der Einfluß der unsicheren Qualität wird simultan bei der Erwartungswertbildung des Deckungsbeitrags berücksichtigt.

Werden die aus der Verteilung der Qualitätsparameter resultierenden Erwartungswerte der Komponentenmengen und ihre Varianzen ermittelt, können diese als Schätzmaß für das Qualitätsrisiko im **Erwartungswert-Varianz-Modell** eingesetzt werden. Nach diesem Modell besteht das Entscheidungsmodell aus den multiplikativ zusammengesetzten Preisrisiken und Qualitätsrisiken, da die Ausbeutemengen wegen der Qualitätsunsicherheiten nicht mehr determiniert sind. Dieses erschwert die Lösung des Modells, da multiplikative Verknüpfungen auftreten, deren Ableitungen nicht zu einem linearen Gleichungssystem aufgelöst werden können.

Aufgrund der relativ geringen Auswirkung der Qualitätsrisiken sowie der Schwierigkeit ihrer Schätzung und der Modellierung des Lösungsmodells wird auf die Berücksichtigung der Qualitätsrisiken im Lösungsmodell über die Stochastische Optimierung hinaus nicht eingegangen. Da die Berücksichtigung des Qualitätsrisikos in der Stochastischen Optimierung analog der Berücksichtigung des Preisrisikos erfolgt, wird auf eine exemplarische Darstellung im empirischen Teil der Arbeit ebenfalls verzichtet.

²⁸⁷ Schattenpreise werden auch als “marginal values” bezeichnet.

6 Empirische Ergebnisse

6.1 Grundlagen

Das Ziel der empirischen Untersuchung ist eine Beurteilung der in den Abschnitten 5.3 bis 5.5 entwickelten Lösungsmodelle anhand des in Kapitel 3 entwickelten Raffineriemodells sowie der effektiven Preisinformationen der Jahre 1994 bis 1996. Das zugrundeliegende Raffineriemodell ist ein realistisches Modell, das in seiner Komplexität über praktisch verwendete Modelle hinausgeht. Die Aussagen der Untersuchung auf Basis empirischer Grundlagen können deshalb in die Praxis übernommen werden.²⁸⁸

Bei Vernachlässigung der Qualitätsrisiken nimmt die Methode der Preisschätzung für die empirische Untersuchung eine besondere Rolle ein.²⁸⁹ Je besser die Preisprognose ist, desto irrelevanter ist die Berücksichtigung der Preisunsicherheit im Planungsprozeß. Unter der Annahme, daß die Preisschätzung korrekt ist, existiert kein Preisrisiko. Hedgingoperationen sind aus diesem Grund irrelevant. Eine Fehlprognose muß jedoch nicht zwingend zu einer suboptimalen Rohölauswahl führen, da die Schätzfehler der Preisprognose die Rohölauswahl nicht beeinflussen müssen.

Da die Berücksichtigung des Risikos im Planungsprozeß mit einem Modellierungs- und Lösungsaufwand verbunden ist, wird ab einer bestimmten Prognosegüte die bewußte Nicht-Berücksichtigung des Risikos zu einer rationalen Entscheidung. Die empirische Überprüfung der risikosensitiven Lösungsmodelle und -verfahren ist dementsprechend unabhängig von einer konkreten Preisprognose durchzuführen, und es ist die Relevanz des risikosensitiven Lösungsmodells gegenüber unterschiedlichen Preisprognosearten festzustellen. Dies wird erreicht, indem die in Kapitel 5 vorgestellten Lösungsmodelle und -verfahren anhand verschiedener Prognosearten getestet werden.

Die in Kapitel 5 diskutierten Lösungsmodelle sind das Basis-Modell, die Faktorpreisanpassung und das Stochastische Modell. Die unterschiedlichen Lösungsverfahren sind im wesentlichen durch die Art des Risikoeinbezugs definiert: kein Hedging, einfaches Hedging, das Zwei-Stufen-Verfahren und das Simultanverfahren.

Die Einfache Optimierung, das Basis-Modell ohne Hedging, stellt den Ausgangsfall dar, während die Stochastische Optimierung im Simultanverfahren einer Übertragung des E-V-Modells auf die Problemstellung der Beschaffungsplanung eines Raffinationsbetriebs entspricht.

²⁸⁸ vgl. Fox, B.: Estimation and Simulation, Management Science, Vol. 24, No. 8, April 1978, S. 860. Die Daten der Untersuchung sind empirisch, die Ergebnisse jedoch Modellauswertungen. Deshalb ist der Begriff "Empirische Untersuchung" in dieser Arbeit immer als "Untersuchung auf empirischer Grundlage" zu verstehen.

²⁸⁹ Chen, S.-N., Brown, S. J.: Estimation Risk and Simple Rules for Optimal Portfolios Selection, The Journal of Finance, Vol. XXXVIII, No. 4., September 1983, S. 1092.

Fraglich ist, ob die entscheidungstheoretische Überlegenheit des E-V-Modells empirisch bestätigt werden kann. Die anderen Lösungsmodelle und -verfahren können aufgrund eines geringeren Modellierungsaufwands und größerer Robustheit für den praktischen Einsatz vorzuziehen sein. Anhand der Jahre 1994 bis 1996 wird überprüft, welches Modell aufgrund der Kriterien Deckungsbeitrag und dessen Standardabweichung für einen praktischen Einsatz geeignet ist.

Zur Verdeutlichung der Vorgehensweise bei der empirischen Untersuchung werden zunächst in Abschnitt 6.2 die Ergebnisse des Beispiels aus den Abschnitten 2.4.3., 2.4.5., 3.2.3, 4.2.4, 4.3.3, 5.3.2, 5.4.3 und 5.5.2 vorgestellt und diskutiert. Das Beispiel wurde so gewählt, daß die grundsätzlichen Aussagen eine Widerspiegelung der empirischen Ergebnisse sind. In Abschnitt 6.3 werden sechs verschiedene Prognoseverfahren für Preisschätzungen vorgestellt und anhand des Basis-Modells diskutiert. Danach werden die Ergebnisse der Preisprognosen anhand des faktorpreisbereinigten Modells getestet und ausgewertet. Abschnitt 6.5 veranschaulicht die Berücksichtigung der Flexibilität der Produktionsfunktion anhand des Stochastischen Modells, während in Abschnitt 6.6 die Ergebnisse der Lösungsverfahren des Einfachen Hedgings und des Zwei-Stufen-Verfahrens vorgestellt und analysiert werden. In Abschnitt 6.7 wird dann das Simultanmodell empirisch überprüft. Die Untersuchung auf Basis empirischer Grundlagen schließt mit einer zusammenfassenden Analyse in Abschnitt 6.8 ab.

6.2 Beispielergebnisse

Die Darstellung der Beispielergebnisse erfolgt in der selben Reihenfolge wie die der Ergebnisse der empirischen Untersuchung. Es werden erst die physischen Ergebnisse der Raffinerieverarbeitung anhand der drei Lösungsmodelle vorgestellt, die mit den Lösungsverfahren des Einfachen Hedgings, des Zwei-Stufen-Verfahrens und des Simultanverfahrens kombiniert werden.

Das optimierte Planergebnis für die Beispielraffinerie aus Abschnitt 3.2.3 ist 20.31 \$/T, basierend auf den geplanten Rohöl- und Produktpreisen.

Planpreise		Beispiel 3.2.3.6: Quantitatives Synergiepotential						
Nordsee	113 \$/T	Planergebnis \$m:	20.31	Nordsee	Afrika	Benzin	Diesel	Heizöl
Afrika	124 \$/T	Planergebnis \$/T:	20.31	FUG	SR	FUG	SR	
Benzin	165 \$/T	Einsatz	kT/a	348	0	0	652	
Diesel	157 \$/T	Ausbeute	kT/a				237	500
Heizöl	87 \$/T	Freie Kapazität	kT/a		0		63	0
								263
								87

Die Analyse des Planergebnisses in nachfolgender Tabelle verdeutlicht die Beiträge der einzelnen Produkte zu dem Gesamtergebnis: Obwohl Benzin mit 45 \$/T den höchsten Crack vorweist, hat Diesel den höchsten Anteil am Gesamtergebnis durch die Menge von 500 T gegenüber Benzin mit 237 T.

Beispiel 6.2.1: Crack-Analyse, Plan-Preise und -Fahrweisen					
	Rohöl Plan	Benzin Plan	Diesel Plan	Heizöl Plan	Kumul Plan
Preis	120 \$/T	165 \$/T	157 \$/T	87 \$/T	
Crack		45 \$/T	37 \$/T	-33 \$/T	
Gew. Durchschnitt		11 \$/T	18 \$/T	-9 \$/T	20.31 \$/T

Im Verlauf der Zeit von der Beschaffungsplanung bis zur Verarbeitung der Rohöle weisen die Rohölpreise keine Änderungen gegenüber den Planpreisen auf, da der Beschaffungsvorgang zum gleichen Zeitpunkt wie die Beschaffungsplanung erfolgt. Die Produktpreise unterliegen starken Veränderungen. Während der Benzinpreis stabil bleibt, sinkt der Dieselpreis erheblich und der Heizölpreis steigt.

Beispiel 6.2.2: Crack-Analyse, Ist-Preise und Plan-Fahrweisen					
	Rohöl Ist	Benzin Ist	Diesel Ist	Heizöl Ist	Kumul Ist
Preis	120 \$/T	163 \$/T	143 \$/T	98 \$/T	
Crack		43 \$/T	23 \$/T	-22 \$/T	
Gew. Durchschnitt		10 \$/T	11 \$/T	-6 \$/T	15.73 \$/T

Die effektive Marge bei Fixierung der geplanten Fahrweisen ist mit 15.73 \$/T um 4.58 \$/T geringer als die geplante Marge. Die Abweichung ist allein aus den Produktpreisänderungen zu erklären, da der Rohölpreis bei der Beschaffungsplanung bereits bekannt war. Die Ergebnisabweichung lässt sich auf die Änderung des Diesel-Cracks zurückführen, der um 14 \$/T zu hoch geplant wurde. Der Heizöl-Crack wurde zwar um 11 \$/T zu niedrig geschätzt, kann aber aufgrund der geringen Menge den Effekt des Diesels nicht ausgleichen.

Die Abweichungsanalyse wird auf in eine zeitbedingte und in eine qualitätsbedingte Abweichung aufgespalten. Die zeitbedingte Abweichung ist die Differenz des historischen Rohölpreises (C_{t-30}) von 120 \$/T und dem Rohölpreis auf Wiederbeschaffungsbasis (C_t) von 116 \$/T. Diese zeitbedingte Differenz erklärt 4 \$/T aus der Gesamtdifferenz von 4.58 \$/T und ist unabhängig von der Art des Faktoreinsatzes.

Beispiel 6.2.3: Margenvergleich: Ist - Plan Separation von Bestands- und Crack-Effekt					
	Rohöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Kumul
Crack: Ist - Plan	-4.0	2.0	-10.0	15.0	
Gew. Durchschnitt	-4.0	0.5	-5.0	3.9	-4.58 \$/T

Nach Fixierung der Faktoreinsätze durch die Beschaffungsentscheidung kann das Produktionsprogramm noch in Abhängigkeit von den Faktoreinsatzqualitäten der veränderten Preissituation angepaßt bzw. re-optimiert werden. Der Optimierungsvorgang entspricht dem Vorgang

der Beschaffungsplanung, lediglich die Freiheitsgrade der Faktoreinsätze sind terminiert. In diesem Beispiel kann durch Re-Optimierung der Deckungsbeitrag um von 15.73 auf 16.32 um 0.59 \$m erhöht werden.

Ist-Preise		Beispiel 6.2.4: Ist-Mengen mit re-optimierten Fahrweisen							
Nordsee	113 \$/T	Ist-Ergebnis \$m: 16.32		Nordsee	Afrika	Benzin	Diesel	Heizöl	
Afrika	124 \$/T	Ist-Ergebnis \$/T: 16.32		FUG	SR	FUG	SR		
Benzin	163 \$/T	Einsatz	kT/a	348	0	652	0		
Diesel	143 \$/T	Ausbeute	kT/a				296	428	276
Heizöl	98 \$/T	Freie Kapazität	kT/a		0		4	72	74

Beispiel 6.2.5.: Crack-Analyse Ist-Ergebnis					
	Rohöl	Benzin	Diesel	Heizöl	Kumul
Preis	120 \$/T	163 \$/T	143 \$/T	98 \$/T	
Crack		43 \$/T	23 \$/T	-22 \$/T	
Gew. Durchschnitt		13 \$/T	10 \$/T	-6 \$/T	16.32 \$/T

Basierend auf den effektiven Produktenpreisen bei freier Rohölauswahl ist das Ist-Ergebnis um 7 % geringer als das theoretische Ex-Post Ergebnis.

Ist-Preise		Beispiel 6.2.6: Ex-Post optimales Produktionsprogramm							
Nordsee	113 \$/T	Ex-Post Ergebnis \$m: 17.63		Nordsee	Afrika	Benzin	Diesel	Heizöl	
Afrika	124 \$/T	Ex-Post-Ergebnis \$/T: 17.63		FUG	SR	FUG	SR		
Benzin	163 \$/T	Einsatz	kT/a	492	270	0	238		
Diesel	143 \$/T	Ausbeute	kT/a				300	350	350
Heizöl	98 \$/T	Freie Kapazität	kT/a		0		0	150	0

Die Stochastische Optimierung bezieht die Flexibilität der Produktionsfunktion in die Beschaffungsentscheidung ein und ermöglicht die Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags.

Beispiel 6.2.7(5.5.2.3): Stochastisches Produktionsprogramm								
Planergebnis \$m: 21.31		Nordsee		Afrika		Benzin	Diesel	Heizöl
Planergebnis \$/T: 21.31		FUG	SR	FUG	SR			
Einsatz	kT/a	344	172	78	406			
Ausbeute	kT/a					260	440	300
Freie Kapazität	kT/a		0			40	60	50

Vom Planergebnis in Abschnitt 5.5.2 von 21.31 \$m können bei Re-Optimierung 17.04 \$m realisiert werden. Dies ist um 4% oder 0.7 \$m höher als im Basis Modell.

Beispiel 6.2.8: Stochastisches Programm Re-Optimiert								
Planergebnis \$m: 17.04		Nordsee		Afrika		Benzin	Diesel	Heizöl
Planergebnis \$/T: 17.04		FUG	SR	FUG	SR			
Einsatz	kT/a	516	0	233	251			
Ausbeute	kT/a					300	397	303
Freie Kapazität	kT/a		0			0	103	47

In diesem Beispiel liegt aufgrund der Maximierung des Ergebniserwartungswertes durch die Stochastische Optimierung eine erhebliche Deckungsbeitragsverbesserung vor.

Bei Anwendung des Zwei-Stufen-Verfahrens für das Basis Modell aus Abschnitt 5.5.2 wird das Preisrisiko der Beschaffungsentscheidung durch den Kauf oder Verkauf von Futurecracks reduziert. Die varianzminimierenden Mengen der ge- oder verkauften Futures wurden gemäß Gleichung (5.9) bestimmt. Das finanzielle Ergebnis dieser Futuretransaktionen ist dem Ergebnis aus physischer Verarbeitung hinzuzurechnen.

Für das Beispiel werden folgende Futurepreise im Zeitpunkt des Hedgings, dem Entscheidungszeitpunkt am 1.12.93, und dem Auflösen des Hedges, dem Zeitraum der Produktion im Januar 94, angenommen:

Beispiel 6.2.9: Futuresergebnisse				
Datum	Rohöl \$/T	Benzin \$/T	Diesel \$/T	Heizöl \$/T
1. Dezember 93	101	137	149	61
Mittelwert Jan 94	98	143	144	71
Crack Verkauf 1.12.93		36	48	-40
Crack Kauf Jan 94		-45	-46	27
Transaktionskosten		-1	-1	-1
Ergebnis aus Crack Verkauf		-10	1	-14

Die Wirkungsweise des Hedgings wird anhand folgenden Beispiels erläutert: Die risikominimale Lösung beinhaltet den Verkauf von 50 kT Dieselcrack.²⁹⁰ Zur Realisierung des Hedgings verkauft der Raffineur 50 kT Dieselcrack leer am 1.12.93 und erhält dafür 48 (149 - 101) \$/T. Im Laufe des Januars kauft der Raffineur diese 50 kT ratierlich, zeitgleich mit der Produktion des Diesels, zu einem Mittelwert von 46 (144 - 98) \$/T zurück. Die anfallenden Hedgingkosten²⁹¹ werden mit 0.5 \$/T pro Transaktion angenommen. Da das Eingehen und Auflösen des Hedges jeweils eine Transaktion sind, betragen die gesamten Hedgingkosten 1 \$/T. Der isolierte Dieselcrack Future Hedge hat damit einen Nettoerlös von 1 \$/T.

In der folgenden Tabelle wird das Resultat des varianzminimierenden Hedges gemäß Gleichung (5.9) dem Einfachen Hedging gegenübergestellt. Beim Einfachen Hedging wird auf die Varianzminimierung des Risikoportfolios verzichtet. Es werden einfach die einzelnen riskanten Produktionsausbeuten an der Börse verkauft: die riskante Menge des Diesels beträgt im Beispiel 150 kT, dementsprechend werden beim Einfachen Hedging 150 kT Dieselcrack an der Börse verkauft.

²⁹⁰ Vgl.: Beispiel 5.3.2.

²⁹¹ Bei den variable Kosten des Hedgings handelt es sich um Transaktionsgebühren an den Börsenmakler und an die Börse selber.

Diese Vorgehensweise ist in der Praxis weit verbreitet, unterstellt aber einen Korrelationskoeffizienten von +1 zwischen den physischen Preisen und Futurepreisen. Der physische Diversifikationseffekt sowie das Margen-Basisrisiko werden nicht berücksichtigt. Deshalb führt die Vorgehensweise des Einfachen Hedgings im Vergleich zum Varianzminimierenden Hedging zu höheren Hedgingmengen, infolgedessen mit Sicherheit zu höheren Transaktionskosten und eventuell sogar zu einem höheren Gesamtrisiko als ohne Hedging.

Beispiel 6.2.10: Hedge-Ergebnis Basis Modell								
	Einfacher Hedge				Varianzminimierender Hedge			
	Volumen	Margin	Transaktions Kosten	Ergebnis	Volumen	Margin	Transaktions Kosten	Ergebnis
	kT	\$m	\$m	\$m	kT	\$m	\$m	\$m
Benzin	-37	-0.33	-0.04	-0.37	-41	-0.37	-0.02	-0.39
Diesel	-150	0.30	-0.15	0.15	-50	0.10	-0.03	0.07
Heizöl	-33	-0.43	-0.03	-0.46	82	1.06	-0.04	1.02
Total	220	-0.46	-0.22	-0.68	9	0.79	-0.09	0.70

Das Varianzminimierende Hedging hat den weiteren Vorteil, daß Transaktionskosten bei entgegengesetzten Positionen halbiert werden. In diesem Beispiel werden Diesel und Benzincracks verkauft, der Heizöl-Crack aber gekauft.²⁹² Zur Durchführung dieser Transaktion wird der Rohölteil des Cracks nicht an der Börse gehandelt, es wird ein Heizöl-Benzin/Diesel-Spread gekauft.

Wie aus Tabelle 6.2.10 ersichtlich wird, verbessert das Varianzminimierende Hedging der Beschaffungsentscheidung das Januar-Ergebnis für die Beispielraffinerie um 0.7 \$m oder 4%, während das Einfache Hedging eine Ergebnisverschlechterung in gleicher Höhe zur Folge hat.

Das Hedgingergebnis für das Stochastische Modell im Beispiel ist annähernd Null.

Beispiel 6.2.11: Hedge-Ergebnis Stochastisches Modell								
	Einfacher Hedge				Varianzminimierender Hedge			
	Volumen	Margin	Transaktions Kosten	Ergebnis	Volumen	Margin	Transaktions Kosten	Ergebnis
	kT	\$m	\$m	\$m	kT	\$m	\$m	\$m
Benzin	-60	-0.54	-0.06	-0.60	-25	-0.23	-0.02	-0.24
Diesel	-90	0.18	-0.09	0.09	-6	0.01	0.00	0.01
Heizöl	-70	-0.91	-0.07	-0.98	15	0.20	-0.01	0.19
Total	220	-1.27	-0.22	-1.49	16	-0.02	-0.03	-0.05

Wie aus Tabelle 6.2.11 ersichtlich wird, ist die Varianzminimierende Futureposition bei Stochastischer Optimierung sehr gering. Dies liegt am ausgewogenen Produktionsprogramm und an der relativ schlechten Korrelation von physischen Cracks und Futurecracks.

Insgesamt ist die Stochastische Optimierung insofern vorzuziehen, als daß die Flexibilität der Produktionsfunktion in die Bewertung einbezogen wird, der Erwartungswert des Deckungsbeitrags auf

²⁹² Der Heizöl-Crack wird wegen negativer Korrelationen zum Dieselcrack gekauft. Vgl. Die Kovarianz-Matrix in Beispiel 5.3.2.

den mit ihren Wahrscheinlichkeiten gewichteten Preisprognosen basiert und demzufolge den Möglichkeiten des Hedgings ein geringeres Gewicht beigemessen werden kann.

Bei der Simultanoptimierung der beschaffungsentscheidungsbedingten Varianz und des erwarteten Deckungsbeitrags nach Gleichungssystem (5.10) und (5.3) oder (5.4) wird das Effiziente Set von Risiko- und Ertragskombinationen ermittelt. Die Approximation des Effizienten Sets erfolgt durch die Nutzung der entstehenden Raffinationsfreiheitsgrade bei sinkendem Planertrag zur Minimierung des Preisrisikos aus Cracks und Futurepositionen. Die nachfolgende Tabelle 6.2.12 enthält eine Auswahl von Lösungen, die dem Effizienten Set angehören.

Beispiel 6.2.12: Effizientes Set von Planertrags- und Risikokombinationen / Simultanoptimiert																		
Planung									Re-Optimierung				Hedging				Total	
DB	Risiko	Risiko nach Hedge	Präferenzwert	Nordsee	Afrika	Benzin	Diesel	Heizöl	DB Prod.	Benzin	Diesel	Heizöl	Hedge	Benzin Crack Future	Diesel Crack Future	Heizöl Crack Future		
		\$m	\$m	\$m	kT	kT	kT	kT					kT	\$m	kT	kT		kT
20.31	0.805	0.6865	1.06	348	652	237	500	263	16.32	296	428	276	0.70	-41	-50	82	17.02	
20.21	0.802	0.6847	0.92	367	633	233	500	267	16.42	299	422	280	0.68	-40	-53	79	17.10	
20.11	0.800	0.6833	0.77	385	615	229	500	271	16.51	300	417	283	0.65	-38	-56	75	17.16	
20.01	0.800	0.6823	0.63	404	596	225	500	275	16.59	300	414	286	0.63	-37	-59	72	17.22	
19.91	0.800	0.6816	0.48	422	578	221	500	279	16.66	300	411	289	0.61	-35	-62	69	17.27	

Die Deckungsbeiträge der Planung sinken um jeweils 0.1 \$m von der bereits diskutierten Lösung bei maximaler Ertragserwartung von 20.31 \$m. Die Basisrisiken sinken ebenfalls, um das Kriterium der Effizienz zu erfüllen. Zur Bestimmung des nutzenmaximalen Produktionsprogramms wird ein Präferenzwert errechnet. Die hier verwendete Präferenzfunktion maximiert aus der Menge der effizienten Ergebnisse die Wahrscheinlichkeit, einen Mindestertrag aus der Produktion für Januar zu erwirtschaften.

Das geplante Mindestergebnis beträgt 15.73 \$m.²⁹³ Die Präferenzfunktion nach Gleichung (5.4) wird maximiert durch:

$$\frac{(DB - 15.73)}{\text{Margen-Basisrisiko}}$$

Das Margen-Basisrisiko ist die Standardabweichung des Portfolios aus physischen Cracks, gewichtet mit den riskanten Mengen und den varianzminimierenden Futurepositionen.

Die Spalte “Re-Optimierung” in Tabelle 6.2.12 gibt die effektiven Produktionsergebnisse bei Re-Optimierung an, während Spalte “Hedging” die optimalen Futurepositionen aufführt. Obwohl der

²⁹³ Der Mindestertrag ergibt sich aus dem Produktionsprogramm, bei dem vier mögliche Fahrweisen mit 250 kT zu Planpreisen geplant werden. Dies ist eine simple “Benchmark”, da für diese Lösung keine Optimierung notwendig ist.

maximale Präferenzwert mit 1.06 bei der ersten Lösung liegt, ist in der Ex-Post Betrachtung die letzte Alternative mit 17.27 \$m um 0.25 \$m höher als das präferierte Ergebnis.

Im Basis Modell wird die inhärente Flexibilität der Produktionsfunktion nicht bewertet. In diesem Fall gleichen die Hedgingerlöse den Mangel an Flexibilität nicht aus. Das Potential der Re-Optimierung, die Flexibilität, wird dem Zufall überlassen, der Erwartungswert wird nicht bestimmt.

Im Vergleich von Zwei-Stufen- und Simultanverfahren führen in diesem Beispiel beide Verfahren zum gleichen optimalen Produktionsprogramm. Dies liegt an der geringen Risikoreduktion durch Hedging einerseits und am geringen Einfluß der Freiheitsgrade der Produktionsfunktion auf das Preisrisiko andererseits. Die Risiken der Alternativen aus dem Effizienten Set unterscheiden sich nur geringfügig, so daß das präferenzmaximierende Produktionsprogramm durch die Ertragserwartung dominiert wird.

Beispiel 6.2.13: Ergebniszusammenfassung Basis Modell													
2-Stufen-Verfahren							Simultanverfahren						
Plan				Ist			Plan				Ist		
DB	Risiko	Risiko nach Hedging	Präferenzwert	DB Prod.	Hedge	Gesamt	DB	Risiko	Risiko nach Hedging	Präferenzwert	DB Prod.	Hedge	Gesamt
\$m	\$m	\$m		\$m	\$m	\$m	\$m	\$m	\$m		\$m	\$m	\$m
20.31	0.804	0.6865	0.91	16.32	0.70	17.01	20.31	0.805	0.6865	1.06	16.32	0.70	17.02
20.21	0.753	0.6911	0.83	16.60	0.38	16.98	20.21	0.802	0.6847	0.92	16.42	0.68	17.10
20.11	0.738	0.7025	0.72	16.84	0.07	16.91	20.11	0.800	0.6833	0.77	16.51	0.65	17.16
18.71	0.735	0.7177	-1.19	17.63	-0.54	17.09	20.01	0.800	0.6823	0.63	16.59	0.63	17.22
18.41	0.727	0.7067	-1.61	17.52	-0.76	16.76	19.91	0.800	0.6816	0.48	16.66	0.61	17.27

Die Ergebnisse des Stochastischen Modells sind ohne die Berücksichtigung des Hedgings den Ergebnissen des Basis-Modells überlegen. Bei Berücksichtigung des Hedgings sind beide Verfahren gleichwertig. Die erst durch die Stochastische Optimierung ermöglichte Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags und die Berücksichtigung der Flexibilität in die Beschaffungsentscheidung wird durch die Möglichkeit des Hedgings im Basis-Modell ausgeglichen.

Beispiel 6.2.14: Ergebniszusammenfassung Stochastisches Modell													
2-Stufen-Verfahren							Simultanverfahren						
Plan				Ist			Plan				Ist		
DB	Risiko	Risiko nach Hedging	Präferenzwert	DB Prod.	Hedge	Gesamt	DB	Risiko	Risiko nach Hedging	Präferenzwert	DB Prod.	Hedge	Gesamt
\$m	\$m	\$m		\$m	\$m	\$m	\$m	\$m	\$m		\$m	\$m	\$m
21.31	0.730	0.6977	2.37	16.83	0.10	16.93	21.31	0.730	0.6977	2.48	16.83	0.10	16.93
21.11	0.720	0.6997	2.12	17.04	-0.05	16.99	21.21	0.742	0.6887	2.36	16.69	0.32	17.00
20.21	0.720	0.7081	0.87	17.38	-0.30	17.08	20.81	0.741	0.6847	1.79	17.04	0.26	17.30
20.11	0.718	0.7067	0.74	17.38	-0.28	17.10	20.31	0.764	0.6832	1.07	17.04	0.34	17.38
20.01	0.716	0.7054	0.60	17.02	-0.26	16.76	20.21	0.769	0.6831	0.92	17.04	0.36	17.40

Die physischen Produktionsergebnisse des Simultanverfahrens sind im Basismodell wie bei der Stochastischen Optimierung schlechter als im Zwei-Stufen-Verfahren. Dies wird jedoch durch die positiven Hedgingergebnisse im Simultanverfahren wieder ausgeglichen.

Eine weitergehende Interpretation und Beurteilung der Ergebnisse ist bei diesem Beispiel aufgrund dessen Simplizität und der Einzelfallbetrachtung nicht sinnvoll. Aus diesem Grund werden weitere Ergebnisinterpretationen anhand einer auf empirischen Daten basierenden Untersuchung in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

6.3 Basis Modell

6.3.1 Datenermittlung

Im folgenden werden die in Kapitel 5 entwickelten Lösungsmodelle anhand empirischer Daten für die Jahre 1994 bis 1996 überprüft. Für die Untersuchung auf Basis empirischer Grundlage werden nur die Preisrisiken einbezogen:

- Das Raffineriemodell und die Produktenqualitäten werden für den untersuchten Zeitraum fixiert.
- Die Produktenabsätze unterliegen keinen Beschränkungen.
- Die Planung erfolgt auf Basis von Informationen, die bis zum Ende der ersten Woche im Monat t-1 bekannt sind.
- Die Preisdaten der Preise entsprechen den von Platts Oilgram²⁹⁴ veröffentlichten Preisen.
- Beim Rohölbasispreis handelt es sich um den Brent dated Preis des Verarbeitungsmonats. Die ermittelten Deckungsbeiträge sind demzufolge auf der Basis von Wiederbeschaffungskosten ermittelt.
- Im Zeitpunkt der Rohölselektion werden die effektiven Rohöldifferentials zu Brent dated sowie die Transportkosten als bekannt angenommen.
- Um die Rohöle über den Zeitraum von 1994 bis 1996 vergleichbar attraktiv zu gestalten,²⁹⁵ werden folgende Preisanpassungen für alle Perioden gleichermaßen vorgenommen.

- Arab Medium – 9,0 USD/T,
- Brent + 2,0 USD/T,
- Forcados – 2,0 USD/T,
- Saharan Blend – 0,5 USD/T,
- Sarir + 0,5 USD/T.

²⁹⁴ vgl. Fußnote 162.

²⁹⁵ Durch diese Anpassung sind alle Rohöle in den Ex-Post optimalen Produktionsprogrammen von 1994 bis 1996 enthalten. Die Preisanpassung lockert die Wirkung der für die Praxis stark reduzierten Rohölauswahl von nur fünf Rohölen.

Die Einzelergebnisse der empirischen Untersuchung ergeben sich aus folgenden Schritten:

1. Auswahl der Preisprognose.
2. Auswahl des Lösungsmodells:
 - Basis Modell,
 - Faktorpreisanpassung oder
 - Stochastische Optimierung.
3. Auswahl der Kovarianzprognose:
 - auf wöchentlicher Basis oder
 - auf monatlicher Basis.
4. Auswahl des Lösungsverfahrens:
 - Kein Hedging,
 - Einfaches Hedging,
 - Zwei-Stufen-Verfahren oder
 - Simultanverfahren.
5. Durchführung des Lösungsverfahrens.
6. Re-Optimierung des Raffinerie LP's mit effektiven Preisen.
7. Ermittlung des Hedgingergebnisses.
8. Ergebnispräsentation.

6.3.2 Preisprognosen

Der maximal zu erzielende Deckungsbeitrag wird durch eine freie Rohölauswahl bei sicheren Produktenpreisen ermittelt. Dies stellt den optimalen Fall dar, der sich nur anhand einer Ex-Post Analyse ermitteln läßt.

Für die empirische Untersuchung wird im Mittel über 36 Monate als optimales Ex-Post Ergebnis ein Deckungsbeitrag von 16.27 \$m bzw. 16.27 \$/T ermittelt. Die Standardabweichung dieses Deckungsbeitrags beträgt 5.14 \$m.

Die durchschnittlich eingesetzten Rohöle in der Ex-Post Analyse sind in folgender Grafik für den Zeitraum 1994 bis 1996 dargestellt.

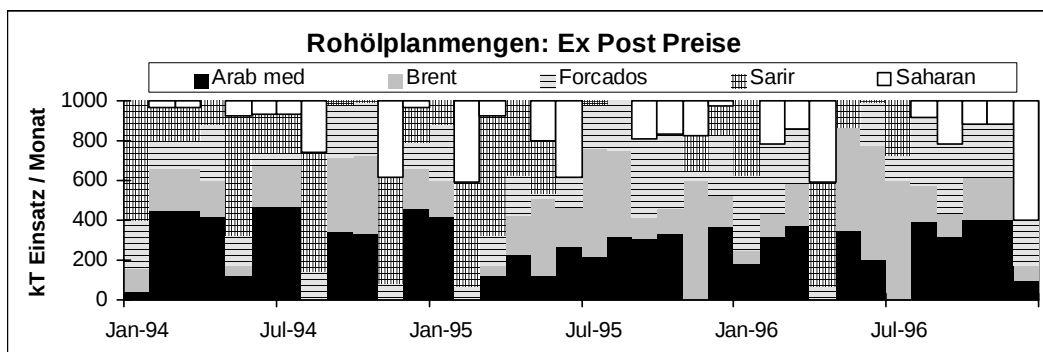


Abb. 28: Rohölplanmengen bei effektiven Preisen

Wie sich aus der Grafik erkennen läßt, ist das optimale Rohölprogramm von Monat zu Monat unterschiedlich. Da außer den Preisen alle anderen Parameter konstant gehalten werden, ist die Volatilität der Rohöleinsätze nur durch Änderungen der Preise bedingt. Da weiterhin die Rohölpreise als bekannt angenommen werden, ist jede Abweichung vom Ex-Post Optimum auf Abweichungen der Produktpreisprognose von den effektiven Preisen zurückzuführen.

In der Literatur wird die Effizienz von Expertenvorhersagen hinsichtlich einer Prognoseeffizienz grundsätzlich negiert.²⁹⁶ Die Unmöglichkeit einer effizienten Preisprognose kann jedoch nicht nachgewiesen werden.²⁹⁷ Um eine Unabhängigkeit der empirischen Ergebnisse dieser Untersuchung von der individuellen Prognoseproblematik zu gewährleisten bzw. Korrelationen der Lösungsmodelle und -verfahren mit Prognoseverfahren aufzudecken, werden unterschiedliche Prognoseverfahren getestet. Die angewendeten Prognoseverfahren sind:

- aktuelle Preise,
- Preise des Vormonats,
- die Ableitung von Preisen aus den Forwardmärkten,
- ein Saisonalitätsberücksichtigungsverfahren,
- eine Regression von Futurecracks auf physische Cracks sowie
- eine multiple Regression historischer Preise und Futurecracks auf physische Cracks.

Die einfachste Preisprognose basiert auf der Annahme stabiler Preisverhältnisse. Bei diesem Prognoseverfahren wird unterstellt, daß die **aktuellen Preise** die beste Basis für den Verarbeitungsmonat darstellen.²⁹⁸ Dieser Ansatz wird auch in der Praxis verfolgt.²⁹⁹

Die Prognosemethode mit aktuellen Preisen hat den Vorteil der einfachen Prognosedurchführung. Der durchschnittliche Deckungsbeitrag nach dieser Prognose für den Zeitraum von 1994 bis 1996 beträgt 15.66 \$m mit einer Standardabweichung von 5.14 \$m. Der Deckungsbeitrag ist um 4% schlechter als das theoretische Maximum. Obwohl eine Deckung von 96% prozentual sehr hoch ist, beträgt das Verbesserungspotential 7,2 \$m p. a. bei einem Rohöldurchsatz von 12 Millionen Tonnen pro Jahr.

²⁹⁶ Bonham, C., Cohen, R.: Testing the Rationality of Price Forecasts: Comment, The American Economic Review, Vol. 85, No. 1, March 1995, S. 289; Hartzmark, M. L.: Luck versus Forecast Ability: Determinants of Trader Performance in Futures Markets, The Journal of Business, Vol. 64, No. 1, 1991, S. 56 ff; anders betrachten die Vorhersagen Kaene, M. P., Runkle, D. E.: Testing the Rationality of Price Forecasts: New Evidence from Panel Data, The American Economic Review, Vol. LXXX, No. 4, September 1990, S. 714 ff.

²⁹⁷ The Economist: The Mathematics of Markets: A Survey of the Frontiers of Finance, Supplement, a.a.O., S. 8 f.

²⁹⁸ Hansmann, K.-W.: Prognose und Prognoseverfahren, Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis (BFuP), 1995, Nr. 3, S. 269.

²⁹⁹ In der Praxis wird der Ansatz mit manuellen Korrekturen durchgeführt. Diese tragen der sich verändernden Saisonalität Rechnung und spiegeln die subjektive Auffassung des Prognostizierenden wieder.

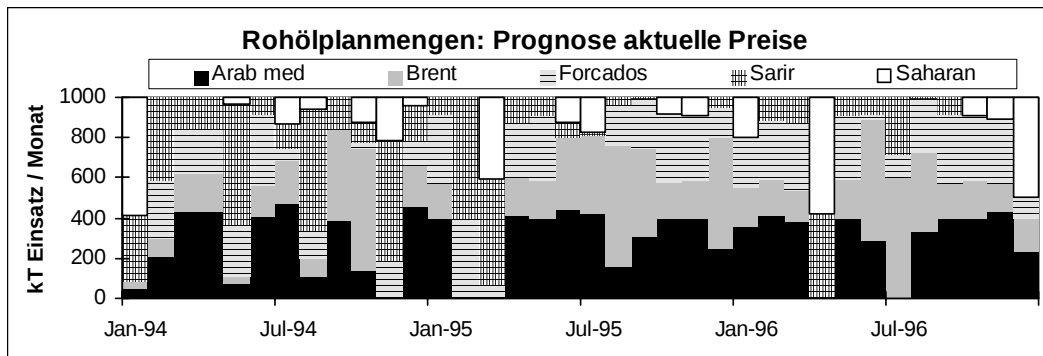


Abb. 29: Rohölplanmengen bei aktuellen Preisen

Bei der Preisprognose auf Basis der **Preise des Vormonats** werden die letzten vier verfügbaren Wochendurchschnittspreise der Produkte gemittelt. Diese Methode verhindert aufgrund der Durchschnittsbildung extreme Auswirkungen in den Produktpreisdifferenzen, die bei der Preisprognose auf Basis aktueller Preise auftreten können. Diese Ergebnisse sind für einen risikoaversiven Entscheidungsträger besser als die Ergebnisse unter Berücksichtigung aktueller Preise, denn der Mittelwert des Deckungsbeitrags liegt bei 15.68 \$m mit einer Standardabweichung von 5.10 \$m.

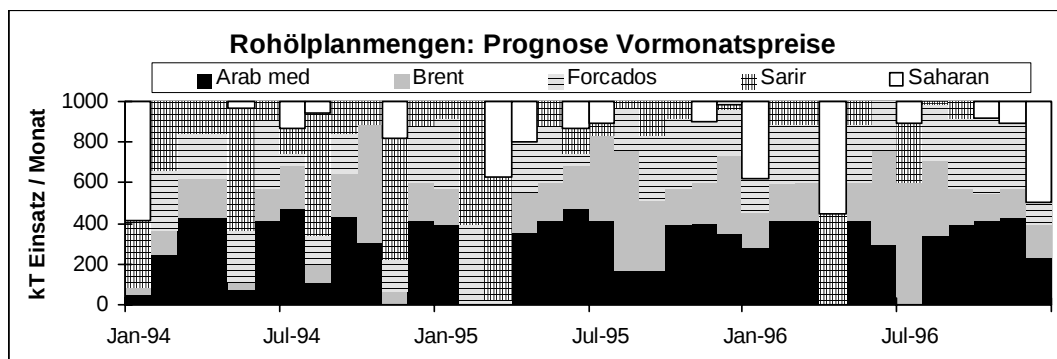


Abb. 30: Rohölplanmengen: Prognose Vormonatspreise

Der Vergleich dieses Ergebnisses mit dem Ergebnis auf Basis aktueller Preise führt zu der Schlußfolgerung, daß der aktuelle Preiseinfluß weniger bedeutend ist als die Glättung eventueller Preisspitzen.

In den Bereichen des Ölmarktes in denen ein Futuremarkt existiert, können die zu erwartenden Preise im Realisationszeitpunkt der Produktion aus den **Futurepreisen** abgeleitet werden. In Bereichen, in denen kein Futuremarkt vorhanden ist, muß auf eine andere Schätzungsmethode zurückgegriffen werden. Die Prognose, basierend auf Future und Forwardpreisen, ist in der Praxis weit verbreitet:

$$\text{Schätzpreis}_{M+1}(\text{Produkt}) = \text{Futurepreis}(\text{Produkt})_{M+1}$$

Da für Gas und Unleaded nur New Yorker Futures zur Verfügung stehen, wird dem hohen Basisrisiko, bedingt durch den Lieferort New York, durch die ausschließliche Berücksichtigung des Futuretrends Rechnung getragen.

$$\begin{aligned} & \text{Schätzpreis}_{M+1} (\text{Produkt}) \\ &= \text{Produktenpreis}_M + [\text{Futurepreis (Produkt)}_{M+1} - \text{Futurepreis (Produkt)}_M]. \end{aligned}$$

Diese Vorgehensweise entspricht einer Relativierung der Futureeinflüsse auf aktuelle Preise. Es wird ausschließlich die Tendenz der Forwardcurve für die Prognose berücksichtigt.

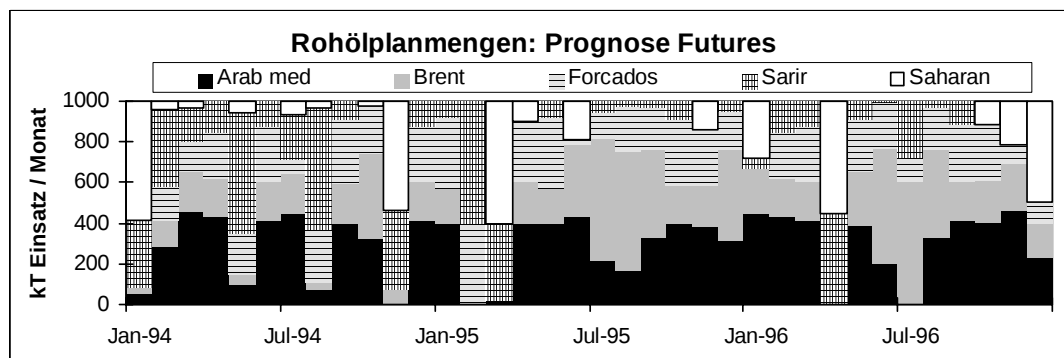


Abb. 31: Rohölplanmengen bei Futures Preisen

Von den Einzelprognosen erreicht das Ergebnis auf Basis der Prognose “Futures” mit 15.75 \$m und einer Standardabweichung von 5.07 \$m den höchsten Deckungsbeitrag bei einer relativ niedrigen Volatilität und bestätigt damit die Ausführungen zur Relevanz des Wareterminmarktes für den physischen Markt in Kapitel 4.

Die Prognose unter Einbeziehung von **Saisonalitäten** stellt die Preisschätzung auf 75% der aktuellen Preise und 25% auf Vorjahrescracks ab,³⁰⁰ um Saisonalitätseffekte der Produktpreise zu berücksichtigen. Mit einem Deckungsbeitrag von 15.73 \$m und einer Standardabweichung von 5.18 \$m liegt eine Erhöhung des Deckungsbeitrags von 0,07 \$m bei einer Erhöhung der Volatilität um 0.04 \$m gegenüber der Prognose auf Basis aktueller Preise vor.

³⁰⁰ vgl. Hansmann, K.-W.: a.a.O., S. 274.

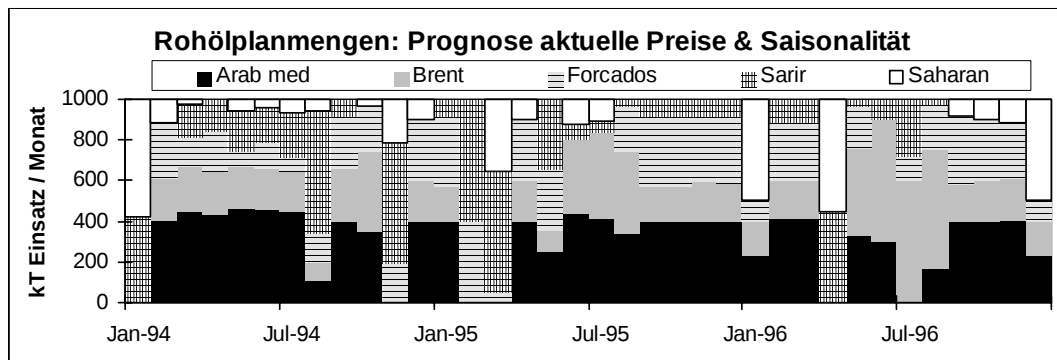


Abb. 32: Rohölplanmengen bei aktuellen Preisen mit Saisonanpassung

Durch eine **Regressionsanalyse** der Daten der jeweils letzten zwei Monate von Futures auf die aktuellen Preise werden die Cracks des Folgemonats geschätzt. Die Regression ermittelt nach der Methode der kleinsten Quadrate³⁰¹ eine Niveaunkonstante x_0 und einen linearen Faktor x_1 der Vergangenheit für eine Schätzung der Cracks des Verarbeitungszeitraums:

$$\text{Crack}_{t+1} = x_0 + x_1 \cdot \text{Futurecrack}_t + e, \quad \text{mit } \sum e^2 \Rightarrow \text{Min ! und } \sum e = 0$$

Das Ergebnis hat mit einem Deckungsbeitrag von 15.6 \$m und einer Standardabweichung von 5.04 \$m die niedrigste Volatilität der betrachteten Prognosen, aber einen unterdurchschnittlichen Deckungsbeitrag.

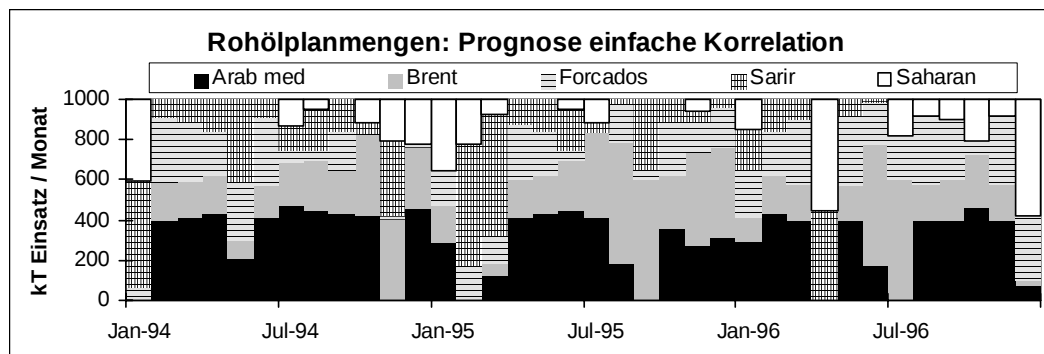


Abb. 33: Rohölplanmengen bei Preisen basierend auf einfacher Korrelationsanalyse

Bei der **multiplen Korrelation** wird die erklärende Variable des Futurecracks aus der einfachen Regression x_1 um den aktuellen physischen Crack x_3 sowie um die Trends des Futurecracks x_2 und des physischen Cracks x_4 erweitert. Auf diese Weise werden zusätzliche Informationen über historische Zusammenhänge der letzten acht Wochen in die Prognose einbezogen:

$$\text{Crack}_{t+1} = x_0 + x_1 \cdot \text{Futurecrack}_t + x_2 \cdot (\text{Futurecrack}_t - \text{Futurecrack}_{t-1}) + x_3 \cdot \text{aktueller Crack}_t + x_4 \cdot (\text{aktueller Crack}_t - \text{aktueller Crack}_{t-1}) + e,$$

³⁰¹ vgl. Gollnik, H., Thiel, N.: Ökonometrie, Stuttgart 1980, S. 30 ff.

mit $\sum e^2 \Rightarrow \text{Min} !$ und $\sum e = 0$

Das Ergebnis der Prognose auf Basis “multipler Korrelation” mit einem Deckungsbeitrag von 15.59 \$m und einer Standardabweichung von 5.05 \$m ist mit dem Ergebnis der einfachen Korrelation vergleichbar. Linearisierte Zusammenhänge der historischen relativen Preisentwicklungen sind damit den simpleren Prognoseverfahren in Bezug auf den Deckungsbeitrag unterlegen, führen aber im Zeitablauf zur geringsten Volatilität der Deckungsbeiträge.

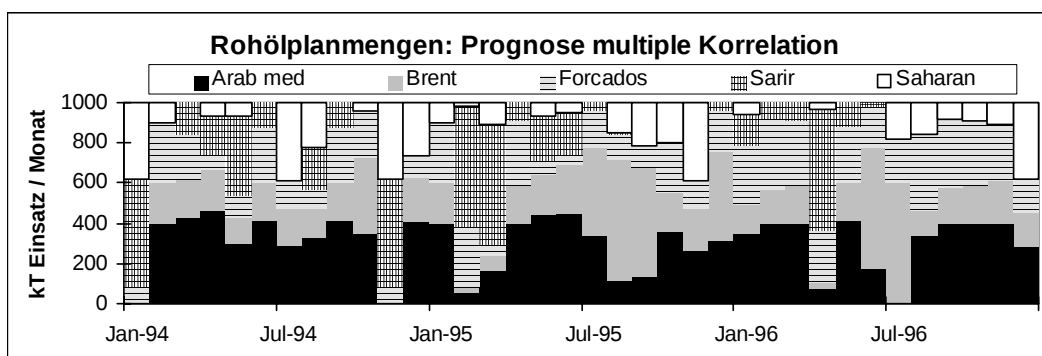


Abb. 34: Rohölplanmengen basierend auf Preisen multipler Korrelationsanalyse

Die letzten sechs Grafiken der unterschiedlichen Schätzmethoden der Rohöleinsätze zeigen ein sehr ähnliches Profil. Alle Prognoseverfahren führen zu Deckungsbeiträgen zwischen 95% und 96% vom Ex-Post Optimum. Folgende Abbildung veranschaulicht, wie ähnlich die Ergebnisse bei absolutem Maßstab des Deckungsbeitrags sind.

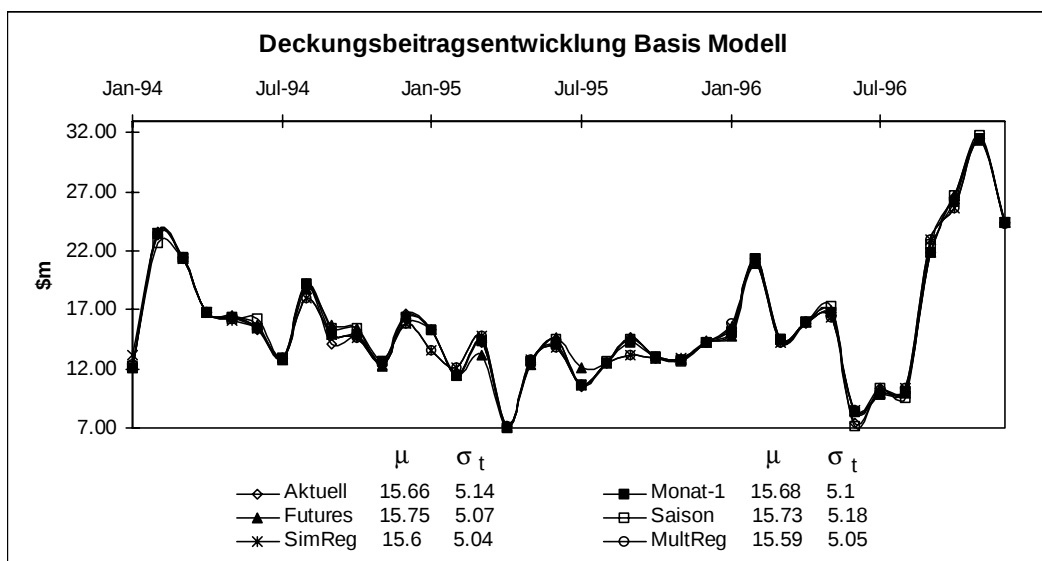


Abb. 35: Deckungsbeiträge im Basis-Modell

Um die visuelle Differenzierung der Prognoseverfahren zu ermöglichen, werden in folgender Abbildung die monatlichen Deckungsbeiträge in Prozent vom Ex-Post Optimum gezeigt.

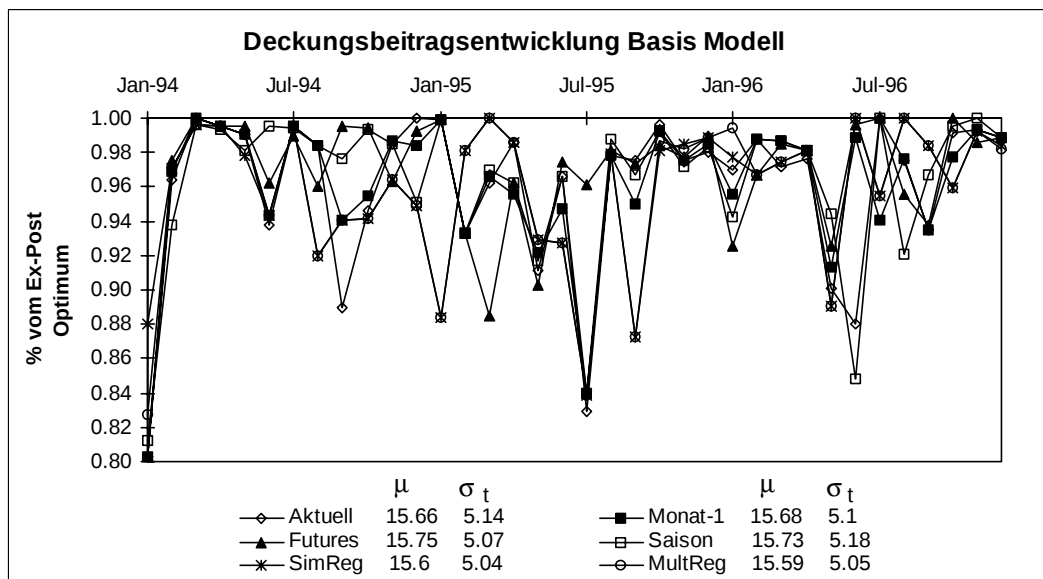


Abb. 36: Deckungsbeiträge im Basis-Modell in Relation zum Optimum

Die Mehrzahl der Prognosen liegt in einem Band von 92% bis 98% vom Ex-Post Optimum. Bemerkenswerterweise treten in fast jedem zweiten Monat in einer jeweils anderen Prognose im Bereich von 81% - 89% Abweichungen nach unten auf. Aus diesem Grund gibt es kein sich gegenüber den anderen Prognoseverfahren positiv abgrenzendes Verfahren. Der Mittelwert der Prognoseverfahren μ von 15.67 \$m wird als Maßstab für die Beurteilung der alternativen Lösungsmodelle herangezogen. Weitere Kenngrößen sind die über die Prognoseverfahren gemittelte Standardabweichung σ_t der 36 Monate von 1994 bis 1996 von 5.1 \$m und die über 36 Monate gemittelte Standardabweichung der Prognoseverfahren untereinander $\mu(\sigma)_{\text{Prog}}$ von 0.28 \$m.

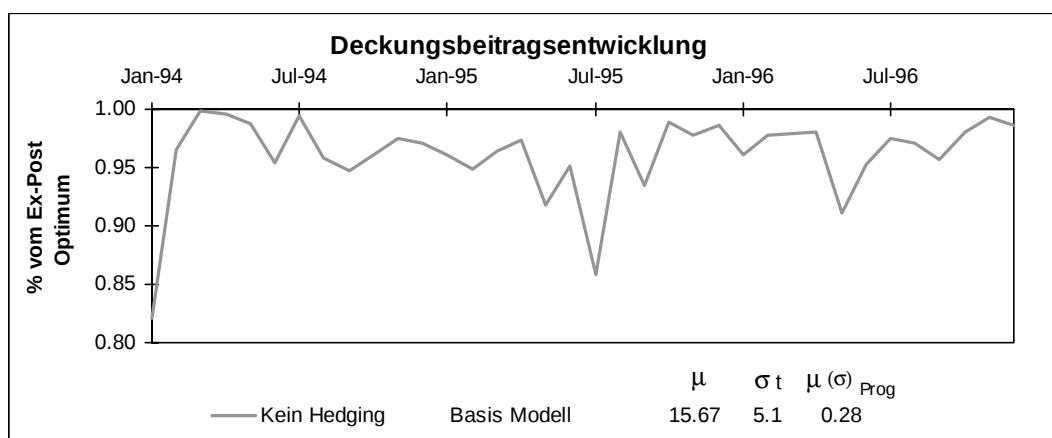


Abb. 37: Relative Deckungsbeiträge des Mittelwertes aller Prognoseverfahren im Basis-Modell

6.4 Faktorpreisanpassung

Das inhärente Preisrisiko der Rohöle führt nur dann zu einer Veränderung der Bewertung der Rohöle, wenn das Preisrisiko ermittelt und den Rohölen zugeordnet werden kann.

In Kapitel 4 wurde das beschaffungsentscheidungsrelevante Preisrisiko als nicht diversifizierbares Portfoliorisiko der Cracks bezogen auf die riskante Produktion herausgearbeitet und als relatives Margenrisiko bezeichnet. Wie in Abschnitt 5.3 demonstriert wurde, kann eine approximative Aufteilung des Gesamtrisikos auf die einzelnen Rohöle erfolgen. Dieses Risiko einzelner Cracks kann historisch durch eine Kovarianzanalyse nach Gleichung (5.2) ermittelt werden und wird bei der Faktorpreisanpassung den Rohölpreisen zugeschlagen.

Bei der Ermittlung der riskanten Crackmengen ist die Flexibilität der Rohöle zu berücksichtigen, da ein Rohöl mit einer variablen Ausbeute dem Crackrisiko nicht unterlegen ist, denn die Produktionsausbeute kann im Verarbeitungszeitpunkt an die aktuelle Preiskonstellation angepaßt werden.

Entscheidungsrelevant ist auch nur die relative Flexibilität der Rohöle untereinander. Aus diesem Grund wird die Flexibilitätsdifferenz der Rohöle hinsichtlich ihrer Ausbeute durch eine Minimierung und Maximierung eines Produktes aus einem Rohöl bei vorhandener Raffineriekonfiguration ermittelt. Da eine genaue Feststellung der Differenz von der Synergie mit anderen Rohölen abhängt, kann nur eine Approximation der Differenz durchgeführt werden.

Bei der vorliegenden Raffineriemodellierung werden dazu die Minimumausbeuten der Rohöle aus Abschnitt 4.5 herangezogen. Die relativen Mindestausbeuten werden mit dem Basisrisiko der Cracks multipliziert und summiert. Die Risiken werden dann mit einem Faktor multipliziert, der abhängig von der Risikopräferenz des Raffineurs ist. Diese Risikokorrektur wird dem Rohöldifferential zugeschlagen. In dieser Untersuchung wird der Faktor auf 1 festgelegt. Dieser Faktor bedeutet eine Gleichsetzung von nicht hedgebarem Risiko und Deckungsbeitrag.³⁰²

Die Rohölmarge der verschiedenen Preisschätzungsmethoden wird durch die Faktorpreisanpassung nicht signifikant verbessert. Im Mittel hat sich die monatliche Rohölmarge nicht erhöht, während sich die Volatilität der Ergebnisse um nur 0.02 \$m reduziert hat.

Folgende Abbildung verdeutlicht, daß Erhöhungen der Deckungsbeiträge nach dem Modell der Faktorpreisanpassung auf die einfachen Prognoseverfahren beschränkt sind, während die Volatilität des Prognoseverfahrens "Multiple Regression" erheblich reduziert wird.

³⁰² Für eine beispielhafte Durchführung dieser Kalkulation vgl. Abschnitt 5.4.3

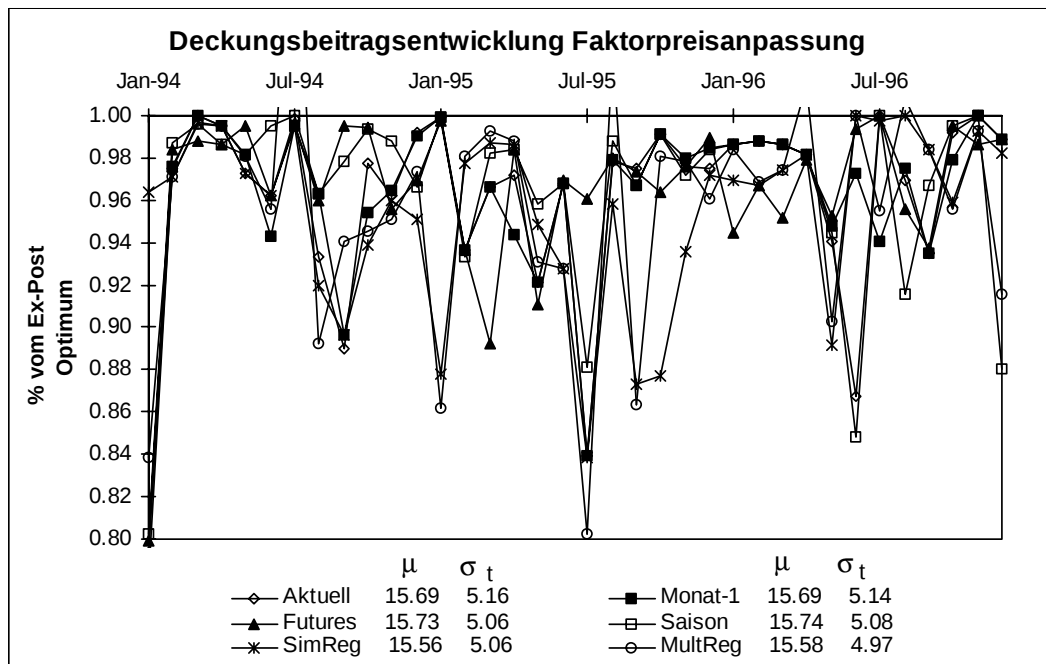


Abb. 38: Deckungsbeiträge im Modell Faktorpreisanpassung in Relation zum Optimum

Die nachfolgende Grafik zeigt den Mittelwert der sechs Prognoseverfahren für das Basis Modell und das Modell der Faktorpreisanpassung. Während der Mittelwert mit 15.66 \$m und die durchschnittliche Volatilität fast identisch ist, steigt die Volatilität der Prognoserverfahren untereinander bei der Faktorpreisanpassung auf 0.37 \$m an.

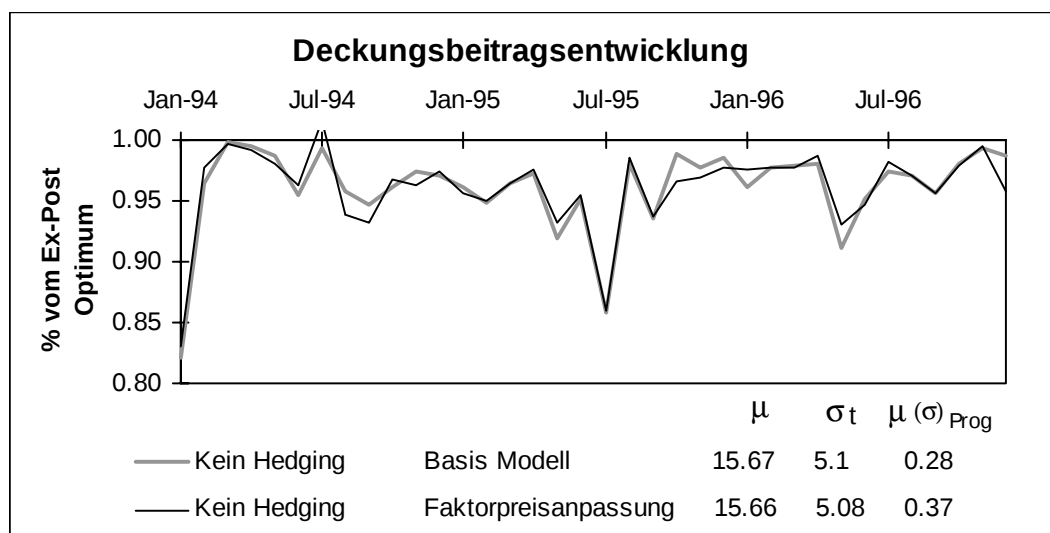


Abb. 39: Relative Deckungsbeiträge des Mittelwertes aller Prognoseverfahren im Basis- und Faktorpreisanpassungsmodell

Bei der simplen Bewertung der Rohölflexibilitäten durch die Faktorpreisanpassung verschiebt sich die Reihenfolge der unterschiedlichen Preisschätzungen weder in Bezug auf die Deckungsbeiträge, noch in Bezug auf die Volatilität. Im Ergebnis ist damit der erhöhte Modellierungsaufwand nicht durch bessere Resultate gerechtfertigt.

6.5 Stochastische Optimierung

Die Stochastische Optimierung ermittelt den Erwartungswert des Raffineriedeckungsbeitrags unter Berücksichtigung der Produktenpreisunsicherheit und der Flexibilität der Rohöle. Anstelle eines Raffineriemodells werden bei der Stochastischen Optimierung vier Raffineriemodelle gleichzeitig optimiert. Die Zielfunktion wird als Summe der Deckungsbeiträge einzelner Raffinerien definiert:

$$(5.11) \quad \mathbf{DB}_{\text{RafSto}} = p_1 \cdot \mathbf{DB}_{\text{Raf1}}(\mathbf{SM}_1) + \dots + p_4 \cdot \mathbf{DB}_{\text{Raf4}}(\mathbf{SM}_4) \Rightarrow \text{Max}$$

Die Sub-Modelle unterscheiden sich ausschließlich in den Produktenpreisen. Die originäre Preisschätzung für das Basis Modell, entsprechend der Preisschätzung aus Abschnitt 6.3, ist die Basis für die Bestimmung der Preissets der Stochastischen Optimierung. Rohölauswahlentscheidende Spreizungen relevanter Produktenpreisdifferentials determinieren die konkreten Preissets der Sub-Modelle $\mathbf{SM}_1$ bis $\mathbf{SM}_4$.

6.5.1 Bestimmung der Produktenpreissensitivitäten

Ausgehend von der Prämisse, daß der Rohölpreis zum Entscheidungszeitpunkt bekannt ist, sind ausschließlich die möglichen Sensitivitäten der Produktenpreise zur Bestimmung des optimalen Produktionsprogramms zu berücksichtigen.³⁰³ Die Produktenpreise lassen sich durch Korrelationen untereinander zu Gruppen zusammenfassen. Es handelt sich um die Gruppen der Gase, Benzine, Nafta, Kerosin, Mitteldestillat und schweres Heizöl. Die Relevanz der einzelnen Gruppen hängt von den riskanten Mengen, dem Swingcutanteil und der Preisvolatilität der Preisgruppe ab.

Die maximale Anzahl simultan optimierbarer Sub-Modelle ist durch die Optimierungssoftware bestimmt. Die Lösungszeit steigt quadratisch mit dem Modellumfang, so daß eine Unterscheidung notwendiger und möglicher Szenarien notwendig ist, damit die Auswahl von Sub-Modellen auf ein Minimum reduziert werden kann. Die endgültige Szenarienauswahl ist von der Ausgangssituation und von den erwarteten riskanten Mengen sowie deren Volatilitäten abhängig und saisonalitätsbedingt.

Der Gaspreis weist die höchste Volatilität aller Preise vor. Da die Gasausbeute insbesondere bei Saharan Blend mit 8% gegenüber 4% bis 8% bei den anderen Rohölen sehr hoch ist, wird eine Veränderung des Gaspreises in die Stochastische Optimierung einbezogen.

³⁰³Paraskevopoulos, D., Karakitsos, E., Rustem, B.: Robust Capacity Planning under Uncertainty, Management Science, Vol. 37, No. 7, July 1991., S. 788 f.

Ein entscheidungsrelevanter Produktenpreis-Spread ist die Differenz zwischen Nafta, Unleaded und Kerosin. Alle Rohöle verfügen über unterschiedlich große Swingcuts, die eine Flexibilität bezüglich dieser Ausbeuten ermöglichen.³⁰⁴

Bei den in dieser Untersuchung betrachteten Rohölen liegt der Swingcut zwischen 4% bis 8%, mit Ausnahme von Saharan Blend, das einen Swingcut von 11% aufweist.

Die Volatilität³⁰⁵ der Differenz des Mitteldestillats und schweren Heizöls von 10 \$/T in der betrachteten Periode entspricht der Volatilität der Differenz des Leicht- und Mitteldestillats. Der Einfluß dieser Differenzen auf Saharan Blend ist aufgrund der relativ geringen Mitteldestillat- und Rückstandsausbeute gering. Brent ist im Vergleich dazu relativ ausbalanciert, während Sarir und Arab Medium über einen großen Rückstandsanteil und Forcados über einen hohen Mitteldestillatanteil verfügen.

Die Preisschätzungsspreizung von LSFO und HSFO führt zur Bevorzugung von Rohölen, deren Rückstände wahlweise zu LSFO oder zu HSFO verblendet werden können. Für diese Untersuchung ist Brent das einzige Rohöl mit einer solchen Flexibilität. Das Potential dieser Flexibilität kann deshalb im Produktionsprogramm ausschließlich bei Brent berücksichtigt werden.

Für die empirische Überprüfung der Stochastischen Optimierung sind ausschließlich die Sensitivitäten relativer Preisänderungen relevant. Das mengenmäßig dominante Produkt "Heizöl" wird deshalb als Basis festgelegt. Die Kovarianz-Matrix der Produktpreisspreads zu Heizöl wird zur Bestimmung der Preissets der **SM₁** bis **SM₄** herangezogen. Die Kovarianz-Matrix basiert auf den gleichen Daten wie die zum Hedging herangezogene Kovarianz-Matrix. Alle Sub-Modelle weisen die gleiche Gewichtung von 25% auf.

In **SM₁** wird der Preis von Unleaded um eine Standardabweichung σ des Unleaded-Spreads erhöht. Alle anderen Preise werden ihrem Korrelationskoeffizienten r zum Unleaded-Spread entsprechend verändert, während der Heizölpreis unverändert bleibt:

Heizölpreis:	Heizölpreis wie im Basis-Modell
Unleadedpreis:	Preis Unleaded (Basis-Modell) + σ (Heizöl-Unleaded-Spread)
Andere Produkte $x_1.. x_n$:	Preis x_i (Basis-Modell) + $r(x_i; \text{Unleaded}) * \sigma$ (Heizöl- x_i -Spread)

In **SM₂** wird der Unleaded-Preis um eine Standardabweichung verringert:

³⁰⁴ Zur Analyse der Mindestausbeutemengen einzelner Rohöle siehe Abschnitt 4.5.

³⁰⁵ Die Volatilität wird durch die Standardabweichung gemessen.

Heizölpreis:	Heizölpreis wie im Basis-Modell
Unleadedpreis:	Preis Unleaded (Basis-Modell) - σ (Heizöl-Unleaded-Spread)
Andere Produkte $x_1.. x_n$:	Preis x_i (Basis-Modell) - $r(x_i; \text{Unleaded}) * \sigma$ (Heizöl- x_i -Spread)

SM₃ berücksichtigt primär die Veränderung des Preises des schweren Heizöls gegenüber dem Heizöl. Der LSFO-Preis wird um eine Standardabweichung erhöht, während alle anderen Preise entsprechend ihrer Korrelation angepaßt werden:

Heizölpreis:	Heizölpreis wie im Basis-Modell
LSFOpreis:	Preis LSFO (Basis-Modell) + σ (Heizöl-LSFO-Spread)
Andere Produkte $x_1.. x_n$:	Preis x_i (Basis-Modell) + $r(x_i; \text{LSFO}) * \sigma$ (Heizöl- x_i -Spread)

SM₄ ist der Gegenpol zu **SM₃**. Der Preis des schweren Heizöls wird gegenüber dem Heizölpreis reduziert und alle anderen Preise werden entsprechend ihrer Korrelation angepaßt:

Heizölpreis:	Heizölpreis wie im Basis-Modell
LSFO-Preis:	Preis LSFO (Basis Modell) - σ (Heizöl-LSFO-Spread)
Andere Produkte $x_1.. x_n$:	Preis x_i (Basis Modell) - $r(x_i; \text{LSFO}) * \sigma$ (Heizöl- x_i - Spread)

Diese Vorgehensweise der Bestimmung alternativer Preissets basiert einerseits auf vorgegebenen, relevanten Produktpreispreizungen und nutzt andererseits die Korrelationen der kurzfristigen Vergangenheit, um die einzelnen Preise exakt zu determinieren. Mit **SM₁** und **SM₂** wird im wesentlichen die Sensitivität des Mitteldestillats gegenüber dem Leichtdestillat berücksichtigt, während **SM₃** und **SM₄** als Schwerpunkt die Fuel-öl-Sensitivität gegenüber dem Mitteldestillat aufgreift. Für den praktischen Einsatz sind darüberhinaus die explizite Berücksichtigung der Gaspreise, des Naftapreises und des Preises des hochschwefligen Heizöls wünschenswert. Dieses Modell besteht dann aus zehn Sub-Modellen.

6.5.2 Ergebnisse der Stochastischen Optimierung

Die Deckungsbeiträge der Stochastischen Optimierung entsprechen den Ergebnissen des Basis-Modells. Der durchschnittliche Deckungsbeitrag sinkt um 0.02 \$m p.M., während die Volatilität der Ergebnisse um 0.01 \$m p.M. zunimmt. Damit rechtfertigen die in diesem Beispiel gewählten Sensitivitäten nicht den höheren Modellierungs- und Lösungsaufwand der Stochastischen Optimierung.

Folgende Grafik veranschaulicht die Deckungsbeiträge der unterschiedlichen Prognoseverfahren im Verhältnis zum Ex-Post Optimum:

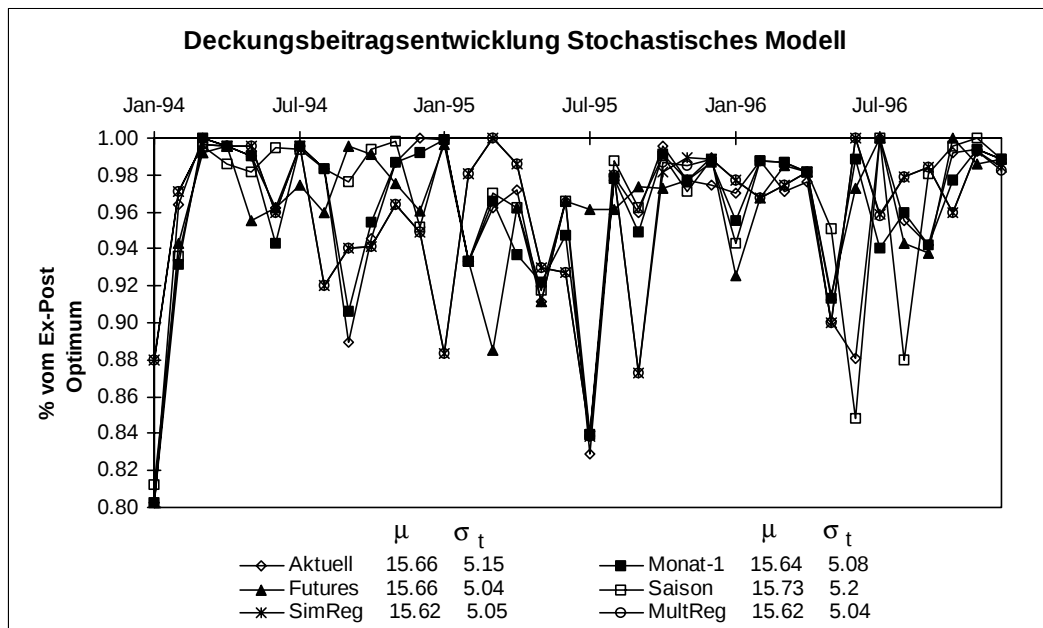


Abb. 40: → 37; Deckungsbeiträge im stochastischen Modell in Relation zum Optimum

Die Ähnlichkeit der Ergebnisse zum Basis Modell sind maßgeblich von der einfachen Struktur des Raffineriemodells beeinflusst. Das Flexibilitätspotential der Rohöl kann sich nicht in dem Maße entfalten, wie dies in einem realen Raffineriemodell möglich wäre.

Die folgenden Grafiken verdeutlichen die Ähnlichkeit der Rohöleinsätze vom Basis Modell und der Stochastischen Optimierung.

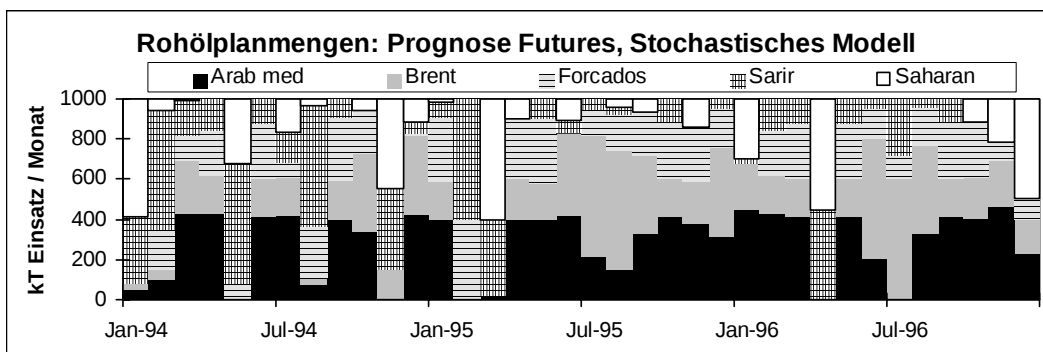


Abb. 41: Rohölplanmengen im stochastischen Modell

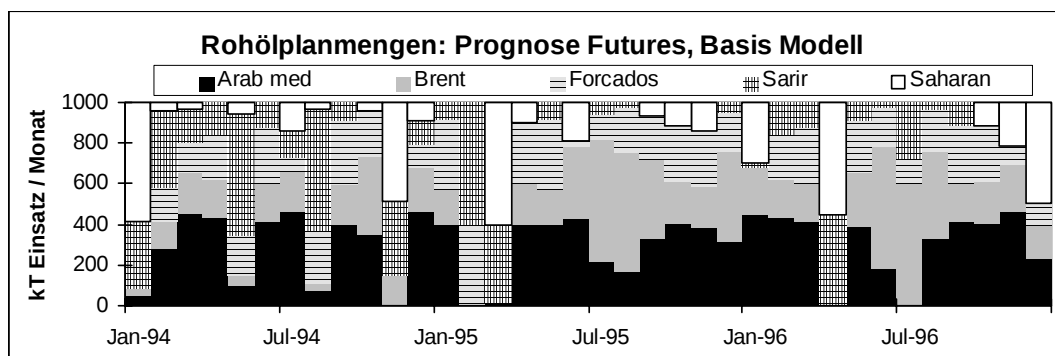


Abb. 31: Nach Rohölplanmengen im Basis Modell

Die ähnlichen Rohölprogramme resultieren aus einer geringen Abweichung der Deckungsbeiträge:

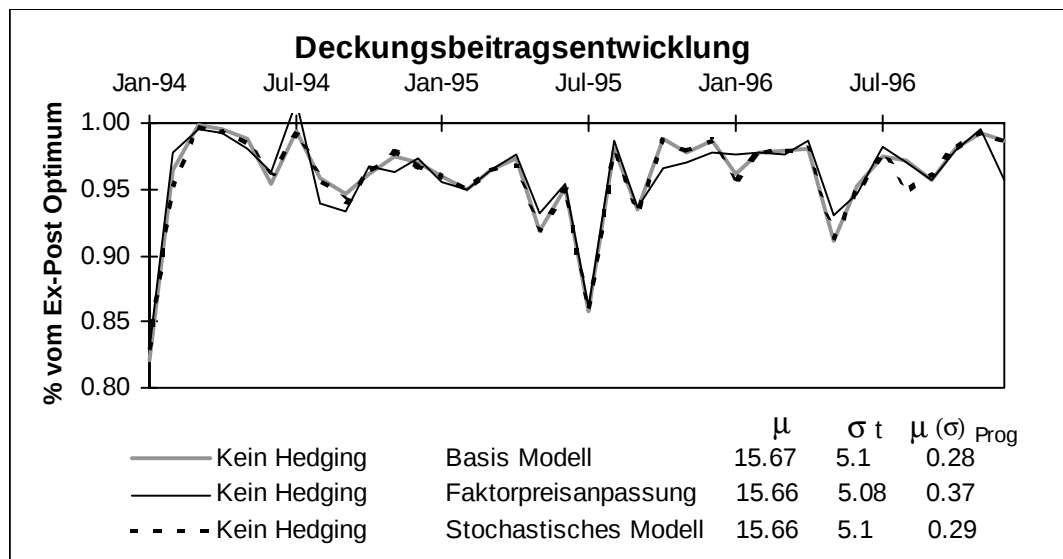


Abb. 42: Relation Deckungsbeiträge aller Modelle ohne Hedging

Im Ergebnis ist die Stochastische Optimierung weder in Bezug auf die Deckungsbeiträge, noch in Bezug auf die Volatilität der monatlichen Ergebnisse dem Basis Modell vorzuziehen. Aufgrund der Simplität des LP-Modells und der geringen Anzahl der Sub-Modelle erlaubt diese Untersuchung jedoch kein abschließendes Urteil über die praktische Relevanz der Stochastischen Optimierung. Dies kann nur anhand eines realen Raffineriemodells geschehen.

6.6 Zwei-Stufen-Verfahren

6.6.1 Einfaches Hedging

Das Zwei-Stufen-Verfahren optimiert in der ersten Stufe die Beschaffungsplanung, in der zweiten Stufe das Risikomanagement der Resultate der ersten Stufe. Das Risikomanagement wird ausschließlich mittels Hedging durchgeführt. Das Zwei-Stufen-Verfahren entspricht der Anwendung des μ -Kriteriums auf die Problemstellung der Beschaffungsentscheidung einer Erdölraffination.

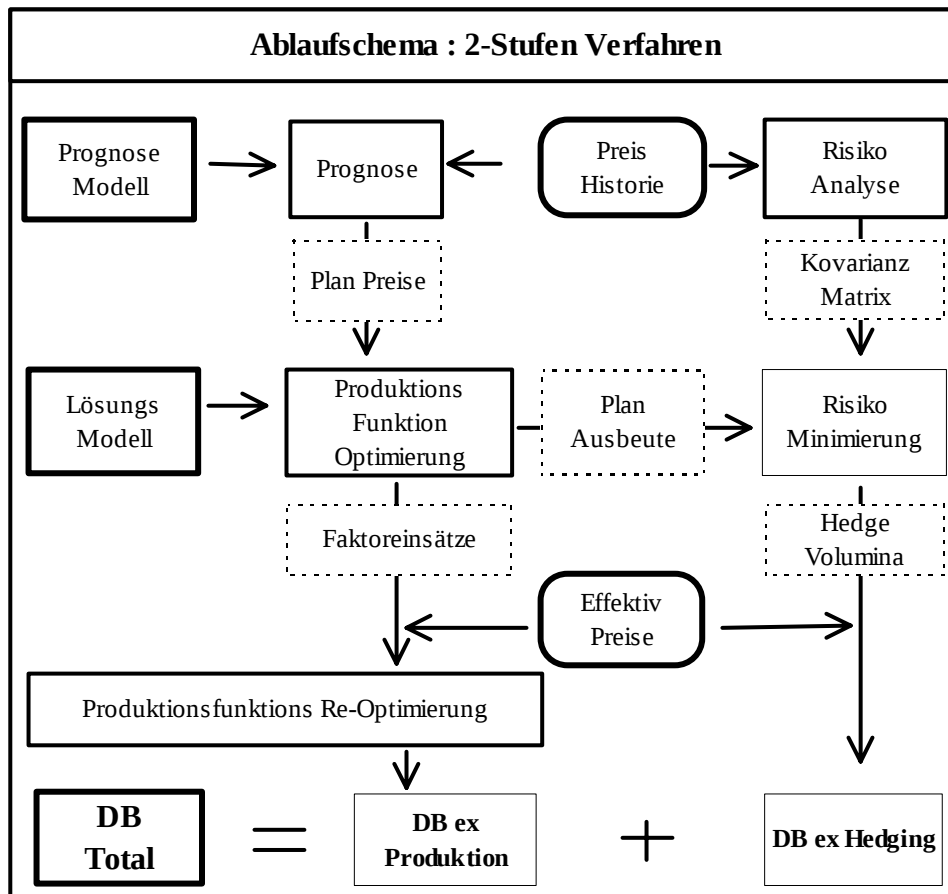


Abb. 43: Ablaufschema des Lösungsverfahrens bei unterstellter Risikoneutralität

Die Ermittlung des Ergebnisses des Einfachen Hedgings erfolgt aus zwei Gründen. Zum einen ist dies die einfachste Methode, das Prinzip des Hedgings in ein Lösungsverfahren einzubeziehen. Demzufolge muß sich jedes aufwendigere Lösungsverfahren an den Ergebnissen des Einfachen Hedgings messen lassen. Der zweite Grund ist die praktische Relevanz des Einfachen Hedgings. Wenn ein Raffineur in der Praxis seine Rohölentscheidung heute hedged, wird er ein Verfahren, basierend auf dem Einfachen Hedging, zugrundelegen.³⁰⁶

Das Hedging der physischen Crack-Risiken erfordert zunächst die Ermittlung der riskanten Mengen. Dazu wird eine Minimumproduktausbeute des Raffineriemodells bei vollem Rohöleinsatz ermittelt, die nicht Bestandteil der riskanten Mengen ist, da eine Minimumproduktion ausschließlich vom

³⁰⁶ Barnaud, F., Dabonineau, J.: a.a.O.: S. 184 f.

Betrieb der Raffinerie abhängt. Die riskanten Mengen sind die über die Mindestausbeute hinausgehenden Mengen. Für das in Kapitel 3 aufgestellte Raffineriemodell ergeben sich folgende Produktionsminimummengen in 1.000 Tonnen:

Produkt	Menge in 1.000 T
Gas	50
Nafta	50
Unleaded 95	150
Kerosin	90
Gasöl	220
LSFO	115
HSFO	100

Tabelle 7: Minimale Ausbeuten im Raffineriemodell

Die Produktionsmengen von LSFO und HSFO sind gemeinsam zu betrachten. Im Raffineriemodell gibt es nur ein Minimum für die gesamte Rückstandsausbeute. Die Aufteilung auf die spezifische Qualität von LSFO- und HSFO-Rückstand obliegt dabei der subjektiven Einschätzung. Es wurde im Raffineriemodell eine Aufteilung der gesamten schweren Heizölmenge von 215 kT auf 115 kT LSFO und 100 kT HSFO gewählt, die dem durchschnittlichen Produktionsverhältnis der Jahre 1994 bis 1996 entspricht.

Das einfache Hedging erfolgt, indem 80% der riskanten Produktion auf den Warenterminmärkten verkauft wird. Korrelationsschätzungen des Zwei-Stufen-Verfahrens von Preisen werden bei dieser Verfahrensweise einfach durch den Faktor 0.8 approximativ berücksichtigt, so daß die Wirkungsweise einem hohen und positiven Korrelationskoeffizienten zwischen allen Produktenpreisen entspricht.³⁰⁷

Um die Ergebnisse des Hedgings durch Futures und Swaps so allgemein wie möglich zu gestalten und nicht ausschließlich auf den Standort Rotterdam abzustellen, können für diese Untersuchung keine Futures oder Swaps direkt in physische Lieferungen umgewandelt werden. Der Kauf eines Future oder Swaps im Monat M mit Fälligkeit im Monat $M + 2$ wird im Monat $M + 1$ rückgängig gemacht.³⁰⁸ Die Ergebnisse dieser Untersuchung können aufgrund dieser expliziten Auflösung der Warentermintransaktionen unabhängig vom Ort Rotterdam betrachtet werden. Durch diese Vorgehensweise wird jedoch das Basisrisiko für den Ort Rotterdam überschätzt, da einige Kontrakte in Rotterdam durch physische Lieferungen erfüllt werden können.

³⁰⁷ Ist der wirkliche Korrelationskoeffizient geringer, folgt aus dem fixierten Faktor, daß die Menge an verkauften Warenterminkontrakten die varianzminimierende Menge übersteigt.

³⁰⁸ vgl. das Beispiel zum Hedging in Abschnitt 4.3.3.

Die folgende Grafik veranschaulicht die Ergebnisse des Einfachen Hedgings anhand des Basis Modells. Während die Deckungsbeiträge um 0.07 \$m steigen, sinkt deren durchschnittliche Volatilität um 0.05 \$m.

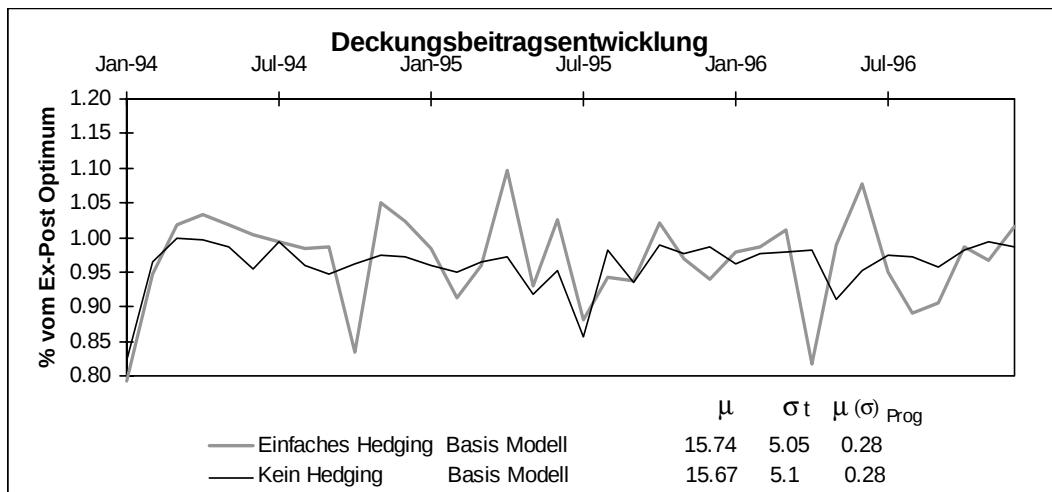


Abb. 44: Relative Deckungsbeiträge des Basis-Modells mit und ohne Hedging

Fraglich ist, wie die Erhöhung des durchschnittlichen Deckungsbeitrags um 0.07 \$m bei einem Erwartungswert von Null begründet ist.

Die Begründung könnte einfach im Contango der Rohölmarge liegen. Dies ist der Fall, wenn ein regelmäßiger Terminverkauf und späterer Rückkauf der Rohölmarge im Zeitraum 1994 bis 1996 einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Um diese Hypothese zu überprüfen, wird der Contango-Effekt einer fixierten Ausbeutemenge festgestellt. Bei einer fixierten Brentausbeute von

Standardausbeute kT	Produkt
75	Gas
75	Nafta
190	Unleaded
120	Kerosin
270	Gasoil
140	LSFO
90	HSFO

Tabelle 8: Standardausbeuten für das Raffineriemodell

veranschaulicht folgende Grafik den Effekt des Terminverkaufs und zeitversetzten Rückkaufs einer Standard-Ausbeute aus dem Rohöl Brent. Es wird ein Hedgingergebnis von $16.56 - 16.71 = -0.15$ \$m pro Monat erreicht. Bei einem Faktor von 0.8 sind das -0.12 \$m, gegenüber $+ 0.07$ \$m beim Verfahren des Einfachen Hedgings.

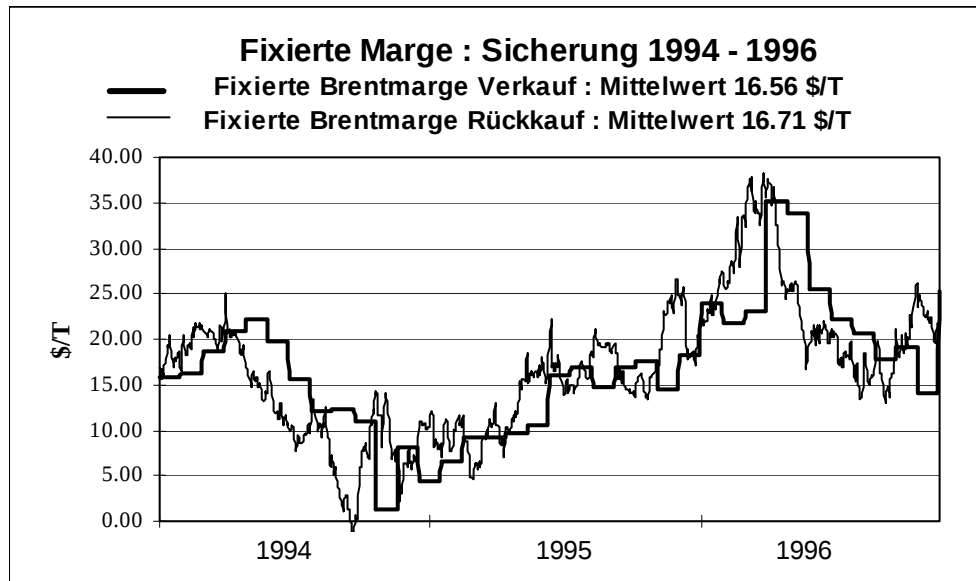


Abb. 45: Verkaufs- und Rückkaufspreise der standardisierten Brent Marge

Der Mittelwert des Hedgings einer konstanten Ausbeutemenge ist deutlich geringer als das Resultat des Einfachen Hedgings. Es ist allerdings zu berücksichtigen, daß sich das Einfache Hedging auf die riskante Produktion, also eine Menge von $1000 - 780 = 220$ kT, bezieht. Der Contango-Effekt von -0.12 \$m ist aber auf die gesamte Produktausbeute von 1000 kT bezogen. Dies hat zur Folge, daß der dem einfachen Hedging entsprechende Contango-Effekt $(220/1000) \cdot -0.12$ \$m = -0.02 \$m pro Monat ist. Im Ergebnis kann der positive Deckungsbeitrag des Einfachen Hedgings nicht durch einen Contango-Effekt erklärt werden.

Zur Begründung des positiven Deckungsbeitrags aus dem Einfachen Hedging kann der Zusammenhang von Wareterminpreisen und physischen Preise herangezogen werden:

Die Preisprognosen basieren auf historischen Informationen. Dieselben Informationen sind auch in den relativen Marktpreisen der Rohöl enthalten. Ist ein regionaler Produktpreis relativ hoch, wird ein Rohöl, das eine hohe Ausbeute an diesem Produkt vorweist, bevorzugt in dieser Region verarbeitet. Dies führt zu einem regional höheren Angebot der rohölspezifischen Ausbeute und damit zu einer relativen Abwertung dieser Produktpreise. Diese Preisbewegung wird ebenfalls auf den Wareterminmärkten durch die zeitliche Arbitrage verfolgt. Bei der physischen Produktion kann jedoch durch Re-Optimierung der Anlagenfahrweisen ein Teil der Produktausbeute verändert werden, was den Opportunitätsverlust zum Ex-Post Optimum verringert. Die eingegangenen Wareterminkontrakte sind aber in ihren Mengen fixiert. Da das ursprünglich dominante Produkt in seiner geplanten Produktionsmenge verkauft wurde, und der Crack dieses Produktes einer relativ starken Preisabwertung unterliegt, erzielt das Hedging einen positiven Deckungsbeitrag für den Raffineur. Dieser Deckungsbeitrag ist letztendlich mit der Wirkung der zeitlichen und qualitativen

Arbitrage des Ölmarktes begründet.

Im Vergleich zu den Optionen der Finanzmärkte wird die Flexibilität der Rohöle nicht diskontiert, und der Leerverkauf auf dem Warenterminmarkt ist nicht mit einer negativen Ertragserwartung assoziiert. Diese beiden Effekte begünstigen zusätzlich den Einsatz von Warenterminkontrakten zur Absicherung der relativen Rohölmarge.

6.6.2 Bildung der Kovarianz-Matrix

Das Einfache Hedging berücksichtigt nicht das Preisrisiko der Beschaffungsentscheidung, da es lediglich die riskanten Mengen der Produktion auf Termin verkauft. Zur Bestimmung des Preisrisikos sind für den jeweils betrachteten Zeithorizont die Kovarianzen aller Cracks zu bilden. Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten diese Kovarianzen zu bestimmen:³⁰⁹

Historische Kovarianzen sind einfach zu ermitteln. Aus einer zu definierenden Historie werden Kovarianzen entnommen. Diese Vorgehensweise führt bei einem Strukturbruch jedoch zu einer ineffizienten Prognose. Insbesondere saisonale Komponenten können historische Kovarianzen als ungeeignet für die Zukunft erscheinen lassen.

In dieser Arbeit wird deshalb der Ansatz der rollierenden historischen Kovarianzen verfolgt. Zur Bestimmung der Preisrisiken und preisrisikominimierenden Warenterminpositionen werden im Betrachtungszeitraum die Korrelationen der vorangegangenen 16 Wochen herangezogen. Die Preisrisiken der Cracks werden in Abhängigkeit vom jeweils betrachteten Zeitpunkt bestimmt. Empirische Untersuchungen haben gezeigt, daß historische Ableitungen von Kovarianzen des Kapitalmarktes brauchbar sind,³¹⁰ sofern kein Strukturbereich vorliegt. Diese Gefahr wird für diese Untersuchung aufgrund des kurzen Zeitraums minimiert. Eine noch geringere Anzahl von historischen Daten als 16 Wochen zur Ermittlung der Korrelationen wurde nicht gewählt, um die Gefahr der Überschätzung der Prognoseeffizienz der Kovarianzen aufgrund eines zu geringen Datenvolumens zu reduzieren. Die Anzahl exogener Variablen ist durch die Anzahl der Warenterminkontrakte auf maximal 10 begrenzt, so daß die Zahl von 6 Freiheitsgraden eine stabile Prognose ermöglicht.³¹¹

Als Variante zur Historie von 16 Wochen werden wöchentliche Preisinformationen über vier Wochen gemittelt. Diese Variante folgt dem Ansatz von Elton und Gruber, durchschnittliche Korrelationen zu verwenden.³¹² Daraus wird eine Korrelation entwickelt, die 12 Monate zurückreicht. Diese

³⁰⁹ Vgl. Cecchetti, S. G., Cumby, R. E., Figlewski, S.: a.a.O., S. 625 f.

³¹⁰ Elton, E. J., Gruber, M. J., Urich, T. J.: Are Betas Best?, The Journal of Finance, Vol. XXIII, No. 5, December 1978, S. 1375.

³¹¹ Schneeweiß, H.: Ökonometrie, 3. Auflage, Würzburg Wien 1978, S. 76 ff.

³¹² Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, a.a.O., S. 168.

Modellierung entspricht dem Gedanken, kurzfristige Einflüsse schwächer zu gewichten, weil sie über eine geringe Prognoseeffizienz verfügen können.³¹³

6.6.3 Ergebnisse des Basis-Modells

Die Ergebnisse des Basis-Modells erreichen im Mittelwert von allen Prognoseverfahren 16.22 \$m p. M. und eine Standardabweichung von 5.22 \$m.

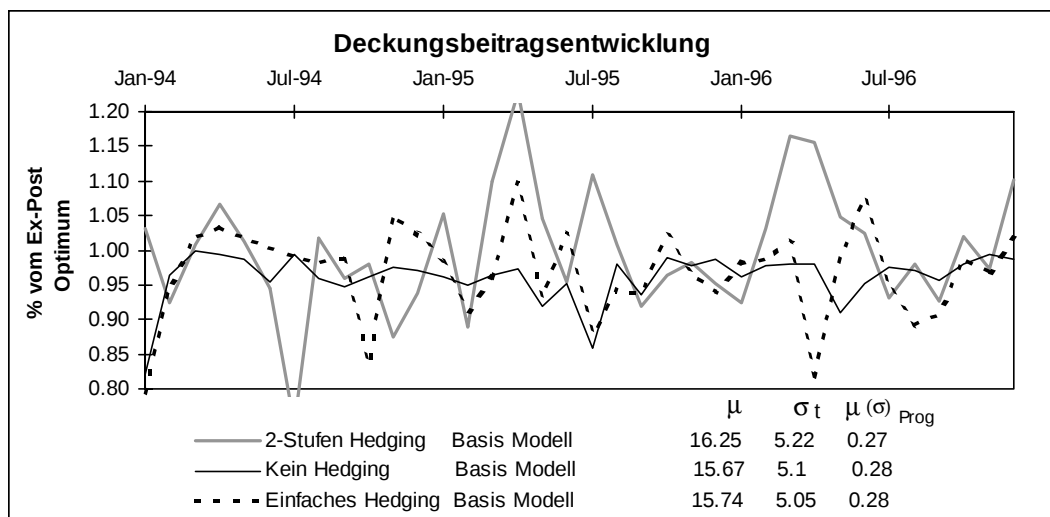


Abb. 46: Relativer Deckungsbeitrag des Basis-Modells im 2-Stufen Verfahren aufgrund wöchentlicher Kovarianzermittlung

Dieses Ergebnis ist eine erhebliche Verbesserung gegenüber dem Einfachen Hedging. Der Deckungsbeitrag steigt um 0.51 \$m, während die Volatilität der Deckungsbeiträge nur um 0.17 \$m zunimmt. Die Korrelationen der kurzfristigen Vergangenheit sind demzufolge für die Schätzung der zukünftigen Korrelationen brauchbar. Darüberhinaus unterstützt dieses Ergebnis die mögliche Erklärung der Ergebnisinterpretation aus Abschnitt 6.6.1.

Wird die alternative Kovarianzschätzung auf Basis monatlicher Preise zugrunde gelegt,³¹⁴ sind die Deckungsbeiträge um 0.3 - 0.4 \$m geringer als bei der wöchentlichen Schätzung. Dieses zeigt zum einen den erheblichen Einfluß der Kovarianzschätzung, zum anderen, daß auch bei einer schlechten Schätzung ein positives Hedgeergebnis erzielt wird. Im folgenden wird auf die monatliche Kovarianzschätzung nicht weiter eingegangen, da diese der wöchentlichen Schätzung klar unterlegen ist.

³¹³ Die Anzahl von zwei Freiheitsgraden bei maximaler Anzahl von exogenen Variablen stellt das absolute Minimum für Prognosezwecke dar [vgl. Schneeweiß, H.: a.a.O., S. 95 f].

³¹⁴ Vgl. Abschnitt 6.5.2 zur Bildung der Kovarianz-Matrix.

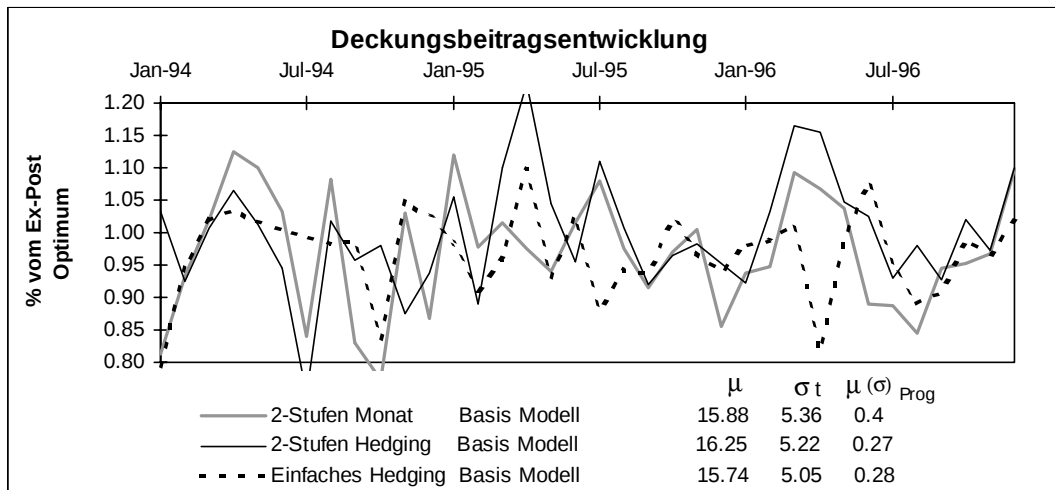


Abb. 47: Relativer Deckungsbeitrag des Basis- Modells im 2-Stufen-Verfahren aufgrund monatlicher Kovarianzermittlung

6.6.4 Faktorpreisanpassung

Die Ergebnisse des Modells "Faktorpreisanpassung" sind konsistent mit den Ergebnissen des Basis-Modells. Im Vergleich zu den Ergebnissen ohne Berücksichtigung des Hedgingergebnisses in Abschnitt 6.4, ist der durchschnittlich erzielte Deckungsbeitrag der Faktorpreisanpassung unter Berücksichtigung des Hedgingergebnisses um 0.03 \$m geringer als der des Basis-Modells.

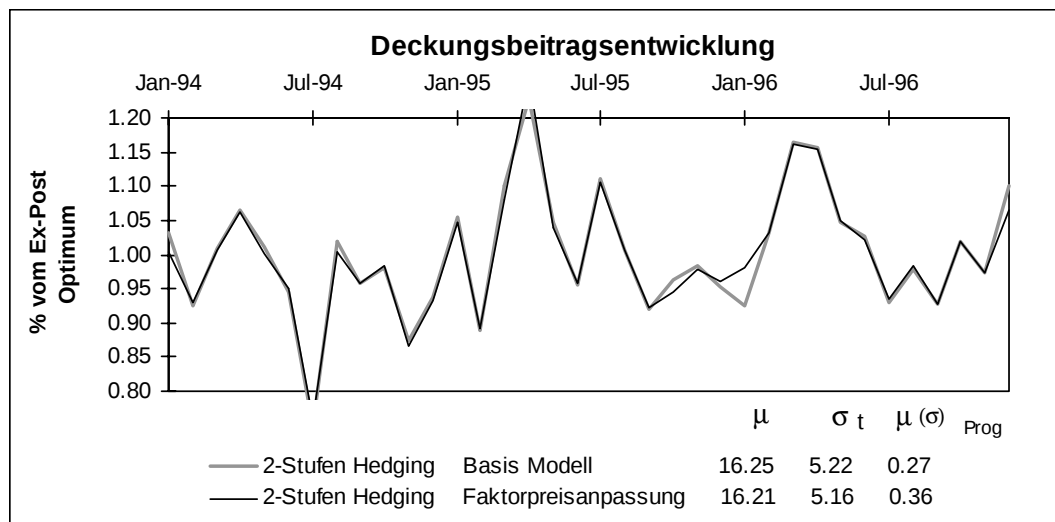


Abb. 48: Relativer Deckungsbeitrag Basis- Modell und Faktorpreisanpassung im Vergleich

Die Risikoreduktion durch Warentermingeschäfte wirkt auf das Lösungsmodell der Faktorpreisanpassung ebenso wie auf das Basis-Modell: Die Volatilität der Deckungsbeiträge steigt.

6.6.5 Stochastische Optimierung

Das Ablaufschema der Stochastischen Optimierung ist dem Basis-Modell sehr ähnlich. Lediglich der Lösungsmodellumfang steigt erheblich.

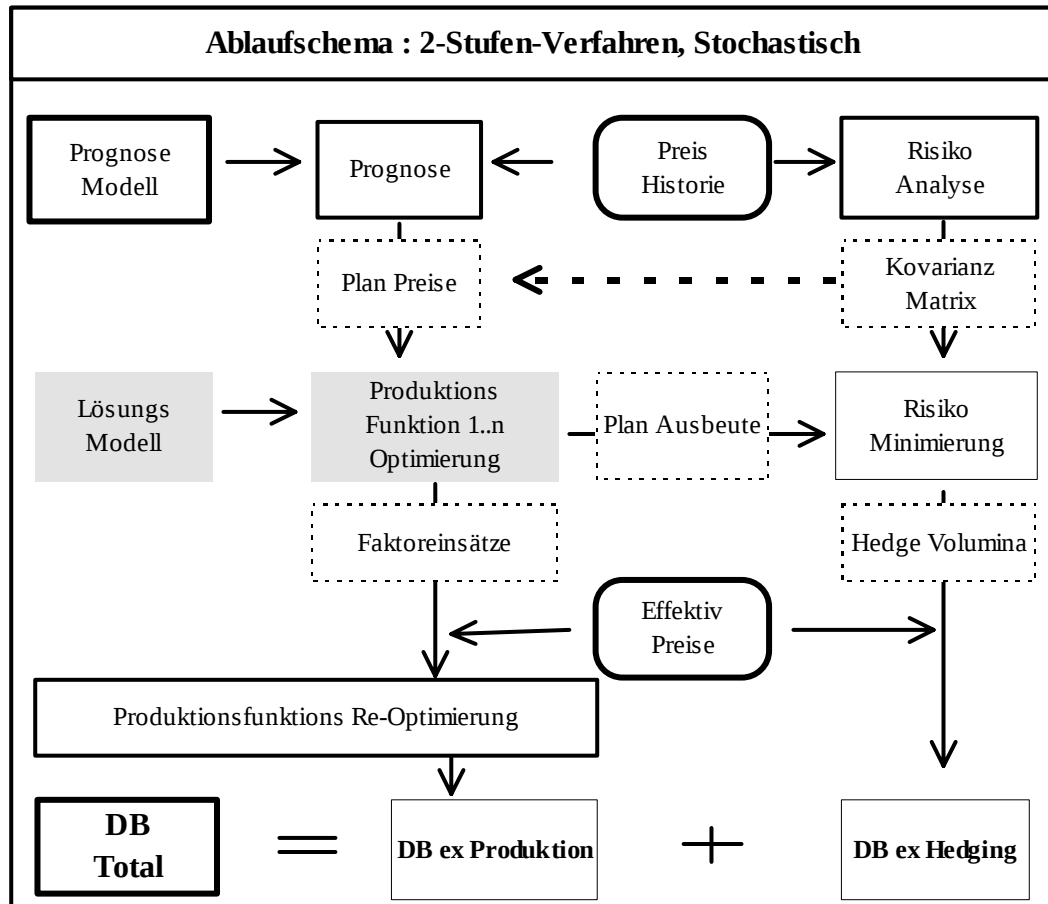


Abb. 49: Ablaufschema des stochastischen Lösungsmodells bei unterstellter
Risikoneutralität

Die Methode der Stochastischen Optimierung erwirtschaftet ohne Risikomanagement durch Warentermingeschäfte, wie die Faktorpreisanpassung, einen Deckungsbeitrag entsprechend dem des Basis-Modells. Die Deckungsbeiträge der Stochastischen Optimierung nach der Durchführung des Hedging sind jedoch geringer als die des Basis Modells. Die Volatilität der Ergebnisse ist demgegenüber auch geringer: Während die Deckungsbeiträge im Mittelwert um 0.08 \$m abnehmen, sinkt die Volatilität um 0.18 \$m.

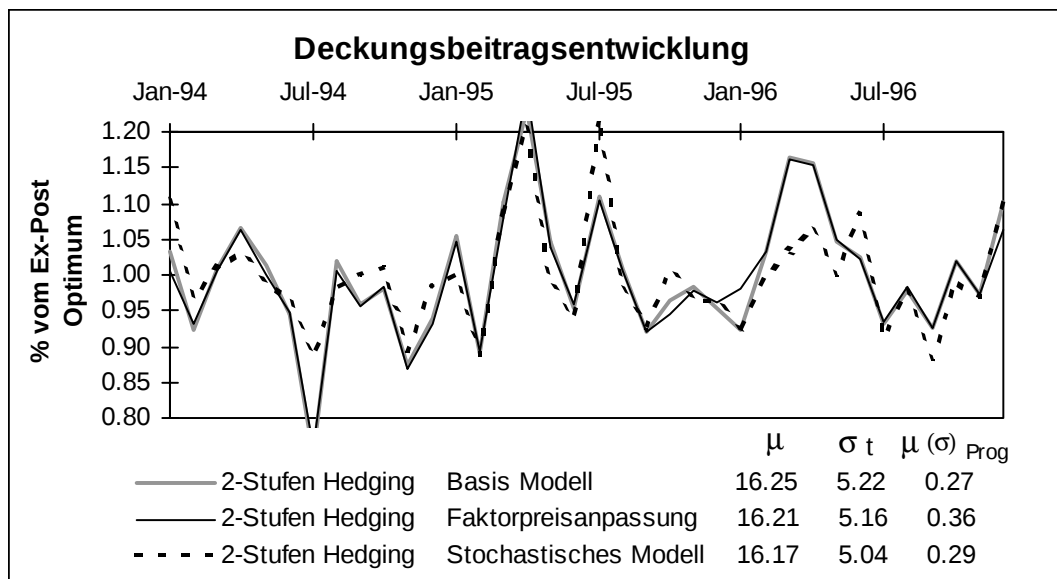


Abb. 50: Relative Deckungsbeiträge aller Lösungsmodelle

Die Begründung dieses Ergebnisses liegt in der Bewertung der Flexibilität der Rohöle durch die Stochastische Optimierung. Ohne Durchführung des Hedgings der Beschaffungsentscheidung mit Warentermingeschäften verringert die Stochastische Optimierung die Volatilität der Ergebnisse, d.h. die riskanten Mengen des Stochastischen Modells sind durch die Modellierung bedingt regelmäßiger im Zeitanlauf. Im Fall einer Entscheidungsabsicherung durch Hedging ist die Bewertung der inhärenten Flexibilität der Rohöle in der Produktionsfunktion aufgrund der Hedgingmöglichkeit weniger relevant, da die mangelnde Flexibilität "gehedged" wird. Aus diesem Grund erzielt die Kombination aus Stochastischer Optimierung und Warenterminabsicherung im Zwei-Stufen-Verfahren für die Periode von 1994 bis 1996 geringere Deckungsbeiträge als das Basis-Modell.

Im Ergebnis sind unabhängig vom zugrundeliegenden Lösungsmodell und Prognoseverfahren die Deckungsbeiträge nach dem Zwei-Stufen-Verfahren im Vergleich zur herkömmlichen Beschaffungsoptimierung ohne Berücksichtigung des Hedgings höher. Das Zwei-Stufen-Verfahren verbessert insbesondere bei der wöchentlichen Schätzung der Kovarianzen die Raffinerieerträge über eine simple Margensicherung durch das Einfache Hedging hinaus um 0.5 \$m pro Monat.

Ergebnisbeiträge 1994 -1996					
Mittelwert \$m pro Monat ohne Transaktionskosten					
Ergebnisbeitrag		Lösungsmodell			
		Basis	Faktorpreis- bereinigung	Stochastisch	Mittelwert
Aktuell	DB ex Produktion	15.66	15.69	15.66	15.67
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.11	0.12	0.11	0.11
	2-Stufen-Verfahren	0.66	0.65	0.65	0.65
Vormonat	DB ex Produktion	15.68	15.69	15.64	15.67
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.07	0.11	0.06	0.08
	2-Stufen-Verfahren	0.63	0.60	0.59	0.61
Futures	DB ex Produktion	15.75	15.73	15.66	15.71
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.08	0.10	0.09	0.09
	2-Stufen-Verfahren	0.55	0.52	0.49	0.52
Saisonalitäten	DB ex Produktion	15.73	15.74	15.73	15.74
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.06	0.09	0.07	0.07
	2-Stufen-Verfahren	0.49	0.44	0.42	0.45
Einfache Korrelation	DB ex Produktion	15.60	15.56	15.62	15.59
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.05	0.12	0.05	0.07
	2-Stufen-Verfahren	0.55	0.42	0.49	0.49
Multiple Korrelation	DB ex Produktion	15.59	15.58	15.62	15.60
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.05	0.08	0.06	0.06
	2-Stufen-Verfahren	0.58	0.45	0.48	0.50
Mittelwert	DB ex Produktion	15.67	15.67	15.66	15.66
	Standard Marge Hedging	-0.03	-0.03	-0.01	-0.02
	Einfaches Hedging	0.07	0.10	0.07	0.08
	2-Stufen-Verfahren	0.58	0.51	0.52	0.54

Tabelle 9: Deckungsbeiträge der unterschiedlichen Prognoseverfahren

Im Zwei-Stufen-Verfahren hat sich das Basis-Modell gegenüber den Lösungsmodellen der Faktorpreisanpassung sowie dem Stochastischen Modell in Bezug auf die Höhe des erzielten Deckungsbeitrags als überlegen herausgestellt. Die Überlegenheit ist an die Effizienz des Hedgings gebunden. Die Berücksichtigung der faktoreinsatzspezifischen Flexibilität in der Beschaffungsoptimierung und die Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags in der Stochastischen Optimierung ist weder mit noch ohne Berücksichtigung der Hedgingmöglichkeiten relevant.

Bei Berücksichtigung des Hedgings im Zwei-Stufen-Verfahren ist das Basis Modell in Bezug auf den Deckungsbeitrag den anderen Modellen klar überlegen. Durch das Hedging wird der Wert der Flexibilität vermindert, so daß eine Nivellierung der untermonatlichen Schwankung der Produktionsausbeute durch die Stochastische Optimierung eine Nivellierung der Faktoreinsätze bewirkt. Hierdurch wird eine im Basis Modell mögliche extreme Konstellation der Produktpreis-Spreads nicht zur Rohölselektion genutzt. Dies führt langfristig zu Beschaffungsentscheidungen, die zu einem geringeren Ertrag führen. Diese Aussage ist möglich, da die Unterschiede in den Ergebnissen allein durch die Unterschiede der Lösungsmodelle bei sonst identischen Planungsparametern bestimmt sind.

6.7 Simultanverfahren

6.7.1 Durchführung

Im Simultanverfahren wird die Risikoreduktion durch Hedging simultan mit der Deckungsbeitragsmaximierung durchgeführt. Dieses Verfahren ist dem Zwei-Stufen-Verfahren konzeptionell überlegen, da Freiheitsgrade der Produktionsfunktion für die Risikoreduktion genutzt werden, die beim Zwei-Stufen-Verfahren dem Zufall überlassen werden.

Das Ablaufschema des Simultanverfahrens wird durch Abb. 51 veranschaulicht:

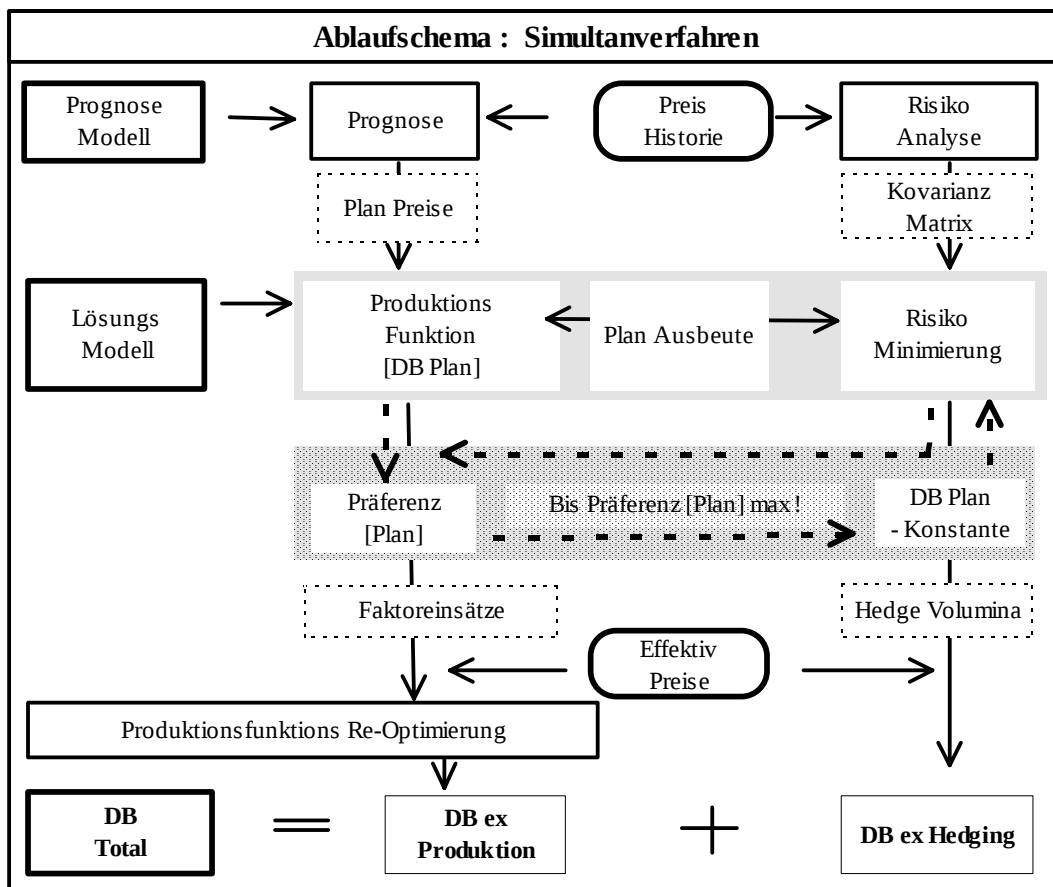


Abb. 51: Ablaufschema simultanes Lösungsverfahren

Zur Bestimmung des optimalen Produktionsprogramms wird der Deckungsbeitrag des Raffineriemodells systematisch um jeweils 0.05 \$m für 20 Iterationen reduziert,³¹⁵ um alle Kombinationen des Effizienten Sets nach Gleichungssystem (5.10) zu ermitteln. Im Anschluß daran wird nach Gleichung (5.4) die Präferenzfunktion maximiert:

³¹⁵ Die Reduktion entspricht der Vorgehensweise des „Critical Line Algorithmus“ von Markowitz zur Generierung aller Portfolios des Effizienten Sets. Vereinfachende Verfahren sind aufgrund der Interdependenzen der Produktionsfunktion nicht möglich.

$$(5.4) \quad DB_{opt} = DB_{plan}$$

bei

$$\frac{(DB_{plan} - DB_{min})}{\sigma(DB_{plan})} \Rightarrow Max!$$

Die Berücksichtigung der Risikoreduktion durch Forwardkontrakte erfolgt simultan mit der Festlegung des physischen Rohölprogramms. Da eine geringe Korrelation von Risikoreduktion und Ertragsschätzung vorliegt, ist das präferenzmaximierende Portfolio im oberen Bereich des Effizienten Sets zu vermuten, so daß die Anzahl von 20 Iterationen ausreicht, um das optimale Produktions- und Hedgeprogramm zu bestimmen.³¹⁶

Das nach dem E-V-Effizienzkriterium sekundäre Minimumergebnis der empirischen Untersuchung basiert auf dem Planergebnis des gleichgewichtigen Einsatzes aller fünf Rohöle. Es ist der Deckungsbeitrag, der erzielt wird, wenn die fünf zur Verarbeitung stehenden Rohöle mit jeweils 200 Tonnen pro Monat verarbeitet werden. Dies entspricht einem Standardergebnis, an dem sich eine explizite Rohölauswahlentscheidung messen lassen muß. Kann dieses Minimumergebnis nicht nachhaltig übertroffen werden, ist von einer expliziten Beschaffungsplanung abzusehen, da der Aufwand des Planungs- und Entscheidungsprozesses nicht durch zusätzlichen Deckungsbeitrag gedeckt wird.

Der Aufwand der Ergebnisermittlung nach dem Simultanverfahren ist im Verhältnis zum Zwei-Stufen-Verfahren höher, da das Effiziente Set der Ertrags-Risiko-Kombinationen zu ermitteln ist. Im Vergleich zum Zwei-Stufen-Verfahren steht der Lösungsaufwand hier in einem Verhältnis von 20 : 1.

6.7.2 Ergebnisse

Ohne Berücksichtigung des Hedgings hat das Simultanverfahren für das Basismodell einen um 0.11 \$m p.M. geringeren Deckungsbeitrag, während die Standardabweichung um 0.18 \$m p.M. geringer ist. Beim Stochastischen Modell ist im Vergleich zum physischen Ergebnis ohne Hedging des Zwei-Stufen-Verfahrens der Deckungsbeitrag geringfügig höher, die Volatilität der Ergebnisse aber höher.

³¹⁶ Die empirische Untersuchung ergab, daß das präferenzmaximierende Portfolio im Mittelwert in der fünften Iteration erreicht wird.

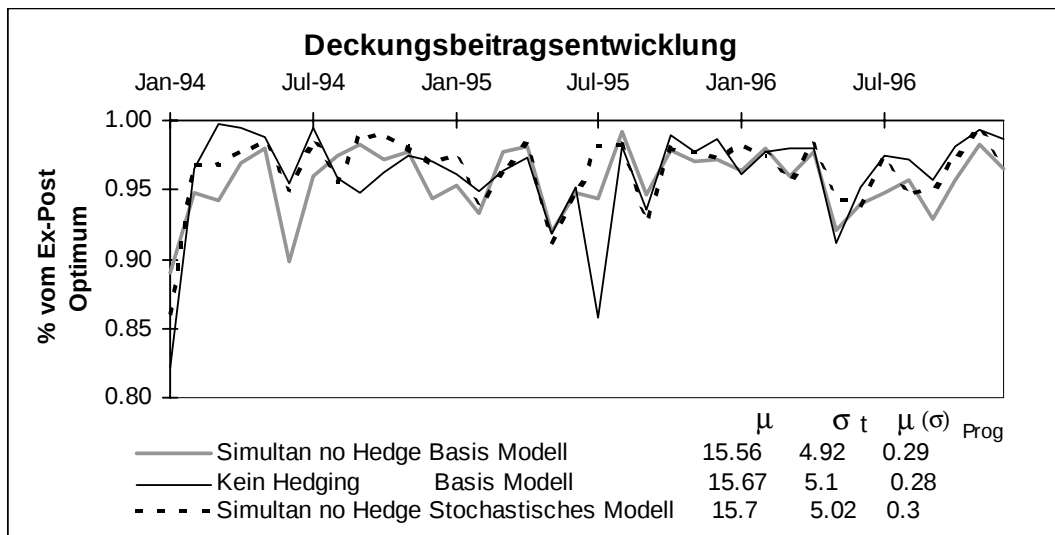


Abb. 52: Relative Deckungsbeiträge ohne Hedging

Bei Berücksichtigung des Hedgings, ist das Simultanverfahren im Basis-Modell dem Zwei-Stufen-Verfahren klar unterlegen. Der Deckungsbeitrag ist um $(16.25 - 15.8) = 0.45$ \$m geringer, während die Volatilität des Deckungsbeitrags nur um $(5.22 - 5.02) = 0.2$ \$m sinkt. Nur ein extrem risikoaverser Raffineur würde indifferent gegenüber den Ergebnissen beider Verfahren sein. Bemerkenswert ist, daß das Simultanverfahren in der Ex-Post Analyse die Volatilität der untermonatlichen Deckungsbeiträge $\mu(\sigma)_{\text{Prog}}$ stark erhöht. Die Begründung für den stark unterschiedlichen Deckungsbeitrag zum Zwei-Stufen-Verfahren liegt im Hedging der stark unterschiedlichen Produktausbeute.³¹⁷

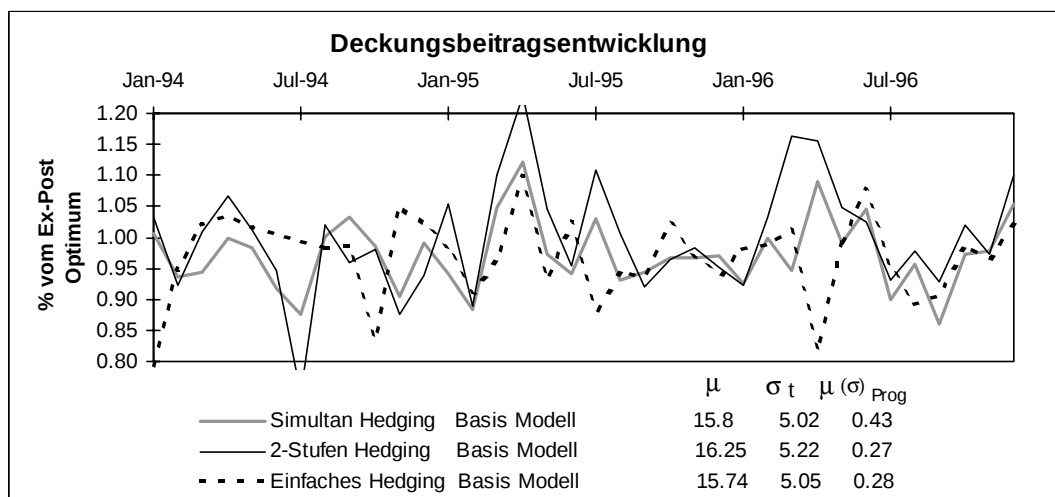


Abb.53: Relative Deckungsbeiträge mit Hedging

Das Stochastische Lösungsmodell ist im Simultanverfahren dem Basis-Modell in der empirischen Untersuchung klar überlegen: Bei annähernd gleicher Volatilität sind die Deckungsbeiträge im Stochastischen Modell um $(16.09 - 15.8) = 0.28$ \$m höher. Darüberhinaus sind die

³¹⁷ Dies wird in Abschnitt 6.7.3 analysiert.

Deckungsbeitragsabweichungen der Prognoseverfahren untereinander um $(0.3 - 0.43) = -0.13$ geringer. Das Stochastische Modell ist somit in Bezug auf die unterschiedlichen Prognoseverfahren robuster.

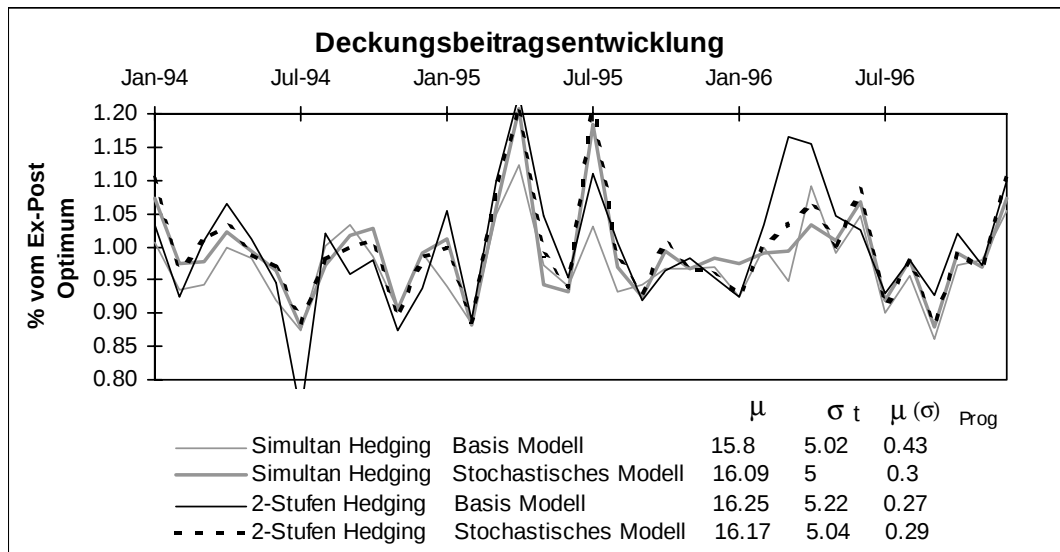


Abb. 54: Relative Deckungsbeiträge mit Hedging für das Basis- und Stochastische Modell

Im Vergleich zum Basis-Modell im Zwei-Stufen-Verfahren ist das Stochastische Modell im Simultanverfahren nicht klar unterlegen. Der Raffineur, der das Simultanverfahren gegenüber dem Zwei-Stufen-Verfahren präferiert, hat jedoch eine unrealistisch hohe Risikoaversion: der Deckungsbeitrag ist um $(16.25 - 16.09) = 0.16$ \$m geringer, während die Volatilität nur um $(5.22 - 5.00) = 0.22$ \$m sinkt.

6.7.3 Ergebnisanalyse

Bei Betrachtung der durchschnittlichen Faktoreinsätze wird deutlich, daß im Stochastischen Modell das durch seine Ausbeutestruktur bedingt extreme Rohöl "Forcados" im Zwei-Stufen-Verfahren wie im Simultanverfahren durch die flexibleren Rohöle "Brent" und "Saharan" ersetzt wird.³¹⁸

Rohöleinsätze aller Prognoseverfahren 1994 - 1996 in kT, 2-Stufen-Verfahren							
Basis	Arab med	Brent	Forcados	Sarir	Saharan	μ	σ
μ	297	233	195	164	110	200	63
σ	149	149	94	171	154	144	26
Stochastisch	Arab med	Brent	Forcados	Sarir	Saharan	μ	σ
μ	294	237	182	170	118	200	60
σ	149	153	92	173	152	144	27

Tabelle 10: Rohöleinsätze im 2-Stufen Verfahren

³¹⁸ Vgl. die Grafiken der relativen Mindestausbeute in Abschnitt 4.5.

Rohöleinsätze aller Prognoseverfahren 1994 - 1996 in kT, Simultan Verfahren							
Basis	Arab med	Brent	Forcados	Sarir	Saharan	μ	σ
μ	254	270	204	179	92	200	63
σ	133	175	93	178	158	147	31
Stochastisch	Arab med	Brent	Forcados	Sarir	Saharan	μ	σ
μ	298	252	175	173	102	200	68
σ	129	166	97	167	179	148	30

Tabelle 11: Rohöleinsätze im Simultanverfahren

Auffällig ist die Verschiebung von "Arab med" zu anderen Rohölen beim Basis-Modell im Simultanverfahren gegenüber den anderen Modellen und Verfahren. In der Ausbeute spiegelt sich dieser Rohöleinsatz in einer verhältnismäßig geringen Produktion von HSFO wieder. Dies ist die Begründung des mit Abstand niedrigsten Deckungsbeitrags des Basis-Modells im Simultanverfahren.

Die riskanten Mengen im Zwei-Stufen-Verfahren weisen nur geringfügige Abweichungen zwischen dem Basis Modell und dem Stochastischen Modell auf, mit Ausnahme des LSFO und HSFO. Im Vergleich zum Simultanverfahren ist die Volatilität der riskanten Mengen beim Zwei-Stufen-Verfahren mit 37 bzw. 38 KT im Mittelwert um 5 kT/Monat höher. Bemerkenswert ist die Reduktion der Volatilität der riskanten Mengen des Stochastischen Modells im Simultanverfahren auf 16 kT/Monat.

Riskante Volumina aller Prognoseverfahren 1994 - 1996 in kT, 2-Stufen-Verfahren									
Basis	Gas	Nafta	Benzin	Kerosin	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
μ	23	27	45	39	50	-20	48	30	23
σ	21	18	30	33	19	58	81	37	22
Stochastisch	Gas	Nafta	Benzin	Kerosin	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
μ	23	27	47	39	48	-19	47	30	22
σ	21	18	32	33	19	60	84	38	23

Tabelle 12: Riskante Volumina aller Prognoseverfahren im Mittelwert des 2-Stufen-Verfahrens

Riskante Volumina aller Prognoseverfahren 1994 - 1996 in kT, Simultanverfahren									
Basis	Gas	Nafta	Benzin	Kerosin	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
μ	23	24	43	44	56	-5	27	30	19
σ	17	16	27	30	15	51	67	32	18
Stochastisch	Gas	Nafta	Benzin	Kerosin	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
μ	23	23	43	46	47	-19	50	30	23
σ	20	19	29	34	16	46	65	33	16

Tabelle 13: Riskante Volumina aller Prognoseverfahren im Mittelwert des Simultanverfahrens

Die Volatilität der Warenterminpositionen im Zwei-Stufen-Verfahren ist mit 82 bzw. 73 kT signifikant höher als im Simultanverfahren. Dies ist die Begründung für das in Abhängigkeit vom Lösungsverfahren stark unterschiedliche finanzielle Ergebnis des Hedgings.³¹⁹

Hedgingvolumina aller Prognoseverfahren 1994 - 1996 in kT, 2-Stufen-Verfahren												
	WTI	Dubai	Propan	Nafta	Jet	Benzin	Gasoil	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
Basis	NY	SWAP	NY	SWAP	SWAP	NY	London	NY	SWAP	SWAP		
μ	110	30	-11	-36	6	-25	27	23	-40	-68	-16	31
σ	184	127	51	58	42	160	117	77	67	81	82	37
	WTI	Dubai	Propan	Nafta	Jet	Benzin	Gasoil	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
Stochastisch	NY	SWAP	NY	SWAP	SWAP	NY	London	NY	SWAP	SWAP		
μ	111	14	1	-22	-12	-15	-7	20	-13	-32	-10	15
σ	201	116	47	57	42	152	85	63	65	74	73	32

Tabelle 14: Hedgingvolumen aller Prognoseverfahren im Mittelwert des 2-Stufen-Verfahrens

Hedgingvolumina aller Prognoseverfahren 1994 - 1996 in kT, Simultanverfahren												
	WTI	Dubai	Propan	Nafta	Jet	Benzin	Gasoil	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
Basis	NY	SWAP	NY	SWAP	SWAP	NY	London	NY	SWAP	SWAP		
μ	71	18	1	-6	-6	-33	-23	10	-11	-31	-12	14
σ	123	83	36	32	25	90	56	43	40	49	46	19
	WTI	Dubai	Propan	Nafta	Jet	Benzin	Gasoil	Gasoil	LSFO	HSFO	μ	σ
Stochastisch	NY	SWAP	NY	SWAP	SWAP	NY	London	NY	SWAP	SWAP		
μ	113	16	1	-18	-7	-14	-10	14	-16	-30	-10	12
σ	149	107	41	45	37	104	71	52	50	60	58	20

Tabelle 15: Hedgingvolumen aller Prognoseverfahren im Mittelwert des Simultanverfahrens

Insgesamt ist die durchschnittlich auf Termin verkaufte Crackmenge geringer im Simultanverfahren als im Zwei-Stufen-Verfahren und ebenfalls geringer beim Stochastischen Modell als beim Basis-Modell. Diese Beobachtung entspricht den Erwartungen: da das Stochastische Modell die Flexibilität in das Bewertungskalkül einbezieht, wird eine relativ zum Basis-Modell stabilere Produktausbeute für die Betrachtungsperiode erwartet. Diese wiederum führt zu weniger riskanten Planmengen und demzufolge zu geringeren Hedgingpositionen.

³¹⁹ Die durchschnittliche Hedgingposition der Spalte " μ " der nachfolgenden Tabelle bezieht sich nicht auf "WTI" und "Dubai", da diese Rohölterminkontrakte nur die Basis des Cracks von "Brent" auf "WTI" oder "Dubai" verschieben. Auffällig ist jedoch, daß durch diese Verschiebung die eigentlichen Termincracks, die zur Sicherung der riskanten Produktionsmengen verkauft werden, im wesentlichen auf "WTI" basieren. [WTI ist ein Rohölfuture in New York. Die Qualität entspricht der des Brent. "Dubai" ist ein Swap, der sich auf hochschwefliges Rohöl aus dem Mittleren Osten bezieht].

6.8 Ergebnisinterpretation

Die Ergebnisse der Untersuchung auf empirischer Grundlage zeigen bei der Simultanoptimierung einen großen Einfluß der prognostizierten Volatilität. Die alternativen Lösungsverfahrensergebnisse werden für das Basis-Modell und das Stochastische Modell in folgender Tabelle dargestellt:

Ergebnisbeiträge aller Prognoseverfahren 1994 - 1996							
Mittelwert \$m pro Monat ohne Transaktionskosten							
Jahr	Lösungsverfahren	Basis		Stochastisch		Mittelwert	
		μ	σ	μ	σ	μ	σ
1994	DB ex Produktion	16.33	3.29	16.31	3.23	16.32	3.26
	Standard Marge Hedging	0.00	0.53	0.00	0.53	0.00	0.53
	Ausbeute Hedging	0.21	0.82	0.21	0.82	0.21	0.82
	2-Stufen-Verfahren	0.04	1.49	0.44	1.31	0.24	1.41
	Simultanverfahren	0.06	0.95	0.40	1.09	0.23	1.03
1995	DB ex Produktion	12.66	2.07	12.65	2.07	12.66	2.07
	Standard Marge Hedging	-0.02	0.40	0.00	0.40	-0.01	0.40
	Ausbeute Hedging	0.12	0.54	0.10	0.54	0.11	0.54
	2-Stufen-Verfahren	0.74	1.24	0.70	1.45	0.72	1.35
	Simultanverfahren	0.24	0.71	0.58	0.98	0.41	0.87
1996	DB ex Produktion	18.01	6.91	18.00	6.94	18.01	6.93
	Standard Marge Hedging	-0.08	0.60	-0.02	0.60	-0.05	0.60
	Ausbeute Hedging	-0.12	1.10	-0.09	1.10	-0.10	1.10
	2-Stufen-Verfahren	0.95	1.41	0.41	1.25	0.68	1.36
	Simultanverfahren	0.10	1.13	0.32	1.07	0.21	1.10
1994 - 1996	DB ex Produktion	15.67	5.10	15.66	5.10	15.66	5.10
	Standard Marge Hedging	-0.03	0.54	-0.01	0.54	-0.02	0.54
	Ausbeute Hedging	0.07	0.86	0.07	0.86	0.07	0.86
	2-Stufen-Verfahren	0.58	1.44	0.52	1.34	0.55	1.39
	Simultanverfahren	0.13	0.95	0.44	1.05	0.28	1.00

Tabelle 16: Ergebnisbeiträge unterschiedlicher Komplexitätsstufen der Beschaffungsplanung im Mittelwert aller Prognoseverfahren

Der Marktstruktureffekt, ausgedrückt durch das Ergebnis "Standard Marge Hedging", bei dem eine fixierte Ausbeutestruktur auf Termin verkauft wird, war nur im Jahre 1994 positiv.³²⁰ Die Ergebnisbeiträge des "Ausbeute Hedgings" beziehen sich auf den Terminverkauf von 80% der riskanten Ausbeute der konkreten Produktionsplanung. Die Ergebnisbeiträge der Hedgingoptimierung des Zwei-Stufen-Verfahrens zeigen insbesondere beim Basis-Modell für 1996 mit 0.95 \$m p.M. einen signifikanten Einfluß auf den Deckungsbeitrag. Die Deckungsbeiträge des Simultanverfahrens sind ausschließlich in Kombination mit dem Stochastischen Modell signifikant höher als die Beiträge beim Ausbeute Hedging.

Auffällig ist die hohe Volatilität der Deckungsbeiträge aus den isolierten Warentermingeschäften. Da diese nur in Kombination mit dem zugehörigen Deckungsbeitrag aus der Produktion realisiert werden, ist deren isolierte Betrachtung nicht relevant für den Raffineur und kann deshalb nicht interpretiert werden.

³²⁰ Vgl. Abschnitt 6.2. zum Marktstruktureffekt.

Die bisherigen Ausführungen ziehen die Transaktionskosten der Hedgingoperationen nicht ein. Da die verschiedenen Lösungsverfahren jedoch eine unterschiedliche Anzahl von Waretermintransaktionen zur Folge haben, kann eine endgültige Beurteilung der Lösungsmodelle und Lösungsverfahren nur nach Berücksichtigung der Transaktionskosten erfolgen.

Bei Berücksichtigung von Transaktionskosten à 0.25 \$/T pro Transaktion ergeben sich folgende Zusatzkosten der Lösungsverfahren:³²¹

Transaktionskosten bei 0.25 \$/T pro Transaktion aller Prognoseverfahren 1994 - 1996			
Jahr		Basis \$m	Stochastisch \$m
1994	Standard Marge Hedging	0.08	0.08
	Ausbeute Hedging	0.08	0.08
	2-Stufen-Verfahren	0.32	0.32
	Simultanverfahren	0.19	0.26
1995	Standard Marge Hedging	0.08	0.08
	Ausbeute Hedging	0.08	0.08
	2-Stufen-Verfahren	0.23	0.20
	Simultanverfahren	0.15	0.18
1996	Standard Marge Hedging	0.08	0.08
	Ausbeute Hedging	0.08	0.08
	2-Stufen-Verfahren	0.28	0.26
	Simultanverfahren	0.17	0.19
1994	Standard Marge Hedging	0.08	0.08
-	Ausbeute Hedging	0.08	0.08
1996	2-Stufen-Verfahren	0.28	0.17
	Simultanverfahren	0.26	0.21

*Tabelle 17: Transaktionskosten verschiedener Komplexitätsstufen
der Beschaffungsplanung*

Das “Standard Marge Hedging” und das “Ausbeute Hedging” haben konstante Transaktionskosten von 0.08 \$m, da die Anzahl der gehandelten Waretermincracks ausschließlich durch die konstante Gesamtausbeute determiniert ist. Bemerkenswert ist, daß die Varianz- und kovarianzminimierenden Verfahren höhere Transaktionskosten aufweisen. Dieses wird teilweise erklärt durch die Flexibilität des Varianz-Kovarianz-Modells “WTI” und “Dubai” Spreads zu Brent zu kaufen oder zu verkaufen. Es wird deutlich, daß das Stochastische Modell eine geringere Anzahl von Transaktionen benötigt als das Basis-Modell und daher bei Berücksichtigung von Transaktionskosten gegenüber dem Basis-Modell eine Aufwertung erfährt.

³²¹ Der Bid/Ask Spread wurde bei den vorherigen Ausführungen nicht einbezogen, ist aber in den Transaktionskosten von 0.25 \$/T enthalten. Die isolierten Transaktionskosten liegen im Bereich von 0.1 - 0.15 \$/T.

Werden die Transaktionskosten zu den Deckungsbeiträgen aus der Produktion und den Hedgingergebnissen addiert, ergibt sich folgendes Ergebnis:

Ergebnisbeiträge aller Prognoseverfahren 1994 - 1996							
Mittelwert \$m pro Monat mit Transaktionskosten von 0.25 \$/T							
Jahr	Lösungsverfahren	Simpel		Stochastisch		Mittelwert	
		μ	σ	μ	σ	μ	σ
1994	DB ex Produktion	16.33	3.29	16.31	3.23	16.32	3.26
	Standard Marge Hedging	-0.08	0.53	-0.08	0.53	-0.08	0.53
	Ausbeute Hedging	0.13	0.82	0.13	0.82	0.13	0.82
	2-Stufen-Verfahren	-0.28	1.49	0.13	1.31	-0.07	1.41
	Simultanverfahren	-0.13	0.95	0.14	1.09	0.01	1.03
1995	DB ex Produktion	12.66	2.07	12.65	2.07	12.66	2.07
	Standard Marge Hedging	-0.10	0.40	-0.08	0.40	-0.09	0.40
	Ausbeute Hedging	0.04	0.54	0.02	0.54	0.03	0.54
	2-Stufen-Verfahren	0.51	1.24	0.50	1.45	0.51	1.35
	Simultanverfahren	0.09	0.71	0.41	0.98	0.25	0.87
1996	DB ex Produktion	18.01	6.91	18.00	6.94	18.01	6.93
	Standard Marge Hedging	-0.16	0.60	-0.10	0.60	-0.13	0.60
	Ausbeute Hedging	-0.20	1.10	-0.17	1.10	-0.18	1.10
	2-Stufen-Verfahren	0.67	1.41	0.15	1.25	0.41	1.36
	Simultanverfahren	-0.07	1.13	0.14	1.07	0.03	1.10
1994	DB ex Produktion	15.67	5.10	15.66	5.10	15.66	5.10
-	Standard Marge Hedging	-0.11	0.54	-0.09	0.54	-0.10	0.54
-	Ausbeute Hedging	-0.01	0.86	-0.01	0.86	-0.01	0.86
1996	2-Stufen-Verfahren	0.30	1.44	0.26	1.34	0.28	1.39
	Simultanverfahren	-0.04	0.95	0.23	1.05	0.10	1.00

Tabelle 18: Ergebnisbeiträge unterschiedlicher Komplexitätsstufen der Beschaffungsplanung im Mittelwert aller Prognoseverfahren bei Berücksichtigung von Transaktionskosten

Das Stochastische Lösungsmodell und das Simultanverfahren werden durch die Berücksichtigung von Transaktionskosten attraktiver, da die Transaktionskosten geringer als beim Basis-Modell und dem Zwei-Stufen-Verfahren sind. Insgesamt sind beim Zwei-Stufen-Verfahren beide Lösungsmodelle nach den Kriterien μ und σ attraktiv, während beim Simultanverfahren das Stochastische Modell dem Basis-Modell klar überlegen ist.

Die Auswahl einer konkreten Modell-Verfahrenskombination ist abhängig von der Ausprägung der Risikoaversion des Raffineurs. Das Verhältnis μ/σ gibt das Verhältnis vom Deckungsbeitrag zu seinem Risiko an. Bei einem Mindestertrag von Null z. B. ist μ/σ die kardinale Präferenzfunktion. In der nachfolgenden Tabelle werden die Präferenzfunktionen für alternative Mindest-Deckungsbeiträge anhand der Mittelwerte für 1994 bis 1996 aufgeführt.

Ex-Post Präferenzfunktionsanalyse aller Prognoseverfahren 1994 - 1997				
Mindestertrag DB _{min}	Basis		Stochastisch	
	2-Stufen	Simultan	2-Stufen	Simultan
\$m				
0.0	3059	3111	3158	3178
1.0	2868	2912	2959	2978
2.0	2676	2713	2761	2778
3.0	2485	2514	2562	2578
4.0	2293	2315	2364	2378
5.0	2102	2116	2166	2178
6.0	1910	1917	1967	1978
7.0	1719	1718	1769	1778
8.0	1527	1519	1570	1578
9.0	1336	1320	1372	1377
10.0	1144	1121	1173	1177
11.0	952	922	975	977
12.0	761	723	777	777
13.0	569	524	578	577
14.0	378	325	380	377
15.0	186	126	181	177
16.0	-5	-73	-17	-23

Tabelle 19: Präferiertes Lösungsverfahren in Abhängigkeit vom gewünschten Mindestbetrag

Es ist klar ersichtlich, daß bei einem niedrigen Mindestertrag das dem E-V-Modell entsprechende Stochastische Modell im Simultanverfahren bevorzugt wird. Dies entspricht den Erwartungen, da das Stochastische Modell das Risiko bei der Planung berücksichtigt. Diese Ergebnisse maximieren die Präferenz eines extrem risikoaversen Raffineurs, da der Raffineur bei einem Deckungsbeitragspotential ohne Risikomanagement von gerundet 15.70 \$m unter 13 \$m eine sehr geringe Mindestanforderung an den Deckungsbeitrag haben.

Ist die Mindestanforderung höher als 15 \$m, ist das Basis Modell nach dem Zwei-Stufen-Verfahren zu bevorzugen. Die Überlegenheit des Zwei-Stufen-Verfahrens, des μ -Kriteriums, bei einer Präferenz die annähernd dem μ -Kriterium entspricht, ist ebenfalls zu erwarten. Die Überlegenheit des Basis-Modells im Zwei-Stufen-Verfahren ist vor allem durch das Jahr 1996 bedingt. In den Jahren 1994 und 1995 ist das Stochastische Modell beim Simultanverfahren dem Basis-Modell beim Zwei-Stufen-Verfahren mindestens ebenbürtig.

Die Unterlegenheit des Stochastischen Modells bei hohen Mindestanforderungen an den Deckungsbeitrag wird durch die Hedgingergebnisse verursacht. Der durchweg positive Deckungsbeitrag des Hedgings ist in der zyklischen Struktur der Ölmärkte begründet. Das physische Produktionsprogramm nutzt hohe Preis-Spreads in Relation zueinander zur Bestimmung des optimalen

Beschaffungsprogramms. Das Hedging sichert dabei den zugrundeliegenden relativen Preis auf dem Warenterminmarkt. Wird die Produktion fünf bis acht Wochen später durchgeführt, verliert der prognostizierte Spread aufgrund der zyklischen Marktstruktur und der zwischenzeitlichen Auswirkung des Raffinationsangebots auf die lokale Produktnachfrage für die Bestimmung des optimalen Produktionsprogramms mit großer Wahrscheinlichkeit an Bedeutung. Während die physische Produktion durch die Flexibilität der Produktionsfunktion re-optimiert werden kann und die Auswirkungen relativer Preisveränderungen vergleichsweise gering bleiben, erwirtschaftet das Sinken der relativen Höhe des Spreads bei Auflösung des Warenterminkontraktes einen positiven Deckungsbeitrag. Gegenüber dem herkömmlichen Ergebnis ohne Berücksichtigung des Preisrisikos wird für die Beispiel-Raffinerie eine Ergebnisverbesserung von 15.67 \$m p.M. auf 15.88 - 15.97 \$m p. M. je nach Lösungsmodell und -verfahren erzielt. Die Standardabweichungen der untermonatlichen Deckungsbeiträge weichen nur unwesentlich voneinander ab.

Die vorliegenden Ergebnisse lassen weder eindeutige Aussagen über das Zwei-Stufen-Verfahren in Relation zum Simultanverfahren, noch abschließende Aussagen über das Basis-Modell gegenüber dem Stochastischen Modell zu. Dies kann nur anhand eines realen Raffineriemodells mit einer größeren Anzahl von Sub-Modellen für die Stochastische Optimierung geschehen. Tendenziell nutzt das simple Zwei-Stufen-Verfahren die Warenterminkontrakte besser als das Stochastische Modell und erzielt deshalb im Mittelwert höhere Deckungsbeiträge. Das Stochastische Modell hingegen erzielt weniger volatile Deckungsbeiträge, unabhängig vom konkreten Lösungsverfahren. Hinzu kommt ein effizienterer Einsatz von Warenterminkontrakten zur Sicherung des Planergebnisses, welches zu geringeren Transaktionskosten führt.

Im Ergebnis ist nach dieser empirischen Untersuchung das dem E-V-Modell entsprechende Stochastische Modell im Simultanverfahren robuster als andere Modelle. Es weist aber einen geringeren Deckungsbeitrag als das Basis-Modell im Zwei-Stufen-Verfahren auf. Dies entspricht der Erwartung, da das Zwei-Stufen-Verfahren, dem μ -Kriterium entsprechend, langfristig den höchsten kumulativen Deckungsbeitrag erzielen sollte. In Abhängigkeit von der Risikopräferenz des Raffineurs kann die optimale Lösungsmodell und -verfahrenskombination bestimmt werden: Je stärker die Risikoaversion des Raffineurs ausgeprägt ist, desto stärker wird seiner Präferenz durch Anwendung des E-V-Modells durch das Stochastische Modell im Simultanverfahren entsprochen.

7 Risikosensitive Planung in der Praxis

7.1 Relevanz der risikosensitiven Planung

Ein Lösungsmodell zur risikosensitiven Beschaffungsoptimierung muß den Anforderungen der Realität genügen, damit es in der Praxis eingesetzt wird. Um die Ergebnisse dieser Untersuchung auf die Praxis übertragen zu können, werden zunächst die praktische Relevanz der Ergebnisse des Beispielsmodells aus Kapitel 6 und praktische Implikationen der Modellierung diskutiert. Abschließend werden die Kriterien der Akzeptanz, die Vorteilhaftigkeit der Methodik, die Zeit der Modellauswertung sowie die Aufbereitung der Ergebnisse auf die Problemstellung bezogen.³²²

7.1.1 Problemstellung in der Praxis

Die grundsätzliche Bedeutung der risikosensitiven Beschaffungsoptimierung kann aus den positiven Ergebnissen der risikosensitiven Planung aus Kapitel 6 dieser Untersuchung abgeleitet werden. Sofern die Resultate auf praxisnahen Voraussetzungen basieren, ist die Relevanz der risikosensitiven Beschaffungsplanung für die Raffinerieproduktion gegeben.

Die Problemstellung in der Praxis weicht jedoch in ihrer exakten Formulierung von der in dieser Arbeit postulierten Problemstellung in verschiedenen Einzelheiten ab. Im folgenden wird erörtert, wie diese Abweichungen zu beurteilen sind.

Die praktische Beschaffungsentscheidung ist keine Entscheidung über den optimalen Rohölmix eines Monats, sondern eine Entscheidung über das als nächstes zu beschaffende Rohölcargo. Dies ist eine gemischt-ganzzahlige Problemstellung, denn die Beschaffungsmenge ist durch die gehandelten Cargomengen der Rohöle determiniert.

Die Beurteilung des Wertes alternativer Rohöl-Cargos erfolgt weiterhin unter Berücksichtigung zu erwartender Bestände im Verarbeitungszeitpunkt. Diese Bestände sind im Entscheidungszeitpunkt nicht vollständig determiniert, da der Produktionsverlauf vom Entscheidungszeitpunkt bis hin zum Einsatz des zu beschaffenden Rohöls ein bestehender Freiheitsgrad des Raffineurs ist.

Die Einsatzzeitdauer der Verarbeitung des zu beschaffenden Rohöls ist ein weiterer Freiheitsgrad. Dieser wird vom Anteil des Rohöls an der Einsatzmischung determiniert. Die Nutzung dieser Freiheitsgrade bedeutet eine Relativierung der Ganzzahligkeitsbedingung der Rohöl-Cargomengen, da das Synergiepotential durch die variable Einsatzdauer optimiert werden kann.

Im Beispielsmodell der Untersuchung stehen fünf Rohöle zur Auswahl, in der Praxis sind etwa 30 Rohöle entscheidungsrelevant. Von diesen 30 Rohölen können wegen Tankraumbeschränkungen drei bis acht Rohöle gleichzeitig zur Verarbeitung geblendet werden.

³²² Preßmar, D. B.: Zur Akzeptanz von computergestützten Planungssystemen, in: Krallmann, H. (Hrsg.), Unternehmensplanung und -steuerung in den 80er Jahren, Berlin Heidelberg New York 1982, S. 324 ff.

Das Beispielmodell hat weniger Freiheitsgrade bei der Rohölauswahl und der Re-Optimierung des optimalen Einsatzblends als die Realität. Dieser Effekt wird durch die gegenüber der Realität limitierten Freiheitsgrade der Produktionsfunktion des Beispielmodells verstärkt.

Bei der Übertragung der Aussage des Beispielmodells in die Praxis ist demzufolge eine Unterbewertung der Flexibilität des Beispielmodells anzunehmen. Der Ansatz der Stochastischen Optimierung kann daher erst in einem realen Raffineriemodell abschließend beurteilt werden. Dazu ist das Stochastische Modell mit einer größeren Anzahl von Sub-Modellen im realen Raffineriemodell aufzustellen.

Eine weitere Abweichung des Beispielmodells zur Entscheidungssituation in der Praxis betrifft den Entscheidungszeitpunkt. Während im Beispielmodell alle Entscheidungen in der ersten Woche des der Verarbeitung vorausgehenden Monats getroffen werden, stellt der Entscheidungszeitpunkt in der Realität einen weiteren Freiheitsgrad dar.

Je später eine Entscheidung getroffen wird, desto kürzer ist der Betrachtungszeitraum und desto kleiner ist demzufolge das relative Margenrisiko. Der durch den Markt bedingte Entscheidungszeitraum ist jedoch für alle Rohölsorten unterschiedlich. Generell wird das Rohöl zwei bis vier Wochen vor der Verladung gehandelt. In Abhängigkeit von der Transportdauer weichen daher die Entscheidungszeitpunkte der Rohöle für die gleiche Verarbeitungszeit voneinander ab.

Rohöle mit einer kurzen Transportzeit können besser bewertet werden als Rohöle mit langen Transportzeiten, da das Synergiepotential anderer Rohöle, die bereits beschafft wurden, bekannt ist. Bei der in dieser Untersuchung durchgeführten Bewertung der unterschiedlichen Methoden wurde aus Vereinfachungsgründen auf diese Problematik nicht eingegangen.³²³

Die Differenzen in der Bewertung unterschiedlicher Rohöle ist aufgrund der Gemischt-Ganzzahligkeitsbedingung durch die definierte Beschaffungsmenge eines Rohölcargos in der Praxis signifikanter als im Beispielmodell. Aus diesem Grund wird häufig die Beschaffungsentscheidung nach einer risikosensitiven oder risikoignorierenden Methode identisch sein. In den Fällen, in denen jedoch eine andere Entscheidung getroffen wird, ist durch das erhebliche Volumen eines Rohölcargos mit einem signifikanten Einfluß auf das Ertragsniveau zu rechnen. Über einen langen Zeitraum betrachtet können die Ergebnisse des Beispielmodells durchaus repräsentativ für die Problemstellung der Praxis sein.

³²³ vgl. zu dieser Problematik Keane, M. P., Wolpin, K. I.: The Solution and Estimation of Discrete Choice Dynamic Programming Models by Stimulation and Interpolation: Monte Carlo Evidence, The Review of Economics and Statistics, 1994, S. 650 ff.

7.1.2 Übertragung des Lösungsmodells

Die Rohölauswahlentscheidung in der Praxis wird mit einem Lösungsverfahren auf Basis Linearer Programmierung durchgeführt. Die Bewertungen der Rohölalternativen basieren auf einem Szenario mit einer Preisschätzung von Rohölen und Produkten. Für die Bewertung der Rohöle werden Schattenpreise oder Durchschnittsbewertungen der betrachteten Rohöl-Cargos zugrundegelegt.³²⁴ Die korrekte Bewertungsmethode ist die Durchschnittsbewertung, weil nur diese Methode die Deckungsbeiträge von Rohölen vergleicht.³²⁵

Die Beschaffungsoptimierung der Raffinerie mit dem simplen LP-Verfahren hat den Nachteil, daß weder die inhärente Flexibilität der Rohöle bezüglich der Komponentenausbeute und -verblendungen in die Bewertung einbezogen wird, noch der Erwartungswert des Deckungsbeitrags auf Basis der mit ihren Wahrscheinlichkeiten gewichteten Preisssets ermittelt wird.

Die Stochastische Optimierung ermöglicht eine explizite Bewertung der Flexibilität unter Berücksichtigung der Freiheitsgrade der Produktionsfunktion sowie die Ermittlung des Erwartungswertes des Deckungsbeitrags.

In der Untersuchung auf Basis empirischer Grundlage konnte diese Methode die Ergebnisse des Basis Modells ohne Berücksichtigung von Flexibilitäten nicht übertreffen. Die Begründung kann in der Simplität des Beispielmodells hinsichtlich der Verarbeitungsrouten unterschiedlicher Rohöle liegen. Ein reales Raffineriemodell ist in den Verarbeitungsrouten und kontrollierten Produktspezifikationen um den Faktor zehn komplexer. Es ist demnach ungeklärt, ob das Stochastische Modell unter realen Voraussetzungen seine konzeptionelle Überlegenheit gegenüber dem Basis Modell beweisen kann.³²⁶

Die Möglichkeit, den Wert von Rohölen nach ihrem Kauf an den Forwardmärkten abzusichern, ist in der Praxis bekannt. Diese Sicherung wird nicht praktiziert, da keine Bewertungsmethode existiert, die das Risiko aus der Rohölbeschaffung feststellt.

Risikomanagement beschränkt sich deshalb allgemein auf das Hedging aktueller Bestandsrisiken. Die Hedgingphilosophie des Risikomanagements besteht darin, Mengeneinheiten mit Mengeneinheiten zu hedgen. Ein optimales Hedgingverhältnis zwischen Future und physischen Produkten in Abhängigkeit

³²⁴ Die Durchschnittsbewertung wird durch die Differenz zweier LP-Optimierungen ermöglicht. In der ersten Optimierung wird das Volumen des zu bewertenden Rohöls fixiert und zu Kosten von Null zur Verarbeitung erzwungen. In der zweiten Optimierung wird das Volumen des zu bewertenden Rohöls auf Null gesetzt. Die Differenz der Zielfunktion aus der ersten und zweiten Optimierung entspricht dem Gesamtwert des zu bewertenden Rohöls. Wird der Wert durch das Volumen der ersten Optimierung dividiert, entspricht das Resultat dem durchschnittlichen Wert bezogen auf eine Volumeneinheit.

³²⁵ Die Nutzung von Schattenpreisen zur Bestimmung eines Rohölwertes führt zu falschen Entscheidungen, wenn die relative Veränderung von Schattenpreisen bei Rohölen unterschiedlich ist. Dies ist nach den Erfahrungen des Verfassers in den meisten Fällen gegeben.

³²⁶ Aufgrund der erforderlichen Größe der Lösungsmatrix des LPs stößt dies bis 1998 noch auf Schwierigkeiten bei der Durchführung.

vom Basisrisiko wird grundsätzlich nicht ermittelt. Dieses Basisrisiko ist jedoch in der Beurteilung des optimalen Hedges entscheidend. Die Aufbereitung des Varianz-Kovarianz-Modells sollte es aus dem Grund der Verständnisbildung dem Anwender ermöglichen, die Abhängigkeiten zu verstehen und gegebenenfalls zu verändern. Hierbei ist besonders die Visualisierung der Abhängigkeiten von Bedeutung.³²⁷ Auf diese Weise können aus einer historischen Ableitung unstimmmige Elemente bereinigt werden, so daß eine bessere Prognose möglich ist. Dies konnte in dieser Arbeit nicht demonstriert werden, da aus Gründen der Objektivität der Ergebnisse von jeder manuellen Manipulation an Preisprognosen und der Ermittlung der Hedgingmengen Abstand genommen wurde.

Die optimale Hedgingmethode hängt von den Marktstrukturen ab. Die Autokorrelation der Preisentwicklung ist in die Kovarianzanalyse zur Bestimmung der optimalen Hedginginstrumente und -Mengen einzubeziehen. Die leptokurtiose Verteilung ist maßgeblich bestimmend für die Ermittlung des Basisrisikos der physischen Produktionsausbeute und der gewählten Hedgingkontrakte. Dieses Basisrisiko ist aufgrund der leptokurtiosen Verteilung höher als im Fall der Normalverteilung.

In dieser Untersuchung wurde mit einem einfachen Kovarianzansatz gearbeitet, der zwar die erwartete Zeitdauer des abzusichernden Risikos, aber weder Autokorrelation noch Heteroskedastizität berücksichtigt.³²⁸ Risikomanagementmodelle, die beide Faktoren einbeziehen, ermöglichen ein effizienteres Risikomanagement.

In die Auswahl der Hedginginstrumente sind neben den in dieser Arbeit einbezogenen Futures und Swaps auch Optionen als alternative Hedginginstrumente einzubeziehen. Aufgrund der Überführungsmöglichkeit von Optionen in Futures einerseits sowie der vorhandenen Marktpreise für Futures und Optionen andererseits, hängt die Auswahl des optimalen Hedginginstruments vom konkreten Einzelfall und der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers ab. Werden beispielsweise Futures im Vergleich zu Optionen billiger gehandelt, ist es rational, eine "short-position" durch den Kauf von Futures und eine „long-position“ durch den Verkauf von Optionen zu decken, da das gleiche Risikoreduktionspotential für einen geringeren Preis gekauft wird.

Generell können die Untersuchungsergebnisse mit wenigen Modifikationen in die Praxis umgesetzt werden. Der Ansatz der Stochastischen Optimierung ist in der Praxis bekannt,³²⁹ während der reguläre Einsatz bisher am Lösungsaufwand scheiterte. Die Nutzung der Warenterminmärkte durch das Hedging von Preisrisiken ist etabliert. Demzufolge sind die organisatorischen Voraussetzungen in

³²⁷ Burns, W. J., Clemen, R. T.: Covariance Structure Models and Influence Diagram, Management Science, Vol. 39, No. 7, July 1993, S. 816 ff.

³²⁸ Hall, J. A., Brorsen, W., Irwin, S. H.: The Distribution of Futures Prices: A Test of the Stable Paretian and Mixture of Normal Hypothesis, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 24, No. 1, March 1989, S. 115.

³²⁹ Shell Netherlands stellte diesen Ansatz 1994 einer Konferenz in den Niederlanden vor.

vielen Fällen gegeben. Der Einsatz des Hedgings zur Risikoreduktion erfordert jedoch eine adäquate Feststellung des Risikos der Beschaffungsentscheidung. Es ist von der noch heute vorhandenen, simplen Mengenbetrachtung abstrahiert. Relevant ist nur der "Value-at-Risk".³³⁰

Eine Überlegenheit des Stochastischen Modells und des Simultanverfahrens wurde in dieser Arbeit im Rahmen der Untersuchung auf Basis empirischer Grundlagen nicht festgestellt. Bei sorgfältiger Modellierung der Sub-Modelle im Rahmen des Stochastischen Modells sowie der Optimierung der Kovarianz-Matrix können die Ergebnisse dieser Arbeit übertroffen werden, da einfachste Modellstrukturen ohne Anpassung an die historischen Daten verwendet wurden. Für eine praktische Realisierung werden folgende Verbesserungen vorgeschlagen:

- Die Preisprognosen sind in der Praxis einer menschlichen Plausibilitätskontrolle zu unterziehen, um die Qualität der Prognosen zu verbessern. Inwieweit Preisprognosen durch trenderkennende Modelle und Heuristiken³³¹ verbessert werden können, ist fraglich. Eine Verbindung der Problemstellung mit der Chaostheorie ist im Ansatz vielversprechend.³³²
- Die Kovarianz-Matrix kann auf bessere Prognoseeigenschaften getrimmt werden, indem logische Abhängigkeiten mit historischen Abhängigkeiten zu einem Hybrid-Modell verbunden werden.
- Autoregression und Heteroskedastizität sind einzubeziehen.³³³
- Der Einfluß des Betrachtungszeitraums auf die Kovarianz-Matrix ist unbedingt zu berücksichtigen, da die Betrachtungszeit ein wesentlicher Einflußfaktor auf die Höhe der Korrelationen ist.³³⁴

Das Gesamtsystem der integrierten Beschaffungsoptimierung unter Berücksichtigung von Risiken ist eine Kombination aus Lösungsmodell, Lösungsverfahren und menschlicher Intelligenz. Die Steuerung dieses Systems kann von einem Expertensystem, das die Interaktion mit dem Anwender kontrolliert, übernommen werden. Insbesondere die Erklärungskomponenten eines Expertensystems kann die Akzeptanz der Benutzer dieses komplexen Systems entscheidend beeinflussen.

³³⁰ Paul-Choudhery, S.: Optional Extras, Value-at-Risk Supplement, London, June 1996.

³³¹ Sarsfield Cabral, J. A., Giunares, R. C.: Dynamic Calibration of Price-trend Parameters for Commodity Futures Trading, Journal of Operations Research, Vol. 45, No. 8, S. 867 ff.

³³² Die Chaostheorie untersucht Regeln für scheinbar unregelmäßiges Verhalten. Diese Analysen lassen sich auf Preis- und Volatilitätsprognosen ausdehnen. Vgl.: Burlando, T.: Chaos and Risk Management, Risk Management, New York, April 1994., S. 54 ff.

³³³ vgl. Hui, T.-K., Kwan, E. K., Lee, C.-B.: Optimal Portfolio Diversification: Empirical Bayes Versus Classical Approach, Journal of the Operational Research Society, Vol. 44, No. 11, 1993, S. 1155 f.; Parkinson, M.: The Extreme Value Method for Estimation the Variance of the Rate of Return, The Journal of Business, Vol. 53, No. 1, 1980, S. 61 f.

³³⁴ vgl. Turtle, H., Buse, A., Korkie, B.: Test of Conditional Asset Pricing with Time-Varying Moments and Risk Prices, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 29, No. 1, March 1994, S. 23 ff.

7.2 Akzeptanz

7.2.1 Vorteilhaftigkeit

Die Grundlagen der rationalen Entscheidung unter Risiko ist in der Praxis zu verbreiten, bevor es zu einer breiten Akzeptanz eines Hedgings auf Basis von Korrelationen kommt. Da diese Betrachtungsweise von der Praxis generell angenommen wird, zeigt die Akzeptanz der Portfolioselektionsmodelle auf dem Finanzmarkt und dem bereits etablierten Hedging als Methode der Risikoreduktion im Ölhandel.

Eine allgemeine Voraussetzung der praktischen Einführung eines neuen Systems ist die subjektive Überzeugung des Entscheidungsträgers, das die Systemveränderung vorteilhaft oder wirtschaftlich ist. Zur Akzeptanz der risikosensitiven Planung in der Praxis muß damit der um das Risiko erweiterte Planungsvorgang subjektiv vorteilhafter sein als der hergebrachte Planungsvorgang ohne Berücksichtigung der Risikobetrachtung.

Die Vorteilhaftigkeit kann allgemein entweder auf geringeren Kosten des Planungsvorganges oder auf besseren Entscheidungen durch Anwendung der risikosensitiven Planung beruhen. Die Berücksichtigung des Risikos erhöht in jedem Fall den Planungsaufwand, da die originäre Anzahl der Parameter aufgrund der Einbeziehung des Risikos und der Komplexität des Planungsmodells durch die Beziehungen der Risikomodellierung steigt. Die Komplexität des risikosensitiven Lösungsmodells muß demzufolge durch die erwartete Entscheidungsverbesserung aufgewogen werden.

Die zu erwartenden marginalen Erträge sind nach der durchgeführten Untersuchung im Bereich von 1 % bis 2 % der Deckungsbeiträge zu erwarten. Diese Ergebnisse sind unabhängig von den Prognoseverfahren aus der Untersuchung auf Basis empirischer Grundlage abgeleitet. Die marginalen Kosten werden durch einmalige Modellierungs- und Implementierungskosten des Lösungsmodells und -verfahrens bestimmt. Permanente Kosten werden im wesentlichen durch die Durchführung des Hedgings verursacht.

Die Entscheidung, explizites Risikomanagement zu betreiben, ist eine Investitionsentscheidung.³³⁵ Die Kosten des Risikomanagements, d. h. Personal-, Informations- und Kommissionskosten, sind bei der Entscheidung für das Risikomanagement einzubeziehen. Beim Hedging sind neben den Gebühren der Bid-Ask-Spreads sowie personelle Expertisen zu berücksichtigen. Während sich das Preisrisiko durch Hedgingmethoden reduzieren läßt, können in Abhängigkeit vom jeweiligen Kontrakt rechtliche Risiken in Bezug auf Vertragserfüllung der Gegenpartei des Sicherungsgeschäfts entstehen, was bei der Auswahl des Hedginginstrumentes zu berücksichtigen ist.³³⁶

³³⁵ Arditti, F. D.: Risk and the Required Return on Equity, The Journal of Finance, Vol. 22, No. 1, March 1967, S. 19.

³³⁶ Haynes, R. A.: a.a.O., S. 42 ff.

In den Abschnitten 6.6.1 und 6.8 wurde argumentiert, daß sich durch die zyklische Bewegung der relativen Produktpreise und der Wirkung der qualitativen, lokalen und zeitlichen Arbitrage eine Argumentation aufbauen läßt, die einen positiven Deckungsbeitrag des Hedgings der Beschaffungsentscheidung erwarten läßt. Wird sich dieser Argumentation angeschlossen, ist für die Entscheidung für das Hedging die Risikoaversion des Entscheidungsträgers nicht erforderlich. Eine hierarchische Problemlösung, wie im Zwei-Stufen-Verfahren, kann durch die inhaltliche Separation des Beschaffungsrisikos der Raffinerie von der Deckungsbeitragserwartung durch das Gewinnpotential des Hedgings und des geringen Modellierungs- und Lösungsaufwands eine rationale Entscheidung darstellen.

7.2.2 Lösungszeit und Ergebnisaufbereitung

Das Stochastische Modell und die Approximation des Effizienten Sets im Rahmen des Simultanverfahrens war bis Anfang der neunziger Jahre aufgrund der Rechenzeiten der Modelle auf Basis Linearer Programmierung nicht gerechtfertigt. Bei Modelloptimierungszeiten von mehr als zwei Stunden vergingen für die Beurteilung von 30 verschiedenen Rohölen mindestens 62 Stunden allein für das Basis-Modell ohne Hedging.³³⁷ Heute liegt die durchschnittliche Lösungsdauer für eine LP-Optimierung eines realen Raffineriemodells bei zwei Minuten.³³⁸ Damit sind die Voraussetzungen zur Durchführung der Stochastischen Optimierung durch eine Lösungsmodellvergrößerung und die Approximation des Effizienten Sets im Rahmen des Simultanverfahrens gegeben.

Die Ergebnisdarstellung der Planung ist bezüglich ihrer ergonomischen Darstellung auf die konkrete Entscheidungssituation zu optimieren. Die Ergebnisse des Lösungsverfahrens sind so aufzubereiten, daß Informationen über Deckungsbeitrag, Standardabweichung, optimale Hedgingposition sowie Faktoreinsatzmengen vorliegen. Zusätzlich sind Erklärungskomponenten bereitzustellen, die dem Entscheidungsträger die endgültige Entscheidung über die Rohölbeschaffung ermöglichen. Neben der ergonomischen Aufbereitung der Information über die Entscheidungssituation mit Grafiken und Farben ist eine Hilfestellung für die menschliche Plausibilitätsüberlegung eine Grundvoraussetzung. Zur Plausibilisierung des Deckungsbeitrags ist anzugeben, wie sich der Wert der Faktoreinsätze aus den Analysen des Lösungsmodells zusammensetzt, ob der Wert in der Ausbeutestruktur oder in den Qualitäten der Komponenten entsteht und wieviel des Wertes aus Synergieeffekten stammt.

Problematisch ist die Darstellung von Synergieeffekten, da diese definitionsgemäß nicht isoliert betrachtet werden können. Sie sind im einfachen Fall als unerklärte Bestandteile der Bewertung aufzuzeigen bzw. in einer Synergieanalyse, z. B. mit regressionsanalytischen Verfahren, zu spezifizieren.

³³⁷ 62 Stunden sind das Resultat aus: 2 Stunden à 30 Rohöle und 2 Stunden für das Basis-Modell das als Maßstab für die Durchschnittsbewertung dient.

³³⁸ 120 Minuten wurden für eine Lösungsrechnung auf einem PC 486, 100 Mhz, gemessen, zwei Minuten auf einem Pentium Pro, 200 Mhz. Diese zwei Minuten beinhalten eine stark reduzierte Reporterstellung, die ungekürzt etwa 80 % der Lösungszeit beansprucht.

8 Zusammenfassung

8.1 Raffination

In dieser Arbeit werden die Problematik der Beschaffungsoptimierung einer Erdölraffinerie unter besonderer Berücksichtigung von Risiko vorgestellt und Lösungsansätze zur Integration des Risikos in die Planung entwickelt. Die Ergebnisse verschiedener Lösungsmodellansätze und Lösungsverfahren werden anschließend für die Periode von 1994 bis 1996 empirisch ausgewertet.

Die klassische Zielsetzung der Raffination liegt in der Maximierung des Deckungsbeitrags aus Produktenerlösen und variablen Verarbeitungskosten. Die Rohöle verursachen dabei mehr als 95% der variablen Verarbeitungskosten und beeinflussen damit den Deckungsbeitrag aus der Raffination erheblich.

Der Deckungsbeitrag wird durch die Transformation von Rohölen in Produkte anhand der Produktionsfunktion, einer kontinuierlichen Koppelproduktion mit einer Fertigungstiefe von bis zu sechs hintereinandergeschalteten Produktionsanlagen, erwirtschaftet. Die Flexibilität der Produktionsfunktion und die Vielzahl alternativer Rohöleinsatzkombinationen erfordern ein simultan optimierendes Lösungsverfahren, um aus den potentiellen Verarbeitungsrouten die Lösung mit dem höchsten Deckungsbeitrag zu ermitteln. In der Praxis haben sich dazu Lösungsverfahren auf Basis Linearer Programmierung durchgesetzt, da die Abbildungsgenauigkeit eines Linearen Planungsmodells unter der Bedingung einer deterministischen Datensituation in der Regel bei über 95% liegt. Aufgrund der Zeit zwischen Beschaffungsentscheidung und Konkretisierung der Produktion besteht jedoch keine deterministische Umweltsituation. Das Grundproblem der Beschaffungsoptimierung ist damit die Berücksichtigung der Unsicherheiten der Umweltbedingungen in das Planungsverfahren zur Beschaffungsentscheidung.

8.2 Risiko

Die Unsicherheit des geplanten Deckungsbeitrags einer Beschaffungsalternative ist das Risiko dieser Beschaffungsentscheidung. Zur Operationalisierung wird das Risiko durch die Wahrscheinlichkeitsverteilung der unsicheren Planungsparameter als Zufallsvariablen abgebildet.

Ein Modell zur Operationalisierung des Risikos ist das Erwartungswert-Varianz-Modell für Selektionsentscheidungen auf dem Kapitalmarkt. Das E-V-Modell wurde 1952 von H. M. Markowitz veröffentlicht. Dieses Modell stellt bis heute die Grundlage der Portfoliotheorie dar. Der Erwartungswert der Ergebnisverteilung und das Risiko, gemessen durch die Standardabweichung der Ergebnisverteilung, sind die Parameter des E-V-Modells. Unter der Voraussetzung der Risikoaversion des Entscheidungsträgers, der Normalfall in der Betriebswirtschaft, kann dann ein Effizientes Set von allen möglichen effizienten Portfolios ermittelt werden. Das Kriterium der Effizienz besagt, daß es

kein Portfolio gibt, welches ein geringeres Risiko bei gleichem Erwartungswert hat. Alle Portfolios des Effizienten Sets sind damit optimal diversifiziert.

In Abhängigkeit von der konkreten Risikoeinstellung des Entscheidungsträgers kann die Ertrags-Risiko-Präferenz als Präferenzfunktion abgebildet werden. Mittels dieser Präferenzfunktion kann aus dem Effizienten Set die präferenzmaximierende Handlungsalternative bestimmt werden.

Sind die Planungsparameter gemeinsam normalverteilt, läßt sich die Ergebnisverteilung vollständig durch die Verteilungsparameter "Erwartungswert" und "Standardabweichung" abbilden. Es kann gezeigt werden, daß bei Vorliegen einer gemeinsamen Normalverteilung der Ergebnisse und Risikoaversion des Entscheidungsträgers das nach dem E-V-Modell ermittelte Effiziente Set alle rationalen Handlungsalternativen im Sinne des Bernoulli-Prinzips des Entscheidungsträgers beinhaltet. Die Ergebnisse des E-V-Modells stehen dann in Einklang mit der Erwartungsnutzenmaximierung nach dem Bernoulli-Prinzip.

Zur Übertragung des E-V-Modells auf die Problematik der Beschaffungsentscheidung der Raffination sind im ersten Schritt die Unsicherheiten der Planung zu identifizieren, klassifizieren und quantifizieren. Das Risiko der Beschaffungsentscheidung ist durch eine im Planungszeitpunkt unsichere Produktenerlössituation, einer unsicheren qualitativen Rohstoffbeschaffenheit und dem unsicheren Zustand der Verarbeitungsanlagen im Zeitpunkt der Verarbeitung begründet. Das relevante, zu quantifizierende, Risiko der Beschaffungsentscheidung ist der Teil der gesamten Unsicherheit, die von der Beschaffungsentscheidung beeinflußt werden kann.

Für die Beschaffungsentscheidung ist das Preisrisiko von herausragender Bedeutung. Das Preisrisiko ist die Unsicherheit des Deckungsbeitrags, der Rohölmarge, verursacht durch die Unsicherheit der relativen Veränderung von Cracks, der Differenzen von Produkten- und Rohölpreisen, vom Entscheidungszeitpunkt der Beschaffung bis zur Konkretisierung der Produktenverkäufe. Das Preisrisiko der Beschaffungsentscheidung wird als relatives Margenrisiko bezeichnet.

Das relative Margenrisiko wird gemessen durch die mit den riskanten Mengen gewichtete Standardabweichung des Produktenportfolios, ermittelt durch historische Varianzen und Kovarianzen sowie der riskanten Produktenmengen. Die riskanten Mengen sind die über die Mindestausbeute hinausgehende Produktion, da die Mindestausbeute einer rohölqualitätsunabhängigen Produktion nicht durch die Beschaffungsentscheidung, welche Qualität beschafft wird, beeinflußt wird.

Das relative Margenrisiko kann durch Hedging mit Wareterminkontrakten reduziert werden. Die risikominimalen Mengen der Wareterminkontrakte werden durch die Minimierung der mit den Wareterminkontrakten erweiterten Portfoliovarianz bestimmt. Das durch Hedging nicht mehr weiter reduzierbare Preisrisiko wird als Margen-Basisrisiko bezeichnet.

8.3 Lösungsmodelle

Grundsätzlich kann die Modellierung des Planungsproblems nach unterschiedlichen Modellen erfolgen. Das klassische Raffinerieplanungsmodell ist ein lineares Modell, welches mit Hilfe der Linearen Programmierung und geschätzten Planungsparametern optimiert wird.

Dieses Modell berücksichtigt nicht die Flexibilität der Raffinerieproduktionsfunktion. Die Beschaffungsalternativen sind die Rohöle, potentielle Produktenportfolios, definiert durch die Produktionsfunktion. Aufgrund der Komplexität der Produktionsfunktion und der qualitativen Anforderungen an die Endprodukte unterliegt die Produktenausbeute der Raffinerieproduktion interdependenten Beziehungen. Die Produktenausbeuten der Raffinerieproduktion sind jedoch niemals a priori fixiert, es gibt keine eindeutige Zuordnung von Produkten auf Rohöle. Dies bedeutet, daß ein Re-Optimierungspotential des Produktionsablaufs auch nach erfolgter Beschaffungsentscheidung vorhanden ist. Dadurch ist eine Erwartungswertbildung des Deckungsbeitrags aus der Raffination nicht einfach durch mit ihren Wahrscheinlichkeiten gewichteten Szenarien-Deckungsbeiträgen möglich.

Die Flexibilität der Produktionsfunktion kann jedoch durch eine a priori Bewertung von Entscheidungsalternativen in den Rohölkosten berücksichtigt werden. Diese Vorgehensweise ist das Lösungsmodell der Faktorpreisanpassung. Die Faktorpreisanpassung ist eine hierarchische Vorgehensweise, die damit den Interdependenzen der Produktionsfunktion nicht gerecht wird.

Die Flexibilität der Produktionsfunktion kann mathematisch korrekt mit Hilfe der Stochastischen Optimierung in die Maximierung des Deckungsbeitrags einbezogen werden. Bei der Stochastischen Optimierung wird die Summe der mit ihren Wahrscheinlichkeiten gewichteten Szenarien simultan maximiert.³³⁹ Die einzelnen Sub-Modelle sind durch identische Rohöleinsätze verbunden, weisen aber unterschiedliche Produktenpreisparameter auf. Die Faktoreinsatzkombination, die das Stochastische Modell maximiert, hat den maximalen Erwartungswert des Deckungsbeitrags unter Berücksichtigung der Produktenpreisalternativen, deren Wahrscheinlichkeiten und der Flexibilität der Produktionsfunktion. Aufgrund des Re-Optimierungspotentials der Raffinerieproduktionsfunktion nach erfolgter Beschaffungsentscheidung läßt sich nur mit Hilfe der Stochastischen Optimierung der Erwartungswert des Deckungsbeitrags ermitteln.

8.4 Lösungsverfahren

Die Freiheitsgrade der Beschaffungsentscheidung für die Raffinerie sind der Entscheidungszeitpunkt, die zu beschaffende Rohölqualität und die Auswahl von Hedginginstrumenten zur Absicherung des riskanten Teils der Rohölmarge.

³³⁹ Ein Szenario oder Sub-Modell ist ein vollständiges LP-Modell der Produktionsfunktion mit den Planungsparametern eines Szenarios.

Das Zwei-Stufen-Verfahren reduziert das Risiko nach erfolgter Optimierung der Produktionsfunktion durch Einsatz von Hedginginstrumenten. In der ersten Stufe wird die Maximierung des Basis-, Faktorpreisbereinigten- oder Stochastischen Lösungsmodells ohne Berücksichtigung von Risiken vorgenommen. Das Zwei-Stufen-Verfahren entspricht somit der Anwendung des μ -Kriteriums.

Das aus der ersten Stufe resultierende Risiko, geschätzt durch die mit ihren riskanten Mengen gewichteten Varianzen und Kovarianzen der Cracks, wird durch Hedging mit Warenterminkontrakten in der zweiten Stufe reduziert. Die Beziehung zur physischen Produktionsoptimierung ist wie beim Modell der Faktorpreisanpassung hierarchisch, da die potentielle Risikoreduktion des Hedgings nicht in die Bestimmung der riskanten Produktenmengen einbezogen wird. Damit ist eine Ermittlung des Effizienten Sets nicht möglich. Das Ergebnis des Zwei-Stufen-Verfahrens ist jedoch im Effizienten Set enthalten. Es ist das Ergebnis mit der höchsten Ertragserwartung und dem höchsten Risiko.

Das Simultanverfahren bezieht das Risiko in die Deckungsbeitragsmaximierung ein, indem ein Effizientes Set aller effizienten Entscheidungsmöglichkeiten ermittelt wird. Dies erfolgt durch die Nutzung von Freiheitsgraden der Produktionsfunktion bei fixiertem Deckungsbeitrag zur Risikominimierung. In einem iterativen Prozeß werden die effizienten Lösungen approximiert, indem zu bestimmten Deckungsbeitragsniveaus die Lösung mit dem minimalen Risiko ermittelt wird. Die Möglichkeit des Hedgings wird bei diesem Verfahren simultan in die Optimierung der physischen Produktion einbezogen.

Mit dem Stochastischen Lösungsmodell läßt sich der Erwartungswert des Deckungsbeitrags unter Berücksichtigung der Flexibilität der Produktionsfunktion ermitteln. Im Simultanverfahren wird dann das Effiziente Set von Entscheidungsmöglichkeiten ermittelt, aus denen eine konkrete Präferenzfunktion, oder μ - σ -Regel, die optimale Lösung bestimmt.

Die Portfolioselektionsmodelle des Kapitalmarktes berücksichtigen im Gegensatz zur Produktionsfunktion des Raffineriebetriebs keine interdependenten Beziehungen von Erträgen. Diese Beziehungen können in das E-V-Modell in Form von linearen Nebenbedingungen einbezogen werden. Das Problem der Simultanoptimierung kann dann mit Hilfe der quadratischen Optimierung gelöst werden. Im Ergebnis ist damit eine Übertragung von Erkenntnissen der Portfoliotheorie des Kapitalmarktes auf den Produktionssektor möglich.

8.5 Empirische Ergebnisse

Die in dieser Arbeit vorgestellte Methodik zur Beschaffungsoptimierung unter Berücksichtigung von Risiken hat im empirischen Überprüfungszeitraum der Jahre 1994 bis 1996 zu einer Verbesserung der

Ergebnisse von 2%, d. h. 0.3 Millionen US-Dollar pro Monat, ohne Erhöhung der Standardabweichung der Ergebnisse und unabhängig von Preisprognosen zur Rohölauswahl, geführt.

Die Risikoreduktion durch Hedging der riskanten Mengen nach dem Verfahren der Varianzminimierung hat unabhängig vom Lösungsmodell und Lösungsverfahren eine Steigerung des Deckungsbeitrags bei gleichbleibender Standardabweichung zur Folge. Das Hedging ist demzufolge unabhängig von der Risikoeinstellung vorteilhaft für den Raffineur.

Das Zwei-Stufen-Verfahren hat für die betrachtete Periode den höchsten Deckungsbeitrag erwirtschaftet. Dies ist im Einklang mit der Präferenzfunktion des μ -Kriteriums, da im ersten Schritt der Deckungsbeitrag maximiert wird und erst im zweiten Schritt das Hedging zur Risikoreduktion durchgeführt wird.

Das Simultanverfahren, am Beispiel einer konkreten μ - σ -Regel, erwirtschaftet einen geringeren Deckungsbeitrag bei einer geringeren Standardabweichung der monatlichen Deckungsbeiträge als das Zwei-Stufen-Verfahren. Dieses Ergebnis steht ebenfalls im Einklang mit der Erwartung, da die Präferenzfunktion nicht einfach den Deckungsbeitrag maximiert, sondern das Risiko einbezieht.

In Abhängigkeit von der konkreten Risikoeinstellung des Raffineurs ist entweder das Zwei-Stufen-Verfahren oder das Simultanverfahren präferenzmaximierend.

Das Simultanverfahren auf Basis des Lösungsmodells der Stochastischen Optimierung ermittelt den Erwartungswert des Deckungsbeitrags unter Berücksichtigung der Flexibilität der Produktionsfunktion.

Durch Berücksichtigung der Interdependenzen und der Flexibilität der Faktoreinsätze geht der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz zur optimalen Rohstoffauswahl über die Transformation der Portfolioselektionstheorie auf dem Kapitalmarkt hinaus.

Der systematische Einsatz von Waretermingeschäften als Sicherungsinstrument der Beschaffungsentscheidung für die Raffinerieproduktion und die fehlenden Korrelation von Risiko- und Ertragserwartung sind weitere Unterschiede zum Portfolioselektionsproblem des Kapitalmarktes. Auf dem Kapitalmarkt werden Leerverkäufe mit negativen Erträgen assoziiert. Dieser Zusammenhang ist auf dem Wareterminmarkt nicht gegeben. Der Erwartungswert der Preisänderung eines Wareterminproduktes ist Null. Demzufolge können Wareterminkontrakte ohne Einfluß auf die Ertragserwartung risikoreduzierend in das Gesamtportfolio von physischen Produkten und Wareterminkontrakten einbezogen werden. Der praktische Einsatz des Zwei-Stufen-Verfahrens und der Simultanoptimierung ist ohne Restriktion möglich. Gegenüber den Kapitalmarktmodellen besteht bei der Problematik der Raffinerieoptimierung der Vorteil einer kleinen Kovarianz-Matrix von maximal 30 relevanten Produkt- und Futurepreisen. Dies hat einen relativ geringen Lösungsaufwand für das Lösungsverfahren zur Folge. Es ist davon auszugehen, daß bei systematischer Einbeziehung von Saisonalitätszyklen, Autokorrelation und Heteroskedastizität die Ergebnisse weiter verbessert

werden können. Die Planungsergebnisse bilden den grundlegenden Baustein für die menschliche Entscheidung, die auch im Lösungsmodell nicht modellierte Parameter einzubeziehen hat. Da das Lösungsmodell der Beschaffungsplanung von interdependenten Beziehungen geprägt wird, ist die Visualisierung der Ergebnisse besonders wichtig für die Akzeptanz der in dieser Arbeit vorgestellten risikosensitiven Beschaffungsplanung.

Insgesamt zeigt diese Untersuchung, daß das grundlegende risikosensitive Entscheidungsmodell des Kapitalmarktes auf die Ausgangssituation der Rohölraffination erfolgreich übertragen werden kann. Die in der empirischen Untersuchung erreichten Ergebnisse bedeuten sowohl eine Ertragserhöhung, als auch eine Reduktion der Volatilität der Erträge im Vergleich zur traditionellen Produktionsplanung. Damit ist die risikosensitive Beschaffungsplanung sowohl theoretisch als auch in der Praxis für die Beschaffungsoptimierung der Raffinerie relevant.

Literaturverzeichnis

1. Adam, D.: Aufbau und Eignung klassischer PPS-Systeme, in: SzU, Band 38, Wiesbaden 1988, S. 6 - 21.
2. Adam, D.: Simultane Ablauf- und Programmplanung bei Sortenfertigung mit ganzzahliger linearer Programmierung, in: ZfB, 33. Jg., 1963, S. 234 - 245.
3. Alexander, G. J.: More on Estimation Risk and Simple Rules for Optimal Portfolio Selection, The Journal of Finance, Vol. 11, No. 1, March 1985, S. 125 - 133.
4. Alexander, G. J.: The Derivation of Efficient Sets, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 11, No. 5, December 1976, S. 817 - 830.
5. Arditti, F. D.: Risk and the Required Return on Equity, The Journal of Finance, Vol. 22, No. 1, March 1967, S. 19 - 36.
6. Atkins, A. B., Dyl, E. A.: Price Reversals, Bid-Ask Spreads, and Market Efficiency, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 25, No. 4, December 1990, S. 535 - 547.
7. Bader, H., Fröhlich, S.: Einführung in die Mathematik für Volks- und Betriebswirte, 7. Auflage, Oldenburg 1983.
8. Baesel, J. B.: On the Assessment of Risk: Some Further Considerations, The Journal of Finance, Vol. 9, No. 5, December 1976, S. 1491 - 1497.
9. Baker, H. K., Hargrove, M. B., Haslem, J. A.: An Empirical Analysis of the Risk-Return Preferences of Individual Investors, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. XII, No. 3, September 1977, S. 377 - 389.
10. Bamberg, G., Cönenberg, A.G.: Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre, 9. Auflage, München 1996
11. Banham, R.: The P & I Club, Risk Management, New York, September 1995, S. 38 - 41.
12. Barnaud, F., Dabonineau, J.: The Oil Market, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 169 - 188.
13. Baron, D. P.: On The Utility Theoretic Foundations Of Mean-Variance Analysis, The Journal of Finance, Vol. XXXII, No. 5, December 1977, S. 1683 - 1697.
14. Bawa, V. S.: Mathematical Programming of Admissible Portfolios, Management Science, Vol. 23, No. 7, S. 779 - 785.
15. Bazaraa, M. S., Goode, J. J.: A Survey of various tactics for generating Lagrangian multipliers in the context of Lagrangian duality, European Journal of Operational Research, Vol. 3, 1979, S. 322 - 338.
16. Ben-Horim, M., Levy, H.: Total Risk, Diversifiable Risk and Nondiversifiable Risk: A Pedagogic Note, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. XV, No. 2, June 1980, S. 289 - 295.
17. Bertsekas, D.: Necessary and Sufficient Condition for Existence of an Optimal Portfolio, Journal of Economic Theory, Vol. 8, No. 2, June 1974, S. 235 - 247.
18. Bessembinder, H., Seguin, P. J.: Price Volatility, Trading Volume, and Market Depth: Evidence from Futures Markets, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 28, No. 1, March 1993, S. 21 - 39.
19. Blume, M. E.: On the Assessment of Risk, The Journal of Finance, Vol. XXVI, No. 1, March 1971, S. 1 - 10.
20. Bonham, C., Cohen, R.: Testing the Rationality of Price Forecasts: Comment, The American Economic Review, Vol. 85, No. 1, March 1995, S. 284 - 290.

21. Bowden, R. J.: A Dual Concept and Associated Algorithm in Mean-Variance Portfolio Analysis, *Management Science*, No. 4, December 1976, S. 423 - 432.
22. BP Ltd., *Our Industry Petroleum*, London 1970.
23. BP Statistical Review of World Energy, 1996.
24. Brindle, A.: Exchanges and the OTC Market, in: *Managing Energy Price Risk*, London, 1995, S. 251 - 264.
25. Büschgen, H. E.: *Das kleine Börsen-Lexikon*, Düsseldorf 1989.
26. Burchett, S., Turner, C.: Cross-market Derivatives, in: *Managing Energy Price Risk*, London, 1995, S. 149 - 165.
27. Burlando, T.: Chaos and Risk Management, *Risk Management*, New York, April 1994, S. 54 - 61.
28. Burns, W. J., Clemen, R. T.: Covariance Structure Models and Influence Diagram, *Management Science*, Vol. 39, No. 7, July 1993, S. 816 - 834.
29. Caldwell, R. B.: Performance Metrics for Neural Network-based Trading System Development, *Neurovest Journal*, Vol. 3, No. 2, March/April 1995, S. 13 - 23.
30. Catheart, C.: How to duck the curve ball, *Energy Risk*, Vol. 2, No. 4, April 1995, S. 20 - 22.
31. Cecchetti, S. G., Cumby, R. E., Figlewski, S.: Estimation of the Optimal Futures Hedge, *The Review of Economics and Statistics*, 1988, S. 623 - 630.
32. Chen, S.-N., Brown, S. J.: Estimation Risk and Simple Rules for Optimal Portfolio Selection, *The Journal of Finance*, Vol. XXXVIII, No. 4, September 1983, S. 1087 - 1093.
33. Chow, G.: Portfolio Selection Based on Return, Risk, and Relative Performance, *Financial Analysts Journal*, March - April 1995, S. 54 - 60.
34. Claessens, S., Varangis, P.: Emerging Regional Markets, in: *Managing Energy Price Risk*, London, 1995, S. 229 - 247.
35. Cohen, K. J., Maier, S. F., Schwartz, R. A., Whitcomb, D. K.: The Returns Generation Process, Returns Variance, and the Effect of Thinness in Securities Markets, *The Journal of Finance*, Vol. XXXIII, No. 1, March 1978, S. 149 - 167.
36. Cohen, K. J., Maier, S. F., Schwartz, R. A., Whitcomb, D. K.: On the Existence of Serial Correlation in an Efficient Securities Market, in: *TIMS Studies in the Management Sciences* 11, Amsterdam New York Oxford 1979, S. 151 - 168.
37. Cooley, P. L., Roenfeldt, R. L., Modani, K. N.: Interdependence of Market Risk Measures, *The Journal of Business*, Vol. 50, No. 3, July 1977, S. 356 - 363.
38. Cooper, J. A., Mello, A. S.: The Default Risk of Swaps, *The Journal of Finance*, Vol. 46, No. 2, June 1991, S. 597 - 620.
39. Dalal, A. J.: On the use of a Covariance Function in a Portfolio Model, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 18, No. 2, June 1983, S. 223 - 228.
40. Das, S.: Commodity Swaps - Forward March, *Risk*, Vol. 6, No. 2, February 1993, S. 41 - 49.
41. Diamond, P. A., Stiglitz, J. E.: Increases in Risk and in Risk Aversion, *Journal of Economic Theory*, Vol. 8, No. 2, June 1974, S. 337 - 359.
42. Diz, F., Connors, L. A.: Trading Volatility in the Energy Complex, in: *NYMEX Energy in the News*, spring 1991, S. 18 - 21.
43. Duffie, D., Gray, S.: Volatility in Energy Prices, in: *Managing Energy Price Risk*, London, 1995, S. 39 - 55.
44. Eckstein, P., Götze, W., Hartl, F. und Rönz, B., Strohe, G. (Hrsg.): *Lexikon Statistik*, Wiesbaden

1994.

45. Eisenführ, F., Weber, M.: Rationales Entscheiden, 2. Auflage, Berlin Heidelberg New York Tokyo 1994.
46. Elton, E. J., Gruber, M. J.: On the Optimality of Some Multiperiod Portfolio Selection Criteria, The Journal of Business, Vol. 47, No. 2, April 1974, S. 231 - 243.
47. Elton, E. J., Gruber, M. J.: Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, 5th edition, New York Chichester Brisbane Toronto Singapore 1995.
48. Elton, E. J., Gruber, M. J., Padberg, M. W.: Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection: Tracing Out The Efficient Frontier, The Journal of Finance, Vol. XXXIII, No. 1, March 1978, S. 296 -310.
49. Elton, E. J., Gruber, M. J., Padberg, M. W.: Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection with Upper Bounds, Operations Research, Vol. 25, No. 6, November - December 1977, S. 952 - 967.
50. Elton, E. J., Gruber, M. J., Padberg, M. W.: Simple Criteria for Optimal Portfolio Selection, The Journal of Finance, Vol. XXXI, No. 5, December 1976, S. 1341 - 1357.
51. Elton, E. J., Gruber, M. J., Urich, T. J.: Are Betas Best?, The Journal of Finance, Vol. XXIII, No. 5, December 1978, S. 1375 - 1384.
52. Engle, R. F., Ng, V. K.: Measuring and Testing the Impact of News on Volatility, The Journal of Finance, Vol. XLVIII, No. 5, December 1993, S. 1749 - 1778.
53. Epps, T. W.: Necessary and Sufficient Conditions for the Mean-Variance Portfolio Model with Constant Risk Aversion, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. XVI, No. 2, June 1981, S. 169 - 176.
54. Excel: Solver Uses Generalized Reduced Gradient Algorithm, MSDN Library, 2/1996, S. 1 - 3.
55. Faaland, B.: An Integer Programming Algorithm for Portfolio Selection, Management Science, Vol. 20, No. 10, June 1974, S. 1376 - 1384.
56. Falloon, W.: Primary Colours, Risk, Vol. 6, No. 2, February 1993, S. 31 - 34.
57. Fishburn, P. C.: Mean-Risk Analysis with Risk Associated with Below-Target Returns, The American Economic Review, 1977, Vol. 67, No. 2, S. 116 - 126.
58. Fisher, L.: Using Modern Portfolio Theory to Maintain an Efficiently Diversified Portfolio, Financial Analysts Journal, May - June 1975, S. 73 - 85.
59. Fitzgerald, J., Pokalsky, J. T.: The Natural Gas Market, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 189 - 211.
60. Fleischmann, B.: Operations Research-Modelle und -Verfahren in der Produktionsplanung, in: ZfB, 58. Jahrgang, 1988, S. 347 - 372.
61. Fox, B.: Estimation and Simulation, Management Science, Vol. 24, No. 8, April 1978, S. 860 - 862.
62. Frankfurter, G. M., Phillips, H. E.: Measuring Risk and Expectation Bias in Well Diversified Portfolios, in: TIMS Studies in the Management Sciences 11, Amsterdam New York Oxford 1979, S. 73 - 77.
63. French, S.: Decision Theory, Chichester 1986
64. Gabillon, J.: Analysing the Forward Curve, in: Managing Energy Price Risk, Financial Engineering Ltd., London, 1995, S. 29 - 38.
65. Gabriel, R., Frick, D.: Expertensysteme zur Lösung betriebswirtschaftlicher Problemstellungen, in: ZfbF 43, 6/1991, S. 544 - 575.
66. Gibson, R., Schwartz, E. S.: Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims, The Journal of Finance, Vol. XLV, No. 3, July 1990, S. 959 - 976.

67. Glasser, S.: Liquidity Provided by Funds Lubricates the Mechanism of the Market, *Energy in the News*, spring 1996, S. 9 - 12.
68. Gollnik, H., Thiel, N.: *Ökonometrie*, Stuttgart 1980.
69. Grauer, R. R.: Normality, Solvency, and Portfolio choice, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 21, No. 3, September 1986, S. 265 - 278.
70. Graves, R. L.: A Principal Pivoting Simplex Algorithm for Linear and Quadratic Programming, *Operations Research*, Vol. 15, 1967, S. 482 - 494.
71. Gutenberg, E.: *Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre, Band I: Die Produktion*, 23. Auflage, Berlin, Heidelberg, New York 1979.
72. Hackstein, R.: *Produktionsplanung und -steuerung: PPS*, Düsseldorf 1984.
73. Hall, J. A., Brorsen, W., Irwin, S. H.: The Distribution of Futures Prices: A Test of the Stable Paretian and Mixture of Normals Hypothesis, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 24, No. 1, March 1989, S. 105 - 116.
74. Hampton, M.: Options, in: *Managing Energy Price Risk*, Financial Engineering Ltd., London, 1995, S. 97 - 115.
75. Hansmann, K.-W.: Prognose und Prognoseverfahren, *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis (BFuP)*, 1995, Nr. 3, S. 269 - 286.
76. Harrison, P. S.: Survey confirms continuing reduction in crude oil marine losses, *Petroleum Review*, February 1996, Vol. 50, No. 589, S. 90 - 93.
77. Harms, K. P.: *Das Buch vom Erdöl*, Deutsche BP Aktiengesellschaft (Hrsg.), Hamburg, 1989.
78. Hartzmark, M. L.: Luck versus Forecast Ability: Determinants of Trader Performance in Futures Markets, *The Journal of Business*, Vol. 64, No. 1, 1991, S. 49 - 74.
79. Haynes, R. A.: Know Your Derivatives Before You, *Risk Management*, New York, January 1996, S. 42 - 46.
80. Hensing, I.: Risikomanagement und kurzfristige Preisbildung im Ölbereich, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Nr. 4, 1992, S. 61 - 70.
81. Hensing, I., Ströbele, W.: Der Ölmarkt zu Beginn der neunziger Jahre, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Nr. 4, 1991, S. 225 - 232.
82. Heston, S. L.: Invisible Parameters in Option Prices, *The Journal of Finance*, Vol. XLVIII, No. 3, July 1993, S. 933 - 947.
83. Horn, L.: Refinery margin risk management, *Petroleum Review*, Vol. 50, No. 594, July 1996, S. 323 - 325.
84. Horsnell, P.: *Oil Price Differentials: Markets in Disarray*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1990.
85. Horsnell, P., Mabro, R.: *Oil Markets and Prices - The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 1993.
86. Hui, T.-K., Kwan, E. K., Lee, C.-B.: Optimal Portfolio Diversification: Empirical Bayes Versus Classical Approach, *Journal of the Operational Research Society*, Vol. 44, No. 11, 1993, S. 1155 - 1159.
87. Hull, J.: *Options, Futures and other Derivative Securities*, Second Edition, New Jersey, 1993.
88. Hull, J., White, A.: Valuing Derivative Securities Using the Explicit Finite Difference Method, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 25, No. 1, March 1990, S. 87 - 100.
89. Hummeltenberg, W., Preßmar, D. B.: Vergleich von Simulation und Mathematischer Optimierung an Beispielen der Produktions- und Ablaufplanung, *OR-Spektrum*, 1989, Bd. 11, S.

217 - 229.

90. Hydrocarbon Processing: Refining Processes '96: A Special Report, Vol. 75, No. 11, November 1996, S. 87 - 146.
91. International Petroleum Encyclopedia 1993, BP Europe, Library of Congress, U.S.A., 1993.
92. Jacob, H., Voigt, K.-I.: Investitionsrechnung, 5. Auflage, Wiesbaden 1997.
93. Jänicke, W.: Computergestützte Produktionsplanung für Erdölraffinerien, Erdöl - Erdgas - Kohle, 108. Jahrgang, Heft 5, Mai 1992, S. 225 - 226.
94. Jänicke, W., Friedrich, H., Lück, Th., Staudtmeister, F., Kiehle, H., Grunow, J.: Rechnergestützte Pipelinedisposition zur Versorgung von Raffinerien, Erdöl - Erdgas - Kohle, 110. Jahrgang, Heft 6, Juni 1994, S. 265 - 268.
95. Jeffrey, P., Seaton, R.: The Use of Operational Research Tools: A Survey of Operational Research Practitioners in the UK, Journal of the Operational Research Society, Vol. 46, 1995, S. 797 - 808.
96. Jones, C. K.: Portfolio Management: New Models for Successful Investment Decisions, England, 1992.
97. Jones, R. B.: Use reliability-centered maintenance to identify real-world risks, in: Hydrocarbon Processing, October 1995, Vol. 74, No. 10, S. 57 - 69.
98. Kaduff, J. V., Spremann, K.: Sicherheit und Diversifikation bei Shorfall-Risk, Zeitschrift für Betriebswirtschaftliche Forschung, Jahrgang 48, S. 779 - 802.
99. Kaene, M. P., Runkle, D. E.: Testing the Rationality of Price Forecasts: New Evidence from Panel Data, The American Economic Review, Vol. LXXX (80), No. 4, September 1990, S. 714 - 734.
100. Kamara, A.: Delivery Uncertainty and the Efficiency of Futures Markets, Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 25, No. 1, March 1990, S. 45 - 64.
101. Kaminski, V., Gibner, S.: Exotic Options, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 117 - 148.
102. Karolyi, G. A.: Predicting Risk: Some New Generalizations, Management Science, Vol. 38, No. 1, January 1992, S. 57 - 74.
103. Karpoff, J. M.: The Relation between Price Changes and Trading Volume: A Survey, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 22, No. 1, March 1987, S. 109 - 123.
104. Kauschik, A., Victor, Ng., Pirrong, S. C.: Valuing Energy Derivatives, in: Managing Energy Price Risk, Financial Engineering Ltd., London, 1995, S. 57 - 70.
105. Keane, M. P., Wolpin, K. I.: The Solution and Estimation of Discrete Choice Dynamic Programming Models by Simulation and Interpolation: Monte Carlo Evidence, The Review of Economics and Statistics, 1994, S. 648 - 672.
106. Kimball, M. S.: Standard Risk Aversion, Econometrica, Vol. 61, No. 3, May 1993, S. 589 - 611.
107. Kirk, E.: Correlation in Energy Markets, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 71 - 78.
108. Kraus, A., Litzenberger, R. H.: Skewness Preference and the Valuation of Risk Assets, The Journal of Finance, Vol. XXXI, No. 4, September 1976, S. 1085 - 1099.
109. Kroll, Y., Levy, H., Markowitz, H. M.: Mean-Variance Versus Direct Utility Maximization, The Journal of Finance, Vol. XXXIX, No. 1, March 1984, S. 47 - 61.
110. Leonard, J. B.: Assessing Risk Systematically, Risk Management, New York, January 1995, S. 12 - 17.

111. Levy, H.: Does Diversification Always Pay?, in: Portfolio Theory, 25 years after, Vol. II, Elton, E. J., Gruber, M. J. (Hrsg.), TIMS Studies in the Management Sciences, Amsterdam - New York - Oxford 1979, S. 63 - 72.
112. Levy, H. Markowitz, H. M.: Approximating Expected Utility by a Function of Mean and Variance, Economic Review, Vol. LXIX, S. 308 - 317.
113. Lewis, A. L.: A Simple Algorithm for the Portfolio Selection Problem, The Journal of Finance, Vol. XLIII, No.1, March 1988, S. 71 - 82.
114. Litzenberger, R., Rabinowitz, N.: Backwardation in Oil Futures Markets: Theory and Empirical Evidence, The Journal of Finance, Vol. L, No. 5, December 1995, S. 1517 - 1545.
115. Luft, A. L.: Bottom-up und Top-down-Vorgehensweise beim Datenbankentwurf - Ein Beitrag zur pragmatischen und methodischen Fundierung des Datenbankentwurfs, Angewandete Informatik, 11/95, S.457 - 465.
116. Markowitz, H. M.: Mean-Variance Analysis in Portfolio Choice and Capital Markets, Oxford 1987.
117. Markowitz, H. M.: Investment for the Long Run: New Evidence for an Old Rule, The Journal of Finance, Vol. XXXI, No. 5, December 1976, S. 1273 - 1286.
118. Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, U.S.A. 1959, Reprint 1993.
119. Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, The Journal of Finance, Nr. 7, March 1952, S. 77 - 91.
120. Markowitz, H. M., Perold, A. F.: Portfolio Analysis with Factors and Scenarios, The Journal of Finance, Vol. XXXVI, No. 14, September 1981, S. 871 - 877.
121. Mason, C., Jones, S.: Swaps, in: Managing Energy Price Risk, London, 1995, S. 81 - 96.
122. Mineralölwirtschaftsverband e. V. (Hrsg.): Aus der Sprache des Öls, 9. Auflage, Hamburg 1992.
123. Moser, B.: Modernes Portfoliomanagement und Informationstechnologie: Einzelne Analyseschritte und ihre technische Unterstützung, Bern, Stuttgart 1990.
124. Neumann, H.-J.: Bitumen, 57. Jg., 4. Quartal, Heft 4/95, Hrsg.: Arbeitsgemeinschaft der Bitumen-Industrie e.V.
125. Pang, J.-S.: A Parametric Linear Complementarity Technique for Optimal Portfolio Selection with a Riskfree Asset, Operations Research, Vol. 28, 1980, S. 927 - 941.
126. Paraskevopoulos, D., Karakitsos, E., Rustem, B.: Robust Capacity Planning under Uncertainty, Management Science, Vol. 37, No. 7, July 1991, S. 787 - 800.
127. Parkinson, M.: The Extreme Value Method for Estimating the Variance of the Rate of Return, The Journal of Business, Vol. 53, No. 1, 1980, S. 61 - 65.
128. Patel, N. D., Subralimanyam, M. G.: A Simple Algorithm for Optimal Portfolio Selection with Fixed Transaction Costs, Management Science, Vol. 28, No. 3, March 1982, S. 303 - 314.
129. Paul-Choudhery, S.: Optional Extras, Value-at-Risk Supplement, London, June 1996.
130. Perold, A. F.: Large-Scale Portfolio Optimization, Management Science, Vol. 30, No. 10, October 1984, S. 1143 - 1160.
131. Peterson, W.: Trading and Market Realities, in: NYMEX Endergy in the News, spring 1991, S. 9 - 10.
132. Petroleum Argus: Guide to Mideast Gulf Crude Oil Pricing, Petroleum Argus Ltd., London, 1991.
133. Petroleum Intelligence Weekly, Vol. XXXV, No. 5, Jan. 29, 1996.
134. Phillips, G. M., Weiner, R. J.: Information and Normal Backwardation as Determinants of Trading Performance: Evidence from the North Sea Oil Forward Market, The Economic

Journal, Vol. 104, January 1994, S. 76 - 95.

135. Pindyck, R. S.: The Present Value Model of Rational Commodity Pricing, *The Economic Journal*, Vol. 103, May 1993, S. 511 - 530.
136. Pirrong, S. C.: Manipulation of the Commodity Futures Market Delivery Process, *The Journal of Business*, Vol. 66, No. 3, 1993, S. 335 - 370.
137. Pogue, G. A.: An Extension of the Markowitz Portfolio Selection Model to Include Variable Transactions' Costs, Short Sales, Leverage Policies and Taxes, *The Journal of Finance*, Vol. XXV, No. 5, December 1970, S. 1005 - 1028.
138. Porter, R. B., Bey, R. P.: An Evaluation of the Empirical Significance of Optimal Seeking Algorithms in Portfolio Selection, *The Journal of Finance*, Vol. IX, No. 5, December 1974, S. 1479 - 1490.
139. Preßmar, D. B.: Einsatzmöglichkeiten der elektronischen Datenverarbeitung für die simultane Produktionsplanung, in: Hansen, H. R. (Hrsg.), *Informationssysteme im Produktionsbereich*, München Wien 1975, S. 215 - 256.
140. Preßmar, D. B.: Zur Akzeptanz von computergestützten Planungssystemen, in: Krallmann, H. (Hrsg.), *Unternehmensplanung und -steuerung in den 80er Jahren*, Berlin Heidelberg New York 1982, S. 324 - 348.
141. Preßmar, D. B.: Computergestützte Planung und mathematische Programmierung, in: Isermann, H. et. al. (Hrsg.): *Proceedings in Operations Research*, Berlin Heidelberg, Tokyo 1986, S. 22 - 33.
142. Preßmar, D. B.: Betriebswirtschaftliche Planung und mathematische Optimierung, in: Hansmann, K.-W., Scheer, A.-W. (Hrsg.), *Praxis und Theorie der Unternehmung*, Festschrift für H. Jacob, Wiesbaden 1992, S. 277 - 290.
143. Preßmar, D. B.: LP Models in Production Planning and Control, in: Fandel, G., Gullledge, Th., Jones, A. (Hrsg.), *New Directions for Operations Research in Manufacturing*, DGOR/ORSA-Proceedings, Berlin Heidelberg 1992, S. 91 - 100.
144. Preßmar, D. B.: Datenverarbeitung in der Produktion, in: Wittmann, W. et al. (Hrsg.), *Handwörterbuch der Betriebswirtschaft* (5. Aufl.), Stuttgart 1993, S. 704 - 719.
145. Preßmar, D. B.: Computergestützte Planungssysteme, in: Szilahi-Szabo, M. G. (Hrsg.), *Kleines Lexikon der Informatik und Wirtschaftsinformatik*, München Wien, 1995, S. 432 - 435.
146. Preßmar, D. B., Jahnke, B.: Efficient Approximations of Univariate Nonlinearities for Linear Planning Models, in: *EJOR (European Journal of Operational Research)*, Amsterdam 1977, Bd. 1, Nr. 3, S. 185 - 203.
147. Pulley, L. B.: A General Mean-Variance Approximation to Expected Utility for Short Holding Periods, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. XVI, No. 3, September 1981, S. 361 - 371.
148. Pusch, G.: Lagerstättentechnik, in: *Die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas: Vorkommen - Erschließung - Förderung*, Berlin 1994, S. 103 - 161.
149. Raisler, K. M., Gregory, A. M.: Regulatory and Legal Issues, in: *Managing Energy Price Risk*, London, 1995, S. 265 - 284.
150. Rendleman, P.: Share And Share Unlike, Risk, Vol. 6, No. 2, February 1993, S. 51 - 57.
151. Rischmüller, H.: Die Gewinnung von Erdöl und Erdgas, in: *Die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas: Vorkommen - Erschließung - Förderung*, Berlin 1994, S. 59 - 99.
152. Rojas, P.: *Theorie der neuronalen Netze: Eine systematische Einführung*, Berlin Heidelberg 1993.
153. Roll, R.: Testing a Portfolio for Ex Ante Mean-Variance Efficiency, in: *TIMS Studies in the Management Sciences* 11, Amsterdam New York Oxford 1979, S. 135 - 149.

154. Rotella, R.: The New York Mercantile Exchange Provides Fund Managers With an Excellent Trading Value, *Energy in the News*, spring 1996, S. 2 - 8.
155. Roy, A. D.: Safety first and the holding of assets, *Econometrica*, Vol. 20, 1952, S. 431 - 449.
156. Rudd, A., Rosenberg, B.: Realistic Portfolio Optimization, in: *Portfolio Theory, 25 years after*, Vol. II, Elton, E. J., Gruber, M. J. (Hrsg.), TIMS Studies in the Management Sciences, Amsterdam New York Oxford 1979, S. 21 - 46.
157. Sarsfield Cabral, J. A., Guimaraes, R. C.: Dynamic Calibration of Price-trend Parameters for Commodity Futures Trading, *Journal of Operations Research*, Vol. 45, No. 8, S. 867 - 877.
158. Scharpf, P., Epperlein, J. K.: Risikomanagement derivativer Finanzinstrumente, *BFuP*, 47. Jahrgang, 1995, S. 209 - 229.
159. Scheer, A.-W.: Stand und Trends der Computergestützten Produktionsplanung und -steuerung (PPS) in der Bundesrepublik Deutschland, in: *ZfB*, 53. Jg., 1983, S. 141.
160. Schierenbeck, H.: *Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre*, 10. Auflage, München Wien Oldenburg 1989.
161. Schneeweiß, H.: *Ökonometrie*, 3. Auflage, Würzburg Wien 1978.
162. Schneller, M. I.: Regression Analysis for multiplikative Phenomena and its Implication for the Measurement of Investment Risk, *Management Science*, Vol. 22, No. 4, December 1975, S. 422 - 426.
163. Schumann, J.: *Grundzüge der Mikroökonomischen Theory*, 4. Auflage, Berlin Heidelberg New York Tokyo 1984.
164. Sheikh, A. M.: The Behaviour of Volatility Expectations and Their Effects on Expected Returns, *The Journal of Business*, Vol. 66, No. 1, 1993, S. 93 - 113.
165. Shin, D.: Do Product Prices Respond Symmetrically to Chances in Crude Prices?, *Research Study No. 68*, American Petroleum Institute, Washington D.C., U.S.A., December 1992.
166. Simons, H.: Managing Risk: Option Volatility, Analysis and Trading, in: *NYMEX Energy in the News*, spring 1991, S. 7 -10.
167. *The Economist*: Too hot to handle?, *A Survey of Corporate Risk Management*, February 10th, 1996.
168. *The Economist*: The Mathematics of Markets: A Survey of the Frontiers of Finance, Supplement, October 9th, 1993.
169. *The Economist*: International Banking: A comedy of errors, Supplement, April 10th, 1993.
170. Thomas, M.: Comment: Reluctance to trade a risky position in oil market, in: *Oil & Gas Journal*, Nov. 13, 1995, *OGJ Special*, S. 72 - 76.
171. Trabia, X.: *Financial Oil Derivatives: from options to oil warrants and synthetic oilfields*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1992.
172. Tucker, J., Defaro, C.: A Simple Algorithm for Stone's Version of the Portfolio Selection Problem, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. X, No. 5, December 1975, S. 859 - 870.
173. Turtle, H., Buse, A., Korkie, B.: Tests of Conditional Asset Pricing with Time-Varying Moments and Risk Prices, *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 29, No. 1, March 1994, S. 15 - 29.
174. Unwin, S. D.: Where's the risk in your process?, in: *Hydrocarbon Processing*, October 1995, Vol. 74, No. 10, S. 77 - 84.

175. Uszczapowski, I.: Optionen und Futures verstehen, Grundlagen und neuere Entwicklungen, 2. Auflage, München 1993.
176. Wadi, I.: Neural network model predict naphta cut point, Oil & Gas Journal, Vol. 94, No. 48, November 25, 1996, S. 67 - 70.
177. Wagner, W. H., Lau, S. C.: The Effect of Diversification on Risk, Financial Analysts Journal, November - December 1971, S. 48 - 52.
178. Weggen, K.: Erdöl und Erdgas - Entstehung, Lagerstättenbildung und Erschließung, in: Die Energierohstoffe Erdöl und Erdgas: Vorkommen - Erschließung - Förderung, Berlin 1994, S. 1 - 40.
179. Williams, H. P.: Model Building in Mathematical Programming, Third Edition, Chichester 1993.
180. Wöhe, G. Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 18. Auflage, Verlag Franz Vahlen, München 1993.
181. Wolfe, P.: The Simplex Method for Quadratic Programming, Econometrica, Vol. 27, No. 3, July 1959, S. 382 - 398.
182. Ziemba, W. T.: Solving Nonlinear Programming Problems with Stochastic Objective Functions, The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. VII, No. 3, June 1972, S. 1809 - 1827.

Gerwin Dreesmann
Sülldorfer Mühlenweg 32 G
22589 Hamburg

Lebenslauf

Geburtstag	15. April 1965
Geburtsort	Hamburg
Familienstand	Verheiratet, drei Kinder
Wehrpflicht	1984 - 1985 in der Marine
Studium	1985 - 1990 Betriebswirtschaftslehre an der Universität Hamburg

Berufliche Tätigkeiten bei BP

Okt. 1990 - Jun. 1992	Referent Controlling, Hamburg
Jul. 1992 - Dez. 1992	Business Process Simplification, London
Jan. 1993 - Sep. 1993	Vertragsabwicklung und Logistik, Hamburg
Okt. 1993 - Mär. 1995	Beschaffung und Trading, Hamburg
Apr. 1995 - Sep. 1996	Raffineriesteuerung, London
Okt. 1996 – Sep. 1997	Softwareprojekt zur Beschaffungsoptimierung, London
Okt. 1997 – Jun 1998	Strategie BP Solar, London
Jul. 1998 – Dez. 1998	Marketing BP Solar, London
Seit Jan. 1999	Geschäftsbereichleiter BP Solar in Deutschland, Hamburg

Hamburg, den 30.11.2000

