

Siebert, Horst; Rauscher, Michael

Working Paper

Die vertikale Integration erdölexportierender Länder

Diskussionsbeiträge - Serie A, No. 197

Provided in Cooperation with:

Department of Economics, University of Konstanz

Suggested Citation: Siebert, Horst; Rauscher, Michael (1985) : Die vertikale Integration erdölexportierender Länder, Diskussionsbeiträge - Serie A, No. 197, Universität Konstanz, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften und Statistik, Konstanz

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/75125>

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.

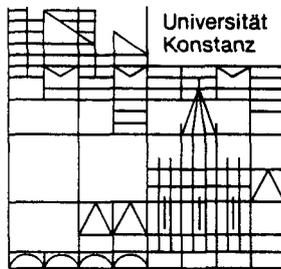
Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

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.



**Fakultät für
Wirtschaftswissenschaften
und Statistik**

Horst Siebert
Michael Rauscher

**Die vertikale Integration
erdölexportierender Länder**

Diskussionsbeiträge

Postfach 5560
D-7750 Konstanz

Serie A — Nr. 197
Mai 1985

18. JUNI 1985 Weltwirtschaft
Kiel

Li 1. 1985

DIE VERTIKALE INTEGRATION ERDÖLEXPORTIERENDER LÄNDER

Horst Siebert
Michael Rauscher

Serie A - Nr. 197

Mai 1985

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Forschungsprojekts
"Ressourcenpolitik für Industrienationen" des Sonder-
forschungsbereichs 5 "Staatliche Allokationspolitik im
marktwirtschaftlichen System"

Serie A: Volkswirtschaftliche Beiträge

Serie B: Finanzwissenschaftliche Arbeitspapiere

Serie C: Betriebswirtschaftliche Beiträge

Einleitung

Die Entwicklung des Welterdölmarkts in den letzten fünfzehn Jahren ist durch tiefgreifende Änderungen der grundlegenden institutionellen Gegebenheiten gekennzeichnet. Besaßen noch Ende der sechziger Jahre die großen Ölgesellschaften, begünstigt durch das damals herrschende Konzessionssystem, die Verfügungsrechte über den größten Teil der Welterdölreserven, so haben die meisten erdölexportierenden Länder ihre Reserven inzwischen nationalisiert und betreiben eine eigene Preis- und Absatzpolitik. Das Konzessionssystem ist weitgehend abgelöst worden durch neuere Vertragsformen wie Produktionsmengenteilung oder Dienstleistungsverträge, die den Ressourcenländern die Verfügungsrechte über die eigenen Erdölreserven einräumen. In den letzten Jahren wird seitens einiger dieser Länder versucht, den Einfluß auf den Erdölmarkt vertikal auszuweiten, indem sie der Erdölförderung nachgelagerte Produktionsprozesse an sich ziehen. Dies umfaßt den Bau von Raffinerien und den Aufbau einer chemischen Grundstoffindustrie. Des weiteren wird versucht, den Einfluß auf das Distributionssystem auszudehnen. Beispiele hierfür sind der Aufbau eigener Tankerflotten und die Beteiligung an ausländischen Distributionsnetzen.

In all diesen Bereichen expandieren erdölexportierende Länder in schrumpfende Märkte hinein. Dies gilt insbesondere für den Raffineriesektor in dem weltweit etwa 30% Überkapazität herrscht und Raffinerien stillgelegt werden, und zwar sogar solche die erst Mitte der siebziger Jahre den Betrieb aufgenommen haben. Ähnliches gilt für andere öl- und energieintensive Bereiche, in denen in Erwartung einer mit konstanten oder sogar steigenden Wachstumsraten zunehmenden Nachfrage Überkapazitäten geschaffen worden sind. Als Beispiel dafür können bestimmte Bereiche der

petrochemischen Industrie, z.B. die Äthlenproduktion, gelten.¹ Auch im Transportbereich bestehen Kapazitätsüberhänge, die nur zum Teil durch vorzeitige Verschrottungen und "slow steaming" ausgeglichen werden.

Es stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, welche Motive einer solchen Strategie der vertikalen Integration zugrunde liegen und welche wirtschaftlichen Gründe für das Engagement erdölexportierender Länder im Downstream-Bereich sprechen. Schließlich ist zu fragen, welche Auswirkungen diese neueren Entwicklungen für erdölimportierende Länder haben.

Empirischer Befund

In den letzten Jahren haben sich die Verarbeitungskapazitäten in den erdöl- und energieintensiven Sektoren erdölexportierender Länder beträchtlich erhöht. Für die zweite Hälfte der achtziger Jahre ist ein weiterer Industrialisierungsschub geplant. Im Jahr 1977 betrug der Anteil der OPEC-Länder an der weltweiten Raffineriekapazität 7,6%, 1982 8,9%, und für 1987 ist ein Anteil von etwa 12% oder sogar darüber zu erwarten, was auch von der Zahl der Stilllegungen in anderen Ländern abhängt. Bei den Zahlen in Tabelle 1 ist zu berücksichtigen, daß eine Kapazität von 700000 b/d, die Raffinerie in Abadan (Iran), dem Golfkrieg zum Opfer gefallen ist.

¹ Siehe: Quinlan, M. (1983), World Survey, Chemicals: Profits Continue to Decline, Petroleum Economist 50, S.261-263.

Tabelle 1: Raffineriekapazität in ausgewählten
OPEC-Ländern
(in 1000 Barrels/Kalendertag)

	1977	1982	1987*
Algerien	116	471	471
Iran	995	560	560(?)
Irak	184	306	556
Kuwait	594	594	799
Libyen	130	130	350
Nigeria	57	247	247
Saudi-Arabien	703	1028	2023
Venezuela	1445	1323	1323
OPEC insges.	4822	5416	7916

* bei fristgerechter Inbetriebnahme geplanter Anlagen (Daten über geplante Erweiterungen aus: Fesharaki, F., D. Isaak (1984), OPEC and the World Refining Crisis, Economist Intelligence Unit Special Report No.168, London. Quelle für die Daten von 1977 und 1982: OPEC Annual Statistical Bulletin 1982, Wien (o.J.).

In einigen Ländern kann bereits ein beachtlicher Anteil der heimischen Erdölproduktion in eigenen Raffinerien verarbeitet, so z.B. in Algerien und Venezuela 70%, in Kuwait etwa 60%. Im Durchschnitt sind die OPEC-Länder in der Lage, ein Drittel ihrer Produktion selbst zu verarbeiten, wobei allerdings die derzeit niedrigen Produktionszahlen diese Werte bestimmen.

Der größte Teil der Kapazitätserweiterungen dient allerdings zur Deckung der schnell ansteigenden inländischen Nachfrage. Gerade "high absorbers" wie z.B. Mexiko und Nigeria haben Schwierigkeiten, den heimischen Bedarf an Rohölprodukten zu befriedigen. Würden diese Erweiterungen nicht durchgeführt, so kämen einige rohöllexportierende Länder längerfristig in die Verlegenheit, Mineralölprodukte importieren zu müssen. Wirklich exportorientierte Mineralölverarbeitung wird nur von wenigen Ländern angestrebt, deren heimischer Mineralölverbrauch im Verhältnis zur Förderung gering ist. Die Länder, von denen die bedeutendsten Beiträge zu erwarten sind, sind in Tabelle 2 aufgeführt. Die

OPEC-Länder dürften derzeit aufgrund ihrer Exportraffineriekapazität in der Lage sein, etwa 15% ihrer Mineralölexporte in Form von Fertigprodukten zu exportieren.

Tabelle 2: Kapazitäten von Exportraffinerien der OPEC
(in 1000 Barrel pro Kalendertag)

	Dez. 1984	Dez. 1987
Saudi-Arabien	840	1665
Libyen	329,8	549,8
Kuwait	668,6	824,6
Verein. Arab. Emirate	0	170
insgesamt	1838.4	3209.4

Quelle: Oil and Gas Journal Vol.83, No.9 (4. März 1985)

Beeindruckender als die Entwicklung der Raffineriekapazitäten ist der Aufbau der chemischen Grundstoffindustrie (vgl. hierzu Tabellen 3 und 4) Während sich die Kapazität zur Ammoniakproduktion bis zum Ende dieses Jahres gegenüber 1980 verdoppeln soll, wird für die Äthylenproduktion eine Verzehnfachung anvisiert. Ammoniak ist der Ausgangsstoff für die Herstellung von stickstoffhaltigen Düngemitteln, Äthylen wird für alle Arten von Erzeugnissen der chemischen Industrie benötigt. Bei den Zahlen für Äthylen ist jedoch zu berücksichtigen, daß die Ausgangskapazität dieser Länder, gemessen an der weltweiten Kapazität, im Vergleich zum Raffineriesektor gering war. Der OPEC-Anteil betrug 1980 weniger als 1%. Die Expansion in diesen Bereichen zielt, soweit sie exportorientiert ist, in erster Linie auf Absatzmärkte in den Entwicklungsländern, denen selbst das Kapital für eine eigene chemische Grundstoffindustrie fehlt. Die Exporte der erdölexportierenden Länder werden sich weitgehend auf chemische Grundstoffe und Zwischenprodukte beschränken.

Tabelle 3: Kapazität zur Produktion von Äthylen
in ausgewählten OPEC-Ländern
(in 1000 Tonnen)

	1978	1982	1987*
Algerien	120	120	120
Iran	-	26	326
Irak	-	-	-
Kuwait	-	-	350
Libyen	-	-	330
Nigeria	-	-	300
Saudi-Arabien	-	-	1606
Venezuela	150	150	150
OPEC insges.	270	576	3602

* bei fristgerechter Inbetriebnahme geplanter Anlagen (alle Daten: OPEC Annual Report 1982, Wien (o.J.).

Tabelle 4: Kapazität zur Produktion von Ammoniak
in ausgewählten OPEC-Ländern
(in 1000 Tonnen)

	1978	1982	1987*
Algerien	330	600	600
Iran	370	700	1096
Irak	330	990	990
Kuwait	660	660	990
Libyen	330	660	1320
Nigeria	-	-	300
Saudi-Arabien	200	530	530
Venezuela	792	792	792
OPEC insges.	3309	7791	10422

* bei fristgerechter Inbetriebnahme geplanter Anlagen (alle Daten: OPEC Annual Report 1982, Wien (o.J.).

Eine vergleichbare Expansion hat auch im Bereich des Rohöltransports stattgefunden. In der Zeit von 1975 bis 1980 hat sich die Tonnage der unter OPEC-Flaggen fahrenden Rohöltanker verdreifacht. 1983 betrug der Anteil an der Welttankerflotte 5,9%.

Weitere Downstream-Aktivitäten erdölexportierender Länder bestanden im Erwerb von ausländischen Raffinerien und Anteilen an ausländischen Chemiekonzernen und Distributionsnetzen. Beispiele sind Kuwaits 24,5%-Anteil an Hoechst und der Kauf von Gulf-Oil's Raffinerie- und Distributionsnetz in Dänemark und den Benelux-Ländern. Kuwait ist das erdölexportierende Land, das sich am stärksten im Ausland engagiert. Inzwischen ist Kuwait sogar an der Exploration und Förderung in den USA und in der Nordsee beteiligt. Auch in anderer Hinsicht unterscheidet sich die Strategie der Kuwaitis von denen anderer Länder. Während andere Staaten, wie z.B. auch Saudi-Arabien, Joint-Ventures mit amerikanischen, europäischen und japanischen Partnern suchen, läßt Kuwait bei inländischen Projekten keine Beteiligungen zu. Das Ziel dieser Strategie scheint die hundertprozentige vertikale Integration zu sein: Kuwaitisches Öl in eigenen Raffinerien zu verarbeiten, in eigenen Schiffen zu transportieren und schließlich über ein eigenes Distributionssystem abzusetzen. Diese Rechnung scheint aufzugehen.

Saudi-Arabien, das seine Vorwärtsintegration ebenfalls stark exportorientiert betreibt, geht dabei jedoch anders vor. Es werden gezielt Partner für Joint-ventures gesucht, die zum einen das nötige Know-how mitbringen, zum anderen die Absatzbarkeit der Produkte garantieren sollen. Um die Attraktivität dieser Beteiligungen für die ausländischen Partner zu erhöhen, wurden Anreize wie Liefergarantien für Rohöl und die Vergabe von Krediten zu besonders günstigen Bedingungen geschaffen. Angesichts der weltweiten Krise im Raffineriesektor scheinen Subventionen für den Erfolg der vertikalen Integration unumgänglich zu sein.

Gründe für vertikale Integration

Für den Prozeß der Vorwärtsintegration der erdölexportierenden Länder kommt eine Reihe von Erklärungsansätzen in Betracht. Es erscheint zunächst naheliegend, die Theorie der vertikalen

Integration dazu heranzuziehen.² Für eine monopolistische Firma besteht ein Anreiz, vorwärts zu integrieren, wenn im Downstream-Bereich vollständige Konkurrenz herrscht und der von ihr bereitgestellte Produktionsfaktor sich durch andere Faktoren substituieren läßt. Die Downstream-Firmen werden durch den Preis des monopolistisch kontrollierten Produktionsfaktors veranlaßt, zuungunsten dieses Faktors zu substituieren. Dieses Verhalten kann der Monopolist ausschalten, indem er vorwärts integriert. Es wäre nun zu überprüfen, ob die zur Herleitung dieses Resultats nötigen Annahmen für den Welterdölmarkt erfüllt sind. Die Annahme des Upstream-Monopols kann man zumindest mittelfristig als eine Approximation der Rolle der OPEC auf der Angebotsseite des Welterdölmarkts gelten lassen, ebenso die Annahme der Wettbewerbssituation auf dem Downstream-Markt.

Unhaltbar ist für den Bereich der Erdölverarbeitung die Annahme der Substituierbarkeit der Produktionsfaktoren im Downstream-Bereich. Vielmehr herrschen hier linear-limitationale Produktionsprozesse: Das Verhältnis von Rohöleinsatz zu Output von Produkten oder petrochemischen Grundstoffen ist konstant. In diesem Fall könnten sich aber die OPEC-Länder die gesamte Monopolrente über eine entsprechende Preis- und Mengenpolitik auf dem Rohölsektor aneignen. Eine vertikale Integration wäre also nicht erforderlich. Außerdem zeigt die Geschichte der OPEC und die Rolle des Kartellrandes, daß auch die Annahme des Upstream-Monopols langfristig nicht realistisch ist.

² Für gute Übersichten siehe: Blair, R.D., D.L. Kaserman (1983), Law and Economics of Vertical Integration and Control, New York and London; und: Casson, M. (1984), The Theory of Vertical Integration: A Survey and Synthesis, Journal of Economic Studies 11, S. 3-43.

Eine andere Begründung der vertikalen Integration wird in Transaktionskosten gesehen:³ Im Falle nicht integrierter Märkte, bei denen die aufeinander folgenden Produktionsstufen in verschiedenen Händen sind, ergeben sich Kosten für die Benutzung der dazwischengeschalteten Märkte, sogenannte Transaktionskosten. Transaktionskosten können z.B. auftreten in Form von Informations- oder Transportkosten. Die Bedeutung der Transportkosten ist evident: Erdölproduzierende Länder, die nicht über eigene Raffinerien verfügen, müssen zur Deckung des heimischen Energiebedarfs Erdölprodukte importieren. Hierbei entstehen doppelte Transportkosten, da sowohl Rohöl als auch Produkte über längere Strecken zu transportieren sind. Dies zu vermeiden und in der Energieversorgung unabhängig zu sein, ist ein entscheidendes Motiv vieler ölexportierender Länder beim Aufbau oder der Erweiterung des Raffineriesektors. Das Motiv der Transportkostenersparnis entfällt, wenn die Downstream-Aktivitäten nicht auf den Inlandsmarkt sondern auf den Export ausgerichtet sind: Der Transport von Rohölprodukten ist erheblich teurer als der Transport von Rohöl. Die Existenz anderer Arten von Transaktionskosten wie Kosten der Informationsbeschaffung läßt sich zwar theoretisch begründen, sie sind jedoch kaum quantifizierbar und entziehen sich daher der empirischen Überprüfung. Für die Erklärung des Baus von Exportraffinerien in erdölexportierenden Ländern liefert der Transaktionskostenansatz also keine stichhaltigen Gründe.

Ein anderer Erklärungsansatz ergibt sich aus dem Standardmodell der neoklassischen Außenhandelstheorie. Diesem Ansatz zufolge wird ein Land das Gut exportieren, bei dessen Produktion der relativ reichlich vorhandene Produktionsfaktor intensiv genutzt wird. Dabei wird u.a. vorausgesetzt, daß die Faktoren interna-

³ Vgl. zum Transaktionskostenansatz: Williamson, O.E. (1979), Assessing Vertical Markets Restrictions: Antitrust Ramifications of the Transaction Cost Approach, University of Pennsylvania Law Review 127, S. 1429-1496.

tional immobil sind. Diese Annahme trifft für das erdölexportierenden Ländern in großen Mengen zur Verfügung stehende assoziierte Gas zu. Dieses Gas tritt als Kuppelprodukt der Erdölförderung auf. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten seiner Verwendung: Es kann zur Deckung des heimischen Energiebedarfs genutzt werden. Man kann es in das Ölfeld reinjizieren, um den Druck aufrechtzuerhalten. Dadurch läßt sich der Ausbeutungsgrad erheblich steigern, d.h. die Ressourcenbasis läßt sich vergrößern. Eine weitere Alternative ist die Verflüssigung und der Export, was allerdings das Vorhandensein von Verflüssigungsanlagen und Flüssiggastankern voraussetzt. Sowohl im Raffinerie- als auch im Petrochemiesektor kann das Gas als Energieinput genutzt werden, bei der Herstellung petrochemischer Grundstoffe auch als Ausgangsstoff (feedstock). Die letzte Alternative ist das Abfackeln, wenn eine produktive Verwendung nicht möglich ist. Die Anteile der verschiedenen Verwendungen von Erdgas sind in Tabelle 5 dargestellt:

Tabelle 5: Verwendung von Erdgas 1982

	Welt		OPEC		Nicht-OPEC	
	Mrd m ³	%	Mrd m ³	%	Mrd m ³	%
Bruttoproduktion	1857	100	263	100	1594	100
Nettoproduktion	1600	86	108	41	1491	94
Reinjektion	144	8	80	30	64	4
Abfackeln	120	6	75	28	45	3

Quelle: OPEC Annual Statistical Bulletin 1982

In den OPEC-Ländern ist sowohl der Anteil des reinjizierten als auch der des abgefackelten Gases sehr hoch. Dies liegt zum einen daran, daß die Exportmöglichkeiten aufgrund fehlender Gaspipelines und Verflüssigungsanlagen begrenzt sind. Zum anderen ist gerade in den "low absorber"-Staaten des persischen Golfs die inländische Nachfrage sehr gering. Solange Gas abgefackelt wird, kann es als freies Gut angesehen werden. Zwar hat sich der Anteil des abgefackelten Gases seit der Mitte der siebziger Jahre etwa halbiert (bedingt durch den Rückgang der Erdölförderung in

den OPEC-Ländern und durch den Anstieg der heimischen Energienachfrage), jedoch ist bei weltweit steigender Energienachfrage in den nächsten Jahren mit einem Anstieg der OPEC-Erdölförderung und damit auch der Verfügbarkeit von assoziiertem Gas zu rechnen.

Wird assoziiertes Gas in erdölexportierenden Ländern als Produktionsfaktor im Downstream-Bereich eingesetzt, so ergeben sich Kostenvorteile gegenüber anderen Ländern. Es müssen keine Opportunitätskosten für alternative Verwendungen angesetzt werden. Dies macht sich besonders im Bereich der petrochemischen Industrie bemerkbar, wo Gas auch als Feedstock benutzt werden kann. Üblicherweise wird dafür sonst Naphta, ein leichtes Erdölprodukt benutzt. Da Feedstock- und Energiekosten dann etwa 80% der Herstellungskosten ausmachen, dürften die Vorteile durch die Nutzung des assoziierten Gases andere Standortnachteile (z.B. das Fehlen der entsprechenden Infrastruktur) zumindest ausgleichen. Im Raffineriebereich dagegen entfällt der Vorteil des billigen Feedstocks, so daß lediglich die günstigen Energiekosten ins Gewicht fallen (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Kosten der Mineralölverarbeitung (in \$ pro Tonne Produkt)

	Raffinerie pers. Golf (neu)	Raffinerie OECD (neu)	Raffinerie OECD (alt)
Kapitalkosten	10.68	8.86	2.12
Energiekosten	1.25	11.54	11.54
Betriebskosten	9.22	9.22	9.22
Rohöltransport	-	9.30	9.30
Produkttransport	13.00	-	-
Summe	34.15	32.18	38.92

Quelle: Fesharaki/Isaak (1983), OPEC and the Gulf: A Study in Government Policy and Downstream Operations, Boulder (Col.), London, S. 127.

Es zeigt sich, daß eine Destillationsanlage am persischen Golf in den Produktionskosten deutlich unter einer vergleichbaren neuen Raffinerie in einem OECD-Land liegt. Allerdings hinkt dieser Vergleich, denn niemand würde heute z.B. in Mitteleuropa neue Raffinerien bauen. Die OPEC-Raffinerie ist also zu vergleichen mit einer durchschnittlichen OECD-Raffinerie, die den größten Teil ihrer Kapitalkosten schon amortisiert hat. Hierbei schneidet die OECD-Raffinerie günstiger ab. Um Erdölprodukte aus dem Nahen Osten in Europa und Nordamerika konkurrenzfähig zu machen, sind daher in vielen Fällen Subventionen nötig. Saudi-Arabien beispielsweise gewährt solche Subventionen durch Vergabe besonders günstiger Kredite an seine Joint-ventures-Partner. Die Möglichkeit zur direkten oder indirekten Subventionierung ihrer Raffinerien in größerem Maße besteht nur für einige "low absorber"-Länder wie Saudi-Arabien und Kuwait. Es sind dies die Länder, die den Bau von exportorientierten Raffinerien vorantreiben. Dabei besteht längerfristig die Gefahr, daß diese Länder durch billige Produktenexporte ihren eigenen Rohölpreis unterminieren.⁴

Industrialisierungspolitik und Kapitalintensität der Vorwärtsintegration

Herkömmliche ökonomische Ansätze, die vom Kalkül der Gewinnmaximierung ausgehen, reichen für die Erklärung der jetzt auf dem Welterdölmarkt zu beobachtenden Phänomene nicht aus. Eine weitere Begründung ist in einer langfristig orientierten Ent-

⁴ Dies ist von Razavi und Fesharaki in einem ökonometrischen Modell untersucht worden: Razavi, H., F. Fesharaki, (1984), OPEC's Push into Refining: Dilemma of Interactions between Crude and Product Markets, Energy Policy 12, S. 125-134.

wicklungspolitik zu sehen.⁵ Ähnlich dem Wachstumsmuster der Industrienationen soll auf der Grundlage eines wichtigen Rohstoffs eine industrielle Basis aufgebaut werden. Die Länder wollen die im Rahmen der Industrie-Komplex-Analyse diskutierten⁶ Vorteile ausschöpfen. Dabei ergeben sich allerdings einige Besonderheiten.

Der Aufbau einer eigenen industriellen Basis und die Schaffung von Realkapital haben den Vorteil, daß die Anlage der Erdölerlöse nicht externen politischen Risiken unterworfen wird. Das gilt vor allen Dingen für die bevölkerungsarmen Staaten des persischen Golfs, die über Finanzkapital verfügen. Nachdem die erdölexportierenden Länder das Problem der hohen Erlöse aus dem Rohölverkauf in den ersten Jahren zunächst durch den Erwerb von Vermögenswerten in westlichen Industrieländern zu bewältigen versuchten, setzen sie die freien Mittel inzwischen verstärkt im eigenen Lande ein. Dort, wo seitens ölexportierender Länder noch im Ausland investiert wird, handelt es sich zumeist um Raffinerien oder Distributionsnetze im Mineralölbereich, also um eine Ausweitung der Strategie der vertikalen Integration. Es sind dies Wirtschaftsbereiche, auf die die erdölexportierenden Staaten über ihre Absatzpolitik direkten Einfluß ausüben können. Die Strategie der Vorwärtsintegration dient somit dem Ziel einer direkteren Kontrolle des Anlagevermögens.

Von wesentlicher Bedeutung für einige der erdölexportierenden—Länder ist die hohe Kapitalintensität in den der Erdölförderung nachgelagerten Industriebereichen. Dies gilt vor allen Dingen für die "low absorber"-Länder, bei denen hohe Erlöse aus dem Rohölverkauf auf eine kleine Bevölkerung zu verteilen sind. Der kapitalintensive Sektor ist in der Lage, einen großen Teil der

⁵ Siebert, H., (1985), Economics of the Resource-Exporting Country, Greenwich (Conn.).

⁶ Isard, W., Methods of Regional Analysis: An Introduction to Regional Science, Cambridge 1960, S.375f.

Petrodollars zu absorbieren. Die Nachfrage nach Arbeitskräften bleibt relativ gering, so daß die Anwerbung von Gastarbeitern beschränkt werden kann. Schließlich besteht die Möglichkeit, diesen hochtechnisierten Bereich von anderen Sektoren der Wirtschaft, in denen noch traditionell gewirtschaftet wird, abzutrennen. Man hofft, auf diese Weise westliche Einflüsse einzudämmen und einen Kulturschock zu vermeiden, der das traditionelle Gefüge der Gesellschaft und ihre Machtstrukturen zerstören könnte.

Dieses Motiv der kontrollierten Ausstrahlungseffekte gilt aber nicht für "high absorber"-Länder wie z.B. Mexiko, die gerade auf die Effekte angewiesen sind, die von der Entwicklung eines Wirtschaftsbereichs auf andere Sektoren ausgehen. Diese forward und backward linkages entstehen dadurch, daß in vorgelagerten Sektoren, in denen Produktionsfaktoren bereitgestellt werden, Nachfrage geschaffen wird und daß der Wirtschaft Zwischenprodukte zur Verfügung gestellt werden, die in nachgelagerten Sektoren verwendet werden können. Nigeria z.B. erhofft sich vom Ausbau der petrochemischen Grundstoffindustrie stimulierende Effekte auf Nachfolgeindustrien mit positiven Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt (Quinlan (1983), a.a.O., S. 261).

Als letzter Erklärungsfaktor bleibt ein psychologisches Moment. Das Motiv des "beat the industrialized nations in their own game" ist bei dem Prozeß der vertikalen Integration nicht zu unterschätzen.

Folgen für die Wirtschaft erdölimportierender Industrienationen⁷

Erdölexportierende Länder werden in den nächsten Jahren verstärkt mit billigen Produkten in Märkte eindringen, die von Kapazitätsüberhängen und Stilllegungen tangiert sind. Betroffen sind vor allen Dingen der europäische und der Fernost-Markt, in denen die Produkte der Exportraffinerien des persischen Golfs zum größten Teil abgesetzt werden sollen. Gerade 1985 wird ein kritisches Jahr, da Exportraffinerien in Libyen und Saudi-Arabien mit einer Gesamtkapazität von etwas mehr als einer Million Barrels pro Tag den Betrieb aufnehmen, bzw. kürzlich aufgenommen haben.

Der Weltmineralölmarkt ist durch mengenmäßige und strukturelle Ungleichgewichte gekennzeichnet. Hierbei sind allerdings regionale Unterschiede zu berücksichtigen. Das mengenmäßige Ungleichgewicht beruht auf der Überschätzung der zukünftigen Nachfrage und dem entsprechenden Ausbau der Kapazitäten in den siebziger Jahren. Außerdem hat sich die Nachfrage zugunsten leichter Mineralölprodukte verlagert. Die schweren Produkte sind nach den Ölpreisssteigerungen aufgrund ihrer Substituierbarkeit durch Gas und Kohle verdrängt worden. Ihr Anteil am Mineralölverbrauch der Industrieländer hat sich in den letzten zehn Jahren etwa halbiert, und ihr Preis liegt unter dem des Rohöls.

Überkapazitäten im Raffineriesektor haben in den letzten fünf Jahren zu umfangreichen Stilllegungen geführt. Obwohl die Kapazi-

⁷ Vgl. zu diesem Abschnitt: Fesharaki, Isaak, a.a.O. (1984); Vielvoye, R. (1985), Future Gloomy for Refining Industry in Western Europe, Oil and Gas Journal (18. März), S.41-46; Baum, V. (1985), West Germany: Oil Industry's Continuing Troubles, Petroleum Economist 52, S. 125f., Schneider, H.K., D. Schmitt, H.J. Schürmann, (1985), Daten zur Kosten- und Ertragslage der Mineralölindustrie in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1984, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Sonderheft 1/1985..

täten in dieser Zeit um ein Viertel reduziert worden sind, liegt der Auslastungsgrad nur bei etwa 70%. Besonders betroffen sind die "balance refining centers", d.h. Länder, die Rohöl importieren und Mineralölprodukte in großen Mengen exportieren. So liegt der Auslastungsgrad der Raffinerien in der Karibik und Italien nur wenig über 50%. Ähnliche Zahlen werden für das Ende dieser Dekade für Singapur erwartet, wo der Auslastungsgrad bisher noch über dem weltweiten Durchschnitt lag. Eine besondere Problematik ergibt sich für den Mineralölmarkt der Bundesrepublik. Bedingt durch den im Vergleich zu anderen regulierten westeuropäischen Märkten freien Marktzugang und hohe Verarbeitungskosten, die sich aus den relativ weitgehenden Umweltschutzbestimmungen ergeben, fungiert der deutsche Mineralölmarkt als Ventil für die Überschüsse anderer Länder. Trotz umfangreicher Stilllegungen bewegte sich der Auslastungsgrad der westdeutschen Raffinerien 1984 noch unter dem EG-Durchschnitt. Weitere geplante Stilllegungen werden dazu führen, daß am Ende dieses Jahres die Verarbeitungskapazität erstmals unter dem Inlandsabsatz liegt.

Aufgrund der günstigen Transportkosten werden vor allen Dingen der Fernostmarkt und die südeuropäischen Länder von Mineralölproduktenexporten aus der Golfregion und Nordafrika direkt betroffen sein. Begünstigt wird dies dadurch, daß europäische und japanische Mineralölfirmen aufgrund ihrer Beteiligung an Joint-ventures in OPEC-Ländern Abnahmeverpflichtungen für Mineralölprodukte haben. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts kann sich in Europa und im Fernen Osten der Anteil der Produktimporte aus OPEC-Ländern am inländischen Absatz von 5% auf 10% verdoppeln. Der amerikanische Markt ist von den Downstream-Aktivitäten der nordafrikanischen OPEC-Länder und der Golfstaaten wegen der höheren Transportkosten weniger betroffen. Seitens lateinamerikanischer erdölexportierender Länder ist keine spürbare Ausweitung der Exportraffineriekapazitäten geplant.

Das strukturelle Ungleichgewicht verschärft die Lage auf dem Downstream-Markt. Seit der ersten Ölkrise hat sich der Anteil

der schweren Mineralölprodukte am Gesamtbedarf der Industrieländer etwa halbiert. Zwar hat der Streik der britischen Bergarbeiter zu einer vorübergehenden Umkehrung dieser Entwicklung, zumindest für den europäischen Markt geführt, jedoch besteht weiterhin Anpassungsbedarf an die geänderte Nachfragestruktur. Dabei ist auch zu berücksichtigen, daß OPEC-Länder zunächst mit einem hohen Anteil schwerer Mineralölprodukte auf den Markt drängen werden, da für diese Produkte nur geringer inländischer Bedarf besteht und die benötigten Crackanlagen noch fehlen. Allerdings werden upgrading-Programme durchgeführt, die die Flexibilität der Raffinerien am persischen Golf erhöhen sollen. In den Ländern, in die diese Mineralölprodukte exportiert werden sollen, in Westeuropa und vor allen Dingen in Japan, ist der Anteil der Konversionskapazitäten zu gering. Für Raffineriebetreiber, die seit mehreren Jahren Verluste machen, ergeben sich Schwierigkeiten, das nötige Investitionsvolumen aufzubringen. Soweit es sich um vertikal integrierte Firmen handelt, wird der Raffineriebereich mit Gewinnen aus der Rohölförderung subventioniert.

Da die Downstream-Aktivitäten erdölexportierender Länder zeitlich mit einem in diesem Ausmaß nicht vorhergesehenen Nachfragerückgang zusammentreffen, ergeben sich für den europäischen und den ostasiatischen Mineralölmarkt erhebliche Anpassungsprobleme. Dies gilt besonders für die "balance refining centers", in denen die Existenz eines wichtigen Industriezweigs gefährdet ist. Für andere Länder, die bisher nicht auf Importe von Mineralölprodukten angewiesen waren, stellt sich die Frage der Versorgungssicherheit, wenn der Anpassungsprozeß zu einem Rückgang der Raffineriekapazitäten unter den Inlandsabsatz führt.

Ähnliche Probleme, wenn auch von geringerem Ausmaß, kommen auch auf die petrochemische Grundstoffindustrie zu. Hier ist nach Produkten zu unterscheiden: Die Stickstoffdüngerexporte erdölexportierender Länder werden in erster Linie auf Absatzmärkte in der Dritten Welt zielen. Andere Produkte der chemischen Industrie wie Äthylenderivate und Methanol sollen aber auch in Euro-

pa abgesetzt werden. Somit ergibt sich für die Industrieländer zum einen mehr Konkurrenz um Exportmärkte, zum anderen ein zusätzliches Angebot auf dem Inlandsmarkt. Allerdings bestehen hier im Gegensatz zum Raffineriesektor Ausweichmöglichkeiten, z.B. in die Produktion von Spezialchemikalien, da sich die Aktivitäten der ertdölexportierenden Länder auf Grundstoffchemikalien beschränken. Auch hier besteht hoher Investitionsbedarf bei verschlechterter Ertragslage. Allerdings sind die Aussichten weit günstiger als für die mineralölverarbeitende Industrie, da mit steigender Nachfrage gererechnet werden kann - auch wenn die Wachstumsraten geringer sind als Ende der siebziger Jahre prognostiziert.