

Schürmann, Heinz Jürgen

**Article — Digitized Version**

## Wandlungen auf den internationalen Ölmärkten

Wirtschaftsdienst

*Suggested Citation:* Schürmann, Heinz Jürgen (1983) : Wandlungen auf den internationalen Ölmärkten, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Verlag Weltarchiv, Hamburg, Vol. 63, Iss. 8, pp. 394-400

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/135829>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

# Wandlungen auf den internationalen Ölmärkten

Heinz Jürgen Schürmann, Köln

Im März dieses Jahres sah sich das OPEC-Erdölkartell gezwungen, den offiziellen Listenpreis um 5 \$/b<sup>1</sup> auf 29 \$/b zurückzunehmen. An diesem Preis wurde auch auf der jüngsten OPEC-Konferenz in Helsinki festgehalten. Dr. Heinz Jürgen Schürmann vom Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln analysiert die Ursachen dieses Preisrückganges, den weiteren Verlauf der Rohölpreise und die Auswirkungen auf den deutschen Ölmarkt.

---

Als Folge der abrupten Ölpreisschübe 1973/74 und vor allem 1979/80 ist es zu einem Umbruch in der Weltölverbrauchsentwicklung gekommen. Allein in diesem Jahr beläuft sich im Vergleich zu 1979 der weltweite Rückgang des Ölkonsums auf 14 % und der innerhalb der OECD-Staaten auf 19 %. Von den gut 7 Mill. b/d Verbrauchsrückgang seit 1979 werden 50 bis 70 % (3,5-5 Mill. b/d) auf strukturelle Veränderungen beim Ölverbrauch (rationellerer Ölverbrauch, Ölsubstitution) zurückgeführt, d. h. als nachhaltig unterstellt. Etwa ein Drittel wird als vorübergehend eingeschätzt. Insbesondere der Nachfragerückgang im letzten und im Laufe dieses Jahres (rd. 3 Mill. b/d) ist überwiegend kurzfristiger Natur: er ist auf die Rezession, einen Lagerabbau und den warmen Winter zurückzuführen.

Der Rückgang des Ölverbrauchs hat sich zwar abgeschwächt, doch ist zu berücksichtigen, daß wesentliche Erdöleinsparinvestitionen erst noch im Zuge eines Konjunkturaufschwungs zum Tragen kommen werden. Ein Großteil der bei einem Konjunkturaufschwung verstärkten Nachfrage nach Öl dürfte innerhalb der nächsten drei bis fünf Jahre daher zunächst durch weitere energiesparende Verfahren kompensiert werden. Erst danach wächst bei nachhaltiger Konjunkturbelebung und real gesunkenen Ölpreisen der Ölbedarf wieder deutlich

an und stößt gegen Ende der 80er, Anfang der 90er Jahre an bestimmte (ökonomische, nicht technische) Grenzen der OPEC-Förderkapazitäten. Dies ist mit gewissen Preisaufschwungtendenzen verbunden. Aufgrund der strukturellen Ölverbrauchsveränderungen ist damit zu rechnen, daß selbst bei einem nachhaltigen Konjunkturaufschwung in der Größenordnung von 3 bis 4 % p.a. erst Anfang der 90er Jahre wieder das Ölverbrauchsniveau von 1979 erreicht wird, und zwar vor allem aufgrund eines zunehmenden Ölkonsums in den Entwicklungsländern.

Die OPEC ist zunehmend in die Rolle des Grenzproduzenten geraten, der die Rückgänge des Weltölverbrauchs zu verkraften hat. Wie Tabelle 1 zu entnehmen ist, betragen die freien technischen Förderkapazitäten allein der OPEC derzeit über 16 Mill. b/d, was rund einem Drittel des Ölbedarfs der nicht-kommunistischen Welt entspricht. Selbst wenn man berücksichtigt, daß die OPEC-Industrialisierungspläne bereits kräftig zusammengestrichen worden sind, so wäre für deren Finanzierung bei der heutigen Ölpreishöhe eine Ölförderung von knapp 22 Mill. b/d notwendig; hinter dieser Sollgröße blieb die Ölförderung der OPEC mit gut 15 Mill. b/d im ersten Quartal um ein Drittel zurück.

Bezieht man die außerhalb der OPEC-Länder vorhandenen freien Förderkapazitäten und Kapazitätszu-

---

*Dr. Heinz Jürgen Schürmann, 39, ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln.*

<sup>1</sup> Ein „Barrel“ (b) entspricht 159 l, sieben „Barrel“ sind etwa eine Tonne. Die internationalen Öldaten beziehen sich immer auf die Produktion von „barrel per day“ (b/d); diese Angabe läßt sich mit dem Faktor 50 auf Jahrestonnen umrechnen (z. B. 1 Mill. b/d  $\hat{=}$  50 Mill. t/a).

gänge noch in die Betrachtung mit ein, so kann festgestellt werden, daß von der Angebotsseite her eine beträchtliche Steigerung der Versorgung möglich ist. Dies ist jedenfalls dann der Fall, wenn sich die ölpolitische Lage am arabisch-persischen Golf nicht dramatisch verschlechtert.

### Heutige Ölpreiserwartungen

Ein marktbedingter Wiederanstieg des realen Ölpreises ist in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Zumindest bis Mitte der 80er Jahre ist weiterhin mit rückläufigen Ölpreisen zu rechnen. Sogar ein Ölpreiskollaps kann nicht ausgeschlossen werden. Der theoretische Tiefpunkt der Preise ist sehr niedrig. Geht man von den Grenzkosten für die Förderung von Rohöl aus bestehenden Bohrungen aus, so könnte der Rohölpreis auf zumindest 10 \$/b sinken. Nach Milton Friedman gibt es z. B. keinerlei wirtschaftliche Gründe, die eine nach unten gerichtete Preisspirale verhindern könnten. Ausgelöst werden könnte ein Preisverfall durch den Versuch einzelner OPEC-Produzenten, durch Preisabschläge den Marktanteil zu erhöhen.

Von entscheidender Bedeutung für die weitere Preisentwicklung ist es, inwieweit die OPEC ihre Quotenabsprachen einhält und ob die Nicht-OPEC-Produzenten ihre stillschweigenden Anpassungen seit dem Frühjahr des Jahres beibehalten. Eine gewisse Stabilisierung könnte von der Umkehrung des massiven Lagerabbaus zum Ende des Jahres ausgehen.

Nach Abwägung der unterschiedlichen Interessenlagen in den Ölproduzenten- und Ölkonsumentenstaaten spricht einiges dafür, daß zwar begrenzte Ölpreiserückgänge wahrscheinlich sind, daß aber ein massiver Ölpreiseinbruch durch konterkarierende Ölförderrücknahmen und Ölbesteuerungspolitiken verhindert werden dürfte. Eine Stabilisierung des realen Ölpreises auf etwa 25 \$/b ist für die 80er Jahre am wahrscheinlichsten.

Die Preiserwartungen für den Zeitraum bis zum Jahre 2000 sind insgesamt erheblich reduziert worden. Es dominiert jedoch die Erwartung, daß der reale Ölpreis auf einem Niveau von 25 \$/b nicht nachhaltig verharren kann, sondern wieder steigen wird. Je schneller und je tiefer der reale Rohölpreis fallen sollte, desto rascher würde der Wiederanstieg erfolgen, und desto höher fiel das anschließende Überschießen des Preises aus. An der Einschätzung der langfristig relevanten Angebotsfaktoren, insbesondere der Konzentration der Ölreserven auf den arabischen Raum und der sehr hohen Kosten für den Ersatz der heute produzierenden Ölquellen, hat sich wenig geändert. Einen dämpfenden Effekt auf den Marktpreis des Öls kann das nicht-konventionelle Öl aus Ölschiefer, Ölsänden usw. aufgrund seiner hohen Kosten erst bei einem weit über dem heutigen Ölpreis liegenden Marktpreis ausüben, etwa ab 50 \$/b (in 82er Werten), und dies auch nur dann, wenn es bereits einen größeren Marktanteil errungen hat.

Die Abbildung gibt die vom Energiewirtschaftlichen Institut als am wahrscheinlichsten erachtete Preisent-

**Tabelle 1**  
**OPEC-Förderquoten**  
(in Mill. b/d)

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Saudi-Arabien	0 bis zu 5,000	7,150	5,700	4,034	11,300
Iran	2,400	1,200	3,000	2,434	3,000
Irak	1,200	1,200	2,500	0,800	1,500
Verein. Arab. Em.	1,100	1,000	1,300	1,024	2,885
Kuwait	1,050	0,800	0,400	0,878	2,800
Katar	0,300	0,300	0,300	0,209	0,650
Venezuela	1,675	1,500	2,100	1,988	2,450
Nigeria	1,300	1,300	1,800	0,824	2,400
Indonesien	1,300	1,300	1,600	1,070	1,600
Libyen	1,100	0,750	1,400	0,969	2,000
Algerien	0,725	0,650	1,200	0,634	1,100
Ecuador	0,200	0,200	0,200	0,152	0,250
Gabun	0,150	0,150	0,200	0,207	0,200
Insgesamt	12,500 bis 17,500	17,500	21,700	15,223	32,135

(a) Regelung vom März 1983; (b) Regelung vom April 1982; (c) notwendige Förderhöhe für die Finanzierung der Industrialisierungspläne bei heutigen Ölpreisen; (d) effektive Förderung im ersten Quartal 1983; (e) technische Output-Kapazität.

Quelle: Petroleum Intelligence Weekly, 21. 3. 1983 und 9. 5. 1983; Gulf Oil 1983.

wicklung wieder: einen realen Preiserückgang auf etwa 25 \$/b bis Mitte der 80er Jahre; Ende der 80er, Anfang der 90er Jahre einen Anstieg der Ölpreise auf 35 \$/b um 1990; in den 90er Jahren eine gewisse Verstetigung der Ölpreise bei 45 \$/b um 2000.

Die in der Abbildung wiedergegebene Langfristpreisformel der OPEC<sup>2</sup> könnte längerfristig als Orientierungsrichtlinie nützlich sein. Die Gegenüberstellung der tatsächlichen Ölpreise und des Ölpreispfades nach der OPEC-Langfristpreisformel für den Zeitraum 1973/83 macht deutlich, daß die Ölproduzenten bei der Einführung einer kalkulierbaren, verstetigenden Preisformel keineswegs per saldo verloren hätten. Die Ölkonsumentenstaaten wiederum hätten gleichfalls profitiert, denn die abrupten Preisbewegungen mit dramatischen Ungleichgewichtseffekten wären vermieden worden.

Bei einer stärker verstetigten Ölmarktentwicklung könnte der Ausstieg aus dem Ölzeitalter weltweit verlangsamt werden. Ein gewisser Anstieg des Weltölkonsums, wodurch überproportional hohe Substitutionskosten bei leichten Ölfertigprodukten auf absehbare Zeit noch vermieden werden könnten, wäre ohne größere Ungleichgewichte durchaus zu verkraften. Wie Tabelle 2 zu entnehmen ist, bedeuten die künftigen Aufkommensstrukturen der (freien) Weltölproduktion keines-

wegs, daß die OPEC-Staaten überfordert würden. Bis 1990 beläuft sich das notwendige OPEC-Angebot im Rahmen ihrer ökonomischen Mindestziele, auch Ende der 90er Jahre würde noch weit unter dem technischen Outputmaximum gefördert werden (vgl. Tabelle 1 und Tabelle 2).

Ein maßvoller Optimismus hinsichtlich stärker verstetigter und durchaus verkraftbarer Ölpreistrends sollte allerdings nicht vorschnell zur Schlußfolgerung verleiten, die Strukturkrise der Mineralölindustrie bereits als gelöst zu betrachten. Eine gewisse Entlastung auf der internationalen Rohölkostenseite ist zwar eine notwendige, jedoch keineswegs schon hinreichende Bedingung für gleichgewichtige Anpassungsprozesse.

### Instabiler Weltölmarkt

Der internationale Ölmarkt bietet seit Jahren ein instabiles Bild, weil sich nach der Zerschlagung der integrierten Versorgungskanäle insbesondere die Upstream- und Downstream-Märkte zunächst voneinander abgekoppelt haben. Während die Fertigprodukt-

<sup>2</sup> Die preispolitischen Langfristvorstellungen laufen darauf hinaus, einen Inflationsausgleich zu erhalten und die Entwicklung der Ölpreise an die Wachstumsraten der westlichen Industrieländer und an Wechselkursänderungen zu binden. Die seit 1978 anhaltende Diskussion ist auf der OPEC-Konferenz in Helsinki im Juli 1983 wieder vertieft worden.

Ölpreisszenarische Überlegungen

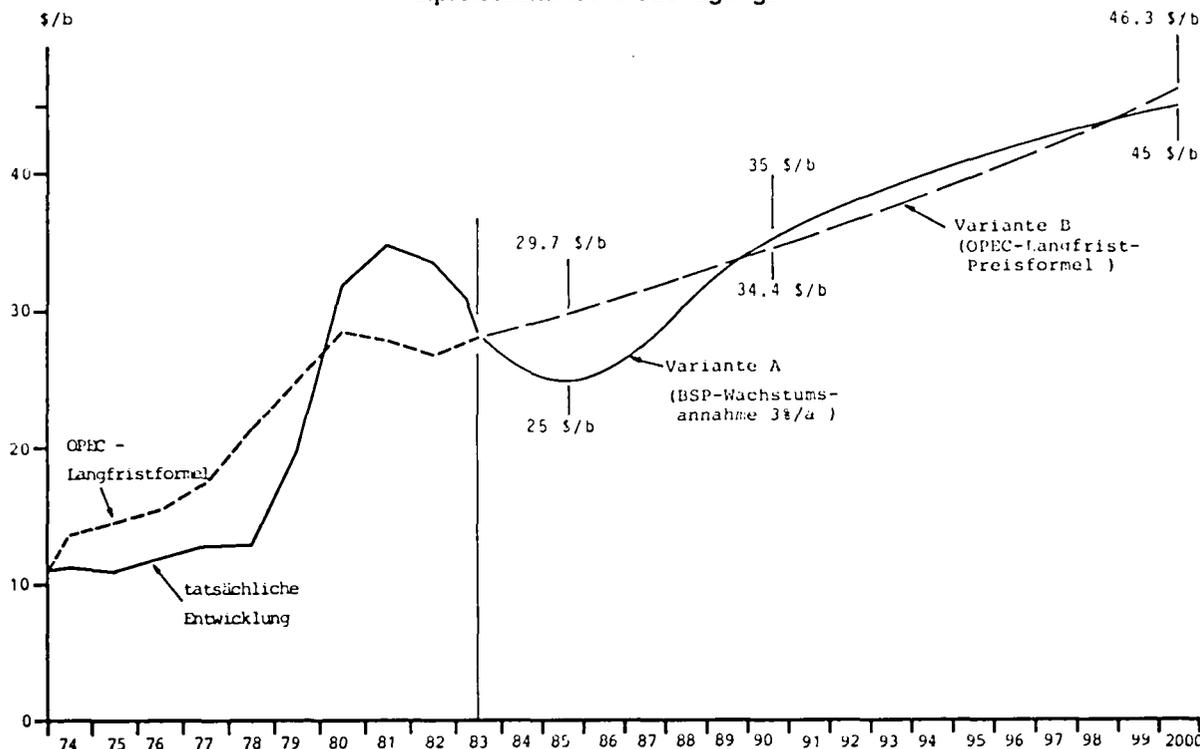


Tabelle 2

**Aufkommensquellen für die Ölversorgung der Welt ohne kommunistische Staatshandelsländer**

(in Mill. b/d)

	1982	1983	1990	2000
Nicht-OPEC <sup>1</sup>	25,0	25,5	27,5	27,0
Bestandsabbau	2,0	2,0	-	-
OPEC-Förderung	19,0	17,5	22,5	28,0
Insgesamt	46,0	45,0	50,0	55,0

<sup>1</sup> Einschließlich der Netto-Ölexporten aus den kommunistischen Staatshandelsländern.

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut.

märkte – vor allem auf Spotbasis – sehr flexibel reagieren, weisen die Rohölmärkte vielfältige Rigiditäten auf. Hinzu kommt, daß auch das System der Fertigproduktmärkte internationale Verzerrungen enthält und einzelne Volkswirtschaften mit liberaler Marktverfassung kurzfristig jeweils überproportionalen Anpassungszwängen unterworfen sind.

Beim weltweiten Ölhandel dominiert die OPEC (vgl. Tabelle 3). Es ist noch nicht abzusehen, inwieweit der in jüngster Zeit stark rückläufige Trend bei ihrem Anteil sich in Zukunft fortsetzt. Kurz- bis mittelfristig ist wohl davon auszugehen, daß die OPEC weiterhin an Gewicht verliert; längerfristig könnte sich der Prozeß jedoch wieder umkehren, wobei dies mit einer Konzentration zugunsten der Anbieter vom arabisch-persischen Golf verbunden sein könnte.

Innerhalb des geringer werdenden Weltölhandelsvolumens gewinnt der Produktenhandel erheblich an Bedeutung. Dieser Prozeß wird sich noch verstärken.

Gleichzeitig beteiligen sich immer mehr Länder am Produktenhandel.

**Neue Rolle der Spotmärkte**

Seit der Iran-Krise ist eine heftige Anteilsverschiebung zwischen den Kontrakt- und den Spotmärkten im Gange. Während der Versorgungsanteil der auf Spotbasis gehandelten Ölmengen früher üblicherweise nur zwischen 2 und 4 % lag, machen spotpreisbestimmte Rohöle und Mineralöle heute bis zu einem Drittel des Weltölhandelsvolumens aus. Spotgeschäfte sind nicht länger als „Märkte der letzten Zuflucht“ zu betrachten, sondern sie spiegeln zunehmend die effektiven Verwertungsmöglichkeiten für Rohöle auf den Fertigproduktmärkten wider. Die Spotinformationen überzeichnen heute wohl auch nicht mehr die tatsächlichen Verknappungen und Entspannungen, wie dies noch in den 70er Jahren der Fall war. Es ist eine völlig veränderte Einstellung zum Spotmarkt festzustellen: Der Spotmarkt dient der Basisversorgung und hat nicht mehr nur eine temporäre Ausgleichsfunktion!

Mit weiter wachsendem Handelsvolumen ist davon auszugehen, daß die massiven Instabilitätstendenzen der Vergangenheit weiterhin deutlich abgebaut werden könnten. Es kommt hinzu, daß sich die Kontrakt- und Spotmärkte aufgrund preisflexiblerer Kontraktpakete<sup>3</sup> und durch sogenannte Netback-Abschlüsse<sup>4</sup> stärker aufeinander zubewegen und die klassischen Unter-

<sup>3</sup> In die Kontraktpreise gehen Anpassungsklauseln ein, die an die Entwicklung von Spotrohölpreisen geknüpft werden.

<sup>4</sup> Die Ölproduzentenstaaten lassen Rohöl im Wege der zumeist kurzfristigen Lohnverarbeitung zu Produkten veredeln und vereinbaren produktlerorientierte Abrechnungen. Im letzten Jahr hat sich das internationale Lohnverarbeitungsvolumen auf rd. 1 Mill. b/d gegenüber 1981 fast verdoppelt.

Tabelle 3

**Strukturdaten zur Weltölversorgung 1974-1982**

Jahr	Ölkonsum (freie Welt)	Ölhandel (Rohöl/Produkte)	Anteil am (freien) Weltölkonsum	Rohölhandel	Produktenhandel	Ölhandelsstruktur		OPEC-Anteil am Ölhandel (Rohöl/Produkte)		OPEC-Struktur		OPEC-Anteil am Welt-Rohölhandel
	Mill. b/d	Mill. b/d	%	Mill. b/d	Mill. b/d	%	%	Mill. b/d	%	%	%	%
1974	46,320	33,330	72,0	28,055	5,275	84,2	15,8	29,6	88,8	92,2	7,8	97,3
1975	45,175	30,335	67,2	25,685	4,650	87,7	15,3	25,3	83,4	95,3	4,7	93,8
1976	48,010	34,300	71,4	28,930	5,370	84,3	15,7	28,8	84,0	95,1	4,9	94,7
1977	49,510	34,755	70,2	29,515	5,240	84,9	15,1	29,4	84,6	93,9	6,1	93,5
1978	50,900	33,860	66,5	28,925	4,935	85,4	14,6	27,9	82,4	93,5	6,5	90,2
1979	51,585	35,350	68,5	30,230	5,120	85,6	14,4	28,9	81,8	92,7	7,3	88,7
1980	48,940	31,935	65,3	26,545	5,390	83,1	16,9	24,8	77,7	92,3	7,7	86,3
1981	47,045	28,655	60,9	23,450	5,205	81,8	18,2	20,1	70,1	91,5	8,5	78,5
1982 <sup>1</sup>	(45,400)	(25,0)	(55)	(20)	(5)	(80)	(20)	16,9	(67,6)	88,8	11,2	(75)

<sup>1</sup> In Klammern: vorläufige Werte.

Quelle: BP; OPEC; Shell; Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln.

scheidungsmerkmale kaum noch relevant erscheinen. Will man die Flexibilität im Ölgeschäft in Zukunft aufrechterhalten bzw. ausbauen, so scheinen (verstärkte) Spotmarktgeschäfte wohl kaum zu umgehen zu sein.

### Neuorientierung der Ölgesellschaften

Selbst die traditionellerweise vollintegrierten Ölgesellschaften, die bis Anfang der 70er Jahre die verschiedenen Marktstufen des Ölgeschäfts im Unternehmensverbund abgestimmt betrieben, haben zunehmend Zugeständnisse an die internationalen Neuorientierungen gemacht. In der ersten Phase der Anpassung haben sie zunächst Integrationsgleichgewichte auf einem reduzierten Niveau (bewußte Aufgabe von Marktanteilen, zunehmender Ausbau von Nicht-OPEC-Eigenförderung) angestrebt. Heute gewinnen auch spotmarktausgerichtete Anpassungen mit dezentral verantwortlichen Unternehmenseinheiten auf den verschiedenen nationalen Ölmärkten an Bedeutung (z. B. Shell und BP). Darüber hinaus kann man erkennen, daß einzelne Ölgesellschaften von der weltweiten Ausrichtung ihres Ölgeschäfts Abstand nehmen und sich regional konzentrieren (Gulf, Social bzw. Chevron). Gemeinsam ist schließlich allen großen Ölgesellschaften eine stärkere Diversifizierung ihrer Aktivitäten in verschiedene Energiesparten, um die Marktrisiken auf Dauer besser ausgleichen zu können

Aufgrund der stark reduzierten Absatzmöglichkeiten sind weltweit erhebliche Kapazitätsüberhänge im Verarbeitungssektor entstanden. Die Kapazitätsplanungen waren auf die in der Vergangenheit sehr hohen Verbrauchszuwächse zugeschnitten. Der derzeitige Kapazitätsüberhang von weltweit einem Drittel wird aufgrund der unterschiedlichen Interessenlagen und der Neuzugänge insbesondere im OPEC-Raum wohl bestenfalls mittelfristig nachhaltig verringert werden können.

Es stellt sich heute immer mehr die Kernfrage, ob unter den energiepolitischen Status-quo-Bedingungen überhaupt noch gleichgewichtige Marktanpassungen zum Zuge kommen können. Zum einen kommt es angesichts des Aufbaus neuer Exportkapazitäten durch die OPEC und der Einschleusung von Produkten aus dem Ostblock zu Raffineriestilllegungen, und zum anderen gelangen Angebote nach Westeuropa, die auf der Basis von Grenzkosten kalkuliert sind. Es droht ein Wettlauf von Stilllegungen in ungeschützten (liberalen) Märkten, ohne daß hierdurch eine nachhaltige Marktgesundung eingeleitet wird. Denn politisch kalkulierte Angebote könnten immer wieder die Anpassungsanstrengungen privatwirtschaftlicher Ölgesellschaften konterkarieren.

### Einseitige Anpassungslasten

Während die Volkswirtschaften mit liberalen Marktverfassungen relativ viel Raffineriekapazitäten stilllegen und rasch zugunsten von mehr Konversionsanlagen umgerüstet haben, leisten solche mit staatlich geschützten bzw. flankierten Industrien nur einen ausgesprochen begrenzten Anpassungsbeitrag. Es droht eine analoge Entwicklung wie im Stahlbereich. Ordnet man z. B. die bisherigen Anpassungsleistungen der Bundesrepublik Deutschland im westeuropäischen Rahmen ein, so zeigt sich, daß bei uns im Zeitraum 1978-1982 ein Stilllegungsbeitrag von 21 % gegenüber dem westeuropäischen Durchschnitt von nur knapp 14 % erfolgt ist und daß für den Export bestimmte Überhänge bei den Kapazitäten in einer Reihe von Volkswirtschaften (z. B. Italien, Frankreich, Spanien) nur durch staatliche Interventionen erklärbar erscheinen. Hinzu kommt, daß bei uns die Ausrüstung mit Konversionsanlagen mit einem Anteil von 25 % (1982) bedeutend weiter fortgeschritten ist als in Westeuropa mit einem Anteil von knapp 16 %.

VERÖFFENTLICHUNGEN DES HWWA-INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG-HAMBURG

NEUERSCHEINUNG

Axel Borrmann / Hermann Weber

### MEERESFORSCHUNG UND MEERESFREIHEIT

-Perspektiven nach der dritten UN-Seerechtskonferenz-

Großoktav, 480 Seiten, 1983, Preis brosch. DM 76,-

ISBN 3-87895-231-7

V E R L A G W E L T A R C H I V G M B H - H A M B U R G

Verschärfend zu den westeuropäischen Ungleichgewichten kommt hinzu, daß vor dem Hintergrund eines sinkenden Ölverbrauchs (1982 gegenüber 1979: Westeuropa minus 19 %, Bundesrepublik minus 24 %) die Produktenexporte nach Westeuropa insbesondere aus dem OPEC-Raum und dem Ostblock eine deutlich zunehmende Tendenz zeigen. Dieser Trend könnte sich sogar noch verstärken, denn vor allem die (arabischen) OPEC-Staaten sind dabei, ihre Raffinerien auszubauen und bei erst allmählich wachsendem Eigenbedarf Verarbeitungsüberschüsse auf den Weltmärkten, insbesondere auch in Westeuropa anzubieten. Zwar nehmen sich die entsprechenden Angebote zunächst noch bescheiden aus, doch ist zu berücksichtigen, daß die Zusatzangebote bei einem weiterhin niedrigen Verbrauchsniveau vor allem auf den liberalen Märkten (Bundesrepublik Deutschland) untergebracht werden müssen. Bei den Ostblock-Ausfuhren zeigt sich schließlich, daß sie aus devisenpolitischen Gründen gerade kurzfristig starke Schwankungen aufweisen können; überdies orientiert sich die Preiskalkulation nicht an den Kosten.

Faßt man die internationalen Neuorientierungen und Versorgungsperspektiven zusammen, so ergibt sich auf der Rohölbezugsseite eine deutliche Marktentspannung; gleichzeitig bleibt jedoch wohl der Marktdruck verhältnismäßig preiswerter Fertigproduktimporte bestehen. Die deutschen Ölgesellschaften sind gezwun-

gen, sehr flexibel sowie möglicherweise auch risikoreich zu agieren – mit einer zwangsläufig starken Ausrichtung auf die Spotmärkte – und gleichzeitig alle Rationalisierungs- und Ausdünnungsmöglichkeiten im Downstream-Bereich wahrzunehmen. Darüber hinaus sind kooperationspolitische Ansätze zwischen den deutschen Gesellschaften und den Rohölförderstaaten fortzuentwickeln, um mit einer Verkoppelung von Upstream- und Downstream-Marktstufen eine verbesserte Ausbalancierung der Verwertungschancen zu erreichen.

Seit der ersten Ölkrise im Herbst 1973 wurden mit Ausnahme des Jahres 1979 in der Mineralölverarbeitung der Bundesrepublik Verluste gemacht. Die Verluste belaufen sich allein für die letzten drei Jahre (Mitte 1980 bis Mitte 1983) auf rd. 15 Mrd. DM und übertreffen damit das in der Mineralölverarbeitung ausgewiesene Kapital von etwa 14 Mrd. DM.

#### Weitere Stilllegungen

Trotz umfangreicher Stilllegungen im Verarbeitungsbereich (mehr als ein Viertel der Kapazitäten seit der Iran-Krise) ist immer noch keine Marktgesundung in Sicht. Der Anteil von importierten Mineralölprodukten am Inlandsabsatz ist in jüngster Zeit kräftig gestiegen und hat im Jahre 1982 den bisherigen Höchststand von 1978 noch leicht übertroffen (Bruttoimportanteil am In-

**Tabelle 4**  
**Bedeutung der Fertigproduktimporte für den deutschen Ölmarkt 1970-1982**

	1970	1973	1976	1978	1979	1981	1982
Importe absolut (Mill. t)	31,845	43,271	43,599	48,803	43,469	36,423	38,665
Nettoimporte (in % des Inlandsabsatzes)	20,5	25,6	29,4	32,8	27,6	27,5	30,3
Importanteile (netto) der Hauptprodukte (in % ihres Inlandsabsatzes)							
– Benzine <sup>1</sup>	15,0	27,3	30,9	34,7	24,4	21,7	22,5
– Dieselkraftstoff	20,3	8,8	20,5	20,4	22,0	16,7	14,3
– leichtes Heizöl	35,1	37,0	36,8	38,2	30,7	25,9	29,0
– schweres Heizöl	2,8	8,1	12,6	19,3	12,8	10,7	7,1
Importstruktur (netto)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
– Benzine <sup>1</sup>	12,3	19,2	21,3	23,4	19,8	24,8	24,1
– Dieselkraftstoff	8,4	2,7	6,1	5,8	8,0	7,7	6,3
– leichtes Heizöl	65,3	55,8	48,9	45,0	41,8	32,3	31,6
– schweres Heizöl	3,2	7,0	8,3	10,1	7,8	5,8	3,2
– Sonstige Produkte <sup>2</sup>	10,8	15,3	15,4	15,7	22,6	29,4	34,8

<sup>1</sup> Roh- und Motorenbenzin; <sup>2</sup> einschließlich Halbfabrikate.

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband, verschiedene Jahresberichte.

landsabsatz für Mineralölprodukte: 38,2 % in 1982 gegenüber 33,7 % in 1980 und 37,7 % in 1978). Aufgrund kräftig zunehmender Exporte liegt allerdings der ansteigende Nettoimportanteil mit 30,3 % in 1982 immer noch deutlich unter dem Spitzenwert von 32,8 % in 1978. Der erneute Anstieg der Mineralölprodukteinfuhren ist vor allem auf relativ günstige Importpreise zurückzuführen. Zunehmend werden die importierten Fertigprodukte auch in den Konversionsanlagen weiterverarbeitet (vgl. Tabelle 4).

### Verminderung der Verarbeitungsrisiken

Seit nunmehr fast drei Jahren liegen trotz gestiegener Fertigproduktexporte und Stilllegungen die Auslastungsgrade der inländischen Raffinerien deutlich unter 60 %. Weitere Stilllegungen in einer Größenordnung von kurzfristig 20 Mill. t/a und mittelfristig nochmals 20 Mill. t/a dürften allein erforderlich werden, wenn die traditionellen Strukturen der Versorgungsanteile (zwei Drittel Inlandsraffinerien, ein Drittel Fertigproduktimporte) weiterhin gewahrt bleiben sollen. Dies bedeutet insgesamt eine Halbierung der Inlandsraffinerien innerhalb eines Jahrzehnts (von rd. 160 Mill. t/a Ende der 70er Jahre auf etwa 80 Mill. t/a Anfang der 90er Jahre).

Unter energiepolitischen Status-quo-Bedingungen sind auch ungleichgewichtige Anpassungsprozesse mit deutlichen Konzentrationstendenzen nicht auszuschließen. Eine stärkere Konzentration erscheint angesichts des beträchtlich reduzierten Absatzpotentials von vornherein zwangsläufig; sie ist das Ergebnis marktlicher Selektionsprozesse bei stark verringerter Nachfrage.

Die unterschiedlich strukturierten Mineralölgesellschaften sind dabei, ihre Anpassungsflexibilitäten zu erhöhen und die Verarbeitungsrisiken zu vermindern. Dies geschieht durch

- Ausdünnung, Konzentration und Rationalisierung der Verarbeitungs- und Vertriebsaktivitäten;
- verstärkte Ausrichtung auf die Spotmärkte (Verdoppelung des Anteils von 20 auf 40 % innerhalb eines Jahres);
- Joint Ventures (Lohnverarbeitung, Kooperation); z. B. haben die Veba und Venezuela eine gemeinsame Mineralölverarbeitungsgesellschaft gegründet, in deren Anlagen in Zukunft besonders schwere Rohöle aus Venezuela verarbeitet werden können.

### Energiepolitische Schlußfolgerungen

Der Staat sollte angesichts der endogenen, über den Markt erreichten Einsparresultate und vor dem Hintergrund der tendenziell entspannten Rohölversorgungs-

situation davon Abstand nehmen, die Strategie des „weg vom Öl“ in der bislang undifferenzierten Form weiter zu verfolgen. Die energiepolitische Beurteilung der weiteren Rolle des Öls innerhalb von Energieprogrammen sollte in Rechnung stellen, daß dynamische Marktanpassungen in diesem Sektor der Energiewirtschaft schließlich immer wieder zum Zuge gekommen sind, die Wettbewerbsprozesse im teilweise erstarrten Energiesektor insgesamt belebt worden sind und die vielfältigen Restriktionen bei den Alternativenergien in einem realistischen Versorgungsbild nicht ausgeklammert werden können. Das versorgungspolitische Potential einer inländischen Mineralölindustrie sollte fair gewürdigt werden. Innerhalb der energiepolitischen Rahmendaten sollte zumindest von weiteren Diskriminierungen zu Lasten der Mineralölgesellschaften in Form von zusätzlichen Verbrauchsteuern, weiteren Absatzrestriktionen auf den Wärmemärkten, international nicht harmonisierten Umweltschutzbestimmungen etc. Abstand genommen werden.

Die Versorgungskanäle sind möglichst offen zu halten, d. h. nationale Marktzugangsbarrieren in Form von Zöllen und Lizenzen für Fertigprodukte sollten nur bei einer extremen Gefährdung eines – politisch zu beurteilenden – angemessenen Versorgungsbeitrags durch die inländische Mineralölindustrie, der zumindest wohl ein mehr als 50 %iges Versorgungspotential umfaßt, eingeführt werden.

Die Bundesregierung sollte innerhalb der Europäischen Gemeinschaft aber darauf drängen, daß koordinierte Ölpolitiken in die Praxis umgesetzt werden, um zu verhindern, daß im Schutze der bestehenden Marktordnungen Anpassungszwänge auf einzelne (liberale) Volkswirtschaften unangemessen fortgewälzt werden. Gleichzeitig sollte ein westeuropäischer Dialog mit den arabischen OPEC-Staaten eingeleitet werden, um eine verbesserte Abstimmung der gegenseitigen Interessenlagen im Upstream- und Downstream-Bereich zu erreichen. Bezüglich der Mineralölfertigprodukteinschleusungen des Ostblocks in den EG-Raum wären außenpolitische Überlegungen zu vertiefen, um etwaigen marktruinösen Verhaltensweisen begegnen zu können.

Wichtig erscheint auch, daß die finanziellen Flankierungshilfen bei der Exploration und Produktion nationaler Ölgesellschaften im Ausland fortgesetzt werden, um historische Startnachteile zu kompensieren. Joint Ventures zwischen inländischen Ölgesellschaften und ausländischen Produzenten sind energiepolitisch zu begrüßen, da sie das Feld der Zusammenarbeit ausdehnen und aus einseitigen Abhängigkeiten gegenseitige entstehen lassen.