Schriften des Vereins für Socialpolitik

Band 101

Wettbewerbsprobleme der Mineralölwirtschaft im Schatten des OPEC-Kartells

Herausgegeben von

Burkhardt Röper

Duncker & Humblot · Berlin

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Schriften des Vereins für Socialpolitik

Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften

Neue Folge Band 101

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

SCHRIFTEN DES VEREINS FÜR SOCIALPOLITIK
Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
Neue Folge Band 101

Wettbewerbsprobleme der Mineralölwirtschaft im Schatten des OPEC-Kartells

DUNCKER & HUMBLOT / BERLIN

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Wettbewerbsprobleme der Mineralölwirtschaft im Schatten des OPEC-Kartells

Herausgegeben von

Burkhardt Röper

DUNCKER & HUMBLOT / BERLIN

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Alle Rechte vorbehalten
© 1979 Duncker & Humblot, Berlin 41
Gedruckt 1979 bei Berliner Buchdruckerei Union GmbH., Berlin 61
Printed in Germany
ISBN 3 428 04313 8

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Präambel

Die „Arbeitsgruppe Wettbewerb" im Wirtschaftspolitischen Ausschuß des Vereins für Socialpolitik hat sich zum Ziel gesetzt, eine Brücke zwischen der zum Teil auf hohem Abstraktionsniveau stehenden Wettbewerbstheorie und der die Vielfalt des wirtschaftlichen Geschehens berücksichtigenden und beeinflussenden Wettbewerbspolitik zu schlagen. Dadurch soll nicht nur das wechselseitige Verständnis gefördert werden, sondern die Wettbewerbstheorie wird mit praktischen Erfahrungen konfrontiert, um daraus vor allem wettbewerbspolitisch relevante Lösungsansätze zu gewinnen. Referate und Diskussionen in einem kleinen Kreis von Hochschullehrern, die an der Wettbewerbstheorie und -politik besonders interessiert und deshalb auch engagiert sowie versiert sind, von verantwortlichen Persönlichkeiten aus dem jeweiligen Wirtschaftszweig sowie von Vertretern von Behörden, so z. B. des Bundeskartellamtes, sind der Rahmen, der am ehesten dem gesteckten Ziel dient.

In den letzten Jahren hat die „Arbeitsgruppe Wettbewerb" u. a. die Wettbewerbsverhältnisse auf dem durch das spezielle EGKS-Recht beeinflußten Eisen- und Stahlmarkt sowie auf den Märkten der Energiewirtschaft, des Banken- und Versicherungswesens — also drei zu den Ausnahmebereichen des GWB gehörende Märkte — untersucht.

Der vorliegende sechste Tagungsbericht der „Arbeitsgruppe Wettbewerb" vom 23./24. März 1977 in Salzburg befaßt sich mit Wettbewerbsproblemen der Mineralölwirtschaft im Schatten des OPEC-Kartells.

Bei allen Eigenarten der untersuchten Märkte, die z. T. schwer abzugrenzen sind, bei den unterschiedlichen, den Wettbewerb beeinflussenden Rahmenordnungen und mannigfachen Staatseingriffen bleibt dennoch stets festzuhalten, daß die Anbieter und die Nachfrager miteinander im Wettbewerb um Markterfolge ringen und Absprachen ihnen nur sinnvoll erscheinen, wenn es ihnen zum Erfolg reicht.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Inhalt

Vorbemerkung des Herausgebers 9

1. Burkhardt Röper: Zur Einführung 11

2.1 Hans-Joachim Burchard: Die OPEC-Vereinbarungen und die Versorgung mit Rohöl aus nationaler Sicht 13

1. Die Rohölabhängigkeit 13
2. Kriterien der Verfügbarkeit 16
3. Struktur und Ziele der OPEC 22
4. Die Entwicklung seit Herbst 1973 25
5. Die OPEC als Handelspartner 30
6. Einfluß der OPEC auf andere internationale Organisationen 31
7. Konsequenzen 33

2.2 Schwerpunkte der Diskussion 34

3.1 Johannes C. Welbergen: Besonderheiten der Tochtergesellschaften multinationaler Unternehmen 53

3.2 Schwerpunkte der Diskussion 63

4.1 Enno Schubert: Besonderheiten der Kostenrechnung der Mineralölunternehmen 82

4.2 Schwerpunkte der Diskussion 94

5.1 Hans-Heinrich Barnikel: Probleme der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht in der Mineralölwirtschaft der BRD 108

5.2 Schwerpunkte der Diskussion 133

6.1 Ludwig Bauer: Sonderprobleme der österreichischen Mineralölwirtschaft 152

6.2 Schwerpunkte der Diskussion 158

7.1 Anhang zu 3.1 173

7.2 Anhang zu 4.1 176

7.3 Anhang zu 5.1 179

Nachwort des Herausgebers 181

Stichwortverzeichnis 183

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Vorbemerkung des Herausgebers

(1) Als für den Wettbewerb entscheidende Probleme der Mineralölwirtschaft wurden in Referaten und Diskussionen behandelt

a) die weltweiten Auswirkungen der seit 1973 von der OPEC verfolgten Preis- und Mengenpolitik für Rohöl, vor allem auf die sieben großen multinationalen Mineralölkonzerne, auf die Mineralölproduktenmärkte sowie auf die Energieversorgung erdölimportabhängiger Länder wie der BR Deutschland;

b) die Besonderheiten der Transnationalität der führenden Mineralölgesellschaften, also Probleme, die zumindest zum Teil eng mit dem Begriff „multinationales Unternehmen" verbunden sind;

c) die kosten-, preis- und mengenmäßigen Auswirkungen der Kuppelproduktion bei der Rohölverarbeitung in den Raffinerien;

d) die ordnungspolitische Problematik der Marktstruktur und des Marktverhaltens der Mineralölgesellschaften in der BR Deutschland aus der Sicht des Bundeskartellamtes;

e) der Sonderfall der vom Staat gelenkten und beherrschten österreichischen Mineralölwirtschaft, der sich z. B. nicht auf deutsche Verhältnisse übertragen läßt.

Die Diskussionsbeiträge gehen teilweise über die Themen der Referate hinaus. Neben den Unternehmenspolitiken bzw. Verhaltensweisen der großen multinationalen Mineralölkonzerne und deren Auswirkungen auf die Nachfrageseite stehen die auf der technischen Besonderheit der Kuppelproduktion beruhenden ökonomischen Probleme im Mittelpunkt.

(2) Die umfangreiche Mitschrift der Referate und Diskussionsbeiträge wurde zunächst von den Teilnehmern überarbeitet. Der Herausgeber hat das Tagungsprotokoll dann nochmals unter dem Aspekt eines möglichst übersichtlichen und schwerpunktorientierten Gedankenflusses gestrafft. Es ergab sich eine Kürzung des Gesamtmanuskriptes, u. a. durch Streichung von Bemerkungen zu Randgebieten.

Höflichkeitsformeln, Anreden, Wiederholungen usw. wurden fortgelassen.

Das von den Referenten verwendete Anschauungsmaterial sowie die angegebene Literatur sind im Anhang zusammengestellt.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Meinungen und Ansichten der Teilnehmer sind stets als persönliche Äußerungen aufzufassen.

(3) Teilnehmer der Sitzung der „Arbeitsgruppe Wettbewerb" waren deren Mitglieder,

die Herren: Dr. Hans-Heinrich Barnikel, Direktor des Bundeskartellamtes Berlin
Professor Dr. Siegfried L. Gabriel, Kiel (†)
Professor Dr. Walter Hamm, Marburg
Professor Dr. Ernst Heuss, Erlangen-Nürnberg
Professor Dr. Erich Hoppmann, Freiburg
Professor Dr. Erhard Kantzenbach, Hamburg
Professor Dr. Erich Kaufer, Saarbrücken
Professor Dr. Hans-Otto Lenel, Mainz
Professor Dr. Dr. Adolf Nussbaumer, Wien
Professor Dr. Dieter Pohmer, Tübingen
Professor Dr. Burkhardt Röper, Aachen (Vorsitz)

und deren Gäste,

die Herren: Dr. Dieter H. Ahrens, Chef-Justitiar und Direktor der Deutschen Shell AG, Hamburg
Senator h. c. Ludwig Bauer, Vorsitzender des Vorstandes der ÖMV Aktiengesellschaft, Wien
Dr. Hans-Joachim Burchard, Hauptgeschäftsführer des Mineralölwirtschaftsverbandes e. V., Hamburg
Dr. Enno Schubert, PETROL-CONSULT GmbH, Varel, ehemaliges Mitglied des Vorstandes der Gelsenberg AG
Dr. Gert Stemberger, Vorstandsmitglied der Shell Austria AG, Wien
Johannes C. Welbergen, Vorsitzender des Vorstandes der Deutschen Shell AG, Hamburg

Die Mitglieder der „Arbeitsgruppe Wettbewerb" danken den Fachleuten aus der Mineralölwirtschaft für ihre Teilnahme, wobei deren sachkundige Referate und offene Diskussionsbeiträge wesentlich zum Verständnis der vielschichtigen Wettbewerbsprobleme in diesem Wirtschaftsbereich beigetragen haben.

Während die Fachleute aus ihrer Sicht und Interessenlage über das Marktgeschehen berichteten, versuchten die Hochschullehrer, Auskünfte zu erhalten, ob und wie der Wettbewerb zur Wirkung kam, welche Beschränkungen vorliegen können und wie sich diese auswirken.

(4) Überarbeitung des Manuskriptes und Redaktion der Veröffentlichung: Privatdozent Dr. Günter Heiduk, Aachen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

1. Burkhardt Röper: Zur Einführung

Wir wollen über die vielschichtigen Wettbewerbsprobleme der Mineralölwirtschaft im Schatten des OPEC-Kartells diskutieren. Wir sind eine Gruppe von Professoren, die am Wettbewerb sehr stark interessiert sind. Wir haben zwar zahlreiche Veröffentlichungen über Wettbewerb geschrieben, besitzen aber nicht die praktische Erfahrung, die Sie — verehrte Gäste — haben. Deshalb freuen wir uns auf den Gedanken- und Informationsaustausch mit Ihnen.

Das Thema ist für mich besonders ansprechend. Denn ich bin früher einmal in dieser Branche tätig gewesen und außerdem als Rockefeller Fellow 1952/53 in den USA der Frage nachgegangen, ob es ein internationales Ölkartell[1] der sieben führenden Weltfirmen gibt. Dieses 1952 angelaufene Verfahren der Antitrustdivision des Department of Justice hat am Anfang weltweites Aufsehen erregt, das sich allmählich legte. Doch wird der Vorwurf in abgeschwächter Form immer wieder erhoben!

Bei früheren Sitzungen der Arbeitsgruppe Wettbewerb haben wir stets konkrete Fälle diskutieren können, die das Bundeskartellamt zu entscheiden hatte. Erstaunlicherweise gibt es beim Bundeskartellamt keinen konkreten Fall aus dem Bereich Mineralölwirtschaft, der zu einem Entscheid oder gar zu Gerichtsverfahren geführt hat. Das müßte eigentlich ein hohes Lob für die Wettbewerbsintensität in der Mineralölwirtschaft sein. Es könnte auch so ausgelegt werden, daß die Mineralölwirtschaft ungewöhnlich anpassungsfähig an die jeweilige Rechtslage und schwer durchschaubar[2] ist. Wir sind uns darüber im klaren, daß die Mineralölwirtschaft zu einem der wichtigsten Wirtschaftszweige in modernen Industriestaaten zählt und sie im Augenblick in ganz besonderen Schwierigkeiten steckt, weil die Rohölversorgung durch das OPEC-Kartell verteuert und verknappt worden ist. Jahrelang sind die multinationalen Unternehmen kritisiert worden, und damit auch die Ölindustrie. Denn diese ist multinational im wahrsten Sinne. In der Bundesrepublik Deutschland gibt es in fast allen Branchen Industriefirmen, die mit zu den größten der Welt zählen. Bemerkenswerterweise

---

[1] *B. Röper*, Gibt es ein internationales Ölkartell?, in: Wirtschaftsdienst, 33. Jg. (1953), Heft 11, S. 689 - 708.

[2] Vgl. Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit im Jahre 1974 sowie über Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet (§ 50 GWB), Drucksache 7/3791, S. 43.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gelang es ihr jedoch als einem der führenden Industrieländer der Welt nicht — einige sagen: Gott sei Dank —, ähnlich wie unsere Nachbarländer einen starken nationalen Ölkonzern aufzubauen. Das hat Vor- und Nachteile. In der Bundesrepublik werden bekanntlich viel mehr Mineralölprodukte verbraucht, als die eigene — unzureichende — Raffineriekapazität liefern kann. Die Frage ist, ob diese Abhängigkeit von Auslandsraffinerien sinnvoll ist. Jahrelang wurde davon profitiert, daß hauptsächlich aus Rotterdam während der Ölschwemme billig Ölprodukte gekauft und eingeführt werden konnten. Nach den Feststellungen der EG-Kommission[3] haben wir in den sechs Monaten der Ölkrise 1973/74 hingegen 1 Milliarde US-Dollar zusätzlich zahlen müssen, weil die Weltmarktpreise exorbitant angestiegen waren. Über diese Probleme der internationalen Situation und der OPEC wollen wir zunächst diskutieren.

[3] Kommission der EG, Bericht der Kommission über das Verhalten der Ölgesellschaften in der Gemeinschaft während der Periode Oktober 1973 bis März 1974, COM (75) 675, Brüssel, Dez. 1975.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

2.1 Hans-Joachim Burchard: Die OPEC-Vereinbarungen und die Versorgung mit Rohöl aus nationaler Sicht

Über die OPEC, den Rohölmarkt und ganz allgemein die Energieversorgung der westlichen Industrienationen ist in den letzten Jahren viel diskutiert und geschrieben worden. Seit der spektakulären Rohölpreiserhöhung Ende 1973 ist der ständig wachsende — und bis dahin als notwendige Folge von Fortschritt und steigendem Wohlstand wenig beachtete — Energiebedarf schlagartig in den Brennpunkt der politischen und wirtschaftlichen Interessen gerückt.

Angesichts der letzten Prognosen über den Energiebedarf und speziell den Mineralölbedarf wird die Rohölversorgung — und damit die Gestaltung unseres Verhältnisses zur OPEC — auch in den nächsten Jahrzehnten zu den dominierenden Aufgaben der nationalen und internationalen Energieversorgung gehören.

Die Vereinbarung eines gespaltenen Rohölpreises Ende letzten Jahres hat zudem erneut die Diskussion um die Möglichkeiten und Grenzen des OPEC-Kartells belebt. Gerade der Ausgang dieser internen Auseinandersetzung wird für die zukünftige Marktentwicklung sowohl im Hinblick auf Preise wie auch auf Mengen und damit für unsere Versorgung von wesentlicher Bedeutung sein.

1. Die Rohölabhängigkeit

Der Energieverbrauch hat sich nach dem zweiten Weltkrieg in allen Ländern beträchtlich erhöht, und das Mineralöl ist mit Beginn der 60er Jahre zum bedeutendsten Träger dieser Entwicklung geworden.

— Heute verbraucht noch nicht einmal $^1/_5$ der Weltbevölkerung — nämlich die Einwohner Westeuropas, Nordamerikas und Japans — fast 60 v.H. des Weltenergieaufkommens. Knapp die Hälfte dieses Energieverbrauchs wird durch das Mineralöl gedeckt.

— 1950 wurden auf der gesamten Welt rund 0,5 Mrd. Tonnen OE[4] Mineralöl verbraucht, 1975 war es die imposante Menge von rund 2,7 Mrd. Tonnen OE (Verfünffachung).

---

[4] Öleinheit. 1 kg Erdöl = 1,44 SKE (Steinkohleneinheit) = 10 000 kcal./kg = 41 870 Joule.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

— Beispielhaft für diese Entwicklung ist die Bundesrepublik Deutschland. Während 1950 der Anteil des Mineralöls am gesamten Primärenergieverbrauch nur knapp 5 v.H. ausmachte, waren es 1960 schon 21 v.H. und 1973 gut 55 v.H. Infolge der Rohölpreiserhöhung und des Konjunkturrückgangs sank dieser Anteil zwar geringfügig. Doch auch heute wird mit rund 53 v.H. noch mehr als die Hälfte des deutschen Energieverbrauchs durch das Mineralöl gedeckt.

— Im einzelnen betrug der Anteil des Öls am gesamten Energiebedarf 1975 in Westeuropa 52 v.H., in Japan 75 v.H. und in Nordamerika 42 v.H. Nur in der Gruppe der Ostblock-Staaten lag der Mineralölanteil mit 27 v.H. wesentlich niedriger.

— Zur Deckung dieses Mineralölbedarfs sind Westeuropa und Japan gegenwärtig fast vollständig auf Importe angewiesen. Die USA müssen zur Zeit — trotz Eigenförderung — immerhin noch gut 40 v.H. ihres Verbrauchs importieren, und zwar mit steigender Tendenz.

Auch wenn in Zukunft die Wachstumsraten der großen Verbraucherländer langsamer als in der Vergangenheit steigen werden, muß doch mit einem weiteren Anstieg des Energieverbrauchs gerechnet werden. Dabei wird — insbesondere in den westlichen Industrieländern — trotz energie- und speziell mineralölsparender Maßnahmen und der Entwicklung alternativer Energieträger die Struktur des zukünftigen Energieverbrauchs weiterhin durch einen hohen Anteil des Mineralöls geprägt sein.

— So rechnet die *OECD* für ihren Bereich mit einem Gesamtenergiebedarf von 5,1 Mrd. Tonnen OE in 1985. Hierbei läge der Ölanteil mit 2,5 Mrd. Tonnen OE um 700 Mio. Tonnen OE über dem Wert des Jahres 1974 (1,8 Mrd. Tonnen OE).

— Bei nur geringfügig sinkendem Anteil am Gesamtenergiebedarf — von 51 v.H. auf 49 v.H. — wäre dies einer Steigerung des Mineralölverbrauchs um knapp 40 v.H.

— Sieht man dabei von einigen Ländern ab, die bis dahin entweder vollständige Selbstversorger sein könnten — wie Großbritannien und Norwegen — oder über einen größeren Anteil der Eigenversorgung verfügen — wie USA und Kanada —, so werden alle anderen Länder weiterhin zum überwiegenden Teil oder vollständig auf Rohöl- oder Produktenimporte angewiesen sein.

— Die Nettoimporte der OECD werden für 1985 bei einer Eigenproduktion von 900 Mio. Tonnen OE auf rund 1,7 Mrd. Tonnen OE geschätzt.

— Für die *Bundesrepublik Deutschland* rechnen wir mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum des Primärenergieverbrauchs bis

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

1980 von 3,3 v.H., zwischen 1980 und 1985 von 3 v.H. und bis 1990 von 2 v.H. Hierbei wurden die stagnierende bzw. leicht rückläufige Bevölkerungsentwicklung, die langsamer steigende Produktivität in allen Wirtschaftsbereichen und nicht zuletzt auch die zunehmenden Effekte einer rationelleren Energieverwendung berücksichtigt.

— Ergebnis dieser Prognose ist für die Bundesrepublik Deutschland ein Primärenergieverbrauch von ca. 335 Mio. Tonnen OE (480 Mio. Tonnen SKE[5]) in 1985 und von ca. 370 Mio. Tonnen OE (530 Mio. Tonnen SKE) in 1990. Der Anteil des Mineralöls läge 1985 bei knapp 47 v.H. oder 156 Mio. Tonnen OE und 1990 bei 45 v.H. bzw. 165 Mio. Tonnen OE. Damit liegt die prognostizierte Entwicklung deutlich unter früheren Schätzungen (z. B. Bundesregierung 1974: PEV[6] 1985: 385 Mio. Tonnen OE ≙ 555 Mio. Tonnen SKE; Mineralöl 1985: 170 Mio. Tonnen OE).

— Angesichts der auch in Zukunft abnehmenden heimischen Förderung — heute sind es noch etwa 5 Mio. Tonnen OE jährlich — müßte diese Verbrauchsmenge fast vollständig durch Importe gedeckt werden.

— Bei der Schätzung der genannten Mengen geht die Prognose von bestimmten Verfügbarkeiten der anderen Energieträger aus. Insbesondere bei der Kernenergie sind jedoch diese Schätzungen mit besonderen Unsicherheiten behaftet. Im o. g. Falle müßte sich der Anteil der Kernenergie auf rund 12 v.H. in 1985 und knapp 17 v. H. in 1990 belaufen.

— Sollten diese Anteile nicht erreicht werden — was durchaus denkbar wäre — müßte angesichts des nur begrenzten Mehreinsatzes der anderen Energieträger mit einer Lücke von rund 5 v.H. des Primärenergieverbrauchs gerechnet werden.

Hierfür einfach mit einem verstärkten Einsatz von Mineralöl oder auch Erdgas zu rechnen, wäre sicherlich leichtfertig. Vielmehr müßte zuerst festgestellt werden, inwieweit die entsprechenden Rohölmengen auf dem Weltmarkt überhaupt zur Verfügung stehen. Dabei darf die Prognose nicht nur auf den sicherlich relativ geringen Mehrbedarf der Bundesrepublik Deutschland beschränkt bleiben, sondern es muß die gesamte internationale Nachfrage, von der unsere nur ein Teil ist, berücksichtigt werden (Pestel-Überlegungen).

Die Deckung der Rohölimporte der westlichen Industrieländer wird zur Zeit zu ca. 90 v.H. durch die OPEC vorgenommen. Damit stellen diese Länder rund ⅔ des Öls bereit, das die westliche Welt verbraucht.

---

[5] Steinkohleeinheit. 1 kg Steinkohle ≙ 7000 kcal. ≙ 1 SKE.

[6] Primärenergieverbrauch.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Im Falle der Bundesrepublik Deutschland wurden 1976 rund 92 Mio. Tonnen OE Rohöl bei einer Gesamtimportmenge von 97 Mio. Tonnen OE aus OPEC-Staaten eingeführt. Damit entfielen bei uns sogar 95 v.H. der Rohölimporte auf diese Staatengruppe.

Auch in Zukunft kann sich an dieser einseitigen Abhängigkeit wenig ändern. Selbst verstärkte Förderung in der Nordsee und Alaska werden nur marginale Verschiebungen bewirken können.

— So wurden 1976 in der Nordsee ca. 25 Mio. Tonnen OE Rohöl gefördert. Bis 1985 rechnet man mit einer Steigerung der Förderung auf max. ca. 240 Mio. Tonnen OE Rohöl, womit dann möglicherweise der Kulminationspunkt erreicht ist (Reserven = ca. 3 Mrd. Tonnen).

— Der Import-Bedarf der OECD-Länder wird aber auch dann noch bei ca. 1,7 Mrd. Tonnen OE liegen. Dies wären etwa 70 v.H. des gesamten Mineralölbedarfs der westlichen Industrienationen.

2. Kriterien der Verfügbarkeit

Die Möglichkeiten, die zur Zeit bestehenden einseitigen Abhängigkeiten der Rohölversorgung abzubauen, sind somit begrenzt. Dies ist einerseits in der geologischen Verfügbarkeit und der geographischen Verteilung der Vorkommen und andererseits in den technischen und ökonomischen Möglichkeiten der Förderung begründet. Hieraus ergeben sich auf der einen Seite die Stärken des OPEC-Kartells und auf der anderen Seite die Grenzen der Unabhängigkeit in der Versorgung der westlichen Industrieländer. Lassen Sie mich diese Kriterien im einzelnen betrachten:

a) Die geologische Verfügbarkeit von Rohöl

In der Vergangenheit ist mehrfach der Versuch unternommen worden, die gesamten gewinnbaren Erdölmengen der Erde abzuschätzen. Ältere Bewertungen haben sich nachträglich als erheblich zu niedrig erwiesen. Die Mehrzahl der Schätzungen liegt heute zwischen 200 und 300 Mrd. Tonnen OE mit einer Häufung bei 250 Mrd. Tonnen OE. Ich möchte mich bei meinen Überlegungen auf die BGR[7]-Schätzung von 290 Mrd. Tonnen OE an nachgewiesenen und möglichen Reserven stützen.

— Die heute weltweit nachgewiesenen Reserven betragen ca. 98 Mrd. Tonnen OE, wobei sich rund 22 v.H. dieser Mengen im offshore-Bereich befinden.

---

[7] Bundesanstalt f. Geowissenschaften und Rohstoffe.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

— Darüber hinaus werden noch ca. 192 Mrd. Tonnen OE an weiteren möglichen Vorräten vermutet. Hiervon liegen ca. 40 v.H. im offshore-Bereich.

— Die statistische Lebensdauer — unter Annahme konstanter Förderung und keiner neuen Reserven — für die Erdölvorräte der Welt beträgt 34 Jahre unter Zugrundelegung der nachgewiesenen Vorräte, 102 Jahre für die Gesamtreserven. Eine mengenmäßige Verknappung wäre unter dieser Annahme bis zum Jahre 2000 nicht zu erwarten.

— Eine erheblich geringere Lebensdauer ergibt sich unter der Annahme von Förderungssteigerungen. Zwischen 1960 und 1969 lag diese Zuwachsrate jährlich bei durchschnittlich 7,8 v.H., zwischen 1970 und 1974 bei 7,1 v.H. Dieser Trend hat sich in jüngster Zeit jedoch nicht fortgesetzt. 1973 und 1974 stagnierte die Förderung, und 1975 fiel sie sogar um 6 v.H. Die Gründe hierfür sind das gestiegene Preisniveau und die weltwirtschaftliche Rezession.

— Geht man nun von einem zukünftigen jährlichen Förderungszuwachs von 6 v.H. aus, so reichen die nachgewiesenen Reserven noch 18 und die Gesamtreserven noch 33 Jahre. Bei 4 v.H. wären es 21 bzw. 40 Jahre.

Neben diesen konventionellen Erdölvorkommen sind noch erhebliche Mengen Kohlenwasserstoffe an Ölschiefer und Ölsande gebunden. Ihre Gewinnung setzt jedoch — von noch nicht einsatzfähigen sogenannten in situ-Technologien abgesehen — einen bergmännischen Abbau mit anschließender Aufbereitung voraus.

— Die Ölschiefervorräte werden auf ca. 490 Mrd. Tonnen OE geschätzt, von denen aber gegenwärtig nur rund 34 Mrd. Tonnen OE (6,8 v.H.) wirtschaftlich gewinnbar sind. Hierbei wurden aber nur Ölschiefer mit einem Ölgehalt von mehr als 40 Liter je Tonne berücksichtigt.

— Die Ölsand-Vorräte werden auf ca. 340 Mrd. Tonnen OE beziffert, von denen gegenwärtig 40 Mrd. Tonnen OE (12 v.H.) als ökonomisch ausbringbar gelten.

b) Die geographische Verteilung der Rohölvorräte

Die Erdölreserven sind regional sehr ungleichmäßig verteilt.

— Von den einzelnen Regionen verfügt der Nahe Osten mit rund 56 v.H. mit Abstand über die größten nachgewiesenen Reserven. Auch bei den Gesamtreserven steht er — wenn auch weniger ausgeprägt — mit rund 37 v.H. an der Spitze.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

— Gefolgt wird der Nahe Osten von den Ostländern mit 15,5 v.H. der nachgewiesenen und rund 22 v.H. der Gesamtreserven.

— Nordamerika verfügt über 6,4 v.H. der nachgewiesenen und rund 10 v.H. der gesamten Weltvorräte.

— In Westeuropa könnten die Gesamtvorräte ca. 14 Mrd. Tonnen OE oder knapp 5 v.H. der gesamten Weltreserven von 290 Mrd. Tonnen OE betragen. Hiervon sind 3,3 Mrd. Tonnen OE nachgewiesene und 10 Mrd. Tonnen OE mögliche Vorräte. 13,6 Mrd. Tonnen OE liegen in offshore-Gebieten und nur 375 Mio. Tonnen OE (3 v.H.) auf dem Festland.

— Der überwiegende Teil der westeuropäischen Vorräte befindet sich in der Nordsee und dem Nordmeer (Barents-See, unter Eisbedekkung). Auf Norwegen entfallen allein mit 8 Mrd. Tonnen OE 57 v.H. und auf Großbritannien mit rund 4 Mrd. Tonnen OE ca. 30 v.H. der Gesamtvorräte Westeuropas.

— Von den weltweiten offshore-Reserven (22 Mrd. Tonnen OE nachgewiesen und weitere 77 Mrd. Tonnen OE möglich) liegen rund 95 v.H. im Bereich des Festlandsockels, des Kontinentalhanges und der Randmeere. 59 v.H. der Vorräte befinden sich innerhalb von 40 Seemeilen und 88 v.H. innerhalb von 200 Seemeilen. 68 v.H. in bis zu 200 Meter Wassertiefe und 93 v.H. in bis zu 3000 Meter Wassertiefe.

— Die Ölschiefer- und Ölsandvorkommen sind überwiegend auf Nord- und Südamerika konzentriert (über 90 v.H. der Ölschiefer und fast 100 v.H. der Ölsande).

c) Technische Möglichkeiten der Förderung

Die Möglichkeiten der Entölung von Lagerstätten hängen wesentlich von der Entwicklung geeigneter Technologien ab. Nur ein Teil des Erdöls kann durch den natürlichen Lagerstättendruck gefördert werden (primäre Förderung). Fördertechnologien, die mittels zusätzlicher Maßnahmen die natürliche Ausbeute erhöhen, stehen angesichts begrenzter Vorräte und gestiegener Erdölpreise verstärkt im Mittelpunkt der Diskussion.

— Im Weltdurchschnitt beträgt der Entölungsgrad gegenwärtig ca. 30 v.H. Er stieg in den letzten Jahren um etwa 0,5 v.H. pro Jahr. Er soll nach Vorausschätzungen 1980 etwa 35 bis 40 v.H. betragen und könnte Anfang der 90er Jahre vielleicht max. 45 v.H. erreichen. Dieses ist etwa die Grenze, die mit gegenwärtig angewandten Methoden technisch erreichbar ist.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

— Die neuen Fördertechnologien werden in sekundäre und tertiäre Fördermethoden unterschieden:
  - Zu den sekundären Verfahren zählt hauptsächlich das Wassereinpressen (Wasserfluten) sowie das Gaseinpressen. Etwa 90 v.H. aller sekundären Maßnahmen entfällt auf die Methode des Wassereinpressens.
  - Zu den tertiären Verfahren werden die Methoden gezählt, die nach dem Wassereinpressen noch verbliebenes, weiteres Öl lösen können. Bei einer Vielzahl unterschiedlicher Methoden kommen hierbei verschiedenste chemische Substanzen (flüssig oder gasförmig) zum Einsatz. Auch die thermischen Verfahren werden hierzu gerechnet. Die meisten tertiären Verfahren sind bisher lediglich im Labormaßstab oder in ersten Pilotversuchen durchgeführt worden. Ihr Einsatz steht aber in größerem Umfang bevor.

— Eine kommerzielle Schieferöl-Produktion wird gegenwärtig nur in der UdSSR und in der Volksrepublik China betrieben. Im Aufbau befinden sich Schieferöl-Produktionen in den USA und Ölsandgewinnungen in Kanada. Für die nur langsame Entwicklung der Gewinnung sind folgende Faktoren und Probleme verantwortlich:
  - Unsicherheit über künftige Entwicklung des Rohölpreises
  - erhebliche Verteuerung der Investitionen und damit steigende Gewinnungskosten
  - teilweise noch nicht vollständig ausgereifte Technologien
  - Lösung wasserwirtschaftlicher Probleme
  - Rückstandsdeponien
  - aufwendige Umweltschutzauflagen
  - fehlende Infrastruktur.

— Nach neuesten offiziellen Schätzungen der USA und Kanada wird 1990 mit einer Produktion aus Ölschiefer und Ölsand in Höhe von 93 Mio. Tonnen OE gerechnet.

d) Ökonomische Möglichkeiten der Förderung

Die Einsatzmöglichkeiten solcher Verfahren werden wesentlich durch die Preisentwicklung für Rohöl auf dem Weltmarkt bestimmt. Durch das seit 1973 gestiegene Preisniveau ist es schon heute möglich geworden,

— bekannte sekundäre Fördermethoden in Lagerstätten einzusetzen, in denen dieses bisher nicht wirtschaftlich möglich war;

— neue tertiäre Verfahren zu entwickeln, erproben und wirtschaftlich einzusetzen (gute Aussichten bei thermischen Verfahren).

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Damit könnten die Erdölreserven nicht unwesentlich erhöht werden. Dennoch bleibt eine ausgeprägte Differenz der Förderkosten nach Regionen bestehen.

— Der Nahe Osten verfügt über die am kostengünstigsten zu fördernden Erdölreserven (bis 50 cts je barrel) mit Ausnahme einiger offshore-Reserven.

— Etwas höher sind die Förderkosten (50 bis 100 cts je barrel) in Nord- und Westafrika, Venezuela und Indonesien.

— Wesentlich höher (200 bis 700 cts je barrel) sind die Förderkosten für die Nordsee und Nordamerika. (Diese 7 US-Dollar/barrel müssen im Zusammenhang mit dem MSP der IEA gesehen werden.)

Daraus ergibt sich, daß der weitaus größte Teil der nachgewiesenen Reserven kostengünstig zu fördern ist. Im einzelnen können

— 63 v.H. der Reserven (ohne Ostländer) in der Kategorie bis 50 cts je barrel

— 19 v.H. in der Kategorie 50 bis 100 cts je barrel

— 11 v.H. im Bereich 200 bis 700 cts je barrel gefördert werden.

Die Förderkosten noch nicht erschlossener Reserven sind naturgemäß nicht bekannt. In grober Einteilung ergibt sich, daß etwa die Hälfte der möglichen Reserven einigermaßen kostengünstig, die andere Hälfte aber teurer bis wesentlich teurer zu fördern sein wird. Hierbei müssen die Vorräte in Nordamerika und Westeuropa an die obere Grenze der Kostenskala gestellt werden, während die möglichen Reserven des Nahen Ostens nach wie vor an der unteren Grenze dieser Skala angesiedelt werden müssen.

Die Produktionskosten für Ölschiefer in den USA werden gegenwärtig auf 10 bis 14 US-Dollar je barrel beziffert. Entsprechend ist für eine wirtschaftliche Gewinnung ein Rohölpreisniveau in der Größenordnung von 12 bis 20 US-Dollar je barrel erforderlich. Etwas niedriger liegen die Gewinnungskosten für Ölsande in Kanada, die mit mehr als 7 US-Dollar je barrel angegeben werden. Angesichts dieser Tatsache kann mittelfristig mit einer wesentlichen Entlastung des Energieträgers Erdöl durch die Ölgewinnung aus Ölschiefer/Ölsand nicht gerechnet werden.

Die erhöhten Kosten solcher Verfahren wie auch die gesamte Exploration in neuen und wenig zugänglichen Gebieten erfordern in Zukunft erhebliche Investitionsmittel. Diese Mittel müssen von den Mineralölgesellschaften zur Verfügung gestellt werden. Die Dimensionen dieser Kapitalerfordernisse mögen am Beispiel der Öl- und Gasvorkommen in der Nordsee verdeutlicht werden.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

— So erfordert die Entwicklung eines mittleren Rohölfeldes in der Nordsee mit einer jährlichen Förderleistung von 10 Mio. Tonnen heute Investitionskosten (einschließlich Explorationskosten) von 4 Mrd. DM.
— Insgesamt wurden bis 1975 etwa 50 Mrd. DM in der Nordsee investiert.
— Weitere etwa 100 Mrd. DM werden bis Anfang der 80er Jahre erforderlich sein, um bis dahin das gesteckte Ziel einer jährlichen Förderung von ungefähr 200 Mio. Tonnen Erdöl und 100 Mrd. cbm Erdgas zu erreichen.

Diese Beträge müssen durch entsprechende Erträge der Mineralölgesellschaften gedeckt werden. Hier wird deutlich, wie wichtig ein kostendeckender Produktenpreis für die Erhaltung der Investitionskraft der Mineralölgesellschaften ist. Während in den früheren Jahren die Investitionen weitgehend aus den Gewinnen bestritten werden konnten, müssen heute angesichts der Marktlage die Investitionen größtenteils durch Kapitalaufnahme gedeckt werden. So sank der Selbstfinanzierungsgrad von 1964 bis 1974 von ca. 87 v.H. auf gut 70 v.H. Dies bringt zusätzliche Kosten, die den Spielraum der Gesellschaften bei Exploration und Förderung weiter einschränken.

e) Politische Folgerungen

Die Betrachtung der Kriterien der Verfügbarkeit machte deutlich, daß

— Ölreserven, wenn man auch die Ölschiefer und Ölsande einschließt, in ausreichendem Umfang — jedenfalls bis zum Jahre 2000 — vorhanden sind;
— die kostengünstigen Vorkommen jedoch überwiegend nicht in dem Einflußbereich der westlichen Industrieländer liegen;
— zur Exploration neuer Vorkommen und verbesserter Entölung der bekannten Felder gewaltige Investitionen erforderlich sind;
— die Finanzierung dieser Investitionen angesichts der gegenwärtigen Kapitallage zunehmend schwieriger wird;
— die Sicherung der Energie- und Mineralölversorgung in den westlichen Industrieländern aber wesentlich von der Ausbeute dieser Vorkommen abhängt.

An diesen Kriterien muß die Stellung der OPEC als Rohölproduzent gemessen werden. Aus der geologischen und geographischen Verteilung der Erdölvorkommen wie auch aus den extrem unterschiedlichen Förderbedingungen und -kosten erhält dieser Zusammenschluß seine überragende Bedeutung.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

3. Struktur und Ziele der OPEC

a) Gründung und Mitglieder

Die OPEC wurde im September 1960 in Bagdad ins Leben gerufen. Die Gründungsmitglieder waren der Irak, der Iran, Kuweit, Saudi-Arabien und Venezuela, damals noch mit großem Abstand wichtigster Erdölexporteur. Später folgten Katar, Indonesien, Libyen, die Vereinigten Arabischen Emirate, Algerien, Nigeria, Ecuador und Gabun.

Die Gründung der OPEC fiel in eine Periode nachgebender Erdölpreise. U. a. machte sich das reichliche Angebot der an Bedeutung gewinnenden nahöstlichen Exporteure bemerkbar. So war es zunächst das erklärte Ziel der Gründungsmitglieder, „Mittel und Wege zu finden, um die Stabilisierung der Preise auf den internationalen Erdölmärkten sicherzustellen sowie unerwünschte und unnötige Preisschwankungen zu verhindern". Damit sollte ein gleichmäßiges Einkommen erzielt werden. Daneben war es aber auch das Ziel, die Konditionen für Erdölkonzessionen zu verbessern.

Die Forderungen nach konzertierten Preiserhöhungen und einer Orientierung der Erdölpreise an den Preisen für Industriegüter tauchten erst Ende der 60er Jahre und Anfang der 70er Jahre auf. Inzwischen war die Position der Produzenten gegenüber den Verbraucherländern und Multinationalen Ölgesellschaften stärker geworden, denn am Welterdölmarkt vollzog sich eine Wandlung vom Käufermarkt zum Verkäufermarkt. Dabei spielte das kräftige Wachstum des Erdölverbrauchs eine Rolle. Von besonderer Bedeutung war aber auch, daß die Erdölproduktion in den USA seit 1971 rückläufig ist und somit ein sprunghafter Anstieg des Importbedarfs entstand.

Aus dieser Marktlage folgte eine Serie von Erhöhungen der Erdölpreise, die auf den Konferenzen von Tripolis und Teheran 1970 und 1971 begannen und — unterstützt durch drastische Exportkürzungen anläßlich des arabisch-israelischen Konflikts — Ende 1973 wohl für alle Beteiligten gänzlich unerwartete Ausmaße annahmen. Spätestens zu diesem Zeitpunkt wurde die außerordentliche Marktmacht der OPEC-Staaten bei der Rohölversorgung der großen Industrienationen deutlich.

b) Die Marktstellung der OPEC-Staaten

Die besondere Marktstellung der OPEC ergibt sich aus der einmaligen Konzentration der Vorkommen und Reserven auf eine verhältnismäßig kleine Zahl von Einzelstaaten. Dies ist bei keinem anderen Rohstoff in einem solchen Ausmaß der Fall.

— So entfallen heute rund 68 v.H. der nachgewiesenen und rund 41 v.H. der möglichen Reserven auf die OPEC-Staaten. Insgesamt liegt ihr

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Anteil an den Gesamtreserven von 290 Mrd. Tonnen OE bei 50 v.H., während auf die OECD-Länder nur 15 v.H. der Weltmineralölvorräte entfallen.

— Unter den 10 Ländern mit den größten Reserven befinden sich allein 6 OPEC-Mitglieder.

— 1975 betrug der Anteil der OPEC an der Welterdölförderung von 2,7 Mrd. Tonnen OE rund 50 v.H. oder 1,4 Mrd. Tonnen OE. (OECD: 0,6 Mrd. Tonnen OE oder 22 v.H.)

— Auch in den kommenden Jahren wird sich der Förderanteil nur wenig verringern. So werden 1985 noch 48 v.H. und 1990 45 v.H. der Rohölförderung auf diese Staatengruppe entfallen. Der Anteil der OECD-Länder wird im gleichen Zeitraum auf 25 bzw. 30 v.H. ansteigen.

Damit entfallen rund 90 v.H. des Volumens des Weltrohölhandels auf die OPEC-Staaten. An der Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit Rohölimporten waren sie 1976 mit rund 92 Mio. Tonnen OE oder 95 v.H. beteiligt.

c) Gegensätze im OPEC-Kartell

Trotz dieses gemeinsamen Nenners in bezug auf die Marktmacht als Rohölanbieter weisen die 13 Mitgliedsländer der OPEC doch große Unterschiede auf. Sie liegen nicht nur in 3 Erdteilen, gehören verschiedensten Kulturkreisen an und weichen in ihrer politischen Organisation zum Teil beträchtlich voneinander ab, sondern auch im Hinblick auf ihre ökonomischen Ausgangsbedingungen ergeben sich erhebliche Abstufungen.

— Bei den nachgewiesenen Reserven verfügt Saudi-Arabien mit mehr als 22 Mrd. Tonnen OE über 23 v.H. der Weltreserven und über 34 v.H. der OPEC-Reserven. Damit verfügt dieses Land über die mit Abstand größten Erdölreserven der OPEC und der Welt. Es folgen mit Abstand Kuweit und der Iran mit jeweils 15 v.H. der nachgewiesenen OPEC-Reserven.

— Der Schwerpunkt der Erdölförderung lag 1976 mit fast 430 Mio. Tonnen OE ebenfalls eindeutig in Saudi-Arabien. Etwa 28 v.H. der gesamten OPEC-Rohölproduktion entfallen auf dieses Land. Es folgen mit Abstand der Iran mit einer Förderung von knapp 300 Mio. Tonnen und die meisten übrigen OPEC-Staaten mit Mengen um die 200 Mio. Tonnen OE.

— Nach der Bevölkerungszahl haben dagegen Indonesien, Nigeria und der Iran das größte Gewicht. Indonesien hat fast 130 Mio. Einwohner, Katar nur knapp 200 000.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

— Das höchste Brutto-Inlandsprodukt erzielte 1974 der Iran mit 44 Mrd. US-Dollar, gefolgt von Saudi-Arabien mit 30 Mrd. US-Dollar; pro Kopf der Bevölkerung war es hingegen in den Vereinigten Arabischen Emiraten und in Kuwait am größten.

— Bei der Wareneinfuhr stand im gleichen Jahr der Iran mit 6 Mrd. US-Dollar vor Venezuela und Indonesien an der Spitze.

d) Zielsetzungen im OPEC-Kartell

Aus diesen zum Teil vollkommen konträren ökonomischen Vorgaben entstehen natürlich auch unterschiedliche Interessenlagen im Hinblick auf eine gemeinsame Kartellpolitik. Länder mit großer Bevölkerungszahl, ehrgeizigen wirtschaftlichen und auch politischen Programmen, aber nur geringen Erdölreserven werden eine andere Rohölpolitik anstreben als Länder mit großen Reserven und nur kleiner Bevölkerungszahl.

— Während zum Beispiel Länder wie Kuwait ihre Finanzmittel zum überwiegenden Teil im Ausland anlegen, haben der Iran und Algerien riesige Entwicklungsprogramme in Angriff genommen und damit ihre Rohöleinnahmen fast vollständig verplant.

— So entfielen 1976 nach Abzug der Importe schätzungsweise gut 80 v.H. des investitionsfähigen Überschusses von rund 45 Mrd. US-Dollar der OPEC-Länder auf die Mitglieder Saudi-Arabien, Kuwait und die Vereinigten Arabischen Emirate. Der Iran mußte dagegen fast seine ganzen Einnahmen für Importe und Dienstleistungen aufwenden.

Aus dem unterschiedlichen Entwicklungsstand der einzelnen Länder, der unterschiedlichen Größe der einzelnen Volkswirtschaften und nicht zuletzt aus dem Ausmaß der Rohölreserven in den einzelnen Mitgliedstaaten ergeben sich vereinfachend folgende Zielsetzungen:

— Erhöhung der Staatseinnahmen zur Deckung des Kapitalbedarfs für die Entwicklungsprogramme,

— Verteidigung der Kaufkraft der Rohöleinnahmen,

— Verlängerung der Lebensdauer der Erdölreserven,

— Stützung der Weltwirtschaft zur Erhaltung der Absatzmärkte und Anlagemöglichkeiten in anderen Ländern.

Diese Ziele sind sicherlich nicht deckungsgleich und führen nicht nur innerhalb der OPEC, sondern selbst in einzelnen Mitgliedsländern zu Interessenkonflikten.

So standen seit der Gründung der OPEC die Sicherung und Erhöhung der Staatseinnahmen eindeutig im Vordergrund. Anfangs wurde dies

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

durch die Verbesserung der Konditionen in den Verträgen mit den Konzessionsgesellschaften erreicht. Nach der fast vollständigen Enteignung der Konzessionsträger stand der Weg über eine Festsetzung der Rohölpreise offen.

Die Mengen wurden — sieht man einmal vom Zeitraum der Nahost-Krise ab — nicht beeinflußt. Dennoch nahm in den letzten Jahren die Beachtung der Lebensdauer der Rohölreserven immer größeren Raum ein. Eine Festlegung der Abgabemengen, die in einem Kartell nur über Quoten erreichbar wäre, konnte jedoch trotz der Fürsprache einiger Länder bisher nicht erreicht werden. Dies würde auch in Verbindung mit der Preisfixierung — aufgrund der unterschiedlichen qualitativen Zusammensetzung der Vorkommen — für viele Mitglieder zu erheblichen Nachteilen führen.

4. Die Entwicklung seit Herbst 1973

Die Entwicklung seit 1973 zeigt deutlich diese Wandlung des Konditionen-Kartells in ein Preis-Kartell. Ausgangspunkt und Voraussetzung war die mit dem Partizipationsabkommen eingeleitete Änderung der Eigentumsverhältnisse.

a) Änderung der Eigentumsverhältnisse

Vor 1973 war die Weltmineralölwirtschaft dadurch gekennzeichnet, daß Mineralölgesellschaften einzeln oder in Gruppen von denjenigen Ländern, in denen Ölvorkommen zu erwarten waren, Konzession zur Exploration und zur Förderung von Rohöl erwarben. Für jede Tonne geförderten und exportierten Rohöls wurden Abgaben gezahlt, und zwar in Form von Royalties und von Steuern.

Wenn man von den geringfügigen Aktivitäten einiger nationaler Ölgesellschaften (Iran) der Ölförderländer absieht, befand sich das geförderte Rohöl fast ausschließlich in der Verfügungsgewalt der Mineralölgesellschaften. Daran änderte sich auch nach den Teilenteignungen im Irak und in Libyen und einer ganzen Reihe daran anschließender enteignungsähnlicher Eingriffe nichts.

Erst das Partizipationsabkommen von 1972 brachte mit dem Beginn des Jahres 1973 für die daran beteiligten Länder eine erste einschneidende Veränderung mit der darin festgelegten 25 %igen Beteiligung. Ferner war eine schrittweise Steigerung der Beteiligungen auf 51 v.H. im Jahre 1982 vorgesehen.

Doch dieses sicherlich vernünftige Abkommen wurde von der Entwicklung überrollt. Im Zuge der ab Oktober 1973 seitens der Regierung

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

der Ölförderländer verfügten Drosselung der Rohölförderung, die einen Eingriff in die Verfügungsgewalt und damit einen enteignungsgleichen Akt darstellte, und der anschließenden drastischen Abgabenerhöhungen trat die Eigentumsfrage mehr in den Hintergrund. Der Krieg war das auslösende Moment, der geeignete Zeitpunkt, um einen grundlegenden Wandel einzuleiten und durchzusetzen. Dahinter stand das Gefühl der Ölländer, von der eigenen Verwertung ihres wichtigsten Bodenschatzes weitgehend ausgeschlossen zu sein. In der Folgezeit wurden in kurzen Abständen alle Ölgesellschaften weitgehend enteignet, von einigen Teilausnahmen z. B. in Nigeria und Abu Dhabi abgesehen.

Die Umschichtung der Verfügungsgewalt von den Ölgesellschaften auf die Förderländer ermöglichte den OPEC-Staaten erstmals die freie Verfügung bezüglich Preis und Menge ihrer Rohöle. Damit war die Ausgangslage für den Wandel in den Kriterien der Rohölversorgung geschaffen.

b) Wandel in den Angebotskriterien

Bis Mitte der 60er Jahre war der internationale Rohölmarkt durch ein Überangebot an Rohöl gekennzeichnet. Die großen Mineralölgesellschaften schätzten den Bedarf in den Verbraucherländern und richteten danach die benötigte Förderungsmenge aus.

Nachdem aufgrund des wachsenden Energiebedarfs die Nachfrage nach Rohöl ständig stieg, waren die Voraussetzungen für die Wirksamkeit eines Rohöl-Kartells entstanden.

Die Übernahme der Verfügungsgewalt über die Vorkommen in den OPEC-Staaten gab diesen Ländern zudem die notwendigen Instrumente in die Hand, um eine effektive Kartellpolitik zu betreiben. Nun konnten sie die Förderung an ihren Bedürfnissen und langfristigen Zielen orientieren.

Das Angebot wurde in dieser neuen Phase in erster Linie an den für die Entwicklungspläne der OPEC-Länder erforderlichen Staatseinnahmen und erst in zweiter Linie am Bedarf der Verbraucherländer ausgerichtet.

Dies hatte Auswirkungen auf die Preisgestaltung und nicht zuletzt auch auf die Vertragssituation zwischen OPEC-Ländern und den internationalen Ölgesellschaften.

c) Preisgestaltung der OPEC

Das Preissystem ist nach der Veränderung der Besitzverhältnisse durch eine Vielzahl unterschiedlicher Rohölpreise selbst für ein aus einem Feld stammendes Rohöl gekennzeichnet.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Bei den wichtigsten Kategorien handelt es sich

— einerseits um das sogenannte Konzessionsöl (equity oil), das den Ölgesellschaften aufgrund ihrer noch verbliebenen eigenen Anteile an den Fördergesellschaften zur Verfügung steht,

— andererseits um das sogenannte Rückkaufsöl (buy back oil), das aufgrund der Veränderung der Eigentumsverhältnisse den Förderländern zusteht und von diesen an die Ölgesellschaften zurückverkauft wird

— und schließlich um das sogenannte Regierungsöl, das den Förderländern ebenfalls aus ihren Beteiligungen zufließt und das sie frei verkaufen oder zum Beispiel in bilateralen Handelsverträgen anderen Staaten anbieten.

Der posted price bildet für alle 3 Rohöl-Kategorien die Berechnungsgrundlage für den effektiven Preis, den die Ölgesellschaften für das Rohöl zu zahlen haben, wobei hier die für das Konzessionsöl zu zahlenden Abgaben ebenfalls als Preis verstanden werden müssen.

Der posted price, der auch als Listenpreis oder Verrechnungspreis bezeichnet wird, ist kein Preis, sondern eine angenommene Größe, mit deren Hilfe die Berechnung der an die Förderländer zu zahlenden Abgaben erfolgt. Dieser Preis differiert von Land zu Land und von Rohölsorte zu Rohölsorte. Als Leitrohölsorte — die auf den jeweiligen OPEC-Preiskonferenzen festgesetzt wird — fungiert die Sorte Arabian Light.

Der Anteil von equity oil an der Gesamtverfügbarkeit von Rohöl bei den internationalen Mineralölgesellschaften schwankt heute zwischen 50 und 20 v.H. Es besteht jedoch die Tendenz, diese Reste des alten Konzessionssystems in der Mehrzahl der Fälle vollständig abzubauen.

Die meisten OPEC-Staaten verkaufen jedoch ihr Rohöl auch weiterhin an die früheren Konzessionsgesellschaften. Dies geschieht aufgrund befristeter Lieferverträge zum sogenannten Rückkaufspreis, der in der Regel um 1 bis 2 v.H. unter dem staatlichen Verkaufspreis liegt. Der verminderte Preis ergibt sich dabei aus direkten Rabatten oder indirekt in Form von Gebühren, die den Gesellschaften für die weitere Inanspruchnahme ihrer Dienste bezahlt werden.

Zum staatlichen Verkaufspreis verkaufen die nationalen Ölgesellschaften der OPEC-Staaten direkt auf dem Weltmarkt, d. h. ohne Zwischenschaltung der früheren Konzessionäre. Diese Direktverkäufe nehmen zwar zu, bleiben aber — mit Ausnahme des Irak — bis jetzt noch in ziemlich engen Grenzen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Innerhalb der einzelnen Kategorien variieren die Rohölpreise entsprechend der Qualität der einzelnen Sorten und der unterschiedlichen Marktnähe der Fördergebiete, auf deren Gewicht wiederum die Frachtraten den entscheidenden Einfluß haben. Daraus ergeben sich die sogenannten differentials, d. h. Qualitäts- und Standortzuschläge oder auch -abschläge.

Die Berechnung der differentials ist innerhalb gewisser Grenzen flexibel und richtet sich u. a. auch nach den Schwankungen der Nachfrage. Da hierdurch den Anbietern ein Spielraum zur Anpassung an die Marktgegebenheiten zur Verfügung steht, ist es bisher auch nicht gelungen, ein einheitliches Schema für die Berechnungen innerhalb der OPEC zu verabschieden.

Die qualitätsbedingte Differenzierung ergibt sich aus der Unterscheidung einerseits zwischen leichten und schweren Rohölsorten und andererseits zwischen schwefelreichem und schwefelarmem Rohöl. Da sich in den Verbraucherländern die Bedarfsstruktur in Richtung auf die leichteren Produkte (Benzine etc.) wandelt, werden vermehrt solche Rohöle nachgefragt, die einen besseren Benzinschnitt erlauben. Zudem erfordern die Umweltschutzauflagen den verstärkten Einsatz von schwefelarmen Rohölen.

Da jedoch das Schwergewicht der Reserven und auch der derzeitigen Förderung (Saudi-Arabien, Iran, Kuwait) bei den schweren Sorten liegt, besteht für die Anbieter dieser Produkte die Notwendigkeit, durch entsprechende Preisabschläge eine Nachfrage zu finden.

Da sich diese Entwicklung in der Zukunft noch verstärken wird, ermittelt die OPEC zur Zeit in den Verbraucherstaaten, welche Differenz geeignet wäre, den Absatz dieser Sorten zu stimulieren (Kriterien: Kosten der Konversion und Umweltschutzauflagen/HS[8]-Entschwefelung).

Seit der letzten OPEC-Konferenz in Doha ist zudem noch eine weitere Differenzierung im Rohölpreis zu nennen. So erhöhten einige OPEC-Staaten (Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate) die Preise für ihre Leitsorten nur um 5 v.H. (lower purchase price), während der Rest der Staaten eine Erhöhung um 10 v.H. vornahm und eine nochmalige Erhöhung um 5 v.H. Mitte 1977 vorgesehen hat. Dadurch entstanden Unterschiede von 80 cts je barrel oder etwa 15 DM je Tonne Rohöl.

Bisher führte diese Entwicklung jedoch zu keinen wesentlichen Nachfrageverschiebungen (Gründe: langfristige Verträge; Algerien, Libyen und Nigeria fördern hauptsächlich leichte und schwefelarme Rohöle).

---

[8] Schweres Heizöl.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Hier wurden in erster Linie die Angebotsseite und deren Preisgestaltungskriterien behandelt. Auf der Nachfrageseite ergibt sich nach dem Verlust der eigenen Verfügungsmöglichkeiten — was auch dort gilt, wo noch ein Anteil an den Fördergesellschaften verblieben ist — prinzipiell für die Gesellschaften die gleiche Ausgangssituation: sie sind alle in bezug auf die OPEC-Länder zu Rohölkäufern geworden. Dennoch gibt es gewisse Unterschiede, die aus der Gestaltung der vertraglichen Situation zwischen den OPEC-Staaten und einzelnen oder Gruppen von Ölgesellschaften resultieren.

d) Die Vertragssituation mit den Ölgesellschaften

Nach der Umkehr der Eigentumsverhältnisse mußten auch die Verträge mit den ehemaligen Konzessionsgesellschaften und zwischenzeitlich neu hinzugekommenen Mineralölgesellschaften auf eine andere Basis gestellt werden. So waren zum einen beide Seiten an einer Regelung für eine kontinuierliche Rohölabnahme und zum anderen die OPEC-Staaten an einer weiteren Mitarbeit der Gesellschaften bei der Förderung und Exploration interessiert.

Diese Neugestaltung der Beziehungen ist auch heute noch nicht abgeschlossen. Zur Zeit besteht die Tendenz bei fast allen OPEC-Ländern (Ausnahme: Irak), längerfristige Verträge für den Verkauf ihres Rohöls abzuschließen. Dies erleichtert für beide Seiten die Disposition, wenn auch durch das Eingehen solcher Abnahmeverpflichtungen die Möglichkeiten der Gesellschaften zum preisinduzierten Wechsel der Versorgungsquellen eingeschränkt werden. Daher werden solche Abnahmeverpflichtungen oftmals durch kleinere Preisvorteile honoriert.

Sicher trägt diese Entwicklung zu einer kontinuierlicheren und sicheren Versorgung der Verbraucherländer bei. Auf der anderen Seite werden die Einnahmen der OPEC-Länder verstetigt und damit die langfristige wirtschaftliche Entwicklung dieser Länder stabilisiert.

Da die Mineralölgesellschaften über das notwendige Know-how verfügen, werden auch auf diesem Gebiet die vertraglichen Bindungen mit der OPEC verstärkt werden.

Die internationalen Ölgesellschaften werden auf Wunsch der Förderländer — zum Beispiel in Saudi-Arabien, im Iran und in Venezuela — weiter dieses Know-how und ihre Dienste bei der Exploration, Förderung und Verarbeitung sowie ihre logistischen und Absatz-Systeme zur Verfügung stellen und dadurch die ökonomisch-technischen Voraussetzungen für einen kontinuierlichen Ölfluß gewährleisten. Dies liegt im Interesse sowohl der neuen als auch der alten Eigentümer. Es liegt aber

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

vor allem auch im Interesse der Verbraucherländer. Eine Erfolgsbeteiligung durch vorteilhafte Abnahmemodalitäten beim Rohölkauf wird auch auf diesem Sektor die Bindungen zwischen beiden Seiten verstärken.

Schließlich werden von einigen OPEC-Staaten in letzter Zeit verstärkt sogenannte Kompensationsgeschäfte angeboten. Hintergrund sind die Belastungen der Devisenbilanzen dieser Länder durch den zunehmenden Import von Industriegütern. Der direkte Austausch von Rohöl und Industrieprodukten ist angesichts der privatwirtschaftlichen Organisation der westlichen Volkswirtschaften aber meist nur über die Einschaltung eines dritten Partners möglich. Die sich hieraus ergebenden Schwierigkeiten werden diese Art von Geschäften sicherlich nur auf Ausnahmefälle beschränken (Beispiel: Iran — Krupp — Petrofina).

5. Die OPEC als Handelspartner

Die Bundesrepublik Deutschland importierte 1976 rund 99 Mio. Tonnen Rohöl. Dies entspricht in etwa den Importen der Jahre 1970 und 1971. Während aber damals nur zwischen 6 und 8 Mrd. DM aufgewendet werden mußten, betrug die Devisenbelastung 1976 gut 24 Mrd. DM. Damit stieg der Anteil der Rohölimporte am Wert aller Einfuhren von rund 8 v.H. vor der Ölkrise auf rund 16 v.H. in den letzten Jahren.

Da rund 95 v.H. des importierten Rohöls aus OPEC-Staaten stammt, flossen die aufgewendeten Beträge auch fast vollständig in diese Länder (rund 23 Mrd. DM in 1976).

Die Ausfuhr in die OPEC-Staaten betrug 1975 (nur hierfür liegen bisher Werte vor) knapp 17 Mrd. DM. Bei einem Einfuhrwert von etwas mehr als 20 Mrd. DM ergab sich für dieses Jahr ein Handelsdefizit mit der gesamten OPEC von rund 3 Mrd. DM. Auch für 1976 ist eine ähnliche Spanne zu erwarten. Die Ausfuhr konnte jedoch in den letzten Jahren erheblich gesteigert werden (1975/74: + 59,7 v.H.). So betrug 1974 das Defizit noch rund 13 Mrd. DM.

Die Salden der Handelsbilanzen mit einzelnen OPEC-Ländern weisen jedoch große Unterschiede auf. So ergeben sich vor allem im Handel mit den arabischen OPEC-Mitgliedern starke Schwankungen (1976: Libyen — 4 Mrd. DM, Saudi-Arabien — 1,5 Mrd. DM, Vereinigte Arabische Emirate — 1,1 Mrd. DM, Algerien — 1 Mrd. DM). Insgesamt beträgt das Defizit bei dieser Längergruppe (ohne Iran) 1976 rund 5,5 Mrd. DM.

In Zukunft werden die Lieferungen an die OPEC sicher noch zunehmen (in der Hauptsache: Maschinen aller Art, Fahrzeuge, elektrotechnische Erzeugnisse, chemische und pharmazeutische Erzeugnisse sowie

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Eisenwaren). Auf der anderen Seite muß aber auch mit einer Zunahme der Importe von Fertigerzeugnissen aus diesen Staaten gerechnet werden.

Ein besonderes Problem werden hier sicherlich die Einfuhren von Mineralöl-Fertigerzeugnissen darstellen. Sollten — wie dies geplant wird — verstärkt Raffinerieanlagen in der OPEC gebaut werden, so werden in Zukunft vermehrt Mineralölprodukte auf den europäischen und insbesondere den offenen deutschen Markt gelangen. Dies könnte bei einem Fortbestehen der gegenwärtigen Marktlage zu erheblichen Schwierigkeiten für die Raffineriegesellschaften in den Verbraucherländern führen.

6. Einfluß der OPEC auf andere internationale Organisationen

Die Stellung der OPEC als Rohstoffanbieter und ihre Rohstoffpolitik können nicht ohne Impulse auf das Verhalten der Rohstoffanbieter schlechthin bleiben. Dies gilt zumindest, soweit es sich hierbei um Entwicklungsländer handelt. Umgekehrt kann aber auch erwartet werden, daß aus den Gesprächen über Rohstoffregelungen und über eine neue Weltwirtschaftsordnung Rückwirkungen auf das Verhalten der OPEC-Länder eintreten.

Ihre Auffassung im Hinblick auf den Dialog der Rohstoffländer mit den Industrienationen haben die OPEC-Staaten in der Algier-Deklaration festgelegt (1975):

— Eigentumsrecht, Ausbeutungsrecht und Preisbestimmung sind legitime Rechte der Rohstoffbesitzer (Punkt 1).

— Ungleichgewicht der wirtschaftlichen und sozialen Entwicklung der Völker beruht auf fremder Ausbeutung (Punkt 2).

— Konsequenz: die erschöpflichen Ölvorkommen müssen in erster Linie im Interesse ihrer Völker genutzt werden (Punkt 6).

— Der Erdölpreis wird durch folgende Kriterien bestimmt: Erschöpfbarkeit, Wert im Hinblick auf Verwendung, Verfügbarkeit und Kosten alternativer Energieträger, Preise der Industrieproduktion, Inflationsrate, Bedingungen für Transfer von Gütern und Know-how (Punkt 7).

— Forderung nach verstärkter Entwicklungshilfe für unterentwickelte Regionen durch Industrieländer (Punkt 11).

Diese Forderungen der OPEC-Länder finden sich schon weitgehend — wenn auch aggressiver formuliert —in den Zielen der Entwicklungsländer für eine neue Weltwirtschaftsordnung (Lima-Deklaration,

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

UNIDO). So wird vor allem die starke Unterstützung von Rohstoff-Kartellen — sicherlich im Hinblick auf das erfolgreiche OPEC-Kartell — gefordert.

Auf der UNCTAD-Konferenz in Nairobi (1976) setzte sich diese Entwicklung fort. Wieder standen Rohstoffabkommen, Preisstabilisierung bei Rohstoffen, nationale und internationale Lagerhaltung und Weiterverarbeitung von Rohstoffen in den Entwicklungsländern im Mittelpunkt. Letztlich geht es um die Frage, ob die internationalen Rohstoffmärkte künftig noch nach flexiblen marktwirtschaftlichen Kriterien funktionieren oder nach starren dirigistischen Methoden verwaltet werden sollen. Z. Zt. werden diese Verhandlungen über Teilkomplexe in Genf fortgesetzt.

In diesem Zusammenhang muß auch die dritte Seerechts-Konferenz gesehen werden. Hierdurch könnte vor allem die Rohölsituation weltweit mitbeeinflußt werden. Die Neugestaltung des Seerechts und die Erweiterung der Hoheitsgebiete werden im Hinblick auf die anfangs genannten Reserven im offshore-Bereich und den Umfang der Rohöltransporte auf den Weltmeeren entscheidend die zukünftige Ölversorgung berühren. Im Mai soll darüber in New York weiter verhandelt werden.

Allgemein ist es der OPEC gelungen, als ein Wortführer und Interessenvertreter der Dritten Welt anerkannt zu werden, obwohl gerade diese Ländergruppe am stärksten von den Rohölpreiserhöhungen betroffen wurde. Diese Interessenlage der OPEC wird auch von ihren führenden Politikern immer wieder betont. Vor allem im Zusammenhang mit dem Nord-Süd-Dialog werden die Verhandlungsfortschritte eng mit der mengenmäßigen und preisgünstigen Rohölversorgung der Industrieländer verbunden.

Es stellt sich jedoch die Frage, inwieweit die OPEC darüber hinaus auch als Beispiel für andere Rohstoffkartelle oder -abkommen dienen kann. Die nahezu vollständige Konzentration der Rohölvorräte auf eine kleine Zahl von Ländern, die zudem noch in gewisser Weise gleiche Interessenlagen aufweisen, ist bei anderen Rohstoffen nicht zu finden. Auch die Abhängigkeit von einem Rohstoff, wie sie beim Energieträger Mineralöl für die Industrienationen zur Zeit und in naher Zukunft besteht, ist in dieser Ausschließlichkeit bei anderen Grundstoffen nicht vorhanden. Daher muß angenommen werden, daß der Zusammenschluß anderer Rohstoffanbieter — sollte er erfolgen — nicht die extremen Wirkungen einer OPEC haben kann. Sicherlich würde aber eine Einschränkung des freien Welthandels die Folge sein, begleitet von tendenziellen Preiserhöhungen aufgrund begrenzter Angebotsflexibilität.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

7. Konsequenzen

Die Konsequenzen aus dem bisher Gesagten lassen sich thesenartig zusammenfassen:

— Die Industrieländer werden auf absehbare Zeit (1990, wenn nicht sogar 2000) zwischen 40 bis 50 v.H. ihres gesamten Energiebedarfs durch das Mineralöl decken müssen.

— Die vorhandenen Reserven lassen dies rein mengenmäßig bis zum Jahre 2000 — und bei vermindertem Wachstum auch länger — zu.

— Trotz der Steigerung heimischer bzw. im Einflußbereich der Industrieländer liegender Rohölvorkommen wird gut die Hälfte des Bedarfs durch Importe aus den OPEC-Staaten gedeckt werden müssen.

— Alternative Verfahren zur Ausbeutung von Ölsanden und Ölschiefer sind zum bestehenden Rohölpreis nur bedingt konkurrenzfähig.

— Die OPEC-Staaten werden — wenn auch in gewissen Grenzen — aufgrund des eigenen Kapitalbedarfs bereit sein, diese Bedarfsmengen zur Verfügung zu stellen. Die Sicherung der Mineralölversorgung ist daher auch in Zukunft nicht unsicherer als bisher zu sehen.

— Ungeachtet dieser mengenmäßigen Verfügbarkeit muß jedoch mit steigenden Rohölpreisen gerechnet werden (Kriterien: Kapitalbedarf, Inflationsraten, Preise von Industriegütern).

— Daneben werden aber auch zusätzlich politische Fragen (Dialog mit Entwicklungsländern) die Preis- und auch Mengenpolitik der OPEC bestimmen.

— Die Sicherung unserer Versorgung wird daher zum großen Teil von den Ergebnissen der Verhandlungen über eine neue Weltwirtschaftsordnung abhängen.

Aufgabe der Energiepolitik muß es daher sein, die Versorgung mit alternativen Energieträgern in den genannten Grenzen zu erhöhen und gleichzeitig zur Sicherung des übrigen Bedarfs langfristig die Rahmenbedingungen für die Kooperation mit den OPEC-Staaten zu verbessern.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

2.2 Schwerpunkte der Diskussion

Lenel: Die erste Frage bezieht sich auf die Rohölvorräte. J. M. Blair[9] vertritt die Meinung, daß man über den Irak kaum etwas weiß, nur soviel, daß die dortigen Rohölvorräte sehr bedeutend seien.

Zweitens: Er ist mit Ihnen, Herr Burchard, verschiedener Meinung über die wirtschaftliche Situation innerhalb der OPEC. Er meint, daß die Situation gar nicht so verschieden sei, und zwar deshalb, weil die einen, beispielsweise der Iran, zwar einen großen Industrialisierungsbedarf haben, aber wegen der relativ kurzen Lebensdauer ihrer Erdölvorräte zurückhaltend sein müssen. Eine zweite Gruppe, zu der u. a. Saudi-Arabien zählt, ist zumindest zurückhaltend geworden, weil die Länder dieser Gruppe mangels der erforderlichen Infrastruktur gar nicht in der Lage sind, sehr viel Geld rasch anzulegen.

Eine dritte Gruppe nennt er die „Banker". Dazu zählt er Kuwait mit 800 000 Einwohnern und eines der Emirate mit nur 200 000 Einwohnern. Bei diesen Ländern kommt eine Entwicklung in dem Sinne, daß man eine wesentlich andere Produktion aufbauen kann, kaum in Frage. Sie können sich den anderen nur anpassen. Blair meint, im Grunde seien also die Interessen doch leicht miteinander zu vereinbaren.

Dritter Punkt: Herr Burchard sagt, die OPEC sei kein Quotenkartell. J. M. Blair stellt die These auf, die Kombination der OPEC mit den „seven sisters"[10] habe dazu geführt, daß eine Mengenpolitik betrieben worden sei. Das weist er an Zahlen nach. Diese Politik habe das Ziel, den Ölpreis im ganzen dadurch zu halten, daß dann, wenn ein Land zuviel anbietet, ein anderes weniger anbietet.

Vierter Punkt: Förderung nach dem Entwicklungsbedarf, das widerspricht auch den Thesen von J. M. Blair, der immer wieder auf die Banker verweist, die einen solchen Entwicklungsbedarf gar nicht haben. Er weist mit Recht auch darauf hin, daß die Entwicklung nicht nur von der Infrastruktur abhängt, sondern auch vom durchschnittlichen Bildungsstand, der in der Mehrzahl der Ölländer sehr gering ist.

---

[9] *J. M. Blair,* The Control Of Oil, New York 1976.

[10] Die sieben vollständig integrierten Ölgesellschaften mit weltweitem Aktionsbereich sind Exxon, Royal Dutch/Shell, Mobil Oil, Gulf Oil, Texaco, Chevron und BP.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Fünfter Punkt: Es seien jetzt im Grunde alle als Rohölkäufer gleichgestellt. Das hat J. M. Blair allerdings nicht so klar gesagt. Aus seinem Buch geht hervor — was wir übrigens alle wissen —, daß die Informationen, die man bekommen kann, außerordentlich spärlich sind. Es geht auch daraus hervor, daß zumindest im wichtigsten Förderland, Saudi-Arabien, die früheren Eigner und jetzigen ARAMCO[11]-Beteiligten günstigere Preise erhalten, die Nettopreise seien allerdings unklar. Man weiß nicht, wieviel Rückkauföl zu günstigeren Bedingungen die früheren Eigner beziehen konnten.

Röper: Ist die OPEC nicht als Gegengewichtskartell der armen, ausgebeuteten Ölländer gegen die sieben führenden Ölkonzerne entstanden?

Lenel: Da würde J. M. Blair mit Sicherheit widersprechen. Er vertritt die These, daß auch hier zwischen den „seven sisters" und der OPEC keine Interessengegensätze bestehen, sondern Interessenharmonie. Das versucht er auch — wie ich glaube, mit recht viel Erfolg — nachzuweisen.

Welbergen: Das Buch von J. M. Blair ist so wenig wie das von A. Sampson[12] ein wissenschaftliches Buch. Beide Autoren verfolgen die Absicht, einen Bestseller zu schreiben. Ich glaube, viele von Blairs Thesen sind nicht zu beweisen. Die Gründung der OPEC durch die Förderstaaten geschah nicht in Übereinstimmung mit den „Sieben Schwestern". Die OPEC ist gerade gegen diese Gesellschaften gegründet worden.

Das auslösende Moment waren die Preissenkungen der Esso, denen entgegenzutreten das Zusammentun der Förderländer dienen sollte. Die Interessenharmonisierung der OPEC-Länder im Oktober 1973 geschah in keiner Weise in Abstimmung mit den Ölgesellschaften oder in deren Interesse, sind diese doch weitgehend enteignet worden, d. h. gemeinsam ausgearbeitete Verträge sind einseitig mit Kompensationsbeträgen verändert worden, die keineswegs den echten Wert der Konzessionen widerspiegelten. Es ist eine Unterstellung, wir seien an Preissteigerungen interessiert, um z. B. in der Nordsee bohren zu können. Ein Großteil der ARAMCO-Gesellschafter ist gar nicht stark in der Nordsee engagiert.

Die Ostblockstaaten haben jetzt ebenfalls die Möglichkeit der Erschließung von Energiereserven, ob Öl, Gas oder Kohle, die früher nicht

---

[11] Arabian American Oil Company.

[12] *A. Sampson,* The Seven Sisters, London 1975 (deutsch: Die Sieben Schwestern, Reinbek b. Hamburg 1976).

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

bestand. Der zweitgrößte Nutznießer ist vielleicht Amerika, weil es sehr große einheimische Energiereserven hat. Hauptnutznießer sind aber nicht die ARAMCO-Partner als solche.

Pohmer: Die Interessenlage bei den „Sieben Schwestern" müßte eigentlich die gleiche sein. Könnte sie aber nicht unterschiedlich sein, weil einige dieser Großkonzerne amerikanische Unternehmungen sind?

Welbergen: Die Interessenlage der „Sieben Schwestern" ist ganz bestimmt unterschiedlich. Die Royal Dutch/Shell ist traditionell immer ein hoher Zukäufer gewesen. Sie hat immer weniger Rohöl gefördert, als sie verarbeitet hat. BP ist ganz bestimmt anders gelagert. BP war immer Rohölverkäufer und hat immer mehr Rohöl gefördert als verarbeitet. Die Interessenlage zwischen Mobil und Esso ist unterschiedlich, die Gewichtung je nachdem, in welchen Märkten sie sind. Ebenso gibt es Unterschiede zwischen Texaco und Shell.

Lenel: Da ich J. M. Blair sehr gut gekannt und geschätzt habe, fühle ich mich verpflichtet, meine Meinung auszudrücken, daß sein Buch wissenschaftlich und sehr wertvoll ist. Er hat allerdings eine andere Methode als die Mehrzahl der heute wissenschaftlich arbeitenden Kollegen. Ich glaube nicht, daß er einen Bestseller schreiben wollte. Zu seinen Thesen: Er hat nicht behauptet, die Förderländer hätten zusammen mit den „seven sisters" 1973 die OPEC-Politik eingeleitet, vielmehr sei zumindest danach eine Interessenharmonie entstanden. Diese Behauptung kann er allerdings nicht vollständig belegen, weil das sehr schwierig ist. Die Verstaatlichung der „seven sisters" hat er nicht gutgeheißen. Ihren Thesen über die USA widerspricht er eindeutig insofern, daß die Rohölpreiserhöhung auf die Preise der Erdölprodukte in den USA stark durchgeschlagen hat und daß dadurch beispielsweise die amerikanische Chemieindustrie erhebliche Wettbewerbsnachteile hat. Im ganzen sei für die USA ein Nachteil entstanden.

Bauer: Meiner Meinung nach war für die OPEC ein auslösendes Moment die UN-Deklaration vom November 1962, nach der jedes Land über seine Naturschätze selbst verfügen konnte. Ich halte die OPEC nicht für ein Kartell, sondern für eine Allianz. Die Mitglieder haben ein gemeinsames Interesse, das nicht Preisübereinstimmung heißen muß. Das algerische und das libysche Rohöl liegen 10 % über dem OPEC-Preis.

Seit der Enteigung hat sich die Abhängigkeit der Ölgesellschaften von den OPEC-Staaten in eine Abhängigkeit dieser Staaten von den Fördergesellschaften umgekehrt, weil zur Förderung Techniker, Know-how und Geräte benötigt werden. Andererseits stellt die unvorherseh-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

bare Ölpolitik der OPEC-Staaten für den großen Organisationsapparat eines Konzerns auch einen Risikofaktor dar. Beide Seiten sind also aufeinander angewiesen.

Der Ölpreis wird in Zukunft immer steigen, aber nur entsprechend den Inflationsraten, vielleicht noch weniger.

Burchard: Die Frage ist dann, an welcher Inflationsrate sich die OPEC orientieren wird, wo diese in den einzelnen Industrieländern doch sehr unterschiedlich sind.

Zum Irak sei noch erwähnt, daß seine Vorräte sehr hoch geschätzt werden, etwa von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auf 290 Mio. Tonnen.

Zur Frage: Sind die Interessen der einzelnen OPEC-Mitglieder konträr? Daß sich alle diese Länder unter einem politischen Aspekt zusammenfinden müssen, darf nicht darüber hinwegtäuschen, daß sie sich in sehr unterschiedlichen Lagen befinden: Für den Iran ist entscheidend, daß Menge und Preis Staatseinnahmen in der Höhe ergeben, die er z. B. für seine Investitionen braucht. Wenn die Mengen gedrosselt werden, verlangt der Iran zum Ausgleich einen höheren Preis. Saudi-Arabien hat hingegen größten Spielraum, je nach politischer Zweckmäßigkeit die Förderung entweder zu steigern oder zu verringern, weil es die Einnahmen nicht unmittelbar benötigt. Algerien, Venezuela oder Indonesien befinden sich wieder in anderen Lagen.

Wegen dieser Unterschiede kann die OPEC auch nicht als Quotenkartell funktionieren. Die Fördermengen sind im übrigen durch die Weltmarktnachfrage begrenzt.

Zur Frage der Gleichstellung der Ölgesellschaften als Käufer: Diejenigen, die schon als Konzessionäre dort waren, genießen sicherlich Vorteile bei den Vertragsverhandlungen mit den Förderländern, seit diese das Eigentum haben. Die Gestaltung der zukünftigen Verträge spielt eine große Rolle.

Der letzte Punkt: OPEC versus Mineralölgesellschaften. Sicherlich sind nicht nur Gegensätze da — sonst würde man keine Verträge schließen können —, sondern auch Übereinstimmungen darin, daß die einen Öl absetzen wollen, die anderen Märkte und Verarbeitungskapazitäten haben und das Öl dafür brauchen. Insofern sind beide am Rohöl interessiert; damit sind sicherlich Übereinstimmungen vorhanden. Nur möchte ich unterstreichen, es ist falsch, daraus den Schluß zu ziehen, daß hier weltweit politisch gemauschelt wird, wenn ich diesen Ausdruck gebrauchen darf.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Schubert: Die entscheidende Frage nach der Erdölverfügbarkeit lautet: Wie soll man das Verhältnis der Reserven zur Produktion bewerten? Es bewegt sich seit 20 bis 30 Jahren auf dem Niveau 34 : 1, 35 : 1. Ich habe immer behauptet, daß dieses Verhältnis an sich schon eine Fehlinvestition enthält, d. h. wir haben schon zuviel in die Exploration, in die Darstellung von Reserven investiert. J. M. Blair hält dies für eine gesteuerte, absichtliche Entwicklung, ich halte die Erschließung der ganz großen Lagerstätten für Zufallstreffer.

In den USA befindet sich das Verhältnis in der Größenordnung von 10 : 1. Eine Faustregel besagt, die Lagerstätten fördern 5 % ihrer Reserven per anno, d. h. das volkswirtschaftlich vernünftige Verhältnis beträgt 20 : 1. Eine Ölverknappung ist weltweit von der Reservensituation her nicht zu befürchten.

Über die Erhöhung des Ausbeutungsgrades durch sekundäre und tertiäre Verfahren können wir nur spekulieren. Technisch stehen wir hier erst am Anfang, weil der Ölpreis bisher so stabil war.

Das Thema der Preisbildung müssen wir eingehender erörtern. 1960 erfolgte die Gründung der OPEC, um den Maßnahmen der Mineralölgesellschaften Widerstand zu leisten. Nach der Suezkrise hatten wir nämlich zunächst eine „angenehme" Preissteigerung beim Erdöl. Diese drohte 1958/59 wieder aufgehoben zu werden. Man muß wissen, daß nach den Konzessionsverträgen die Preishoheit absolut bei den Konzessionären lag. Nach ihrer Gründung hat sich die OPEC überhaupt nicht um den Erdölpreis gekümmert, sondern nur um die Konstanz der Erdöleinnahmen. So entstand der fiktive ‚posted price', der bislang reiner Marktpreis gewesen war und jetzt reiner Steuerbezugspreis wurde. Ein entscheidender Punkt kam im Vertrag von Tripolis 1971: Die Ölgesellschaften behielten das Recht der Preissetzung, aber erklärten sich vor dem Hintergrund der zunehmenden Inflation zur Dynamisierung des Ölpreises bereit. Zur Orientierung sollte von einer UN-Institution ein Index für die Erdölländer ausgewiesen werden. Dann tauchte das Problem auf, ob militärische Güter miterfaßt würden oder nicht. Saudi-Arabien hatte beispielsweise eine Inflationsrate von 4,4 % (ohne militärische Güter), der Iran von 15 % (inkl. militärische Güter). Deswegen gelang die Dynamisierung nicht, man fand eine Hilfskonstruktion.

1973 wurden die Verträge seitens der OPEC-Mitglieder gebrochen, indem den Gesellschaften die Preishoheit genommen wurde. Von sogenannten Independent Oil Companies wurden Mondpreise von 17 - 20 US-Dollar je Barrel in Libyen, 22 US-Dollar in Nigeria geboten und damit die Preisvorschläge der großen Gesellschaften durchkreuzt. Daran orientierten sich Saudi-Arabien und der Iran: sie erhöhten ihre

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Preisforderungen auf 10 bzw. 15 US-Dollar. Der Kompromiß von 10,50 US-Dollar war letztlich ein Zufallstreffer. Seitdem haben wir Steigerungsraten in vernünftiger Größenordnung, wie auch Herr Bauer meinte.

Pohmer: Zunächst möchte ich eine Informationsfrage stellen. Öl hat ja eine doppelte Bedeutung zum einen als Energiequelle und zum andern als kaum substituierbarer Ausgangspunkt für Grundstoffe der chemischen Industrie. Wie ist das Anteilsverhältnis bei der Nutzung und welche Entwicklung erwartet man für die Zukunft?

Im Zusammenhang damit eine weitere Frage: Sie haben von einer Energieknappheit gesprochen, die in den nächsten Jahren auf uns zukäme. Wenn ich recht sehe, erwartet man diese in der BR Deutschland in der Mitte der 80er Jahre. Andererseits ist gesagt worden, daß in absehbarer Zeit ausreichend Energie vorhanden ist. Woher kommen also die Lücken?

Schließlich eine dritte Frage: Es wird immer von Reserven gesprochen. Wie sind diese Reserven umschrieben? Ein Geologe hat mir gesagt, der Club of Rome habe behauptet, in den 80er Jahren werde es kein Zink mehr geben. Das sei aber alles Blödsinn; denn was man als Reserven bezeichnet habe, sei das Zinkvorkommen, welches knapp unter der Erdoberfläche anzutreffen sei. Wenn man 150 m tiefer ginge, sei so viel Zink vorhanden, wie man haben wolle, nur werde die Gewinnung entsprechend teurer, weil tiefer gegraben werden müßte. Ähnlich, könnte ich mir vorstellen, liegen die Dinge beim Öl. Wie sind also die sogenannten Reserven umschrieben? Es klang schon an, daß der Preis höher sein müsse, damit man in der Nordsee vernünftig fördern könne. Aber Angaben über Reserven nützen uns relativ wenig, wenn man nicht zugleich die ökonomischen Bedingungen nennt, unter denen sie abgebaut werden können.

Nach diesen drei Fragen, die sich mit den Vorräten befaßten, habe ich noch einige Fragen zur Preisgestaltung. In den OPEC-Memoranden stehen immer bestimmte Preise. Andererseits haben wir gehört, es werden in den Verträgen sehr unterschiedliche Bezugspreise für die Mineralölgesellschaften vereinbart, und zwar ergibt sich das aus der Ablösung der früheren Rechte. Offensichtlich wird kein einheitlicher Preis festgelegt, sondern wir haben mit sehr unterschiedlichen Preisen zu rechnen. Wie sieht das eigentlich im Prinzip aus? Was besagt der OPEC-Preis, der den offiziellen Verlautbarungen entspricht? Inwieweit wird zu diesem Preis tatsächlich abgewickelt und wie ist er differenziert?

Burchard: Zur ersten Frage: Der Anteil des Rohbenzins, also Naphta, der als Ausgangsprodukt für chemisches Material verwendet wird, liegt

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

bei 4 bis 5 % des gesamten Mineralölinlandsabsatzes in der BR Deutschland. Wenn Sie dann noch andere Einsatzprodukte hinzurechnen, kommen Sie auf eine Größenordnung von 6 % mit langsam steigender Tendenz. Das ist das Problem, von dem ich eingangs sprach, als ich die Frage behandelte, wie weit diese Änderung der Produktenbedarfsstruktur durch die Raffinerien gedeckt werden kann. Der Löwenanteil liegt bei anderen Produkten: Motorenbenzin 17 %, Dieseltreibstoff etwa 9 %, leichtes Heizöl 40 % und schweres Heizöl 19 % mengenmäßig. Der Verbrauch ist in den USA noch geringer. Insofern ist die Vorstellung, daß Benzin einen großen Anteil hat, falsch. Das Heizöl hat vielmehr einen Anteil von 60 %.

Zur Energieknappheit: Wir sollten zwischen Energieknappheit und Mineralölknappheit unterscheiden. Das sind zwei verschiedene Dinge. Ich glaube, daß wir aus einer weltweiten Energieüberschußsituation auf eine weltweite Energieverknappung zusteuern, ich sage mit Absicht „Verknappung", weil die Dinge relativiert zu sehen sind. Wir können aber durchaus in eine echte Knappheitssituation hineinkommen. Zur weltweiten Verknappung trägt nicht zuletzt auch die Situation in den USA bei, wo ja durch Folgen der dortigen Energiepolitik, insbesondere auf dem Erdgassektor, Festhalten des Preises, unzureichende Exploration und sinkende Fördermöglichkeiten angesichts dessen, daß ein Drittel des amerikanischen Energiebedarfs durch Erdgas gedeckt wurde, Probleme entstehen, die nur schwer auszugleichen sind. Die Amerikaner können sicherlich ihre Steinkohlenförderung steigern, aber schon bei der Ölversorgung gibt es insofern Probleme, weil die Raffineriekapazität ein limitierender Faktor ist, weil sie auf andere Zuwachsraten zugeschnitten war. Das führt zu tendenzieller Verknappung. Wir werden m. E. möglicherweise auch in der BR Deutschland in eine tendenzielle Verknappungssituation kommen. Das hängt aber meiner Überzeugung nach von der Entwicklung auf dem Kernenergiesektor ab. Es könnte eine Lücke entstehen, die 15 % der Energieversorgung und 5 % der Stromerzeugung erreichen könnte, wobei ich diese Zahlen mit aller Vorsicht nenne. Ob eine Lücke voll von anderen Energieträgern, vor allem was den Zeitfaktor anlangt, gedeckt werden kann, ist mit einigen Fragezeichen zu versehen.

Welbergen: Wenn eine Energielücke entsteht, weil wir zum Beispiel die Kernenergie noch nicht haben, so bin ich durchaus der Meinung, daß es rein technisch möglich ist, diese Lücke sofort mit Öl zu schließen. Die Vorlaufzeiten, um mehr Öl zu fördern, sind relativ kurz, in der Regel ein bis zwei Jahre. Die Tanker sind auch vorhanden, wir haben ja einen Kapazitätsüberschuß und einen Überhang bei der Raffineriekapazität. Wir würden aber den Weg, den wir gehen, um unsere Ab-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

hängigkeit vom importierten Öl abzubauen, zurückgehen. Damit würde die Vorausschau von Herrn Bauer und Herrn Schubert, daß die Rohölpreise nur mäßig steigen, nicht eintreten, sondern die Preissteigerungen sehr viel schneller erfolgen. Und das hätte wieder zur Folge, daß wir eher mit Einsparungen anfangen müßten. Wie die Lücke dann aussehen würde, weiß ich nicht. Daß wir die Lücke durch Kohle schließen können, halte ich kurzfristig für unmöglich. Man braucht heutzutage 10 Jahre, bis man neue Kohleexplorationen erschlossen hat. Der Weltkohlehandel beträgt 120 bis 150 Millionen Tonnen. Uns stehen nicht einmal die Verlade- oder die Entlademöglichkeiten zur Verfügung; auch die Transportmöglichkeiten müßten erst geschaffen werden. Wir könnten ein paar Tanker umbauen, das ist aber auch nicht so einfach. Letztlich handelt es sich um eine politische Entscheidung: Wollen wir die Reserven schneller abbauen und damit unsere Abhängigkeit vom Öl erhöhen und das Energieproblem vor uns herschieben, statt anzufangen, es zu lösen?

Pohmer: Was mich überrascht hat, war, daß Sie in etwa drei bis vier Jahren die Verknappung erwarten; während Sie, wenn ich das recht übersehe, für die BR Deutschland in zehn bis zwölf Jahren mit ernsten Schwierigkeiten rechnen, wenn jetzt die Kernkraftwerke nicht gebaut werden.

Burchard: Ich rechne damit Anfang der 80er Jahre, die drei Jahre bis dahin wären zu überwinden. Aber dann!

Röper: Wir sollten uns im wesentlichen auf das Rohöl konzentrieren. Ich bin gern bereit, Diskussionen über Kernkraftwerke zu veranstalten, aber das sprengt jetzt den Rahmen.

Schubert: Bei Erdöl und Erdgas haben wir es mit Lagerstätten zu tun, die sich von allen anderen Rohstofflagerstätten unterscheiden, und zwar insofern, daß die Lagerstätten im physikalischen Gleichgewicht sind. Wir müssen hier zwischen dem „oil in place" und den Reserven unterscheiden. Das weltweite „oil in place" ist nach Meinung derjenigen, die das studiert haben, erst zu einem Viertel entdeckt, wobei wir statistisch die großen Lagerstätten mehr angetroffen haben als die ganz kleinen. Wenn wir auf 100 % kommen wollen, müssen wir einen ungeheuren Explorationsaufwand betreiben, um diese kleinen Lagerstätten zu entdecken. Wir könnten sicher die österreichische Erfahrung dazu sehr nutzen.

(Heiterkeit)

Von dem „oil in place" ist nur ein Teil gewinnbar. Der heutige Ausbeutungsgrad von 35 % kann evtl. auf 45 % gesteigert werden. Wenn wir von sicheren Reserven sprechen — das sind diese 90 Milliarden

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Tonnen —, dann ist damit gemeint: gewinnbar mit technischen Mitteln, wie sie uns heute bekannt sind, einschl. primärer und sekundärer Ausbeutung, soweit sie wirtschaftlich sind.

Das Limit bei den Kalkulationen, wie sie bis jetzt gemacht worden sind, liegt vielleicht bei 7 oder 8 US-Dollar je Barrel. Daher kommt ja auch die „floor price"-Definition. Nun muß ich allerdings sagen, wenn wir sehr ernsthaft schon seit 1974 bearbeitet hätten — das nimmt viel Zeit in Anspruch —, wieviel das neue Erdölpreisniveau bringt, müßten wir eigentlich bei den Reserven einen Sprung feststellen. Der ist bis jetzt nicht eingetreten. Ich schätze, daß es noch zwei, drei Jahre der Arbeit bedarf, um wirklich alle Lagerstätten danach zu durchforsten, mit welchen Methoden man eine wirtschaftliche Ausbeutungserhöhung erreichen kann. Dann werden wir auch in der Statistik einen Sprung sehen. Darüber hinaus schleppen wir natürlich die Definition „wahrscheinliche Reserven" mit, wobei wir die Phantasie haben und sagen, wenn wir diese Methode bei einem Erdölpreis von 15 US-Dollar anwenden können, dann steht das und jenes auch zur Verfügung.

Bauer: Wenn wir von Erdöl reden, sollten wir auch Erdgas einbeziehen, und zwar aus dem Grunde, weil es aus den gleichen Lagerstätten kommt. Wo Erdöl vorkommt, kommt in der Regel auch Erdgas vor, das meist nicht genutzt wird, zum Beispiel in Saudi-Arabien, im Irak und in anderen Ländern. Wenn wir also Erdgas hinzunehmen, kommen wir auf viel höhere Prozentsätze. Und was wir nicht vergessen sollten: Erdgas wird zum Teil heute noch unverwertet in vielen Ländern vernichtet. Das ist auch ein Anteil, den wir beachten sollten.

Schubert: Richtig! Wir wissen nur noch nicht, ob wir die Schwelle erreicht haben, um dieses Gas zu uns, in die Konsumzentren, zu bringen. Sie haben sicherlich von den NGL[13]-Projekten in Saudi-Arabien gelesen, dem größten Investitionsvorhaben in den Produzentenländern. Das wird leicht verwechselt mit LNG[14]. LNG bedeutet die Gesamtverwertung des Erdgases, NGL ist nur die Verwertung von Äthan, Propan, Butan und Benzin. Das macht bei dem Begleitgas nur 4 bis 5 % aus, und das restliche Gas, nämlich Methan, wird vorläufig in die Lagerstätte wieder zurückgedrückt, also konserviert. Es bleibt gewinnbar. Den LNG-Sprung trauen wir uns eben noch nicht zu. Der Iran ist von seinen Projekten wieder völlig abgekommen.

(*Bauer:* Wir bauen jetzt eine Leitung nach Deutschland und Frankreich, vom Iran über Rußland und die Tschechoslowakei.)

---

[13] NGL = Natural Gas Liquids.

[14] LNG = Liquified Natural Gas.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Aber das ist die konservative Transportmethode, die Pipelines, nicht die Verflüssigung.

Nochmals zurück zur OPEC! Meines Erachtens ist das Preiskartell der OPEC zumindest andeutungsweise auch ein Quotenkartell — Herr Welbergen wird dem wohl nicht zustimmen —, nicht etwa weil die Produzentenländer untereinander verabreden, welche Quoten sie am Weltmarkt anbieten wollen, sondern weil die Zahl der tatsächlich zählenden Abnehmer limitiert ist. Als Beispiel können wir Saudi-Arabien nehmen. In dessen Ölpolitik ist ein ganz entscheidender Beschluß gefaßt worden: praktisch 100 % der jeweilig geförderten Menge über das System der ehemaligen ARAMCO-Partner Esso, Mobil, Texaco und Chevron abzusetzen. Diese haben nicht nur das Recht auf Abnahme dieser Mengen, sondern auch die Pflicht und zwar zu einem bestimmten Preis. Wenn sie ihrer Verpflichtung nicht nachkommen können, wie wir das heute mit den ehemaligen Mitgliedern des internationalen Konsortiums im Iran erleben, dann wird verhandelt. Nimmt Saudi-Arabien die Förderung nicht zurück, geht das zu Lasten eines anderen Förderlandes.

Auf diese Art und Weise wird ein gewisses ausgewogenes System erhalten, wie sich auch immer Angebot und Nachfrage entwickeln. Es ist eben keine Liberalisierung eingetreten. Wir hatten doch wohl alle erwartet, daß die Förderländer zur Vermarktung ihres Rohöls, wie Sie es angedeutet hatten, neue Kanäle aufnehmen würden. Aber das ist tatsächlich nicht eingetreten.

Welbergen: Ich bin mit Ihnen nicht grundsätzlich uneinig, doch möchte ich das, was Sie beschrieben haben, nicht unbedingt ein Quotenkartell nennen. Die Anbieter sind etwas zurückhaltend, aber über Zahlungsziele wird preislich auch heute eine ganze Menge gemacht. Der Irak bewegt sich immer gegen die Rohölpreisabsprachen, und zwar deshalb, weil der Irak seine eigene Politik betreiben will. Wenn er nicht genügend verkaufen kann, geht er mit dem Preis hemmungslos herunter. Algerien geht mit dem Preis hemmungslos herauf. Deshalb glaube ich in der Tat, daß man nicht von einem Quotenkartell sprechen kann.

Pohmer: Wenn ich das recht sehe, ist das doch ein bilateraler Monopolmarkt in Saudi-Arabien!

Burchard: Wenn es keine Abnahmeverpflichtung gäbe, dann könnte man vielleicht in der Richtung denken. Aber es gibt ja diese Abnahmeverpflichtung. Über die kann man hinterher wieder handeln!

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Röper: Es zeigt sich, daß der Markt etwas mehr aufgespalten ist, daß gewisse Reservate da sind. Das kann zum Teil technisch bedingt sein, weil die Raffinerien auf bestimmte Öle eingestellt sind und andere gar nicht verwerten können.

Hoppmann: Wir sind von der Hypothese ausgegangen, daß die OPEC-Länder so etwas wie ein Kartell bilden. Für uns als Ökonomen bedeutet Kartell gemeinschaftliches Handeln im Hinblick auf einen überhöhten Preis. Wenn der Preis im Verhältnis zu den Marktkräften überhöht ist, dann muß die Menge irgendwie reguliert werden. Wenn aber Herr Welbergen sagt, es gibt keinen überhöhten Preis, wir haben überall Wettbewerb, dann haben wir die Frage nach den Mengenregulierungen nicht mehr zu stellen. Ist der Preis entgegen der Meinung von Herrn Welbergen dennoch durch konspirative Praktiken der OPEC-Länder überhöht, muß es eben doch eine Mengenregulierung geben. Und es ergibt sich die Frage, wie sie erfolgt.

Nach dem, was Herr Schubert gesagt hat, gibt es Abnahmeverpflichtungen; zum Beispiel müssen von ehemaligen ARAMCO-Partnern 100 % des saudi-arabischen Öls zu einem bestimmten Preis abgenommen werden. Wenn die ARAMCO-Partner diese Mengen zu diesem Preis nicht absetzen können, stellt sich die Frage der Mengenregulierung. Dann marschieren die ARAMCO-Partner zum Fürsten und sagen: „Wir können nicht absetzen." Produziert der dann etwas weniger? So einfach scheint das doch wohl nicht zu sein. Hier kommen wir an den Punkt, zu dem wir von Herrn Welbergen noch einiges hören werden. Es gibt ja die verschiedenen Qualitäten des Öls, nach Schwere, nach Schwefelgehalt und anderen Qualitätsmerkmalen; es handelt sich also nicht um ein homogenes Produkt, sondern um qualitativ unterschiedliche Produkte. Wieviel am Weltmarkt letzten Endes an der Tankstelle oder als Naphta abzusetzen ist, hängt davon ab, welche Preise die Mineralölgesellschaften auf der letzten Stufe nehmen, so daß die Mengenregulierung indirekt dadurch erfolgen kann, daß ganz am Ende eine entsprechende Preispolitik getrieben wird. Dabei entsteht das Problem, daß verschiedenartige Produkte in verschiedenen Ländern eingekauft werden, man hat Regierungsöl, Rückkaufsöl, Konzessionsöl und ganz verschiedene Qualitäten, und die verschiedenen Konzerne haben auch verschiedenartige Raffineriekapazitäten, die in gewissem Grade umstellbar sind. Die Konzerne können also auch changieren; es ergibt sich ein gewisser Spielraum in der Variation, je nachdem, welches Öl eingekauft und welche Produkte am Weltmarkt gerade gebraucht werden. Wenn der Wettbewerb vom Einkauf des Rohöls bis zur letzten Stufe funktioniert, dann kann natürlich auf der letzten Stufe keine Mengenregulierung erfolgen. Wenn aber die Mengenregulierung so erfolgt, wie hier

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

vorhin gesagt wurde, dann muß sich irgendwo im Bereich der Mineralölkonzerne letztlich eine Art Verhaltensweise eingespielt haben, die dem widerspricht, was wir unter Wettbewerb verstehen. Wenn ich recht sehe, war das auch der Punkt, der damals das Bundeskartellamt bewogen hat, dieser Sache nachzugehen. Deshalb können wir bei der Analyse dieser Frage nicht einfach oben beim Rohöl stehenbleiben, sondern wir müssen uns fragen, was denn weiter unten geschieht. Sonst werden wir nie feststellen, ob Mengenregulierungen erfolgen. Denn es gibt die verschiedenen Qualitäten, und es liegt ja in der Hand der Konzerne, was verarbeitet wird und in welcher Weise die Ausnutzung erfolgt. Diese richten sich, wie Herr Welbergen sagte, nach den „Marktkräften". Aber auch ein Kartell richtet sich nach den Marktkräften, und wenn dieses Ausrichten nicht im Wettbewerb erfolgt, dann haben wir das Problem eben doch noch zu untersuchen.

Pohmer: Wenn ich Sie recht verstanden habe, Herr Hoppmann, steht das unter der Hypothese, daß das Kartell der OPEC-Länder funktioniert. Deshalb muß ich noch einmal auf den OPEC-Preis zurückkommen, weil mir das eine zentrale Frage zu sein scheint: Inwieweit ist das überhaupt ein Kartellpreis? Wir haben gehört, daß unter dem Tisch noch eine ganze Menge verhandelt wird. Ist das so stark von Ihrem Rechnungswesen abhängig oder ist das eine Frage des Preises, die mit der Rohölbeschaffungspolitik und mit dem Rohölmarkt zusammenhängt?

Hoppmann: Das hängt nicht davon ab, ob das Kartell funktioniert, sondern umgekehrt. Wenn in der Verarbeitungs- und Verkaufsstufe gewisse Dinge eingefahren sind, dann schlägt das auf den Rohölbeschaffungsmarkt zurück, und dann funktioniert das OPEC-Kartell. Für diese Hypothese spricht auch, was gesagt wurde, daß diese Länder nun mehr von den Konzernen abhängig geworden sind, denn diese Konzerne haben ja die Verarbeitungskapazitäten und sie haben den Markt in der Hand. Die Frage, welche Öle aufgenommen werden und wie sie raffiniert werden, haben die Mineralölkonzerne ein bißchen in der Hand, wie wir hier gehört haben, so daß die Mengenregulierung praktisch nicht mehr bei den OPEC-Ländern erfolgt, sondern letztlich durch die Weiterverarbeiter und eventuell auch durch die Verbraucher. Deshalb scheint mir das Problem nicht so sehr bei den OPEC-Ländern zu liegen, sondern beim Wettbewerb im Bereich der Mineralölkonzerne. Wir haben ja jetzt nur noch Esso und Shell — so wurde hier gesagt.

(Heiterkeit)

Bauer: Die Probleme am Rohölmarkt sind andere als die am Produktenmarkt. Am Rohölmarkt herrschen Willkürpreise, die Mengen werden

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

durch Absprachen innerhalb der OPEC ausgeglichen. Man hat beispielsweise dem Irak zugestanden, seine Produktion zu erhöhen, weil er dringend danach gefordert hatte.

Dem Bedarf am Produktenmarkt passen wir unsere Raffinerieproduktion an. Die Raffinerie wird von einem Computerprogramm gesteuert, damit die richtige Ausnutzung der Anlagen, z. B. der Konversionsanlagen auf Jahre hinaus gesichert ist. Der Computer bestimmt, *welches* Rohöl eingesetzt werden muß, d. h. wie der flexible Teil unseres Rohölmarktes (20 - 30 %) ausgefüllt wird.

Nun zum Rohölpreis: 1973 lag er bei 2,66 US-Dollar je barrel. Im Oktober 1973 stieg er plötzlich auf das Vier- bis Fünffache. Yamani erklärte damals, das Erdöl werde in einigen Jahren zu Ende gehen, und die OPEC-Staaten täten der Welt den größten Dienst, wenn sie es so teuer machten, daß es endlich durch andere Produkte ersetzt wird. Das läßt erkennen, daß der Preis willkürlich aus einer Machtposition heraus gesetzt wurde. Wir müssen zahlen, weil wir keine Ersatzprodukte haben.

Schließlich ist am Markt das eingetreten, was bereits angedeutet wurde: Wir verkaufen tatsächlich einzelne Produkte unter dem Rohöleinkaufspreis, versuchen aber, diese Verluste in der Palette auszugleichen.

Welbergen: Sicherlich handelt es sich um einen willkürlichen Preis. Es besteht aber auf diesem hohen Niveau ein gewisser Wettbewerb zwischen den verschiedenen Anbietern. Die Preise liegen nicht um einen US-Dollar oder mehr auseinander, sondern um etwa 25 Cents. Dies ist aber immerhin schon eine Marge, die für uns über Gewinn oder Verlust entscheidet.

Sie fragen mit Recht: Wo wird die Menge kontrolliert? Die Menge wird beim Verbraucher kontrolliert. Wenn ein warmer Winter ist, wird wenig geheizt und die Menge reicht aus. Wir müssen aber langfristig disponieren. Sie müssen daran denken, was wir heute verarbeiten, mußten wir schon vor sechs Monaten disponieren. Es muß gefördert werden, es muß in die Programme der Regierungen hineingehen, die Tanker müssen bereitgestellt werden. Es geht in das logistische System, das in den Computern verarbeitet wird. Aber wir können nicht unbedingt das Wetter voraussagen. Dies kann uns zur Korrektur der Computerprogramme zwingen. Ein sehr großer Teil der Lagerbestände eignet sich für diese Korrektur. Allerdings verlieren wir dadurch eine gewisse Freiheit in unserer Rohöldisposition. Auch wenn Saudi-Arabien nur um 5 % erhöht hat und andere Staaten um 10 %, so können wir langfristige Abnahmeverträge nicht von einem Tag auf den anderen

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

aufkündigen. Hier kommen dann auch politische Elemente herein. Man muß dann versuchen, die kurzfristigen mit den langfristigen Interessen auf einen Nenner zu bringen. Als multinationale Gesellschaften haben wir hierbei gewisse Vorteile gegenüber nationalen Gesellschaften, weil wir die Mengenseite etwas ausbalancieren können, denn die Konjunkturentwicklung, auch die Wetterentwicklung in den verschiedenen Ländern — denken Sie an Amerika in diesem Winter — ermöglicht zu einem gewissen Grade diese Ausbalancierung. Das ist einer unserer Vorteile, ein Vorteil, den ich absolut für uns in Anspruch nehme.

Andererseits bekommen wir Auflagen, wenn wir in Ländern in Exploration eingehen, die uns vorschreiben, wie viele Bohrungen wir abzuteufen haben. Dabei gehen wir zum Beispiel im iranischen offshore, wo wir in 200 m Wassertiefe vordringen, ein absolutes Abenteuer ein. Trotzdem haben wir Auflagen, wie viele Bohrungen wir dort zu machen haben. Wir sind wahrscheinlich mit diesen Entwicklungen 20 Jahre voraus. Es ist dann wohl legitim, die langfristigen Interessen zu wahren. Dies ist Wettbewerb in der Sicherung der langfristigen Versorgung.

Barnikel: Um J. M. Blair die Ehre angedeihen zu lassen, die ihm gebührt, würde ich sagen, als Beweismaterial reicht seine Schrift sicher nicht aus, weder vor dem Kammergericht, noch vor dem Bundesgerichtshof. Aber um einen hinreichenden Verdacht zu begründen, könnte man schon ein Verfahren mit diesem Material eröffnen. Ob der Ausgang solcher Verfahren anders wäre als die vielen Hearings, die mit den Gesellschaften in Amerika veranstaltet worden sind, bezweifle ich auch. So ehrlich kann auch ein Kartellbeamter sein.

(*Welbergen:* Wir können auch so ehrlich sein!)

Sowohl bei der Lektüre wie auch bei der ersten Diskussion überlege ich mir als Ökonom, ob unser Instrumentarium und unsere Faktenkenntnisse ausreichen. Um das zu erklären, was sich auf dem Weltmarkt vollzieht, reichen beide nicht. Da gehört sehr viel empirische Forschung dazu. Hier gibt es Grenzen bei der Bestandsaufnahme des Materials. Man muß auch sagen, allzu transparenzfreundlich waren in der Vergangenheit die Unternehmen nicht. Ich komme auf den Punkt später noch einmal zurück.

Ich will Blair ausbalancieren, indem ich auf eine andere Veröffentlichung aufmerksam mache, und zwar von Jacoby[15]. Er untersucht in seinem 1974 erschienenen Buch, ob Wettbewerb im Weltmarktmaßstab

[15] *N. H. Jacoby,* Multinational Oil, a study in industrial dynamics, New York und London 1974.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

effizient genug ist. Er ist der Ansicht: competition is workable. Hier meine ich, daß die Fragestellung nach der workability of competition für den Weltmarkt nicht viel bringen kann; ganz abgesehen davon, daß auch Jacobys Instrumente, mit welchen er die Wettbewerbswirksamkeit zeigen will, nicht ausreichen. Aber das ist ein allgemeines Problem für uns Ökonomen. Ich weiß nicht, ob wir genügend Instrumente parat haben, um eine solche Aufgabe zu lösen, sei es als Gutachter oder auch in einer anderen Funktion. Etwas realistischer gesagt: Es fehlen die Formeln und der Computer, mit deren Hilfe wir der interessierten Öffentlichkeit sagen können, hier sei alles in Ordnung, hier passiere nichts von den vielen Dingen, die man befürchtet. Oder aber, wenn nicht alles in Ordnung ist, daß man schneller und präziser sagen kann, was anders sein soll.

Man muß gerade bei Diskussionen über Öl in die Zeit vor 1945 zurückgehen. Das bedeutet nicht, daß wir einfach exhumieren wollen. Die Sünden des alten Rockefeller kommen ja in der politischen Diskussion immer wieder auf den Tisch. Hier gibt es in der Öffentlichkeit Vorurteile, und deswegen sind die Überlegungen, ob Wettbewerb im internationalen Maßstab funktioniert, einfach nicht von einer soliden Sachaufklärung zu trennen. Die Zeit vor 1945 hängt diesem Wirtschaftszweig noch an: die Jahre, als Kartellierung erlaubt war, die verschiedenen Basisfrachten, die verschiedenen Preisbildungssysteme von damals, das alte Musterbeispiel des Achnacarry-Agreements, das als Ganzes weltweit wohl nie funktioniert hat, aber doch für Teilverträge immer wieder als Muster gedient hat. Natürlich muß man auch dazu sagen, die alten Kartelle, auch die alten Vereinbarungen im Weltmaßstab, funktionierten nur unvollkommen. Das gehört mit zur ehrlichen Bestandsaufnahme. Was man heute über den Wettbewerb im internationalen Bereich weiß, ist nicht sehr viel, wenn man, wie wir Ökonomen das machten, quantifiziert, um die Angebots- und Nachfragestrukturen zu untersuchen. Aber man muß sehen, daß in der Nachkriegszeit die Zahl der Konkurrenten für die sieben größten Unternehmen beträchtlich zugenommen hat, zum Teil natürlich mit staatlicher Unterstützung. Die Konzentration im Weltmaßstab hat sich in allen Bereichen verringert, vor allem bei den Reserven und in der Rohölproduktion. Das gilt aber auch für die Raffineriekapazitäten, für die Tanker-Tonnage sowie für die Pipelines.

Ein Zweites kommt hinzu: Die Relationen der Marktanteile der „Sieben Schwestern" untereinander haben sich auch kräftig geändert. Aus diesen Beobachtungen und aus den unterschiedlichen Gewinnsituationen der größten Unternehmen folgert Jacoby, daß der Wettbewerb im Weltmaßstab genügend wirksam sei. Setzt man allerdings die Ursachen für diese Veränderungen, die aus dem politischen Bereich kommen, da-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gegen, dann müßte man wieder sehr kritisch gegenüber der Aussage sein, der Wettbewerb im Weltmaßstab sei genügend effizient.

Das Interesse des Ostblocks — das ist schon in der Diskussion erörtert worden — an Öllieferungen ist wegen der Preisentwicklung sehr viel stärker geworden. Aber die Hintergründe sind natürlich politischer Art.

Die Diversifizierung der größten Unternehmen hat kräftig zugenommen. Dabei geht die Diversifizierung der Unternehmen in verschiedene Bereiche und hat ganz verschiedene Schwerpunkte. Von da aus würde man wohl sagen können, der Verdacht, daß ein internationales Ölkartell der alten internationalen Unternehmen weltweit noch funktionieren könnte, findet wohl wenig Grundlage. Die Interessen der Unternehmen dürften dafür zu heterogen geworden sein. Das aber steht dem Verdacht nicht entgegen, daß regional immer wieder einmal wettbewerbsbeschränkende Verträge gemacht werden, zumal ja solche nicht in allen Teilen der Welt verboten sind. Das muß man fairerweise auch sagen.

Kantzenbach: Bestehen bei den Mineralölfirmen oder bei den Mineralölwirtschaftsverbänden Vorstellungen über die langfristige Preiselastizität der Nachfrage? Es wird in allen Prognosen immer von einer Versorgungslücke gesprochen. Eine Versorgungslücke ist eine Differenz zwischen Angebot und Nachfrage und ist damit ein Indiz für ein Nichtfunktionieren des Preissystems. Ein funktionierender Markt führt zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei irgendwelchen Preisen. Weil hier von einer Versorgungslücke die Rede ist, wird also unterstellt, daß der Preismechanismus nicht zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage führt. Das scheint mir kurzfristig eine durchaus sinnvolle Hypothese zu sein, weil kurzfristig die Angebots- und Nachfrageelastizitäten gering sind. Die geringen Angebots- und Nachfrageelastizitäten führen dazu, daß man ohne große Mengenrestriktion zu Preisabsprachen auf dem Rohölmarkt kommen kann. Wenn die Elastizitäten aber sehr viel größer wären, dann wäre auch die Notwendigkeit der Mengenregulierung größer, als sie ist. Werden aber nicht auch langfristig geringe Preiselastizitäten unterstellt?

Wir haben gehört, daß beim Steigen des Preises andere Lagerstätten ausgebeutet werden können, Ölschiefer, Ölsande in die Produktion einbezogen werden können usw. Gibt es aber auch Vorstellungen über die Nachfrageelastizität, also über die Einschränkung des Ölverbrauchs bei fühlbarer Preissteigerung?

Hamm: Herr Burchard hat indirekt über die Strategie der OPEC-Länder gesprochen, die Einnahmen für die gesamte Zeit der Ausbeutung der Rohölreserven zu maximieren, als er die Banker-Länder

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

erwähnte, die offensichtlich bestrebt sind, ihre Einnahmen im Zeitablauf so zu planen, daß sie daraus einen maximalen Gewinn ziehen. Es ist anzunehmen, daß sich die Banker-Länder überlegen, welchen Nutzen das Öl in der Erde bringt bzw. welchen Nutzen Verkäufe bringen, die sie heute tätigen. Daran muß sich die weitere Überlegung anschließen, welche Erträge durch den Einsatz dieses Kapitals an irgendeiner Stelle der Weltwirtschaft erzielt werden können. Das sind Opportunitätskostenerwägungen. Gibt es nicht diese Überlegungen beispielsweise auch in Saudi-Arabien, wenn auch in anderer Weise? Im Iran spielen sicherlich recht kurzfristige Etatüberlegungen eine Rolle, wenn es um die Fördermenge und die Preispolitik geht. Aber dieser Aspekt der langfristigen Einnahmenmaximierung scheint zunehmende Bedeutung zu gewinnen.

Ahrens: Ich hatte zu Anfang der Diskussion den Eindruck, daß man bereit ist, mit der OPEC — aus juristischen Perspektiven — nicht so streng umzugehen. Es fielen die Begriffe Allianz und Quotenkartell. Aber ein Kartell ist doch eine Vereinbarung zur Beschränkung des Wettbewerbs. Ob sie alle Parameter oder nur einen wesentlichen — in diesem Fall den Preis — einbezieht, ist aus juristischer Perspektive nicht so relevant.

Sicherlich kann man darüber streiten, welche externen Einflüsse die Angebotsseite mengenmäßig betreffen. Ich glaube nicht, wie Herr Hoppmann gesagt hat, daß die downstream investierenden Unternehmen diesen Einfluß ausüben, sondern die Verbraucher auf den Endproduktmärkten — da befinde ich mich in Übereinstimmung mit der Monopolkommission.

An Herrn Barnikels Äußerungen hat mich gefreut, daß Sie doch auch auf dem internationalen Ölmarkt gewisse Indizien für vorhandenen Wettbewerb nicht verneinen wollen. Zum anderen haben Sie mit Recht den Vorwurf erhoben, daß unsere Politik viele Jahre nicht transparent genug gewesen ist. Aber ich hoffe, daß wir Ihnen in Zukunft etwas mehr entgegenkommen.

Barnikel: Wir müssen zwei Kartellbegriffe unterscheiden: den in der ökonomischen Theorie und den im Gesetz. Der gesetzliche Begriff, nach dem es nur Kartelle von Unternehmen gibt, ist sehr formal. Aber wenn Staaten Absprachen treffen, dürfen sie es; Unternehmen dürfen es gesetzlich nicht. Ich denke besonders an Japan: wenn die Regierung die Unternehmen anweist, nicht so viel nach Europa zu liefern, dann wird die Menge reduziert. Wenn Unternehmen das gleiche durch eine Vereinbarung bezwecken, nennt man das „Kartell".

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Ahrens: Wir kommen damit in die Problematik „Staat als Unternehmer", die heute in der BR Deutschland eine große Rolle spielt.

Lenel: Es wurde gesagt, der Rohölpreis, wie ihn die OPEC festsetzt, sei willkürlich. Das stimmt. J. M. Blair hat festgestellt, daß man einen Staatsanteil von 7 US-Dollar je barrel erreichen wollte und dann ausgerechnet hat, wie hoch der Förderzins bei den gegebenen Förderkosten sein muß. Von der Differenz zwischen diesen beiden Größen erhalten die Ölländer nach meiner Erinnerung 51 %, sie wollten also 7 US-Dollar Gewinnanteil.

Burchard: Dieser Preis ist inzwischen längst Historie. Beim Government Oil ist der Preis inzwischen auf über 11 US-Dollar angestiegen, wobei die Produktionskosten hier schon abgezogen sind.

Lenel: Nun zu dem immer wieder angeschnittenen Thema „Einflußnahme auf die Menge". Wäre die Nachfrage nach Mineralölprodukten völlig unelastisch, dann wäre eine Mengenpolitik sinnlos. Nach den Feststellungen von J. M. Blair ist die Preiselastizität der Nachfrage relativ gering, aber nicht gleich Null. Seine These lautet: Es findet eine Einflußnahme auf die Menge statt, aber nicht nach dem Verfahren des Quotenkartells, sondern durch eine Kombination von Parametern.

Röper: Im Banker[16] finden sich Angaben über die Preiselastizität der Nachfrage nach Öl. Selbst wenn wir Preis- und Nachfragesteigerungen bei Öl mit dem Instrumentarium der Preis- und Einkommenselastizität zu erklären versuchen, ist doch der Begriff „Willkür" der richtige Ausdruck für das Preisniveau. Alles andere ist nachherige Begründung. Friedrich der Große sagte: Ich mache Krieg, und ich will es den Historikern überlassen, eine Entschuldigung zu finden.

Burchard: Kurzfristig ist die Preiselastizität sehr gering, was sich z. B. beim starken Anstieg des Benzinpreises zeigte. Auch bei leichtem Heizöl dürfte die Preiselastizität relativ gering sein. Aber ich möchte doch unterscheiden zwischen der Elastizität bei freien Märkten wie den Mineralölproduktenmärkten und der bei Märkten, auf denen administrative Preise herrschen, wie z. B. die Strompreise. Ich könnte mir vorstellen, daß ein drastisch heraufgesetzter Strompreis zur Reduzierung der Stromnachfrage führen würde. In beiden Fällen, sowohl bei den freien wie bei den administrativen Preisen, müssen wir nicht nur die ökonomischen, sondern auch die politischen Faktoren einbeziehen.

[16] o. V., The oil price: back to fundamentals, in: The Banker, Bd. 127 (1977), S. 119 - 125. Erläutert wird die Preiselastizität der Nachfrage nach Öl, die verzögerte Anpassung an die erhöhten Preise sowie die wichtigsten die Nachfrage beeinflussenden Faktoren.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Ich kann mir nicht vorstellen, daß die Bundesregierung einen Energiepreis, der über ein bestimmtes Maß hinausgeht, einfach hinnehmen würde. Die Frage der Preiselastizität der Nachfrage bleibt damit also mehr oder weniger im Theoretischen stecken.

Kantzenbach: Das hängt von der Legitimation ab. Wenn die Bundesregierung durch Steuern oder andere wirtschaftspolitische Maßnahmen den Preis so erhöht hat, ist er wohl nicht durchsetzbar, wenn dagegen die OPEC das macht, dann ist er durchsetzbar. Wenn es zur Verknappung kommt, müßten doch Vorstellungen über die Preiselastizität der Nachfrage oder wenigstens Hypothesen darüber bestehen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

3.1 Johannes C. Welbergen: Besonderheiten der Tochtergesellschaften multinationaler Unternehmen

Es ist üblich, zum Beginn eines Vortrages einige definitorische Überlegungen anzustellen, um darzulegen, worüber man sprechen wird. Ich glaube, ich kann es mir jedoch ersparen, den vielen Versuchen zur Definition des Begriffes „Multinationales Unternehmen" hier eine neue Variante hinzuzufügen. Sie wäre mit Sicherheit auch nicht besser, als das, was die Literatur hierzu heute schon anzubieten hat. Die Schwierigkeiten bei der Definition ergeben sich daraus, daß man einen gemeinsamen Nenner für höchst unterschiedliche Tatbestände finden muß. Denn multinationale Unternehmen zeichnen sich eigentlich dadurch aus, daß sie mehr Unterschiede als Gemeinsamkeiten haben — auch in der Mineralölindustrie. Jedes Unternehmen hat seine individuellen Eigenheiten, seine eigene Geschichte, seine eigenen Aktivitäten, Aktionäre, Mitarbeiter, Produkte, Märkte usw. Der Versuch, trotz dieser individuellen Gegebenheiten einen gemeinsamen Nenner zu finden, muß zwangsläufig in jenen weitläufigen Klischeevorstellungen enden, die aus der Diskussion über die Rolle der multinationalen Unternehmen bekannt sind. Jedes multinationale Unternehmen muß daher individuell gesehen werden. Gemeinsam ist ihnen letztlich nur der Tatbestand der Auslandsinvestitionen, d. h. eine Muttergesellschaft hat in mindestens einem anderen Land eine Tochter- oder Beteiligungsgesellschaft gegründet oder übernommen, um dort zu produzieren oder Dienstleistungen zu erbringen.

Die Unterschiedlichkeit der einzelnen Unternehmen zwingt mich zu der Feststellung, daß ich nicht für die multinationalen Mineralölunternehmen schlechthin sprechen kann. Um nicht allzusehr im allgemeinen zu bleiben und um den Dingen eine gewisse Relevanz zu geben, werde ich daher vornehmlich auf Erkenntnisse und Erfahrungen aus der Royal Dutch/Shell-Gruppe zurückgreifen. Was für die Deutsche Shell AG und die Shell-Gruppe gilt, braucht jedoch nicht notwendigerweise auch für andere Unternehmen zuzutreffen.

Da über Besonderheiten gesprochen werden soll, möchte ich vorweg gleich eine ansprechen, die deutlich macht, daß das Thema neben rein wirtschaftlichen auch andere Aspekte beinhaltet. Ich meine die Tatsache, daß die Tochtergesellschaften multinationaler Unternehmen in

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

der Bundesrepublik eine andere Wertschätzung erfahren als nationale Unternehmen. Eine Studie des Jugendwerkes der Deutschen Shell, die die Einstellung der jungen Generation zu multinationalen Unternehmen untersucht hat, hat das zweifelsfrei ergeben. Nicht, daß die Einstellung den multinationalen Unternehmen gegenüber grundsätzlich negativer ist. Man schreibt den Töchtern der multinationalen Mineralölunternehmen durchaus auch positive Aspekte zu. So heben die Befragten beispielsweise hervor, daß die Arbeitsplätze vielseitiger wären, die Löhne und Gehälter höher seien und insgesamt der Beitrag zu einem höheren Lebensstandard größer sei.

Jedoch gibt es auch ausgesprochen negative Aspekte in der Beurteilung. Die Mehrheit traut den multinationalen Unternehmen wesentlich mehr politischen Einfluß zu — also die Frage der Macht. Weitere schwere Vorwürfe lassen sich mit den Begriffen „Gewinnverschiebung" und „Steuerhinterziehung" umreißen.

Ich erwähne diese verschiedenen Beispiele, weil ich der Meinung bin, daß man beim Thema „Besonderheiten der Tochtergesellschaften multinationaler Unternehmen" fein säuberlich zwei Arten voneinander trennen muß: die tatsächlichen Besonderheiten und die vermuteten bzw. behaupteten.

Eine tatsächliche Besonderheit ist beispielsweise die unterschiedliche steuerliche Behandlung multinationaler Unternehmen im Vergleich zu ihren inländischen Wettbewerbern nach der Körperschaftsteuerreform vom Beginn des Jahres.

Zu den vermuteten Besonderheiten zähle ich hingegen die Behauptung, daß multinationale Mineralölunternehmen Gewinne dort anfallen lassen, wo sie es wünschen, Währungen manipulieren und politische Macht ausüben.

Tatsächliche und behauptete Besonderheiten haben jedoch eines gemeinsam: Sie entspringen letzten Endes den unterschiedlichen Rahmenbedingungen, unter denen multinationale Unternehmen in den einzelnen Ländern arbeiten. Gäbe es diese unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht — also keine Zölle, stattdessen einheitliche Währungen, einheitliches Steuerrecht, ungehinderten Kapitalverkehr, ungehinderten Austausch von Gütern und Diensten, einheitliches Gesellschaftsrecht —, wäre das Thema „Besonderheiten der Tochtergesellschaften multinationaler Unternehmen" vollkommen uninteressant. Es würde das Thema wahrscheinlich gar nicht geben, da Entscheidungen in multinationalen Unternehmen sich grundsätzlich nicht von denen nationaler Unternehmen unterscheiden würden. Es würden praktisch Binnenmarktgegebenheiten herrschen, in denen das Verhältnis nationale Tochtergesellschaft

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

zu multinationaler Muttergesellschaft im Grunde genommen dasselbe wäre wie zwischen nationaler Tochter und nationaler Mutter.

Solange es keine einheitlichen Rahmenbedingungen gibt und auf dem Weg zu einer stärkeren internationalen Harmonisierung mehr Rück- als Fortschritte gemacht werden, wird die Diskussion über das Für und Wider multinationaler Unternehmen auf der Tagesordnung bleiben. Es ist an den Politikern, dies zu ändern, denn die Harmonisierung der Rahmenbedingungen — z. B. im Bereich des Umweltschutzes — oder der Steuergesetzgebungen ist eine politische Aufgabe und keine der Wirtschaft.

Ich glaube, Sie stimmen mir zu, daß es bei dem Thema nicht darum gehen kann, hier nun alle Besonderheiten aufzulisten. Mir kommt es vielmehr darauf an, ausführlich zu den zentralen Fragen Stellung zu nehmen, die auch gegenwärtig im Mittelpunkt der Diskussion stehen. Es sind dies folgende Themenbereiche, die ich anhand der Situation bei der Deutschen Shell bzw. der Royal Dutch/Shell-Gruppe erläutern möchte:

1. Wie ist die Entscheidungsfindung bei der Shell-Gruppe im Hinblick auf Investitionsplanung und -steuerung? Nach welchen Kriterien wird entschieden? Wer entscheidet über Investitionen?
2. Wie sind die finanziellen Beziehungen zwischen der Deutschen Shell AG und den Muttergesellschaften gestaltet?
3. Wie ist die steuerliche Situation gekennzeichnet? Was ist mit dem Vorwurf der Gewinnverschiebung?
4. Wie sieht die Beschaffungs- und Absatzpolitik aus?
5. Welches sind die Vorteile internationaler Zusammenarbeit im Konzern?

Es erscheint mir notwendig, zum Verständnis der Antworten auf diese Fragen kurz auf die Organisationsstruktur der Royal Dutch/Shell-Gruppe einzugehen.

Die N.V. Koninklijke Nederlandsche Petroleum Maatschappij (besser bekannt unter dem Namen Royal Dutch) und The „Shell" Transport and Trading Company sind heute Muttergesellschaften einer Gruppe von zwei Holdinggesellschaften, elf Dienstleistungsgesellschaften und über 200 Tochtergesellschaften in aller Welt. Von den 11 Dienstleistungsgesellschaften sind jeweils zwei im Öl-, Chemie- und Kernenergiesektor tätig, die übrigen fünf in den Bereichen Erdgas, Kohle, Metalle, Seetransport und Forschung. Das Geschäft wird grundsätzlich von selbständigen Betriebsgesellschaften (Operating Companies) in den jeweiligen Staaten wahrgenommen. Die Betriebsgesellschaften, zu denen

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

auch die Deutsche Shell AG zählt, können die Dienstleistungsgesellschaften der Gruppe in Anspruch nehmen, z. B. zur Beratung in den genannten Tätigkeitsbereichen oder z. B. auf den Gebieten der Finanzierung und des Personalwesens. Die Entscheidung darüber, ob Dienste und Tätigkeiten der Dienstleistungsgesellschaften in Anspruch genommen werden, liegt bei den nationalen Betriebsgesellschaften.

Dies gilt auch für die Deutsche Shell AG, deren Vorstand für die Geschäftsführung allein zuständig ist. Ein Beherrschungsvertrag mit unseren Anteilseignern besteht nicht.

Trotz dieser weitgehend dezentralen Gliederung gibt es eine übergeordnete einheitliche wirtschaftliche Zielsetzung und in grundlegenden Fragen eine gemeinsame Unternehmenspolitik der Shell-Gruppe. Eine zentrale Einzelsteuerung der nationalen Betriebsgesellschaften ist aber nach unserer Meinung weder betriebswirtschaftlich praktikabel noch im Hinblick auf die unterschiedlichen politischen und wirtschaftlichen nationalen Rahmenbedingungen sinnvoll. Sie wird deshalb auch nicht praktiziert. Ob dies eine Besonderheit ist, vermag ich nicht zu beurteilen. Ich erwähne dieses jedoch, da häufig behauptet wird, die nationalen Tochtergesellschaften seien Befehlsempfänger zentraler Entscheidungsgewalten.

Die Verantwortung des Vorstandes der Deutschen Shell AG gilt auch für die Steuerung der Investitionen. Für seine Entscheidungsfindung ist die Unternehmensplanung der Deutschen Shell AG ausschlaggebend, die, stark vereinfacht, folgendermaßen vorgeht:

Zunächst ist zu unterscheiden zwischen einer kurz- und mittelfristigen Planung, die vor allem für die Versorgung von Bedeutung ist, und einer langfristigen Planung für 5 bzw. 10 Jahre, die für die Investitionspolitik ausschlaggebend ist.

Aufgrund der bei den Dienstleistungsgesellschaften der Shell-Gruppe zur Verfügung stehenden weltweiten Informationen, zu denen auch wir beitragen, nehmen dort Planungsstäbe eine Auswertung für die Shell-Gruppe in der Weise vor, daß verschiedene mögliche Modelle der Zukunftsentwicklung (sogenannte Scenarios) erarbeitet werden. Den Betriebsgesellschaften und damit auch der Deutschen Shell AG werden diese Scenarios mit weltwirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Prognosedaten zur Verfügung gestellt.

In unserem Hause werden dann diese Daten mit den nationalen Prognosedaten (von BMWi, Instituten und Verbänden) zusammengeführt, um daraus Schätzungen über den Gesamtbedarf an Primärenergie sowie an Öl und Erdgas abzuleiten. Hieraus erarbeiten wir Alternativen für die möglichen Unternehmensstrategien unseres Unter-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

nehmens. Auf diesen Grundlagen fällt der Vorstand der Deutschen Shell AG Entscheidungen und setzt Ziele für die einzelnen Unternehmensteile.

Aus den Unternehmenszielen der Deutschen Shell AG werden dann Beurteilungen über vorhandene bzw. benötigte Kapazitäten gewonnen, um zu den weiteren Entscheidungen über erforderliche Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu kommen. Nach abschließender Analyse der Investitionsprojekte durch den Vorstand entscheidet dieser über ein jährliches Gesamt-Kapitalbudget und über die Ausgabenverteilung.

Kriterien für die Entscheidungsfindung für Investitionen sind dabei in erster Linie Wirtschaftlichkeitsmaßstäbe (Verzinsung des zu investierenden Kapitals, Beitrag zur Verbesserung des Unternehmensergebnisses), es sei denn, es handelt sich um unabweisbare Investitionen.

In der Regel sind größere Investitionsprojekte in der Mineralöl- und Erdgasindustrie mit einem hohen Risiko verbunden. Die Wirtschaftlichkeit ist häufig von externen Faktoren abhängig, die zum Beispiel von der Mineralölindustrie im ganzen und schon gar nicht von einer Gesellschaft allein beeinflußbar sind. Daher ist es verständlich, daß größere Investitionen nicht nur innerhalb der Deutschen Shell AG sorgfältig geprüft werden. Es werden auch die Kenntnisse und weltweiten Erfahrungen der Shell-Gruppe zu Rate gezogen. Die zuständigen Stellen dort betrachten jedes neue Projekt aus dem Blickpunkt der gesamten Shell-Gruppe, zum Beispiel im Hinblick auf die Finanzierungsmöglichkeiten, Bereitstellungsmöglichkeiten für Rohöl und/oder geplante Raffineriekapazitäten anderer Betriebsgesellschaften im gleichen Versorgungsgebiet. Die Gemeinschaftsraffinerie der Deutschen Shell AG und der Shell Francaise in Reichstett (bei Straßburg) ist ein typisches Ergebnis solcher Standortüberlegungen. Dies ist ein Vorteil internationaler Zusammenarbeit im Konzern und damit sicherlich eine Besonderheit im Sinne des Themas.

Wie sieht es nun im Hinblick auf die finanziellen Beziehungen innerhalb der Shell-Gruppe aus?

Kapital ist, wie jedermann weiß, knapp und wird sicherlich noch knapper werden angesichts der enormen Investitionserfordernisse zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung. Daher sieht sich auch die Shell-Gruppe ähnlichen Restriktionen wie andere vergleichbare Unternehmen ausgesetzt und muß in der Finanzplanung und in der Bereitstellung eigener Mittel Prioritäten setzen. So finden für die Deutsche Shell AG jedes Jahr Finanzierungsgespräche mit Vertretern des Finanzressorts der Shell-Dienstleistungsgesellschaften statt, in denen der lang- und mittelfristige Finanzierungsbedarf der Deutschen Shell

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

AG erörtert und über seine Deckung im Grundsatz eine Einigung herbeigeführt wird. Nach der Abstimmung des grundsätzlichen Finanzrahmens ist die Deutsche Shell AG ihrerseits wiederum in ihrem Finanzierungsentscheidungen selbständig. Sie richtet sich hierbei allein nach den Gegebenheiten ihres Bedarfs und des Geld- und Kapitalmarktes.

Die Deutsche Shell AG hat also in einem gewissen Umfang eine eigenständige Finanzkraft und kann deshalb ohne Schwierigkeiten bzw. besondere Garantien ihrer Anteilseigner Fremdmittel aufnehmen. Darüber hinaus waren unsere Aktionäre in der Vergangenheit bei großen Investitionen stets bereit, diese eigenständige Finanzkraft durch gezielte Kapitalerhöhungen zu erhalten.

Ich komme nun zu dem Kapitel, das in der Diskussion um multinationale Unternehmen einen sehr breiten Raum einnimmt und das ich daher auch hier ausführlich behandeln möchte. Ich meine die steuerliche Situation bei den multinationalen Unternehmen und die hiermit eng verflochtene Behauptung, die multinationalen Unternehmen würden durch eine freie Gestaltung der konzerninternen Verrechnungspreise Gewinne verschieben. Was ist dran an dieser Behauptung? Wie ist das bei der Shell-Gruppe?

Legitimerweise nimmt die Deutsche Shell AG — wie alle anderen inländischen Wettbewerber — die Möglichkeit zur Senkung ihrer Steuerlast in Anspruch, die die deutsche Rechtsordnung bietet. Ich denke hier zum Beispiel an Sonderabschreibungen auf Umweltschutzinvestitionen, die Bildung von Preissteigerungsrücklagen oder den Abzug von Aufwendungen für Seismik, Untersuchungs- und Fehlbohrungen bei in- und ausländischer Exploration. In gleicher Weise üben alle Shell-Gesellschaften die steuerlichen Rechte aus, die ihre nationalen Rechtsordnungen eröffnen. Hieraus ergibt sich mittelbar eine Reduzierung der Steuerlast der Shell-Gruppe. Aus der in anderen Staaten erzielbaren Senkung der steuerlichen Belastung erwachsen der Deutschen Shell AG aber keine Wettbewerbsvorteile gegenüber ihren inländischen Konkurrenten:

— zum einen finden alle Lieferungs- und Leistungsbeziehungen zwischen der Deutschen Shell AG und anderen Shell-Gesellschaften zu Marktbedingungen statt,

— zum anderen werden alle Geschäftsbeziehungen zwischen der Deutschen Shell AG und anderen Shell-Gesellschaften *direkt* abgewickelt, ohne daß Gesellschaften in Niedrigsteuerländern dazwischengeschaltet wären.

Und nun ein Wort zu den „Gewinnverschiebungen". Hier ist zunächst einmal festzuhalten, daß die Öffentlichkeit die Interessenlage deutscher

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Töchter internationaler Mineralölgesellschaften an Gewinnverschiebungen über die Grenze gänzlich fehleinschätzt. Gewinnverschiebungen wären wirtschaftlich unvernünftig, und zwar im wesentlichen aus folgenden drei Gründen:

— Die Steuerbelastungssätze unterscheiden sich in den Industrieländern nicht erheblich. Die Dienstleistungsgesellschaften der Shell-Gruppe haben ihren Sitz in den Niederlanden und in Großbritannien. Dort waren im Jahre 1976 die Steuerbelastungen 48 bzw. 52 % (KöSt), in der Bundesrepublik 45,5 % (KöSt/GewSt/KapESt 15 %). Belastungsunterschiede dieses geringen Umfangs, die sich zudem von Jahr zu Jahr ändern, geben keinen Anlaß, vom Prinzip kommerzieller Preisgestaltung abzugehen.

— Gewinne, die über überhöhte Verrechnungspreise ins Ausland verlagert würden, unterlägen in der Bundesrepublik einer weit höheren Steuerbelastung als offene Ausschüttungen. Nach dem bisherigen Körperschaftssteuerrecht hätte die Mehrbelastung ca. 50 % gegenüber einer Dividendenausschüttung betragen. Nach dem ab 1. 1. 1977 geltenden neuen Körperschaftssteuersystem würde sich für inländische Töchter ausländischer Gesellschaften die Mehrbelastung im Regelfall sogar auf rund 60 % belaufen.

— Überhöhte konzerninterne Verrechnungspreise würden schließlich zu einer Doppelbesteuerung desselben Gewinns innerhalb der Shell-Gruppe führen, weil die deutsche Finanzverwaltung den überhöhten Teil des Entgelts als Gewinn, die ausländischen Finanzverwaltungen aber bei den dortigen Shell-Gesellschaften den gleichen Betrag als Ertrag aus Lieferungen und Leistungen besteuern würden.

Die Liefer- und Leistungsbeziehungen zwischen der Deutschen Shell AG und anderen Shell-Gesellschaften werden deshalb ausschließlich zu Bedingungen durchgeführt, wie sie auch zwischen unabhängigen Dritten unter gleichen Verhältnissen vereinbart werden. Die Marktkonformität der von uns vereinbarten Bedingungen unterliegt dabei einer ständigen Überprüfung; denn die Angemessenheit der vereinbarten Preise und Entgelte wird von einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft und die Leistungsbeziehungen über die Grenze werden auch von der deutschen Finanzverwaltung eingehend überprüft. Diese verfügt über einen Stab von erfahrenen und gut geschulten Finanzbeamten, denen mit dem Außensteuergesetz ein Instrumentarium zur Verfügung steht, mit dem Gewinnverlagerungen jeglicher Art, auch über Verrechnungspreise, entgegengetreten werden kann. Dies hat zum Beispiel auch Herr Kartte, der jetzige Präsident des Bundeskartellamts, vor einiger Zeit zum Ausdruck gebracht.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Es ist für Sie sicher interessant, wenn ich in diesem Zusammenhang etwas näher auf die Grundsätze unserer Beschaffungspolitik eingehe. Auch hier werden ja Besonderheiten bei den Tochtergesellschaften der multinationalen Unternehmen vermutet.

Entgegen anderen Vorstellungen ist beispielsweise die Deutsche Shell grundsätzlich frei in der Beschaffung von Rohöl und Produkten. Allerdings besteht zwischen der Deutschen Shell AG und der Shell International Petroleum Company ein Basisvertrag (Rahmenvertrag), im Rahmen dessen die Deutsche Shell AG den weitaus überwiegenden Teil ihres Bedarfs an Rohöl und Produkten bezieht.

Aufgrund des Rahmenvertrages erfolgen zwischen der Shell International Petroleum Company einerseits und der Deutschen Shell AG andererseits von Zeit zu Zeit Vereinbarungen über von uns gewünschte Rohölmengen und -sorten bzw. Produkte für bestimmte Zeiträume. Mit diesen Mengenvereinbarungen ist eine feste Lieferverpflichtung des Verkäufers und eine feste Abnahmeverpflichtung des Käufers etabliert, die unter normalen Umständen nur im gegenseitigen Einvernehmen abgeändert bzw. aufgehoben werden kann. Die verbleibenden Mengen werden im Rahmen von kurz-, mittel- und langfristigen Verträgen von anderen Lieferanten der verschiedensten Art zugekauft. So bezogen wir beispielsweise im letzten Jahr rd. 40 % unserer Produktenzukäufe von gruppenfremden Lieferanten.

Ein besonderes Interesse gilt naturgemäß den Fragen der Preisfindung und hier insbesondere für die Mengen, die von Gruppengesellschaften bezogen werden.

Der Kauf von Rohöl von der Shell International Petroleum Company erfolgt nicht zu „konzerninternen" Verrechnungspreisen, sondern zu Marktpreisen. Entsprechende Preisvereinbarungen für die Rohölmengen werden zwischen der Shell International Petroleum Company und der Deutschen Shell AG jeweils bis auf weiteres getroffen, d. h. sowohl Verkäufer als auch Käufer haben jederzeit das Recht, eine Neuverhandlung über den Preis für die Zukunft zu verlangen. Preisänderungen sind also nur für die Zukunft möglich, es sei denn, Käufer bzw. Verkäufer haben den bisherigen Preis gekündigt, ohne daß sofort wegen Ungewißheit über preisbestimmende Faktoren ein neuer Preis endgültig vereinbart werden konnte.

Maßstab für den Preis ist, wie das Rohöl unter vergleichbaren Bedingungen zwischen Dritten am Markt gehandelt wird. Bei der Ermittlung des Marktpreises stützen wir uns auf Veröffentlichungen (insbesondere Petroleum Intelligence Weekly, Platt's Oilgram Price Service u. ä.) sowie auf Informationen durch Gespräche am Markt. Der offizielle

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

„Government Selling Price" stellt dabei eine wesentliche Indikation für den Marktpreis dar. Die Nichteinigung über einen neuen Preis beendet die Liefer- bzw. Abnahmeverpflichtung. Der Rahmenvertrag schließt also nicht aus, daß von Zeit zu Zeit auch Rohöl von anderen Lieferanten gekauft wird, wenn Shell International Petroleum Company nicht zu wettbewerbsfähigen Preisen liefern kann.

Auch für unsere Produktenbezüge von Gruppengesellschaften gilt, daß sich die Preise an den Marktpreisen für vergleichbare Bezüge orientieren, also nicht auf Basis konzerninterner Verrechnungspreise bezogen wird.

Lassen Sie mich zum Schluß noch etwas über die Vorteile internationaler Zusammenarbeit im Konzern sagen, denn dies gehört auch zum Thema „Besonderheiten der Tochtergesellschaften multinationaler Unternehmen". Ich möchte diese Vorteile an den Beispielen „Exploration", „Transport" und „Forschung" illustrieren.

Die Deutsche Shell bedient sich bei ihrer Exploration im Ausland der Kenntnisse der Dienstleistungsgesellschaften und ihrer auf dem neuesten Stand der Technik stehenden Ausrüstungen. Dies ist ein Vorteil, mit dessen Hilfe sich u. a. das Risiko von Fehlbohrungen reduziert. Ein weiterer Vorteil ist die bessere Ausnutzung von Bohrgeräten bei internationalem Einsatz. Damit lassen sich Kostenvorteile realisieren.

Die Möglichkeit, sich der Erfahrungen und der Ausrüstungen der Dienstleistungsgesellschaften bedienen zu können, war für uns ein gewichtiger Aspekt, als wir uns entschlossen, eigene Explorationen im Ausland vorzunehmen.

Ein weiteres Beispiel für internationale Zusammenarbeit ist der Einsatz der Tankerflotten. Die Shell International Marine Ltd. — eine der Dienstleistungsgesellschaften — setzt den größten Teil der Shell-Tankerflotte im Pool, d. h. zentral von London aus, ein. Dabei spielt es keine Rolle, ob es sich um Schiffe der Deutschen Shell oder einer anderen Betriebsgesellschaft oder um Fremdcharter handelt.

Der zentrale Einsatz der Schiffe bietet große wirtschaftliche Vorteile. Nur so ist im gesamten Versorgungssystem der Shell-Gruppe eine optimale Versorgung der einzelnen Verbraucherländer sowohl im Hinblick auf pünktliche als auch auf kostengünstige Versorgung sichergestellt. Durch die großen Rohölmengen, die Tag für Tag im Shell-System zu transportieren sind, kann die Shell-Gruppe die jeweils kostengünstigsten Tankergrößen einsetzen. Eine zentrale Disposition der Tanker ermöglicht ferner, die Transportleistung der einzelnen Schiffe gegenüber einem Einsatz auf rein nationaler Basis zu erhöhen. Die Möglichkeit, mehrere Häfen in verschiedenen Ländern auf einer Reise anzulaufen,

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

führt zu höheren Auslastungsgraden sowie zur Reduzierung von Ballastfahrten. Deshalb sind bei zentraler Disposition weniger Schiffe nötig, als wenn jede Betriebsgesellschaft nur mit eigenen Schiffen fahren würde. Der zentral gesteuerte Schiffseinsatz garantiert somit eine hohe zeitliche und mengenmäßige Ausgleichsflexibilität.

Einen weiteren Vorteil internationaler Zusammenarbeit sehen wir im Bereich der Forschung und Entwicklung. Es wäre wirtschaftlich wenig sinnvoll, wenn jede nationale Shell-Gesellschaft Forschung und Entwicklung isoliert betriebe. Die großen zentralen Forschungsstätten der Shell-Gruppe liegen in Holland, England und den USA. Sie beschäftigen sich vorwiegend mit langfristigen Forschungsprojekten. Daneben verfügen die großen Betriebsgesellschaften, wie die Deutsche Shell AG, über eigene Labors, die sich vornehmlich mit Qualitäts- und Anwendungsfragen sowie der Entwicklung von Spezialprodukten, die der nationale Markt fordert, befassen. Die Kosten der zentralen Forschungs- und Entwicklungsarbeit tragen je nach Inanspruchnahme die einzelnen nationalen Gesellschaften. Die Forschungsergebnisse stehen allen Shell-Gesellschaften zur Verfügung.

Ich habe diese Beispiele der internationalen Zusammenarbeit bewußt an den Schluß meiner Ausführungen gestellt. Die hieraus resultierenden Vorteile sprechen für sich und werden auch von Politikern erkannt. Dennoch legt nationale Eigensucht oftmals Hindernisse in den Weg, um diese Vorteile gemeinsam zu nutzen. Und dies in einer Zeit, in der nüchterne Überlegung dazu zwingt, Probleme künftig in verstärktem Maße auf internationaler Ebene zu lösen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

3.2 Schwerpunkte der Diskussion

Hamm: Es wird manchmal der Verdacht geäußert, daß internationale Konzerne bei währungspolitischen Schwierigkeiten durch Spekulationen zu verdienen versuchen. Was würden Sie zu diesem Vorwurf sagen? In einem multinationalen Konzern wie dem Ihren könnte gegen eine Währung, z. B. das britische Pfund, spekuliert werden.

Röper: Man könnte aber auch im Gegenteil fragen, ob nämlich dem Konzern durch die Währungsentwicklungen in den letzten Jahren Nachteile entstanden sind. Sie teilen seit langem das Nettoergebnis im Verhältnis 60 zu 40 zwischen der holländischen und der britischen Gesellschaft auf. Wenn man versucht, Ihre Bilanz zu durchdringen, stößt man auf zahlreiche Schwierigkeiten, die wohl u. a. auch zur Einführung neuer Bewertungsprinzipien geführt haben.

Welbergen: In bezug auf die Spekulationsmöglichkeiten können wir davon ausgehen, daß der größte Teil des Geldes in Anlagen fest gebunden ist. Er kann kaum spekulativ von der einen Seite zur anderen geschoben werden. Unterstellen wir aber einmal, wir würden spekulieren — ob es legitim ist oder nicht, darauf möchte ich nachher noch einmal zurückkommen —, dann sind die Geldströme, die wir zum Gesamten beisteuern würden, minimal. Selbst wenn wir die Zahlungsziele aus spekulativen Gründen um 30 Tage hinausziehen würden, dürfte dies in bezug auf den Wechselkurs keine großen Wirkungen nach sich ziehen. Daß wir wie jeder ehrbare Kaufmann bei erwarteten Währungsänderungen Vorsorge treffen und hie und da auf Zeit kaufen, ist legitim. Die „Spekulation" kann aber auch mißlingen: Wir haben uns wegen der Wahrscheinlichkeit einer OPEC-Preiserhöhung zum 1. Januar 1977 entschlossen, eine gewisse Menge Rohöl auf Lager zu nehmen. Dabei haben wir ausgerechnet, wieviel Geld damit zu verdienen ist. Wir haben die Zinsbelastung und die Lagerbelastung aufgrund der Anmietung zusätzlicher Lager ermittelt. Wir glaubten, ein gutes Geschäft zu machen. Eine Sache haben wir aber nicht hinreichend einkalkuliert, und das war der US-Dollar. Wenn wir jetzt die 10 %ige Erhöhung einerseits plus Zinsbelastung, Dollarentwicklung und zusätzliche Lagerkosten andererseits berücksichtigen, ergab sich ein Verlust.

Die Schwierigkeiten der Bilanzierung gebe ich ohne weiteres zu. Nicht wir haben die Bewertungsunterschiede hereingebracht. Wir müs-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

sen jetzt quartalsweise die Währungsunterschiede abschreiben und nicht mehr auf Jahresbasis. Das ist eine erhebliche Verschiebung. Ich bin der Meinung, daß das jetzt sehr undurchsichtig geworden ist. Als Chemiker darf ich das zugeben, Sie als Ökonomen nicht. Ich finde es außergewöhnlich schwer, die Gruppenbilanzen richtig zu deuten. Sie sind nämlich nach den SEC[17]-Regeln gemacht. Wenn diese Regeln in einer Zeit angewandt werden, in der in einem Land eine Inflationsrate von 15 bis 20 %, in einem anderen Land von weniger als 10 % herrscht, kann ohnehin kaum von Transparenz gesprochen werden. Aber hier sind wir nicht frei, sondern müssen uns, weil wir an der amerikanischen Börse notiert sind, nach den SEC-Regeln richten.

Röper: Besteht das Bewertungsproblem bei Ihrer Gesellschaft in diesem Ausmaß nur deshalb, weil sie sich aus zwei Muttergesellschaften, eine in England und die andere in den Niederlanden, zusammensetzt?

Welbergen: Alle Zahlen der Gruppe Royal Dutch/Shell werden in Pfund Sterling und nicht in Gulden geschrieben. Nur die Dividendenausschüttung der Royal Dutch erfolgt in Gulden.

Röper: Ein Problem ist, daß in England 6 % Dividende ausgeschüttet werden können, in den Niederlanden dagegen mehr. Haben Sie Vorsorge getroffen, daß das, was jetzt nicht ausgeschüttet wird, später ausgeschüttet werden kann?

Welbergen: Die Möglichkeit besteht.

Gabriel: Ihr Unternehmen, Herr Welbergen, ist ein so potenter Anbieter und Nachfrager, daß der Preis auf dem jeweiligen Markt, auch wenn es sich um einen Government-Preis handelt, für Sie kein Datum sein dürfte. Ihr Preisvorschlag oder Ihr erster Preis hat doch ein solches Gewicht, daß Sie damit den Markt beeinflussen, also auf Armlänge einander gegenüber stehen. Ich habe den Eindruck, daß Ihre Formel „wir verhandeln untereinander" sich immer auf Armlänge bezieht.

Welbergen: Die Zahlen über die Entwicklung der Besitzverhältnisse beim Rohöl zeigen, daß der Anteil der „Sieben Schwestern" ständig zurückgeht. Dies liegt an den Enteignungen, an dem Aufkommen von Gesellschaften, die in die Exploration gegangen sind, so u. a. Deminex, und weiter an den nationalen Gesellschaften, die infolge der Enteignung über eigenes Rohöl verfügen. Daß die großen Gesellschaften ein Faktor im Zukauf sind, kann man nicht abstreiten, wie auch, daß sie sich um gute Zukaufbedingungen bemühen. Aber wir haben durchaus Fälle

[17] Securities and Exchange Commission (US-amerikanische Wertpapier-Aufsichtsbehörde).

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gehabt, in denen wir als Deutsche Shell direkt von einem produzierenden Land zugekauft haben, weil wir da bessere Bedingungen bekommen haben, als wir mit unserer Schwestergesellschaft, von der wir das weitaus meiste Rohöl beziehen, aushandeln konnten.

An dieser Stelle möchte ich ein Mißverständnis ausräumen: Die Deutsche Shell kauft auch von der genannten Schwestergesellschaft zu regulären Marktpreisen, was dazu führt, daß auch die Betriebsgesellschaften der Shell-Gruppe in anderen Ländern zu den gleichen Preisen einkaufen. Ich mute meinem Kollegen in Frankreich zu, daß er über den Markt genau so gut informiert ist wie ich und er niemals akzeptieren könnte, einen höheren Preis zu zahlen als ich. Wenn wir unterschiedliche Preise hätten, würde das eher beweisen, daß es keine Marktpreise sind, sondern aus anderen Gesichtspunkten auferlegte Preise.

Der These von der mangelnden Transparenz ist m. E. entgegenzuhalten, daß es innerhalb der Internationalen Energieagentur viel Transparenz hinsichtlich der Rohölpreise und -preisbewegungen gibt. Nationale Regierungen würden es nie zulassen, daß die eine Shell-Betriebsgesellschaft zu schlechteren Bedingungen beliefert würde als die Deutsche Shell. Der im Vergleich zu Frankreich höhere Durchschnittsrohölpreis ist auf den Einsatz teurerer Rohöle — bedingt durch wesentlich strengere Schwefelauflagen — zurückzuführen. Ich bin überzeugt, daß z. B. die Shell Austria keinen höheren Preis zahlen kann als Herr Bauer. Sonst würden die österreichischen Steuerbehörden sicher danach fragen, ob hier nicht ein überhöhter Preis gegeben ist. So würden auch die Steuerprüfer in Deutschland fragen, die in Herrn Quandt einen Mann haben, der über die Rohölpreise genausoviel weiß wie wir, und der nicht nur eine Ölgesellschaft prüft, sondern alle. Er weiß genau, welche Rohölpreise Veba oder Wintershall zahlen. Wir haben früher selbst Rohöl verkauft und tun es hier und da heute noch bei Sorten, die nicht in unsere Palette passen.

Mit der Bundesregierung hatten wir harte Verhandlungen, auch über die Zahlungsziele, als wir an sie Rohöl zur Bevorratung verkauften. Auch die Bundesregierung kennt die Preisverhältnisse und ist nicht bereit, überhöhte Preise zu bezahlen.

Bauer: Preisunterschiede sind aber durchaus möglich. Momentan sind die Rohöleinstandspreise in Österreich niedriger als auf dem internationalen Markt.

(*Röper:* Woran liegt das?)

Es sind zwei Bezugsquellen, die uns besonders nahestehen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Heuss: Sie haben dargelegt, daß die Tochtergesellschaften im Bezug von Rohöl frei seien und daher auch nicht gezwungen seien, von den Muttergesellschaften zu beziehen. Trifft dies auch für die Transportleistungen zu? Im Falle eines Überangebots an Schiffstonnage könnte es für die Tochtergesellschaft billiger sein, die Transportleistungen vom freien Markt anstatt vom eigenen Konzern zu beziehen.

Barnikel: Mir ist nicht ganz deutlich geworden, wie Sie die Frachten verrechnen, ob Sie AFRA (Average Freight Rate Assessment) nehmen oder ob Sie ein eigenes Verrechnungssystem haben. Es gibt ja eigene Tanker der Deutschen Shell. Die lassen Sie wahrscheinlich nicht selber fahren, sie könnten verchartert sein an einen Konzernpool. Damit haben Sie Frachtkosten, die Sie nicht mehr unter eigener Kontrolle haben, sondern die Ihnen in Rechnung gestellt werden. Dem steht möglicherweise ein Rationalisierungsvorteil durch den Pool gegenüber.

Ein weiterer Punkt: So einfach kommt der Verdacht der Verrechnungspreise doch nicht vom Tisch. Sie wissen, die Monopolkommission hat diesen Verdacht in ihrem Hauptgutachten auch aufgegriffen. Sehr viel mehr steht in der Untersuchung, die die Brüsseler Beamten für das Winterhalbjahr 1973/74 gemacht haben. Es wäre besser, so ungefähr formulieren sie, wenn die Kalkulation für die Transferpreise eine deutlichere Verbindung mit den von einer Mineralölgesellschaft tatsächlich getragenen Kosten aufweisen würde. Also sehr viel Argwohn gegen Verrechnungspreise. Selbst wenn Ihr Unternehmen von diesem Verdacht frei ist, muß dies nicht in gleicher Weise für die anderen Gesellschaften gelten und nicht in gleicher Weise für alle multinationalen Unternehmen. Auch die englischen Steuerbehörden hegen sehr viel Argwohn gegen die Verrechnungsmodalitäten bei den internationalen Gesellschaften. Und dieser institutionalisierte Argwohn hat der britischen Finanzverwaltung bereits Mehreinnahmen an Steuern in beträchtlicher Höhe (wohl 20 Millionen Pfund) in kürzester Zeit erbracht. Da scheint auch für die Steuerbehörden ein echtes Problem zu liegen.

Ahrens: In dem zuletzt zitierten Fall wurde aber in die andere Richtung „verschoben", und zwar aus Großbritannien heraus durch zu niedrige Preise an Abnehmer außerhalb Großbritanniens. Gemeinhin wird aber gerade der umgekehrte Vorwurf gegen die internationalen Ölgesellschaften erhoben.

Barnikel: Aber die Steuerbeamten sind doch — so könnte ich mir vorstellen — überfordert. Manchmal sah es so aus, als habe man die Höhe der Steuer im Kompromißweg gefunden. Wenn ich mir unsere Einfuhrstatistik und die Rohölpreise, die in der Einfuhrstatistik genannt sind, ansehe und die Korrekturmöglichkeiten, die die Unterneh-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

men haben: Der Preis für Rohöl gilt häufig als vorläufiger Preis und kann am Jahresende oder später noch in beide Richtungen korrigiert werden, nach oben und nach unten, dann haben die Steuerbeamten die gleichen Probleme, um die „richtigen", „angemessenen" Weltmarktpreise für Rohöl festzustellen. Ich weiß nicht, ob sie bessere Instrumente haben als andere Behörden, Organe und Institutionen, um diese Probleme zu lösen.

Welbergen: Herr Heuss, wir haben leider tatsächlich die größte Tankerkapazität. Es ist bekannt, daß die Tanker nicht ausgelastet sind. Auch die Deutsche Shell ist von diesem Dilemma betroffen, weil sie mehr Tankerkapazität hat, als für die Transporte des eigenen Rohöls erforderlich ist. Wir haben uns zu eigenen Tankern mit deutscher Flagge und weitgehend deutscher Besatzung entschlossen. Diese Tankerflotte haben wir in einen Pool eingebracht.

(*Barnikel:* Ein reiner Shell-Pool?)

Ja, obwohl wir mit diesem Shell-Pool auch kleinere Mineralölgesellschaften im Rahmen von Rohöllieferverträgen mitbedienen. Für die Tanker, die wir in den Pool hineingeben, erhalten wir AFRA. Für die Frachten, die wir in Anspruch nehmen, bezahlen wir AFRA. Da wir aber durch den Pool unsere Frachten optimieren können, haben wir eine bessere Ausnutzung unseres eigenen in Anspruch genommenen Tankraums, als wenn wir alles mit eigenen Schiffen transportieren würden.

Ein Beispiel: Wir disponieren einen Tanker zum Iran; dort liegt er dann. Kurzfristig nun entscheiden wir, dem iranischen Rohöl libysches vorzuziehen. Bis dieser Tanker die Entfernung vom Iran nach Libyen überwunden hätte, wäre die Gelegenheit schon vorüber. Deshalb ist es für uns sehr viel günstiger, die Tanker so einzusetzen, daß wir innerhalb des Pools optimieren können.

Kantzenbach: Die AFRA-Raten spiegeln also die Tankerraten unterproportional wider. In den Konzernraten, wenn dies die AFRA-Raten sind, haben Sie geringere Schwankungen als Sie haben würden, wenn Sie Spot am Markt chartern würden. Wenn Sie nämlich marginalen Tankerfrachtraum auf dem Weltmarkt zu Ihrer eigenen Flotte hinzuchartern, würden Sie in der Baisse niedrigere Raten zahlen und in der Hausse höhere Raten, als wenn Sie aus dem Pool zuchartern.

Welbergen: Das ist klar. Aber selbst in Zeiten des Überangebots wird man bei sinkenden Raten eigene Tanker benutzen, wenn man schon in Tanker investiert hat. In Zeiten mit Verknappungserscheinungen sind

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

auch die Spotcharterraten gestiegen. Mit unseren AFRA-Raten lagen wir dann unter den Zucharterraten.

(*Heuss:* Gibt es Tochtergesellschaften, die keine eigenen Tanker haben?)

Die Deutsche BP z. B. hat keine eigenen Tanker.

(*Heuss:* Jetzt stellt sich die Frage, ob Sie nicht besser fahren würden, wenn Sie nicht in diesem Pool wären.)

Wir schließen jedes Jahr Verträge über gewisse Rohölmengen ab und brauchen eine gewisse Menge Tanker. Da wir über diese Tankerkapazität hinaus noch Mengen kaufen, müssen wir auch auf den Spotchartermarkt gehen. Das liegt dann in unserer eigenen Verantwortung. Innerhalb dieses Rahmens haben wir also die Möglichkeit, nicht nur zusätzliche marginale Rohölmengen, sondern auch Tankertonnage in Anspruch zu nehmen.

Lenel: Sehr viele große Mineralölgesellschaften chartern auch Tanker in Zeitcharter. Tun Sie das auch?

Zweitens: Sie haben die Vorteile der Zentralisierung Ihrer Flottendisposition erwähnt. Sehen Sie auch auf längere Sicht Vorteile darin, daß Sie überhaupt eine eigene Flotte haben, und welche sind das? Wenn ich recht sehe, gibt es einen funktionsfähigen Markt für Zeit- und Tagescharter von Tankern.

Pohmer: Wer profitiert von den Rationalisierungsvorteilen, die Deutsche Shell oder die Zentrale des Tankerpools?

Welbergen: Da wir unsere Tanker in den Pool hineingebracht haben, kommen uns diese Vorteile automatisch zugute. Wir brauchen nämlich keine längeren Wartezeiten einzukalkulieren.

(*Pohmer:* Die Frachtraten liegen jedenfalls in der augenblicklichen Situation über den Marktraten. Wie verhält es sich dann mit dem Rationalisierungsvorteil?)

Wenn eine Gesellschaft Rohöl vom Förderland zur Raffinerie, zur Verarbeitungsstätte, transportieren will, kann sie sich nur auf Spotcharter, Zeitcharter oder eigene Tonnage verlassen. Früher beförderten wir 40 % mit eigenen Tankern, 30 % mit long time charter und den Rest mit kurzfristigen Chartern. Nachdem aber der Bedarf zurückgegangen ist, und wir eine sehr große eigene Tankerflotte haben, ist unsere Tankerkapazität einschl. der long time charter jetzt dermaßen groß, daß wir einen Teil unserer Tanker wieder verchartern müssen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Lenel: Wie kommt es denn, daß Sie sich bei der Vorausschätzung des benötigten Tankerraums nach oben verschätzt haben?

Welbergen: Die gesamte Energieprognose vor 1973 war auf Wachstum abgestellt. So haben wir uns auf dem Tankergebiet verspekuliert. Es wurde hier mit Bewunderung gesagt, daß die Shell-Gruppe die größte Tankerflotte besitzt. Es ist auch unsere größte Crux.

Pohmer: Sie haben das Tankerproblem, weil Sie eigene Schiffe haben. Wenn ich aber an eine andere Gesellschaft denke, etwa an die österreichische, so wäre die schlecht bedient, wenn sie aus dem Pool abwikkeln müßte, wo sie das Öl auf dem Markt billiger haben könnte.

Schubert: Sie haben den Ausdruck „Weltmarktrate" gebraucht. Eine Weltmarktrate gibt es aber nicht. Interessant ist, daß die Spotraten im Mittelmeer in der Regel über AFRA liegen, d. h. derjenige, der im Mittelmeer transportiert, etwa von Libyen nach Triest, zahlt in der Regel über AFRA, auch wenn er nur auf dem Spotmarkt tätig ist. Die Differenz beträgt nicht Prozente, sondern Cents je barrel.

Welbergen: Am Spotmarkt kann derjenige einen Vorteil haben, der keine Tonnage hat und der über große Entfernungen transportieren will.

Ahrens: Es können sich aber auch Verluste ergeben, wenn nämlich zu sehr hohen Spotraten gechartert werden muß. Die Bindung an AFRA ist insofern vernünftig, weil dann die Sicherheit besteht, immer zu diesen Raten bedient zu werden.

Kantzenbach: Wie stark ist die Bindung der einzelnen nationalen Operating-Company an dieses AFRA-System? Sind Sie durch die Konzernleitung gezwungen, nur aus dem Shell-Pool zu chartern und zu verchartern, oder tun Sie das aufgrund einer einmaligen langfristigen Entscheidung der Tochtergesellschaft auf freiwilliger Basis oder handeln Sie von Fall zu Fall verschieden?

Welbergen: Wir haben mit unseren Tankern ein langfristiges Abkommen zu AFRA gemacht.

Röper: Sind in dieser Tankerflotte auch Charterschiffe?

Welbergen: Nicht in der Deutschen Shell. Wir haben uns entschlossen, unsere eigenen Tanker hineinzubringen, weil wir der Überzeugung sind, daß es, würden wir versuchen, es allein zu machen, uns mehr kosten würde als im Pool, zumal wir zum Teil sehr große Schiffe haben, etwa 320 000-Tonner. Diese Entscheidung haben wir also getroffen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Nun können wir uns keinem Pool anschließen, wenn wir nur auf Spot-Basis kaufen, also gegenüber dem Pool keine Abnahmeverpflichtungen eingehen. Wir könnten in diesem Fall vom Pool auch nicht erwarten, daß er für das von uns eingebrachte Öl AFRA bezahlt. Wir können nicht nur die Vorteile in Anspruch nehmen.

Man muß sich darüber im klaren sein, daß das Mineralölgeschäft im wesentlichen kein Tagesgeschäft ist, sondern ein langfristiges. Die Gelegenheiten, im Tagesgeschäft auf Spot-Basis Rohöl zu kaufen und die Schiffe dazu zu bekommen, sind sehr selten. In früheren Zeiten lagen leere Schiffe auf Abruf bereit, heute nicht mehr. Heute müssen Sie relativ langfristig disponieren und sind an die Entscheidung gebunden.

(*Kantzenbach:* Mir kam es weniger auf den Inhalt der Entscheidung an, die Sie getroffen haben, als um die Kompetenz, daß es also praktisch in das Belieben der Tochtergesellschaft gestellt ist, sich dem anzuschließen oder nicht.)

Der französische Kollege ist einen anderen Weg gegangen, weil die Mineralölindustrie in Frankreich anders organisiert ist.

Kantzenbach: In der Monopolkommission hatten Sie einmal gesagt, die Kompetenz der Tochtergesellschaft ende bei einer gewissen Investitionssumme. In kurzfristigen Entscheidungen über Preise und Mengen seien diese aber weitgehend autonom. Die Entscheidungen über Investitionen in der Tankerflotte haben wohl zweifellos die Größe, daß sie der Genehmigung der Konzernspitze bedürfen. Wie haben Sie die Investitionen in eine eigene Tankerflotte der Deutschen Shell unternommen? Haben Sie irgendwelche Zusagen gegeben, daß Sie sich mit dieser Flotte und in Ihrer gesamten Transportpolitik dem AFRA-System anschließen würden?

Welbergen: Nein. Zur Frage der Investitionen: Ich darf drei Millionen DM pro Einzelfall in alleiniger Verantwortung investieren, als Vorstand der Deutschen Shell. Wir können nicht darüber hinausgehen, ohne uns mit den uns beratenden Dienstleistungsgesellschaften der Shell-Gruppe konsultiert zu haben. Aber man kann nicht sagen, daß dies dann eine zentral getroffene Entscheidung wäre.

Lenel: In bezug auf die Devisenspekulation habe ich den Eindruck, daß manche vom Devisenhandel zu wenig verstehen, um darüber urteilen zu können. Wenn in der Literatur den multinationalen Unternehmen häufig unterstellt wird, daß sie eine Politik der Optimierung von Währungsgewinnen betreiben können, so ist dem entgegenzuhalten, daß der

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Devisenhandel wohl nicht so einfach ist. Anderenfalls hätte es weder den Fall Herstatt gegeben, noch würde es die Bankenaufsicht für nötig halten, über den Devisenhandel von Banken Vorschriften zu erlassen, um zu verhindern, daß zu große Devisenrisiken eingegangen werden.

Mich interessiert, ob die Deutsche Shell auch unmittelbar von anderen großen Mineralölgesellschaften kauft oder an diese verkauft. Meines Wissens betreiben relativ kleine selbständige Firmen Handel oder Vermittlung zwischen den großen. Ich hörte, die „sisters" handelten nicht gerne untereinander, sondern lieber „neutral" über Händler oder Makler.

Welbergen: Wir kaufen Rohöl direkt bei anderen Gesellschaften, darunter auch von den „Sieben Schwestern". So haben wir traditionell z. B. von BP gekauft, zur Zeit kaufen wir von Mobil. Es kommt immer vor, daß man Rohöl kauft und verkauft, um sein Paket zu arrondieren. Ich wüßte keinen einzigen Fall, in dem wir Händler eingeschaltet haben.

Produkte kaufen wir im allgemeinen nicht, es sei denn, wir brauchen z. B. 100 000 Tonnen Heizöl. Diese Produktenzukäufe wurden in der Vergangenheit größtenteils von ein paar großen Handelsgesellschaften getätigt, die dabei sehr gute Gewinne erzielten. Wenn bei relativ kleinem Risiko und wenig eingesetztem Kapital 50 Pfennig oder 1 DM verdient werden kann, ist das ein gutes Geschäft. Viele Gesellschaften sind dazu übergegangen, eigene Handelsgesellschaften zu gründen. Die Shell hat in Rotterdam eine Tochtergesellschaft, die dieses Zukaufen und Verkaufen von Überschußmengen übernimmt, anstatt dies über sogenannte freie Händler abwickeln zu lassen.

Bauer: Die Brokergesellschaften existieren auf dem Rohölmarkt eigentlich nicht mehr. Die Erdölproduzentenländer wollen sie nicht haben. Sie wollen direkt an jene verkaufen, die auch verarbeiten. Sie verlangen sogar Zusagen, daß der Käufer das Rohöl in seiner Organisation verwendet. Aber immer wieder kommen Broker und unterbieten geringfügig die Preise. Sie erklären, sie kennen einen Scheich, der sich bestechen läßt. Man muß dies verfolgen, aber es gab noch keinen Fall, der positiv ausgegangen ist.

Früher bekamen die Familienmitglieder des Scheichs eine gewisse Menge Öl als Apanage, die sie am Markt anboten. Das ist jetzt auch nicht mehr der Fall.

Welbergen: Es gibt auch Rabattangebote beim Rohöl. Meist muß man dann aber bereit sein, eine Provision zu bezahlen. Wir lassen uns aber nicht in irgendeine Schmiergelderaffäre hineinziehen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Pohmer: Herr Welbergen, weshalb würde eine EG-Aktiengesellschaft eine Diskrimination der multinationalen Konzerne bedeuten?

Welbergen: Eine Diskriminierung läge vor, wenn ein europäisches Aktiengesetz ohne Steuerharmonisierung geschaffen würde. Wenn sich multinationale Unternehmen nach einem europäischen Aktiengesetz richten müssen, sie aber weiterhin in den verschiedenen Ländern einer nicht harmonisierten Steuergesetzgebung unterliegen, kann dies zu erheblichen Verzerrungen gegenüber solchen Gesellschaften führen, die nur in einem Lande tätig sind.

Pohmer: Die Schweiz hat ein einheitliches Aktienrecht, aber in den einzelnen Kantonen eine durchaus unterschiedliche Steuergesetzgebung. Das funktioniert auch, und deswegen leuchtet mir Ihre These nicht ein. Ökonomisch würde mich Ihre Begründung interessieren.

Welbergen: Die Schweiz ist ein schlechtes Beispiel. Man unterliegt nämlich für alle Tätigkeiten in der gesamten Schweiz dem Steuergesetz des Kantons, in dem man seinen Hauptsitz hat. Wenn man aber einem einheitlichen Gesellschaftsrecht nach den Brüsseler Vorstellungen unterliegt, andererseits einem rein nationalen Steuergesetz, dann besteht zumindest die Gefahr einer Diskriminierung.

Ahrens: Wir meinen, daß Gesellschafts- und Steuerrecht auch unabhängig voneinander vereinheitlicht werden sollten, weil wir auf die größere europäische Einheit drängen. Aber trotzdem ist auch ein Zusammenhang da. Betrachtet man zum Beispiel auf dem konzernrechtlichen Sektor die Entwicklung im EG-Recht, dann zeigt sich, daß dort ein anderes Konzernrecht verordnet werden soll als das, was wir in unserem Aktienrecht haben. Und zwar stellt dieses Konzernrecht viel stärker auf Konzernleitung ab, d. h. es steht einem Vertragskonzern näher als einem faktischen Konzern, den die Shell-Gruppe darstellt. Die stärkere zentrale Einflußnahme, die das europäische Aktienrecht nahe legt, bringt doch gewisse Probleme auch im Zusammenhang mit der Steuergesetzgebung der einzelnen Länder. Das Thema „Marktpreis bei Leistungen oder Warenströmen zwischen Muttergesellschaft und Tochtergesellschaft" erhält dann eine andere Dimension.

Auch verschärft sich die Problematik bezüglich der Steuerung von oben. Wir sind insofern betroffen, als die Bestrebungen der Shell-Gruppe um weitgehend dezentrale Organisationsstruktur in Gefahr kommen und zurückentwickelt werden könnten.

Pohmer: Herr Welbergen, Sie sprachen von einem Körperschaftssteuersatz von 45 % und davon, daß die Verlagerung von Gewinnen

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

unwirtschaftlich wäre. Das Problem würde sich wahrscheinlich nicht ändern, wenn Sie die richtigen Steuersätze zugrunde legten.

(*Ahrens:* Aber wir haben eine Steuerbelastungsquote errechnet!)

Das ist eine Mischquote. Die Unklarheit ist beseitigt, obwohl im Prinzip zu sagen ist, wenn die Steuersätze für die Deutsche Shell so liegen, dann muß das international bei anderen Verhältnissen und bei anderen Konzernen nicht notwendig auch so sein.

(*Ahrens:* Das ist richtig!)

Ferner hat Herr Welbergen das Außensteuergesetz erwähnt, das gewisse Möglichkeiten formaler Art gebracht hat. Eine interessante Frage ist für mich, ob es wirklich weitergeführt hat und ob es tatsächlich wirksam ist.

Welbergen: Ich habe hier Herrn Kartte zitiert, der dies behauptet hat.

Ahrens: Aus der Praxis gesehen ist dies dahingehend zu beantworten, daß sich in den letzten 5 bis 8 Jahren keine wesentlichen Änderungen vollzogen haben und wir nach den gleichen Grundsätzen auch vor Inkrafttreten des Außensteuergesetzes veranlagt worden sind. Wir meinen, in jenen Zeiten auch zu Marktpreisen abgewickelt zu haben. Ich glaube, das Ergebnis der Steuerprüfung könnte das untermauern.

Welbergen: Herr Barnikel sagte, daß die Steuerprüfer überfordert seien.

Pohmer: Sie haben gesagt, daß Sie gelegentlich außerhalb des Konzerns Rohöl zu niedrigeren Preisen gekauft haben. Aber das eigentliche Problem der Verrechnung scheint mir darin zu liegen, daß selbst, wenn Sie zu Marktpreisen kaufen und zu Marktpreisen verrechnen, in Wirklichkeit wahrscheinlich die Preise zu hoch verrechnen, weil Sie bei Ihren Abnahmemengen andere Bezugsbedingungen haben müßten als etwa eine Schwestergesellschaft, die kleinere Mengen bezieht. Insoweit ist die Bedienung zu einem einheitlichen Preis eigentlich auch ein Nachweis, der jeden Laien sofort überzeugt. Aber der springende Punkt kann in Wirklichkeit gerade der sein, daß man einen niedrigeren Preis haben müßte.

Welbergen: Es ist eine sehr interessante These, ich sei ein so mächtiger Nachfrager, daß ich unsere Preise diktieren könnte. Sie spielen sicher auf die Möglichkeit eines Mengenrabatts an.

Pohmer: Wenn Sie bei der Schwestergesellschaft billiger kaufen können, kaufen Sie dann bei ihr?

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Welbergen: Die Versorgung mit Rohöl wird nie klappen, wenn wir glauben, daß wir immer zu marginalen Preisen einkaufen können. Die Grundlast der Versorgung muß zu anderen Preisen erfolgen, die auf der Basis von Vollkosten im Markt gebildet werden. Sondergeschäfte zu marginalen Preisen einschließlich barter deals können nicht als Indiz dafür genommen werden, daß mit den für den Hauptteil unserer Versorgung gezahlten Preisen etwas nicht stimmt. Derartige Gelegenheitsgeschäfte machen wir aber auch gern mit.

Heuss: Bei vertikaler Integration werden doch nur Restbeträge auf dem Markt umgesetzt. Wenn alle integrierten Unternehmungen nur ihre Spitzenbeträge auf den Markt werfen, kommt es zu größeren Schwankungen und Verzerrungen, als wenn alle Umsätze auf dem Markt getätigt werden.

Lenel: Wir kommen auf das wichtige Problem der Marktpreise, wobei wir auch das Preissystem der Rohölförderländer berücksichtigen müssen. Die Preise der vertikal Integrierten, z. B. für Konzessionsöl oder Rückkauföl, bilden sich nicht auf dem Markt. Über diesen gehen nur relativ kleine Mengen, die zwischen nicht vertikal Integrierten gehandelt werden oder ein vertikales Integrationssystem verlassen, um in ein anderes überzugehen.

Schubert: Wir begehen, so glaube ich, einen Fehler, denn wir können nicht vom Marktpreis schlechthin reden. Es gibt verschiedene Preisbildungsfaktoren.

(Zuruf: Die Konzessionsöle!)

Die Konzessionsöle gibt es nur für ein paar Gesellschaften in Libyen und für ein paar Gesellschaften in Nigeria, für zwei Gesellschaften in Gabun; sie sind mengenmäßig unbedeutend.

Bauer: Bis 1974 gab es Erdöl am richtigen Ort, zum richtigen Zeitpunkt, in der richtigen Menge, zum richtigen Preis und in der richtigen Qualität. Obwohl seitdem Einschränkungen zu machen sind, funktioniert unbegreiflicherweise das System weiter. Es ist eine der größten Taten, die man bewundern muß: das Öl nicht mehr in der Hand zu haben und es trotzdem dorthin zu bringen, wo es gebraucht wird. In der Öffentlichkeit ist dies noch nicht genügend beachtet worden. Wenn die Preiszusammensetzung etwas fließend ist, so ist das ein Teil des komplizierten Mosaiks.

Pohmer: Dann scheint mir jeder Verrechnungspreis gerechtfertigt.

(*Bauer:* Dies vertrete ich der Regierung gegenüber pausenlos.)

(Heiterkeit)

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Welbergen: Der heute bei weitem überwiegende Teil des Rohöls ist das purchased oil. Dessen Marktpreis wird vom Verkäufer einseitig festgelegt. Er variiert geringfügig durch Zahlungsziele, durch Qualitäten sowie durch Auf- und Abschläge. Jetzt lautet Ihre These: Alle Preise darüber können keine Marktpreise sein, weil man das Öl ja billiger bekommen kann. Aber alle Preise darunter wären noch legitime Transferpreise.

(*Pohmer:* Sie können das Öl ja in beide Richtungen schieben wollen.)

Eigentlich hat nur das Konzessionsöl überhaupt noch einen Spielraum. Dieser ist a) ein Teil der Rekompensation für die Enteignung, b) ein Teil der Marge, die man zur Bedienung des eingesetzten Kapitals braucht und c) ein Teil der Marge, die man benötigt, um neue Explorationsunternehmen überhaupt bewältigen zu können.

Es gibt viele, die über die Vorteile gewisser multinationaler Gesellschaften sprechen, obwohl sie nie investiert haben, um Rohöl zu suchen, und das Risiko nicht auf sich genommen haben.

Pohmer: Für mich stellt sich nicht die Frage, ob das berechtigt oder unberechtigt ist, sondern wie in einem solchen System überhaupt Verrechnungspreise festgelegt werden können. Es geht hier um eine Frage der Preisbildung und nicht um eine der Moral, ob die Gesellschaften, die hohe Investitionen in den Ölstaaten gemacht haben, nicht einen Anspruch haben, im Wege einer Entschädigung tatsächlich einen niedrigeren Preis zu bekommen. Man kann darüber philosophieren, wem eigentlich der Vorteil aus den Konzessionen zusteht. So könnte man sich auf den Standpunkt stellen, daß er der Schwestergesellschaft zusteht; man könnte sich aber auch im Rahmen eines Konzerns auf den Standpunkt stellen, daß er dem Verarbeitenden gehören soll. Was ist überhaupt der angemessene Verrechnungspreis?

Welbergen: Wenn Sie glauben, daß der, der das Rohöl verarbeitet, den Vorteil haben sollte und nicht der, der investiert, so würde man versuchen, eine Art Spartentrennung zu machen und die Gewinne dort anfallen lassen, wo sie wieder investiert werden.

Manche meinen, daß man berechtigterweise ein paar Cents daraufl egen sollte, wenn wir von Regierungen kaufen, um die ganze Koordination und Flexibilität zu bezahlen. Diesen Standpunkt kann ich bis zu einem gewissen Punkt teilen, dann kommt für mich die Frage: Kann ich billiger kaufen, indem ich direkt und nicht mehr über eine Schwestergesellschaft einkaufe? Während aber Konzessionsöl nur eine geringe Menge ausmacht, sind der weitaus größere Teil, den wir über die Schwestergesellschaften kaufen, Mengen, die diese selber wieder zu-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

kaufen. Unabhängig davon, wer mit wem einen Rohölpreis aushandelt, es sind ausgehandelte Marktpreise und nicht einfach einseitig festgelegte Verrechnungspreise.

Pohmer: Sie erwähnten Rohölverkäufe an die Bundesregierung. Wenn es nur einen Marktpreis gäbe, den man de facto zugrundelegen könnte, dann wäre dies ein Wohltätigkeitsgeschäft gewesen.

Ahrens: Unsere Marge war nicht gerade berückend. Es war ein Geschäft ohne großen Gewinn.

Hamm: Der Anteil der von konzernfremden Töchtern zugekauften Mengen ist mit 40 % erstaunlich hoch.

(Zuruf: Bei den Produkten! —

Ahrens: 2,8 Millionen Tonnen, 15 % unseres gesamten Absatzes.)

Hatten Sie in diesen Fällen die Wahlmöglichkeit zwischen dem Bezug von einem Tochterunternehmen des eigenen Konzerns und einem konzernfremden Unternehmen, oder war es so, daß konzernintern bei diesen Zukäufen überhaupt keine Bezugsmöglichkeit bestand? Diese beiden Fälle müßte man unterscheiden. Gibt es Faustzahlen, wieviel von diesen 40 % konzernintern hätten gedeckt werden können und wieviel Prozent Sie auf jeden Fall hätten konzernextern kaufen müssen?

Welbergen: Es gibt keine Faustregel. Wir haben einen Computer und ein Versorgungsmodell. Da geben wir die verschiedensten Möglichkeiten ein, zum Beispiel eigene Verarbeitung, und eigene Kapazitätsauslastung gegenüber den Möglichkeiten des Zukaufs von marginalen Mengen. Dieses werten wir dann aus. Unsere Erfahrung ist meistens, daß das, was der Computer sagt, nicht stimmt, weil man immer wieder gewisse Korrekturen vornehmen muß. Ich kann nur sagen, diese 40 % hätten wir konzernintern machen können. Wirtschaftlicher für uns war, hier gewisse marginale Mengen zu marginalen Preisen zuzukaufen, und was ein trader machen kann, das können wir auch. Hier haben wir ganz bewußt die Entscheidung auf uns genommen, unsere eigene Raffineriekapazität zurückzudrehen und mehr Produkte zuzukaufen, weil es einfach billiger war.

Hoppmann: Im Computer ist wohl auch programmiert, daß vom Broker nicht gekauft werden darf!?

(Zuruf: Nur Rohöl!)

Ich hatte den Eindruck, als ob es bei Rohöl keine Broker mehr gäbe. Bei *Produkten,* so haben Sie gesagt, gibt es dagegen einige sehr starke

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Handelshäuser, aber sie hätten ihren Charakter seit fünf Jahren geändert. Jetzt gründen Sie eigene Handelshäuser und kaufen bzw. verkaufen nicht mehr über Broker.

Welbergen: Sowohl das eine wie das andere. Ich lege mich hier nicht fest.

(Zuruf: Vorhin hieß es, diese Firmen gäbe es nicht mehr.)

Wenn die Leute ihren Charakter verändert haben, und es für uns nicht interessant ist, bei ihnen zu kaufen, dann tun wir es nicht. Wenn die Marge interessant ist, kaufen wir genauso über eine Handelsfirma wie über eine eigene Gesellschaft. Ich hoffe nur, wenn wir schon eine solche Gesellschaft gegründet haben, daß sie rationell arbeitet, wenn nicht, sollten wir sie auflösen. Rationell arbeiten heißt, sie sollte mindestens so gut sein wie der Broker, d. h. den kleinen Gewinn des Brokers für uns mit erwirtschaften. Wir handeln nicht nach einem Prinzip, sondern möglichst wirtschaftlich. Ich hätte überhaupt keine Hemmungen, überall dort zu kaufen, wo die Einkaufsmöglichkeiten am billigsten sind.

Hoppmann: Also sind die Broker durchaus noch im Markt, sie werden nicht ausgeschaltet?

Welbergen: Sie werden nicht sabotiert.

Hoppmann: So kraß wollte ich es nicht sagen. Aber „den Charakter geändert" bedeutet also nur, daß die Broker zuviel verdient haben? Ihre Reaktion war, eine eigene Handelsgesellschaft zu gründen, damit die Spannen niedriger sind und Sie die marginalen Mengen günstiger einkaufen können.

Welbergen: Einige Broker sind selber in die Exploration gegangen, manche haben sich langfristig an Raffineriekapazitäten gebunden, andere sind in das Tankstellengeschäft gegangen. Wir haben uns daraufhin Alternativen zu den Brokern überlegt.

Hoppmann: Wenn Sie bei einem Broker kaufen, der Exploration betreibt und auch im Tankstellengeschäft tätig ist, oder wenn Sie bei einem anderen Broker kaufen, der das nicht macht, worin besteht dann der Unterschied?

Welbergen: Hier werden sehr viele Behauptungen aufgestellt. Ich würde Sie bitten, mir diese zu belegen.

Röper: Es wird auch behauptet, daß die großen Ölgesellschaften freie Tankstellen beliefern.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Welbergen: Wenn eine weiße Tankstelle mir den richtigen Preis bezahlt, bin ich gern bereit, auch sie zu beliefern. Wenn sie in der Vermarktung besser und billiger ist als ich, dann bin ich ein schlechter Kaufmann und muß sehen, wie ich besser vermarkten kann.

Andererseits ist es unzweckmäßig, mit Spotmengen in den Markt zu gehen, wenn mir dadurch ein anderer Teil des Marktes verlorengeht.

Pohmer: Im Volksmund kursiert die Behauptung, daß die Markentankstellen von Konkurrenzunternehmen mitbeliefert werden, und die Schutzfarbe des Benzins erst in den Tankwagen hinzugefügt werde. Die an einem Ort verkauften Benzine von Esso, Aral oder Shell kämen also aus derselben Raffinerie.

Bauer: Für Österreich trifft dies zu, weil es in diesem Land nur eine Raffinerie gibt.

Pohmer: Dann wäre es ja nicht außergewöhnlich, wenn die freien Tankstellen auch aus derselben Raffinerie beliefert würden.

Barnikel: Es wurde von der Rationalisierung des Transports beim Rohölgeschäft gesprochen. In der Vergangenheit war aber auch die Rationalisierung des Transports von Produkten akut; es gab Verarbeitungsverträge mit Konkurrenten, wenn kein günstiger Raffineriestandort vorhanden war. Hat die Shell heute noch solche Verträge? Wenn ja, wie werden dann die Preise berechnet?

Weiterhin interessiert mich, wie die Preise verrechnet oder welche Preise bezahlt werden, wenn die Deutsche Shell von ihrem niederländischen Lieferanten Produkte bezieht.

Welbergen: Wir haben keinen Verarbeitungsvertrag mit Ausnahme unserer eigenen Beteiligung, in der wir auf Konzernverrechnungsbasis lieber Verarbeitungsverträge abschließen, als daß wir das Rohöl verkaufen und die Produkte wieder aufkaufen. Das ist der einzige Verarbeitungsvertrag, den wir haben. Ergo ergibt sich nicht die Frage der Verrechnungspreise. In diesem Fall haben wir einen Verarbeitungssatz auf der Basis der Kosten, die wir ziemlich gut beurteilen können, ausgehandelt.

Rohöl geben wir zu denselben Preisen wie unseren eigenen Raffinerien. Wir schließen außerdem noch Tauschverträge ab, zum Beispiel mit einer Raffinerie in Karlsruhe, weil wir in diesem Gebiet keine eigene Raffinerie außer der Reichsstetter Raffinerie besitzen. Wir brauchen dort Benzin, um unseren Tankstellenmarkt zu beliefern. Dann hat vielleicht die Agip, die nur in Ingolstadt eine Raffinerie besitzt, irgend-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

welche Tauschmengen mit jemandem in Karlsruhe, und wir geben eine Menge in Hamburg ab, wo die Agip überhaupt keine Basis hat. Nach der herkömmlichen Teppichhändlermethode einigt man sich auf den Satz, der die Transportvorteile ausgleicht.

Wir hatten einen Verarbeitungsvertrag mit einer anderen Gesellschaft, die uns das Rohöl lieferte. Es interessierte uns dabei nicht, was das Rohöl gekostet hatte. Wir haben dieser Gesellschaft einen Verarbeitungssatz auf der Grundlage einer Vollkostenrechnung genannt; sie ging von marginalen Kosten aus, weil es sich um ein zusätzliches Geschäft handelte. Auch hier trifft man sich irgendwo in der Mitte.

Bei unseren niederländischen Käufen haben wir eine besondere Art der Preisfindung. Sie basiert einerseits auf Vollkosten, also auf Kosten, die bei Verarbeitung in unserer Raffinerie anfallen würden, und andererseits auf Spot-Notierungen. Die Relation zwischen beiden Elementen ändert sich je nachdem, ob eine Überschuß- oder Unterschußsituation am Markt gegeben ist. Wir übernehmen aus den langfristigen Abnahmeverpflichtungen alles so, wie es am Rotterdamer Markt gehandelt wird. Problematisch finde ich, daß man im Sinne der Transparenz diese Preisfindung bei der EG-Kommission gemeldet haben möchte. Sie sagten, Herr Barnikel, Sie hätten gern einen Computer. Ich empfehle Ihnen, zu Ihrem Kollegen Lantzke von der Internationalen Energie-Agentur zu gehen, der einen Computer hat. Er hat auch viele Informationen und verlangt immer mehr. Wir sind vom Drei-Monats-System auf das Ein-Monats-System übergegangen. Dieser Computer nennt so viele Daten, daß ich die Behauptung wage, daß es keiner mehr verdauen kann.

Ahrens: Herr Barnikel, Sie sprachen von der nachträglichen Korrektur von Verrechnungspreisen. Ich meine, Sie sind in der Situation befangen; Sie haben sie persönlich 1973/74 von Amts wegen miterlebt. In der Tat wußten wir zeitweise nicht, wie sich unsere Rohöleinstandskosten entwickeln würden. Zum Teil mußten auch nachträgliche Korrekturen erfolgen, weil unser Lieferant, unsere Schwestergesellschaft, die Preisentwicklung auch nicht voraussehen konnte, denn die Situation bei den OPEC-Ländern änderte sich von Tag zu Tag. Zum Teil mußten auch rückwirkende Vereinbarungen mit diesen Ländern getroffen werden; dies ergab eine große Unsicherheit.

Heute ist die Situation doch völlig anders. Die Preisbestimmung erfolgt nur von einem bestimmten Tag an, an dem man sich zum Beispiel über den Preis neu geeinigt hat, und zwar für die Zukunft und nicht in nachträglich korrigierender Weise. Das wäre auch aus steuerlichen Gründen gar nicht zulässig.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Sicherlich ist der Bericht der EG-Kommission[18] sehr vielfältig. Man kann sehr vieles herauslesen. Der Bericht setzt sich kritisch auseinander besonders mit dem Zusammenwirken von Gesellschaften mit staatlichen Stellen, was in einigen Ländern viel Anlaß zu Problemen gegeben hat. Wenn man die Ergebnisse sieht, so ist doch die These widerlegt worden, daß die großen internationalen Gesellschaften ihre deutschen Tochtergesellschaften bei der Preisstellung auf der Einkaufsseite für Rohöl und Produkte benachteiligt und somit auf dem deutschen Markt Supergewinne gemacht hätten. Das zeigt uns, daß wir in dieser Zeit — vielleicht nicht aus rein betriebswirtschaftlicher Überlegung — Mäßigung praktiziert haben und weder wir unsere Stellung noch unsere Schwesterfirmen als Lieferanten ihre Stellung mißbräuchlich ausgenutzt haben.

Röper: Im Bericht wird ein Aufpreis von rund 1 Mrd. US-Dollar genannt, den die BR Deutschland im Zeitraum von Oktober 1973 bis April 1974 gegenüber denjenigen Ländern, in denen staatliche Höchstpreise festgesetzt worden sind, gezahlt hat[19].

Ahrens: Herr Röper, das bestreite ich auch nicht. Wir sind mit dem liberalen System, das die BR Deutschland als politische Entscheidung praktiziert hatte, gut gefahren. Es hätte rechtlich ja jedes andere System eingeführt werden können. Das rechtliche Instrumentarium war m. E. damals schon da, bevor das Energiesicherungsgesetz in Kraft gesetzt wurde. Die liberale Handhabung hat den Verbraucher zwar etwas Geld gekostet, er hat aber m. E. nie bangen müssen, die gewünschten Mengen nicht zu bekommen. Gerade die internationalen Gesellschaften haben diese Sicherheit geboten.

Welbergen: Wenn wir in dieser Zeit ein anderes System gehabt hätten, dann hätten wir jetzt auch ein anderes System. Die Nachteile, die man bei einem anderen System hätte, würde ich heute auf ein paar Milliarden US-Dollar beziffern.

Lenel: Noch eine Bemerkung zum Problem der Steuervorteile multinationaler Unternehmen. Das Außensteuergesetz hat Neuerungen in bezug auf natürliche Personen und in bezug auf die sogenannten Basisgesellschaften in den Niedrigsteuerländern gebracht. Wenn eine große Kapitalgesellschaft keine Basisgesellschaft hat, dann wird sie vom Außensteuergesetz kaum berührt. Es gibt ein Shell-Urteil aus dem

---

[18] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Bericht der Kommission über das Verhalten der Ölgesellschaften in der Gemeinschaft während der Periode Oktober 1973 bis März 1974, COM (75) 675, Brüssel, Dez. 1975.

[19] Ebenda, S. 145 f.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Jahre 1931, d. h. auch damals gab es schon Probleme mit Verrechnungspreisen.

Ahrens: In der Praxis hat sich für uns nichts geändert. Das Außensteuergesetz gilt heute als das rechtliche Instrumentarium, und dementsprechend müssen wir darauf rekurrieren, wenn wir argumentieren.

Welbergen: Es ist verständlich, daß Steuerbehörden ihres Amtes wegen mißtrauisch sein müssen, Kartellbehörden ebenso. Wir sollten alles tun, um dieses Mißtrauen, das m. E. weitgehend unbegründet ist, abzubauen. Ich bin überzeugt, daß die multinationalen Gesellschaften in der weiteren weltwirtschaftlichen Entwicklung eine primäre Rolle spielen werden. Ich plädiere in der Diskussion um die multinationalen Gesellschaften für mehr Fairneß auf seiten der Medien; es sollten nicht nur unbegründete Verdachtsmomente ausgesprochen werden. Wir sehen es als unsere Verpflichtung an, unsere Diskussionsbeiträge in der Öffentlichkeit mit Sachargumenten zu führen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

4.1 Enno Schubert: Besonderheiten der Kostenrechnung der Mineralölunternehmen

Wenn wir in der BR Deutschland — das gleiche gilt für Österreich — von Mineralölunternehmen sprechen, dann wird darunter unmittelbar der Teil des Geschäfts verstanden, der bei uns stattfindet, also Verarbeitung und Vertrieb. Aber das ist kein Mineralölunternehmen im eigentlichen Sinne, wenn nur diese Stufen betrieben werden. Unternehmen der Mineralölindustrie verfügen in der Regel über alle Stufen des integrierten Geschäfts. Ich möchte hier vom reinen Mineralölhandel aus Gründen der besseren Übersicht zunächst einmal absehen.

Was ich unter Integration verstehe, ist in der Anlage 7.2[20] unter Struktur der Mineralölunternehmen erläutert. Integriert nennen wir eine Gesellschaft, wenn sie sich in den Stufen Aufschluß und Gewinnung, Erdölversorgung und Transport, Erdölverarbeitung und Weiterverarbeitung sowie Produktenvertrieb bewegt. Wir nennen ein Unternehmen vollintegriert, wenn die einzelnen Stufen ausgewogen sind, ausgewogen in bezug auf das Gesamtgeschäftsvolumen. Insofern gibt es im Augenblick kaum eine vollintegrierte Gesellschaft in der Welt. In teilintegrierten Unternehmen bilden einzelne Stufen Schwerpunkte, andere Stufen sind unterentwickelt.

Die Integration geht immer von bevorzugten Positionen aus. Lag der Schwerpunkt ursprünglich im Vertrieb, erfolgte die Integration „upstream", und lag er in der Produktion, erfolgte die Integration „downstream". Ausgangspunkt müssen aber nicht nur die beiden Enden sein, sondern wir kennen auch Beispiele, bei denen eine bevorzugte Position in der Verarbeitungsstufe vorhanden gewesen ist. Das gilt zum Beispiel für die ehemaligen deutschen Hydrierwerke, aus denen Gesellschaften wie Veba-Chemie, Gelsenberg und UK-Wesseling hervorgegangen sind.

Ganz gleich, von welchem Ausgangspunkt kommend, jede Gesellschaft hat die Neigung zur Integration, wenn es die Umstände erlauben, weil dies im Wettbewerb am ehesten zur Kostenoptimierung führt. Es gibt allerdings auch eine andere Optimierung, die Optimierung durch Schwerpunktbildung, und zwar da, wo Vorzugspositionen eingenommen werden können, zum Beispiel durch staatliche Eingriffe. Wenn man ein Vertriebsmonopol besitzt, kann man „cost-plus"-Operation

[20] Vgl. S. 176.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

betreiben. Solche Vorzugspositionen finden wir beispielsweise bei den nationalen Gesellschaften der Produzentenländer.

Da im allgemeinen Produktionszentren und Verbrauchszentren geographisch voneinander getrennt sind, ergibt sich für die integrierte Gesellschaft (oder die sich integrierende Gesellschaft) nahezu selbstverständlich eine transnationale Tätigkeit in der vertikalen Integration. Derjenige, der darüber hinaus eine Risikostreuung auf verschiedenen Märkten vornimmt, muß notwendigerweise in die multinationale Tätigkeit eintreten. Eine derartige Integrationsbemühung braucht nicht unbedingt in engem Unternehmensrahmen zu erfolgen, sondern sie kann auch durch die Zusammenarbeit mit anderen Gesellschaften verfolgt werden. Dafür sprechen im wesentlichen zwei Gründe:

erstens die Streuung der geologischen, finanziellen und politischen Risiken,

zweitens der Wunsch, möglichst schnell in jeder Stufe eine „optimale Betriebsgröße" zu erreichen, um in den Genuß der economies of scale zu kommen.

Vielfach hat sich eine konsortiale Zusammenarbeit in der Stufe Aufschluß und Gewinnung und die Zusammenarbeit im Pipeline-Transport sowie in der Verarbeitung bewährt. Weniger bewährt hat sich die Zusammenarbeit im Vertrieb, weil hier die Einengung in bezug auf individuelle Marketing-Strategien sehr leicht die Segnungen der economies of scale überkompensieren kann. Ein typisches Beispiel für die Zusammenarbeit im Vertrieb ist die Aral AG.

Fast unattraktiv ist die Zusammenarbeit in der Versorgungsstufe, weil sie die Elastizität wesentlich einengt. Tatsächlich gibt es kein klassisches Beispiel für eine derartige fruchtbare Zusammenarbeit in der Versorgungsstufe, obgleich es an Versuchen in den letzten Jahren nicht gefehlt hat.

Zusammenarbeit, in welcher Form auch immer, ob konsortial oder über gemeinsame Betriebsgesellschaften oder gar gemeinsame Besitzgesellschaften, zwingt zur Einführung getrennter Abrechnungskreise, was unter Umständen einer Gesamtoptimierung zuwiderlaufen kann. Dies behaupte ich insbesondere in bezug auf eine optimale Steuerplanung.

Hinzu kommt schließlich, und das ist wohl das entscheidende Merkmal der Mineralölindustrie in der Unterscheidung von anderen Industrien, daß bei der Verarbeitung und vielmehr noch bei der Weiterverarbeitung viele Produkte erzeugt werden, die sich chemisch und physikalisch zwar sehr ähnlich sind, die wegen der verschiedenen Verwen-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

dungsbereiche aber außerordentlich unterschiedliche Marktwerte haben. Das Problem der Kuppelproduktion dürfte hinlänglich bekannt sein. Es spielt in bezug auf die Kostenrechnung der Mineralölindustrie eine bedeutende Rolle. Bei uns im Konsumentenland steht dieses Problem — ich möchte fast sagen: leider — im Vordergrund, weil sich bei uns die Mineralölindustrie naturgegeben schwerpunktmäßig auf die Stufen Verarbeitung und Vertrieb beschränken muß. Ich würde aber das mir gestellte Thema nur bruchstückhaft behandeln, wenn ich mich auf dieses Problem der Kuppelproduktion beschränken würde. Besonderheiten der Kostenrechnung gibt es auch in den anderen Stufen des Gesamtgeschäfts.

Für die Wettbewerbsposition einer Gesellschaft ist — nach wie vor — ganz wesentlich maßgebend die Position in der Stufe Aufschluß und Gewinnung. Ich vertrete nicht den primitiven Standpunkt, daß derjenige unter allen Umständen einen Wettbewerbsvorteil genießt, der über eine satte Position in der Erdölgewinnung verfügt. Die Zeiten eines ausgesprochenen Erdölkäufermarktes liegen noch gar nicht so lange hinter uns. In dieser Zeit konnten sich Gesellschaften ohne Explorationsverpflichtungen und ohne langfristige Abnahmeverpflichtungen zu sehr günstigen Bedingungen versorgen und dadurch im Rahmen ihres Gesamtgeschäfts durchaus einen Kostenvorteil realisieren.

Eine erschöpfende Behandlung der Kostenrechnung in der Stufe Aufschluß und Gewinnung wird mir hier nicht gelingen[21]. Bei der Behandlung dieser Stufe müssen wir zunächst einmal auf die Eigenarten der Exploration eingehen. Exploration, Aufschluß auf Kohlenwasserstoffe (Erdöl/Erdgas), läßt sich am besten mit Forschung in anderen Industrien, beispielsweise der chemischen Industrie, vergleichen. Es ist eine ausgesprochene Sisyphusarbeit, die in der Regel nicht zum Erfolg führt. Im Unterschied zur Forschung ist allerdings am Beginn nicht nur der Entschluß zu fassen, Exploration zu betreiben und eine entsprechende Mannschaft von Wissenschaftlern zusammenzustellen, und nicht nur die Einrichtung zu schaffen, damit sie wirken können, sondern man muß Rechte erwerben, um überhaupt in bestimmten Gebieten Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen betreiben zu dürfen. Diese Rechte müssen nicht immer Konzessionen sein, sondern es kann ein Zusammenarbeitsvertrag sein, es kann ein „Service Agreement" sein, es gibt die verschiedensten Vertragsarten. Das Erwerben dieser Rechte ist für sich schon eine ganz aufwendige Angelegenheit, bei der u. U. schon ein downpayment zu leisten ist. Wir unterschieden im allgemeinen den offiziellen Bonus und inoffizielle Ausgaben, die wir in Deutschland als „nützliche Ausgaben" kennzeichnen. Ob derartige Zahlungen, die

[21] Vgl. Anhang 7.2, S. 176.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

sehr hoch sein können, steuerlich als Ausgaben anerkannt werden, läßt sich immer nur von Fall zu Fall entscheiden.

Alles, was mit der Exploration im Zusammenhang steht, sind im Grunde genommen Ausgaben mit Investitionscharakter, allerdings mit der unangenehmen Nebenerscheinung, daß in der Mehrzahl der Fälle nur der Nachweis einer Nichtfündigkeit erbracht werden kann. Deshalb ist Exploration eine typische Art der „Investition mit ungewissem Ausgang". Das setzt voraus, daß sie nur mit Eigenkapital oder eigenkapitalähnlichen Mitteln finanziert werden darf, wenn man sich nicht dem Vorwurf aussetzen will, ein Spieler zu sein.

Da das geologische Risiko trotz aller Hilfsmittel, die uns die Geologie, die Geophysik und die Geochemie zur Verfügung stellen, außerordentlich hoch ist, kann, von Zufallstreffern abgesehen, nur die Exploration in der großen Zahl zum Erfolg führen. Wenn man nun seine Explorationsbemühungen wegen der geologischen Risiken über viele Regionen streut — das sollte man auch schon allein aus politischen Gründen tun —, aber dann nur in einem Projekt fündig wird, das heißt in einem Land, obgleich man z. B. in zwanzig Ländern tätig ist, dann wird später in der Gewinnungsphase bei der Abgabenrechnung in diesem betreffenden Land nur der Explorationsaufwand steuerlich berücksichtigt, der in diesem Lande betrieben worden ist. Also muß der nicht erfolgreiche Aufschluß in der Unternehmensrechnung an anderer Stelle getragen werden. Dieses ist ein Problem, das häufig bei der Abschätzung der Rentabilität späterer Produktionen von Außenstehenden leicht übersehen wird.

Wer sich Explorationsausgaben leisten kann, weil die Eigenkapitalbildung für diesen Zweck aus einbehaltenem Gewinn bzw. zu Lasten von Gewinnen in anderen Stufen des Geschäfts oder anderen Sparten des Unternehmens funktioniert, der ist nicht automatisch im Fall der wirtschaftlichen Fündigkeit von seinen Sorgen erlöst. Ich sage betont „wirtschaftliche Fündigkeit", um den Fall der „marginalen Fündigkeit", der ja noch viel häufiger ist, aus der Betrachtung herauszulassen. Nach der Fündigkeit kommt die vertragliche Verpflichtung zur Feldesentwicklung. Diese kann ungeheure Investitionen erfordern. Das zeigen die Beispiele Alaska und Nordsee. Selbst bei einem sehr großen Unternehmen reicht der normale Finanzierungsrahmen häufig nicht mehr aus, um die Investitionen zur Feldesentwicklung so zu machen, wie es ordentlich wäre. Dann wird eine „projektbezogene" Finanzierung erforderlich, die wegen der geringeren Sicherheiten in der Regel außerordentlich kostspielig ist. Die zusätzlichen Kosten einer solchen Finanzierung werden in der späteren Abgabenrechnung häufig nicht als Vorkosten berücksichtigt. Sie müssen also aus Zusatzgewinnen gedeckt werden.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Ich habe in der Anlage 7.2[22] zu „Feldesentwicklung und Gewinnung" das Stichwort „natürlicher Förderverlauf = Funktion der Lagerstättenparameter" angegeben. Damit will ich darauf hinweisen, daß sich über die Lebensdauer eines Gewinnungsbetriebes die spezifischen Kosten außerordentlich ändern können, weil unter Umständen die Mehrzahl der Anlagen — das liegt im Steuersystem der einzelnen Länder — linear abgeschrieben werden müssen und nicht pro geförderter Einheit abgeschrieben werden dürfen.

Schließlich muß unter dem Punkt „Feldesentwicklung und Gewinnung" noch das Vertragsrisiko erwähnt werden. Zu Beginn einer Exploration ist es außerordentlich beruhigend, wenn die vertraglich zugesicherte Betriebszeit weit über zwanzig Jahre hinausgeht. Andererseits wissen wir, welchen einschneidenden Änderungen diese Verträge unterworfen sein können. Ich will hier das magische Wort „changing circumstances" (clausula rebus sic stantibus) einwerfen. Die „changing circumstances" gelten wahrhaftig nicht nur für die exotischen Länder, sondern so etwas gibt es auch bei uns in Europa. Die 51 %ige Quasi-Beteiligung der britischen Staatsgesellschaft ist eine nachgekommene Vertragsforderung, und wird trotz aller Zusicherung die Ergebnisrechnung derjenigen beeinflussen, die ursprünglich 100 % der Explorationsrisiken übernommen hatten.

Das Risiko einer neuen Unternehmung in der Stufe ‚Aufschluß und Gewinnung' ist kaum noch abschätzbar. Die tatsächlichen Kosten der Förderung von Erdöl, die Herstellungskosten (Kapital- plus Betriebskosten) können im Bereich von 20 Cents pro barrel bis zu 10 US-Dollar pro barrel schwanken. Wir gehen zwar heute davon aus, daß die Erlöse weiter steigen werden, aber niemand kann mit Sicherheit voraussagen, ob nicht eines Tages die Produzentenländer untereinander wieder in Wettbewerb treten und unter Umständen durch einen sogenannten ‚cut into profits' den Preis stark senken können. Aus diesem Grunde kämpft Großbritannien um die Anerkennung eines ‚floor'-Preises, nur so kann man das kaum noch überschaubare Investitionsrisiko mindern.

Über die Preisbildung und die Erlöserwartung nur eine Bemerkung: Der Erdölpreis als solcher hat heute weder einen Bezug zu den Herstellungskosten, noch ist er tatsächlich an einem Substitutionspreis orientiert, auch wenn das gern von der OPEC behauptet wird. Der Preissprung Ende 1973/Anfang 1974 landete zunächst bei einem Zufallspreis. Danach ging es weiter aufwärts mit dem Argument der Verteuerung von Lieferungen und Leistungen, die aus den Industrieländern bezogen werden. Ohne Zweifel hat der Preisbildungsmechanis-

[22] Vgl. S. 176.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

mus nicht nur ökonomische, sondern auch politische Elemente. Dies gilt jedenfalls für die arabischen Mitglieder der OPEC.

Ich bin überzeugt, daß das Preiskartell funktionsfähig bleibt, solange die Nachfragesteigerung mit dem jeweils zur Verfügung stehenden normalen Produktionspotential Schritt hält. Dies ist durch die steigende Nachfrage der Vereinigten Staaten nach Importöl gewährleistet. Eine gute Stütze für das Preiskartell ist im übrigen die neue Förderung mit hohen Herstellungskosten in Nicht-OPEC-Regionen. So lobt zum Beispiel Scheich Yamani die Briten als diejenigen, die das OPEC-Kartell unterstützen werden. Umgekehrt kann ein Zusammenbruch des Kartells nur bei stark reduzierter Nachfrage erwartet werden. Dazu wären aber andere energiepolitische Anstrengungen erforderlich als die heute von den Regierungen verfolgten und auch andere als die von der Internationalen Energieagentur vorgeschlagenen.

In der Stufe ‚Aufschluß und Gewinnung' ist schließlich noch die Abgabenregelung zu erwähnen. Während bis 1973 die Abgaben aus dem Förderzins (Royalty) und einer körperschaftsteuerähnlichen Ölsteuer bestanden, deren Höhe sich nach Einkommensteuersätzen richtete, wie sie in den Industrieländern üblich sind, haben die heutigen Abgaben keinerlei Beziehungen zu irgendeinem wohlbegründeten Steuersystem. Aber dieses Problem tritt durch die weitere Überführung des Eigentums an die staatlichen Gesellschaften der Produzentenländer ohnehin in den Hintergrund.

Zunehmende Bedeutung gewinnt die Abgabenregelung in den Nicht-OPEC-Ländern, zum Beispiel die „Petroleum Revenue Tax" (PRT) in Großbritannien, deren sachgemäße Behandlung unter bestehenden Doppelbesteuerungsabkommen überhaupt noch zu regeln ist. Wenn sie keine anrechenbare Steuer ist, also wenn sie nicht in den Katalog der körperschaftsteuerähnlichen Steuern aufgenommen wird, sind es echte Kosten.

Die neue Situation — damit finde ich meinen Übergang zur nächsten Stufe, nämlich zur Erdölversorgung — ist scheinbar dadurch gekennzeichnet, daß die Gesellschaften, soweit sie sich aus dem OPEC-Raum versorgen, heute sämtlich als Erdölkäufer auftreten. Damit ist im Prinzip gegenüber dem OPEC-Raum ein System der Arbeitsteilung entstanden, in dem die nationalen Gesellschaften der Produzentenländer die Stufe Aufschluß und Gewinnung betreiben und die konventionellen Mineralölgesellschaften weiterhin die anderen Stufen beherrschen. Aber ich sage mit Betonung „scheinbar", denn es gibt gravierende Unterschiede auf der Käuferseite, nämlich Erdölkäufer erster, zweiter und dritter Kategorie. Das hat auf die Ergebnissituation der einzelnen Gesellschaften erheblichen Einfluß.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Erdölkäufer der ersten Kategorie sind diejenigen Gesellschaften, die ehemals Konzessionäre waren und in Zukunft als Dienstleistungsunternehmen für die nationalen Gesellschaften der Produzentenländer unter langfristigen Verträgen auftreten. Diese Gesellschaften erhielten bei der Enteignung keine angemessene Entschädigung, weil zum Netto-Buch-Wert enteignet wurde. Sie erhalten aber eine Vergütung je Einheit der Förderung oder eine Vergütung je Einheit der von ihnen aus der Gesamtförderung übernommenen Menge. Ich möchte diese Vergütung als „Erinnerungsrabatt" bezeichnen, denn sie ist höher, als man für effektive Dienstleistungen rechnen dürfte. Teilweise werden die Dienstleistungen, soweit sie auf die laufende Förderung bezogen sind, noch besonders vergütet. Die Größenordnung dieser Erinnerungsrabatte liegt zwischen 15 und 25 Cents je barrel.

Zu Lasten dieser Rabatte gehen in einigen OPEC-Ländern aber u. U. Explorationsausgaben, die von den Gesellschaften getragen und nur im Fündigkeitsfall honoriert werden, weil das Risiko der Nichtfündigkeit bei den Gesellschaften bleibt. Das Vertragswerk zwischen der saudi-arabischen Regierung und den Ex-ARAMCO-Partnern wird auch für einige andere OPEC-Länder maßgebend sein, z. B. für den Iran und für die Emirate, nicht für Kuwait und den Irak, nicht für Algerien, Libyen und Nigeria. Aber der größere Teil der Förderung kommt gerade aus Saudi-Arabien, Iran und den Emiraten.

Erdölkäufer der ersten Kategorie sind außerdem Partner in bestimmten „production sharing"-Verträgen, die es besonders in Indonesien gibt.

Erdölkäufer der zweiten Kategorie sind diejenigen Gesellschaften, die außer einer fachlichen Kompetenz noch andere Gewichte aufweisen können, zum Beispiel die massive Unterstützung einer Regierung. Das sind also einige nationale Gesellschaften in den Konsumentenländern.

Alle anderen sind Käufer der dritten Kategorie. Sie sind von der Möglichkeit einer langfristigen Eindeckung zu vergleichbaren Konditionen nahezu ausgeschlossen. Wenn sie mithalten wollen, können sie das nur durch Wahrnehmung von „Okkasionen", z. B. durch den Erdölkauf aus Gegengeschäften.

Ich möchte nochmals darauf hinweisen, daß mit dem Recht zur Abnahme großer Mengen Erdöl bestimmter Qualität zu Vorzugsbedingungen auch die Abnahmeverpflichtung gekoppelt ist. Dies kann aus zwei Gründen zu einer Belastung führen:

1. Unter den sich ändernden Bedingungen in den Produktenmärkten läßt sich unter Umständen aus dem Erdöl der Wert realisieren, der nach dem gesetzten Erdölpreis erwartet werden sollte.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

2. Es kann ein Nachteil sein, daß innerhalb der OPEC keine Einigkeit über die Preisfestsetzung in bezug auf das generelle Niveau herrscht, wie es zur Zeit der Fall ist.

Ich gehe davon aus, daß dieses System der unterschiedlichen Käuferkategorien im Welterdölmarkt eine ganze Reihe von Jahren anhalten wird. Wenn das auch nicht unseren Vorstellungen von Wettbewerbsgleichheit entspricht, so werden sich die betroffenen Gesellschaften damit abzufinden haben, und sie können eigentlich nichts Besseres tun als sich darauf einzustellen. Denn denjenigen, die heute nicht schon zur Kategorie eins zählen, wird es in Zukunft noch viel schwerer fallen, in diese Kategorie vorzudringen, als das ohnehin in der Vergangenheit der Fall war.

Die kostenmäßige Gestaltung des Seetransports läßt sich in relativ weiten Grenzen variieren. Wir haben zwischen Eigentonnage und Chartertonnage zu unterscheiden. Eigentonnage bietet den Vorteil verhältnismäßig stabiler Kosten, variabel sind Löhne, Versicherung und Treibstoffkosten. Damit vergleichbar ist die langfristige Zeitchartertonnage, die aber den großen Nachteil hat, daß ein Chartervertrag erfüllt werden muß, wenn es der Vercharterer wünscht, während Eigentonnage notfalls aufgelegt werden kann. Der Spotanteil kann bei einer Gesellschaft, die zur Erdölabnahme und zur Bedienung eines Marktes verpflichtet ist, nur einen geringen Teil des Gesamttonnagebedarfs ausmachen, denn es kann immer die Situation eintreten, daß der Spotmarkt nicht die notwendige Deckung hergibt. Wir hatten in der zweiten Hälfte 1976 die Situation, daß in bestimmten Relationen Spotraten gezahlt werden mußten, die das Dreifache der AFRA-Rate betrugen.

In bezug auf den Pipeline-Transport — diese Stufe umschließt auch Umschlag und Lagerung — gibt es im Grunde bei der Kostenrechnung keine Besonderheiten. Absolute Gleichbehandlung ist im „common carrier"-Prinzip erreicht, das wir aus den USA kennen; aber auch das bei uns praktizierte Modell der Beteiligungsgesellschaften mit der Regelung des Drittdurchsatzes zu nicht diskriminierenden Bedingungen führt zu keiner Verzerrung in der Kostenrechnung unter den Gesellschaften, und dies insbesondere nicht in Zeiten vorauseilender Kapazitäten und nachlassender Durchsatzwünsche.

Damit habe ich die Grenze zu den Stufen der Mineralölindustrie erreicht, die üblicherweise bei uns im Vordergrund stehen, nämlich Verarbeitung und Vertrieb.

Hier versucht man gern, in erster Näherung Probleme aufzuzeigen, indem man aus der etwas einseitigen Blickrichtung des Konsumentenlandes nur die Palette der Hauptmineralölprodukte betrachtet und von

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

einem durchschnittlichen Erdölpreis ausgeht, den man aus statistisch erfaßten Grenzübergangswerten ableiten zu dürfen glaubt. Eine derartig vereinfachende Betrachtung muß immer zu Fehlschlüssen führen, weil der Ansatz des durchschnittlichen Erdölpreises schlicht falsch ist. Ich habe das in der Behandlung der anderen Stufen, die vor der Verarbeitung liegen, deutlich zu machen versucht.

In der Stufe Erdölverarbeitung haben wir einmal die reine Destillation zu betrachten. Sie führt zur Kuppelproduktion der Hauptprodukte: Benzin, Mitteldestillate und Rückstand.

In der Stufe der Verarbeitung haben wir aber besonders die Nachverarbeitung zu betrachten. Dazu zählt auch schon die Veredelung, z. B. das Reformieren des Benzins, um es höheroktanig zu machen. Auch zählt dazu das normale Entschwefeln, das bei Benzin und den Mitteldestillaten (Dieselöl, leichtes Heizöl) notwendig ist. Zur Nachverarbeitung gehört auch als zweite Stufe die Umwandlung in Crackverfahren. Die meisten Raffinerien verfügen über Cracker, katalytische und Hydrocracker.

Als dritte Phase der Erdölverarbeitung ist die Weiterverarbeitung zu sehen. Es ergeben sich hierbei Abgrenzungsschwierigkeiten gegenüber der Petrochemie: sind die Aromaten, die man aus dem reformierten Benzin abtrennt, noch Mineralölprodukte oder Produkte petrochemischer Weiterverarbeitung? Ich neige dazu, den Äthylencracker schon der Petrochemie zuzurechnen, obgleich aus ihm zahlreiche Rückflüsse kommen, die nur als Mineralölprodukte (beispielsweise im Fahrbenzin) verwertet werden können.

Lassen Sie mich noch die beiden Beispiele in der Anlage 7.2[23] betrachten. Zunächst werden die Unterschiede in den Einstandskosten der Erdölsorten Arabian Light und Iranian Light dargestellt. In bezug auf die Hauptproduktenausbeute sowie auf andere Qualitätsmerkmale unterscheiden sich die beiden Öle kaum. Zwar ist das eine etwas schwefelärmer als das andere, aber ausgesprochen schwefelarm sind beide nicht. Vielleicht gibt das Iranian Light etwas mehr im Vergaserkraftstoff und etwas weniger im Mitteldestillat, aber beide haben bei der einen Destillation einen Rückstandsanteil von 46 %, d. i. das schwere Heizöl. Da der Markt aber nur etwa 25 % aufnimmt und 5 % noch im Eigenverbrauch der Raffinerien untergebracht werden können, ist der Rest überschüssig.

Die Preissituation stellt sich nun wie folgt dar: Der Erdölpreis fob für Arabian Light von 12,09 US-Dollar je barrel ist einer der im Dezember 1976 in Qatar beschlossenen OPEC-Preise; die Steigerung

[23] S. 177.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

betrug rund 5 %. Auf 12,09 US-Dollar je barrel stieg der Ölpreis für die wenigen Käufer, die direkte Kunden von Petromin sind, vorausgesetzt, daß sie über den offiziellen Preis hinaus nicht noch eine kleine Gabe leisten. Der Erdölpreis fob von 11,90 US-Dollar je barrel bedeutet nach meiner besten Schätzung die Kosten, die sich für die Ex-ARAMCO-Partner ergeben.

Demgegenüber kostet das Iranian Light für die dritten Käufer 12,81 US-Dollar je barrel und, wenn es gut geht — das wissen wir noch nicht —, für die ehemaligen Mitglieder des internationalen Konsortiums 12,62 US-Dollar je barrel. Diese fob-Preise sind für die Einstandskosten der Verarbeitung ganz wesentlich.

Das zweite wesentliche Element sind die Seetransportkosten. Beispielhaft sei eine Rate von WS 50[24] angenommen. Diese läßt sich für eine Gesellschaft realisieren, die kaum über eigene Tonnage verfügt, die aus Zeitcharterverträgen aussteigen konnte und relativ viel Spottonnage aufnehmen kann. Das sind kleinere unabhängige Gesellschaften, die keine langfristige Planung betreiben. Mit Eigentonnage und Zeitchartertonnage eingedeckte Gesellschaften werden im Schnitt keine günstigere Rate als WS 70 realisieren können. Die 250 000-Tonnen-Tanker, die in den letzten Jahren gebaut worden sind, haben eine Kostenrate in dieser Größenordnung, bei einer Abschreibungsperiode von über 12 Jahren. Selbst eine Streckung der Abschreibung aufgrund einer Lebensdauer von 16 Jahren bringt keine entscheidende Kostenentlastung. Der Hauptkostenfaktor ist nicht mehr die Heuer, wie das in der Vergangenheit war, sondern die Betriebsmittel. Der Verbrauch der Turbinenschiffe ist größer als der der Motorschiffe. Wir haben in den letzten Jahren nur Turbinenschiffe gebaut, weil das Bunkeröl billig war, und damit gegen den Markt geplant.

Für den Independent, der langfristige Verträge mit ARAMCO-Partnern und eine günstige Fracht von 1,10 US-Dollar je barrel hat, würde das Erdöl cif zu Kosten von 13,19 US-Dollar je barrel einstehen. Derjenige, der scheinbar den Vorteil hat, weil er Ex-ARAMCO-Partner ist, kann in seiner Flotte nicht so gut sortiert sein wie der Unabhängige, und er wird einen höheren Seetransportkostenanteil tragen müssen. Die langfristige Sicherung des Transportvolumens überkompensiert die Vorteile. Umgekehrt sieht es so aus: Derjenige, der als Dritter zu 12,81 US-Dollar je barrel im Iran kauft, hat eine ungünstigere Befrachtung als derjenige, der Mitglied des ehemaligen Internationalen Konsortiums war. Es können sich demnach Einstandspreise für qualitativ

[24] Worldscale. Für jede von Tankern befahrene Route ist eine Grundrate festgesetzt, die als WS 100 bezeichnet wird.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gleichwertiges Öl von 14,44 oder 13,79 US-Dollar je barrel ergeben. Die Einstandspreise können zwischen 237 und 260 DM je Tonne liegen.

Der Anhang[25] enthält schließlich noch eine Beispielrechnung für den Erlöswert von Arabian Light bei Destillation und Nachverarbeitung des Rohbenzins zu Fahrbenzin und bei Entschwefelung zur Herstellung von marktgerechtem Dieselkraftstoff und leichtem Heizöl. Die Ausbringungsstruktur in bezug auf Flüssiggas (2 %) sowie Chemiebenzin (5 %) entspricht etwa dem, was der Markt verlangt. Dies trifft jedoch nicht für Motorenbenzin (15 %), Dieselkraftstoff/leichtes Heizöl (30 %) sowie schweres Heizöl (46 %) zu. In einfachen Raffinerien ist jedoch keine andere Ausbringungsstruktur möglich. Wenn ich jetzt ausrechne, was man pro Tonne Produkt — selbstverständlich vor Steuern — erlöst, d. h. ex Raffinerie netto, und dies auf die Tonne Erdöl beziehe — die Verluste von 2 % Verarbeitung habe ich hier vernachlässigt — kann ich vielleicht 256,10 DM je Tonne erwarten. Dem günstigen Rohölkäufer steht das Rohöl zu 237 DM je Tonne ein, so daß sich eine positive Differenz von 19,10 DM je Tonne ergibt. Dies ist der einzige Deckungsbetrag für die Verarbeitungskosten. Dazu zählen auch die Erdöl-Pipeline-Kosten — ich unterscheide hier nicht zwischen Küsten- und Inlandsraffinerie. In einer günstigen Raffinerie entstehen aber Verarbeitungskosten oberhalb 30 DM je Tonne einschließlich des Raffinerie-Eigenverbrauchs. Es gibt keine Raffinerie, deren Vollkosten unter 30 DM je Tonne liegen.

Fazit: Der Markt läßt im Augenblick selbst bei der günstigsten Position in bezug auf die Rohölbeschaffung und den Rohöltransport keine Kostendeckung zu. Dies ist die Situation, die seit 1974 mit einem gewissen Auf und Ab andauert.

Die schwierige Situation zeigt sich auch bei der Gegenüberstellung des Erlöses für das schwere Heizöl (210 DM je Tonne ab Raffinerie) mit den Rohöleinstandskosten (237 bis 260 DM je Tonne). In der Kuppelproduktion wird ein Produkt zu einem Preis veräußert, der wesentlich unter dem Einstandspreis für den Rohstoff liegt. M. E. gibt es keine Möglichkeit der gerechten Kostenallokation bei Kuppelprodukten. Dagegen behaupten drei Mitarbeiter des IFO-Instituts, auf die in der Zeitschrift „Erdöl und Kohle“ Bezug genommen wird, man könne eine Kostenallokation vornehmen: „Die Gesamtkostenbelastung durch das Rohöl kann in eine direkte und in eine indirekte Komponente unterteilt werden. Die direkte Kostenbelastung resultiert aus den Ausgaben der Mineralölwirtschaft für Rohöl. Dabei erfolgt die Belastung jedes Produktes proportional zu seiner in Steinkohleeinheiten um-

[25] Vgl. S. 178.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gerechneten Ausstoßmenge, eine Zurechnungsmethode, die natürlich bei allen Kuppelprozessen problematisch ist. Es gibt verschiedene Einzelerzeugnisse, verschiedene Arbeitsgruppen der Raffination usw. Ein solches Vorgehen findet sich jedoch in der Energiebilanz[26]."

Man kann den Hinweis auf die Energiebilanz als vorzügliche Begründung ansehen, nur, sie löst das Problem nicht. Das Ergebnis ist, daß immer vorzüglich gearbeitet wurde in bezug auf Vergaserkraftstoffe und Mitteldestillate, und daß die Verluste beim schweren Heizöl entstanden sind. Es wird aber nicht gelingen, eine tatsächlich gerechte Kostenallokation im Verarbeitungsprozeß vorzunehmen.

Allerdings ist eine Kostenallokation in den Nachbearbeitungsanlagen möglich. Ein Nachbearbeitungsprozeß bei echter Umwandlung unter Einsatz von schwerem Heizöl zur Überführung in Mitteldestillate und Benzinkomponenten kostet 100 bis 120 DM je Tonne. Dies können wir auf die Produkte, die wir daraus herstellen, allozieren. Eine darüber hinausgehende Kostenallokation ist m. E. unmöglich.

[26] o. V., Zur Kostensituation in der Mineralölwirtschaft seit 1964, in: Erdöl & Kohle, Erdgas, Petrochemie, Bd. 30 (1977), S. 93 f.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

4.2 Schwerpunkte der Diskussion

Gabriel: Wie groß ist die Variationsbreite der Kuppelproduktion bzw. wie starr sind die Anteile der verschiedenen Produkte?

Schubert: Die Variationsbreite ist beschränkt bei dem Schnitt Vergaserkraftstoff zu Mitteldestillaten. Sie bewegt sich in der Größenordnung von $\pm$ 2 % bezogen auf das Benzin. Meine Angaben stellen einen Mittelwert dar. Außerdem besteht die Schwierigkeit, daß die jahreszeitlich unterschiedlichen Nachfragekonstellationen bei der Destillation nicht entsprechend ausgenutzt werden können. Deshalb ist es, glaube ich, über das Jahr betrachtet richtig, mit unelastischen Ausbringungsziffern zu rechnen.

Pohmer: Die Variationsbreite der Kuppelproduktion wurde bereits teilweise erläutert und zwar bezüglich des schmalen Spielraums. Offenbar gibt es aber noch andere Möglichkeiten, etwa bei der Weiterverarbeitung des schweren Heizöls. Das, was Sie dazu ausgeführt haben, habe ich aber nicht ganz verstanden, weil die Ausführungen bezüglich der dritten Stufe der Erdölverarbeitung ziemlich knapp und sehr fachlich gehalten waren. Könnten Sie das noch einmal in Begriffe übersetzen, die auch dem Laien verständlich sind, und das für uns Interessante berücksichtigen, also die Frage nach den Variationsmöglichkeiten in der Kuppelproduktion? Daß zwischen Vergaserkraftstoff und leichtem Heizöl bzw. Dieselkraftstoff variiert werden kann, haben Sie erläutert, aber im schweren Heizöl steckt ja noch eine weitere Verarbeitungsmöglichkeit; inwieweit kann sie ökonomisch sinnvoll genutzt werden?

Schubert: Bei der einfachen Beispielsrechnung betrachten wir nur die Destillation, wie es sie heute in der BR Deutschland eigentlich nicht mehr gibt. (Wir haben in der Bundesrepublik noch eine Primitivraffinerie, das ist die Raffinerie Speyer, die umgebaut wird zu einer richtigen Mineralölraffinerie.) Eine Petrochemieraffinerie wäre so zu betreiben, wenn das Rohbenzin (das Naphta) in die Petrochemie hineinkäme. Allerdings hätte man dann gewisse Rückflüsse, die aber an einen freien Händler veräußert werden könnten, der sie aufmischt und verkauft.

(*Pohmer:* Die dann übrigbleiben beim Destillieren?)

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Nein, hier habe ich zunächst einmal die Destillation betrachtet. Es kommen Benzine heraus. Dazu zähle ich auch Flüssiggase (den absoluten Vorlauf). Es kommen Mitteldestillate heraus, und es bleibt der Rückstand. Der Rückstand ist einfach als schweres Heizöl unterzubringen, vorausgesetzt, daß das eingesetzte Rohöl nicht zuviel Schwefel enthält. Wir haben ja das Limit von 1,8 bzw. 1,75 % beim schweren Heizöl. Das sind die einfachen Produkte, die bei der Destillation entstehen. Dies ist die eigentliche Kuppelproduktion. Von der Destillation ist die Nachverarbeitung zu unterscheiden. Die erste Stufe der Nachverarbeitung ist die Veredelung gewisser Produkte. Man spaltet die Gruppe Benzine in Chemiebenzin und Vergaserkraftstoff auf. Vergaserkraftstoff veredelt man durch den Reformerprozeß. Dabei fällt zusätzlich Flüssiggas an. Mitteldestillate, um sie allen Anforderungen gerecht zu machen für den motorischen Einsatz als Dieselkraftstoff und für den Einsatz als leichtes Heizöl, muß man entschwefeln. Dies ist eigentlich die Primitivraffinerie, die man betreiben könnte, um qualitativ gerechte Produkte herzustellen.

Bei einem leichten Erdöl trifft man nicht die Nachfragestruktur; es entsteht eine Überproduktion an schwerem Heizöl. Aus der Sicht des Marktes sollte also eine solche Raffinerie nicht betrieben werden. Man braucht unter der Überschrift „Nachverarbeitung" eine zweite Stufe, die Umwandlungsstufe, in die das schwere Heizöl eingeht und zu Bitumen verarbeitet wird (die Bitumenanlage ist eine Umwandlungsanlage, wenn Sie so wollen). Man kann zu Petrolkoks verarbeiten. Man kann einen katalytischen Cracker einsetzen. Hier kann man die Benzinausbringung maximieren oder die der Mitteldestillate. Mit dem katalytischen Cracker kann man allerdings kein Benzin herstellen, das als Chemiebenzin verwendbar ist. Wenn man bei der Verarbeitung aus schwerem Heizöl ein Chemiebenzin herstellen will, dann muß man einen Hydrocracker einsetzen.

Für die Einfachverarbeitung und die erste Stufe der Nachbearbeitung liegen die Verarbeitungskosten heute sicherlich nicht unter 30,— DM je Tonne. Unter Hinzunahme der zweiten Stufe, d. h. bei Umwandlung eines Teils des schweren Heizöls, fällt spezifisch auf den Einsatz von schwerem Heizöl zusätzlich ein Betrag an, den die Firmen des Mineralölwirtschaftsverbandes zu 120,— DM je Tonne als Orientierungsgröße berechnet haben.

(*Burchard:* Das ist eine Mischung!)

Ja, das ist eine Mischung von thermischen Crackern, katalytischen Crackern und Hydrocrackern.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Wenn die mißliche Struktur der Mineralölverarbeitung geändert werden sollte, müßten wir solche Verarbeitungskosten in Kauf nehmen. Der Betrag je Tonne Erdöleinsatz steigt von 30,— DM bei der einfachen Raffinerie auf 70,— DM bei Verwendung von Umwandlungsverfahren.

Solche Anlagen erhöhen erheblich die Elastizität. Es können dann wesentlich schwerere Rohöle eingesetzt werden, die von Anfang an einen hohen Rückstandsanteil haben und die billiger sind.

Zwar ist das Strukturproblem unserer Verarbeitung durch den Zubau von Umwandlungsanlagen überwindbar, doch ist das Risiko der höheren Verarbeitungskosten bei den derzeitigen Marktbedingungen nicht tragbar.

Pohmer: Als Cracker bezeichnen Sie jede Anlage, die hochmolekulare Öle in niedrige umwandelt?

Schubert: Ja!

Lenel: Sie haben, wenn ich recht verstanden habe, gesagt, die vertikale Integration führe im Wettbewerb zur Kostenoptimierung. Ist das eine Kostenoptimierung aus technischen Gründen, unabhängig von der gegebenen Marktstruktur, oder hängt sie mit der gegebenen Marktstruktur zusammen? Genauer: Ist sie ein Ergebnis davon, daß ein Großteil der Mineralölgesellschaften vertikal integriert ist und deshalb die Konkurrenzbedingungen für Nichtintegrierte ungünstiger sind?

Die zweite Frage bezieht sich auf die deutschen Pipelines. Sie haben gesagt, man lasse sie von Dritten zu gleichen Bedingungen und unter Umständen zu Preisen benutzen, die unter den Kosten liegen. Spielt der Durchsatz durch Dritte eine erhebliche Rolle?

Dritte Frage: Ich habe Ihre Erläuterungen zu den Kosten so verstanden, daß eine „Normalraffinerie" schon seit 1974 keine Kostendeckung mehr erlangen kann. Das steht nun wieder im Widerspruch zur These von J. M. Blair, nach der die Gewinne seit 1974 gestiegen seien.

Meine Frage ist: Hat Blair Unrecht oder wie kommt es, daß nichtsdestoweniger die Gewinne gestiegen sind? Nach Blair hat die Exxon ihre Gewinnrate von 12,8 % (Durchschnitt 1963 - 72) auf 21,3 % in 1974, die Mobil von 10,3 % auf 17,2 % und die Standard Oil of California von 11,2 % auf 18,1 % erhöht.

Schubert: Die Zahlen beziehen sich auf das gesamte Geschäft der Gesellschaften. Zu berücksichtigen ist darüber hinaus, daß die Entwicklung des US-Marktes wesentlich besser war als die des europäischen Marktes. Meine Aussage gilt allein für den Markt in der BR Deutschland. Während bei uns ein Kapazitätsüberhang in der Verarbeitung

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

besteht, gibt es in den USA einen Engpaß. Nur die Multinationalen haben Kompensationsmöglichkeiten.

Lenel: Die 30,— DM sind dann Verarbeitungskosten bei Unterbeschäftigung.

Schubert: Nein, das sind Vollkosten. Bei Unterbeschäftigung ist der Fixkostenanteil viel höher, dann sind 30,— DM pro Tonne nicht ausreichend. Deshalb habe ich vorsichtig formuliert, es gebe wohl keine Raffinerie, die unter 30,— DM arbeiten kann. Wenn wir von Vollkosten sprechen, rechnen wir mit einer durchschnittlichen Auslastung von 85 % der Kapazität. Heute sind zusätzlich noch Stillstandskosten zu tragen.

(*Kantzenbach:* Gibt es denn die Möglichkeit, Produkte nach den USA hinüberzuschicken?)

Der kalte Winter in den USA hat eine erhebliche Entlastung gebracht, zumindest bei einigen Produkten, z. B. bei Mitteldestillaten. Er hat aber auf der anderen Seite auch neue Belastungen zur Folge, insofern nämlich, als von den USA die Nachfrage nach bestimmten Ölen ausging, die in bestimmten Raffinerien noch gerade verarbeitet werden konnten. Es sind die Öle, die ohnehin bei der letzten Preissteigerung überproportional erhöht wurden, z. B. leichte Libyen- und Algerien-Öle. Sie werden mit 20 bis 30 Cents je barrel über dem Marktpreis gehandelt. Diese Tatsache schlägt sich in der Rechnung für den europäischen Markt noch einmal negativ nieder. Derjenige, der den Einsatz von Algerien-Ölen geplant hat, hat dies ja in der Melange gemacht. Er kann auf den Einsatz dieser Öle nicht verzichten. Das wird sich in einer zusätzlichen Belastung auswirken.

Lenel: Sie meinen also, es könnten sowohl Ihre Zahlen als auch die von J. M. Blair richtig sein? Liegt das nun nur an der Kapazitätsauslastung oder liegt es darüber hinaus auch daran, daß das texanische Öl geringere Kosten hat und die amerikanischen Raffinerien nur zu einem geringen Teil Nahost-Öl verwerten?

Schubert: Sie haben die Ergebnisse von Unternehmen zitiert. Darin stecken natürlich viele Probleme. Wie bereits angedeutet, werden im US-Markt höhere Erlöse als in Europa erzielt, weil die vorhandene Raffineriekapazität voll ausgelastet ist. Darüber hinaus steht das in den USA geförderte Erdöl in der Verarbeitung mit einem wesentlich günstigeren Preis ein.

(Zuruf: 5 US-Dollar!)

5 US-Dollar kostet nur das alte Öl. Dieses muß aber noch mit dem neuen Öl und dem Importöl gemischt werden. Der sich dann ergebende

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Mischpreis hat auch Einfluß auf das allgemeine Erlösniveau. Die Differenz zwischen Erlös und den erzielten Einstandskosten ist so gut, daß nicht nur der Deckungsbetrag für die Verarbeitung erwirtschaftet wird, sondern darüber hinaus auch ein angemessener Gewinn.

Wir dürfen uns aber nicht nur auf die Mineralölproduktion und -verarbeitung beschränken, sondern wir müssen auch die anderen Sparten einer Mineralölgesellschaft in Betracht ziehen. Herr Welbergen ist ehrlich, wenn er sagt, er mache bei der Mineralölverarbeitung Verluste. Trotzdem erzielt die Shell AG ein vorzügliches Ergebnis, das aus dem Erdgas und anderen Aktivitäten kommen kann. Wir erfassen nämlich unser Problem hier nicht, ohne zwischen Mineralöl-Einspartenunternehmen und Mineralöl-Mehrspartenunternehmen zu unterscheiden.

Röper: Der Gewinn der Royal Dutch-Gruppe ist 1977 auf 1,3 Mrd. Pfund Sterling gegenüber 950 Mio. Pfund Sterling im Jahr 1976 gestiegen. Die Verzinsung des Nettovermögens war um 21,1 % bzw. bei effektiver Kaufkraft um 6,8 % angestiegen. Wenn es heißt, daß die Preise auf den meisten Absatzmärkten mit Ausnahme von Großbritannien im allgemeinen einen befriedigenderen Stand als im Vorjahr erreichten, so ist dies doch recht optimistisch formuliert, obwohl immer noch Verluste bestehen.

Welbergen: Wenn der Verlust auf dem deutschen Markt von ungefähr 17 DM pro Tonne auf 8,90 DM pro Tonne zurückgegangen ist, können wir m. E. von einem besseren Ergebnis sprechen.

Es gibt eine ganze Reihe von Ländern, in denen wir Gewinne machen; das bestreitet niemand. Ein Teil unseres Geschäfts bringt Gewinn, z. B. die Chemie oder das Gasgeschäft. Wir machen nicht nur in der BR Deutschland, sondern auch in anderen Ländern Gasfunde. Wenn eine Gesellschaft in vielen Ländern einen Gewinn und in einem anderen Land einen horrenden Verlust erzielt, ist das keine Entschuldigung, sondern ein Grund zur Überprüfung. Wir haben z. B. in Italien keine Möglichkeit mehr gesehen, aus dem Verlustgeschäft herauszukommen. Zuerst hat sich die BP und später haben wir uns aus Italien zurückgezogen. Verluste zu minimieren ist auch ein Weg der Gewinnmaximierung.

Aus der BR Deutschland haben sich die Amoco, die Gulf und die Occidental zurückgezogen, weil sie keine Gewinnmöglichkeiten mehr sahen. Wir werden uns aus diesem Markt nicht zurückziehen, weil wir als Konzern noch Gewinne machen, und weil wir immer noch in die wirtschaftliche Entwicklung der BR Deutschland Vertrauen haben. Ich könnte mir aber durchaus vorstellen, daß es noch eine oder zwei Gesellschaften gibt, die diese Basis nicht haben und deshalb früher oder später

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

nicht mehr bereit sind, ihre Tätigkeit auf deutschen Märkten durch Gewinne in anderen Ländern zu subventionieren.

Schubert: Nun zum common carrier-Prinzip! Es ist dadurch gekennzeichnet, daß bei freier Kapazität eine Durchsatzmenge aufgenommen wird, der Tarif aber auf der Basis einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals kalkuliert wird. Dieses Prinzip haben wir nach Europa übertragen. Die Pipeline-Gesellschaften haben getrennte Abrechnungspreise, und es wundert viele, wenn Mineralölgesellschaften in der BR Deutschland über die schlechte Ergebnislage klagen, aber die Pipeline-Gesellschaften Gewinne erwirtschaften. Dies liegt an dem Bestreben, eine vernünftige Abgrenzung zu ermöglichen, was aber unter Umständen einer Kostenoptimierung zuwiderlaufen kann. Was gerecht ist, muß noch lange nicht vernünftig sein. In diesem Zusammenwirken erreichen die Gesellschaften den Vorteil der economy of scale, aber sie haben unter Umständen zusätzliche steuerliche Belastungen zu tragen.

(*Lenel:* Kostenoptimierung durch vertikale Integration!)

Kostenoptimierung durch vertikale Integration wird zum einen durch die optimale Betriebsgröße erreicht; hinzu kommt die optimale Ablauforganisation. Man kann Kostenoptimierung nur über langfristige Zeiträume, also etwa 5 oder 10 Jahre, durchführen. D. h. als Basis für das optimale Geschäft muß ein konstanter Rohölstrom gegeben sein. Die Konstanz des Rohölstroms kann man beim Seetransport optimieren. Das klassische Beispiel ist die Versorgung der Gulf Oil in Europa, die gescheitert ist. Gulf Oil hätte in Europa vorzüglich überlebt, wenn das Fiasko von Kuwait nicht gekommen wäre:

Gulf Oil wurde in Europa mit relativ kleinen Tankern versorgt. Um das Transportgeschäft zu optimieren, hat man dann außerordentlich große Tanker eingesetzt (314 000-Tonnen-Tanker) auf Zeitcharterbasis von 15 Jahren und mit fahrplanmäßiger, kostenoptimaler Verteilung auf kleine Schiffe für die einzelnen Standorte. Plötzlich fiel die Basis dieser vorzüglichen vertikalen Integration weg, nämlich die Versorgung aus Kuwait, und damit brach alles zusammen. Dies sollte nur ein Gegenbeispiel für den Vorteil der vertikalen Integration sein.

Aber die ehemaligen ARAMCO-Partner werden diesen Vorteil in Zukunft realisieren können, weil sie nach dem neuen Abkommen den Zugriff auf 95 % der saudi-arabischen Produktion behalten. Sie werden in ihrer Planung alles darauf auslegen können, also auch die optimale Schiffsgröße einsetzen können. Wer nicht vertikal integriert ist, muß elastisch bleiben. Dann kann man aber auch nicht den Vorteil aus dem Seetransport erwirtschaften, weil z. B. 120 000-Tonner als optimale

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Schiffsgröße beschäftigt werden müssen, um einmal hierhin, einmal dorthin fahren zu können.

Lenel: Die vertikale Integration ist für die deutsche eisenschaffende Industrie und für den Kohlebergbau diskutiert worden. Es hieß, sie verschaffe der deutschen eisenschaffenden Industrie einen Kostenvorteil, um den andere Länder sie beneiden. In dem Augenblick, in dem der Kohlepreis stark gestiegen war, hat niemand mehr davon geredet.

Das, was Sie vortragen, ist nach meiner Meinung weitgehend ein Preisproblem und ein Problem von Marktunvollkommenheiten. Darauf läuft meine Frage hinaus. Wenn Sie in der Lage wären, Rohöl zu Marktbedingungen zu kaufen und Tonnage jeweils zu Marktbedingungen zu bekommen, wenn es nicht immer nur Restmengen und -tankerkapazitäten wären, sähe die Sache ganz anders aus. Nachdem ein Großteil des Bergbaus vertikal mit der eisenschaffenden Industrie integriert war, hatten die Unternehmen, die einstufig blieben, auch einen Nachteil.

Schubert: Die deutsche Stahlindustrie wird es bereuen, daß sie nicht mehr den Zugriff zur Kokskohle hat. Aber Sie müssen eines berücksichtigen: Bei der Auflösung der vertikalen Integration hat es den Kokskohlenvertrag gegeben. Damit bleiben die Vorteile dieser erhalten.

Es gibt aber ein Beispiel dafür, daß vertikale Integration nicht in Ordnung ist: die Occidental Oil mit einer gewissen Position in der Produktionsstufe und auch in der Verarbeitungsstufe, aber nicht in der Seetransport- und in der Vertriebsstufe. Sie hat manchmal vorzüglich im Spotmarkt operieren können. Aber als der Tankermarkt eng wurde, hat sie klein beigeben müssen. Zur Abschätzung von Vorteilen und Nachteilen sollten nur lange Zeiträume herangezogen werden.

Nehmen wir die BP als ein Beispiel, bei der die vertikale Integration immer schlecht war. Das führte nach 1967 zu einem Fiasko in der Seetransportstufe, weil der Spotmarkt plötzlich anzog: Die Vorteile, die in den vergangenen sieben Jahren erwirtschaftet worden waren, wurden in den zwei folgenden Jahren dreimal — so glaube ich — durch Nachteile überkompensiert.

Hamm: Man kann auch mit langfristigen Lieferverträgen arbeiten. Sind diese auf jeden Fall schlechter als die vertikale Integration?

Schubert: Meiner persönlichen Erfahrung nach sind langfristige Lieferverträge wesentlich schlechter. Können Sie sich an den Vertrag zwischen der Mobil Oil und der Gelsenberg AG erinnern, der 1949/50 geschlossen wurde und bis zum Jahr 2005 laufen sollte? Dieser Vertrag war ursprünglich vorzüglich. Wegen der Änderung der Umstände mußte er dann aber 1964/65 beendet werden.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Hamm: Warum wurde der Vertrag über 50 Jahre geschlossen?

Schubert: Um Aral 1949 überhaupt beleben zu können, war das die einzige Möglichkeit. Es gab übrigens einen ähnlichen Vertrag zwischen der BP und einer anderen deutschen Gesellschaft, der Scholven-Chemie.

Nussbaumer: Halten Sie es für sinnvoll oder für möglich, für vertikal integrierte Unternehmen überhaupt Cash flow zu errechnen oder gibt es da nicht viele Möglichkeiten, Gewinne außer über versteuerte Rücklagen und über Abschreibungen umzuschichten, daß sogar Cash-flow-Daten für den gesamten Komplex einer vertikalisierten Firma nichts aussagen? Ich habe das Gefühl, daß uns Gewinne gar nichts sagen, daß wir vom Cash flow ausgehen müssen. Aber was heißt Cash flow, wenn die Gestaltungsmöglichkeiten so groß werden und man sie nicht einmal bei Zusatzinformationen aus der Bilanz herauslesen kann?

Wir sehen den Vorteil der vertikalen Integration in der einheitlichen Optimierung der Ziele der Gesamtunternehmung, gleichzeitig scheint mir herausgekommen zu sein, daß die Einrichtung von Profit-Centern im Rahmen dieser vertikalen Integration die Rechenbarkeit aller Operationen, die Kontrolle und die Rationalisierung erleichtert. Ist also etwa die Einrichtung selbständiger Pipelines-Betriebsgesellschaften suboptimal, weil sie die vertikale Integration beeinträchtigt, oder günstig, weil sie Kostenrechnung und Kontrolle erleichtert?

Welbergen: Gibt es Möglichkeiten des Verdeckens von Gewinnen? Ich habe diese Frage verneint. Sollte es doch Möglichkeiten geben, so gibt es auch Wege, diese zu kontrollieren und zu stoppen. Ich nehme für meine Gesellschaft, die ein Teil einer international vertikal integrierten Gesellschaft ist und selbst auch vertikal integriert ist — als Deutsche Shell sind wir auch in der Exploration tätig —, in Anspruch, daß wir keine Gewinnverschiebungen, die ja Basis Ihrer Behauptungen waren, und auch keine Steuerhinterziehung betreiben. Wir optimieren unsere Steuerzahlungen, aber das ist legitim.

Ob es richtig ist, Profit-Center zu haben, ist ein anderes Thema. Viele international organisierte Gesellschaften, die ich kenne, sind zu dieser Profit-Center-Idee übergegangen: die Gewinne sollen dort gemacht werden, wo Investitionen und Risiko anfallen. Ich glaube, auch hier mein Haus als gutes Beispiel nennen zu können, weil wir mit dieser Art der Rechnungslegung unsere Kosten so minimiert haben und dafür gerne etwas mehr Steuern zahlen.

Wenn wir schon über Transparenz reden — und dies ist eine der Hauptforderungen, die heutzutage an die multinationalen Mineralölkonzerne gestellt werden —, dann können wir diese Transparenz nur

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

herstellen, wenn wir auch hier nach der Profit-Center-Idee arbeiten.

Pohmer: Ich möchte noch einmal auf die mißliche Situation in Ihrer Beispielrechnung für den „Erlöswert" von Arabian Light zurückkommen[27]. Sie haben als Alternative das algerische Öl erwähnt und dabei festgestellt, daß zu wenig Heizöl angeboten wurde. Sie wiesen die chemisch gleichen Stoffe Dieselöl und Heizöl im Verbund aus. Wie hoch ist eigentlich der Dieselölanteil auf dem Absatzmarkt und wie hoch der Heizölanteil? Läßt sich das ungefähr bestimmen?

Schubert: Das ideale Rohöl müßte etwa 50 % Mitteldestillate und 25 - 28 % schweres Heizöl ergeben. Eine solche ideale Ausbringung kann man durch entsprechende Verarbeitungsanlagen erzeugen.

Burchard: Ich möchte den Zahlenvergleich ergänzen. In der Produktionspalette der deutschen Raffinerien machen leichtes Heizöl und Diesel etwa 37 %, im Inlandsverbrauch dagegen etwa 48 % aus.

Röper: Warum haben wir den größten Import an Produkten in Europa?

Welbergen: Ich würde Ihre Frage so interpretieren: Warum haben wir nicht größere Kapazitäten in den sogenannten Sekundäranlagen, so daß wir von den Kosten herunterkommen? Es liegt an den Investitionskosten und am Risiko. Ich bin nach wie vor überzeugt, daß wir dieses Risiko eingehen müssen, auch später, denn, wenn wir Rohöl noch 30, 40 oder 50 Jahre zur Verfügung haben, dann können wir diese Verfügbarkeit nur strecken, indem wir die schweren Anteile — 46 % nach der Schubert-Rechnung — nicht mehr verheizen, sondern für andere Zwecke in leichtere umwandeln. Wenn wir voraussehen, daß sich alle technischen Entwicklungen in absehbarer Zeit verwirklichen lassen, so ist es m. E. wirtschaftlich unsinnig, über Kohleverflüssigung und Kohlehydrierung zu reden zu einem Zeitpunkt, in dem wir schweres Heizöl noch verbrennen, anstatt es durch Kohle zu ersetzen und es in Konversionsanlagen in die leichten Produkte umzuwandeln. Dies ist der billigere Weg.

Die Kernenergie, ob sie in naher Zukunft genutzt wird oder nicht, geht „gegen das schwere Ende des Barrels" — wie wir es ausdrücken —, nämlich gegen den Einsatz von Öl und Kohle in der Elektrizitätswirtschaft. Wenn wir also längerfristig denken, muß die Entscheidung zugunsten der Konversionsanlage fallen. Die Bezifferung der Verarbeitungskosten auf 120 DM bezieht sich auf das schwere Heizöl, nicht auf

[27] Vgl. Anhang 7.2 (4), S. 178.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

das Rohöl. Jetzt sage ich etwas, das Herrn Barnikel vielleicht nicht gefällt, in der Kuppelproduktion aber legitim ist: Wenn wir das schwere Heizöl nicht verarbeiten, haben wir einen Überschuß, d. h. der Preis für schweres Heizöl gerät bei gegebener Nachfrage unter Druck. Wenn wir aber einen Teil davon in leichtere Produkte verarbeiten, dann erhöhen wir automatisch den Preis für schweres Heizöl. Diesen Effekt muß ich in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mitberücksichtigen.

Für mich ist es keine Frage, ob wir Konversionsanlagen bauen, sondern wann wir sie bauen. Besonders wenn der Mineralölanteil unter politischem Druck mehr und mehr zurückgedrängt wird, gibt es für uns nur einen Weg: den forcierten Ausbau der Konversion.

Bauer: Wir sind völlig einig miteinander bezüglich der Planung und des Ausbaus der Konversionsanlagen. Aber es ist auch das Problem der Finanzierung zu beachten. Es kommen unvorhergesehene Investitionsbelastungen auf uns zu. Das Entscheidungsproblem kann nur durch den Markt und den Preis, den wir erzielen, gelöst werden. Damit ist vielleicht erkannt, daß unsere Gewinne die Funktion haben, die Voraussetzung für unsere Tätigkeit zu schaffen.

Pohmer: Woher kommen die Rotterdam-Produkte? Es muß doch in der Welt einen größeren Bedarf an schwerem Heizöl geben. Und wie kommt es, daß Benzin und leichtes Heizöl bei uns relativ knapp sind oder nur in vermehrten Mengen hergestellt werden können, wenn wir mehr schweres Heizöl in Kauf nehmen?

Schubert: Das Nachfrageproblem ist in den europäischen Ländern unterschiedlich. Beispielsweise hat es in Italien einmal eine Grundsatzentscheidung gegeben, den Strom in Ölkraftwerken zu produzieren. Auch in Frankreich hat man sich dafür entschieden, das Öl zu verstromen. In Großbritannien haben wir eine ganz andere Verbrauchsstruktur als beispielsweise in der BR Deutschland. Traditionell haben wir in Großbritannien einen Unterschuß an schwerem Heizöl. Das hat sich nur in einem relativ kurzen Zeitraum geändert, weil hier offshore-Erdgas zur Verfügung steht. Diese Änderung im Zuschnitt eines Marktes haben wir fortwährend hier und dort. 1973 haben wir uns im Mineralölwirtschaftsverband überlegt, ob es überhaupt gelingen wird, das schwere Heizöl herzustellen, das für die Verstromung gebraucht wird trotz der amtlichen Pläne, Kernkraftwerke zu bauen. Damals ging unsere Ausbringung auch weit über 30 %. Da wäre der Bau einer Konversionsanlage Unfug gewesen. Deshalb sind wir dann nach Persien gegangen und haben mit dem Schah über den Bau einer großen Raffinerie verhandelt. Heute ist das umgekehrt.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Burchard: Aber auf der unterschiedlichen Bedarfsstruktur basiert ja die unterschiedliche Ausbringung, die heute schon beim Heizöl vorhanden ist, z. B. in Italien weit über 40 % der Gesamtproduktion, bei uns 25 % mit sinkender Tendenz in den letzten Jahren. Nimmt man alle Arten der Weiterverarbeitung zusammen, so besteht zur Zeit eine Cracker-Kapazität von 20 Mio. Tonnen, die bis Ende nächsten Jahres um etwa 4 Mio. Tonnen erweitert wird. Das ist schon eine beträchtliche Reaktion auf die veränderte Situation.

Hoppmann: Wir haben über Gewinne wie auch über die Besonderheiten der Kostenrechnung der Mineralölgesellschaften diskutiert. War aber das Thema damit schon einschlägig behandelt worden, nämlich die Interpretation der Gewinne bezogen auf den Bestandteil, der aus der Exploration stammt?

Wenn wir über die Besonderheiten der Kosten der Mineralölindustrie sprechen, sollten wir fragen, welche Besonderheiten es in der Exploration gibt und wie sie sich niederschlagen. Besteht doch die Gefahr, daß wir sie falsch interpretieren.

Schubert: Es ist falsch, die Gewinne nach der absoluten Größe zu betrachten. Man muß einen Bezugspunkt suchen. Dieser kann nur die Verzinsung des gesamten investierten Kapitals sein.

Beim Umsatz hat es für uns, Herr Barnikel, nie grundsätzliche Probleme gegeben. Denn wenn der Erdölpreis steigt, kann man das nicht als Argument dafür nehmen, daß die Umsatzrendite in gleichem Maße steigen muß.

Bei der Diskussion um die Gewinne geht es mehr um deren Verwendung. Gewinn ist nun einmal das Einfachste, um Eigenkapital zu schaffen, das zur Finanzierung von Einrichtungen innerhalb des Unternehmens mit hohem Risiko benötigt wird. Das ist gerade bei der Exploration der Fall. Durch Gewinnverzicht oder -reduktion wird die Fähigkeit zu solch risikoreichen Unternehmungen wesentlich kleiner. Langfristig können wir uns das sicher nicht leisten.

Vielmehr müssen wir darauf achten, daß nicht nur bei Forschung bzw. Exploration Eigenkapital eingesetzt werden muß, sondern daß im Fall der fahrlässigen Fündigkeit hohe Finanzierungsvolumina anstehen, die auch nur kostengerecht darzustellen sind, wenn man ein erhebliches Eigenkapital mitbringt. Was sich seit 1972/73 entwickelt hat, sollte die Ausnahme und nicht die Regel sein.

Kaufer: Es geht um die erwartete Rendite. Wenn sich zwei Gesellschaften aus dem deutschen Markt zurückgezogen haben, dann doch

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

wohl aufgrund der Erwartung, daß künftige Investitionen hier keinen Gewinn bringen.

Schubert: Dies gilt in bezug auf deren spezielles Geschäft, wie es in der BR Deutschland zugeschnitten war. Die Integrierten erhoffen sich wieder eine vernünftige Verzinsung.

Kaufer: Wenn Sie eine Summe Geldes nehmen, dann könnte man ja alles hineinrechnen, was Sie an besonderen Problemen sehen, die Finanzierung etwa. Wenn ich aber jetzt die Gesamtinvestitionen plane und die Rendite errechne, so ist zu bedenken, daß der Investitionsblock zeitlich unterschiedlich anfallen kann. Er stellt sich als Ausgabenstrom dar, den ich renditemäßig erwirtschaften muß. Dabei taucht jedoch gerade in solchen Industrien, die sehr forschungsintensiv oder explorationsintensiv sind, das Problem auf, ob die Methode der Renditenberechnung richtig ist. Hier geht es nur darum nachzuweisen, daß die buchhalterische Gewinnrate notwendig irrelevant ist. Wenn man aus anderen Gründen die Explorationskosten sofort absetzt, tauchen sie in der Buchhaltung nicht mehr auf, obwohl man sie — jedenfalls volkswirtschaftlich gesehen — noch berücksichtigen müßte. Wenn nun das Explorationsrisiko ansteigt, und das Explorationsbudget z. B. vervierfacht wird, es aber nicht kapitalisiert wird, ergibt sich eine Steigerung der Buchhaltungsgewinnrate, wobei die tatsächliche Gewinnrate — sagen wir, bezogen auf den Cash flow — konstant bleibt. Das ist das eigenartige Phänomen in der Mineralölindustrie wie z. B. auch in der pharmazeutischen Industrie, daß geradezu Phantomgewinne entstehen, also buchhalterische Gewinnraten, die enorm hoch sind.

Pohmer: Ich habe Zweifel, ob Cash flow die richtige Größe ist. Ich komme zur richtigen Rechnung, wenn ich die Forschungs- und Explorationskosten aktiviere. Schreibe ich sie dann gemäß der Nutzung ab, komme ich zu einer Verstetigung der Gewinne. Wenn Sie Cash flow rechnen, ereignet sich ja dasselbe. Die Ausgaben für die Exploration fallen weg und die für die Forschung müssen Sie einstellen. Was Sie meinen, Herr Kaufer, bezieht sich nicht auf Cash flow, sondern auf die kalkulatorische Rechnung.

(*Kaufer:* Nur auf die Modellrechnung!)

Das ist nicht Cash flow.

Kaufer: Es ist eine Modellrechnung auf der Basis des Cash flow. Ich modelliere ein Unternehmen aufgrund von typischen Annahmen etwa über den Lebenszyklus eines Produkts und modelliere dabei ein Gebilde von Ein- und Auszahlungsströmen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Pohmer: Die Ein- und Auszahlungsströme verändern sich ja gerade dadurch, daß ich nicht mehr exploriere und nicht mehr forsche. Dann fallen die entsprechenden Ausgaben nicht mehr an.

Kaufer: Diese Veränderung erfassen Sie ja mit Ihrer Buchhaltung. Das sind zwei Effekte. Die Kapitalisierung ist der eine Effekt.

Pohmer: Das ist richtig, aber den zeitlichen Aufbau des Kapitals erfassen Sie meiner Ansicht nach mit der reinen Einnahmen- und Ausgabenrechnung gerade nicht. Letztlich können Sie alle Rechenformen aus Einnahmen- und Ausgabenströmen ableiten. Aber ich glaube, daß die in der kommerziellen Buchhaltung übliche Berücksichtigung von Forschungs- bzw. Explorationsaufwendungen ökonomisch fehlerhaft ist. Sie haben vorhin gesagt, von den Forschungs- oder Explorationsaufwendungen berücksichtigte man nur die, bei denen man fündig geworden ist, und die übrigen müßte man herausrechnen. Das halte ich für eine falsche Rechenmethode. Wenn ich bei der Forschung von vornherein weiß, ich brauche soundsoviele Versuche, um zu einem Ergebnis zu kommen, und wenn ich bei der Exploration mit soundsovielen Bohrungen rechne, bevor ich fündig werde, dann muß ich natürlich alle Aufwendungen, auch die vergeblichen, zu den Forschungs- bzw. Explorationsaufwendungen hinzurechnen.

Schubert: Darf ich das einmal an einem Beispiel deutlich machen! Um überhaupt Erfolge zu haben, muß man breit streuen, und Explorationsausgaben sind Kosten. Wenn man in einem Projekt fündig wird, ist dies in der Unternehmensrechnung schon absorbiert. Dann darf ich rückwirkend — jetzt nehme ich z. B. Großbritannien — wieder bei meinen Tochtergesellschaften, die diese Exploration betrieben haben und Förderung betreiben sollen, kapitalisieren. In der Rechnung der Tochtergesellschaften erscheinen aber nicht die gesamten Explorationsausgaben, sondern nur die in Großbritannien angefallenen. Dieses Unternehmen kann unter Umständen 10 Jahre später als besonders erfolgreich angesehen werden. Aber wenn alles berücksichtigt wird, was in die Exploration eingegangen ist, kommt man zu dem Ergebnis, daß es eine schlechte Investition gewesen ist.

Welbergen: Wir strapazieren uns zu sehr, wenn wir annehmen, daß der Gewinn allein aus der Exploration kommt. Wir beachten in der internationalen Rechnungslegung — es sind ja im wesentlichen internationale Gesellschaften — viel zuwenig, daß alle Investitionen zu den historischen Wechselkursen vorgenommen werden. Der Tagesgewinn wird aber zum Tageswechselkurs oder der Jahresgewinn entsprechend verrechnet. Diese Tatsache bringt uns in eine sich ständig ändernde

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Relation. Nehmen wir z. B. das Pfund Sterling; es ist heute noch rund 5 DM wert, wir machen aber Abschreibungen, als ob es noch 10 DM wert wäre. Die Verschiebungen bei den Zahlen sind erst durch eine eingehende Analyse zu erkennen.

Röper: In den integrierten Unternehmen werden Operations Research und Computer eingesetzt. Sind sie daraufhin wesentlich leistungsfähiger geworden? Sie müßten doch eigentlich gegenüber anderen Unternehmen am Markt große Vorteile haben. Ich wage das zu bezweifeln.

Bei Betrachtung der Gewinne der größeren Unternehmen fällt auf, daß sie für 1975 bescheiden sind — Exxon 2,5 Mrd. US-Dollar und Royal Dutch-Gruppe 2,1 Mrd. US-Dollar — und zwar insbesondere im Vergleich zur National Iranian Oil Company in Teheran, die für 18,85 Mrd. US-Dollar Umsatz einen Gewinn von 16,80 Mrd. US-Dollar, also 90 % des Umsatzes ausweist. Exploriert hatten die anderen, und die National Iranian Oil Company scheint nun zu kassieren.

Welbergen: Jeder Versuch, ein international integriertes Geschäft auf ein Computeroptimierungsprogramm zu bringen, ist von vornherein zum Scheitern verurteilt, weil alle Computermodelle, die wir haben, nationale sind. Dies ist m. E. unabhängig davon, ob es sich um eine rein nationale Gesellschaft oder um die Tochter einer internationalen Gesellschaft handelt. Ihre Frage, ob man international vertikal integriert Optimierungsrechnungen aufstellen kann, ist mit einem klaren Nein zu beantworten. Wenn wir dies könnten, würden wir es vielleicht machen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

5.1 Hans-Heinrich Barnikel: Probleme der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht in der Mineralölwirtschaft der BRD

Ein Thema dieser Art kann nur behandelt werden, wenn wenigstens das Wichtigste über die Konzentration und den Wettbewerb im Mineralölbereich dargestellt wird. Eingeleitet werden soll dies mit einem knappen Versuch, die Entwicklungen der Weltmarktsituation zu charakterisieren, soweit sie für dieses Thema bedeutsam sind.

Mehrere Determinanten bestimmen die internationale Situation: das große wirtschaftliche Risiko, aufwendige Investitionen und hohe Marktzutrittsschranken, die Notwendigkeit langfristiger Planung und kontinuierlicher Operationen sowie vielfältige und ganz unterschiedliche staatliche Regulierungen[28].

Explorationen sind höchst spekulativ. Die Rentabilität der Investitionen ist unvorhersehbar. Hinzu kommen zahlreiche Risiken technischer und politischer Art. Diskriminierung der ausländischen Unternehmen, Währungsschwankungen, staatliche Kontrolle und Wettbewerbsverzerrungen durch Subventionierung der nationalen Unternehmen gehören genauso in den Katalog der Risiken wie Änderung der staatlichen Konzessionspolitik, Erhöhung der Royalties und Steuern, Sozialisierung der gesamten Investitionen oder wesentlicher Teile sowie Bürgerkriege und Revolutionen. Die Unternehmen versuchen, die ökonomischen Risiken durch Streuung ihrer Tätigkeiten auf möglichst viele geographische Gebiete und durch Kooperationen in Form von Konsortien und Gemeinschaftsunternehmen zu mildern.

Die Erschließung der Ölfelder, Förderung, Pipelines, Tanker, Raffinerien und weiträumige Distribution machen beträchtliche Investitionen notwendig und erfordern großbetriebliche Unternehmensformen. So kann z. B. ein Ölfeld in der Nähe einer Raffinerie im Stammland trotz geringer Ergiebigkeit wirtschaftlich arbeiten; eine offshore-Bohrung oder ein Feld in der Wüste dagegen kann selbst bei hundertfacher Ergiebigkeit wegen der außergewöhnlichen zusätzlichen Kosten insbesondere auch für Transport noch lange nicht die Rentabilitätsschwelle

---

[28] Vgl. dazu insbes. *N. H. Jacoby,* Multinational Oil, a study in industrial dynamics, New York und London 1974; M. A. Adelman, The World Petroleum Market, Baltimore und London 1973.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

erreicht haben. Viele solcher Momente kommen im Mineralölbereich zusammen und begünstigen Großunternehmen.

Die Lagerkosten für Rohöl und Rohölprodukte sind hoch, die kontinuierliche Beschäftigung möglichst aller Betriebsstufen muß deshalb gesichert werden. Nur wenn das Rohöl vom Bohrturm zu den Raffinerien und von da über die Verteilung bis zum Verbraucher gleichmäßig fließt, ist Wirtschaftlichkeit gesichert. Die vertikale Integration der Unternehmen ist ein Mittel, diese Kontinuität der Beschäftigung herzustellen.

Die Gesellschaften arbeiten in unterschiedlichen Rechtssystemen. Sie haben sich auseinanderzusetzen mit mehreren Staaten mit eigenen nationalen Wertvorstellungen, unterschiedlichen politischen und wirtschaftlichen Zielen und Gesetzessystemen. Dies betrifft die Exploration genauso wie die Konzessions-, Lizenz- und Patentpolitik, Abgaben, Gebühren und Steuern, Exportregulierungen, Importbestimmungen, Währungsfragen, Preispolitik, Produktionsauflagen, Umweltschutz und Gütegarantien.

Dies alles hat dazu geführt, daß die maßgebenden Unternehmen als besonders groß, kapitalintensiv, multinational, vertikal integriert und in ihren Plänen bis in die Distribution auf Langfristigkeit angelegt zu charakterisieren sind.

Wichtige Entwicklungen nach 1945

Nach Berechnungen der Vereinten Nationen hat sich der Weltenergieverbrauch zwischen 1949 und 1971 mehr als verdreifacht; er stieg von 2,3 auf 7,1 Mrd. metrische Tonnen an äquivalenten Kohleeinheiten. Dieses anhaltende Wachstum des Energieverbrauchs nach dem letzten Krieg war für die bereits vorhandenen Gesellschaften die Grundlage, auf lange Sicht zu planen und zu investieren. Die Unternehmen hatten gute Gründe anzunehmen, daß der Markt die steigende Produktion auch aufnehmen wird. Gleichzeitig aber zog diese Entwicklung neue Gesellschaften an, die sich ihre Marktanteile erst zu erobern hatten. Das Wachstum des Marktes war ein kräftiger Dekonzentrationsanstoß für die internationale Mineralölindustrie. Zum Teil entstanden die neuen Unternehmen mit Hilfe beträchtlicher staatlicher Unterstützungen. Sowohl die bereits tätigen Unternehmen als auch die neuen Wettbewerber haben Ende der 40er und in den 50er Jahren unter dem Eindruck steigender Gewinne gewaltige Expansions- und Investitionsprogramme begonnen.

Zu diesem wirtschaftlichen Aufschwung der Mineralölindustrie gehört der Boom in Tankern und Pipelines. Ende 1948 waren außerhalb der

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Vereinigten Staaten in der nicht kommunistischen Welt 13 größere Rohölpipelines mit einer Länge von etwa 1 800 Meilen in Betrieb. Ende 1972 waren es 111 solcher Pipelines mit einer Länge von 15 000 Meilen. Die Produktenpipelines expandierten in ähnlicher Weise. Die Entwicklung der Tankerkapazität erreichte fast die Wachstumsrelationen der Pipelines. Auch die Raffineriekapazitäten sind im gleichen Zeitraum enorm gewachsen:

Rohölraffineriekapazitäten nach Ländergruppen
(in 1 000 barrels/Tag; in v. H.)

	1948	v. H.	1962	v. H.	1972	v. H.
USA und Kanada	7,30	66,5	10,99	42,1	14,81	25,5
Lateinamerika	1,25	11,4	3,56	13,6	6,54	11,3
Westeuropa	0,46	4,2	4,84	18,5	17,21	29,6
Afrika	0,04	0,0	0,32	11,2	0,99	1,7
Mittlerer Osten	0,87	7,9	1,40	5,3	2,45	4,2
Ferner Osten	0,21	1,9	2,09	8,0	7,92	13,6
Ostblock	0,83	7,6	2,93	11,2	8,16	14,0
Weltkapazität	10,96	100	26,13	100	58,12	100

Quelle: Nach Neil H. Jacoby, a.a.O., S. 80.

Schon Anfang der 60er Jahre entstand ein Trend zu Überkapazitäten. Die nicht genutzte Raffineriekapazität wird unterschiedlich, aber im großen und ganzen auf 15 %, in einzelnen Ländern wie z. B. in Japan auf 32 % geschätzt; für die OECD-Länder werden 22,5 % für Ende der 50er Jahre errechnet. Dieses fortschreitende Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Produktionskapazität hat eine beträchtliche Instabilität auf den Weltmärkten geschaffen. Recht abrupt setzten Phasen intensiven Wettbewerbs ein, um nach einer gewissen Zeit einer ruhigen Marktlage zu weichen.

Mit Beginn der 70er Jahre scheint der Überfluß an Mineralölprodukten einer relativen Knappheit gewichen zu sein. Der Wandel ist schneller eingetreten als erwartet; der Energiebedarf ist rascher gewachsen als vorausgeschätzt. Die Förderkapazitätsreserven waren fast verschwunden. Sie wurden 1973 in Europa auf etwa 6 % geschätzt.

1973 ist jenes Jahr, in dem sich entscheidende Änderungen im Mineralölbereich vollzogen haben: Seit ihrer Gründung im Jahre 1960

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

bemühte sich die OPEC mit den in ihren Mitgliederstaaten tätigen Ölgesellschaften abgestimmte Preisvereinbarungen zustandezubringen. Die wichtigsten Stationen waren die Abkommen von Teheran und Tripolis sowie die Verträge von Genf. Die Entscheidungen über Produktionsmengen und Preise für Rohöl werden nunmehr von der OPEC und OAPEC getroffen. 1973 und 1974 wurden die Rohölpreise zum Teil vervierfacht und die Kürzung der Liefermenge als politische Waffe eingesetzt. Auf Versteigerungen von freien Mengen wurden unter dem Eindruck der Rohölblockade und aus Angst vor einer Ölknappheit Mondpreise gezahlt, die nur noch aus der damaligen Situation zu verstehen sind. Im Verlauf jener Jahre haben Mitgliederländer der OPEC zunehmend Ölgesellschaften enteignet und verstaatlicht. Die OPEC hat sich bis heute als wirksames internationales Exportkartell erwiesen.

Die Zeiten des billigen Rohöls sind vorüber; die hohen Zuwachsraten im Mineralölverbrauch ebenfalls; die Kohle gilt wieder mehr, Erdgas, Kernenergie und andere Substitutionsenergien haben größere Chancen im Markt. Unternehmen, aber auch Staaten haben Investitionsprogramme aufgestellt, um neue Energiequellen zu finden, neue Technologien zu entwickeln, Produkte zu verbessern und andere Maßnahmen zu prüfen, um Energie einzusparen.

Schließlich sei noch erwähnt, daß die Preisentwicklung das Interesse des Ostblocks an Öllieferungen nach dem Westen stimuliert hat. Rußland war bereits um die Jahrhundertwende, verglichen mit späteren Jahren mit relativ bescheidenen Mengen, einer der größten Ölproduzenten und -exporteure und besaß Anfang der 30er Jahre einen (Welt-) Marktanteil von etwa 20 %. Rußlands Exportpolitik änderte sich jedoch mit den inländischen Bedingungen, insbesondere mit den Zielen seiner Industriepolitik, und richtete sich schließlich auch je nach seinem Bedarf an ausländischer Währung. Dabei pflegte es seine Exportpreise an die Preise der westlichen Länder anzupassen und gerade so niedrig anzusetzen, wie es notwendig war, die Ware zu verkaufen, aber auch nicht niedriger. Das westliche Preisniveau ist deshalb auch für die russischen Exporte maßgebend. Der örtliche Exporteur hängt sich an Platt's Oilgram oder an die AFM-Notierungen an.

Konzentration und Wettbewerb im internationalen Bereich

„Oligopol" ist zwar ein wissenschaftlicher Terminus, aber so nicht ohne weiteres aussagekräftig. „Wenige Unternehmen", die „kleine Gruppe" und „unvollkommener" oder „beschränkter" Wettbewerb sind nicht besser. Man muß schon die wesentlichen Vorgänge beschreiben, wenn man zu Aussagen kommen will.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Die Zeit vor 1945 hatte viele Züge einer sehr weitgehenden Kartellbildung: Es gab das Achnacarry Agreement, Zonenpreissysteme und Preisbasen, Vereinbarungen über die Respektierung des status quo ante (as-if-agreements), Rationalisierungsvereinbarungen über den Transport (aus dem jeweils nächstgelegenen Fördergebiet), Transportpools, Gemeinschaftsunternehmen, Konsortialverträge, Austauschlieferungen, einheitliche Ermittlung und Anwendung von Verrechnungsfrachtraten (AFRA-Raten). Sicher ist diese Aufzählung nicht vollständig. Obwohl solche Verträge und Preisbildungsgrundsätze sehr gründlich vorbereitet worden sind, war die Haltbarkeit solcher Vereinbarungen beschränkt und die Wirksamkeit solcher Grundsätze ebenfalls. Es ist wohl nie gelungen, die ganze Industrie zu reglementieren. Es gab Länderbereiche, die nicht oder nicht genügend kontrolliert werden konnten oder kontrolliert worden sind. So haben immer wieder Außenseiter, Exporteure und Händler die kunstvolle Preisstruktur zerstört. Vor allem war das Achnacarry Agreement mehr Absicht und Deklaration als verwirklichte vertragliche Vereinbarung. Wohl aber scheint es bei der Formulierung von Folgeverträgen immer wieder Beispielcharakter gehabt zu haben[29].

In der Nachkriegszeit hat sich die Zahl der Konkurrenten der sieben größten Mineralölunternehmen beträchtlich erweitert. Nur zum Teil entstanden die neuen Unternehmen aus eigener Kraft; überwiegend sind sie mit Hilfe staatlicher Förderungsmaßnahmen oder als staatliche Unternehmen geschaffen worden. Im Weltmarktmaßstab hat sich auf diese Weise die Konzentration verringert. Sie war sehr hoch beim Besitz von Rohölreserven und in der Rohölproduktion, ist aber bis 1975 kräftig zurückgegangen. Bei den Raffineriekapazitäten war die Konzentration nicht ganz so hoch, hat sich aber auch hier verringert. Ähnliches gilt für die Tankertonnage und für die Pipelines.

Das Konkurrenzbild ist in den einzelnen Bereichen, einerseits je nach Ländergruppen und Staaten, andererseits nach Produkten und Wirtschaftsstufen, sehr unterschiedlich. Die Unternehmen treffen auf jeweils andere Wettbewerber und unterschiedliche wettbewerbsrechtliche Bedingungen; die Wettbewerbsintensität ist deshalb recht unterschiedlich, die Konzentrationsgrade sind es ebenso. Ganz allgemein aber haben sich die Marktanteile der bis heute noch führenden größten Unternehmen im Zuge dieser Entwicklung verringert. Man spricht zwar immer noch von einer Gruppe der größten fünf oder sieben internationalen Unternehmen. Die Größenunterschiede dieser Unternehmen sind aber

[29] The Achnacarry Agreement, in: In: The International Petroleum Cartel, Staff Report to the Federal Trade Commission submitted to the Subcommittee on Monopoly of the Select Committee on Small Business, United States Senate Washington 1952. Auszug in deutscher Übersetzung in: H.-H. Barnikel (Hrsg.), Theorie und Praxis der Kartelle, Darmstadt 1972, S. 442 ff.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

beträchtlich. Angesichts des schnellen Wachstums anderer Großkonzerne führt es nicht sehr weit, die Struktur der Industrie im internationalen Rahmen im Sinne der Oligopoltheorie lediglich nach dieser Zweiteilung zu beschreiben. Kräftige und rasche Änderungen in den Marktanteilen der einzelnen Unternehmen innerhalb der sieben größten Unternehmen lassen es als unwahrscheinlich erscheinen, daß ganz allgemein der Markt heimlich oder auch offen zwischen ihnen aufgeteilt ist. Auch die Diversifizierung der Unternehmen hat kräftig zugenommen und wird wohl weiter zunehmen. Die Unternehmen haben ihren petrochemischen Geschäftsbereich ausgeweitet, ihre Tätigkeit bei der Suche, Entwicklung und Verwertung anderer Energiequellen verstärkt; sie haben sich aber auch im Maschinenbau, im Transportwesen, in Versicherungen, Banken und in der Touristik engagiert. Schwerpunkte sind dabei immer noch die Petrochemie und das Erdgas. Mit dieser Diversifizierung haben sich die Interessen der Unternehmen verlagert, hat sich ihre Vielfalt außerordentlich gesteigert und gewandelt. Dies alles steht dem generellen Verdacht entgegen, daß im Mineralölbereich von vornherein Produktion und Preispolitik in konzertierter Aktion erfolgen. Dadurch wird jedoch nicht ausgeschlossen, daß in Teilbereichen von Fall zu Fall immer wieder einmal abgestimmtes Verhalten oder auch Vereinbarungen zustande kommen und praktiziert werden.

Konzentration in der Mineralölwirtschaft der BR Deutschland

Die BR Deutschland wird trotz aller Anstrengungen zur Entwicklung und Nutzung neuer Energiequellen zur Deckung ihres Bedarfs an Rohöl und Mineralölprodukten auch in absehbarer Zukunft vom Weltmarkt abhängig sein. Damit bleiben wir einerseits auf die OPEC, andererseits auf die multinationalen Unternehmen angewiesen. Die Konzentration der westdeutschen Rohölimporte auf wenige Förderländer, die zur OPEC gehören, ist von erheblicher Bedeutung für unsere wirtschaftlichen und politischen Beziehungen zu diesen Ländern.

1975 kamen nur 6 % des gesamten Rohölaufkommens und weniger als 4,5 % des gesamten Aufkommens an Mineralöl und Mineralölprodukten aus inländischer Förderung. Etwa 69 % entfallen auf die Einfuhr von Rohöl, etwa 27 % auf die von Mineralölprodukten. Drei Viertel der Produktenimporte kamen aus EG-Ländern, insbesondere aus den Niederlanden. Nach Ansicht der Monopolkommission „umfaßt der für die Versorgung der Bundesrepublik mit Mineralölprodukten relevante Markt West-Europa. Die auf diesem Markt tätigen großen Ölkonzerne orientieren ihre Planungen und insbesondere die Standortplanung ihrer Raffinerien nicht an nationalen Grenzen, sondern bezie-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

hen den gesamten westeuropäischen Raum ein[30]." Damit ist die Aussagekraft einer rein nationalen Konzentrationsstatistik zweifellos sehr eingeschränkt. Dies ist aber dann nicht weiter schädlich, wenn man sich über die Grenzen der statistischen Methode im klaren ist und wenn man weiß, daß etwas mehr oder weniger an Konzentration nicht gleichzusetzen ist mit etwas weniger oder mehr an Wettbewerb.

Die Monopolkommission[31] faßt die auf dem deutschen Mineralölmarkt tätigen Unternehmen zu vier Gruppen zusammen:

1. Tochtergesellschaften der größten international tätigen Mineralölkonzerne: Esso, Shell, BP, Texaco, Mobil Oil.
2. Die großen deutschen Gesellschaften: Veba, Wintershall, UK Wesseling. Diese Unternehmen sind, abgesehen von der Rohölbeschaffung, nur auf dem westdeutschen Markt tätig. Zu dieser Gruppe gehören aber auch die Handelsunternehmen Aral und Mabanaft. Die Aral AG vertreibt als Gemeinschaftsunternehmen (Veba 27,96 %, Gelsenberg 27,96 %, Mobil Oil 27,95 %, Wintershall 15 %, Kokerei-Benzolerzeuger 1,12 %) im wesentlichen die Produktion und Importe ihrer Gesellschafter. Die Mabanaft ist ein unabhängiger Importeur.
3. Die Tochtergesellschaften kleinerer und z. T. nicht voll integrierter amerikanischer Gesellschaften: Chevron, Marathon, Conoco, Gulf; außerdem die Tochtergesellschaften staatlicher europäischer Unternehmen wie CFP/Total, ELF, ENI/Agip, Petrofina, deutsche Fina.
4. Die unabhängigen Importeure und Händler; in der Regel mittelständische bis kleine Unternehmen. Ihre Interessen werden vertreten von den Verbänden UNITI, AFM, BFT, MZV und Gesamtverband des deutschen Brennstoffhandels.

Was auf den verschiedenen Produktmärkten geschieht, wird von den Tochtergesellschaften der multinationalen Ölkonzerne bestimmt. Auch nach dem Verlust von Teilen ihres Konzessionsbesitzes und nach dem Erstarken der OPEC verfügen die großen internationalen Ölgesellschaften wegen ihrer günstigeren Beschaffungsmöglichkeiten sowie ihrer horizontalen Operationsbreite und vertikalen Operationstiefe über strukturelle Vorsprünge gegenüber ihren Konkurrenten. Veba (einschließlich Gelsenberg) ist zwar eines der größten deutschen Unternehmen, sie ist in der Rohölbeschaffung jedoch ihren im nationalen Bereich umsatzschwächeren Konkurrenten nicht ebenbürtig. Die Winter-

[30] Monopolkommission, Hauptgutachten 1973/75, Mehr Wettbewerb ist möglich, Baden-Baden 1976, S. 306 f.

[31] Wir folgen hier der Konzentrationsdarstellung im Hauptgutachten der Monopolkommission, a.a.O., S. 309 ff. Andere Quellen werden jeweils angegeben.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

shall AG und UK Wesseling, die ebenfalls zu der Gruppe der großen deutschen Unternehmen gehören, haben Muttergesellschaften (BASF-Wintershall, RWE-Rheinbraun-UK Wesseling), die ihren Schwerpunkt in anderen Industriebereichen haben.

Die Monopolkommission kommt bei der Berechnung der Konzentrationsgrade in der Mineralölwirtschaft zu folgenden Ergebnissen: Der Anteil der drei größten Unternehmen in der Gruppe Mineralölverarbeitung betrug 1968 49,1 % und 1973 47,5 %. In der Wirtschaftsgruppe „Erdöl- und Erdgasgewinnung" erreichte er 1962 91,3 %, sank 1968 auf 88 % und stieg 1970 auf 92,6 % an. Die Konzentration hat sich in diesen Bereichen nicht merklich verändert. Kritisch ist zu diesen Zahlen zu sagen, daß der Bereich Erdöl- und Erdgasgewinnung einerseits wegen der Zusammenfassung des Rohöls und des Erdgases zu breit angesetzt ist, andererseits kommt durch die Beschränkung der Konzentrationsmessung auf die nationale Förderung die starke Importabhängigkeit in den Konzentrationsgraden nicht zum Ausdruck. Über die Wettbewerbssituation wird somit nichts ausgesagt.

Die Konzentrationsgrade der westdeutschen Mineralölwirtschaft nach Produktgruppen aus inländischer Raffinerieerzeugung und Produktenimporten zeigt die nachfolgende Übersicht.

Marktanteile der 3, 6 und 10 größten Unternehmen in v. H.

	3	6	10
Vergaserkraftstoff	42,6	69,0	81,5
Dieselkraftstoff	50,8	77,3	87,7
Leichtes Heizöl	41,5	61,7	72,6
Schweres Heizöl	43,7	66,4	78,1
Gesamtes Mineralölangebot ...	42,9	65,6	75,4

Quelle: Monopolkommission, a.a.O., S. 311.

Die Marktanteile der unabhängigen Importeure schwanken zwischen 5,4 % beim Dieselkraftstoff und etwa 20 % beim leichten Heizöl.

a) Die Konzentration in der inländischen Förderung

Inländische Quellen tragen zur westdeutschen Rohölversorgung jetzt nur noch etwa 6 % im Jahre bei (1975 = 5,7 Mio. t). Zwölf Unternehmen sind in diesem Bereich tätig. Auf vier große internationale Gesellschaften, Esso, Shell, Mobil Oil und Texaco, treffen etwa 63 % der westdeut-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

schen Rohölförderung. Die nationalen Produzenten sind im wesentlichen Wintershall (14,5 %), Preussag (10,3 %), die zur Salzgitter gehörende Deutsche Schachtbau- und Tiefbaugesellschaft (10,3 %) und die Deilmann AG (3,4 %). Weder BP noch Veba besitzen inländische Ölquellen.

Der Besitz inländischer Rohölquellen verschafft den betreffenden Unternehmen gegenwärtig und in absehbarer Zukunft einen erheblichen Wettbewerbsvorsprung. Während sich seit Oktober 1973 die Preise für Importrohöl etwa verdreifacht haben, stagnieren die inländischen Förderkosten. Die Monopolkommission rechnet, daß aus der westdeutschen Rohölförderung im Jahr 1974 windfall profits von 930 Mio. DM (brutto) entstanden sind. Das Bundeswirtschaftsministerium schätzt die aus den allgemeinen Öl- und Gaspreiserhöhungen entstandenen Bruttovorteile der inländischen Förderung auf durchschnittlich 400 Mio. DM im Ölbereich und 800 Mio. DM im Gasbereich für die Jahre 1975 bis 1980. Auf den Umsatz bezogen erreichen die windfall profits nach der Rechnung der Monopolkommission etwa 2,8 % und 2,9 % des Umsatzes der Esso bzw. der Shell im Jahre 1974. Bei Mobil Oil wären es sogar 5,9 %, bei Wintershall 6 %, bei der Deutschen Schachtbau 26 %. Mit aller Vorsicht darf dies etwa als preispolitischer Spielraum der maßgebenden Mineralölunternehmen angesehen werden. Veba und BP, die keine Sondergewinne dieser Art machen, hatten 1975 beträchtliche Verluste im Ölbereich.

b) Konzentration im Bereich des Transportes und der Raffinerien

Der Transport des Rohöls zu den Raffinerien vollzieht sich üblicherweise in zwei Stufen. Die erste Stufe umfaßt den Hochseetransport mit Tankschiffen, die zweite den Transport von den Entladehäfen zum Raffineriestandort über Pipelines. Die internationalen Ölgesellschaften kontrollieren ungefähr ein Drittel der Tonnage der *Welttankerflotte*. Die von den großen Gesellschaften beschäftigte Tonnage setzt sich grob gerechnet zusammen aus etwa 50 % (45 - 50 %) Eigentonnage, etwa 25 % langfristig gecharterter Fremdtonnage und dem kurzfristig gecharterten Rest. Die Tankerflotte der deutschen Ölgesellschaften war im Vergleich zu den im internationalen Geschäft üblichen Relationen gering. Vor dem Zusammenschluß mit Veba entsprach nur Gelsenberg der im internationalen Bereich üblichen Relation. Die Veba verfügte 1973 noch nicht über eigene Tanker. Nachdem Gelsenberg 1973 und 1974 zwei Großtanker und Veba ebenfalls eigene Tanker in Dienst gestellt und Fremdtonnage gechartert haben, verfügt Veba nunmehr über eine konzerneigene Tonnage von 1,14 Mio. dwt. Die Gesamttonnage wird jeweils nach Umfang des Einkaufs aufgefüllt, so daß das Verhältnis von Eigentonnage zu Gesamttonnage nunmehr im allgemeinen die üblichen internationalen Relationen erreicht[32].

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Die in den vier großen *Importrohölleitungen* (RRP, SEPL, TAL, CEL)[33] und in der Nord-West-Ölleitung (NWO) durchgesetzten Rohölmengen machten 1974 schon 83 % der Rohölimporte dieses Jahres aus.

Die Kapitalanteile der Mineralölgesellschaften am Pipelinedurchsatz[34] errechnete die Monopolkommission mit

16,1 % für Esso,	6,6 % für Mobil Oil,
15,1 % für Veba,	2,9 % für Rheinbraun,
13,7 % für Shell,	4,4 % für Texaco,
11,9 % für BP,	2,9 % für Fina,
9,3 % für ENI,	2,8 % für CFP.

Die Konzentration im *Raffineriebereich* hat ebenfalls ein hohes Niveau. Die Monopolkommission stellt fest, daß sich zwar die Anteile der drei und sechs größten Unternehmen von 1955 bis 1975 nicht entscheidend verändert haben, daß innerhalb der Gruppe der große Raffinerien jedoch beträchtliche Anteilsverschiebungen stattfanden. Bei der Beurteilung dieser Anteilsverschiebungen muß berücksichtigt werden, daß vor allem die großen ausländischen Ölkonzerne aus Raffinerien in den benachbarten EG-Ländern auch den westdeutschen Markt zum Teil mitversorgen. Kapitalanteile an der westdeutschen Raffineriekapazität sind somit nicht gleichzusetzen mit den Marktanteilen. Änderungen der Kapitalanteile beruhen zum Teil auf Unternehmensentscheidungen, die nicht allein aufgrund der westdeutschen Markt- und Wettbewerbsverhältnisse getroffen worden sind.

Kapitalanteile an der westdeutschen Raffineriekapazität

	1955	1965	1975
Gesamtkapazität	14,7 Mio. t	76,5 Mio. t	156,9 Mio. t
davon:			
Esso	16,3 %	22,1 %	16,9 %
Shell	8,3 %	16,0 %	11,5 %
BP	11,7 %	11,0 %	13,1 %
Texaco	6,1 %	5,2 %	7,0 %
Mobil Oil	5,2 %	3,6 %	10,7 %
Veba/Gelsenberg	19,1 %	18,8 %	19,0 %

Quelle: Monopolkommission, a.a.O., S. 316.

[32] Monopolkommission, Sondergutachten 2, Wettbewerbliche und strukturelle Aspekte, S. 43 f.

[33] Rotterdam-Rhein-Pipeline, Südeuropäische Pipeline, Transalpine Ölleitung, Centraleuropäische Pipeline.

[34] Der mit der Durchsatzmenge der jeweiligen Pipeline gewichtete Kapitalanteil wird in v.H. der Durchsatzmenge der genannten Pipelines errechnet.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Im Raffineriebereich besitzen *Gemeinschaftsunternehmen* erhebliches Gewicht. Ein Viertel etwa der westdeutschen Raffineriekapazität entfällt auf Gemeinschaftsunternehmen.

Die Monopolkommission schließt ihre Darstellung mit der lapidaren Feststellung: Da die Gesamtkapazität in den letzten 20 Jahren erheblich stärker angestiegen ist als die Durchschnittsgröße der einzelnen Raffinerieanlagen, hat der technisch bedingte Zwang zur Konzentration abgenommen. Die Durchschnittsgröße der westdeutschen Raffinerien habe sich zwischen 1955 und 1975 mehr als versiebenfacht, die Gesamtkapazität mehr als verzehnfacht[35].

c) Die Konzentration im Vertrieb der wichtigsten Mineralölprodukte

Das Gesamtangebot an *leichtem Heizöl* stammt etwa zu ⅔ aus der Raffinerie-Erzeugung, zu ⅓ aus Importen. Der Marktanteil der unabhängigen Gruppe beträgt etwa 20 % und bestand fast nur aus Importen. Im Großhandelsbereich wurden etwa 70 % des Marktvolumens durch Raffineriegesellschaften umgesetzt, 30 % von der Gruppe der unabhängigen Unternehmen. Im Bereich der Endverbraucherversorgung haben die unabhängigen Unternehmen einen Marktanteil von ebenfalls etwa 30 %. Für die Beurteilung des Importwettbewerbs ist wichtig, daß sich die ausländischen Tochterunternehmen der internationalen Mineralölunternehmen beim Export sowohl ihrer westdeutschen Schwesterunternehmen als auch der unabhängigen Händler bedienen.

Beim *schweren Heizöl* stammen fast 90 % des Gesamtangebots aus inländischer Raffinerie-Erzeugung; den Rest steuern die Importe bei, die von abhängigen und unabhängigen Unternehmen, insbesondere von Großverbrauchern, abgewickelt werden. Der Anteil der Raffineriegesellschaften auf der Stufe der Großverteilung, die beim schweren Heizöl mit der Endverteilung identisch ist, betrug nur noch 83 %, der Anteil der Unabhängigen ist auf 17 % gestiegen.

Beim *Vergaserkraftstoff* werden etwa 72 % des gesamten Angebots in den inländischen Raffinerien erzeugt, 17 % werden importiert, 11 % stammen von Kokereien und aus der chemischen Industrie. Nur wenig mehr als die Hälfte der Importe trifft auf unabhängige Unternehmen; der Rest wird von abhängigen Unternehmen importiert. Im Großhandel haben die Raffineriegesellschaften einen Marktanteil von etwa 90 %, in der Endverteilung von etwa 75 %; der Rest entfällt auf Uniti-Tankstellen (10 %), freie Tankstellen (6 %) und die dem Marktanteil nach etwa gleich starken Tankstellen an Supermärkten (6 %).

---

[35] Monopolkommission, Hauptgutachten 1973/75, a.a.O., S. 316.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Das Gesamtangebot an *Dieselkraftstoff* setzt sich zu 86 % aus nationaler Raffinerieproduktion und 14 % Importen zusammen; davon werden 5 % von unabhängigen Unternehmen, 9 % von abhängigen importiert. Im Großhandel ist der Anteil der unabhängigen Unternehmen etwas höher (9 %), der der Raffineriegesellschaften mit 91 % sehr hoch. In der Endverteilung haben die Raffineriegesellschaften 80 %, Uniti-Tankstellen 12 %, andere freie Tankstellen und Supermarkt-Tankstellen etwa 8 %. Die Monopolkommission hat zu Recht die Uniti-Tankstellen als gesonderte Gruppe ausgewiesen. Sie sind im Preis mit den Tankstellen der Konzerngesellschaften nicht selten gleich.

Wettbewerbsaspekte in der westdeutschen Mineralölwirtschaft

Die deutsche Energiewirtschaft war seit jeher direkten und indirekten *Staatsinterventionen* ausgesetzt. Eingriffe zugunsten eines Energiebereichs mußten sich notwendigerweise auch auf die Entwicklung anderer Energiebereiche auswirken. Von 1953 bis 1963 ist auf Rohölimporte ein Zoll von 129 DM/t erhoben worden, der am 1. 1. 1964 aufgrund der EG-Bestimmungen aufgegeben worden ist. Aber die Energiepolitik der folgenden Jahre bestand zum erheblichen Teil aus Maßnahmen zur Kontrolle und Verlangsamung des Schrumpfungsprozesses der Steinkohle (Rationalisierungsbeihilfen, Beihilfe zur Förderung des Absatzes, Maßnahmen zum Schutz vor Importkohle, administrative Dämpfung der Substitutionskonkurrenz). Gleichzeitig gab es und gibt es weiterhin Interventionen zur Erhöhung der Sicherheit der Energieversorgung, von denen das Erdöl selbst unmittelbar profitiert: der Staat gewährt Beihilfen zur Erdöl- und Erdgasexploration, unterstützt die inländische Erdöl- und Erdgasförderung, förderte die Gründung der deutschen Erdölversorgungsgesellschaft mbH (Deminex), gibt Zuschüsse zur Ölschieferforschung[36] und erlaubte schließlich den Veba-Gelsenberg-Zusammenschluß. Schließlich wird die Entwicklung neuer Technologien zur Veredelung von Primärenergie und zur effizienteren Nutzung von Energie staatlich unterstützt.

Die Monopolkommission führt aus, daß sich die Eingriffe der öffentlichen Hand zum Teil widersprechen. Bis zur Ölkrise war staatliche Energiepolitik in erster Linie Kohlepolitik. In vielfältiger Weise wurde die Wettbewerbssituation der Steinkohle gestärkt, gleichzeitig aber wurden Atomprogramme entwickelt und damit eine der wichtigsten Substitutionsenergien gefördert. Dieser Widerspruch würde sich allerdings auflösen, wenn eines Tages durch die Verwendung nuklearer

[36] Die im Ölschiefer im Raum Schandelah vorhandenen Ölvorräte werden auf 100 Mio. t geschätzt, also 25 Mio. t mehr als die zur Zeit gewinnbaren Erdölreserven in Westdeutschland (BMWi-Tagesnachrichten vom 10. März 1977).

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Energie die Kohle so preisgünstig veredelt wird, daß sie sich am Markt behaupten kann. Ungewollte und unvorhergesehene Nebenwirkungen gebe es auch beim dritten Verstromungsgesetz. Erzwungen wird die Limitierung des Absatzes von schwerem Heizöl. Dies führt dazu, daß die heutige Produktionsstruktur der Raffinerien in der Bundesrepublik nicht der Verbrauchsstruktur entspricht. Die Raffinerien müssen entweder zurückgefahren, fehlende leichte Produkte importiert werden, oder man müßte die überschüssigen Mengen schweren Heizöls in Konversionsanlagen zu leichteren Produkten verarbeiten. Die Investitionsaufwendungen und die optimalen Mindestgrößen derartiger Konversionsanlagen sind bedeutend. Es herrscht eine gewisse Bereitschaft, Konversionsanlagen als Gemeinschaftsanlagen zu betreiben. Dies aber könnte zu einer Interessenharmonisierung der an den Gemeinschaftsanlagen beteiligten Unternehmen führen und die Intensität des Wettbewerbs beeinträchtigen, ein Zielkonflikt, der jedoch prinzipiell nicht unlösbar erscheint.

Die Errichtung von Konversionsanlagen wird auch Auswirkungen auf den Substitutionswettbewerb im Wärmemarkt haben. Werden Cracker in Betrieb genommen, steigt die Nachfrage nach schwerem Heizöl. Damit dürften auch die Preise für schweres Heizöl angehoben werden. Es könnte dann die Gefahr entstehen, daß die Investitionen unrentabel werden. Die Rentabilität wird letztlich jedoch davon beeinflußt, wie sich das aus dem Cracker gewonnene leichte Heizöl im Wettbewerb mit Erdgas, Nachtstrom, Fernwärme, Naturgas und anderen Energiearten behauptet. Wahrscheinlich ist, daß wegen des Einflusses der Mineralölindustrie auf die Gaswirtschaft auch der Substitutionswettbewerb gemildert wird. „Die Kompensation der Nebenwirkungen von Staatseingriffen stellt allein keinen ausreichenden Grund weiterer Eingriffe dar, da andernfalls partielle Interventionen Ausgangspunkte ganzer Ketten einander bedingender Interventionen bilden würden. Eine solche Entwicklung würde schließlich zur Zerstörung des marktwirtschaftlichen Systems führen[37]."

Für die *Preisentwicklung* auf den nationalen Märkten ist von Bedeutung, in welchem Umfange die internationalen Gesellschaften Förderrechte in den Förderländern besitzen. Nachdem die Förderländer die Erdölgesellschaften in zunehmendem Maße verstaatlicht haben, ist der Einfluß und die Macht der multinationalen Gesellschaften zwar geringer geworden. Die Monopolkommission ist der Ansicht, daß sich dadurch die Wettbewerbssituation der Konkurrenten ohne eigene Rohölbasis verbessern kann[38]. Jedoch erhalten die großen internationalen Unterneh-

[37] Monopolkommission, Hauptgutachten 1973/75, a.a.O., S. 458.

[38] Monopolkommission, Sondergutachten 2, a.a.O., S. 38.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

men als Ausgleich für die enteigneten Anlagen für eine bestimmte Zeit Präferenzpreise. Damit haben sie einen erheblichen Preisvorsprung vor anderen Abnehmern und können durch ihre Preispolitik potentielle Konkurrenz vom Markt fernhalten. Das reale Marktgeschehen ist nicht eindeutig interpretierbar. Was an Konkurrenzentwicklungen und Wettbewerbstrend zu beobachten ist, erscheint ambivalent und ist unterschiedlich deutbar. Das Wichtigste sei punktartig zusammengefaßt:

1. Während der 60er Jahre belebte sich der Wettbewerb durch newcomer im Raffineriebereich. Zahlreiche kleinere Gesellschaften schieden aus, sieben ausländische Gesellschaften kamen neu auf den Markt. Es waren Occidental, ENI, ELF, CFP, Marathon, Continental und Chevron. Die newcomer sind die Tochtergesellschaften mittlerer, nur teilweise integrierter US-Ölgesellschaften und großer Ölgesellschaften aus EG-Ländern. Die Rohstoffbasis ihres Angebots sind verhältnismäßig junge, kostengünstig zu beschaffende nordafrikanische Rohöle und preiswertes Öl aus Ostblockländern.

2. Das Angebot an leichtem Heizöl und Vergaserkraftstoffen wird von den Importen und von der Preispolitik der unabhängigen Gesellschaften beeinflußt. Der nationale Markt ist so mit dem westeuropäischen Markt eng verbunden. In Überflußphasen drängen sog. Spotmengen auf den deutschen Markt und wirken sich im Preisniveau aus. In Knappheitsphasen steigen die inländischen Marktpreise über das Preisniveau der Produktionspreise aus deutschen Raffinerien.

3. Die Bedeutung der unabhängigen Unternehmen ist bei allen Produkten auf der Endverbraucherstufe größer als auf den vorgelagerten Marktstufen. Auf der Endverbraucherstufe besteht die Besonderheit, daß eine nicht unerhebliche Zahl von unabhängigen Anbietern gegen die vertikal voll integrierten größten Unternehmen unmittelbar konkurrieren muß.

4. Die unabhängigen Importeure beziehen einen beträchtlichen Teil ihrer Ware von den Raffinerien der Gesellschaften, mit deren Tochtergesellschaften sie auf dem westdeutschen Markt konkurrieren. Sie sind deshalb nicht in der Lage, grundlegende und dauerhafte Veränderungen der Marktverhältnisse durchzusetzen. Im Verhältnis zu den großen Ölgesellschaften sind sie eine „abhängige, reagierende Größe“[39]. Trotzdem ist es wettbewerbspolitisch wichtig, daß die traditionellen Lieferquellen der unabhängigen Unternehmen erhalten bleiben.

[39] Monopolkommission, Hauptgutachten 1974/75, a.a.O., S. 323.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

5. Die Zahl der Tankstellen in der BR Deutschland ist seit 1969 von 46 684 auf 31 266 (Mai 1977), davon 245 an Autobahnen, zurückgegangen. Alle Gruppen und Unternehmen bemühen sich, durch Rationalisierung und Straffung ihres Vertriebsnetzes rentablere Tankstellengrößen zu erhalten. Die Umstellung von Service-Tankstellen auf Selbstbedienungsstationen sowie die Erweiterung des Angebots an den Tankstellen sind wichtige Maßnahmen in dieser Entwicklung. Die Zahlenrelationen der maßgebenden Gesellschaften untereinander sind verhältnismäßig stabil. Die Preisfrage lautet: Handelt es sich um gleichförmiges Verhalten oder ist diese Stabilität Ausdruck intensiven Wettbewerbs?

   Die Zahl der freien Tankstellen hat sich nur wenig verringert, ihr Marktanteil ist jedoch von ca. 25 % auf 15 - 16 % geschmolzen. Problematisch wäre es, wenn diese Entwicklung im Verdrängungswettbewerb erfolgen sollte. Die Monopolkommission äußert in ihrem Sondergutachten diese Befürchtung: „Die freien Tankstellen sind vor Verdrängungswettbewerb zu schützen, zumal von ihnen in der Vergangenheit wichtige Wettbewerbsimpulse ausgegangen sind[40]."

6. Das schwere Heizöl hat Transportprobleme. Es muß in isolierten Tankwagen warm angeliefert werden, weshalb es üblicherweise nur an raffinerienahe Abnehmer abgesetzt wird. Die Erhöhung der Preise hat gezeigt, daß hier intensiver Substitutionswettbewerb zu festen Brennstoffen besteht.

7. Die Pipelines werden nahezu ausschließlich von Gemeinschaftsunternehmen geführt, an denen entweder direkt oder indirekt die Muttergesellschaften der angeschlossenen Raffinerien oder die angeschlossenen Raffineriegesellschaften selbst beteiligt sind. Die westdeutschen Rohölpipelines werden im wesentlichen von den fünf größten internationalen Gesellschaften Shell, Esso, Texaco, Mobil Oil und BP, sowie von der Veba und von den führenden Ölgesellschaften der europäischen Nachbarländer ENI, CFP, ELF kontrolliert. Die Gesellschaften teilen sich auch in den Besitz der wichtigsten westdeutschen Produktenleitungen. Die Tatsache, daß sich die für die kostengünstige Versorgung von Raffinerien notwendigen Rohölleitungen in den Händen weniger Unternehmen befinden, setzt diese in die Lage, darüber zu entscheiden, ob und welche newcomer in den Verarbeitungsmarkt eindringen können[41].

8. Für das, was auf den Märkten geschieht, sind gerade auch im Mineralölbereich Marktinformationen und Preisnotierungen von erheb-

[40] Monopolkommission, a.a.O., S. 48.

[41] Monopolkommission, Hauptgutachten 1973/75, a.a.O., S. 326.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

licher Bedeutung. Die wichtigste internationale Informationsquelle über Preise ist Platt's Oilgram. Dieser von einem New Yorker Verlag herausgegebene Preisdienst registriert und veröffentlicht täglich die Preise für Rohöl und Mineralölprodukte an den wichtigsten Plätzen der Welt. Er wird von den Ölgesellschaften, aber auch von staatlichen Stellen für Preisberechnungen benutzt[42]. Zur Feststellung der Notierungen holt Platt's Oilgram Angaben über die Geschäftsabschlüsse der großen Gesellschaften, von Maklern, Händlern und anderen Abnehmern ein. Das Preismeldesystem ist nicht gerade transparent, weshalb immer wieder der Verdacht geäußert wird, daß es als Instrument der Marktbeeinflussung dient, mit dessen Hilfe gleichförmiges Verhalten erzeugt wird. Dies wäre dann möglich, wenn der Kreis der den Herausgebern meldenden Unternehmern sehr klein ist, wenn nicht nur abgeschlossene Geschäfte gemeldet, sondern auch Angebote berücksichtigt werden, die nicht zu einem Abschluß geführt haben, oder wenn auch lediglich „genannte Preise" (die Absicht, zu einem bestimmten Preis verkaufen zu wollen) undifferenziert in die Notierungen eingehen. Unbekannt ist auch, ob die Richtigkeit der einzelnen Meldungen, die zu den veröffentlichten Notierungen zusammengefaßt werden, nachgeprüft wird, ob konzerninterne Geschäftsabschlüsse gemeldet werden, ob Abschlüsse berücksichtigt werden, deren Preisbildung selbst mit den Platt's-Notierungen gekoppelt ist, so daß also ein spekulatives Moment den Preistrend beeinflussen kann. Die EG-Kommission ist bei ihren Untersuchungen vielfachen Bedenken gegen die Verwendung der Platt's Oilgram-Notierungen begegnet und äußert Zweifel an der Angemessenheit der Preise[43].

9. Die Kommission ist auch der Ansicht, daß es besser wäre, wenn die Kalkulationssysteme für die Transferpreise eine deutlichere Verbindung mit den von einer Mineralölgesellschaft getragenen tatsächlichen Kosten aufweisen würden[44]. Die Kalkulationssysteme ergeben sich insbesondere aus den von den Gesellschaften eines Konzerns untereinander benutzten Verbuchungs- und Frachtkostenberechnungsmethoden.

   Auch die Monopolkommission kommt in ihrer Untersuchung zu der Überzeugung, daß die multinationalen Gesellschaften gegenüber den nicht vertikal integrierten Unternehmen den Vorzug besitzen, durch

---

[42] Vgl. dazu Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Bericht über das Verhalten der Ölgesellschaften in der Gemeinschaft während der Periode Oktober 1973 bis März 1974, Brüssel, 10. Dezember 1975, S. 114 f.

[43] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Bericht der Kommission über das Verhalten der Ölgesellschaften, a.a.O., S. 123.

[44] Ebenda, S. 108.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

die freie Gestaltung der konzerninternen Verrechnungspreise ihre Gewinne unter den verschiedensten Gesichtspunkten optimal auf die verschiedenen Produktionsstufen verteilen zu können. „Verrechnungspreise können auch dazu benutzt werden, Gewinne in verschiedenen Ländern anfallen zu lassen, so daß die Gesamtlast an Steuern und Abgaben minimiert wird[45]."

Probleme der Mißbrauchsaufsicht im Mineralölbereich

Die Probleme, die sich der Mißbrauchsaufsicht stellen, können etwa wie folgt skizziert werden:

1. Marktbeherrschung

Bei Mineralöl geht es selten um die Frage der Feststellung der marktbeherrschenden Stellung nur eines einzelnen Unternehmens. Vielmehr geht es um die Marktbeherrschung mehrerer Unternehmen, die mehr oder weniger unabhängig voneinander anbieten und nachfragen sowie ihre Preise bilden. Dabei ist zu prüfen, ob die Vermutungskriterien für das Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung durch Erreichen eines gemeinsamen Marktanteils von zwei Dritteln erfüllt sind. Diese quantitative Festlegung im Gesetz erleichtert dem Bundeskartellamt das Aufgreifen eines Mißbrauchsverdachts. Die Vermutung kann durch die Unternehmen jedoch widerlegt werden. Hier entzündet sich im allgemeinen die Frage nach der Abgrenzung des relevanten Marktes.

Es ist weiter zu prüfen, ob aus tatsächlichen Gründen innerhalb einer oligopolistischen Gruppe wesentlicher Wettbewerb fehlt. Hier ist die Frage entscheidend, ob die einzelnen Verhaltensparameter der Unternehmen gleichberechtigt nebeneinander zu würdigen sind, was zur alten Mosaikmethode zurückführt, oder ob je nach Mißbrauchsverdacht der jeweilige Aktionsparameter für sich allein geprüft wird. Schließlich muß geprüft werden, ob die oligopolistischen Unternehmen als Gruppe keinem wesentlichen Wettbewerb anderer Anbieter ausgesetzt sind oder ob sie gemeinsam eine überragende Marktstellung besitzen.

2. Überprüfung der Preise

Zu prüfen sind nicht die Preise nur *einer* bestimmten Ware, sondern mehrerer Waren, die in Kuppelproduktion entstehen. Da zudem bei der Produktion vom Benzin bis zum schweren Heizöl die Nachfrage von unterschiedlicher Dringlichkeit ist und das eine Produkt zwangsläufig mit der Produktion des anderen anfällt, wird insgesamt die Auslastung

[45] Monopolkommission, Hauptgutachten 1973/75, a.a.O., S. 322.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

der Kapazität sich nach der Rentabilität der gesamten Raffinerie richten und nicht nach der geringeren oder höheren Dringlichkeit der Nachfrage nach dem einen oder anderen Produkt. Wenn aber Heizöl z. B. zu bestimmten Zeiten kaum zu verkaufen ist, wird dann insgesamt weniger Rohöl in den Raffinerien eingesetzt; leichte Produkte können dann knapp werden. Das kann bedeuten, daß mehr leichte Produkte zu höheren Preisen importiert werden müssen und der Preis für die leichteren Produkte entsprechend steigt. Eine exakte Kostenzurechnung bei Kuppelprodukten ist bekanntlich betriebswirtschaftlich nicht möglich und auch nicht sinnvoll. Es fragt sich aber, ob eine Kostenzurechnung auf der Basis eines status quo in der Mißbrauchsaufsicht unumgänglich ist.

3. Multinationale Unternehmen

Die Frage lautet: Können multinationale Unternehmen mit ihren weltweiten Aktivitäten von nationalen Instanzen, deren Ermittlungsbefugnisse an den jeweiligen Grenzen enden, kontrolliert werden? Diese Frage stellt sich bei der Prüfung, ob die im Inland geforderten Preise auch im Wettbewerb hätten erzielt werden können, denn dafür ist mitentscheidend, ob die eingesetzten und tatsächlich auch gezahlten Rohölpreise nicht schon den Mißbrauch enthalten und ihn nur über die Grenze transportieren. Das Bundeskartellamt kann sich in solchen Verfahren nicht mit der Prüfung der Kalkulationsunterlagen der deutschen Gesellschaft begnügen. Um die für die Feststellung der Endverbraucherpreise maßgebenden Kosten beurteilen zu können, wäre über die Einstandspreise der deutschen Tochterunternehmen hinaus die Kenntnis der Rohölkosten des Konzerns und die anteilige Zurechnung dieser Kosten auf die nationalen Unternehmen notwendig. Auskünfte darüber sind im allgemeinen nur durch die Konzernspitzen möglich, Unterlagen dort von nationalen Behörden nicht nachprüfbar. Solche Überlegungen führen zu dem Problem, ob es möglich ist, die Weltmarktpreise als unter Wettbewerbsbedingungen entstandene Marktpreise anzusehen. Sicherlich gibt es im Rohölbereich nicht den einzig richtigen Marktpreis, sondern eine Vielzahl von verschiedenen Weltmarktpreisen.

Verschiedentlich ist angeregt worden, die Gewinne der multinationalen Unternehmen zum Maßstab für die Mißbrauchsaufsicht zu machen. Dagegen gibt es viele Bedenken. Selbst wenn man sie überwände, bliebe die Frage offen, wie eine nationale Behörde herausfinden soll, ob nicht in ihrem Zuständigkeitsbereich ein übermäßig starker Anteil zum Gewinn der ausländischen Muttergesellschaften erwirtschaftet worden ist. Die Gewinne brauchen eben nicht dort, wo sie entstehen, ausgewiesen zu werden. M. E. eignet sich speziell für den Mineralölbereich das Gewinnkonzept überhaupt nicht. Es ist von einer miß-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

brauchsaufsichtsführenden Behörde nicht mehr nachzuvollziehen, bei welchen Kostenträgern und Kostenstellen auf welche Weise und wofür Gewinne entstehen. Das Rohöl fließt, bis es als Produkt zum Verbraucher kommt, mindestens rechnerisch, durch zu viele Hände. Die in der Bundesrepublik erzielten Gewinne können durch entsprechende Preisstellung auf jedes Glied dieser langen Kette mehr oder weniger unauffällig verteilt werden.

Das *Instrumentarium* zur Ausübung der Mißbrauchsaufsicht stellt sich wie folgt dar: Es ist bekannt, daß sich das Bundeskartellamt zur Konkretisierung des Als-Ob-Maßstabes des Vergleichsmarktkonzepts bedient. Der mißbrauchsverdächtige Preis soll damit an einem empirisch festgestellten Preis auf vergleichbaren Märkten gemessen werden. Die Schwierigkeiten, die sich dabei bieten, sind beträchtlich: Marktunterschiede müssen eliminiert werden; machtbedingte Einflußfaktoren müssen von den marktbedingten getrennt werden.

Zweierlei muß man sich vergegenwärtigen. Das Konzept des Als-Ob-Wettbewerbs bringt es notwendigerweise mit sich, daß mehrere Unsicherheitsfaktoren nicht auszuschalten sind und sich deshalb regelmäßig zugunsten der Betroffenen auswirken. Trotz dieser Tatsache hat der Bundesgerichtshof, der bekanntlich die Untersagung mißbräuchlich überhöhter Preise marktbeherrschender Unternehmen bejaht, in seinen jüngsten Beschlüssen[46] entschieden, daß nur bei erheblicher Überschreitung des Wettbewerbspreises mit hinreichender Sicherheit der Rückschluß auf ein mißbräuchliches Verhalten möglich sei. Positiv an den Entscheidungen ist, daß der Bundesgerichtshof die Verwendung eines Vergleichsmarktes mit verhältnismäßig beschränktem Vergleichsmaterial nicht ausgeschlossen hat. Er hat weiter im Falle Hoffmann-La Roche das Verhältnis zwischen den Marktbeherrschungstatbeständen — einerseits Fehlen wesentlichen Wettbewerbs, andererseits überragende Marktstellung — klargestellt. Nach der Merck-Entscheidung sind Zweifel darüber aufgekommen, ob es eine überragende Marktstellung überhaupt geben könne, wenn das betreffende Unternehmen wesentlichem Wettbewerb ausgesetzt sei. Im Hoffmann-La Roche-Beschluß hat der BGH wesentlichen Wettbewerb zugunsten des Unternehmens unterstellt, zugleich jedoch in Übereinstimmung mit dem Kammergericht die überragende Marktstellung im Verhältnis zu den Wettbewerbern bejaht. Eine Gesamtbetrachtung aller Umstände sei zwar notwendig, insbesondere auch eine Berücksichtigung der auf dem

---

[46] Beschluß des BGH vom 16. Dezember 1976 — KVR 2/76 „Valium", WuW E/BGH 1445 ff.
Vgl. dazu BGH-Beschluß vom 3. Juli 1976 — KVR 4/75 „Vitamin B 12", WuW E/BGH 1435 ff.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Markt vorhandenen Wettbewerbsverhältnisse. Dennoch schließe das Vorliegen von Wettbewerb — auch von wesentlichem Wettbewerb — das Bestehen einer überragenden Marktstellung nicht aus, wenn das betroffene Unternehmen einen überragenden Spielraum in seinem Wettbewerbsverhalten besitze. Hier ist wohl auch der Weg gezeigt, auf dem die Mißbrauchsaufsicht in den so schwierigen Oligopolfällen weitergehen kann.

4. Methodenkritik

Wir haben festgestellt: Kriterium für die Frage der mißbräuchlichen Preisgestaltung ist der Preis, der sich bei wesentlichem Wettbewerb bilden würde. Fehlt ein geeigneter Wettbewerbsmarkt als Vergleichsmarkt, dann muß dieser Preis aus einem in der Vergangenheit unter Wettbewerbsbedingungen zustande gekommenen Preis unter Berücksichtigung allgemeiner unabweislicher Kostenänderungen ermittelt werden. Etwa so, aber eben sehr verkürzt formuliert, lautet die sog. Sockeltheorie, die von der Monopolkommission sehr kritisiert worden ist[47]. Die Monopolkommission führt aus: verglichen werden nicht Märkte, sondern Preise, und zwar die Preise des marktbeherrschenden Unternehmens vor und nach einer Preiserhöhung. Die Preise vor der Erhöhung werden notgedrungen, weil sie nicht den Mißbrauchsverdacht der Behörde erregt haben, als wettbewerbskonform oder jedenfalls als nicht mißbräuchlich angesehen. Zu prüfen wäre dann nur, ob die infolge der Preiserhöhung erzielten Mehrerlöse durch Mehrkosten gerechtfertigt sind. Dabei blieben vermeidbare Mehrkosten als betriebsindividuelle Mehrkosten außer Ansatz. Rationalisierungsmöglichkeiten seien zu berücksichtigen. Es sind also Prüfungen vorzunehmen, wie sie der Bundesgerichtshof in der Stromtarifentscheidung[48] mit seiner Unterscheidung zwischen strukturellen und individuellen Kosten gefordert hat. Die Monopolkommission meint nun, mit der Sockelmethode sei es nicht möglich, Preiserhöhungen durch gestiegene Nachfrage zu rechtfertigen. Das Als-Ob-Konzept werde damit vollständig aufgegeben. Im Ergebnis reduziere sich die Sockeltheorie auf die Verpflichtung von Unternehmen, Preiserhöhungen gegenüber dem Bundeskartellamt zu begründen. Die logische Folge der Sockeltheorie sei die Prüfung der Preiserhöhungen von marktbeherrschenden Unternehmen durch das Bundeskartellamt, bevor die neuen Preise in Kraft treten, was von der Monopolkommission ebenfalls abgelehnt wird. Schließlich bedeute Sockeltheorie eine laufende Preis- und Investitionskontrolle. Möglich und notwendig sei dagegen, gegen mißbräuchliche Preisbildungssysteme und

[47] Monopolkommission, Sondergutachten 1, Anwendung und Möglichkeiten der Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen, S. 34.

[48] WuW E/BGH 1221 ff.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

daraus entstehende Preisstrukturen mit Hilfe des § 22 GWB einzuschreiten[49].

Dagegen ist einzuwenden, daß auch beim räumlichen und sachlichen Marktvergleich nicht nur Märkte, sondern auch die Preise auf bestimmten regionalen Märkten oder die Preise mit den Preisen für die zum Vergleich herangezogenen Waren verglichen werden. Die Marktunterschiede müssen bei der Übertragung des Maßstabs von einem Markt auf den anderen berücksichtigt werden. Dies gilt auch für den Zeitvergleich. Die Monopolkommission hat eine zu einfache Formulierung der Sockelmethode verwandt und generalisierend kritisiert. Das Postulat „unter Berücksichtigung aller Umstände" gilt für jeden Marktvergleich, auch für den Zeitvergleich. Die Sockelmethode schließt prinzipiell keinesfalls aus, daß die Entwicklung der Nachfrage und die Entwicklung der Kapazitätsauslastung berücksichtigt wird. In den Mineralölverfahren war es das Bemühen der Beschlußabteilung, die tatsächliche oder die drohende Knappheit im Preis zu berücksichtigen. Das Problem bestand wie so häufig nicht im theoretischen Konzept, sondern bei der Realisierung. In den Fällen, in denen bisher die Sockelmethode verwendet worden ist, bestand kein Anlaß für allzu weitgehende Prüfungen. Die Änderungen z. B. der Rohölpreise durch die OPEC sind abrupt erfolgt im Bruch mit der in der Vergangenheit erreichten Gleichgewichtssituation. In solchen Fällen ist der Ermittlungsaufwand in vertretbaren Grenzen zu halten. Erschwerend für die nationale Kartellbehörde wirkt sich die Multinationalität der maßgebenden Unternehmen aus.

Mit Fragen des Maßstabs für die Preismißbrauchsaufsicht setzt sich auch Albach auseinander[50]. Albach diskutiert in seiner Arbeit die Vor- und Nachteile der Vergleichsmarktkonzepte. Wir stimmen ihm zu, daß nicht schematisch verfahren werden darf. Beim internationalen räumlichen Vergleichsmarkt ergebe sich die Schwierigkeit der Wechselkursumrechnung; Unterschiede in den sozio-kulturellen Einflußfaktoren, in den Wirtschafts- und Gesellschaftsordnungen, in der jeweilig abweichenden Konjunktursituation und schließlich in der abweichenden Produktpalette müßten eliminiert werden. Je nach Ware könne es auch auf die Dichte der Abnehmer, auf die mehr oder weniger günstige Mischung der Kundschaft, auf den Unterschied im Lebensstandard der Käuferschichten, auf den Unterschied in der Qualität der Produkte, der Sortimentsbreite, der Werbung, der Marktinformation und die Darbietung des Angebots ankommen. Diese Schwierigkeiten treten bei der Anwendung des Konzepts zeitlicher Vergleichsmärkte nicht auf. Es han-

[49] Monopolkommission, Sondergutachten 1, a.a.O., S. 10 und 43 ff.

[50] *H. Albach*, Als-Ob-Konzept und zeitlicher Vergleichsmarkt, Tübingen 1976, insbes. S. 4 ff.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

dele sich beim Zeitvergleich immer noch um denselben Markt, um dieselbe Wirtschaftsordnung, im allgemeinen um dieselbe Zahl der Anbieter, der Abnehmer, der Zwischenhändler. Sehr vieles bleibe identisch. Albach meint sogar, daß das Bundeskartellamt eine bestimmte Prüffolge einhalten müßte, wenn es das Konzept des Als-Ob-Wettbewerbs in überzeugender Weise anwenden wolle. Das Konzept des zeitlichen Marktvergleichs hat bei ihm Priorität.

5. Behinderungsmißbrauch (Diskriminierung, Nichtbelieferung)

Die Ansicht der Monopolkommission, die Wettbewerbspolitik und die Entscheidungspraxis sollten in erster Linie darauf gerichtet sein, durch Beeinflussung der Marktstrukturen einen möglichst umfassenden Wettbewerb zu sichern[51], vertritt auch das Bundeskartellamt schon seit Jahren. Es hat nur nicht die Möglichkeit, sich die Fälle auszusuchen oder bestimmte, nicht so beliebte Fälle unbearbeitet auf die Seite zu legen. Ein Bericht über die Mißbrauchsaufsicht als Verhinderung von Diskriminierung fällt nicht so negativ aus wie ein Bericht über die Verhinderung von Preismißbräuchen. So hat auf der Grundlage der letzten Novellierung des Kartellgesetzes das Kammergericht über das erweiterte Diskriminierungsverbot entschieden und, wenn auch das betroffene Mineralölunternehmen erfolgreich war, die vom Bundeskartellamt aufgestellten Grundsätze für eine Lieferpflicht weitgehend bestätigt. Das Amt hatte ein Mineralölunternehmen aufgefordert, einen bestimmten Händler mit einer bestimmten Menge Vergaserkraftstoffe monatlich zu beliefern, und dabei auch den Bruttopreis festgelegt. Das Amt war in diesem Verfahren sogar mit der sofortigen Vollziehung erfolgreich, so daß das Mineralölunternehmen bis zur Entscheidung über die Beschwerde den Händler beliefern mußte. Nach § 26 Abs. 2 Satz 2 GWB dürfen Unternehmen von ihnen abhängige Unternehmen in einem Geschäftsverkehr, der gleichartigen Unternehmen üblicherweise zugänglich ist, nicht unbillig behindern oder gegenüber gleichartigen Unternehmen ohne sachlich gerechtfertigten Grund benachteiligen. Ein Unternehmen ist abhängig, soweit ausreichende oder zumutbare Möglichkeiten, auf andere Unternehmen auszuweichen, nicht bestehen.

Sowohl die Abhängigkeit des Händlers vom Hersteller als auch die Gleichartigkeit des abhängigen selbständigen Händlers mit den Markentankstellen des Lieferanten sind in diesem Falle bejaht worden. Das Kammergericht sieht die Abhängigkeit als gegeben an, da zu der damaligen Zeit ein Ersatzlieferant zu vertretbaren Preisen nicht vorhanden war und weil der Händler ein alter Kunde des betroffenen Liefe-

[51] Monopolkommission, Sondergutachten 1, a.a.O., S. 9.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

ranten gewesen ist. Dabei war es unerheblich, daß der Händler neben dem betroffenen Lieferanten noch zwei weitere Lieferanten gehabt hat. Die *partielle* Abhängigkeit (hier zu einem Drittel) genügt. Die Diskriminierung durch Nichtbelieferung ist ebenfalls als erwiesen angesehen worden. Darüber hinaus war das Amt der Auffassung, daß die gebotene Gleichbehandlung nicht allein bei mengenmäßiger Versorgung sicherzustellen ist, sondern daß die Belieferung zu Preisen zu erfolgen habe, die die Wettbewerbsfähigkeit des Händlers sichern. Ein Lieferant dieser Art kann sich in einer solchen Situation nicht seinen Lieferpflichten dadurch entziehen, daß er den abhängigen Kunden auf andere Lieferanten verweist. Wäre es zulässig, würde dies zu unhaltbaren Ergebnissen führen. Das Kammergericht und das Bundeskartellamt berücksichtigen in der Interessenabwägung der Beteiligten die Freiheit des Wettbewerbs auch in dem Sinne von Erhaltung wettbewerbsfreundlicher Marktstrukturen.

Nicht in jedem solchen Fall muß das Amt entscheiden, häufig genügt die Abmahnung. In Zusammenhang mit der Rohölkrise waren eine ganze Reihe von Beschwerden dieser Art zum Amt gekommen. In den meisten Fällen haben die betroffenen Gesellschaften das beanstandete Verhalten aufgegeben. Die Schwierigkeiten für das Bundeskartellamt bestehen hauptsächlich darin, daß aus Kreisen der abhängigen Händler nur selten konkrete Informationen über Diskriminierungsfälle zu erhalten sind. Das Amt, aber auch das Bundeswirtschaftsministerium und die Landeskartellbehörden, haben immer wieder darauf hingewiesen, daß in solchen Fällen nur geholfen werden kann, wenn in den Verfahren alle Einzelheiten, also gerade auch die Namen der Betroffenen, genannt werden können.

Eine andere Gruppe von mißbräuchlichen Praktiken, in denen das Amt Abhilfe schaffen konnte, waren Koppelungsgeschäfte. Nicht gerade selten ist die Belieferung freier Händler mit Vergaserkraftstoffen oder auch mit Heizöl von der gleichzeitigen Abnahme von Schmierstoffen abhängig gemacht worden. Auch in solchen Fällen konnten bereits Abmahnungsschreiben die Situation des Händlers erleichtern. Aufgrund solcher Initiativen des Amtes haben alle im Inland tätigen großen Mineralölgesellschaften ihre Vertriebsorganisationen angewiesen, derartige Koppelungsgeschäfte zu unterlassen. Die Wirksamkeit dieser Maßnahmen ist vom Bundeskartellamt geprüft worden, und man darf feststellen, daß im Zusammenhang mit der Rohölkrise dieses Problem bereinigt worden ist.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Vorschläge zur Verbesserung der Mißbrauchsaufsicht

Der wichtigste Vorschlag zur Verbesserung der Mißbrauchsaufsicht scheint mir von der Monopolkommission gemacht worden zu sein. Sie empfiehlt, das Bundeskartellamt zu ermächtigen, bei Vorliegen der Vermutungstatbestände des § 22 Abs. 3 GWB alle Verhaltensweisen zu untersagen, welche den auf diesen Märkten noch möglichen Wettbewerb beschränken. Um die wirksame Ausübung dieser Kompetenz zu gewährleisten, sollte dem Bundeskartellamt das Recht übertragen werden, Sektorenuntersuchungen durchzuführen[52].

Die Möglichkeit, solche Untersuchungen durchzuführen, hätten außerdem den Vorteil, daß das Bundeskartellamt sich auf die neuralgischen Wirtschaftsbereiche von vornherein besser einstellen kann. Es könnte aufgrund solcher Sektorenuntersuchungen alle Fakten beibringen, die ihm eine rasche und wirksame Mißbrauchsaufsicht ermöglichen. Nach unseren derzeitigen Erfahrungen läuft die Marktentwicklung der Entscheidungspraxis davon. Ob zur richtigen Zeit Wettbewerb wieder intensiver wird und Preisänderungen nach unten vorgenommen werden, liegt schließlich auch im Belieben der Unternehmen, die des Mißbrauchs verdächtigt werden. Sich so zu verhalten, daß ein Verfahren sich beim Kammergericht oder auch noch beim Bundesgerichtshof in der Hauptsache erledigt, gehört mit zum Verhaltensspielraum der Unternehmen. Die Monopolkommission meint dazu, das Bundeskartellamt sollte aufgrund einer Novelle auch dann das Vorliegen eines Mißbrauchs festzustellen verpflichtet sein, wenn die Unternehmen das beanstandete Verhalten abgestellt haben. § 22 GWB müßte zum Schutzgesetz i. S. von § 35 GWB erklärt und die Entscheidungen des Amtes in Verwaltungsverfahren sollten mit Feststellungswirkung für Schadensersatz- und Unterlassungsansprüche in Zivilprozessen ausgestattet werden[53].

---

[52] Monopolkommission, Sondergutachten 1, a.a.O., S. 9.

[53] Hier sei angemerkt, daß die Bundesregierung trotz weitgehender Übereinstimmung mit der Monopolkommission in der Beurteilung der Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen nicht alle Vorschläge der Kommission übernommen hat. Insbesondere lehnt sie den Vorschlag ab, dem Bundeskartellamt das Recht zu übertragen, ganze Wirtschaftsbereiche zu untersuchen. Ohne Zweifel müsse das Bundeskartellamt, beschränkt auf die Erfüllung seiner Aufgaben, Marktuntersuchungen vornehmen. Hierfür reiche jedoch das Auskunftsrecht nach § 46 GWB aus. Eine darüber hinausgehende Generalklausel würde das Amt berechtigen, weitreichende, in ihrem Ausmaß und ihren Auswirkungen auf die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse nicht absehbare Aufgaben und Eingriffsbefugnisse zu übernehmen, ohne daß die für die Mißbrauchsaufsicht unabdingbare Voraussetzung der Marktbeherrschung und des Mißbrauchs im Einzelfall vorliegen müßten. Eine solche Kompetenzausweitung würde die Gefahr schaffen, daß die umfassenden und unbestimmten Kontrollbefugnisse letztlich in eine permanente Verhaltenskontrolle und auch in eine kartellbehördliche Strukturlenkung ableiten. (Vgl. dazu Stellungnahme der Bundesregierung zum Ersten Hauptgutachten der Monopol-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Es wird abzuwarten sein, ob der Gesetzgeber die Vorschläge der Monopolkommission in vollem Umfange aufgreift. Novellierungen werden allenthalben gefordert. Hoffen wir, daß die Entwicklung in die richtige Richtung geführt wird.

---

kommission nach § 24 b des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen [GWB], Bundestagsdrucksache 8/702 vom 30. 6. 1977). M. E. würde es möglich sein, diese von der Bundesregierung befürchteten Gefahren zu vermeiden und gleichwohl die Möglichkeiten des Bundeskartellamtes zu verbessern, ausreichende Kenntnisse über die *Ursachen* fehlenden Wettbewerbs zu gewinnen. Es ist dringend erwünscht, daß trotz der Stellungnahme der Bundesregierung die Vorschläge der Monopolkommission diskutiert werden.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

5.2 Schwerpunkte der Diskussion

Kantzenbach: Herr Barnikel, die Sockeltheorie läuft doch auf einen Vergleich der Kosten und Preise zu zwei verschiedenen Zeitpunkten hinaus. Sie stellen dabei fest, ob die Kostensteigerung im Untersuchungszeitraum die Preissteigerung rechtfertigt oder nicht. Die Kritik der Monopolkommission lautete, daß dabei u. a. auch die Nachfrageänderungen berücksichtigt werden müssen, da auch unter Wettbewerbsbedingungen eine Nachfragesteigerung eine Preissteigerung zur Folge hat, eine ausschließliche Kostenorientierung deshalb eben nicht konsistent ist mit dem „als-ob-Prinzip".

Nun wird man dagegen einwenden können, daß bei Nachfragesteigerung und funktionsfähigem Wettbewerb eben das Angebot ausgeweitet wird, sei es, daß die bestehenden Unternehmen ihre Kapazität ausweiten oder sei es, daß neue Firmen in den Markt eindringen. Das ist sicher eine Bedingung für längerfristigen funktionsfähigen Wettbewerb. Insofern würde sich unter Wettbewerbsbedingungen längerfristig doch die Kostenorientierung der Preise wieder durchsetzen. Meine Frage ist aber jetzt: Welchen Zeitraum halten Sie für angemessen oder welche zeitliche Verzögerung unterstellen Sie, um aus der fehlenden Angebotsanpassung an die Nachfrageausweitung auf die Existenz von Machtmißbrauch zu schließen?

Barnikel: Die Antwort kann eigentlich nur sein, daß man den Zeitraum nicht festlegen kann. Deswegen war mein Bemühen im Amt: Sockeltheorie immer nur, wenn abrupte Veränderungen passiert sind!

(Zuruf: Die Nachfrage kann abrupt steigen, dann geht der Preis abrupt hoch. 1973 haben wir das gehabt.)

Einen abrupten Nachfrageanstieg, der dann bei uns zu einem Verfahren geführt hätte, haben wir ja im Mineralölbereich nicht gehabt, auch in keinem anderen Bereich.

Heuss: Die Unsicherheit der Verbraucher führte 1973 zu einer „Hamsterpsychose", wodurch die Frage nach dem Verteilungsprinzip aufkam, nämlich Regulierung entweder über Preise oder über Kontingentierung.

Barnikel: Die Hamsterkäufe haben bei uns kein Verfahren gegen die internationalen Gesellschaften ausgelöst. Wir haben sehr viele Be-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

schwerden bekommen gegen die kleinen unabhängigen örtlichen Anbieter, daß sie viel zu hohe Preise gefordert hätten. Das ist aber nicht Gegenstand dieser Verfahren, über die ich gesprochen habe. Die Beschwerden im Zusammenhang mit den Hamsterkäufen sind ganz anders erledigt worden, nämlich von den Landeskartellbehörden nach Wirtschaftsstrafrecht; man hat geprüft, ob eine momentane Notsituation ausgenutzt worden ist (§ 2 a WStG, jetzt § 4 des WStG in der Fassung von 1975). Alle Betroffenen waren kleine örtliche Anbieter. In unserer Sache dagegen ging es um die Nachprüfung der Berechtigung der großen Preissteigerungen, die mit dem Anheben der Rohölpreise auf das Vierfache verbunden waren, und um die Abwägung der Preisaufschläge von Rohöl bis zum leichten Heizöl, über die Tankstellen und auf die verschiedenen Produkte. Dahinter steht in allen Staaten die Ansicht, daß die Politik es sich nicht erlauben kann, passiv zuzusehen, was da geschieht. Sie mögen als Theoretiker hundertmal Recht haben, da bin ich Ihrer Überzeugung; trotzdem kann eine Regierung in so einer Situation nicht bloß zusehen, was geschieht. Faktisch sind in der damaligen Situation nicht nur die internationalen Gesellschaften, sondern auch das Marktwirtschaftssystem auf den Prüfstand gestellt worden. In diesem Sinne hat unser Amt auch im Hinblick auf die Öffentlichkeit eine gewisse Aufgabe.

(*Heuss:* Das ist eine andere Ebene!)

Schubert: Von einer Hamsterwelle kann im Bereich des Mineralöls nie die Rede sein, denn alle Produkte bis auf Koks sind flüssig, und aller zusätzlichen Bevorratung steht die Notwendigkeit des zusätzlichen Lagerraumes gegenüber. Sie argumentieren damit, daß der Heizölkunde manchmal zu 60 %, dann zu 80 % bevorratet ist. Dieser Menge steht aber die Elastizität bei den Raffinerien gegenüber. Die Unterschiede sind nicht so groß. Bei festen Stoffen haben wir viel mehr die Möglichkeit, daß sich der Verbraucher übermäßig eindeckt.

Seit 1973/74 ist etwas auf der Angebotsseite geschehen, was keiner übersehen konnte. Herr Barnikel, wir waren damals mit der Sockeltheorie recht zufrieden. Der Mineralölindustrie ist es noch nie so gut gegangen wie 1973. Vor diesem Hintergrund hätte man eigentlich alles rechtfertigen können. 1973 gab es die Situation des total gespaltenen Rohölmarktes. Während sich einige Gesellschaften beim Rohöl enorm teuer eindecken mußten, genossen andere den Nachlaufeffekt von noch bestehenden langfristigen Verträgen. Einige Produzenten bemühten sich um Erfüllung der Verträge. Deshalb war damals unsere Situation so weit gespannt, daß wir uns auf keiner gemeinsamen Basis einigen konnten. Die Verhältnisse waren eben von Gesellschaft zu Gesellschaft außerordentlich verschieden. Da es sich um Ausnahmesituationen han-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

delte, kann man überhaupt nichts für einen Regelfall, der möglicherweise in der Zukunft noch einmal auftritt, herleiten.

Pohmer: De facto gab es ganz erhebliche Hamsterkäufe im Vergaserkraftstoffbereich. Nicht umsonst haben die Tankstellen auf die Weise reagiert, daß sie die Abgabemengen beschränkt haben. Selbst an einen regulären Tank wurden nur zwanzig Liter abgegeben. Es gab effektive Verknappungen an den Zapfsäulen, und zwar als Folge der Tatsache, daß die Leute mit riesigen Kanistern und Gefäßen ankamen.

Schubert: An der Tankstelle derjenigen, die nicht in einem Verbund versorgt wurden.

Pohmer: Das weiß ich nicht. Es waren jedenfalls Markentankstellen dabei.

Schubert: Die Kunden liefen doch alle auf uns zu, weil sie in den freien Tankstellen nicht mehr versorgt wurden.

Pohmer: Eine zusätzliche Nachfrage war jedenfalls da.

Welbergen: Man sollte Hamsterkäufe mit statistischem Material über Veränderungen der Umsätze belegen. Im übrigen haben wir unsere Partner angewiesen, daß sie Benzin nicht zuteilen dürfen, was uns auch einen Verweis des Bundeskartellamtes gebracht hätte. Wir waren also gar nicht berechtigt, die Abgabe auf 20 Liter zu beschränken. Von dieser Seite bin ich mit Herrn Schubert der Meinung, daß es keine wesentlichen Hamsterkäufe gegeben hat.

Gabriel: Wir können aus Zeitmangel nicht all das, was Herr Barnikel ausgeführt hat, diskutieren. Sie wissen selbst, Herr Barnikel, uns trennen verschiedene Standpunkte zur Frage des Preisfaktors im Wettbewerb. Ich habe den Eindruck, das eigentliche Problem ist, worauf Herr Hoppmann bereits hingewiesen hat: Wollen Sie, wie Sie sagten, um die Kostenrechnung nicht herumgehen, wollen Sie wirklich den Preismißbrauch oder den Behinderungsmißbrauch auf diese Weise behandeln? Sie kommen in zahlreichen, wahrscheinlich in fast allen Fällen zu einer vorherigen Anfrage. Ob Sie nun die Sockeltheorie bejahen oder nicht, ob sie ökonomisch gut oder schlecht ist und in der Praxis eher bewährt ist als jede andere alternative Möglichkeit, das lasse ich offen. Wir sollten uns lediglich die Konsequenzen vor Augen führen, wenn, wie sich das jetzt offensichtlich abzeichnet, auf der Grundlage von consent decrees vorgegangen wird. Wenn z. B. ein Unternehmen der Mineralölindustrie den Preis erhöhen will, fragt es vorher beim Bundeskartellamt an, was dort davon gehalten wird. Man kann eine

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

solche Entwicklung wollen. Manches spricht offensichtlich dagegen. Ich habe mehrfach in Publikationen bedauert, daß es eine Preisfestsetzung in Mißbrauchsfällen in Amerika nicht gibt. Aber ich wußte sehr genau, daß es viele echte Preisgespräche in der Antitrustdivision gibt, und das Ergebnis sind die consent decrees, über die wir sehr wenig wissen. Ist das so akzeptabel oder brauchen wir dazu eine noch verstärkte parlamentarische Kontrolle oder sollte das auf eine andere Organisation übertragen werden?

Barnikel: Die Gefahr, die Sie aufzeigen, ist ganz bestimmt da. Als wir noch die Preisbindung der zweiten Hand hatten, gab es große Unternehmen, die, bevor sie ihre gebundenen Preise änderten, das Amt informiert haben. Ob die Entwicklung in der Richtung weitergeht, das können wir gar nicht steuern. Wenn man vom Amt das vorherige Plazet zu Preiserhöhungen erwarten oder fordern würde, sollte man ihm das Recht geben, so wie die Monopolkommission es fordert, Wirtschaftsbereiche auf Wettbewerbsbeschränkungen hin zu untersuchen. Man braucht dann außer einem Meßinstrument sehr gute Augen am Markt. Man muß intensiv Marktbeobachtung betreiben. Es darf nicht einfach mehr oder weniger willkürlich oder vom Zufall bestimmt sein, was als Ergebnis solcher meist kurzfristiger Gespräche herauskommt. Wir haben, lehnt man die Sockeltheorie ab, weder dieses Instrument, noch haben wir das Recht, Wirtschaftsbereiche zu untersuchen, weil der Wettbewerb nicht funktioniert.

Gabriel: Nehmen wir die amerikanische Antitrustdivision im Justizdepartment: Bei den zwanglosen Aussprachen über den Preis wird doch ununterbrochen mit dem Prozeß gedroht, den man dem jeweiligen Unternehmen anhängen will. Da könnte man doch sagen, daß das schon unter einer politischen Kontrolle steht. Die Trustdivison ist ein Teil des Ministeriums und wird durch die Regierung bzw. durch den Kongreß irgendwie kontrolliert. Ich frage mich nun, ob dies auf das Bundeskartellamt übertragbar wäre oder ob man etwas anderes schaffen sollte.

Barnikel: Ist nicht alles andere noch schlimmer? Die anderen haben ja auch keine anderen Instrumente.

Welbergen: Ich glaube, Herr Barnikel, man sollte doch sagen, daß die Mineralölindustrie im November 1973 von sich aus dem Ministerium angeboten hat — davon hat das Kartellamt eine Kopie erhalten —, eine sehr detaillierte Angabe über sich zu geben. Jeder Kunde mit einer Abnahme von über 10 Tonnen wurde namentlich aufgeführt. Jede Partie Rohöl war monatlich besonders verzeichnet, jeder Produktzukauf war besonders aufgeführt. In der Zwischenzeit ist dieses System mehr oder

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

weniger festgeschrieben innerhalb der Internationalen Energieagentur. Die Brüsseler Behörden bekommen es auch. Sie sehen, wir informieren die Behörden über die Kostensituation in unserer Industrie.

Mich interessiert die Sockeltheorie auch insofern, als im Wettbewerb auch vorübergehend Verluste auftreten können. Wir sind heute in einer solchen Situation. Ich sehe die logische Anwendung der Sockeltheorie in einer Fortschreibung solcher Verluste.

Was Platt's Oilgram anbetrifft, so teile ich Ihr Unbehagen darüber, aber aus anderen Gründen, da Platt's für mich nur Grenzkostenmengen widerspiegelt. Ich betrachte Platt's Daten als zu niedrig. Ich glaube, es ist notwendig, daß die Mineralölindustrie mit den Brüsseler Behörden über Alternativen zu Platt's verhandelt. Aber wenn man ein neues System einführt, sollte man ein besseres anstreben und nicht eines, das wieder die gleichen Fehler aufweist.

Nun zu den Autobahntankstellen! Ich glaube, daß ein Monopol an den Autobahntankstellen vorhanden ist, nämlich ein Monopol durch die Gesellschaft der Nebenbetriebe[54], das ja so weit geht, daß wir nicht einmal an den Ausfahrten oder auf geeigneten Grundstücken in der Nähe von Ausfahrten Tankstellen errichten dürfen. Wir haben überhaupt keine Mitsprachemöglichkeit bei der Kostengestaltung an den Tankstellen der Bundesautobahnen. Sie nutzt ihre Monopolstellung dazu aus, daß sie höhere Sätze an ihren Tankstellen nimmt, als wir an unseren eigenen großen Tankstellen nehmen, und subventioniert mit diesen höheren Preisen sogar die Raststätten.

Was die Gemeinschafts-Cracker-Anlagen anbelangt, so halte ich diese schlichtweg für Wunschträume von denen, die wenig verstehen. Man kann nämlich keine Crackanlage auf der grünen Wiese errichten, sondern muß sie neben einer Raffinerie erstellen. Wenn es eine Gemeinschaftsraffinerie ist, muß man einen Gemeinschaftscracker bauen, aber kein Unternehmen wird daran denken, einen Gemeinschaftscracker neben seiner eigenen Raffinerie zu erstellen.

(*Pohmer:* Gibt es in nennenswertem Umfang Gemeinschaftsraffinerien?)

Zum Beispiel Veba hat sehr viele Gemeinschaftsraffinerien, Texaco, Conoco, ELF. Shell hat eine Gemeinschaftsraffinerie mit der Esso zusammen bei Hannover. Dies liegt aber wegen der Rohölfelder dort an einer historischen Entwicklung. Wir haben Gemeinschaftsraffinerien in Reichstett, wo die französische Shell und Mobil-ELF mitbeteiligt sind. Aber

[54] Gesellschaft für Nebenbetriebe der Bundesautobahnen mbH, Bonn (bundeseigenes Unternehmen).

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

der einzige, der über gemeinsame Cracker redet, ist die IG Chemie. Von der Industrie selber sind einmal ein paar Töne in der Richtung gekommen, aber die sind nicht sehr ernst genommen worden.

Hamm: Zu Platt's Oilgram möchte ich die ketzerische Frage stellen, ob man so etwas wie eine offiziöse Preisübersicht über die Grenzmengen, die auf dem Markt gehandelt werden, braucht. Besteht nicht die Gefahr, daß auf einem Markt, der doch oligopolistische Züge trägt, von derartigen Preisinformationen so etwas wie eine Orientierungsgröße für die Teilnehmer auf dem Markt entsteht? Über die wettbewerbsbeschränkende Wirkung von Preisinformationen auf oligopolistischen Märkten besteht weitgehend Einigkeit.

Kantzenbach: Mich würde die Stellungnahme der Mineralölindustrie und des Bundeskartellamtes zur Frage interessieren, inwieweit die vertikale Integration in der Mineralölindustrie gesamtwirtschaftliche Vorteile bringt. Herr Barnikel, Sie sagten zwar, Sie hätten dazu keine Meinung. Aber vielleicht haben Sie privat ein bißchen darüber nachgedacht und einige Argumente Pro und Kontra in dieser Frage entwickelt. Sie haben gesagt, Sie teilten voll die Auffassung der Monopolkommission, daß Strukturs teuerung vor Verhaltenssteuerung geht.

Barnikel: Wir haben keine Feststellungen dazu gemacht. Wir sind voll mit dem beschäftigt, was wir zu tun haben. Wenn bei einer Sache keine rechtlichen Möglichkeiten bestehen, dann haben wir nicht so viel Spielraum, als freie Wissenschaftler interessante Fragen zu untersuchen.

Wären, so müßte man fragen, die ökonomischen Ergebnisse besser, wenn man die vertikalen Teilmärkte voneinander isolierte? Man kann zwar versuchen, sich eine Meinung zu bilden, aber sie wäre doch noch lange nicht gut genug begründet. In den ökonomischen Büchern, zum Beispiel bei Jacoby[55], wird einfach aus der Schilderung der Tatsachen, aus der Schwierigkeit des Geschäfts, aus der ganzen Historie und anderen Fakten meines Erachtens zu schnell gefolgert, weil das so geworden sei, müsse es so sein und sei es wirtschaftlich so am besten. Ich bin aber andererseits nicht mutig genug zu sagen, man sollte — wie die Amerikaner es jetzt in die Diskussion gebracht haben — die Unternehmen vertikal entflechten, also die Rohstoff fördernden Unternehmen von den transportierenden, diese von den Raffinerien und die Raffinerien von den Vertriebsgesellschaften trennen. Selbst wenn das theoretisch sinnvoll wäre, ist es eine andere Frage, ob man so etwas isoliert in einem Staat wie dem unsrigen allein machen sollte, oder ob nicht das Wesentliche für den Wettbewerb im Weltmarktbereich zu geschehen

[55] *N. H. Jacoby,* Multinational Oil, a.a.O.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

hätte und bei uns die Trennung der Unternehmen von den vertikalen Teilmärkten voneinander gar nichts nutzen würde. Daß sich im internationalen Bereich in dieser Hinsicht etwas ändert, ist, glaube ich, nicht zu erwarten.

Kaufer: Solange uns eine brauchbare Theorie der vertikalen Integration fehlt, sollten wir auf diesem Sektor sehr vorsichtig urteilen.

M. E. taucht aber bei unseren Diskussionen noch eine andere Frage auf, die zur Forschungskonzeption bei Bain geführt hat: Wie ist das Marktverhalten, das wir als außenstehender Ökonom beobachten können, zu interpretieren? Da hat Bain zu Recht argumentiert, wenn wir daraus ableiten wollen, welche Marktergebnisse aus einem bestimmten Verhalten kommen oder ob dieses Verhalten überhaupt ein wettbewerbliches ist, haben wir keine präzisen Maßstäbe, wie wir das Verhalten beurteilen können. Er schlägt deshalb vor, direkt die Beziehungen zwischen Marktstruktur und Marktergebnis zu testen. An dieser Stelle, glaube ich, begeht das Bundeskartellamt eine fundamentale Mißinterpretation von Bain. Wenn man zum Beispiel Kriterien nimmt wie „Risiko des Markteintritts" oder „Preisgrenzkostenmarge" oder „Gewinnmarge", dann stelle ich in der Tat fest, daß zwischen Indikatoren der Marktstruktur und diesen Performancekriterien signifikante Beziehungen bestehen. Aber die Varianz, die mit den Modellen erklärt wird, ist in allen Fällen gering. Die Beziehungen, die wir von der volkswirtschaftlichen Theorie im allgemeinen erwarten, gibt es in den Querschnittstudien tatsächlich. Das hilft aber dem Bundeskartellamt nicht um ein Jota weiter, weil es keine an Querschnittstudien orientierte Politik betreibt, sondern immer an der einzelnen Industrie interessiert ist. Jetzt arbeiten Sie, Herr Barnikel, nach dem Bain'schen Ansatz und kommen in die Irre, denn die Bainsche Fragestellung ist eine volkswirtschaftlich generalisierende. Weil Ihr Amt das Kartellgesetz einzelwirtschaftlich anwendet, muß es nach derselben Methode in Irrtümer verfallen. Es kann nicht behaupten, hohe Gewinne seien in jedem Einzelfall ein Indikator für Marktmacht; das ist ein Irrtum. Dazu sind Querschnittstudien notwendig. Man könnte z. B. wie folgt vorgehen: Wenn das Kartellgesetz geändert wird, könnte das Bundeskartellamt mit dem Bain'schen Ansatz versuchen, so weit wie das empirisch überhaupt möglich ist, herauszufinden, wie das denn grosso modo gewirkt hat in der Ökonomie. Das läßt sich empirisch testen. Dann kann man davon Anregungen erhalten, wie eine allgemeine rechtliche Maßnahme geändert werden sollte. So, glaube ich, sind die empirischen Untersuchungen brauchbar, aber nicht in dem Sinne, daß man Performancekriterien nimmt und sie im Einzelfall anwendet, um daran Marktmacht zu diagnostizieren. Insoweit möchte ich doch das prinzipielle Problem

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

hier diskutiert sehen. Der erste Hinweis, daß das in die Irre geht, liegt darin, daß die Varianz, die Sie, Herr Barnikel, mit den besten Daten „erklären", bestenfalls bei 20 % liegt.

Barnikel: Ist denn die Konsequenz Ihrer Ansicht nach nicht die, daß Sie Mißbrauchsaufsicht über die Preise bei keinem Unternehmen ausüben würden?

Kaufer: Ich will das karikiert sagen, damit es deutlich wird. Ich will das Kartellamt abschaffen und statt des Kartellamts eine Monopolkommission haben, die langfristig testet, wie allgemeine gesetzliche Vorschriften in der Volkswirtschaft wirken und dann — sagen wir einmal — alle 20 Jahre diese gesetzlichen Vorschriften ändert, und dann würde ich 20 Jahre noch einmal abwarten, wie sie gewirkt haben. Das kann ich statistisch ökonometrisch machen. Aber eine Kartellbehörde, deren Politik nicht mehr statistisch wissenschaftlich testbar ist, weil man keine Information darüber hat, halte ich für einen in der rechtlichen Konstruktion grundsätzlich verfehlten Träger der Wettbewerbspolitik.

Barnikel: Wir haben ja nicht nur die Mißbrauchsaufsicht, sondern auch das Kartellverbot.

Kaufer: Man kann doch per se ein Verbot für Kartelle einführen.

Barnikel: Das ist doch Theorie!

Lenel: Herr Kaufer, wenn wir Ihrem Vorschlag folgen würden, dann würden wir später bemerken: Das Rennen ist bereits gelaufen. Hätten wir die Fusionskontrolle beispielsweise im Jahre 1952 gehabt, dann hätten wir heute strukturelle Bedingungen, die die Bedeutung der Mißbrauchsaufsicht ganz erheblich vermindern würden. Wenn wir aber jetzt 20 Jahre warten, dann können wir unter Umständen nichts mehr machen außer Entflechtung, die wohl unbestritten schwieriger ist.

Was die vertikale Integration anlangt, muß ich Herrn Kaufer auch widersprechen. Wenn wir warten wollen, bis wir eine allgemein akzeptierte Theorie der vertikalen Integration haben, ist das Rennen wiederum gelaufen. Wahrscheinlich wird man auch nie viel mehr erreichen als Beobachtungen einzelner Industriezweige, also etwa der eisenschaffenden Industrie, des Kohlebergbaus in Deutschland oder der amerikanischen Aluminiumindustrie. Auf diesem Wege werden wir noch vorankommen können. Wenn wir Ihrem Vorschlag folgen, werden wir wieder einen Fehlschlag festzustellen haben, wie wir ihn bei der vertikalen Integration der eisenschaffenden Industrie gehabt haben.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Kaufer: Sie haben die Fusionskontrolle angesprochen. Die Fusionskontrolle in den USA hat auf die Industriestruktur keinen statistisch meßbaren Einfluß gehabt. Das ist das entscheidende Problem. Viele Ihrer Fragen sind theoretischer Natur. Für mich ist jedoch die empirische Entwicklung entscheidend.

Kantzenbach: Sie können doch gar nicht den Einfluß der Fusionskontrolle messen. Sie müßten doch ein Vergleichsmodell ohne Fusionskontrolle haben.

Kaufer: Z. B. ist in England gemessen worden. Die Fusionswelle, wie sie England erlebt, leistet zur Industriekonzentration bestenfalls einen Beitrag von 60 %, der Rest ist immer noch internes Wachstum. Theoretisch weiß man immer noch nicht, ob die Konzentration durch internes Wachstum dann nicht wesentlich schneller liefe, wenn man die Fusion verbieten könnte.

Barnikel: Zur Klarstellung der Position des Bundeskartellamtes sei nochmals bemerkt, daß an partiellen Kostenuntersuchungen bei den genannten Methoden zur Mißbrauchsprüfung kein Weg vorbeiführt. Ich hätte vielleicht deutlicher sagen müssen: Wir fangen nie mit den Kosten an, sondern wir bemühen uns, jene obere Grenzlinie, den obersten Wettbewerbspreis zu finden. Wenn wir unser Wettbewerbspreiskonzept den Unternehmen vorhalten, bringen diese zu ihrer Verteidigung das Kostenargument. Sie rechtfertigen ihre höheren Preise mit dem Argument, sie hätten doch diese und jene Kosten, die wir gar nicht kennen könnten. Insofern müssen wir in die Diskussion von Kosten treten. Das muß nicht immer eine Gesamtkostendiskussion sein; manchmal sind es nur zusätzliche Kosten, die plötzlich auftreten und die Unternehmen mehr oder weniger gleichmäßig treffen, z. B. die langanhaltende Schließung des Suez-Kanals u. dgl.

Die Monopolkommission schlägt vor, dem Bundeskartellamt die Möglichkeit zu geben, Wirtschaftsbereiche in toto zu untersuchen, nicht um die Kosten zu prüfen und aufgrund der Kostenprüfung Preise festzusetzen oder die Mißbrauchsaufsicht über Preise zu ermöglichen. Das ganz und gar nicht! Nach Ansicht der Monopolkommission sind Sektorenuntersuchungen notwendig, um Verhaltensweisen zu erkennen und zu untersagen, welche den auf dem Markt noch möglichen Wettbewerb beschränken. Die Mißbrauchsaufsicht sollte vorrangig gegen Behinderungs- und Preisstrukturmißbrauch eingesetzt, sie sollte gegen die Preishöhe nur zurückhaltend gehandhabt werden. Wenn die Beseitigung von strukturellen Wettbewerbsbeschränkungen gelänge, könnte man sich darauf verlassen, daß der Wettbewerb die Preise korrigiert; man bräuchte dann vielleicht auch weniger Mißbrauchsaufsicht zu

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

praktizieren, die immer wieder zur Diskussion um die Kosten führt. Dieser Weg wäre besser.

Ahrens: Nur ein paar Bemerkungen zu den Niederungen der Verfahren gegen die Mineralölindustrie, die Herr Barnikel in seinen Ausführungen etwas in den Vordergrund gestellt hat. Herr Barnikel hat mit klagendem Unterton den Eindruck erweckt, als wenn ein nicht ganz ausreichendes Instrumentarium zur Verfügung stünde.

Sie haben insbesondere geschildert, wie schwierig es sei, relevante Märkte abzugrenzen und auch Marktbeherrschung insbesondere bei Oligopolen zu verifizieren. Wir dürfen aber nicht vergessen, daß das Gesetz heute die Möglichkeit gibt, über die Vermutungstatbestände vorzugehen. Diese Möglichkeit hat das Kartellamt in allen Verfahren der letzten Jahre, zumindest in unserem Bereich, weidlich ausgenutzt und — wie wir meinen — überstrapaziert. Wir haben Vermutungskriterien im § 22 GWB z. B. für den Fall, daß fünf oder weniger Unternehmen einen Marktanteil von ⅔ haben; sie gelten dann als marktbeherrschendes Oligopol. Von diesen Vermutungskriterien wird durch das Kartellamt ständig Gebrauch gemacht. Der Gesetzgeber und der Wirtschaftsausschuß haben, wie man in der Begründung nachlesen kann, gemeint, diese Marktanteilskriterien seien nur Aufgreifkriterien, d. h. Signale für das Kartellamt, die Fälle zu untersuchen, also aufzugreifen, aber dann gleichwohl im Sinne der Offizialmaxime zu ermitteln, welches der relevante Markt ist, ob Marktbeherrschung vorliegt und ggf. ob ein Mißbrauch festzustellen ist. Die Praxis sieht aber ganz anders aus. Man rechnet, möglicherweise auf Basis der Industriestatistik nach einer etwas arbiträren Marktabgrenzung, die das Kartellamt für richtig hält, 66⅔ % Marktanteil auf, und dann stehen die Betroffenen sozusagen am Pranger. Uns obliegt es nun, eine feinere Marktabgrenzung zu finden. Wir geben uns dabei Mühe, weil wir versuchen, die Wettbewerbsverhältnisse richtig einzuschätzen. Uns obliegt es dann, wesentlichen Wettbewerb innerhalb des Oligopols oder zwischen dem Oligopol und Außenstehenden nachzuweisen. Ich glaube, so schlecht sind Sie nicht dran; die Beweislast ist praktisch umgekehrt. Ich bin sogar der Meinung, daß die Praxis weit über das hinausgegangen ist, was der Gesetzgeber mit der Einführung dieser Vermutungskriterien gewollt hat.

Weiterhin möchte ich kurz auf Ihre These eingehen, das Instrumentarium reiche nicht aus, weil es an der Grenze der BR Deutschland seine Wirksamkeit verliert. Dazu ist einmal auf die von Herrn Welbergen schon geschilderten Informationssysteme, insbesondere die Internationale Energieagentur und die ebenfalls bereits gestreiften Aktivitäten der Wettbewerbsbehörden der EG zu verweisen. Zum anderen

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gehen wir heute noch von dem Territorialitätsprinzip bei der Anwendung nationaler Normen aus. Sie haben den § 98 GWB angesprochen, wonach Wettbewerbsbeschränkungen, die sich in der BR Deutschland auswirken, in der Tat auch von den deutschen Kartellbehörden verfolgt werden können. Aber die Auswirkung ist eben Voraussetzung. Sie ist gleichzeitig auch die Voraussetzung für ein Auskunftsverlangen gegenüber den Gesellschaften, die im Ausland ihren Sitz haben. Ich meine, wir sind an sich gut beraten, wenn wir als BR Deutschland dieses Auswirkungsprinzip nicht in der Weise ausweiten, wie es die amerikanische Antitrustpraxis getan hat, was viele Probleme mit anderen Staaten nach sich gezogen hat. Es hat zu Gesetzen geführt, wonach z. B. holländische Unternehmen und auch britische Unternehmen nicht einmal berechtigt sind, Informationen an ausländische staatliche Behörden zu geben. Diese ganze Problematik, glaube ich, wird sehr schnell heraufbeschworen, wenn wir, wie ich den Eindruck habe, das machen, was das Kartellamt möchte, nämlich die extraterritoriale Anwendung des deutschen Kartellgesetzes gegenüber ausländischen Unternehmen forcieren. Im Rahmen der Fusionskontrolle werden Probleme aufgeworfen, die man sich gar nicht vorstellen kann. Das möchte ich nur am Rande erwähnen, weil wir ja hier über Mißbrauchsaufsicht sprechen.

Wir sind schließlich auch dafür, daß das Kooperationsabkommen USA/BR Deutschland auf dem Kartellsektor — es werden weitere folgen, z. B. mit den Niederlanden, USA/Japan scheint schon sehr weit gediehen zu sein — eine Kooperation zwischen den Kartellbehörden dieser Länder bringt. In einer derartig institutionalisierten Information und Kooperation sehen wir nichts Bedenkliches.

Barnikel: Sind nicht bei Bestehen internationaler Vereinbarungen Konfliktsituationen möglich? Nehmen wir an, die USA würden mit Holland gleiche Verträge schließen wie mit uns. Damit ist das holländische Gesetz, das einem Unternehmen verbietet, ausländischen Behörden Auskunft zu erteilen, nicht beseitigt. Es würde aber wahrscheinlich umgangen. Die holländische Behörde holt Auskünfte von den Unternehmen und gibt als Behörde die Auskunft an amerikanische Stellen weiter.

Ahrens: Das ist ein Problem der holländischen Gesetzgebung. Wahrscheinlich müßte man die Gesetze zu einem Teil einschränken, denn sonst kann dieser Informationsfluß auch nicht direkt von der holländischen Staatsbehörde zu einer US- oder bundesrepublikanischen Behörde fließen, weil ja dann doch indirekterweise diese Schutzbestimmung oder die Verbotsbestimmung zur Anwendung kommt. Ich glaube aber, das kann man durch eine Änderung überspielen. Das halte ich nur für ein internes holländisches Problem.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Barnikel: Es ist nicht gerade schwer, solche Vereinbarungen zu schließen, die zum Teil auch wieder sehr weich formuliert sein können. Wenn eine Behörde darum bittet, soll die andere Behörde verpflichtet sein, alles zu liefern, was sie hat. Dann kommen aber einschränkende Klauseln hinzu. Trotz dieser einschränkenden Klauseln ist es der erste Schritt in die richtige Richtung. Aber ich bin nicht so optimistisch zu erwarten, daß durch solche Vereinbarungen nationale Gesetze geändert werden.

Nussbaumer: In Österreich werden bei Transformierung eines internationalen Vertrages in nationales Recht durch den erforderlichen Gesetzgebungsakt des Parlaments die Gesetze und Bestimmungen, die dem entgegenstehen, geändert.

Ahrens: Das wäre sicherlich bei uns auch so, wenn ein echter völkerrechtlicher Vertrag in nationales Recht transformiert würde. Bislang handelt es sich aber nur um Verwaltungsabkommen. Herr Barnikel sieht außerdem das Problem, daß sich die holländische Regierung z. B. überhaupt nicht zu einem Abkommen entschließt, weil sie in eine Zwickmühle kommt.

Barnikel: Die Vereinbarung selber wäre doch auch bei Ihnen noch kein Gesetz.

Nussbaumer: Wir haben das Prinzip der speziellen Transformation. Internationale Vereinbarungen erlangen im innerstaatlichen Wirkungsbereich nur Geltung, wenn sie vom Parlament beschlossen und im Bundesgesetzblatt veröffentlicht sind.

Vorher ist nach Unterzeichnung des Vertrages die Regierung nur verpflichtet, sich um einen Parlamentsbeschluß zu bemühen.

Ahrens: Ich möchte noch zu Herrn Barnikels Bericht über die Feststellungen und Wertungen des Hauptgutachtens 1973/75 der Monopolkommission Stellung nehmen:

Mit gewissen Einschränkungen wird man sagen können, daß die Monopolkommission die Konzentrations- und Wettbewerbsverhältnisse auf dem Mineralölsektor zutreffend wiedergibt. Erfreulich ist vor allem, daß die Kommission trotz des für die Industriegruppen „Mineralölverarbeitung" und „Erdöl- und Erdgasgewinnung" festgestellten hohen Konzentrationsgrades der Mineralölwirtschaft direkten branchenininternen Wettbewerb auf allen Endproduktenmärkten attestiert und darüber hinaus auf dem für das leichte Heizöl relevanten „Wärmemarkt" auf die Substitutionskonkurrenz durch Erdgas und Kohle hinweist. Allerdings kommen diese Feststellungen für die Insider nicht gerade überraschend.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Andererseits können z. B. die Ausführungen der Monopolkommission über die „Wettbewerbsvorteile der multinationalen Ölkonzerne", die nach Meinung der Kommission ein Problem des Branchenwettbewerbs in der Bundesrepublik darstellen, nicht unwidersprochen bleiben. Die deutschen Tochtergesellschaften multinationaler Mineralölgesellschaften haben sich insbesondere mit der Behauptung der Monopolkommission, daß international tätige Gesellschaften durch „freie Gestaltung" der sog. konzerninternen Verrechnungspreise ihre Gewinne nach Wahl auf verschiedenen Produktionsstufen bzw. in verschiedenen Ländern anfallen lassen „können", auseinanderzusetzen — Herr Welbergen hat in der Diskussion schon auf die Feinheiten der Terminologie hingewiesen. Die Deutsche Shell AG hat die Behauptungen der Monopolkommission, die nicht durch konkrete Beweise belegt werden, zum Anlaß genommen, die Monopolkommission um ein Gespräch über diese Fragen zu bitten. Dieses Gespräch hat Anfang Februar 1977 stattgefunden. Dabei wurde — wie hier auf unserer Tagung — eingehend dargelegt und erläutert, daß die Deutsche Shell AG mit anderen Gesellschaften der Royal Dutch/Shell-Gruppe sowohl Warengeschäfte wie auch Dienstleistungen nur zu Bedingungen wie mit unabhängigen Dritten abwickelt und daß die handelsrechtlichen und steuerrechtlichen Vorschriften sowie die entsprechenden Prüfungen durch die Wirtschaftsprüfer und die Betriebsprüfung eine Gewinnverlagerung in andere Länder ausschließen.

Erhebliche Bedenken sind weiter gegen die These von Herrn Barnikel vorzubringen, daß die Mineralölgesellschaften, die über inländische Förderung von Erdöl oder Erdgas — im Gegensatz etwa zu Veba und BP — verfügen, einen preispolitischen Spielraum hätten. In der öffentlichen Diskussion wird diese These noch weiter verstärkt durch die Behauptung, die Unternehmen mit heimischer Förderung betrieben über Tiefpreise auf dem Mineralölmarkt eine Verdrängungspolitik. Interessierte Kreise stützen auf diese durch nichts bewiesene Behauptung die Forderung, die Zusatzerträge, die sog. windfall profits, abzuschöpfen. Wenn das Niveau der Mineralölpreise so unbefriedigend für die Mineralölunternehmen — also auch für die Deutsche Shell AG — ist, dann liegt das ausschließlich an der weltweiten Unausgewogenheit von Angebot und Nachfrage. Über die einzelnen Faktoren dieses Ungleichgewichts wie mangelnde Auslastung der Raffinerie- und Tankerkapazitäten ist im Laufe dieser Tagung das Wesentliche bereits gesagt worden. Eine Abschöpfung der Zusatzerträge aus der inländischen Förderung — die Förderunternehmen haben Ende 1976 durch Vereinbarungen mit den Bundesländern den zu zahlenden Förderzins bereits verdoppelt — würde nicht dazu führen, daß es den sog. Have-nots besser ginge, sondern dazu, daß es den Haves

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

schlechter ginge. Erst durch die Zusatzerträge werden die in der BR Deutschland tätigen Fördergesellschaften in die Lage versetzt, verstärkt Investitionen für die Sicherung der Energieversorgung zu tätigen. Dazu eine Zahl: Die deutsche Mineralöl- und Erdgas-Industrie hat für den Zeitraum von 1976 bis 1980 im Explorations- und Produktionsbereich Investitionen von 5,5 Mrd. DM vorgesehen. Die Deutsche Shell AG ist daran mit mehr als 1,3 Mrd. DM direkt oder indirekt beteiligt.

Es geht bei der Frage der Abschöpfung neben der ordnungspolitischen Problematik auch um ein schwerwiegendes rechtliches Problem. Der Griff nach den Marktlagengewinnen der Förderindustrie würde gegen das Grundgesetz verstoßen. U. a. liegt nach unserer Auffassung, die durch Gutachten maßgebender Staatsrechtler abgesichert ist, ein Verstoß gegen die Grundsätze unserer Finanzverfassung vor und ein Verstoß gegen Artikel 3 GG, d. h. Gleichheitssatz, letzteres weil andere mit uns im Wettbewerb stehende Energiezweige, wie z. B. die Braunkohle, aufgrund der gleichen Umstände, nämlich der OPEC-Preiserhöhung, windfall profits machen und dort keine Abschöpfung geplant ist.

Sicherlich zutreffend hat Herr Barnikel — um das abschließend zu sagen — das Hauptgutachten 1973/75 der Monopolkommission wie folgt charakterisiert:

> „Eine besser fundierte und überzeugendere Darstellung der Konzentration in der Bundesrepublik Deutschland gibt es bisher nicht und wird es in absehbarer Zeit auch nicht geben. Kritisches wäre in erster Linie bei den Vorschlägen anzubringen, die die Kommission zur Novellierung des Kartellgesetzes gemacht hat ...[56]."

Aus der Sicht der Mineralölwirtschaft sind manche der Feststellungen und die gesetzgeberischen Empfehlungen[57] der Kommission mit einem Fragezeichen zu versehen. Die kritische Analyse des Hauptgutachtens 1973/75 muß in den nächsten Jahren fortgesetzt werden. Nur wenn die Fülle der Vorschläge und Denkanstöße ausdiskutiert wird, wird es dem Gesetzgeber möglich sein, sachgerechte Entscheidungen zur Fortentwicklung des Wettbewerbsrechts im Rahmen unserer marktwirtschaftlichen Ordnung zu treffen.

Hamm: Im Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamtes für das Jahr 1974 ist nachzulesen, daß es damals Verfahren gegen die großen Mineralölgesellschaften wegen mißbräuchlich überhöhter Preise gege-

---

[56] *H. H. Barnikel,* Zum Ersten Zweijahresgutachten der Monopolkommission, WRP 1976, S. 749 ff.

[57] Siehe dazu *D. Ahrens,* Mehr Wettbewerb ist möglich, in: OEL-Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft 1977, S. 104 ff.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

ben hat. Das Verfahren wurde, wie zu lesen ist, später deswegen eingestellt, weil die Preise auf dem Rotterdamer Markt wieder gesunken sind. Wahrscheinlich waren es Markteinflüsse, die zu sinkenden Preisen in Rotterdam geführt haben. Inzwischen gibt es neue Hinweise, daß man gegen die großen Mineralölgesellschaften mit dem Verdacht mißbräuchlich überhöhter Preise ermittelt. Hängt dieses Hin und Her vielleicht mit der Marktlage zusammen? Die Erwartung einer Verknappung des Angebots löst bestimmte Preiserwartungen und Preissteigerungen aus. Kann das nicht auch auf dem Mineralölmarkt passiert sein? Wenn eine bestimmte Grenze überschritten ist, setzt eine Gegenspekulation ein und drückt die Preise wieder herab. Es stellt sich leider die Frage, ob marktwirtschaftliche Vorgänge auf Rohstoffmärkten mißdeutet und zu leichtfertig der Verdacht des Mißbrauchs erhoben worden sind. Noch ein weiterer Punkt: Herr Barnikel sagt mit Recht, daß eine Untersuchung ganzer Branchen durch das Bundeskartellamt nicht möglich ist. Aber ich habe die Befürchtung, daß dann, wenn der Verdacht mißbräuchlicher Überhöhung des Preises auf einem Markt besteht, sofort auf einen Preisvergleich regionaler oder zeitlicher Art hingesteuert und der Weg, den die Monopolkommission auch erwähnt hat, vernachlässigt wird. Wichtig wäre es zu prüfen, aufgrund welcher Tatbestände es überhaupt zu einem solchen Mißbrauch kommen konnte, welche Beschränkungen des Wettbewerbs im konkreten Fall existieren: Sind das z. B. Beschränkungen, die durch staatliche Instanzen verursacht worden sind? Auf dem Arzneimittelmarkt trifft dies z. B. zu. Oder sind es Beschränkungen des Wettbewerbs, die von privaten Unternehmen stammen? Eigentlich müßte eine Behörde, die Wettbewerbsbeschränkungen zu verfolgen hat, sich weniger an den Symptomen orientieren und dürfte auch nicht an den Symptomen zu kurieren versuchen, indem sie Preisobergrenzen festsetzt. Vielmehr müßte sich diese Behörde bemühen, die Beschränkungen des Wettbewerbs festzustellen und zu beseitigen. Alles andere könnte man dann dem Markt überlassen.

Barnikel: Das theoretische Konzept haben Sie richtig gesehen. Wir würden sagen, es gibt zeitliche Marktbeherrschung, die kürzer oder länger sein kann. Wenn sie zu kurz ist, passiert wahrscheinlich gar nichts. Sie kann aber auch in einer plötzlichen Veränderung der Marktlage bestehen und die Behörde vor eine neue Situation stellen. Das ist der Fall gewesen. Sie können die Situation, um die es hier geht, nicht nur durch normale Marktvorgänge erklären. Da waren doch vorher die Maßnahmen des OPEC-Kartells mit der Entschlossenheit, die Preise kräftig zu erhöhen; hinzu kam die Erklärung, daß bestimmte Länder im Zusammenhang mit den Auseinandersetzungen in Israel nicht beliefert werden. In einer solchen Situation kann der Verdacht

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

aufkommen, daß Unternehmen die Knappheitssituation dazu benutzen, ihre eigene Situation zu verbessern. Die Gewinne waren heruntergegangen. 1972 war ein sehr schlechtes Jahr. Als Basis für die Sockeltheorie genommen, brachte es uns natürlich Klagen von den selbständigen und unabhängigen kleineren Unternehmen ein, daß wir damit den Wettbewerbern das Leben noch schwerer machten. Wir hatten aber auch den Klagen nachzugehen, daß die Mengen nicht da seien, die die kleineren Unternehmen haben wollten. Die Verteilung der knappen Ware werde als Disziplinierungsmittel im Wettbewerb eingesetzt. Auch solchen Verdachtsmomenten mußten wir nachgehen. Vieles hat sich dann dadurch erledigt, daß die Preise für die Fertigprodukte gesenkt worden sind. Ob Sie die Vorgänge in Rotterdam allein mit den Einflüssen des Marktes erklären können, weiß ich nicht. Da hört die Beobachtungsmöglichkeit bei uns auf. Es ist ja auch die EG-Kommission in ihren Aussagen sehr zurückhaltend gewesen. Gut, sie kam in toto zu einem Freispruch. Aber es sind einige Bedenken geblieben, weshalb sie meinte, weiter untersuchen zu müssen.

Röper: Wurden diese Verfahren aus politischen Gründen angestrengt, weil man in Bonn öffentlich nicht hinnehmen wollte, daß die Preise so stark gestiegen waren? Man überlegte, was man dagegen tun könnte. Weil man eben nicht viel tun konnte, wurde die Angelegenheit an das Bundeskartellamt abgeschoben, wohlwissend, daß nach längerer Untersuchung nicht viel herauskommen würde. Das Bundeskartellamt hat dann berichtet, daß im dritten Quartal die Gewinne bei Ausklammerung von Währungs- und Buchgewinnen das Vorjahresergebnis bis zu 300 % überschritten hatten. Woher wußten Sie das, und ist es richtig, nur ein Quartal als Bezugsmaßstab zu nehmen?

Barnikel: Das Material stammt von den Unternehmen selbst, und zwar sind die ersten Informationen praktisch die Aussagen der Unternehmen in ihrer eigenen Public Relation-Arbeit. Dazu kam, daß in Amerika die Konzernspitzen in der Öffentlichkeit angegriffen worden sind, auch von Abgeordneten. Dort wurde zur Rechtfertigung ganz klar gesagt, man könne beruhigt sein, die Gewinne seien nicht auf dem nationalen Markt gemacht worden, sondern — ich glaube, 80 % wurde gesagt — in der östlichen Hemisphäre, also in Europa. Nun konnte der Beitrag zum Gewinn bei Staaten, die eine Preiskontrolle eingeführt hatten, nicht so maßgebend sein. Es könnte ziemlich viel bei uns angefallen sein, aber natürlich vorbehaltlich aller Schwierigkeiten, den Mineralölbereich im engeren Sinne abzugrenzen, z. B. vom petrochemischen Bereich. Das ist nicht mehr aufgeklärt worden und konnte auch nicht mehr aufgeklärt werden.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Hamm: Haben Sie nicht die Möglichkeit zu prüfen, auf welche Ursachen überhöhte Preise zurückzuführen sind? Das ist die Frage, auf die es mir ankommt. Sie könnten doch durchaus prüfen, wie es zu den beanstandeten Preisen gekommen ist. Dann könnte man diese verursachenden Praktiken ändern und damit mittelbar auf die Preishöhe einwirken. Das wäre m. E. eine einfachere und auch den marktwirtschaftlichen Regeln wohl eher entsprechende Strategie.

Barnikel: Nach der derzeitigen Gesetzeslage ist das nicht möglich. Wenn Sie den Verdacht haben, daß der Preis zu hoch ist, können Sie nur den Mißbrauch untersagen. Das ist die gesetzliche Formulierung. Sie können nicht sagen, Sie hätten jetzt alle Rechte, um die Ursachen zu heilen, zu beseitigen, damit ein solcher Mißbrauch nicht mehr möglich ist. Das ist doch genau das, was die Monopolkommission vom Gesetzgeber haben möchte. Ich denke, der Gesetzgeber würde dann auch Vorkehrung treffen, daß die richtigen Heilmittel angewandt werden und man nicht mehr nur an den Symptomen kuriert. Selbst wenn das Gesetz in dieser Weise geändert würde, werden immer Randbereiche mit marktbeherrschenden Unternehmen bleiben, bei denen sich nichts an institutionellen Wettbewerbsbeschränkungen findet. Sie können nicht die Mißbrauchsaufsicht bei den Preisen überhaupt aufgeben. Das würde jedenfalls der Gesetzgeber nicht machen. Es ist eine andere Frage, ob wir dies ökonomisch-theoretisch wünschen sollten.

Röper: Tatsache ist, daß das Bundeskartellamt insbesondere in der Mineralölindustrie kaum gesetzlich definierten Mißbrauch nachgewiesen hat.

Barnikel: In meinen bisherigen Ausführungen habe ich mich auf Fragen der Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen beschränkt und nichts über Fusionskontrolle gesagt. Was wir da beobachten und was uns Sorge bereitet, sollte nicht unerwähnt bleiben. Fusionen in dem Sinne, daß große Mineralölgesellschaften mit anderen Gesellschaften ganz oder zum Teil fusionieren, gibt es nach dem Veba/Gelsenberg-Fall kaum. In benachbarten Energiebereichen, z. B. Elektrizität und Gas, bestehen stärkere Impulse für die Konzentration, und zwar auch bei den großen und größten Unternehmen. Ich bestreite keinesfalls, daß es auch bei den größten Unternehmen gute Gründe gibt, den Konzern neu zu ordnen, aber immer wieder entsteht dabei auch die Versuchung, im Zusammenhang mit einer Neuordnung und Umschichtung eine bereits vorhandene überragende Marktstellung zu verstärken und die Konzentration in die benachbarten Energiebereiche auszudehnen. Was da im einzelnen vom Bundeskartellamt geprüft worden ist und mit welchen Ergebnissen, finden Sie in unseren Tätigkeitsberichten. Hingewiesen sei aber auch auf das Erste Hauptgutachten

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

der Monopolkommission. Es enthält eine ausführliche Darstellung der Konzentration in der Energiewirtschaft. Ich wiederhole: Die Konzentration der Unternehmen der Mineralölwirtschaft ist hoch und hat sich bis auf den Veba/Gelsenberg-Fall in den letzten Jahren nicht wesentlich geändert.

In internationalen Bereichen bestand bereits in den 20er Jahren große Neigung zur Kooperation. Beim Erwerb von Konzessionen und bei den Bohrungen pflegen die Unternehmen auch heute Risiken zu vermindern, indem sie gemeinsam bohren. Auch bei uns haben im Bereich der Raffinerien, Pipelines und Konversionsanlagen Gemeinschaftsunternehmen erhebliche Bedeutung. Es muß vermutet werden, daß der gemeinschaftliche Besitz von Verarbeitungs- und Transportkapazitäten zu einer Interessenharmonisierung zwischen den beteiligten Gesellschaften führt.

Die Diversifizierung der großen internationalen Gesellschaften und der westdeutschen Gesellschaften hat zugenommen und dürfte weiter zunehmen. Kapitalverflechtungen bestehen mit Unternehmen der Gaswirtschaft und der chemischen Industrie.

Abschließen möchte ich mit der Bemerkung, daß es den Wettbewerbspolitikern Sorge bereitet, wenn Brennstoffhändler in zunehmendem Maße durch Mineralölgesellschaften gekauft werden und wenn Unternehmen, die als Energieproduzenten über eine starke Marktstellung verfügen, auf der Handelsstufe für Mineralöle und Brennstoffe weiter vordringen. Diese Entwicklung kann für die selbständigen Händler sehr beunruhigend sein. Aber bis jetzt ist dieser Art der Verschlechterung der Wettbewerbsbedingungen durch Konzentration mit dem Kartellgesetz nicht beizukommen. Fusionskontrolle findet nicht statt, wenn sich z. B. ein Unternehmen mit weniger als 50 Mio. DM Jahresumsatz (Handelsumsätze ein Drittel mehr) einem anderen Unternehmen anschließt oder wenn, wie im Handelsbereich häufiger, nicht zu erwarten ist, daß sich die Wettbewerbsbeschränkung in einem wesentlichen Teil des Bundesgebietes auswirkt. Die Vorschriften über die Konzentrationskontrolle haben einige Lücken, die sobald wie möglich geschlossen werden sollten.

(*Gabriel:* Reicht die Diversifizierung auch in andere Bereiche hinein?)

Die Diversifizierung geht in Richtung der Plastik-Produkte. Polyäthylen ist ein interessanter Bereich für Mineralölunternehmen. Da findet man Geschmack und erwirbt andere Unternehmen. Ähnlich auch bei Kunststoffolien.

(*Welbergen:* Und Weiterverarbeitung!)

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

In ganz besonderem Maße ist der Versuchung, in alle möglichen Märkte einzudringen oder sich dort zu verstärken, ein hochdiversifiziertes Unternehmen wie Veba ausgesetzt. Entsprechend sind auch die Konzentrationsaktivitäten der Veba von der Elektrizitätsversorgung bis hin zu Glas, Hafenbetrieb, Transportbeton, Baustoff- und Brennstoffhandel.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

6.1 Ludwig Bauer: Sonderprobleme der österreichischen Mineralölwirtschaft

Mein Beitrag soll Ihnen am Beispiel der Mineralölindustrie das Funktionieren einer vom Staat gelenkten und beherrschten Wirtschaft aufzeigen, in der offensichtlich kein freier Markt existiert. Ich möchte aber von vornherein davor warnen, die österreichischen Gegebenheiten auf andere Länder zu übertragen. Für Österreich erscheint mir die im folgenden dargestellte Situation eine gute Lösung zu sein.

Zum besseren Verständnis seien die Umstände, die zum Entstehen der Staatsgesellschaft geführt haben, kurz vorangestellt. Nach dem Kriege wurde die wirtschaftliche Einheit getrennt, wobei aufgrund der Potsdamer Deklaration das deutsche Eigentum alliiertes Eigentum geworden ist. In der russischen Zone lagen die Anlagen für Öl und die Ölfelder, die russisches Eigentum wurden. Es gab dann eine sogenannte sowjetische Mineralölverwaltung. Die Russen haben die Enteignungswerte der Multinationalen mitverstaatlicht, zum Beispiel die Shell, die Deutsch-Amerikanische Petroleumgesellschaft oder die deutsche Vakuum-Ölgesellschaft. Damit war auch dieses Eigentum vorübergehend entzogen. Mit dem Staatsvertrag von 1955 erfolgte eine Neuregelung. John Foster Dulles hat in letzter Minute vor Abschluß des Staatsvertrages die Zustimmung der Amerikaner davon abhängig gemacht, daß ihnen sowie den Engländern und Franzosen das wiedergutgemacht würde, was durch die Jahre der Besatzung verlorengegangen war. So sind die Wiener Memoranden zustandegekommen. Die Franzosen konnte man mit der Übereignung einer Versicherungsgesellschaft ablösen; mit den Ölgesellschaften ist ein Übereinkommen getroffen worden, und zwar vorwiegend mit Shell und Vakuum-Oil, wonach das Öl gepoolt wurde. 26 % des geförderten Rohöls standen ihnen zur Verfügung, 74 % der österreichischen Regierung. In gleicher Aufteilung wurde die Raffineriekapazität gepoolt. Das russische Eigentum ist nun aufgrund des Staatsvertrages österreichisches Eigentum geworden und damit bezahlt worden, daß wir zehn Jahre einige Millionen Tonnen Rohöl nach Rußland geliefert haben. Die Wiener Memoranden sind in der Form zustandegekommen, daß eine Gesellschaft gegründet wurde, welche die Aufgabe hatte, die Aufteilung des Öls vorzunehmen. Inzwischen war klar geworden, daß die fünf in Österreich befindlichen Raffinerien in der Kapazität zu klein und veraltet waren. Sie sollten

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

durch eine große Raffinerie ersetzt werden. Es wurde eine neue Aktiengesellschaft gegründet; aus der sowjetischen Mineralölverwaltung, die eine Militärbehörde war, entstand die Österreichische Mineralölverwaltung (ÖMV). Diese Gesellschaft hat nun in Schwechat eine 3,8 Millionen-Tonnen-Raffinerie entwickelt, deren Kapazität größer war als der österreichische Bedarf. Österreich war damit in der Lage, sich mit Rohöl selbst zu versorgen und kein Rohöl importieren zu müssen. Lediglich Fertigprodukte wurden in die westlichen Teile Österreichs importiert. Das ist von den Firmen in Selbständigkeit, und wie es gerade notwendig war, geschehen.

Einerseits ist im Laufe der Zeit der Bedarf angestiegen — die durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten lagen bis 1973 nicht unter 8 % —, andererseits ging die Produktion zurück, so daß Überlegungen über den Import von Rohöl notwendig wurden. Man kam nach einer Zwischenphase überein, daß jene Firmen mit der Österreichischen Mineralölverwaltung in eine Kooperation treten, die nicht nur früher bereits vorhanden waren, sondern die auch in der Zeit bis zum Jahre 1955 und später eine gewisse Bedeutung erlangt hatten, also vor allem Shell, BP, Esso und Mobil-Oil. Mit diesen Unternehmen hat die ÖMV die sogenannten AWP[58]-Pipeline-Verträge geschlossen, und zwar mit dem Ziel, von Triest bis Wien eine Pipeline zu bauen, die uns versorgt und die notwendigen Rohöle bereithält. Plante man 1959/60 noch eine Pipeline für 3 - 4 Mio. Tonnen, so wurde letztlich eine Pipeline für 11 Mio. Tonnen gebaut. Ich möchte offen aussprechen, daß dieser Bau ein Politikum wurde. Es ist der Wunsch geäußert worden, daß Österreich an dieser Pipeline mit 51 % beteiligt sein soll, die anderen Länder mit insgesamt 49 %. Die 51 % sind reine Optik, denn alle Beschlüsse von Bedeutung sind mit Zweidrittelmehrheit zu fassen. Darüber hinaus wurde ein Vertrag mit den Partnern geschlossen, der es ihnen ermöglichte, das Rohöl, das sie durch die Pipeline transportieren, auch in jener 3,8 Mio. Tonnen-Raffinerie zu verarbeiten. Es war eine Periode von 6 Jahren vorgesehen. Außerdem sollte bis zum Jahr 1980 eine neue Raffinerie gebaut werden, und zwar mit einer Beteiligung der ÖMV von 26 % und der anderen Mineralölunternehmen von 74 %. Es gab Meinungsunterschiede über den Standort der Raffinerie. Zuerst wurde in der Steiermark ein Platz gesucht, was zu Schwierigkeiten mit der Landesregierung führte. Schließlich sollte sie dorthin kommen, wo gewisse Interessen bestanden, die aber wirtschaftlich nicht maßgebend schienen. Aufgrund vieler Einwände der Umweltschützer, Eigentümer und Anlieger konnte das Raffinerieprojekt am vorgesehenen Standort Lannach letztlich nicht verwirklicht werden.

---

[58] Adria-Wien-Pipeline.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

In der Zwischenzeit wurden die fertigen Verträge in der Öffentlichkeit kritisiert, so daß die Arbeiterkammer vier Gutachten ausarbeiten ließ, die beweisen sollten, daß diese Verträge das Ende einer eigenständigen österreichischen Erdölpolitik wären und sich die Regierung mit dieser Frage zu befassen hätte. Die Verträge sind schließlich im wesentlichen unverändert geblieben. Es ist lediglich zu der sechsjährigen Aufarbeitungsperiode eine zweite mit sieben Jahren hinzugekommen, die voriges Jahr im Oktober begonnen wurde. Ich war mit dieser Verlängerung gar nicht so einverstanden, denn gute Verträge verlängert man von selbst und schlechte nützen auch bei der Verlängerung nichts. Das war aber der Wunsch der Öffentlichkeit. Nun standen wir vor diesen Verträgen ohne die Möglichkeit, die Raffinerie in Lannach zu bauen. Sie wurde schließlich in Schwechat gebaut.

Bei der Preisbildung stehen wir insofern unter Druck, als wir in Zusammenarbeit mit der Landwirtschaftskammer, der Arbeiterkammer und der Bundeskammer für gewerbliche Wirtschaft eine sogenannte Preiskalkulation erstellen. Wir gehen dabei von den Preisen der multinationalen Unternehmen aus. Ich habe diskreterweise angedeutet, daß unsere Einstandspreise etwas darunter liegen. Bei der Kalkulation taucht z. B. die Frage auf, welche AFRA-Rate wir zuschlagen sollen. Wir wählen dann eine für uns nicht ganz ungünstige aus. Sodann wird noch ein Dollarkurs gesucht.

Unsere Preiskalkulation legen wir dann der Behörde vor. Im Rahmen der Sozialpartnerschaft entscheiden über die Preiserhöhung zum einen die Preiskommission, zum anderen die Paritätische Kommission. Bei den Verhandlungen kann es vorkommen, daß uns Preise diktiert werden, die unter unseren Erwartungen und auch unter denen der Multis liegen. Problematisch ist, daß man nur einmal im Jahr einen Preisantrag genehmigt bekommt, außer, es liegen grundsätzlich neue Motive für Preisanträge vor. Bis jetzt war dies nur einmal der Fall. Bei Einführung der Mehrwertsteuer in Österreich wurde beschlossen, daß unser Beitrag *gegen* den zu erwartenden Inflationsstoß darin zu bestehen habe, daß wir unsere Preise erstmals mit einer zeitlichen Verzögerung von vier Monaten erhöhen sollten. Als Entgegenkommen erkannte man uns stufenweise Preiserhöhungen zu, die auch die vier Monate einholen ließen, die wir am Anfang zugelegt haben.

Mit einer Kapazität von 14,5 Mio. Tonnen ist Schwechat eine der größten Raffinerien in Mitteleuropa, die an die 600 Produkte, u. a. Bitumen, erzeugt. Damit beweist sie, daß sie darüber hinaus die Aufgabe hat, Versorgungssicherheit zu bieten.

Die ÖMV ist eine Aktiengesellschaft nach normalem Aktienrecht. Der grundsätzliche Unterschied zu vielen anderen Unternehmen ist der,

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

daß sie eine Versorgungsverantwortung und -verpflichtung trägt, d. h. sie muß in jeder Periode jene Mengen bereithalten, die in Österreich an Energie gebraucht werden. Das verpflichtet uns, hier und da Maßnahmen zu setzen, die nicht ausschließlich wirtschaftlich sind, obwohl wir die wirtschaftlichen Aspekte nicht übersehen dürfen, denn unser Aktionär fordert von uns eine Dividende. Auch in steuerlicher Hinsicht beanspruchen wir keinerlei Vorteile gegenüber irgendeinem anderen Unternehmen.

Die Regierung gibt uns keine Auflagen und verlangt nichts von uns. Die staatliche Lenkung greift lediglich in die Preisbildung ein. In Österreich als einem kleinen Land sind die Preise bei allen Produkten einheitlich.

Aber es liegt noch etwas ganz anderes vor, nämlich der Wunsch nach sogenannten sozialen Preisen. Das bezieht sich auf eine Reihe von Produkten. Nun sind wir damit in keiner sehr glücklichen Position[59]. Die Regierung ist sehr großzügig in der Genehmigung von Produktenpreisen, wo der Preis im Ausland viel höher ist. So wird z. B. für Normal- oder Superbenzin ein relativ hoher Preis genehmigt, den wir dann auf dem Markt nicht durchsetzen können. Bei anderen Produkten, so z. B. Ofenheizöl, wird aus sozialen Gründen der Preis so gedrückt, daß wir diese Artikel weit unter dem in anderen Ländern geltenden Preis verkaufen müßten. Dabei entsteht ein Preisgefälle, das für uns eine gewisse Gefahr darstellt. Dort, wo wir den Preis erzielen könnten, dürfen wir nicht und dort, wo wir dürfen, können wir nicht. So sind wir in einer Zwickmühle, die uns zwingt, flexibel und anpassungsfähig zu sein.

Die Zusammenarbeit mit unseren Partnern, die das Rohöl nach Österreich bringen, ist ausgezeichnet, nicht zuletzt, weil wir gleiche Probleme und Sorgen haben. Sie zahlen keine 30 DM für die Verarbeitung. So ist das Ergebnis für alle günstiger, obwohl es in Österreich auch einzelne Firmen gibt, die mit ihren Finanzen nicht ganz zufrieden sein können.

Da wir in Österreich über eine eigene Erdöl- und Erdgasproduktion verfügen, entstehen windfall profits, die wir vor allem brauchen, um unsere soziale Funktion zu erfüllen. Bedauerlich ist, daß nicht alle Mineralölunternehmen diesen Vorteil haben — benachteiligt sind z. B.

---

[59] Ich darf dazu anmerken, daß wir von Schwechat aus 78 % des österreichischen Marktes decken. Vergessen Sie nicht, daß Österreich rund 83 000 km² umfaßt, nur 20 000 sind in unserem Lande nutzbar, die sind dann größtenteils im Osten gelegen. Das heißt also, im Einzugsgebiet von Schwechat liegt der Hauptbedarf. Außerdem wurde ein Lager an der ober-/niederösterreichischen Grenze mit einer gewissen Kapazität gebaut. Der Rest ist Fertigprodukte-Import. Das ist auch wirtschaftlich richtig, denn in Salzburg ist es besser, von Bayern beliefert zu werden, oder in Tirol von Italien als von Schwechat.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Aral, Agip, BP und Esso —, weil dadurch zum einen unsere gute Zusammenarbeit gefährdet werden kann und sich zum anderen der Wettbewerb verringern könnte, wenn Anbieter aus unserem Markt herausgehen würden. Ich würde es nicht gern sehen, wenn die ÖMV in Österreich allein tätig wäre. Wir wissen doch alle, wie in den Oststaaten ein Unternehmen ausschaut, das nicht mit dem Wettbewerb konfrontiert wird. Unsere Schläuche bei den Tankstellen würden mit Leukoplast zugeklebt sein, wenn wir nicht gezwungen wären, im Wettbewerb so gut zu sein wie jene, die sich mit aller Härte dem Wettbewerb präsentieren. Ich glaube, daß auch bei uns der Kampf um die Marktanteile härter zu werden beginnt, so vor allem durch die sogenannten weißen Tankstellen, die ihr Benzin u. a. auch von anderen Mineralölunternehmen beziehen. Ich bin darüber nicht sonderlich glücklich. Teilweise wird Benzin in Supermärkten als Lockvogel verwendet.

Die langfristige Rohölversorgung versucht die ÖMV durch eigene Produktion, durch Konzessionen in Libyen, Algerien und im Iran sowie durch Kauf zu sichern. Problematisch ist das Handelsbilanzdefizit mit den OPEC-Ländern, von denen wir Rohöl beziehen. Industrie und Fremdenverkehrsgewerbe müssen sich um den Ausgleich bemühen. Bisher ist es nicht gelungen, die Verschlechterung der österreichischen Zahlungsbilanzsituation aufzufangen.

Ich möchte nochmals auf die Zusammenarbeit mit den multinationalen Mineralölunternehmen zurückkommen. Sie gestaltet sich vielleicht deshalb relativ einfach, weil es in Österreich nur eine Raffinerie gibt, die aufgrund von Verträgen auch diesen Unternehmen zur Verfügung steht. Es gibt hier meiner Meinung nach keine wesentlichen Schwierigkeiten, und trotzdem gibt es wie bei jeder Zusammenarbeit immer Probleme. Ich sehe aber diese Probleme nicht auf der ganzen Linie, und ich glaube nicht, daß es letzten Endes jemanden gibt, der mit dem Ergebnis nicht zufrieden ist. Mit meinen Freunden in Österreich, den Multinationalen, treffen wir uns immer wieder. Wir sind fast Freunde. Ich bin auch gerne bereit, das „fast" auszulassen, wenn wir in kleinerem Kreise sind. Aber Sie dürfen nicht vergessen, daß wir andere Interessen zu vertreten haben, und wir uns nicht mit jeder Klarheit sagen können, daß das österreichische Modell auch für die Mütter befriedigend ist, wenn sie den Saldo und den Gewinn anschauen. Wenn ich aber Gespräche über Gewinne im Ausland höre, so höre ich immer wieder — sogar von BP vorige Woche in London —, daß Österreich ein recht gutes Land ist, mit dem sie nicht unzufrieden sind. Ich glaube, damit ist doch ein Beweis erbracht, daß eine Zusammenarbeit besteht, die für kein Unternehmen nachteilig ist. Vergessen Sie auch nicht, daß wir bei allen Problemen den Prellbock zu liefern haben. Ich möchte Ihnen sagen,

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

daß ein Generaldirektor einer Firma zu Schweizer Journalisten den Satz gesagt hat: „Die ÖMV hat mit der Regierung viel mehr Probleme als wir, wir arbeiten mit der österreichischen Regierung großartig, nur sie haben Schwierigkeiten." Das beweist doch eigentlich, daß wir bereit sind, die Wege für die anderen manchmal doch ein bißchen leichter zu machen, weil wir einfach die Aufgabe haben, die Dinge so zu machen, wie wir sie auf einem Wettbewerbsmarkt erwarten.

Aber nun noch etwas zum Energiekonzept: Ich kenne kein Land, das über ein wirkliches Energiekonzept verfügt. So, wie ich es sehe, „machen" doch wir als Praktiker das Energiekonzept. In der Praxis ist nichts von dem, was in den Konzepten stand, eingetreten. Die ganze Flexibilität, die Anpassung an das, was erwartet wurde, ist doch ausschließlich von uns gekommen. Wir mußten die Raffineriekapazitäten erweitern. Das heißt, ich glaube, daß aus dem Wettbewerb jene ungelösten Energiekonzepte gelöst werden, die sich die Regierung in großen Tagungen immer wieder vornimmt, so daß gerade aus dem Wettbewerb und aus dem Bestreben, das wir untereinander haben, doch langfristig das beste Resultat herauskommt. Nach unseren Schätzungen wird vor allem aufgrund der Verzögerungen beim Bau eines Atomkraftwerkes in Zukunft eine Energielücke entstehen. Es wird deshalb notwendig sein, daß in den nächsten drei Jahren kurzfristig Kraftwerke auf Heizölbasis gebaut werden. Dadurch könnten sich unsere geplanten Programme wieder hinausschieben, wobei das Hauptproblem die Frage ist, ob und unter welchen Kontrollen wir Konversionsanlagen bauen, die dann der Verbraucher zahlen muß. Wir sind über die Entwicklung in den USA ein wenig enttäuscht, die meiner Meinung nach hätte anders verlaufen sollen. Die USA wären sicherlich in der Lage gewesen, nach 1973 innerhalb von drei bis vier Jahren wieder größere Unabhängigkeit in der Energie zu erlangen. Daß es nicht erreicht wurde, ist für uns ein Rückschritt oder eine Belastung, die uns zwingt, noch viele Probleme zu lösen.

Abschließend möchte ich sagen, das österreichische Modell ist ein Modell, das uns das Ziel jeder Aktiengesellschaft erreichen läßt, Geld zu verdienen. Dessen sollte man sich nicht schämen. Wir bekennen uns zu wirtschaftlichen Grundsätzen. Auch der Bundeskanzler sagte mit einer erfreulichen Offenheit, daß eine Aktiengesellschaft auch Dividende zu erbringen hat.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

6.2 Schwerpunkte der Diskussion

Stemberger: Lassen Sie mich aus der Sicht eines der in Österreich tätigen multinationalen Unternehmen einiges zu den Ausführungen von Herrn Bauer ergänzen.

Die besondere Situation in Österreich, die als Kontrapunkt zu dem zu werten ist, was wir in der BR Deutschland und in Europa antreffen, zeigt, daß multinationale, dezentralisierte Gesellschaften in jedem System, das eine vernünftige wirtschaftliche Arbeit ermöglicht, erfolgreich tätig sein können. Aufgrund der von Herrn Bauer hervorgehobenen Zusammenarbeit haben wir auch bei hin und wieder auftretenden Problemen immer wieder Lösungen gefunden, die wirtschaftlich im Interesse des eingesetzten Kapitals gerechtfertigt werden konnten. Allerdings sind die in Österreich vorliegenden Voraussetzungen nicht reproduzierbar. Da sind einmal die Ereignisse von 1945 bis 1955, die dann zur Gründung der Staatsgesellschaft geführt haben, dann die Sozialpartnerschaft und schließlich — das sollte man vielleicht noch einmal betonen —: Der Staat hat in den vergangenen 22 Jahren sehr wesentlich in die Ausbildung der Struktur der österreichischen Mineralölwirtschaft eingegriffen, einmal bei der Gründung der ÖMV — es waren eben die Tatsachen des Jahres 1955 zu berücksichtigen —, und dann beim Abschluß der sogenannten AWP[60]-Verträge. Aufgrund der Wahrnehmung öffentlicher Interessen hat die damals im Amt befindliche Regierung der ÖVP die von der ÖMV und ihren Partnerfirmen auf kommerzieller Basis ausgehandelten Verträge in einer für uns dann doch etwas schmerzhaften Form abgeändert. Wir haben damals die seit 50 Jahren bestehende Vollintegration verloren, nämlich die Raffinerie, also die Verarbeitungsstufe. Wir sind seit damals nicht mehr in der Lage, unser Erdöl, das wir aufgrund unserer Beteiligung an einer Pipeline nach Österreich bringen, in einer eigenen Raffinerie zu verarbeiten und es dann auf den Markt zu bringen. Hier sind wir schwächer, und das ist auch die Ursache für manche unserer Probleme mit der ÖMV. Wir haben damals die Aufbrechung unserer vertikalen Unternehmensstruktur natürlich zutiefst bedauert, sie hat uns vor neue Voraussetzungen gestellt. Wir haben aber inzwischen gelernt: Es ist nicht das Entscheidende, eine eigene Raffinerie zu besitzen. Dies ist nur eine Prestigefrage und nicht unbedingt die notwendige Voraussetzung

[60] Adria-Wien-Pipeline.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

für eine vertikale Struktur; diese kann auch durch wirtschaftlich vernünftige, sichere, langfristige Verarbeitungsverträge geschaffen werden. In der österreichischen Situation, bei der Kleinheit des Marktes und bei der gegebenen Anzahl der Anbieter, und vor allem, wenn die Verarbeitungsverträge auf wirtschaftlicher Basis funktionieren, kann man, wie in den Jahren seit 1967, auch mit einer derartig vernünftigen Kooperation existieren.

Zwar gab es also wesentliche Eingriffe des Staates in die Struktur der Mineralölwirtschaft, nicht aber in den operativen Bereich der Mineralölwirtschaft außer in der Preisregelung. Das heißt, wir haben eine Staatsgesellschaft, die aber sozusagen mit einem freien Rücken gegenüber Staat und Regierung mit uns kommerziell verhandelt und kommerzielle Verträge abschließt. Die Verträge zwischen der ÖMV und uns sind durchaus Ergebnisse wirtschaftlicher Verhandlungen, zu denen wir zum Schluß ja sagen können, wobei bei einem solchen System, das sich Jahre hindurch sehr gut unter den gegebenen Voraussetzungen bewährt hat, durchaus auch Gefahren auftreten können.

Die Eingriffe der Preiskommission verursachen uns die meisten Kopfzerbrechen. Es ist richtig, daß wir in der Vergangenheit gute Ergebnisse hatten. Die Preisregelung bleibt aber immer ein großes Moment der Unsicherheit. Die Preiskommission regelt einen Preis aufgrund von bekannten Indikatoren, zum Beispiel dem Rohölpreis, ohne zu wissen, wie er sich in Zukunft entwickeln wird. Ähnliches gilt für den Dollarkurs: Die Kommission kann immer nur mit dem gegebenen Dollarkurs kalkulieren, gelegentlich zieht sie noch die vergangenen 12 Monate heran. Mit Kursen der Vergangenheit können wir aber nicht für die nächsten 12 Monate arbeiten.

(*Bauer:* Bis jetzt ging es doch immer gut!)

Ja, das ist eben ein großes Problem. Solange sich die Entwicklung so wie in der Vergangenheit vollzogen hat, ist es immer wieder geschehen, daß wir zum Zeitpunkt der Preisfestsetzung sagen mußten: Das ist eine Unterdeckung, mit diesen Preisen können wir nicht leben. Dann hat der Dollarkurs nachgegeben, und wir konnten wieder mit diesen Preisen leben. Es gibt aber keine Garantie, daß dies auch für die Zukunft gelten wird. Die Entwicklung kann auch einmal in die andere Richtung gehen. Dann ist das starre System der Preisregelung österreichischer Prägung, nach der die Preise höchstens alle 12 Monate revidiert werden sollten, äußerst gefährlich.

Unter diesen Umständen hat die Gesellschaft größere Vorteile, die aufgrund ihrer vertikalen Struktur über eine größere Flexibilität verfügt und Erträge z. B. aus der Produktion am Markt einsetzen kann.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Langfristig ist es abzulehnen, daß man mit den Erträgen aus der Produktionsseite den Markt subventioniert. Wir glauben vielmehr, daß diese Gelder für die Energieversorgung unseres Landes in der Zukunft reinvestiert werden sollten. Wir machen dies auch. Die sich aus der vertikalen Struktur der Erdölgesellschaften ergebende Möglichkeit des Ausgleichs profitabler und unprofitabler Geschäftssparten könnten wir also nicht als Dauerlösung ansehen.

Bei einigen Gesellschaften treten bereits Verluste auf, andere erwirtschaften noch einen geringen Gewinn; die guten Jahre scheinen zu Ende zu sein. Unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen und im Rahmen einer unflexiblen Preisregelung haben wir nicht mehr die Voraussetzungen zu solchen Gewinnen, die wir zur Bewältigung unserer künftigen Aufgaben brauchen.

Ich glaube aber, das Modell der wirtschaftlichen Kooperation der ÖMV und der privaten Mineralölgesellschaften — wobei sich unter diesen wieder zwei Staatsgesellschaften befinden — wird sich auch unter schwierigen Verhältnissen bewähren, solange wir wie bisher, undiskriminiert durch Staatseingriffe, weiterarbeiten können.

Röper: Wie ist das Verhältnis Erdgas zu Erdöl in Österreich, insbesondere in bezug auf die Preise?

Bauer: Die Gaspreise sind ein eigenes Kapitel. Wir haben als erstes Unternehmen in Österreich die Gaswirtschaft in Ordnung gebracht. Die Russen haben das nicht getan. 1955 haben wir die Gaswirtschaft bekommen und einige Jahre später mit den Italienern als erste in Europa 11 % unseres Energiemarktes mit Gas gedeckt. Zunächst wurde unser Gas dazu verwendet, die Bundesländer Wien und Niederösterreich, die in der russischen Zone lagen, zu subventionieren. Man hat uns gezwungen, das Gas zu sehr niedrigen Preisen abzugeben: 14 Groschen pro Kubikmeter. Entsprechend groß war der Absatz und die zusätzliche Nachfrage. Daraufhin wurden Erdgasimportverträge mit der UdSSR und einigen westlichen Ländern, u. a. Italien und Frankreich, geschlossen. Sodann wurde erstmals eine Kopplung des Erdgaspreises vorgenommen. Wir haben dabei eine sehr gute Formel gefunden, wobei keine Anlehnung an den Rohölpreis stattfand, was man wohl gerne gehabt hätte. Wir haben Gleiches mit Gleichem verglichen und einen Mischpreis aus der österreichischen Produktion, dem Importvertrag 2, dem Vertrag 3 und dem iranischen Vertrag als Vergleichsbasis gewählt.

Lenel: Sie hatten davon gesprochen, daß Ihnen Kraftwerkskapazität fehlen wird. Wie steht es in Österreich mit den Wasserkraftwerken? An sich sind Sie doch in einer relativ günstigeren Situation als die BR Deutschland. Sind diese Kapazitäten erschöpft?

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Bauer: Bei den Donaustufen noch nicht ganz, sonst wohl.

Lenel: Sie haben angedeutet, daß die westliche Welt in der Energieversorgung unabhängiger sein könnte, wenn die amerikanische Energiepolitik besser gewesen wäre.

Bauer: Ja. Die USA importieren ca. 40 % ihres Erdölbedarfs, was in etwa der Rohölproduktion Saudi-Arabiens und einem großen Teil der nigerianischen Förderung entspricht. Diese Mengen fehlen uns hier und machen es uns unmöglich, mit diesen Ländern in einen engeren wirtschaftlichen Kontakt zu kommen, weil die amerikanischen wirtschaftlichen Verbindungen zu diesen Ländern viel zu stark sind.

Röper: Die Amerikaner könnten ihren Import doch nur durch verstärktes Energiesparen oder durch bessere Nutzung ihrer eigenen Quellen verringern.

Bauer: Wir sollten selbst versuchen, mehr Energie einzusparen. Die Wiederverwendung von Energie statt ihrer Vernichtung ist doch eine der wesentlichen Aufgaben, die wir in Zukunft zu lösen haben.

Hamm: Eine Frage zum Wettbewerb auf dem Benzinmarkt in Österreich: Welchen Marktanteil haben hier die weißen Tankstellen?

(*Bauer:* 13 %!)

Also etwa in der Größenordnung wie bei uns.

Ahrens: Meinen Informationen nach sind es heute bereits über 20 %; Anfang 1974 betrug der Marktanteil der weißen Tankstellen gemessen am Gesamtumsatz ca. 15 %.

Stemberger: Die Entwicklung ist noch besser ersichtlich, wenn wir von dem Marktanteil vor der Erdölkrise 1973, der etwa 6 - 7 % betrug, ausgehen.

Röper: Sind die weißen Tankstellen billiger?

(Stemberger: Ja!)

Sind die Benzinpreise in Österreich Höchstpreise?

(Bauer: Ja!)

Es klang zunächst so, als wären es Festpreise.

Stemberger: Hier liegt doch die Crux der Preisregelung. Wenn wir bei allen unseren Verkäufen soviel erlösen könnten, wie die Preiskommission erlaubt, hätten wir einen guten Gewinn. Das können wir aber

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

nicht, weil wir eben einen echten Wettbewerbsmarkt haben. Wo setzt man nun diesen Preis fest, der einerseits den Spielraum des Wettbewerbs aufrechterhält, andererseits aber auch eine entsprechende Ertragslage ermöglicht?

Bauer: Im Augenblick ist in Österreich das schwere Heizöl für die Industrie billiger als in der BR Deutschland. Ich habe vor wenigen Wochen in einem Schnellverfahren eine Preiserhöhung durchgesetzt, aber obwohl es möglich wäre, einen noch höheren Preis am Markt zu erzielen, wird diese Möglichkeit nicht in Anspruch genommen. Dafür gibt es m. E. keine Erklärung!

Hamm: Erreichen Sie nur beim schweren Heizöl die Höchstpreise nicht oder auch bei anderen Produkten?

Bauer: Beim Ofenheizöl! Aber stellen Sie sich vor, bei jeder Verhandlung hört und klagt man, Österreich habe das billigste Heizöl der Welt, auch unter Berücksichtigung von 8 % Mehrwertsteuer und anderen staatlichen Abgaben. Dann wird dieser Preis, der von allen als unzureichend erklärt wird, auch noch unterschritten!

Stemberger: Auch bei Dieselöl und Bitumen wird der jeweilige Höchstpreis nicht erreicht.

Hamm: Und bei den Tankstellen?

Bauer: Die Tankstellenpreise sind die einzigen, die bis jetzt noch gehalten werden.

Hamm: Woher beziehen die freien Tankstellen ihren Vergaserkraftstoff, ihr Dieselöl? Importieren sie in starkem Maße?

(*Bauer:* Ja.)

Noch eine Frage zum Handlungsspielraum der ÖMV als Staatsunternehmen in der Investitionspolitik: Wer genehmigt Neu-Investitionen und wie beschafft sich die ÖMV Investitionsmittel, die sie nicht selbst verdienen und finanzieren kann? Wendet sie sich an den Staat und müssen dann öffentliche Etats angezapft werden?

Bauer: Zunächst beschließt der Vorstand, wie bei jedem anderen Unternehmen über die vorgelegten Investitionsprogramme. Vorher werden sie klugerweise mit dem Vertreter der ÖIAG[61] besprochen. Die ÖIAG hätte gern ein sogenanntes Weisungsrecht, was wir aber ab-

[61] Österreichische Industrie-Verwaltungs-AG.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

gelehnt haben. Sodann legen wir die Programme dem Aufsichtsrat vor. Es gab bisher keine Schwierigkeiten. Das ganze ist mehr eine Frage der guten Vorbereitung. Unsere Investitionen bestreiten wir zum Teil durch unseren Cash flow; zum anderen haben wir zwei Anleihen aufgelegt, die letzte vor drei Jahren. Beide fanden eine rege Nachfrage. Es besteht für uns noch die Möglichkeit, Anleihen mit einer Bundeshaftung auszustatten. Ich lehne das aber ab. Wenn wir nicht gut genug sind, haben wir auf dem internationalen Markt einen Makel.

Lenel: Gibt es keine Beispiele für irgendwelche Budgetrestriktionen?

Bauer: In den ersten Tagen der Geschichte der ÖMV hat man ihr einiges zugemutet. Wir haben nicht nur zu den berühmten 2 Pfennig das Erdgas verkauft, sondern auch mit 300 Mio. Schilling den Milchpreis unterstützt. Solche Dinge gibt es nicht mehr. Das Land Niederösterreich hat einmal 100 Mio. Schilling bekommen, weil es auf die Gaskonzessionen im Lande zu unseren Gunsten verzichtet hat.

Röper: Sie sagen, der Vorstand macht die Investitionsprogramme. Überraschen Sie damit Ihre Partner oder stimmen Sie das vorher ab?

Bauer: Wir möchten gerne, tun es aber nicht.

Pohmer: Mit der vorhandenen Pipeline kann eine größere Verarbeitungskapazität und ein steigender Rohölverbrauch bewältigt werden, weil sie zur Zeit, so habe ich Sie verstanden, nicht voll ausgelastet ist. Damit entsteht das Problem, wie die größeren Mengen verarbeitet werden sollen, nicht nur für Ihre Anteile, sondern auch für die Ihrer Partner.

Bauer: Unsere Partner und sonst niemand haben das Recht, ihren Bedarf zu 100 % zu decken.

Stemberger: Shell bezieht 80 % der Produkte, die in Österreich verkauft werden, aus der Raffinerie Schwechat; das ist der größte Anteil einer einzelnen Gesellschaft. Andere Partner haben viel geringere Anteile und daher größere Importanteile. Das ist kein starres System, bei dem alle 6 Partner einen gleichen Prozentsatz von der Schwechater Kapazität abnehmen. Die jährlichen Vereinbarungen setzen sich also aus den vertraglich fixierten Mengen und den sich verändernden Zusatzkäufen zusammen.

Nussbaumer: Angesichts international steigender optimaler Betriebsgrößen kann ein kleines Land wie Österreich heute nicht mehr an die Errichtung mehrerer kleiner Raffinerien an verschiedenen Standorten

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

denken. Es bleibt damit nur die Möglichkeit einer Konzentration in Schwechat, verbunden mit dem Bau von Produktenpipelines.

Bauer: Wir haben eine internationale Größe. Ein kleines Land leidet doch an den kleinen Kapazitäten.

Röper: Herr Welbergen, warum gibt es in Deutschland keine Raffinerie, die so groß ist wie die Schwechater Raffinerie? Ist das nicht eine Schwäche unseres Systems?

Welbergen: Zum Teil liegt das am föderalistischen System, das aber noch nicht so weit geht, daß jedes Land seine eigene Raffinerie haben soll. Aber wir sind zum Teil schon unter erheblichen Druck gekommen, wenn ich an Bayern denke, auch an Baden-Württemberg. Hessen hat mindestens dreimal im Jahr angerufen und ein interessantes Angebot für eine Raffinerie gemacht.

Bauer: Wir haben gefordert, jede Raffineriekapazitätserweiterung solle mit einer Erweiterung der Lagermöglichkeit verbunden sein, weil wir für jede neue Auslegung einen Lagerraum brauchen. Bei der letzten Auslegung haben wir das dazugehörige Auslieferungslager 180 km westlich von Schwechat gebaut.

Kantzenbach: Aus welchen Motiven wollen die Bundesländer Raffinerien in ihr Land ziehen?

Welbergen: In Bayern ist das Motiv die Hoffnung, niedrigere Energiepreise zu realisieren. Man muß sich nur darüber im klaren sein, daß Konversion nicht in kleinen Raffinerien gemacht werden kann. Weiterhin gibt es in der BR Deutschland keine Stadt, die fast die Hälfte der Bevölkerung des ganzen Landes vereinigt. Unsere wichtigsten Industriezentren, so z. B. die Rhein-Ruhr-Schiene, der Rhein-Main-Raum, sind in stärkerem Maße dezentralisiert als in Österreich. Wenn Herr Barnikel und Herr Kantzenbach uns erlauben, Gemeinschaftsraffinerien mit dieser Art von Verträgen, wie Herr Bauer sie schließen kann, zu bauen, dann müßten wir auch größere Raffinerien bauen. Diese Möglichkeit ist uns aber verschlossen. Zwar sind an der Karlsruher Raffinerie mit ihrer Durchsatzkapazität von 12 Mio. Tonnen drei Partner beteiligt, doch ist die Shell diesen Weg nicht gegangen; wir bauen lieber allein und brauchen dann nicht Partner der anderen zu sein. Ich meine, man kann das nicht einfach von einem Land zum anderen übertragen.

Röper: Ich kann mir aber vorstellen, daß in Österreich die Kosten geringer sind, da man eine Gemeinschaftseinrichtung hat. Wenn die Shell und die Mobil-Oil eine kleine Raffinerie gehabt hätten, wären vielleicht die Kosten höher gewesen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Bauer: Dem stimme ich zu.

Welbergen: Economies of scale haben auch ihre Grenzen, ihre Aufbauzeit und ihr Risiko, bis sie voll zum Tragen kommen, gerade wenn z. B. Betriebsausfälle eintreten. Man kann nicht nur die Raffineriekosten, sondern man muß das ganze logistische System miteinander vergleichen.

Schubert: Die Aufsplitterung der Raffinerien in den BR Deutschland ist nicht zuletzt konsumbedingt, insbesondere bei schwerem Heizöl. Der billigste Transport für schweres Heizöl geschieht in der Form von Rohöl durch Pipelines. Dies hat bei uns die Inlandsraffinerien geschaffen.

Pohmer: Ist in Österreich rechtlich die Möglichkeit gegeben, daß jeder der Handelnden oder Agierenden eine eigene Raffinerie bauen kann?

Bauer: Ja, es gibt keine Konzessionen mehr. Sie können Anträge stellen, die von Kommissionen bearbeitet werden.

(*Welbergen:* Wie bei uns auch!)

Heuss: Herr Bauer, Sie sagten, daß Sie keinen Kontrahierungszwang haben. Wenn Sie bestimmte Unternehmen nicht beliefern, um wen handelt es sich dabei?

Bauer: Wir sind eine Raffinerie, die sich darauf beschränkt, lediglich aufzuarbeiten und an solche Unternehmen zu liefern, die in der Lage sind, langfristige Verträge mit uns zu schließen, die unsere Investitionen damit ermöglichen und die nicht ein Einzelprodukt, sondern die ganze Palette abnehmen. Das ist Voraussetzung für die Belieferung durch die ÖMV.

So gab es z. B. einmal eine Gruppe von Händlern, die sich zu einem Tankstellenverein zusammengeschlossen hatten. Wir waren bereit, sie zu beliefern. Ein Unternehmen dieser Gruppe hatte versucht, eine Klage gegen uns einzubringen. Wir konnten aber nachweisen, daß sie nur dann an uns herantraten, wenn in Österreich die Preise billig waren, sonst nicht. Man hat also ausgenutzt, was sich auf dem Markt ergab. Es ist aber nicht unsere Funktion — das wurde auch eingesehen —, Gelegenheitskunden zu beliefern. Wir beliefern nur die Gruppen, die für eine geschlossene Organisation im Mineralölhandel und -vertrieb die gesamte Palette abnehmen und auch die Sicherheit bieten, sie bezahlen zu können.

Barnikel: Sie haben doch auch Tankstellen.

Bauer: Ja, wir haben in unserer Organisation Shell, Mobil, BP, Esso, Agip, Total, Martha und Elan. Das sind die Unternehmen, die über

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Tankstellen verfügen, ein Bitumengeschäft, ein Schmierölgeschäft und ein Heizölgeschäft haben, die also alles brauchen, was wir erzeugen. Dann gibt es die Mineralölunion, eine größere Gruppe von Händlern, die Direktbezieher sind. Es ist aber nicht unsere Aufgabe, diese zu beliefern.

(*Barnikel:* Aber Sie beliefern die eigenen Tankstellen?)

Wir beliefern keine Tankstellen.

(*Barnikel:* Und die Petrochemie?)

Die Petrochemie ist eine andere Sparte. Wir sind an der Petrochemie in Schwechat zu 50 % beteiligt. Ich vertrete nicht die Ansicht von Herrn Schubert, wonach der Cracker schon zur Petrochemie gehört. Bei uns gehört der Cracker zur Erdölindustrie. Wir liefern an die Chemie z. B. Äthylen, weil wir ja sonst diese Produkte zurückkaufen müßten, um sie in den Kreis der Erdölprodukte einzugliedern.

Hamm: Herr Stemberger, die Shell Austria hat einen langfristigen Abnahmevertrag mit der ÖMV; Sie fahren dabei, wie es scheint, nicht schlecht. Ich frage mich nun erst recht, ob der vertikale Verbund große Vorteile bringt. Für mich haben sich die Zweifel verstärkt, ob man nur mit dem vertikalen Verbund allein leben kann oder ob es nicht auch andere Lösungen gibt, die vielleicht sogar recht nützlich und für alle Partner vorteilhaft sind.

Stemberger: Wir haben eine langfristige Vereinbarung für die Lohnverarbeitung bis zum Jahre 1983. Die Rücksichtnahme auf die Verstaatlichung, die eine Teilreprivatisierung einschließt, mag eine gewisse österreichische Besonderheit sein. Sonst hätte die Raffinerie Schwechat durchaus auch eine Gemeinschaftsraffinerie werden können, und der Anteil, den die Gesellschaften hier langfristig verarbeiten lassen, hätte z. B. die Basis für das Investment sein können. Für uns ergibt sich, daß Schwechat eigentlich die Funktion einer Partnerraffinerie erfüllt. Die langfristigen Verträge geben uns die Garantie, daß wir auf diese Art und Weise eine vertikale Pseudointegration erhalten konnten.

Hamm: Also ist der österreichische Fall doch ein klarer Beweis, daß langfristige Verträge eine gute Lösung sein können und man nicht über eine maßgebliche Kapitalbeteiligung verfügen muß, um langfristig zuverlässig beliefert zu werden. Ist es vom finanziellen Standpunkt aus so viel schlechter, wenn Sie aus einer Pseudogemeinschaftsraffinerie mit langfristigen Lieferverträgen beziehen?

Stemberger: Ein Nachteil ergibt sich jedenfalls daraus — wenn wir die einzelnen Stufen der Mineralölindustrie, auch im downstream, be-

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

trachten —, daß die Raffinerie einen gewissen Ertrag erwirtschaften muß. Wenn Sie nun nicht Eigner dieser Stufe sind, und bei den eigenartigen Verhältnissen, die wir in Österreich haben, die 6 oder 7 Gesellschaften, die genannt worden sind, untereinander Lieferanten bzw. Kunden gemäß des Vertrags über die Verarbeitungsstufe sind, kommt also dem Besitzer der fremden Raffinerie dieser Gewinn zugute. Theoretisch könnte er den Verdienst aus dieser Stufe dann am Markt zusetzen. Es fehlt Ihnen also eine Stufe, an der ein anderes Unternehmen zusätzlich verdient.

Pohmer: Ich meine, das eigentliche Vertikalproblem ist hier nicht gelöst. Es würde eine Abhängigkeit entstehen, die ich kartellrechtlich oder wettbewerbsrechtlich höchst bedenklich fände, wenn dieses Modell bei uns praktiziert würde und wenn dies keine staatliche, sondern eine freie Gesellschaft wäre, an der die Wettbewerber hingen und die den ganzen Markt mehr oder weniger beherrschen könnte. Diese Lösung sehe ich nicht als Wettbewerbslösung an. Aber so, wie das hier gestaltet ist, ist es entweder ein fairer Vertrag, aus dem man die Produktion mitbestimmen und vielleicht sogar, wenn man eine Beteiligungsgesellschaft hat, an den Erträgen beteiligt sein kann; dann hat man auch den vertikalen Zug, vielleicht in anderer Weise, aber mit ökonomischen Möglichkeiten, mit denen man operieren kann. Oder man hat tatsächlich eine Zwischenstufe, die in diesem Falle doch zu einer wettbewerbsmäßig viel schlechteren Lösung führt, weil man seinen Wettbewerbern ausgeliefert ist, für die man einerseits Lieferant und andererseits Kunde ist.

Schubert: Wir betrachten hier immer nur Teilaspekte. Eine Gemeinschaftsraffinerie hat insofern vielleicht für die Gesellschaften Vorteile, die dort verarbeiten lassen müssen; aber vielleicht auch nicht, denn eine Gemeinschaftsraffinerie kann zweifellos nie den petrochemischen Verbund bringen, wie das in Schwechat der Fall ist.

Ich würde das Problem, das aufgeworfen wurde, ausräumen, indem ich sage, vielleicht gehört der Cracker zur Weiterverarbeitung. Es ließe sich dann ein Zaun durch die Raffinerie ziehen, wobei aber das Problem des Rückflusses, an dem einige der an der Gemeinschaftsraffinerie Beteiligten gar nicht interessiert sind, auftreten würde. So eröffnen sich neue Probleme, wenn man die bestehenden einzufangen versucht.

In Österreich gibt es eben nur eine Raffinerie, die ohne Zweifel den Nutzen der economy of scale bietet. Dieser Nutzen kommt — ich behaupte das — auch denjenigen zugute, die in die Lohnverarbeitung gehen.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Pohmer: Wenn das so ist, liegt eben doch eine vertikale Integration vor.

Schubert: Wir unterscheiden uns vielleicht bezüglich der Definition von Integration. Ich bezeichne alle Gesellschaften, die am Markt sind, als integriert. Die Elan und die Martha sind Tochtergesellschaften, aber das ist eine untergeordnete Angelegenheit.

Hamm: Herr Pohmer, wir haben uns mißverstanden. Sie vergleichen neun Einzelraffinerien von neun Gesellschaften mit einer Situation wie der in Österreich. Ich habe zwei andere Tatbestände verglichen. Ich habe eine Gemeinschaftsraffinerie der neun mit einer Pseudogemeinschaftsraffinerie der neun verglichen und gefragt, wo hier der Vorteil liegt. Das ist eine völlig andere Fragestellung.

Noch eine Bemerkung zum Begriff Integration: Überall, wo wir Verarbeitungsketten auf einem Markt mit verhältnismäßig wenigen Vorlieferanten und mit verhältnismäßig wenigen Kunden haben, wird ein Unternehmen integriert sein, nämlich in die Produktionskette. Die Frage ist aber, ob es ökonomisch selbständig ist. Daß es in den technologischen Verbund hineingehört und sich aus ihm nicht befreien kann, ist für mich eine Selbstverständlichkeit. Für mich wäre aber entscheidend, wie es mit der ökonomischen Selbständigkeit steht. Ich habe aus dem, was Herr Bauer vorgetragen hat, den Eindruck, daß man nicht von einer extremen Abhängigkeit dieser Unternehmen in Österreich sprechen kann. Sie bringen gegenüber dem Partner ein gewisses Selbstbewußtsein mit, verstehen sich durchaus zu behaupten und hängen nicht an der Strippe der Vorlieferanten oder derjenigen, die sie beliefern. Die ökonomische Selbständigkeit ist offensichtlich gewahrt.

Kantzenbach: Ich frage mich nur, Herr Hamm, ob die ökonomische Selbständigkeit ein Wert an sich ist.

Bei dem Pseudogemeinschaftsunternehmen haben wir ein Verarbeitungsmonopol. Einen Markt können wir nicht schaffen. Deswegen würde ich die Frage stellen, wo der gesamtwirtschaftliche Vorteil des Pseudogemeinchaftsunternehmens gegenüber dem echten Gemeinschaftsunternehmen ist, wenn die Chance besteht, daß durch Newcomer das Verarbeitungsmonopol aufgelöst wird.

Hamm: Wir haben doch gehört, daß die österreichische Shell beispielsweise 80 % von der ÖMV bezieht. Bei anderen Unternehmen ist es sehr viel weniger. Es bestehen Alternativen auf diesem Markt.

Welbergen: Wenn wir fragen, ob integrierte Gesellschaften Vorteile haben, müssen wir auch fragen, für wen. Ist es ein betriebswirtschaftlicher Vorteil und ein Nachteil für den Verbraucher, oder ist es ein

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Vorteil für den Verbraucher? Innerhalb der Shell-Gruppe sind wir zum Beispiel in Finnland nicht integriert. Die finnische Shell hat praktisch nur Händlerfunktion, sie hat keine Raffinerie. In anderen Ländern machen wir es anders. Zum Teil läuft es nebeneinander, wir raffinieren, wir kaufen Produkte, wir verkaufen Produkte. Hier gibt es keine unbeweglichen Strukturen.

Stemberger: Der Vorteil ist nicht nur aus der betriebswirtschaftlichen Sicht eines Momentes oder eines einzelnen Jahres zu bewerten. Ich glaube, daß hier bei dieser Frage der langfristige Aspekt eine sehr große Rolle spielt. Wir haben im Jahre 1973 in Österreich erlebt, daß durch die Pipeline Rohöl von allen Partnern laut Programm hereinkam und die Raffinerie die entsprechenden Produkte ausgeliefert hat. Die Engpässe ergaben sich wegen unterbliebener Produktimporte. Auch aus der BR Deutschland wurden Verträge nicht erfüllt. Dadurch entstanden Versorgungsprobleme. So eine Situation wird es immer wieder geben. Es kann aber auch durchaus Jahre geben, in denen jener, der stärker auf Importe ausgerichtet ist, in seiner Bilanz einen Vorteil ausweisen wird, weil er für Teile seines Bedarfs Importprodukte billiger bekommt, als sich dies aus der Lohnverarbeitung ergeben hätte. Es kommt immer wieder zu Veränderungen, und dann kann es ganz anders aussehen. Es ist an der Politik der einzelnen Gesellschaften gelegen, wie sie sich verhalten. Dadurch ergeben sich Unterschiede. Es ist eben eine Frage, wie sehr ich mich binde, bzw. wie sehr ich Flexibilität über Bindung stelle.

Röper: Sollten wir nicht einmal überlegen, ob das österreichische Modell auf die BR Deutschland anwendbar ist? Hätten wir Vorteile, wenn es eine nationale Gesellschaft gäbe?

(Heiterkeit)

Welbergen: Daß manche das Modell der Ruhrkohle auf die Mineralölindustrie übertragen möchten, ist mir bekannt. Andererseits gibt es sogar Leute, die gern mit dieser Möglichkeit drohen und die Ruhrkohle auch noch einschließen möchten, so daß wir dann nicht nur eine Ruhrkohle für Mineralöle haben, sondern eine Ruhrkohle für die gesamte Energie, Elektrizität, Gas und alles weitere. Wenn man einer solchen Staatsgesellschaft das Mandat geben will, dann muß es Dirigismus geben. Ob man das über Seelenmassage oder über direkte Einflußnahme macht, ist einerlei. Herr Bauer, Sie haben ja selbst gezeigt, daß Sie für Seelenmassage offen sind, denn Sie haben den Handelsverband hereingenommen, weil es die Regierung so gern haben möchte. Das nenne ich schon eine milde Art der Seelenmassage. Ich halte jeden Versuch, darüber nachzudenken, dieses Modell auf die BR Deutschland

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

anzuwenden, für verlorene Zeit. Ich kann nur sagen, jeder Versuch, es zur Anwendung zu bringen, würde von seiten meiner Gesellschaft mit einer Verfassungsklage und mit allem, was wir zur Verfügung hätten, beantwortet werden.

Bauer: Herr Welbergen, vielleicht hätten Sie in bezug auf die Seelenmassage in einer vergleichbaren Situation ähnlich gehandelt.

Sie müssen bedenken, daß ich als Vertreter einer staatlichen Industrie nicht einmal Mitglied der Industriellenvereinigung werden kann, einer freien Zusammenführung der österreichischen Industriellen, weil man mich mit der Verstaatlichung geächtet hat und einfach nicht aufnimmt. Ich klage nicht darüber. Die östereichische verstaatlichte Industrie ist aber mit einem, so möchte ich sagen, großen Mißtrauensmakel, nicht der Öffentlichkeit, aber mancher Parteien, behaftet.

Gabriel: Die Einflußnahme des Staates ist doch im wesentlichen auf die Preisfixierung, auf die Fixierung des Höchstpreises beschränkt, wobei es Ausnahmen gibt, die eine geringere Rolle spielen. Bei der Preisfindung spielen nun doch die paritätische Kommission und die Preis-Lohn-Kommission insofern eine Rolle, als sie dem Kartellgericht als eine Art Vorprüfkammern vorgeschaltet sind. In beiden Fällen handelt es sich wohl de facto um paritätische Kommissionen, die sich aus Vertretern der Unternehmerschaft, der gewerblichen Wirtschaft und der Gewerkschaften zusammensetzen. Ich sehe das so, daß in Österreich kein Preis fixiert wird, der nicht auf diese Weise in diesen Gremien ausgehandelt wurde, und daß das Kartellgericht kaum jemals einen Preis von sich aus festgesetzt und gesagt hat, er sei mißbräuchlich. Es besteht doch offenbar auch eine bestimmte Nötigung, sich in solchen paritätischen Ausschüssen zu einigen, weil dann, wenn man sich nicht einigt, die Richter entscheiden würden, eine Sache, die kaum zum Tragen gekommen ist. Mit großem Optimismus möchte ich sagen, was sich in den paritätischen Ausschüssen und in der paritätischen Preis-Lohn-Kommission tut, ist bestenfalls ein Schattenparlament oder ein Rumpf. Aber es ist immer noch besser als ein Feilschen, als ein Aushandeln der Preise mit dem Staatsanwalt. Ich habe immer ein ungutes Gefühl, wenn der Angeklagte vom Staatsanwalt verurteilt wird. Die österreichische Lösung finde ich nicht ideal, aber sie ist doch um eine Nuance demokratischer.

Pohmer: Herr Gabriel, mich schockiert Ihre Vorstellung, daß das bilaterale Monopol, das wir aus den Tarifverhandlungen bestens kennen, von Ihnen als demokratisch bezeichnet wird. Ich meine, daß dies genau das Gegenstück dazu ist, und ich halte dieses Verfahren für die allerschlechteste Form der Preiskontrolle. Wenn wir etwas demokratisieren wollen, dann in der Form, die den Demokratien westlicher

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Prägung entspricht. Ansonsten ist mir der Preiskommissar, das sage ich deutlich, lieber, den ich allerdings nicht haben möchte, damit ich nicht mißverstanden werde. Der unterliegt wenigstens über die Exekutive einer echten demokratischen Verantwortung und Kontrolle. Aber daß man die nicht durch demokratische Wahlen legitimierten Interessenvertreter beider Seiten darüber befinden läßt, welcher Preis der richtige ist, wie wir das zu meinem größten Leidwesen grundgesetzlich garantiert auf dem Arbeitsmarkt haben, möchte ich auf keinen anderen Bereich übertragen sehen.

Stemberger: Die österreichische Verstaatlichung hat ja eine andere Wurzel. Die österreichische Verstaatlichung von 1946/47 entstammt der politischen Situation des Landes und kam im Einvernehmen aller politischen Parteien zustande. Die Verstaatlichung der ÖMV ist, wie von Herrn Bauer dargelegt worden ist, aus der ganz besonderen Situation entstanden, daß die Russen einfach nicht bereit waren, das deutsche Eigentum zurückzugeben, aus Angst, es könnte reprivatisiert werden. Dem Staat wurde dann die Auflage gegeben, dieses Vermögen als Staatsbetrieb zu verwalten. Die Entstehung der ÖMV ist hier also nicht das Ergebnis einer Verstaatlichung oder einer Gründung durch den Staat, sondern die Folge einer politischen Situation. Daß dann natürlich Gelegenheit Diebe macht, ist etwas Selbstverständliches. Aber das liegt dann auf einer anderen Linie. Ich glaube, daß die Tätigkeit der Preiskommission hier falsch verstanden wird. Die Firmen selber haben dabei keine Parteienstellung. Die Bundeskammer als Vertreter der Gesellschaften zu bezeichnen, ist, glaube ich, mit Fragezeichen zu versehen. Sicher ist in der Preiskommission die Bundeskammer der Vertreter der Unternehmensseite. Gerade wenn es sich um Preiserhöhungswünsche der Mineralölwirtschaft handelt, hat die Bundeskammer aber gleichzeitig auch die Interessenvertretung der Spediteure und anderer Gruppen im Auge zu behalten. Sie ist leider durchaus nicht nur unsere Interessenvertretung. Konkret geht es ja so vor sich, daß das den Vorsitz führende Handelsministerium die Prüfung des Antrags einleitet, also auch z. B. die Prüfung der Bücher der Firmen vornimmt, und ein Prüfungsergebnis vorlegt. Dieses Prüfungsergebnis wird nicht im Beisein von Vertretern der Firmen in der Preiskommission abgehandelt. Die Preiskommission ist ja auch nicht verpflichtet, sich an das Ergebnis der Prüfung zu halten, sondern es kommt dann noch der volkswirtschaftliche Gesichtspunkt hinzu. Der ist dann oft eine rein politische Angelegenheit zwischen den Interessenvertretungen. Der Preis wird zum Schluß dekretiert, nicht von diesem Interessengremium, sondern vom Minister. Ich möchte sogar sagen, unsere Preisregelung ist vom System her keine partizipative, die in irgendeiner Art, zum Beispiel dem Zustandekommen und dem Aushandeln von

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Kollektivverträgen ähnlich ist. Wir versuchen natürlich, in der ganzen Frage durch Information Verständnis für unser Anliegen, die Notwendigkeiten und die Grenzen zu finden. Aber vom System her ist es kein partizipatives System.

Es wurde bereits häufiger hervorgehoben, daß es in Österreich kaum eine direkte staatliche Preisregelung gibt. Vielmehr gibt es nur für ganz wenige Produkte eine amtliche Preisregelung, unter anderen für Mineralölprodukte, da kann letztlich der Minister entscheiden. Aber selbst dann wird erst nach Rücksprache mit den Interessenvertretungen entschieden. Für den größten Teil der Preise in Österreich ist auch nicht eine amtliche Preiskommission zuständig, sondern nur die sogenannte paritätische Kommission der Sozialpartner, in welcher ohne gesetzliche Grundlage freiwillig zwischen den großen Interessenvertretungen wichtige wirtschaftspolitische Fragen sowie die Erhöhung von Preisen und Tariflöhnen diskutiert werden.

(Zuruf: Was ist die Konsequenz?)

Die Konsequenz ist, daß der Weg zur Behörde nur dann eingeschlagen wird, wenn es zu einem Kartellverfahren oder einer Klage wegen Preistreiberei kommt. Da es zu einer allgemeinen Meinungsbildung im Rahmen der zwischen den Wirtschaftspartnern geführten Gespräche meist bereits gekommen ist, sind die von den bestellten Sachverständigen vertretenen Meinungen weitgehend vorhersehbar. Das trägt in Österreich zur Vermeidung offener Konflikte und zur einvernehmlichen Streitbeilegung bei.

Dazu kommt dann auch noch, daß das Verhandlungsklima in Österreich ganz anders als in der BR Deutschland ist, gemessen etwa an der Zahl der Prozesse, die mit Vergleich enden.

Wir haben aber auch ein durchaus positives Wettbewerbsverständnis, auch wenn unsere Wettbewerbsordnung dem deutschen oder amerikanischen System nicht voll gleicht. Dieses Wettbewerbsverständnis beeinflußt auch die verstaatlichte Industrie, wie heute Herr Bauer deutlich hervorhob.

Schließlich sind wir in Österreich in besonderem Maße dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt und an freien internationalen Wirtschaftsbeziehungen und an den Vorteilen, welche internationale Arbeitsteilung bietet, interessiert. Auch große österreichische Unternehmungen sind im Inland und im Ausland mit einer starken internationalen Konkurrenz konfrontiert. Auch von großen österreichischen Unternehmungen können deshalb nur wesentlich geringere den Wettbewerb störende Einflüsse ausgehen als von vergleichbaren Unternehmungen der Großstaaten.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

7. Anhang

7.1 Anhang zu 3.1

Tabelle 1

Rohöleinfuhr und Entwicklung des Rohölgrenzübergangswertes

		in 1 000 t	in Mill. DM	DM/t
Jahr	1972	102 600	7 411	72
Jahr	1973	110 493	9 083	82
Jahr	1974	102 543	22 955	224
Jahr	1975	90 025	20 072	223
Jahr	1976	99 201	24 168	244
Jahr	1977	97 570		
1973,	Juli	8 878	635	72
	September	9 434	720	76
	Dezember	8 777	1 105	126
1974,	Februar	7 253	1 644	227
	März	8 380	1 954	233
	Juni	9 225	2 012	218
	September	8 446	1 931	229
	Dezember	8 145	1 853	228
1975,	März	6 169	1 306	212
	Juni	7 853	1 635	208
	September	7 440	1 682	226
	Oktober	8 711	2 042	234
	November	8 525	2 053	241
	Dezember	8 218	2 056	250
1976,	Januar	7 087	1 773	250
	Februar	7 296	1 830	251
	März	7 319	1 831	250
	April	7 490	1 840	246
	Mai	7 771	1 904	245
	Juni	7 589	1 873	247
	Juli	8 705	2 148	247
	August	9 207	2 254	245
	September	9 123	2 221	243
	Oktober	8 784	2 079	237
	November	9 178	2 157	235
	Dezember	9 651	2 258	234

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Tabelle 2

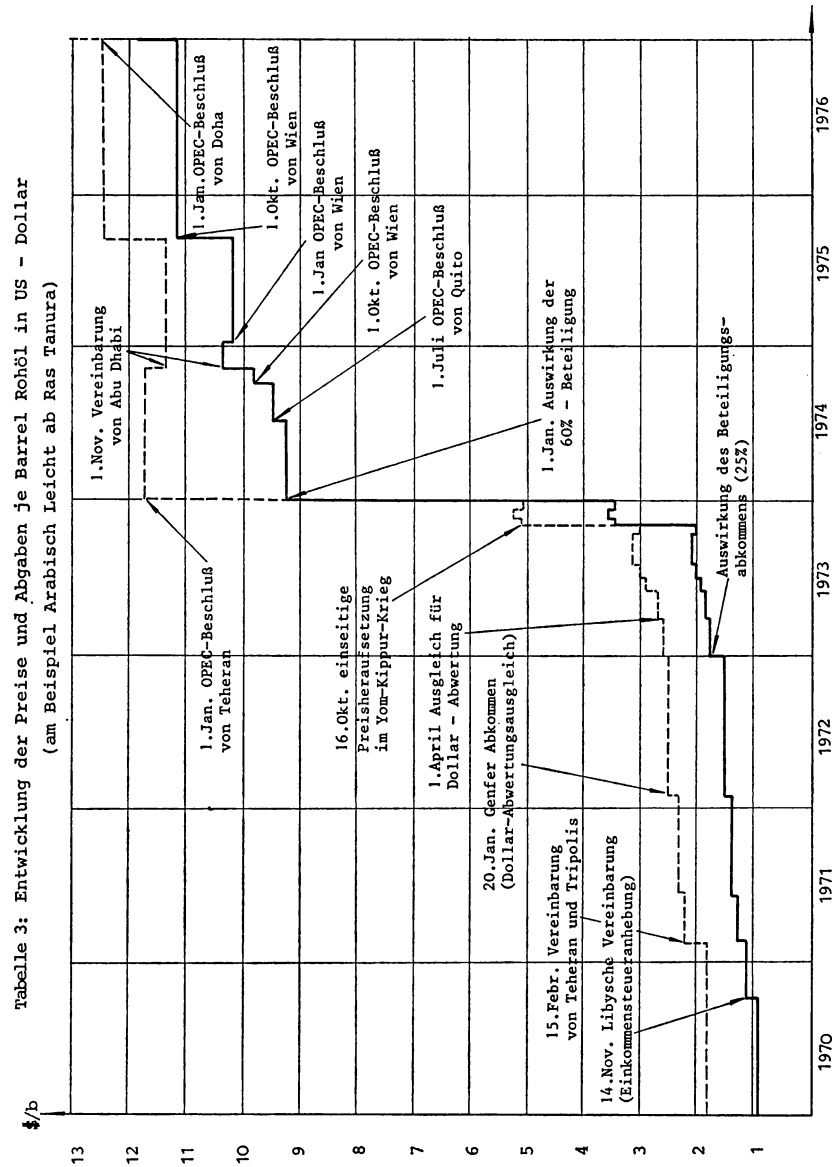
Berechnung der Rohöl-Kostenpreise

am Beispiel von Arabian Light
bei einem posted price von 13,00 US-Dollar je Barrel
(1. 1. 1977)

	US-Dollar je Barrel
1. Konzessionsöl (equity oil)	
durchschnittlicher Anteil 40 %	
posted price	13,00
Produktionskosten	— 0,30
Royalties (20 %)	— 2,60
Steuerbasis	= 10,10
Einkommensteuer (85 %)	8,59
Royalties	+ 2,60
Einnahmen des Förderlandes (government take)	= 11,19
Produktionskosten	+ 0,30
Kostenpreis (tax paid cost)	= 11,49
2. Rückkaufsöl (buy back oil)	
durchschnittlicher Anteil 53,75 %	
posted price	13,00
Rückkaufspreis (93 %)	12,09
Produktionskosten	— 0,30
Einnahmen des Förderlandes	= 11,79
Produktionskosten	+ 0,30
Kostenpreis	= 12,09
3. Regierungsöl	
durchschnittlicher Anteil 6,25 %	
state sales price	12,09

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Tabelle 3: Entwicklung der Preise und Abgaben je Barrel Rohöl in US - Dollar
(am Beispiel Arabisch Leicht ab Ras Tanura)



DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

7.2 Anhang zu 4.1

(1) Übersicht über die Struktur der Mineralölunternehmen

Stufen:

— Aufschluß und Gewinnung
— Erdölversorgung (-transport)
— Erdölverarbeitung (Weiterverarbeitung)
— Produktenvertrieb

Operationsbreite:

— Teilintegration
— Vollintegration
— Integrationsrichtung
„upstream", „downstream"
— Direkte Operationen
— Beteiligungsgesellschaften, konsortiale Zusammenarbeit
— Optimale Betriebsgröße, „Economy of Scale"

(2) Übersicht über Besonderheiten der Kostenrechnung

1. *In der Stufe „Aufschluß und Gewinnung"*

Explorationsausgaben

Kosten mit Investitionscharakter, d. h.
Kosten im Fall der Nichtfündigkeit,
aber Investitionen im Fall der Fündigkeit
Unterschied Projektrechnung und Unternehmensrechnung

Feldesentwicklung und Gewinnung

Natürlicher Förderverlauf = Funktion der Lagerstättenparameter
Abschreibung linear oder je Einheit?
Geologisches Risiko,
Vertragsrisiko (politisches Risiko)

Erlöserwartung

Preishoheit

Abgabenregelung

Steuern und Kosten

2. *In der Stufe „Erdölversorgung und -transport"*

Erdölversorgung

Eigenproduktion, Rechte und Pflichten
Zukauf, Verkauf, Tausch
Gleichbehandlung?

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Seetransport
Eigentonnage
Nutzungsdauer
Chartertonnage
langfristig (Zeitcharakter)
kurzfristig

Pipelinetransport (Umschlag, Lagerung)
Beteiligung mit Durchsatzverpflichtung
Drittdurchsatz (Common-Carrier-Prinzip)

3. *In der Stufe „Erdölverarbeitung"*

Destillation
Hauptprodukte (gekuppelt):
Benzine, Mitteldestillate, Rückstand

Nachverarbeitung
1. Stufe: Veredelung z. B. Reformieren, Entschwefeln
2. Stufe: Umwandlung

Weiterverarbeitung
Abgrenzung zur Petrochemie (fließender Übergang)

4. *In der Stufe „Produktenvertrieb"*
Verteilungskosten

(3) Beispielrechnung für Unterschiede in den Einstandskosten
Werte in US-Dollar/barrel, 1 US-Dollar/barrel = 18 DM/t)

Erdölsorte:	Arabian Light		Iranian Light	
Erdöl-„Preis" fob	12.09	11.90	12.81	12.62
Seetransport				
World Scale (WS)[62] 50	1.10		1.63	
World Scale (WS)[62] 70		1.54		1.17
Erdöl-„Preis" cif	13.19	13.44	14.44	13.79
ca. DM/t	237,—	242,—	260,—	248,—

Hauptproduktenausbeute in %

Flüssiggas (LPG)	2	2
Chemiebenzin	5	5
Vergaserkraftstoffe	15	16
Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl	30	29
schweres Heizöl	46	46
Verluste	2	2
	100	100

[62] worldscale.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

(4) Beispielrechnung für den Erlöswert von Arabian Light bei Topping/Reforming (Werte in DM/t)

Produkt	Anteil in %	Erlöse* je t Produkt	Erlöse* je t Erdöl
Flüssiggas (LPG)	2	350,—	7,—
Chemiebenzin	5	320,—	16,—
Vergaserkraftstoff	15	350,—	52,50
Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl	30	280,—	84,—
Schweres Heizöl	46	210,—	96,60
			256,10
Erdölpreis cif			237,—
Differenz			19,10
= Deckungsbeitrag für Verarbeitungskosten (einschl. Erdölpipelinetransport, Umschlag und Lagerung)			

* Ex-Raffinerie-Erlöse, beispielhaft, entsprechen aber etwa der Situation in der Bundesrepublik Deutschland Mitte März 1977.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

7.3 Anhang zu 5.1

Adelman, M. A., The World Petroleum Market, Baltimore und London 1973.

Blair, John M., The Control of Oil, New York 1976.

Jacoby, Neil H., Multinational Oil, a study in industrial dynamics, New York und London 1974.

Monopolkommission, Hauptgutachten 1973/75, Mehr Wettbewerb ist möglich, Baden-Baden 1976.

Monopolkommission, Sondergutachten 1, Anwendung und Möglichkeiten der Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen seit Inkrafttreten der Kartellgesetznovelle, Baden-Baden 1975.

Monopolkommission, Sondergutachten 2, Wettbewerbliche und strukturelle Aspekte einer Zusammenfassung von Unternehmen im Energiebereich Veba/Gelsenberg), Baden-Baden 1975.

Stellungnahme der Bunderegierung zum ersten Hauptgutachten der Monopolkommission nach § 24 b des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen, Bundestagsdrucksache 8/702 vom 30. 6. 1977.

Bundesministerium für Wirtschaft, Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1975, Juli 1976.

Bundesministerium für Wirtschaft, Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1976, Juni 1977.

Die Wettbewerbsverhältnisse auf dem Markt für flüssige Treibstoffe und Brennstoffe, in: Veröffentlichungen der Schweizerischen Kartellkommission, Heft 1/1975.

Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl, Dritter Bericht über die Wettbewerbspolitik, Brüssel—Luxemburg Mai 1974.

Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl, Fünfter Bericht über die Wettbewerbspolitik, Brüssel—Luxemburg April 1976.

Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Bericht über das Verhalten der Ölgesellschaften in der Gemeinschaft während der Periode Oktober 1973 bis März 1974, Brüssel, 10. Dezember 1975.

Rohwedder, Detlev Karsten, Wettbewerb und ordnungspolitische Konsequenzen, in: Kartellamt gegen Konzerne, Wirtschaftsdienst VI/1974.

Barnikel, Hans-Heinrich, Schwierigkeiten einer nationalen Kontrolle, in: Kartellamt gegen Konzerne, Wirtschaftsdienst VI/1974.

Mineralölwirtschaftsverband e.V., Mineralöl in der Gesamtwirtschaft, Daten und Fakten für die Bundesrepublik Deutschland 1960 - 1976, April 1977.

The International Petroleum Cartel. Staff Report to the Federal Trade Commission submitted to the Subcommittee on Monopoly of the Select Committee on Small Business. United States Senate Washington 1952. Auszug in deutscher Übersetzung in: H.-H. *Barnikel* (Hrsg.), Theorie und Praxis der Kartelle, Darmstadt 1972.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Das Buch vom Erdöl, hrsg. von der BP Benzin und Petroleum Aktiengesellschaft Hamburg 1967.

Zahlen aus der Mineralölwirtschaft, Sommer 1976, hrsg. Deutsche BP Aktiengesellschaft Hamburg.

Hoppmann, Erich und *Mestmäcker,* Joachim, Normenzwecke und Systemfunktionen im Recht der Wettbewerbsbeschränkungen, Tübingen 1974.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Nachwort des Herausgebers

Vorträge und Diskussionsbeiträge zeigen aus unterschiedlicher Sicht die Problematik der Mineralölindustrie in ihrer Abhängigkeit vom OPEC-Kartell, ihrer Multinationalität und den Bemühungen supranationaler und nationaler Gremien, eine ausreichende und möglichst preisgünstige Versorgung der Industriestaaten mit Energie und petrochemischen Rohstoffen für längere Zeit sicherzustellen.

Mit zeitlichem Abstand von knapp eineinhalb Jahren seien noch einige ergänzende Bemerkungen gemacht, und zwar über Dinge, die sich anders als im Frühjahr 1977 erwartet entwickelten.

1. Die Vorausschätzungen des Mineralölverbrauchs erwiesen sich als überhöht. Daraus ergab sich eine weltweite Ölschwemme bei einem noch immer ungewöhnlich hohen Preisniveau. Des weiteren müssen in Westeuropa weitere Raffineriekapazitäten stillgelegt werden.

2. Durch die lang anhaltende Dollarschwäche und die Abrechnung der meisten Rohölkäufe in US-Dollar konnten die BR Deutschland, Österreich und die Beneluxländer im Vergleich zu den USA günstiger einkaufen. Den hohen Energieverbrauch in den USA gesetzlich einzudämmen, erwies sich als äußerst schwierig und bislang praktisch als erfolglos.

3. Die Solidarität der arabischen Staaten ist geringer als erwartet; die Liefermöglichkeiten aus dem Iran sind durch unvorhergesehene politische Unruhen gefährdet.

4. Während die Regierungen unmittelbar nach den drastischen Maßnahmen der OPEC-Staaten Ende 1973 ihre Ausbaupläne für Kernkraftwerke bei allgemeinem oder zumindest überwiegendem Konsens der Bevölkerung nachhaltig erweitern konnten, mehren sich nun die Schwierigkeiten bei der Baugenehmigung und Inbetriebnahme in zahlreichen Ländern in unvorhergesehener Weise.

5. Die Veba AG, an der die Bundesregierung mit rund 40 % beteiligt ist und die nach den Plänen Anfang der siebziger Jahre zu einem einflußreichen deutschen Mineralölkonzern ausgebaut werden sollte und deshalb trotz der Untersagung des BKartA die Fusion mit der Gelsenberg AG durchführte, erlitt 1977 wie auch noch 1978 erhebliche Verluste im Mineralölbereich.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

6. Veba und die deutsche BP vereinbarten im Juni 1978 — die Verhandlungen begannen im September 1977 —, daß die Tochter des britischen Ölkonzerns von der Veba eine Schachtelbeteiligung an der GBAG und damit auch den 25%igen Anteil an der Ruhrgas AG, dem mit Abstand größten deutschen Ferngasversorgungsunternehmen, zwei Raffineriebeteiligungen (50 % in Ingolstadt und 25 % in Speyer) sowie eine Option auf 1000 Tankstellen usw. für rund 800 Mill. DM erwerben solle. BP sollte sich zugleich durch einen Liefervertrag für 20 Jahre verpflichten, der Veba jährlich mindestens 3 Mill. t Rohöl ohne Abnahmeverpflichtung zum günstigsten Wettbewerbspreis zu liefern. Dadurch wollte die Veba einen Teil ihrer bislang nur zu 66 % genutzten Raffineriekapazität abstoßen, um die verbleibende dann mit 85 % nutzen zu können. Die Veba würde so im Raffineriebereich an Marktanteil verlieren, BP hingegen zum größten deutschen Mineralölkonzern — vor Esso und Shell — aufsteigen.

Das Bundeskartellamt verweigerte seine Zustimmung: „Der Übergang der Mineralölaktivitäten von Veba auf BP war fusionsrechtlich wettbewerbsneutral zu bewerten. Insoweit würde nur eine Umschichtung innerhalb der Gruppe der fünf großen im Inland tätigen Mineralölgesellschaften bewirkt, welche die Marktstellung der Gruppe insgesamt nicht verstärkt.

Der Übergang einer Schachtelbeteiligung an Ruhrgas von Veba auf BP läßt jedoch eine Verstärkung des ohnehin schon überragenden wettbewerblichen Handlungsspielraumes von Ruhrgas erwarten. Dies hätte eine Verschlechterung der schon gefährdeten Wettbewerbsstruktur auf dem inländischen Gasmarkt bedeutet." (Presseinformation Nr. 43/78 v. 2. 10. 78 des BKartA.)

Eine Minister-Erlaubnis wurde beantragt. Vom Wirtschaftsminister wurde daraufhin ein Gutachten der Monopolkommission angefordert, die sich bereits in ihrem ersten Hauptgutachten skeptisch über den sehr hohen Konzentrationsgrad in der Energiewirtschaft geäußert hatte.

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/

Stichwortverzeichnis

Abnahmeverpflichtung 43 f 60 f 79 88
Achnacarry-Agreement 48 112
AFRA 66 ff
Algier-Deklaration 31
Antitrustdivision 136

Bedarfstruktur 103 f
Bewertungsproblem, -prinzipien 64

Cash flow 101 105
Charter 67 f 89
Cracker 90 95 104 137 166

Dividende 64

EG 72 80
Elastizität der Nachfrage 49 51 f
Energieeinsparung 161
Energieverbrauch, -bedarf 13 ff 40 109 f
Enteignung 25 f
Erdgas 42
Erdölprodukte 40 92 94 102 118
Erdölreserven, -vorräte 16 ff 22 f 38 f
Exploration 84 f

Förderkosten 20 f
Fördertechnologien 18 ff
Fracht, Transport 66 89 91

Gewinne 96 98 101 104 ff 125 145 f
Gewinnverschiebung 54 f 58 f

Handelsbilanz 30 156
Hamsterkäufe 133 ff

Import 30 113 ff
Integration 82 99 ff 138 f 168
Investitionen 21 57 70 85 f 162 f

Kartellbegriff 50 36 f 43 ff
Kompensationsgeschäfte 30 38
Konversion 103 90 ff 95 f
Konzentration 111 ff 149 ff
Konzern 72
Kuppelproduktion 84 90 92 94

Lieferverpflichtung 60 f 129

Makler, Broker, Händler 71 77
Marktanteile 115
Marktbeherrschung 124 ff 142
Mengenregulierung 44 ff
Mineralölprodukte 40 92 94 118
Mineralölunternehmen 114
Mineralölverbrauch 13 ff
Monopolkommission 66 114 133 ff

Ölkrise 80
Ölsande, Ölschiefer 17
OPEC, Funktion der — 36 f 43 87 111
Struktur der — 37

Partizipationsabkommen 25
Pipelines 110 117 133 ff
Platt's Oilgram 60 123 137 f
Pool 66 ff
Preisbildung 38 f 45 f 51 60 64 ff 74 f 79 86 90 111 125 ff
Produktionskosten 20 f
Profit-Center 101

Raffinerie 92 137
— kapazität 46 110 117 154 164
Rahmenbedingungen, rechtliche 54 f
Rohölreserven 16 ff 22 f 38 f
Rohöl-Kategorien 27 174
Rohölsorten 28 44 90 97 102
Rohstoffländer 31

Schwestergesellschaften 65 73
Seerechts-Konferenz 32
Spekulation 63
Sockeltheorie 127 f 133 ff
Steuergesetzgebung 72 f 59 80 f 87
Steuerhinterziehung 58
Steuerprüfer, -behörden 65 f 145

Tankerflotte 61 116
Tankerkapazität 67 f 99
Tankstellen 122 135 137
Transport 66 89 91

Umwandlung 90 ff 95 f 103
UNCTAD 32

Verarbeitungsvertrag 78
Vergleichsmarktkonzept 126 f
Verrechnungspreise 59 f 66 74 78 124
Verträge 29 78 100 f 156 158 f

windfall profits 145 f

DOI https://doi.org/10.3790/978-3-428-44313-0 | Generated on 2025-12-19 13:47:04
OPEN ACCESS | Licensed under CC BY 4.0 | https://creativecommons.org/about/cclicenses/