

Foders, Federico; Donges, Juergen Bernhard; Harders, J. E.; Wolfrum, Rüdiger

Book — Digitized Version

Meereswirtschaft in Europa: rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen

Kieler Studien, No. 223

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Foders, Federico; Donges, Juergen Bernhard; Harders, J. E.; Wolfrum, Rüdiger (1989) : Meereswirtschaft in Europa: rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen, Kieler Studien, No. 223, ISBN 3163454909, Mohr, Tübingen

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/447>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Kieler Studien

Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel

Herausgegeben von Horst Siebert

223

Federico Foders · Rüdiger Wolfrum et al.

Meereswirtschaft in Europa

Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen
für deutsche Unternehmen

Autoren:

Juergen B. Donges, Federico Foders,
J. Enno Harders, Rüdiger Wolfrum



A 2671 / 89 *Weltwirtschaft Kiel*

J.C.B. MOHR (PAUL SIEBECK) TÜBINGEN

ISSN 0340-6989

CIP-Titelaufnahme der Deutschen Bibliothek

Meereswirtschaft in Europa : rechtliche und ökonomische
Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen / Federico
Foders ; Rüdiger Wolfrum et al. Autoren: Juergen B. Donges ...

– Tübingen : Mohr, 1989

(Kieler Studien ; 223)

ISBN 3-16-345490-9 brosch.

ISBN 3-16-345491-7 Gewebe

NE: Foders, Federico [Mitverf.]; GT

Schriftleitung: Hubertus Müller-Groeling



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
J. C. B. Mohr (Paul Siebeck) Tübingen 1989

Alle Rechte vorbehalten

Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es auch nicht
gestattet, den Band oder Teile daraus
auf photomechanischem Wege (Photokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen

Printed in Germany

ISSN 0340-6989

Inhaltsverzeichnis

Vorwort		XIII
I. Einleitung		1
II. Juristischer Ordnungsrahmen für die von den EG-Ländern beanspruchten Meereszonen und Meeresbodenzonen		4
1. Meereszonen und Meeresbodenzonen nach allgemeinem Völkerrecht		4
2. Die Anwendung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf die Nutzung des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone		15
a. Vorbemerkung		15
b. Der räumliche Anwendungsbereich des Gemeinschaftsrechts		16
c. Die extra-territoriale Anwendung des Gemeinschaftsrechts		19
3. Der sachliche Anwendungsbereich des Gemeinschaftsrechts		25
a. Der inländergleiche Zugang zu Offshore-Lizenzen unter dem Gesichtspunkt der Niederlassungsfreiheit		25
b. Die ungehinderte Ausfuhr der geförderten Kohlenwasserstoffe		28
c. Die ungehinderte Einfuhr von Offshore-Ausrüstungs- und -Versorgungsgütern auf die Festlandsockel der Mitgliedstaaten		33
d. Das Verbot der Flaggendiskriminierung in bezug auf die Offshore-Versorgungsschifffahrt		34
e. Der Grundsatz des freien Dienstleistungsverkehrs		35
f. Der Grundsatz der Freizügigkeit der Arbeitnehmer		35
III. Wirtschaftliche Nutzungsmöglichkeiten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens		36
1. Nichtlebende Ressourcen und ihre Nutzung		36
a. Vorkommen mineralischer Rohstoffe		36
b. Nutzungsaktivitäten		41
c. Meereswirtschaftliche Vorleistungen für den Kohlenwasserstoffbereich		47
2. Lebende Ressourcen und ihre Nutzung		54

IV. Volkswirtschaftliche Bedeutung meereswirtschaftlicher Aktivitäten für die Bundesrepublik	61
1. Statistische Grundlagen	62
2. Entwicklung der Produktion und der Aus- und Einfuhr meereswirtschaftlicher Güter	64
3. Entwicklung der Beschäftigung und der Investitionen in den meereswirtschaftlich wichtigen Industriebranchen	65
V. Analyse der meereswirtschaftlichen Rahmenbedingungen im EG-Meer und in den Seegebieten Norwegens	67
1. Nationale Rahmenbedingungen für die Aufsuchung, Förderung und Nutzung von Kohlenwasserstoffen in den EG-Ländern und Norwegen	68
a. Belgien	68
b. Dänemark	75
c. Frankreich	84
d. Griechenland	93
e. Irland	104
f. Italien	119
g. Niederlande	130
h. Portugal	154
i. Spanien	162
j. Vereinigtes Königreich	171
k. Norwegen	191
2. Nationale Rahmenbedingungen für die Nutzung von Fischressourcen in den Küstenstaaten der EG und Norwegen ...	209
a. Vorbemerkung	209
b. Zugangsbedingungen in den einzelnen Ländern	211
3. Ökonomische Bewertung	218
a. Verfahren zur Vergabe von Zugangs- und Nutzungsrechten	220
b. Gestaltung der Nutzungsrechte	230
c. Die Besteuerung der Kohlenwasserstoffnutzung	233
4. Juristische Bewertung	237
a. Allgemeines Völkerrecht und Seerecht	237
b. EG-Recht	238
c. Zusammenfassung	245
d. Juristische Bewertung des norwegischen Rechts zur wirtschaftlichen Nutzung der Offshore-Bereiche	245

VI. Wirtschafts- und rechtspolitische Schlußfolgerungen	248
1. Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse	248
2. Voraussetzungen für eine effiziente Meeresnutzung	251
3. Elemente einer Meereswirtschaftspolitik für die Bundesrepublik	252
Anhang	255
A. Gesetzliche Grundlagen für meereswirtschaftliche Aktivitäten in den EG-Ländern und Norwegen	255
1. Europäischer Gerichtshof, Rat und Kommission der Europäischen Gemeinschaften	255
2. Belgien	256
3. Dänemark	257
4. Frankreich	258
5. Griechenland	258
6. Irland	259
7. Italien	259
8. Niederlande	259
9. Portugal	260
10. Spanien	261
11. Vereinigtes Königreich	261
12. Norwegen	262
B. Dokumente zum Länderteil	263
1. Dänemark: Model Licence for Exploration for and Production of Hydrocarbons, 2. Round	263
2. Irland: Ireland Exclusive Offshore Licensing Terms, 1975	277
3. Vereinigtes Königreich	278
a. Memorandum of Understanding Between Department of Energy and United Kingdom Offshore Operators Association Limited	278
b. Code of Practice for Purchasers of Goods and Services for Oil Related Activities on the UK Continental Shelf	279
c. Research and Development: Statement Recommended by Council of UKOOA for Acceptance by All Members (March 30, 1983)	281
4. Norwegen	281
a. Förderlizenz (Auszüge)	281
b. Kooperationsvertrag (Auszug)	282
c. Forschungsvertrag (Auszüge)	283
d. Ausbildungsvertrag (Auszug)	285
C. Tabellen und Schaubilder	287
Literaturverzeichnis	310

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1 - Beanspruchte Küstenmeerbreite in den EG-Ländern und Norwegen 1988	6
Tabelle 2 - Von EG-Ländern und Norwegen beanspruchte Meereszonen 1988	25
Tabelle 3 - Nachgewiesene Kohlenwasserstoffreserven in den EG-Ländern und Norwegen 1988	39
Tabelle 4 - Bedeutung westeuropäischer Länder als Erdölproduzenten 1986	40
Tabelle 5 - Erdöl- und Erdgasförderung in den EG-Ländern und Norwegen 1985, 1986 und 1987	42
Tabelle 6 - Lizenzvergabe und Merkmale produzierender Erdölfelder in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1986	43
Tabelle 7 - Auslastung von Bohrrinseln nach Regionen 1980-1986	44
Tabelle 8 - Entwicklung der Weltnachfrage und des Weltangebots von Erdöl 1986-1990	45
Tabelle 9 - Vereinigtes Königreich: Explorations-, Feldentwicklungs- und Produktionskosten im Kohlenwasserstoffbereich 1976-1986	48
Tabelle 10 - Vereinigtes Königreich: Entwicklung der Struktur von Vorleistungsaufträgen im Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffprojekten im Festlandsockel 1979-1986	49
Tabelle 11 - Vereinigtes Königreich: Prognostizierte Ausgaben von Lizenznehmern für Vorleistungen bei Kohlenwasserstoffprojekten 1981-1995	50
Tabelle 12 - Vereinigtes Königreich: Anteil britischer Zulieferer an Vorleistungsaufträgen im Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffprojekten im Festlandsockel 1978-1986	51
Tabelle 13 - Norwegen: Ausgaben im Offshore-Bereich 1978-1986	52
Tabelle 14 - Prognose für die Bohraktivität in der Nordsee 1986-1991	53
Tabelle 15 - Prognose für die Bohraktivität in der Nordsee 1987-1992	54
Tabelle 16 - Bedeutung der EG-Länder und Norwegens als Fischfangnationen 1971-1983	55

Tabelle 17 - Internationaler Vergleich der Fisch-Einheitswerte bei ausgewählten Fischarten 1981	60
Tabelle 18 - Bundesrepublik: Gesamtwirtschaftliche Bedeutung der meereswirtschaftlich wichtigen Teilbranchen 1985	64
Tabelle 19 - Förderzins für Erdöl und Erdgas 1988	79
Tabelle 20 - Frankreich: Förderabgabe für Erdöl und Erdgas 1988	89
Tabelle 21 - Griechenland: Effektive Belastung der Kohlenwasserstoffproduktion bei staatlichem Gewinnanteil 1988	100
Tabelle 22 - Niederlande: Förderabgaben für Erdöl und Erdgas aus dem Festlandsockel 1988	142
Tabelle 23 - Spanien: Jährliche Mindestausgaben für Explorationslizenzen 1988	166
Tabelle 24 - Anzahl der im Offshore-Bereich tätigen Unternehmen in einzelnen Ländern 1987	221
Tabelle 25 - Deutsche Unternehmen als Lizenznehmer bei Kohlenwasserstoffprojekten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1987	222
Tabelle 26 - Besteuerung von Kohlenwasserstoffprojekten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1987/88	234
Tabelle 27 - Mehrwertsteuersätze in den EG-Ländern und Norwegen 1988	235
Tabelle 28 - Vereinigtes Königreich: Steuereinnahmen aus Kohlenwasserstoffprojekten im Meer 1977/78-1986/87	236
Tabelle 29 - Norwegen: Staatseinnahmen aus Kohlenwasserstoffprojekten im Meer 1971-1988	236
Tabelle A1 - Vereinigtes Königreich: Offshore-Öl- und -Gas-Ausschreibungen im Festlandsockel 1964-1987	287
Tabelle A2 - Norwegen: Offshore-Öl- und -Gas-Ausschreibungen 1965-1987	287
Tabelle A3 - Explorationsbohrungen und Erfolgsquoten in ausgewählten Regionen 1986	288
Tabelle A4 - Fertiggestellte Bohrlöcher in den EG-Ländern und Norwegen 1986	288
Tabelle A5 - Vereinigtes Königreich: Struktur der Feldentwicklungskosten 1976-1986	289

VIII

Tabelle A6	- Aktive Bohrinselfeln in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1985, 1986 und 1987	289
Tabelle A7	- EG-Länder: Entwicklung des Fischereifahrzeugbestands 1976-1985	290
Tabelle A8	- EG-Länder: Beschäftigte in der Fischerei 1971-1985	291
Tabelle A9	- Bundesrepublik: Bruttoproduktionswert und Beschäftigung in der Meerestechnischen Industrie nach Bundesländern 1985	291
Tabelle A10	- Lizenznehmer im Offshore-Bereich 1987	292

Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild 1 - Küstenstaatliche Hoheitsgebiete im Meer nach der Festlandsockelkonvention von 1958 und der Seerechtskonvention von 1982	10
Schaubild 2 - Hypothetische Aufteilung der Festlandsockel im Mittelmeer	14
Schaubild 3 - Sedimentbecken sowie Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Westeuropa	38
Schaubild 4 - Entwicklung des Rohölpreises 1970-1988	41
Schaubild 5 - Wichtigste Fischarten im Nordatlantik	57
Schaubild 6 - Wichtigste Fischarten im Mittelmeer	58
Schaubild A1 - Entwicklung der Fänge ausgewählter EG-Länder 1976-1986	300
Schaubild A2 - Bundesrepublik: Entwicklung der Produktionswerte meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985	302
Schaubild A3 - Bundesrepublik: Entwicklung der Bruttowertschöpfung meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985	303
Schaubild A4 - Bundesrepublik: Exportanteile am Produktionswert meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1970-1985	304
Schaubild A5 - Bundesrepublik: Importanteile am Produktionswert meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1970-1985	305
Schaubild A6 - Bundesrepublik: Bauinvestitionen meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985	306
Schaubild A7 - Bundesrepublik: Anlageinvestitionen meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985	307
Schaubild A8 - Bundesrepublik: Ausrüstungsinvestitionen meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985	308
Schaubild A9 - Bundesrepublik: Beschäftigung in meereswirtschaftlich wichtigen Branchen 1960-1985	309

Verzeichnis der Übersichten

Übersicht 1	- Dänemark: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	80
Übersicht 2	- Frankreich: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	87
Übersicht 3	- Griechenland: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	99
Übersicht 4	- Irland: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	115
Übersicht 5	- Italien: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	124
Übersicht 6	- Niederlande: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern und Staatsbeteiligung	144
Übersicht 7	- Portugal: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	159
Übersicht 8	- Spanien: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	168
Übersicht 9	- Vereinigtes Königreich: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	181
Übersicht 10	- Norwegen: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern	198
Übersicht 11	- Bundesrepublik: Lizenznehmer im Offshore-Bereich 1986	222
Übersicht 12	- Potentielle Verteilungswirkungen des neuen Seerechts auf die Fischerei	228

Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft
Abs.	Absatz
Art.	Artikel
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BMFT	Bundesminister für Forschung und Technologie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
B. V.	besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid
CMLR	Common Market Law Review
DANOP	Operatorselskap I/S
DENERCO K/S	Dansk Energi Consortium K/S
DOE	Department of Energy
EAG	Europäische Atomgemeinschaft
EFTA	European Free Trade Association
EG	Europäische Gemeinschaft
EGKS	Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EWGV	EWG-Vertrag
FAO	Food and Agricultural Organization
FuE	Forschung und Entwicklung
GEP/ASTE0	Groupement Interprofessionnel pour l'Équipement des Industries du Pétrole, du Gaz et de la Géothermie et pour l'Exploitation des Océans
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade
ICJ	International Court of Justice
i. d. F.	in der Fassung
IEA	Internationale Energie Agentur
IfW	Institut für Weltwirtschaft
IGH	Internationaler Gerichtshof
ILM	International Legal Materials
IRO	Meereswirtschaftliches Institut (Niederlande)
JENRL	Journal of Energy and Natural Resources
Kom.	Kommission der Europäischen Gemeinschaft
MVL	Verfthen- und Maschinenbauverband (Norwegen)
NATO	North Atlantic Treaty Organization
NAVF	Norwegian Research Council for Science and the Humanities
NIFO	Zusammenschluß der Betreiber im Festlandssockelbereich (Norwegen)
NOGEPA	Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association (202)
NTFN	Norwegian Council for Science and Industrial Research (277)
N. V.	naamloze vennootschap
OGJ	Oil and Gas Journal
OPA	Oil and Pipeline Agency
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OSO	Offshore Supply Office
PRT	Petroleum Revenue Tax
Rdnr.	Randnummer

RMPE	Royal Ministry of Petroleum and Energy
Rs.	Rechtssache
Slg.	Sammlung der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofes
sm	Seemeilen
UKOOA	United Kingdom Offshore Operators Association
UN	United Nations, Vereinte Nationen
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V.
VDS	Verband der Deutschen Schiffsbauindustrie
VO	Verordnung
WIM	Wirtschaftsvereinigung Industrielle Meerestechnik
Ziff.	Ziffer

Vorwort

Die Seerechtsentwicklung in der Nachkriegszeit hat zu einer weitgehenden Aufgabe der jahrhundertlang herrschenden Freiheit der Meere geführt und so zu einer globalen Neuverteilung der Meeresressourcen beigetragen. Das neue Völkerrecht überträgt den Küstenstaaten die alleinigen Nutzungsrechte über die lebenden und nichtlebenden Ressourcen des Küstenbereichs. Die Staaten mit einer langen Küste sind hierdurch begünstigt worden. Die Bundesrepublik Deutschland, die eine verhältnismäßig kurze Küste hat und deren Seegebiete ressourcenarm sind, ist angesichts der weltweit gestiegenen Bedeutung der Meereswirtschaft in besonderem Maße auf eine enge meereswirtschaftliche Zusammenarbeit mit anderen Ländern angewiesen. Als potentielle Kooperationspartner kommen in erster Linie die europäischen Nachbarländer in Frage. Aus diesem Grund hat der Bundesminister für Wirtschaft das Institut für Weltwirtschaft damit beauftragt, gemeinsam mit dem Institut für Internationales Recht an der Universität Kiel die "Voraussetzungen und Chancen deutscher meereswirtschaftlicher Aktivitäten im "EG-Meer" (Ostsee, Nordsee, Mittelmeer) und in den Seegebieten Norwegens" zu untersuchen.

Die vorliegende Studie ist aus dem Forschungsauftrag hervorgegangen. Als erstes werden die Zugangsbedingungen in den EG-Ländern und Norwegen herausgearbeitet, die für ausländische und damit auch für deutsche Unternehmen verbindlich sind. Anschließend wird geprüft, ob das in diesen Ländern praktizierte Recht den Anforderungen eines aus ökonomischer Sicht effizienten Ordnungsrahmens genügt und mit internationalen Rechtsnormen (EG-Recht, Allgemeines Völkerrecht) vereinbar ist.

Bei der Beschaffung der relevanten Unterlagen, insbesondere der nationalen Rechtsvorschriften (Gesetze, Durchführungsverordnungen und sonstige administrative Regelungen), hat es unerwartet große Schwierigkeiten gegeben. Daß diese wenigstens zum Teil behoben werden konnten, ist den Referaten VC 7 und V/RB 2 im Bundeswirtschaftsministerium zu verdanken, die sich bei der Vermittlung von Kontakten zu ausländischen Dienststellen aktiv eingeschaltet haben.

Die Studie ist als Gemeinschaftsarbeit beider Institute entstanden. Die ökonomischen Fragestellungen wurden im wesentlichen von Federico

Foders bearbeitet, die juristischen Fragestellungen von J. Enno Harders und Rüdiger Wolfrum, der gemeinsam mit Juergen B. Donges auch die Gesamtleitung des Projektes hatte. Hugo Dicke hat mit zahlreichen Anregungen und Verbesserungsvorschlägen die Studie sehr gefördert. Regine Ludwig wirkte bei der Auswertung des juristischen Materials mit. Dank gebührt auch Irene Baur und Carmen Becker für die umfangreichen Schreibaarbeiten, Evelyn Jann für die Rechenarbeiten, Ursula Fett für die Zeichenarbeiten sowie Bernhard Klein und Ilse Büxenstein-Gaspar für die sorgfältige redaktionelle Überarbeitung des Manuskripts.

Kiel, im April 1989

Horst Siebert

I. Einleitung

Die ökonomische und völkerrechtliche Entwicklung der letzten Dekaden ist nicht ohne Einfluß auf die Meeresnutzung geblieben. Einerseits hat die drastische Rohölverteuerung in den siebziger Jahren die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen in Gebieten, wo dies überdurchschnittlich hohe Kosten verursacht (wie in der Nordsee), lohnend gemacht. Dadurch stieg die volkswirtschaftliche Bedeutung des Meeresbergbaus und beschleunigte sich die Rate des technischen Fortschritts in der Meerestechnischen Industrie. Andererseits fand die Aufgabe des Prinzips der Freiheit der Meere im Zuge der Truman-Proklamation von 1945 ihren Niederschlag im neuen Seerecht, das die Nationalisierung weiter Meeresgebiete zugunsten von Langküstenstaaten vorsieht. Beide Entwicklungen, die ökonomische und die völkerrechtliche, haben weltweit zu einer Neuverteilung der wirtschaftlich nutzbaren Meeresressourcen beigetragen.

Als Staat mit einer kurzen Küste konnte die Bundesrepublik Deutschland infolge des neuen Seerechts ihre Ressourcenbasis im Meer nicht nennenswert vergrößern. Im Gegenteil, gemessen am Aktivitätsniveau der meereswirtschaftlich-orientierten Branchen, haben sich ihre Zugangsmöglichkeiten zu Meeresressourcen eher verringert. Ihrer Fischereiflotte werden heute vielfach Fanggründe verwehrt, in denen sie früher fischen durfte. Die Beteiligung deutscher Unternehmen an der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen im Festlandsockel ist hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Der deutschen Meerestechnik ist es nach anfänglichen Erfolgen in den siebziger Jahren nicht gelungen, ihren Weltmarktanteil zu erhöhen, obwohl die Bundesrepublik Deutschland allgemein als günstiger Standort für Spitzentechnologien gilt.

Angesichts der weltweit zunehmenden gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Meeresnutzung, insbesondere im Bereich des Meeresbergbaus, ist die deutsche Meereswirtschaft auf die Zusammenarbeit mit ressourcenreichen Ländern angewiesen. Dazu zählen in erster Linie die europäischen Nachbarländer, vor allem die Länder der Europäischen Gemeinschaft (EG) und Norwegen. Deutsche Unternehmen haben an der Ausbeutung von Kohlenwasserstoffvorkommen in den Seegebieten dieser Länder bisher in weitaus geringerem Maße als die anderer Staaten teilgenommen. Begründet wird dies häufig damit, daß es protektionistische Ten-

denzen gebe, die in den rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen für die Meeresnutzung zum Ausdruck kommen.

Eine Diskriminierung deutscher Unternehmen in den Seegebieten der EG-Küstenländer hätte unerwünschte juristische und ökonomische Folgen. Sie würde sich als integrationshemmend auswirken, weil sie der Errichtung eines europäischen Binnenmarkts für meeres technische Erzeugnisse und Dienste entgegensteht. Außerdem zieht Protektionismus Allokationsverzerrungen nach sich, die letztlich mit einer Wohlstandsminderung aller Länder einhergehen.

Wäre eine derartige Diskriminierung nachweisbar und wäre das EG-Recht nicht nur auf dem Festland, sondern auch in den relevanten Meeresgebieten anwendbar, so würde damit gleichzeitig eine Verletzung der Römischen Verträge aufgezeigt. Hätte das EG-Recht dort Gültigkeit, so stünde der Bundesrepublik der rechtliche Weg offen, um für deutsche Unternehmen Chancengleichheit in den Meeresgebieten der EG-Länder herzustellen.

Diskriminierungen können aber auch Formen annehmen, die juristisch nicht erfaßbar sind. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn die Vergabe von Zugangsrechten zu Kohlenwasserstoffvorkommen im Festlandssockel nicht unter Wettbewerbsbedingungen, sondern politisch erfolgt. Das politische Auswahlsystem eröffnet nämlich den zuständigen Behörden einen breiten Ermessensspielraum, der unter anderem für die Durchsetzung einer protektionistischen Politik mißbraucht werden kann. In der Regel dürfte es sehr schwer sein, hier juristisch relevante Beweise für einen Verstoß gegen das EG-Recht zu finden. Daß eine politische Auswahl von Unternehmen grundsätzlich zu einer Einschränkung des Wettbewerbs führt, ist aus ökonomischer Sicht unbestritten.

In der vorliegenden Studie wird der Versuch unternommen, die einzelnen Regelungen, die das Regime für die Meeresnutzung in den Seegebieten der EG-Länder und Norwegens ausmachen, im Hinblick auf ihre potentiellen Rückwirkungen auf die deutsche Meereswirtschaft aus ökonomischer und juristischer Sicht zu analysieren. Die Untersuchung konzentriert sich auf die Nutzung von Kohlenwasserstoffvorkommen und Fischbeständen, weil ihnen beim gegenwärtig erreichten Stand des technischen Wissens die größte gesamtwirtschaftliche Bedeutung zukommt.

Bislang liegen nur wenig Kenntnisse über diese Rahmenbedingungen vor; die einschlägige Literatur gibt nur sehr lückenhaft Auskunft über

einzelne Regelungen in bestimmten Ländern. Deshalb muß der Ausgangspunkt für die Untersuchung eine umfassende Bestandsaufnahme der nationalen Zugangs- und Nutzungsregelungen sein. Da es eine Quelle, die die relevanten Gesetzestexte und administrativen Verordnungen in einer europäischen Sprache enthält, nicht gibt - auch die Kommission der EG verfügt hierüber nicht -, waren umfangreiche Recherchen im In- und Ausland und - im Erfolgsfall - die Auswertung einer hohen Zahl nationaler Regelungen in der jeweiligen Landessprache erforderlich. Als besonders schwierig hat sich die Beschaffung von Informationen über die Verwaltungspraxis erwiesen, die überwiegend ungeschriebenen Gesetzen folgt.

Zuerst wird in Kapitel II dargelegt, welches Recht in den einzelnen Meeresgebieten, die im Zug der neueren Seerechtsentwicklung entstanden sind, gegenwärtig nach internationalen Übereinkommen anerkannt wird und welche Problembereiche noch fortbestehen. Dabei geht es auch um die Frage der Anwendbarkeit des EG-Rechts auf dem Festlandssockel der EG-Länder. Dem folgt eine Übersicht über die im Untersuchungsgebiet vorhandenen lebenden und nichtlebenden Ressourcen sowie ihre Nutzungsmöglichkeiten (Kapitel III). Kapitel IV vermittelt ein Bild der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Meerestechnischen Industrie für die Bundesrepublik Deutschland.

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt in Kapitel V, in dem zunächst die Rahmenbedingungen der Meeresnutzung in den EG-Ländern und Norwegen dargestellt werden. Anschließend werden diese Regelungen aus juristischer und ökonomischer Sicht analysiert und bewertet. Im letzten Kapitel der Arbeit erfolgt eine Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse, die als Grundlage für die Ableitung von Empfehlungen für eine kohärente Meereswirtschaftspolitik dient.

II. Juristischer Ordnungsrahmen für die von den EG-Ländern beanspruchten Meereszonen und Meeresbodenzonen

1. Meereszonen und Meeresbodenzonen nach allgemeinem Völkerrecht

Die mit Wasser bedeckte Fläche der Erde stellt - physisch betrachtet - eine räumliche Einheit dar. Diese Einheit wurde von den vielfältigen Formen der Meeresnutzung, die sich im Verlauf der Geschichte entwickelt haben, zunächst nicht in Frage gestellt. Mit zunehmender Knappheit der lebenden und nichtlebenden Ressourcen des Meeres entstand indes ein rechtlich-institutioneller Rahmen, bei dem der Einheitscharakter des marinen Raumes zugunsten von Teilgebieten, die jeweils besonderen Reglementierungen unterliegen, allmählich aufgegeben wurde.

Von der Küste aus gesehen, unterschied das Völkerrecht bis zur dritten Seerechtskonferenz der Vereinten Nationen (UN) folgende Meereszonen:

- die maritimen Eigengewässer,
- das Küstenmeer,
- die Anschlußzone und
- die Hohe See.

Darüber hinaus wurden von einigen Küstenstaaten verschiedentlich funktionale Meereszonen beansprucht, in denen sie bestimmte Rechtsetzungs- und Durchsetzungsbefugnisse ausüben und die möglichen Nutzungen kontrollieren konnten. Derartige Ansprüche wurden zum Zweck des Umweltschutzes, des Fischbestandschutzes und der militärischen Sicherheit erhoben. Ferner hatte das Konzept der ausschließlichen Wirtschaftszone, das inzwischen Bestandteil des Völkergewohnheitsrechts geworden ist [Wolfrum, 1987; Bernhardt, 1984, S. 213 ff.], in der Form Anerkennung gefunden, in der es schließlich in die Seerechtskonvention von 1982 (bislang nicht in Kraft) aufgenommen wurde.

Hinsichtlich des Meeresbodens sind nach geltendem Seerecht

- der Meeresboden unterhalb der maritimen Eigengewässer sowie des Küstenmeers,
- der Festlandssockel sowie
- der internationale Meeresboden der Tiefsee, d.h. der Meeresboden unter der Hohen See, außerhalb der Anschlußzone und der Wirtschaftszone

zu unterscheiden. Fischerei-, Umweltschutz- und ausschließliche Wirtschaftszonen werden von den Küstenstaaten erst neuerdings beansprucht. Hierin spiegelt sich eine Abkehr vom territorialitätsbezogenen Denken wider, das früher zur Bildung der Küstenmeere geführt hat.¹

Zu den *maritimen Eigengewässern* zählen alle Salz- und Frischwassergebiete, die zwischen dem Festland und der Basislinie² des Küstenmeers liegen. Dazu gehören in erster Linie Häfen, Flußmündungen, das Wattenmeer, Buchten und Fjorde. Die maritimen Eigengewässer sind Teil des küstenstaatlichen Staatsgebiets. Das gleiche gilt für das Küstenmeer, einschließlich dessen Luftraum und Meeresboden. Die landwärtige Grenze des Küstenmeers bildet die Basislinie [vgl. dazu u. a. Wolfrum, 1986]. Nach der Seerechtskonvention von 1982 darf die seewärtige Ausdehnung des *Küstenmeers* zwölf Seemeilen (sm) nicht überschreiten. Die Praxis der Staaten ist uneinheitlich. Tabelle 1 gibt Auskunft über die von den Mitgliedsländern der EG und Norwegen beanspruchte Küstenmeerbreite. Die Souveränität des Küstenstaats erstreckt sich auf die Gewässer des Küstenmeers, den darunter liegenden Meeresboden und den darüber liegenden Luftraum. Sie wird durch das Recht auf freie Durchfahrt für gebietsfremde Schiffe eingeschränkt, ein gewohnheitsrechtliches Prinzip, das in die Seerechtsübereinkommen von 1958 und 1982 aufgenommen wurde.

Benachbarte Staaten grenzen ihre maritimen Eigengewässer und Küstenmeere nach der Mittellinie oder auf der Grundlage von bilateralen Abkommen ab. Kommt eine Einigung nicht zustande, so ist eine einseitige Grenzziehung, die über die Mittellinie hinausgeht, ausgeschlossen.

Schon während der Pax Britannica, vor dem Zweiten Weltkrieg, haben einzelne Staaten spezielle *Fischereischutzzonen* beansprucht [vgl. dazu Rojahn, 1972, S. 145; O'Connell, Shearer, 1982, S. 513 ff.]. Derartige Zonen haben sich jedoch erst nach dem Zweiten Weltkrieg allgemein durchgesetzt. Ausgangspunkt war die Proklamation des amerikanischen Präsidenten Truman "On Policy of the United States with Respect to

¹ Beauchamp [1986, S. 611 ff.] spricht von "spatial" und "functional zones".

² Die Basislinie bestimmt sich nach der Niedrigwasserlinie (normale Basislinie), es können aber auch bestimmte Punkte durch gerade Linien verbunden werden (gerade Basislinie). Die meisten Staaten, so auch die Bundesrepublik, verwenden ein gemischtes System.

Tabelle 1 - Beanspruchte Küstenmeerbreite in den EG-Ländern und Norwegen 1988 (sm)

	Ostsee	Nordatlantik/ Nordsee	Mittelmeer
Belgien	-	12	-
Bundesrepublik	3	3(a)	-
Dänemark	3	3	-
Frankreich	-	12	12
Griechenland	-	-	6
Irland	-	12	-
Italien	-	-	12
Niederlande	-	12	-
Portugal	-	12	-
Spanien	-	12	12
Vereinigtes Königreich	-	12	-
Norwegen	-	4	-

(a) Teilweise erweitert.

Quelle: UN [1988].

Coastal Fisheries in Certain Areas of the High Seas" vom 28. September 1945. Mit ihr nahmen die Vereinigten Staaten Fischereischutzzonen für sich in Anspruch. Eine Reihe von lateinamerikanischen Staaten folgte dem amerikanischen Beispiel; allerdings variierten Ausmaß und Struktur der von ihnen eingerichteten Fischereizonen. Anders als das Festlandsockelkonzept fand das Konzept der Fischereizone auf der ersten und zweiten Seerechtskonferenz keine Mehrheit. Die Zahl weiterer Proklamationen nahm in den folgenden Jahren aber dennoch zu (Island, Norwegen, Dänemark für Grönland und Färöer). Im europäischen Raum wurde dieser Trend 1964 durch den Abschluß der Europäischen Fischereikonvention konsolidiert [BGBl., 1969, Teil II, S. 1897; vgl. dazu O'Connell, Shearer, 1982, S. 543 ff.]. Die Konvention räumte den Küstenstaaten für den Bereich des Nordatlantik und der Nordsee in einer 6 sm-Zone das ausschließliche Recht zu fischen und die ausschließliche Hoheitsgewalt in Fischereianglegenheiten (Art. 2) ein. Danach sind von den EG-Ländern 12 sm-Fischereizonen¹ erklärt worden, die inzwischen auf 200 sm erweitert wurden. Nach Angaben der Food and Agricultural Organization der Vereinten Nationen (FAO) [ILM, Vol. 8, 1969, S. 516 ff.] hatten im Jahr

¹ Für die beanspruchten Fischereizonen vgl. Tabelle 2.

1969 bereits 31 Staaten 12 sm-Fischereizonen erklärt, so daß dieses Konzept vom Internationalen Gerichtshof (IGH) in den "fisheries jurisdiction cases" als Bestandteil geltenden Völkergewohnheitsrechts qualifiziert werden konnte [ICJ, 1974, S. 3 ff.]. Mit der Erklärung einer Fischereischutzzone nimmt der Küstenstaat die Nutzung und Verwaltung der entsprechenden Fischbestände als ausschließliches Recht für sich in Anspruch.

Die Fischereipolitik der Mitgliedstaaten der EG unterliegt unterdessen dem Gemeinschaftsrecht. Genaugenommen ist die Zuständigkeit für die Regelung der Nutzung von Fischressourcen im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone an die EG übertragen worden. Die Küstenstaaten sind immer noch für Fischereiaktivitäten in den maritimen Eigen-gewässern und im Küstenmeer zuständig.

Bereits 1967 forderte die EG-Kommission, daß die nationale Fischereigesetzgebung harmonisiert und daß eine gemeinsame Fischereipolitik entwickelt werden müsse, die die nationalen Erhaltungs- und Kontrollsysteme verdrängen solle. Diese Forderungen gingen in die Verordnung (VO) des Rates Nr. 2140/70 vom 20. Oktober 1970 über die Errichtung einer Gemeinsamen Strukturpolitik für die Fischereiindustrie ein. Die Erweiterung der Gemeinschaften im Jahr 1972 erbrachte weitere Konsequenzen für die Fischereipolitik der EG, vor allem aber für das nationale Recht einzelner Mitgliedstaaten. Im Jahr 1977 entschied der Europäische Gerichtshof (EuGH), daß die VO 101/76 (Bestätigung der älteren Verordnung 2140/70) auf alle Gewässer anwendbar sei, die von der nationalen Fischereigesetzgebung erfaßt werden, und nicht nur auf jene, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung dieser Gesetzgebung unterlagen. Er erklärte daher die irische Fischereiverordnung für die Irische See für unvereinbar mit dem Vertrag der Europäischen Wirtschafts-gemeinschaft (EWGV), da sie de facto eine Diskriminierung der Staatsbürger anderer Mitgliedstaaten bewirke.¹

Des weiteren erhob die Kommission Klage gegen das Vereinigte Königreich gemäß Art. 169 EWGV im Zusammenhang mit der Einführung von Netz-Mindestmaschengrößen und anderen Schutzmaßnahmen.² Im Jahr

¹ Kommission gegen Irland, Nr. 61/1977 [CMLR, Vol. 2, 1978]; vgl. EuGH [Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 ff.].

² EuGH [Rs. 141/78 (Seefischerei), Slg. 1979, S. 2923 ff.; Rs. 32/79 (Seefischerei-Erhaltungsmaßnahmen), Slg. 1980, S. 2403 ff.].

1976 billigte der Rat die gemeinsame Erklärung einer 200 sm-Fischereischutzzone, die am 1. Januar 1977 in Kraft trat. Grundlage der gegenwärtigen Fischereipolitik der EG bildet die VO 170/83 vom 25.01.1983 [ABl., L 24/1983, S. 1 ff.] zur Einführung einer Gemeinschaftlichen Regelung für die Erhaltung und Bewirtschaftung der Fischereiresourcen. Sie wird ergänzt durch Verordnungen über technische Maßnahmen zur Erhaltung der Fischbestände und zur Festlegung der zulässigen Gesamtfangmengen, der Quoten sowie der Fangbedingungen.¹ Durch diese Regelungen wird eine EG-Meereszone geschaffen, zu der die Mitgliedstaaten grundsätzlich freien Zugang haben. Eingeschränkt wird der freie Zugang durch küstenstaatliche Vorbehaltszonen, die vorübergehend eingerichtet werden dürfen.

Die mangelnde Wirksamkeit internationaler Maßnahmen zur Verhütung und Bekämpfung der Meeresverschmutzung hat einzelne Staaten zu Beginn der 70er Jahre dazu veranlaßt, auch zum Zweck des *Umweltschutzes* Hoheitsrechte im küstennahen Meer zu beanspruchen [vgl. dazu Wolfrum, 1975, S. 201 ff.]. Dieser Trend hat sich nicht fortgesetzt. Er ist in dem Konzept der ausschließlichen Wirtschaftszone aufgegangen.

Der entscheidende Impuls für die Entwicklung des *Wirtschaftszonenkonzepts* geht auf die Praxis einiger lateinamerikanischer Staaten zurück, die wiederum durch die bereits angesprochene Truman-Proklamation ausgelöst wurde.² Auch dieses Konzept fand zunächst keine Billigung auf der ersten und zweiten Seerechtskonferenz der Vereinten Nationen, wurde aber auf der dritten Seerechtskonferenz sehr früh akzeptiert. Die Vorlage des ersten Verhandlungstextes der dritten Konferenz im Mai 1975 führte zu einer deutlichen Zunahme von nationalen Wirtschaftszonenerklärungen im Zeitraum 1976-1979 (insgesamt 59). Nahezu drei Viertel der gegenwärtig existierenden Wirtschaftszonen wurden in dieser Zeit eingerichtet [vgl. dazu Smith, 1986, S. 5 f.]. Es ist davon auszugehen, daß - wenn auch die Seerechtskonvention bislang nicht in Kraft getreten ist - dieses Konzept bereits einen Bestandteil geltenden Völkerrechts darstellt (vgl. dazu Anhang A).

¹ VO 171/83 [ABl., L 24/1983, S. 14]; VO 172/83 [ABl., L 24/1983, S. 30].

² Vgl. hierzu O'Connell, Shearer [1982, S. 552 ff.]; Gündling [1983, S. 31 ff.]; Hjertson [1973, S. 22 f.].

In der Wirtschaftszone übt der Küstenstaat souveräne Rechte zum Zweck der Exploration und Ausbeutung, zum Schutz und zur Verwaltung der natürlichen lebenden und nichtlebenden Ressourcen des Meeresbodens, des Meeresuntergrunds und der Wassersäule aus. Diese Befugnisse erfassen auch die Produktion von Energie aus Wasser, Wind und Strömung. Der Verwendung des Begriffs "souveräne Rechte"¹ kommt hier eine besondere Bedeutung zu, denn er knüpft bewußt an die Formulierung der Genfer Konvention über den Festlandsockel von 1958 [UNTS, 1964b, S. 311] an. Diese besagt, daß die Küstenstaaten in der Wirtschaftszone keine volle Souveränität im Sinn von Gebietshoheit ausüben. Vielmehr stehen ihnen nur einzelne Hoheitsrechte zu einem bestimmten Zweck zu [Gündling et al., 1983, S. 119], d.h. funktional begrenzte Hoheitsrechte. Der Zweck dieser funktionalen Hoheitsrechte ist die wirtschaftliche Erforschung und Ausbeutung sowie die Verwaltung aller natürlichen Ressourcen. Insoweit üben die Küstenstaaten alle Legislativ- und Durchsetzungskompetenzen über die Erforschung, Erhaltung und Nutzung der lebenden und nichtlebenden Ressourcen aus. Diese Hoheitsrechte sind ausschließlich: In dem Bereich der Wirtschaftszone hat kein anderer Staat das Recht, neben oder statt des Küstenstaats tätig zu werden, solange nicht eine Genehmigung des letzteren vorliegt. Auch wenn das Wirtschaftszonenkonzept, wie es sich in der völkerrechtlichen Praxis herausgebildet hat, nur Erforschung, Ausbeutung und Verwaltung der natürlichen Ressourcen unmittelbar erfaßt, eröffnet es den Küstenstaaten außerdem die Befugnis, zumindest mittelbar, die Errichtung von Offshore-Einrichtungen zu reglementieren, da es sich hierbei um Maßnahmen zur Erforschung und Ausbeutung von Ressourcen handelt. Einschlägige Regelungen (vgl. Art. 60 EWGV), die der allgemein geübten Staatenpraxis [vgl. dazu Wolfrum, 1987] entsprechen, sind in der Seerechtskonvention enthalten. Diese Kompetenz der Küstenstaaten eröffnet ihnen neben der unmittelbaren wirtschaftlichen Nutzung der Wirtschaftszone weitere wirtschaftlich relevante Befugnisse.

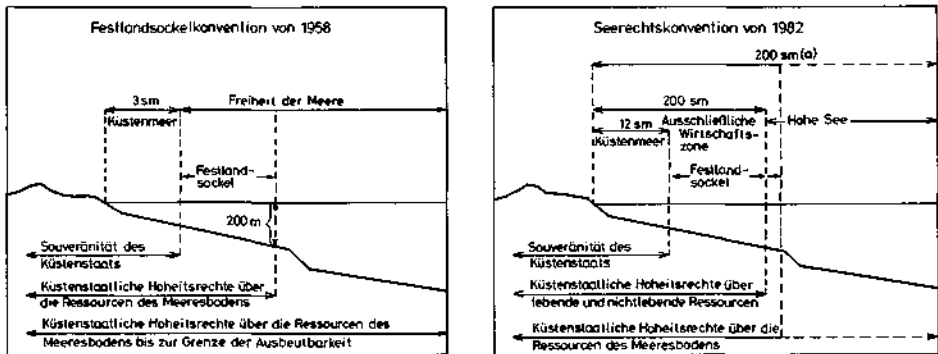
Die seewärtige Ausdehnung der ausschließlichen Wirtschaftszonen beträgt 200 sm, gemessen von der Basislinie des jeweiligen Küstenmeers. Die Grenzziehung zwischen benachbarten bzw. gegenüberliegenden Staa-

¹ Kritisch zur Verwendung dieses Begriffs äußert sich Quénenedec [1975, S. 321 ff.].

ten erfolgt auf der Basis völkerrechtlicher Übereinkommen, wobei diese dem Ziel dienen sollen, eine billige ("equitable") Lösung herbeizuführen. Notfalls können die Staaten diese Konflikte über internationale Streit-schlichtungsverfahren lösen.

Das Festlandsockelregime ist heute ein anerkannter Bestandteil des geltenden Völkergewohnheitsrechts. Vertraglich ist es im Genfer Überein- kommen über den Festlandsockel von 1958 [UNTS, 1964b, S. 311 ff.] und in der Seerechtskonvention fixiert (Schaubild 1). Das Festland- sockelregime will dem Küstenstaat Hoheitsrechte über die Ressourcen des küstennahen Meeresbodens einräumen. Als Ausgangspunkt der entspre- chenden völkerrechtlichen Entwicklung ist die Truman-Proklamation vom 20. September 1945 anzusehen, auf deren Basis sich in verhältnismäßig kurzer Zeit eine Staatenpraxis entwickelte [vgl. dazu vor allem Rüter, 1977; Klemm, 1976, S. 18 ff.]. Die Grundprinzipien des Festlandsockel-

Schaubild 1 - Küstenstaatliche Hoheitsgebiete im Meer nach der Festland- sockelkonvention von 1958 und der Seerechtskonvention von 1982



regimes sind in Art. 2 der Festlandsockelkonvention von 1958 enthalten. Das Regime räumt den Küstenstaaten souveräne Rechte zum Zweck der Erforschung des Festlandsockels und der Ausbeutung seiner natürlichen Ressourcen ein. Ebenso wie das Wirtschaftszonenregime erweitert das Festlandsockelkonzept nicht den territorialen Hoheitsbereich der Küstenstaaten, sondern diesem werden nur einzelne, funktional begrenzte Hoheitsrechte zuerkannt, die allerdings sämtliche Möglichkeiten der wirtschaftlichen Nutzung erfassen. Diese Rechte der Küstenstaaten sind ausschließlich, ein wirtschaftliches Tätigwerden in fremden Festlandsockelbereichen setzt die Genehmigung der betreffenden Küstenstaaten voraus.

Die Frage der gebietsrechtlichen Qualifikation des Festlandsockels ist nicht unumstritten. Verschiedene Gesichtspunkte könnten dafür herangezogen werden, um den Festlandsockel dem Staatsgebiet gleichzustellen. So hat der Internationale Gerichtshof (IGH) in seiner Entscheidung über die Aufteilung des Festlandsockels im Nordseegebiet (North Sea Continental Shelf Cases) darauf hingewiesen, daß der Festlandsockel eines Staates "a natural prolongation of its land territory" darstelle und daß die küstenstaatlichen Rechte "ipso facto and ab initio, by virtue of its sovereignty over its land" [ICJ, 1969, S. 22] existierten. Das heißt, der IGH hat eine Verbindung zwischen den küstenstaatlichen Rechten am Festlandsockel und der Gebietshoheit hergestellt, wobei die Begriffe "Souveränität" und "souveräne Rechte" gleichgesetzt werden. Dennoch ist nicht von einer Einbindung des Festlandsockels in das Staatsgebiet auszugehen; dagegen spricht die funktionale Begrenzung der küstenstaatlichen Rechte.¹ Der einzig relevante rechtliche Unterschied zwischen Festlandsockel und Wirtschaftszone liegt darin, daß ersterer den Küstenstaaten automatisch zufällt, während die Wirtschaftszone durch einseitige Erklärung erworben wird.

Problematisch ist die seewärtige Begrenzung des Festlandsockels [vgl. dazu McMillan, 1985, S. 148; Iatropoulos, 1985, S. 697]. Da Art. 1 der Festlandsockelkonvention von 1958 auch an die technische Ausbeutbarkeit des Festlandsockels jenseits der Tiefenlinie von 200 m anknüpft, ist die seewärtige Grenze des Festlandsockelregimes nach diesem Kriterium letztlich vom Stand der Meerestechnik abhängig.

¹ So auch der IGH im Aegean Sea Continental Shelf Case [ICJ, 1978, S. 36].

Die Seerechtskonvention von 1982 sieht hingegen eine präzisere Abgrenzung vor: Die Festlandssockelzone darf nicht über die 200 sm-Linie als Grenze für die küstenstaatliche Alleinverfügung über Exploration und Ausbeutung von Ressourcen im Festlandssockel hinausgehen. Nur in Fällen besonders geregelter geomorphologischer Ausnahmen darf die äußere Festlandssockelgrenze bis zu 350 sm von der Basislinie oder 100 sm von der 2500 m-Tiefenlinie entfernt sein.

Bezüglich der Grenzziehung zwischen benachbarten Staaten ändert die Seerechtskonvention von 1982 nur wenig am bisherigen Verfahren. Nach wie vor gilt, daß der Grenzverlauf im Rahmen bilateraler Abkommen zwischen den beteiligten Staaten zu bestimmen ist. Stärker betont als bisher ist die Forderung nach einer "billigen Lösung".

Die Seerechtskonvention hat mit dieser Formel (Art. 83) letztlich darauf verzichtet, juristisch faßbare Kriterien für die Abgrenzung benachbarter oder gegenüberliegender Festlandssockelbereiche zu entwickeln. In der Praxis wird dies dazu führen, daß in zunehmendem Umfang die Hilfe internationaler Streitschlichtungsinstanzen in Anspruch genommen wird. Aus jüngerer Zeit sind für den hier behandelten Seebereich zu nennen:

- das Urteil des IGH vom 20.02.1969 über die Grenzziehung in der Nordsee zwischen Dänemark und den Niederlanden einerseits und der Bundesrepublik andererseits [ICJ, 1969, S. 8 ff.];
- das Urteil des IGH vom 24.02.1982 im Fall Tunesien/Libyen [ICJ, 1982, S. 117 ff.] und
- der Fall Libyen/Malta [ILM, Bd. 24, 1985, S. 1189 ff.];
- der Schiedsspruch vom 30.06.1977 über die Grenzziehung zwischen Frankreich und dem Vereinigten Königreich [ILM, Bd. 18, 1979, S. 43 ff.];
- die einvernehmliche Lösung zwischen Island und Norwegen für "Jan Mayen" sowie in der Ostsee für Gotland zwischen Schweden und der Sowjetunion;
- die vorläufige Regelung der Grenzziehung zwischen der Sowjetunion und Norwegen in der Barentsee;
- das Fehlen einer Regelung in bezug auf die Festlandssockelgrenzen der griechischen Inseln vor der türkischen Küste.

Weitere Grenzkonflikte bestehen zwischen der Bundesrepublik und den Niederlanden (in der Emsmündung), zwischen Schweden und Däne-

mark (im Sund), zwischen Island und dem Vereinigtem Königreich (Insel Rockall), zwischen Belgien und den Niederlanden und zwischen Italien und Malta.

Das Interesse an erdgas- und erdöhlhöffigen Gebieten der Nordsee hat bisher zu einer Aufteilung des Festlandssockels zwischen dem Vereinigten Königreich, Dänemark, der Bundesrepublik, Norwegen und den Niederlanden geführt. Weitere Grenzen sind zwischen Frankreich, den Niederlanden, Spanien und Portugal gezogen worden.¹

In der Ostsee und im Mittelmeer sieht die Rechtslage indes ganz anders aus. Abgrenzungsprobleme konkreter Natur bestehen zwischen Dänemark und Schweden, auch die Grenzziehung zwischen Dänemark und der Bundesrepublik ist bislang nicht erfolgt. Zwischen Schweden und der Sowjetunion ist dagegen eine Einigung erfolgt über das Seegebiet östlich von Gotland.

Am schwierigsten jedoch stellt sich die Situation im Mittelmeer dar. Die Verzonung des Mittelmeers wird zu Recht als das komplizierteste und diplomatisch sensibelste Vorhaben in der Geschichte der See eingestuft: Es sind 18 Staaten direkt daran beteiligt, die unter ethnischen, religiösen, kulturellen und nicht zuletzt auch wirtschaftlichen und politischen Gesichtspunkten höchst heterogen sind. Nicht weniger als 31 bilaterale Abkommen zwischen den 18 Mittelmeeranrainern sind erforderlich, um die Grenzen der einzelnen Festlandssockelzonen festzulegen (Schaubild 2).

Bisher ist es nur in fünf Fällen zu bilateralen Abkommen gekommen; in einem weiteren Fall wurde nur eine partielle Lösung zustande gebracht. Es handelt sich dabei um die Abgrenzung des italienischen Festlandssockels gegenüber den Ansprüchen der Nachbarstaaten. So hat Italien zwei Abkommen mit Jugoslawien abgeschlossen und ratifiziert.² Auch mit Tunesien³, Spanien⁴ und Griechenland⁵ hat Italien seine Gren-

¹ Die jüngste Festlegung der niederländischen Basislinie dürfte sich nur geringfügig auf die bestehende Aufteilung der Nordsee auswirken.

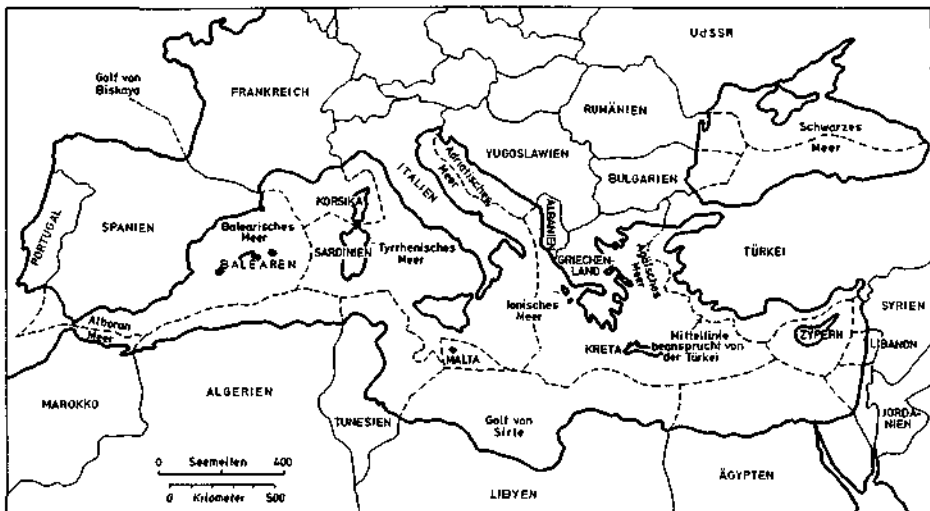
² Das erste Abkommen wurde am 08.01.1969 unterzeichnet und am 21.01.1970 ratifiziert; das zweite, auch "Osimo-Abkommen" genannt, wurde am 10.11.1975 unterzeichnet und am 03.04.1977 ratifiziert.

³ Unterzeichnet am 20.08.1971, ratifiziert am 06.12.1978.

⁴ Unterzeichnet am 19.02.1974, ratifiziert am 16.11.1978.

⁵ Unterzeichnet am 24.05.1977, ratifiziert am 12.11.1980.

Schaubild 2 - Hypothetische Aufteilung der Festlandssockel im Mittelmeer



Quelle: Blake [1984]; Kliot [1987, S. 217, Fig. 13.1].

zen festlegen können; nur zum Teil gelang eine Einigung mit Malta.¹ Außerdem hat der IGH für die Abgrenzung der Festlandssockel zwischen Libyen und Tunesien² sowie zwischen Libyen und Malta die völkerrechtlichen Grenzziehungsregeln festgelegt.

Damit stehen noch 26 Abkommen oder Urteile aus, - insbesondere im erdöhlöffigen Gebiet zwischen Tunesien, Libyen, Malta und Italien sowie im nördlichen Ägäischen Meer - um die vollständige Parzellierung des Mittelmeerraums zu erreichen. Ergänzend ist noch in 14 Fällen der genaue Verlauf des Küstenmeers zu bestimmen.

¹ Austausch von zwei "notes verbales" am 31.12.1965 und am 29.05.1970.

² Case concerning the Continental Shelf (Libyan Arab Jamahiriya/Malta (1985)) [ILM, Bd. 24, 1985, S. 1189 ff.].

2. Die Anwendung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf die Nutzung des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone

a. Vorbemerkung

Nachdem im vorherigen Teilabschnitt die internationalen und nationalen Verfügungsrechte der einzelnen Staaten skizziert wurden, soll im folgenden die Frage beantwortet werden, ob das nationale Recht der Mitgliedstaaten in bezug auf Erforschung und Nutzung des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone mit den Vorschriften der EG vereinbar sein muß, d.h., ob das Gemeinschaftsrecht Anwendung auf die Nutzung des Festlandsockels bzw. der ausschließlichen Wirtschaftszone findet.

Auszugehen ist vom EWGV. Das Ziel dieses Vertrags besteht, wie Art. 2 zu entnehmen ist, in der Wirtschaftsintegration. Die Gründungsmitglieder haben im EWGV nur zwei seerechtliche Sachbereiche geregelt. Gemäß Art. 38 Abs. 2 in Verbindung mit Annex II und Art. 43 EWGV verfügt die Gemeinschaft über die Kompetenz im Fischereibereich und gemäß Art. 84 Abs. 2 EWGV über Befugnisse im Bereich der Seeschifffahrt. Letztlich hatte das Meer also für die ursprünglichen Mitgliedstaaten nur Bedeutung für den Fischfang und die Seeschifffahrt. Die geringe Bedeutung, die anderen Formen der Meeresnutzung zuerkannt wurde, läßt sich einerseits mit den landgerichteten Interessen der sechs Gründungsmitglieder erklären. Andererseits stand bei Gründung der EWG die Schaffung eines Gemeinsamen Marktes auf dem Festland im Vordergrund [Vitzthum, 1986, S. 37]. Es ist zu berücksichtigen, daß den Mitgliedstaaten das Ausmaß der Öl- und Gasvorkommen im Festlandsockel noch nicht bekannt war und daß vor allem beim damaligen Rohölpreis (US-\$ 1,90 per Faß im Schnitt der 50er Jahre) und seiner erwarteten Entwicklung kein ökonomischer oder politischer Anlaß für die Suche nach Kohlenwasserstoffen im Meer bestand. Daher sahen sie keine Notwendigkeit, entsprechende Vorschriften in den EWGV aufzunehmen, obwohl in den Vereinigten Staaten bereits 1953 das erste Gesetz zur Regelung der wirtschaftlichen Nutzung von Offshore-Öl- und -Gas verabschiedet worden war [United States Congress, 1953], ebenfalls als Folge der Truman-Proklamation von 1945 zum Festlandsockel [Krämer, 1979, S. 9]. Der EWGV war somit ursprünglich weder Festlandsockel- noch See-bezogen.

Die nationale Inanspruchnahme des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone wurde vom Ziel und dem Aufgabenbereich des EWGV nicht berührt [Bernhard, 1980, S. 33 ff.].

Im Zuge der Wirtschafts- und Seerechtsentwicklung in den 60er Jahren wurde die Bedeutung dieser Ressourcen jedoch allmählich erkannt und weckte das Interesse der Küstenstaaten. Auch die Gemeinschaft nahm wegen der zunehmenden Abhängigkeit der EG-Mitgliedstaaten von Erdölimporten dieses Potential mit großer Aufmerksamkeit zur Kenntnis und diskutierte über eine gemeinsame Rohstoffsicherungs- und Energiepolitik.

b. Der räumliche Anwendungsbereich des Gemeinschaftsrechts

Die Nutzungsmöglichkeiten von Festlandsockel und Wirtschaftszonen und ihre Bedeutung für die Energieversorgung in den Staaten der EG warfen die Frage nach der Anwendbarkeit des EWGV auf. Diese Frage stellt sich heute insbesondere auch im Hinblick darauf, daß Anfang der 70er Jahre keine gemeinschaftliche Festlandsockelzone festgelegt wurde. Als Ergebnis des Nordsee-Festlandsockel-Streites vor dem IGH¹ entstanden nationale Festlandsockelbereiche [Jenisch, 1979, S. 239 ff.]. Eine Änderung dieser Situation ist angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung, die die Festlandsockelressourcen für einige Mitgliedstaaten unterdessen erlangt haben, in naher Zukunft sehr unwahrscheinlich [Krämer, 1978, S. 571 ff.].

Die Frage, ob die Bestimmungen des EWGV auf diese Meereszonen anwendbar sind bzw. die dort ausgeführten Tätigkeiten sachlich vom EWGV erfaßt werden, wird in der Literatur kontrovers diskutiert.² Im Mittelpunkt der Kontroverse steht der Geltungsbereich des EWGV hinsichtlich der Ressourcen auf dem Festlandsockel. Eine verbindliche Klä-

¹ North Sea Continental Shelf Cases [ICJ, 1969, S. 3 ff.].

² Brouir [1973, S. 20 ff.]; Daillier [1979, S. 417 ff.]; Dicke [1977, S. 65 ff.]; Fleischer [1971, S. 148 ff.]; Hardy [1975, S. 366 ff.]; Ipsen [1979, S. 169 ff.]; Jenisch [1979, S. 239 ff.]; Koers [1977, S. 269 ff.]; Krämer [1979, S. 9 ff.; 1978, S. 571 ff.]; van der Mensbrugghe [1969, S. 87 ff.; 1975, S. 198 ff.]; Michael [1983, S. 82 ff.]; Vitzthum [1986, S. 33 ff.]; Vignes [1973, S. 335 ff.]; Wenger [1971, S. 184 ff.]; Woodliffe [1975, S. 7 ff.].

zung dieser Frage, beispielsweise durch ein Urteil des EuGH wie im Sachbereich Fischerei [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 ff.], steht noch aus. Die Kommission gelangte allerdings in einem vom Rat erbetenen Memorandum vom 24.09.1970 zu dem Ergebnis, daß "... der Festlandsockel in bezug auf die Anwendbarkeit des EWGV den Gebieten der Unterzeichnerstaaten gleichzusetzen ist, auf denen diese Hoheitsrechte ausüben". Praktisch erstreckt sich die Anwendung dieses Prinzips auf die wirtschaftlichen Tätigkeiten, die die Erforschung und Ausbeutung der natürlichen Hilfsquellen, und namentlich der Vorkommen an Kohlenwasserstoffen, betreffen [Kom., 1972, S. 51 f.].

Inwieweit dieser unverbindlichen Erklärung der EG-Kommission zu folgen ist, ist anhand einer Auslegung von Art. 227 Abs. 1 EWGV zu prüfen. Diese Vorschrift ist der Ausgangspunkt für alle räumlich geographischen Lösungsansätze zu diesem Problem. Abgesehen von einigen Stimmen in der Literatur, die ohne weitere Untersuchung die Anwendbarkeit¹ bzw. Nichtanwendbarkeit [Fleischer, 1971, S. 148, 151] des EWGV für den Festlandsockel und die Wirtschaftszonen unterstellen, wird im allgemeinen Art. 227 Abs. 1 EWGV als Ausgangspunkt für die Beantwortung dieser Frage gewählt. Einen anderen Ansatz verfolgen Ipsen [1979, S. 181 f.] und ihm folgend Vitzthum [1986, S. 43 f.].

Art. 227 EWGV regelt den räumlichen Anwendungsbereich des EWGV. Zu diesem Zweck werden die Staaten aufgezählt, für die dieser Vertrag gilt. Aus welchen Gebieten die in Abs. 1 (in der Fassung der weiteren Beitrittsakte) genannten Staaten bestehen, ergibt sich aus dem innerstaatlichen Verfassungsrecht.² Da eine Änderung der Staatsgrenzen keine Vertragsänderung erfordert, trägt der EWGV dem völkerrechtlichen Grundsatz der beweglichen Staatsgrenzen Rechnung.

Während die entsprechenden Artikel der anderen beiden Römischen Verträge den Geltungsbereich auf die "Hoheitsgebiete" (Art. 198 Abs. 1 EAG) bzw. auf die "europäischen Gebiete" (Art. 79 Abs. 1 EGKS) beziehen, fällt auf, daß Art. 227 EWGV nur die Mitgliedstaaten namentlich benennt und nicht die Hoheitsgebiete als den räumlichen Geltungsbereich

¹ Beutler et al. [1987, S. 53]; Krämer [1978, S. 576]; Schweitzer, Hummer [1985, S. 54]; Groeben [1983, Rdnr. 33]; Dicke [1977, S. 68 ff.]; Vignes [1973, S. 337]; Woodliffe [1975, S. 10].

² Diese Regelung unterliegt bestimmten Ausnahmen und Ergänzungen, die in Art. 227 Abs. 2-5 EWGV genannt werden.

anführt. Ausgehend vom Staatsbegriff (im Sinne der Drei-Elementen-Lehre) ergibt sich indes für die Auslegung des Art. 227 Abs. 1 EWGV, daß der räumliche Geltungsbereich des Vertrags auf die Hoheitsgebiete der Mitgliedstaaten beschränkt ist. Hierzu gehören, wie bereits dargelegt, weder der Festlandsockel noch die ausschließliche Wirtschaftszone. Allerdings rechtfertigt dies noch nicht den Schluß, daß der Anwendungsbereich der EWG-Normen ausschließlich auf das Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten beschränkt ist [so aber Fleischer, 1971, S. 151]. Es gilt nämlich zu erwägen, ob und inwieweit die Anwendung des Gemeinschaftsrechts auf die wirtschaftliche Nutzung des Festlandsockels und der Wirtschaftszone durch den Integrationsprozeß selbst notwendig wird, d.h., letztlich vom Sinn und Zweck der EWG abgeleitet werden kann. Dabei wäre zudem zu berücksichtigen, daß nach Ipsen [1979, S. 199 f.] das Prinzip der Funktionsfähigkeit der Gemeinschaften das für die Auslegung des Gemeinschaftsrechts tragende Rechtsprinzip darstellt.

Sowohl das Prinzip der Funktionsfähigkeit als auch die Frage nach dem Sinn und Zweck der EWG haben sich an der zentralen Aufgabe der EWG - der Wirtschaftsintegration - zu orientieren. Daher befürworteten einige Autoren¹ eine Erweiterung des Geltungsbereichs des Gemeinschaftsrechts. Sie weisen darauf hin, daß die Ausübung nationaler Hoheitsrechte auf dem Festlandsockel und in der ausschließlichen Wirtschaftszone auf wirtschaftliche Nutzungen abzielt, daß es sich also um Tätigkeiten handelt, die, soweit sie im Hoheitsgebiet ausgeübt werden, durch den EWGV reglementiert werden. Zweifelhaft ist, ob sie mit Art. 227 Abs. 1 EWGV den adäquaten Ausgangspunkt für ihre Überlegungen gewählt haben. Der Rückschluß von der wirtschaftlichen Natur einer Nutzung von Festlandsockel und ausschließlicher Wirtschaftszone auf den räumlichen Geltungsbereich des EWGV ist nicht nur angreifbar, sondern auch überflüssig. Hier wird nämlich verkannt, daß das Europäische Gemeinschaftsrecht nicht primär räumlich, sondern sachgebietsorientiert ist. Demgemäß ist die Frage nach der Anwendung des EWGV auf die wirtschaftliche Nutzung von Festlandsockel und ausschließlicher Wirtschaftszone nicht von

¹ Hardy [1975, S. 336 ff.]; Brouir [1973, S. 20, 30 f.]; Maestripiéri [1973, S. 150, 161 f.]; van der Mensbrugge [1969, S. 131, 141 f.]; Michael [1983, S. 82, 86]; Peyroux [1973, S. 46, 55 f.]; Woodliffe [1975, S. 8 f.].

dem räumlich-geographischen Geltungsbereich gemäß Art. 227 Abs. 1 EWGV abhängig [Ipsen, 1979, S. 180; Vitzthum, 1986, S. 43].

c. Die extra-territoriale Anwendung des Gemeinschaftsrechts

Obwohl das Gemeinschaftsrecht keinen territorialen Bezug kennt, enthält der EWG-Vertrag eine Reihe von Vorschriften, die extra-territoriale Anwendung finden sollen, und zwar über den in Art. 227 Abs. 1 EWGV umschriebenen räumlichen Bereich hinaus. Ein Beispiel dafür findet sich in Art. 82 Abs. 1 EWGV, der dem Rat die Kompetenz verleiht, geeignete Vorschriften für die Seeschifffahrt und Luftfahrt zu erlassen. In der Fischereipolitik gibt es ebenfalls Regelungen, die in ihrem Geltungsbereich nicht auf das Territorium der Mitgliedstaaten begrenzt sind. Nach Art. 102 der Beitrittsakte [ABl., L 73/1972, S. 14] wird die Gemeinschaft ermächtigt, Fischereiregelungen zu treffen, um den Schutz der Fischbestände und der biologischen Schätze des Meeres zu sichern.

Diese Kompetenz wurde durch den Erlaß der VO 2140/70 und VO 2141/70 des Rates vom 20. Oktober 1970 [ABl., L 236/1970, S. 1, 5] sowie durch VO 100/76 und VO 101/76 des Rates vom 19. Januar 1976 [ABl., L 20/1976, S. 1, 19] ausgefüllt. Die VO 802/68 des Rates vom 27. Juni 1968 [ABl., L 148/1968, S. 1]¹ über die gemeinsame Begriffsbestimmung für den Warenursprung befaßt sich beispielsweise mit der Seefischerei und mit Erzeugnissen des Meeresbodens, also mit Sachverhalten außerhalb der Hoheitsgebiete der Mitgliedstaaten. Ein weiterer Beleg für die extra-territoriale Wirkung des Gemeinschaftsrechts ist Art. 18 des Protokolls der Europäischen Investitionsbank [BGBl., 1957, Teil II, S. 964]. Demnach kann die Bank Kredite für Projekte außerhalb des Territoriums der Gemeinschaft vergeben.

Ferner bestätigen Entscheidungen des EuGH, daß dem EG-Recht extra-territoriale Wirkung zukommen kann. In der Resolution 167/73 (Kommission/Frankreich) [EuGH, Rs. 167/73, Slg. 1974, S. 359, 372] entschied der EuGH, daß Art. 48 EWGV trotz des Wortlauts auch auf Mannschaften von in Mitgliedstaaten registrierten Schiffen Anwendung

¹ Geändert durch VO 1318/71 [ABl., 139/1971, S. 6].

findet und somit auch außerhalb des gemeinschaftlichen Hoheitsgebiets zu gelten habe.

In einer Rechtssache aus dem Jahr 1974 [EuGH, Rs. 36/74 (Walrave), Slg. 1974, S. 1405 f.] hatte der EuGH der Frage nachzugehen, ob das Gemeinschaftsrecht auch für eine diskriminierende Regelung eines weltweit tätigen Sportverbands mit Sitz in einem Drittland seine Geltung hat. Die Richter entschieden, daß das Diskriminierungsverbot für sämtliche Rechtsbeziehungen Anwendung findet, die aufgrund des Orts, an dem sie ihren Ursprung haben oder an dem sie ihre Wirkung entfalten, einen räumlichen Bezug zum Gebiet der Gemeinschaft aufweisen. Es wird also nicht vorausgesetzt, daß der jeweilige Sachverhalt im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats erfüllt wird.

Wesentlich deutlicher, weil ein sensibler Bereich des Wirtschaftsrechts davon betroffen ist, vollzog sich die Loslösung von der Vorstellung eines räumlich-geographischen Geltungsbereichs der EWG-Normen bei den Wettbewerbsregeln der Art. 85 ff. EWGV. Gemäß Art. 85 Abs. 1 EWGV sind alle Vereinbarungen zwischen Unternehmen, Beschlüsse von Unternehmensvereinigungen und aufeinander abgestimmte Verhaltensweisen verboten und mit dem Gemeinsamen Markt unvereinbar, die den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen geeignet sind und eine Verhinderung, Einschränkung oder Verfälschung des Wettbewerbs bezwecken oder bewirken. Während früher maßgeblich war, ob die Unternehmen, die für derartige Wettbewerbsverzerrungen verantwortlich waren, ihren Sitz inner- und außerhalb der Gemeinschaft hatten, war für die Kommission entscheidend, ob sich dieses Verhalten der Unternehmen auf den Gemeinsamen Markt auswirkte. Aufgrund dieses sogenannten Auswirkungsprinzips ergingen mehrere Entscheidungen der Kommission.¹ Seit der "Farbstoffentscheidung" vom 24.07.1969 (69/243/EWG) [ABl., L 195/1969] wandte die Kommission dieses Prinzip auch bei Bußgeldentscheidungen² gegen Unternehmen mit Sitz in Drittländern an. In den

¹ Z.B. Entscheidung vom 11.03.1964 (64/233/EWG) (Crostitlex-Fillistorf), [ABl., Nr. 58/1964, S. 915]; Entscheidung vom 30.07.1964 (64/502/EWG) (Nicolas-Vitapro) [ABl., Nr. 136/1964, S. 2287].

² Vgl. Entscheidung der Kommission vom 08.11.1975 (75/77/ EWG) [ABl., L 29/1975, S. 26].

Teerfarbenfällen¹ entschied der EuGH, daß das wettbewerbsbeeinträchtigende Verhalten eines Unternehmens unabhängig von seinem Sitz nach den Vorschriften des EWG-Vertrags zu beurteilen sei. Die EuGH-Rechtsprechung und ihr folgend die herrschende Meinung [Beutler et al., 1987, S. 295; Meessen, 1973, S. 18, 22] beurteilen wettbewerbswidriges Verhalten gemäß dem Wortlaut, Sinn und Zweck der Art. 85, 86 EWGV nach dem Auswirkungsprinzip. Nicht entscheidend ist dagegen, ob das rechtswidrige Verhalten seinen Ursprung innerhalb des Hoheitsgebiets der Gemeinschaft hat.

Eine klarstellende Entscheidung des EuGH zur Anwendbarkeit des Gemeinschaftsrechts auf die Nutzungen des Festlandssockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone liegt bisher noch nicht vor.

Der EuGH hat jedoch zu Fragen der Fischerei mehrfach Stellung genommen, so daß für diesen Bereich der Meeresnutzung eine gesicherte Rechtsprechung existiert. Wesentlich für die Behandlung der Fischerei außerhalb der Hoheitsgebiete der Mitgliedstaaten ist das "Kramer-Urteil" des EuGH vom 14.07.1976 [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 ff.], dem folgender Sachverhalt zugrunde lag: Die Niederlande, Vertragspartei des Nordostatlantik-Fischereiübereinkommens [UNTS, 1964a], erließen Vorschriften, die die Seezungen- und Schollenfischerei beschränkten. Mehrere holländische Fischer mißachteten diese Bestimmungen, mit der Folge, daß gegen sie ein Strafverfahren eingeleitet wurde. Die Gerichte Arrondissementsbanken Zwolle (Rs. 3/76 und 4/76) und Alkmaar (Rs. 6/76) legten im Wege der Vorabentscheidung gemäß Art. 177 EWGV dem EuGH im Kern die Frage vor, ob die Gemeinschaft im Bereich der Fischerei die Befugnis gehabt hätte, Abkommen zu schließen, ob den Mitgliedern im Fall einer solchen Befugnis trotzdem noch Kompetenzen in diesem Bereich zustünden und ob die bestehenden nationalen Bestimmungen mit den EG-Normen vereinbar gewesen seien. Die Regierung bestritt die Anwendbarkeit des Gemeinschaftsrechts, soweit die Fischerei außerhalb des küstenstaatlichen Territoriums betrieben worden wäre; außerhalb dieser Zone sei die Nordsee Teil der Hohen See, und es gelte folglich der Grundsatz der Fischereifreiheit [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76

¹ EuGH [Rs. 48/69 (I.C.J./Kommission), Slg. 1972, S. 619 (665); Rs. 52/69 (Geigy/Kommission), Slg. 1972, S. 787 (790); Rs. 53/69 (Sandoz/Kommission), Slg. 1972, S. 845 (848)].

(Kramer), Slg. 1976, S. 1279 (1291)]. Der EWGV, so wurde vorgetragen, beschränkte sich auf das Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten.

Die Kommission widersprach in ihrer Erklärung dieser Rechtsansicht. Nach ihrer Vorstellung sollten die Vorschriften des EWGV überall dort anzuwenden sein, wo den Mitgliedstaaten Befugnisse zustünden, also auch außerhalb ihrer Hoheitsgebiete [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 (1300)]. Die Kommission belegte ihre Auffassung mit Hinweis auf die VO Nr. 802/68 [ABl., Nr. L 148/1968, S. 1 ff.]. Danach erfaßten die Bestimmungen des Vertrags und dieser Verordnung den von Schiffen eines Mitgliedstaats gefangenen Fisch, gleichgültig, wo dieser gefangen worden sei [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 (1300)]. Der Generalanwalt machte die Zuständigkeit der Gemeinschaft davon abhängig, ob zwischen den außerhalb des eigentlichen Gemeinschaftsgebiets ausgeübten Tätigkeiten, die Gegenstand einer völkerrechtlichen Regelung sind, und der Gemeinschaftsregelung ein funktioneller Zusammenhang besteht.¹ Der EuGH schloß sich im Ergebnis den Ausführungen des Generalanwalts an und befand, daß das Gemeinschaftsrecht überall dort Anwendung finden müsse, wo ein funktioneller Zusammenhang zwischen der Wahrnehmung der Außenzuständigkeiten und der innergemeinschaftlichen Zuständigkeiten auf demselben Gebiet bestehe, also auch dort, wo Tätigkeiten außerhalb der Hoheitsgebiete vorgenommen würden [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 (1311)].

In nachfolgenden Urteilen bestätigte der EuGH seine Auffassung. In der Rs. 61/77 (Kommission/Irland) [EuGH, Rs. 61/77, Slg. 1978, S. 417 ff.] hatte die Kommission den Gerichtshof gemäß Art. 169 Abs. 2 EWGV angerufen. Sie rügte einen Verstoß gegen die VO 101/76 über die Einführung einer gemeinsamen Strukturpolitik für die Fischwirtschaft.² Nach Auffassung Irlands erstreckte sich der Anwendungsbereich dieser Verordnung nur auf die zur Zeit des Verordnungserlasses der Souveränität der Mitgliedstaaten unterliegenden Meeresgewässer und nicht auch auf später unter die nationale Hoheitsgewalt gefallene Gewässer [EuGH, Rs. 61/77 (Kommission/Irland), Slg. 1978, S. 417 (430)]. Diese Argumenta-

¹ EuGH [Rs. 3, 4, 6/76 (Schlußanträge des Generalanwalts Trabucchi), S. 1316 (1319)].

² VO (EWG) 101/76 des Rates vom 19.01.1976 [ABl., L 20/1976, S. 19].

tion zielt letztlich darauf ab zu verhindern, daß der Geltungsbereich des EWGV sich automatisch auch auf die später beanspruchte ausschließliche Wirtschaftszone erstreckt. Weder der Generalanwalt noch der EuGH schlossen sich dieser These an.

Im Leitsatz 2 stellt der EuGH fest, daß der Anwendungsbereich der Verordnung unabhängig vom Zeitpunkt ihres Erlasses bestimmt wird: "Jede Ausdehnung der den Mitgliedstaaten unterstehenden Meeresgebiete hat demgemäß ohne weiteres eine gleiche Ausdehnung des Geltungsbereichs der Verordnung zur Folge" [EuGH, Rs. 61/77 (Kommission/Irland), Slg. 1978, S. 417].

Die grundsätzliche Feststellung, daß das Gemeinschaftsrecht dort Anwendung findet, wo die Mitgliedstaaten souveräne Nutzungs- und Anschlußrechte ausüben, wurde auch in den nachfolgenden Urteilen in den Rechtssachen 88/77 (Seefischerei) [EuGH, Slg. 1978, S. 473 ff.], 141/78 (Seefischerei) [EuGH, Slg. 1979, S. 2923 ff.], 185/78-204/78 (biologische Schätze des Meeres) [EuGH, Slg. 1979, S. 2345 ff.], 32/79 (Kommission/Vereinigtes Königreich) [EuGH, Slg. 1980, S. 2403 ff.], 804/79 (Kommission/Vereinigtes Königreich) [EuGH, Slg. 1981, S. 1045 ff.], 124/80 (J. van Dam und Zonen) [EuGH, Slg. 1981, S. 1447 ff.], 87/82 (Lieutenant Commander A.G. Rogers/H.B.L. Darthenay) [EuGH, Slg. 1983, S. 1579 ff.], 24/83 (Gewiese und Mehlich/Scott Mackenzie) [EuGH, Slg. 1984, S. 817 ff.] und 63/83 (Regina/Kent Kirk) [EuGH, Slg. 1984, S. 2689 ff.] nicht mehr bestritten. Eine Modifikation nahm der EuGH jedoch im Urteil der Rs. 141/78 (Seefischerei) [EuGH, Slg. 1979, S. 2923] vor: Während in der Entscheidung zwischen der Kommission und Irland der Gerichtshof noch von einer Verknüpfung von Zuständigkeits- und Raumvorstellung ausging, stellten die Richter nunmehr allein auf die Zuständigkeit der Gemeinschaft ab [ibid., Leitsatz 1].

Alle genannten Entscheidungen befassen sich mit der Fischerei. Die Frage nach der Anwendbarkeit des Gemeinschaftsrechts auf die Nutzung des Festlandssockels wurde erst durch einen Rechtsstreit zwischen St. Filby und dem Department of Health and Social Security (The "Key-Gibraltar" Oil Drilling Rig) [EuGH, Rs. 8179] anhängig. Dem Gericht wurde unter anderen die Frage gestellt, ob bei einem Vorfall im Bereich des Festlandssockels eines Mitgliedstaats (Arbeitsunfall auf einer Plattform) letzterer dem Hoheitsgebiet des Staates gleichzusetzen und das Gemeinschaftsrecht damit anwendbar sei. Doch bevor es zu einer endgültigen

Klärung durch den EuGH kommen konnte, wurde die Vorlage zurückgenommen.

Im Gegensatz zu den Nutzungen des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone hat die Fischerei, als zum Sachbereich Landwirtschaft der EWG zählend, bereits bei der Gründung der EWG Berücksichtigung gefunden. Die innergemeinschaftlichen Kompetenzen ergeben sich aus Art. 38 in Verbindung mit Annex II und Art. 43 EWGV. Daher ist eine uneingeschränkte Anwendung dieser Rechtsprechung auf die Nutzungen des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone nicht möglich. Soweit der EuGH jedoch grundsätzliche Aussagen zum Geltungsbereich der EG-Normen macht, sind diese auch im Bereich des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone anwendbar. Nach Auffassung des Gerichtshofs gilt das Recht der EWG überall dort in sachlicher Hinsicht, wo die Mitgliedstaaten eigene Rechte kraft Völkerrecht ausüben [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 (1311)]. Der Geltungsbereich des europäischen Gemeinschaftsrechts wird demzufolge automatisch in dem Maß erweitert, wie die Mitgliedstaaten den Geltungsbereich ihrer nationalen Staatsgewalt durch völkerrechtliche Verträge ausdehnen [EuGH, Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976, S. 1279 (1311)].

Zu berücksichtigen ist allerdings, daß das Wirtschaftszonen- und das Festlandsockelkonzept einen grundsätzlichen Unterschied aufweisen. Nur der Festlandsockelbereich steht den Küstenstaaten eo ipso zu, wohingegen die Inanspruchnahme der ausschließlichen Wirtschaftszone einer gesonderten Erklärung bedarf. Wenn man davon ausgeht, daß der Geltungsbereich des europäischen Gemeinschaftsrechts sich nach dem Geltungsbereich des nationalen Rechts richtet, erstreckt sich das europäische Gemeinschaftsrecht erst dann auf die ausschließliche Wirtschaftszone, wenn der jeweilige Mitgliedstaat diese proklamiert hat. Von den zwölf EG-Ländern hatten im Januar 1988 nur Frankreich, Portugal und Spanien eine Wirtschaftszone beansprucht. Auch Norwegen erhebt Anspruch auf eine solche Zone (Tabelle 2).

Auch wenn man behauptet, daß der Geltungsbereich des europäischen Gemeinschaftsrechts stets dem Geltungsbereich des Rechts der Mitglieder folgt, setzt dessen Anwendung auf die wirtschaftliche Nutzung von Festlandsockel und ausschließlicher Wirtschaftszone zusätzlich voraus, daß das Gemeinschaftsrecht sachlich anwendbar ist [so auch z. B. Prewo

Tabelle 2 - Von EG-Ländern und Norwegen beanspruchte Meereszonen 1988 (sm)

	Fischereizone	Wirtschaftszone	Festlandssockel(a)
Belgien	200	-	keine Aussage im Gesetz
Bundesrepublik	200	-	(praktisch nicht relevant für Nordsee)
Dänemark	200	-	200 m
Frankreich	200	200	200 m
Griechenland	-	-	200 m
Irland	200	-	200 sm + natürliche Verlängerung
Italien	200	-	Ausbeutbarkeitskriterium
Niederlande	200	-	Vertragsgrenze
Portugal	-	200	200 m
Spanien	-	200	
Vereinigtes Königreich	200	-	200 m
Norwegen	-	200	200 sm + natürliche Verlängerung

(a) Tiefe in m oder Ausdehnung in sm.

Quelle: UN [1986; 1987].

et al., 1982, S. 161 ff.]. In Betracht zu ziehen sind die Bestimmungen über den freien Warenverkehr, die Zollunion, die Freizügigkeit, die Niederlassungsfreiheit, die Dienstleistungsfreiheit sowie das Diskriminierungsverbot.

3. Der sachliche Anwendungsbereich des Gemeinschaftsrechts

a. Der inländergleiche Zugang zu Offshore-Lizenzen unter dem Gesichtspunkt der Niederlassungsfreiheit

Nach Art. 52 EWGV werden die Beschränkungen der freien Niederlassung für Staatsangehörige der Mitgliedstaaten während der Übergangszeit schrittweise aufgehoben [Groeben, 1983, Art. 52, Rdnr. 21; Art. 54, Rdnr. 6]; das gleiche gilt für die nach den Rechtsvorschriften eines Mitgliedstaats gegründeten Gesellschaften, die ihren satzungsmä-

gen Sitz oder ihre Hauptniederlassung innerhalb der Gemeinschaft haben [Groeben, Art. 52, Rdnrn. 1-12]. Art. 53 EWGV verbietet darüber hinaus die Einführung neuer Beschränkungen. Nach der Legaldefinition des Art. 52 EWGV umfaßt die Niederlassungsfreiheit "die Aufnahme und Ausübung selbständiger Erwerbstätigkeiten sowie die Gründung und Leitung von Unternehmen, insbesondere Gesellschaften, im Sinn des Art. 58 Abs. 2 EWGV, nach den Bestimmungen des Aufnahmestaates für seine eigenen Angehörigen". Erlaubt wird auch die sogenannte sekundäre Niederlassung, d.h. die Gründung von Agenturen, Zweigniederlassungen und Tochtergesellschaften [ibid., Art. 52, Rdnrn. 8-12; Vaughan, 1986, Vol. I, S. 465 f.]. Abgesehen davon enthält der EWGV keine Definition des Begriffs der Niederlassung. In der Richtlinie des Rates über die Verwirklichung der Niederlassungsfreiheit und des freien Dienstleistungsverkehrs für die selbständigen Tätigkeiten des Aufsuchens (Schürfens und Bohrens) bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung¹ werden nur die Tätigkeiten, die "das Aufsuchen von Erdöl und Erdgaslagerstätten durch jedes geeignete Verfahren, die der Erdöl- und Erdgasgewinnung vorausgehende Entwicklung eines Erdöl- und Erdgasfeldes" zum Gegenstand haben, ausdrücklich in den Anwendungsbereich des Grundsatzes der Niederlassungsfreiheit einbezogen, nicht jedoch auch die Tätigkeit der Gewinnung der dabei gegebenenfalls entdeckten Vorkommen [vgl. dazu Kuske, 1987, S. 65]. Diese Richtlinie ist aber nicht abschließend. Das Niederlassungsrecht der Art. 52 ff. EWGV umfaßt vielmehr die gesamten auf einen Erwerbszweck gerichteten volkswirtschaftlichen Aktivitäten und ist nicht auf bestimmte Wirtschaftsbereiche bzw. Wirtschaftstätigkeiten beschränkt. Es garantiert vielmehr die Möglichkeit, sich aktiv durch direkte eigene Erwerbstätigkeit in das Wirtschaftsleben des Gastlands einzugliedern. Wesentliche Kriterien für das Vorliegen einer Niederlassung (in Abgrenzung zu einer einzelnen Dienstleistung) sind: die Begründung eines neuen Standorts in dem Mitgliedstaat, in dem die wirtschaftliche Tätigkeit ausgeübt werden soll und die Schaffung einer auf Dauer gerichteten Einrichtung.²

¹ Richtlinie 69/82 EWG [Abl., Nr. 2.68 vom 19. 3. 1969, S. 4 ff.].

² Vgl. Groeben [1983, Art. 52, Rdnr. 3]; Vaughan [1986, Vol. I, S. 464, 465].

Unter das Verdikt des Art. 52 EWGV fallen Vorschriften, die speziell für Ausländer die Aufnahme oder Ausübung einer selbständigen Tätigkeit von besonderen Bedingungen abhängig machen, etwa von einer Genehmigung, als auch Regelungen, die nur Ausländern die Ausübung der normalerweise mit einer selbständigen Tätigkeit verbundenen Rechte versagen.¹ Dazu gehören beispielsweise fremdenrechtliche Sondervorschriften im privatrechtlichen Bereich sowie Diskriminierungen bei der Inanspruchnahme von Krediten, staatlichen Beihilfen, bei der Teilnahme an öffentlichen Ausschreibungen² und bei der Einräumung von Steuervorteilen für Gesellschaften.³ Nach dem Urteil des EuGH in der Rs. 7176 (Thieffry) [EuGH, Sig. 1977, S. 765] kann eine versteckte Diskriminierung auch darin liegen, daß der Universitätsabschluß des Gastlands als Voraussetzung für eine Berufsausübung verlangt wird.

Es liegt auf der Hand, daß die Tätigkeit des Aufsuchens und Gewinnens von Kohlenwasserstoffen als Schaffung eines Produktionsstandorts und somit einer Niederlassung anzusehen ist. Dieses Ergebnis wird mittelbar auch durch die Richtlinie 69/82 gestützt, denn wenn schon die vorbereitende Tätigkeit zur Förderung von Kohlenwasserstoffen eine Niederlassung darstellt, so muß dies um so mehr für die eigentliche Förderung selbst gelten. Dennoch vertritt Evans [1982, S. 357 ff.] die Ansicht, dieser Wirtschaftsvorgang sei gemäß Art. 222 EWGV aus dem sachlichen Geltungsbereich des Art. 52 ausgenommen, da die Vergabemodalitäten von Öllizenzen als Ausdruck der jeweiligen nationalen mitgliedstaatlichen Eigentumsordnungen der nationalen Regelungsbefugnis vorbehalten seien. Verkannt wird dabei aber, daß es sich bei der Erlangung einer Lizenz im Rahmen einer Lizenzvergaberunde nicht um die Frage der Eigentumsrechte des Mitgliedstaats an den nationalen Ölvorkommen handelt, sondern um die nachgeordnete Frage der Gleichbehandlung der mitgliedstaatlichen Ölgesellschaften bei der lizenzweisen Übertragung der Ausbeutungsrechte an diesen Vorkommen. Die Erlangung einer Lizenz zur

¹ Allgemeines Programm zur Aufhebung der Beschränkungen der Niederlassungsfreiheit vom 18. 12. 1961 [ABl., 36, 1962].

² EuGH [Urteil vom 18. 06. 1985, Rs. 197/84 (Steinhauser) (Verpachtung eines Künstlerateliers)].

³ EuGH [Urteil vom 28. 01. 1986, Rs. 270/83 (Kommission-Frankreich) (Steuergutschrift zur Anrechnung der Körperschaftsteuer bei Berechnung der Einkommensteuer)].

Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen fällt somit in den räumlichen Schutzbereich der Niederlassungsfreiheit [Kuske, 1987, S. 68].

b. Die ungehinderte Ausfuhr der geförderten Kohlenwasserstoffe

Die EWG hat gemäß Art. 2 EWGV die Aufgabe, einen gemeinsamen Markt mit binnenmarktähnlichen Verhältnissen zu schaffen. In Art. 9 Abs. 1 EWGV wird die Bedeutung der Zollunion bei der Verwirklichung des Binnenmarkts unterstrichen: "... die Zollunion ist die Grundlage der Gemeinschaft". Der Abbau innergemeinschaftlicher Zollgrenzen und die Einführung eines gemeinsamen Außenzolls werden ergänzt durch die Verbote mengenmäßiger Beschränkungen und anderer Maßnahmen gleicher Wirkung (nichttarifäre Handelshemmnisse, Art. 30-36 EWGV), der diskriminierenden innerstaatlichen Abgaben (Art. 95 ff. EWGV) und der diskriminierenden Praktiken staatlicher Handelsmonopole (Art. 37 EWGV).¹

Das Zollgebiet der Gemeinschaft ist in der VO 1496/68 des Rates vom 27.09.1968 über die Bestimmung des Zollgebiets der Gemeinschaft² definiert. Es erstreckt sich grundsätzlich auf die Hoheitsgebiete der Mitgliedstaaten; insofern ist die von Art. 227 Abs. 1 EWGV vorgegebene Raumvorstellung für den Geltungsbereich maßgebend [Groeben, 1983, Art. 9, Rdnr. 9]. Jedoch enthält die Verordnung in Art. 4 einen allgemeinen Vorbehalt in bezug auf den Festlandsockel und die Hoheitsgewässer. Danach präjudiziert sie keine Zollregelung für den Festlandsockel. Dafür sind weiterhin die nationalen Regelungen entscheidend. Welche Waren unter die Vorschriften über den freien Warenverkehr fallen, richtet sich nach Art. 9 Abs. 2 EWGV. Gemäß Art. 9 Abs. 2 EWGV gelten die Vorschriften über die Zollunion für Waren aus Mitgliedstaaten und aus Drittstaaten, die sich in den Mitgliedstaaten im freien Verkehr befinden.

¹ Groeben [1983, Vorbem. Art. 30-37, Rdnr. 1]; Herzog [1986, S. 2 ff.].

² ABl. [L 238/1968, S. 1 ff.], geändert anlässlich des Beitritts des Königreichs Dänemark, Irland und des Vereinigten Königreichs von Großbritannien und Nordirland im Jahr 1972, der Republik Griechenland im Jahr 1981 sowie des Königreichs Spanien und der Portugiesischen Republik im Jahr 1987 durch die jeweilige Beitrittsakte [ABl., L 3/1972, S. 47 ff.; L 2/1973, S. 11; L 291/1979; 302/1985, S. 23 ff.].

Der EWGV trifft also eine Unterscheidung für Gemeinschafts- und Drittlandware [Groeben, 1983, Art. 9, Rdnr. 12]. Gemäß Art. 10 EWGV befindet sich die letztgenannte Ware erst dann im freien Verkehr, wenn für sie die Einfuhrförmlichkeiten erfüllt und Zölle etc. erhoben sind [ibid., Art. 10, Rdnr. 1 f.]. Die Vorschriften der Zollunion sind jedoch nur dann anwendbar, wenn die geförderten Ressourcen des Festlandssockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone als Gemeinschafts- oder als Drittware zu qualifizieren sind.

Die VO 802/68 des Rates vom 27.06.1968 [ABl., L 148/1968, S. 1 ff.], die die gemeinsame Begriffsbestimmung für den Warenursprung regelt, nimmt in Art. 3 Mineralölerzeugnisse von der Anwendung aus. Die Mitgliedstaaten konnten sich zwar im Rat darauf einigen, dieser Verordnung grundsätzlich einen extra-territorialen Geltungsbereich zu verleihen, jedoch wurde versucht, eine Ausweitung des Geltungsbereichs des Art. 9 ff. EWGV auf die Nutzungen der ausschließlichen Wirtschafts- und Festlandssockelzonen zu verhindern oder zumindest eine entsprechende Präjudizierung des Sekundärrechts zu vermeiden. Gemäß Art. 3 S. 2 VO 802/68 sollte für diese Erzeugnisse später eine Ursprungsbestimmung getroffen werden. Dies ist jedoch bis jetzt noch nicht geschehen. Die divergierenden Interessen der Mitgliedstaaten haben bisher eine einvernehmliche Regelung für diese Nutzungen im Rat verhindert.

Da die VO 802/68 des Rates keine eindeutige Einordnung der auf dem Festlandssockel und in der ausschließlichen Wirtschaftszone gewonnenen Güter als Gemeinschafts- oder Drittlandware enthält, der EWGV aber nur diese Unterscheidung und keine dritte Kategorie "Ware" kennt, sind die Mineralölerzeugnisse dieser Zonen als Gemeinschafts- oder Drittlandware zu bezeichnen. Drittlandwaren unterliegen dem Zollrecht eines der Gemeinschaft nicht angehörenden Staates [Bernhardt, 1984]. Dies ist bei den Nutzungen des Festlandssockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone nicht der Fall. Gemeinschaftswaren umfassen all jene Waren, die vollständig in einem Mitgliedstaat gewonnen oder hergestellt worden sind [Groeben, 1983, Art. 9, Rdnr. 12]. Mit der Produktion sind auf sie die Bestimmungen des freien Warenverkehrs anwendbar [Bernhardt, 1984]. Weder das Öl noch das Gas aus dem Festlandssockel oder aus der ausschließlichen Wirtschaftszone werden in einem Mitgliedstaat gewonnen. Wegen der extra-territorialen Wirkung der Normen des EWGV bedürfen aber auch diese Definitionen, die ursprünglich nur auf die im Binnenland

gewonnenen oder erzeugten Waren Anwendung fanden, einer entsprechenden räumlichen Ausdehnung. Selbst wenn einer solchen Ausdehnung dieser Definition nicht zugestimmt werden kann, müßten mangels einer dritten Kategorie "Ware" im Sinn des EWG-Vertrags diese Ressourcen als Gemeinschaftsware angesehen werden. Auch wenn das Öl und Gas außerhalb des Zollgebiets gefördert wird, so ist es doch spätestens beim Anlanden in dem jeweiligen Hafen als Gemeinschaftsware zu qualifizieren. Denn es gibt keinen Grund, diese Meeresnutzung anders als den Fischfang zu beurteilen. Nach Entscheidungen der Kommission¹ sind Fänge von einem im Mitgliedstaat registrierten Fischer Gemeinschaftsware. Folglich sind die Art. 9 ff. EWGV auch auf die Nutzungen des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone anwendbar, obwohl es sich dabei nicht um Extrakte oder um Produkte aus dem jeweiligen Hoheitsgebiet handelt. Die gewonnenen Rohstoffe unterliegen somit den Vorschriften über die Zollunion und den freien Warenverkehr.²

Der Abbau innergemeinschaftlicher Zollgrenzen und die Einführung eines gemeinsamen Außenzolls werden u. a. durch das Verbot nichttarifärer Handelshemmnisse in Art. 30-36 EWGV sichergestellt [Gormley, 1985]. Art. 30 EWGV verbietet alle mengenmäßigen Einfuhrbeschränkungen sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung. Dieser Artikel erfaßt alle jene Waren, die unter Art. 9 Abs. 2 EWGV fallen, also Waren, die von Mitgliedstaaten stammen oder sich - aus Drittstaaten kommend - in den Mitgliedstaaten im freien Verkehr befinden. Art. 34 EWGV bestimmt, daß entsprechendes für mengenmäßige Ausfuhrbeschränkungen und Maßnahmen gleicher Wirkung gilt. Die gewonnenen Rohstoffe des Festlandsockels und der aus-

¹ Entscheidung der Kommission vom 30.07.1964 (64/503/EWG) [ABl., 137 vom 28.08.1964, S. 2293]; geändert durch Entscheidung der Kommission vom 04.12.1964 (64/718/EWG) [ABl., 213, vom 22.12.1964, S. 3622]; bestätigt in VO 137/79 der Kommission vom 19.12.1978 zur Einführung besonderer Methoden der Zusammenarbeit der Verwaltung bei der Anwendung der Gemeinschaftsbehandlung auf Fischereierzeugnisse, die von Schiffen der Mitgliedstaaten aus gefangen wurden [ABl., L 20/1979, S. 1 ff.].

² Ohne nähere Begründung gelangen die folgenden Autoren zu dem gleichen Ergebnis: van der Mensbrugge [1969, S. 143]; Michael [1983, S. 88]; Peyroux [1973, S. 56]; Grabitz [1987, Art. 52, Rdnr. 29]; Wenger [1971, S. 191].

schließlichen Wirtschaftszoneunterliegen als Gemeinschaftswaren den Bestimmungen in Art. 30-36 EWGV.¹

Problematisch sind unter diesen Vorschriften das Anlandungs- und Raffiniergebot sowie das Vorkaufsrecht nationaler Öl- oder Gasgesellschaften. Diese Regelungen sind zwar nicht als mengenmäßige Ein- und Ausfuhrbeschränkung zu qualifizieren, können aber unter das Verbot von Maßnahmen gleicher Wirkung wie Ausfuhrkontingente nach Art. 34 Abs. 1 EWGV fallen. Die Art der Maßnahme wird zwar in diesem Artikel nicht näher präzisiert, sie umfaßt aber grundsätzlich Rechts- und Verwaltungsvorschriften [Groeben, 1983, Art.- 34, Rdnrn. 16, 18]. Die Kommission bezieht in der Richtlinie vom 22.12.1969² darüber hinaus "Verwaltungspraktiken" und "Anregungen" ein, die von einer öffentlichen Behörde ausgehen. Insofern sind das Vorkaufsrecht nationaler Öl- bzw. Gasgesellschaften sowie das Raffiniergebot Gegenstand einer Maßnahme nach Art. 34 Abs. 1 EWGV [Grabitz, 1987, Art. 34, Rdnr. 5]. Allerdings ist die Maßnahme nach Art. 34 Abs. 1 EWGV erst dann rechtswidrig, wenn ihre Wirkungen geeignet sind, den innergemeinschaftlichen Handel zu beeinträchtigen. Auszugehen ist dann von der Entscheidung des EuGH in der Rs. 8/74 (Dassonville) [EuGH, Slg. 1974, S. 837 (852)], wonach eine solche Maßnahme "jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten (ist), die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern". Der Begriff "Handelsregelung" hat keinen einschränkenden Charakter [Grabitz, 1987, Art. 34, Rdnr. 14]. Später spricht der EuGH³ nur noch von "Regelung" oder "Maßnahme". Entscheidend ist aber die Auswirkung der Maßnahme.

¹ Groeben [1983, Vorbem., Art. 30-37, Rdnrn. 31-36, 39, Art. 30, Rdnrn. 47-55].

² Die Richtlinie der Kommission vom 22.12.1969 ist insbesondere gestützt auf die Vorschriften des Art. 33 Abs. 7 EWGV über die Beseitigung von Maßnahmen gleicher Wirkung wie mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen, die nicht unter andere, aufgrund des EWGV erlassene Vorschriften fallen (70/50/EWG) [ABl., L 13/1970, S. 29; 1. und 2. Erwägungsgrund].

³ Nicht nur "Handelsregelungen", sondern auch sonstige Regelungen sind Gegenstand der Maßnahme im Sinne des Art. 30 ff. EWGV; vgl. EuGH [Rs. 190/73 (Van Haaster), Slg. 1974, S. 1123, 1134; Rs. 111/76 (van den Hazel), Slg. 1977, S. 901 ff.].

Diese Rechtsprechung ist indes auf Kritik gestoßen, und in der Entscheidung der Rs. 120/78 (Cassis de Dijon) [EuGH, Slg. 1979, S. 649] kündigte sich eine erste Eingrenzung der "Dassonville-Formel" an. In dem Urteil in der Rs. 220/81 (Robertson) [EuGH, Slg. 1982, S. 2349 (2360)] hat der EuGH im 9. Erwägungsgrund seine nunmehr als feststehend anzusehende Rechtsprechung zum Begriff der Maßnahme gleicher Wirkung durch Verbindung der Grundregel (Dassonville) und ihrer Ergänzung (Cassis) wie folgt zusammengefaßt: "Nach der ständigen Rechtsprechung des EuGH ist als Maßnahme gleicher Wirkung die mengenmäßige Beschränkung jeder Handelsregelung der Mitgliedstaaten anzusehen, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern. Wie der EuGH jedoch wiederholt, vor allem in seinem Urteil vom 20.02.1979 [EuGH, Rs. 120/78 (Rewe), Slg. 1979, S. 649], festgestellt hat, müssen in Ermangelung einer gemeinschaftlichen Regelung der Vermarktung der betroffenen Erzeugnisse Hemmnisse für den freien Binnenhandel der Gemeinschaft, die sich aus den Unterschieden der nationalen Regelungen ergeben, hingenommen werden, soweit eine solche Regelung, die ohne Unterschied für einheimische Erzeugnisse und eingeführte Erzeugnisse gilt, notwendig ist, um zwingenden Erfordernissen, unter anderem den Erfordernissen des Verbraucherschutzes und der Lauterkeit des Handelsverkehrs, gerecht zu werden".

Der EuGH hat in seiner neueren Rechtsprechung entschieden, daß Art. 34 EWGV sich auf nationale Maßnahmen bezieht, die spezifische Beschränkungen der Ausfuhrströme bezwecken oder bewirken und damit unterschiedliche Bedingungen für den Binnenhandel eines Mitgliedstaats und seinen Außenhandel schaffen, so daß die nationale Produktion oder der Binnenmarkt zum Nachteil der Produktion oder des Handels anderer Mitgliedstaaten einen besonderen Vorteil erlangt.¹ Jede hoheitliche Regelung, die eine solche Wirkung auf den innergemeinschaftlichen Markt hat, ist somit als "Maßnahme gleicher Wirkung" im Sinne des Art. 34 Abs. 1 EWGV zu betrachten. Besondere Bedeutung kommt in diesem Zusammenhang der Entscheidung des EuGH in der Rs. 68/76 (Kommission-Frank-

¹ EuGH [Rs. 15/79 (Groenveld), Slg. 1979, S. 3409 (3415)]; unter wörtlicher Wiederholung bestätigt in der Rs. 155/80 (Oebel) [EuGH, Slg. 1981, S. 1993 (2009)]; Rs. 141-143/81 (Holdijk), Slg. 1982, S. 1299 (1313)].

reich) [EuGH, Slg. 1977, S. 515] zu. Hier hat der Gerichtshof (Gegenstand des Verfahrens waren Ausfuhrkontrollen bei Kartoffeln) erneut festgestellt, daß Ausfuhrgenehmigungen mit den Grundsätzen von Art. 34 EWGV unvereinbar seien. Der Anlandungszwang und das Raffiniergebot unterliegen Art. 34 Abs. 1 EWGV.

Hinsichtlich der obligatorischen Lieferverpflichtung an nationale Öl- und Gasgesellschaften ist festzustellen, daß auch die staatlichen Unternehmen den Regeln des EWGV unterliegen und diese, falls nicht Art. 36, 37 EWGV wirksam werden, uneingeschränkt Anwendung finden.¹ Jede Maßnahme, die faktisch die grundsätzlich freie Verwendung einer produzierten oder eingeführten Ware untersagt, ist bereits nach Art. 16 der gemäß Art. 33 Abs. 7 EWGV von der Kommission erlassenen Richtlinie vom 07.11.1966 (66/683/EWG) untersagt [ABl., 220 vom 30.11.1966, S. 3748].²

c. Die ungehinderte Einfuhr von Offshore-Ausrüstungs- und -Versorgungsgütern auf die Festlandsockel der Mitgliedstaaten

Die ungehinderte Einfuhr von Waren aus den Mitgliedstaaten wird im Gemeinsamen Markt gegenüber nationalen Restriktionen der Mitgliedstaaten insbesondere durch das gemeinschaftsrechtliche Verbot von Einfuhrzöllen und von Abgaben gleicher Wirkung sowie die Vorschriften über die Beseitigung der mengenmäßigen Beschränkungen und Maßnahmen gleicher Wirkung gewährleistet (Art. 30 ff. EWGV). Die Frage, ob diese Grundsätze auch für die Einfuhr auf die Festlandsockelbereiche gelten, ist bisher selten gestellt worden.³ Der Grund hierfür mag in der unmittelbar einleuchtenden Erwägung zu suchen sein, daß allein die Richtung des

¹ So im Ergebnis auch die Antwort der Kommission auf die schriftliche Anfrage Nr. 489/73 von Lord O'Hagan [ABl., C 49 vom 27. 1. 1974, S. 3].

² Zur Lieferverpflichtung von Erdgas an eine inländische Firma als Maßnahme gleicher Wirkung wie eine Ausfuhrbeschränkung vgl. die Antwort auf die schriftlichen Anfragen Nr. 568/72, 572/72, 671/72 und 672/72 [ABl., C 78 vom 29.09.1973, S. 14 f.].

³ Vgl. dazu aber auch Kuske [1987, S. 88 f.]; Vaughan [1986, Vol. I, S. 68 f., 865 f.].

Warenverkehrs zwischen einem mitgliedstaatlichen Festlandssockel und einem anderen festländischen Mitgliedstaat keinen Einfluß auf die Beurteilung der gemeinschaftsrechtlichen Qualität nationaler Zollschränken haben kann, die diesen Verkehr behindern. Die Schaffung nationaler Zollregelungen in bezug auf die Einfuhr von Gütern auf den nationalen Festlandssockel zieht eine Anwendung des einschlägigen Gemeinschaftsrechts nach sich.¹

d. Das Verbot der Flaggendiskriminierung in bezug auf die Offshore-Versorgungsschifffahrt

Hinsichtlich der Schifffahrt unterscheidet der Art. 84 EWGV zwischen Binnenschiffsverkehr einerseits und Seeschifffahrt andererseits. Erst im Jahr 1986 ist es dem Rat gelungen, in vier Verordnungen die wesentlichen Grundlagen für eine EG-spezifische Verkehrspolitik zu verabschieden.² Nunmehr wird sowohl bei der innergemeinschaftlichen Güter- und Personenbeförderung auf dem Seeweg als auch im Schiffsverkehr mit Drittstaaten der Grundsatz der Dienstleistungsfreiheit verwirklicht. Gemäß Art. 2 der VO 4055/86 werden die einseitigen nationalen Beschränkungen im Schiffsgüterverkehr schrittweise bis spätestens 1993 abgebaut. Die Anwendung des Grundsatzes des freien Dienstleistungsverkehrs auf die Kabotage und die Offshore-Versorgungsschifffahrt aber bleibt weiteren Rechtsakten der EG vorbehalten. Obwohl die Kommission bislang keine Vorschläge zur gemeinschaftsrechtlichen Regelung der Kabotage vorgelegt hat, werden entsprechende Maßnahmen des Rates der EG gegenwärtig diskutiert. In einem entsprechenden Verordnungsentwurf des Rates werden Offshore-Versorgungsleistungen ausdrücklich dem Grundsatz der Dienstleistungsfreiheit unterworfen.

Abgesehen davon findet auf diesen Bereich auch das Diskriminierungsverbot des Art. 7 EWGV Anwendung. Nach der Rechtsprechung des EuGH haben die Mitgliedstaaten das allgemeine Diskriminierungsverbot

¹ Vgl. dazu auch die schriftliche Anfrage Nr. 237/78 vom 19.05.1978 an die Kommission [ABl., C 85 vom 02.04.1979, S. 1 ff.].

² VO 4055/86; VO 4056/86; VO 4057/86; VO 4058/86 [ABl., L 378/1986, S. 1, 4, 14, 21].

des Art. 7, d.h., der Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit auch außerhalb ihrer Hoheitsgebiete einzuhalten [EuGH, Rs. 61/77 (Seefischerei), S. 451].

e. Der Grundsatz des freien Dienstleistungsverkehrs

Dieser Grundsatz erfaßt Leistungen gegen Entgelt, die nicht den Vorschriften über den freien Waren- und Kapitalverkehr und über die Freizügigkeit der Personen unterliegen [vgl. dazu Beutler et al., 1987, S. 377 ff.]. Er ist auf die wirtschaftliche Nutzung der Festlandssockelbereiche ohne weiteres anwendbar aus den gleichen Gründen wie im Falle der Niederlassungsfreiheit und des freien Warenverkehrs (vgl. Abschnitt II.3.a-c) [Smit, Herzog, 1986; Grabitz, 1988, Art. 52, Rdnr. 29].

f. Der Grundsatz der Freizügigkeit der Arbeitnehmer

Dieser Grundsatz garantiert den Angehörigen der Mitgliedstaaten die ungehinderte Ausübung einer unselbständigen Erwerbstätigkeit in einem anderen Mitgliedstaat (Art. 48 EWGV).¹ Die Art. 48 ff. EWGV finden grundsätzlich auf die Arbeitsverhältnisse in allen Wirtschaftsbereichen Anwendung, d.h., sie erfassen auch die spezifischen Arbeitsverhältnisse des Offshore-Bereichs.² Nach der Rechtsprechung des EuGH fallen darunter auch die Arbeitsverhältnisse der als Schiffsbesatzungen in der Offshore-Versorgungsschifffahrt tätigen Arbeitnehmer [vgl. Vaughan, 1986, Vol. I, S. 456].

¹ Vgl. dazu Beutler et al. [1987, 309 ff.]; im einzelnen Groeben [1983, Art. 48, Rdnrn. 5-19].

² EugH [Rs. 167/73 (Frankreich-Kommission), Slg. 1974, S. 369 ff.]; so auch Grabitz [1987, Art. 52, Rdnr. 29].

III. Wirtschaftliche Nutzungsmöglichkeiten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens

Das Meer bietet eine Reihe von Nutzungsmöglichkeiten. Zu den traditionellen Formen der Meeresnutzung gehören die Fischerei, die Schifffahrt (für zivile und militärische Zwecke) und die Beanspruchung von Meeresgebieten für Erholungszwecke und sportliche Aktivitäten sowie für die Ableitung von Schadstoffen. Dazu kommen der Meeresbergbau und die wissenschaftliche Erforschung der Meere. Diese Arbeit konzentriert sich auf die wirtschaftliche Nutzung der lebenden und nichtlebenden Ressourcen, also auf den Meeresbergbau und die Fischerei.

1. Nichtlebende Ressourcen und ihre Nutzung

a. Vorkommen mineralischer Rohstoffe

Aus dem Meer werden mineralische Rohstoffe gewonnen, die entweder im Meerwasser gelöst oder auf bzw. unter dem Meeresboden anzutreffen sind. Im Meerwasser gelöst treten Stoffe wie beispielsweise Salz, Magnesium, Brom und Uran auf. Zu den Rohstoffen, die aus dem Meeresuntergrund gefördert werden, zählen Erdöl, Erdgas, Kohle und Zinnerz sowie Sand und Kies. Der Meeresbergbau umfaßt ferner küstennahe Schwermineralsande (auch Seifen genannt), die sich in ca. 45 m Wassertiefe befinden, Phosphoritknollen, in Tiefen von einigen hundert Metern, hydrothermale Metallvorkommen (auch als Erzschlamm bezeichnet) in 2000-3000 m und Manganknollen in 4000-5000 m Wassertiefe.

Aus Schwermineralsanden können die Titanminerale Rutit, Ilmenit und Zirkon sowie Zinnstein, Monazit, Magnesit, Gold, Platin und Diamant extrahiert werden. Die phosphorführenden und manganführenden Knollen eignen sich als Quelle für die jeweils namengebenden Bestandteile, wobei Manganknollen u. a. auch Kobalt, Nickel und Kupfer enthalten. Schließlich können aus hydrothermalen Metallvorkommen Eisen, Mangan, Zink, Silber, Kupfer und Gold gewonnen werden.

Die bei weitem wichtigsten mineralischen Rohstoffe des Meeres sind Kohlenwasserstoffe; etwa die Hälfte der Weltvorkommen liegen unter dem Meeresboden. In den Ländern der EG und in Norwegen liegt dieser An-

teil sogar noch deutlich höher. In Dänemark, den Niederlanden und im Vereinigten Königreich haben auch Sand und Kies eine gewisse Bedeutung erlangt, ebenso wie die Kohleproduktion im Vereinigten Königreich. Wegen des vulkanischen Ursprungs weiter Meeresbodenabschnitte im Mittelmeer werden dort an verschiedenen Stellen außerdem Vorkommen von wichtigen Metallen vermutet [vgl. Blake, 1984; Minniti, Bonavia, 1984]. Gegenwärtig nehmen aber Kohlenwasserstoffe mengen- wie wertmäßig den ersten Platz unter den in den westeuropäischen Meeresgebieten geförderten mineralischen Rohstoffen ein. Angesichts der Entwicklung auf den Weltmetallmärkten seit Anfang der siebziger Jahre ist auf absehbare Zeit kaum mit einer verstärkten Suche nach anderen Rohstoffen in dieser Region zu rechnen.

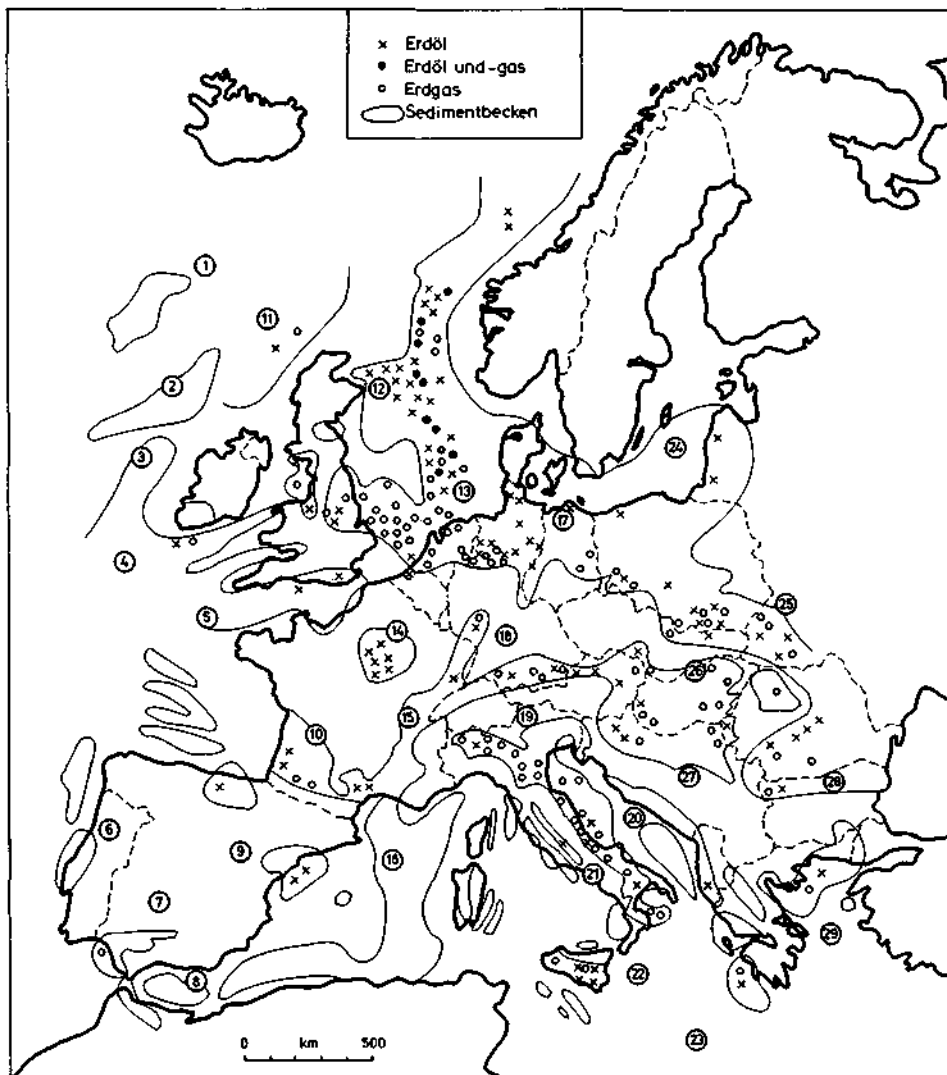
Kohlenwasserstoffe kommen in Sedimentbecken vor; sie sammeln sich in den Porenräumen bestimmter Gesteinsarten. Aus Schaubild 3 geht die geographische Lage der Sedimentbecken und der wichtigsten Erdöl- und Erdgaslagerstätten Westeuropas hervor. Demnach sind vor allem die Nordseegebiete Dänemarks, der Niederlande, Norwegens und des Vereinigten Königreichs vielversprechend. Ebenfalls interessant erscheinen Gebiete an den Küsten Griechenlands, Irlands, Italiens und Spaniens.

Gemessen an den nachgewiesenen Kohlenwasserstoffreserven (Tabelle 3) befindet sich jedoch nur ein geringer Teil der Weltöl- und Weltgasreserven in den EG-Ländern und in Norwegen. Rechnet man im Fall von Erdöl die vermuteten zu den nachgewiesenen Reserven hinzu, um das Gesamtpotential dieser Länder als Erdölproduzenten (unter Berücksichtigung ihrer bisherigen Erdölförderung) zu bestimmen, so ergeben sich ebenfalls niedrige Weltanteile (Tabelle 4). Nur für Norwegen und das Vereinigte Königreich sind sie nennenswert.

Innerhalb der EG konzentrieren sich die Erdölreserven auf das Vereinigte Königreich und die Erdgasreserven auf die Niederlande. Weit weniger bedeutsame Erdölreserven weisen Italien (Erdöl), das Vereinigte Königreich (Erdgas) und Irland (Erdgas) auf. Das Kohlenwasserstoffpotential der übrigen Länder ist nur von marginaler Bedeutung. Norwegen verfügt hingegen nach jüngsten Angaben (Tabelle 3) über zweimal soviel Erdölreserven und fast ebensoviel Erdgasreserven wie alle EG-Länder zusammen.

Die Kohlenwasserstoffreserven in den EG-Ländern und Norwegen mögen rein quantitativ im internationalen Vergleich nicht besonders her-

Schaubild 3 - Sedimentbecken sowie Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Westeuropa (a)



(a) 1 Hutton-Rockall-Becken, 2 Rockall-Tief, 3 Porcupine-Becken, 4 Celtic-Sea-Becken, 5 Wessex-Becken, 6 Lusitanisches Becken, 7 Betic Becken, 8 Alboran-Becken, 9 Ebro-Becken, 10 Aquitaine-Becken, 11 Westshetland-Becken, 12 Nördliches Nordsee-Becken, 13 Südliches Nordsee-Becken, 14 Pariser Becken, 15 Rhone-Becken, 16 Algerisch-Provenzalisches Becken, 17 Norddeutsches Becken, 18 Molasse-Becken, 19 Po-Becken, 20 Apenninisches Becken, 21 Bradano-Becken, 22 Südöstliches Sizilianisches Becken, 23 Nordwestliches Peloponnesisches Becken, 24 Ostsee-Tief, 25 Karpaty-Fore-Tief, 26 Pannonisches Becken, 27 Banat-Tief, 28 Vorkarpatisches Tief, 29 Nordägäisches Becken.

Tabelle 3 - Nachgewiesene Kohlenwasserstoffreserven in den EG-Ländern und Norwegen 1988

	Erdöl			Erdgas		
	Mill. Faß	Anteil		Mrd. m ³	Anteil	
		EG	Welt		EG	Welt
		vH			vH	
Belgien
Bundesrepublik	316,0	4,4	0,0(a)	181,1	5,8	0,2
Dänemark	440,0	6,1	0,1	124,5	4,0	0,1
Frankreich	212,6	3,0	0,0(a)	33,1	1,1	0,0(a)
Griechenland	21,6	0,3	0,0(a)	0,6	0,0(a)	0,0(a)
Irland	.	.	.	53,8	.	.
Italien	739,0	10,3	0,1	288,7	9,2	0,3
Luxemburg
Niederlande	195,0	2,7	0,0(a)	1814,0	57,9	1,7
Portugal
Spanien	38,6	0,5	0,0(a)	17,0	0,5	0,0(a)
Vereinigtes Königreich	5200,0	72,6	0,6	622,6	19,9	0,6
EG-Länder insgesamt	7162,8	100,0	0,8	3135,4	100,0	2,9
Norwegen	14800,0	.	1,7	2998,1	.	2,8
Nachrichtlich:						
Übriges						
Westeuropa(b)	485,0	.	0,1	41,0	.	0,0(a)
Übrige west- liche Welt(c)	785700,6	.	88,5	58547,6	.	54,5
davon:						
OPEC-Länder(d)	665445,0	.	75,0	40763,9	.	37,9
Staatshandels- länder(e)	79200,0	.	8,9	42733,0	.	39,8
Welt insgesamt	887348,4	.	100,0	107455,1	.	100,0

(a) Anteil unter 0,1 vH. - (b) Finnland, Österreich, Schweden, Schweiz, Türkei. - (c) Afrika, Asien, Karibik, Mittlerer Osten, Nord-, Süd- und Zentralamerika. - (d) Algerien, Ecuador, Gabun, Indonesien, Iran, Irak, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate. - (e) Albanien, Bulgarien, DDR, Jugoslawien, Kuba, Mongolei, Nordkorea, Polen, Rumänien, Sowjetunion, Tschechoslowakei, Ungarn, Vietnam, VR China.

Quelle: OGJ [1988]; eigene Berechnungen.

vortreten. Sie haben aber dennoch einen hohen Wert als strategische Reserven, denn 2/3 der Erdölreserven, die sich außerhalb der OPEC- und der Staatshandelsländer befinden, liegen in nur vier Staaten der west-

Tabelle 4 - Bedeutung westeuropäischer Länder als Erdölproduzenten 1986

	Gesamt-potential(a)		Kumu- lierte Förde- rung bis 1986	Reserven(b)			
	Mrd.Faß	vH		nach- gewie- sen	vermutet		insge- samt
					ent- deckt	unent- deckt	
				Mrd. Faß			
Saudi Arabien	263,3	15,4	54,7	169,2	3,4	36,0	208,6
Sowjetunion	252,5	14,7	94,5	59,0	22,0	77,0	158,0
Vereinigte Staaten	226,1	13,2	141,7	27,3	20,1	37,0	84,4
Kuwait(c)	121,5	7,1	24,3	79,2	15,0	3,0	97,2
Iran(c)	114,1	6,7	35,0	48,8	11,3	19,0	79,1
Irak(c)	103,8	6,1	18,1	47,1	3,6	35,0	85,7
Venezuela(c,d)	96,9	5,6	42,2	25,6	14,1	15,0	54,7
VR China	71,2	4,2	12,6	18,4	5,2	35,0	58,6
Mexiko	68,7	4,0	13,7	26,5	3,5	25,0	55,0
Verein. Arab. Emirate	60,7	3,5	10,0	33,0	12,7	5,0	50,7
Libyen(c)	47,6	2,8	15,7	21,3	4,6	6,0	31,9
Kanada	46,6	2,7	12,5	6,0	0,8	27,3	34,1
Nigeria(c)	37,5	2,2	11,3	16,0	3,2	7,0	26,2
Norwegen	30,1	1,8	2,4	10,5	0,2	17,0	27,7
Indonesien(c)	28,6	1,7	11,9	8,3	0,5	7,9	16,7
Vereinigtes Königreich	27,3	1,6	6,8	9,0	9,2	2,3	20,5
Algerien(c)	20,1	1,2	7,3	8,8	2,5	1,5	12,8
Malaysia(e)	12,1	0,7	3,4	4,1	0,1	4,5	8,7
Ägypten	10,6	0,6	3,9	3,6	1,1	2,0	6,7
Indien	10,6	0,6	1,9	4,2	2,0	2,5	8,7
Australien(f)	8,6	0,5	2,6	1,7	0,3	4,0	6,0
Oman	8,5	0,5	2,4	4,0	1,1	1,0	6,1
Brasilien	8,5	0,5	2,0	2,2	1,3	3,0	6,5
Argentinien	8,2	0,5	4,2	1,8	0,5	1,7	4,0
Katar(c)	7,5	0,4	3,9	3,2	0,4	0,0	3,6
Kolumbien	6,6	0,4	2,6	1,3	1,2	1,5	4,0
Ecuador(c)	5,7	0,3	1,2	1,7	0,8	2,0	4,5
Peru	5,5	0,3	1,6	0,6	1,3	2,0	3,9
Tunesien	4,5	0,3	0,7	1,3	0,5	2,0	3,8
29 wichtigste Produzenten(g)	1713,5	100	545,1	643,7	142,5	382,2	1168,4

(a) Summe aus nachgewiesenen und vermuteten Reserven und kumulierter Förderung. - (b) Stand Ende 1986. - (c) OPEC-Mitglied. - (d) Einschließlich Trinidad. - (e) Einschließlich Brunei. - (f) Einschließlich Neuseeland. - (g) Das Gesamtpotential der aufgelisteten 29 Länder entspricht etwa 97 vH des Weltpotentials.

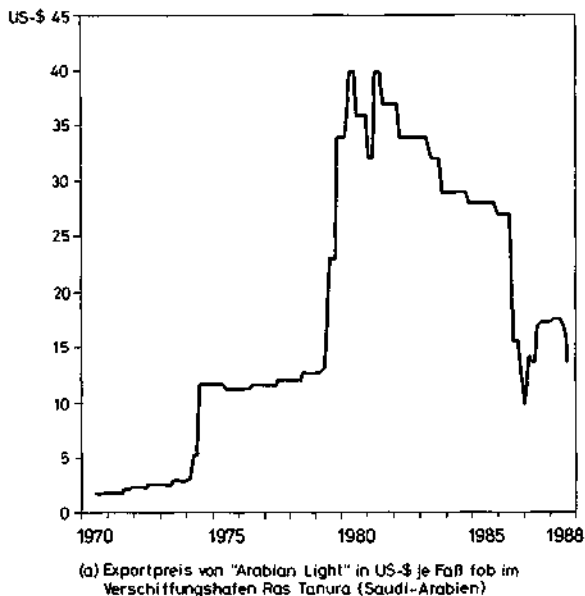
Quelle: OGJ [1988]; eigene Berechnungen.

lichen Welt: in Mexiko, Norwegen, dem Vereinigten Königreich und den Vereinigten Staaten. Bei Erdgas ergibt sich ein ähnliches Bild: Die Niederlande und Norwegen zählen neben Kanada, Malaysia, Mexiko und den Vereinigten Staaten zu den wichtigsten westlichen Erdgasländern.

b. Nutzungsaktivitäten

Die Nutzung von Kohlenwasserstoffen steht weltweit unter dem Eindruck der Erdölpreisentwicklung seit 1970. Zwei drastische Erhöhungen (1973/74 und 1979/80) und ein nicht weniger drastischer Preisrückgang im Jahr 1986 (Schaubild 4) haben deutliche Spuren hinterlassen. So brachte ein Erdölpreis über US-\$ 10 je Faß nach 1973 eine Intensivierung der Suche nach Kohlenwasserstoffen in allen rohstoffträchtigen Gebieten der Welt und eine Zunahme der Förderung in Regionen mit überdurchschnittlichen Kosten mit sich. Zu den letzteren gehören die Offshore-Felder, die im Gegensatz zu vielen Onshore-Feldern erst bei höheren Rohölpreisen rentabel werden.

Schaubild 4 - Entwicklung des Rohölpreises 1970-1988 (a)



Quelle: OGJ [Ifd. Jgg.].

Tabelle 5 - Erdöl- und Erdgasförderung in den EG-Ländern und Norwegen 1985, 1986 und 1987

	Erdöl			Erdgas		
	1985	1986	1987	1985	1986	1987
	1000 Faß/Tag			Mrd. m ³		
Belgien	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Bundesrepublik	81	79	74	17,21	15,44	18,65
Dänemark	59	73	93	1,12	1,76	2,43
Frankreich	52	59	64	5,40	4,30	3,87
Griechenland	26	25	23	0,04	0,05	0,10
Irland	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Italien	45	49	58	12,70	14,92	19,73
Niederlande	71	92	90	80,90	74,24	77,29
Portugal	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Spanien	44	37	32	0,28	0,35	0,74
Vereinigtes Königreich	2532	2540	2448	42,37	46,24	46,85
EG-Länder insgesamt	2910	2954	2882	160,02	157,30	169,66
Norwegen	784	847	999	25,53	25,65	28,13
EG-Länder und Norwegen	3694	3801	3881	185,55	182,95	197,79
davon:						
Nordsee(a)	3412	3518	3595	.	.	77,40
Übrige Welt	49915	52063	52073	1589,50	1619,29	1731,36
davon:						
OPEC-Länder	16039	18074	17801	133,40	135,95	172,42

(a) Dänemark, Niederlande, Vereinigtes Königreich, Norwegen.

Quelle: OGJ [lfd. Jgg.].

Kam den Ländern der EG 1970 noch kaum Bedeutung als Erdöl- und Erdgasproduzenten zu, so entfällt auf sie 1987 - trotz ihrer im internationalen Vergleich relativ niedrigen Reserven - immerhin ein Anteil von ca. 5 bzw. 9 vH an der Weltförderung von Erdöl bzw. Erdgas. Zusammen mit Norwegen erhöhen sich diese Anteile auf 7 bzw. 10 vH, wobei über 90 vH des Erdöls und fast 40 vH des Erdgases aus der Nordsee kommen. Hervorgetreten sind das Vereinigte Königreich als Rohölproduzent und die Niederlande als Erdgasproduzent (Tabelle 5).

Überraschend ist, daß Norwegen als reservenreiches Land bei der Nutzung seiner Kohlenwasserstoffreserven Förderraten¹ aufweist, die

¹ Faß pro Tag bei Erdöl und m³ pro Jahr bei Erdgas.

Tabelle 6 - Lizenzvergabe und Merkmale produzierender Erdölfelder in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1986

	Unter Lizenz stehende Blöcke	Produ- zierende Offshore- Felder	Bohrlöcher je Feld	Durchschnitt- liche Förde- rung je Feld
	Anzahl		Durchschnitt- liche Anzahl	Faß/Tag
Belgien	.	0	.	.
Bundesrepublik	.	1	15	7713
Dänemark	74	5	.	14785
Frankreich	6	0	.	.
Griechenland	22	1	16	26500
Irland	89	0	.	.
Italien	225	3	8	3133
Niederlande	170	4	13	8772
Portugal	0	0	.	.
Spanien	121	7	4	5990
Vereinigtes Königreich	736	29	26	84946
EG-Durchschnitt	180	.	14	21677
Norwegen	285	11	22	78315

Quelle: OGJ [1987].

weit unter denen der Hauptproduzenten unter den EG-Ländern liegen (Tabelle 5). Ein ähnliches Bild ergibt sich auch aus der Anzahl der im Jahr 1986 unter Lizenz stehenden Blöcke, der Anzahl der erdölproduzierenden Offshore-Felder, der durchschnittlichen Anzahl von Bohrlöchern je Feld und - obwohl weniger deutlich - aus der durchschnittlichen Fördermenge je Feld (Tabelle 6). Dahinter steht vermutlich eine Politik, die auf eine langsame Ausbeutung der Ressourcen gerichtet ist. Wurden im Zeitraum 1965-1987 im Vereinigten Königreich 1258 Offshore-Lizenzen vergeben, so betrug die entsprechende Zahl in Norwegen 224, d.h., nur 18 vH der Erteilungen im britischen Nordseeteil (Tabellen A1 und A2).

Die Nutzungsintensität der Vorkommen wird darüber hinaus von der Anzahl der für Explorations- und Feldentwicklungszwecke niedergebrachten Bohrungen angezeigt. Wird der Auslastungsgrad der in den westeuropäischen Meeresgebieten stationierten Bohrrinseln als Indikator herangezogen, so kann für die Nordsee seit 1981 ein höheres Aktivitätsniveau als in Nordamerika und nach 1984 sogar eine höhere Auslastung als im

Tabelle 7 - Auslastung von Bohrinsern nach Regionen 1980-1986 (vH)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Nordsee	97,9	98,2	100,0	89,3	81,3	87,3	70,4
Nordamerika	98,2	94,7	96,8	71,4	79,7	82,3	40,0
Südamerika	98,5	98,6	96,1	88,1	85,1	94,4	65,4
Asien	90,5	95,7	93,0	66,7	66,3	78,7	66,0
Afrika	100,0	100,0	98,5	85,3	80,3	87,3	74,6
Mittlerer Osten	95,0	100,0	100,0	93,3	77,6	75,5	50,0
Süd- und Osteuropa	97,0	87,5	90,7	78,2	65,9	88,5	65,4

Quelle: OGJ [1986].

Mittleren Osten festgestellt werden (Tabelle 7). Dazu trägt ganz sicher bei, daß bei Explorationsbohrungen in der Nordsee bisher überdurchschnittliche Erfolgsquoten erzielt werden konnten (Tabelle A3). Im Ganzen zeigt sich aber bereits sehr deutlich der Rückgang der Bohraktivität seit 1982, als der Verfall der Ölpreise begann. Auf dem etwas niedrigeren Niveau, das 1986 weltweit erreicht wurde, kann ebenfalls die führende Rolle des Vereinigten Königreiches und die Zurückhaltung Norwegens festgestellt werden (Tabelle A4).

Ausschlaggebend für die künftige Nutzung der in den EG-Ländern und in Norwegen vorhandenen Lagerstätten werden der Rohölpreis und die Nachfrageentwicklung sein. In jüngsten Prognosen wird von einer eher konstant bleibenden Nachfrage bis 1990 (Tabelle 8), jedoch von einem weiterhin labil (zwischen US-\$ 10 und 20) bleibenden Rohölpreis ausgegangen. Ob der Preiseinbruch seit 1982 und insbesondere 1986 zu einer stärkeren Nachfrage nach Energierohstoffen führen wird, ist noch offen. Der Energieverbrauch dürfte jedenfalls in den OECD-Ländern nicht mehr mit den Raten der 60er oder der ersten Hälfte der 70er Jahre zunehmen, weil die Produktionstechnologien, die im Zeichen der Rohölvertteuerung eingeführt wurden, ein weniger energieintensives Wachstum ermöglichen. Viel entscheidender für die Beurteilung der Lage in Westeuropa dürfte die Tatsache sein, daß der Selbstversorgungsgrad bei Erdöl in dieser Region trotz des Nordsee-Booms niedrig ist und in Zukunft weiter abnehmen wird; dies gilt auch für das Vereinigte Königreich, das zwar vorübergehend seine Nachfrage aus eigenen Quellen decken kann, das jedoch angesichts seiner relativ geringen Reserven auf längere Sicht ein Importland ist und deshalb die Suche nach neuen Vorkommen in sei-

Tabelle 8 - Entwicklung der Weltnachfrage und des Weltangebots von Erdöl (a) 1986-1990 (Mill. Faß/Tag)

	1986	1987	1988(b)	1989(b)	1990(b)
Nachfrage					
OECD-Länder	35,2	35,7	36,2	36,6	37,0
davon:					
Nordamerika	18,0	18,4	18,7	18,9	19,1
Westeuropa	12,1	12,1	12,3	12,4	12,5
Pazifischer Raum	5,1	5,2	5,3	5,3	5,4
Übrige westliche Länder	12,6	12,9	13,1	13,2	13,4
Weltnachfrage(c)	47,8	48,6	49,3	49,8	50,3
Angebot					
Nicht-OPEC-Länder	28,3	28,5	28,6	28,6	28,6
davon:					
OECD-Länder	16,9	16,7	16,5	16,3	16,1
Entwicklungsländer	8,5	8,8	9,1	9,3	9,5
Netto-Ausfuhren der COMECON-Länder	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
OPEC-Länder	19,5	19,3	20,7	21,2	21,7
Weltangebot	47,8	47,8	49,3	49,8	50,3
(a) Erdöl und NGL (Natural Gas Liquids). - (b) Geschätzt. - (c) Ohne COMECON-Länder.					

Quelle: OGJ [1988].

nen Meeresgebieten nur dann einstellen würde, wenn die Marktpreise über einen längeren Zeitraum unter die Förderkosten in der Nordsee sinken würden. Auch die gegenwärtige Überversorgung Westeuropas mit Erdgas dürfte höchstens bis zur Jahrhundertwende anhalten.

Ausgehend von den im Vereinigten Königreich und in Norwegen nachgewiesenen Reserven, würde eine Aufrechterhaltung der 1986 erzielten Förderraten bei Erdöl nur noch weitere 9 bzw. 35 Jahre möglich sein (statische Reichweite).¹ Für eine ganze Reihe von kleineren, als marginal eingestuften Vorkommen könnte unter den gegebenen Rahmenbedingungen (Zugang, Besteuerung, Verfügung über die Rohstoffe) erst bei einem Rohölpreis von über US-\$ 20 je Faß eine Felderschließung lohnend werden. Zu einer Beschleunigung der Rohstoffnutzung könnte es bei einem Rohölpreis zwischen US-\$ 10 und 20 je Faß nur dann kommen, wenn die

¹ Die statische Reichweite errechnet sich als Reserven/jährliche Fördermenge; die Daten dafür sind in Tabelle 4 enthalten.

Rahmenbedingungen nachhaltig verbessert würden. Ohne eine Änderung der Zugangsbedingungen und unter der Annahme eines relativ stabilen Erdölpreises wird in den nächsten Jahren mit folgenden Nutzungsmöglichkeiten zu rechnen sein:

- Erschließung bereits entdeckter Vorkommen besonders im britischen Teil der Nordsee, aber auch im norwegischen Teil;
- verstärkte Suche nach Erdgas in britischen Gewässern;
- weitere Explorationsanstrengungen in den übrigen europäischen Küstenländern;
- Aufbau der notwendigen Infrastruktur für die Ausfuhr von Erdgas und Erdgasprodukten.

Die tatsächliche Entwicklung in Norwegen könnte jedoch hinter diesen Erwartungen zurückbleiben. Ein Anhaltspunkt hierfür ist die Absicht der norwegischen Regierung, neue Projekte auf eine Warteliste zu setzen, damit die Kapazitätsauslastung der norwegischen Industrie weit über 1990 hinaus gesichert werden kann. Zum anderen sind in der Öffentlichkeit Vermutungen darüber angestellt worden, daß die Regierung die Bemühungen der OPEC-Länder, zu einem höheren Ölpreis zurückzufinden, unterstützt und sich deshalb an einer Drosselung des weltweiten Angebots beteiligt.

Die Absicht der Regierungen, Explorations- und/oder Feldentwicklungsprojekte voranzutreiben, bedeutet noch nicht, daß derartige Pläne auch verwirklicht werden. Vielmehr wird dies nicht zuletzt davon abhängen, ob und gegebenenfalls inwieweit die weltweit tätigen Unternehmen Westeuropa als geeigneten Standort für derartige Aktivitäten betrachten. Bekannte, aber noch nicht erschlossene und die noch unbekanntes, aber vermuteten Vorkommen in westeuropäischen Gewässern weisen einen weit höheren Schwierigkeitsgrad als die reifen und weitgehend erschlossenen Meeresgebiete auf. Künftige Projekte werden daher nicht nur in größeren Wassertiefen abgewickelt werden müssen, sondern werden gleichzeitig höhere technologische Anforderungen stellen. Eine erneute Wende auf dem Ölmarkt würde zu einem weltweiten Wettbewerb um Explorations- und Feldentwicklungskapital führen. Die leistungsfähigsten Unternehmen werden bei ihrer Standortwahl die rentabilitätsrelevanten Rahmenbedingungen in anderen Regionen der Welt mit denjenigen vergleichen müssen, die auf dem europäischen Festlandsockel herrschen. Kommt die von vielen Produzenten erhoffte Wende nicht, so wird es darum gehen, kostengün-

stigere Anlagen für einen kleiner gewordenen Markt zu entwickeln, damit die Rohstoffprojekte dennoch ihre Rentabilitätsschwelle erreichen können.

c. Meereswirtschaftliche Vorleistungen für den Kohlenwasserstoffbereich

Exploration, Felderschließung und Rohstoffförderung benötigen in jeder Phase ihrer Durchführung eine Vielzahl von Vorleistungen. Dazu gehören Anlagen, Ausrüstungen, Spezialschiffe und eine Reihe von Diensten, die von der Erstellung seismischer Studien bis hin zur Versorgung und Wartung von Offshore-Plattformen reichen. Obwohl in einigen Ländern die Meerestechnische Industrie bereits eine gewisse Bedeutung erlangt hat, gibt es kaum statistische Informationen über diese Branche. Eine Branche mit dem Namen Meerestechnik wird weder in der amtlichen Statistik der wichtigsten Industrieländer noch in den Statistiken der internationalen Organisationen ausgewiesen. Versuche, die Datenbasis zu verbreitern, sind für die wissenschaftliche Analyse von großer Bedeutung, besonders wenn sie von den amtlichen Stellen übernommen und weitergeführt werden. Doch derartige Versuche sind bisher unveröffentlicht geblieben; fundierte Überblicke über den Weltmarkt stammen vorwiegend aus den 70er Jahren und sind somit veraltet. Dieser Mangel hat zur Folge, daß vielfach Umsatzzahlen genannt werden, die auf groben Schätzungen beruhen; überprüfen lassen sie sich nicht. Einzige Quelle für Informationen über die internationale Meereswirtschaft sind einschlägige Zeitschriften und Informationsdienste sowie Verbands- und Unternehmensberichte.

Nach Boisserpe [1986] erreichte der Weltmarkt für Vorleistungen 1985 einen Umfang von US-\$ 100 Mrd. Etwa 55 bis 60 vH dieses Marktes entfielen auf die Vereinigten Staaten, 10 vH auf das Vereinigte Königreich, 4,5 vH auf Frankreich, 3,5 vH auf Norwegen, 3 vH auf Italien und 2 vH auf die Niederlande. Die EG-Länder kamen auf einen Anteil von ca. 25 vH des Weltmarkts, zusammen mit Norwegen auf 28 vH. Auffallend ist dabei der relativ hohe Anteil Frankreichs. Dieses Land verfügt wegen seiner langen Küste zwar über weite Meeresgebiete, betreibt aber ähnlich wie die Bundesrepublik bislang keine nennenswerten Projekte im eigenen Festlandsockel.

Tabelle 9 - Vereinigtes Königreich: Explorations-, Feldentwicklungs- und Produktionskosten im Kohlenwasserstoffbereich 1976-1986 (Mill. £)

	Kosten							insgesamt
	Exploration(a)	Produktion			Feldentwicklung			
		Erdöl	Erdgas	insgesamt	Erdöl	Erdgas	insgesamt	
1976	301	81	48	129	1507	347	1881	2311
1977	375	161	47	208	1546	344	1890	2473
1978	261	262	88	350	1680	283	1963	2574
1979	241	413	93	506	1821	191	2012	2759
1980	379	591	108	699	2157	217	2374	3452
1981	550	879	125	1004	2479	280	2759	4313
1982	875	1145	164	1309	2304	607	2911	5095
1983	993	1315	180	1495	1768	1054	2822	5310
1984	1395	1536	197	1733	1806	1248	3054	6182
1985	1450	1918	330	2248	1859	940	2799	6497
1986(b)	1019	1730	412	2142	1709	628	2337	5498

(a) Erdöl und Erdgas. - (b) Vorläufige Angaben.

Quelle: DOE [a, 1987]; eigene Berechnungen.

Die Nordsee steht - nach den Vereinigten Staaten - als Offshore-Markt an zweiter Stelle. Nachgefragt werden meereswirtschaftliche Vorleistungen vor allem im britischen und im norwegischen Nordseeteil. Allein im britischen Festlandockel wurden 1986 etwa £ 5,5 Mrd. für Exploration, Feldentwicklung und Förderung ausgegeben, fast zweieinhalbmal soviel wie noch vor zehn Jahren (Tabelle 9). Der größte Teil dieser Ausgaben wird in der Phase der Feldentwicklung getätigt, und zwar für Module, Ausrüstungen, Plattformen und Bohrungen (Tabelle A5). Im Zeitablauf hat sich der Anteil der langlebigen Plattformen und der Unterwasser-Pipelines verringert, während gleichzeitig die der Bohrkosten und der Ausgaben für Ausrüstungen zugenommen haben. Zurückgegangen ist der Anteil der Explorationskosten an den Gesamtausgaben, wohingegen der der Produktionskosten die höchsten Zuwächse aufweist; die Felderschließungskosten haben im Zeitraum 1976-1986 am wenigsten zugenommen.

Gemessen an der Art von Vorleistungsaufträgen, die im Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffvorhaben im britischen Festlandsockel verge-

Tabelle 10 - Vereinigtes Königreich: Entwicklung der Struktur von Vorleistungsaufträgen (a) im Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffprojekten im Festlandssockel 1979-1986 (vH)

	1979	1981	1983	1986
Exploration	3	19	19	7
davon:				
Untersuchungen	1	1	1	3
Bohrungen	2	18	18	5
Feldentwicklung	76	54	47	55
davon:				
Förderinseln	42	22	20	22
Andere Großanlagen	7	6	4	4
Anlagen und Ausrüstungen	6	9	12	12
Unterwasser-Pipelines	4	5	4	9
Bohrungen	2	7	4	4
Terminals	16	6	4	4
Produktion	6	2	4	4
davon:				
Instandhaltung, Wartung	6	2	4	4
Übrige Dienstleistungen	16	24	30	34
davon:				
Transport	4	8	8	9
Unterwasserdienste	1	4	4	3
Bohrgeräte, Ausrüstungen	3	9	12	14
Personaldienste	3	2	3	4
Sonstige	4	2	4	4
Aufträge insgesamt(b)	101	99	100	100
Auftragswert (Mill. £)	2679	2911	2610	2231

(a) Mit Ausnahme des Bereichs Instandhaltung, in dem Aufträge mit einem Mindestwert von £ 50000 berücksichtigt werden, handelt es sich um Aufträge mit einem Wert über £ 100000. - (b) Rundungsfehler.

Quelle: DOE [a]; eigene Berechnungen.

ben wurden, nehmen Vorleistungen für die Feldentwicklung ebenfalls den ersten Platz ein, obwohl ihr Anteil von 76 (1979) auf 55 vH (1986) gefallen ist (Tabelle 10). Die Entwicklung des Rohölpreises spiegelt sich am besten im zeitlichen Verlauf des Anteils von Explorationsvorleistungen wider: Nach der zweiten Ölpreiserhöhung stieg er von 3 auf 19 vH und fiel nach dem Ölpreiserückgang 1986 auf 7 vH zurück (Tabelle 10). Bedeutend ist außerdem der Anteil der reinen Dienstleistungen am Auftragsvolumen von Vorleistungen. Dienstleistungen (vor allem Bohrungen, Transport, Personalversorgung) haben ihren Anteil von 1979 bis 1986 verdoppeln können, und zwar ungeachtet der Rohölpreisänderungen.

Tabelle 11 - Vereinigtes Königreich: Prognostizierte Ausgaben von Lizenznehmern für Vorleistungen bei Kohlenwasserstoffprojekten 1981-1995 (Mill. £)

	1981 -1985	1986 -1990	1991 -1995	1986 -1995
1. Erdölpreis zwischen US-\$ 10 und 20 je Faß				
Ausgaben für Exploration	2220	1235	1986	3221
Feldentwicklung	7979	4629	6591	11220
Produktion	528	533	687	1220
Dienstleistungen	4771	4079	5417	9496
insgesamt	15498	10476	14681	25157
2. Erdölpreis von US-\$ 25 je Faß ab 1990				
Ausgaben für Exploration	2220	1517	1784	3301
Feldentwicklung	7979	6440	5873	12313
Produktion	528	537	767	1304
Dienstleistungen	4771	4293	5825	10118
insgesamt	15498	12787	14249	27036

Quelle: OGJ [1986].

Prognosen über die künftige Entwicklung des britischen Vorteilungsmarkts bis 1995 ist zu entnehmen, daß zunächst nur geringe Zuwächse für den Bereich der Exploration und Felderschließung bis 1990 erwartet werden. Erst in der ersten Hälfte der neunziger Jahre soll diese Aktivität kräftiger expandieren (Tabelle 11). Für die Dienstleistungen wird - wie auch für die relativ unbedeutende Versorgung des Produktionsbereichs - hingegen eine stetigere Entwicklung vorhergesagt.

Die Expansion der britischen Offshore-Industrie geht mit der Politik des "local content" einher: Der Anteil der britischen Firmen an der Lieferung von Vorleistungen stieg von durchschnittlich 66 vH im Jahr 1978 auf 82 vH im Jahr 1986. Den stärksten Zuwachs erfuhren Explorationsvorleistungen (von 27 auf 89 vH), während die Bereiche der Felderschließung, der Produktion und einiger Dienstleistungen schon 1978 zu 60 bis 70 vH von britischen Firmen bedient wurden und daher dritte Anbieter nur noch wenig verdrängen konnten. Im Jahr 1986 lag der heimische Anteil nur bei 3 der insgesamt 14 in Tabelle 12 aufgeführten Vorleistungsarten unter 80 vH.

Tabelle 12 - Vereinigtes Königreich: Anteil britischer Zulieferer an Vorleistungsaufträgen (a) im Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffprojekten im Festlandsockel 1978-1986 (vH)

Vorleistungsart	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Exploration	27	40	34	32	37	37	62	69	89
davon:									
Untersuchungen	73	78	65	47	73	81	80	78	83
Bohrungen	19	29	31	31	29	34	60	67	92
Feldentwicklung	70	83	78	75	80	83	77	82	80
davon:									
Förderinseln	74	84	77	77	88	91	81	93	82
Andere Großanlagen	41	70	54	66	65	66	68	35	77
Anlagen und Ausrüstungen	74	73	76	78	86	84	76	81	86
Unterwasser-Pipelines	38	35	40	56	61	61	63	63	59
Bohrungen	70	69	57	71	75	64	57	64	92
Terminals	85	98	99	98	96	99	97	98	95
Produktion	73	91	86	88	88	91	87	94	97
davon:									
Instandhaltung, Wartung	73	91	86	88	88	91	87	94	97
Übrige Dienstleistungen	63	63	61	72	72	74	71	76	82
davon:									
Transport	84	74	61	73	74	73	79	85	88
Unterwasserdienste	77	62	54	81	75	85	88	84	90
Bohrgeräte und -ausrüstungen	52	62	58	69	68	69	64	69	78
Personaldienste	30	36	39	51	50	57	63	58	67
Sonstige	33	74	98	92	96	95	92	96	91
Aufträge insgesamt	66	79	71	67	73	72	74	80	82

(a) Mit Ausnahme des Bereichs Instandhaltung, wo Aufträge mit einem Mindestwert von £ 50000 berücksichtigt werden, handelt es sich um Aufträge mit einem Wert von über £ 100000.

Quelle: DOE [a].

In Norwegen beliefen sich die Ausgaben für feste Anlagen, Pipelines und für Explorationsaktivitäten 1986 auf NKr 38,6 Mrd.; die kumulierten Anlagen- und Ausrüstungsausgaben bis 1986 hatten an allen Ausgaben einen Anteil von 74 vH (Tabelle 13). Diese Ausgaben haben sich seit 1978 verdreifacht. Angesichts der protektionistischen Politik hat vor allem die norwegische Offshore-Industrie von dieser Ausgabenentwicklung profitiert. Der Anteil norwegischer Firmen am Auftragsvolumen hat sich von 28 vH (1975) auf 58 vH (1980) und schließlich auf 63 vH (1984) erhöht (ohne Berücksichtigung der Schifffahrtssdienste und der Bohrinnseln) [RMPE, 1988].

Tabelle 13 - Norwegen: Ausgaben im Offshore-Bereich 1978-1986 (Mill. NKr)

	Ausgaben für feste Anlagen und Pipelines		Explorationsausgaben	Ausgaben insgesamt
	jährlich	kumuliert(a)	kumuliert	
1978	7469	48769	.	.
1979	8051	56820	.	.
1980	7648	64468	.	.
1981	8370	72838	.	.
1982	10897	83735	.	.
1983	19444	103179	28000	131179
1984	21295	124474	29000	153474
1985	22228	146702	46745	193447
1986	24598	171300	60700	232000

(a) Seit 1965.

Quelle: RMPE [Ifd. Jgg.].

Neben der britischen und norwegischen Offshore-Industrie sind aus den EG-Ländern vor allem französische und niederländische Unternehmen in der Nordsee tätig. In Frankreich handelt es sich um eine Gruppe von etwa 300 Firmen, die im Zentralverband GEP/ASTEO (Groupement Interprofessionnel pour l'Équipement des Industries du Pétrole, du Gaz et de la Géothermie et pour l'Exploitation des Océans) organisiert sind und ca. 75000 Arbeitnehmer beschäftigen. Frankreich nimmt nach den Vereinigten Staaten den zweiten Platz in der Welt beim Export von Offshore-Produkten und -Diensten ein; 1985 erzielten französische Firmen einen Gesamtumsatz von FF 50 Mrd., wovon 80 vH auf die Ausfuhr entfielen.

Im Gegensatz zu französischen Unternehmen stand niederländischen Firmen ein heimischer Markt als Betätigungsfeld offen, der seit 1968, als die erste Lizenz vergeben wurde, kräftig gewachsen ist. Das erste Gasfeld produziert seit 1974 und das erste Ölfeld seit 1982. Verglichen mit Norwegen und mit dem Vereinigten Königreich ist der Protektionismus in den Niederlanden gering. Niederländische Firmen erhalten gegenwärtig im Schnitt nur etwa 1/3 der Vorleistungsaufträge von Projekten im eigenen Festlandsockel. Im einzelnen liegt ihr Anteil (laut Angaben von Petroconsultants) bei 25-30 vH bei Explorationsaufträgen, 70-90 vH bei Planung und Konstruktion von Plattformen, 100 vH bei Förderanlagen, 90 vH bei

Planung und Konstruktion von Pipelines, 10-15 vH bei Pipeline-Verlegung, 25 vH bei Bohrungen und 70 vH bei Dienstleistungen.

Die Vorleistungen werden von etwa 240 Firmen angeboten, die Mitglieder des Meereswissenschaftlichen Instituts (IRO), einer verbandsähnlichen Organisation, sind.

Die Nachfrage nach Offshore-Vorleistungen in Westeuropa scheint stark abhängig von der Rohölpreisentwicklung zu sein; einzige Ausnahme hiervon sind die Dienstleistungen. Am besten kann dies für die Zeit nach dem Preiseinbruch 1986 anhand der Bohraktivitäten in Westeuropa gezeigt werden. Die Anzahl aktiver Bohrinself in diesem Gebiet ist von 103 im Jahr 1985 auf nur 54 im Jahr 1986 gefallen; nach Erholung der Preise im Laufe des Jahres 1987 stieg diese Zahl wieder auf 95 an (Tabelle A6).

Tabelle 14 - Prognose (a) für die Bohraktivität in der Nordsee 1986-1991 (Bohrinsel-Jahre)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Aktivität in einzelnen Ländern						
Dänemark	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0,5
Niederlande	8,0	7,0	6,5	6,5	6,0	5,5
Vereinigtes Königreich	25,0	24,0	23,5	22,5	20,5	20,5
Norwegen	8,5	7,5	7,5	7,0	6,5	6,5
Nachfrage nach Bohrinself						
Halbtaucher für						
Exploration	24,0	21,0	20,0	19,0	17,0	17,0
Entwicklung	7,5	5,0	4,5	4,5	4,0	4,5
Förderung	3,0	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0
Positionierung	6,0	4,0	4,5	4,0	2,0	2,0
insgesamt	40,5	33,0	32,0	31,5	27,0	27,5
Selbsteher für						
Exploration	20,0	20,0	20,0	19,0	17,0	16,0
Entwicklung	14,0	14,0	14,0	13,0	12,0	11,0
Positionierung	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
insgesamt	35,0	35,0	35,0	33,0	30,0	28,0
Angebot an Bohrinself						
Halbtaucher	66,5	67,0	65,0	63,0	61,0	59,0
Selbsteher	50,0	51,0	50,0	48,0	46,0	45,0
Angebotsüberschuß						
Halbtaucher	26,0	34,0	33,0	31,5	34,0	31,5
Selbsteher	15,0	16,0	15,0	15,0	16,0	17,0
(a) Von November 1986.						

Quelle: OGJ [1986].

Tabelle 15 - Prognose (a) für die Bohraktivität in der Nordsee 1987-1992
(Bohrinsel-Jahre)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Nachfrage nach Bohrinseln						
Halbtaucher für						
Exploration	25	33	34	38	39	39
Entwicklung	5	5	6	5	5	5
Förderung	3	3	4	5	5	5
Positionierung	4	3	4	3	2	2
insgesamt	37	44	48	51	51	51
Selbstheber für						
Exploration	18	20	21	22	23	23
Entwicklung	11	12	12	12	11	11
Positionierung	1	1	1	1	1	1
insgesamt	30	33	34	35	35	35
Angebot an Bohrinseln						
Halbtaucher	69	67	65	64	63	62
Selbstheber	50	48	47	46	46	45
Angebotsüberschuß						
Halbtaucher	32	23	17	13	12	11
Selbstheber	20	15	13	11	11	10
(a) Von November 1987.						

Quelle: OGJ [1987].

Trotz dieser schwachen Erholung sind die Aussichten für eine verstärkte Nachfrage nach Bohrungen für Explorations-, Feldentwicklungs- und Produktionszwecke nicht sehr gut. Entsprechende Prognosen für die Bohraktivität bis 1991/92, sowohl unter dem Eindruck des Ölpreisverfalls (Tabelle 14) als auch nach der schwachen Erholung (Tabelle 15) weisen auf umfangreiche Überkapazitäten hin, die wohl bis 1992 anhalten werden. Mit einer Wende wird erst nach 1992 gerechnet.

2. Lebende Ressourcen und Ihre Nutzung

Schätzungsweise 95 vH der Fischressourcen sind im Festlandssockelgebiet lokalisiert. Die seit Anfang der 70er Jahre zu verzeichnende völkerrechtliche Aufteilung der Meere hat den Zugang der Fernfangflotten zu Gebieten, in denen sich ihre traditionellen Fischgründe befanden, spürbar eingeschränkt und so weltweit zu einer neuen Verteilung der

Fänge zugunsten vieler Küstenstaaten geführt. Diese Entwicklung hat für westeuropäische Länder besonders tiefgreifende Folgen gehabt.

Entfielen in der ersten Hälfte der siebziger Jahre noch ca. 10,5 vH des Weltfischfangs auf die EG-Länder (zusammen mit Norwegen kamen sie auf einen Anteil von 14,6 vH), so sank, ungeachtet der Zunahme des Weltfischfangs von 67 Mill. t im Schnitt der Jahre 1971-1975 auf 80 Mill. t im Jahr 1983, der Anteil der EG-Länder im gleichen Zeitraum auf 8,4 vH (mit Norwegen auf nur noch 11,9 vH (Tabelle 16)). Entsprechend verringerte sich die wirtschaftliche Bedeutung der Fischerei für

Tabelle 16 - Bedeutung der EG-Länder und Norwegens als Fischfangnationen 1971-1983

	Fischfang						
	1971-1975		1978-1982		1983		
	1000 t (a)	vH	1000 t (a)	vH	1000 t (a)	vH	Anteil am Fang der EG- Länder
Belgien	53,5	-(b)	48,3	-(b)	48,6	-(b)	-(b)
Bundesrepublik	474,4	-(b)	345,5	-(b)	305,6	-(b)	4,6
Dänemark	1576,2	2,4	1867,4	2,5	1887,2	2,4	28,3
Frankreich(c)	794,0	-(b)	788,9	1,0	669,3	-(b)	10,0
Griechenland	97,1	-(b)	103,9	-(b)	97,9	-(b)	1,5
Irland	86,9	-(b)	150,8	-(b)	203,4	-(b)	3,0
Italien	411,7	-(b)	445,3	-(b)	481,2	-(b)	7,2
Luxemburg	0		0		0		
Niederlande	337,9	-(b)	385,7	-(b)	623,6	-(b)	9,3
Portugal	467,7	-(b)	269,1	-(b)	246,5	-(b)	3,7
Spanien	1528,5	2,3	1299,3	1,7	1254,1	1,6	18,8
Vereinigtes Königreich	1183,3	1,8	969,1	1,3	863,3	1,1	12,9
EG-Länder insgesamt	7011,2	10,5	6673,3	8,8	6680,7	8,4	100,0
Norwegen	2714,3	4,1	2577,8	3,4	2822,3	3,5	
Japan	10459,7	15,6	11053,1	14,5	11250,0	14,1	
Kanada	1140,7	1,7	1410,4	1,9	1337,3	2,7	
Vereinigte Staaten	2973,1	4,4	3786,0	5,0	4142,6	5,2	
Welt	66956,8	100,0	76306,8	100,0	79675,6	100,0	

(a) Lebendgewicht. - (b) Anteil unter 1 vH. - (c) Ohne überseeische Gebiete.

Quelle: EUROSTAT [Fischereistatistik, lfd. Jgg.]; eigene Berechnungen.

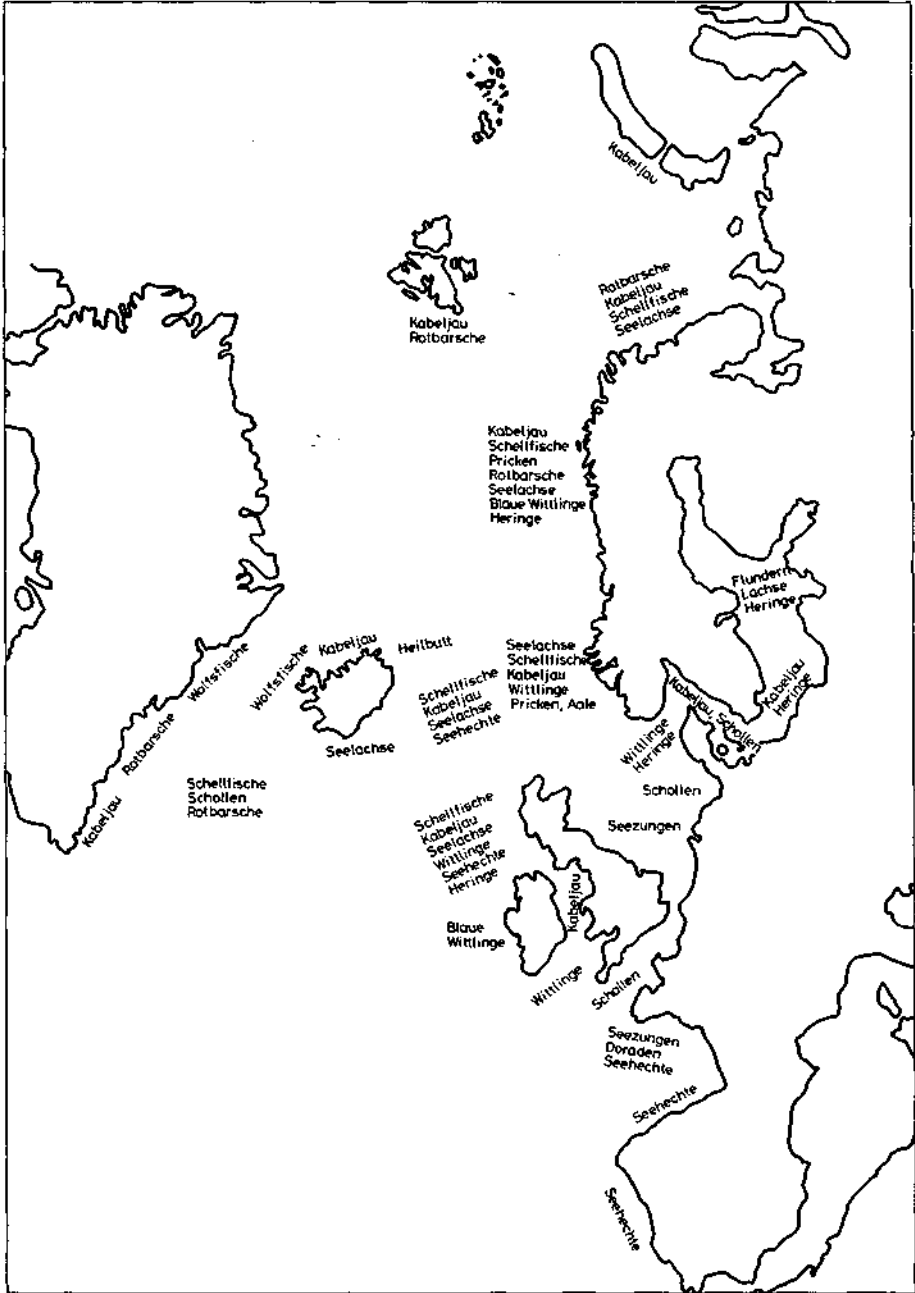
diese Länder, die in den 70er Jahren ohnehin nur in Norwegen 2,5 vH des Bruttoinlandsprodukts ausmachte und in den übrigen Ländern, mit Ausnahme von Spanien (1,8 vH) und Dänemark (1,4 vH), unter 0,5 vH lag, weiter.

Als Ursachen für das Schrumpfen des Fischereisektors sind verschiedene Gründe angeführt worden, wie die Überfischung ökonomisch bedeutsamer Fischarten, die sektorale Wirtschaftspolitik, die praktiziert wurde, und die veränderte Verteilung der Zugangsrechte für die wichtigsten Fischgründe. Im folgenden sollen die ersten beiden Argumente diskutiert werden. Zur Frage der veränderten rechtlich-institutionellen Rahmenbedingungen wird in Kapitel V Stellung genommen.

Schätzungen über das Ressourcenpotential der Meere sind mit Ungenauigkeiten verbunden, weil die Bestände oft nicht stationär und außerdem verschiedenen natürlichen Einflüssen (Wetter, Strömungen, Überfischung, Störung der Nahrungskette etc.) ausgesetzt sind. Hinzu kommt, daß das Wachstum einzelner Bestände ungleich stark ist und zu verschiedenen Zeitpunkten von diesen Einflüssen beeinträchtigt wird. Im Atlas der lebenden Meeresressourcen der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (FAO) werden Bestände, deren Größe am exaktesten wiedergegeben werden, in nur wenigen Mengenkategorien eingeteilt. Diese liefern allenfalls grobe Anhaltspunkte für die relative Größenordnung der Bestände. Auch in den Veröffentlichungen der EG sind keine genaueren Angaben anzutreffen. Anders verhält es sich mit der geographischen Verteilung der am stärksten befischten Arten (Schaubilder 5 und 6).

Die Fischereigebiete der EG-Länder liegen vor allem im Nordostatlantik, der neben dem Nordwestpazifik die wichtigsten Fischgründe der Welt beherbergt. Im Nordostatlantik werden etwa 1/5 der Fänge gemacht; im Nordost- und Nordwestatlantik finden etwa 27 vH der Fänge statt. Von den EG-Ländern treten insbesondere Dänemark, Spanien, das Vereinigte Königreich und Frankreich mit Fanganteilen zwischen 30 und 10 vH als Fischereinationen hervor (Tabelle 16); erwähnenswert sind außerdem die Niederlande und Italien. Die regionale Entwicklung des Fischfangs zeigt, daß es einigen Ländern trotz insgesamt gesehen rückläufiger Anlandungen gelungen ist, die Höhe und Zusammensetzung ihrer Fänge seit Mitte der 70er Jahre konstant zu halten. Hierzu gehören Dänemark und Frankreich. Irland, Italien, die Niederlande und das Vereinigte König-

Schaubild 5 - Wichtigste Fischarten im Nordatlantik



Quelle: FAO [1985].

Schaubild 6 - Wichtigste Fischarten im Mittelmeer



Quelle: FAO [1985].

reich erfahren bei den jeweils vier wichtigsten Fischarten eine sehr unterschiedliche Entwicklung (Schaubild A1).

Der Tatbestand der Überfischung ist zumindest für die Nordsee inzwischen unbestritten. Dazu hat das überkommene Fischereiregime (vgl. dazu Kapitel V) beigetragen. Das als Zielvorgabe für das Management von Fischbeständen angewandte Prinzip des höchsten Dauerertrags (maximum sustainable yield) kann zu ernststen Fehlentwicklungen führen. Denn es basiert auf rein biologischen Gesetzmäßigkeiten und verkennt dabei, daß das ökonomische und das biologische Optimum nicht zusammenfallen müssen. Im Fall der Nordsee sind beide Optima ganz offensichtlich weit voneinander entfernt.¹

Die Krise im Fischereisektor der Untersuchungsländer steht andererseits in einem engen Zusammenhang mit der übermäßigen Ausweitung der Fangkapazitäten im Zeitraum 1950-1975. Diese Entwicklung dürfte bei einzelnen Arten die Überfischung gefördert haben. Anfang 1985 betrug

¹ Vgl. dazu etwa Kim [1984] und Prewo et al. [1982].

nach EUROSTAT-Angaben die Fischereiflotte der EG-12: 80250 Einheiten, mit einer Gesamttonnage von rund 2 Mill. BRT. Über 3/4 der Flotte entfallen auf die Küstenfischerei, 17 vH auf die Kleine Hochseefischerei und der Rest auf die Hochseefischerei. Vor allem in Spanien, Griechenland, Italien und Portugal überwiegt der Anteil der Küstenfischereiflotte, während die Bundesrepublik und Frankreich vor allem über Schiffe für die Hochseefischerei verfügen.

In der EG ist in den achtziger Jahren erstmals die Hochseefischereiflotte geschrumpft. Die Gesamttonnage der anderen Schiffskategorien hat sich stabilisiert, in einigen Ländern hat sie sogar geringfügig zugenommen. So läßt sich im Zeitraum 1978-1985 für die Bundesrepublik ein geringer Zuwachs der Kutterflotte, aber ein Rückgang in der Hochseefischerei-Tonnage von fast 80 vH feststellen. Kapazitätseinschränkungen fanden auch in Belgien, Dänemark und Frankreich statt. Die spanische Flotte legte im Untersuchungszeitraum, gemessen an der Zahl der Fischereifahrzeuge, geringfügig zu, erfuhr dabei jedoch eine Abnahme der Gesamttonnage, was letztlich eine niedrigere Fangkapazität zur Folge hat. In Griechenland nahm die Anzahl der Schiffe um 22 vH zu, obwohl die Hochseeflotte um ca. 40 vH abgebaut wurde. Eine Zunahme der Kapazitäten konnte auch für Irland, Italien und vor allem für die Niederlande registriert werden (Tabelle A7).

Daß insgesamt gesehen die bereits in den 70er Jahren sichtbar werdende Überkapazität nicht abgebaut und bei weiter sinkenden Fängen sogar ausgebaut wurde, deutet auf Politikversagen hin. Investitionen in diesem Bereich hätten infolge der zunehmenden Knappheit an Fischressourcen rentabel sein können, wenn der Rohstoffpreis die steigenden Fangkosten widergespiegelt hätte. Das Angebot an Fischereierzeugnissen hätte entsprechend zurückgehen müssen. Tatsächlich konnten die Preise ihre Allokationsfunktion nicht wahrnehmen, weil sie entweder durch Eingriffe der EG oder einzelner Regierungen im Zuge einer Politik der Einkommensstabilisierung für die Fischerei, wie sie auch für die Landwirtschaft betrieben wurde, durch preis- und subventionspolitische Maßnahmen verzerrt wurden, anstatt an die bei der Fischressource entstandene Knappheit angepaßt zu werden. Der im Fischereisektor durch staatliche Eingriffe aufgeschobene Strukturwandel - zu verhindern ist er nicht - hat letztlich zu einer künstlichen Erhaltung des Kapitaleinsatzes und des Beschäftigungsniveaus in diesem Sektor geführt (Tabellen A7 und A8).

Diese Fischereipolitik hat somit in entscheidender Weise zu der kontinuierlich sinkenden Produktivität und einer im internationalen Vergleich ineffizienten Produktion beigetragen. Die hierdurch entstandene Preisverzerrung gegenüber einer marktlichen Bewertung der Ressource kommt am besten in den Fischeinheitswerten für vier wichtige Arten zum Ausdruck (Tabelle 17). Vergleicht man die in ausgewählten EG-Ländern 1981 erzielten Einheitswerte für Hering, Kabeljau, Rotbarsch und Schellfisch mit denjenigen, die z.B. in Kanada galten, so wird das Ausmaß der Fehlbewertung deutlich: Die kanadischen Werte machten nur zwischen 20 und 56 vH der europäischen Werte aus. Auch für Norwegen errechnen sich Werte, die zwar höher als die kanadischen, aber weit niedriger als die der EG ausfallen.

Tabelle 17 - Internationaler Vergleich der Fisch-Einheitswerte bei ausgewählten Fischarten 1981

	Hering	Kabeljau	Rotbarsch	Schellfisch
	US-\$/t (a)			
Belgien	452	953	1097	789
Bundesrepublik	285	596	744	585
Dänemark	431	727	842	664
Frankreich	354	1216	953	615
Irland	271	665	.	418
Niederlande	636	863	.	731
Vereinigtes Königreich	271	1061	431	773
EG-Durchschnitt(b)	386	869	813	654
Standardabweichung	123	207	414	120
Kanada	140	320	165	364
Norwegen	321	596	367	545
	vH			
Kanada/EG- Durchschnitt(c)	36,3	36,8	20,3	55,7
Norwegen/EG- Durchschnitt(c)	83,2	68,6	45,1	83,4

(a) Berechnet als: (Wert der Anlandungen in nationaler Währung/angelandete Mengen) x Dollar-Wechselkurs (gerundete Zahlen). - (b) Entsprechende Daten für die übrigen EG-Mitgliedsländer waren nicht verfügbar. - (c) Anteil der Vergleichswerte für Kanada bzw. Norwegen an den EG-Durchschnittswerten.

Quelle: EUROSTAT [Fischereistatistik, lfd. Jgg.]; eigene Berechnungen.

IV. Volkswirtschaftliche Bedeutung meereswirtschaftlicher Aktivitäten für die Bundesrepublik

Die Meerestechnik stellt Ansprüche an die Faktorausstattung eines Landes, die mit denen der Weltraum- und Biotechnik durchaus vergleichbar sind. Viele produktspezifische Faktoren müssen in der Produktion meeres technischer Hochtechnologie auf optimale Weise kombiniert werden, damit ein Anbieter auf diesem Markt Fuß fassen kann. Die Imitation von Konkurrenzproduktion ist sowohl aus rechtlichen als auch aus technischen Gründen sehr schwierig und mit hohen Kosten verbunden. Protektionsmaßnahmen, die auf eine Verdrängung ausländischer Anbieter gerichtet sind, können im Bereich der mittleren meeres technischen Technologie, nicht jedoch im Bereich der Spitzentechnologie wirksam sein. Die Chancen für die deutsche Meerestechnik liegen deshalb in der Entwicklung und Produktion von Spitzenerzeugnissen.

Der Marktzutritt im Bereich mittlerer Technologie ist der deutschen Meerestechnik zunehmend zugunsten von Anbietern in den rohstoffreichen Küstenstaaten verwehrt worden. Die Anforderungen mittlerer Technologien an die Verfügbarkeit der benötigten Produktionsfaktoren kann von den meisten EG-Ländern wie von Norwegen erfüllt werden, da sie sich auf einem ähnlichen Entwicklungsniveau wie die Bundesrepublik befinden. Daß die hohen Zutrittsbarrieren für deutsche Anbieter nicht mit krisenartigen Anpassungserscheinungen einhergegangen sind, dürfte zwei Gründe haben:

- Deutsche Anbieter von Meerestechnik und Dienstleistungen verfügen über eine größere Produktpalette als viele ihrer Konkurrenten, und enge Substitutionsbeziehungen in der Produktion erlauben es ihnen, Entwicklungs- und Produktionsaktivitäten relativ kostengünstig von der Meerestechnik auf die "Landtechnik" zu verlagern.
- In der Bundesrepublik hat sich nie ein großer Binnenmarkt für Meerestechnik entwickeln können. Im Unterschied zu den Langküstenstaaten, die gegenwärtig in der Offshore-Technik, dem wohl wichtigsten Bereich der Meerestechnik, führend sind, verfügt die Bundesrepublik nur über ein kleines Meeresgebiet, das zudem nicht als kohlenwasserstoffträchtig gilt. So gibt es lediglich zwei Offshore-Vorhaben: Schwedeneck in der Ostsee und die Mittelplatte im Wattenmeer der Nordsee. Nach internationalen Maßstäben wird durch das Schwedeneck-

projekt ein marginales Vorkommen ausgebeutet. Auf der Mittelplatte des Wattenmeers wird lediglich ein Pilotprojekt unternommen. Ansonsten werden nur noch seismische Untersuchungen und Probebohrungen in der Nord- und Ostsee durchgeführt.

1. Statistische Grundlagen

Wie bereits in Kapitel III ausgeführt wurde, wird die Meereswirtschaftliche Industrie in der amtlichen Statistik (noch) nicht als eigenständige Branche geführt. Um diese Lücke zu schließen und so eine wichtige Voraussetzung für wirtschaftspolitisch relevante Analysen zu schaffen, sind primärstatistische Arbeiten erforderlich. Die Prognos AG, Basel [Prognos, 1987] und die MECON GmbH, Düsseldorf, haben im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft eine Studie erstellt, in der erstmals der Versuch unternommen wird, eine statistische Datenbasis für die deutsche Meereswirtschaft aufzubauen. Dabei ist die als zu eng definierte Abgrenzung aufgegeben worden, die bisher von der Verbandsstatistik der Wirtschaftsvereinigung industrielle Meerestechnik (WIM) verwendet wurde. Dieser Verband veröffentlicht laufend Daten über die etwa 65 Mitgliedsfirmen, schließt aber Nichtmitglieder von seiner Erhebung aus. Unter den letzteren befinden sich z.B. Unternehmen des Maschinen-, Anlagen- und Schiffbaus, die ebenso wie die WIM-Mitglieder meeres-technische Leistungen anbieten, die jedoch in eigenen Verbänden (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Verband der Deutschen Schiffbauindustrie (VDS) etc.) organisiert sind. Einer Umfrage der Meereswirtschaftskommission beim Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) von 1984 zufolge gibt es in der Bundesrepublik rund 430 Unternehmen aller Größenklassen, die der Meerestechnik zuzuordnen sind.

Die Prognos-Studie [1987] liefert Daten für die Bruttonerzeugnisse, die Wertschöpfung, die Beschäftigten und die Investitionen in der Meerestechnischen Industrie im weiteren Sinn nach einzelnen Bereichen (Verarbeitung, Bau, Dienste) für den Zeitraum 1976-1985. Darüber hinaus liefert die Prognos-Studie Daten über die Vorleistungsverflechtung. Die Daten stammen nach Angaben der Autoren aus verschiedenen Quellen und fußen überwiegend auf originären Erhebungen. Allerdings eignen sich die erstellten Zeitreihen wegen ihrer Kürze (zehn Jahre) nicht für

eine tiefgehende Analyse der quantitativen Rückwirkungen des Protektionismus im EG-Meer auf die deutsche Meerestechnik. Dennoch vermitteln sie einen Eindruck von den herausragenden Ereignissen in der Entwicklung der Branchenstruktur der Meerestechnischen Industrie im Zeitraum 1976-1985. So stellt die Prognos-Studie zur deutschen Meerestechnik folgendes fest: Die Umsätze sind nach 1983 stark gefallen; sie werden für 1985 mit DM 1,65 Mrd. angegeben. Der Beitrag der Meerestechnischen Industrie zur Bruttowertschöpfung des Investitionsgüter produzierenden Gewerbes wird auf 0,3 vH veranschlagt. Mit einem gleich hohen Prozentsatz wird der Beschäftigtenanteil angegeben. Bezüglich der regionalen Verteilung kommt die Prognos-Studie zu dem Befund, daß das Schwergewicht deutlich bei den norddeutschen Bundesländern liegt (Tabelle A9). Jedoch hat es in den letzten Jahren auch starke Verlagerungen hin zum süddeutschen Raum gegeben. Zusammenfassend charakterisieren die Autoren das deutsche Angebot in der Meerestechnik wie folgt [Prognos, 1987, S. 14]:

- "In der Meerestechnik engagieren sich in der Mehrzahl große Unternehmen, für die die meeresstechnische Produktion nur ein relativ geringes Gewicht - gemessen am Umsatz - hat. Diese Aktivitäten sind meist in selbständigen Firmenteilen organisiert und ergänzen soweit die relativ wenigen, überwiegend im Dienstleistungs- und Zulieferbereich engagierten kleineren Unternehmen.
- Nur etwa vier Großunternehmen bieten in der Bundesrepublik das gesamte Leistungsspektrum der Meerestechnik an. Eine sehr viel größere Zahl von Unternehmen hat sich dagegen auf das Angebot von Komponenten oder von Materialien spezialisiert, für deren Einsatz meist auch Engineering-Leistungen erbracht werden".

Wegen der engen Produktionsverflechtung scheint es in Ergänzung zu den Ergebnissen der Prognos-Studie [1987] sinnvoll, die Entwicklung derjenigen Branchen näher darzustellen, denen die meeresstechnischen Unternehmen zugeordnet sind. Zu diesem Zweck wird auf die Datenbank für die Strukturberichterstattung des Instituts für Weltwirtschaft zurückgegriffen, in der Daten der amtlichen deutschen Statistik für die meeresstechnisch wichtigen Teilbranchen der deutschen Volkswirtschaft (in Anlehnung an das erweiterte Konzept der Prognos-Studie) aufbereitet sind. Allerdings werden der Sektor Fischerei und die meereswirtschaftlichen Dienstleistungen in dieser Datenbank nicht erfaßt. Folgende Teil-

Tabelle 18 - Bundesrepublik: Gesamtwirtschaftliche Bedeutung der meereswirtschaftlich wichtigen Teilbranchen 1985 (vH) (a)

	Anteil		
	am Produktionswert	an der Bruttowertschöpfung	an den Exporten
	aller Wirtschaftsbereiche		
NE-Metallerzeugung	0,56	0,37	2,16
Gießereien	0,29	0,36	0,24
Ziehereien, Kaltwalzwerke, Stahlverformung	0,76	0,78	1,25
Stahl- und Leichtmetallbau	0,50	0,56	0,76
Maschinenbau	3,45	3,88	14,48
Schiffbau	0,15	0,14	0,51
Elektrotechnik	3,36	4,06	9,90
Feinmechanik, Optik	0,50	0,66	1,88
EBM-Warenherstellung	0,96	1,08	2,68
Insgesamt	10,52	11,91	33,87

(a) Ohne Fischerei und Dienstleistungen.

Quelle: IfW.

branchen sind enthalten: NE-Metallerzeugung, Gießereien, Ziehereien, Kaltwalzwerke, Stahlverformung, Stahl- und Leichtmetallbau, Maschinenbau, Schiffbau, Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik, EBM-Warenherstellung. Dazu kommen die Reihen "Alle Wirtschaftsbereiche" und "Meeres-technik" (Zusammenfassung der meereswirtschaftlich wichtigen Teilbranchen). Der gesamtwirtschaftliche Beitrag dieser Branchen geht aus Tabelle 18 hervor.

2. Entwicklung der Produktion und der Aus- und Einfuhr meereswirtschaftlicher Güter

Gemessen am Index der Produktionswerte (1980=100) zu laufenden Preisen konnten die meisten meeres-technischen Teilbranchen von 1960 bis 1980 ihre Produktion überdurchschnittlich ausdehnen. In der ersten Hälfte der 80er Jahre ist ein deutlicher Rückgang der Produktion infolge der Rezession von 1982 und eine eher verhaltene Erholung danach zu verzeichnen. Der Rückgang der Nachfrage im Offshore-Bereich im Zuge

des Rohölpreisverfalls nach 1982 konnte sich somit durch die konjunkturelle Belebung in anderen Branchen nur zum Teil auf die Meerestechnik auswirken. Als Problembranchen fallen im gesamten Untersuchungszeitraum von 1960 bis 1985 die NE-Metallerzeugung, der Stahl- und Leichtmetallbau sowie die Feinmechanik und Optik auf (Schaubild A2).

Die Entwicklung der Bruttowertschöpfung war von der Entwicklung der Produktionswerte nicht wesentlich verschieden. Der Wertschöpfungsindex des Schiffbaus weist bis 1975 einen überdurchschnittlichen Anstieg auf (Schaubild A3). Der kräftigen, aber kurzen Erholung im Zuge des zweiten Ölpreisanstiegs folgte ein drastischer Rückgang nach 1982. Auch im Ausland hat der Schiffbau bis etwa 1975/76 seine Umsätze ständig ausgeweitet, und zwar ebenfalls überdurchschnittlich; seine Ausfuhren als Anteil am Produktionswert weisen diese Teilbranche als deutlich stärker weltmarktabhängig als die übrigen meerestechnischen Branchen aus (Schaubild A4). Waren der Ziehereien, Kaltwalzwerke und Stahlverformung sowie der Gießereien konnten sich bis 1978 im Export gut behaupten. Für die Branche Meerestechnik insgesamt läßt sich insbesondere für den Zeitraum 1974-1979 ein wachsender Anteil der Exporte am Produktionswert ausmachen.

Auf der Einfuhrseite fällt wieder der Schiffbau auf. Sein Anteil der Einfuhren am Produktionswert unterliegt in den 70er Jahren großen Schwankungen, die in den 80er Jahren auf niedrigerem Niveau anhalten. Gießereiwaren sowie Waren des Stahl- und Leichtmetallbaus weisen bis Mitte der 70er Jahre hohe Einfuhranteile an der Produktion auf, die sich nach 1976 zurückbilden (Schaubild A5).

3. Entwicklung der Beschäftigung und der Investitionen in den meereswirtschaftlich wichtigen Industriebranchen

Die Unternehmen der meereswirtschaftlich wichtigen Branchen haben insbesondere in den 60er Jahren, aber auch noch in der ersten Hälfte der 70er Jahre weit mehr als andere Branchen Bauinvestitionen getätigt (Schaubild A6). Vier Branchen, die NE-Metallerzeugung, der Schiffbau, die Feinmechanik und Optik sowie die Elektrotechnik waren dabei führend. Eilten die Anlageinvestitionen (Schaubild A7) der meerestechnisch wichtigen Branchen - mit Ausnahme des Schiffbaus - fast im gesamten

Untersuchungszeitraum der Investitionskonjunktur voraus, so lassen sich bei den Ausrüstungsinvestitionen zum Teil deutliche Abweichungen vom Branchentrend feststellen: Die NE-Metallerzeugung und der Schiffbau übertrafen die übrigen Branchen bei weitem, wohingegen die Elektrotechnik ständig unter dem Wirtschaftsdurchschnitt blieb (Schaubild A8).

Daraus läßt sich angesichts der seit Anfang der 80er Jahre weltweit zu verzeichnenden Überkapazitäten auch für die Bundesrepublik auf eine Unterauslastung schließen. Betroffen sind nicht nur der Schiffbau, sondern auch jene Teilbranchen, die infolge des ersten Ölpreisschocks expandierten. Der jüngste Preisverfall beim Rohöl dürfte die Auslastung der vorhandenen Kapazitäten weiter verringert und dabei alle Teilbranchen erfaßt haben.

Zusammen mit dem Investitionsboom von 1960 bis 1975 wurde die Beschäftigung überdurchschnittlich ausgeweitet. In einigen Branchen (NE-Metallerzeugung, Gießereien) ist sie bereits seit 1970 rückläufig, in den meisten jedoch erst seit 1975. Seitdem gilt der Trend hin zu weniger Beschäftigten auch für die meereswirtschaftlich orientierten Branchen insgesamt (Schaubild A9). Dies überrascht nicht, weil in diesem Wirtschaftsbereich - wie in anderen Zweigen der deutschen Wirtschaft auch - die Arbeitseinkommen der Produktivitätsentwicklung vorausgeeilt sind und deshalb die Substitution von Arbeit durch Kapital vorteilhaft wurde.

V. Analyse der meereswirtschaftlichen Rahmenbedingungen im EG-Meer und in den Seegebieten Norwegens

Die zunehmende wirtschaftliche Nutzung der Meere ist nicht ohne Einfluß auf den rechtlich-institutionellen Rahmen für meereswirtschaftliche Aktivitäten geblieben. So hat sich im Zuge der (völkerrechtlichen) Nationalisierung der Meere ein Regime herausgebildet, das weltweit den Küstenstaaten eine weitgehende Verfügungsgewalt über die Meeresressourcen einräumt. Die Mitgliedsländer der EG haben sich dieser Entwicklung angeschlossen. Durch die Römischen Verträge unterliegen sie jedoch gleichzeitig der Verpflichtung, ihre Integrationsbemühungen auch auf die verschiedenen Formen der Meeresnutzung auszudehnen. In diesem Kapitel soll zunächst eine Bestandsaufnahme der Rahmenbedingungen in den EG-Ländern erfolgen. Der auf dem Gebiet der Meeresnutzung bisher erreichte Integrationsstand wird anschließend aus juristischer und ökonomischer Sicht analysiert und bewertet.

Die Untersuchung wird für zwei Formen der Meeresnutzung durchgeführt, für die Fischerei sowie für die Aufsuchung und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen. Sie beschränkt sich auf die Seegebiete der EG-Länder in der Nordsee, der Ostsee und im Mittelmeer. Hinzu kommen die Seegebiete Norwegens, wegen ihrer herausragenden Bedeutung für die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen. Zum "EG-Meer" im Sinne dieser Arbeit zählen sämtliche Seegebiete der EG-Länder und nicht nur diejenigen Gebiete, für die Institutionen der EG direkt zuständig sind. Das "EG-Meer" umfaßt also mehr als nur die von der EG 1977 errichtete und inzwischen durch die Süderweiterung der EG weiter ausgedehnte Fischereizone der EG, die sich aus den 200-Seemeilen-Fischereizonen der Mitgliedsländer (einschließlich ihrer überseeischen Gebiete) zusammensetzt. Das "EG-Meer" im Sinn dieser Arbeit umfaßt alle Seegebiete bis hin zur äußersten seewärtigen Grenze der Festlandsockelzonen der EG-Länder.

1. Nationale Rahmenbedingungen für die Aufsuchung, Förderung und Nutzung von Kohlenwasserstoffen in den EG-Ländern und Norwegen

a. Belgien

a. Lizenzvergabe und Lizenzrechte

Die Regelungen des belgischen Festlandssockelgesetzes vom 13.06.1969 (Anhang A.2) sehen vor, daß der Staat als Eigentümer entweder selbst die Erforschung und die Ausbeutung der mineralischen Ressourcen des Meeresbodens und seines Untergrunds vornehmen oder mittels einer vom König erteilten Konzession von Dritten durchführen lassen kann (Art. 3 Festlandssockelgesetz). Die Ausbeutung der lebenden Ressourcen des Festlandssockels ist davon ausgenommen (Art. 4). Außerdem fordert das Festlandssockelgesetz, daß die Errichtung von Installationen zur Nutzung des Festlandssockels weder Fischfang noch Schifffahrt beeinträchtigen dürfen (Art. 5), allerdings bleibt die Präzisierung dieses Gebots weiteren Verordnungen überlassen (vgl. dazu Verordnung vom 16.05.1977, Anhang A.2).

Um jede Offshore Einrichtung (Bohrinsel, Pipeline) herum wird eine Sicherheitszone geschaffen. Verstöße gegen belgische Gesetze, die innerhalb dieser Sicherheitszonen stattfinden, werden strafrechtlich verfolgt; Gerichtsstand ist Brüssel.

Das Antragsverfahren für eine Konzession zur Aufsuchung und Ausbeutung von mineralischen Ressourcen wird in den Verordnungen vom 07.04.1953 und 07.10.1974 näher geregelt. Der Antragsteller muß im einzelnen folgende Angaben gegenüber dem für den Bergbau zuständigen Ministerium machen: Name, Beruf, Staatsangehörigkeit und Wohnort des Antragstellers; wenn es sich um eine juristische Person handelt, ist deren Gesellschaftsvertrag vorzulegen. Ferner sind eine kartographische Umschreibung des Gebiets und ein Arbeitsplan einzureichen. Außerdem müssen die technische Qualifikation des Antragstellers sowie seine finanzielle Leistungsfähigkeit (vor allem in bezug auf Umweltschutzmaßnahmen) nachgewiesen werden. Antragsteller kann auch ein nichtbelgischer

Staatsangehöriger sein, verlangt wird jedoch, daß er seinen Wohnsitz in Belgien hat oder nimmt (Art. 1). Die Angaben des Antragstellers werden veröffentlicht, so daß binnen dreißig Tagen ein Konkurrenzantrag (zu den gleichen Bedingungen) gestellt werden kann.

Die Konzession, die nur nach besonderer Genehmigung übertragbar ist, wird auf maximal dreißig Jahre gewährt, sie umschreibt das Gebiet und die Tiefe, bis zu der Arbeiten durchgeführt werden können. Die weiteren Modalitäten werden jeweils für jede einzelne Konzession durch Verordnung festgelegt. Derartige Verordnungen bestehen beispielsweise für die Gewinnung von Sand und Kies (Verordnungen vom 22.02.1980 bzw. 29.04.1980).

β. Abgaben und Steuern

Das belgische Fiskalregime sieht weder eine anfängliche Pauschalzahlung noch Förderabgaben vor. Auf das Lizenzgebiet muß lediglich eine jährlich fällige Pacht entrichtet werden.

Die Besteuerung von Unternehmen, die Kohlenwasserstoffprojekte betreiben, richtet sich nach der allgemeinen Körperschaftsteuerregelung und dem Steuergesetz von 1948 in der Fassung vom 11.07.1960. Der Höchstsatz der Körperschaftsteuer beträgt 48 vH, in der Praxis werden jedoch Höchstsätze von 34 bis 48 vH erhoben. Abschreibungen für Investitionen sind bis zur Höhe von 50 vH des steuerpflichtigen Gewinns zulässig, unter der Bedingung, daß diese Beträge spätestens nach fünf Jahren in die heimische Exploration nach Erdöl oder anderen Energieträgern reinvestiert werden. Bei Unternehmen, die in Belgien ansässig sind, d.h., die den Schwerpunkt ihres Gesellschaftszwecks in Belgien haben, unterliegt das weltweite Einkommen der belgischen Körperschaftsteuer. Nichtansässige Unternehmen müssen nur das aus ihren Aktivitäten im Festlandsockel erwirtschaftete Einkommen versteuern, und zwar wenn sie dabei Offshore-Anlagen einsetzen. Kommunale Steuern und andere lokale Abgaben entfallen. Indirekte Steuern müssen für alle Transaktionen abgeführt werden, die auf belgischem Boden und damit auch auf dem Festlandsockel stattfinden.

7. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Die Nutzung der gewonnenen Rohstoffe, etwa die Verarbeitung von Erdöl in einer Raffinerie, unterliegt nicht besonderen Genehmigungen, sondern den üblichen Gesetzen für gewerbliche Aktivitäten. Dies gilt auch für den Vertrieb von Endprodukten. Das Verfügungsrecht über die geförderten Rohstoffe wird nur insofern eingeschränkt, als der Produzent dazu verpflichtet ist, ständig eine bestimmte Menge auf Lager zu halten; ferner bestehen Preiskontrollen für Kohlenwasserstoffprodukte.

Das Gesetz vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger und anderer Erzeugnisse durch Rohrleitungen sieht vor, daß der Transport von Gas zum Zweck der Versorgung eines Verteilernetzes von einer Konzession abhängig ist. Demgegenüber - allerdings nur dann, wenn es sich um die Inanspruchnahme öffentlicher oder nicht im Eigentum des Transporteurs oder der interessierten Unternehmen stehender Liegenschaften handelt - unterliegt der Transport von Gas zu den anderen im Gesetz festgelegten Zwecken einer vorherigen Genehmigung. Dies betrifft in erster Linie die folgenden Fälle (Art. 2 Ziff. 2):

- Versorgung von Verbrauchern, deren Gasentnahme an jedem Entnahmepunkt ständig wenigstens 8000 Gigakalorien pro Jahr erreicht (obere Kaloriengrenze);
- Transport ohne Verteilung oder Verkauf auf dem belgischen Hoheitsgebiet;
- Versorgung eines Unternehmens mit Gas, dessen chemische Zusammensetzung oder physikalische Merkmale anders sind als diejenigen des Gases, das vom örtlichen oder regionalen Verteilernetz geliefert wird;
- Versorgung eines Verbrauchers, dem das örtliche oder regionale Verteilernetz nicht genügende Mengen Gas zu den allgemeinen Abonnementsbedingungen liefert, insbesondere nicht innerhalb der in diesen allgemeinen Bedingungen vorgesehenen Fristen;
- Versorgung mit Gas zur Verwendung als Brennstoff oder als Rohmaterial;
- Herstellung einer Verbindung zwischen Einrichtungen für die Herstellung, den Transport oder die Verteilung im Hinblick entweder auf einen Austausch oder die gegenseitige Unterstützung oder eine bessere Ausnutzung dieser Einrichtungen;

- Herstellung einer Verbindung zwischen den Gasvorkommen oder den Gaserzeugern und den Kompressions- und Dekompressionsstellen sowie zwischen den letzteren.

Die Konzession bzw. die Genehmigung wird nur nach Stellungnahme der Gemeinden oder der Provinzen erteilt, auf deren öffentlichem Boden die Einrichtungen errichtet werden sollen.

Dem Antrag müssen insbesondere die folgenden Unterlagen beigefügt werden (Art. 17):

- der Trassierungsplan und ausführliche Zeichnungen,
- alle Angaben über die Menge, die Qualität und die Art des zu transportierenden Gases,
- die allgemeinen Verkaufsbedingungen des zu transportierenden Gases und
- gegebenenfalls die Angabe der Berechtigung zum Abschluß von Lieferverträgen mit Kündigungsmöglichkeit.

Der Ablauf der Konzession ist nach fünf Jahren vorgesehen, wenn nach Ablauf dieser Frist der Konzessionsinhaber den Betrieb der Anlagen entsprechend der im Lastenheft vereinbarten Verpflichtungen des Konzessionsinhabers nicht gewährleistet (Art. 4).

Das im Fall der Zurückziehung oder der Nichterneuerung einer Konzession zu befolgende Verfahren und die in diesem Fall zu beachtenden Formalitäten sowie die Strafvorschriften, die für den Fall der Nichteinhaltung der auf dem Gebiet des Gastransports übernommenen Verpflichtungen in Frage kommen, werden in mehreren Königlichen Verordnungen (Art. 16 Ziff. 5 und 7 des Gesetzes vom 12.04.1965; Königliche Verordnung vom 15.03.1966; Königliche Verordnung vom 15.03.1966) festgesetzt.

Darüber hinaus unterliegen Investitionen der Überwachung durch den Kontrollausschuß für Gas und Elektrizität.¹ Der Ausschuß nimmt die folgenden Aufgaben wahr:

- Prüfung aller technischen, finanziellen und sonstigen Aspekte, die die Erzeugung und die Verteilung von Elektrizität oder die Wirtschaftlichkeit der Gasindustrie berühren;

¹ Der Ausschuß wurde durch eine Übereinkunft zwischen den Berufsverbänden der Arbeitnehmer und der Arbeitgeber gegründet. Die Berufsverbände im Bereich der Gas- und Elektrizitätsindustrie entsenden Vertreter; die Regierung bestellt ebenfalls einen Vertreter.

- Formulierung von Stellungnahmen oder Empfehlungen für die zuständigen Behörden und beteiligten Unternehmen;
- Prüfung der Investitionspläne.

Der Delegierte der Regierung im Ausschuß hat das Recht, die Versendung der vom Ausschuß formulierten Empfehlungen auszusetzen. Die Regierung hat damit die Möglichkeit einer Verzögerung, die es ihr ermöglicht, eine Stellungnahme abzugeben. Ergeht die Stellungnahme entgegen dem Sinn der Empfehlung, so ist diese im Ausschuß erneut zu diskutieren.

Der "Transport ohne Verteilung oder Verkauf auf belgischem Hoheitsgebiet" (Fall des Transits oder des Transports für den Eigenbedarf des Unternehmens) unterliegt einer vorherigen Genehmigung und nicht einer Konzession (Art. 2 Ziff. 2 Buchstabe b und Art. 3 Abs. 2).

In Anwendung des Gesetzes vom 22.04.1965, durch das der belgische Staat ermächtigt wird, Aktien der S.A. DISTRIGAZ zu erwerben, genießt diese die ausschließliche Konzession für den Transport von niederländischem Erdgas für den belgischen Markt.

Das Gesetz unterscheidet danach, ob die durchzuführenden, in Betrieb zu nehmenden oder instandzuhaltenden Anlagen sich auf öffentlichem oder privatem Grund und Boden befinden. Das Recht zur Inanspruchnahme öffentlichen Geländes ist für den Inhaber einer Konzession oder einer Genehmigung für den Gastransport automatisch gegeben. Dementsprechend ist eine Erklärung des öffentlichen Interesses erforderlich, wenn der Genehmigungs- oder Konzessionsinhaber privates Land in Anspruch nehmen will. Der Inhaber, zu dessen Gunsten eine solche Erklärung abgegeben worden ist, kann darüber hinaus ermächtigt werden, im Namen des Staates und auf dessen Kosten die erforderlichen Enteignungen vorzunehmen. Kommt eine gütliche Einigung mit dem Grundstückseigentümer des in Anspruch genommenen Geländes nicht zustande, wenn dieser den Kauf des Geländes durch den Benutzer vorgeschlagen hat, so muß die Enteignung beantragt werden. Der Grundstückspreis wird gerichtlich festgesetzt.

Auf dem Gebiet der Sicherheit sind folgende Vorschriften zu erwähnen:

- Allgemeine Vorschriften über die Sicherheit am Arbeitsplatz;
- Königlicher Erlaß vom 28. November 1939 über die Pflicht zur Anmeldung unterirdischer Erschließungsmaßnahmen;

- Durchführungsverordnung vom 05.01.1940;
- Gesetz vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger und anderer Erzeugnisse durch Rohrleitungen;
- Königlicher Erlaß vom 11.03.1966 über die zu ergreifenden Sicherheitsmaßnahmen bei der Errichtung und dem Betrieb von Gastransporteinrichtungen in der Form von Rohrleitungen, geändert durch den Königlichen Erlaß vom 23.03.1974.

Hinsichtlich der Preispolitik und der Transportbedingungen müssen die Unterlagen, die dem Antrag auf Erteilung einer Konzession oder einer Genehmigung für den Transport beiliegen, auch die allgemeinen Verkaufsbedingungen enthalten. Im Falle einer Konzession besitzt der König das Recht, durch Vorschriften im Lastenheft die Beachtung bestimmter Prinzipien zu fordern. Im Falle der Genehmigung, die sich insbesondere auf Lieferungen an industrielle Großverbraucher bezieht, beschränkt sich die Begründung auf die Angabe, daß diese Verbraucher aus einem Wettbewerbsmarkt Nutzen ziehen müssen.

In Anwendung des Gesetzes vom 22.04.1965 über die Ermächtigung des belgischen Staates, sich an DISTRIGAZ zu beteiligen, besitzt der Vertreter des Staates im Verwaltungsrat der Gesellschaft DISTRIGAZ gewisse Kontrollmöglichkeiten über den Preis. So bedürfen die Beschlüsse des Verwaltungsrats über die folgenden Punkte der Zustimmung des Staates:

- alle Änderungen am Erdgaspreis frei Grenze;
- alle Verlängerungen der Verträge zwischen der Gesellschaft und der N.V. NEDERLANDSE AARDOLIEMAATSCHAPPIJ sowie alle neuen Verträge über den Kauf von Erdgas;
- alle Änderungen der Tarife beim öffentlichen Verkauf und bei Lieferungen an die Industrie.

Etwaige Meinungsverschiedenheiten werden von dem für Energiefragen zuständigen Minister ausgeräumt.

Die Regierung ist außerdem im Ausschuß für die Kontrolle von Elektrizität und Gas vertreten. Die Aufgaben dieses Ausschusses können den Staat gegebenenfalls dazu veranlassen, sich in allgemeiner Hinsicht über die Verkaufsbedingungen der Transporteure oder der Verteiler zu äußern.

Über die Verpflichtung zum Transport zugunsten Dritter enthalten die Rechtsvorschriften keinerlei Bestimmung. Aufgrund der Art. 7 und 8

des Königlichen Erlasses vom 11.03.1966 bedarf es eines Beschlusses des Energieministers, um den Inhabern einer Transportgenehmigung oder -konzession eine Beförderungsverpflichtung zugunsten Dritter aufzuerlegen, sofern es sich um die Versorgung von Verteilernetzen handelt.

Die Gesellschaft DISTRIGAZ ist nicht nur der einzige Abnehmer von Gas, sondern auch der einzige Verkäufer von Erdgas für Großverbraucher (Gemeinden und Industriebetriebe). Großverbraucher in diesem Sinn sind solche, die mehr als 4 Mill. m³ pro Jahr abnehmen. Der Staat nimmt über seine fünfzigprozentige Beteiligung an DISTRIGAZ Einfluß auf den Verkauf an Großverbraucher.

Das Gas wird den Verbrauchern nach den von den Gemeinden festgelegten Vorschriften verkauft; diese Vorschriften beziehen sich insbesondere auf die Errichtung, die Veränderung oder die Erweiterung der Netze. Die öffentliche Gasversorgung wird entweder durch staatliche Regiebetriebe, Gemeindeverbände oder Konzessionsinhaber gewährleistet.

δ. Verwaltungspraxis

Über die Verwaltungspraxis bei Kohlenwasserstoffvorhaben im belgischen Festlandssockel ist wegen der nur unbedeutenden Aktivitäten nichts bekannt geworden.

ε. Ausländische Investitionen

Ausländische Unternehmen, die in Belgien investieren, erhalten die erforderlichen Devisen für die Kapitalrückführung und die Übertragung von Gewinnen und Dividenden ins Ausland, nach Abzug der entsprechenden Steuern, ohne Beschränkung. Der geschäftsübliche Zahlungsverkehr mit dem Ausland ist ebenfalls ungehindert möglich. Allerdings behalten sich die Behörden das Recht vor, diese Freiheiten im Fall von Devisenknappheit einzuschränken.

b. Dänemark

a. Lizenzvergabe und Lizenzrechte

Die eigentlichen Regelungen für Erschließung und Produktion von Kohlenwasserstoffen und anderen Rohstoffen enthält das Gesetz Nr. 293 vom 10.06.1981 (Anhang A.3). In ihm werden die Rahmenbedingungen für die Voruntersuchung, Exploration und Förderung¹ von Rohstoffen im dänischen Staatsgebiet und auf dem dänischen Festlandssockel festgelegt. Nach dänischem Bergrecht ist der Staat Eigentümer aller unterirdischen Rohstoffe (§ 2). Der Energieminister ist oberste Genehmigungsbehörde und legt die näheren Bedingungen für Voruntersuchungen zur Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen fest.² Die Genehmigungsdauer für Voruntersuchungen beträgt maximal drei Jahre.

Nach erfolgter Voruntersuchung kann der Energieminister für ein bestimmtes Gebiet und zu näher festgelegten Bedingungen eine ausschließliche Genehmigung zur Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen erteilen. Es besteht auch die Möglichkeit einer Aufteilung in eine Explorations- und eine Gewinnungsgenehmigung. Wird eine derartige Trennung vorgenommen, so kann dem Inhaber einer Explorationsgenehmigung eine Anwartschaft auf eine Gewinnungsgenehmigung eingeräumt werden. Die Genehmigung wird in der Regel nach einer öffentlichen Aufforderung (§ 12) und nur solchen Antragstellern erteilt, von denen die Behörden der Ansicht sind, daß sie über die notwendigen Sachkenntnisse verfügen und die finanziellen Voraussetzungen erfüllen. In der Explorationsgenehmigung kann festgelegt werden, welche Abgaben der Inhaber der Berechtigung an den Staat zu zahlen hat. Die Genehmigung zur Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen wird für einen Zeitraum von bis zu sechs Jahren erteilt, der unter besonderen Umständen

¹ § 1 Abs. 2 Ziff. 1 spricht diese drei Tätigkeiten an, das Gesetz erfaßt aber auch die unterirdische Lagerung von Rohstoffen sowie die wissenschaftliche Bodenforschung, soweit sie für die genannten Aktivitäten von Bedeutung ist.

² Sie können sich u. a. auf Fragen der Berichtspflicht und der Abgabenerleistung beziehen.

in Zweijahresschritten bis zu höchstens zehn Jahren verlängert werden kann (Art. 13). Führt die Exploration zu einem Fund, so ist eine Verlängerung der Förderlizenz für maximal dreißig Jahre möglich. Werden die mit einer ersten Genehmigung verbundenen Bedingungen erfüllt, so hat der Lizenznehmer einen Anspruch auf Verlängerung der Fördergenehmigung. Bevor mit der Gewinnung begonnen wird, muß aber vom Energieminister ein entsprechender Durchführungsplan genehmigt werden. Der Energieminister kann hierbei Auflagen, wie z. B. die Abstimmung und Koordinierung der Förderung mit anderen Lizenznehmern, Förderungsgrenzen und einen Zeitplan für die Aufnahme der Förderung, festsetzen. Sofern es aus gesamtwirtschaftlichen Gründen sinnvoll erscheint, kann der Energieminister andererseits von dem Berechtigungsinhaber ausdrücklich verlangen, daß er für ein kommerziell nutzbares Kohlenwasserstoffvorkommen einen Durchführungsplan einreicht und gegebenenfalls nach Genehmigung des Planes die Gewinnung unverzüglich einleitet (§ 13 Abs. 3). Wie im folgenden zu zeigen ist, kann bei diesem Verfahren nicht ausgeschlossen werden, daß die Lizenzerteilung als energiepolitisches Instrument eingesetzt wird, um die Energieversorgung Dänemarks und die Auslastung des dänischen Weiterverarbeitungs- und Transportsystems zu beeinflussen.

Das Gesetz ermächtigt den Staat, bis zur Hälfte der laufenden Förderung von flüssigen Kohlenwasserstoffen vom Inhaber der Berechtigung zu "Marktbedingungen" aufzukaufen (§ 19). Kommt eine Einigung über die Lieferbedingungen zwischen dem Lizenznehmer und dem dänischen Staat bzw. der Staatsgesellschaft nicht binnen drei Monaten zustande, so können beide Seiten beim Energieministerium die Einberufung eines Ölrats (Oil Board) beantragen, der sich mit den Streitpunkten zu befassen hat. Die Ölratsentscheidungen sind bindend und können von keiner weiteren Verwaltungsstelle überprüft oder aufgehoben werden.

Berechtigungsinhaber sind verpflichtet, dem Dänischen Geologischen Dienst und der Dänischen Energieagentur Bodenproben und Informationen zu überlassen (§ 34). Arbeiten in Verbindung mit der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen, darunter Bohrungen, der Bau von Anlagen und das Niederbringen von Schächten dürfen nur nach vorheriger Genehmigung durch den Energieminister begonnen werden (§ 28).

Die Durchsetzung dieser Regelungen obliegt dem Energieminister. So kann er unter bestimmten Bedingungen Genehmigungen widerrufen, doch

Streitigkeiten zwischen dem Energieministerium und einem Berechtigungs-inhaber, etwa darüber, ob die Konditionen der Genehmigung erfüllt sind, werden jedoch von einer unabhängigen Schiedsinstanz entschieden.

Nach § 3 der Gesetzesnovellierung Nr. 182 vom 01.05.1979 zu dem Gesetz Nr. 259 vom 09.07.1971 über den Festlandsockel wird bestimmt, daß das dänische Recht für Anlagen gilt, die sich im Hinblick auf Exploration oder Nutzung des Festlandsockels im Gebiet des Festlandsockels und in den Sicherheitszonen im Umkreis der Anlagen befinden. Das Gesetz Nr. 292 vom 10.06.1981 enthält verschiedene Vorschriften und Ermächtigungsbestimmungen über die auf den Plattformen und sonstigen Anlagen zu ergreifenden Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltschutzmaßnahmen. Dieses Gesetz bezieht sich ausschließlich auf Anlagen, die der Exploration und Gewinnung von Rohstoffen aus dem Meeresboden dienen. Der Energieminister überwacht die Einhaltung auch dieses Gesetzes, die Ausübung der Aufsichts-befugnis ist allerdings an das Energieaufsichtsamt und die Direktion für die Schifffahrtaufsicht delegiert.

β. Abgaben und Steuern

Alle an Aufsuche und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen in Dänemark beteiligten Firmen werden steuerlich vom Hydrocarbon Tax Act No. 175 und vom Assessment and Collection Act No. 176, beide vom 28.04.1982, erfaßt. Demnach unterliegen Projekte im Erdöl- und Erdgasbereich der Körperschaft- und der Kohlenwasserstoffsteuer. Die Körperschaftsteuer, die 50 vH beträgt, wird hauptsächlich auf den Erlös des ersten Verkaufs von geförderten Rohstoffen bemessen. Allerdings muß das zu versteuernde Einkommen ausschließlich aus Unternehmensaktivitäten im Kohlenwasserstoffbereich stammen und in der Kostenrechnung wie in der Buchhaltung getrennt von sachfremden Einkommensquellen erfaßt werden; eine separate Abschreibungsrechnung ist ebenfalls erforderlich. Diese strikte Zurechnung von Aufwand und Ertrag wird zum Teil auch bei den Fällen gefordert, die das dänische Steuerrecht vorsieht, um Verluste abzusetzen. Verluste, die im Rahmen eines Kohlenwasserstoffprojekts entstanden sind, können vom gesamten steuerpflichtigen Einkommen (also auch vom Einkommen aus sachfremden Geschäften) eines Unterneh-

mens abgezogen werden. Dagegen können sachfremde Verluste nicht von der Einkommensteuer für Rohstoffvorhaben abgesetzt werden.

Explorationskosten können im Jahr ihrer Entstehung von der Körperschaftsteuer abgesetzt werden. Doch solange, wie mit der Förderung noch nicht begonnen werden kann, sind diese Kosten zu kapitalisieren und über einen Zeitraum von fünf Jahren linear abzuschreiben. Förderanlagen können degressiv abgeschrieben werden; der entsprechende Satz liegt bei 30 vH pro Jahr. Im Anschaffungsjahr wird eine Abschreibungsrate in Höhe des Einkaufspreises (ohne Mehrwertsteuer) gewährt, die eine effektive Abschreibung von etwa 25 vH des Verkaufspreises ermöglicht. In der übrigen Abschreibungszeit wird ein Satz von 30 vH angewandt.

Abgeschrieben werden können folgende Vermögensteile:

- feste und mobile Plattformen einschließlich der Bohr- und Förderanlagen,
- Pipelines und ihre Terminals sowie
- Unterkünfte und andere Räume für das Personal, die auf einer Plattform errichtet werden.

Neben der erwähnten Körperschaftsteuer besteht eine Kohlenwasserstoffsteuer von 70 vH. Obwohl die Bemessungsgrundlage grundsätzlich der der Körperschaftsteuer ähnelt, sind folgende Unterschiede hervorzuheben: Verluste im Sinne der Kohlenwasserstoffsteuer sind nicht von der Körperschaftsteuer absetzbar; sie können vom sachfremden, steuerpflichtigen Einkommen nicht abgezogen werden. Umgekehrt sind sachfremde Verluste ebensowenig anerkennungsfähig im Sinne der Kohlenwasserstoffsteuer. Ferner werden einzelne Erdöl- oder Erdgasfelder steuerlich jeweils als Einheit behandelt, d. h., Verluste eines Feldes können bei der Besteuerung eines anderen Feldes nicht berücksichtigt werden, sofern sie sich auf die Zeit nach der Exploration beziehen. Explorationsausgaben können vom gesamten steuerpflichtigen Einkommen eines Unternehmens abgezogen werden, das im Rohstoffbereich erzielt wurde.

Unterschiede gibt es auch bei der Behandlung der Explorationskosten. Während sie ein neuer Lizenznehmer sofort von der Körperschaftsteuer absetzen kann, besteht die Möglichkeit, sie im Sinne der Kohlenwasserstoffsteuer zu kapitalisieren, mit dem Ziel, sie fünf Jahre nach Produktionsbeginn abzuschreiben. So können Explorationskosten in

Höhe von 25 vH der Investitionssumme pro Jahr abgeschrieben werden (Sonderabschreibung); nach zehn Jahren ergibt sich eine steuerliche Begünstigung von 250 vH der Investitionssumme, allein bei den Explorationskosten. Hinzu kommen die erwähnten Abschreibungsmodalitäten bei anderen Kostenarten, so daß insgesamt etwa 350 vH der Investitionskosten steuermindernd geltend gemacht werden können. Um aber eine möglichst progressive Besteuerung erreichen zu können, gibt es auch zahlreiche Einschränkungen mit der Folge, daß letztlich marginale Felder, die verhältnismäßig hohe Investitionen erfordern, nicht so stark belastet werden wie Felder mit günstigeren physischen Merkmalen, die zu weit geringeren Investitionskosten führen.

Zu den Zahlungen eines Lizenznehmers an den Staat gehören neben den beiden Einkommensteuern die Förderabgaben und Antragsgebühren. Letztere beliefen sich in der zweiten Runde (1985/86) auf DKr 1,25 Mill. (ca. DM 325000). Ein wertabhängiger Förderzins wird auf folgende Mengen erhoben (Tabelle 19):

Tabelle 19 - Förderzins für Erdöl und Erdgas 1988 (vH)

Produktion		Zins
Erdöl	Erdgas	
Faß/Tag	Mill. Kubikfuß/Tag	vH
0- 5000	0- 25000	2
5001-20000	25001-100000	8
über 20000	über 100000	16

Quelle: Petroconsultants.

Die Bewertung der Kohlenwasserstoffe für steuerliche Zwecke hat nach dem Gesetz auf der Basis von staatlichen Normpreisen zu erfolgen. In der Praxis werden jedoch Marktpreise verwendet (es gilt der Preis am Bohrloch, bevor die Kohlenwasserstoffe in Schiffe verladen oder per Pipeline transportiert werden).

Zusammenfassend wird in Übersicht 1 gezeigt, wie sich das Unternehmenseinkommen nach Steuern errechnen läßt.

Übersicht 1 - Dänemark: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

Körperschaftsteuer (50 vH)	
	Bruttoumsatz
-	Variable Kosten
-	Abschreibungen
=	Bemessungsgrundlage Körperschaftsteuer
x	Satz
=	Körperschaftsteuer
Kohlenwasserstoffsteuer (für jedes Feld) (70 vH)	
	Bruttoumsatz
-	Variable Kosten
-	Abschreibung
-	Förderabgaben
-	Zinskosten
-	Körperschaftsteuer
-	Sonderabschreibung (25 vH der Investitionssumme)
=	Bemessungsgrundlage Kohlenwasserstoffsteuer
x	Satz
=	Kohlenwasserstoffsteuer
Unternehmenseinkommen nach Steuern	
	Bemessungsgrundlage Körperschaftsteuer
-	Körperschaftsteuer
-	Kohlenwasserstoffsteuer
=	Einkommen nach Steuern

γ. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Erdgas darf nach dem Gesetz Nr. 294 vom 07.06.1972 nur aufgrund einer vom Energieminister erteilten Genehmigung eingeführt, gehandelt, transportiert oder gelagert werden. Diese Genehmigung kann als ausschließliche Genehmigung für einen bestimmten Zeitraum erteilt werden. Das Gesetz findet keine Anwendung auf den lokalen Vertrieb von Erdgas, das zum Weiterverkauf vom Inhaber einer Bewilligung bezogen wurde. Der dem Staat gehörende Erdgasgesellschaft DANSK NATURGAS A/S wird aufgrund des Gesetzes eine Alleinbewilligung bis zum Jahr 2012 erteilt.

Sondervorschriften gibt es in bezug auf Rohrleitungen. Nach dem Gesetz Nr. 293 vom 10.06.1981, § 17, bedarf die Einrichtung und der Betrieb von Rohrleitungsanlagen, die u.a. in Verbindung mit der Exploration und Gewinnung von Erdgas verwendet werden sollen, der Genehmigung des Energieministeriums, die an nähere Bedingungen geknüpft

werden kann. Lokale Rohrleitungen, die zu Anlagen für die Gewinnung aus einem bestimmten Feld gehören, fallen nicht unter dieses Gesetz. Das Verlegen von Rohrleitungen wird in der Verordnung Nr. 141 vom 13.03.1974 geregelt. Hieraus ergibt sich, daß die Anlage und der Betrieb von Rohrleitungen auf dem dänischen Festlandsockel für den Transport von Kohlenwasserstoffen nur mit Genehmigung des Energieministers erfolgen können.

Gemäß § 2 des Gesetzes Nr. 291 vom 10.06.1981 ist jeder, der flüssige Kohlenwasserstoffe im dänischen Festlandsockelsektor der Nordsee fördert, verpflichtet, seine Produktionsstätte an die von der DANSK OLIE & NATURGAS A/S errichtete und betriebene Pipeline anzuschließen (1984 fertiggestellt). Der Empfänger einer derartigen Genehmigung muß außerdem gegebenenfalls erforderliche Anschlußstücke bauen, damit Rohöl oder Kondensate mit dieser Pipeline transportiert werden können. Die Einzelheiten des Transports werden zwischen DANSK OLIE und dem Nutzer vereinbart. Unternehmen, die diesem Anschlußzwang unterliegen, weil ihre Rohstoffe in Dänemark weiterverarbeitet oder vermarktet werden sollen, aber auch solche, die ihre Rohstoffe exportieren, haben zur Finanzierung des Baus und der Unterhaltung der Pipeline beizutragen und eine Gebühr in Höhe der variablen Transportkosten je Volumeneinheit und einen Förderzins von 5 vH zu entrichten.¹

Nach Kapitel 9a des Gesetzes Nr. 330 vom 29.06.1983 - eine Novellierung zu dem Gesetz Nr. 258 vom 08.06.1979 über die Wärmeversorgung - kann der Energieminister gegenüber Unternehmen, die Anlagen zur Förderung von Erdgas betreiben, Regeln festsetzen oder Entscheidungen über den Ausbau des Erdgasnetzes und die Versorgungspflicht sowie die Kontrolle der Unternehmen treffen. Im übrigen bestimmt das Gesetz die Pflicht des Lizenznehmers, gefördertes Gas dem Staat oder einem von diesem beauftragten Unternehmen anzubieten. Falls nach einem Verhandlungsjahr kein Vertrag zustande kommt, kann der Lizenznehmer das Gas anderweitig veräußern. Der Staat behält sich jedoch trotzdem das Recht vor, unabhängig vom Ergebnis der Verhandlungen von seinem Ankaufsrecht Gebrauch zu machen. Zudem muß der Verkauf von Erdgas an Großverbraucher (jährliche Abnahmemenge über 300000 Normkubikmeter

¹ Vgl. im einzelnen § 2 Gesetz Nr. 291 vom 10.06.1981 und insbesondere § 18 II Modellizenz (Anhang B.1 dieser Arbeit).

(Nm³) von regionalen Erdgasverteilungsgesellschaften nach landesweit einheitlichen Richtlinien erfolgen, die mit der Staatsgesellschaft DANSK NATURGAS A/S vereinbart und vom Energieminister gebilligt werden.

6. Förderung der dänischen Wirtschaft

In der zweiten Vergaberunde (eröffnet am 31. 07. 1985, Gesamtfläche onshore und offshore: 100000 km², ca. 650 Blöcke) wurden verstärkt Maßnahmen ergriffen, um die dänische Ölindustrie zu fördern. Es wurde eine dänische Betreibergesellschaft gegründet (DANSK OPERATORSELSKAP I/S (DANOP)), deren Anteile jeweils zu 50 vH von der DANSK OLIE OG GASPRODUKTION A/S (DOPAS) und einer Gruppe dänischer Unternehmen gehalten wird, die ihrerseits in dem DANSK ENERGI CONSORTIUM K/S (DENERCO K/S) zusammengeschlossen sind. Außerdem wurde darauf hingewiesen, daß der Förderanteil von DOPAS auf mindestens 20 vH erhöht werden solle.¹ Weitergehende Verpflichtungen finden sich in der von dem Energieministerium herausgegebenen Musterlizenz (April 1985) der zweiten Lizenzvergabeperiode.² So werden Lizenznehmer explizit dazu aufgefordert, möglichst dänische oder in Dänemark ansässige Unternehmen mit der Lieferung von Vorleistungen zu beauftragen. Es ist bereits darauf hingewiesen worden, daß eine Verwertung von Rohöl und Kondensaten ohne Nutzung dänischer Pipeline-Betreiber unzulässig ist. Ferner werden Lizenznehmer für Rohstoffprojekte dazu verpflichtet, die Ausbildungskosten für Mitarbeiter des Energieministeriums, der Energieagentur, des Geologischen Dienstes und anderer, überwiegend staatlicher Institutionen zu übernehmen. Dänische Unternehmen und Ausbildungseinrichtungen sind zudem an Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zu beteiligen, was - zusammen mit den Ausbildungsleistungen - einem unentgeltlichen Technologietransfer gleichkommt.

¹ Vgl. Pressemitteilung des dänischen Energieministeriums vom 29. 07. 1985

² Vgl. Modellizenz, § 15 I, § 16 I, II, § 17 I, § 18 II, § 28 I, § 29 I (Anhang B.1).

ε. Verwaltungspraxis

Bereits zu Beginn des Lizenzvergabeverfahrens, während der Verhandlungsrunde, muß der Antragsteller sämtliche Informationen vorlegen, die zur Genehmigungserteilung erforderlich sind. Dies gilt für die Verpflichtungen, wie sie von der Modelllizenz (Anhang B.1) gefordert werden, aber auch für allgemeine Daten zur Person und Gesellschaft des Lizenznehmers, ähnlich wie in Belgien. Besonders berücksichtigt in der Verhandlungsrunde werden die Angaben über die Verwendung dänischer Güter und Dienstleistungen in Dänemark, aber auch in anderen Gebieten, und über die Ausbildung und Beteiligung dänischen Personals sowie dänischer Unternehmen.

Die Beteiligung der staatlichen DOPAS am lizenznehmenden Konsortium beträgt in der Explorationsphase 10 bis 20 vH, je nachdem, wie hoch dänische Privatunternehmen am Konsortium beteiligt sind. Sämtliche Kosten, die der DOPAS dabei entstehen, werden vom Lizenznehmer getragen; das finanzielle Risiko erfolgloser Bohrungen muß damit nicht von der DOPAS, sondern allein vom Lizenznehmer getragen werden. Bereits bei der Lizenzvergabe spielt der Anteil, der der DOPAS eingeräumt wird, eine entscheidende Rolle (vgl. Appendix 3 zur Modelllizenz in Anhang B.1).

Nach dem Auffinden eines wirtschaftlichen Vorkommens ist die Beteiligung von DOPAS über die genannten Marge hinaus verhandlungsfähig. Der prozentuale Anteil beträgt seit der zweiten Vergaberunde mindestens 20 vH und steigt in Abhängigkeit von der erwarteten Höchstproduktion progressiv bis zu 50 vH. Dieser Anteil reduziert sich durch die Teilnahme anderer privater, dänischer Unternehmen, wie es im Abschnitt der Aufsuche der Fall ist, nicht. Das Energieministerium entscheidet über die Änderung der Beteiligung, sofern sich die Produktion erhöht oder vermindert. Die DOPAS hat auch im Verwaltungsrat der Lizenznehmer, die sich aufgrund eines "joint operating agreement" unter Leitung des Betreibers (operator) zusammenschließen, ein anteiliges Stimmrecht. Über ein anteiliges Stimmrecht verfügt die DOPAS auch im Stadium der Aufsuche, obwohl sie finanziell nicht daran beteiligt ist.

Auf die Bestimmung der Modelllizenz der ersten Vergaberunde 1983, wonach Lizenznehmer in Dänemark eingetragene, verwaltete und kontrol-

lierte Unternehmen sein mußten, wird seit der zweiten Lizenzvergabe-
runde (1985) insoweit verzichtet, als nunmehr auch dänische Zweig- oder
Tochterunternehmen ausländischer Firmen zugelassen sind.

C. Ausländische Investitionen

Ausländische Unternehmen, die sich in Dänemark an Kohlenwasser-
stoffprojekten beteiligen und zu diesem Zweck eine Direktinvestition vor-
nehmen, können ihre (schuldenfreien) Vermögenswerte - in welcher Form
auch immer - ins Ausland transferieren. Im Falle einer 100prozentigen
Tochtergesellschaft darf dieser Transfer jährlich bis zu 20 vH des zu
Beginn des jeweiligen Jahres ausgewiesenen Buchwerts betragen. Gewin-
ne einer derartigen Tochtergesellschaft können erst ins Ausland überwie-
sen werden, nachdem sie von der Steuerbehörde als solche anerkannt
wurden. Ähnliches gilt für Dividenden, die bei einer Portfolioinvestition
anfallen.

Der übrige Zahlungsverkehr mit dem Ausland ist ungehindert, muß
jedoch über einen zugelassenen Devisenhändler abgewickelt werden.

c. Frankreich

a. Lizenzvergabe und Lizenzrechte

Gemäß Art. 2 Gesetz Nr. 68-1181 (Anhang A.4) bedarf jede Explo-
ration oder Ausbeutung des französischen Festlandsockels der vorherigen
Genehmigung.¹ Das gilt auch für die Errichtung von Installationen. Diese
und die Sicherheitszonen um sie herum, werden rechtlich so behandelt,
als ob sie sich auf französischem Territorium befänden (Art. 5, 8, 9 Ge-
setz Nr. 68-1181), was aus zoll- und steuerrechtlichen Gründen von Be-
deutung ist. Gemäß Art. 15 Gesetz Nr. 68-1181 werden alle dem Fest-
landsockel entnommenen Rohstoffe als in Frankreich gewonnen angesehen.
Vorleistungen, die zur Erforschung und Ausbeutung des französischen
Festlandsockels eingesetzt werden, sind von Einfuhrzöllen befreit.

¹ Ausnahmen gibt es für die Nutzung lebender Ressourcen.

Grundsätzlich gilt für die Erforschung des französischen Festlandsockels und seine Ausbeutung sowie für den Transport von Kohlenwasserstoffen über Röhren das französische Bergrecht. Das Gesetz Nr. 68-1181 und die sich daran anschließenden Dekrete enthalten insofern nur Besonderheiten für die Erforschung und Ausbeutung des Festlandsockels. Dieses Recht gilt auch in den überseeischen Gebieten Frankreichs.

Nach Dekret 71-362 bedarf die vorläufige Prospektion (prospection préalable) nach Kohlenwasserstoffen im Festlandsockel einer Genehmigung, durch die ein nichtausschließliches Recht für höchstens zwei Jahre erteilt werden kann. Da Probebohrungen von über 300 m Tiefe ausgeschlossen sind, kann es sich dabei nur um eine Oberflächenerkundung handeln.

Eine Normierung der Genehmigungen von Explorations- und Ausbeutungsaktivitäten findet sich im Dekret 71-360. Nach dessen Art. 1 können Explorations- und Ausbeutungsgenehmigungen nur von französischen Bürgern nachgesucht werden. Nach Art. 3 dieses Dekrets gibt es drei Genehmigungsarten: eine Explorationserlaubnis, eine Ausbeutungserlaubnis und eine Konzession (zusammengefaßt unter dem Oberbegriff "Titres miniers"). Im Gegensatz zur nichtexklusiven Oberflächenerkundung handelt es sich bei diesen "Titres" durchweg um ausschließliche Rechte. Das Verfahren für die Antragstellung und die Erteilung der Titel richtet sich nach Dekret 71-360 und dem Berggesetz.

Die exklusive Explorationserlaubnis (Typ H) schließt Bohrungen in beliebiger Tiefe ein und kann zunächst eine Höchstdauer von fünf Jahren haben, mit der Möglichkeit einer zweimaligen Verlängerung um den gleichen Zeitraum. Liegt das zugeteilte Gebiet zu über 50 vH im Meer, so kann sich die Gesamtdauer von 15 auf 18 Jahre erhöhen. Obwohl keine Gebietsbeschränkungen in den ersten fünf Jahren bestehen, werden bei den Verlängerungen Einschränkungen wirksam: um 50 vH nach fünf Jahren und um weitere 25 vH nach zehn Jahren. Der Empfänger einer Erlaubnis verpflichtet sich dazu, einen Explorationsplan durchzuführen und insbesondere die mit dem Explorationsplan verbundenen Investitionen zu tätigen. Letztere werden vertraglich vereinbart.

Die Ausbeutungs- oder Betriebserlaubnis bezieht sich auf Vorkommen geringerer Größe (bis zu 300000 t Erdöl oder 300 Mill. m³ Erdgas) und gewährt dem Inhaber das Recht zur Feldentwicklung, Produktion

und Verwertung von Rohstoffen. Die Betriebserlaubnis begründet ein unteilbares, nicht belastbares grundstückseigenes Recht. Die Gültigkeitsdauer beträgt fünf Jahre mit der Möglichkeit einer zweimaligen Verlängerung um den gleichen Zeitraum.

Die Konzession stellt die am weitesten gehende Ausbeutungserlaubnis dar; sie wird durch Dekret des Staatsrats erteilt. Es handelt sich um ein vom Grundstückseigentum zu unterscheidendes grundstücksgleiches Recht, das mit Hypotheken belastet werden kann. Konzessionsgebiete gehen aus Gebieten hervor, für die vorher eine Explorationserlaubnis vom Typ H bestand. Sie können deshalb nicht größer sein, als das Explorationsgebiet; für jeden Fund im Explorationsgebiet, der größer als 300000 t Erdöl oder 300 Mill. m³ Erdgas ist, kann eine getrennte Konzession beantragt werden. Die Laufzeit einer Konzession beträgt 50 Jahre und ist höchstens um 25 Jahre verlängerbar.

B. Abgaben und Steuern

Das französische Steuerrecht sieht keine besondere Gewinnsteuer für Kohlenwasserstoffprojekte vor. In diesem Bereich tätige Unternehmen unterliegen der allgemein üblichen Körperschaftsteuer von 45 vH.

Abzugsfähig sind Kosten von geophysikalischen und geologischen Untersuchungen sowie Kosten, die durch erfolglose Bohrungen entstanden sind. Feldentwicklungsausgaben können auf maximal fünf Jahre linear abgeschrieben werden. Anlagen mit einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von mindestens drei Jahren können degressiv abgeschrieben werden, wobei der Abschreibungszeitraum von der angegebenen Nutzungsdauer abhängig ist.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, eine jährliche Sonderabsetzung zu tätigen, die bis zu 23,5 vH des Bruttoproduktionswerts ab Bohrloch und 50 vH des steuerpflichtigen Unternehmenseinkommens ausmachen darf. Die Sonderabsetzung ist allerdings daran gekoppelt, daß sich das Unternehmen dazu verpflichtet, Investitionen in gleicher Höhe zu tätigen. Aus Sonderabsetzungen finanzierte Investitionen können neue Anlagen, weitere Explorationsanstrengungen oder Beteiligungen an französischen Unternehmen betreffen, die im Kohlenwasserstoffbereich aktiv sind. Letztere dürfen auch in den überseeischen Gebieten Frankreichs

und in den Ländern der sogenannten Franc-Zone (überwiegend frühere französische Kolonien in Afrika) tätig sein. Erfolgen die Investitionen aus Sonderabsetzungen in Frankreich, und zwar vor dem 01.01.1990, so kann eine spezielle einkommensteuerliche Behandlung in Anspruch genommen werden (Übersicht 2).

Verluste aus dem Förderbetrieb im Sinne der Körperschaftsteuer können entweder vom steuerpflichtigen Gewinn der drei vorangegangenen Jahre oder vom steuerpflichtigen Gewinn der folgenden fünf Jahre abgezogen werden. Der Verlustnachtrag ist allerdings nur den Unternehmen vorbehalten, die in diesem Zeitraum Anlageinvestitionen in Höhe ihrer Abschreibungen getätigt haben; der Abzug ist nur beim nichtausgeschütteten Gewinn zulässig.

Übersicht 2 - Frankreich: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

<i>Förderabgaben</i>	
	Bruttoumsatz
x	Satz
=	Förderabgabe
<i>Körperschaftsteuer (45 vH)</i>	
	Bruttoumsatz
-	Variable Kosten
-	Abschreibungen
-	Sonderabsetzung
=	Betriebseinkommen
+	Sonderabsetzungsanteile für Investitionen
=	Bemessungsgrundlage Körperschaftsteuer
x	Satz
=	Körperschaftsteuer
<i>Verteilungssteuer</i>	
	Betriebseinkommen
-	Förderabgaben
-	Körperschaftsteuer
=	Bemessungsgrundlage Verteilungssteuer
x	Satz
=	Verteilungssteuer
<i>Einkommen nach Abgaben und Steuern</i>	
	Betriebseinkommen
-	Förderabgaben
-	Körperschaftsteuer
-	Verteilungssteuer
=	Unternehmenseinkommen nach Steuern

Darüber hinaus werden in Frankreich Sondersteuern auf Zinsen, Dividenden, Zahlungen für Technologie und den Gewinn nach Steuern (Körperschaftsteuer) von 100prozentigen Töchtern von ausländischen Unternehmen erhoben. Der genaue Satz dieser Sondersteuer (Verteilungssteuer) ergibt sich aus den Regelungen im jeweils relevanten Doppelbesteuerungsabkommen. Für Unternehmen aus Ländern, mit denen Frankreich ein derartiges Abkommen nicht abgeschlossen hat, gilt ein Satz von 25 vH. Die Verteilungssteuer kann vom Finanzamt erstattet werden, wenn die Bemessungsgrundlage höher ausfällt als die Summe der Dividenden, die im vorangegangenen Jahr (im Sinne der Einkommensteuer) ausgeschüttet wurde oder wenn die Dividenden an in Frankreich ansässige Personen ausgeschüttet werden.

Eine weitere Sondersteuer belastet Unternehmen, die im Offshore-Bereich Umsätze vor Steuern über FF 100 Mill. pro Jahr erzielen. Diese Steuer betrifft gegenwärtig nur die Großunternehmen ESSO und ELF.

Erdölverkäufe sind - anders als Erdgasverkäufe - nicht mehrwertsteuerpflichtig; bei Erdgas wird der Höchstsatz von 18,6 vH fällig, der jedoch erstattungsfähig ist. Kommunen und Kreise (départements) erhalten zollähnliche Abgaben auf Öl und Gas. So berechnen Kommunen FF 15,5 je Tonne Öl und FF 4,56 je 1000 m³ Gas; die Kreisabgaben liegen geringfügig höher.

Auf die Förderung von Kohlenwasserstoffen unter einer Konzession oder einer Ausbeutungserlaubnis werden Förderabgaben (Übersicht 2) erhoben, deren Höhe sich nach dem Produktionsumfang und dem Zeitpunkt der Produktionsaufnahme richtet. Demnach wird zwischen Förderbeginn vor (alte Technik, alte Produktion) und nach dem 01.01.1980 (neue Technik, neue Produktion) unterschieden. Die Begriffe "alte" und "neue" Technik sollen die Art und Weise bezeichnen, wie die Kohlenwasserstoffe aus der Lagerstätte gewonnen wurden: Primär- und Sekundärförderung gelten als alte und die Tertiärförderung als neue Technik (Tabelle 20).¹

¹ Der Unterschied beruht darauf, daß in zunehmendem Maß nicht der Druck in der Lagerstätte selbst (Primärförderung), sondern fremde Hilfsmittel herangezogen werden, um die Förderung zu beschleunigen, Verluste zu vermeiden und etwaige Restbestände nicht ungenutzt zu lassen.

Tabelle 20 - Frankreich: Förderabgabe für Erdöl und Erdgas 1988 (vH)

Fördermenge/Jahr	Alte Produktion	Neue Produktion
Erdöl (t)		
unter 50000	8	0
von 50000 bis unter 100000	14	6
von 100000 bis unter 300000	17	9
300000 und mehr	20	12
Erdgas (m³)		
unter 300 Mill.	0	0
. 300 Mill. und mehr	20	5

Quelle: Petroconsultants.

Die Förderabgabe wird nach Maßgabe einer vom zuständigen Minister genehmigten Preisliste auf den Wert der Produktion berechnet. Die vom Konzessionsinhaber tatsächlich erzielten Verkaufspreise bilden die Untergrenze für die offiziellen Bewertungspreise. Streitigkeiten über die Höhe der Bewertungspreise werden in einer dreiköpfigen Kommission geschlichtet, in die ein Vertreter des Ministers, einer des Konzessionsinhabers und eine dritte Person berufen werden, wobei die dritte Person vom für die Region zuständigen Verwaltungsgericht bestimmt wird. Förderabgaben sind monatlich und im voraus fällig.

1. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Gemäß Art. 7 des Gesetzes Nr. 68-1181 mußten alle Transporte zwischen dem Festland und Festlandsockelinstallationen durch französische Schiffe oder Flugzeuge erfolgen. Diese Vorschrift wurde 1977 (Loi 77-485) in dem Sinne geändert, daß explizit auf die Bestimmungen der Römischen Verträge hingewiesen wird und daß außerdem der zuständige Minister in begründeten Fällen Ausnahmen zustimmen kann. Damit wird der Zugang für Transportunternehmen aus EG-Ländern frei. Bezüglich der Möglichkeit, Pipelines zu bauen und sie für den Transport von Erdöl zu verwenden, hat der Konzessionsinhaber das Recht, vom Staatsrat eine

Erklärung zu erhalten, aus der das öffentliche Interesse an derartigen Vorhaben hervorgeht. Dies gilt auch für den Bau von Rohstofflagern sowie für Hilfsanlagen, die den Rohstofftransport zum Abnehmer gewährleisten.

Eine Besonderheit ergibt sich insbesondere für den Transport von Erdgas. In Frankreich ist der Transport von Gas Sache des Staates. Der Gesetzgeber hat jedoch unterschieden zwischen

- dem Transport von Gas, der nur von der GAZ DE FRANCE, seinem öffentlichen Unternehmen mit industriellem und kommerziellem Charakter, durchgeführt werden kann und
- dem Transport von Erdgas, der von einem anderen öffentlichen Unternehmen als der GAZ DE FRANCE oder einer nationalen Gesellschaft durchgeführt werden kann, die mehrheitlich dem Staat oder öffentlichen Einrichtungen gehört.

Bei der auf diesen Fall anwendbaren Rechtsvorschrift handelt es sich um das Dekret Nr. 64-81 vom 23.01.1964, das drei Rechtsformen für den Betrieb von Transportnetzen vorsieht:

- die Konzession,
- die Genehmigung und
- die Erklärung.

Für die Beförderung von Gas durch Rohrleitungen ist normalerweise eine *Konzession* notwendig. Angesichts der Tatsache, daß die Gasbeförderung über größere Entfernungen durch Rohrleitungen Einrichtungen erfordert, die die wirtschaftliche Entwicklung der begünstigten Regionen beeinflussen, haben Behörden in Frankreich ein gewichtiges Mitspracherecht. Während die Konzessionserteilung dem Konzessionsinhaber das Recht gibt, die Kommerzialisierung des von ihm beförderten Gases in einer Monopolstellung vorzunehmen, verbleibt dem Staat die Auswahl der zu bedienenden Regionen und die Festlegung der Lieferbedingungen (Trassierung, Rohrdurchmesser, Tarife usw.).

Bei den Beförderungskonzessionen handelt es sich daher um staatliche Konzessionen, die eine Reihe von Rechten und Pflichten für den Konzessionsinhaber und die die Konzession erteilende Behörde vorsehen. So kann der Konzessionsinhaber öffentliches und privates Land nutzen, wenn die erforderlichen Arbeiten als im öffentlichen Interesse liegend bezeichnet worden sind. In bestimmten Fällen kann auch eine Enteignung von Land in Frage kommen.

Andererseits ist der Konzessionsinhaber gehalten,

- auf seine Kosten die Rohrleitungen und alle Transporteinrichtungen zu erstellen,
- sich an die allgemeinen Sicherheitsvorschriften zu halten,
- im Rahmen der geschlossenen Verträge die Kontinuität der Lieferungen zu gewährleisten,
- die tariflichen Vorschriften der Konzession zu beachten und die verschiedenen Abnehmer gleich zu behandeln.

Die Anträge auf Erteilung einer Konzession und einer Genehmigung unterliegen der örtlichen öffentlichen und administrativen Erhebung, um es den interessierten Personen, Organen und öffentlichen Dienststellen zu ermöglichen, ihre Auffassung vorzutragen. Die Erteilung der Konzession ist Sache des für Gas zuständigen Ministers.

Die *Genehmigung* gilt für örtliche Transporte von beschränkter Bedeutung oder für Transporte, für die der zuständige Minister aufgrund ihres besonderen Charakters die Rechtsform der Genehmigung zuläßt. Auf örtlicher Ebene unterliegen die Anträge auf Erteilung einer Genehmigung dem gleichen Verfahren der öffentlichen und administrativen Erhebung wie die Anträge auf Erteilung einer Konzession, jedoch ohne Lastenheft; dieses wird durch einen Entwurf der Genehmigungsanordnung ersetzt, die nach einem vom Minister genehmigten Muster erteilt wird. Tarifrrechtliche Klauseln sind darin im allgemeinen nicht enthalten. Die Inhaber der Genehmigung genießen die gleichen Rechte wie die Inhaber einer Konzession, soweit dies die Inanspruchnahme von privatem Grund und Boden betrifft. Bei öffentlichen Liegenschaften sind die Betretungserlaubnisse von den zuständigen Behörden einzuholen. Im Gegensatz zur Konzession muß der Inhaber einer Genehmigung daher die erforderlichen Wegerechte erst beantragen.

Die *Erklärung* spielt eine Rolle bei Transporten, die die Herstellungs- oder Verarbeitungsanlagen unmittelbar mit industriellen Verbrauchern verbinden, wenn die Rohrleitung nicht länger als 10 km ist und der Jahresdurchsatz 100 Mill. Thermien¹ nicht übersteigt. Erhält das Vorhaben die Genehmigung des Ministers, so kann der Antragsteller vorbehaltlich der Zustimmung der beteiligten Dienststellen mit den Arbeiten

¹ Die heute nur noch selten verwendete Wärmeeinheit "Thermie" entspricht 1000 Kilokalorien oder ca. 4000 British Thermal Units (btu).

beginnen. Der Text enthält darüber hinaus eine Anzahl von Vorschriften, insbesondere über die Errichtung und die Aufbereitung der Bauplätze.

Bei der Errichtung von Anlagen für den Transport von brennbarem Gas müssen die Transporteure auf dem Gebiet der Sicherheit eine Reihe von technischen und administrativen Vorschriften beachten, die in einer Sicherheitsregelung (Ministerieller Erlaß vom 11.05.1970) zusammengefaßt sind.

Hinsichtlich der Transportverpflichtung zugunsten Dritter sehen die geltenden Rechtsvorschriften vor, daß der Konzessionsinhaber auf Verlangen des zuständigen Ministers verpflichtet ist, im allgemeinen Interesse auch solche Gastransporte zusätzlich durchzuführen (soweit die verfügbare Kapazität seiner Rohrleitungen dazu ausreicht), deren Merkmale mit denen übereinstimmen, die sich aus den Verträgen mit seinen Abnehmern ergeben. Diese zusätzliche Beanspruchung ist zeitlich begrenzt.

In Frankreich sind die Einfuhr und die Ausfuhr von brennbarem Gas verstaatlicht, ebenso wie der Transport von Gas (durch die öffentlich-rechtliche Gesellschaft GAZ DE FRANCE). Darüber hinaus ist in den geltenden Rechtsvorschriften vorgesehen (Art. 4 und 5 des Dekrets vom 23.01.1964), daß Verträge über die Einfuhr von Gas zur Versorgung von Transportnetzen, die aufgrund einer Konzession oder einer Genehmigung betrieben werden, oder über die Lieferung von Gas durch eine konzessionierte oder genehmigte Anlage für Ausfuhrzwecke der Genehmigung des für Gas zuständigen Ministers unterliegen. Für direkte Erdölexporte genügt hingegen eine entsprechende Erlaubnis des zuständigen Ministers. Erdölproduzenten, die gleichzeitig über eigene Raffinerien verfügen, sind angehalten, 90 vH des in Frankreich geförderten Erdöls in Frankreich oder in einem anderen EG-Land zu raffinieren.

6. Verwaltungspraxis

Das französische Regelungswerk für die Aufsuche und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen orientiert sich stark am Bergrecht von 1958. Die Konkretisierung der Bestimmungen bleibt in vielen Fällen der Verwaltungspraxis und direkten Verhandlungen mit den Behörden überlassen. Die hiermit verbundene Unsicherheit tritt insbesondere im Zusammenhang

mit der Beantragung von Explorationslizenzen auf, für die es kein formelles Vergabeverfahren gibt.

In Frankreich eingetragene Unternehmen werden erfahrungsgemäß bei der Vergabe von Förderlizenzen bevorzugt, wohingegen Tochterfirmen von ausländischen Unternehmen, die dem EG-Recht unterliegen, vorzugsweise mit der Aufsuche von Kohlenwasserstoffen betraut werden. Eine direkte Staatsbeteiligung an der Aufsuche und Ausbeutung besteht nicht, ebensowenig wie ein staatliches Unternehmen mit dem Auftrag, Kohlenwasserstoffe aufzusuchen und zu fördern. Der französische Staat ist zwar an den beiden größeren französischen Ölkonzernen, der ELF AQUITAINE und der TOTAL, beteiligt, dies ist jedoch eine in Frankreich sehr verbreitete Praxis. Obwohl französische Behörden sichtlich bemüht sind, den Eindruck einer Benachteiligung ausländischer Firmen zugunsten französischer Firmen bei der Lizenzvergabe zu vermeiden, so wird - was die Nutzung heimischer Güter und Dienstleistungen angeht - von den Behörden dennoch die Inanspruchnahme französischer Zulieferer erwartet.

e. Ausländische Investitionen

Ausländische Unternehmen, die in Frankreich investiert haben, können ihr Kapital jederzeit wieder ausführen, vorausgesetzt, die Direktinvestition wurde seinerzeit vom Finanzminister genehmigt. Der Zahlungsverkehr zwischen in Frankreich ansässigen Unternehmen und dem Ausland muß über zugelassene Handelsbanken erfolgen. Genehmigungsfrei sind Zahlungen im Zusammenhang mit Einfuhren, Übertragungen für Technologietransfer, Dividenden und der Rückzahlung von Auslandskrediten.

d. Griechenland

a. Lizenzvergabe

Gemäß Gesetz Nr. 468 (Anhang A.5) stehen alle Rechte hinsichtlich der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen dem griechi-

schen Staat zu. Der staatlichen Ölgesellschaft PUBLIC PETROLEUM CORPORATION (PPC) können ausschließliche Aufsuchungs- und Gewinnungsrechte durch ein Dekret des Präsidenten eingeräumt werden. Die staatliche Ölgesellschaft kann diese Aufsuchung und Gewinnung selbst oder partnerschaftlich (im Rahmen eines besonderen Lizenzvertrags mit staatlicher Beteiligung) durchführen. Möglich ist auch der Abschluß eines Lizenzvertrags ohne staatliche Beteiligung (Art. 2, 42, 43, Gesetz Nr. 468).

Das griechische Territorium ist in Blöcke von fünf Minuten Länge und fünf Minuten Breite aufgeteilt. Ein Vertrag kann sich auf mehr als einen dieser Blöcke erstrecken. Das Ausbeutungsgebiet beträgt in der Regel 100 km² und in Ausnahmefällen 200 km².

Die zuständige staatliche Stelle der nationalen Bergbauverwaltung ist das Ministerium für Energie und Bodenschätze. Aufsuchungs- und Gewinnungsverträge werden abgeschlossen auf der Basis von Versteigerungszuschlägen oder nach der Aufforderung an eine begrenzte Anzahl von Parteien, Angebote abzugeben. Grundsätzlich sind zu unterscheiden:

- Verträge, bei denen der Staat nur über Förderabgaben und Einkommensteuer beteiligt ist, und
- Verträge mit einer expliziten staatlichen Gewinnbeteiligung.¹

Danach unterscheiden sich auch die Vergabebedingungen. Bestimmend für den Zuschlag ist bei Verträgen mit staatlicher Beteiligung

- der dem Staat angebotene Anteil,
- das Arbeitsprogramm und
- alle anderen Kriterien, die verhandelbar sind.

Bei einem Vertrag ohne staatliche Beteiligung ist die Höhe der angebotenen Förderabgabe entscheidend. Zusätzliche Kriterien sind

- die Geschwindigkeit und die Genauigkeit, mit der die Untersuchungen durchgeführt werden sollen,
- die finanzielle und technische Leistungsfähigkeit des Antragstellers, dessen Erfahrung und andere Faktoren im öffentlichen Interesse.

Für die Antragstellung und die Explorationsphase stellt das griechische Recht keine Anforderungen an die Unternehmensstruktur (abgesehen davon, daß Personengesellschaften und Gesellschaften mit be-

¹ Vgl. Art. 5, 6, 8, 9 Gesetz Nr. 468 und insbesondere die Dekrete Nr. 651 (1978) und Nr. 182 (1979).

schränkter Haftung nicht zugelassen sind). Die Förderung von Kohlenwasserstoffen darf nur von einem griechischen Unternehmen betrieben werden; diese Verpflichtung kann im Einzelfall durch Ministerialerlaß aufgehoben werden.

β. Lizenzrechte

Eine Prospektionslizenz erlaubt seismische Untersuchungen und verleiht nichtausschließliche Rechte. Sie ist für sechs Monate gültig und kann um weitere sechs Monate verlängert werden. Bei Antragstellung muß eine Summe in Höhe von Dr 2 Mill. hinterlegt oder ein entsprechender Garantiefried einer griechischen Bank vorgelegt werden. Diese Summe wird bei Auslaufen der Lizenz zurückerstattet, wenn das Unternehmen alle Verpflichtungen erfüllt hat. Die Prospektionsgenehmigung verleiht keinen Anspruch auf Erteilung einer Bohrgenehmigung (Art. 4, 7 Gesetz Nr. 468).

Die Explorationsphase beträgt vier Jahre, sie kann um sechs Monate verlängert werden, soweit dies zur Sicherung von ausbeutungsfähigen Funden notwendig ist. In Offshore-Gebieten, die jenseits der 200 m-Tiefenlinie liegen, kann eine Verlängerung um weitere zwei Jahre verlangt werden, die in der Regel gewährt wird.¹ Die Ausbeutungsphase beträgt 25 Jahre und beinhaltet eine einmalige Verlängerungsmöglichkeit um zehn Jahre.

Das griechische Recht kennt nicht die Verpflichtung, während der Explorationsphase Gebietsteile zurückzugeben. Allerdings kann die Rückgabe (ganz oder teilweise) binnen dreißig Tagen verlangt werden. Entsprechende Regelungen kann der Lizenzvertrag enthalten.

Eine besondere Bedeutung erlangt die (verhandlungsfähige) Arbeitsverpflichtung, die in dem Lizenzvertrag ausführlich geregelt ist. Dazu gehören das Datum für den Beginn der Explorationsarbeiten und die terminliche Festlegung des Ablaufs der Ausbeutungsarbeiten. Die Erschließungspläne müssen spätestens sechs Monaten nach Beginn der Exploration vorliegen; die Arbeiten müssen innerhalb der nächsten vier Mo-

¹ Art. 7 Gesetz Nr. 468; vgl. insbesondere die Ausführungen im Dekret Nr. 193 (1979) über Aufsuchungs- und Förderverträge.

nate beginnen. Die eigentliche Förderung wird erst nach fünf bzw. siebenhalb Jahren aufgenommen.

Das Abkommen mit der NORTH AEGEAN PETROLEUM CORPORATION (NAPC)¹ aus dem Jahr 1975² sah beispielsweise sechs Bohrungen bis zu einer Mindestdiefe von 2700 m vor. Diese Vorgabe durfte nur unterschritten werden, wenn

- ein wirtschaftlich ausbeutbarer Fund in geringerer Tiefe gemacht würde,
- wirtschaftlich verwertbare Grundlagen in geringerer Tiefe gefunden würden,
- der hohe Gasdruck eine weitere Bohrung ausschließen würde,
- das Gestein sich als zu hart für Bohrungen erweisen würde,
- geologische Strukturen besondere Sicherungsmaßnahmen erforderlich machen würden.

Eine Verletzung dieser Verpflichtung sollte eine Vertragsstrafe von US-\$ 1 Mill. nach sich ziehen.

Schwimmende und feste Installationen und Anlagen müssen polizeilich registriert werden, sofern sie aus dem Ausland eingeführt werden (Art. 36 Gesetz Nr. 468 vom 12.11.1976). Stößt ein explorierendes Unternehmen auf wirtschaftlich ausbeutbare Vorkommen, so hat es einen Rechtsanspruch auf eine Ausbeutungslizenz. Um diese Genehmigung zu erhalten, muß der griechischen Regierung ein Nachweis der wirtschaftlichen Ausbeutbarkeit der Lagerstätte und eine Karte mit dem Maßstab 1:50000, auf der das Gebiet zu erkennen ist, zugeleitet werden. Wenn sich der Fund über ein Gebiet erstreckt, das von einem anderen Unternehmen exploriert wird, kann die gemeinsame Ausbeutung angeordnet werden.

¹ Ein Konsortium von DENISON MINES (Kanada; 68,75 vH), WINTERSHALL AG (Bundesrepublik; 12,5 vH), HELLENIC OIL (Tochter von FLUOR CORPORATION, USA; 10 vH) und WHITE SHIELD (Tochter von BASIX CORPORATION, USA; 8,75 vH). Das griechische Parlament hat 1987 ein Verstaatlichungsgesetz verabschiedet, das die Regierung zum Kauf einer Mehrheitsbeteiligung an der NAPC ermächtigt.

² Seit 1985 ist die staatliche PPC mit 100 vH an Förder- und 25 vH an Aufsuchungsarbeiten beteiligt.

γ. Abgaben und Steuern

Das griechische Fiskalregime umfaßt

- Förderabgaben,
- Einkommensteuer und
- einen staatlichen Gewinnanteil.

Für steuerliche Zwecke muß zwischen den beiden möglichen Lizenztypen unterschieden werden. So sieht die Lizenz im Fall ohne staatlichen Gewinnanteil Förderabgaben und eine Einkommensteuer vor, während im Fall mit staatlichem Gewinnanteil lediglich die Einkommensteuer abzuführen ist, für die allerdings nur der nach Abzug des staatlichen Gewinnanteils noch verbleibende Gewinn als Bemessungsgrundlage dient.

Der Mindestsatz für die *Förderabgabe* auf Kohlenwasserstoffe liegt bei 12,5 vH und ist nach Wunsch des Staates entweder in Geld oder in Rohstoffen zu entrichten. Die Abgabe erhöht sich in Abhängigkeit vom Produktionsvolumen in einem Umfang, der in den Ausschreibungsbedingungen festgelegt ist; exakte gesetzliche Bestimmungen sind über die Höhe der Abgaben nicht erlassen worden. Im Jahr 1981 wurden Lizenzverträge mit der staatlichen PPC abgeschlossen, die folgende Sätze vorschreiben: Die Förderabgabe beträgt 12,5 vH bei einer Produktionsmenge unter 30000 Faß pro Tag, 15 vH bei 30000 bis unter 60000, 18 vH bei 60000 bis unter 90000 und 22 vH bei 90000 Faß pro Tag und mehr. Die Bewertung von geförderten Kohlenwasserstoffen erfolgt zum Verkaufspreis am Verladeort (fob), sofern er von den Behörden anerkannt wird und nicht wesentlich vom offiziellen Preis abweicht, der von den wichtigsten Ölförderländern für vergleichbare Qualitäten und Verkaufsbedingungen festgelegt wird. Wird das Erdöl nicht an Dritte, sondern an konzerneigene Gesellschaften veräußert, so gilt der durchschnittliche Marktpreis am Verladeort. Wenn das Erdöl gar nicht veräußert wird, kommt der erwähnte offizielle Preis zur Anwendung. Analog wird bei Erdgas verfahren.

Während Lizenzen ohne staatlichen Gewinnanteil dem Lizenznehmer in der Regel keine Andienungspflicht für geförderte Kohlenwasserstoffe auferlegen, verfügt der Lizenznehmer bei einem staatlichen Gewinnanteil nur zum Teil über die gewonnenen Rohstoffe. Er muß in diesem Fall aushandeln, welcher Produktionsanteil ihm als Entschädigung für die in diesem Zusammenhang entstandenen Kosten zukommt. So wurden im erwähnten

Vertrag mit der NAPC 1975 folgende Anteile vereinbart: Im Prinos Feld betrug der Produktionsanteil zum Zweck der Kostendeckung in den ersten fünf Produktionsjahren 70 vH, in der verbleibenden Produktionszeit 40 vH; in den übrigen Gebieten lag der Anteil in den ersten fünf Produktionsjahren bei 50 vH, in der verbleibenden Produktionszeit bei 40 vH.

Der Lizenznehmer erhält das Recht, Kohlenwasserstoffe entsprechend seinem Anteil zu veräußern, um mit dem Erlös seine Gesamtkosten zu decken. Gesamtkosten im Sinne dieser Regelung sind Ausgaben für

- Vorleistungen aller Art,
- Verwaltungsleistungen, Mieten, Patente, Versicherungen,
- Anlagen und Ausrüstungen, die in Griechenland eingesetzt wurden,
- Anlagen und Ausrüstungen, die im Ausland eingesetzt wurden (bis zu 10 vH der in Griechenland entstandenen Gesamtkosten),
- Verkaufsanstrengungen,
- Finanzierung,
- unerwartete Belastungen,
- erfolglose Bohrungen,
- die Gewinnbeteiligung des Staates und
- sonstige Zwecke.

Für Kosten, die in einem Jahr die Produktionsbeteiligung übersteigen, kann ein Verlustvortrag vorgenommen werden.

Zu dem Anteil an den geförderten Rohstoffen, den der Lizenznehmer für die Deckung seiner Kosten erhält, kommt sein Anteil an der verbleibenden Produktionsmenge (= Gewinn) hinzu. Im erwähnten Vertrag zwischen der NAPC und dem griechischen Staat wurden als Gewinnanteil des Staates festgelegt: im Prinos Feld 30 vH bei einer Fördermenge bis zu 200000 Faß Erdöl pro Tag, 60 vH bei 200000 Faß pro Tag und mehr, in den übrigen Gebieten 30 vH bei einer Fördermenge bis zu 30000, 40 vH bei einer Fördermenge von 30001 bis 80000, 50 vH bei einer Fördermenge von 80001 bis 200000 und 60 vH bei einer Fördermenge von über 200000 Faß Erdöl pro Tag. Die mit der Fördermenge steigenden Anteile beziehen sich nur auf die jeweils zusätzliche und nicht auf die gesamte Fördermenge.¹

¹ Bis zu einer Menge von 200000 Faß pro Tag aus dem Prinos Feld gehen also 30 vH an den Staat. Liegt die Menge bei etwa 240000 Faß pro

Übersicht 3 - Griechenland: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

1. Lizenz ohne staatlichen Gewinnanteil

Förderabgaben (variable)

Bruttowert der Produktion
 x Satz
 = Förderabgabe

Einkommensteuer (50 vH)

Bruttowert der Produktion
 - Förderabgabe
 - Variable Kosten
 - Abschreibungen
 = Bruttogewinn
 x Satz
 = Einkommensteuer

Unternehmenseinkommen nach Steuern

Bruttogewinn
 - Einkommensteuer
 = Unternehmenseinkommen nach Steuern

2. Lizenz mit staatlichem Gewinnanteil

Gesamtkosten (als Anteil an der Erdölproduktion) (variabel)

Erdölproduktion (Mengeinheiten)
 x Satz
 = Gesamtkosten (Mengeinheiten)

Gewinnbeteiligung am Erdöl (variabel)

Erdölproduktion (Mengeinheiten)
 - Gesamtkosten (Mengeinheiten)
 = Bruttogewinn (Mengeinheiten)
 x Beteiligung des Lizenznehmers
 = Gewinnbeteiligung am Erdöl (Mengeinheiten)

Einkommensteuer (50 vH)

Gewinnbeteiligung am Erdöl (Mengeinheiten)
 x Erdölpreis
 = Wert der Gewinnbeteiligung am Erdöl
 x Satz
 = Einkommensteuer

Unternehmenseinkommen nach Steuern

Wert der Gewinnbeteiligung am Erdöl
 - Einkommensteuer
 = Unternehmenseinkommen nach Steuern

Tag, so gehen weiterhin 30 vH der ersten 200000 Faß pro Tag an den Staat und zusätzlich 60 vH der restlichen 40000 Faß pro Tag.

Neben den in beiden Lizenztypen vorgesehen Abgaben muß eine Einkommensteuer auf das Unternehmenseinkommen aus Kohlenwasserstoffprojekten abgeführt werden. Allerdings unterscheidet sich die Bemessungsgrundlage der beiden Lizenztypen (Übersicht 3). Bei Lizenzen ohne staatliche Gewinnbeteiligung können variable Kosten, Abschreibungen und Förderabgaben vom steuerpflichtigen Umsatz in Abzug gebracht werden. Die effektive Besteuerung ist identisch mit der Einkommensteuer von 50 vH. Die Bemessungsgrundlage bei einer Lizenz mit staatlicher Gewinnbeteiligung läßt sich auf zwei Wegen ermitteln, in Geld- und in Mengeneinheiten. Wie in Übersicht 3 dargestellt, geht es auch hier um die Bestimmung des Bruttogewinns unter Abzug der Gesamtkosten. Doch im Unterschied zur Lizenz ohne staatliche Gewinnbeteiligung ergibt sich mit Gewinnbeteiligung eine fördermengenabhängige, effektive steuerliche Belastung, die zwischen 65 und 80 vH liegt (Tabelle 21). Der Grund dafür ist darin zu sehen, daß die Bemessungsgrundlage für die Einkommensteuer anders errechnet wird: Der Lizenznehmer muß Einkommensteuer auf seinen Gewinnanteil entrichten, ohne den Anteil am Gesamtgewinn, den er bereits an den Staat abgeführt hat, absetzen zu können.

Tabelle 21 - Griechenland: Effektive Belastung der Kohlenwasserstoffproduktion bei staatlichem Gewinnanteil 1988

	Fördermenge (Faß/Tag)	Gesamtanteil des Staates(a)	Anteil des Li- zenznehmers(b)
Prinos Feld	bis 200000	65	35
	über 200000	80	20
Übrige Gebiete	bis 30000	65	35
	30001- 80000	70	30
	80001-200000	75	25
	über 200000	80	20
(a) Staatlicher Gewinnanteil und Einkommensteuer. - (b) Nach Abzug des staatlichen Gewinnanteils und der Einkommensteuer.			

Quelle: Petroconsultants.

δ. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Das griechische Gesetz ist in diesem Punkt sehr kurz und allgemein gehalten. Es wird lediglich verlangt, daß im Kriegsfall oder in Notsituationen der Unternehmer seine Produktion an den griechischen Staat verkauft. Bei Verträgen mit staatlichem Gewinnanteil hat der Staat allerdings ein Eintrittsrecht hinsichtlich der dem Unternehmer zustehenden Produktion. So wurden zum Teil sehr detaillierte Regelungen in den Lizenzvertrag aufgenommen, die grundsätzlich dem Staat das Recht übertragen, die gesamte Produktion - allerdings zu Marktbedingungen - zu übernehmen. Der Staat muß über jeden möglichen Verkauf informiert werden und erhält eine Frist von dreißig Tagen bei kurzfristigen Lieferungen und von sechzig Tagen bei Laufzeiten über einem Jahr, um seinerseits ein Angebot zu diesen Marktbedingungen zu unterbreiten, das vom Lizenznehmer akzeptiert werden muß (Art. 19, 22 Gesetz Nr. 468).

ε. Förderung der griechischen Wirtschaft

Nach griechischem Recht ist ein Unternehmer befugt, Ausrüstung, Material, Arbeitskräfte und Dienstleistungen in Anspruch zu nehmen, die nicht aus Griechenland stammen. Die entsprechende Vorschrift in dem griechischen Gesetz lautet (Art. 19 Abs. 2 Gesetz Nr. 468): "2. The Contractor shall be entitled to purchase and import from abroad the machinery and equipment in general and spare parts thereof, as well as kinds of materials and supplies necessary for carrying out the exploration and exploitation works, provided that the prices of same machinery, equipment, materials and supplies produced in Greece in an equivalent performance, available within an equivalent time and delivered at the Contractor's warehouse, are higher than the prices of same supplies imported from abroad and delivered as well at the Contractor's warehouses".

Einzelne Verträge enthalten allerdings bestimmte Ausbildungsverpflichtungen und die Auflage, vorrangig griechische Arbeitskräfte zu beschäftigen (Art. 34 der Dekrete Nr. 193 (1979), 651 (1978), 182 (1979)).

Darüber hinaus kann die Regierung verlangen, daß die griechische staatliche Erdölgesellschaft als Lizenzpartner aufgenommen wird.

C. *Verwaltungspraxis*

Die Darstellung der Gesetzeslage in Griechenland vermittelt nur zum Teil ein Bild der tatsächlichen Verhältnisse in diesem Land. Die einzelnen Lizenzverträge erhalten in stärkerem Maße protektionistische Regelungen. So heißt es in einem Lizenzvertrag vom 01.08.1975 (nach Angaben von Petroconsultants): "To the extent possible, the Contractor shall award the major supply, construction and/or other contracts through competitive bidding among a limited number of candidates, Greek and/or foreign, as the case may be, selected by it. Preference will be given to the Greek candidates under the same competitive terms and conditions. However, the award of all supply, construction and/or other contracts shall be made on the basis of fair and reasonable prices compatible with the going market rates for the type of contract each time in question, terms of finance and delivery schedules". Ein entsprechender Absatz fehlt in dem Gesetz Nr. 468.

Die Dekrete Nr. 156 (1985), 619 (1985) und der Ministerialerlaß 34616 (1985) sollten - in Anpassung an die Vorschriften des EWGV - das staatliche Monopol bei der Verwertung von gefördertem Erdöl beseitigen, die PPC in eine Holding umwandeln und neue Vermarktungs- und Preisvorschriften erlassen [JENRL, Vol. 4, 1986, S. 130 f., 201 f.]. Im Jahr 1987 jedoch erhielt die staatliche PPC 51 vH an der NAPC, wobei die neue Gesetzgebung ausdrücklich mit dem Zweck der nationalen Kontrolle über das von der NAPC im Prinos-Feld gewonnene Erdöl eingebracht wurde. Diese staatliche Zwangsbeteiligung wurde auf Art. 106 der griechischen Verfassung gestützt, wonach eine Beteiligung des Staates durchgesetzt werden kann. Gleichfalls gewährt das Gesetz der PPC die Kontrolle des Konsortiums. Das Gesetz bestimmt, daß die Beteiligung auf dem Verhandlungsweg erreicht werden soll. Als nächstes wird die Höhe der Entschädigung gerichtlich festgelegt, die auch ins Ausland transferiert werden kann. Der griechische Staat muß nach Art. 106 der Verfassung auch die restlichen Anteile übernehmen, wenn dies von den Firmen verlangt wird. Kommt es zu keiner Einigung über den Kaufpreis, so wird er gerichtlich festgesetzt [JENRL, Vol. 5, 1987, S. 228].

Das staatliche Ölmonopol wurde ab 1987 auf 75 vH und im Juli 1987 um zusätzliche 10 vH reduziert. Diese Regulierungen erfüllen aber noch nicht die Vorschriften des EWGV, die für Griechenland verbindlich sind,

nachdem die Übergangszeit für dieses Land schon im Jahr 1985 zu Ende gegangen ist. Im Mai 1987 stellte die EG-Kommission ein Ultimatum; falls Griechenland nicht innerhalb von zwei Monaten die Vermarktungsregeln ändere, werde sie ein Vertragsverletzungsverfahren vor dem Europäischen Gerichtshof einleiten.

Die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen im Festlandsockel wird schließlich durch die Grenzauseinandersetzungen mit der Türkei beeinträchtigt.

7. Ausländische Investitionen

Grenzüberschreitende Zahlungen sind in Griechenland Bestandteil des Lizenzvertrags. Obwohl Erlöse in Fremdwährung aus Rohstoffausfuhren ebenso wie Erlöse in griechischer Währung grundsätzlich zur freien Disposition eines ausländischen Lizenznehmers stehen, bietet das griechische Recht die Möglichkeit, diese Verfügung spürbar einzuschränken. So kann der Lizenzvertrag beispielsweise bestimmen, daß Zahlungen an das Ausland nur in Höhe des Anteils von direkt investiertem Kapital am insgesamt genutzten Kapital erfolgen dürfen.

Überweisungen ins Ausland sind ohnehin erst nach Erfüllung sämtlicher Lizenzbedingungen und Befriedigung steuerlicher Ansprüche gestattet. Die Zentralbank erteilt die Devisen nur nach Vorlage einer Befürwortung der staatlichen Ölgesellschaft PPC.

Werden ferner Anlagen und Ausrüstungen, die im Zuge eines Öl- oder Gasprojekts in Griechenland eingesetzt wurden, im Ausland veräußert, so muß der Lizenznehmer entweder Devisen in entsprechender Höhe nach Griechenland einführen oder im Ausland dafür Vorleistungen machen, die in Griechenland für das Projekt benötigt werden. Bei einer Lizenz ohne staatliche Gewinnbeteiligung muß nur derjenige Fremdwährungsbetrag in der angegebenen Weise verwendet werden, der den noch nicht abgeschriebenen Wert der betreffenden Vermögensgegenstände übersteigt.

Der bereits erwähnte Lizenzvertrag mit NAPC, der eine Gewinnbeteiligung des Staates vorsieht, bestimmt, daß Zahlungen zwischen NAPC und dem griechischen Staat - mit Ausnahme von Steuerzahlungen - in US-Dollar erfolgen. NAPC wurde zudem erlaubt, die Buchhaltung, die

Bilanz sowie die Gewinn- und Verlustrechnung in US-Dollar und nicht in griechischer Währung zu führen.

e. Irland

a. Vorbemerkung

Das irische Bergbaugesetz (Anhang A.6) findet auf dem Meeresboden des Kustenneers und mit dem irischen Festlandsockelgesetz auch auf dem Festlandsockel Anwendung. In beiden Fällen verfügt der Energieminister (Minister for Energy and for Communication) über die Eigentumsrechte des Staates an Erdöl und Erdgas. Die Festlandsockelgebiete, die für die Aufsuchung und Förderung von Bodenschätzen zugänglich sind, werden durch Rechtsverordnung der Regierung bekanntgegeben (§§ 4, 5 Bergbaugesetz; §§ 1, 2, 4 Festlandsockelgesetz). Der irische Festlandsockel erstreckt sich demnach auf mindestens 200 sm und schließt auch natürliche Verlängerungen ein, die eine Ausdehnung von bis zu 520 sm westlich von Irland haben.¹

Das zentrale Regelungswerk ist die Lizenzverordnung in der Fassung von 1986, die auf den britischen und insbesondere norwegischen Erfahrungen beruht. Die irische Regierung verwaltet die Erdöl- und Erdgaslagerstätten als "Treuhänder" des irischen Volkes und betreibt die Ausbeutung der Vorräte ausdrücklich im "nationalen Interesse" Irlands.² Die Fassung der Verordnung aus dem Jahr 1980 ist zum Teil vorübergehend außer Kraft gesetzt, so daß gegenwärtig nicht die Vorschriften von 1980 für Offshore-Arbeiten, sondern die moderateren Rahmenbedingungen von 1986 gültig sind (das Fiskalregime ist im April 1985, September 1986 und zuletzt im September 1987 geändert worden).

¹ Continental Shelf (Designated Areas) Order No. 2, 1977 (S. I. No. 22 of February 1977). Diese Ausdehnung der Festlandsockelgrenze ist völkerrechtswidrig und verstößt selbst gegen Art. 76 Abs. 5 des Seerechtsübereinkommens von 1982; das umstrittene sogenannte "Rockall-Gebiet" ist im übrigen Gegenstand von Verhandlungen zwischen Island/Irland/Dänemark und dem Vereinigten Königreich; vgl. Symmons [1986].

² Vgl. Lizenzverordnung i. d. F. von 1980, General Background, 1-26 (9, 10, 17).

β. Lizenzvergabe

Fünf Genehmigungsformen stehen für Kohlenwasserstoffprojekte zur Verfügung:

- Erkundungslizenzen,
- Explorationslizenzen,
- Besondere Aufsuchungslizenzen (Reserved Area Licence),
- Fördergenehmigungen (§§ 8, 9, 10, 13 Bergbaugesetz) und
- Baugenehmigungen zur Errichtung von Anlagen für die Weiterverarbeitung und den Transport von Erdöl (§ 34 Abs. 1 Lizenzverordnung).

Weil sich eine nationale Bergbaubehörde erst im Aufbau befindet, ist der Energieminister für die Vergabe von Genehmigungen zuständig (§ 1 Abs. 1, 7 Bergbaugesetz). Darüber hinaus sind insbesondere zur Sicherung der Schifffahrt entsprechende Genehmigungen vom Transportminister erforderlich (§ 5 Festlandsockelgesetz). Abgesehen von den eigentlichen Lizenzen für Offshore-Arbeiten kann einem Unternehmen auch eine Option auf einen (reservierten) Block gegeben werden, die bis zu einem bestimmten Zeitpunkt durch Erkundungsarbeiten wahrgenommen werden muß.¹

Während die *Erkundungslizenz* für hauptsächlich seismische Arbeiten nicht ausschließlich ist, verleiht die *Aufsuchungsgenehmigung* (vgl. auch § 8 Abs. 2 Lizenzverordnung) in der Regel ausschließliche Rechte gegenüber Dritten. Ohne Unterschied können unter beiden Lizenzen dieselben Arbeiten ausgeführt werden, einschließlich Bohrungen sowie Untersuchungen von Kohlenwasserstoffen und Mineralien. Allerdings hat der Minister ein weites Ermessen zur näheren Regelung der Erkundungsarbeiten, wenn er die Genehmigungsbedingungen festlegt. Mit einer Aufsuchungsgenehmigung dürfen keine Kohlenwasserstoffe gefördert werden, ebensowenig gewährt diese Lizenz einen Anspruch auf Erteilung einer *Fördergenehmigung* - im Gegenteil, eine solche Fördergenehmigung muß innerhalb von dreißig Tagen beantragt werden, nachdem eine wirtschaftliche Lagerstätte gefunden ist (§ 15 Abs. 1 Lizenzverordnung). Späte-

¹ Im Jahr 1987 hatten sieben Unternehmensgruppen Optionen auf 26 Blöcke; Petroleum and Other Minerals Development Act, 1960 and Continental Shelf Act, 1968, Report by the Minister for Energy, 01.01.1987-30.06.1987, S. 21.

stens 21 Tage bevor eine Aufsuchungsgenehmigung gewährt wird, muß das Vorhaben vom Ministerium öffentlich bekanntgemacht sein.

Allen Lizenznehmern ist es untersagt, in irgendeiner Form öffentlich zum Ausdruck zu bringen, daß die Regierung, eine Regierungsstelle oder ein Beamter der Ansicht sind, man könne in dem Lizenzgebiet Öl erwarten (§ 52 Lizenzverordnung).

Antragsteller im Lizenzvergabeverfahren für Aufsuchungslizenzen können heimische, aber auch ausländische Unternehmen sein. Die Geschäftsführung einer irischen Tochtergesellschaft muß in Irland ansässig, das Zweigunternehmen eines auswärtigen Unternehmens muß in Irland durch eine ständige Niederlassung vertreten sein, die dieselben Rechte wie die Geschäftsführung einer irischen Gesellschaft hat (§ 1 Abs. 2, 3 Lizenzverordnung). Außerdem müssen die Offshore-Arbeiten des Bewerbers der Einkommensteuer unterliegen; im übrigen kann der Minister jederzeit weitere Auflagen machen (§ 7 Lizenzverordnung). Spätestens bei Beginn der Aufsuchungsarbeiten müssen dem Ministerium Name und Anschrift der Betriebsleitung mitgeteilt werden. Sämtliche Unterlagen, die mit dem Unternehmen zusammenhängen und die in vorgeschriebener Art und Weise zu führen sind, müssen dem Minister auf Anforderung zugestellt werden (§ 12 Abs. 3, 44 Lizenzverordnung).

Lizenzen werden auch außerhalb der eigentlichen Vergaberunden erteilt. Da sich die Offshore-Arbeiten bisher ausschließlich auf die Suche von Kohlenwasserstoffen beschränkten, hat sich eine Verwaltungspraxis allein für diesen Bereich herausgebildet. Die Vergabekriterien umfassen in der Reihenfolge ihrer Gewichtung:

- die finanzielle Ausstattung und technische Erfahrung der Bewerber,
- das Ausmaß, in dem die heimische Industrie oder andere Projekte, die für Irland von wirtschaftlichem Interesse sind, gefördert werden und
- die Höhe von Pauschalprämien, die die Bewerber bieten.

Im einzelnen werden explizit Angaben verlangt über

- technische Erfahrungen,
- finanzielle Ausstattung,
- abgeschlossene Aufsuchungs- und Förderarbeiten, insbesondere in Offshore-Gebieten,
- Gegenseitigkeit für die Möglichkeit wirtschaftlicher Betätigung im Heimatland des Antragstellers.

Darüber hinaus sind bei konkurrierenden Bewerbern folgende Aspekte für die Lizenzvergabe entscheidend:

- die Beteiligung von Unternehmern an industriellen Projekten, die vorzugsweise dem Export dienen. Sie werden durch steuerliche Anreize gefördert, wenn sie einen "beträchtlichen" Anteil an irischen Arbeitnehmern aufweisen;
- eine staatliche Beteiligung am Kohlenwasserstoffprojekt von mehr als den vorgeschriebenen 50 vH (§§ 3, 4 Lizenzverordnung).

Die Anträge beinhalten - soweit nicht weitere Informationen vom Energieminister angefordert werden - die gleichen Angaben, wie sie auch in Dänemark (Modellizenz, Anhang B.1) und in Belgien verlangt werden (§§ 5, 6 Lizenzverordnung).

7. Lizenzrechte

Eine *Aufsuchungsgenehmigung* ist sechs Jahre oder neun Jahre gültig, wobei die längere Laufzeit gilt, wenn der Block in Wassertiefen von mehr als 183 m liegt. Sofern der Lizenznehmer einen entsprechenden Antrag spätestens vier Monate vor dem Ende der Laufzeit gestellt und das Arbeitsprogramm erfüllt hat, kann für ein Gebiet von nicht mehr als 25 vH der ursprünglichen Fläche eine dreijährige Verlängerung gewährt werden. Sobald innerhalb der sechs- bzw. neunjährigen Laufzeit eine Lagerstätte gefunden worden ist, hat die Genehmigung für das Genehmigungsgebiet über diesen zeitlichen Rahmen hinaus Gültigkeit (§ 10 Abs. 5 Lizenzverordnung).

Die ausschließlichen Rechte des Lizenzinhabers können unter besonderen Umständen vom Minister eingeschränkt werden. Dies ist der Fall, wenn geologische Untersuchungen eines angrenzenden Lizenzgebiets notwendig sind, um die Gesteinsbedingungen umfassend kennenzulernen. Staatliche Stellen können ebenfalls Untersuchungen zu wissenschaftlichen Zwecken in dem Lizenzgebiet vornehmen. Im übrigen muß der Lizenznehmer Arbeiten und Einrichtungen zur Gewinnung von anderen Bodenschätzen bei Anordnung dulden. Welche Arbeit Vorrang hat, entscheidet der Minister (§ 8 Lizenzverordnung).

Nach der Lizenzverordnung von 1980 muß nach dem vierten Jahr die Hälfte des Explorationsgebiets an den Staat abgetreten werden; die

Fläche kann der Lizenznehmer bestimmen. Wenn sich ein als wirtschaftlich angesehenes Vorkommen über mehr als die Hälfte des Explorationsgebiets erstreckt, muß nur die restliche Fläche zurückgegeben werden.

In den ersten drei Jahren der Lizenz umfaßt das Arbeitsprogramm pro Block die vom Ministerium genehmigten Aufsuchungsarbeiten und eine Bohrung bis zu der vom Ministerium erlaubten Tiefe. Für die übrigen Jahre gilt das vor Erteilung der Genehmigung erstellte Arbeitsprogramm; zusätzliche Arbeiten werden für eine spätere Lizenz anerkannt. Das Programm für die Arbeiten während einer eventuellen dreijährigen Verlängerung muß ebenfalls genehmigt werden. Sämtliche Ausgaben im Zusammenhang mit der Ausführung dieser Arbeitsprogramme müssen dem Ministerium mitgeteilt werden. Für den nichterfüllten Teil eines Arbeitsprogramms muß der Lizenzinhaber die geschätzten Kosten, wie sie für derartige Arbeiten in dem irischen Offshore-Gebiet üblich sind, tragen (§§ 11, 14 Lizenzverordnung).

Eine *Fördergenehmigung* ist ausschließlich und umfaßt die eigentliche Gewinnung und Vermarktung von Kohlenwasserstoffen (§§ 13, 14 Bergbaugesetz). Kooperationsverträge mit benachbarten Lizenznehmern müssen abgeschlossen werden, sofern die Lagerstätten in ein anderes Lizenzgebiet hineinreichen (§ 30 Lizenzverordnung).

Nachdem der Inhaber einer *Aufsuchungs-* oder *Explorationsgenehmigung* bei einem wirtschaftlich interessanten Fund pflichtgemäß eine Fördergenehmigung beantragt hat (§ 15 Abs. 1 Lizenzverordnung), kann er mit einer Erteilung rechnen, wenn er seine Pflichten nach der vorhergehenden Lizenz erfüllt hat. Das Gebiet der Förderlizenz umfaßt mindestens die Fläche, die die Lagerstätte schon unter der *Aufsuchungslizenz* ausmachte (§ 15 Lizenzverordnung).

Die Förderarbeiten müssen spätestens im fünften Jahr nach Erteilung der Förderlizenz beginnen, und nur unter besonderen Umständen kann das Ministerium von dieser Forderung absehen. Die Laufzeit von 28 Jahren für Fördergenehmigungen kann um die nichtverbrauchte Gültigkeit der Aufsuchungslizenz verlängert werden. Es liegt wiederum im Ermessen des Ministeriums, ob es einem Verlängerungsantrag, der spätestens zwei Jahre vor Ablauf der Genehmigung gestellt wird, stattgibt. Die Finanzierung und die Arbeitspläne müssen gebilligt und Betreiberverträge zwischen mehreren Gesellschaften dem Energieministerium zur Einsichtnahme überlassen werden. Etwaige Änderungen, wie ein Wechsel

in der Person des Betreibers, sind ebenfalls anzuzeigen (§§ 16, 17, 21 Lizenzverordnung).

Ferner gestattet eine besondere *Explorationslizenz* das ausschließliche Recht des Inhabers einer Fördergenehmigung, in ausgewiesenen Gebieten, die an sein Gebiet angrenzen, nach Kohlenwasserstoffen zu suchen (§ 19 Bergbaugesetz). Alle Genehmigungen sind im Einvernehmen mit dem Minister übertragbar, können aber auch zurückgenommen werden (§§ 21, 22 Bergbaugesetz). Für die Antragstellung auf Erteilung einer Baugenehmigung zur Errichtung von Bohr- und Weiterverarbeitungsanlagen sowie deren Betrieb müssen alle technischen, wirtschaftlichen und finanziellen Informationen angegeben werden, um deren wirtschaftliche, soziale, Sicherheits- und Umwelteinwirkungen beurteilen zu können (§ 34 Lizenzverordnung).

Nach Ablauf des fünften Jahres nach Produktionsbeginn kann der Minister wegen veränderter Umstände neue Verhandlungen über die Lizenzbedingungen verlangen (§ 64 Abs. 2 Lizenzverordnung).

Nach Ablauf oder Widerruf einer Fördergenehmigung gehen alle festen Einrichtungen und Anlagen auf Anordnung des Ministers und ohne Entschädigung in das Eigentum des Staates über. Davon wird abgesehen, wenn der Lizenznehmer mit einer anderen Lizenz seine Arbeiten fortsetzt (§ 55 Lizenzverordnung).

Für Bohrungen in über 6 m Tiefe des Meeresbodens besteht eine generelle Berichtspflicht, zu der die Unterrichtung des Geologischen Dienstes (Geological Survey) über die Untersuchungsergebnisse gehört. 14 Tage vor Beginn der Arbeiten wird das Energieministerium benachrichtigt.¹ Außerdem werden ein Protokoll geführt und Bodenproben bereitgehalten, die dem Ministerium ebenfalls zur Einsicht zu geben sind (vgl. § 12 Abs. 2 Lizenzverordnung). Die Berichtspflicht besteht auch bei der erstmaligen Förderung von Kohlenwasserstoffen sowie jederzeit nach Aufforderung durch das Ministerium. Obwohl Übertretungen dieser Vorschriften strafbewehrt sind, ist die Geldstrafe gering (Irl (Irische Pfund) 10 bzw. 50 pro Tag (§§ 17, 56 Bergbaugesetz)). Die Menge geförderter Kohlenwasserstoffe ist fortlaufend zu messen. Der Minister be-

¹ Bei Aufsuchungsarbeiten drei Wochen vorher. Zusätzlich müssen das Transport- und das Landwirtschafts- und Fischereiministerium informiert werden (§ 12 Abs. 1 Lizenzverordnung).

stimmt das Meßverfahren, die Häufigkeit der Messungen und die damit beauftragten Personen.

Nach den Vorschriften von 1980 hat der Staat oder ein beauftragtes Unternehmen einen Anteil von bis zu 50 vH an der Entwicklung und Förderung einer wirtschaftlich nutzbaren Lagerstätte. Der jeweilige Anteil soll sich in dem Maße verringern, wie es ein angemessener Gewinn des Lizenznehmers bei den geleisteten Investitionen erfordert. Die staatliche Beteiligung richtet sich im einzelnen nach der Lizenzversicherung und den Bestimmungen der jeweiligen Genehmigung (§ 29 Lizenzverordnung).

Die Lizenzverordnung fordert, daß der Staat von der Lizenzgewährung bis zur Entdeckung eines wirtschaftlichen Fundes über die Aufsuchungsarbeiten ständig auf dem laufenden gehalten werden muß; der Staat kann zu dem Fortschritt der Arbeiten und deren Ergebnissen Stellung nehmen. In dieser Zeit werden für die staatliche Beteiligung weitere Vereinbarungen getroffen. Der Staat kann an allen Sitzungen von Kommissionen und Unterkommissionen des Lizenzinhabers mit den Informationsrechten eines Mitglieds teilnehmen und hat ein Stimmrecht in Höhe von 20 vH. Diese Vorschrift verliert ihre Gültigkeit, sobald der Fund als wirtschaftlich uninteressant eingestuft wird.

Sobald der Lizenznehmer auf eine gewinnträchtige Lagerstätte stößt, meldet er dies dem Staat und unterbreitet anschließend ein Arbeitsprogramm mit Angaben über die Erdöl- bzw. Erdgasmengen, Kosten, Gewinnerwartungen und die Finanzierung des Vorhabens. Innerhalb von neun Monaten nach Notifizierung des Fundes teilt der Staat dem Lizenzinhaber mit, ob er an einer Beteiligung interessiert ist. Ist das der Fall, so regeln sich die Aufsicht und Durchführung der Arbeiten sowie das Verhältnis zwischen dem Betreiber und dem Staat nach einem abzuschließenden Kooperationsvertrag. Der Vertrag regelt die Betriebsführung der Arbeiten, Abstimmungsverfahren in der gemeinsamen Betriebsführungskommission, die Ernennung und Ablösung von Betreibern, die Genehmigung von Arbeitsprogrammen und Finanzierungsplänen, die Überwachung der Betreiberpflichten und weitere Regelungen. Im Einvernehmen mit den anderen Vertragspartnern ist der Staat berechtigt, den Betreiber der Förderarbeiten zu bestimmen. Andere Vorschriften behandeln die Geschäfts- und Betriebsführung, die Vermarktung der geförderten Kohlenwasserstoffe, den Preis des staatlichen Förderanteils, die Ausbildung von

staatlichem Personal und anderes. Nach den ab 1988 geltenden Bestimmungen ist eine direkte staatliche Beteiligung nicht mehr erforderlich.

Der Gesellschaftsvertrag des Unternehmens darf erst nach Zustimmung des Ministeriums geändert werden, sofern eine Lizenz gewährt worden ist. Der Lizenzinhaber darf die Geschäftsführung nicht von Irland in ein anderes Land verlegen. Andere gesellschaftsrechtliche Änderungen, wie die Übertragung von Arbeiten, dürfen nur unter Berücksichtigung der Auflagen des Ministeriums und nach Zahlung einer Verwaltungsgebühr erfolgen. Gewünscht werden hingegen Veränderungen, die eine stärkere finanzielle Ausstattung herbeiführen, oder die einem Unternehmen zugute kommen, das mit mindestens 50 vH an einer Lizenz beteiligt ist bzw. ein derartiges Unternehmen zu 50 vH kontrolliert.

6. Abgaben und Steuern

Das Fiskalregime für Öl- und Gasprojekte im irländischen Festlandsockel sieht

- Pachtzahlungen,
- Pauschalzahlungen,
- Förderabgaben,
- eine staatliche Beteiligung und
- die Körperschaftsteuer

vor. 1988 ist dieses Regime deutlich vereinfacht worden. Die Förderabgaben wurden zusammen mit der staatlichen Beteiligung abgeschafft, und stattdessen ist eine Sonderabgabe auf den Bruttogewinn im Sinn der Körperschaftsteuer eingeführt worden. Da sich die gegenwärtig laufenden Lizenzverträge noch nach den fiskalischen Bedingungen richten, die bis Ende 1987 galten, sollen im folgenden beide Regime dargestellt und analysiert werden.

Antragsgebühren belaufen sich auf Irl 550 bei Erkundungslizenzen und Irl 3000 bei Explorationslizenzen und Förderlizenzen, unabhängig vom Ausgang des Verfahrens. *Pachtzahlungen* betragen Irl 4000 bei Erkundungslizenzen und Irl 200 je km² im ersten Jahr, Irl 20 je km² vom zweiten bis zum vierten Jahr, Irl 40 je km² im fünften und sechsten Jahr und Irl 80 je km² in den folgenden Jahren bei Explorations- und Förderlizenzen. Dazu kommt bei Explorations- und Förderlizenzen eine

gleichbleibende und ebenfalls jährlich zu entrichtende Pacht von Irl 2000 je km² nach dem dritten Jahr. Pachtzahlungen sind von den Förderabgaben (nicht jedoch von der Steuer) absetzbar; übersteigt die Pachtzahlung den Wert der Förderabgaben, so entfallen die letzteren.

Pauschalzahlungen können ähnlich wie im - allerdings in Irland nicht üblichen - Versteigerungsverfahren vom Antragsteller frei geboten werden. Nach den Lizenzbedingungen von 1975 können derartige Pauschalzahlungen aber auch in Abhängigkeit von der Produktionsmenge erhoben werden: Wird bei Erdöl die kritische Grenze von 300000 Faß pro Tag über einen Zeitraum von dreißig Tagen hinweg überschritten, so muß für jede 100000 Faß pro Tag, die nach den ersten 200000 Faß pro Tag erzielt werden, Irl 1 Million entrichtet werden; entsprechendes gilt für Erdgas. Die produktionsabhängige Pauschalzahlung kommt also nur für große Kohlenwasserstoff-Felder in Frage und liegt ausschließlich im Ermessen des zuständigen Ministers. Pauschalzahlungen sind steuerlich nicht abzugsfähig.

Die *Lizenzbedingungen* von 1975 sehen ferner *Förderabgaben* vor. Diese betragen bei einer durchschnittlichen Produktion bis unter 40000 Faß pro Tag 8 vH, bei 40000 bis unter 100000: 10 vH, bei 100000 bis unter 225000: 12 vH, bei 225000 bis unter 350000: 14 vH und bei 350000 und mehr Faß pro Tag 16 vH.

Kann über einen Zeitraum von dreißig Tagen eine geringere durchschnittliche Produktion als vorher nachgewiesen werden, so wird der Satz der Tabelle entsprechend ermäßigt, wenn er vorher über 12 vH gelegen hat. Wie in anderen EG-Ländern auch, so können Förderabgaben in Irland entweder in Geld oder in Rohstoffen bezahlt werden. Verlorengegangene, abgepackelte oder reinjizierte Rohstoffmengen sind zwar abgabenfrei, jedoch meldepflichtig. Kann dem Lizenznehmer Rohstoffverschwendung durch unsachgemäße Behandlung nachgewiesen werden, so sind die betreffenden Mengen abgabepflichtig. Im Fall von marginalen Feldern, die relativ hohe Kosten verursachen und in denen Funde von eher geringer Bedeutung gemacht werden, können unter besonderen Bedingungen, nämlich dann, wenn die Rentabilität einen bestimmten Mindestwert unterschreitet, niedrigere Abgaben vereinbart werden.

Präzisiert wurden die Vorschriften für marginale Felder im Jahr 1985. Demnach sollten die ersten 25 Mill. Faß eines Feldes mit Reserven

über 75 Mill. Faß von Abgaben befreit sein. Als marginal wurden solche Felder definiert, deren Rentabilitätskennziffer einen Wert annimmt, der unter 1,84 liegt. Die preisbereinigte Kennziffer (R) ist:

$$R = \text{Deckungsbeitrag/Investitionsausgaben} < 1,84$$

Deckungsbeitrag (Umsatz-Variable Kosten-Förderabgaben) und Investitionsausgaben werden mit einem Kalkulationszins von 20 vH diskontiert; der Kalkulationszeitpunkt ist der Zeitpunkt, zu dem die erste Investition vorgenommen wird. Als Laufzeit der Investition ist die Zeit anzunehmen, in der Kohlenwasserstoffe gefördert werden können.

Als Alternative zur Rentabilitätskennziffer kann der interne Zinsfuß als Kriterium herangezogen werden: Marginale Felder weisen eine interne Verzinsung des investierten Kapitals von unter 25 vH auf.

Im Jahr 1986 sind Freigrenzen für alle Felder eingeführt worden, die sowohl für neue als auch für alte Lizenzen gelten. Demnach sollen Bohrungen im Meer, die im Zeitraum vom 19. September 1986 bis zum 31. Dezember 1990 oder bis zu dem Tag, an dem der Ölpreis die Grenzen von US-\$ 30 überschreitet, realisiert bzw. geplant werden, einen Anspruch auf einen Freibetrag in Höhe von entweder US-\$ 10 Mill. oder der doppelten Ausgabensumme haben, wobei der niedrigere von beiden Beträgen ausschlaggebend ist; geplante Bohrungen müssen spätestens am 31. Dezember 1994 abgeschlossen sein. Die so begründeten Freibeträge gestatten eine entsprechende Verringerung der Förderabgaben von Feldern, die nach dem 19. September 1986 produktiv werden, allerdings muß immer noch eine Abgabe von 3 vH abgeführt werden. Freibeträge, die im Zusammenhang mit erfolglosen Bohrungen erreicht werden, können auf andere, erfolgreiche Bohrungen übertragen werden, nicht jedoch an ein anderes Unternehmen. Der Anspruch auf einen Freibetrag erlischt nach zwanzig Jahren.

Fördermengen werden zum Zweck der Ermittlung von Förderabgaben an dem Ort bewertet, an dem sie exportiert (verladen) oder dem Verbrauch in Irland zugeführt werden. Der Verarbeitungsgrad ist dabei unbedeutend. So bestehen beispielsweise die Erdgasausfuhren aus bereits verflüssigtem Erdgas und werden entsprechend bewertet. Der Preis wird vom Minister festgelegt, und zwar auf der Basis eines herrschenden

Marktpreises für vergleichbare Rohstoffqualitäten in Irland, dem Vereinigten Königreich und Norwegen.

Förderabgaben fallen zwar täglich im Laufe der Produktion an, werden jedoch vierteljährlich abgeführt. Bei verspäteten Zahlungen müssen Zinsen entrichtet werden, die zwei Prozentpunkte über dem Bankzins für Girokontoüberziehungen für erste Adressen liegen.

Im Jahr 1985 wurde dem Staat das Recht auf eine Beteiligung an der Entwicklung und Ausbeutung kommerzieller Rohstoffunde eingeräumt. Voraussetzung dafür ist, daß der Staat dieses Recht binnen 270 Tagen nach der Wirtschaftlichkeitserklärung eines Feldes ausübt. Im Falle einer Beteiligung muß der Staat den Lizenznehmer für seinen Anteil an den Explorationskosten im nachhinein entschädigen und für seinen eigenen Anteil an den künftigen Entwicklungs- und Produktionskosten selbst aufkommen.

Bei marginalen Feldern ergibt sich die maximal zulässige Beteiligung des Staates wie folgt:

$$P = 1 / (1 + \frac{C}{(R - 1,3) 1,85})$$

wobei:

P: Staatliche Beteiligung; $0 \leq P \leq 0,5$

C: Anteil der staatlichen Beteiligung, die vom Lizenznehmer getragen werden muß; $0 \leq C \leq 1$

R: Rentabilitätskennziffer.

Der Staat kann eine Beteiligung von bis zu 50 vH fordern, von der bis zu 100 vH vom Lizenznehmer getragen werden kann. Für die staatliche Beteiligung, die über den vom Lizenznehmer getragenen Anteil hinausgeht, muß der Staat entweder selbst aufkommen oder dem Lizenznehmer Vergünstigungen an anderer Stelle gewähren.

Im September 1986 wurde diese breite Beteiligung des Staates in eine Gewinnbeteiligung umgewandelt. De facto handelt es sich um eine Gewinnsteuer auf Felderbasis für Felder, die eine vorgegebene Rentabilitätsschranke überschritten haben. Die Höhe der Beteiligung errechnet sich, wie in Übersicht 4 gezeigt wird. Zwei Sätze werden angewandt: Überschreitet der Kapitalwert (Kalkulationszins = 10 vH) den kritischen Wert von US-\$ 50 Mill., so gilt ein Satz von 25 vH, von dem Jahr an, in dem der interne Zins über 15 vH p. a. liegt. Erreichen der Kapitalwert

Übersicht 4 - Irland: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

Bis 1987	Ab 1988
<i>Förderabgaben (variabel)</i>	
Bruttoproduktion (Menge)	
x Satz	
= Förderabgaben (Menge)	
x Preis	
= Wert der Förderabgaben	
- Pachtzahlungen	
= Nettowert der Förderabgaben	
<i>Nettoproduktion</i>	
Bruttoproduktion (Menge)	
- Förderabgaben (Menge)	
= Nettoproduktion (Menge)	
<i>Staatliche Beteiligung (variabel) (auf Feldebasis)</i>	
Nettoproduktion	
x Anteil des Lizenznehmers	
= verfügbare Produktion	
x Preis	
= Bruttoumsatz	
- Variable Kosten	
- Explorationskosten	
- Untersuchungskosten	
- Kapitalkosten	
- Nettowert der Förderabgaben	
- Verlustvortrag für staatliche Beteiligung	
- anteilige Körperschaftsteuerbelastung	
= Bemessungsgrundlage	
x Satz	
= Staatliche Beteiligung	
<i>Körperschaftsteuer (50 vH)</i>	
Bruttoumsatz	
- Staatliche Beteiligung	
- Förderabgaben	
- Explorationskosten	
- Variable Kosten	
- Abschreibungen	
= Bruttogewinn	
x Satz	
= Körperschaftsteuer	
<i>Anteilige Steuerbelastung (auf Feldebasis)</i>	
Bruttogewinn im Sinn der Körperschaftsteuer (je Feld)	
+ Verlustvortrag im Sinn der Körperschaftsteuer (je Feld)	
= Anteilige Steuerbelastung	
	entfällt (Ältere Lizenzen können ebenfalls davon befreit werden);
	entfällt (Ältere Lizenzen können ebenfalls davon befreit werden);
	bleibt;
	entfällt;
	entfällt;
	Abzug der Sonderabgabe vom Bruttogewinn vor der Körperschaftsteuer;
	entfällt;

noch Übersicht 4

Bis 1987	Ab 1988
noch nicht vorhanden;	<i>Sonderabgabe</i> (20 vH)
	Bruttogewinn
	x Satz
	= Sonderabgabe
<i>Unternehmenseinkommen nach Steuern</i>	
Bruttogewinn	Bruttogewinn
- Körperschaftsteuer	- Körperschaftsteuer
= Unternehmenseinkommen	- Sonderabgabe
nach Steuern	= Unternehmensein-
	kommen nach Steuern

den Wert von US-\$ 200 Mill. und der interne Zinsfuß den Wert von 27 vH p. a., so verdoppelt sich der Gewinnsteuersatz.

Unternehmen, die im Öl- und Gasbereich tätig sind, unterliegen einer Körperschaftsteuer von 50 vH. Abzugsfähig sind die üblichen Kosten, wie sie in Übersicht 4 wiedergegeben werden. Abschreibungen konnten von 1985 bis 1987 degressiv vorgenommen werden, mit einem Satz von 40 vH pro Jahr. Ab 1988 kann der Lizenznehmer das Abschreibungsverfahren und die Sätze für die verschiedenen Abschreibungsgegenstände frei wählen. Ausgaben für Explorations- und Feldentwicklungszwecke können gegenwärtig im ersten Produktionsjahr in voller Höhe abgesetzt oder beliebig vorgetragen werden. Kreditkosten, die der Entwicklungs- und Produktionsphase zugerechnet werden können, sind ebenfalls abzugsfähig, vorausgesetzt, der Gläubiger gehört nicht zum Konzern des Schuldners. Die Finanzierungskosten der Explorationsphase sind nicht abzugsfähig. Die übrigen Explorationsausgaben können bei erfolgreichen Bohrungen bis zu 15 Jahre vorgetragen werden.

Wie im Vereinigten Königreich besteht auch in Irland nicht die Möglichkeit, Verluste aus anderen Bereichen vom Einkommen aus dem Kohlenwasserstoffbereich steuerlich abzusetzen (ring fence). Das Abzugsverbot erstreckt sich von Aktivitäten, die mit der Suche nach Öl und Gas zusammenhängen bis hin zur ersten Aufbereitung (z.B. Verflüssigung von Erdgas). Die Weiterverarbeitung ist hiervon ausgenommen.

ε. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Grundsätzlich besteht eine Anlandungspflicht für Öl, von der der Minister nach freiem Ermessen absehen kann. Der Verkauf der Rohstoffe muß in jedem Fall auf Rechnung einer in Irland ansässigen Person erfolgen. Bei einer entsprechenden Aufforderung muß der nationale Ölbedarf zu einem angemessenen Marktpreis gedeckt werden, ohne daß die Lizenznehmer ungleich behandelt werden dürfen. Der Lieferpreis wird zwar ausgehandelt; der Minister kann ihn jedoch bestimmen, falls keine Einigung zustande kommt. Der Lizenznehmer kann in solchen Situationen eine Streitschlichtung in Anspruch nehmen. In Notstandsituationen hat der Staat die Verfügungsmacht über das geförderte Erdöl. Sobald die Gesamtfördermenge vom irischen Festlandsockel nicht mehr im "nationalen Interesse" liegt, sollen Verhandlungen zu einer gleichmäßigen Reduzierung der Produktion stattfinden (§ 33 Lizenzverordnung).

Der "Gas Act" von 1976 hat eine Kommission (Irish Gas Board) eingesetzt, die für die Lieferung und Verteilung von Erdgas verantwortlich ist. Nach § 8 kann die Kommission Erdgas transportieren und verteilen und das von ihr erworbene Gas verkaufen. Nach § 11 kann der Minister für Verkehr und Energie, wenn er dies für geboten hält, der Kommission mit Zustimmung des Finanzministers allgemeine Weisungen über die Preispolitik beim Verkauf oder der Lieferung von Gas nach eigenem Ermessen erteilen.

Der Gas Act sieht ferner u.a. Maßnahmen für den Transport von Erdgas vor:

- der Board kann Rohrleitungen nur mit Zustimmung des Ministers für Verkehr und Energie errichten;
- der Minister für Verkehr und Energie ist vor dem Betrieb einer Rohrleitung zu unterrichten. Der Minister fordert dann, daß die Leitung entsprechend den Modellbedingungen zu bauen ist, wie sie für den Bau und den Betrieb von Rohrleitungen durch den Board gelten;
- dem Board wird die Ausrüstung, der Betrieb und die Instandhaltung aller Rohrleitungen, Terminals, Druckverminderungsstellen, Entnahmepunkte, Vorratsbehälter, Fahrzeuge, Bauten, Dienste, Einrichtungen, die für die Entwicklung oder Instandhaltung des Systems für den Transport und die Verteilung von Gas erforderlich sind, übertragen.

Für Gas gibt es in Irland nur einen Abnehmer, das staatliche Unternehmen BORD GAIS EIREANN.

ζ. Förderung der irischen Wirtschaft

Der Lizenzinhaber und seine Vertragsnehmer sind verpflichtet, irische Güter und Dienstleistungen zu verwenden, sofern sie in bezug auf Qualität, Unterhaltung, Lieferzeit und Preis konkurrenzfähig sind. Schon bei Ausschreibungen sollen die irischen Unternehmen berücksichtigt werden, die entsprechende Güter- und Dienstleistungen liefern. Ausschreibungsverfahren müssen zeitlich angemessen befristet und für irische Zulieferer schnell zu beantworten sein. Bei der Vergabe von Aufträgen entscheidet der Lizenznehmer über den Anteil irischer Güter- und Dienstleistungen an dem Angebot. Nach freiem Ermessen kann der Minister weitere Auflagen machen und die Beachtung der Vorschriften durch Beamte überprüfen lassen.¹

Nach Abstimmung zwischen dem Arbeitsminister und dem Energieminister müssen der Lizenzinhaber sowie seine Vertrags- und Untervertragsnehmer die Beschäftigungsaufgaben befolgen. Zusätzlich hat der Lizenzinhaber eine bestimmte Anzahl von Personen auszubilden (§§ 57, 58 Lizenzverordnung).

η. Verwaltungspraxis

Beanstandungen hinsichtlich einer Diskriminierung von ausländischen Unternehmen in Irland sind bisher nicht bekannt geworden. Im Mittelpunkt der Kritik an der Offshore-Politik stehen die Lizenzbedingungen. Dies hat Ende 1987 zu einer umfassenden Umgestaltung der Lizenzbedingungen geführt, insbesondere zur Abschaffung der direkten staatlichen Beteiligung.

¹ §§ 53, 54, 62 Lizenzverordnung; zur Gewinnabschöpfung des Staates im Rahmen seiner Beteiligung an den Lizenzen vgl. insbesondere die Fassung von 1986, S. 7-20.

In der Frage der Vorleistungen konnte mangels einer eigenen starken meerestechnischen Industrie ebenfalls kein protektionistischer Kurs festgestellt werden.

Am wichtigsten dürfte für ausländische Unternehmen die Lösung der Personalfragen sein, da in diesem Bereich relativ strenge Vorschriften zu beachten sind, auf deren Einhaltung die Behörden großen Wert legen. Da aber der Abwanderungsstrom bei qualifizierten Arbeitskräften in Irland anhält, kann auf dem Verhandlungsweg meistens eine für den Lizenznehmer befriedigende Regelung erreicht werden.

θ. Ausländische Investitionen

Grundsätzlich ist in Irland der Zahlungsverkehr mit dem Ausland, einschließlich der Rückführung von Kapital und Überweisung von Gewinnen und Dividenden, unbeschränkt möglich. Für jede Transaktion in fremder Währung muß jedoch eine Devisenzuteilung beantragt werden, die zu Verzögerungen beim Zahlungsverkehr führen kann.

f. Italien

a. Vorbemerkung

Nach dem Gesetz Nr. 613 vom 21.07.1967 (Anhang A.7) werden die italienischen Sedimentbecken in sieben Einzelgebiete aufgeteilt.

Zone A: Nordadriatisches Meer (nördlich des 44. Breitengrads) mit Ausnahme eines 15 km breiten Küstenstreifens, der für staatliche Unternehmen reserviert ist. Die Grenze zu dem jugoslawischen Offshore-Bereich bildet die zwischen Jugoslawien und Italien vereinbarte Mittellinie.

Zone B: Der mittlere Teil des Adriatischen Meeres zwischen dem 42. und 44. Breitengrad.

Zone C: Die Meeresgebiete um Sizilien herum und die in diesem Bereich vorhandenen Inseln, entweder bis zur 200 m-Tiefenlinie oder bis zur Mittellinie zwischen Italien und Malta sowie zwischen Italien und Tunesien.

Zone D: Der südliche Teil des Adriatischen Meeres (südlich des 42. Breitengrads) und der Ionischen See.

Zone E: Die Tyrrhenische See und die ligurische Küste.

Die Zonen A-E erstrecken sich nur bis zur 200 m-Tiefenlinie.

Um der staatlichen Holding ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI)¹ die Möglichkeit zu geben, auch tiefer gelegene Meeresgebiete zu erforschen, hat das Gesetz Nr. 443 vom 04.06.1973 das Gesetz Nr. 613 vom 21.07.1967 entsprechend geändert und folgende weitere Zonen jenseits der 200 m-Tiefenlinie geschaffen:

Zone F: Tiefwassergebiete zwischen 200 und 1000 m Wassertiefe oder bis zur Mittellinie zwischen Italien und Jugoslawien im Adriatischen und Ionischen Meer (Verlängerung von Zone D).

Zone G: Tiefwassergebiete um Sizilien, westlich des 14. Längengrads im Tyrrhenischen Meer und im Sizilianischen Kanal (200-1000 m oder bis zur Mittellinie zwischen Italien und Tunesien, schließt an C an).

Die Ausweitung weiterer Zonen wird gegenwärtig vorbereitet.

β. Lizenzvergabe

Das italienische Recht unterscheidet Prospektionserlaubnisse, Explorationserlaubnisse und Abbaulizenzen. Zentrale Verwaltungsbehörde ist die Generaldirektion für Bergbau innerhalb des Ministeriums für Industrie, Handel und Handwerk (Ministerio dell' Industria, del Commercio e dell' Artigianato). Die Ausbeutung wird vom Nationalen Kohlenwasserstoffamt (Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi) erlaubt und überwacht; diese Stelle wird dabei von verschiedenen Ministerien beraten. Sizilien, Sardinien, Trentino-Alto Adige und Friuli-Venezia Giulia haben ihre eigenen Genehmigungsbehörden, die teilweise eigenes, teilweise italienisches Recht anwenden.

Insgesamt räumen die Gesetze den Genehmigungsbehörden ein weitgehendes Ermessen ein. In Italien sind öffentliche Ausschreibungen oder Versteigerungsverfahren unbekannt; es gibt lediglich die Vergabe von

¹ Nationales Amt für Kohlenwasserstoffe; geschaffen durch Gesetz Nr. 136 vom 10.02.1953 i.d.F. des Gesetzes Nr. 1153 vom 14.11.1967.

Genehmigungen nach Einzelanträgen. Wenn ein Einzelantrag auf Explorationsgenehmigung gestellt wird, ist dieser zu publizieren; Konkurrenzbewerber haben das Recht, innerhalb einer dreimonatigen Frist ebenfalls einen Antrag für das gleiche Gebiet einzureichen. Entscheidend dafür, wer den Zuschlag erhält, sind die Qualität des Arbeitsplans, die Zügigkeit, mit der das Projekt abgewickelt werden soll und die Art und der Umfang der Garantien, die für die Einhaltung des Arbeitsplans gegeben werden. Soweit diese Kriterien bei den konkurrierenden Bewerbern identisch sind, entscheidet die Reihenfolge des Antragseingangs [vgl. Daintith, Hancher, 1986, S. 74 f.].

Die Bedingungen des Arbeitsprogramms für Lizenzen, insbesondere die damit verbundenen Ausgaben, sind Gegenstand von Verhandlungen zwischen der Gestattungsbehörde und dem Antragsteller. Im Zuschlagsfall muß der Lizenznehmer ein Akkreditiv in Höhe der für die Anfangsphase geplanten Ausgaben bei der Behörde vorlegen; ein Akkreditiv ist auch bei jeder Verlängerung einer Genehmigung erforderlich.

Für die Errichtung von Installationen für den Transport von Kohlenwasserstoffen ist eine Genehmigung des Industrieministeriums erforderlich¹, die dem Inhaber einer Förderkonzession bevorzugt erteilt wird.

Nach italienischem Recht wird nicht zwischen italienischen und nichtitalienischen Antragstellern unterschieden. Europäische Antragsteller stehen italienischen gleich, bei sonstigen Ausländern ist die Gewährung der Gegenseitigkeit entscheidend. Ebenfalls nicht verlangt wird, daß ein ausländisches Unternehmen eine italienische Zweigniederlassung gründet. Dies gilt jedoch nicht für Sizilien, wo Lizenzen nur an italienische und ausländische natürliche Personen sowie an in Italien niedergelassene Unternehmen gewährt werden. Auf Sardinien und in Trentino-Alto Adige erhalten nur italienische und in Italien registrierte Unternehmen Explorations- und Produktionsrechte.

7. Lizenzrechte

Eine *Prospektionserlaubnis* ist nicht exklusiv, sie gestattet eine reine Oberflächenuntersuchung; ihre Gültigkeitsdauer beträgt ein Jahr

¹ Art. 31 Gesetz Nr. 613; dasselbe gilt für Trentino-Alto Adige und Sizilien.

und kann um ein weiteres Jahr verlängert werden. Die vorbereitenden Arbeiten für die Suche nach Bodenschätzen auf dem Festlandsockel sind der ENI übertragen worden (Gesetz Nr. 613 vom 21.07.1967).

Der Inhalt verschiedener *Explorationslizenzen* ist je nach Region durchaus unterschiedlich. Eine Explorationslizenz verleiht das Recht auf ausschließliche Vornahme von Explorationsarbeiten, gewährt aber keinen Anspruch auf die Erteilung einer Ausbeutungslizenz. Die Ausbeutungslizenz erfaßt die Entwicklung und Produktion einer wirtschaftlich ausbeutbaren Lagerstätte und ist ebenfalls als ausschließliche Genehmigung gestaltet.

Der Maximalumfang eines Explorationsgebiets beträgt 100000 Hektar, ein Unternehmen darf aber insgesamt nicht mehr als 1 Mill. Hektar Explorationsfläche zugewiesen bekommen. Das Ausbeutungsgebiet ist kleiner. Seit 1984 werden Vorschläge diskutiert, die eine Ausdehnung des Explorationsgebiets auf 250000 Hektar und des Gesamtgebiets einer Lizenz auf 1,5 Mill. Hektar vorsehen.

Eine Explorationsgenehmigung ist für sechs Jahre gültig, sie kann zweimal für je drei Jahre verlängert werden. Eine *Abbaulizenz* hat eine Dauer von dreißig Jahren mit einer Verlängerungsmöglichkeit von zehn Jahren. In beiden Fällen wird eine Verlängerung davon abhängig gemacht, ob der Inhaber der Lizenz bzw. Genehmigung die vertraglichen Bedingungen erfüllt hat.

25 vH des Explorationsgebiets müssen nach sechs, weitere 25 vH nach drei Jahren zurückgegeben werden. Eine freiwillige Rückgabe der Lizenz ist möglich, wenn die bisherigen Bedingungen erfüllt sind. Bei Nichterfüllung der Bedingungen kann das zuständige Ministerium den Lizenzvertrag kündigen.

Es gibt keine Regeln für eine direkte oder indirekte Beteiligung des italienischen Staates. Zu berücksichtigen ist jedoch, daß bestimmte Meeresgebiete der Staatsgesellschaft ENI vorbehalten sind. Eine andere Regelung haben einige der autonomen Regionen. So haben das sizilianische und das sardinische Unternehmen (ENTE MINERARIO SICILIARIO, ENTE MINERARIO SARDO) ein Präferenzrecht bei konkurrierenden Anträgen. Außerdem kann sich die sizilianische Region über ein eigenes Bergbauamt an der Suche und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen beteiligen. In diesen Fällen steht dem Explorationsunternehmen, das den Fund gemacht hat, ein Kapitalanteil am Produktions-Joint venture zu. In der Praxis do-

miniert in Sizilien das staatliche Unternehmen AZIENDA GENERALE PETROLI ITALIANI (AGIP).¹

6. Abgaben und Steuern

Das italienische Fiskalregime für Offshore-Öl- und -Gasprojekte umfaßt

- Lizenzgebühren,
- Pachtzahlungen,
- Förderabgaben,
- eine kommunale Einkommensteuer,
- die Körperschaftsteuer und
- eine Sondereinkommensteuer.

Die *Lizenzgebühren* betragen Lire 10000 für Prospektionsgenehmigungen, Lire 40000 für Explorationsgenehmigungen und Lire 80000 für Produktionsgenehmigungen. Hinzu kommt ein Zuschlag von Lire 500000 für Meeresaktivitäten. *Pachtzahlungen* sind sehr niedrig und werden in den meisten Fällen erlassen. *Förderabgabepflichtig* ist eine Kohlenwasserstoffproduktion über 50000 t Erdöl (etwa 1000 Faß pro Tag) oder 200 Mill. m³ Erdgas; für Erdöl wird ein Satz von 8 vH und für Erdgas einer von 5 vH erhoben.

Förderabgaben sind auf Wunsch des Staates entweder in Geld oder in Rohstoffen zu entrichten. Geldzahlungen sind mit einem Zahlungsziel von 15 Tagen an das Industrieministerium zu leisten. Die Bewertung der Produktion erfolgt dabei am Bohrloch. Die Kohlenwasserstoffabteilung des Industrieministeriums setzt die Preise fest, und zwar als Durchschnitt der vom Lizenznehmer gemeldeten Verkaufspreise; der Lizenznehmer kann jedoch innerhalb von einem Monat dagegen Einspruch erheben.

Die staatliche Gesellschaft ENI empfängt Zahlungen in Rohstoffen im Auftrag des italienischen Staates. Rohstoffzahlungen erfolgen vierteljährlich im voraus, auf der Grundlage von Mengen, die das Ministerium mit Hilfe der monatlichen Produktionsberichte des Lizenznehmers bestimmt; am Ende des Jahres wird verrechnet. Der Industrieminister bestimmt den

¹ Die AGIP, 1926 gegründet, ist eines der 280 Unternehmen der staatlichen Holding ENI, das sich mit der Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen, insbesondere im Offshore-Bereich, befaßt.

Anlandungsort für die Kohlenwasserstoffe und erstattet dem Lizenznehmer alle Kosten, die für den Transport der Rohstoffe vom Bohrloch bis zum Anlandungsort entstehen. Verlorengegangene, abgefackelte oder reinjizierte Rohstoffmengen sind nicht förderabgabenpflichtig.

Das italienische Steuerrecht sieht keine besonderen Kohlenwasserstoffsteuern vor; wirtschaftliche Aktivitäten im Kohlenwasserstoffbereich unterliegen den auch für andere Bereiche gültigen Bestimmungen. Es werden drei verschiedene *Einkommensteuern* erhoben (Übersicht 5):

- die kommunale Einkommensteuer (16,2 vH),
- die Körperschaftsteuer (36 vH) und
- eine Sondersteuer (variabel).

Übersicht 5 - Italien: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

<i>Förderabgaben</i> (variabel)
Bruttoumsatz
x Satz
- Förderabgaben
<i>Kommunale Einkommensteuer</i> (16,2 vH)
Bruttoumsatz
- Förderabgaben
- Variable Kosten
- Abschreibungen
= Bruttogewinn
x Satz
= Kommunale Einkommensteuer
<i>Körperschaftsteuer</i> (36 vH)
Bruttogewinn
- Kommunale Einkommensteuer
- Sondereinkommensteuer
= Bemessungsgrundlage
x Satz
= Körperschaftsteuer
<i>Sondereinkommensteuer</i> (nur für stimmberechtigte Mehrheitsbeteiligungen ausländischer Unternehmen) (variabel)
Bruttogewinn
- Körperschaftsteuer
= Bemessungsgrundlage
x Satz
= Sondereinkommensteuer
<i>Unternehmenseinkommen nach Steuern</i>
Bruttogewinn
- Kommunale Einkommensteuer
- Körperschaftsteuer
- Sondereinkommensteuer
= Unternehmenseinkommen nach Steuern

Im günstigsten Fall, in dem eine Befreiung von der Sondersteuer vorliegt, beträgt die effektive Steuerbelastung 46,4 vH.

Förderabgaben und die kommunale Einkommensteuerschuld können von der Körperschaftsteuer abgesetzt werden; Explorations- und Feldentwicklungskosten können entweder ebenfalls in einem Jahr abgesetzt oder kapitalisiert und über einen Zeitraum von fünf Jahren linear abgeschrieben werden. Für Verluste im Sinne der Körperschaftsteuer kann, anders als bei der kommunalen Einkommensteuer, ein Vortrag über fünf Jahre vorgenommen werden; Verlustnachträge sind allerdings nicht zulässig.

Sondersteuerpflichtig ist das Unternehmenseinkommen von Gesellschaften, an denen ausländische Unternehmen beteiligt sind. Das italienische Steuersystem setzt zu diesem Zweck unterschiedliche Sätze fest, je nach dem Ursprungsland des ausländischen Unternehmens. So unterliegen britische und amerikanische Firmen einem Satz von 5 vH, während für japanische Unternehmen einer von 10 vH gilt. Zudem werden britische und amerikanische Firmen sondersteuerpflichtig, wenn sie eine Beteiligung von über 50 vH besitzen, während japanische Firmen bereits bei einer Beteiligung von 25 vH mit dieser Steuer belastet werden. Die Sondersteuer ist abzugsfähig im Sinne der Körperschaftsteuer. In vielen Fällen führen Doppelbesteuerungsabkommen zwischen Italien und Ländern, deren Unternehmen traditionell Direkt- oder Portfolioinvestitionen in Italien tätigen, zu einer Befreiung von der Sondersteuer.

In Italien sind Kalenderjahr und Steuerjahr identisch; die Körperschaftsteuer ist am 31. Mai für das vorangegangene Jahr fällig. Anzahlungen müssen bereits im November des betreffenden Jahres erfolgen, und zwar in Höhe von 92 vH der zuletzt vom Finanzamt festgesetzten Steuerschuld.

Schließlich fällt in Italien auf alle Transaktionen, die im Zusammenhang mit einem Öl- oder Gasprojekt stehen, eine Mehrwertsteuer von 18 vH an. Grundsätzlich ist eine Erstattung dieser indirekten Steuer vorgesehen, doch kann sich die Erstattung bis zu zwei Jahren hinziehen, wobei Zinsverluste für die Unternehmen entstehen.

e. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Geförderte flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe müssen primär auf dem italienischen Markt verkauft werden. Eine Ausfuhr bedarf der Genehmigung des Außenhandels- und des Industrieministers. Gas muß zunächst der ENI angeboten werden. Kommt mit diesem Unternehmen kein Vertrag zustande, so legt der Industrieminister die Bedingungen fest, nach Anhörung aller Parteien und externen Sachverständigen.

Der Ministerielle Erlaß vom 23.02.1971 über den Bau von Kanalisation und Rohrleitungen stellt zur Zeit die Rechtsgrundlage auf dem Gebiet des Transports von Gas dar. Der Erlaß legt die technischen Normen fest, die bei dem Bau der Anlagen beachtet werden müssen. Vor der Veröffentlichung dieses Erlasses stützte man sich auf einige Vorschriften, die für Privatpersonen galten und im Rahmen von Rechtsakten erlassen worden waren, die sich in erster Linie mit anderen Tätigkeiten als dem Transport von Gas durch Rohrleitungen befaßten.

Einige dieser Vorschriften haben nationale Geltung, andere hingegen gelten nur in bestimmten Regionen mit Sonderstatus.

Nationale Rechtsvorschriften:

- Königlicher Erlaß Nr. 1443 vom 29.07.1927, in dem Maßnahmen festgelegt sind, durch die der Betrieb von Bergwerken auf staatlichem Grund und Boden geregelt wird. Art. 32 dieses Gesetzes kann auch auf den Transport von Erdgas durch Rohrleitungen angewandt werden. Er erklärt insbesondere diejenigen Anlagen, die für den Transport von "Materialien innerhalb der Bergwerkskonzession" bestimmt sind, als im öffentlichen Interesse liegend und erlaubt es dem Konzessionsinhaber, für die Anlagen, die die gleiche Funktion erfüllen und sich außerhalb des Konzessionsgebiets befinden, die gleiche Erklärung zu beantragen. Dieser Artikel bezieht sich infolgedessen nur auf Leitungen, die Bestandteile einer Bergwerkskonzession sind.
- Gesetz Nr. 136 vom 10.02.1953 über die Schaffung der ENI.¹ Indem der ENI die Aufgabe übertragen wurde, Initiativen von nationalem Interesse auf dem Gebiet der Kohlenwasserstoffe und der natürlichen Dämpfe zu fördern und zu realisieren (Art. 1 Abs. 1), hat das Gesetz

¹ Geändert durch das Gesetz vom 22.12.1956, Nr. 1589, über die Berufung des Ministers für Staatliche Beteiligungen und durch das Gesetz vom 14.11.1967, Nr. 1153, Art. 1 und 21.

der ENI für die Po-Ebene das ausschließliche Recht zum Bau und Betrieb von Leitungen für den Transport der nationalen Kohlenwasserstoffe übertragen (Art. 2 Abs. 1).

Darüber hinaus setzt Art. 23 des Gesetzes ein stark vereinfachtes Verfahren für die Anlagen fest, die von der ENI oder den ihr verbundenen oder von ihr kontrollierten Gesellschaften errichtet werden.

- Gesetz Nr. 613 vom 21.07.1967, ergänzt durch den Ministeriellen Erlaß vom 29.09.1967, über die Verfahren zur Erteilung der Genehmigung zur Suche und Erschließung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen in den italienischen Hoheitsgewässern sowie auf dem italienischen Festlandssockel. Art. 31 dieses Gesetzes betrifft insbesondere die Anlagen zum Transport von Kohlenwasserstoffen von ihren unterseeischen Vorkommen bis zum Festland und legt fest, daß sie im öffentlichen Interesse liegen und daß ihre Errichtung keinen Aufschub duldet. Ihr Bau ist jedoch von der Genehmigung durch den Minister für Industrie, Handel und Handwerk abhängig.

Art. 55 überträgt darüber hinaus der ENI eine Option auf die flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffe, die aus dem Festlandssockel bis zu einer Tiefe von 200 m und darüber hinaus bis zu einer Linie gewonnen werden können, bei der die Tiefe des darüberliegenden Wassers noch die Ausbeutung der Bodenschätze ermöglicht. Die transportierten Kohlenwasserstoffe sind demnach in erster Linie für den nationalen Markt bestimmt.

Regionale Rechtsvorschriften:

- Regionales Gesetz für Trentino-Alto Adige Nr. 28 vom 21.11.1958 über die Erschließung und Gewinnung flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe auf dem Hoheitsgebiet der Region. Art. 18 und 19 dieses Gesetzes gelten für Transportleitungen und enthalten weitgehend die gleichen Vorschriften wie die regionalen Gesetze für Sizilien Nr. 30 vom 20.03.1950, Nr. 54 vom 12.10.1956 und Nr. 2 vom 11.01.1963. Art. 12 des sizilianischen Gesetzes Nr. 2 vom 11.01.1963 und Art. 18 des Gesetzes für Trentino-Alto Adige legen fest, daß der Bau und der Betrieb von Leitungen für den Transport von Erdölerzeugnissen vom Förderort bis zum Ort der Verarbeitung, Verwendung und Verteilung konzessionsbedürftig sind.

Diese Konzession wird bevorzugt dem Inhaber der Konzession für das Vorkommen erteilt, für das die Leitung bestimmt ist. Es ist darüber

hinaus vorgesehen, daß die Konzession auch Dritten erteilt werden kann, aber in diesem Fall hat der Inhaber der Konzession für das Vorkommen das Recht, sich der Leitung im Rahmen seiner Transportplanung zu bedienen. Die Bedingungen dafür werden vom "Assessore"¹ für die Industrie und den Handel festgesetzt, soweit die zwischen den Parteien geschlossenen Verträge nichts anderes vorsehen.

- Art. 14 des sizilianischen Gesetzes Nr. 2 vom 11.01.1963 und Art. 19 des Gesetzes für Trentino-Alto Adige sehen vor, daß die für den Bau und den Betrieb der Leitungen erforderlichen Geräte kraft Gesetz Nr. 2359 vom 25.06.1965 als im öffentlichen- Interesse liegend bezeichnet werden.
- Art. 45 des königlichen Erlasses Nr. 1303 vom 20.07.1934, durch den die Durchführungsverordnung des königlichen Gesetzerlasses Nr. 1741 vom 02.11.1933 gebilligt wurde, sieht insbesondere die Gewährung einer Konzession für die Errichtung und die Benutzung der Leitungen vor, durch die Einrichtungen und Speicher des Hinterlands mit dem Meer oder den Wasserwegen und Kanälen verbunden werden, die für den Seeverkehr bestimmt sind.
- Die Rechte des Transporteurs ergeben sich insbesondere aus den allgemeinen Gesetzen, insbesondere dem Gesetz Nr. 2359 vom 25.06.1965.
- Das Gesetz Nr. 136 vom 10.02.1953 erklärt, in Anwendung des Gesetzes Nr. 2359 vom 25.06.1965, die Bauten, die für die der ENI und ihren Zweigesellschaften übertragenen Arbeiten erforderlich sind, als im öffentlichen Interesse liegend.
- Das Gebiet der Sicherheit wird durch den Runderlaß Nr. 56 vom 16.05.1964 des Innenministers, Abteilung Zivil- und Brandschutz, erfaßt. Dieser Runderlaß enthält Vorschriften für die Leitungen, für den Transport und die Verteilung von Methan.

Hinsichtlich der tariflichen Gestaltung der Transporte gibt es keinerlei gesetzliche Vorschriften. Zu berücksichtigen sind jedoch die Vorschriften über den Verkaufspreis für Gas, wenn die unmittelbare Belieferung der industriellen Verbraucher durch den Transporteur erfolgt, ohne Einschaltung eines Verteilers. Hierbei handelt es sich um folgende Vorschriften:

¹ Stellvertreter des Bürgermeisters, auf Gemeindeebene verantwortlich für Fragen der Industrie und des Handels.

Festlegung des vorrangigen Verbrauchs (Runderlaß Nr. 437 vom 12.02.1962, Ministerium für Industrie, Handel und Handwerk, Abteilung Energiequellen und Grundindustrien). Als vorrangig wird der folgende Einsatz von Erdgas angesehen:

- als Rohmaterial für die chemische Industrie,
- für technologische Zwecke,
- zur Verwendung im Rahmen der öffentlichen Verteilung für Haushaltszwecke und für die Beheizung von Privatwohnungen.

Bei den nichtvorrangigen Zwecken handelt es sich um den Verbrauch der industriellen Öfen und Kesselanlagen (einschließlich der Kraftwerke) sowie die Versorgung von zentralen Heizanlagen. Wegen des nichtvorrangigen Zwecks dieser Verbrauchsformen können diese Lieferungen gegebenenfalls unterbrochen werden.

Das Gesetz Nr. 170 vom 26.04.1974 regelt die unterirdische Lagerung von Erdgas in den noch genutzten Lagerstätten von Kohlenwasserstoffen. Das Recht zur Benutzung von derartigen Vorkommen zur unterirdischen Lagerung von Erdgas ist dem Staat vorbehalten; er übt dieses Recht aus, indem er Dritten Konzessionen erteilt. Diese Konzessionen werden vom Minister für Industrie, Handel und Handwerk den Inhabern einer Konzession für den Betrieb eines Kohlenwasserstoffvorkommens gewährt, wenn die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind:

- das Vorkommen eignet sich für die Lagerung von Erdgas;
 - der Antragsteller verfügt über die erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Mittel;
 - der Antragsteller kann begründen, daß er unmittelbar oder durch Einschaltung Dritter in der Lage ist, ein Programm für die Beförderung und die Verteilung von Gas im öffentlichen Interesse durchzuführen.
- Die Konzession für die Lagerung wird für einen Zeitraum von dreißig Jahren erteilt. Sie kann für Zeiträume von jeweils zehn Jahren verlängert werden.

Nach Ablauf dieser Fristen läuft die Konzession durch Verzicht oder durch Verfall ab. Die für die Erstellung und den Betrieb der Lagereinrichtungen erforderlichen Arbeiten sind im Gesetz als im öffentlichen Interesse liegend erklärt und als dringend und nicht aufschiebbar bezeichnet. Die Zahlung von Gebühren an den Staat ist nicht vorgesehen, allerdings muß der Konzessionsinhaber eine jährliche Pacht von 10 Lire pro Hektar für das Konzessionsgebiet entrichten.

C. *Verwaltungspraxis*

Die Rahmenbedingungen für die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen sind letztlich durch ein Nebeneinander verschiedener Organe (z. B. sind die Zuständigkeitsabgrenzungen zwischen Industrie- und Umweltministerium unklar) und durch das Fehlen einer nationalen Meereswirtschaftspolitik gekennzeichnet. Angesichts der unklaren Kompetenzen staatlicher Organe nehmen die großen staatlichen Energieunternehmen Italiens, allen voran die ENI, Einfluß auf die Verwaltung erdöl- und erdgashöffiger Meeresgebiete durch staatliche Stellen.

η. *Ausländische Investitionen*

In Italien gibt es keine Vorschriften, die eine Rückführung des investierten Kapitals sowie eine Überweisung von Dividenden und Gewinnen ins Ausland einschränken. Auch der übliche Zahlungsverkehr mit dem Ausland unterliegt keinen Beschränkungen. Doch ist wegen der strikten Währungskontrollen bei derartigen Transaktionen mit zum Teil erheblichen Verzögerungen zu rechnen, da sie jeweils von einer Devisenzuteilung durch die italienischen Behörden abhängig sind.

g. *Niederlande*

a. *Vorbemerkung*

Die gesetzlichen Vorschriften für die Aufsuchung und Gewinnung von bergbaulichen Rohstoffen wie Kohle, Erdöl und Erdgas, gehen in den Niederlanden immer noch vom napoleonischen Bergbaugesetz von 1810 aus (Anhang A.8). Vor Beginn der Explorationsarbeiten an Land mußte eine Konzession der Krone erteilt sein, die dem Inhaber der Genehmigung für einen unbeschränkten Zeitraum das Eigentum über alle Bodenschätze verlieh.¹ Weitere Vorschriften, insbesondere für den Steinkoh-

¹ Art. 5 Wet van 21 april 1810, *Loi concernant les Mines, les Minières et les Carrières, Bulletin des Lois 285; vgl. Zima [1987, S. 144].

lenbergbau, führte ergänzend das Bergbaugesetz von 1904 ein. Für die Minenarbeiten ist ein Arbeitsprogramm zu erfüllen, und die Mine selbst muß in öffentlicher Versteigerung verkauft werden, falls die Arbeiten nicht begonnen oder rechtzeitig fortgesetzt werden.¹

Die bergbaurechtliche Gesetzgebung für Gebiete an Land erstreckt sich drei Seemeilen seewärts, also bis zu der Linie, die bis 1985 die Küstengewässer begrenzte. Obwohl das Küstenmeer 1985 auf zwölf Seemeilen Breite erweitert worden ist (vgl. Küstenmeergesetz), hat diese Ausweitung keinen Einfluß auf die Anwendbarkeit der Bergbaugesetzgebung zu Lande bzw. Wasser gehabt: Der Festlandsockel beginnt jenseits der Grenzlinie für das drei Seemeilen breite alte Küstenmeer (vgl. Verordnung Küstengewässer).

β. Lizenzvergabe

Das Bergbaugesetz über den Festlandsockel von 1965 unterscheidet sich insoweit von dem Bergbaugesetz von 1810, als die Bodenschätze jenseits der Drei-Seemeilen-Zone Eigentum des Staates sind.² Diese ausschließlichen Rechte des Königreichs der Niederlande werden auf die Genfer Festlandsockelkonvention von 1958 gegründet, und die Anwendbarkeit des Bergbaugesetzes über den Festlandsockel ist ausdrücklich den Beschränkungen des Völkerrechts unterworfen (Art. 1 Abs. 1, 6 Bergbaugesetz). Sobald Rohstoffe gewonnen werden, geht das Eigentum daran an den Konzessionsinhaber über (Art. 23 Bergbaugesetz). Der Staat erteilt demzufolge Genehmigungen an einzelne unter Auflagen mit dem Zweck, Bodenschätze aufzufinden und zu fördern. Bisher war jedoch nur die Gewinnung von Erdgas und Erdöl von größerer Bedeutung.

Es werden drei Arten von Genehmigungen für Erdöl- oder Erdgasarbeiten vergeben:

¹ Art. 1 *Mijnwet* van 24 juli 1903; vgl. Zima [1987, S. 146]; Barents [1983, S. 163].

² Dieses Gebiet ist durch die Festlandsockelgrenzen mit dem Vereinigten Königreich und der Bundesrepublik aufgrund der Grenzverträge vom 28.01.1971 mit beiden Ländern festgelegt; vgl. BGBl. 1972, II, 881 ff., vgl. Art. 1 Abs. 1 Abs. 2, 22 Abs. 1 Bergbaugesetz.

- Erkundungsgenehmigungen,
- Aufsuchungsgenehmigungen und
- Fördergenehmigungen.

Für die Errichtung von Bohrinsein ist lediglich das Einverständnis des Wirtschaftsministeriums erforderlich.¹ Das Einverständnis wird allerdings nur bei Erfüllung zahlreicher technischer Vorschriften gewährt, die sämtlich dem Umweltschutz dienen. Zwei Wochen vor Beginn der Arbeiten werden das Wirtschaftsministerium, das Verteidigungsministerium, die Wasser- und Schifffahrtsverwaltung, die Post und die Bergbaubehörde davon in Kenntnis gesetzt. Wie in anderen Nordseeanrainern besteht auch in den Niederlanden eine Berichtspflicht, die zusammen mit jährlichen Inspektionen die Sicherheit der Installationen gewährleisten soll (vgl. Art. 31-48 Kap. IV Umweltschutzverordnung).

Erkundungsgenehmigungen werden für Untersuchungsarbeiten ohne Bohrungen erteilt, die sich auf seismische Arbeiten beschränken. Die Untersuchungen können für längere Zeiträume gestattet werden - in der Regel sind diese Genehmigungen jedoch sechs bis zwölf Monate gültig. Zwei Wochen vor Arbeitsaufnahme muß die Bergbaubehörde detailliert über Art, Umfang, Ort und sämtliche Hilfseinrichtungen informiert und andere Behörden ihrem Zuständigkeitsbereich entsprechend gleichfalls von diesen Arbeiten in Kenntnis gesetzt werden. Eine zweiwöchentliche Berichtspflicht an die Bergbaubehörde stellt die Unterrichtung über den Fortgang der Erkundungsunternehmen sicher.²

Eine *Aufsuchungsgenehmigung* (Explorationsgenehmigung) verleiht dem Inhaber das Recht, Bohrungen nach einem oder mehreren der in der Genehmigung genannten Rohstoffe durchzuführen. In bezug auf die angegebenen Bodenschätze (jedoch nicht auf das Lizenzgebiet) ist das Aufsuchungsrecht ausschließlich (Art. 9, 10 Bergbaugesetz). Eine derartige Genehmigung ist zehn Jahre gültig (Art. 21 Abs. 1 Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976), wobei die Hälfte des zur Aufsuchung freigegebenen Gebiets nach sechs Jahren abgegeben werden muß. Eine Aufsuchungsgenehmigung erfaßt einen oder mehrere Blöcke oder Teile von

¹ Art. 17 Kap. II Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

² Art. 18-27a Kap. II Umweltschutzverordnung. Vgl. Decree of April 26, 1976, pursuant to Arts, 14 and 27 a (1) MRCS, concerning the report reconnaissance survey.

Blöcken, wobei jeder Block eine Fläche von rund 410 km^2 hat.¹ Die kurze Laufzeit der Genehmigung und die Rückgabepflicht der Hälfte des Konzessionsgebiets soll zu intensiven Arbeiten führen. Der Lizenzinhaber muß über den Fortgang der Untersuchung berichten (Arbeitsprogramm). Tut er dies nicht, so kann die Aufsuchungsgenehmigung zurückgenommen werden. Zu bestimmten Zeiten wird auch der Geologische Dienst (Rijks Geologische Dienst) über die Untersuchungsergebnisse in Kenntnis gesetzt. Ein jährlicher Bericht wird auch dem Wirtschaftsministerium unterbreitet. Der Umfang der für die Erfüllung des Arbeitsprogramms erforderlichen Arbeiten hat sich seit den Bestimmungen aus dem Jahr 1967 nur unwesentlich geändert (vgl. Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976 und 1967).

Eine *Fördergenehmigung* verleiht dem Begünstigten ein ausschließliches Recht zur Gewinnung von bestimmten Bodenschätzen. Der Inhaber einer Aufsuchungsgenehmigung hat einen Anspruch auf Erteilung einer Fördergenehmigung, sofern er ein wirtschaftlich ausbeutbares Vorkommen entdeckt; allerdings müssen Fundort und Rohstoff von der Aufsuchungsgenehmigung erfaßt sein (Art. 22 Kap. II Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976). Ein "wirtschaftlich nutzbares Vorkommen" sollte nach Ansicht des Wirtschaftsministeriums derzeit mindestens 630 Faß oder 100 m^3 Erdöl oder 100000 m^3 Erdgas pro Tag produzieren.

Innerhalb von acht Monaten nach Ausstellung der Erkundungs- oder Aufsuchungsgenehmigung müssen die Arbeiten aufgenommen werden. Die im Rahmen der Aufsuchungs- und Fördergenehmigung erforderlichen Mindestausgaben betragen mindestens hfl (holländische Gulden) 15000 je km^2 pro Jahr für die ersten sechs Jahre und hfl 40000 je km^2 pro Jahr für die anschließenden drei Jahre. Das Wirtschaftsministerium kann jedoch Befreiungen von diesen Auflagen erteilen. Angerechnet werden nur tatsächlich entstandene Ausgaben, die in der Branche üblicherweise abgeschrieben werden, nicht aber Verwaltungsgebühren. Sobald die Aufsuchungsgenehmigung nach dem Fund eines wirtschaftlich nutzbaren Vorkommens in eine Fördergenehmigung umgewandelt wird, verringert sich das für die Berechnung der notwendigen Ausgaben nach dem Arbeitspro-

¹ Anlage I Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976; [Zima, 1987, S. 151].

gramm erforderliche Gebiet auf die Fläche der Fördergenehmigung.¹ Der Anspruch auf Erteilung einer Fördergenehmigung wird schließlich durch eine Regelung zur Rückzahlung aller vom Staat empfangenen Lizenzgebühren und -abgaben ergänzt (Art. 13 Abs. 4 Bergbaugesetz). Die Fördergenehmigung kann nur versagt werden, wenn dies dem Wohl der Allgemeinheit dient (Art. 11 Abs. 1, 13 Bergbaugesetz). Dadurch ist der Inhaber einer Aufsuchungsgenehmigung vom Risiko der Nichterteilung weitgehend befreit.

Fördergenehmigungen werden für vierzig Jahre ausgestellt. Sie beinhalten Berichtspflichten an den Geologischen Dienst, Vereinbarungen über den Transport von Inspektoren, das Einvernehmen des Wirtschaftsministers im Falle einer Errichtung von Offshore-Anlagen, Einzelheiten über in den Niederlanden beheimatete körperschaftsteuerpflichtige Verwaltungseinrichtungen und Erfassungsmodalitäten für die gewonnenen Rohstoffe.²

Die Arbeitsverpflichtungen zur Gewinnung von Erdöl oder Erdgas müssen in dem Umfang und mit der Geschwindigkeit ausgeführt werden, wie es nach dem Prinzip einer wirtschaftlichen und rationellen Förderung geboten erscheint. Der Bergbaubehörde muß spätestens dreißig Tage vor Beginn der Arbeiten ein Arbeitsplan für einen Zeitraum von bis zu einem Jahr unterbreitet werden. Größere Planänderungen erfordern die Zustimmung der Behörde (Art. 28-30 Kap. III Umweltschutzverordnung). Für die Bohrungen selbst ist ein Förderplan erforderlich, der spätestens 14 Tage vor Beginn der Arbeiten an die Bergbaubehörde ergeht und eine Anzahl technischer Einzelheiten enthält; das eigentliche Arbeitsprogramm muß der Behörde spätestens 24 Stunden vor der Arbeitsaufnahme vorliegen. Die Auflagen werden durch eine tägliche und eine wöchentliche Berichtspflicht über Gefährdungen anderer Meeresnutzer sowie über den Fortgang der Arbeiten ergänzt.³ Um dem Ministerium die Bewertung des Arbeitsprogramms zu ermöglichen, stellt der Lizenzinhaber auf Anfrage

¹ Art. 8-13 Kap. II Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

² Kap. III Art. 31 Abs. 1 Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

³ Art. 58-67 Kap. VI Umweltschutzverordnung; Königlicher Erlaß vom 28.03.1969 zu Art. 59 Abs. 1 Festlandsockelgesetz über Anforderungen an Bohrpläne, zu Art. 65 Abs. 1 und zu Art. 66 Abs. 2 Festlandsockelgesetz über die Ausgestaltung von Bohrberichten.

sämtliche erforderlichen Daten bereit (Art. 23 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976). Zudem müssen die Fördermengen und die weitergelieferten Erdöl- und Erdgasmengen ständig gemessen und aufgezeichnet werden. Für den Fall einer festgestellten Unregelmäßigkeit kann das Ministerium die Berichtigung der Aufzeichnungen für die vergangenen dreißig Jahre verlangen. Schließlich hat der Lizenzinhaber die Pflicht, monatlich und am Ende eines jeden Jahres Berichte an das Wirtschaftsministerium und die Bergbaubehörde zu geben (Art. 26 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976). Zusätzlich zu der Berichtspflicht, wie sie für Erforschungs- und Aufsuchungsgenehmigungen besteht, müssen der Bergbaubehörde geomorphologische Kartenwerke und gegebenenfalls veränderte Bohrprofile zugeleitet werden.

Infolge einer Entscheidung des Ministeriums zu Lagerstätten, die über die Grenze zweier benachbarter Fördergebiete hinausgehen, schließen die davon betroffenen Lizenzinhaber einen Kooperationsvertrag zur einvernehmlichen Gewinnung des Vorkommens (Art. 23 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976). Ein Verstoß gegen diese Regelung, wie auch gegen Regelungen zur Berechnung der Verwaltungsgebühren, gegen Abgabenbestimmungen, Arbeitsverpflichtungen und Aufzeichnungspflichten, kann zum Entzug der Fördergenehmigung führen (Art. 30 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976).

Zuständig für die Vergabe der Lizenzen ist der Wirtschaftsminister, der seine Aufgaben an die Bergbaubehörde delegiert hat (Art. 30 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976). Die Aufsicht über seismologische Arbeiten im Rahmen einer Erkundungslizenz wird vom Geologischen Dienst wahrgenommen. Bei der Erteilung von Aufsuchungs- und Fördergenehmigungen muß zudem der Bergbaurat gehört werden. Anträge auf eine Genehmigung werden im Staatlichen Anzeiger veröffentlicht, worauf innerhalb eines Monats Einwendungen erhoben werden können (Art. 21 Abs. 2 Bergbaugesetz); anschließend wird der Bergbaurat gehört. Bevor jedoch eine Aufsuchungsgenehmigung erteilt wird, muß im Einspruchsfall der Antragsteller erneut gehört werden (Art. 15, 16 Kap. I Bergbaugesetz). Eine Genehmigung wird dadurch erst nach Zustimmung des Antragstellers wirksam und kann auch noch später auf Betreiben des Lizenzinhabers vom Wirtschaftsministerium geändert werden. Soweit das Ministerium nach Anhörung des Bergbaurats eingewilligt hat, ist es dem Konzessionsinhaber gestattet, die Genehmigung ganz oder teil-

weise an Dritte zu übertragen (Art. 17 Abs. 2, 18 Kap. II Bergbaugesetz). Zurückgenommen werden kann eine Genehmigung nur unter den folgenden Bedingungen:

- wenn sie bei Kenntnis aller Umstände vor der Erteilung nicht erteilt worden wäre,
- wenn der Lizenzinhaber gegen eine Verordnung verstoßen oder Auflagen der Genehmigung wiederholt mißachtet hat.

Es steht indes letztlich im Ermessen des Ministeriums, ob eine Rücknahme erfolgen soll, vor allem, wenn eine Fortführung der Arbeiten das "Wohl der Allgemeinheit" beeinträchtigen würde (Art. 21 Bergbaugesetz).

Das Antragsverfahren für sämtliche Genehmigungsarten ist gleichförmig ausgestaltet. Grundsätzlich ist der Wirtschaftsminister für die Bearbeitung der Genehmigungsanträge zuständig. Lediglich Anträge auf Erkundungsgenehmigungen müssen nachträglich an den Wissenschaftsminister gestellt werden.

Der Lizenznehmer ist ferner angehalten, eine Reihe von Angaben zur Person und zu seiner Gesellschaft zu machen, die sich weitgehend mit denen decken, die in Dänemark (vgl. Modellizenz, Anhang B.1), Belgien und Irland gefordert werden. So müssen u. a. für eine Fördergenehmigung geomorphologische Angaben gemacht und ein Förderplan vorgelegt werden, der insbesondere Schätzungen über die jährliche Fördermenge, die notwendigen Investitionen und die erwarteten Produktionskosten enthält. Für eine Aufsuchungsgenehmigung ist zudem das Arbeitsprogramm für die ersten sechs Jahre gefordert.¹ Im Falle einer gemeinschaftlichen Ausführung von Arbeiten im Rahmen eines Joint venture sind die prozentualen Anteile zu beziffern (Art. 1-6a Anlage I A Umweltschutzverordnung).

Außerdem sind für jeden Antrag eine Vermögensaufstellung für das vergangene Rechnungsjahr, eine Gewinn- und Verlustrechnung sowie Angaben zur Finanzierung möglicher Förderarbeiten erforderlich sowie bei Tochterunternehmen ein Jahresbericht, einschließlich der konsolidierten Bilanz der Mutterunternehmen, Auskünfte über Anteilsinhaber von Aktiengesellschaften sowie Angaben über Rücklagen und aufgenommenes Fremdkapital. An technischen Einzelheiten werden die Anzahl, Art und

¹ Vgl. ebenso Art. 28-30 Umweltschutzverordnung; insbesondere hinsichtlich zahlreicher Umweltschutzaufgaben für Bohrungs- und Beförderungsarbeiten; Art. 34b loc. cit.

Hersteller der bei Offshore-Bohrungen zur Verwendung kommenden Einrichtungen verlangt (Anlage I B, C Umweltschutzverordnung).

Weiterhin wird bei Aufsuchungs- und Fördergenehmigungen die praktische Erfahrung mit ähnlichen Bohrarbeiten berücksichtigt. Angaben über die Anzahl der Bohrungen, deren Betreiber und die Zeitspanne, in denen die Bohrungen ausgeführt wurden, sind Bestandteil der Anträge. Entsprechende Erfahrungen der Muttergesellschaft bei Arbeiten an Land und im Meer im Gebiet der Niederlande und im Festlandsockel anderer Staaten, insbesondere seismische Erforschungs- und andere Aufsuchungsarbeiten sowie deren Kosten, und die Menge des im vergangenen Kalenderjahr geförderten Erdöls müssen ebenso angegeben werden. Was die Absatzmöglichkeiten für die gewonnenen Rohstoffe betrifft, so sind die Antragsteller dazu angehalten, Auskunft zu geben über eigene Absatzorganisationen oder die der Muttergesellschaft sowie über den Anteil der im vergangenen Kalenderjahr in die Niederlande, nach Europa und außerhalb Europas gelieferten Kohlenwasserstoffe oder verarbeitete Produkte, über die im Empfängerland genutzten fremden und eigenen Raffineriekapazitäten sowie über die dort bestehenden vertraglichen Verpflichtungen (Anlage II Verordnung über Antragsverfahren).

γ. Lizenzrechte

Keine der in den Niederlanden üblichen Genehmigungsarten (Erkundungs-, Aufsuchungs- und Fördergenehmigung) verleiht den Inhabern ausschließliche Rechte in bezug auf das Lizenzgebiet. Lizenznehmer müssen auf Anweisung des Ministeriums jederzeit die Arbeiten von Dritten im Lizenzgebiet dulden.¹ Grundsätzlich besteht für alle Genehmigungen eine Ermessensvorschrift; sie können vom Wirtschaftsministerium abgeändert werden, wenn das Wohl der Allgemeinheit dadurch nicht beeinträchtigt wird (Art. 18 Abs. 1 Bergbaugesetz).

Es werden die bereits erwähnte zweiwöchige Berichtspflicht für Erkundungslizenzen sowie halbjährliche Unterrichtungen der Bergbaubehörde und des Geologischen Dienstes über die ausgeführten Arbeiten sowie

¹ Art. 3 Kap. II Präambel, Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

sämtliche Ergebnisse und Bohrprofile bei Erkundungs- und Aufsuchungsgenehmigungen gefordert. In der Zwischenzeit werden Proben der Kohlenwasserstoffe und des Sediments für den Geologischen Dienst bereitgehalten. Ist eine Genehmigung schließlich abgelaufen, so muß innerhalb von drei Monaten ein Abschlußbericht beim Geologischen Dienst eingereicht werden.¹

Verstöße gegen die Vorschriften über die Zahlung von Verwaltungsgebühren, über das Arbeitsprogramm, über die Berichtspflicht oder gegen die Residenzpflicht in den Niederlanden können zur Rücknahme der Genehmigung führen.² Für Unternehmungen besteht in den Niederlanden eine Residenzpflicht, die mit einer Auskunftspflicht über finanzielle Ansprüche und Verpflichtungen sowie Investitionen verbunden ist. Die tägliche Durchführung der Lizenzarbeiten muß von einem Büro in den Niederlanden aus verwaltet werden. Die Geschäftsführung kann von einem Betreiber wahrgenommen werden, sofern er körperschaftsteuerpflichtig ist. Inspektionsbeamte haben jederzeit Zutritt zu Schiffen unter fremder Flagge, die bei den Konzessionsarbeiten eingesetzt werden.³

Vor jedem Erlaß und jeder Änderung von Durchführungsbestimmungen des Bergbaugesetzes über den Festlandsockel muß der Bergbaurat mit der Sache befaßt und gehört werden. Ferner ist die Einbeziehung des Parlaments in das Verfahren zum Erlaß von Durchführungsvorschriften zur Lizenzvergabe eingerichtet: Die Regelungsmaterie einer Verordnung kann auf Beschluß beider Kammern per Gesetz bestimmt werden.⁴ Damit ist dem Wunsch des Parlaments nach möglicher Beteiligung am bergrechtlichen Genehmigungsverfahren entsprochen worden.⁵

¹ Art. 12, 13 Kap. II Präambel, Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

² Art. 19 Kap. II, Art. 30 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

³ Art. 18, 15 Kap. II Präambel, Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

⁴ Nach Art. 12 Abs. 3, 4 Bergbaugesetz muß auf Antrag eines Fünftel der gesetzlichen Mitglieder einer der beiden Kammern eine Verordnung als Gesetz erlassen werden.

⁵ Von dieser Regelung hat das niederländische Parlament bislang nur einmal Gebrauch gemacht, und zwar beim Erlaß der Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1967.

Wegen der besonderen Bedeutung der Schifffahrt über dem niederländischen Festlandsockel werden auf den bergbaurechtlichen Karten diejenigen Gebiete ausgewiesen, in denen Schürfarbeiten besonderen Beschränkungen unterliegen. Zur Zeit darf in den ausgewiesenen Gebieten nur mit einer speziellen Genehmigung des Wirtschafts- und Verteidigungsministers gebohrt werden. Außerdem sind Gebiete verzeichnet, die für derartige Aktivitäten gesperrt sind. Eine Ausnahmegenehmigung wird vom Wirtschaftsministerium im Einvernehmen mit dem Verkehrs- und/oder Verteidigungsministerium erteilt.¹ Seit 1983 sind für die beschränkten und die gesperrten Gebiete zwei Karten angelegt, die Sperrgebiete dienen dem Schutz der Schifffahrt, vor allem der international anerkannten Schifffahrtsrouten², und militärischer Aktivitäten.³

Wenn sich erweist, daß der Inhaber einer Aufsuchungs- oder Förderlizenz ein kommerziell interessantes Vorkommen entdeckt hat, sind je nach Ausgestaltung der Förderlizenz staatliche Beteiligung und/oder ein Kooperationsvertrag mit dem Konzessionsinhaber einer benachbarten Lagerstätte möglich (Art. 11 Abs. 2 Bergbaugesetz). Kooperationen mit benachbarten Lizenznehmern können aus verschiedenen Gründen sinnvoll sein, etwa für die bessere Auslastung der Offshore-Anlagen. Doch dort, wo sich eine Lagerstätte über mindestens zwei Lizenzgebiete erstreckt, ist eine gemeinsame Ausbeutung zwingend. Für die staatliche Beteiligung an einer Fördergenehmigung (Art. 11 Abs. 2a Bergbaugesetz) gelten unterschiedliche Regelungen, die davon abhängen, ob der Lizenzinhaber vorher im Besitz einer Aufsuchungsgenehmigung war. Generell gilt, daß dem Staat eine Option eingeräumt wird, sich innerhalb von sechs Monaten nach einem kommerziellen Fund für eine Beteiligung zu entscheiden.

Im Falle staatlicher Beteiligung wird eine Gesellschaft (NAAMLOZE VENNOOTSCHAP (N.V.) oder BESLOTEN VENNOOTSCHAP MET BEPERKTE AANSPRAKELIJKHEID (B.V.)) gegründet⁴, an der der Staat

¹ Kap. IX, X Anhang I, II Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976, vgl. insbesondere i. d. F. von 1986.

² Z. B. Schifffahrttrennungsgebiet, Englischer Kanal-Hamburg.

³ Vgl. die ausführliche Begründung Nota van toelichting, Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1986.

⁴ Diese niederländischen Gesellschaftsformen entsprechen weitgehend der Aktiengesellschaft (N.V.) und der GmbH (B.V.) nach deutschem Recht.

oder ein von ihm beauftragtes Unternehmen mit 50 vH beteiligt ist. Die Gesellschaft zahlt 50 vH der Erkundungs- und Aufsuchungskosten sowie des in Produktionsanlagen investierten Kapitals zuzüglich Zinsen als Entschädigung an den Lizenznehmer und gegebenenfalls andere (private) Anteilseigner. Der Lizenznehmer seinerseits verpflichtet sich in dem Gesellschaftsvertrag dazu, die Förderanlagen auf die Gesellschaft zu übertragen, seine Arbeitskenntnisse und -erfahrungen im Bereich der Erkundungs-, Aufsuchungs- und Förderarbeiten zur Verfügung zu stellen, die Aufnahme und Beendigung von Kooperationen mit Dritten in diesen Bereichen von der Zustimmung der Gesellschaft abhängig zu machen und die bei der Rohstoffnutzung erzielten Gewinne an die Gesellschaft abzuführen (Art. 1, 3, 5 Kap. IV Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1976). Das Ministerium kann den Lizenznehmer auf Antrag von diesen Auflagen befreien (Kap. VII Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1976).

Ferner wird vertraglich vereinbart, daß die nichtstaatlichen Gesellschaftsanteile dem Lizenznehmer zugerechnet werden und ihn dazu berechtigen, zwei Personen für die Bestimmung des Geschäftsführers zu ernennen. Die Geschäftsführung der gemeinsamen Gesellschaft muß in den Niederlanden stattfinden. Die Vollversammlung der Anteilseigner entscheidet über den jährlichen Investitions- und Finanzierungsplan, die durchzuführenden Arbeiten, Beschaffungen, die den Wert von hfl 250000 überschreiten, die Verteilung der Gewinne, die Befreiung des Lizenznehmers von der Verpflichtung, die Gesellschaft an der Förderung zu beteiligen, und über den Transport von Erdöl oder Erdgas. Für die Auflösung der Gesellschaft und für eine Änderung des Gesellschaftsvertrags ist die Zustimmung des Ministeriums erforderlich. Bei Verletzung dieser Vorschriften kann die Fördergenehmigung zurückgenommen werden.¹

Für die Überwachung der Arbeiten werden vom Wirtschaftsministerium Inspektoren bestellt, die mit der Befugnis ausgestattet sind, Dokumente einzusehen und Abschriften zu fertigen, Proben zu nehmen und Untersuchungen durchzuführen. Außerdem haben sie Zutritt zu allen

¹ Art. 2, 7 Kap. IV Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1976; da der Gesellschaftsvertrag die Frage der Stimmenmehrheiten festlegt und für diese Bereiche Entscheidungen mit Zwei-Drittel-Mehrheit die Regel sind, hat die vom Ministerium beauftragte staatseigene Gesellschaft DUTCH STATE MINES (DSM) in den gemeinsamen Gesellschaften oftmals ein Vetorecht.

Einrichtungen, See- und Luftfahrzeugen, die für Untersuchungen, Aufsuchungen oder die Förderung von Bodenschätzen genutzt werden, sowie zu allen Schiffen und Flugzeugen, die zwischen dem Festland oder dem Ausland und derartigen Einrichtungen verkehren. Diese Inspektionsmaßnahmen dürfen jedoch nur ergriffen werden, wenn sie gerechtfertigt sind; die dabei anfallenden Beförderungskosten müssen vom Lizenznehmer getragen werden.¹

6. Abgaben und Steuern

Das niederländische Fiskalregime sieht

- Verwaltungsgebühren,
- Pachtzahlungen,
- Förderzinsen,
- eine Gewinnsteuer,
- die Körperschaftsteuer und
- eine Beteiligung des Staates am Unternehmensgewinn nach Steuern vor. Für Aufsuchungs- und Fördergenehmigungen müssen zusätzlich die Kosten getragen werden, die dem Staat für schwimmende Seezeichen zum Schutz der Offshore-Einrichtungen und der Schifffahrt entstanden sind. Außerdem muß eine Bürgschaft zur Sicherung der an den Staat zu zahlenden Abgaben und Steuern bereitgestellt werden, die auch nach Ablauf der Genehmigung für eine gewisse Zeit bestehen bleiben muß.

Für Aufsuchungs- und Fördergenehmigungen wird eine *Verwaltungsgebühr* von hfl 2000 je km² erhoben, die seit 1976 jährlich mit einem Lohnindex (Basis: 1975) an die allgemeine Einkommensentwicklung angepaßt wird.² Die Indexierung gilt ebenso für *Pachtzahlungen*. Letztere belaufen sich gegenwärtig auf jährlich

- hfl 200 je km² vom ersten bis zum sechsten Jahr einer Aufsuchungslizenz,

¹ Vgl. Art. 31-35 Bergbaugesetz; Art. 16, Kap. II Präambel, Kap. III Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1976.

² Art. 4 Kap. II Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1976. So betrug diese Gebühr beispielsweise im April 1985 hfl 2892 je km².

- hfl 350 je km² vom siebten bis zum neunten Jahr einer Aufsuchungslizenz,
- hfl 600 je km² im zehnten Jahr einer Aufsuchungslizenz und
- hfl 600 je km² die Dauer für einer Förderlizenz.

Der Pachtzins reduziert sich im Falle einer vorhergehenden Aufsuchungsgenehmigung, die zur Entdeckung eines wirtschaftlich interessanten Vorkommens führte, um die für diese Genehmigung bezahlten Pachtzinsen (Art. 1 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976).

Seit 1976 werden für Erdöl und Erdgas wertabhängige *Förderabgaben* verlangt (Tabelle 22) hervorgehen, die jährlich innerhalb von drei Monaten nach Ablauf des Kalenderjahrs fällig sind. Allerdings besteht für den Lizenznehmer die Möglichkeit, folgende Kostenarten in Abzug zu bringen:

- etwaige Steuern oder Abgaben, die im Empfängerland der Rohstoffe erhoben werden,

Tabelle 22 - Niederlande: Förderabgaben für Erdöl und Erdgas aus dem Festlandssockel 1988

Erdöl		Erdgas	
Menge	Abgabe	Menge	Abgabe
1000 m ³ /Jahr	vH	100 m ³ /Jahr	vH
0- 100	0	0- 100	0
101- 200	1	101- 200	1
201- 300	2	201- 300	2
301- 400	3	301- 400	3
401- 500	4	401- 500	4
501- 1000	5	501- 1000	5
1001- 2000	6	1001- 2000	6
2001- 3000	7	2001- 3000	7
3001- 4000	8	3001- 4000	8
4001- 5000	9	4001- 5000	9
5001- 6000	10	5001- 6000	10
6001- 7000	11	6001- 7000	11
7001- 8000	12	7001- 8000	12
8001- 9000	13	8001- 9000	13
9001-10000	14	9001-10000	14
über 10000	15	über 10000	15

Quelle: Petroconsultants.

- Lager- und Umladekosten, die im Bereich des Festlandsockels und in den Nordseeanrainern innerhalb einer 40 km breiten Küstenzone anfallen,
- Transportkosten bis zu einem Wert, der 10 vH des Verkaufswerts von Erdöl oder 20 vH des Verkaufswerts von Erdgas nicht übersteigen darf und
- Produktionskosten.

Damit werden die Förderabgaben auf den effektiven Rohstoffwert nach Abzug der unmittelbaren Rohstoffhebungskosten (= variable Kosten) berechnet. Die geförderten Mengen werden zu Verkaufspreisen bewertet; der Staat behält sich trotzdem das Recht vor, in unklaren Situationen selbst Verrechnungspreise festzusetzen, die auf internationalem Niveau liegen müssen. Dem Lizenznehmer obliegt in diesem Zusammenhang eine Berichtspflicht über Fördermengen, Verkaufspreise und die nach seiner Meinung geschuldeten Förderabgaben.

Unternehmenseinkommen aus Offshore-Projekten unterliegen einer besonderen *Gewinnsteuer* und der üblichen *Körperschaftsteuer* (Übersicht 6). Der Lizenznehmer ist direkt gewinnsteuerpflichtig in Höhe seines Lizenzanteils, und das gemeinschaftlich mit anderen Unternehmen geführte Joint venture - der Staat ist daran über die staatliche DSM mit 50 vH beteiligt - ist körperschaftsteuerpflichtig; die Körperschaftsteuerbelastung des Lizenznehmers richtet sich nach seiner Beteiligung am Joint venture. Der Lizenznehmer muß nur jenen Teil seiner Gewinnsteuerschuld zahlen, der über seine Körperschaftsteuerschuld hinausgeht; gleichzeitig kann er seine tatsächliche Gewinnsteuerschuld von der Körperschaftsteuer absetzen (Übersicht 6).

Im Falle einer Explorationslizenz werden sämtliche Kosten (fixe und variable) von der Steuer abgesetzt, und zwar in dem Jahr, in dem sie entstanden sind. Führt ein Rohstofffund zur Erteilung einer Produktionslizenz, so können Explorationskosten in Form eines Verlustvortrags vom künftigen Einkommen aus dem Verkauf der geförderten Rohstoffe abgezogen werden. Dieser Verlustvortrag hat in einem Zeitraum von bis zu acht Jahren zu erfolgen; Verlustnachträge (zwei Jahre) sind auch zugelassen. Variable Produktionskosten sind ebenfalls vom zu versteuernden Einkommen abzugsfähig. Feldentwicklungskosten werden kapitalisiert und anschließend wie Vermögensgegenstände abgeschrieben.

Übersicht 6 - Niederlande: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern und Staatsbeteiligung (a)

Gewinnsteuer (70 vH)(b) (steuerpflichtig ist der Lizenznehmer)

- Bruttoumsatz
- Variable Kosten
- Abschreibungen
- = Bruttogewinn
- Sonderabsetzung: 20 vH der variablen Kosten
- Sonderabsetzung: 70 vH der Abschreibungen
- = Steuerpflichtiger Gewinn
- x Satz
- = Gewinnsteuer
- Körperschaftsteuer
- = Tatsächliche Gewinnsteuer

Körperschaftsteuer (43 vH)(b) (steuerpflichtig ist das Joint venture)

- Bruttogewinn
- Tatsächliche Gewinnsteuer
- x Satz
- = Körperschaftsteuer

Unternehmenseinkommen nach Steuern und Staatsbeteiligung

- Bruttogewinn
- Körperschaftsteuer
- Tatsächliche Gewinnsteuer
- = Unternehmenseinkommen nach Steuern, vor Staatsbeteiligung
- x Staatsbeteiligung (50 vH)
- = Unternehmenseinkommen nach Steuern und Staatsbeteiligung

(a) Nur für Lizenzen, die nach 1976 erteilt wurden und eine staatliche Beteiligung von 50 vH vorsehen. - (b) Die Ermittlung der Steuerschuld erfolgt durch Lösung eines simultanen Gleichungssystems, das aus der Gewinnsteuergleichung und der Körperschaftsteuergleichung besteht.

Die Abschreibungsmodalitäten sind nicht im einzelnen vorgeschrieben. So können je nach Abschreibungsgegenstand verschiedene Verfahren angewandt werden; in der Praxis wird die lineare Methode am häufigsten gebraucht. Bei der linearen Abschreibung wird von einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von fünf bis zehn Jahren für Maschinen und Ausrüstungen sowie von zehn bis 15 Jahren für größere Anlagen ausgegangen.

Die Absetzungsmöglichkeiten bei der Gewinn- und Körperschaftsteuer unterscheiden sich zum Teil erheblich. So können bei der ersten Steuer neben den üblichen Kosten und Abschreibungen auch Sonderabsetzungen in Höhe von 20 vH der variablen Kosten und 70 vH der Abschreibungssumme geltend gemacht werden, allerdings unter der Bedingung, daß die effektive Gewinnsteuer vor Abzug dieser Pauschalbeträge

nicht weniger als 50 vH des Bruttogewinns ausmacht. Verluste im Sinne der Gewinnsteuer können ohne zeitliche Begrenzung vorgetragen werden, während Verluste im Sinne der Körperschaftsteuer entweder bis zu acht Jahren vorgetragen oder zwei Jahren nachgetragen werden können.

Im Gegensatz zur Gewinnsteuer erfaßt die Körperschaftsteuer den weltweiten Gewinn der Gesellschaft nach Abzug der Gewinnsteuer. Lizenznehmer müssen in der Regel niederländische Niederlassungen haben. Gleichermaßen wird ein Unternehmen mit einer Aufsuchungs- und Fördergenehmigung nach dem Doppelbesteuerungsabkommen so behandelt, als bestehe eine ständige Niederlassung in den Niederlanden. Falls ein Doppelbesteuerungsabkommen zu einer anderen Behandlung der Niederlassung führt, ist die Förderabgabe in einer der Körperschaftsteuer vergleichbaren Höhe zu zahlen. Die gegenseitige Abhängigkeit beider Steuerarten soll schließlich eine Doppelbelastung vermeiden und über die Förderabgabe eine der Körperschaftsteuer vergleichbare Steuerschuld der Genehmigungsinhaber gewährleisten. Auch für ausländische Töchter niederländischer Gesellschaften gilt die sogenannte Beteiligungsfreistellung, nach der das Finanzamt die aus dieser Beteiligung erzielten Einkünfte bei der Gewinnermittlung nicht berücksichtigt. Diese Regelung gilt für Kapitalgesellschaften nicht.

Nach sechs Monaten eines jeden Finanzjahrs ist die erste und einen Monat nach Ende des Finanzjahrs die zweite Abschlagzahlung auf die Gewinnsteuer fällig. Diese Summe besteht zur Hälfte aus einem Betrag, der aufgrund der Gewinn- und Kostenrechnung von den Wirtschafts- und Finanzministern geschätzt wird, abzüglich 50 vH Steuern.¹ Aufgrund eines Abschlußberichts des Lizenznehmers entscheiden schließlich der Wirtschafts- und der Finanzminister, ob Überschüsse zurückgezahlt werden können (Art. 15-21 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976).

Schließlich bietet das niederländische Fiskalregime Anreize für Offshore-Projekte an. So können Mehrwertsteuererstattungen und Körperschaftsteuererleichterungen in Anspruch genommen werden. Bei letzteren handelt es sich um eine Reihe von Investitionshilfen (Wet Investerings-

¹ Steuern nach der Verordnung über die Körperschaftsteuer von 1942, nach dem Gesetz über die Körperschaftsteuer von 1969, nach dem Einkommensteuergesetz von 1964; Art. 15 Abs. 1 Kap. III Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1976.

rekening van 24.05.1978), die 1978 eingeführt wurden, und Freibeträge für die Körperschaftsteuer. Diese Beträge belaufen sich auf 11 bis 18 vH der Investitionen für feste Einrichtungen in den Bereichen Regionalentwicklung, Energieeinsparungen, Stadt- und Raumplanung - und hier besonders für größere Industrieanlagen und Umweltschutz. Gefördert werden u.a. neue Gebäude (18 vH), alte Gebäude (11 vH), Gebäude ohne Dach (13 vH), Schiffe (15 vH) und Flugzeuge (12 vH).

Die durch die Investitionshilfen erwirkte Körperschaftsteuermindernng muß gegen die Gewinnsteuer aufgerechnet werden, womit der Vorteil der Prämie reduziert wird. Für den Fall, daß die Körperschaftsteuer aufgrund der Investitionshilfe zu einem Überschuß führt, kann dieser für die nachfolgenden Jahre zugunsten dieser Steuer geltend gemacht werden (Art. 15, 19 Kap. III Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1976). Die Investitionshilfe wird zuweilen als Subvention verstanden, ihre tatsächliche Wirkung auf das Unternehmensergebnis ist indes noch unklar. Auch die steuerrechtliche Behandlung dieser Prämien ist bislang noch nicht endgültig geklärt.

e. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

In den Niederlanden gibt es bisher keine gesetzliche Regelung für den Bau und den Betrieb von Leitungen. Eine interministerielle Kommission befaßt sich gegenwärtig mit der Vorbereitung derartiger gesetzgeberischer Maßnahmen. In der Praxis wird ein Verfahren angewendet, das auf der Gewährung einer Konzession und der Erklärung des öffentlichen Interesses basiert.

Aus diesem Grund ist die Erteilung einer Konzession oder irgendeiner anderen allgemeinen Erlaubnis nicht erforderlich; außer bei Verstößen gegen die Vorschriften des öffentlichen Rechts über Belästigungen kann eine Leitung somit lediglich mit Zustimmung der Grundstückseigentümer ohne weitere Formalitäten verlegt werden. Bei Fernleitungen ist es jedoch selten, daß der Erbauer sich mit sämtlichen Grundstückseigentümern gütlich einigt. Aus diesem Grund wurde in den letzten Jahren ein Verfahren geschaffen, daß in hohem Maß die bereits beantragten Konzessionen berücksichtigt, obgleich ein solcher Antrag fakultativ war. Es fordert darüber hinaus, daß die Arbeiten als im öffentlichen Interesse

liegend anerkannt werden und daß die Trassierung von einer Kommission genehmigt wird.

In den Niederlanden sind fast alle Leitungen für den Transport von Erdöl oder Gas Gegenstand von Konzessionsanträgen gewesen. Diese Konzessionen werden auf Vorschlag des Wirtschaftsministers von der Krone erteilt. Vor der Abgabe eines Vorschlags setzt sich der Wirtschaftsminister mit anderen Ministern ins Benehmen, insbesondere mit den Ministern für Soziales, Verteidigung, Verkehr, den "Waterstaat", Kulturelles, Freizeit und Soziale Aktion, Wohnungsbau und Landesplanung.

Die Konzessionen enthalten fast identische Bedingungen; diese beziehen sich insbesondere auf die Festlegung der Gesamttrasse, die Kontrolle der Leitung während ihres Baus, die Kontrolle der verwendeten Materialien und die Instandhaltung der Leitung.

Auf Vorschlag der Minister kann die Krone erklären, daß die vorgesehene Leitung im öffentlichen Interesse liegt. Diese Erklärung wird jedoch erst dann abgegeben, wenn die Konzession erteilt worden ist. Nach den in der Konzession enthaltenen Auflagen ist der Konzessionsinhaber verpflichtet, einer Planungskommission ausführliche Trassierungspläne zur Genehmigung vorzulegen.

Die Kommission entscheidet nach Anhörung der beteiligten Planungsbehörden der Provinzen. Können sich die Mitglieder der Kommission mit dem Konzessionsinhaber nicht einigen oder einigen sich die Mitglieder der Kommission nicht, so entscheidet der Wirtschaftsminister im Einvernehmen mit dem Rat für Landesplanung (der unmittelbar dem Kabinett untersteht).

Die Konzession wird erteilt, um es dem Konzessionsinhaber mit Hilfe der Erklärung des öffentlichen Interesses zu ermöglichen, die Anwendung der Enteignungsgesetze zu verlangen. Aufgrund der Vorschriften der Enteignungsgesetze kann auf dem Grund und Boden eines Eigentümers eine Dienstbarkeit eingerichtet werden. Diese Dienstbarkeit hat zur Folge, daß der Grundstückseigentümer die Errichtung und Instandhaltung der erforderlichen Bauten unter oder auf der Erde zu dulden hat; hierfür steht ihm Schadenersatz zu. In den meisten Fällen muß der Eigentümer der Rohrleitung außerdem die Genehmigung der Behörden der Provinz, der Gemeinden oder anderer Stellen für die Verlegung der Leitung einholen.

Im Süden und Südosten der Niederlande lassen die Planungskriterien fast keinen Raum mehr für Rohrleitungen. Da aber gerade in diesen Gebieten in den kommenden Jahren eine große Anzahl von Rohrleitungen geplant ist, hat die niederländische Regierung entsprechend den Vorschriften des Gesetzes über Leitungsbündel vom 11.03.1972 (Gesetzsammlung 145) beschlossen, in diesem Gebiet die Rohrleitungen zu bündeln. In diesem Bündel müssen alle in diese Richtung gehenden Rohrleitungen eng nebeneinander gelegt werden. Das Leitungsbündel geht von Rotterdam in Richtung auf das Industriegebiet entlang des Moerdijk und von dort weiter nach Seeland. Jedermann hat das Recht, in diesem Bündel eine Leitung zu verlegen. Da die erforderlichen Grundstücke bereits aufgekauft worden sind, ist es nicht mehr erforderlich, das Vorliegen eines öffentlichen Interesses zu erklären. Eine Konzession für den Einbau der Leitung und ihre Anschlüsse wird erteilt. Die Verwaltung dieses Leitungsbündels liegt vorläufig in Händen eines interministeriellen Ausschusses. Geplant ist jedoch die Schaffung einer besonderen Betriebsgesellschaft, die auch Eigentümer des Geländes werden soll.

In bestimmten Konzessionsakten ist eine Beförderungsverpflichtung zugunsten Dritter erwähnt, wenn die Anerkennung des öffentlichen Interesses für die Erteilung der Konzession erforderlich ist; das öffentliche Interesse liegt gegebenenfalls nur vor, wenn diese Verpflichtung besteht.

Gas für den niederländischen Verbrauch wird durch die NEDERLANDSE TARDOIE MAATSCHAPPIJ (NAM), an der SHELL und EXXON mit jeweils 50 vH beteiligt sind, an die Firma N.V. NEDERLANDSE GASUNIE verkauft, die es zum Teil über kommunale und regionale Versorgungsgesellschaften an die Endverbraucher weiterverkauft. Lieferungen an die Industrie, die 2 Mill. m³ pro Jahr übersteigen, erfolgen ebenso wie die Exporte unmittelbar durch die GASUNIE, an der die DSM, EXXON und SHELL beteiligt sind.

Die Preise, zu denen Gas durch die GASUNIE an die öffentlichen Verteiler geliefert wird, müssen vom Wirtschaftsminister genehmigt werden. Die Verteilerorgane können ihre Preise normalerweise frei festsetzen. Für die unmittelbaren Lieferungen der GASUNIE an die Industrie braucht nur das Preisniveau vom Minister genehmigt zu werden. Dieser Preis wird unabhängig vom Verwendungszweck festgesetzt, kann jedoch

an die jährlich abgenommenen Mengen angepaßt werden; er ist zudem an den Heizölpreis gebunden.

Erdölproduzenten können im Gegensatz zu den Erdgasproduzenten über das gewonnene Erdöl frei verfügen. Für die Lagerung von Erdöl und Erdgas bestehen ebenfalls keine Monopolrechte von GASUNIE oder anderen Unternehmen.

ζ. Verwaltungspraxis

Auch in der gegenwärtig sechsten Lizenzvergaberunde¹ sind die Genehmigungsbedingungen nicht verhandlungsfähig. In der fünften Vergaberunde (1983-1985) wurden für die Lizenzvergabe die folgenden Kriterien festgelegt:

- die geologische Bewertung des Antragsgebiets,
- das Arbeitsprogramm für die ersten sechs Jahre,
- die technische Befähigung und die finanzielle Leistungsfähigkeit des Antragstellers und
- die staatliche Beteiligung an der Aufsuchung und Förderung.

In der gegenwärtigen sechsten Runde wird die niederländische Regierung verstärkt die geologischen und geographischen Gegebenheiten der vom Antragsteller begehrten Blöcke in Erwägung ziehen. Bevorzugt werden zudem Unternehmen, die ein hohes finanzielles Risiko auf sich nehmen und den nördlichen Teil des Festlandssockels explorieren würden [JENRL, Vol. 4, 1986, S. 264]. Die im niederländischen Offshore-Bereich tätigen Unternehmen sind in der NETHERLANDS OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION ASSOCIATION (NOGEPA) zusammengeschlossen [Daintith, Hancher, 1986, S. 73].

Die Laufzeit der Genehmigungen ist in den vergangenen Jahren durchweg über die gesetzliche Frist hinaus verlängert worden. Ursächlich dafür sind die schwierigen Bedingungen seismischer Erforschung, umweltpolitische Widerstände gegen geplante Bohrungen und die komplexen geologischen Gegebenheiten, die oft eine verlängerte Aufsuchungsphase erforderlich machen. Deshalb werden in der Verwaltungs-

¹ Zur Zeit wird eine Entscheidung über die 80 Anträge für 35 Blöcke oder Teile davon, bei ursprünglich 111 freien Blöcken, erwartet [JENRL, Vol. 4, 1986, S. 264].

praxis grundsätzlich längerfristige Lizenzen zur Aufsuchung gewährt. Für eine dreijährige Anlaufphase werden keine Bohrungen gefordert. Danach beträgt die Genehmigungsdauer

- sechs Jahre bei nur einer niedergebrachten Bohrung,
- acht Jahre bei drei Bohrungen,
- zehn Jahre bei vier Bohrungen.

Die Verwaltungspraxis weicht in der Regel nicht unerheblich vom normierten Lizenzvergabeverfahren ab: Die rechtlichen Vorschriften verlangen als erstes einen Antrag an die zuständige Provinz der Niederlande, dem nach einer viermonatigen Einwendungsfrist eine Vorlage an das Wirtschaftsministerium folgt; zuvor jedoch muß die Bergbaubehörde zugestimmt haben. Ein Beschlußentwurf wird dem Kabinett und schließlich dem Staatsrat zugestellt. Doch auch nach einer Zustimmung dieser Stellen kann der Beschluß vom Wirtschaftsministerium ausgesetzt werden. In der Praxis holt das Wirtschaftsministerium eine Stellungnahme des Bergbaurats ein, bevor es einen Beschlußentwurf erarbeitet. Der Geologische Dienst wird ebenfalls in die Entscheidung einbezogen. Als nächstes sind andere Belange zu berücksichtigen, insbesondere Umwelt, Naturschutz usw. [Zima, 1987, S. 153], die bei der Vergabe von Genehmigungen für Schürfarbeiten auf dem Festlandsockel ein besonderes Gewicht erlangt haben.

Zu den abzuwägenden Interessen zählen in den Niederlanden traditionell die Schifffahrt und die Fischerei. Die erforderliche Regelung der konkurrierenden Nutzungen ist mit der "bergbaurechtlichen Karte" getroffen (vgl. Anlage I Durchführungsbestimmungen i.d.F. von 1986). Danach bestehen ausgeschlossene (Schießgebiete der niederländischen Kriegsmarine) und beschränkte Gebiete hauptsächlich für die wichtigsten Schifffahrtsrouten. In beschränkten Gebieten dürfen Aufsuchungs- und Förderarbeiten nur mit Zustimmung der zuständigen Minister (Wirtschaft, Verkehr, Verteidigung) erfolgen. In der Praxis ist man aber dazu übergegangen, die Schifffahrtsrouten eher zu verlegen, um die Förderung von Erdgasvorkommen zu ermöglichen. Zum Schutz der Schürfarbeiten im unbefahrenen Mittelteil der Schiffstrennungsgebiete mußte seit kurzem die Fläche der beschränkten Gebiete erweitert werden. Soweit für Gebiete, die der Kriegsmarine zu Übungszwecken vorbehalten sind, eine Genehmigung erteilt wird, enthält sie den Haftungsausschluß des Staates gegenüber Dritten für Übungsschäden wie z.B. durch Schießübungen. In

der Zeit, in der das Schießgebiet von der Kriegsmarine nicht genutzt wird, können Aufsuchungs- und Fördergenehmigungen erteilt werden. Da Gewinnungsarbeiten auch durchaus unter Wasser möglich sind, mag eine Fördergenehmigung sogar für die Zeit von Schießübungen gewährt werden - allerdings mit der Auflage der Verwendung bestimmter Unterwasser-einrichtungen (Nota van toelichting, Durchführungsbestimmungen i. d. F. von 1986).

Die Beteiligung des Staates wird - wie bei der Darstellung der Lizenzrechte erwähnt - durch die Gründung eines gemeinschaftlichen Unternehmens gewährleistet, an dem der Lizenznehmer und DSM gleichberechtigt beteiligt sind. Dem niederländischen Gesellschaftsrecht zufolge ist für die Unternehmensform des Joint venture weder die niederländische Staatsangehörigkeit noch eine Residenzpflicht gefordert. Nach Gründung der Gesellschaft wird ein Kooperationsvertrag zwischen dem Staat, dem Lizenznehmer und der DSM geschlossen. Die DSM ist der zweitgrößte niederländische Konzern, an dem der Staat beteiligt ist. Aber tatsächlich beteiligt an den Lizenzarbeiten ist ein Tochterunternehmen der DSM, die DSM-AARDGAS B.V. Die Beteiligung selbst ist Bestandteil jeder Fördergenehmigung, was auch die Abführung der Gewinne an den Staat betrifft [Zima, 1987, S. 152 f., 164].¹ Die DSM hat sich zu einem großen multinationalen Unternehmen entwickelt, hauptsächlich im Chemiebereich und bei der Herstellung von Nutzkraftfahrzeugen [Barents, 1983, S. 163].

Als zusätzliche Maßnahmen zur Stärkung der nationalen Wirtschaft werden in den Niederlanden Absprachen mit den Erdöl- und Erdgasunternehmen über die Verwendung der Gewinne verstanden. Zu diesem Zweck wurde 1980 ein Vertrag mit SHELL und ESSO geschlossen. Demzufolge müssen bestimmte Gewinne aus der Erdgasförderung in den Niederlanden reinvestiert und bei Investitionen niederländische Anbieter soweit wie möglich berücksichtigt werden [Zima, 1987, S. 156]. Der Erdgassektor wird nahezu völlig von der NAM beherrscht. Da nahezu 50 vH der Aufträge im Zusammenhang mit niederländischen Öl- und Gasvorhaben von der NAM ausgeführt werden, ist das Gentlemen's Agreement aus dem Jahr 1963 zwischen der niederländischen Regierung und diesem Unter-

¹ Das Tätigwerden der öffentlichen Hand zum Wohl der Allgemeinheit durch möglichen unlauteren Wettbewerb untersucht van der Saag [1987].

nehmen von besonderer Bedeutung: Die wichtigsten Projekte werden an geeignete holländische Werften oder Maschinenbauunternehmen vergeben [vgl. VDMA, 1986, S. 56].

Besondere Subventionsregelungen für die im Offshore-Bereich tätigen Unternehmen gibt es nicht. Staatliche Beihilfen für die Schiffbauindustrie werden für Bohreinrichtungen gewährt, wenn diese als Schiff einzuordnen sind. Die Einrichtungen müssen sich wie Bohrschiffe aus eigener Kraft fortbewegen können. Als subventionsähnliche Hilfen werden jedoch die bereits erwähnten Steuererleichterungen im Sinne der Körperschaftsteuer sowie die staatliche Praxis bei der Festsetzung von Erdgaspreisen betrachtet.

Eine Schwierigkeit im Zusammenhang mit Investitionshilfen könnte entstehen, wenn sich die niederländischen Steuerbehörden auf den Standpunkt stellen, daß eine ausländische Gesellschaft der Gewinnsteuer, aber nicht der Körperschaftsteuer unterliegt und damit auch keine Investitionshilfen verlangen könnte. Einen derartigen Anspruch hätte ein ausländisches Unternehmen nur, wenn es über eine Niederlassung in den Niederlanden tätig würde, die der Körperschaftsteuer unterliegt und für diese Investitionshilfen beanspruchen könnte. Da eine derartige Niederlassung im Falle einer staatlichen Beteiligung vorgeschrieben ist, könnten die Investitionshilfen als Entschädigung für eine dreifache Besteuerung (Gewinnsteuer, Körperschaftsteuer und staatliche Beteiligung am Gewinn nach Steuern) interpretiert werden. Offen bleibt immer noch die Frage, ob Investitionshilfen auch bei Anwendung eines Doppelbesteuerungsabkommens genutzt werden dürfen.

Die GASUNIE hat faktisch das Monopol für den Erdgasverkauf sowohl in den Niederlanden als auch in das Ausland inne.¹ Der Staat ist gleichfalls direkter und indirekter Anteilseigner an der GASUNIE (50 vH) und übt eine zusätzliche Kontrolle über einen privatrechtlichen Vertrag vom 27.03.1963 aus. Aufgrund dieses Vertrags bestimmt der Wirtschaftsminister Normal- und Spezialtarife sowie die Bestimmungsorte für Gaslieferungen; damit unterliegt die Verwaltungspolitik der GASUNIE vollständiger Staatskontrolle [Daintith, Hancher, 1986, S. 62 f., 81 f., 86, Fußnote 123, 116 f.]. Diese Sondertarife können als staatliche Subventionen

¹ Barents [1983, S. 161, 164, 169]; Daintith, Hancher [1986, S. 48 f., 63].

im Sinne von Art. 92, 93 EWGV verstanden werden. Auf diesen Standpunkt stellte sich die EG-Kommission, als sie 1981 die speziellen Tarife für den niederländischen Gartenbau rügte. Im Verfahren vor dem EuGH wurde die Streitsache zwischen den Niederlanden und der Kommission durch die Beseitigung der Sondertarife aus der Welt geschafft.¹ Die Kommission geht schließlich immer noch davon aus, daß das zugrundeliegende Erdgaspreisgesetz so lange nicht gegen Art. 34 EWGV verstößt, wie es nicht tatsächlich entgegen Art. 34 zur Anwendung kommt [Daintith, Hancher, 1986, S. 134].

η. Ausländische Investitionen

Obwohl in der Praxis keine spürbaren Behinderungen des internationalen Waren- und Kapitalverkehrs in den Niederlanden bekannt geworden sind, besteht für verschiedene Transaktionen eine Genehmigungspflicht. So bedürfen Ein- und Ausfuhren bestimmter Güter und aus bestimmten Ursprungsländern einer Lizenz. Eine Exportlizenz wird u. a. für Erdöl benötigt.

Direktinvestitionen in den Niederlanden bedürfen einer Währungslicenz von der DE NEDERLANDSE BANK N.V., unabhängig davon, ob es sich dabei um eine Minderheits- oder Mehrheitsbeteiligung oder um eine 100prozentige Tochter handelt. Für Portfolioinvestitionen bei börsennotierten Aktiengesellschaften ist eine solche Lizenz nicht erforderlich.

Das investierte Kapital, Gewinne, Dividenden und Übertragungen für Technologietransfer können grundsätzlich frei ins Ausland überwiesen werden. Die Zentralbank muß allerdings Kreditaufnahmen im Ausland, die hfl 500000 übersteigen, genehmigen.

¹ Barents [1983, S. 165]; Daintith, Hancher [1986, S. 133 f., S. 147, Fußnote 2].

h. Portugal

a. Vorbemerkung

Auszugehen ist bei einer Analyse des portugiesischen Rechts in bezug auf die Nutzung des Festlandsockels von Gesetz Nr. 2080 aus dem Jahr 1956 (Anhang A.9). Danach ist der Festlandsockel jenseits der Küstenmeergrenzen öffentliches Eigentum des portugiesischen Staates (Art. I). Gerechtfertigt wird dies mit dem Völkergewohnheitsrecht (Dekret Nr. 47973 Ziff. 1 im Vorspruch). Eine exakte Definition des Begriffs "Festlandsockel" gibt dieses Gesetz noch nicht, es schließt allerdings die Gewährung einer Konzession jenseits der 200 m-Tiefenlinie grundsätzlich aus. Die Definition des Festlandsockelbegriffs enthält Dekret Nr. 47973, das sich wiederum an der Festlandsockelkonvention von 1958 orientiert.

Installationen und Plattformen auf dem portugiesischen Festlandsockel fallen unter die portugiesische Jurisdiktion. Sie werden so behandelt, als ob sie auf dem Festland selbst errichtet worden wären (Gesetzvertretende VO Nr. 625/71). Aus dem Festlandsockel gewonnene Produkte werden als im portugiesischen Staatsgebiet gewonnen angesehen (Gesetzvertretende VO Nr. 625/71, Art. 8). Gemäß dem Gesetz Nr. 2080 bedarf die wirtschaftliche Nutzung der natürlichen Ressourcen der vorherigen Genehmigung, ebenso wie die Übertragung von Rechten (Art. IV). Zu unterscheiden sind Prospektions-, Explorations- und Abbaulizenzen, die in bezug auf die Aufsuchung und Förderung von Kohlenwasserstoffen ausschließlich sind.

Sondervorschriften gelten für das Aufsuchen und die Gewinnung von mineralischen Ressourcen auf dem Festlandsockel (Gesetzvertretende VO Nr. 49369 und Dekret 97/71). Sie sind aber weniger detailliert als die Regelungen für die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen.

β. Lizenzvergabe und Lizenzrechte

Die Einzelheiten des Genehmigungsverfahrens (einschließlich Mustervertrag) finden sich im Dekret Nr. 47973. Danach erfolgt die Konzessionierung der Kohlenwasserstoffförderung aus dem portugiesischen Fest-

landssockel in der Rechtsform eines Vertrags (Art. 1). Diese Konzession gilt für einen oder mehrere (bis zu zwölf) Blöcke, deren Umfang grundsätzlich mit sechs Bogenminuten in der Länge und fünf Bogenminuten in der Breite beschrieben wird. Genehmigungspflichtig ist auch der Bau von Pipelines (Dekret Nr. 47973 vom 30.09.1967, Art. 56 ff. der Musterklauseln).

Prospektions-, Explorations- und Abbaulizenzen werden vergeben, nachdem entweder ein öffentliches Ausschreibungsverfahren oder Verhandlungen zwischen dem Minister für Wirtschaft und interessierten Unternehmen stattgefunden haben. Voraussetzung für entsprechende Aktivitäten des Ministers für Wirtschaft ist eine Genehmigung des Ministerrats. Den Zuschlag im öffentlichen Ausschreibungsverfahren soll grundsätzlich derjenige Antragsteller erhalten, der die erforderlichen technischen und finanziellen Kapazitäten nachweist und dessen Angebot für Portugal am vorteilhaftesten ist. Ein Rechtsanspruch auf die Erteilung des Zuschlags besteht nicht (Art. 4). Mit dem Angebot im Ausschreibungsverfahren müssen folgende Unterlagen eingereicht bzw. Nachweise erbracht werden:

- Arbeitsplan (vorläufig) einschließlich eines Kostenvoranschlags für sechs Jahre;
- Erklärung über die zusätzlichen Vorteile, die dem portugiesischen Staat aus dem konkreten Vorhaben erwachsen; gemeint sind Vorteile, die über das hinausgehen, was das Dekret dem potentiellen Konzessionsnehmer bereits abverlangt;
- Angaben über die technische und finanzielle Leistungsfähigkeit des Antragstellers;
- bei ausländischen Antragstellern eine Erklärung, aus der die vollständige Unterwerfung unter die portugiesische Jurisdiktion hervorgeht;
- Nachweis, daß die Verwaltungsgebühr eingezahlt wurde (sie wird nur bei Erteilung fällig).

Die Einzelheiten des Konzessionsvertrags werden auf dem Verhandlungsweg vereinbart (Art. 6). Dies gilt grundsätzlich auch für den im Dekret enthaltenen Mustervertrag, dessen Klauseln verhandelbar sind, wenn sie nicht gesetzlich vorgeschrieben werden: Gemäß Art. 7 ff. z.B. sind ausländische Unternehmen verpflichtet, für die wirtschaftliche Ausbeutung des portugiesischen Festlandssockels eine besondere Gesellschaft nach portugiesischem Recht und mit Sitz in Portugal zu gründen;

gleichzeitig nimmt das portugiesische Recht auf die Unternehmensstruktur Einfluß (Art. 8 ff.). Diese Klauseln sind verhandelbar, obwohl sie Bezug auf das portugiesische Gesellschaftsrecht nehmen.

Erweist sich eine Bohrung als fündig, so kann die portugiesische Regierung eine staatliche Beteiligung durch ein staatseigenes Unternehmen herbeiführen (Art. 21 ff.). Auch diese Klausel ist nicht zwingend.

Die Konzession für Prospektion, Exploration und Förderung hat eine Laufzeit von drei Jahren (Dekret Nr. 96/74, Art. 1), beginnend mit der Unterzeichnung des Vertrags. Diese Laufzeit kann allerdings verlängert werden, vorausgesetzt, der Konzessionsinhaber hält sich im Rahmen seines Arbeitsplans und verpflichtet sich, in der ersten Verlängerungsphase (drei Jahre) bestimmte Mindestinvestitionen zu tätigen. Allerdings ist der Konzessionsnehmer verpflichtet, 25 vH des zugewiesenen Gebiets zurückzugeben. Die zweite Verlängerung beträgt bei Gebieten mit einer Wassertiefe von bis zu 200 m dreißig Jahre, erfaßt aber nur 50 vH des ursprünglichen Konzessionsgebiets (Gesetzvertretende VO Nr. 266/80, Art. 3, Abs. 2). Bei Wassertiefen über 200 m erstreckt sich erst die dritte Konzessionsverlängerung über 30 Jahre, während der Zeitraum für die erste und zweite Verlängerung jeweils drei Jahre beträgt (Gesetzvertretende VO Nr. 266/80, Art. 5, Abs. 2). Die Rückgabe der Gebietsanteile muß stets ganze Blöcke umfassen. Der Konzessionsnehmer kann darüber hinaus auf seine Konzessionsrechte verzichten, was ihn allerdings nicht von der Erfüllung der gesetzlichen Pflichten entbindet.

Einzelheiten zu dem Arbeitsplan finden sich in der Gesetzvertretenden VO 96/74 und in den bereits angesprochenen Musterklauseln (Art. 42 ff.). Die vorgesehenen Prospektions- und Explorationsaktivitäten werden jährlich in einem Arbeitsplan im voraus fixiert und sind beim Generaldirektor des Bergbauamts einzureichen. Wenn ein Feld wirtschaftlich ausbeutbar wird, so muß der Konzessionsnehmer binnen dreißig Tagen beim Generaldirektor des Bergbauamts einen Förderplan einreichen. Dieser Plan muß in der Folgezeit weiter spezifiziert werden (Art. 9.1). Außerdem werden bei laufender Förderung jährliche Arbeitspläne mit Angaben über die Fördermenge eingereicht. Diese bedarf der Genehmigung, eine nachträgliche Änderung der Fördermenge durch den Industrieminister ist unter bestimmten Voraussetzungen möglich (Art. 9.3).

Der Industrieminister verfügt über Eingriff- und Kontrollrechte gegenüber dem Lizenznehmer. Er kann die gemeinsame Ausbeutung eines

Feldes anordnen, das sich über mehrere Blöcke erstreckt, soweit dies geologisch sinnvoll ist und es im Interesse des Staates liegt, eine möglichst vollständige Ausbeutung sicherzustellen. Der Lizenznehmer ist verpflichtet, Ausrüstungsgegenstände und Anlagen in betriebssicherem Zustand zu halten und die Arbeiten umweltschonend durchzuführen. Das gleiche gilt für Vorratslager und Pipelines. Weitere Einzelheiten enthalten die besonderen Sicherheitsvorschriften. Untersagt ist eine ungerechtfertigte Beeinträchtigung der Fischerei, der Schifffahrt und der wissenschaftlichen Forschung.

Die Kontrolle aller Aktivitäten auf dem portugiesischen Festlandsockel obliegt dem Bergbauamt. Diesem steht auch ein Inspektionsrecht zu. Verstöße können mit Geldstrafen oder dem Widerruf der Lizenz geahndet werden.

Besonders geregelt sind die Informationspflichten des Lizenznehmers gegenüber dem Bergbauamt (Art. 50 ff. der Musterklauseln). Vor allem muß der Lizenznehmer Daten über seine Aktivitäten sowie geologische Daten über das Lizenzgebiet sammeln und dem Bergbauamt auf Anforderung zur Verfügung stellen. Allmonatlich ist das Amt über den Fortgang der Arbeiten und dabei gewonnene geologische Erkenntnisse zu unterrichten. Ein Gesamtbericht ist jeweils am Jahresende zu erstellen. Weitere Informationspflichten beziehen sich auf die Menge und den Wert der gewonnenen Kohlenwasserstoffe.

1. Abgaben und Steuern

Das portugiesische Fiskalregime sieht

- Verwaltungsgebühren,
- Bodensteuern,
- Pauschalzahlungen,
- Sicherheiten,
- Förderabgaben und
- eine Kohlenwasserstoffsteuer

vor. Weitere Steuern können im Lizenzvertrag festgesetzt werden (Gesetzvertretende VO 256/81 vom 01.09.1981, Art. 1).

Der Antragsteller für eine Lizenz muß zunächst die Summe von Escudos 20200 pro Block bei einer staatlichen Bank einzahlen. Im Falle

einer Ablehnung wird diese *Verwaltungsgebühr* erstattet. *Bodensteuern* werden jährlich im voraus erhoben, sie werden für jede Konzession gesondert festgelegt und liegen zwischen Escudos 1000 und 40000 je km². Bodensteuern können alle drei Jahre an die Entwicklung des Außenwerts der heimischen Währung angepaßt werden.

Lizenzzeichnungs-, Rohstoffentdeckungs- und Rohstoffförderabgaben werden in Form von *Pauschalzahlungen* erhoben. Sie setzen sich aus einem festen Sockelbetrag von jährlich US-\$ 100000 und einem Anteil von 0,5 vH am jährlichen Umsatz zusammen.

Der Lizenznehmer ist dazu verpflichtet, als *Sicherheit* entweder ein Bardepot bei einer staatlichen Bank zu hinterlegen oder eine Garantie in gleicher Höhe von einer portugiesischen Bank vorzulegen; letztere muß vom Staatssekretär für Industrie und Energie anerkannt werden. Zweck dieser Garantie ist, dem Staat den Zugriff zu einer Entschädigung zu ermöglichen, für den Fall, daß der vereinbarte Arbeitsplan nicht eingehalten, Gesetze übertreten oder etwaige Schäden angerichtet werden. Sie muß während der gesamten Laufzeit der Lizenz bestehen bleiben.

Des weiteren muß eine wertabhängige *Förderabgabe* von grundsätzlich 12,5 vH abgeführt werden. Bis zur Genehmigung des vorgelegten Produktionsplans beträgt die Abgabe 16 2/3 vH auf Erdöl und -gas. Naturbenzin wird ebenfalls mit einer Sonderabgabe belastet: Vor Genehmigung des Produktionsplans beträgt sie 24 vH und danach 16 2/3 vH. Förderabgaben sind vierteljährlich fällig und werden auf Wunsch der Regierung entweder in Geld oder in Rohstoffen entrichtet.

Dem Bergbauamt werden von den Produzenten Erklärungen über Fördermengen, Umsätze und andere relevante Daten zum Zweck der amtlichen Abgabenschätzung zugeleitet. Dabei kommen folgende Bewertungsregeln zur Anwendung:

- geförderte und verkaufte Kohlenwasserstoffe werden zum Marktpreis bewertet;
- geförderte und anschließend eingelagerte Kohlenwasserstoffe werden mit durchschnittlichen Marktpreisen bewertet;
- geförderte und zu Sonderkonditionen verkaufte Kohlenwasserstoffe werden ebenfalls zu durchschnittlichen Marktpreisen bewertet.

Einwände gegen die vom Industrie- und Energieminister festgesetzten Preise können innerhalb von acht Tagen gemacht werden, doch ist

der zuständige Minister in diesem Zusammenhang zu einer Erhöhung der Förderabgabe um höchstens 5 vH ermächtigt, um die Kosten eines möglichen Gerichtsverfahrens zu decken.

Das portugiesische Steuerrecht kennt nur eine Einkommensteuer für Kohlenwasserstoffprojekte, die *Kohlenwasserstoffsteuer* in Höhe von 40 vH (Übersicht 7). Da bisher kein Lizenznehmer in Portugal fündig geworden ist, beabsichtigt die Regierung, dem ersten Inhaber einer Förderlizenz eine zweijährige Befreiung von der Kohlenwasserstoffsteuer zu gewähren. Dem zu versteuernden Einkommen gehören folgende Einkommensarten an:

- Einkommen aus dem Verkauf von Rohstoffen,
- Einkommen aus verwandten Aktivitäten,
- Einkommen aus Bodenbesitz oder Vermögen,
- Einkommen aus Zinsen, Dividenden, Gewinnanteilen, Wechselkursgewinnen,
- Einkommen aus Dienstleistungen kaufmännischer, technischer oder wissenschaftlicher Art,
- Einkommen aus der Veräußerung von Vermögen und
- Einkommen aus Patenten, Technologietransfer usw.

Variable Kosten, Abschreibungen und Verluste aus dem Steuerjahr sowie Förderabgaben können im Sinne der Kohlenwasserstoffsteuer in Ab-

Übersicht 7 - Portugal: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

<i>Förderabgaben (in der Regel 12,5 vH)</i>	
	Bruttoumsatz
x	Satz
=	Förderabgaben
<i>Kohlenwasserstoffsteuer (40 vH)</i>	
	Bruttoumsatz
-	Förderabgaben
-	Variable Kosten
-	Abschreibungen
-	Sonderabsetzung
=	Bruttogewinn
x	Satz
=	Kohlenwasserstoffsteuer
<i>Unternehmenseinkommen nach Steuern</i>	
	Bruttogewinn
-	Kohlenwasserstoffsteuer
=	Unternehmenseinkommen nach Steuern

zug gebracht werden. Abschreibungen dürfen linear vorgenommen werden, wobei die Sätze für einzelne materielle und immaterielle Abschreibungsgegenstände stark variieren. So sind u.a. für Gebäude Sätze von 2-12,5 vH, für Bohrungen 8-25 vH, für Produktionsanlagen 10-12,5 vH und für Pipeline-Pumpen 6,61-15 vH pro Jahr zulässig.

Ferner besteht die Möglichkeit einer jährlichen Sonderabsetzung, die nicht höher als 25 vH des Bruttoumsatzes oder 40 vH des steuerpflichtigen Einkommens ohne Sonderabsetzung ausfallen darf. Allerdings müssen Investitionen in gleicher Höhe getätigt werden, und zwar innerhalb der folgenden drei Jahre.

Die Steuerschuld wird in zwei Raten im Juni und im Oktober des folgenden Jahres beglichen. Ein Verlustvortrag über höchstens fünf Jahre ist erlaubt.

Die Einfuhr von Materialien, Installationen und Plattformen auf den portugiesischen Festlandssockel ist von Zöllen und Einfuhrsteuer befreit, obwohl diese Installationen und Plattformen der portugiesischen Jurisdiktion unterliegen (Gesetzvertretende VO Nr. 256/81, Art. 7.5). Dies gilt allerdings nicht für persönliche Verbrauchsgüter.

6. Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Der Export von gewonnenen Kohlenwasserstoffen bedarf der Genehmigung durch den Wirtschaftsminister (Dekret Nr. 47973 Art. 40). Art. 64 der Musterklauseln sieht allerdings grundsätzlich vor, daß die gewonnenen Kohlenwasserstoffe entweder auf dem portugiesischen Markt angeboten oder exportiert werden. Dem Staat steht ein Aufkaufrecht bis zu 50 vH der Fördermenge zu.

Assoziiertes Erdgas kann in Portugal oder im Ausland verkauft werden. Wenn der Lizenznehmer keinen Abnehmer findet, geht das Gas in den Besitz des Staates über; dem Lizenznehmer steht keine Entschädigung zu.

ε. Förderung der portugiesischen Wirtschaft

Der Konzessionsnehmer ist grundsätzlich verpflichtet, nur Portugiesen zu beschäftigen, und zwar gilt dies für alle Qualifikationsstufen (Gesetzvertretende VO Nr. 96/74, Art. 11.1). Ausländische Arbeitskräfte dürfen nur eingestellt werden, wenn keine entsprechend ausgebildeten portugiesischen Kräfte zur Verfügung stehen. Im einzelnen gilt folgende Quotenregelung: Sechs Jahre nach Abschluß des Lizenzvertrags müssen 50 vH, vier Jahre später 75 vH der Führungskräfte Portugiesen sein. Insgesamt müssen zu den genannten Zeitpunkten 80 bzw. 98 vH aller Beschäftigten die portugiesische Staatsangehörigkeit besitzen. Um diese Quoten zu erreichen, ist der Konzessionsnehmer zu einer entsprechenden Ausbildung seiner Arbeitskräfte verpflichtet. Der Konzessionsnehmer selbst oder seine Subunternehmer müssen vorrangig portugiesische Waren und Dienstleistungen einsetzen (Gesetzvertretende VO Nr. 96/74, Art. 12.1), soweit diese gegenüber ausländischen Produkten gleichwertig sind und zu gleichen Kosten bezogen werden können. Bei importierten Gütern sind Transportkosten und Zölle zu berücksichtigen. Dieser Grundsatz gilt auch für die Benutzung des portugiesischen Transportsystems und portugiesischer Raffinerien. Im Kriegsfall oder im Notfall - soweit dieser sich auf die Energieversorgung auswirkt - stehen die gesamten gewonnenen Kohlenwasserstoffe zur Verfügung der portugiesischen Regierung.

ζ. Verwaltungspraxis

Da bisher noch kein Fund stattgefunden hat, konnte sich keine Verwaltungspraxis herausbilden. Auf die wirtschaftliche Nutzung des portugiesischen Festlandsockels haben auch die Maßnahmen zum Aufbau einer portugiesischen Handelsflotte, die allerdings ausländische Verfrachter eindeutig diskriminieren, keinen unmittelbaren Einfluß nehmen können (vgl. Gesetzvertretende VO Nr. 34/87 vom 20.01.1987 und Nr. 191/87 vom 29.04.1987).

η. Ausländische Investitionen

Dividenden- und Gewinnüberweisungen ins Ausland können jederzeit nach Abzug der relevanten Steuern erfolgen.

i. Spanien

α. Vorbemerkung

Nach dem Kohlenwasserstoffgesetz (Gesetz Nr. 21/1974; Anhang A. 10) unterliegt der Festlandsockel hinsichtlich Prospektion, Exploration und Ausbeutung der staatlichen Souveränität Spaniens. Rohstoffvorkommen sind ein unveräußerliches Gut des Staates.¹

Das spanische Recht unterscheidet für die Erforschung und Nutzung des Festlandsockels drei verschiedene Genehmigungsarten: Die Prospektionsgenehmigung, die Explorationsgenehmigung und die Abbaugenehmigung. Nur die beiden letztgenannten sind ausschließlich, wohingegen die Prospektionserlaubnis weder ausschließlich ist, noch eine sichere Anwartschaft auf eine Explorationsgenehmigung verleiht.

Prospektionslizenzen erlauben nur eine Oberflächenerforschung. Sie verfallen, wenn für das gleiche Gebiet eine Explorationslizenz erteilt wird.

β. Lizenzvergabe

Die Zuständigkeit für die Erteilung von *Explorationsgenehmigungen* fällt in den Bereich der Autonomen Gemeinschaften, soweit sich sämtliche Tätigkeiten der Bohrung und Beförderung auf das Gebiet einer Gemeinschaft beschränkt. In allen anderen Fällen ist das spanische Industrie- und Energieministerium (Ministerio de Industria y Energía) zuständig.²

¹ Art. 1 Abs. 2; so schon Bergbaugesetz Nr. 22/1973 vom 21.07.1973 und Art. 149 der spanischen Verfassung.

² Für die Aufsuche und Erschließung von Erdgaslagerstätten ist als Form der behördlichen Erlaubnis die Lizenz vorgesehen, während Förderarbeiten eine behördliche Konzession erfordern.

Der Antrag auf Erlaß einer Explorationsgenehmigung muß von folgenden Angaben begleitet sein:

- wenn der Antragsteller eine nichtspanische Gesellschaft ist, Nachweis, daß er ein spanisches Gemeinschaftsunternehmen (Kapitalgesellschaft) gegründet hat oder sich an einem solchen beteiligt, dessen Gesellschaftszweck u.a. die wirtschaftliche Nutzung von Kohlenwasserstoffen ist; möglich ist auch - mit Genehmigung des Kabinetts - die Gründung einer Zweigniederlassung; da das Tätigwerden im Bereich der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen voraussetzt, daß dies im Gesellschaftszweck angelegt ist, müssen sachfremde Unternehmen zunächst ihre Satzung entsprechend ändern;
- Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit; die Genehmigungsbehörde kann weitere Belege sowie Sicherheiten fordern;
- Nachweis über bisherige Aktivitäten als Beleg für die technische Leistungsfähigkeit;
- kartographische Angaben über das Gebiet, für das eine Genehmigung beantragt wird;
- Einzelheiten zu dem Arbeitsprogramm einschließlich Aufsuchungsmethoden und Finanzierung der vorgesehenen Ausgaben;
- Nachweis über Sicherheitsleistung (Bargelddepot, Wertpapierdepot oder Bankgarantie in Höhe der erwarteten Abgabenbelastung);
- Angaben über bereits erteilte Genehmigungen, da nach spanischem Recht die Zahl der gehaltenen Genehmigungen begrenzt ist.¹

Nach Erhalt des Antrags werden der Name des Antragstellers und die geographischen Koordinaten des Gebiets, auf das sich die Genehmigung erstrecken soll, veröffentlicht. Innerhalb von zwei Monaten können sich andere Antragsteller für das gleiche Gebiet bewerben. Der erste Bewerber kann in dieser Zeit seinen Arbeitsplan nachbessern. Die eingegangenen Anträge werden dann zur gleichen Zeit geöffnet; eine Entscheidung wird binnen zwei Monaten gefällt. Die Lizenz wird im Verordnungsweg erteilt. Neben dem beschriebenen Antragsverfahren besteht noch die Möglichkeit der Versteigerung von Abbaugebieten.

¹ Die Zahl der Lizenzen, die von einem Unternehmen gehalten werden können, hängt von der Beteiligungshöhe ab. Bei einer Beteiligung von 100 vH können in Zone A höchstens fünfzig, in Zone C höchstens dreißig Lizenzen an ein Unternehmen erteilt werden. Bei einer geringeren Beteiligung ergibt sich eine höhere Grenze. Zur Definition der Zonen vgl. S. 164.

Die Vergabe der Genehmigung erfolgt, wenn mehrere Anträge für ein Gebiet vorliegen, nach folgenden Kriterien:

- Gehalt des Arbeitsprogramms;
- Verfügbarkeit der technischen Ausrüstung und der finanziellen Sicherheiten;
- Ergebnisse früherer Arbeiten in Spanien; wenn die früheren Arbeiten außerhalb Spaniens durchgeführt wurden, wird berücksichtigt, welche wirtschaftlichen Vorteile hieraus für Spanien erwachsen;
- Investitionen in Spanien;
- Angebot einer Produktionsbeteiligung an den Staat;
- Beschäftigung spanischen Personals;
- Einsatz von spanischen Gütern und Dienstleistungen;
- Beteiligung von spanischem Kapital.

Das spanische Territorium ist in zwei Hauptzonen eingeteilt: Zone A erfaßt die spanischen, insularen und nordafrikanischen Festlandgebiete; zur Zone C gehören die Meeresgebiete (Festlandssockel und Meeresboden unter dem Küstenmeer). Zone C ist weiter untergliedert in Mittelmeer, Atlantische Küste und Kanarische Inseln (Art. 2 Gesetz 21/1974).

Diese Zoneneinteilung ist für die Größe des Lizenzgebiets (Explorationslizenz) und die Anzahl der Lizenzen, die ein Unternehmen halten kann, von Bedeutung. In Zone A (Zone C) beträgt die Mindestgröße pro Genehmigung 100 km^2 (100 km^2), die maximale Größe pro Genehmigung 400 km^2 (1000 km^2) und die maximale Größe der von einem Unternehmen gehaltenen Lizenzen 20000 km^2 (30000 km^2 pro Unterzone, 60000 km^2 insgesamt). Die Größe des Lizenzgebiets einer Ausbeutungslizenz darf sich höchstens auf 50 vH des Lizenzgebiets einer Explorationslizenz erstrecken.

Eine Gesellschaft, die fündig geworden ist, kann um eine Abbau- lizenz nachsuchen.¹ Folgende Angaben müssen dem Antrag beigegeben werden:

- Bericht über Ort und Größe des Konzessionsgebiets sowie Art und Ausmaß der Rohstoffreserven;
- Karte zur Explorationsgenehmigung;

¹ Der Inhaber einer Aufsuchungs- oder Erschließungslizenz hat einen Anspruch auf die Ausbeutungskonzession, wenn er ein wirtschaftlich nutzbares Vorkommen gefunden und einen entsprechenden Antrag vor Ablauf der Lizenz gestellt hat.

- Karte zur nachgesuchten Ausbeutungsgenehmigung;
- allgemeines Abbauprogramm;
- Investitionsprogramm, Darstellung des Finanzbedarfs und der finanziellen Sicherheiten;
- Rentabilitätsstudie.

Die Entscheidung über den Antrag auf eine Produktionslizenz muß binnen drei Monaten fallen; der Arbeitsbeginn muß innerhalb von drei Jahren nach Lizenzerteilung liegen.

7. Lizenzrechte

Die Laufzeit von Explorationslizenzen beträgt für Zone A sechs Jahre Anfangslaufzeit mit zwei Verlängerungsmöglichkeiten von drei und zwei Jahren und für Zone C acht Jahre Anfangslaufzeit, aufgeteilt in zwei Perioden, eine erste von zwei und eine weitere von sechs Jahren, mit einer Verlängerungsmöglichkeit von drei Jahren. Für Lizenzen, deren Gebiet in beide Zonen hineinreicht, kann eine zusätzliche Verlängerung von drei Jahren beantragt werden, wenn ein Fund erzielt wurde oder mit ihm zu rechnen ist.

Der Inhaber einer Explorationslizenz muß in Zone A nach Ablauf der ersten sechs Jahre 25 vH und nach Ablauf von weiteren drei Jahren weitere 25 vH des ursprünglichen Gebiets zurückgeben. In Zone C beträgt die Reduktion 30 vH nach zwei und weitere 20 vH nach weiteren sechs Jahren. Daneben besteht die Möglichkeit eines Verzichts, wovon allerdings die Verpflichtung zu bestimmten Investitionen unberührt bleibt. In diesem Fall gehen die Anlagen und Ausrüstungen auf den Staat über.

Eine Beteiligung der staatlichen Erdölgesellschaft REPSOL EXPLORACION ist Gegenstand der Verhandlungen.¹ In der Regel hält REPSOL EXPLORACION einen Anteil von 17,5 bis 40 vH bei Vorhaben, bei denen

¹ Im Zuge der Reorganisation und Teilprivatisierung des staatlichen Kohlenwasserstoffsektors werden das Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) als Holdinggesellschaft beibehalten. Die Gesellschaften ENIEPSA, und HISPANOIL wurden 1987 zusammengelegt und werden seitdem unter dem Namen REPSOL weitergeführt. Für den Erdgasbereich ist jetzt ENAGAS, für die Raffinerien EMP zuständig. CAMPSA bleibt weiterhin im Vertrieb von Mineralölprodukten tätig, wo sie künftig mit privaten Unternehmen konkurrieren muß.

sie nicht als Betreiber tätig wird. Im Mittelmeer, wo zur Zeit die Off-shore-Aktivitäten Spaniens stattfinden, beträgt die staatliche Beteiligung zwischen 25 und 37,95 vH.

Das Arbeitsprogramm ist Teil der Explorationslizenz, allerdings gibt es zusätzliche Regeln, die jährliche Mindestausgaben bestimmen (Tabelle 23):

Tabelle 23 - Spanien: Jährliche Mindestausgaben für Explorationslizenzen 1988

Zone A		Zone C	
Jahre	Pesetas/Hektar	Jahre	Pesetas/Hektar
1- 6	150	1- 2	20
7- 9	400	3- 8	150
10-11	1000	9-11	600
12-14	1000	12-14	1000

Quelle: Petroconsultants.

Diese Summen können vom Industrieminister unter Berücksichtigung der Explorationskosten modifiziert werden. Es besteht auch die Möglichkeit, nicht getätigte Investitionen später nachzuholen; sie können jedoch nicht in die Verlängerungsphase übertragen werden. Zahlungen in Höhe der nicht getätigten Investitionen sind am Ende der im Arbeitsplan festgelegten Frist an das Finanzministerium zu leisten.

Ausbeutungslizenzen haben eine Laufzeit von dreißig Jahren, bei zwei Verlängerungsmöglichkeiten von je zehn Jahren (Art. 29 Gesetz 21/1974). Nach Ablauf der Förderkonzession gehen alle Rechte an Bergbaugebieten, Förderinstallationen und damit im Zusammenhang stehenden Bauten mit Ausnahme von Rohrleitungen und Raffinerieanlagen an den spanischen Staat über.

Der Lizenznehmer ist zur Information der staatlichen Behörden über den Fortschritt der Arbeiten, Investitionen sowie über technische und geologische Daten verpflichtet. Vor dem letzten Quartal eines jeden Kalenderjahrs muß der Inhaber einer Förderkonzession ein Arbeitsprogramm für die folgenden zwölf Monate vorlegen, wenn er beabsichtigt, beim Industrie- und Energieminister bzw. Industrieberater der Autonomen Ge-

meinschaft, in der die Konzession erteilt wurde, einen staatlichen Zuschuß zu beantragen.

6. Abgaben und Steuern

Das spanische Fiskalregime umfaßt

- Garantiezahlungen,
- Pachtzahlungen,
- die Körperschaftsteuer und
- die Mehrwertsteuer.

Darüber hinaus muß der Lizenznehmer im Rahmen seines Arbeitsprogramms bestimmte Mindestinvestitionen tätigen.

Lizenznehmer zahlen 25 Pesetas pro Hektar für das Gebiet einer Explorations- oder Förderlizenz. Bei nachträglicher Gebietserweiterung werden 12,5 Pesetas pro Hektar erhoben. *Pachtzahlungen* für Explorationsgenehmigungen betragen jährlich 1 Peseta pro Hektar für das 1.-6. Jahr, 2 Pesetas für das 7.-9. Jahr und 4 Pesetas für das 10.-14. Jahr. Pachtzahlungen für Abbaugenehmigungen betragen jährlich 25 Pesetas pro Hektar für das 1.-5. Jahr, 70 Pesetas für das 6.-10. Jahr, 185 Pesetas für das 11.-15., 230 Pesetas für das 16.-20., 185 Pesetas für das 21.-25., 95 Pesetas für das 26.-30. Jahr sowie 70 Pesetas pro Hektar für Verlängerungen.

Das Kohlenwasserstoffgesetz unterscheidet drei verschiedene Gesellschaftsformen, die unterschiedlich besteuert werden:

- Unternehmen, deren Tätigkeit ausschließlich auf die Exploration, Entwicklung und Produktion von Kohlenwasserstoffen beschränkt ist,
- Unternehmen, deren Tätigkeit sich auch auf andere Bereiche erstreckt und
- Unternehmen, deren Tätigkeit auf die Weiterverarbeitung von Kohlenwasserstoffen gerichtet ist.

Nur die ersten beiden Formen unterliegen den besonderen Steuerbestimmungen für Kohlenwasserstoffprojekte; die dritte Form ist körperschaftsteuerpflichtig im üblichen Sinne. Von Interesse ist jedoch hauptsächlich der erste Unternehmenstyp, der mit einem *Körperschaftsteuersatz* von 40 vH besteuert wird. Bei der Berechnung des steuerpflichtigen Einkommens im Sinne dieser Steuer (Übersicht 8) können sämtliche

Übersicht 8 - Spanien: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

<i>Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen</i>	
	Bruttoumsatz
+	Sonderabsetzung
-	Variable Kosten
-	Abschreibungen
=	Bruttogewinn
-	Sonderabsetzung
=	Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen
<i>Körperschaftsteuer (40 vH)</i>	
	Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen
x	Körperschaftsteuer
=	Körperschaftsteuer vor Abzug von Freibeträgen für Investitionszwecke
-	Freibeträge für Investitionszwecke
=	Körperschaftsteuer
<i>Unternehmenseinkommen nach Steuern</i>	
	Bruttogewinn
-	Körperschaftsteuer
=	Unternehmenseinkommen nach Steuern

Kosten abgesetzt werden, die im Rahmen einer Explorationsgenehmigung entstanden sind, einschließlich Pachtzahlungen. Explorationsausgaben werden kapitalisiert und in der folgenden Produktionsphase linear abgeschrieben. Variable Produktionskosten sind sofort absetzbar. Anlagen und Ausrüstungen, die zur Förderung verwendet werden, sind linear abzuschreiben, und zwar mit jährlichen Sätzen, die zwischen 4 und 15 vH für Gebäude und zwischen 10 und 25 vH für Offshore-Einrichtungen liegen. Schnellere Abschreibungsmodalitäten können vom Finanzminister genehmigt werden, falls die produktive Lebensdauer eines Öl- oder Gasfelds kürzer als erwartet ausfallen sollte.

Darüber hinaus bietet das spanische Steuersystem die Möglichkeit, jährlich eine Sonderabsetzung vorzunehmen, die entweder 25 vH des Bruttoumsatzes oder 40 vH des steuerpflichtigen Unternehmenseinkommens vor dieser Sonderabsetzung beträgt. Einzige Bedingung ist, daß das so zurückgewonnene Einkommen innerhalb der nächsten fünf Jahre in ein anderes Explorationsvorhaben in Spanien investiert wird; anderenfalls muß dieses Einkommen im fünften Jahr versteuert werden. Dieses fiskalpolitische Instrument entspricht somit einem zinslosen Steuerkredit mit einer Laufzeit von fünf Jahren, der Subventionscharakter hat.

In Spanien wird seit Anfang 1986 eine *Mehrwertsteuer* von 12 vH erhoben. Die entsprechende Steuerschuld aus Explorations- und Produktionsaktivitäten kann um die Mehrwertsteuer auf Rohstoffverkäufe vermindert werden. Mehrwertsteuerpflichtig ist das Joint venture, das für ein lizenziertes Kohlenwasserstoffprojekt gegründet werden muß.

Unternehmen, die ausschließlich mit der Öl- und Gasexploration und -produktion befaßt sind, sind von weiteren Steuern (kommunale Steuern) ausgenommen. Dividenden und Zinsen auf Wertpapiere, die von den Unternehmen ausgegeben wurden, sind steuerfrei, wenn sie in diesem Bereich investiert werden. Eingeführte Vorleistungen, die in Spanien nicht beschafft werden können, sind zollfrei.

Für die Ermittlung des steuerpflichtigen Einkommens werden Rohstoffpreise herangezogen, die von einem Ausschuß unter Leitung des Generaldirektors für Energie festgesetzt werden. Als weitere Mitglieder gehören diesem Gremium der Generaldirektor für Brennstoffe, der für Energieplanung, zwei Vertreter des Finanzministers, ein Vertreter des Handelsministers, ein Vertreter der Technischen Abteilung des Industrieministeriums und der Leiter der Überwachungsstelle für die betreffenden Gesetze und Verordnungen an. Das Gremium unterbreitet dem Kabinett über den Industrieminister einen Vorschlag, in den u. a. die Weltmarktpreise eingehen. Der Industrieminister richtet abschließend eine ministerielle Weisung an die zuständigen Dienststellen, nachdem das Kabinett die Preisliste verabschiedet hat.

e. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

In Spanien gewonnene Kohlenwasserstoffe müssen zur Deckung der Nachfrage auf dem einheimischen Markt angeboten werden. Produktionsüberschüsse können nur nach Genehmigung durch den Industrie- und Energieminister ausgeführt werden (Art. 57-60 Gesetz 21/1974).

Im Zuge der Liberalisierung des spanischen Ölsektors nach dem Eintritt Spaniens in die EG wurde der Markt für neue Anbieter geöffnet: Neben der staatlichen CAMPSA sind jetzt auch private Vertreiber zugelassen [JENRL, Vol. 5, 1987, S. 232]. Die Errichtung von Rohrleitun-

gen¹ und die Versorgung mit Erdgas erfordern Konzessionen des Industrie- und Energieministeriums bzw. Industriebereiters der jeweiligen Autonomen Gemeinschaft. Auch für diese Vorhaben ist eine öffentliche Bekanntmachung mit einer öffentlichen Einspruchsfrist von zwanzig Tagen erforderlich. Derjenige Antrag erhält den Zuschlag, der hinsichtlich der Versorgung die größten Vorteile bezüglich der Garantie, Größe, Qualität und Regelmäßigkeit der Lieferung verspricht.

Nach Fertigstellung der Anlagen nimmt die Genehmigungsbehörde eine abschließende Beurteilung der Installationen vor. Danach sind ferner Genehmigungen derjenigen Behörden, Provinzen und Gemeinden erforderlich, die durch den Bau und die Anlagen selbst berührt werden. Von diesen Stellen sind im wesentlichen kommunale Bau- und Betriebsgenehmigungen einzuholen (Art. 6 Königliches Dekret Nr. 2913/1973 vom 26.10.1973). Mit Ablauf der Konzession nach 75 Jahren fallen alle Einrichtungen an den Staat.

ζ. Förderung der spanischen Wirtschaft

In Spanien besteht keine Ausbildungsverpflichtung, allerdings müssen mindestens 50 vH der Beschäftigten Spanier sein. Spanischen Gütern und Dienstleistungen ist der Vorzug zu geben, wenn sie in Preis und Qualität dem ausländischen Angebot entsprechen. Der Anteil an ausländischen Beschäftigten darf aber nur noch 20 vH betragen, wenn der Industrieminister die Einfuhr ausländischer Vorleistungen genehmigt.

η. Verwaltungspraxis

Der Staat ist in Spanien an allen Lizenzen beteiligt und hat in vielen Fällen die Betreiberrolle übernommen. Diese starke Kontrolle der Kohlenwasserstoffproduktion stand im Einklang mit dem Nationalen Energieplan und dem Weiterverarbeitungs- und Verkaufsmonopol, die der Staat bis Mitte der achtziger Jahre, als die Liberalisierung eingeleitet wurde, innehatte.

¹ Königliches Dekret Nr. 2135/1980 vom 26.09.1980; Verwaltungsvorschrift des Industrie- und Energieministeriums vom 19.12.1980.

Ausländische Unternehmen haben bisher stets Zugang zu den Projekten erhalten, und zwar zu relativ günstigen fiskalischen Bedingungen, die eine Beteiligung auch dann noch als wirtschaftlich lohnend erscheinen lassen, wenn die Lagerstättengröße eher klein ausfällt. Bei den Vorleistungen hat sich in den letzten Jahren eine Beteiligung spanischer Anbieter von Gütern und Diensten von etwa 60 bis 70 vH des Auftragswerts eingespielt. Dennoch wird insbesondere bei speziellen Dienstleistungen (Bohrinsel-Positionierung und -Errichtung, Verlegen von Pipelines usw.) fast ausschließlich auf ausländische Firmen zurückgegriffen.

h. Ausländische Investitionen

Die Rückführung von Kapital und die Überweisung von Gewinnen und Dividenden ins Ausland sind grundsätzlich erlaubt, doch muß in jedem Fall eine Devisenzuteilung beantragt werden. Letztere kann bei Zahlungsbilanzschwierigkeiten verweigert werden. Das gilt ebenso für den geschäftsüblichen Zahlungsverkehr mit dem Ausland.

j. Vereinigtes Königreich

a. Lizenzvergabe und Lizenzrechte

Das britische Rechtssystem für die Erforschung und Nutzung von Kohlenwasserstoffvorkommen in Offshore-Bereichen [vgl. dazu allgemein Kuehne, 1986; Daintith, Willoughby, 1984, Kap. 8] stellt praktisch eine Fortschreibung des für Landbereiche geltenden Petroleum (Production) Act 1934 durch den Continental Shelf Act 1964 (Anhang A.11) dar [vgl. dazu ausführlich Daintith, Willoughby, 1984, S. 12 ff.]. Eine Reform erfolgte erst nach 1974. Aus dieser Entwicklung erklären sich eine Reihe von Eigenheiten, die das britische Recht in bezug auf die bergrechtliche Nutzung der Offshore-Gebiete von anderen europäischen Regelungen unterscheidet.

Das britische Bergbaurecht baut auf dem System des Lizenzvertrags auf. Dieser wird für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen zwischen dem Lizenznehmer und dem zuständigen Ministerium

(Secretary of State for Energy) geschlossen. Der Lizenzvertrag regelt grundsätzlich die Rechtsverhältnisse zwischen dem Energieministerium und dem Lizenznehmer in abschließender Form, d.h., daß die relevanten Gesetze nur mittelbar (über den Lizenzvertrag) und nicht unmittelbar auf den Betreiber Anwendung finden. Das britische System unterschied bis 1982 allgemein fünf verschiedene Lizenztypen:

- Explorationslizenz in Offshore-Gebieten bzw. an Land unterhalb der Niedrigwasserlinie,
- Explorationslizenz an Land (über der Niedrigwasserlinie),
- Produktionslizenz in Offshore-Gebieten,
- Produktionslizenz an Land,
- Gasableitungslizenz.

1984 wurden die Lizenztypen für Arbeiten an Land wie folgt weiter differenziert in:

- Explorationslizenz,
- Untersuchungslizenz,
- Abbaulizenz.

Für den Offshore-Bereich sind die Explorations- und die Abbaulizenz von Bedeutung. Die *Explorationslizenz* erlaubt seismische Untersuchungen und Explorationsbohrungen. Sie ist nicht ausschließlich, weshalb mehrere Explorationslizenzen für das gleiche Gebiet vergeben werden können. Die *Feldentwicklungs-* oder *Abbaulizenz* erfaßt die eigentliche Produktionsphase. Sie gewährt dem Lizenznehmer das ausschließliche Recht der Aufsuchung, Bohrung und Gewinnung von Öl aus dem Meeresboden. Es handelt sich also um ein exklusives Aneignungsrecht (in Schottland: *mining lease*, in England: *profit à prendre*). Die Explorationslizenz hat eine Laufzeit von maximal sechs Jahren. Die Abbaulizenz gilt für dreißig Jahre, in Tiefseewassergebieten bis zu vierzig Jahren. Mindestens 50 vH des Lizenzgebiets müssen nach einer Anfangsphase von sechs Jahren zurückgegeben werden.

Die rechtliche Grundlage des Lizenzsystems wird insbesondere dadurch geprägt, daß nach dem Petroleum (Production) Act 1934 beziehungsweise dem Oil and Gas (Enterprise) Act 1982 (§ 18) die Krone Eigentümerin aller Erdölvorkommen in situ im Vereinigten Königreich ist und das ausschließliche Recht der Aufsuche und Ausbeutung hat. Dieser Ansatz für Rohstoffunde an Land gilt auch für den Festlandsockel, denn der Continental Shelf Act 1964 erweitert den Anwendungsbereich des Pe-

troleum (Production) Act 1934 auf die Offshore-Gebiete. Dort heißt es, daß alle Rechte, die das Vereinigte Königreich außerhalb seines Küstenmeers auf den Meeresboden und den Festlandssockel ausüben kann, auf die Krone zu übertragen sind. Letztlich wird hier Bezug auf das Völkerrecht genommen. Doch dieses regelt nicht in eindeutiger Weise, ob die küstenstaatlichen Rechte lediglich Hoheitsrechte beinhalten oder ob sie auch eine Eigentümerstellung vermitteln. Das britische Recht hat sich in letzterem Sinne entschieden, was völkerrechtlich deshalb keine Bedenken hervorruft, weil es den Staaten selbst überlassen bleibt, welcher Rechtsinstitute sie sich bei der Wahrnehmung ihrer Rechte im Festlandssockel bedienen.

Das Verfahren für Beantragung und Verteilung von Lizenzen regeln weitgehend die Petroleum (Production) Regulations 1982; diese Durchführungsbestimmungen enthalten die Modellklauseln. Eine Lizenz kann seit 1982 von jedermann (Regel 4, Petroleum (Production) Regulations 1982) beantragt werden. Damit ist eine der Beschränkungen, die die Petroleum (Production) Regulations 1966¹ noch enthielten, entfallen. Diese Veränderung der Rechtslage erfolgte mit Blick auf die Richtlinien des Rates 64/428 und 69/82 [ABl., 117/1964 S. 1871; L 068/1969, S. 4].² Die Antragstellung kann von einer einzelnen natürlichen oder juristischen Person oder von einem Konsortium erfolgen - die Regel ist letzteres. Dabei werden Konsortial- und Einzellizenzen im wesentlichen gleichbehandelt.³

Konsortien in der Form eines Joint ventures werden in der Produktionsphase durch ein "joint operating agreement" und in der Anfangsphase durch ein "joint bidding agreement" oder ein "area of mutual interest agreement" gebildet. Derartige Unternehmenszusammenschlüsse werden von dem britischen Steuer- und Wettbewerbsrecht gefördert. Konsortialverträge bedürfen der ministeriellen Genehmigung Regel 38

¹ Regel 4: Antragsteller konnte nur ein "resident citizen of the United Kingdom or Colonies or companies incorporated in the United Kingdom" sein.

² Beide geändert durch Beschluß (EWG) 73/0101 (01) [ABl., L 002/1973, S. 1].

³ Vgl. allerdings Regel 1 Abs. 2 (gesamtschuldnerische Haftung), Regel 39 Abs. 2 (Widerruf bei Verschulden eines Partners) Schedule 4 (Modelclauses for Production Licences in Landward Areas), Petroleum (Production) Regulations 1982.

Abs. 5 Schedule 4 Petroleum (Production) Regulations 1982). Von den "joint operating agreements" sind Dienstleistungsverträge für besondere Arbeiten (Bohrarbeiten, seismische Untersuchungen etc.) zu unterscheiden. Daneben gibt es Verträge für den Transport von Öl und Gas zur Küste und für den Verkauf von Kohlenwasserstoffen.

Die Antragstellung kann mit oder ohne Aufforderung erfolgen. Explorations- und Gasableitungslizenzen werden stets in einem Verfahren verteilt, in dem die Antragsteller vorher nicht dazu aufgefordert wurden, Anträge zu stellen (Regel 8, 9 Petroleum (Production) Regulations 1982). Produktionslizenzen für den Offshore-Bereich kann nur derjenige beantragen, der ausdrücklich dazu aufgefordert wurde, wobei es formell unerheblich ist, ob der potentielle Antragsteller für eine Produktionslizenz vorher Inhaber einer Explorationslizenz für dasselbe oder ein anderes Gebiet gewesen ist. Für diese Regel gibt es allerdings Ausnahmen.¹

Das Lizenzvergabeverfahren mit vorheriger Aufforderung ist verfahrensrechtlich im einzelnen geregelt. Es beginnt mit einer Ausschreibung bestimmter Blöcke im Bereich des Küstenmeers oder des Festlandsockels. Die Zahl der angebotenen Blöcke (meistens zehn mit einer Fläche von je 250 km²) variierte in der Vergangenheit erheblich. Sie wurde offensichtlich als Instrument zur Steuerung des Abbaus von Kohlenwasserstoffen eingesetzt. Es kann vermutet werden, daß die britische Regierung dabei die Haushaltslage, die Preisentwicklung auf dem Weltrohölmarkt und die Verfassung der britischen Wirtschaft berücksichtigt. Mit der Ausschreibung der Blöcke erfolgt auch die Bekanntgabe der Verteilungsmodalitäten. Praktiziert wurden bislang folgende Formen:

- Ermessen (Regelfall),
- Ermessen mit Vorauszahlung,
- Versteigerung.

Bei der Auswahl des Lizenznehmers hat das Ministerium einen verhältnismäßig breiten Ermessensspielraum.² Vor allem ist das Ministerium fast völlig frei hinsichtlich der Auswahl des Lizenznehmers. Einschränk-

¹ Regel 7, Ausnahmen Regel 6 Abs. 6 Petroleum (Production) Regulations 1982.

² S. 2 des Petroleum (Production) Act von 1934, wonach "the Minister has the power to grant licences to such persons as he thinks it fit" und "for such consideration as he, with the consent of the Treasury, may determine ...".

kungen ergeben sich lediglich aus den Klauseln in den Schedules 4-8 Petroleum (Production) Regulations 1982, den informellen Kriterien, die in der Londoner "Gazette" veröffentlicht werden, und nur soweit sie Bestandteil der Aufforderung sind, für bestimmte Gebiete oder Blöcke Anträge zu stellen. Dieser verhältnismäßig breite Spielraum bei der Vergabe von Lizenzen beruht darauf, daß die Krone Alleinverfügungsberechtigte der Bodenschätze ist und daß sie sich bei der Lizenzerteilung auf den Grundsatz der Vertragsfreiheit berufen kann. Die möglichen Ermessenseinschränkungen bestehen nur theoretisch, weil sie keinen Rechtsanspruch begründen können.

Um das Lizenzabschlußverfahren zu erleichtern und eine möglichst gleiche Behandlung der konkurrierenden Lizenznehmer zu gewährleisten, ist das Ministerium grundsätzlich verpflichtet, verschiedene Klauseln in die einzelnen Lizenzverträge aufzunehmen¹, die jedoch nicht unabänderlich sind. Diese erlangen Verbindlichkeit gegenüber dem Lizenznehmer erst durch Aufnahme in den Lizenzvertrag. Werden neue Modellklauseln entworfen, so finden sie nur rückwirkend auf einen Lizenzvertrag Anwendung, soweit dies ausdrücklich vorgesehen ist.

Nach Regel 13 Abs. 1 der Schedules 5 und 7 Petroleum (Production) Regulations 1982 muß der Inhaber einer Produktionslizenz in einer Anfangsphase von sechs Jahren ein Arbeitsprogramm absolvieren, das seismische Untersuchungen einschließlich Testbohrungen vorsieht. Das Energieministerium behält sich dabei das Recht vor, bestimmte Arbeiten (im "nationalen Interesse") zu verlangen.

Einige Produktionslizenzen, die nach 1976 vergeben wurden, räumen dem Energieministerium das Recht auf Steuerung des Ablaufs der Produktion und deren Umfang ein.² So kann der Lizenznehmer mit der Produktion nur beginnen, wenn eine entsprechende Genehmigung des Energieministeriums vorliegt, die ihrerseits mit einem vorher genehmigten (detaillierten) Feldentwicklungsplan übereinstimmen muß. Zwei Gründe können hierbei zu einer Ablehnung des Förderungsgesuchs führen: Der

¹ Vor allem die in Schedule 5 (Production Licences in Seaward Area(s)) und Schedule 7 (Exploration Licences in Seaward Area or in Landward Areas Below the Low Water Line) Petroleum (Production) Regulations 1982 enthaltenen Modellklauseln.

² Grundlage war Schedule 2 des Petroleum and Submarine Pipe-Lines Act 1975.

Entwicklungsplan steht im Widerspruch zur "good oilfield practice" oder die angegebenen Maximal- bzw. Minimalmengen sind mit dem "nationalen Interesse" unvereinbar. Nur die erstgenannte Entscheidung ist vor einem Schiedsgericht anfechtbar. Allerdings müssen dabei die Produktionsmengen genannt werden, die im "nationalen Interesse" liegen. Regel 15 der Schedules 5 und 7 Petroleum (Production) Regulations 1982 erlaubt eine nachträgliche Änderung der Fördermenge.

Die informellen Kriterien waren im Lauf der Zeit Wandlungen unterworfen. Gegenwärtig spielen folgende Kriterien eine Rolle:

- die Einstellung gegenüber staatlicher Beteiligung,
- die technische und finanzielle Leistungsfähigkeit,
- die Erfüllung von Auflagen bei früheren Verträgen,
- durchgeführte Explorationsarbeiten in dem Bereich, für den der Antrag auf eine Abbaulizenz gestellt wurde,
- die Bereitschaft, im Falle eines Zuschlags weitere Explorationsarbeiten durchzuführen,
- der Wille, das "Memorandum of Understanding" und sein "Code of Practice" zu respektieren,
- der Beitrag (zukünftig oder bereits realisiert) für die Wirtschaft des Vereinigten Königreichs,
- der Umfang von Ausbildungsmaßnahmen für britische Staatsbürger,
- die Beteiligung britischer Firmen an Forschungs- und Entwicklungsvorhaben,
- bei ausländischen Bewerbern die Behandlung britischer Unternehmen im betreffenden Ausland,
- die Bereitschaft, britischen Gewerkschaften Zugang zu den Offshore-Anlagen zu gewähren,
- die Bereitschaft, bei Erhalt einer Lizenz für ein "reifes Gebiet" (bekannter Vorkommensumfang, bekannte Kosten) auch eine Lizenz für ein "schwieriges Gebiet" (unbekannter Vorkommensumfang, unbekannte Kosten) zu übernehmen.

In den jüngeren Vergaberunden sollen der Wille, das Memorandum of Understanding zu respektieren,¹ die Bereitwilligkeit, den Gewerkschaften

¹ Daintith und Willoughby (1984) weisen zwar darauf hin, daß eine Diskriminierung von Antragstellern aus EG-Staaten rechtswidrig sei, betonen aber gleichzeitig, daß ein entsprechender Vorwurf angesichts des weiten Ermessens des Energieministeriums kaum nachweisbar ist.

Zugang zu den Offshore-Anlagen zu gewähren und die Bemühungen um die Ausbildung von britischem Personal keine große Rolle mehr gespielt haben.

Die Vergabe erfolgt ausschließlich im Rahmen von Verhandlungen zwischen dem Energieministerium und dem Antragsteller, wobei Gründe für die Erteilung oder Nichterteilung einer Lizenz nicht angegeben werden.

Bei drei Gelegenheiten hat das Energieministerium auf das Versteigerungsverfahren zurückgegriffen [vgl. dazu Daintith, Willoughby, 1984, S. 25 f.], und zwar für 15 Blöcke in der vierten Runde (1971), achten Runde (1982/83) und neunten Runde (1984/85). Obwohl bei der Versteigerung der Ermessensspielraum des Energieministers deutlich eingeschränkt wurde, was in der Natur dieses Verfahrens liegt, hat sich dieser stets das Recht vorbehalten, ohne Angabe von Gründen das höchste oder irgendein anderes Gebot abzulehnen, womit der Zweck dieses auf Wettbewerb ausgerichteten Verfahrens wieder aufgehoben wurde.

Auch wenn die Lizenz rechtlich als ein Vertrag qualifiziert werden kann, weist sie dennoch einen deutlich regulativen Charakter auf, der weit über die Modalitäten eines Vertrags hinausgeht. Dies äußert sich darin, daß über die Modellklauseln Fragen wie Arbeitsmethoden, Sicherheitsvorkehrungen, Umweltschutzmaßnahmen und Ausbildungsmöglichkeiten in die Lizenz eingehen, obwohl sie nur bedingt Verhandlungsgegenstand im originären Sinne sind. Der potentielle Lizenznehmer steht unter dem Zwang, sich in diesen Punkten mit der Behörde einigen zu müssen. Die Charakterisierung der Lizenz als Vertrag ist deshalb wenig überzeugend, vor allem, weil ihre nachträgliche (wiederholte) Änderung zulässig ist. So hat die Regierung in der Vergangenheit verschiedentlich Lizenzverträge nachträglich im Rahmen des Gesetzes geändert,¹ um die in den Modellklauseln enthaltenen Verpflichtungen (einseitig) zu verschärfen.

Ebenso wie bei der Lizenzgewährung steht dem Energieministerium beim Widerruf einer Lizenz ein weites Ermessen zu. Lizenzverträge können für nichtig erklärt werden, wenn die Nichtbeachtung einer Vertragsklausel festgestellt wird, Zahlungen gar nicht oder mit einer Verzögerung

¹ Auf der Basis des Petroleum and Submarine Pipe-lines Act 1975 (S. 18 und Schedules 2 Pt. 1), des Oil and Gas (Enterprise) Act 1982 (S. 19 und Schedule 2) sowie des Petroleum Act 1987 (Commencement No. 1; Order 1987 S. 17).

zung von mehr als zwei Monaten eingehen, ein Mitglied des lizenznehmenden Konsortiums Konkurs angemeldet hat und das Konsortium die Geschäftsführung des Kohlenwasserstoffprojekts schwerpunktmäßig ins Ausland verlagert. Der Ermessensspielraum besteht insbesondere bei der Beurteilung, ob und inwieweit der Lizenznehmer die Vertragsbedingungen verletzt hat. Hinzu kommt, daß unvorhergesehene, nachträgliche Änderungen einiger Klauseln die Unsicherheit auf der Seite der Unternehmen vergrößern dürfte. Meinungsverschiedenheiten zwischen den Lizenzinhabern und dem Energieministerium werden so ausgeräumt, wie es im Lizenzvertrag vereinbart wurde; auch hierfür gibt es keine generelle Regelung. In unklaren Situationen ergeben sich die rechtlichen Schritte zum Schutz der Unternehmen aus dem englischen oder schottischen Recht.

Die britische Regierung behält sich außerdem das Recht vor, den Lizenznehmern eine Staatsbeteiligung vorzuschreiben, eine Praxis, die sich allerdings im Laufe der Zeit gewandelt hat. Hierfür galten nach einer Verlautbarung des britischen Energieministeriums von 1974 folgende grundsätzliche Überlegungen [DOE, b]:

- "majority state participation, if requested in all future licences;
- a belief by Government that majority state participation in existing licences for commercial fields, with the state paying its share of past and future costs, would secure benefits for the nation without unfairness to the licencees;
- creation of BNOC, through which the government would exercise their participation rights."

Daraufhin wurde 1976 die staatliche Ölgesellschaft BRITISH NATIONAL OIL CORPORATION (BNOC) gegründet (Kap. 74 § 18 Petroleum and Submarine Pipe-lines Act 1975), die eine Beteiligung an Explorations- und Produktionsvorhaben erhalten sollte [vgl. dazu Daintith, Willoughby, 1984, S. 41 ff.].

In der fünften und sechsten Runde wurden Lizenzen vergeben, die eine Beteiligung von 51 vH zugunsten von BNOC vorsahen. Danach wurde diese Form einer direkten Teilnahme des Staates nicht mehr praktiziert.

Zu den Lizenzbedingungen der siebten und achten Runde [London Gazette, 24 September 1982, S. 12424-12427] gehörte nur noch, daß der Lizenznehmer am Tag des Lizenzerhalts unter Mitwirkung des Energiemi-

nisteriums einen Vertrag mit BNOC schloß, wonach BNOC die Option erhielt, bis zu 51 vH des geförderten Öls zum Marktpreis zu übernehmen. Diese Option konnte bei Förderbeginn eingelöst werden. Technisch erfolgte dies dadurch, daß die Lizenz zu diesem Zeitpunkt auf Lizenznehmer und BNOC umgeschrieben wurde, wodurch BNOC selbst als (Mit-) Erzeuger erschien. Die unter diesem System erworbenen Ansprüche der Regierung auf einen Teil der Ölförderung werden seit der Auflösung von BNOC 1985 (BNOCs Lizenzbeteiligungen wurden von der privaten BRITOIL übernommen) auf die ebenfalls staatliche OIL AND PIPELINE AGENCY (OPA) (Kap. 62 Oil and Pipeline Act 1985) übertragen, die sie jedoch bislang nicht ausgeübt hat. Die OPA, eine vergleichsweise kleine Behörde, ist außerdem für das Nordsee-Rohrleitungssystem und die Vermarktung von in Rohöl entrichteten Förderabgaben zuständig. Die Privatisierung von BNOC hat dazu geführt, daß die Lizenzanteile, die in der fünften und sechsten Runde dem Staat zugefallen waren, von BRITOIL übernommen werden konnten.

Gegen dieses System einer indirekten Zwangsbeteiligung des Staates sind Bedenken im Sinne des EG-Rechts angemeldet worden. Von britischer Seite wurde argumentiert, daß es sich bei BNOC nicht um einen Aufkäufer, sondern um einen Produzenten handelte [Daintith, Willoughby, 1984, S. 53]. Zugestanden wurde jedoch, daß BNOC wie auch OPA öffentlich-rechtliche Unternehmen sind, für die die Regeln des EWGV gelten.

β. Abgaben und Steuern

Das britische Fiskalregime für Kohlenwasserstoffprojekte im Off-shore-Bereich umfaßt

- Pachtzahlungen,
- Förderabgaben,
- eine Kohlenwasserstoffsteuer und
- die Körperschaftsteuer.

Für nichtexklusive Explorationslizenzen sind jährliche *Pachtzahlungen* von £ 2000 (Pauschale), für exklusive Ausbeutungslizenzen Zahlungen von £ 330 pro Quadratkilometer festgesetzt. Die Gebühr für eine *Explorationslizenz* bleibt über die gesamte Laufzeit einer derartigen Lizenz

(drei Jahre, höchstens sechs Jahre) konstant, die für eine *Produktionslizenz* nur in den ersten sechs Jahren. Vom siebten Jahr an steigt die entsprechende Gebühr zunächst auf £ 400 je km² und danach um £ 400 je km² pro Jahr, bis eine Maximalgebühr von £ 6000 je km² erreicht wird, die dann bis zum Ende der Laufzeit dieser Lizenz (bis zu dreißig Jahren) gilt. Seit der zehnten Runde (1986/87) kann der Energieminister die Höhe der Pachtzahlungen in Abhängigkeit vom Verlauf des Rohöleinkaufspreises für Raffinerien herauf- oder herabsetzen.

Förderabgaben werden neuerdings (neunte und zehnte Runde) nur bei Offshore-Feldern erhoben, die im südünglischen Becken (zwischen dem 52. und 53. Breitengrad) liegen (Petroleum (Royalties Relief) Act 1983). Bis zur achten Runde mußte ein Satz von 12,5 vH des Rohstoffwerts in Geld oder Rohstoffen entrichtet werden. Allerdings bestand bis zur vierten Runde die Möglichkeit, variable Kosten, einschließlich der Rohstofftransportkosten, von den Förderabgaben abzuziehen, obwohl die einschlägigen Vorschriften keine exakte Definition dieser Kosten enthalten, was häufig zu Mißverständnissen zwischen Unternehmen und Behörden geführt hat. Die Bemessungsgrundlage für die Förderabgaben, der Bruttoumsatz wird im Hinblick auf die Bewertung der Produktion wie im Falle der Kohlenwasserstoffsteuer ermittelt (Übersicht 9).

Die *Kohlenwasserstoffsteuer* (Petroleum Revenue Tax (PRT)) beläuft sich auf 75 vH des Bruttogewinns je Feld. Vom Bruttoumsatz können Förderabgaben und Verwaltungsgebühren sowie bestimmte Ausgaben in Abzug gebracht werden. Zu diesen Ausgaben zählen Explorations- und Feldentwicklungskosten im weiteren Sinne, wie die Kosten

- der Ölsuche auf dem Gelände eines Feldes,
- einer Evaluierung des Reservenpotentials einer Lagerstätte,
- der Ölförderung,
- des Rohstofftransports bis zur ersten Anlandung im Vereinigten Königreich,
- der ersten Rohstoffbearbeitung (auf dem Feld) und Lagerung (im Meer),
- der Schließung eines Feldes aus Sicherheits- oder Umweltgründen sowie Zahlungen, die im Lizenzvertrag erwähnt werden. Obwohl Kapitalkosten von der PRT nicht direkt abzugsfähig sind, können 35 vH einiger

Übersicht 9 - Vereinigtes Königreich: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

Förderabgaben (12,5 vH) (auf Lizenzbasis)	
	Bruttoumsatz
x	Satz
-	bestimmte variable Kosten (nur erste bis vierte Runde)
=	Wert der in Geld oder Rohstoffen zu entrichtenden Förderabgabe
Kohlenwasserstoffsteuer (PRT) (75 vH) (auf Felderbasis)	
	Bruttoumsatz
-	Förderabgaben und Verwaltungsgebühren
-	Abzüge (Sonderabschreibungen, Sonderabsetzung, variable Produktionskosten)
=	Bruttogewinn je Feld
x	Satz
=	Kohlenwasserstoffsteuer
Körperschaftsteuer (35 vH) (auf Felderbasis)	
	Bruttoumsatz
-	Förderabgaben
-	PRT
-	Abschreibungen
x	Satz
=	Körperschaftsteuer
Unternehmenseinkommen nach Steuern	
	Bruttoumsatz
-	Förderabgaben
-	PRT
-	Abschreibungen
-	Körperschaftsteuer
=	Einkommen nach Steuern

Kostenkategorien¹ auf die Höhe der Gesamtkosten im Sinne der PRT zugeschlagen werden ("uplift"). Diese Sonderabsetzung ist jedoch nur so lange möglich, wie sich das Feld nicht amortisiert, d.h., wie der kumulierte und diskontierte Kapitalwert vor Steuern negativ bleibt.

Verbleibt nach den bislang erwähnten Abzügen immer noch ein Teil des Bruttoumsatzes, so kann eine Sonderabschreibung ("oil allowance") in Anspruch genommen werden. Sie beläuft sich auf den Wert von 250000 t Erdöl je Feld in jedem Finanzjahr und auf höchstens 5 Mill. t je Feld über den gesamten Zeitraum. Für als schwierig eingestufte, kleinere Offshore-Felder außerhalb des südenglischen Beckens, deren Entwicklung

¹ Explorations- und Transportkosten sowie die Kosten der Tertiärförderung.

und Ausbeutung nach dem 31.03.1982 genehmigt wurde, ist die Verdopplung der Sonderabschreibung zulässig.

Darüber hinaus sind weitere Ausgaben von der PRT abzugsfähig, wie Kosten für erfolglose Explorationsanstrengungen, Verluste aus vorzeitig aufgegebenen Feldern sowie Entwicklungskosten für Felder außerhalb des südeingelassenen Beckens, die die Amortisationsgrenze noch nicht erreicht haben, und die nach dem 17.03.1987 entwickelt wurden.

Felder, die als schwach gewinnträchtig eingestuft werden, genießen eine Sonderbehandlung bezüglich der PRT. In diesen Fällen wird die Steuerschuld nach oben begrenzt, und zwar auf 80 vH des Betrags, um den der korrigierte Gewinn 15 vH der kumulierten Ausgaben (einschließlich "uplift") übersteigt. Der sogenannte korrigierte Gewinn ist der Überschuss, der entsteht, bevor

- etwaige Verlustvor- oder -nachträge,
- Sonderabsetzungen,
- Zuschläge für Ausgaben sowie
- Explorations- und Feldaufgabekosten

geltend gemacht werden. Allerdings sind diese Erleichterungen für wirtschaftlich weniger interessante Projekte nur im Amortisationszeitraum nutzbar.

Steuerzahlungen im Sinne der PRT können entweder in Raten, bis 1987 noch auf der Grundlage der vorauszahlbaren PRT (advanced PRT), oder in Höhe einer ersten Schätzung vorgenommen werden.

Der zur Zeit gültige *Körperschaftsteuersatz* beträgt 35 vH; dieser Satz ist von 52 vH (bis 1982) zunächst auf 50 vH (1983), dann auf 45 vH (1984) und erst im Jahr 1986 auf 35 vH gesenkt worden. Die Körperschaftsteuer unterliegt dem "ring fence", einer Vorschrift, nach der Verluste, die in anderen Geschäftsbereichen entstehen, nicht von Gewinnen abgezogen werden können, die bei der Suche und Förderung von Kohlenwasserstoffen erzielt wurden. Doch Verluste, die im Rohstoffbereich entstanden sind, sind abzugsfähig im Sinne der Körperschaftsteuer von Gewinnen, die in sachfremden Aktivitäten zustande gekommen sind.

Förderabgaben, die PRT und variable Kosten sind ebenfalls abzugsfähig (Übersicht 9). Abgeschrieben werden können ferner

- geologische und geophysikalische Studien (zu 100 vH, linear),
- Explorations-, insbesondere Bohrkosten (zu 100 vH, linear),

- Bohrnebenkosten (zu 100 vH, linear),
- Förderanlagen und -ausrüstungen (zu 25 vH, degressiv),
Pipelines und dazugehörige Terminals an Land (zu 25 vH, degressiv),
- sonstige Anlagen (zu 25 vH, degressiv),
- Lizenzkosten (zu 10 vH, degressiv),
- Feldaufgaben (zu 10 vH, degressiv),
- Entwicklungsbohrungen (zu 10 vH, degressiv) und
- Gebäude (zu 4 vH, linear).

Um den Bruttogewinn im Sinne der PRT ermitteln zu können, wird bei der Bewertung der Erdölproduktion von vier verschiedenen Erdölklassen ausgegangen. In die erste Klasse fallen Rohöllieferungen, die ausschließlich zum Marktpreis verkauft werden, d. h., die - zumindest soweit es der entsprechende Kaufvertrag bestimmt - nicht wegen anderer, nichtpreislicher Überlegungen geliefert werden. Außerdem darf dieses Öl nicht an nachgelagerte Unternehmensbereiche des Produzenten weitergegeben werden, auch dann, wenn es sich bei diesem um ein vertikal integriertes Erdölunternehmen mit eigenen Raffinerien und sonstigen Weiterverarbeitungsanlagen handelt.

Die zweite Klasse umfaßt Verkäufe von Erdöl, die nicht zu Marktpreisen (Kassapreis) wie in Klasse I erfolgt sind. Im Fall von Verkäufen zum Zweck des Wiederverkaufs oder der Weiterverarbeitung wird auch hier der jeweils gültige Marktpreis herangezogen, jedoch im Unterschied zur Klasse I wird nicht der Kassa-, sondern der Terminpreis gewählt. Zu Zeiten der staatlichen britischen Erdölgesellschaft BNOC wurden deren Preise verwendet, die überwiegend aus Lieferverträgen mit einer Laufzeit von einem Jahr und vierteljährlichen Preisanpassungen an einen Index stammten. Inzwischen wendet das Oil Taxation Office zu diesem Zweck eine Formel an, mit der ein Preis berechnet werden kann, der in einem bestimmten Zusammenhang zum Kassapreis steht. Der Grund hierfür ist, daß der Kassamarkt für Erdöl inzwischen eine große Bedeutung erlangt hat, die die des noch jungen Marktes für Öl-"futures" (z. B. an der New Yorker Rohstoff-Börse NYMEX) bei weitem übertrifft. Hinzu kommt, daß Terminkontrakte überwiegend für das Erdölpreisrisiko-Management eingesetzt werden und deshalb der "futures"-Markt nicht als Erdölmarkt im eigentlichen Sinne gelten kann; die Preisbildung auf den Zukunftsmärkten für Erdöl erfolgt noch weitgehend in langfristigen Verträgen, die naturgemäß nicht veröffentlicht werden. In der Regel weisen

solche Verträge indes Klauseln auf, die eine direkte Verbindung zur Preisentwicklung am Kassamarkt herstellen.

Schließlich unterscheidet das britische Finanzamt zwischen Erdöl Klasse III und IV. Im ersten Fall geht es um Rohöl, das innerhalb einer vertikal integrierten Gesellschaft vom Bohrloch zur (eigenen) Raffinerie weitergeleitet wird. In die letzte Klasse fällt das Öl, das auf Lager genommen wird. Erdöl der Klasse III wird zum Preis von Klasse II bewertet, und bei Erdöl der Klasse IV wird die Hälfte dieses Preises herangezogen.

1. Transport, Lagerung und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Jedes Unternehmen hat das Recht, das gewonnene Rohöl frei in den Handel zu bringen. Restriktionen gibt es allerdings bezüglich des Exports. Die Lizenzen verlangen, daß das Rohöl zunächst im Vereinigten Königreich angelandet wird. Doch kann der zuständige Minister Ausnahmegenehmigungen erteilen und diese in seinem Ermessen an bestimmte Bedingungen knüpfen. Für die Ausfuhr von Erdöl in die Staaten der EG, die Mitgliedsländer der Internationalen Energie Agentur (IEA) und in Länder, mit denen das Vereinigte Königreich Handelsbeziehungen unterhält, besteht diese Genehmigung automatisch.

Grundsätzlich gibt es gegenwärtig keine Verpflichtung für die Produzenten, den britischen Markt mit Erdöl zu beliefern. Doch auch wenn dies zu keiner Zeit zwingender Bestandteil einer Lizenz war, bieten die Modellklauseln die Möglichkeit, diesen Gesichtspunkt bei der Vergabe von Lizenzen zu berücksichtigen. Die Situation für Erdgas ist ähnlich. Als Folge der Deregulierung ist zumindest die Verpflichtung, das Gas ausschließlich an den staatlichen britischen Abnehmer zu liefern, abgeschafft worden.

Die BRITISH GAS CORPORATION (BGC) wurde aufgrund der Vorschriften der Gas Acts von 1948 und 1972 gegründet. Demnach obliegt ihr das Eigentum und der Betrieb von Anlagen zur Gasversorgung im Vereinigten Königreich. Art. 2 des Gesetzes von 1972 macht es der BGC zur Pflicht, ein "ausreichendes, koordiniertes und wirtschaftliches" Verteilernetz zur Gewährleistung der Gasversorgung im Vereinigten König-

reich zu schaffen und instandzuhalten, und erteilt ihr das Recht, alle zur Erfüllung dieses Auftrags erforderlichen Arbeiten durchzuführen.

Aufgrund von Art. 5 ist die vorherige Zustimmung des Energieministers bei Investitionsaufwendungen für umfangreiche Entwicklungsprogramme erforderlich. Diese Zustimmung erstreckt sich auf die großen Linien des Programms und bezieht sich im allgemeinen nicht auf technische Einzelheiten oder sonstige Details besonderer Vorhaben, wie z. B. Gasleitungen. Der BGC wird gleichzeitig mit Art. 9 des Energy Act von 1976 das Monopol zur Gasverteilung im Vereinigten Königreich durch Rohrleitungen, außer für andere als Energiezwecke in der Industrie, gewährt. Die BGC wird außerdem zur Verlegung von Gasleitungen entlang der Straßen ermächtigt, entsprechend den Vorschriften über die Beziehungen öffentlich-rechtlicher Gesellschaften untereinander und mit den Gemeinden, wie sie im Public Utilities Street Works Act von 1950 enthalten sind.

Bei Privateigentum an Grundstücken verhandelt die BGC mit den Eigentümern - Privatpersonen oder öffentliche Hände - zur Erlangung der erforderlichen Dienstbarkeiten; dies gilt mit wenigen Ausnahmen in fast allen Fällen. Erweist sich eine gütliche Einigung als unmöglich, so übt die BGC ihre Rechte aus Anhang 2 des Gas Act von 1972 aus und erwirkt eine Verordnung über die Enteignung des Geländes im öffentlichen Interesse. Zu ihrer Rechtswirksamkeit bedarf diese Verordnung der Zustimmung des Energieministers, entsprechend dem Verfahren bei Zwangsenteignungen.

Obgleich es keine amtlichen Sicherheitsvorschriften gibt, verlegt und unterhält die BGC die Leitungen nach strengen Spezifikationen hinsichtlich der Materialauswahl und der Verlegungs- und Betriebsmethoden, wie sie vom Institute of Gas Engineers empfohlen werden.

Der Bau und der Betrieb privater Rohrleitungen zum Transport flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe ist im Pipelines Act von 1962 geregelt. Leitungen dieser Art können beispielsweise von einem Gaserzeuger in der Nordsee, der nach Art. 9 des Energy Act von 1976 vom Energieminister dazu ermächtigt worden ist, errichtet werden, um Offshore-Gas unmittelbar zu einem industriellen Verbraucher zu transportieren. Derartige Leitungen gehören nicht in die Kompetenz von BGC.

Ist die Leitung länger als zehn Meilen, so muß die Baugenehmigung vor Beginn der Bauarbeiten vom Energieminister ausgestellt werden. Die Erteilung oder die Verweigerung der Baugenehmigung liegt im alleinigen

Ermessen des Ministers. Das Verfahren sieht die Vorlage eines Antrags mit genauen Angaben über die vorgesehene Leitung und ihre Trasse sowie eine öffentliche Anhörung vor, wenn die Bedenken der zuständigen örtlichen Behörden nicht berücksichtigt worden sind. Für kürzere Rohrleitungen ist die Genehmigung der örtlichen Behörden erforderlich, jedoch müssen zur Erlangung einer Sicherheitsbescheinigung ("safety notice") dem Energieminister die gleichen detaillierten Informationen zur Verfügung gestellt werden.

Die Erbauer der Rohrleitung erörtern die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme des Geländes mit den Grundstückseigentümern. Im Falle der Nichteinigung kann sich der Erbauer aufgrund des Pipe-lines Act an den Minister wenden, damit dieser eine Verordnung über die zwangsweise Enteignung des Geländes oder den Erwerb eines Verlegungsrechts erläßt.

Der Minister kann hinsichtlich der Art der Durchführung der Arbeiten, der zur Verwendung gelangenden Materialien, der Sicherheitseinrichtungen und der Tiefe der zu verlegenden Rohrleitungen aufgrund des Pipe-lines Act von 1962 bestimmte Auflagen machen; darüber hinaus kann er allgemeine Vorschriften über den Bau von Rohrleitungen festlegen, Auflagen für die Prüfung der Leitung und der Trasse, die Beachtung von Sicherheitsnormen, den Höchstdruck der Leitung und zusätzliche Sicherheitsvorrichtungen erlassen und den Betrieb von Rohrleitungen allgemein regeln.

Der Petroleum and Submarine Pipe-lines Act von 1975 (Section III und Schedule 4) regelt den Bau, die Trassierung, die Kapazität, die Eigentumsverhältnisse und den Betrieb von unterseeischen Rohrleitungen in den britischen Hoheitsgewässern und auf dem britischen Festlandsockel. Jede neue Rohrleitung erfordert die Genehmigung des Ministers; sowohl der Bau als auch der Betrieb der Rohrleitung müssen den Auflagen der erteilten Genehmigung entsprechen. Diese Auflagen können jede vom Minister für erforderlich gehaltene Frage betreffen, einschließlich der Details bezüglich der Form und Kapazität der Leitungen, der darin zu befördernden Güter, der zum Bau und zum Betrieb der Leitung ermächtigten Personen, des Betriebs der Leitung und alle sie betreffenden Transaktionen.

Wird dem Minister ein Antrag auf Benutzung der Pipeline durch Dritte zugeleitet, so kann er folgende Forderungen erheben:

- eine Änderung der Trasse oder der Kapazität der vorgesehenen Leitung,
- eine Erhöhung der Kapazität der vorhandenen Leitung,
- die Zurverfügungstellung einer nichtausgenutzten Kapazität in einer Leitung zur Benutzung durch einen Dritten.

Der Minister kann die Beträge festsetzen, die von dem Dritten an den Eigentümer der Leitung für die Benutzung der ihm zur Verfügung gestellten Einrichtungen zu entrichten sind.

Bisher galt als Voraussetzung für die Gewährung einer Lizenz, daß das auf dem britischen Festlandsockel entdeckte Erdöl und Gas im Vereinigten Königreich angelandet wird, falls keine anderslautende Genehmigung des Ministers vorliegt. Für das im Vereinigten Königreich zu verbrauchende oder dorthin zu liefernde Erdgas gelten Art. 8-11 des Energy Act von 1976. Aufgrund dieses Gesetzes ist die Genehmigung des Energieministers erforderlich für den Transport des Offshore-Erdgases durch Rohrleitungen für industrielle Zwecke im Vereinigten Königreich. Diese Genehmigung ist jedoch nicht erforderlich für die Versorgung der BGC oder für die Lieferung durch die BGC an einen Dritten oder für die Versorgung eines Unternehmens durch ein anderes Unternehmen dieser Gruppe.

Sind die Lieferungen für industrielle Zwecke als Brennstoff bestimmt, so kann die Genehmigung verweigert werden, es sei denn, daß das Gas der BGC zu einem angemessenen Preis zum Kauf angeboten wurde oder daß diese schriftlich ihr Desinteresse bekundet hat.

Für die Verwendung von Offshore-Gas im Vereinigten Königreich ist, mit bestimmten Ausnahmen, wie die Verwendung dieses Gases durch die BGC und ihre Abnehmer, ebenfalls eine ministerielle Genehmigung erforderlich. Der Minister ist verpflichtet, seine Zustimmung zur Verwendung von eigenem Offshore-Gas durch Inhaber einer Lizenz oder die mit ihnen verbundenen Gesellschaften zu erteilen, sofern dieses Gas für andere Zwecke als zur Energieerzeugung eingesetzt wird. Die Genehmigung zur Verwendung von Offshore-Gas zu industriellen Zwecken als Brennstoff durch jeden anderen Benutzer als den Inhaber der Erlaubnis oder die mit ihm verbundenen Gesellschaften kann nur erteilt werden, wenn das Gas der BGC zu einem angemessenen Preis zum Kauf angeboten wurde oder wenn diese schriftlich ihr Desinteresse bekundet hat.

Die Verflüssigung von aus Offshore-Gas gewonnenem Methan und Äthan ist auch genehmigungspflichtig. Im Energy Act von 1976 wird festgelegt, daß nur die BGC Offshore-Gas durch Rohrleitungen im Vereinigten Königreich transportieren darf, um es Haushalts- oder sonstigen nichtindustriellen Zwecken zuzuführen. Andere Transporteure bedürfen der Genehmigung der BGC. Dieses Monopolrecht ist jedoch im Gas Act 1986 zugunsten von privaten Betreibern und Mitbenutzern von Gasrohrleitungen deutlich eingeschränkt worden.

Schließlich gibt die Lizenz den Gaserzeugern nicht das Recht, das in der Konzession vorgefundene Gas abzufackeln, außer nach vorheriger Zustimmung des Ministers.

Während für die Lagerung von Erdgas im Meer keine besonderen Vorschriften gelten, besteht eine umfangreiche Regelung für die Lagerung von angelandetem Erdgas. Aufgrund von Teil II des Gas Act von 1965 muß der Minister seine Zustimmung erteilen, wenn die BGC in den natürlichen durchlässigen unterirdischen Schichten Gas lagern will. Dieses Gesetz ermächtigt ebenfalls den Minister, die Errichtung und den Betrieb der Lagerstätte zu überwachen. Eine Erlaubnis für die Lagerung von Gas wird nur für solche Gasarten erteilt - einschließlich Erdgas -, die mit der Sicherheit der Bevölkerung und der Notwendigkeit des Schutzes der Wasservorräte vereinbar sind. Beschließt der Minister, entsprechend dem im Gesetz vorgesehenen Verfahren eine unterirdische Lagerstätte zu genehmigen, so müssen die Lagereinrichtungen entsprechend den geltenden Sicherheitsvorschriften hergerichtet und betrieben werden. Diese Vorschriften können die Einleitung und die Entnahme des Gases und den bei der Einleitung herrschenden Druck vorschreiben und Testbohrungen bestimmen, durch die festgestellt werden kann, ob das Gas die Grenzen der Lagerstätte nicht überschreitet und ob das Grundwasser nicht gefährdet ist.

Die Lagerstätten müssen für eine Besichtigung durch Vertreter der öffentlichen Hand zugänglich sein, und der Minister kann die Stilllegung einer Lagerstätte anordnen, wenn er der Auffassung ist, daß dies aus Sicherheitsgründen erforderlich sei. Das Gesetz sieht darüber hinaus die Meldung von Lecks und Unfällen sowie die Durchführung von Untersuchungen in diesen Fällen vor. In der Lagerzone sowie in der sie umgebenden Sicherheitszone sind unterirdische Arbeiten wie der Bergbau, der Betrieb von Steinbrüchen sowie Bohrungen unterhalb einer festgesetzten

Tiefe von einer Genehmigung des Ministers abhängig. Diese Genehmigung wird nur erteilt, wenn diese Arbeiten durchgeführt werden können, ohne die Sicherheit der Lagerstätte zu gefährden.

Nach dem Petroleum (Consolidation) Act von 1928 und den dazu ergangenen Anwendungsmodalitäten in der Petroleum (Liquid Methane) Order von 1957 ist für die Lagerung von verflüssigtem Erdgas unterhalb des Erdbodens oder "in gefrorenem Boden" die Ausstellung einer Lizenz durch die Gemeinde erforderlich. In der Lizenz können bestimmte Auflagen für den Standort, die Lagerart und die zu treffenden Sicherheitsmaßnahmen gemacht werden. Das Gesetz ermächtigt die öffentlichen Hände, die genehmigten Anlagen zu besichtigen und sieht die Meldung von Unfällen sowie in ernsten Fällen eine Untersuchung vor. Die Lagerung von Erdgas in Salzstöcken wird durch die Town and Country Planning Acts von 1971 und 1972 geregelt.

6. Förderung der britischen Wirtschaft

Zur Zeit konzentriert sich das Hauptinteresse der britischen Regierung nicht auf eine Staatsbeteiligung, sondern auf die Förderung der britischen Wirtschaft. Ansatzpunkte hierfür sind die bereits erwähnten Verträge für die technische Durchführung von Explorations- und Abbauarbeiten. Die Verantwortung für die Durchführung eines Projekts in der Form eines Joint venture obliegt dem Konsortialführer oder Betreiber, der, insbesondere bei Abschluß von Sach- und Dienstleistungsverträgen, für das Konsortium handelt.

1975 wurden auf der Basis von Verhandlungen zwischen dem britischen Energieministerium und der United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA) ein Memorandum of Understanding und ein Code of Practice entwickelt (Anhang B.3). Diese enthalten eine seitens der Betreiber schriftlich eingegangene Verpflichtung, die Politik der britischen Regierung dahingehend zu unterstützen, daß sie dazu beitragen, den Anteil der britischen Zulieferer am Offshore-Geschäft zu erhöhen. Zu diesem Zweck wurde innerhalb des Energieministeriums das Offshore Supply Office (OSO) eingerichtet, dessen Aufgabe es ist, für eine größtmögliche Auslastung britischer Zulieferer zu sorgen. Dabei wird vor allem auf die gesetzlichen Grundlagen für eine aktive Industriepolitik ab-

gestellt, wie sie im Vereinigten Königreich im Industry Act 1972 und dessen jüngsten Ergänzungen festgelegt sind, sowie auf den gesetzlichen Auftrag der regionalen Entwicklungsagentur für strukturschwache Gebiete. Das OSO betreibt eigene Grundlagenforschung im Bereich der Meerestechnik und der Offshore-Ausrüstungen. Dabei handelt es sich vor allem um die Sammlung geologischer und geophysikalischer Daten, die Durchführung von Studien und seismographischen Untersuchungen sowie von Forschungsprojekten im Bereich der Materialforschung und des Feuer-schutzes. Außerdem wurden Versuchsbohrungen in großen Meerestiefen durchgeführt. Im Falle der Auftragsforschung, die ausschließlich für im Vereinigten Königreich ansässige Firmen durchgeführt wird, werden Kostenzuschüsse gewährt.

Nach dem Memorandum of Understanding verpflichten sich die Mitglieder der UKOOA dazu, der britischen Industrie "a full and fair opportunity to compete for business in the United Kingdom offshore market" zu geben. Die Erteilung einer Lizenz setzt eine entsprechende individuelle Selbstverpflichtung des Antragstellers voraus. In der Praxis werden Aufträge für Vorleistungen (Waren, Dienste) von über £ 250000 sowie für den Bau von Offshore-Anlagen im Wert von über £ 1 Mill. dem OSO schriftlich mitgeteilt. Darüber hinaus müssen alle Verträge mit einer Laufzeit von über 15 Tagen dem OSO vorgelegt werden. Das OSO sorgt dann nach eigenen Angaben dafür, daß britischen Firmen Gelegenheit zur Teilnahme "unter gleichen Bedingungen" gegeben wird. Außerdem gibt es eine Reihe von Vorschriften, die eine Diskriminierung britischer Unternehmen bei der Auswahl von Lieferanten ausschließen sollen, die - soweit sie Spezialprodukte (Tauchausrüstung, Unterwasserfahrzeuge etc.) und -dienste betreffen - von der britischen Regierung als wichtig eingestuft wurden und die 1977 dadurch weiter verschärft wurden, daß das für eine Notifikationspflicht erforderliche Auftragsvolumen herabgesetzt wurde. So wird z. B. trotz anderslautender bilateraler Vereinbarungen der Zugang deutscher Reeder zur britischen Versorgungsschiffahrt de facto immer mehr eingeschränkt.

Das Memorandum stellt zwar ausdrücklich fest, daß seine Interpretation im Einklang mit dem EWGV zu erfolgen habe. Dennoch ist es in der Vergangenheit bei diesem Punkt zu Kontroversen mit der EG-Kommission gekommen, die in der so offensichtlichen Förderung der britischen Wirtschaft einen Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot der EG sah

[vgl. dazu JENRL, 1986, S. 51]. Die britische Regierung hat gegenüber der EG-Kommission versichert, daß sie bei ihrer Lizenzvergabepraxis das EG-Recht beachten werde.

ε. Verwaltungspraxis

Im Mittelpunkt der Kohlenwasserstoffpolitik für den britischen Teil der Nordsee stehen das dem "buy British"-Gedanken im Bereich der Zuliefer- und Versorgungsunternehmen verpflichtete OSO und die UKOOA, der ausschließlich Lizenznehmer angehören, die gleichzeitig Betreiber sind (also keine Zuliefer- oder Versorgungsunternehmen). Über das von beiden Organisationen erstellte Memorandum of Understanding scheint Druck auf einzelne Betreiber ausgeübt zu werden - zum Teil mit Erfolg. In einigen Fällen sollen bestimmte Firmen einer "bidding list" gar nicht erst zur Teilnahme an einer Ausschreibung eingeladen worden sein. In der Regel verweist das OSO jedoch darauf, daß man auf die Betreiber nicht einwirkt und daß solche Entscheidungen von den beteiligten Unternehmen aus wirtschaftlichen Gründen getroffen werden; die Auswahl der Zulieferer sei ausschließlich Sache der Betreiber. Im übrigen wird die Freiwilligkeit des Memorandums betont.

ζ. Ausländische Investitionen

Im Vereinigten Königreich gibt es keine Maßnahmen, die den Abzug von investiertem Kapital, die Überweisung von Gewinnen und Dividenden ins Ausland oder den geschäftsüblichen Zahlungsverkehr mit dem Ausland begrenzen oder behindern.

k. Norwegen

a. Vorbemerkung

Im Jahr 1985 wurden die gesetzlichen Grundlagen aus dem Jahr 1963 durch das Petroleumgesetz (Anhang A.12) abgelöst. Das Gesetz kodifi-

ziert die rechtliche Entwicklung nach 1972, sowohl in der Verwaltungspraxis als auch in den Lizenzverträgen.¹ Gleichzeitig erfolgte eine weitgehende Anpassung an die Regelungen im übrigen Teil der Nordsee (Dänemark, Vereinigtes Königreich). Das Petroleumgesetz erstreckt sich auf Bohrungen zur Aufsuche und Gewinnung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen, deren Nutzung, Lagerung, Transport sowie auf die Errichtung und den Betrieb der erforderlichen Einrichtungen auf dem norwegischen Festlandssockel.² Die Ausdehnung des Festlandssockels wird auf mindestens 200 sm festgelegt.³ Schließlich verlangt das Gesetz bei der Bewirtschaftung der Petroleumvorräte einen Beitrag zur Entwicklung der norwegischen Industrie. Konkurrenzfähigen norwegischen Zulieferern müssen "echte" Möglichkeiten eingeräumt werden, Aufträge für Güter und Dienstleistungen zu erhalten (§ 54 Petroleumgesetz).

β. Lizenzvergabe

Das norwegische Petroleumgesetz sieht Explorationslizenzen und Förderlizenzen vor. Außerdem sind für die Errichtung von Offshore- und sonstigen Anlagen im Meer lizenzähnliche Genehmigungen einzuholen [Bull, 1982b, S. XI ff.].

Explorationsgenehmigungen werden für einen Zeitraum von bis zu drei Jahren vergeben und sind nicht ausschließlich, so daß vom Energieministerium jederzeit Förderlizenzen oder Baugenehmigungen für Offshore-Einrichtungen im Gebiet der Explorationsgenehmigung an Dritte er-

¹ Vgl. z.B. Bull [1982a, S. 39 f.]; Frihagen [1983]. So sind z.B. auch die Bestimmungen der Modellizenz über die vergangenen drei Vergaberunden unverändert geblieben und gaben im wesentlichen die jetzigen Gesetzesvorschriften wieder.

² Bestehende Explorations- und Förderlizenzen bleiben unberührt (§ 67 Petroleumgesetz).

³ Damit sind auch die unterseeischen Erhebungen des Festlandssockels erfaßt, die natürliche Bestandteile des Festlandrands sind und mehr als 200 sm seewärts liegen. Dies betrifft den Kontinentalschelf Spitzbergens, wobei umstritten ist, ob er nicht dem internationalen Bodenschätzeregime des Archipel-Festlands unterliegt. Die norwegische Regierung bereitet die Entwicklung der Barentssee vor: 1986 wurde die neue Versorgungsbasis in Hammerfest in Betrieb genommen, die neben dem weiter ausgebauten Hafen von Kirkenes von Bedeutung sein wird.

teilt werden können (§§ 5, 6 Petroleumgesetz). Das Vergabeverfahren folgt den Durchführungsbestimmungen zum Petroleumgesetz. Das Energieministerium (bzw. die zuständige Behörde) ist zudem generalklauselartig ermächtigt, Genehmigungen von der Erfüllung anderer als der gesetzlich erwähnten Bedingungen abhängig zu machen, wenn sie in sachlichem Zusammenhang mit der Regelungsmaterie stehen (§ 58 Petroleumgesetz). Auch dadurch kommt die zentrale Rolle des Energieministeriums zum Ausdruck, das auf höchster Ebene die politische Verwaltung ausübt und die vom norwegischen Parlament formulierten Zielvorgaben für den Offshore-Bereich umsetzt [vgl. Bull, 1982b, S. XII; 1982a, S. 40 f.].

Für die Vergabe von Explorationsgenehmigungen ist das Norwegische Petroleumdirektorat¹, für die Vergabe von Förderlizenzen das Energieministerium zuständig. Die Angaben für einen Antrag auf eine Explorationslizenz beschränken sich auf den Namen, die Anschrift und die Nationalität des Antragstellers; bei Ausländern kommen die entsprechenden Angaben über deren Repräsentanten in Norwegen hinzu.² Die Genehmigung gestattet verschiedene Formen der Untersuchung geophysikalischer und geochemikalischer Art sowie grundsätzlich Bohrungen bis zu einer Tiefe von 25 m unter dem Meeresboden. Mindestens fünf Wochen vor Aufnahme der Arbeiten müssen dem Petroleumdirektorat, der Fischereibehörde und dem Verteidigungsministerium genaue Unterlagen über Ort, Umfang, Lage und Beginn der Exploration zur Verfügung gestellt werden, die wöchentlich zu ergänzen sind. Ein Abschlußbericht samt allen Ergebnissen und Aufzeichnungen wird dem Petroleumdirektorat übermittelt, trotz dessen direkter Überwachung der Arbeiten vor Ort. Die Behörde erhält außerdem Auskunft über den Verkauf oder Austausch der durch die Arbeiten zur Aufsuche gewonnenen Erkenntnisse (§§ 3-7 Durchführungsbestimmungen; §§ 1, 2, 4 Kontrollverordnung).

¹ Diese Behörde (Sitz: Stavanger) ist ebenfalls für die Einhaltung des komplexen Regelungswerks zur Offshore-Sicherheit der Lizenznehmer sowie für die Koordination von vier Ministerien und sieben Behörden im Offshore-Bereich zuständig und fungiert als Kontaktstelle für Industrie und Behörden (§§ 1, 2, 4 Kontrollverordnung).

² Dem norwegischen Gesellschaftsrecht zufolge muß der Geschäftsführer eines ausländischen Unternehmens zwei Jahre vor Aufnahme der Tätigkeit in Norwegen gewohnt und dort auch seinen ständigen Wohnsitz haben.

Anträge für eine Förderlizenz sind in der Regel nach einer vom norwegischen Gesetzesblatt angekündigten Vergaberunde innerhalb einer bestimmten Frist zu stellen. Der Bewerber muß mit dem Antrag auf eine Fördergenehmigung einen Plan vorlegen, aus dem die beabsichtigte Zusammenarbeit mit der norwegischen Zulieferer- und Dienstleistungsindustrie hervorgeht, der "echte Vertragsmöglichkeiten" eröffnet werden sollen (§ 8 Abs. VII Petroleumgesetz). Der Antrag erfaßt also nicht nur Angaben zur Person oder zu gesellschafts- und finanzrechtlichen Details des Unternehmens, sondern insbesondere auch Angaben über

- eigene Erfahrungen in der Ölindustrie und mit natürlichen Umweltbedingungen, so, wie sie in dem beantragten Gebiet zu erwarten sind,
- Vermarktungsmöglichkeiten von Kohlenwasserstoffen,
- die Organisation und Expertise, die der Antragsteller in Norwegen und anderswo zur Verfügung hat und
- das Maß, in dem der Antragsteller zur Stärkung der norwegischen Wirtschaft, dem industriellen Wachstum, der Beschäftigung und zur Verwendung norwegischer Güter und Dienstleistungen beigetragen hat (§ 8 Durchführungsbestimmungen).

Die Genehmigung umfaßt ein Arbeitsprogramm, das durch die Regierung noch stärker spezifiziert werden kann, und gegebenenfalls einen Kooperationsvertrag. Zweck eines solchen Übereinkommens ist die Zusammenarbeit des Lizenznehmers mit anderen Lizenznehmern, dem norwegischen Staat oder einem vom Energieministerium bestimmten Unternehmen. Die Laufzeit einer Förderlizenz beträgt bis zu sechs Jahren, und kann um jeweils ein Jahr auf insgesamt vier weitere Jahre verlängert werden. Bei Erfüllung des staatlichen Arbeitsprogramms und in besonders gelagerten Fällen werden Förderlizenzen für die Hälfte des ursprünglich bewilligten Gebiets um bis zu dreißig Jahre verlängert.

Im Zusammenhang mit der Gewährung einer derartigen Lizenz ernennt das Energieministerium einen Betreiber, der für die Ausführung der täglichen Arbeiten in Übereinstimmung mit den Genehmigungsbedingungen verantwortlich ist (§§ 10-13 Petroleumgesetz). Im übrigen ist jeder Lizenznehmer allgemein verpflichtet, die Beachtung der Bestimmungen des Petroleumgesetzes und anderer Vorschriften durch seine Arbeitnehmer sowie durch sämtliche Vertragsfirmen und deren Arbeitnehmer sicherzustellen (§ 58 Petroleumgesetz).

7. Lizenzrechte

Sobald sich eine Lagerstätte über mehr als einen Block ausdehnt, sind die Lizenznehmer aufgrund ihres Kooperationsvertrags dazu angehalten, gemeinsame Explorationsbohrungen vorzunehmen und die Förderung und den Transport der Kohlenwasserstoffe gemeinschaftlich zu organisieren. Das Energieministerium bestimmt die einzelnen Arbeiten und teilt die Lagervorräte auf, sofern sich die Lizenznehmer innerhalb einer angemessenen Frist nicht einigen können.

Eine Förderlizenz verleiht kein ausschließliches Nutzungsrecht für das Lizenzgebiet: Nach freiem Ermessen ist das Ministerium dazu befugt, für das Gebiet einer Förderlizenz Genehmigungen für die Exploration nach Kohlenwasserstoffen und für die Exploration oder Förderung von anderen Bodenschätzen sowie für wissenschaftliche Zwecke zu erteilen. Werden in diesem Gebiet mehrere wirtschaftlich interessante Vorkommen entdeckt, so entscheidet die Regierung, welche Nutzung Vorrang hat. Der Lizenznehmer für die bevorzugte Tätigkeit muß allerdings auf Anweisung der Regierung Schadensersatz für die zeitliche Verschiebung bzw. Aufhebung der anderen Lizenz leisten (§§ 16-19 Petroleumgesetz).

Die tatsächliche Förderung von Kohlenwasserstoffen ist von der vorherigen Genehmigung eines Förderplans abhängig, der detaillierte Angaben über die Feldentwicklung und den Betrieb des Projekts sowie das Ausmaß der Zusammenarbeit mit der heimischen Industrie enthält. Umfangreiche vertragliche Abmachungen oder Konstruktionsarbeiten dürfen ebenfalls erst nach Genehmigung dieses Förderplans getroffen bzw. begonnen werden. Darüber hinaus enthält der Plan alle wesentlichen Angaben über den Transport und die Weiterverarbeitung der Kohlenwasserstoffe (§ 23 Petroleumgesetz). Die dazugehörigen Durchführungsbestimmungen beschränken sich auf Unterlagen über die Bereiche Lagerstätten, Förderung und Transport sowie generelle Beschreibungen der Ausrüstungen und Installationen und der getroffenen Sicherheitsvorkehrungen. Der Tenor der gesetzlichen Grundlage wird allenfalls durch die general-klauselartige Bestimmung über die Anfertigung von Untersuchungen über die Auswirkungen des Plans auf andere wirtschaftliche Tätigkeiten (z. B. Fischerei) und das "allgemeine Interesse" in diese Vorschriften eingebracht. Zu jedem späteren Zeitpunkt nach Genehmigung des ursprünglichen Förderplans können das Energieministerium oder das Petroleumdi-

rektorat Neufassungen des Plans verlangen (§ 20 Petroleumgesetz; § 15 Durchführungsbestimmungen).

Abgesehen von der ständigen Berichtspflicht¹ über die Bohrarbeiten und eingehender geologischer Auswertungen sowie anderer Daten über einen Rohstofffund (vgl. §§ 13, 14 Petroleumgesetz) besteht eine umfangreiche Informationspflicht des Lizenznehmers: In der Förderungsphase hat das Petroleumdirektorat nicht nur ein weitreichendes Auskunftsrecht, sondern es wird laufend mit Daten über die Förderungsmengen und die chemische Zusammensetzung der Rohstoffe versorgt (§§ 16-20 Petroleumgesetz.²

Nach Ablauf einer Genehmigung oder der vollständigen Beendigung der Arbeiten werden dem norwegischen Staat sämtliche Bohr- und Transporteinrichtungen einschließlich Zubehör in gut erhaltenem Zustand kostenlos überlassen. Das Ministerium kann die Anlagen aber auch zeitweilig pachten oder deren teilweise oder völlige Beseitigung auf Kosten des Lizenznehmers verlangen (§ 30 Petroleumgesetz).³

6. Abgaben und Steuern

Das norwegische Fiskalregime für die Kohlenwasserstoffprojekte im Festlandsockel umfaßt

- Verwaltungsgebühren,
- Pachtzahlungen,
- Förderabgaben,
- eine Gemeindesteuer,
- eine Nationale Steuer und
- eine Kohlenwasserstoffsteuer.

¹ Grundsätzlich muß sämtliches Material in den Händen des Lizenznehmers über Tätigkeiten nach diesem Gesetz auf Verlangen dem Energieministerium bereitgestellt werden (§ 53 Petroleumgesetz).

² § 13 Petroleumgesetz verpflichtet zum täglichen Bericht über den Fortgang der Bohrarbeiten und zu einem Abschlußbericht innerhalb von sechs Monaten; § 14 Petroleumgesetz beinhaltet eine ständige Berichtspflicht nach einem Fund und den entsprechenden Abschlußbericht.

³ Die Lizenzbedingungen der letzten Vergaberunden geben im wesentlichen diese Rechtslage wieder (vgl. auch die Auszüge aus einer Förderlizenz in Anhang B.4).

Für eine Explorationslizenz muß nur eine Gebühr in Höhe von NKr 20000 im voraus entrichtet werden. Bei einer Förderlizenz fallen Antragsgebühren von NKr 15000 und Pachtzahlungen an. Zum Zeitpunkt der Lizenzerteilung beträgt der Pachtzins NKr 75 je km². Die ersten sechs Jahre der Laufzeit einer Förderlizenz sind frei von Pachtzahlungen. Danach werden folgende Sätze erhoben: im 7. Jahr 1800 NKr/km², im 8. Jahr 2000, im 9. Jahr 2800, im 10. Jahr 3000, im 11. Jahr 5000, im 12. Jahr 7000, im 13. Jahr 9000, im 14. Jahr 11000, im 15. Jahr 13000, im 16. Jahr 15000 und vom 17. bis 30. Jahr 30000 NKr/km². Pachtzahlungen sind abzugsfähig von den Förderabgaben; übersteigen sie die Förderabgaben, so entfallen die letzteren.

Am Verladeort wird eine wertabhängige Abgabe von 8 vH auf geförderttes Erdöl erhoben, bei Feldern, die eine Tagesproduktion von 40000 Faß nicht erreichen. Für höhere, über einen Zeitraum von dreißig Tagen im Durchschnitt erreichte Produktionsmengen gelten folgende Sätze: Bei über 40000 Faß pro Tag 10 vH, bei über 100000: 12 vH, bei über 225000: 14 vH und bei über 350000 Faß pro Tag 16 vH.

Bei rückläufigen Produktionsraten vermindert sich die Abgabe entsprechend, jedoch höchstens bis der Satz von 12 vH wieder erreicht wird. Für Erdgas und Kondensate gilt eine konstante Förderabgabe von 12,5 vH. Förderabgaben sind vierteljährlich fällig.

Das zuständige Ministerium kann diese Sätze beliebig ändern und außerdem Bezahlung in Kohlenwasserstoffen verlangen. Förderabgaben entfallen, wenn sie geringer als die Pachtzahlungen ausfallen und bei Feldern, deren Entwicklungs- oder Produktionspläne von einer Behandlung durch das norwegische Parlament ausgenommen wurden. Seit 1987 werden bei neuen Vorhaben keine Förderabgaben mehr vereinbart.

Unternehmenseinkommen, das im Rahmen eines Kohlenwasserstoffprojekts entsteht, unterliegt der Gemeinde- und Kohlenwasserstoffsteuer sowie der Nationalen Steuer (Übersicht 10). Explorationskosten können entweder von der Steuer abgezogen oder kapitalisiert und linear abgeschrieben werden (20 vH p.a.). Da es in Norwegen kein "ring fence" gibt (vgl. S. 182), können die Kosten von erfolglosen Explorationen vom Einkommen abgesetzt werden, das in produzierenden Feldern geschaffen wird. In Fällen, wo noch kein Einkommen erzielt wurde, kann ein Verlustvortrag in Höhe der Explorationskosten vorgenommen werden.

Übersicht 10 - Norwegen: Ermittlung des Unternehmenseinkommens nach Steuern

<i>Berechnung des Bruttoumsatzes</i>	
	Gefördertes Erdöl
x	Normpreis
=	Wert des geförderten Erdöls
+	Wert des geförderten Erdgases und der NGL (Natural Gas Liquids)
=	Bruttoumsatz für Steuerzwecke
<i>Gemeindesteuer (23 vH)</i>	
	Bruttoumsatz
-	Variable Kosten
-	Abschreibungen
=	Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen
x	Satz
=	Gemeindesteuer
<i>Nationale Steuer (27,8 vH)</i>	
	Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen
x	Satz
=	Nationale Steuer
<i>Kohlenwasserstoffsteuer (30 vH)</i>	
	Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen
x	Satz
=	Kohlenwasserstoffsteuer
<i>Unternehmenseinkommen nach Steuern</i>	
	Steuerpflichtiges Unternehmenseinkommen
-	Gemeindesteuer
-	Nationale Steuer
-	Kohlenwasserstoffsteuer
=	Unternehmenseinkommen nach Steuern

Da Feldentwicklungskosten kapitalisiert und anschließend über einen Zeitraum von sechs Jahren linear abgeschrieben werden müssen, ist es entscheidend, wo die Trennungslinie zwischen Explorations- und Produktionsphase gezogen wird. Als Stichtag wird der Tag gewählt, an dem das Feld als wirtschaftlich interessant eingestuft wird. Dem norwegischen Recht folgend kann dieser Tag vom Lizenznehmer so bestimmt werden, daß ein wichtiger Teil seiner Feldentwicklungskosten unter Explorationskosten fällt.

Pipelines, Förderanlagen und -ausrüstungen können ebenso abgeschrieben werden wie Kredit- und Kapitalkosten. Die früher mögliche Sonderabsetzung ("uplift") wurde 1986 abgeschafft. Stattdessen besteht für Felder, die vor dem 01.01.1986 eine Produktionserlaubnis erhalten haben, die Möglichkeit, einen 15prozentigen Abzug vom steuerpflichtigen Einkommen im Sinne der Kohlenwasserstoffsteuer zu nutzen. Ferner kann

vom Verlustvortrag Gebrauch gemacht werden für alle Verlustkategorien, und zwar über einen Zeitraum von 15 Jahren, der auf Antrag verlängert werden kann. Allerdings ist der Lizenznehmer dazu verpflichtet, Verluste vom zuerst erzielten Einkommen in Abzug zu bringen; andernfalls muß auf die Möglichkeit eines weiteren Verlustvortrags verzichtet werden. Steuerschulden können in Raten beglichen werden. Bei Zahlungsverzug wird ein Zinssatz von 6,5 vH (1987) berechnet.

In die Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der Förderabgaben nach der Steuerschuld (Gemeinde- und Kohlenwasserstoffsteuer sowie nationale Steuer) für gefördertes Erdöl gehen nicht tatsächlich realisierte (fakturierte) Preise, sondern vom norwegischen Staat, genaugenommen vom Rat für Petroleumpreise, festgelegte Normpreise ein. Dieser Rat erhebt den Anspruch, daß seine Normpreise mit den Marktpreisen identisch sind. Begründet wird diese Preispolitik mit der Praxis der großen, vertikal integrierten Unternehmen, die geförderte Rohstoffe an Unternehmen des eigenen Konzerns weiterleiten und dabei häufig interne Verrechnungspreise ansetzen, die eine nur schwache Beziehung zum Marktpreis haben. Die Bewertung von gefördertem Öl mit Normpreisen bedeutet für den Lizenznehmer, daß nicht sein realisiertes, sondern ein künstlich errechnetes Einkommen besteuert wird. Außerdem sieht das norwegische Gesetz eine Normpreisgrenze am Bohrloch vor. Das Erdöl, das über diese Grenze hinweg transportiert wird, unterliegt stets der Steuer, unabhängig davon, ob es verkauft, vom Lizenznehmer selbst verbraucht oder auf Lager genommen wird. Für Erdgas und Kondensate werden allerdings Marktpreise zugelassen.

e. Transport und Verwertung gewonnener Kohlenwasserstoffe

Für die Errichtung und das Betreiben von Installationen zum Transport von Erdöl und Erdgas wird eine befristete Lizenz erteilt. Dem Ministerium ist dazu ein weitreichendes Ermessen bei der Festlegung von Auflagen eingeräumt. Derartige Regelungen können den Verkauf, den Lieferort und das Eigentum einer Rohrleitung betreffen, aber auch Abgaben für deren Nutzung und Regelungen über den Transport anderer Ölsorten sowie über den Anschluß an andere Anlagen (§ 26 Durchführungsbestimmungen). Nach Ermessen des Energieministeriums und unter

Berücksichtigung der Arbeiten des Lizenznehmers muß Dritten der Gebrauch der Beförderungs- und Gewinnungsvorrichtungen auf vertraglicher Basis gestattet werden. Kommt es nicht zu einer entsprechenden Vereinbarung, so legt das Ministerium unter Zugrundelegung der Investitionskosten die Vertragsbedingungen fest.

Eine Anlandungspflicht für Kohlenwasserstoffe aus dem Festlandsockel besteht auf dem norwegischen Festland, soweit die Regierung nicht anders entscheidet. Sie kann darüber hinaus einen Teil der Förderung zur Deckung des norwegischen Bedarfs verlangen, zu einem Preis, der sich unter Berücksichtigung des Förderzinses und der Transportkosten berechnet (§§ 24-29 Petroleumgesetz). Quartalsweise werden dem Energieministerium die Empfänger, die Mengen und die erzielten Preise für Petroleumverkäufe genannt. Dies bezieht sich auch auf Verkäufe an Gesellschaften innerhalb einer Unternehmensgruppe (§ 30 Durchführungsbestimmungen). Im Falle einer Ausfuhrgenehmigung für Erdgas nimmt die staatliche Gesellschaft STATOIL an den Verkaufsverhandlungen teil.

C. Förderung der norwegischen Wirtschaft

Neben den grundlegenden Regelungen des Petroleumgesetzes (vgl. §§ 8, 23, 54) widmen sich vor allem die Durchführungsbestimmungen dem Aspekt der Wirtschaftsförderung. Eine "Norwegisierung" der Offshore-Arbeiten erfolgt schon durch den vorgeschriebenen Gebrauch der norwegischen Sprache, aber auch durch

- die Verwendung norwegischer Güter und Dienstleistungen,¹
- die Beteiligung norwegischer technischer Forschungseinrichtungen,
- die Beschäftigung norwegischer Arbeitskräfte,
- den Zutritt von norwegischen Gewerkschaftsvertretern zu den Arbeitsstätten des Lizenznehmers und seiner Vertragspartner,
- die Aufstellung eines Arbeitsplans mit Alternativen für die landgestützte Organisation der Bohraktivitäten und Angaben über die erwartete

¹ Diese Vorschrift ist ebenfalls Bestandteil der Kooperationsverträge (vgl. die Auszüge aus einem Kooperationsvertrag in Anhang B.4).

Anzahl und Qualifikation der Beschäftigten (§§ 37-42 Durchführungsbestimmungen).

Die norwegische Sprache soll bei den Arbeiten im größtmöglichen Umfang Verwendung finden, andere Sprachen nur in Ausnahmefällen; das Energieministerium kann darüber Auskunft verlangen, in welchem Umfang im Interesse der Arbeitssicherheit Norwegisch gesprochen wird (§ 37 Durchführungsbestimmungen).

Für die Ausschreibung von Gütern und Dienstleistungen (die Versorgungsschiffahrt und ähnliche Dienstleistungen für mobile Einrichtungen sind ausdrücklich nicht erfaßt)¹ durch den Lizenznehmer sind spezielle Regelungen vorgesehen, um die Beteiligung heimischer Zulieferer zu sichern. Das Ausschreibungsverfahren selbst wird dem Ministerium vor Beginn der Ausschreibung bekanntgegeben. An eine ausreichende Zahl norwegischer Zulieferer müssen rechtzeitig Aufforderungen für die Abgabe von Angeboten verschickt werden. Dabei dürfen die Ausschreibungsbedingungen, wie Abgabefristen und Liefermodalitäten, nicht zum unzulässigen Ausschluß norwegischer Firmen führen. Angebote müssen schließlich den norwegischen Anteil an der Vertragssumme spezifizieren; darauf weist bereits die Ausschreibung hin. Diesem Zweck dient letztlich die Vorschrift, bei der Auftragsvergabe eine Auswahl mehrerer gleichwertiger Angebote im Hinblick auf Qualität, Wartung, Liefertermin und Preis zu prüfen und so den Umfang der beabsichtigten Verwendung norwegischer Güter und Dienstleistungen festzulegen.

Neben diesen generellen Vorschriften ist auch das Verfahren zur Einbeziehung der norwegischen Industrie im einzelnen geregelt. Vor der Ausschreibung muß ein ausführlicher Bericht an die zuständige Behörde, das Norwegische Petroleumdirektorat, mit sämtlichen Informationen ergehen. Die Berichtspflicht besteht auch, nachdem es zu einem Vertragsabschluß gekommen ist. Die Behörde ist ermächtigt, die Annahme eines Angebots zu untersagen und ein neues Ausschreibungsverfahren anzuordnen, sofern norwegische Zulieferer unbeachtet geblieben sind oder ungleich gegenüber ausländischen Unternehmen behandelt worden sind. Der Lizenznehmer hat im Laufe der Verhandlungen unverzüglich nach Kennt-

¹ Jedoch ist eine nicht näher definierte Zustimmung des Ministeriums für die Hinzuziehung von Fahrzeugen der Versorgungsschiffahrt erforderlich (Tauch-, Konstruktions- und Kranfahrzeuge, Rohrleger usw.) (§ 12 Sicherheitsordnung).

nisnahme etwaige Änderungen der norwegischen Beteiligung oder der Vertragssumme zu melden. Ist ein Vertrag abgeschlossen worden, dann bezieht sich die Informationspflicht auf das endgültige Vertragsvolumen und den norwegischen Anteil.

Auch zu jedem späteren Zeitpunkt müssen norwegische Zulieferer berücksichtigt werden. Obwohl auf die genannte Berichtspflicht für Aufträge bis zu einer von dem Norwegischen Petroleumdirektorat festgesetzten Summe verzichtet wird, hat der Lizenznehmer selbst für die Einhaltung der Bestimmungen für Ausschreibungsverfahren durch seine Subunternehmer zu sorgen (§ 38 Durchführungsbestimmungen). Darüber hinaus ermöglicht der Lizenznehmer der norwegischen Industrie und norwegischen technischen Forschungseinrichtungen zum frühestmöglichen Zeitpunkt die Teilnahme an der Technologieentwicklung (§ 39 Durchführungsbestimmungen).

Abgesehen von den gesellschaftsrechtlichen Vorschriften müssen Leitung und Aufsicht über die Offshore-Arbeiten von einer unabhängigen Unternehmenseinrichtung in Norwegen ausgeübt werden. Aufgrund besonderer Vereinbarungen zwischen dem Tochterunternehmen als Lizenznehmer und dem Mutterunternehmen kann mit Zustimmung des Energieministeriums das Unternehmen in die Rechte der Tochter eintreten.¹ Das Personal muß außerdem über die notwendigen Kenntnisse verfügen, um die Arbeiten in vorschriftsmäßiger Art und Weise ausüben zu können. Eine weitergehende Ausbildung kann gegebenenfalls angeordnet werden (§§ 29, 48, 49 Petroleumgesetz).

Die Beschäftigungspolitik des Lizenznehmers dient von Anfang an der Steigerung der Qualifikation der norwegischen Arbeitnehmer, die dadurch in die Lage versetzt werden sollen, auf allen Ebenen der Organisation des Betreibers Aufgaben wahrnehmen zu können. Deshalb werden grundsätzlich alle Arbeitskräfte von den norwegischen Arbeitsämtern vermittelt, es sei denn, es handelt sich um eine geringe Anzahl von Spezialisten oder die Stammbeflegschaft eines Lizenznehmers bzw. seiner Subunternehmer. Diese Vermittlungspflicht besteht zwar nicht, wenn die öffentliche Arbeitsvermittlung keine norwegischen Arbeitskräfte stellen kann; ausländische Arbeitnehmer müssen aber über eine Arbeitserlaubnis

¹ Das Steueraufkommen darf sich dadurch nicht verringern (§ 29 Petroleumgesetz).

verfügen, deren Erteilung wiederum im Ermessen der Arbeitsämter liegt. Weitere Aspekte der Personalvermittlung werden vertraglich zwischen Lizenznehmer, Vertragsnehmer und den örtlichen Arbeitsämtern festgelegt.

Der Lizenznehmer ist verpflichtet, dem norwegischen Arbeitsministerium einen Plan zur Ausbildung und Qualifikation seiner Arbeitnehmer in Norwegen vorzulegen, sobald deren Anzahl zwanzig übersteigt. Für die Einreichung entsprechender Pläne seiner "größeren" Vertragsnehmer hat der Lizenznehmer genauso Sorge zu tragen. Die Ausbildungspläne werden zu Beginn der Förderungsphase überarbeitet und dem Ministerium vorgelegt. Änderungen können später jederzeit verlangt werden (§ 40 Durchführungsbestimmungen).

η. Verwaltungspraxis

Seit ausländische Ölgesellschaften Lizenznehmer auf dem norwegischen Festlandsockel sind, legt man in Norwegen Wert auf die Steigerung des geologischen und technologischen Kenntnisstands.¹ An diesem Ziel orientieren sich die Auswahlkriterien der Regierung. Sie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der Antragsteller muß über ausreichende Erfahrung im Offshore-Bereich der Nordsee verfügen.
- Ihm müssen genügend finanzielle Mittel zur Verfügung stehen.
- Die staatliche norwegische Ölgesellschaft STATOIL muß in einem die Behörden zufriedenstellenden Umfang beteiligt sein.
- Der Antragsteller muß den Nachweis erbringen, daß er in der Lage ist, zur Stärkung der norwegischen Wirtschaft beizutragen.
- Die vorhergehenden Arbeiten des Antragstellers auf dem norwegischen Festlandsockel müssen zufriedenstellend ausgeführt worden sein. Der Bewerber muß dabei in befriedigender Weise norwegische Güter und Dienstleistungen in Anspruch genommen haben.

Die norwegische Regierung hat den Festlandsockel schrittweise - unter Anwendung der genannten Kriterien - vom südlichen Teil der Nordsee aus in Richtung Norden und neuerdings im Nordmeer zur Lizenzvergabe geöffnet. Diese Politik zielt darauf ab, wirtschaftlichen, um-

¹ Vgl. zur älteren Sach- und Rechtslage ausführlich Frihagen [1985].

weltpolitischen und militärischen Umständen Rechnung zu tragen.¹ Die Auswahl der Gebiete und Blöcke, die erschlossen oder zugeteilt werden sollen, steht im Ermessen des Petroleumdirektorats.

Förderlizenzen werden in öffentlichen Vergaberunden und nach bilateralen Verhandlungen zwischen dem Energieministerium und dem Bewerber erteilt. Versteigerungen finden nicht statt. Förderlizenzen werden außerdem nur an in Norwegen registrierte Gesellschaften erteilt, die an dem Gemeinschaftsunternehmen, auf das die Lizenz ausgestellt ist, beteiligt sind; anderenfalls hat der Bewerber eine entsprechende Gesellschaft zu gründen. Abgesehen von den festgeschriebenen Bestimmungen über die Laufzeit der Genehmigungen, Beteiligung des Staates, Gebühren und Steuern ist der Umfang des Arbeitsprogramms von großer Bedeutung, auch wenn vor der Lizenzvergabe darüber verhandelt werden kann.

Obwohl es keine Vorschriften über die Beschäftigung norwegischer Arbeitnehmer oder deren Ausbildung gibt, werden in der Praxis entsprechende Anstrengungen des Antragstellers berücksichtigt. Sobald eine Lizenz erteilt ist, müssen norwegische Güter und Dienstleistungen vorrangig Verwendung finden, soweit sie in bezug auf Qualität, Wartung, Liefertermin und Preis ausländischen Vorleistungen gleichwertig sind. Ein Bericht an das Ministerium gibt hierüber und über die Eröffnung "wirklicher Vertragsmöglichkeiten" für norwegische Zulieferer Auskunft. Um die Ziele wirtschaftlicher und technologischer Beteiligung norwegischer Firmen durchzusetzen, erstreckt sich die Berichtspflicht der Lizenznehmer auf alle Vertragsangebote und alle tatsächlich abgeschlossenen Verträge mit einem Volumen von mehr als NKr 1 Mill. (rund DM 265000) [Frihagen, 1985, S. 36].

Der Anteil norwegischer Zulieferer am Offshore-Auftragsvolumen erreicht derzeit rund 65 vH und hat damit seit Ende der 60er Jahre deutlich zugenommen [Bull, 1986, S. 305 f.; Böhme et al., 1984]. Dies dürf-

¹ Letzteres gilt insbesondere für die Grenzziehung mit der Sowjetunion in der Barentssee. Das Meeresgebiet ist wegen des Fischreichtums und erwarteter Ölvorräte, aber vor allem wegen seiner strategischen Bedeutung für die sowjetische Nordmeerflotte seit etwa 15 Jahren umstritten [vgl. z.B. Østreng, 1986]. Die umfangreichen Gaslieferungen von den Feldern Troll und Sleipner, die mit einem westeuropäischen Konsortium (RUHRGAS 55 vH, BEB ERDGAS UND ERDÖL 30 vH, THYSSENGAS 15 vH) vereinbart wurden, haben für eine Auslastung der norwegischen Offshore-Industrie gesorgt [Bergesen, 1987, 22, 27].

te auf die aktive Zusammenarbeit der Betreiber mit dem Energieministerium im Stadium der Ausschreibungsverfahren zurückzuführen sein. Über die "genehmigte" Bieterliste des zwischen STATOIL und Betreibern geschlossenen Kooperationsvertrags (vgl. Kooperationsvertrag im Anhang B.4) nimmt das Ministerium direkt Einfluß. Auf Wunsch norwegischer Zulieferer kann diese Bieterliste ergänzt und auch anhand der Lieferantenkartei von STATOIL auf Vollständigkeit überprüft werden.

Am Ende des Lizenzvergabeverfahrens besteht das Paket "Fördergenehmigung" aus folgenden Bestandteilen:

- dem Angebotsschreiben der Behörde¹,
- der eigentlichen Förderlizenz,
- dem vom Lizenznehmer geschlossenen Abkommen zur Zusammenarbeit,
- dem Ausbildungsvertrag,
- dem Forschungsvertrag und
- dem Abrechnungsvertrag.

Die Lizenz bestimmt ferner den Anteil der staatlichen Beteiligung, das Arbeitsprogramm sowie den Stimmanteil von STATOIL im Abstimmungsverfahren der Lizenznehmer. Besondere Bedeutung kommt dabei den teilweise langfristigen Forschungs- und Ausbildungsverträgen zu (vgl. Forschungs- und Ausbildungsvertrag im Anhang B.4). Ein derartiger Vertrag wird in Form eines Rahmenvertrags abgeschlossen und verpflichtet den ausländischen Lizenznehmer zur Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung (FuE) sowie zum Technologietransfer.² Koordinations- und Beratungsfunktionen kommen dabei dem Norwegian Council for Scientific and Industrial Research (NTFN) zu und auf dem Gebiet der Gesellschaftswissenschaften dem Norwegian Research

¹ Dabei handelt es sich nicht um ein in der Wirtschaft übliches Angebot zum Abschluß eines gegenseitigen zivilrechtlichen Vertrags. Nach norwegischem Recht ist dieses Angebot bereits Teil der verwaltungsrechtlichen Genehmigung, weshalb nach der Lizenzerteilung gewisse Änderungen der Lizenz seitens der Regierung gestattet sind; vgl. Frihagen [1985; 1979; 1987, S. 99].

² Dieser FuE-Vertrag ist nicht mit bilateralen Verträgen auf staatlicher Ebene zu verwechseln. Zwischen der Bundesrepublik, vertreten durch den Bundesminister für Forschung und Technologie (BMFT), und Norwegen beläuft sich die Zusammenarbeit auf den Gegenwert von rund DM 40 Mill. Der deutsche Anteil liegt bei rund DM 16 Mill., wovon etwa DM 9 Mill. nach Norwegen transferiert werden [Report to the Storting, S. 12 f.].

Council for Science and the Humanities (NAVF) [Report to the Storting, S. 14]. Die Finanzierung von Forschungsvorhaben in Norwegen bedeutet in der Praxis die Vergabe von beschränkt rückzahlbaren Darlehen. Entsprechende Projekte umfassen beispielsweise ein Seminar zur Ausbildung von Führungskräften und die Beteiligung an Forschungen in der Arbeitsbekleidungsindustrie oder an der Entwicklung von Glasfaserprodukten [vgl. auch Report to the Storting, S. 13 ff.]. Durch diese FuE-Verträge erhält der Antragsteller für seine Verpflichtungen einen Bonus, der bei der Entscheidung über die Erteilung einer Genehmigung von Bedeutung ist.¹ Diese Art der Zusammenarbeit führt jedoch nicht zu einer Beteiligung der ausländischen Unternehmen an den Ergebnissen der Forschungsarbeiten.

Die staatliche Beteiligung an jeder Förderlizenz wurde von ursprünglich 50-80 vH auf höchstens 50 vH gesenkt. Die Beteiligung des Staates betrug in der letzten Vergaberunde 50 vH pro Block [JENRL, 1986, S. 50 f.], und in der jetzigen elften Lizenzvergaberunde wird wohl vorübergehend sogar ganz auf staatliche Beteiligung verzichtet. Wahrgenommen wird die staatliche Beteiligung von der STATOIL, die sich die erzielten Gewinne derzeit im Verhältnis 2:3 mit dem norwegischen Staat teilen muß. Die staatliche Beteiligung wird also über die STATOIL durch die Kooperationsverträge hergestellt, die zwischen der STATOIL und den Ölfirmen abgeschlossen werden, nicht jedoch zwischen der Regierung und den Ölfirmen [Frihagen, 1987, S. 101].

Die Verwaltungspraxis zur staatlichen Beteiligung ist jedoch nicht immer so stringent, wie die gesetzlichen Regelungen vermuten lassen. Als Beispiel läßt sich der Fall der "treasurer saga" aus dem Jahr 1984 anführen, als die norwegische Regierung nicht auf die heftigen Proteste norwegischer Verbände gegen die hohe deutsche Beteiligung reagierte und den norwegischen Anteil von 51 vH reduzierte. Im übrigen kann der Verwaltungsrat beim Kooperationsvertrag von dem vorgeschriebenen Ausschreibungsverfahren abweichen. Eine solche Entscheidung wird in der Praxis vor allem in Fällen größerer Aufträge getroffen, in denen keine wirkliche Konkurrenzlage besteht. Entscheidend ist letztlich, ob norwegische Anbieter berücksichtigt werden. Andererseits kann der Verwal-

¹ Über 75 vH aller FuE-Verträge müssen unter der Rubrik "Goodwill-Verträge" verzeichnet werden.

tungsrat auch auf kleinere Aufträge Einfluß nehmen. Dies gilt ebenfalls für die Verträge, deren Volumen unterhalb der in der Lizenz fixierten Grenze liegen, und über die der Lizenznehmer eigentlich selbst entscheiden soll [vgl. Frihagen, 1985, S. 31 f.]. Der Zusammenschluß der Betreiber im norwegischen Festlandsockelbereich (NIFO) und des nationalen Werften- und Maschinenbauverbands (MVL) wird regelmäßig bei der Weiterentwicklung der Verwaltungspraxis (Standardverträge) angehört [Bull, 1986; Kolrud, 1986].

Die staatliche Beteiligung erfüllt aber auch eine weitere Funktion - die der Kontrolle. Auf Betriebsebene konnte STATOIL früher durch den 50prozentigen Mindestanteil alle Arbeiten überwachen. Gegenwärtig sind für betriebliche Entscheidungen nur noch die Stimmen der Mehrheit der Unternehmen erforderlich, was theoretisch im Falle einer Staatsbeteiligung unter 50 vH das Gewicht des Staates reduziert. Das Energieministerium und das Petroleumdirektorat entsenden regelmäßig Beobachter zu den Sitzungen des gemeinsamen Verwaltungsrats der Vertragsparteien zum Kooperationsvertrag, und STATOIL benötigt nunmehr die Zustimmung des Ministeriums, wenn sie im Umfang ihres gesamten Lizenzanteils mitbestimmen will. Der Staat übt außerdem eine umfangreiche Aufsicht über die Arbeiten direkt aus: Arbeits- und Förderpläne sowie die erwähnten Kooperationsverträge zwischen den Unternehmen erfordern die Zustimmung der Regierung, die diese wiederum dem Parlament zur Zustimmung vorlegt. Damit hat die Regierung ein weites Ermessen bei der zeitlichen Gestaltung der Aufsuche oder Gewinnung von Kohlenwasserstoffen. Dies gilt auch für die Aufnahme und die Beschleunigung einzelner Arbeiten.

Der Lizenznehmer entscheidet darüber, ob eine Lagerstätte kommerziell nutzbar ist und legt den Zeitpunkt fest, zu dem er den Produktionsplan im positiven Fall beantragt. Norwegische Zulieferer müssen laufend über den Stand des Projekts informiert werden. Dem Energieministerium wird über diese Bemühungen berichtet sowie über die Auswirkungen des Vorhabens auf konkurrierende Meeresnutzungen (Fischerei). Bei Bedarf müssen hierzu Verträglichkeitsuntersuchungen angestellt werden. Besondere Bedeutung für die Ausführung der Arbeiten haben ebenfalls die Umweltschutzbestimmungen, die, wie alle anderen Vorschriften, für sämtliche Beteiligten gelten, ob Lizenznehmer oder Subunterneh-

mer. Die technischen Bestimmungen sind zu beachten; dies soll mit Hilfe von Beraterverträgen mit norwegischen Fachleuten gewährleistet werden.

Die Vermarktung von Erdöl und Erdgas im In- und Ausland ist so gut wie freigestellt, da trotz Anlandungspflicht normalerweise eine Exportgenehmigung gewährt wird. Norwegisches Erdgas wird seit einiger Zeit an das europäische Festland geliefert.¹ Da die norwegische Produktion weit über dem nationalen Bedarf liegt, stehen Lieferungen zu dessen Deckung gegenwärtig nicht zur Debatte.

Was die Versorgungsschifffahrt anbelangt, so protestieren ausländische Ölgesellschaften gegen Beschränkungen für den Einsatz ausländischer Versorgungsschiffe im Meeresgebiet des norwegischen Festlandsockels. Der Lotsenzwang ist dabei die einschneidendste Maßnahme. Dem Lotsenzwang unterlagen bis 1985 alle ausländischen Schifffahrtendienste und sämtliche Leistungen im Zusammenhang mit schwimmenden Erdölplattformen. Begründet wurden diese Beschränkungen mit Vorschriften des norwegischen Verteidigungsministeriums, das sich offenbar auf eine general-klauselartige Bestimmung der Sicherheitsverordnung berief (§ 12 Sicherheitsverordnung). Diese Vorschrift bezog sich zwar hauptsächlich auf nationale Sicherheitsaspekte bei Fahrten in den schwierigen Gewässern des nördlichen Teils der Nordsee, sie hat jedoch bis Mitte der 80er Jahre in der Praxis zu einer Monopolstellung norwegischer Reedereien geführt. Auch die seit 1986 geltende Aussetzung des Lotsenzwangs für NATO-Mitgliedstaaten hat daran nur wenig geändert.

8. Ausländische Investitionen

In Norwegen sind keine Bestimmungen vorzufinden, die die Rückführung des investierten Kapitals, der Gewinne und Dividenden einschränken oder verbieten. Der Zahlungsverkehr mit dem Ausland für geschäftliche Zwecke erfolgt ebenfalls ohne Behinderungen.

¹ Die Rohrleitung vom Ekofisk-Feld im mittleren Teil der Nordsee nach Emden wurde unter der Bedingung einer 50prozentigen Beteiligung des norwegischen Staates genehmigt; 80 vH der Finanzierung und die Übernahme jedes Risikos mußten von der Ekofisk-Gruppe übernommen werden [Frihagen, 1987, S. 102].

2. Nationale Rahmenbedingungen für die Nutzung von Fischressourcen in den Küstenstaaten der EG und Norwegen

a. Vorbemerkung

Die Rahmenbedingungen für die Fischerei ergeben sich für die Mitgliedsländer der EG aus den einschlägigen Verordnungen der EG, da dieser als Teil ihrer Zuständigkeit für die Landwirtschaft auch die Verwaltung der Fischressourcen in den Gewässern der EG-Länder übertragen wurde. Die in den einzelnen EG-Staaten existierenden Rahmenbedingungen weisen aber dennoch weiterhin nationale Eigenheiten auf, zuweilen in erheblichem Maß. Dazu trägt bei, daß das Regelungswerk der EG für die Fischerei eine Reihe von nationalen Zuständigkeiten respektiert. Von Relevanz sind vor allem die bei der Süderweiterung der EG vereinbarten Übergangsbedingungen. Außerdem ist zu berücksichtigen, daß die Verwirklichung der EG-Verordnungen auch in Ländern, die keiner besonderen Übergangsfrist unterliegen, keineswegs im Gleichschritt erfolgt und daß deshalb in einigen Ländern immer noch umfangreiche Zugangsbeschränkungen anzutreffen sind. Schließlich bewirken die EG-Zuständigkeiten nicht, daß die Mitgliedsländer ihre Zuständigkeit für das Zivil- und Strafrecht in ihren Seegebieten verlieren.

In den ersten Jahren der EG wurden keine Vorschriften zur Seefischerei erlassen, obwohl Art. 38 der Römischen Verträge bestimmt, daß landwirtschaftliche Erzeugnisse, zu denen die Fischereierzeugnisse zählen, in den Bereich des Gemeinsamen Marktes fallen, weshalb eine gemeinsame Fischereipolitik gerechtfertigt ist. Im Jahr 1970, dreizehn Jahre nach dem Inkrafttreten des EWGV, wurden zwei Basisverordnungen¹ angenommen, die erst 1976 in Kraft traten. Sie betreffen die gemeinsame Marktpolitik für Fischereierzeugnisse und die Einführung einer gemeinsamen Strukturpolitik für die Fischerei. Die Marktpolitik zielt darauf ab, Handelshemmnisse für den Binnenhandel mit Fischereierzeugnissen abzuschaffen. Durch die Strukturpolitik sollten in den der Hoheit der Küstenstaaten unterliegenden Gewässern Zugangsbeschränkungen für Fischereifahrzeuge der Gemeinschaftsländer abgebaut werden.

¹ Verordnungen des Rates Nr. 2140/70 vom 20.10.1970 und Nr. 2141/70 vom 20.10.1970, kodifiziert im Jahr 1976 unter der Nummer 101/76 vom 19.01.1976 bzw. 100/76 vom 09.01.1976.

Vor allem Art. 2 der Verordnung zur Strukturpolitik, der den freien Zugang regelt, brachte der EG Proteste seitens beitrittswilliger Länder (damals insbesondere Dänemark, Irland, Norwegen und das Vereinigte Königreich) ein, die dazu führten, daß Norwegen nach einer Volksabstimmung über diese Frage auf den Beitritt verzichtete und die anderen Länder eine Übergangsfrist bis 1982 erhielten. Somit hatten einige Staaten das Recht, andere Mitgliedstaaten von den Fischereiaktivitäten innerhalb der 6 sm-Zone und in Ausnahmefällen im Gebiet zwischen der 6 und der 12 sm-Zone auszuschließen. Allerdings wurden etwaige "historische Rechte" der übrigen Mitgliedstaaten im Sinne des Londoner Übereinkommens von 1964 in diesen Zonen anerkannt.

Im Zuge der Seerechtsentwicklung in den 70er Jahren beschloß der Rat am 3. November 1976, daß die Mitgliedsländer am 1. Januar 1977 200 sm-Fischereizonen einzurichten hätten, und zwar in der Nordsee und im Nordatlantik, nicht aber im Mittelmeer. Gleichzeitig wurde der Kommission das Mandat erteilt, Verhandlungen mit Drittländern über einen Austausch von Fischereirechten zu führen. Eine gemeinsame Fischereipolitik kam indes erst mit den Verordnungen vom 25. Januar 1983 zustande. Demnach wird die Kommission ermächtigt, den Zugang zu bestimmten Zonen und während bestimmter Zeiträume zu beschränken, Auflagen für Fischereischiffe und Fanggeräte zu erlassen sowie zulässige Fangmengen und ihre Aufteilung auf Mitglieds- und Drittländer festzulegen. Nach Art. 6 (VO 170/83) werden Zugangsbeschränkungen in den Gewässern der Mitgliedsländer, die bis 1982 befristet waren, vom 1. Januar 1983 bis zum 31. Dezember 1992 verlängert. Gleichzeitig wurde eine Ausdehnung des Küstenmeers von 6 auf 12 sm empfohlen und die Fischgründe im Gebiet zwischen der 6 und der 12 sm-Zone für einige Mitgliedsländer und bestimmte Fischarten freigegeben (Anhang 1 der VO 170/83).

b. Zugangsbedingungen in den einzelnen Ländern¹

a. Belgien

Belgien behält das Küstenmeer grundsätzlich belgischen Fischern vor. Als einheimische Fischereischiffe gelten Schiffe, die zu über 50 vH in belgischem Besitz sind oder Unternehmen gehören, die ihren Hauptsitz in Belgien haben. Im Bereich zwischen der 6 und der 12 sm-Zone besitzen französische und niederländische Fischer begrenzte Fischereirechte, für die sie keine Gebühren entrichten müssen. Für alle Schiffe gelten die Ausrüstungsrichtlinien und die Berichtspflichten, wie sie von der EG festgelegt wurden. Bei Nichteinhaltung der Vorschriften müssen Strafen von US-\$ 30 bis 800 bezahlt werden; in schwerwiegenden Fällen können das Schiff, das Gerät und/oder der Fang gerichtlich eingezogen werden (Art. 6 Gesetz über die Fischereizone vom 10. 10. 1978).

Die Ausrüstungsrichtlinien verlangen, daß die Schiffe deutlich identifizierbar sind und daß die Fischereilizenz stets mitgeführt wird. Es darf sich darüber hinaus nur zulässiges Fanggerät an Bord befinden, und es dürfen damit nur zulässige Arten gefischt werden. Den Fischern sind umfangreiche Berichtspflichten auferlegt: Berichte sind zu erstellen vor Eintritt in das Fanggebiet, nach Verlassen des Fanggebiets und bevor belgische Häfen angelaufen werden. Die Berichte enthalten Angaben über die Position des Schiffes, das eingesetzte Gerät und den Fang. Nach jedem Fang sind zusätzlich eine Eintragung in das Logbuch und eine Funkmeldung erforderlich. Für Schiffe aus Spanien, Norwegen, Schweden und den Färöern gelten strengere Berichtspflichten, insbesondere beim Heringsfang.

Anders als in den übrigen EG-Mitgliedsländern werden in Belgien die von der EG festgelegten Quoten nicht auf einzelne Fischerboote aufgeteilt. Die Fänge müssen zwar angelandet werden. Registriert werden jedoch nur Fänge, die den Auktionen zugeführt werden, was nur für einen Teil der Fänge zutrifft. In Belgien ist deshalb nach Angaben der

¹ In Anlehnung an FAO [1985]; eine Aufstellung der in diesem Abschnitt erwähnten Gesetze und Verordnungen ist in Anhang A enthalten.

EG-Kommission¹ ein Schwarzmarkt für Fischereierzeugnisse entstanden. Außerdem wird diesem Land vorgeworfen, daß es nicht in der Lage sei, Fangverbote durchzusetzen und so für die Einhaltung der Quoten zu sorgen.

β. Dänemark

Im Prinzip wird auch in Dänemark das Küstengebiet bis zur 12 sm-Linie für einheimische Fischer reserviert. Beschränkte Fischereirechte erhielten Belgien, die Bundesrepublik und die Niederlande in den Gewässern zwischen der 3 und der 12 sm-Linie. Es gelten die Ausrüstungsvorschriften und die Berichtspflichten der EG (vgl. Abschnitt V.2.b.a). Lizenzgebühren werden nicht erhoben. Dänische Schiffe stehen im Besitz eines dänischen Unternehmens oder eines Unternehmens, das zu zwei Drittel in dänischem Besitz ist.

Zur Verwaltung der EG-Quoten werden verschiedene Instrumente eingesetzt, zu denen Einzelquoten für jedes Schiff, vierteljährliche Teilquoten für bestimmte Arten und verbindliche Ruhezeiten gehören. Die EG-Kommission hat festgestellt, daß Dänemark trotzdem Schwierigkeiten bei der Durchsetzung der Quoten hatte. Hinzu kommt, daß Anlandungen in Dänemark nur dann registriert werden, wenn der Fang unmittelbar zum Verkauf weitergeleitet wird; Transitanlandungen bleiben unkontrolliert.

γ. Frankreich

Frankreich reserviert die 12 sm-Zone für einheimische Fischer, räumt jedoch Belgien, der Bundesrepublik, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich begrenzte Rechte im Bereich zwischen der 6 und der 12 sm-Linie ein. Im übrigen gelten in Frankreich die Ausrüstungsvorschriften und die Berichtspflichten der EG; in den überseeischen Gebieten gelten zum Teil zusätzliche Regelungen. Als französisch gilt ein

¹ Bericht der Kommission an den Rat über die Durchführung der gemeinsamen Fischereipolitik vom 09.06.1986.

Schiff, das sich zu 50 vH im Besitz von Franzosen oder zu 100 vH im Besitz eines Unternehmens mit Sitz in Frankreich oder in den überseeischen Gebieten befindet. In Art. 3 Dekret Nr. 67/5 vom 03.01.1967 und in Art. 1 Dekret 75/300 vom 29.04.1978 werden nähere Bedingungen für die Geschäftsleitung eines solchen Unternehmens festgelegt.

In den überseeischen Gebieten werden einjährige Lizenzen und individuelle Quoten durch die lokale Regierung erteilt. Es werden Fangabgaben und Pauschalzahlungen erhoben. So ist beispielsweise am 14.08.1982 ein Abkommen mit Japan unterzeichnet worden, das je nach Gebiet Abgaben in Höhe von US-\$ 0,02 bis 0,04 je kg oder eine einmalige Zahlung von US-\$ 301579 für eine Quote von 10700 t und US-\$ 134316 für eine Quote von 5550 t vorsieht. In einem Abkommen mit Südkorea wurde eine Pauschalzahlung von US-\$ 481000 für 300 Schiffe vereinbart.

Verstöße gegen die nationalen Fischereibestimmungen werden in Frankreich mit Geldbußen von FF 50000 bis 500000 geahndet, die sich im Wiederholungsfall verdoppeln; die Gerichte können die Abgabe des Fangs anordnen. 1985 ist auf Druck der EG die Höhe der Geldbußen deutlich heraufgesetzt worden (Gesetz Nr. 85/542 vom 22.05.1985), da die alten Sätze nach Ansicht der Kommission ihre abschreckende Wirkung verloren hatten.

Die Quotenverwaltung erfolgt durch die zentrale Fischereibehörde und die Berufsverbände. Dieses System hat Unregelmäßigkeiten nicht verhindern können. In der Vergangenheit haben einheimische Fischer verschiedentlich die Quoten und andere EG-Richtlinien übertreten. Frankreich hat seinen Fischern auch dann keine Fangverbote auferlegt, als die französische Quote für bestimmte Bestände längst erschöpft war. Auch nach dem Gesetz Nr. 85/542 zur Anpassung der französischen Rechtsvorschriften an die gemeinsame Fischereipolitik sind behördliche Erlasse im Sinne von Fangverboten mit einer außerordentlich langen Verfahrensdauer verbunden. Hinzu kommt, daß die Maßnahmen, die in der VO Nr. 171/83 EWGV enthalten sind, in weiten Bereichen der Küste nicht eingehalten werden. Dies gilt vor allem für Vorschriften über die Fischgröße, die Maschengröße und die Beifänge. Die französischen Überwachungsanstrengungen scheinen sich auf spanische Schiffe zu konzentrieren; Kontrollen durch Inspektoren der Kommission sowohl auf See als auch in den Häfen sind häufig behindert worden.

δ. Griechenland

Griechenland reserviert die 12 sm-Zone nur für einheimische Fischer. Ansonsten gelten die Richtlinien der gemeinsamen Fischereipolitik. Über Verstöße liegen keine Informationen vor.

ε. Irland

Die 12 sm-Küstenzone ist irländischen Fischern vorbehalten, allerdings haben Belgien, die Bundesrepublik, Frankreich, die Niederlande und das Vereinigte Königreich begrenzte Fischereirechte im Bereich zwischen der 6 und der 12 sm-Linie erhalten. Ein Schiff gilt als irisch, wenn es in Irland registriert ist oder sich im Besitz eines in Irland ansässigen Eigentümers befindet (Fisheries Consolidation Act 1959). Es gelten die EG-Richtlinien. Verstöße werden mit Geldbußen bis zu US-\$ 128205 belegt; in schwerwiegenden Fällen kann der Einzug von Schiff, Gerät und Fang gerichtlich angeordnet werden.

In Irland findet eine Anlandungskontrolle praktisch nicht statt. Dies hat zur Folge, daß Fälle von Überfischungen ungemeldet oder völlig verborgen bleiben; tatsächlich gab es 1983 sechs, 1984 zwei und 1985 einen Überfischungsfall. Die Verfolgung von Verstößen auf See richtet sich überwiegend auf Schiffe anderer Länder, vor allem auf spanische Schiffe, und weniger auf die Einhaltung von technischen Maßnahmen nach den EG-Normen.

ζ. Italien

Die italienische 12 sm-Zone ist für einheimische Fischer reserviert. Im übrigen gelten die Vorschriften nach der gemeinsamen Fischereipolitik. Bei Übertretungen werden Geldstrafen bis zu US-\$ 662 und Freiheitsstrafen bis zu zwei Jahren verhängt; der Einzug von Gerät und Fang kann gerichtlich angeordnet werden. Über etwaige Unregelmäßigkeiten

liegen keine Informationen vor.

η. Niederlande

Die 12 sm-Zone ist grundsätzlich für holländische Fischereischiffe reserviert. Belgien, der Bundesrepublik, Dänemark, Frankreich und dem Vereinigten Königreich sind beschränkte Rechte im Gebiet zwischen der 3 und der 12 sm-Linie eingeräumt worden. Es gelten die EG-Richtlinien. Verstöße werden nach dem niederländischen Strafrecht verfolgt.

Nach Angaben der Kommission fallen die Anstrengungen der Niederlande bei der Vermeidung von Überfischungen, gemessen an der vergleichsweise hohen Anzahl der gemeldeten Überfischungen, eher schwach aus, obwohl dieses Land in weit größerem Umfang als alle anderen EG-Mitglieder einheimische Fischer kontrolliert. Da sich "graue" oder "schwarze" Märkte für Fisch gebildet haben, wird ein wichtiger Teil der Anlandungen entweder überhaupt nicht oder unter einer falschen Artenbezeichnung registriert.

Die Niederlande müssen, wie u.a. auch die Bundesrepublik, ihre Fangkapazitäten abbauen. Dies hat dazu geführt, daß niederländische Fischer in die Bundesrepublik ausflaggen.

θ. Portugal

Portugal reserviert die 12 sm-Zone für einheimische Fischer. Es gelten im übrigen die Bestimmungen der EG. Übertretungen werden mit Geldstrafen von US-\$ 21212 bis zum Wert des Schiffes und des Geräts geahndet; bei Vorfällen im Küstenmeer verdoppelt sich die Strafe. Die Gerichte können den Einzug von Gerät und Fang anordnen.

Die Kommission hat festgestellt, daß Portugal noch keine Maßnahmen für die Quotenverwaltung eingeführt hat. Außerdem sollen Unregelmäßigkeiten bei der Registrierung von Anlandungen vorgekommen sein. Auch bei der Kontrolle der Einhaltung von Mindestmaschengrößen sind Versäumnisse gemeldet worden.

ι. Spanien

Auch in Spanien wird die 12 sm-Zone den einheimischen Fischern vorbehalten. Es gelten im übrigen die Bestimmungen der gemeinsamen Fischereipolitik. Verstöße werden mit Geldbußen von US-\$ 7194 bis 28777 belegt; die Höchstgrenze liegt bei 35 vH des Wertes des Schiffes und des Geräts. Über etwaige Unregelmäßigkeiten liegen keine Informationen vor.

κ. Vereinigtes Königreich

Die 12 sm-Zone ist für britische Fischer reserviert. In begrenztem Umfang sind Fischereirechte an Belgien, die Bundesrepublik, Frankreich, Irland und die Niederlande erteilt worden. Einheimische Schiffe müssen entweder im Vereinigten Königreich registriert, nach dem Merchant Shipping Act 1894 von dieser Pflicht entbunden sein oder sich im Besitz einer Person befinden, die nach dem erwähnten Gesetz als Schiffbesitzer zugelassen ist (Fishing Limits Act 1976). Mindestens 75 vH der Besatzung eines britischen Schiffes müssen Staatsangehörige eines EG-Landes sein (British Fishing Boats Order 1983). Im übrigen gelten die Richtlinien der gemeinsamen Fischereipolitik. Verstöße werden mit Geldbußen bis zu US-\$ 80257 geahndet; Fischgerät und Fänge können gerichtlich eingezogen werden.

In den überseeischen Gebieten des Königreichs gelten zum Teil andere Bestimmungen. So werden in Bermuda nach der Government Fees Regulation 1978 Lizenzgebühren von US-\$ 1000 je Schiff und Jahr plus US-\$ 1 pro Bruttoregister-tonne erhoben. Auf den British Virgin Inseln werden keine fremden Schiffe zugelassen; auf den Cayman Inseln, Montserrat und den Pitcairn Inseln legt der Gouverneur die Lizenzgebühren von Fall zu Fall fest. Zuweilen ist die Definition der "einheimischen" Schiffe auf den karibischen Inseln liberaler als im Vereinigten Königreich.

Nach Meinung der Kommission werden die Quoten im Vereinigten Königreich in befriedigender Weise verwaltet, und zwar mit einem überdurchschnittlich hohen Personal- und Materialeinsatz. Allerdings können

vorläufige Fangverbote nach dem britischen System nur für Schiffe mit einer Länge von über 10 m erlassen werden. Auch in Nordirland sollen Verstöße gegen die Fischgrößenverordnung nicht angemessen verfolgt werden.

λ. *Norwegen*

Norwegen behält ebenfalls die 12 sm-Zone grundsätzlich einheimischen Fischern vor, hat jedoch Schweden und Dänemark begrenzte Rechte in diesem Gebiet eingeräumt. Fremde Schiffe können Lizenzen für das Gebiet zwischen der 12 sm-Linie und der 200 sm-Linie beantragen. Derartige Lizenzen beziehen sich auf einzelne Schiffe, müssen stets mitgeführt werden und sind auf Dritte nicht übertragbar. Im Lizenzvertrag werden die Quoten einzelner Fischarten, das Gebiet, das Gerät und die Laufzeit festgelegt.

Fremde Schiffe, die eine Lizenz erhalten, müssen identifizierbar sein und vor allem die Flagge ihres Heimatlands zeigen. Da die Fänge nicht in Norwegen angelandet werden dürfen, muß der Lizenznehmer norwegische Inspektoren an Bord seines Schiffes dulden. Vor und nach jedem Fang muß das Büro der zuständigen Behörde in Bergen informiert werden. Jede Positionsänderung des Schiffes im Bereich südlich des 62. Breitengrads muß ebenfalls mitgeteilt werden. Ferner müssen wöchentliche und monatliche Berichte über die Fischereiaktivitäten erstellt und den Behörden zugeleitet werden. Die tatsächlichen Aktivitäten müssen mit dem Fischereiplan übereinstimmen, der zusammen mit dem Antrag auf eine Lizenz eingereicht werden muß.

Norwegen hat Abkommen mit der EG, Schweden, der DDR, Polen, der Sowjetunion, den Färöer Inseln und Island abgeschlossen, in denen gegenseitige Quoten festgelegt werden.

Norwegische Schiffe befinden sich im Besitz von Personen, die in Norwegen ansässig sind, oder von Gemeinschaftsunternehmen, die in Norwegen registriert sind. Der Vorstand des Unternehmens muß aus norwegischen Staatsbürgern bestehen, die in Norwegen ansässig sind; sechs Zehntel des Kapitals müssen in norwegischer Hand sein.

3. Ökonomische Bewertung

Die in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens vorhandenen lebenden und nichtlebenden Ressourcen befinden sich in der Verfügungsgewalt der Küstenstaaten. Der Staat als Eigentümer dieser Ressourcen spielt deshalb eine zentrale Rolle bei allen Entscheidungen, die im Zusammenhang mit ihrer Nutzung stehen, und zwar in doppelter Hinsicht. Einerseits ist er für die Gestaltung des rechtlich-institutionellen Rahmens zuständig. Andererseits hat er als Ressourceneigentümer ein Interesse daran, etwaige Renten, die bei einer Nutzung der Ressourcen anfallen, abzuschöpfen.

Wären die Ressourcen nicht in den Händen des Staates, sondern das Eigentum Privater, so würden sie zu den Aktiva privater Unternehmen gezählt und dem einzelwirtschaftlichen Ziel der Gewinnmaximierung entsprechend genutzt. Voraussetzung für eine effiziente private Nutzung ist allerdings, daß auf den Märkten für Produktionsfaktoren, Ressourcen und Ressourcenprodukte Wettbewerb herrscht. Die Ressourcennutzung würde dem Knappheitspreis der Ressource und dem Kapitalmarktzins folgen. Bei gegebenem Ressourcenpreis entscheidet der langfristige Kapitalmarktzins darüber, ob sich die für die Ausbeutung der Ressource erforderlichen Investitionen lohnen. Die Funktion des Kapitalmarktzinses kann freilich auch von der Rendite anderer Investitionsobjekte mit ähnlichen Laufzeiten übernommen werden.

Das gewinnmaximierende Verhalten der privaten Eigentümer führt unter den genannten Voraussetzungen zu einer optimalen Ressourcennutzung, solange keine negativen externen Effekte auftreten, wie beispielsweise Umweltbelastungen oder Überfischung, die dazu führen können, daß private und soziale Kosten auseinanderfallen. Solche Externalitäten des Wirtschaftens sind jedoch durch eine geeignete Gestaltung der Rahmenbedingungen internalisierbar.

Dem Staat als Eigentümer stehen in bezug auf die Ressourcennutzung grundsätzlich drei Wege zur Verfügung. Er kann sich selbst mit der Nutzung befassen (etwa über Staatsunternehmen), er kann Privatunternehmen damit beauftragen, oder er kann ein gemischtes System schaffen. Überläßt er die Nutzung Privaten, so kommt es für eine effiziente Nutzung letztlich auf die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen an. Sind die Nutzungsrechte, die an Private vergeben werden, nur sehr unvoll-

kommene Substitute für private Eigentumsrechte, so wird einzelwirtschaftliches Handeln nur wenig zu einer effizienten Ressourcennutzung beitragen.

Ob und inwieweit eine wohlstandsmehrende Ressourcennutzung möglich ist, hängt außerdem davon ab, wie die Zugangsrechte vergeben werden. So führt die Vergabe von Zugangsrechten unter Wettbewerbsbedingungen zu anderen Resultaten als die (diskretionäre) politische Allokation solcher Rechte, sowohl was die Auswahl der Bergbauunternehmen als auch was die Art und Intensität der Ressourcennutzung betrifft. Unter ökonomischen Gesichtspunkten führt die Vergabe von Zugangsrechten über den Markt zu einer effizienteren Nutzung der Ressourcen als die diskretionäre Vergabe. Allerdings besteht in der Öffentlichkeit häufig die Vorstellung, daß eine Vergabe von Zugangsrechten unter Wettbewerbsbedingungen eine Vernachlässigung anderer, insbesondere außerökonomischer Aspekte (Sicherheit, Umwelt) mit sich bringt. Derartige Aspekte lassen sich jedoch genauso gut bei einer Vergabe über den Markt wie bei einer diskretionären Vergabe berücksichtigen, wie das amerikanische System zeigt [Fodors, 1987]. Dem Staat obliegt nämlich bei beiden Varianten die Überwachung der Lizenzvergabe und der Einhaltung sämtlicher Auflagen. So beinhaltet beispielsweise das amerikanische Modell eine langwierige Auswahl der zu versteigernden Gebiete, zu der Stellungnahmen von örtlichen Behörden und Umweltschutzorganisationen eingeholt werden müssen. Diese Stellen können sich anschließend im Rahmen einer öffentlichen Anhörung noch einmal zu einzelnen Aspekten äußern. Werden durch solche Stellungnahmen plausible Gründe für eine Zurückstellung einiger Gebiete angeführt, so darf die zuständige Behörde die entsprechenden Gebiete nicht ausschreiben. Damit unterliegen auch bei diesem System Bergbauaktivitäten im Festlandsockel einer angemessenen öffentlichen und politischen Kontrolle.

Für den Staat spielen nicht nur allokatonspolitische, sondern auch verteilungspolitische Gesichtspunkte eine wichtige Rolle. Bei der fiskalischen Behandlung der Ressourcennutzung ist zwischen der Abschöpfung der Ressourcenrente einerseits und der Besteuerung der Ressourcennutzung als wirtschaftliche Tätigkeit andererseits zu unterscheiden. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie eine allokatonsneutrale Steuerbelastung von Ressourcenprojekten erreicht werden kann.

Die in den Mitgliedsländern der EG verwirklichten Rahmenbedingungen für die Nutzung von Meeresressourcen wirken sich nicht zuletzt auch auf die Wettbewerbsbedingungen aus. Im Hinblick auf die Errichtung des europäischen Binnenmarkts bis 1992 ist von großer Bedeutung, ob die in den Meeresgebieten herrschenden Wettbewerbsbedingungen im Einklang mit den Römischen Verträgen stehen und inwieweit die Rahmenbedingungen als integrationshemmend bzw. -fördernd einzustufen sind.

a. Verfahren zur Vergabe von Zugangs- und Nutzungsrechten

a. Kohlenwasserstoffe

In den EG-Ländern und in Norwegen wird eine diskretionäre Auswahl von Lizenznehmern getroffen. Damit ist ein Verfahren gemeint, das die Auswahl von geeigneten Unternehmen staatlichen Stellen überläßt. Die dabei letztlich maßgeblichen Auswahlkriterien bleiben im dunkeln, so daß erfolgreiche wie nichterfolgreiche Unternehmen über die Gründe für die getroffenen Entscheidungen nur spekulieren können. Dieses Verfahren stellt einen Mißbrauch der monopolistischen Position des Ressourceneigentümers dar; die Vergabe von Zugangsrechten an Private erfolgt unter rein politischen Gesichtspunkten. Eine derartige politische Einflußnahme ist nur mit der in einigen Ländern üblichen beschränkten Ausschreibung von Staatsunternehmen oder staatlichen Institutionen bei der Beschaffung von Vorleistungen, insbesondere im Militärbereich, vergleichbar.

Als Ergebnis der politischen Selektion haben in den europäischen Küstenländern die in Tabelle A10 aufgeführten Unternehmen Zugang zu Rohstoffprojekten erhalten. Dabei hat sich folgende regionale Verteilung ergeben (Tabelle 24):

Tabelle 24 - Anzahl der im Offshore-Bereich tätigen Unternehmen in einzelnen Ländern 1987

	Unternehmen	
	insgesamt	davon: mit Betreiberlizenz
Dänemark	33	9
Frankreich	4	1
Griechenland	5	2
Irland	48	15
Italien	56	16
Niederlande	72	14
Spanien	26	13
Vereinigtes Königreich	176	40
Norwegen	35	14

Quelle: Tabelle A10.

Auffällig ist die geringe Anzahl von Unternehmen, die im Land mit den größten Rohstoffreserven, Norwegen, tätig sind sowie der relativ niedrige Anteil von Unternehmen mit Betreiberlizenz in den Niederlanden und im Vereinigten Königreich. Von deutscher Seite sind insgesamt sechs Unternehmen in europäischen Meeresgebieten aktiv (Tabelle 25), wohingegen die Zahl der ausländischen Unternehmen, die in deutschen Meeresgebieten als Lizenznehmer auftreten, deutlich höher liegt (Übersicht 11).

Die diskretionäre Auswahl von Unternehmen beruht auf der Annahme, daß die staatliche Bürokratie in der Lage ist, den besten unter den Bewerbern zu finden. Im Hinblick auf das Effizienzziel (optimale Nutzung der Ressourcen) und auf das Verteilungsziel (Abschöpfung der Ressourcenrente) ist dieses Verfahren anderen Verfahren weit unterlegen. Die zwei wichtigsten ressourcenpolitischen Ziele können durch das praktizierte Verfahren vor allem deshalb nicht erreicht werden, weil die Nutzung von Kohlenwasserstoffen im Meer naturgemäß mit Unsicherheiten und Risiken behaftet ist, die weder vom Staat noch in direkten Verhandlungen zwischen dem Staat und einzelnen Unternehmen bewältigt werden können. Es handelt sich dabei u. a. um

- die Entwicklung des Rohölpreises,
- das Risiko erfolgloser Explorationsbohrungen,
- den tatsächlichen Umfang der entdeckten Reserven,

Tabelle 25 - Deutsche Unternehmen als Lizenznehmer bei Kohlenwasserstoffprojekten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1987

	Unternehmen	Anzahl der Beteiligungen	
		insgesamt	als Betreiber
Belgien	-	-	-
Dänemark	-	-	-
Frankreich	-	-	-
Griechenland	Wintershall AG	4	0
Irland	-	-	-
Italien	Preussag Erdöl & Erdgas AG	2	0
	Deutsche Shell AG	22	0
	Wintershall AG	8	0
Niederlande	Energie-Versorgungsgesellschaft Weser-Ems	6	0
	Preussag Erdöl & Erdgas AG	1	0
	Veba Öl AG	14	0
Spanien	-	-	-
Portugal	-	-	-
Vereinigtes Königreich	Deminex GmbH	38	1
	Preussag Erdöl & Erdgas AG	2	0
	Wintershall AG	4	0
Norwegen	Deminex GmbH	24	0

Quelle: Tabelle A10.

Übersicht 11 - Bundesrepublik: Lizenznehmer im Offshore-Bereich 1986

Unternehmen	Unternehmen
BEB	ICI
Chieftain Development	Mobil Oil
Chieftain International	NOPEC
Clyde	North Sea Oil
DeKa	Preussag
Deutsche Nordsee-Gruppe	Sovereign
Deutsches Offshore-Konsortium	Texaco
Drillamex	Total
Elf	Tripco
Eurafrep	Westgrowth
Gelsenberg	Wintershall

Quelle: Noroil [1986].

- die Höhe der Produktionskosten und
- die Entwicklung des Kapitalmarktzinses.

Treten mehrere dieser Unwägbarkeiten gleichzeitig auf, was die Regel sein dürfte, so kann vor der ersten Explorationsbohrung noch nichts Konkretes über die Wirtschaftlichkeit eines Projekts gesagt werden. Auch im Falle eines Fundes wird die Entwicklung der Projektrentabilität von den sich im Zeitablauf ändernden Preisen und Kosten (Rohölpreis, Löhne, Zinsen, Steuern, Abgaben) bestimmt.

Unter solchen Umständen kann eine politische Allokation von Zugangsrechten keine gute Lösung darstellen, weil sie weder selbst noch über die so ausgewählten Bewerber zur Bewältigung dieser Unwägbarkeiten beitragen kann. Nur ein Vergabeverfahren, das selbst einen Teil der fehlenden Informationen erzeugt und die Bewerber u. a. im Hinblick auf ihre Fähigkeit, die Unwägbarkeiten zu kalkulieren, auswählt, kann dem Effizienzziel genügen.

Die öffentliche Versteigerung von Zugangsrechten zählt zu den Verfahren, die angesichts der Risiken und Unsicherheiten bei der Nutzung von Kohlenwasserstoffen im Festlandsockel zu einer marktkonformen Bewerberauswahl führen. Von den verschiedenen Versteigerungsformen, die möglich sind (Höchstgebot, Niedrigstgebot, Zweithöchstgebot, geheime Gebotabgabe, etc.), hat sich der Typus des Höchstgebots mit geheimer Gebotabgabe durchgesetzt, so etwa bei der Vergabe von Zugangsrechten im Festlandsockel der Vereinigten Staaten, wo dieses Verfahren seit 1954 angewendet wird. Bei diesem Verfahren muß jeder Bewerber (einzelne Firmen oder Konsortien) ein Gebot (cash bonus)¹ in Höhe des geschätzten, auf den Auktionstag diskontierten Wertes der vermuteten Rohstoffreserven abgeben. Da die Teilnahme an diesen Auktionen für alle interessierten Firmen offen ist, werden meistens mehrere Gebote je Offshore-Gebiet (Block) abgegeben. In jedes Gebot gehen die Informationen ein, über die die Firmen verfügen. Keine Firma kennt den Informationsstand und damit das Gebot der Konkurrenzfirmen. Da jede Firma den Zuschlag anstrebt, wird sie sich um ein möglichst objektives Gebot bemühen. Bekommt sie den Zuschlag, weil sie viel mehr als die Konkurrenz geboten

¹ In der Mehrheit der Fälle ist in den Vereinigten Staaten das "cash bonus"-System angewendet worden, die gesetzlichen Regelungen lassen jedoch auch andere Formen zu; vgl. Fodors [1985; 1987]; Hartung [1986].

hat, so kann sie den Wert überschätzt haben, was gegebenenfalls zu großen Verlusten führen kann. Bekommt sie den Zuschlag nicht, weil sie weit unter den Geboten der Konkurrenz geblieben ist, so kann ihr möglicherweise ein gutes Projekt verlorengegangen sein. Es dürfte also im Interesse des einzelnen Bieters liegen, einen angemessenen Preis zu bieten. Aus einzelwirtschaftlicher Sicht sind Gebote zu den fixen Kosten eines Ressourcenprojekts zu rechnen. Das Unternehmen ermittelt das Gebot, das unter Berücksichtigung aller übrigen Einflußgrößen den Gewinn nach Steuern über die gesamte Laufzeit des Projekts maximiert.

Verhält sich jedes Unternehmen wie soeben beschrieben, so erhält der Ressourceneigentümer als Ergebnis der Auktion mehrere Gebote auf der Basis der vorhandenen Informationen und Expertenmeinungen. Die Versteigerung erzeugt also Informationen, die nicht nur für die Auswahl des qualifizierten Unternehmens unentbehrlich sind, sondern die außerdem eine realistische Einschätzung des Ressourcenwerts ermöglichen. Je höher die Anzahl der Unternehmen, die sich an einer solchen Auktion beteiligen, ist, um so zuverlässiger fällt die erzeugte Information aus.

Mit diesen Informationen ausgestattet, die dem Ressourceneigentümer von den Auktionsteilnehmern kostenlos zur Verfügung gestellt werden, können Lizenznehmer für jedes Gebiet bestimmt werden, und zwar nach einer festgelegten Regel (z.B. Höchstgebot, Niedrigstgebot); alle Gebote werden danach veröffentlicht. Zugleich liefert die Auktion Schätzwerte für die Höhe der Ressourcenrente am Auktionstag. Über die Verpflichtung, im Zuschlagfall die gebotene Geldsumme einzuzahlen, erhält der Eigentümer der Ressource eine Entschädigung für die bei einer Ressourcennutzung gegebenenfalls realisierbare Rohstoffrente. Dieser Betrag kann auch als Entschädigung dafür interpretiert werden, daß die erschöpfbare Ressource heute ausgebeutet werden soll und damit in Zukunft nicht mehr für andere Nutzungen oder Nutzer zur Verfügung steht.

Gegen die Versteigerung von Zugangs- und Nutzungsrechten sind eine Reihe von Argumenten vorgebracht worden [vgl. die Übersicht in Fodors, 1987], wie z.B. daß

- sich grundsätzlich zu wenig Firmen daran beteiligten; dadurch seien Absprachen unter verschiedenen Bietern bei der Gebotabgabe möglich, und das Auktionsergebnis komme nicht unter Wettbewerbsbedingungen zustande;

- niedrige Gebote zu überhöhten Gewinnspannen bei den Unternehmen führten;
- Konsortienbildung unter Großunternehmen die gemeinsame Nutzung von Informationen und somit eine Risikominderung für diese Unternehmen bedeute; kleinere Firmen würden über weit weniger Informationen als große verfügen und daher durch das System diskriminiert;
- bei einer Pauschalzahlung (cash bonus) als Gebot kleinere und mittelständische Firmen mit geringerer Finanzkraft benachteiligt würden.

Empirische Untersuchungen für die Vereinigten Staaten haben gezeigt, daß diese Einwände grundlos sind. Die Beteiligung an Auktionen war von Anfang an hoch. Versuche seitens des Rechnungshofs (Government Accounting Office), eigene Schätzungen über den Wert der Ressourcen unter Hinnahme hoher Kosten zu erstellen, haben die Leistungsfähigkeit des Auktionssystems bei der Ermittlung der "besten" Schätzung unter Unsicherheit bestätigt. Andere Untersuchungen haben festgestellt, daß die Lizenznehmer eine Kapitalverzinsung erzielen konnten, die entweder unterdurchschnittlich ausfiel oder im Rahmen der in der Verarbeitenden Industrie im Schnitt erreichten Werte lag [vgl. dazu Hartung, 1986]. Ferner konnten keine besonderen Vorteile für Joint ventures zwischen Großunternehmen festgestellt werden. Großunternehmen sind den gleichen Unwägbarkeiten wie kleinere Unternehmen ausgesetzt und müssen, wie diese auch, angemessene einzelwirtschaftliche Antworten darauf finden.

Das Joint venture unter Großen entbindet diese nicht vom unternehmerischen Handeln. Es bietet vielmehr die Vorteile der Arbeitsteilung - auch bei der Informationsbeschaffung -, die allerdings für alle Betriebsgrößen gelten. Die Risiken und Unsicherheiten des Kohlenwasserstoffgeschäfts sind hingegen nicht teilbar.

In der Vergabepraxis der EG-Länder und Norwegens wird der Zugang zu einem Rohstoffprojekt zudem davon abhängig gemacht, welchen Ursprung die für die Durchführung des Projekts benötigten Vorleistungen haben. Die Bewerber sind angehalten, einen vom Staat als angemessen betrachteten Mindestanteil an diesen Vorleistungen an Unterauftragnehmer aus dem Land, in dem das Rohstoffprojekt verwirklicht werden soll, zu vergeben. Damit wird in doppelter Hinsicht eine politische Vergabe erreicht: bei Rohstoffprojekten und bei ihren Vorleistungen.

Die doppelte politische Allokation von Zugangsrechten hat Wettbewerbseinschränkungen auf zwei Ebenen zur Folge:

- Die Rohstoffunternehmen, die dazu bereit wären, die Auswahl ihrer Vorleistungslieferanten überwiegend unter den im rohstoffreichen Land ansässigen Anbietern zu treffen, müssen darauf verzichten, die technisch beste und kostengünstigste Lösung zu suchen, schon weil sie unter diesen Umständen keine Angebote aus dem Ausland einholen können. Damit verringern sich ihre Möglichkeiten, eine wirtschaftliche Ressourcennutzung zu gewährleisten.
- Die Vorleistungsunternehmen in den rohstoffreichen Ländern werden vor ausländischer Konkurrenz geschützt. Sie brauchen weder am internationalen Preiswettbewerb, noch am internationalen Wettbewerb um technologische Spitzenpositionen teilzunehmen. Ausländische Firmen werden diskriminiert.

Die Folge ist eine künstliche Segmentierung des internationalen Off-shore-Marktes sowohl auf der Rohstoff- als auch auf der Vorleistungsebene. Durch den Ausschluß von Unternehmen werden Renten geschaffen, die von den politisch zugelassenen Unternehmen abgeschöpft werden. Fehlender Wettbewerb geht aber andererseits mit geringerer Leistungsfähigkeit (besonders auf technischem Gebiet), höheren Kosten und einer ineffizienten Ressourcennutzung einher. Diese Nachteile mindern nicht nur die künstliche Monopolrente, sondern auch die insgesamt realisierbare Ressourcenrente und damit letztlich die Einnahmen des Ressourceneigentümers.

Protektion in einem Wirtschaftsbereich bedeutet weniger und nicht mehr Wohlstand für ein Land. Denn Preis- und Kostenverzerrungen werden über die gesamtwirtschaftliche Vorleistungsverflechtung auf alle anderen Wirtschaftsbereiche übertragen. So zieht beispielsweise der geschützte Markt Investitionen an, die ohne Protektion wahrscheinlich in anderen Sektoren getätigt worden wären. Infolgedessen kann es zu Überkapazitäten und Überbeschäftigung in der meerestechnischen Industrie der rohstoffreichen Länder und zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Protektion kommen.

β. Fischerei

Die neuere Seerechtsentwicklung brachte den Küstenländern in vielen Fällen die Verfügung über Fischressourcen in einem ausgedehnten Meeresgebiet. Für die Fernfangflotten einiger Länder bedeutete dies den Ausschluß von ihren traditionellen Fanggründen. Die EG-Länder gehören im Gegensatz zu Norwegen zu den großen Verlierern im internationalen Kampf um Fanggebiete (Übersicht 12). Damit erlangt die Fischereipolitik im weiteren Sinne (einschließlich der Gestaltung von Rahmenbedingungen) für diese Länder eine besondere Bedeutung.

In den Ländern der EG werden wie in Norwegen Fischereilizenzen nicht über den Markt, sondern von staatlichen Stellen vergeben. Die politische Allokation von Fischereirechten hat die Grundprobleme der Fischerei, die bei einem offenen Zugang zu den Fischgründen auftreten, bislang nicht gelöst. Im Gegenteil, alles deutet darauf hin, daß sich diese Probleme in den letzten Jahren verschärft haben und daß die Kluft zwischen der realisierten und der potentiellen Ressourcenrente größer geworden ist.

Die Fischerei wirft prinzipiell drei Probleme auf:

- die Unsicherheit über die Größe der Fischbestände,
- den Verdrängungswettbewerb um gemeinsame Fischgründe und
- die Überfischung wichtiger Arten.

Ähnlich wie bei den Kohlenwasserstoffen kann in den meisten Fällen erst nach Beginn der Nutzung auf die Größe und Zusammensetzung des Ressourcenbestands geschlossen werden. Bei freiem Zugang findet zwischen den Fischern ein Verdrängungswettbewerb um die Fischgründe statt, der zu Überfüllung, d. h., gegenseitigen Behinderung von Fischereibooten führen kann, wie die lange Geschichte der internationalen Fischereikonflikte belegt. Schließlich kommt es dort zu Überfischung, wo ein kostenloser Zugang zu Gemeinnutzungsressourcen möglich ist [vgl. etwa Foders, 1984; Kim, 1984; Dicke, Foders, 1985].

Die Grundprobleme der Fischerei lassen sich durch eine adäquate Vergabe von Zugangsrechten lösen, allerdings nur in Zusammenhang mit einer sinnvollen Gestaltung dieser Nutzungsrechte. Dem Unsicherheitsproblem kann (in Analogie zum Zugang zu Kohlenwasserstoffen) am besten durch eine Versteigerung von Fischereilizenzen begegnet werden. Auktionen erzeugen die fehlenden Informationen über den Umfang und

Übersicht 12 - Potentielle Verteilungswirkungen des neuen Seerechts auf die Fischerei

	Benachteiligte Länder	Begünstigte Länder	Indifferente Länder
<i>Atlantischer Ozean</i>			
Nordwesten	Bundesrepublik DDR Polen Portugal Spanien Sowjetunion	Kanada Grönland Vereinigte Staaten	-
Nordosten	Dänemark Frankreich Bundesrepublik DDR Polen Spanien	Island Norwegen Vereinigtes Königreich	Irland
Mittlerer Westen	Kuba Japan Südkorea Vereinigte Staaten Sowjetunion	Bahamas Frankreich Guayana Mexiko Surinam	Venezuela
Mittlerer Osten	Frankreich Japan Südkorea Norwegen Spanien Sowjetunion	Mauritanien Marokko Senegal	-
Südwesten	Japan Südkorea Sowjetunion	Argentinien Brasilien Uruguay	-
Südosten	Kuba Japan Polen Spanien Sowjetunion	Angola Namibia Südafrika	-
<i>Mittelmeer und Schwarzes Meer</i>	Griechenland Italien Japan Spanien	Algerien Marokko Tunesien	-

noch Übersicht 12

	Benachteiligte Länder	Begünstigte Länder	Indifferente Länder
<i>Indischer Ozean</i> Westen	Sowjetunion	Frankreich	Indien Saudi Arabien Yemen, DVR Yemen, AR Somalia Seychellen Oman Pakistan
Osten	Thailand	Australien Bangladesh Burma	Indien Indonesien
<i>Pazifischer Ozean</i> Nordwesten	Hong Kong Japan Südkorea Sowjetunion	China Japan Sowjetunion	-
Nordosten	Japan Sowjetunion	Kanada Vereinigte Staaten	-
Mittlerer Westen	Japan Thailand	Kampuchea Vietnam	Indonesien Malaysia Papua Neu Guinea Philippinen
Mittlerer Osten	Japan Vereinigte Staaten	Mexiko Kolumbien	-
Südwesten	Japan Sowjetunion	Neuseeland	Australien
Südosten	Kuba Japan Vereinigte Staaten	Chile Peru	-

Quelle: The World Bank [1982].

Wert der vermuteten Fischbestände. Das von den Fischereiunternehmen abzugebende Gebot, etwa in Höhe des diskontierten Wertes künftiger Fänge, erhöht im Zuschlagsfall die privaten Kosten des Fischfangs, wodurch eine übermäßige Beanspruchung der Fischbestände vermieden wird. Da sich solche Lizenzen räumlich und zeitlich nicht überlappen, kommt es nicht mehr zum Verdrängungswettbewerb.

In der EG wird der Zugang zu den Fischbeständen in den Fischereizonen der Mitgliedsländer und zu denjenigen von Drittländern zentral geregelt. Die EG-Kommission teilt jedem Mitgliedsland seine Quote zu; den einzelnen Ländern bzw. den Fischern verbleibt keine Möglichkeit, diese Rechte gegen andere Rechte einzutauschen. Eine zentrale Versteigerung von Fischereirechten für die Fischgründe der Gemeinschaft würde eine Aufteilung der Quoten auf einzelne Länder und Fischer dem Markt überlassen. Bei geeigneter Gestaltung der Fischereirechte könnten einmal erworbene Rechte frei gehandelt werden, so daß das jeweils effizienteste Unternehmen Zugang zu den Ressourcen erhält. Für die Küstenstreifen bis zur 12 sm-Grenze, für die die einzelnen Küstenstaaten allein zuständig sind, müßten Versteigerungen auf nationaler Ebene stattfinden. In Norwegen könnten Fischereirechte für das gesamte Meeresgebiet dieses Landes versteigert werden.

Auktionen von Fischereilizenzen würden ihre höchste Leistungsfähigkeit als Allokationsverfahren erreichen, wenn nicht nur Inländer bzw. Unternehmen aus den EG-Ländern, sondern auch ausländische Fischereiunternehmen teilnehmen könnten. Dadurch würde ein hoher Wettbewerbsgrad und somit eine optimale Ressourcennutzung sichergestellt; die Chancen für den Ressourceneigentümer, eine angemessene Entschädigung zu erhalten, würden erhöht.

b. Gestaltung der Nutzungsrechte

a. Kohlenwasserstoffe

Bei Kohlenwasserstoffprojekten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens wird dem Lizenznehmer ein Bündel von Teilrechten übertragen. So werden die Nutzungsrechte in den meisten Ländern unterteilt in Erkundungs-, Explorations- sowie Feldentwicklungs- und Förderlizenzen. In einigen Ländern führt eine erfolgreiche Abwicklung der ersten Stufe (Erkundung, Exploration) zur automatischen Erteilung einer weitergehenden Lizenz (Feldentwicklungs- und Förderlizenz), in anderen Ländern muß dafür jeweils ein neuer Antrag gestellt werden.

Diese Stückelung von Nutzungsrechten hat den Zweck, den Staat laufend mit Informationen über jede Projektphase zu versorgen; sie stellt

jedoch aus der Sicht der Unternehmen eine unnötige Erschwerung dar, weil sie die Unsicherheit erhöht. Kohlenwasserstoffprojekte haben wie die meisten Bergbauprojekte einen langfristigen Charakter. Sie erfordern eine relativ hohe Kapitalbindung über einen größeren Zeitraum und müssen daher von einem Planungshorizont von mindestens 10 bis 15 Jahren ausgehen können. Jede Verkürzung dieses Horizonts beeinflusst die Investitionsbereitschaft der Unternehmen. Deshalb kann eine Trennung zwischen Explorations- und Produktionsphase allenfalls aus steuerlichen Gründen, nicht jedoch allokatonspolitisch sinnvoll sein.

Die Stückelung von Nutzungsrechten wird in den meisten Ländern von einer strengen Berichterstattungspflicht begleitet. Außerdem müssen Lizenznehmer detaillierte Pläne für die Durchführung der einzelnen Projektphasen einhalten, die vorher vom Staat genehmigt wurden. Dies stellt einen direkten Eingriff in die Unternehmensführung dar, weil dem Unternehmen hierdurch seine Reaktionsfähigkeit genommen wird. Bergbauunternehmen beteiligen sich an Rohstoffvorhaben, weil diese im Entscheidungszeitpunkt unter Berücksichtigung rechtlich-institutioneller und ökonomischer Faktoren lohnend erscheinen. Änderungen des externen Datenkranzes können eine unternehmerische Antwort erforderlich machen, die unter Umständen darin bestehen kann, daß die mit dem Staat vereinbarten Arbeitspläne an die laufende Entwicklung angepaßt werden. Findet eine wirtschaftlich notwendige interne Anpassung im Unternehmen nicht statt, so können hohe Verluste die Folge sein, die das Unternehmen gegebenenfalls daran hindern könnten, das Projekt weiterzuführen. Als Beispiel sei eine Halbierung des Rohölpreises genannt, die sämtliche Explorationsarbeiten im Meer plötzlich unrentabel machen könnte. Das Unternehmen darf in diesem Fall nach den geltenden Rahmenbedingungen die Explorationsarbeiten nicht abbrechen, obwohl es betriebswirtschaftlich notwendig wäre.

Weitere Nachteile ergeben sich aus nichtausschließlichen Explorationslizenzen, die in einigen Ländern erteilt werden. Auch in diesem Fall ist damit zu rechnen, daß die Unternehmen eher zurückhaltend investieren, da sie über die (oft mit großem Aufwand ermittelten) Ergebnisse nicht allein verfügen können.

In einigen Ländern wird zudem die Verwertung von geförderten Rohstoffen stark eingeschränkt. Unterliegen Unternehmen der Andienungspflicht und müssen daher sämtliche Rohstoffe an den Staat ablie-

fern zu Bedingungen, die oft nicht verhandelbar sind, so wirkt sich dies negativ auf die Investitionsbereitschaft aus, insbesondere bei vertikal integrierten Unternehmen.

Zu den allokatonspolitisch bedenklichsten Merkmalen von europäischen Offshore-Lizenzen gehört die Nichtübertragbarkeit der Lizenzen. Damit übernimmt - wie beim Arbeitsprogramm - der Lizenznehmer ein großes Risiko. Gäbe es einen Markt für Lizenzen, so würden Unternehmen, die etwa wegen veränderter äußerer oder innerbetrieblicher Bedingungen alternative Projekte bevorzugen und deshalb von einem bestimmten Offshore-Projekt entbunden werden möchten, die entsprechende Lizenz anderen Unternehmen zum Kauf anbieten. Dies ist unter den gegenwärtig geltenden Bestimmungen in keinem europäischen Land erlaubt. Dem Unternehmen bleibt nur die Möglichkeit, die Lizenz an den Staat zurückzugeben. Hinzu kommt, daß einige Staaten bei einer Rückgabe eine Entschädigung für die Nichterfüllung des Arbeitsprogramms fordern, was viele Unternehmen zu einer Weiterführung des Vorhabens veranlassen dürfte, obwohl es längst unrentabel geworden ist.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß die in den europäischen Meeresgebieten vergebenen Nutzungsrechte für Kohlenwasserstoffe die Effizienzbedingungen nicht erfüllen. Effiziente Nutzungsrechte müssen ausschließlich, umfassend und übertragbar sein, um eine optimale Ressourcennutzung zu gewährleisten. Die ineffiziente Gestaltung der Nutzungsrechte ist vor allem auf eine (in anderen Branchen ungewöhnliche) überhöhte Kontrolle einzelner Projektphasen durch den Staat zurückzuführen, die nur wenig Spielraum für eine einzelwirtschaftliche Unternehmensführung bei wechselnden ökonomischen Bedingungen übrig läßt.

β. Fischerei

Das europäische Fischereiregime hat bisher weder das Problem der Überfüllung bestimmter Meeresgebiete noch das der Überfischung vermeiden können. Wesentlich dabei ist, daß die politisch vergebenen Fischereirechte mehr den Charakter einer öffentlichen Zulassung als den eines privaten Eigentumsrechts haben. Private Eigentumsrechte müßten - wie bei Kohlenwasserstoffen - ausschließlich, umfassend und übertragbar sein. Für den einzelnen Fischer würde dies bedeuten, daß er Lizenzen

erwerben und jederzeit veräußern könnte. Solche Rechte müßten für klar abgegrenzte Gebiete und Zeiträume gelten. Für den Fang von Arten, die weit wandern, könnten artenspezifische Lizenzen erteilt werden.

Effiziente private Nutzungsrechte lassen sich nur dann bilden, wenn ganze Fischbestände in Privateigentum übergehen (vgl. dazu Dicke, Foders, 1985). Wird etwa das Meeresgebiet der EG an eine Genossenschaft von Fischern übertragen, so obliegt dieser die Bewirtschaftung der Fischressourcen im Interesse der Anteilseigner (Fischer). Der Zugang würde über eine öffentliche Versteigerung von Lizenzen, etwa nach dem höchsten Gebot, sichergestellt. Private Dienstleistungsunternehmen würden - wie in anderen Branchen auch - die Überwachung der Eigentumsrechte und der Pflichterfüllung sowie die Produktion von Informationen für die Bestimmung optimaler Entnahmeraten und Ruhezeiten übernehmen.

Private Eigentumsrechte würden die Ressourcennutzung auf das wirtschaftlich vertretbare Maß beschränken und dabei eine Fehlallokation von knappen Produktionsfaktoren verhindern. Das heißt, es würde zu einem Abbau von Überkapazitäten und so zu einem gesunden Strukturwandel in der Fischerei kommen. Im Rahmen der EG bedeutet dies, daß die Haushaltsbelastung, die mit der Einkommensstabilisierungspolitik für den Fischereisektor verbunden ist, infolge der Schaffung privater Eigentumsrechte entfallen würde.

c. Die Besteuerung der Kohlenwasserstoffnutzung

Als Ressourceneigentümer erzielt der Staat in den EG-Ländern und Norwegen zwei Arten von Einkommen aus der Nutzung von Meeresressourcen: die Ressourcenrente und die Steuereinnahmen. Die Ressourcenrente wird über Förderabgaben, spezielle Rohstoffsteuern oder staatliche Gewinnbeteiligungen abgeschöpft. Der Meeresbergbau unterliegt als wirtschaftliche Aktivität außerdem den üblichen direkten (Körperschaftsteuer, lokale Einkommensteuer, Gewinnsteuer) und indirekten Steuern (Mehrwertsteuer).

Wie aus Tabelle 26 hervorgeht, bestehen zum Teil erhebliche Unterschiede bei der nominalen Steuerbelastung. Die zugehörige effektive Gesamtbelastung kann allerdings nicht allgemein errechnet werden; dies

Tabelle 26 - Besteuerung von Kohlenwasserstoffprojekten in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1987/88

	Abgaben			Steuern (vH)		
	Gebühren (a)	Pacht (b)	Förder- abgaben	Kohlen- wasser- stoff- steuer(c)	Körper- schaft- steuer(d)	Gewinn- steuer(e)
Belgien	.	ja	nein	-	34-48	-
Bundesrepublik	.	.	ja	-	56 bzw. 52	variabel -
Dänemark	ja	nein	ja	70	50	-
Frankreich	.	nein	ja	-	45	variabel
Griechenland	nein	nein	ja	-	50	variabel (15-30)
Irland	ja	ja	nein	-	50	20
Italien	ja	ja	ja	-	36	16,2 + variable Sätze
Niederlande	ja	ja	ja	70	43	-
Portugal	ja	ja	ja	-	40(f)	-
Spanien	ja	ja	nein	-	40	-
Vereinigtes Königreich	ja	ja	ja	75	35	-
Norwegen	ja	ja	ja	30	-	23 + 27,8

(a) Antrags- und Bearbeitungsgebühren, Pauschalzahlungen und Garantieleistungen. - (b) Einschließlich Bodensteuern. - (c) Auf Feldebasis. In einigen Fällen ist jeder Lizenznehmer, in anderen das Konsortium steuerpflichtig. - (d) In einigen Fällen ist der einzelne Lizenznehmer, in anderen das Konsortium steuerpflichtig; für die Bundesrepublik ergeben sich zwei Sätze, je nachdem, ob es zu einer Gewinnausschüttung kommt oder nicht. - (e) Einschließlich Sondersteuern und Steuern, die auf Gemeinde- oder Bundesebene (Nationaler Ebene) erhoben werden. - (f) Die portugiesische Kohlenwasserstoffsteuer bezieht sich auf das Gesamteinkommen aus Öl- und Gasprojekten. Sie entspricht daher der Körperschaftsteuer und nicht der in anderen europäischen Ländern auf Feldebasis erhobenen Kohlenwasserstoffsteuer.

Quelle: Kapitel V.1 dieser Arbeit.

liegt an den in mehreren Ländern erhobenen Sondersteuern, deren Sätze je nach der Nationalität des Lizenznehmers und dem Ort, in dem das Projekt durchgeführt wird, variieren. Hinzu kommt, daß in einigen Ländern das Einkommen aus einem Ölfeld, in anderen das des Gemeinschaftsunternehmens als Bemessungsgrundlage dient. Außerdem wäre die Aussagekraft solcher effektiven Sätze nur gering. Entscheidend für die tat-

sächliche (effektive) Besteuerung dürfte nicht so sehr die Höhe der nominalen Steuersätze, sondern der Umfang der Abschreibungs- und Absatzungsmöglichkeiten sein, die dem Rohstoffunternehmen eingeräumt werden. Deutliche Unterschiede zwischen den nationalen Sätzen können auch bei den Förderabgaben, der staatlichen Gewinnbeteiligung und der Mehrwertsteuer (Tabelle 27) festgestellt werden.

Die für das Vereinigte Königreich und für Norwegen verfügbaren Daten zeigen, daß die Staatseinnahmen aus Steuern eine größere Bedeutung als die aus Förderabgaben haben. Im Vereinigten Königreich stellt die Kohlenwasserstoffsteuer die wichtigste Einnahmequelle dar (Tabelle 28), in Norwegen sind es die Sondereinkommensteuern (Tabelle 29). Zählt man für das Vereinigte Königreich die Förderabgaben zur Kohlenwasserstoffsteuer hinzu, so fällt auf, daß der Staat eigentlich weit mehr Rente als Einkommensteuer abschöpft.

Die Struktur der Steuerbelastung von Kohlenwasserstoffvorhaben im Festlandsockel der Untersuchungsländer läßt vermuten, daß mit Ausnahme von Irland und Spanien die Rentenabschöpfung im Vordergrund steht. Dies gilt besonders für Norwegen, wo keine Körperschaftsteuer erhoben wird. Ob und inwieweit der Staat dabei den Lizenznehmern nur die tatsächlich realisierbare Rente und nicht einen überhöhten Betrag

Tabelle 27 - Mehrwertsteuersätze in den EG-Ländern und Norwegen 1988 (vH)

	Mehrwertsteuer(a)
Belgien	25
Bundesrepublik	14
Dänemark	22
Frankreich	33,33
Griechenland	20
Irland	10
Italien	18
Niederlande	20
Portugal	16
Spanien	12
Vereinigtes Königreich	15
Norwegen	20

(a) Satz für einige Dienstleistungen und den überwiegenden Teil der Waren.

Quelle: Petroconsultants.

Tabelle 28 - Vereinigtes Königreich: Steuereinnahmen aus Kohlenwasserstoffprojekten im Meer 1977/78-1986/87 (Mill. £)

	1977 /78	1978 /79	1979 /80	1980 /81	1981 /82	1982 /83	1983 /84	1984 /85	1985 /86	1986(a) /87
Förderabgaben	228	289	628	992	1396	1632	1904	2426	2057	900
Zusatzabgabe(b)	-	-	-	-	2025	2395	-	-	-	-
Kohlenwasserstoffsteuer(c)	-	183	1435	2410	2390	3274	6017	7177	6375	1300
Körperschaftsteuer(d)	10	93	250	341	681	521	877	2427	2923	2700
Insgesamt	238	565	2313	3743	6492	7822	8798	12030	11360	4800

(a) Geschätzt. - (b) Supplementary Petroleum Duty. - (c) Petroleum Revenue Tax einschließlich der Advance Petroleum Revenue Tax. - (d) Nach Abzug der Advance Corporation Tax.

Quelle: DOE [a, 1987].

Tabelle 29 - Norwegen: Staatseinnahmen aus Kohlenwasserstoffprojekten im Meer 1971-1988 (Mill. NKr)

	Förderabgaben	Steuern(a)	Insgesamt
1971	14	0	14
1972	42	0	42
1973	69	0	69
1974	121	0	121
1975	208	0	208
1976	812	1147	1959
1977	703	2419	3122
1978	1265	2555	3820
1979	1661	4891	6552
1980	3703	14867	18570
1981	5355	21867	27222
1982	5833	24050	29883
1983	7443	22877	30320
1984	9802	29411	39213
1985	11871	34822	46693
1986	8402	27304	25706
1987(b)	8033	9400	17433
1988(b)	7139	8000	15139

(a) Kohlenwasserstoffsteuer, Gemeindesteuer und Nationale Steuer . -
(b) Geschätzt.

Quelle: RMPE [1987].

abverlangt, ist eine empirische Frage. Bisherige Untersuchungen bestehender Fiskalregime haben ergeben, daß der Staat in vielen Bergbauländern, z.B. auch im Vereinigten Königreich und in Norwegen, weit mehr als die tatsächlich realisierbare Rente eingenommen hat [vgl. dazu Kemp, Rose, 1984].

Der optimale Satz, um die Ressourcenrente abzuschöpfen, läßt sich wegen der zum Zeitpunkt der Lizenzerteilung bestehenden Unsicherheit über das wahre Ausmaß der Vorkommen nicht im voraus bestimmen. Nur wenn der wahrscheinliche Wert der Rente über den Auktionsmechanismus ermittelt wird, kann eine bestmögliche Annäherung zwischen der abgeschöpften und der tatsächlich realisierbaren Rente erreicht werden. Voraussetzung dafür ist allerdings, daß so viele Unternehmen wie möglich an der öffentlichen, nach allgemein bekannten Regeln durchgeführten Auktion teilnehmen.

Aus den verschiedenen Gebotsformen, die denkbar wären, sollte diejenige gewählt werden, die zu einer allokatonsneutralen Rentenabschöpfung führt. Das in den Vereinigten Staaten - das einzige Land mit einer langjährigen Erfahrung bei der Versteigerung von Ressourcenrechten - am häufigsten angewandte System sieht eine Pauschalzahlung in Höhe des diskontierten Ressourcenwerts vor. Theoretische Untersuchungen sind zwar zu dem Ergebnis gekommen, daß nur Gebote in Form von Gewinnanteilen allokatonsneutral sein können; Erfahrungen mit diesem System liegen jedoch noch nicht vor, obwohl es z.B. in den Vereinigten Staaten gesetzlich zulässig wäre [vgl. Fodors, 1985]. Offenbar hat sich die Pauschalzahlung als Gebotsform in der Praxis bewährt.

4. Juristische Bewertung

a. Allgemeines Völkerrecht und Seerecht

Die nationale Ausweisung von Festlandsockel- und ausschließlichen Wirtschaftszonenbereichen wirft unter seerechtlichen Gesichtspunkten keinerlei Probleme auf. Festlandsockel und ausschließliche Wirtschaftszonen sind als Gebiete völkerrechtlich anerkannt, in denen den betreffenden Küstenstaaten ausschließlich Nutzungsrechte zustehen. Was die seewärtige Begrenzung des Festlandsockels anbetrifft, so halten sich die

Maßnahmen der EG-Staaten und Norwegens auf jeden Fall in den vom Seerechtsübereinkommen gezogenen Grenzen. Nicht ausgeräumt sind dagegen Abgrenzungsstreitigkeiten zwischen benachbarten und gegenüberliegenden Staaten, vor allem im Mittelmeer. Die Lösung dieser Grenzkonflikte muß bilateral herbeigeführt werden, sei es durch Abschluß völkerrechtlicher Verträge (wie kürzlich zwischen Schweden und der Sowjetunion über die Abgrenzung der ausschließlichen Wirtschaftszone südöstlich von Gotland), sei es durch Entscheidung des IGH oder eines Schiedsgericht. Die aus derartigen Streitigkeiten resultierenden Spannungen zwischen den Staaten könnten im Verhältnis der EG-Staaten zu einander deutlich abgebaut werden, wenn es gelänge, die Festlandsockelbereiche der EG-Staaten stärker zu europäisieren. Abgrenzungsstreitigkeiten erhalten ihre Brisanz letztlich nur durch die zu beobachtende national ausgerichtete wirtschaftliche Nutzung der Festlandsockelbereiche. Das europäische Potential ist in dieser Hinsicht keineswegs ausgeschöpft.

b. EG-Recht

Gegen die oben vorgestellten nationalen Maßnahmen und Regelungen der Mitgliedstaaten der EG bestehen unter verschiedenen Gesichtspunkten europarechtliche Bedenken. Die Maßnahmen Norwegens hingegen sind an den Maßstäben des Wirtschaftsvölkerrechts zu messen. Die Kritik an diesen ist weniger rechtlicher als politischer Natur.

a. *Behinderungen beim Zugang zu Offshore-Auffindungs- und Gewinnungslizenzen*

Abgesehen vom französischen Recht, das eindeutig gegen den Grundsatz der Niederlassungsfreiheit sowie Art. 7 EWGV verstößt, schließt keine der angesprochenen nationalen Ordnungen aus, daß sich auch Ausländer und ausländische Unternehmen um Aufsuchungs- und Gewinnungslizenzen bewerben können. Die Praxis belegt, daß diese Bewerbungen auch, allerdings prozentual in unbefriedigendem Umfang, Erfolg haben können. Unter dem Aspekt des Diskriminierungsverbots, beziehungsweise der im EWGV normierten Niederlassungsfreiheit scheint daher

die Regelung der Antragsberechtigung - zumindest dem jeweiligen Wortlaut nach - mit dem Gemeinschaftsrecht in Einklang zu stehen. Dieser Einklang wurde im Vereinigten Königreich erst 1976 hergestellt. Die vorherige Praxis, nach der Lizenzen nur von britischen Unternehmen nachgesucht werden konnten, stand, wie die noch existierende französische Regelung, nicht im Einklang mit dem Grundsatz der Niederlassungsfreiheit.

Nicht unproblematisch ist allerdings, daß im Vereinigten Königreich, Spanien und Sizilien verlangt wird, daß ein Lizenznehmer einen nationalen Verwaltungssitz begründet. Sinn dieser Regelungen ist es, die Steuererhebung und die Durchsetzung von nationalen Rechtsvorschriften zu erleichtern. Für die Untersuchung der Frage, ob diese Regelungen im britischen, spanischen und italienisch/sizilianischen Recht gegen den Grundsatz der Niederlassungsfreiheit verstoßen, ist von Bedeutung, ob die Beschränkung im Aufnahmestaat allgemein, d.h., auch für dessen Staatsangehörige gilt oder ob sie besonders diejenigen behindert, die aus einem anderen Mitgliedstaat kommen [Groeben, 1983, Art. 52, Rdn. 17]. Vordergründig ließe sich argumentieren, daß diese Regelungen allgemein gelten, ohne Bewerber aus dem Inland unzulässig zu privilegieren. Allerdings ist von einer Diskriminierung nicht nur dann zu sprechen, wenn eine Vorschrift formal nicht nach der Staatsangehörigkeit differenziert. Diskriminierend wirken auch Regelungen, die von den Inländern kraft ihrer Inländereigenschaft gleichsam automatisch erfüllt werden, hingegen auf Seiten der Ausländer eine Erschwernis der Niederlassungsfreiheit darstellen [Groeben, 1983, Art. 52, Rdn. 18]. Genau dies ist bei den angesprochenen Regelungen der Fall.

Der Begriff der Niederlassungsfreiheit beschreibt die Möglichkeit, sich aktiv durch direkte eigene Erwerbstätigkeit in das Wirtschaftsleben des Gaststaats einzugliedern und nicht nur als Einzelperson, sondern mit einem ganzen Unternehmen [ibid., Rdn. 1]. Art. 52 EWGV erfaßt daher die Verlagerung ganzer Betriebe, die Gründung von Agenturen, abhängigen Zweigniederlassungen und unabhängigen Tochtergesellschaften. Die Niederlassungsfreiheit ist nur dann voll verwirklicht, wenn die ganze Palette der gesellschaftsrechtlichen Betriebsformen weiterhin offensteht. Gerade dies wird jedoch durch die Regelungen im Vereinigten Königreich, Spanien und Sizilien ausgeschlossen, da hier die Bewerber zur Gründung einer selbständigen Tochter - mit allen innerbetrieblichen Kon-

sequenzen, insbesondere organisatorischer und steuerlicher Art - gezwungen werden [Mason, 1979, S. 108; Evans, 1982, S. 356; Kuske, 1987, S. 130 f.].

Ebenso angreifbar sind alle Regelungen (Griechenland, Niederlande, Spanien, Dänemark, Irland), die eine zwangsweise Unternehmensbeteiligung erzwingen. Auch hierdurch wird der Grundsatz der Niederlassungsfreiheit verletzt.

Fast alle angesprochenen nationalen Regelungen zeichnen sich dadurch aus, daß die Vergabe von Lizenzen in das Ermessen der zuständigen Verwaltungsbehörden gestellt werden. Besonders deutlich wird dies bei den Regelungen im Vereinigten Königreich, Dänemark und Italien. Für sich allein betrachtet kann ein solches Vergabesystem, soweit es auswahlneutral ist, von seiner Konzeption her nicht mit Gemeinschaftsrechtsnormen kollidieren. Eine Verletzung von Art. 52 EWGV ist hierin nicht zu sehen.

Rechtlich angreifbar hingegen ist, wenn bei Ausschreibungen von Offshore-Lizenzen nur in beschränktem Umfang ausländische Unternehmen zur Teilnahme aufgefordert werden, vorausgesetzt, die Aufforderung stellt eine Verfahrensvoraussetzung dar. Die Ausschreibungspraktiken des Vereinigten Königreichs und Dänemarks entziehen sich einer exakten juristischen Analyse, da sie im Ermessen der Lizenzvergabebehörden liegen. Der verhältnismäßig geringe Anteil ausländischer Unternehmen ist jedoch ein Indiz für eine Art. 7 EWGV verletzende Diskriminierung. Das griechische Recht sieht eine Teilnahme nach Aufforderung vor. Hier wäre nachzuprüfen, inwieweit bei den Aufforderungen zwischen nationalen und fremden Unternehmen unterschieden wird. Das gleiche gilt für Dänemark.

In der Praxis eröffnet das Auswahlssystem, soweit es der zuständigen Verwaltungsbehörde ein weites Ermessen einräumt, den jeweiligen Regierungen die Möglichkeit, die nationalen Wirtschaftsbelange durchzusetzen. Diskriminierungen werden damit auf die Ebene des Verwaltungshandelns verlagert und sind mit dem rechtlichen Instrumentarium des EWGV nur noch anzuprüfen, soweit sie ihren Niederschlag in allgemeinen Richtlinien oder Modellklauseln (Vereinigtes Königreich) gefunden haben.

Rechtlich problematisch ist in den britischen Modellklauseln der Punkt, daß britische Unternehmen im Heimatstaat eines ausländischen Bewerbers eine entsprechend günstige Behandlung erfahren müssen. Denn selbst eine Diskriminierung eines britischen Unternehmens in einem Mit-

gliedstaat rechtfertigt es - unter dem ausgebauten Rechtsschutzsystem der EG - nicht, diskriminierende Maßnahmen gegen Unternehmen aus diesem Staat im Vereinigten Königreich zu ergreifen. Diese Modellklausel stellt also einen Verstoß gegen Art. 52 EWGV dar.¹

Die Modellklauseln der neunten und zehnten Vergaberunde im Vereinigten Königreich, ebenso wie das Memorandum of Understanding sehen vor, daß derjenige Antragsteller bevorzugt berücksichtigt werden soll, der die britische Offshore-Industrie bevorzugt. Vergleichbare Regelungen sind in Dänemark, Griechenland und Irland vorgesehen. Evans [1980, S. 394] sieht hierin bereits eine Verletzung von Art. 52 EWGV, da die heimischen Unternehmen diese Forderung leichter erfüllen könnten. Dem ist zu widersprechen, denn diese Verpflichtung trifft ausländische und einheimische Unternehmen in gleichem Umfang. Auf diesen Komplex wird aber unter dem Gesichtspunkt des freien Waren- und Dienstleistungsverkehrs erneut einzugehen sein.

β. Behinderungen bei der Ausfuhr geförderter Kohlenwasserstoffe

Art. 34 EWGV verbietet mengenmäßige Ausfuhrbeschränkungen und Maßnahmen gleicher Art. Britisches, dänisches, griechisches, italienisches und portugiesisches Recht unterwerfen die Ausfuhr der geförderten Kohlenwasserstoffe verschiedenen Einschränkungen: Einräumung eines Vorkaufsrechts zugunsten des Staates oder eines staatlich kontrollierten Unternehmens, Abgabeverpflichtung zugunsten des Staates (vor allem für den Fall einer Versorgungskrise), Genehmigungspflicht hinsichtlich des Direktexports, Anlandungsbestimmungen, staatliche Festlegung des Pipeline-Verlaufs (mit Benutzungszwang), Naturalabgabe in Form von gefördertem Öl, staatliche Festlegung von Förderhöchstmengen, Nachweis von Weiterverarbeitungsaktivitäten. Die Niederlande haben Sondervorschriften nur für die Vermarktung von Gas.

Die Inanspruchnahme einer reinen Kaufoption, vor allem, wenn der Kauf zu marktüblichen Preisen erfolgen soll, ist nach Art. 34 EWGV noch nicht zu beanstanden. Hierin liegt noch keine Beschränkung der Ausfuhrfreiheit. Etwas anderes könnte gelten, wenn dieses Vorkaufsrecht

¹ Ebenso Michael [1983, S. 88]; Woodliffe [1975, S. 18]; Wenger [1971, S. 190].

tatsächlich ausgeübt wird. Möglicherweise findet es dann jedoch seine Rechtfertigung in Art. 36 EWGV, der Ausnahmen vom Verbot der mengenmäßigen Beschränkung und Maßnahmen gleicher Wirkung vorsieht. Dieselbe Problematik wie bei der Kaufoption ergibt sich für Naturalabgaben in Form von gefördertem Öl.

Problematisch sind dagegen die Vorschriften, die eine festländische Anlandung vor der Ausfuhr in einen anderen Mitgliedstaat, eine Weiterverarbeitung vor der Ausfuhr oder auch nur eine Genehmigung für die Ausfuhr in einen anderen Mitgliedstaat verlangen (Vereinigtes Königreich, Dänemark, Italien, Griechenland).

Dabei handelt es sich stets um mengenmäßige Ausfuhrbeschränkungen bzw. Maßnahmen gleicher Wirkung im Sinne von Art. 34 EWGV. Auch das Erfordernis einer Ausfuhrgenehmigung sowie der Zwang zur Auflistung der Down-stream-Aktivitäten erfüllt bereits den Tatbestand einer Ausfuhrbeschränkung.¹

Vor allem Dänemark und das Vereinigte Königreich haben in großem Umfang Einfluß auf den Verlauf von Pipelines genommen. Dies widerspricht nicht den europarechtlichen Verkehrsregelungen, da sie diese Pipelines nicht erfassen. Nicht ausgeschlossen ist aber ein Verstoß gegen Art. 34 EWGV, soweit über die Verlegung von Pipelines der Strom des geförderten Öls in das Vereinigte Königreich bzw. nach Dänemark gelenkt wird, um so für die heimische Petrochemie eine bessere Auslastung zu erreichen. Erfolgt die Verlegung von Pipelines mit dieser Zielsetzung, so liegt hierin eine mit Art. 34 EWGV unvereinbare Beeinflussung der Warenströme.²

¹ Evans [1982, S. 360 f.]; so aber der EuGH [Rs. 82/77 (van Tiggle-Mindestpreise für Genever), Slg. 1978, 25 (40); Rs. 27/80 (Fietje), Slg. 1980, 3839 (3854); Rs. 6/76 (Kommission-Frankreich), Slg. 1977, 515]; in der Rs. 68/76 (Kommission-Frankreich), Slg. 1977, 515 hat der EuGH "jedes Erfordernis einer besonderen Formalität im innergemeinschaftlichen Handel ... wegen der damit verbundenen Verzögerungen und seiner abschreckenden Wirkung auf die am Wirtschaftsleben Beteiligten ein Hindernis für den freien Warenverkehr" genannt. Dem folgen Chapman [1976, S. 212] und Krämer [1978, S. 577].

² Vgl. dazu vor allem EuGH [Urteil vom 08.11.1979, Rs. 15/79 (Groenwald), Slg. 1979, 3409 (3415); Urteil vom 14.07.1981, Rs. 155/80 (Nachtbackverbot), Slg. 1981, 1993; Rs. 172/82 (Französische Altöle), Slg. 1983, 555, 556; Rs. 295/82 (Französische Altöle), Slg. 1984, 575, 584]; dazu Moench [1982, S. 2691]; Evans [1983, S. 586 ff.]; Kuske [1987, S. 143].

Zur Frage des freien Verkaufs von Öl hat der EuGH Stellung genommen und sich dabei zu Art. 36 EWGV geäußert. Von Belang in dem hier behandelten Zusammenhang ist das Urteil in der Rs. 72/83 (Campus Oil Ltd.-Industrie- und Energieministerien) [EuGH, Slg. 1984, 2727]. In ihm wird festgestellt, daß der Gesichtspunkt der nationalen Sicherheit (Art. 36 EWGV) es erlaube, die Freiheit des Warenverkehrs in bezug auf Öl einzuschränken. Dabei wird der Begriff der öffentlichen Sicherheit mit Blick auf die besondere ökonomische Bedeutung von Öl und Ölprodukten definiert. Allerdings hat der Gerichtshof seine bereits früher geäußerte Ansicht¹ nicht grundsätzlich aufgegeben, wonach Art. 36 EWGV nur zu nichtwirtschaftlichen Zielen eingesetzt werden kann. Daher sind Anlandungs- und Lieferverpflichtung, wie sie z.B. Griechenland für Notsituationen vorsieht, gerechtfertigt, wohingegen die Anlandungsverpflichtungen z.B. Dänemarks und des Vereinigten Königreichs nicht durch Art. 36 EWGV gerechtfertigt werden.

7. Behinderungen bei der Einfuhr von Offshore-Installationen und -Material bzw. bei Inanspruchnahme ausländischer Dienstleistungen

Für das Vereinigte Königreich ist in diesem Zusammenhang das Memorandum of Understanding von Bedeutung (Anhang B.3). Grundsätzlich ist das Ziel, einer nationalen Industrie in vollem Umfang die Gelegenheit zu geben, sich um Aufträge von Rohstoffunternehmen mit Gütern und Dienstleistungen zu bewerben, mit den Prinzipien des Gemeinsamen Marktes vereinbar. Trotz seines Verweises auf das EWG-Recht enthält aber das Memorandum of Understanding verfahrensrechtliche Vorschriften, die den Grundsätzen eines freien Marktes widersprechen.

Dies gilt zunächst für die Verpflichtung, alle Vertragsabschlüsse mit einem nichtbritischen Unternehmen anzumelden. Hierbei handelt es sich um eine einfuhrbehindernde Maßnahme im Sinne von Art. 30 EWGV. Britische Unternehmen werden abgeschreckt, ausländische Anbieter zu berücksichtigen, bzw. ermutigt, Abschlüsse mit britischen Unternehmen vorzunehmen. Hier ist auf die vom EuGH in der Rs. 68/76 (Kommission-

¹ EuGH [Rs. 7/61 (Kommission-Italien), Slg. 1961, 317 (329), modifiziert in Rs. 7/78 (Regina-Thompson), Slg. 1978, 2247]; vgl. dazu Vandermeersch [1987, S. 31 ff.].

Frankreich) [Slg. 1977, 515 ff. (Leitsatz 1)] entwickelten Grundsätze zurückzugreifen.

Angreifbar unter Art. 30 EWGV ist ebenfalls jede Aufforderung, vor allem Erzeugnisse aus dem Genehmigungsstaat zu erwerben, insbesondere wenn dies - wie im Vereinigten Königreich, Dänemark, Irland (allerdings weniger deutlich), Portugal und Spanien der Fall - mit in das Lizenzvergabeverfahren einfließt. Dabei kommt es nicht darauf an, daß diese Aufforderung nicht verbindlich im Regelwerk vorgeschrieben ist, sondern lediglich in der Praxis des Verwaltungshandelns zum Ausdruck kommt. Nach der Rechtsprechung des EuGH [Rs. 249/81 (Kommission-Irland), Slg. 1982, 4005 (4023)] sind Akte gleicher Wirkung im Sinne von Art. 30 EWGV bereits alle Akte, "... die von einer öffentlichen Behörde ausgehen, einschließlich Anregungen ...", auch wenn diese Akte die Bestimmungsperson nicht rechtlich binden, sondern diese nur dazu veranlassen, ein bestimmtes Verhalten einzunehmen.¹ Diese Kriterien sind bereits mit der offiziellen Verlautbarung der Regierungspolitik erfüllt.

Die gleichen Gesichtspunkte gelten gemäß Art. 59 EWGV für die Inanspruchnahme ausländischer Dienstleistungen.

Unvereinbar mit Art. 7 EWGV ist jede Form der Flaggendiskriminierung, wie sie in dem Zwang zum Ausdruck kommt, nur Schiffe unter der Flagge des Genehmigungsstaates (Frankreich) in der Versorgungsschiffahrt einzusetzen [so auch Woodliffe, 1975, S. 20].

6. Finanzielle Diskriminierung

Eine steuerliche Ungleichbehandlung von inländischen und ausländischen Unternehmen sieht alleine das italienische Recht vor. In den Niederlanden besteht dagegen die Gefahr, daß ausländische Unternehmen von Investitionshilfen ausgeschlossen werden. Beides stellt eine Verletzung von Art. 7 EWGV dar.

¹ Vgl. auch Richtlinie des Rates der EG 70/57 vom 22.12.1969 sowie Oliver [1984, S. 235 f.].

ε. Behinderung der Arbeitnehmerfreizügigkeit

Der Grundsatz der Freizügigkeit (Art. 48 EWGV) erfaßt jede auf der Staatsangehörigkeit beruhende unterschiedliche Behandlung der Arbeitnehmer der Mitgliedstaaten in bezug auf die Beschäftigung. Hiergegen verstoßen die Regelungen in Irland, Spanien und vor allem Portugal, die eine vorrangige Beschäftigung einheimischer Arbeitskräfte fordern.

c. Zusammenfassung

Insgesamt ist festzustellen, daß keiner der Mitgliedstaaten der EG eine Regelung für die wirtschaftliche Ausbeutung seines Festlandssockels getroffen hat, die den Grundsätzen des Gemeinschaftsrechts voll entspricht. Einer der Gründe für das wenig gemeinschaftskonforme Verhalten liegt ohne Zweifel darin, daß es Kommission und Ministerrat bislang versäumt haben, das sekundäre Gemeinschaftsrecht auf diesen Wirtschaftsbereich und die dort gewonnenen Produkte auszudehnen.

d. Juristische Bewertung des norwegischen Rechts zur wirtschaftlichen Nutzung der Offshore-Bereiche

Das norwegische Recht zur wirtschaftlichen Nutzung der Offshore-Bereiche ist nicht darauf angelegt, den volkswirtschaftlichen Nutzen zu maximieren. So begnügt sich Norwegen nicht mit den Gewinnen aus Förderung und Vermarktung der gewonnenen Kohlenwasserstoffe, sondern benutzt die wirtschaftliche Ausbeutung der norwegischen Meeresressourcen dazu, die Industrialisierung Norwegens auch in solchen Produktbereichen zu fördern, die ohne staatliche Unterstützung international nicht wettbewerbsfähig wären. Da Norwegen 1972 nicht wie andere Mitglieder der European Free Trade Association (EFTA) den EG beigetreten ist, ist das norwegische Recht zur wirtschaftlichen Nutzung des Offshore-Festlandssockels nur unter wirtschaftsvölkerrechtlichen Gesichtspunkten zu würdigen. Relevant ist insoweit nur das General Agreement on Tariffs and Trade (GATT); das Seerechtsübereinkommen erlegt dem Küstenstaat hinsichtlich der Nutzung seines Küstenvorfelds (ausschließliche Wirt-

schaftszone und Festlandsockel) keinerlei Bindungen auf. Das GATT ist von seinem - allerdings mehrfach durchbrochenen - Grundsatz dem Prinzip des Freihandels verpflichtet. Es regelt die zoll- und kontingentmäßige Seite der im übrigen nicht in Kraft getretenen International Trade Order und enthält auch politische und wirtschaftspolitische Grundsätze, um das Prinzip des Freihandels in eine völkerrechtlich verbindliche Form zu kleiden.

Die GATT-Prinzipien lassen sich in die Regeln und in die Ausnahmen gliedern. Die Ausnahmen erfassen die Vorbehalte und die Rahmenordnungen für Freihandelsgebiete etc. (Art. XXIV GATT). Bei den Regeln sind in dem hier behandelten Zusammenhang die Inländerbehandlung und die Meistbegünstigung von Bedeutung. Diese GATT-Regeln berechtigen oder verpflichten nur die Mitgliedstaaten, eine Anwendung auf einzelne Unternehmen oder auf Privatpersonen scheidet aus (Jackson, 1980, S. 21).

Art. I und II GATT sehen vor, daß jedes GATT-Mitglied in seinen wirtschaftsregulierenden Maßnahmen nicht zwischen eigenen und fremden Wirtschaftspersonen unterscheiden darf. Das heißt, der heimische Markt ist für ausländische Wirtschaftspersonen so zu öffnen und diese sind so zu stellen, wie die Wirtschaftspersonen desjenigen Staates stehen, dem der Gaststaat die meisten Vergünstigungen zugesichert hat (Meistbegünstigungsklausel). Unter diesem Gesichtspunkt bestehen gegen das norwegische Recht und die norwegische Verwaltungspraxis keine Bedenken, auch wenn gelegentlich argumentiert wird, britische Firmen erhielten im Vergleich zu anderen ausländischen Firmen eine Vorzugsbehandlung.

Die GATT-Mitglieder verpflichten sich in Art. III, auf ausländische Wirtschaftspersonen im Inland die gleichen steuerrechtlichen und sonstigen wirtschaftsregulatorischen Bestimmungen anzuwenden wie auf Inländer. Auch dieser Grundsatz wird vom norwegischen Recht weitgehend eingehalten. Denn die den Unternehmen im Interesse der norwegischen Wirtschaft auferlegten Pflichten (Förderung der norwegischen Wirtschaft, Ausbildung norwegischer Arbeitskräfte, Anlandepflicht, Überlassung von Einrichtungen etc.) treffen alle Unternehmen in gleichem Umfang.

Das GATT-Recht schließt die mit diesen Maßnahmen bezweckte Förderung der norwegischen Wirtschaft (noch) nicht aus. Die Maßnahmen fallen nicht unter das Verbot von Dumping und Exportsubventionierung (Art. VI und XVI GATT). Sie fallen vielmehr unter die vom GATT vor-

gesehenen Ausnahmen (Entwicklung der heimischen Industrie, Art. XVIII GATT) und sind damit gerechtfertigt.

Aber auch, wenn das norwegische Recht völkerrechtlich nicht angreifbar erscheint, steht es doch mit den in der GATT-Präambel enthaltenen wirtschaftspolitischen Grundsätzen, wie sie von den westlichen Industriestaaten verfochten werden, nicht in Einklang. Insbesondere trifft dies beim Grundsatz zu, einen von staatlichen Eingriffen möglichst ungehinderten freien Wettbewerb zu gewährleisten. Das deutsche Außenwirtschaftsrecht sieht für derartige Fälle von nationalstaatlichem Protektionismus durchaus Reaktionsmöglichkeiten vor. Es bestünde beispielsweise die Möglichkeit, im Rahmen des Abkommens über die Abnahme von norwegischem Gas, auf eine angemessene Berücksichtigung deutscher Firmen hinzuwirken.

VI. Wirtschafts- und rechtspolitische Schlußfolgerungen

1. Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse

Die den EG-Ländern und Norwegen vorgelagerten Meereszonen bergen Ressourcen, deren Nutzung im Zuge technischer Fortschritte und steigender Nachfrage lohnender geworden ist. Zu diesen Ressourcen gehören neben den Kohlenwasserstoffen auch die Fischbestände. Die Nutzung von knappen Ressourcen erhöht die Wohlfahrt der heutigen und künftigen Generationen, wenn an den Ressourcen private Eigentumsrechte gebildet werden und die Eigentümer ihre Rechte unter Wettbewerbsbedingungen ausüben. Die Seerechtsentwicklung nach 1945 hat zwar für die Nord- und Ostsee sowie für das Mittelmeer den freien Zugang zu den Ressourcen Fisch und Kohlenwasserstoffe beseitigt und den Küstenstaaten Verfügungsrechte über diese Ressourcen eingeräumt. Diese Verfügungsrechte wurden jedoch von den Regierungen der Küstenstaaten bislang nur in sehr unvollkommener Weise an private Unternehmen übertragen.

Die Vergabe von Zugangsrechten in den westeuropäischen Ländern erfolgt nicht über den Markt. Zugangsrechte werden politisch erteilt. Dabei nehmen die zuständigen Behörden Einfluß auf die Unternehmensführung, indem sie u. a. keine freie Auswahl von Vorleistungslieferanten zulassen. Diese Politik hat zu Wettbewerbsbeschränkungen auf zwei Ebenen geführt, beim Zugang zu den Rohstoffen und auf dem Markt für meereswirtschaftliche Güter und Dienste, die für die Durchführung von Rohstoffprojekten im Meer nachgefragt werden.

Die auf politisch-administrativem Wege vergebenen Lizenzrechte erfüllen überdies die Effizienzbedingungen nicht. Für Kohlenwasserstoffvorhaben werden häufig nichtausschließliche Explorations- und Erkundungslizenzen gewährt. Üblich sind ferner gestückelte Rechte (Erkundungs-, Explorations-, Förderlizenzen), die, sofern sie nicht als Einheit vergeben werden, zu einer erhöhten Unsicherheit und somit zu einer geringeren Investitionsneigung bei den Unternehmen beitragen. Offshore-Lizenzen sind darüber hinaus nicht umfassend. Dem Lizenznehmer werden nämlich ein detaillierter Arbeits- und Investitionsplan sowie eine strenge Berichtspflicht auferlegt, die ebenso wie die in einigen Ländern geforderte Andienungspflicht und etwaige Ausfuhrverbote die Verfügungs-

rechte des Lizenznehmers sowohl über seine eigene Unternehmenspolitik als auch über die gewonnenen Rohstoffe spürbar einschränken. Schließlich sind Offshore-Lizenzen nicht frei übertragbar. In den meisten Ländern müssen Lizenzen an den Staat zurückgegeben werden, wenn die Unternehmen ihre Aktivitäten vorzeitig beenden. Der Staat kann dann eine Entschädigung für den noch ausstehenden Teil des vereinbarten Arbeits- und Investitionsplans verlangen. Fischereirechte erfüllen die ökonomischen Effizienzbedingungen ebenfalls nicht. Sie verleiten nämlich den einzelnen Fischer zu einem Verhalten, das eine übermäßige Beanspruchung der Fischbestände, einen Verdrängungswettbewerb um Fischgründe und Überwachungsmaßnahmen in einem nicht mehr vertretbaren Umfang nach sich zieht.

Bei der Besteuerung der Kohlenwasserstoffnutzung bestehen zum Teil erhebliche Unterschiede in den einzelnen Ländern, sowohl bei den direkten als auch bei den indirekten Steuern. Die nominal verhältnismäßig hohe Steuerbelastung durch direkte Steuern und Förderabgaben wird andererseits durch eine zuweilen recht großzügige steuerliche Behandlung der Kostenseite abgeschwächt. Im Vordergrund der Besteuerung steht die Abschöpfung der Ressourcenrente über Förderabgaben, spezielle Kohlenwasserstoffsteuern und staatliche Gewinnanteile. Alles deutet darauf hin, daß in einigen Ländern nicht die tatsächlich realisierbare, sondern vielmehr eine an Maximalerwartungen orientierte Rohstoffrente einbehalten wurde. Dies ist zwar Folge der Unsicherheit, die auf beiden Seiten - beim Staat wie beim Lizenznehmer - über Umfang und Wert der vermuteten Vorkommen besteht. Das politische Vergabeverfahren kann jedoch diese Art von Unsicherheit nicht bewältigen und führt zwangsläufig zu einer Besteuerung, die in keinem direkten Zusammenhang mit dem tatsächlichen Wert der Vorkommen steht.

Die Auswertung nationaler Rechtsvorschriften und die Analyse der Rechtsanwendung durch Behörden und staatlich autorisierte Institutionen ergaben folgende Verstöße gegen das EG-Recht im Bereich der Kohlenwasserstoffnutzung:

- Die Verpflichtung, selbständige Tochtergesellschaften zu gründen, wie sie das britische, spanische und italienisch-sizilianische Recht vorsehen, schränkt die ausländischen Unternehmen in der Wahl ihrer Niederlassungsform ein und steht damit im Widerspruch zu Art. 52 EWGV, der die Niederlassungsfreiheit garantiert. Ebenso angreifbar sind alle

Regelungen, die eine zwangsweise Beteiligung inländischer Unternehmen fordern. Durch derartige Bestimmungen wird der Grundsatz der Niederlassungsfreiheit in Dänemark, Griechenland, Irland, den Niederlanden und Spanien verletzt.

- Die freie Verfügbarkeit über die gewonnenen Rohstoffe wird im Vereinigten Königreich, in Dänemark, Griechenland, Italien und in Portugal eingeschränkt. Mengenmäßige Ausfuhrbeschränkungen und andere Maßnahmen gleicher Wirkung im Sinne von Art. 34 EWGV sind im Vereinigten Königreich, Dänemark, Italien und Griechenland in Gestalt von Vorschriften anzutreffen, die eine festländische Anlandung, eine Weiterverarbeitung oder eine Genehmigung vor der Ausfuhr in einen anderen EG-Staat verlangen. Eine mit Art. 34 EWGV unvereinbare Beeinflussung der Warenströme liegt ferner in der im Vereinigten Königreich und in Dänemark gestellten Forderung, bei der Verlegung von Pipelines die Auslastung der heimischen Petrochemie zu berücksichtigen.
- Die Behinderung der Einfuhr von Vorleistungen für Rohstoffprojekte verstößt gegen Art. 30 EWGV. Dies gilt für die Verpflichtung, Vertragsabschlüsse mit einem ausländischen Unternehmen anzumelden (Vereinigtes Königreich). Ebenso angreifbar ist jede Aufforderung, Vorleistungen aus dem Genehmigungsstaat zu beziehen, besonders, wenn sie in das Vergabeverfahren einfließt, wie im Vereinigten Königreich, in Dänemark, Irland, Portugal und Spanien.
- Weitere Verletzungen des EG-Rechts ergeben sich aus der Flaggendiskriminierung, wie sie in Frankreich für die Versorgungsschifffahrt gilt, der steuerlichen Benachteiligung von ausländischen Unternehmen in Italien und dem Ausschluß ausländischer Unternehmen von der in den Niederlanden gegebenen Möglichkeit, Investitionshilfen zu beantragen (alle drei Regelungen stellen Verstöße gegen Art. 7 EWGV dar).
- Der Grundsatz der Arbeitnehmerfreizügigkeit (Art. 48 EWGV) wird von Regelungen in Irland, Spanien und vor allem in Portugal verletzt. Diese Länder verlangen in unterschiedlichem Maße die Beschäftigung einheimischer Arbeitskräfte.

Der Schutz des Meeresbergbaus in Norwegen steht nicht in Einklang mit den wirtschaftspolitischen Grundsätzen des GATT. Ihm kann rechtlich im Rahmen des GATT und in bilateralen Verhandlungen begegnet werden.

Die Vergabe von Zugangs- und Nutzungsrechten an den Meeresressourcen im Wege politischer oder bürokratischer Entscheidungen haben sich nicht nur als unvereinbar mit den Römischen Verträgen und mit den GATT-Grundsätzen erwiesen. Es wurden auch zahlreiche Anhaltspunkte dafür gewonnen, daß sich die Bevorzugung bestimmter Anbieter wohlstandsmindernd ausgewirkt hat. Darüber hinaus trug die zu hohe Besteuerung der Rohstoffsuche und Rohstoffnutzung dazu bei, daß die Erschließung von Lagerstätten und die Produktion von Kohlenwasserstoffen verlangsamt wurden. Dem OPEC-Kartell wurde daher eine stärkere Außenseiterkonkurrenz erspart, und das Kartell konnte die Preise stärker erhöhen und überhöhte Preise länger aufrechterhalten, als es sonst möglich gewesen wäre.

2. Voraussetzungen für eine effiziente Meeresnutzung

Es stellt sich die Frage, welche institutionellen Rahmenbedingungen eine effiziente Ressourcennutzung ermöglichen und zugleich im Einklang mit dem EG-Recht und dem internationalen Wirtschaftsrecht stehen. Die Untersuchung macht deutlich, daß dieses Ziel am ehesten erreicht wird, wenn das Regime so ausgestaltet ist, daß die Vergabe von Zugangsrechten unter Wettbewerbsbedingungen stattfindet, daß private Nutzungsrechte garantiert und daß eine angemessene Besteuerung gewährleistet werden.

Die Versteigerung von Eigentumsrechten erfüllt in weitgehendem Maße diese Anforderungen. Das Auktionssystem, wie es beispielsweise in den Vereinigten Staaten seit 1954 für die Erteilung von Offshore-Lizenzen eingesetzt wird, ermöglicht die Auswahl von Lizenznehmern unter Wettbewerbsbedingungen. Öffentlich durchgeführte Auktionen nach allgemein bekannten Regeln, an denen inländische und ausländische Unternehmen gleichberechtigt teilnehmen können, führen zu einer Vergabe von Zugangsrechten an die leistungsfähigsten Unternehmen. Das Auktionssystem stellt Chancengleichheit für alle Unternehmen her und ist für Kohlenwasserstoffe ebenso wie für Fischbestände geeignet. Zumindest in drei EG-Ländern (Portugal, Spanien, Vereinigtes Königreich) sind die rechtlichen Voraussetzungen für die Vergabe von Zugangsrechten über ein Auktionssystem gegeben.

Um eine ökonomisch sinnvolle Ressourcennutzung zu erreichen, dürfen sich die in Auktionen vergebenen Nutzungsrechte so wenig wie möglich von originären privaten Eigentumsrechten unterscheiden, wie sie im Bereich des gewerblichen Eigentums üblich sind. Nutzungsrechte sollten vor allem

- nicht in Explorations- und Förderlizenzen unterteilt sein; Lizenzen für Meeresgebiete mit unbekanntem Ressourcenpotential sollten umfassend sein, d. h., die Oberflächenerkundung (seismische Studien) genauso wie die Felderschließung und die Rohstoffförderung gestatten. Bei erfolgreicher Exploration muß der Lizenznehmer nach entsprechender Mitteilung an die zuständige Behörde ohne Neuantrag und ohne festen Arbeitsplan die nächste Projektphase abwickeln können. Bei erfolgloser Exploration wird die Lizenz zurückgegeben;
- ausschließlich sein, d. h., das lizenzierte Gebiet darf nur vom Lizenznehmer zum Zweck der Suche und Ausbeutung bestimmter Ressourcen genutzt werden;
- dem Lizenznehmer die freie Verfügung über die geförderten Rohstoffe gestatten;
- dem Lizenznehmer als Unternehmer sämtliche Entscheidungen überlassen, die im Zusammenhang mit seiner Aktivität stehen, solange dadurch Dritte in ihren Rechten weder eingeschränkt noch gefährdet werden. Dazu gehört insbesondere die freie Wahl von Vorleistungslieferanten;
- frei handelbar sein, damit die Ressourcen ihrer bestmöglichen Verwendung zugeführt werden können.

Rohstoffprojekte im Meer können bei effizienter Gestaltung der Zugangs- und Nutzungsrechte einen Gewinn ermöglichen, der mit dem Gewinn bei wirtschaftlichen Aktivitäten an Land konkurrieren kann. Sofern es sich dabei zum Teil um einen funktionslosen Gewinn im Sinne einer knappheitsbedingten Ressourcenrente handelt, wirkt seine Abschöpfung durch den Eigentümer der Ressource - den Küstenstaat - über ein Auktionssystem allokatonsneutral.

3. Elemente einer Meereswirtschaftspolitik für die Bundesrepublik

Die Bundesrepublik ist als rohstoffarmes Land darauf angewiesen, Rohstoffe einzuführen. Deutsche Unternehmen, die sich direkt an der

Gewinnung von Rohstoffen beteiligen oder Vorleistungen für Rohstoffprojekte liefern möchten, müssen dies überwiegend im Ausland tun. Ihre Märkte liegen in den rohstoffreichen Ländern. An der gegenwärtig wichtigsten Form der Meeresnutzung, der Suche und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen, haben deutsche Unternehmen weit weniger als die anderer Länder teilgenommen. Dazu haben die umfangreichen Zugangsbeschränkungen beigetragen, die in den rohstoffreichen Ländern zum Schutz eigener Anbieter eingeführt wurden. Einer aktiven deutschen Meereswirtschaftspolitik obliegt die Aufgabe, bessere Zugangsbedingungen für deutsche Unternehmen zu schaffen, damit diese nach Maßgabe ihrer ökonomischen Leistungsfähigkeit an den wachsenden meereswirtschaftlichen Märkten teilhaben können.

Auf der Ebene der EG bieten sich prinzipiell zwei Handlungsalternativen an:

- Europäisierung der Meeresgebiete, d.h. Schaffung eines "EG-Meeres", bestehend aus den Festlandsockel- und Wirtschaftszonen der EG-Länder. EG-Organen würden die Zugangsrechte zentral versteigern. Alle Mitgliedsländer müßten ihre nationalen Regime ähnlich wie bei der Fischerei harmonisieren;
- Liberalisierung der Rahmenbedingungen für die Meereswirtschaft in den EG-Ländern. Die Zugangsrechte würden auf nationaler Ebene versteigert. Alle weiteren Rahmenbedingungen würden zunächst unverändert bleiben, jedoch langfristig infolge des Wettbewerbs der Standorte um die leistungsfähigsten Bergbauunternehmen angeglichen werden.

Bei beiden Alternativen ist eine uneingeschränkte Anwendung des EG-Rechts auf dem Festland wie in den Meeresgebieten der EG-Länder unerlässlich, womit auf den Märkten für meereswirtschaftliche Güter und Dienste Wettbewerb hergestellt würde. Um jedoch bei der Vergabe von Zugangsrechten politische, ökonomische und rechtliche Chancengleichheit zu erzielen, müßte das bisher praktizierte System der politischen Vergabe durch das Auktionssystem ersetzt werden.

Eine *Europäisierung* würde die Übertragung der Kompetenzen für die Vergabe von Zugangs- und Nutzungsrechten an die EG-Kommission bedeuten, analog zum Fischereiregime. Die Vorteile einer solchen Lösung wären darin zu sehen, daß internationale Konflikte, die ihren Ursprung in Abgrenzungsstreitigkeiten haben, entschärft würden, da es nicht mehr so sehr darauf ankäme, ob ein Erdölfeld dem niederländischen oder

dem britischen Festlandsockel zuzuordnen wäre. In Grenzstreitigkeiten mit Nicht-EG-Staaten (z. B. im Mittelmeer) könnte die EG als Verhandlungspartner mit weit größerem Gewicht als ein einzelner Staat auftreten. Eine zentrale Versteigerung von Zugangsrechten würde andererseits der EG-Kommission die Steuerhoheit in bezug auf die Abschöpfung der Ressourcenrente überlassen. Diese Einnahmen könnten auf die Beitragszahlungen der Mitgliedsländer angerechnet werden. Die übrigen Steuern (direkte und indirekte) würden wie bisher auf nationaler Ebene erhoben. Die EG-weite Vergabe von einheitlichen Lizenzen würde eine Harmonisierung aller Rahmenbedingungen für die Meeresnutzung erfordern.

Der Vorschlag einer *Liberalisierung* der Meereswirtschaft in den EG-Ländern würde die Zugangsfrage lösen, allerdings ohne Abgabe von Kompetenzen an die EG-Kommission und ohne Harmonisierungszwang für die einzelnen Mitgliedsländer. Liberalisierung bedeutet hier Abbau von Zugangsschranken auf nationaler Ebene. Dafür genügt zunächst die Einführung des Auktionssystems bei der Vergabe von Offshore-Lizenzen, wobei sichergestellt werden muß, daß Vorleistungen für Kohlenwasserstoffprojekte frei ein- und ausgeführt werden können. Die übrigen Rahmenbedingungen für die Meereswirtschaft (Gestaltung der Nutzungsrechte, Besteuerung) würden zunächst unberührt bleiben, sofern sie mit den Römischen Verträgen vereinbar sind. Da sich jedoch bei politischer, ökonomischer und rechtlicher Chancengleichheit die einzelnen Standorte nur durch nichtharmonisierte Rahmenbedingungen unterscheiden, würden die Bergbauunternehmen dazu neigen, für ihre Aktivitäten die Standorte mit den günstigsten Bedingungen zu bevorzugen. Dies hätte einen Wettbewerb der Standorte zur Folge, der langfristig zu einer tendenziellen Angleichung der Rahmenbedingungen in den EG-Ländern führen würde.

Als kurzfristige Handlungsempfehlung sollte auf die EG-Kommission dahingehend eingewirkt werden, daß sie gegen die festgestellten diskriminierenden Vorschriften - möglicherweise unter Einschaltung des EuGH - in geeigneter Weise vorgeht. Die in anderen Ländern (Norwegen) bestehenden Beschränkungen sollten im Rahmen des GATT und in entsprechenden bilateralen Verhandlungen reduziert werden.

Anhang

A. Gesetzliche Grundlagen für meereswirtschaftliche Aktivitäten in den EG-Ländern und Norwegen

1. Europäischer Gerichtshof, Rat und Kommission der Europäischen Gemeinschaften

- EUROPÄISCHER GERICHTSHOF (EuGH), Rs. 48/69 (I. C. J. /Kommission), Slg. 1972, S. 619-665.
- , Rs. 52/69 (Geigy/Kommission), Slg. 1972, S. 787-790.
 - , Rs. 53/69 (Sandoz/Kommission), Slg. 1972, S. 845-848.
 - , Rs. 167/73 (Kommission/Frankreich), Slg. 1974, S. 359-372.
 - , Rs. 8/74 (Dassonville), Slg. 1974, S. 837-852.
 - , Rs. 36/74 (Wairave), Slg. 1974, S. 1405-1406.
 - , Rs. 3, 4, 6/76 (Kramer), Slg. 1976.
 - , Rs. 3, 4, 6/76, Schlußanträge des Generalanwalts Trabucchi.
 - , Rs. 61/77 (Kommission/Irland), Slg. 1978, S. 417 ff.
 - , Rs. 88/77 (Fischereiminister/Schonenberg), Slg. 1978, S. 473 ff.
 - , Rs. 15/79 (Groenveld), Slg. 1979, S. 3409.
 - , Rs. 120/78 (Rewe-Cassis de Dijon), Slg. 1979, S. 649 ff.
 - , Verbundene Rsn. 1985/78 bis 204/78 (Biologische Schätze des Meeres), Slg. 1979, S. 2345 ff.
 - , Rs. 81/79 (The "Key-Gibraltar" Oil Drilling Rig).
 - , Rs. 141/78 (Seefischerei), Slg. 1979, S. 2923 ff.
 - , Rs. 32/79 (Kommission/Großbritannien), Slg. 1980, S. 2403 ff.
 - , Rs. 804/79 (Kommission/Großbritannien), Slg. 1981, S. 1045 ff.
 - , Rs. 124/80 (Seefischerei-Erhaltungsmaßnahmen), Slg. 1981, S. 1447 ff.
 - , Rs. 220/82 (Robertson), Slg. 1982, S. 2349-2360.
 - , Rs. 87/82 (Fischerei-nationale Erhaltungsmaßnahmen), Slg. 1983, S. 579 ff.
 - , Rs. 24/83 (Gewiese, Mehlich/Mackenzie), Slg. 1984, S. 817 ff.
 - , Rs. 137/84 (Mutsch), Slg. 1984, S. 2681, 2689 ff.
- RAT DER EG, Verordnung (EWG) Nr. 2140/70 vom 20.10.1970 über die Einführung einer gemeinsamen Strukturpolitik für die Fischwirtschaft, neu gefaßt durch VO Nr. 101/76 vom 19.01.1976.
- , Verordnung (EWG) Nr. 2141/70 vom 20.10.1970 über die gemeinsame Marktorganisation für Fischereierzeugnisse, neu gefaßt durch VO Nr. 00/76 vom 09.01.1976.
 - , Verordnung (EWG) Nr. 802/68 vom 27.06.1968 über die gemeinsame Begriffsbestimmung für den Warenursprung, geändert durch VO Nr. 318/71.
 - , Verordnungen (EWG) Nr. 4055/86, 4056/86, 4057/86, 4058/86 über die Grundlagen einer gemeinschaftlichen Verkehrspolitik.
 - , Richtlinien zur Aufhebung von Niederlassungsbeschränkungen 64/428 und 69/82, beide geändert durch Beschluß (EWG) 73/0101 sowie 70/57.
 - , Entschließung vom 03.11.1976 über bestimmte externe Aspekte der Schaffung einer 200-Meilen-Fischereizone in der Gemeinschaft ab 01.01.1977 (Haager Beschlüsse), ergänzt durch die Erklärung vom 30.05.1980 über den gemeinschaftlichen Charakter der nationalen Fischereizonen, in der die EG ihre Befugnisse im Rahmen der gemeinsamen Fischereipolitik ausübt.

--, Paket von Verordnungen zur Verwirklichung einer neuen gemeinschaftlichen Fischereipolitik vom 25.01.1983 (VO Nr. 170/83 bis 180/83).

KOMMISSION DER EG, Bericht an den Rat über die Durchführung gemeinsamer Fischereipolitik vom 09.06.1986 (KOM (86) 301 end.).

2. Belgien

- *Bergrecht*: Königliche Erlasse vom 15.09.1919, Nr. 83, 84 vom 28.11.1939 und vom 07.04.1953; Gesetze vom 01.05.1939 und vom 16.06.1947.
- *Festlandsockelgesetze und -erlasse*: Loi sur le plateau continental de la Belgique, 13.06.1969; Arrêté royal relatif à l'octroi de concessions de recherche et d'exploitation des ressources minérales et autres ressources non vivantes sur le plateau continental, 07.10.1974; Arrêté royal portant des mesures de protection de la navigation, de la pêche maritime, de l'environnement et d'autres intérêts essentiels lors de l'exploration et de l'exploitation des ressources minérales et autres ressources non vivantes du lit de la mer et du sonssol dans la mer territoriale et sur le plateau continental, 16.05.1977; Arrêté ministériel de concession pour la recherche et exploitation de ressources minérales et autres ressources non vivantes sur le plateau continental de la Belgique, 22.02.1980; Arrêté ministériel de concession pour la recherche et l'exploitation de ressources minérales et autres ressources non vivantes sur le plateau continental de la Belgique, 29.04.1980.
- *Transport von Kohlenwasserstoffen*: Gesetz vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger und anderer Erzeugnisse durch Rohrleitungen; Gesetz vom 22.04.1965 über die Ermächtigung des belgischen Staates zum Erwerb von Aktien von DISTRIGAZ; Königlicher Erlaß vom 11.03.1966 zur Festlegung der Sicherheitsmaßnahmen bei der Errichtung und beim Betrieb von Einrichtungen zum Transport von Gas durch Rohrleitungen, geändert durch den königlichen Erlaß vom 28.03.1974; Königlicher Erlaß vom 11.03.1966 über die Vergabe von Genehmigungen zum Transport von Gas durch Rohrleitungen; Königlicher Erlaß vom 11.03.1966 in Ausführung des Art. 22 des Gesetzes vom 12.04.1965; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über die Mindestabgaben an Privatpersonen für die Inanspruchnahme ihrer Liegenschaften durch Einrichtungen für den Transport von Gas; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über das Notverfahren im Fall der Anwendung des Art. 2 Ziff. 2 Buchstabe f des Gesetzes vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger und anderer Produkte durch Rohrleitungen; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über Vorschriften bezüglich Konzessionen für den Gastransport; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über die Strafvorschriften im Fall der Nichterfüllung der Verpflichtungen auf dem Gebiet des Gastransports; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über die Vergabe von Konzessionen für den Gastransport durch Rohrleitungen; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über die Erhebung von Abgaben für die Inanspruchnahme öffentlicher oder privater Liegenschaften des Staates, der Provinzen oder der Kommunen durch Einrichtungen für den Gastransport in Rohrleitungen; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über das Verfahren des Erwerbs eines privaten Grundstücks, das zugunsten des Inhabers einer Konzession oder einer Genehmigung für den Gastransport mit einer Dienstbarkeit belastet

ist; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über Änderungen am Standort oder der Trasse einer Einrichtung zum Gastransport in Ausführung des Gesetzes vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger und anderer Erzeugnisse durch Rohrleitungen; Königlicher Erlaß vom 15.03.1966 über die Vorschriften für die Bezeichnung der Beauftragten des Inhabers einer Konzessions oder einer Genehmigung für den Gastransport, die mit der Suche und der Feststellung bestimmter Verstöße gegen das Gesetz vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger und anderer Erzeugnisse durch Rohrleitungen beauftragt sind; Königlicher Erlaß vom 03.04.1968 zur Änderung des Königlichen Erlasses vom 11.03.1966 in Ausführung des Art. 22 des Gesetzes vom 12.04.1965 über den Transport gasförmiger oder anderer Erzeugnisse durch Rohrleitungen.

- *Lagerung von Kohlenwasserstoffen*: Allgemeine Regelung für den Arbeitsschutz; Königlicher Erlaß vom 28.11.1939 über die Verpflichtung zur Abgabe einer Erklärung über unterirdische Erschließungsarbeiten; Durchführungsverordnung vom 05.01.1940; Königlicher Erlaß vom 11.03.1966 über die Sicherheitsmaßnahmen bei der Errichtung und dem Betrieb von Einrichtungen zum Transport von Gas durch Rohrleitungen, geändert durch den Königlichen Erlaß vom 28.03.1974; Gesetz vom 18.07.1975 über die Erschließung und den Betrieb unterirdischer Einrichtungen für die Lagerung von Gas; Königlicher Erlaß vom 29.12.1975 über die Regeln und Modalitäten der Erteilung einer Erlaubnis für die Erschließung und den Betrieb unterirdischer Einrichtungen für die Lagerung von Gas; Königlicher Erlaß vom 29.12.1975 über die Erklärung des öffentlichen Interesses an der Errichtung oberirdischer Bauten und Anlagen für die Erschließung oder den Betrieb unterirdischer Einrichtungen für die Lagerung von Gas; Königlicher Erlaß vom 29.12.1975 in Ausführung des Art. 10 Abs. 1 des Gesetzes vom 18.07.1975 über die Erschließung und den Betrieb unterirdischer Anlagen für die Lagerung von Gas; Königlicher Erlaß vom 29.12.1975 über die Entschädigung von Privatpersonen für die Inanspruchnahme ihrer Grundstücke durch die unterirdische Lagerung von Gas und die dazugehörigen Einrichtungen.
- *Fischerei*: Fischereizone-Gesetz vom 10.10.1978.

3. Dänemark

- *Bergrecht und Küstenmeer*: Order No. 372 concerning an exclusive concession for the protection and exploitation of hydrocarbons and the like in the subsoil of Denmark, 07.11.1963; Act No. 285 concerning the exploitation of stone, gravel and other natural deposits in the ground in the territorial sea, 07.06.1972.
- *Festlandsocket*: Royal Decree concerning the exercise of Danish sovereignty over the continental shelf, 07.06.1963; Act No. 259 concerning the continental shelf, 09.06.1971, as amended in 1972; Lov om ændring af lov om Kontinentalsoklen; Order No. 372 concerning hydrocarbons and the like in the subsoil of Denmark, 07.11.1963;
- *Transport und Lagerung von Kohlenwasserstoffen*: Executive Order No. 141 by the Ministry of Public Works concerning pipeline installations in the area of the Danish continental shelf for the transport of hydrocarbons, 13.03.1974; Act No. 293 concerning the use of Danish Subsoil, 10.06.1981; Act No. 291 concerning the establishment and utilization of a pipeline for transportation of crude oil and conden-

sate, 10.06.1981; Act No. 294 concerning gas supply, 7.06.1972; Act No. 292 concerning certain marine installations, 10.06.1981.

- *Besteuerung von Kohlenwasserstoffprojekten*: Act. No. 175 on taxation of income in connection with hydrocarbon extraction in Denmark, 28.04.1982; Act No. 176 on assessment and collection etc. of taxes in connection with hydrocarbon extraction, 28.04.1982.
- *Fischerei*: Fischereigesetz über die Meeresfischerei von 1965.

4. Frankreich

- *Festlandsockel*: Gesetz Nr. 68-1181 vom 30.12.1968, Loi relative à l'exploration et à l'exploitation des ressources naturelles du plateau continental; Dekret Nr. 71-362 vom 06.05.1971, Décret relatif aux autorisations de prospections préalables de substances minérales on fossiles dans le sous-sol du plateau continental; Dekret Nr. 71-661 vom 06.05.1971, Décret portant dispositions pénales pour l'application de la loi 68-1181 et du Décret Nr. 71-360; Dekret Nr. 71-360 vom 06.05.1971, Décret portant application de la Loi Nr. 68-1181; Gesetz Nr. 76-646 vom 16.07.1976, Loi relative à la prospection, à la recherche et à l'exploitation des substances minérales non visées à l'article 2 du Code Minier et contenues dans les fonds marines du domaine public métropolitain; Gesetz Nr. 77-485 vom 11.05.1977, Loi modifiant la Loi Nr. 68-1181; Gesetz Nr. 76-655 vom 16.07.1976, Loi relative à la zone économique au large de côtes du territoire de la République; Ausführungsdekret Nr. 77-130 vom 11.02.1977.
- *Bergrecht*: Gesetz Nr. 56-838 vom 16.08.1956, Code Minier mit weiteren gesetzlichen Ergänzungen, insbesondere durch Gesetz vom 02.01.1970 bzw. Ausführungsverordnungen.
- *Transport von Kohlenwasserstoffen*: Dekret vom 24.05.1950 in der Fassung des Dekrets Nr. 51-440 vom 17.04.1951 über die Abgrenzung der regionalen Einteilung und den Betrieb von Anlagen zum Transport von Gas und seiner Herstellung; Ministerielles Dekret Nr. 52-77 vom 15.01.1952 über die Genehmigung des Musters des Lastenhefts für den Ferntransport von Gas durch Rohrleitungen mit dem Ziel der Zurverfügungstellung von brennbarem Gas; Ministerieller Erlaß vom 27.02.1952 über die Genehmigung des Mustererlasses zur Genehmigung des Ferntransports von Gas durch Rohrleitungen; Ministerieller Erlaß vom 11.05.1970 über die Sicherheit in Anlagen zum Transport von brennbarem Gas durch Rohrleitungen.
- *Fischerei*: Dekret Nr. 67/5 vom 03.01.1967; Dekret 75/300 vom 29.04.1978; Gesetz Nr. 85/542 vom 22.05.1985.

5. Griechenland

- *Kohlenwasserstoffgesetz*: Gesetze Nr. 468 vom 12.11.1976, Nr. 1571/85 vom 15.10.1985 und Nr. 163/1986.
- *Lizenzen*: Dekrete Nr. 651 (1978), Nr. 182 (1979), Nr. 193 (1979) (Modellvertrag), Nr. 156 (1985) und Nr. 619 (1985).
- *Ministerialerlasse*: Nr. 107060/302, Nr. 99955/149, Nr. 34616/1985, Nr. 23031/1986 und 23016/1986.

6. Irland

- *Bergbaugesetz*: Petroleum and Other Minerals Development Act, 1960.
- *Festlandsockelgesetz*: Continental Shelf Act, 1968; Festlandsockelgrenzen: Continental Shelf (Designated Areas) Orders vom 13.08.1968, 05.05.1970, 15.02.1974 und Februar 1977.
- *Lizenzverordnung*: Ireland Exclusive Offshore-Licence Terms, 1975, geändert am 25.11.1980, Revisions to the 1975 Exclusive Offshore-Licence Terms, am 24.04.1985, Clarification of the 1975 Exclusive Offshore-Licence Terms, und am 19.09.1986, Details of Judgements to Offshore-Licence Terms.
- *Transport von Erdgas*: Gas Act 1976.
- *Fischerei*: Fisheries Consolidation Act 1959; Fisheries (ammendment) Act 1978.

7. Italien

- *Bergbau und Festlandsockel*: Gesetz Nr. 979 (Legge 31.12.1982 No. 979, Disposizioni per la difesa del mare); Gesetz Nr. 613 (Legge 21.07.1967 No. 613, Ricerca ed coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale) i.d.F. des Gesetzes Nr. 443 vom 04.06.1973; Gesetz Nr. 896 (Legge 09.12.1986 No. 896, Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche); Änderungsverordnung Nr. 6; Verordnung Nr. 1336 vom 30.12.1969; Präsidientielle Verordnung 886 vom 24.05.1979; Ministerielles Dekret vom 29.09.1967.
- *Gründung der ENI*: Gesetz Nr. 136 vom 10.02.1953 (ENI) i.d.F. des Gesetzes Nr. 1153 vom 14.11.1967.
- *Transport und Lagerung von Kohlenwasserstoffen*: Ministerieller Erlaß vom 23.02.1971, Technische Normen für den Bau von Kanalisation und Rohrleitungen für den Transport von Flüssigkeiten und von Gas, wenn diese Kanalisationen oder Rohrleitungen Eisenbahnen oder sonstigen Verkehrswegen parallel laufen oder sie überqueren; Gesetz Nr. 2359 vom 25.06.1965 über den Bau und Betrieb von Leitungen; Königlicher Erlaß Nr. 1303 vom 20.07.1934; Königlicher Erlaß Nr. 1741 vom 02.11.1937 und Durchführungsverordnung; Runderlaß des Innenministers Nr. 56 vom 16.05.1964; Runderlaß des Ministeriums für Industrie, Handel und Handwerk Nr. 437 vom 12.02.1962; Gesetz Nr. 170 vom 26.04.1974 über die unterirdische Lagerung von Erdgas.
- *Regionale Gesetze*: Für Sizilien Gesetze Nr. 30 vom 20.03.1950, Nr. 54 vom 12.10.1956 und Nr. 2 vom 11.01.1963; für Trentino-Alto Adige Gesetz Nr. 28 vom 21.11.1958; für Sardinien Gesetze Nr. 15 vom 07.05.1957 und Nr. 24 vom 08.05.1968.
- *Fischerei*: Gesetz Nr. 963 vom 14.07.1965.

8. Niederlande

- *Bergbaugesetz*: Gesetz vom 21.04.1810 über Bergwerke, Tagebau und Steinbrüche, Mijnwet 1810; Gesetz vom 27.04.1904, Mijnwet 1904.
- *Durchführungsverordnung*: Königliches Dekret vom 21.12.1964, Mijnreglement 1964, geändert durch das Königliche Dekret vom 13.02.1976.

- *Festlandsockelgesetz*: Wet van 23 sept. 1965, houdende regelen ten aanzien van het onderzoek naar en de winning van delfstoffen in of op het onder de Noordzee gelegen deel van het continentaal plat, ergänzt durch die Königlichen Erlasse vom 13.02. und 30.03.1976.
- *Verordnung über Küstengewässer*: Besluit van 7 februari 1967 tot uitvoering van artikel 1, tweede lid, van de Mijnwet continentaal plat.
- *Küstenmeergesetz*: Wet van 9 januari 1985, houdende vaststelling van de grenzen van de territoriale zee van Nederland.
- *Durchführungsbestimmungen zum Festlandsockelgesetz*: Besluit van 27 januari 1967 tot uitvoering van artikel 12 van de Mijnwet continentaal plat ten aanzien van opsporings-en winningsvergunningen voor of mede voor aardolie of aardgas, geändert durch Besluit van 6 februari 1976, 9 november 1983, 20 februari 1986.
- *Verordnung über Antragsverfahren für Offshore-Lizenzen*: Besluit van 7 februari 1986, houdende regelen met betrekking tot aanvragen om vergunning of ontheffing ingevolge de Mijnwet continentaal plat i. d. F. von Besluit van 16 juni 1981.
- *Umweltschutzverordnung*: Besluit van 13 maart 1967, tot uitvoering van artikel 26 van de Mijnwet continentaal plat i. d. F. von Besluit van 24 januari 1983.
- *Zuständigkeitsverordnung*: Besluit van de Minister van Economische Zaken van 17 juli 1985, no. 385/III/759, Directoraat-Generaal voor Energie, houdende aawijzing van ambtenaren, belast met het toezicht op de naleving van het bij en krachtens de Mijnwet continentaal plat bepaalde.
- *Erdgaspreisgesetz*: Wet Aardgasprijzen van 12 december 1974.
- *Gesetz vom 11.03.1972 über die Bündelung von Erdgasleitungen*. Wet Buisleidingstraat.
- *Genehmigungen von Erschließungsbohrungen*. Gesetz vom 03.05.1967. Wet opsporing delfstoffen.
- *Verbotene Zonen*. Königlicher Erlaß vom 31.03.1967.
- *Königlicher Erlaß vom 28.03.1969 über Anforderungen an Bohrpläne*.
- *Königlicher Erlaß vom 28.03.1969 über die Ausgestaltung von Bohrberichten*.

9. Portugal

- *Festlandsockel*: Gesetz Nr. 2080 vom 21.03.1956. Promulga as bases do regime juridico do solo e subsolo dos planaltos continentais; Dekret Nr. 47973 vom 30.09.1967. Regula a outorga das concessoes de pesquisa e exploracao para o aproveitamento de petróleo no subsolo da plataforma continental metropolitana a que se refere a Lei n. 2080; Gesetzvertretende VO Nr. 49369 vom 11.11.1969; Dekret Nr. 97/71 vom 24.03.1971.
- *Besteuerung von Kohlenwasserstoffprojekten*: Gesetzvertretende VO Nr. 625/71 vom 31.12.1971. Determina que fiquem sujeitas ao pagamento ao Estado de encargos fiscais as pessoas singulares ou colectivas, concessionária ou arrendatárias, que exercam em Portugal europeu, compreendida a respectiva plataforma continental, a industria extractiva de petróleo incluindo prospeccao, pesquisa, desenvolvimento e exploracao, bem como todas as que com elas se encontrem de qualquer forma associadas - Introduz alteracoes nos Códigos da Contribuicao Industrial, do Imposto Complementar e do Imposto de Mais-Valias; Gesetzvertretende VO Nr. 256/81 vom 01.09.1981.

- *Lizenzen*: Gesetzvertretende VO Nr. 96/74 vom 13.03.1974. Estabelece regras aplicáveis as concessões dos direitos de prospeccao, pesquisa, desenvolvimento e exploracao de petróleo na plataforma submarina continental da metrópole, incluindo os casos em que essas operacoes se processem para alem da batimétrica dos 200 m; Gesetzvertretende VO Nr. 424-C/76 vom 29.05.1976. Acresce de dezoito meses o prazo inicial relativo às concessões do direito de prospeccao, pesquisa, desenvolvimento e exploracao de petróleo na plataforma continental portuguesa; Gesetz Nr. 6/73 vom 13.08.1973, Lei de terras do ultramar; Gesetzvertretende VO Nr. 315/78 vom 31.10.1978; Gesetzvertretende VO Nr. 266/80 vom 07.08.1980; Änderung der Gesetzvertretenden VO Nr. 96/74 vom 13.03.1974 und Dekret Nr. 47973 vom 30.09.1967 (concessões do direito de pesquisa e exploracao de petróleo na plataforma continental); Gesetzvertretende VO Nr. 2/81 vom 07.01.1981; Gesetzvertretende VO Nr. 245/82 vom 22.06.1982; Gesetzvertretende VO Nr. 34/87 vom 20.01.1987; Gesetzvertretende VO Nr. 191/87 vom 29.04.1987.
- *Fischereizone*: Gesetz Nr. 33/77 vom 28.05.1977. Fixa a largura e os limites do mar territorial e estabelece una zona económica exclusiva de 200 milhas do Estado Portugues.
- *Fischerei*: Gesetzvertretende VO Nr. 198/84 vom 14.06.1984

10. Spanien

- *Bergbaugesetz vom 19.07.1944*: Ley de Minas, geändert durch Gesetz Nr. 22/1973 vom 21.07.1973.
- *Kohlenwasserstoffgesetz vom 26.12.1958*: Régimen Jurídico de la Investigación y Explotación de Hidrocarburos, geändert durch Gesetz Nr. 21/1974 vom 27.06.1974, Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos.
- *Durchführungsbestimmungen zum Kohlenwasserstoffgesetz vom 12.06.1959*: Reglamento, geändert durch Königliches Dekret Nr. 2362 vom 30.07.1976, Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos.
- *Sonderregeln für die Versorgungsschiffahrt von Fördereinrichtungen*: Orden del 16.03.1979 sobre normas de estabilidad para buques de suministro de las plataformas de perforación en alta mar.
- *Verwendung von gewonnenen Kohlenwasserstoffen*: Königliches Dekret Nr. 2135/1980 vom 26.09.1980, Verwaltungsvorschrift des Industrie- und Energieministeriums vom 19.12.1980.
- *Bau von Gasteitungen*: Königliches Dekret Nr. 2913/1973 vom 26.10.1972.
- *Fischerei*: Gesetz Nr. 53 vom 13.07.1982.

11. Vereinigtes Königreich

- *Bergrecht-Festlandssockel*: The Petroleum (Production) Act 1934; Continental Shelf Act 1964; Mineral Workings (Offshore Installations) Act 1971; Oil and Gas (Enterprise) Act 1982; Gas Act 1986; Gas Act 1965; Petroleum Act 1987; Petroleum (Production) Regulations 1982 and their amendments of 1984; Petroleum Act 1987; Petroleum (Liquid Methane) Order 1957.

- *Besteuerung von Kohlenwasserstoffvorhaben*: The Oil Taxation Act 1975; Oil Taxation Act 1983; Petroleum Royalties (Relief) Act 1983.
- *Transport und Lagerung von Kohlenwasserstoffen*: Oil and Pipeline Act 1985; Petroleum and Submarine Pipe-lines Act 1975; Pipe-Lines Act 1962; Public Utilities Street Works Act 1950; Energy Act 1976; Petroleum (Consolidation) Act 1928; Petroleum (Liquid Methane) Order 1957; Town and Country Planning Acts 1971, 1972.
- *Kohlenwasserstoffpolitik*: United Kingdom Offshore Oil and Gas Policy, Department of Energy, Command Papers Nr. 5696, 1974.
- *Gründung von BGC*: Gas Acts von 1948 und 1972.
- *Industriepolitik*: Industry Act 1972.
- *Fischerei*: Fishery Limits Act 1976; British Fishing Boats Order 1983; Merchant Shipping Act 1984; Government Fees Regulation 1978.

12. Norwegen

- *Petroleumgesetz*: Gesetz Nr. 11 vom 22.03.1985 om petroleumsvirksomhet.
- *Durchführungsbestimmungen*: Forskrifter til lov om petroleumsvirksomhet, (Fastsatt ved kgl. res. 28.06.1985 i medhold av lov av 22. mars 1985 nr. 11 om petroleumsvirksomhet § 1).
- *Sicherheitsverordnung*: Forskrifter om sikkerhet m. v. til lov om petroleumsvirksomhet, (fastsatt ved kgl. res. av 28.06.1985 med hjemmel i § 57 i lov 22. mars 1985 nr. 11 om petroleumsvirksomhet).
- *Kontrollverordnung*: Ordning av tilsynet med sikkerheten m. v. i petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkel, (fastsatt ved kgl. res. av 28.06.1985).
- *Besteuerung von Kohlenwasserstoffvorhaben*: Gesetz Nr. 35 vom 13. Juni 1975 om skattlegging av undersjoiske petroleumforekomster m. v.
- *Normpreisverordnung*: Forskrifter av 25. Juni 1976 om festsetting av normpriser.
- *Forschungs- und Entwicklungspolitik*: Report to the Storting No. 9 (1984-85), Concerning Experience from and Adjustments in the Guidelines for Technological and Industrial Cooperation.
- *Fischerei*: Bestimmungen über fremde Fischer in der norwegischen Wirtschaftszone vom 13.05.1977.

B. Dokumente zum Länderteil ¹

1. Dänemark

Model Licence for Exploration for and Production of Hydrocarbons, 2. Round

Ministry of Energy, July 1985

The Minister of Energy, pursuant to sections 5 and 13 of Act No. 293 of June 10, 1981, Concerning the Use of the Danish Subsoil, and on the basis of the information stated in the companies' application of _____ and otherwise obtained, hereby grants jointly to:

Company	Reg. No.	Registered Office	^a _____ % share;
---------	----------	-------------------	-----------------------------

Dansk Olie- og Gasproduktion A/S, Reg. No. 66, 108, having its registered office at Birkerød, Denmark, a ... % share. (such companies referred to herein as the Licensee) of a Licence for the exploration for and production of hydrocarbons within the area specified in section 2 hereof.

The Licence thus granted shall be subject to the terms and conditions provided herein.

Section 1.

(1) For the purpose of this Licence the following terms shall have the meanings set forth respectively below, unless otherwise apparent from the context.

Hydrocarbons: Hydrocarbons in the liquid, gaseous or solid state, found in a natural condition in the subsoil.

Liquid Hydrocarbons: Crude oil and condensate.

Hydrocarbon Deposit or Deposit: A continuous accumulation of hydrocarbons in the subsoil. In case of doubt, the Minister of Energy shall determine what constitutes a hydrocarbon deposit.

(2) The Minister of Energy may authorize the Danish Energy Agency and other public authorities to exercise rights granted in this Licence to the Minister of Energy.

Section 2.

(1) The Licence shall apply to the area indicated on the attached map, with the attendant corner coordinates and blocks shown in Appendix 1.

(2) The coordinate and block system used are indicated on a map, dated ..., ..., deposited with the Ministry of Energy.

(3) Where the area covered by this Licence, or any part of the same, is not within, or is withdrawn from, Danish sovereignty under rules of international law, including any international treaties, the Licensee shall be bound by any resulting restriction of the area, and shall not on this account have any claim whatsoever against the Ministry of Energy or otherwise against the Danish State.

Section 3.

(1) This Licence confers upon the Licensee the exclusive right to explore for and to produce hydrocarbons, as defined in section 1, within the area referred to under section 2. Excepted are such hydrocarbons as are obtained by subjecting coal, bituminous shale, or other underground deposits, to decomposing distillation processes or other similar treatment, and methane accumulations in quaternary strata which are subject to private ownership.

(2) This Licence shall not prevent the Minister of Energy from granting, within the area covered by this Licence, to any parties other than the Licensee permission to undertake preliminary investigations of the subsoil with a view to exploration for hydrocarbons, to explore for and to produce raw materials other than those covered by this Licence, to establish and operate pipeline facilities intended for activities falling within the scope of the Subsoil Act, to use the Subsoil for storage or for purposes other than production, and to carry out scientific investigations. The Licensee shall ensure that the activities re-

¹ Sprachliche oder grammatikalische Verbesserungen wurden nicht angebracht.

ferred to in the previous sentence and the hydrocarbon exploration and production activities carried out under any other licences are not unnecessarily impeded.

(3) Where both hydrocarbons and other natural deposits are discovered within an area, and where production of such resources can not occur at the same time, the Minister of Energy shall decide which of the activities shall have priority.

(4) Where the Licensee discovers any raw materials other than those falling within the scope of the Licence, the Licensee shall be obligated to give notice thereof to the Minister of Energy.

(5) Where, as a necessary element of the production of hydrocarbons, other raw materials falling within the scope of the Subsoil Act are produced at the same time, the Licensee shall be entitled to the same. The Minister of Energy reserves the right to impose upon the Licensee specific terms and conditions with respect thereto, including payment of a special fee in case the production is economically significant.

Section 4.

(1) The Licensee shall carry out any such exploration works as are specified in the Work Program attached hereto as Appendix 2.

(2) Where the Licensee discovers any hydrocarbons, notice thereof promptly shall be given to the Minister of Energy, and not later than 6 months after the completion of the drilling during which the discovery is made there shall be produced a report on the discovery and a program for such further works as, in accordance with good practice within the oil industry in the North-Sea countries, are necessary to ascertain whether a hydrocarbon deposit has been demonstrated under conditions such that production is technically possible and must be considered economically profitable (an evaluation program). The evaluation program shall include a time schedule for the execution of the works with a view to establishing, not later than the date of expiry of the exploration period provided in the 1st sentence of subs. (1) of sect. 5, or within any extension of the exploration period granted by the Minister of Energy pursuant to the 2nd sentence of subs. (1) of section 5, the necessary basis for the issuance of a declaration as provided in subsection (3) of section 5 hereof. The evaluation program shall be subject to approval by the Minister of Energy.

Section 5.

(1) The Licence shall be valid for a term of 6 years from the date of issuance. The Minister of Energy may extend the term of the Licence for the purpose of exploration by up to 2 years at a time, provided that special circumstances exist. The cumulative exploration period, however, shall not exceed 10 years.

(2) Extension of the Licence under subs. (2) of section 13 of the Subsoil Act for the purpose of production is to be granted by the Minister of Energy for the area delimited under subs. (4) for a period of 30 years from the date of the grant of the extension. Extensions may be granted separately for one or more areas.

(3) The right to extension referred to in subs. (2) shall be conditional upon the Licensee having satisfied its obligations, including performance of the evaluation program approved under subs. (2) of section 4, and upon the submission, not later than 4 months before the expiry of the period specified in subsection (1) of a request for extension of the term of the Licence. The request shall contain a declaration to the effect that a hydrocarbon deposit has been demonstrated under conditions such that production is technically possible and must be considered economically profitable, and that the Licensee intends to undertake such production. The request shall be accompanied by a report on the evaluations of the deposit by which the declaration is supported. The report shall contain a description and a evaluation of the deposit in terms of its geology and the technical aspects of the reservoir, and a statement of the assumptions concerning production techniques and the economic factors on which the Licensee's declarations is based.

(4) The Minister of Energy shall undertake the delimitation of the area or areas with respect to which the Licence is extended for the purpose of production. The delimitation shall be indicated by geographical coordinates and by depths. The area thus delimited shall include the deposit as its extent has, in the opinion of the Minister of Energy, been substantiated by the Licensee in connection with its request for extension of the term of the Licence provided that the depth of the area shall extend at least to the point to which drilling has been done within the delimited area. Where conditions so require, a delimited area may include more than one deposit. If the delimitation of the deposit can not

be established with substantial accuracy, the Minister of Energy shall take this into account in establishing the supplementary area and depths.

Section 6.

Extension of the term of the Licence pursuant to section 5 for the purpose of production is conditional upon the Licensee submitting, prior to a deadline set by the Minister of Energy in granting the extension, a plan for the activities, including preparations for production and the facilities therefor (production arrangements, etc.) meeting the approval of the Minister of Energy pursuant to section 10 of the Subsoil Act, and upon its commencing production by the time to be established in connection with the approval.

Section 7.

The Licensee shall pay a fee of DKr. 1,000,000 for this Licence. The fee shall be paid to the Minister of Energy not later than 30 days after the granting of the Licence.

Section 8.

The Licensee shall pay a royalty to the Danish State. The royalty shall be calculated and paid pursuant to the provisions of sections 9 through 12.

Section 9.

(1) The royalty on liquid hydrocarbons shall be calculated on the basis of the quantity of hydrocarbons produced from each hydrocarbon deposit within each calendar quarter.

(2) The royalty on hydrocarbons other than liquids shall be calculated on the basis of the total quantity thereof produced from each individual hydrocarbon deposit within a calendar year, and distributed equally over the quarters of the year in which production has taken place. For the purpose of provisional calculation of the royalty, the Minister of Energy shall derive a quarterly average not later than the end of the first quarter of the year, following consultations with the Licensee. The final statement based on the actual quarterly average shall be made under the rules in subs. (4) of section 11.

(3) Where more than one deposit are situated within one and the same area with respect to which the Licence is extended for the purpose of production, and are produced through the same production facilities, the royalty shall be calculated on the combined production from these deposits under the same rules as for a single deposit. In case of doubt, the Minister of Energy shall make the final decision on what constitutes the same production facilities.

(4) The quantities of liquid hydrocarbons and of other hydrocarbons produced from a deposit in a quarter shall be aggregated in connection with the calculation of the royalty, such that 890 m³ (st) of other hydrocarbons is equivalent to 1 m³ (st) of liquid hydrocarbons. In the provisional calculation the quarterly average fixed by the Minister of Energy shall be used, cf. subsection (2). Quantities of oil and gas shall be reported in m³ (st), as stated at the standard conditions: 15° C and a pressure of 1.01325 bar absolute.

(5) The rates of the royalty are:

2% of the value of that part of the production in a quarter that does not exceed the equivalent of 72,500 m³ (st) of liquid hydrocarbons.

8% of the value of that part of the production in a quarter that exceeds the equivalent of 72,500 m³ (st) of liquid hydrocarbons but does not exceed the equivalent of 290,000 m³ (st) of liquid hydrocarbons.

16% of the value of that part of the production in a quarter that exceeds the equivalent of 290,000 m³ (st) of liquid hydrocarbons.

(6) Where a hydrocarbon deposit is covered by several Licences, and where the deposit is produced through the same production facilities, the combined production from the deposit shall be used as the basis for the application of the royalty rates under subsection (5). Where the hydrocarbon deposit extends into the sovereign territory of another State, and where the deposit is produced through the same production facilities, the combined production from the deposit shall likewise be used as the basis. In case of doubt, the Minister of Energy shall make the final decision on what constitutes the same production facilities.

(7) In the cases referred to in subsection (6) there shall be derived for each quar-

ter the percentages of the total production from the deposit that, pursuant to subs. (5) will fall under each of the royalty rates. Each rate of royalty shall then be applicable to a corresponding percentage of each Licensee's production which is subject to royalty. Value for royalty purposes shall be established for each individual Licensee pursuant to the rules in section 10, unless the Licensees jointly request that the value shall always be established for them as a group.

(8) Any and all quantities of produced hydrocarbons, including such quantities of hydrocarbons as are consumed during production activities, shall be included in the statement of the quantities of hydrocarbons subject to royalty. Any amounts of hydrocarbons that are re-injected, flared, or lost in any other manner before the point of valuation is passed, however, cf. subs. (2) of section 10, shall not be included.

Section 10.

(1) The royalty is chargeable at the rates laid down in subsection (5) of section 9 on the value of the quantities of hydrocarbons on which the quarterly royalty shall be levied. The value of the hydrocarbons subject to royalty shall be calculated by using the average price, cf. subsection (8), established on the basis of the rules in subsections (2) through (7).

(2) The valuation of the produced hydrocarbons shall be based on the value at the following points:

- a) Where the produced hydrocarbons are landed by ship: The value at the ship's intake flange.
- b) Where the produced hydrocarbons are landed via a pipeline: The value at the intake flange of the pump-installation used to pump the produced hydrocarbons through the pipeline.
- c) Where the produced hydrocarbons are transported in any other manner, or where the hydrocarbons are not transported away from the production facilities, the Minister of Energy, in approving the production arrangements, etc., shall determine the point governing the valuation.

(3) That portion of the hydrocarbons recovered within the quarter concerned which, prior to the date of submission of the statement under subs. (1) of section 11, has been made subject to a binding contract of sale without prior refining or other substantial processing, shall be valued at the prices obtained from the sale, if delivery is to be made at the place which governs the valuation under subs. (2). Where the selling price is fixed on the basis of terms to the effect that the Licensee shall bear the expenses connected with the transportation from the point which, under subsection (2), governs the valuation, such expenses shall be deducted. Where the transportation includes both quantities produced during the quarter concerned and other quantities, a proportionate part of the expenses shall be deductible. If the sale is effected in foreign currency, the rate of exchange at the time the risk of loss of the goods sold passes to the purchaser shall be applicable to the valuation. Where the risk of loss does not pass until after the time when the statement is submitted or, at the latest, is required to be submitted under subsection (1) of section 11, however, the rate of exchange at such time shall be used.

(4) If the Minister of Energy is of the opinion that an agreed selling price does not correspond to the price the Licensee could have obtained through sale on the open market to an independent purchaser, the Minister of Energy shall fix the value of the quantity concerned. In his valuation, the Minister of Energy shall apply the values assessed in the quarter pursuant to subs. (3) for corresponding hydrocarbons sold to independent purchasers, provided that the Minister of Energy finds that such sales can be considered representative of the price level. Otherwise the valuation shall be based on the prices obtained by sales on the open market in Europe to purchasers independent of their sellers for delivery in the relevant period.

(5) Such part of the produced hydrocarbons as is not sold prior to the date referred to in the first sentence of subsection (3) shall be valued by the Minister of Energy under the same rule as in subsection (4).

(6) Where, under sections 5 and 6, of Act No. 175 of April 28, 1982, concerning Taxation of Income Originating from Production of Hydrocarbons in Denmark (The Hydrocarbons Taxation Act), a norm price for produced hydrocarbons is established, the value of the hydrocarbons shall always be assessed on the basis of the norm price.

(7) In the statement of the value of produced hydrocarbons, no deduction shall be made for the amounts referred to in clause (3) of subsection (1) of section 3 of Act No.

291 of June 10, 1982, Concerning the Establishment and Utilization of a Pipeline for Transportation of Crude Oil and Condensate, or for any dues payable pursuant to subsections (1) and (2) of section 27 of this Licence.

(8) The average price applicable for each quarter shall be determined by dividing the total value, derived under the rules in subsections (2) - (7), of all quantities of hydrocarbons subject to royalty and produced in the quarter concerned by the sum of the said quantities expressed in terms of m³(st) of liquid hydrocarbons. In connection with the determination of the average price all quantities of hydrocarbons shall be expressed as liquid hydrocarbon equivalents based on the rules in subs. (4) of section 9. Otherwise, all differences in quality of value shall be disregarded.

(9) Where any information required for the calculation of royalty is not finally known at the time the statement is to be made, a provisional statement shall be issued, cf. subs. (1) of section 11. The provisional statement shall be prepared such that, as far as possible, it states the final royalty obligation in respect of the quarter concerned. The Minister of Energy may issue specific rules concerning the principles to be followed in a provisional statement.

Section 11.

(1) The royalty shall be determined quarterly. Not later than 30 days after the end of each quarter, the Licensee shall submit to the Minister of Energy a statement of the royalty for the quarter concerned. In cases where the rules in either subs. (2) of section 9 or subs. (9) of section 10 are applicable, the statement shall contain a provisional calculation of the royalty, in conformity with the guidelines in those provisions.

(2) The Licensee shall furnish with the statement all information relevant to the calculation of the royalty. Information shall be furnished on, among other things, all quantities produced, stating quality and density, the disposition of the quantities produced, including the terms relating to prices and delivery, etc., agreed with the individual purchasers in each sale, and particular circumstances which might have affected such terms. The Minister of Energy may issue specific rules concerning the submission of information, and may in individual cases require supplementary information.

(3) Where a final or provisional statement is not timely submitted under subs. (1), or where information to be submitted under subs. (2) is not furnished by a deadline set by the Minister of Energy, the Minister of Energy shall determine the royalty. Where a statement is not made in conformity with the relevant rules, and is not corrected by a deadline set by the Minister of Energy, the Minister of Energy shall determine the royalty. At such time as the royalty is determined by the Minister of Energy, it shall decide whether the royalty thus determined shall be final or provisional, cf. subsection (4).

(4) Where, in respect of any quarter, the royalty has been determined provisionally, the final statement shall be made in connection with the statement of royalty for the last quarter of the relevant year. Should any information required for the final statement of royalty remain unavailable, then if such information is not furnished by a deadline set by the Minister of Energy, the Minister of Energy shall determine the final royalty.

(5) Any provisionally calculated royalty and any royalty due under a final royalty statement shall be paid to the Minister of Energy by the deadline for submission of the statement concerned in subsection (1). Where the amount of the royalty is fixed by the Minister of Energy pursuant to subs. (3) or subs. (4), payment of any royalty due shall be made not later than 7 days after the Licensee receives notice from the Minister of Energy of the amount of the royalty.

(6) If payment is made after the deadline in the second sentence of subs. (1) for submission of the statement, interest shall be charged at an annual rate equal to the official discount rate set by the National Bank of Denmark from time to time, plus 6 %. Where the amount of the royalty is determined by the Minister of Energy pursuant to subs. (3) or subs. (4), interest at this rate shall be charged from the deadline in the second sentence of subsection (1).

(7) Where royalty is paid on the basis of a provisional statement interest shall be charged in the final statement on any over- or underpayments that have been made. Interest shall be charged on the difference between the provisional and the final amount of royalty for each quarter from the date of payment of the provisional quarterly royalty until payment is made under the final statement. The rate of interest shall be the official discount rate set by the National Bank of Denmark from time to time, plus 2 %. Where the final statement shows a balance due to the Licensee, the same shall be paid by the

Minister of Energy not later than 7 days after the statement has been approved by the Minister of Energy.

Section 12.

(1) The Minister of Energy may decide that the royalty on some or all of the Licensee's production shall be paid as a share of the hydrocarbons produced. The royalty shall be paid on each class of hydrocarbons at the average rate of royalty applicable to the combined production in each calendar quarter. In addition, the rules in section 9 shall be correspondingly applicable.

(2) Notice of the decision referred to in subsection (1) shall be given at least 6 months prior to the beginning of a calendar quarter. Such decision may remain in force for a specific period, or until the Minister of Energy, upon at least 6 months' notice prior to the beginning of a calendar quarter, decides that the royalty shall again be paid in money. The decision to change the form of payment of the royalty may be made as often as the Minister of Energy so elects.

(3) The decision referred to in subsection (1) may be made for one or several kinds of the hydrocarbons produced from a deposit; the decision may also be limited to part of one or more of such kinds.

(4) The Licensee shall make the quantity of hydrocarbons required for payment of the royalty available at a point of delivery specified by the Minister of Energy and shall ensure that it receives the same treatment, not to include refining or other, more extensive treatment, as the other production from the deposit. The Licensee may require the State to reimburse the customary expenses, except for the amount stated in subsection (7) of section 10, for the transportation between the point of valuation, cf. subs. (2) of section 10, and the point of delivery, provided that these do not exceed the actual expenses connected therewith.

(5) Title, risk, and any other rights and obligations shall pass to the State upon delivery.

(6) Where only a part of the Licensee's production is covered by a decision under subsection (1), cf. subs. (3), royalty shall be payable at the average rate mentioned in subs. (1), in the form of, respectively, produced raw materials for the hydrocarbons covered by the decision, and money, on the value of the remaining production. The hydrocarbons covered by the decision to charge royalty under subsection (1) shall not be included in the valuation under section 10 of the remaining production.

(7) Not later than the beginning of each quarter the Minister of Energy shall set the provisional rate of royalty to be applied. After the end of the quarter a statement shall be made, which to the extent possible shall be final. The rules in subsections (1) through (4) of section 11 shall be correspondingly applicable.

(8) Royalty under subs. (1) shall, as far as possible, be delivered concurrently with the production covered by the same. Following negotiations with the Licensee, the Minister of Energy shall make more specific provisions for the delivery of the royalty, taking duly into consideration that delivery of royalty should not interfere unreasonably with the Licensee's transportation and delivery arrangements. Such decisions shall be made as soon as possible after the decision under subsection (1) has been communicated to the Licensee.

(9) Where a statement under section 11, cf. subs. (7), shows that an over- or underdelivery has been made, a settlement shall, as far as possible, be made in connection with the next following delivery or deliveries. Where the Minister of Energy finds that settlement cannot or ought not be effected in this manner, the value of the over- or underdelivery shall be settled in money under the rules in subsections (1) through (7) of section 11. The Minister of Energy may elect to make the settlement in connection with either the statement for the following quarter or the final statement for the relevant calendar year. The value of the over- or underdelivery shall be established in accordance with the average of the values of corresponding hydrocarbons that are, or should have been, determined under subsections (2) through (7) of section 10 in respect of the quarter in which the deviation occurs.

Section 13.

(1) Dansk Olie- og Gasproduktion A/S, referred to below as DOPAS or the company, shall exercise for the State the rights under this Licence in proportion to the size of the share held by it and otherwise in conformity with the joint operating agreement approved

by the Minister of Energy pursuant to section 18. DOPAS' share of the costs of activities under the Licence shall be borne by the other co-Licensees until 180 days after an acceptable request for an extension of the Licence for the purpose of production, cf. subsection (3) of section 5, has been received by the Minister of Energy. However, the other co-Licensees shall bear the costs connected with any wells which are carried out with a view to evaluating the deposits after the said time, but have been commenced prior to the approval by the Minister of Energy of the plan for the activities mentioned in section 6.

(2) DOPAS' share of this Licence may be increased in relation to any deposits for which extension of the Licence for the purpose of production has been requested pursuant to subs. (3) of section 5. The size of the increased share shall be determined by the Minister of Energy after submission to a committee appointed by Parliament, but shall not exceed the percentages set forth in Appendix 3, calculated on the basis of expected maximum daily production.

The maximum daily production shall mean an average of the anticipated hydrocarbon production on the 180 consecutive days during the entire production period on which daily production is expected to be greatest. In the statement, liquid hydrocarbons and hydrocarbons other than liquids shall be combined such that 890 m³(st) of other hydrocarbons is equivalent to 1 m³(st) of liquid hydrocarbons.

(3) If there is demonstrated more than one deposit within the area covered by the Licence at the time of its issuance, DOPAS' share shall be calculated for each of the deposits. If, however, more deposits than one are situated such that, upon the extension of the Licence for the purpose of production, they are included or must be expected to be included in a single area, and the deposits are expected to be or actually are produced through the same production facilities, the company's share shall be calculated on the basis of the anticipated aggregate of the maximum daily production from the deposits.

(4) Where a deposit is covered by more than one Licence, or where the deposit extends into the sovereign territory of another state, DOPAS' share shall be calculated on the basis of the anticipated aggregate of the maximum daily production from the deposit provided that the deposit is expected to be or actually is produced through the same production facilities.

(5) The Minister of Energy shall, in case of doubt, make the final decision on what constitutes the same production facilities, cf. subsections (3) and (4).

(6) A declaration of an increase in DOPAS' share may be made by the Minister of Energy from the time the Minister of Energy has received an acceptable request for an extension of the Licence, cf. subsection (3) of section 5, until 360 days thereafter. Moreover, irrespective of whether DOPAS' share has been increased previously, the Minister of Energy may declare that DOPAS' share shall be increased from the time when the appointed Operating Committee has adopted the plan for development of one or more deposits and the budget therefor and for a subsequent period of 270 days. Not later than 8 days after the decision referred to in the previous sentence has been made, the Licensee shall notify the Minister of Energy accordingly.

(7) Declarations made pursuant to subsection (6) shall take effect with respect to the rights of the parties from the time the declaration is made. A declaration made pursuant to the first sentence of subsection (6) shall take effect with respect to obligations that arise later than 180 days after the receipt by the Minister of an acceptable request for extension of the Licence, or that are connected with payments or services made or supplied to the Licensee after such time, and that concern the deposit(s) covered by the request. A declaration made pursuant to the second sentence of subsection (6) shall take effect with respect to obligations that arise or that are connected with payments or services made or supplied to the Licensee after the declaration is made by the Minister of Energy whether DOPAS' share shall be increased, however not earlier than the time referred to in the previous sentence.

(8) If, after the expiration of both time limits stated in subsection (6), it seems evident that the maximum daily production will exceed the previously anticipated production, the Minister of Energy shall be entitled to demand that DOPAS' share be increased up to the maximum fixed in subsection (2), cf. subsections (3) and (4). However, the Minister of Energy cannot demand an increase to the extent that he has omitted to demand such an increase under subsection (6) as might have been demanded on the basis of the production anticipated then. If it becomes evident that the maximum daily production used as the basis for increasing DOPAS' share will not be attained, and the company's share thus

exceeds what the company is entitled to pursuant to subsection (2), cf. subsections (3) and (4), any of the parties may demand a reduction of DOPAS' share. A renewed demand for a change of DOPAS' share pursuant to this subsection cannot be made until 24 months from the date when a justified demand was last made by any of the parties pursuant to this subsection. When DOPAS' share is changed a corresponding adjustment shall be made of costs, obligations, and produced hydrocarbons for a period going back to the date which is 270 days after the decision mentioned in the second sentence of subsection (6).

(9) The more specific rules concerning the rights of DOPAS' and its obligations as a co-holder of the Licence and concerning changes in the company's share under the rules in subsections (2) through (8) are set forth in the joint operating agreement which, under section 18, is subject to the approval of the Minister of Energy.

(10) The Minister of Energy, with the consent of the Finance Committee of Parliament, may conclude, on an annual basis, an agreement with DOPAS for the payment of a special duty on the activities undertaken by the company pursuant to this Licence in the event DOPAS realises a profit after the payment of hydrocarbon tax.

Section 14.

(1) The other co-Licensees shall, whenever DOPAS so requests, upon 6 months' notice, purchase all or part of the share of the production of liquid hydrocarbons which falls to the company in its capacity as co-Licensee. Notice of any change of such obligation to purchase shall be given by DOPAS upon 6 months' notice. The consent of the Minister of Energy shall be obtained before notice of a decision by the company pursuant to the preceding two sentences is given.

(2) The obligation to purchase referred to in subsection (1) shall be borne by each of the other co-holders in proportion to its share of this Licence.

(3) Such share of liquid hydrocarbons as shall be purchased by the other co-holders shall be delivered at a reasonable market price for the place and time of delivery, and otherwise in accordance with normal terms of delivery.

Section 15.

(1) The Licensee undertakes to provide Danish companies with genuine opportunities, in competition with other companies, to obtain general contracts and subcontracts, and to provide goods and services, connected with the performance of the activities under this Licence. In this connection the Licensee shall comply with such procedures as are specified by the Minister of Energy concerning information on planned activities under this Licence, invitation of tenders, and reporting on contractual relationships.

(2) The Licensee shall be responsible for compliance with the terms of subsection (1) by anyone employed in its undertaking as well as by contractors, subcontractors, and any other party engaged by the Licensee for the performance of any activities in connection with this Licence.

Section 16.

(1) The Licensee shall conduct, and/or bear such expenses as are involved in, advanced theoretical and practical education of personnel employed with the Ministry of Energy, the Danish Energy Agency, and the Geological Survey of Denmark or in other Danish authorities, and employees and students at Danish research and educational institutions, for the purpose of providing an appropriate education of the same within the oil and gas industry. This obligation shall be satisfied pursuant to a more specific agreement between the Licensee and the Minister of Energy. With respect to the exploration period referred to in subsection (1) of Section 5, this agreement shall be entered into upon the granting of this Licence. A new agreement shall be entered into in connection with extension of the Licence pursuant to subsection (2) of Section 5.

(2) The Licensee shall involve Danish research institutions, Danish development organizations and Danish industry in scientific investigations, research and technological development which are undertaken in connection with the performance of the activities under this Licence. This obligation shall be satisfied pursuant to a more specific agreement between the Licensee and the Minister of Energy. With respect to the exploration period referred to in subsection (1) of Section 5, this agreement shall be entered into upon the granting of this Licence. A new agreement shall be entered into in connection with the extension of the Licence pursuant to subsection (2) of Section 5.

Section 17.

The Licensee's exploration and recovery activities shall, to the greatest extent possible, be based in Denmark. The Licensee shall within a period of 3 months after the granting of this Licence submit a plan, subject to the approval of the Minister of Energy, concerning the organisation of the enterprise, and its location onshore, during the exploration period. A corresponding plan covering the production period shall be submitted to the Minister of Energy for approval upon the submission of a request for approval of a plan for production measures, etc.

Section 18.

(1) Where the Licence is granted to several parties jointly it is subject to the execution of a joint operating agreement concerning the performance of the activities covered by the Licence not later than 45 days after the Licence has been granted, such agreement being subject to the approval of the Minister of Energy.

(2) Any amendment of, deviation from or supplement to such agreement, including the appointment of a new operator, shall be subject to the approval of the Minister of Energy.

Section 19.

(1) Representatives of the supervising authority shall be entitled to attend as observers any meetings of committees or groups established pursuant to the agreement referred to in section 18.

(2) The supervising authority shall receive the same notice and be given the same material, including minutes of meetings, as the Licensee.

Section 20.

The Licensee shall, when the supervising authority so requests, be responsible for the transportation of representatives of public authorities from the places of work of those concerned to and from the places where the activities are being performed, and shall provide accommodation. Any expenditures shall be borne by the Licensee.

Section 21.

(1) In order to ensure insight into, and performance of supervision of, the Licensee's activities under this Licence the Licensee shall:

- a) Submit all required economic information on the activities. In this connection the Licensee shall submit annual financial statements consisting of a balance sheet, statement of earnings, and annual report, and shall submit information on shareholders representing at least one-tenth of the share capital. In addition, the Licensee shall promptly furnish information on any material changes in the company capital. Where the financial statement covers activities other than those encompassed by the Licence, the Licensee also shall submit a separate statement for the activities covered by the Licence. Where the Licence is held by several parties, such information shall be furnished in respect of each of the holders, and in such case a financial statement shall be prepared showing all common income and expenditures. All of the statements referred to shall be in Danish and shall be audited by a state-authorized public accountant in accordance with recognised Danish accounting practice. Except as otherwise permitted by the Minister of Energy, the financial year shall correspond to the calendar year. If the Licensee is a subsidiary of another company, the Licensee shall submit the financial statement of its parent company and a consolidated financial statement of so requested.
- b) Submit any required information on the Licensee's activities in regard to preliminary investigations, exploration and production. The Licensee shall thus submit on a current or periodic basis, in connection with the performance of geophysical, geological, geochemical and other investigations, as well as drilling, reports, samples, raw data, processed results, interpretations and evaluations, together with summary reports containing an interpretation and evaluation of the results obtained. With respect to the establishment and operation of production installations, the Licensee shall on a current or periodic basis submit information and reports on any present and forthcoming activities.
- c) Submit each year a summary of the Licensee's anticipated activities during the following 4 calendar years. The summary shall specify the individual activities and the anticipated expenditures for preliminary investigations, exploration and establishment and

operation of production projects as well as anticipated earnings and taxation in each of the years in the period.

(2) The Minister of Energy shall issue detailed rules concerning the time of submission of the information referred to in subsection (1), the form and the degree of specification of such information, and concerning the book-keeping of the Licensees. The Minister of Energy may also issue rules concerning information which the Licensee may be required to submit in addition to that required by subsection (1) and by the rules laid down pursuant to the provisions of subs. (1) of section 34 of the Subsoil Act, and may require that further information be furnished in individual cases, if considered necessary.

(3) The Minister of Energy may issue rules concerning the Licensee's preservation and use of samples, data, etc.

Section 22.

(1) Any authorities and persons performing duties pursuant to the Subsoil Act, and any persons assisting therewith, shall be subject to the confidentiality obligations under the provisions of sections 152 and 264 b of the 'Borgerlig Straffelov' (Civil Penal Code) in respect of such information and samples, etc., as may be received by the authorities from the Licensee under this Licence and under sections 26 and 34 of the Subsoil Act.

(2) Such information and samples, etc., as are covered by subsection (1) of section 34 of the Subsoil Act may be disclosed to parties other than public authorities after 5 years from the time when the information, etc., has been produced and made available to the Licensee. Should the Licence expire or be relinquished, cancelled or revoked in whole or in part, such period shall be reduced to 2 years with respect to information relating to the area no longer covered by the Licence.

(3) The provisions in subsections (1) and (2) shall not prevent the disclosure of such information if:

- a) No legitimate interest of the Licensee requires the confidentiality of the same
- b) It is determined that the Licensee's interest in maintaining confidentiality must yield to considerations of essential public interest or
- c) Information of a general nature is furnished in connection with the making of public statements, annual reports, etc., concerning matters relating to exploration and production.

Section 23.

In communications to individual persons or to the public, the Licensee shall not, without the prior consent of the Minister of Energy, directly or indirectly quote or refer to statements or communications from the Ministry of Energy, the supervising authority, any other public authority or any person employed by or performing duties for them, concerning the probability of making discoveries or concerning the size of hydrocarbon deposits.

Section 24.

(1) Any equipment, procedures and units of measurement for the qualitative and quantitative measurement of hydrocarbons produced are subject to the approval of the Minister of Energy. Measurements shall be performed in a recognised and customary manner, and shall be subject to the supervision of the Minister of Energy.

(2) If it is found that the methods or apparatus used have resulted in an underpayment of royalty under sections 8 through 12, this condition shall be deemed to have existed since the last previous check took place, unless it is established that such condition has existed for a shorter or a longer period of time.

Section 25.

The Licensee shall be obligated to comply with such rules and regulations for the performance of drilling and other works as may be issued from time to time as conditions for approval under section 23 of the Subsoil Act.

Section 26.

The Licensee shall be obligated to comply with such rules and regulations as the Minister of Energy may issue concerning the marking of equipment, etc., transported to or from offshore facilities within the Licence area.

Section 27.

(1) With respect to production from areas not falling within the scope of Act No. 291 of June 10, 1981, Concerning the Establishment and Utilization of a Pipeline for Transportation of Crude Oil and Condensate, the Licensee shall be obligated to undertake the connection of production facilities to such pipeline systems for the transportation of liquid hydrocarbons as may be constructed or designated by the State, and shall use such systems for the transportation of produced liquid hydrocarbons from the place of production. The minister of Energy may grant exceptions to the obligations in the preceding sentence in circumstances where transportation through the pipeline system, in the opinion of the Minister, would be uneconomical or inexpedient. After the Licensee has had an opportunity to make a statement, the Minister of Energy shall lay down more specific provisions on the connection and use of the system, including rules for payment therefor, dues to the State, etc.

(2) With respect to natural gas, the Licensee shall be obligated to undertake the connection of production facilities to such pipeline systems for the transmission of natural gas as may be constructed or designated by the State and shall use such systems for the transmission of produced natural gas from the place of production. The provisions in the 2nd and 3rd sentences of subsection (1) shall be correspondingly applicable.

(3) If connection of production facilities to pipeline systems pursuant to subsections (1) and (2) is undertaken after production has commenced, the Minister of Energy, when issuing the specific rules concerning payment for connection and use, shall take into account investments the Licensee has made for the purpose of transporting produced hydrocarbons from the place of production.

(4) The connection obligation under subsections (1) and (2) shall include the obligation to construct installations and pipelines which may be required for connection at the tie-in point designated by the Minister of Energy.

Section 28.

(1) Where the Licensee desires to produce natural gas from the Licence area, it shall first offer to the State or to a company nominated by the State the opportunity to purchase such gas on normal market terms for the purchase of natural gas delivered by a pipeline to the European Continent. The Licensee may conclude a sales agreement with other parties only if agreement on a contract between the Licensee and the State, or a company nominated by the State, has not been reached within one year after the offer has been made.

(2) An offer as referred to in subsection (1) shall be accompanied by all customary and necessary information for the evaluation of the offer.

Section 29.

(1) If an agreement is not reached concerning the purchase of natural gas by the State or by a company nominated by the State on the basis of the offer referred to in section 28, and if the Licensee then wishes to enter into a contract for the sale of natural gas to a third party, such contract shall be subject to the State or the company nominated by the State not exercising its right to purchase under the provisions in subsections (2) and (3).

(2) A conditional contract made between the Licensee and a third party, as referred to in subsection (1), shall as soon as possible after it is made be submitted to the State or to a company nominated by the State. The State or the company nominated by the State shall be entitled to purchase such parts of the natural gas quantities covered by the contract as can be used in Denmark, at the price and on the terms agreed upon between the Licensee and such third party, cf. subsection (3), however. Notice that such right is to be exercised shall be given to the Licensee not later than 6 months after the contract has been submitted.

(3) Where the State or the company nominated by the State desires to exercise the right to purchase on the terms stated in the contract submitted, the State or the company nominated by the State shall be entitled to require that the contract conditions be amended with respect to place of delivery, and otherwise to the extent the terms must be understood as having been formulated with specific regard to the third party's circumstances, against a corresponding adjustment in price.

Section 30.

(1) The Licensee's liability for damages under the Subsoil Act shall be covered by insurance in accordance with the rules in subsections (2) through (4).

(2) The insurance shall provide reasonable coverage, in light of the risks involved in the operation of the enterprise and the premiums to be paid.

(3) At the end of each calendar year the Minister of Energy shall be informed of the insurance then in force and of the principal terms thereof. The Minister of Energy may require additional insurance to be taken out.

(4) The Licensee also shall be obligated to comply with any rules concerning insurance that may be issued by the Minister of Energy.

Section 31.

If the Licence is granted to several parties jointly, they shall be jointly and severally liable for any damages claimed pursuant to section 35 of the Subsoil Act and for the satisfaction of any obligations to the State under this Licence.

Section 32.

In order to ensure performance by the Licensee of all of its obligations under this Licence, it shall within a period of 30 days from the granting hereof provide security in an amount and of a kind, possibly in the form of a parent company guaranty, acceptable to the Minister of Energy. Upon 30 days' notice the Minister of Energy may subsequently require that such security be changed or supplemented.

Section 33.

Neither this Licence nor any interest therein may be assigned or otherwise transferred, either directly or indirectly, in whole or in part, to any third party or between several co-Licensees, without the approval of the Minister of Energy. Corresponding restrictions also shall apply to the transfer of company shares in such amounts as may result in the transfer of a controlling interest in a company which is a co-Licensee, and to the conclusion of agreements having the same effect. A fee may be charged for an approval given pursuant to the first and second sentence of this section.

Section 34.

(1) Where the rights under this Licence are relinquished during the exploration period, such relinquishment shall apply to the entire Licence area.

(2) Where the Licence has been extended in respect of one or more areas for the purpose of production, the Licensee may relinquish the right to any such area upon one year's notice.

(3) In the event of a relinquishment pursuant to subsection (1) or subsection (2), the provisions in sections 36 and 37 shall apply.

Section 35.

(1) The Minister of Energy may revoke this Licence:

- 1) if any provisions, conditions, or orders contained in the Subsoil Act and this Licence or issued pursuant thereto are not complied with
- 2) if, in an application for a licence, incorrect or misleading information is given
- 3) if one or more of the holders of the licence suspend payments, file a notice of involuntary arrangements with creditors, are declared bankrupt, go into liquidation or experience any comparable circumstances.

(2) If the default can be remedied by the Licensee, revocation under clause 1) of subsection (1) shall not occur until the Minister of Energy has ordered that the default be remedied within a specified period, and such order has not been complied with.

(3) In the case of revocation pursuant to subsection (1), the provisions of sections 36 and 37 shall apply.

Section 36.

(1) Expiry, relinquishment, cancellation or revocation of the Licence shall not relieve the Licensee of its obligations pursuant to legislation, this Licence or any other applicable rules, conditions or orders.

(2) Where any part of the work program laid down in Appendix 2 is not performed, the Licensee, unless exempted by the Minister of Energy, shall pay to the Treasury an

amount equal to what performance of the obligation would have cost. In establishing such amount, account shall be taken of the costs that would have been incurred by having other parties perform the work for the State at the time of the termination of the Licence.

(3) Payment of the amount referred to in subsection (2) shall not be subject to the Minister of Energy having the remaining work performed.

(4) Payment shall be made not later than 30 days after the Minister of Energy has so requested.

(5) In the event of delinquent payments, the Licensee shall pay interest at an annual rate equal to the official discount rate set by the National Bank of Denmark from time to time, plus 2 %.

Section 37.

(1) If the Licence terminates due to expiry, relinquishment, cancellation or revocation, in respect of either the entire area or part thereof, the State shall be entitled to take over, without consideration, all or part of any facilities, equipment and installations intended for long-term use within the area concerned, as well as any required accessories and materials, including journals and manuals, etc.

(2) If the Licence terminates, cf. subsection (1), the Licensee shall be obligated to ensure that the facilities, etc., referred to in subsection (1), are located within the area and can be assigned to the State without consideration, in a condition consistent with satisfactory maintenance and repair. Corresponding rules shall apply to the facilities, etc., referred to in subsection (1) in the course of construction for the purpose of production activities, provided, however, that the Licensee shall not be obligated to take any further measures towards the completion thereof.

(3) At the time the Licence terminates, cf. subsection (1), the Licensee shall be obligated to ensure that the facilities, etc. referred to in subsections (1) and (2) that do not belong to the Licensee or that are encumbered with other rights in favour of third parties, are released from third party rights of any kind such that they can be assigned to the State without consideration and free of encumbrances.

(4) The Licensee, in the event it fails to comply with its obligations under subsections (1), (2), and (3), whether or not negligence is shown, shall be obligated to compensate for any and all losses caused thereby, including operating losses and all expenses which the State is required to bear in order to be placed in the same position as if such obligations had been satisfied in accordance with their terms.

(5) Upon the termination of the Licence, cf. subsection (1), the Minister of Energy may require the Licensee to remove, within a period fixed by the Minister of Energy, all or part of any facilities, equipment and installations, whether they belong to the Licensee or to any other party, which the State does not choose to take over under subsections (1) and (2). The Minister of Energy may likewise require the Licensee to take any other necessary measures in order to prevent the facilities, etc., from posing any risk or inconvenience. If the Licensee fails to comply with such a requirement of the Minister of Energy, the Minister of Energy shall be entitled, without further notice, to have the necessary measures taken for the Licensee's account and at its risk in every respect. The Licensee shall indemnify the State against any third-party claims for compensation from the State resulting from such removal or taking of preventive measures.

Section 38.

The Licensee shall indemnify the State against all claims whatsoever which may be made by any third party against the State as a consequence of the Licensee's activities.

Section 39.

(1) This Licence shall be subject to the laws of Denmark in force from time to time, including future amendments, if any, of the Act Concerning the Use of the Danish Subsoil, official notices, decrees, and the obligations in force from time to time, which arise from Denmark's membership in the European Economic Community. Accordingly, this Licence shall not restrict the State's general right to levy taxes or its authority to issue general provisions concerning more specific aspects of exploration and production activities.

(2) This Licence shall not exempt the Licensee from obtaining any other licences and approvals required pursuant to the Act Concerning the Use of Danish Subsoil and legislation in general.

Section 40.

(1) Any disputes arising in connection with this Licence or with the Licensee's performance of activities under this Licence shall be resolved pursuant to the laws in force in Denmark and by the Danish courts.

(2) The venue shall be Copenhagen.

(3) Subsections (1) and (2) shall not prejudice the right of the Minister of Energy and the Licensee to agree, in any particular case, that a dispute as referred to in subsection (1) shall be resolved by arbitration.

Appendix 1 to Model Licence for Exploration for and Production of Hydrocarbons, 2nd Licensing Round

Area covered by the Licence, cf. section 2 (1)

The Licence covers the area in block ... shown on the attached map with the corner-coordinates:

(Geographical network ED 50)

Latitude			Longitude		
Degree	Minutes	Seconds	Degree	Minutes	Seconds
..
..
..

Appendix 2 to Model Licence for Exploration for and Production of Hydrocarbons, 2nd Licensing Round

Work Program for the Licence, cf. section 4 (1)

The following work program covers the exploratory activities that the Licensee shall carry out pursuant to subsection (1) of section 4 of the Licence No. ... for Exploration for and Production of Hydrocarbons, dated,, relating to the licence-area in Blocks

- The Licensee shall, not later than ... years after the issuance of the Licence, have produced an up-to-date seismic coverage of the Block. This corresponds to The seismic coverage shall be based on a grid having ... km mesh.
- The Licensee shall, not later than ... years after the issuance of the Licence drill ... exploratory wells as follows:
 - ... exploratory well(s) shall be drilled through/to (geological formation) or to a max. depth of ... metres, whichever is reached first.
 - ... exploratory well(s) shall be drilled through/to (geological formation) or to a max. depth of ... metres, whichever is reached first.
 The wells shall be drilled in an appropriate manner that comports with good exploration practice, which shall include core drilling, extraction of samples, and production testing, and that otherwise conforms to any guidelines laid down by the Energy Agency in connection with the approval of each individual drilling program.
- Satisfactory analyses and interpretations of acquired data shall be prepared. The Licensee shall comply with any instructions issued by the Energy Agency in this respect.
- Prior to the commencement of the work, the Licensee may obtain the Energy Agency's opinion as to whether the work planned will constitute fulfilment of the work program.

Appendix 3 to Model Licence for Exploration for and Production of Hydrocarbons, 2nd Licensing Round

The Maximum Share/Sliding Scale for DOPAS, cf. section 13 (2)

DOPAS' share of this Licence cannot exceed the percentages mentioned below:

Expected maximum daily production in barrels of oil or oil equivalents	State participation
0 - 25 000	min. 20 %
25 001 - 35 000	...
35 001 - 50 000	...
50 001 - 100 000	...
100 001 -	...

2. Ireland

Ireland Exclusive Offshore Licensing Terms, 1975

Summary of principal provisions of the agreement on State participation referred to in Section 29 of the licence conditions.

Note: References to "the State" include any entity, controlled by the State, nominated by the Minister for Industry and Commerce.

- During the period between the grant of the licence and the discovery of a deposit of petroleum which the licensees consider may lead to the declaration of a commercial field, there shall be appropriate arrangements for liaison between the State and the licensees to ensure that the State is kept informed of all relevant matters in regard to the progress and results of exploration operations in the licensed area and has an opportunity of conveying views to the licensees on such matters.
- During the period between the discovery of a deposit of the kind referred to in paragraph 1 and the notification by the State of its intention to participate in the development of any deposit declared to be commercial, appropriate additional arrangements shall be made for close liaison between the State and the licensees. These arrangements shall include the right of the State to appoint a representative who shall be entitled to attend, as observer, all meetings of the licensees' operating committee and its sub-committees. The observer shall have the right to receive or be given access to the same information as the other members of the operating committee. If it is finally determined that the deposit is not commercial then the additional arrangements referred to in this paragraph shall cease.
- If the licensees have a commercial discovery of petroleum within the licensed area they shall notify the State accordingly. As soon as possible after issue of the notification the licensees shall submit to the State proposals for a programme of development of the deposit including information and estimates in regard to the recoverable reserves, planned production, profitability, the cost of development and also in regard to sources of finance for development.
- The representative appointed by the State as observer shall have the right to comment on any budgetary proposals being considered by the operating committee in regard to the development of a commercial deposit and to express reservations, in writing, on any such proposals approved by the committee.
- Within 270 days of the receipt of a notification under paragraph 3, the State shall by notice in writing, inform the licensees whether, and to what extent, it intends to exercise its right to participate in the development of the commercial deposit.
- If the State decides to participate in the development of a commercial deposit, supervision and control of operations under the lease shall be exercised, and the relationship between the State and the licensees shall be regulated, thereafter in accordance with the terms of an operating agreement to which the State shall be a party.
- If the State decides to participate in a commercial deposit, it shall be liable for its appropriate share of
 - expenditure incurred in the development of the deposit from the date on which the discovery has been declared commercial and
 - that part of the geological, geophysical and drilling expenditures, incurred after the grant of the licence, which lead to the discovery and delineation of the commercial field.
 - The State may pay all or part of its share in cash and may agree with the licensees on suitable arrangements in this regard or, alternatively, may decide that all

funds to meet the capital and operating expenditures necessary to develop the deposit will be provided by the licensees, the State's share of such expenditures being debited against its account. If the State pays all or part of its share in cash, arrangements will be adopted to maintain the balance between the licensee and the State.

8. (a) Where any part of the State's share of expenditure is not paid in cash, it will be repaid out of the State's proceeds from the sale of its share of petroleum produced under the lease and from its share of other income from the deposit. As long as the State's account is in debit, the State's share of crude oil production shall pass to the licensees to be credited to the State at prices determined in accordance with the agreement. Any amounts payable by the State under this paragraph shall not include any taxation, charges or royalties payable to the State by any of the parties.
- (b) No interest shall be charged to the State on its share of expenditures incurred before the date of declaration of a commercial discovery. Interest may be charged on other expenditures, for the period between the incurring by the State of a liability for these expenditures and the liquidation of this liability, at the lowest rate at which the State can borrow money from other sources for similar periods.
- (c) If the aggregate amounts credited to the State's account are not and never become sufficient to eliminate the debit balance on its account, then the State shall not be liable to pay any balance outstanding under any circumstances.
9. (a) Each party, including the State, shall, subject to 8 (a) above, own and have the right to take in kind, or separately dispose of, its proportionate share of the petroleum which may be produced and saved from the leasehold area. In the disposal of its share of crude oil production the State shall give favourable consideration to the requirements of the other parties.
- (b) The other parties shall, if so required by the State, purchase, in proportion to their participating interest such quantities of its share of the petroleum as the State requests.
10. The agreement shall also contain such other usual provisions as may be necessary to regulate the relationship between the parties including the establishment of an operating committee to exercise supervision and control of operations under the lease, voting procedures, appointment and discharge of the operator for cause, approval of operating programmes and budgets, supervision of the operator's performance of his duties and the taking of such other act or decision as may be necessary concerning the conduct of operations pursuant to the lease and the agreement. In relation to the appointment of the operator the State, subject to consultation with the other parties, shall, at any time ten years after commencement of production, have the right to appoint the operator. Other provisions shall deal with, inter alia, accounting and auditing procedures, the functions and obligations of the operator, disposal of production, determination of price for petroleum from the State's share of production, provision of training for State personnel, the nature of the liability and relationship of the parties, assignments and withdrawals, force majeure and settlement of disputes.

3. Vereinigtes Königreich

a. Memorandum of Understanding Between Department of Energy and United Kingdom Offshore Operators Association Limited

1. It is the declared intention of the Government that the UK offshore industry should provide, on a competitive basis, a major and progressively increasing share of the goods and services required for the development of our continental shelf and should establish a growing export market. For this purpose, the government has made it clear that UK industry should be given full and fair opportunity to compete and Members of the United Kingdom Offshore Operators Association Limited (UKOOA) fully support this policy.

2. The Offshore Supplies Office (OSO) of the Department of Energy is responsible to the Secretary of State for ensuring the maximum possible involvement of UK manufacturers, consultants, contractors and service companies in the provision of supplies and services to the offshore hydrocarbon industry. This includes the creation of new indus-

trial capacity to meet existing and emerging needs to ensure that such new capacity is as fully and continuously utilised as possible. For this purpose, the Government stands ready, in selected cases, to make use of the resources of the Industry Act 1972, the new powers to be granted by the Industry Bill now before Parliament and the proposed Scottish and Welsh Development Agencies.

3. Members of UKOOA have undertaken to give UK industry a full and fair opportunity to manufacture and supply the goods and provide the services necessary for the programme of exploration, field delineation and the development of a field and associated facilities to full production and beyond. Further, individual Members recognise the potential benefits of encouraging, through appropriate technical and contractual support, the creation of UK capacity to meet the mutually agreed needs, both existing and emerging, of their respective offshore activities. The Members shall use goods and services of British origin in these activities whenever they are competitive in regard to specification, service, delivery and price.

4. To satisfy the Secretary of State for Energy that the procedures and practices adopted by all Members are such as to support the Government's policy described above, the Members of UKOOA (detailed in Appendix A of this Memorandum) have individually agreed to comply with the Code of Practice set out in the attached annex and to make available to officers of the OSO such information as those officers may reasonably require to satisfy themselves that the Government's objectives are being met.

5. HMG and OSO recognise that Members remain fully responsible for the safety and commercial success of failure of their operations and will take all reasonable steps not to delay the Members' decision-making processes and commercial practices (consistent with the other obligations in this document). Further, the strictest confidentiality will be maintained by the Department in respect of competitive commercial information submitted to OSO under the terms of the Code of Practice.

6. This Memorandum shall be interpreted and applied in a manner consistent with the provisions of the Treaty establishing the European Economic Community.

b. Code of Practice for Purchasers of Goods and Services for Oil Related Activities on the UK Continental Shelf

Annex to Memorandum of Understanding

Introduction

This Code of Practice defines the procedure which Members of UKOOA have undertaken to apply in the procurement of materials and services required to support oil related activities on the continental shelf. While this Code of Practice applies to all purchases, the principle of prior information of intent to make a purchase or place a contract outside will not normally apply to orders for materials and manufactures or to services contracts below £ 250,000 or to offshore construction contracts below £ 1 million, except in those cases where operators are advised that a lower level has been agreed between the Offshore Supplies Office and UKOOA in a particular sector or sectors.

In accordance with the associated Memorandum of Understanding between the Department of Energy and UKOOA dated November 1975 the Department undertakes to observe the strictest confidentiality on all aspects relating to the commercially competitive data submitted to them under the terms of this Code of Practice, and operators undertake to maintain strict confidentiality on such discussions with OSO.

Code of Practice

1. To ensure that UK organisations are given a full and fair opportunity on each and every contract, the operator will ensure that:

- (a) all potential suppliers selected to bid receive a fully definitive enquiry specification in the English language for the goods and/or services required;
- (b) the specification is in accordance with the accepted oil industry standards or British standards, it indicates a willingness to accept equivalents and states the equivalent whenever possible;

- (c) the specification is drawn in a manner which does not deliberately preclude UK suppliers from tendering or diminish their prospects of submitting a successful tender;
- (d) any amendments to the specification that emerge during the course of the tender preparation are notified to all bidders so that there is full equality of information;
- (e) all potential suppliers selected to bid are given an equal and adequate period in which to tender, such period to take into account the need to meet demonstrably unavoidable critical construction or production schedules of the operator;
- (f) any special conditions attached to the materials, the source of supply of components and materials, and the inspection of goods are stated in the specification or enquiry documents;
- (g) stated delivery requirements are not more stringent than is necessary to meet the construction and/or production schedules of the operator;
- (h) where the requirement includes the need to develop equipment or proposals in conjunction with the operator, all bidders are given equal information at the same time;
- (i) when the operator is unable to identify a reasonable number of suitably qualified UK suppliers for his invitation to tender, he will consult the OSO before issuing enquiries;
- (j) the enquiry documents require the potential bidders to estimate the value of the UK content of the goods and/or services to be supplied.

2. At the tender evaluation stage, the operator will ensure that:

- (a) anomalies or inequalities between the submissions and the enquiry documents are fully resolved relative to the short-listed bidders;
- (b) delivery promises of all bidders are assessed for their reality in the light of past performance and an assessment of current performance;
- (c) when costs are compared, account is taken of financial assistance available to buyers;
- (d) the foreseeable impact of currency fluctuations and the effects of escalation clauses are taken into account.

3. When the operator has determined his decision for the award of contract, in the case of non-UK award he will inform OSO prior to notifying selected suppliers and will give OSO a reasonable time, in the circumstances applying, for representation and clarification. This procedure will be followed in the case of sub-contracts referred by main or sub-contractors to be operator for approval. Where the operator does not intend to call for prior approval of sub-contracts the procedure for adherence to the Memorandum of Understanding and this Code of Practice will be agreed between the operators and OSO. Where this gives OSO access to the operator's contractors and sub-contractors this procedure will not diminish the direct and normal contractual relationship between the operator and his suppliers. The principle shall be adopted that following disclosure of prior information to OSO on intended awards no subsequent representation to the operator by a potential supplier, other than at the express request of the operator, shall be entertained.

4. To satisfy the OSO that full and fair opportunity is being given to UK suppliers operators will, on request, make available to officers of the OSO such information as they may reasonably require about:

- (a) the programme of intended enquiries to industry necessary to implement the anticipated overall programme of exploration and/or development to the extent that this information has not already been made available to the Department of Energy. (The operators may supply this information in any format convenient to themselves provided it is sufficiently comprehensive to enable OSO to assess the potential opportunity for UK industry);
- (b) the specifications and tender documents at the earliest possible time and, prior to the issue of the documents to the suppliers the list of suppliers to whom it is intended to issue invitations to tender;
- (c) the bid summaries so that when necessary and reasonable OSO may request sight of bid summaries and all relevant documents for examination;
- (d) the names of appropriate representatives within the operators' organisation with whom OSO can make contact should further discussions be required.

There is an exemption to these rules:

While this Code of Practice applies to all purchases, the principle of prior information of intent to make a purchase or place a contract outside the UK will not normally apply to orders for materials and manufactures or to services contracts below £ 250,000, or to offshore construction contracts below £ 1 million, except in those

cases where operators are advised that a lower level has been agreed between the Offshore Supplies Office and UKOOA in a particular sector or sectors.

Addendum to Memorandum of Understanding: Feasibility, design and maintenance studies (February 2, 1981)

The Offshore Supplies Office regards as a very high priority the involvement of UK concerns firstly in feasibility and design studies and secondly in consultancy/appraisal studies for long term offshore structure maintenance. The Office recognises that in these cases there is often a predominantly in-house involvement or an involvement of consultants retained for their special capabilities. Both the international nature and confidentiality of such studies is also appreciated. However, experience has shown that the origin of the expertise involved is a powerful influence in determining the subsequent location for development of new and advanced large scale techniques. UKOOA appreciate OSO's concern that British interest having appropriate capabilities actual or potential, be given an opportunity to be involved in studies of the kind indicated.

It has been agreed that OSO, with the full support of UKOOA could register their concerns and aims in these two special areas. It would be appreciated if this concern be made known in those parts of your organisation where the selection of consultants or other "out of house" specialist services is made. The full cooperation of OSO will be available in assisting you to identify suitable UK sources if you should so require.

c. Research and Development: Statement Recommended by Council of UKOOA for Acceptance by all Members (March 30, 1983)

1. One objective of future licensing policy will be to help UK industry to take full advantage of activities on the UK Continental Shelf to stimulate technological and equipment development. In support of this operators will consider the UKCS as a proving ground in which the effectiveness of such new technologies may be demonstrated.

2. Applicants for oil and gas production licences will be judged according to their willingness to involve UK organisations, if such are considered to be competent and efficient in the areas of design, theoretical analyses, experimental investigation and testing of novel concepts, techniques and equipments that have applications in the exploitation of offshore oil and gas resources, and which arise from companies' activities in British waters. A record of research and development in the UK may be taken as supportive of operators' willingness to involve UK organisations: but for the eighth round the absence of such a record will not be taken as implying any evidence of unwillingness. It is not intended to promote research for research's sake nor to encourage the provision of unrelated development facilities, nor to promote generic developments which have a regulatory rather than a commercial impact and are therefore properly the province of government. From time to time, however, it may be appropriate to include safety research, particularly where its application is specific to a related development project.

3. Operators will, from time to time as necessary, be requested to explain how they have involved and intend to involve UK organisations in research and development activity associated with the UKCS. Operators should wherever possible, be prepared to show OSO data of this nature on a confidential basis.

4. As licence areas are explored and fields developed, it is expected that new R&D requirements will arise. Operators and the OSO will from time to time, using information available to them engage in an exchange of views to examine whether it is possible for UK companies to have further participation in development projects.

4. Norwegen

a. Förderlizenz (Auszüge)

Joint operations agreement

The licensees shall not later than thirty (30) days after this license has been grant-

ed, enter into the enclosed agreement concerning exploration for and exploitation of petroleum. Any subsequent supplement to, amendment of or exemption from this agreement is subject to the Ministry's approval.

Training of personnel

The licensees shall not later than thirty (30) days after this license has been granted enter into the enclosed agreement concerning training of personnel. Any subsequent supplement to, amendment of or exemption from this agreement is subject to the Ministry's approval.

Research and development activity

At least 50 % of the research and development activities undertaken in connection with the activities on the license area shall be performed in Norway.

Obligations for the licensees will be further defined in an agreement that will be signed by the Ministry and the operator for the license area, not later than 30 days after this license has been granted.

In connection with research and development activities under the above mentioned agreement the licensees will seek to utilize the acquired knowledge to development of products and services in cooperation with Norwegian industry.

If a product developed in cooperation with Norwegian industry needs testing before it can be commercially utilized, the licensees will seek to contribute towards the testing of such products.

Engagement of Norwegian industry of institutions in the development of technology and development studies

The licensees shall in relation with exploration, evaluation, development, and production of petroleum on the license area aim at engaging Norwegian industry-, engineering- and research organizations in the development of technology and development studies at the earliest possible point in time. Such engagement shall aim at giving Norwegian industry and institutions the best possible opportunities to deliver goods and services, and also to take part in development of the technology related to the activities under this production licence.

Computer Models

According to the Ministry's decision the licensees shall without compensation make available to the Ministry and the Petroleumdirektorat computer models developed or initiated by the licensees which are used in connection with the activities under this license. The licensees are obliged to cover the cost of transfer to the user's machine.

b. Kooperationsvertrag (Auszug)

Purchasing

Purchasing of goods and services for the activity shall be in accordance with the laws and regulations pertaining to the use of goods and services and based on competitive bidding.

Invitations for tenders shall be submitted to the Parties and to suppliers selected from an approved vendors list. Competitive bids from one of the Parties shall be given preference unless this would be to the displacement of a competitive Norwegian supplier.

When there exist plans to develop Deposit, the operator shall submit to the management committee a detailed draft of provisions concerning the procurement of goods and services, including standardized forms and terms for purchase orders and contracts.

The management committee shall establish a purchasing committee to decide on specified purchases with an expected contract value exceeding NOK ... million. Decisions of the purchasing committee may be overruled by the management committee.

c. Forschungsvertrag (Auszüge)

Definition of research and development activities

Research and development activities (R&D) under this Agreement comprise in particular, research, development studies, development and testing of concepts and technical solutions, product development, feasibility and pre-engineering studies. R&D may take place within such areas as exploration, drilling, reservoir technology, production of hydrocarbons including enhanced recovery, storage and transportation of oil and natural gas, development, construction, operation and maintenance of offshore facilities such as platforms, subsea-systems, loading facilities, pipelines and similar. R&D include only such engineering, design and construction that contain substantial elements of development.

R&D within these areas shall be closely related to or have importance for the activities carried out under this Production license. Technological R&D concerning environmental and safety issues and downstream related R&D are subject to this Agreement when this condition is satisfied.

R&D in areas not directly related to the petroleum activity on the continental shelf are not subject to this Agreement.

Scope of agreement

This Agreement is a framework under which the Operator shall enter into such specific detailed agreements for each separate project with relevant Norwegian research institutions and/or industrial companies (hereinafter referred to as "Norwegian contractors") selected by the Operator after consultations with the Ministry, to the extent necessary to fulfill this Agreement.

The objective of this Agreement is, within the scope of Art. 3 item 1, that the Operator in his performance of R&D related to the activity carried out under this Production License shall make use of and develop competence and know-how of Norwegian contractors in order to develop new technology to the mutual benefit of the Operator and Norwegian contractors.

General obligations of the operator

1. In carrying out activities under this Production license the Operator is obliged to see to that at least 50 % of the total expenditures of R&D covered by this Production license will be spent in Norway and in cooperation with Norwegian contractors.
If for special reasons this obligation cannot be fulfilled, such reasons must be presented to the Ministry for consideration. If deemed necessary the Ministry may exempt from the above mentioned clause.
2. The Operator will on a regular basis provide the Ministry with information enabling the Ministry to monitor and ensure that obligations according to this Agreement are fulfilled.
The Operator will report to the Ministry single R&D contracts subject to the 50 %-requirement and according to the established routines at any time, pursuant to the legislation at any time. This requirement for reporting shall aim to providing the Ministry with information regarding:
 - a) Planned R&D projects in the forthcoming year.
 - b) Contractors invited to tender for R&D contracts. Such information will be submitted prior to tender invitation.
 - c) The Operator's recommendation and the evaluation of submitted bids. Such information will be submitted prior to contract award.
 - d) Finalized projects and progress in multiannual projects.
3. When by drilling, the Operator makes a discovery for which he prepares a program for

further evaluation, the Operator will submit to the Ministry an evaluation of the R&D necessary to carry out the activity as soon as such evaluation has been made. Such evaluation will at the latest be submitted to the Ministry when the Operator starts preparing a commerciality report.

The evaluation will contain a documentation of and a qualitative description of the necessary R&D. The evaluation will depict specific problems with which the Operator expects to be confronted within a 3-5 year period, in relation to the activities carried out under this Production license. If there are reasons to believe that development of the discovery will require systematic development of specific categories of goods and services this shall be described. The evaluation will be updated and submitted to the Ministry every second (2) year.

4. An evaluation as mentioned in item 3 will be submitted to the Ministry regardless of any discovery mentioned being made when;
 - there are special R&D needs in the exploration phase
 - the block under this Production license may be unitized with a commercial discovery made under another production license.

Organization of the research and development activity

In undertaking R&D projects in Norway the Operator will ensure that relevant technology and know how which is at the Operator's disposal will be made available for the performance of such projects.

The Operator shall appoint a person responsible for the day to day fulfillment of the Operator's obligations according to this Agreement.

R&D carried out under the scope of this Agreement may be organized in the following manner or combinations thereof:

- a. by offering Norwegian contractors opportunities to perform testing of concepts, equipment and processes on installations offshore, in Norway or elsewhere.
- b. by projects/studies conducted for the Operator by Norwegian contractors.
- c. by professional or financial participation in R&D projects in Norway.

Participation in projects mentioned under items a, b, and c above are considered subject to this Agreement provided that expenditures are covered by the licensees under this Production license.

Inventions and licenses

1. In contracts entered into for separate projects (hereinafter called a contract) there shall be provisions for confidentiality and industrial property rights, and relevant remunerations to be negotiated in each case. The parties stress the importance of arriving at contracts which ensure Norwegian contractors rights to utilize the technology developed.
2. Rights to inventions and other technology developed through the execution of a contract are subject to negotiations, to be shared between the Operator and the Norwegian contractor. The guidelines in item 3, 4, and 5 shall be used as a basis in the negotiations.
3. Inventions and other technology developed under a contract shall be the property of the Norwegian contractor when they are based mainly on technical concepts and/or information provided by the contractor.
Inventions and other technology developed under a contract shall be the property of the Operator when they are based mainly on technical concepts and/or information provided by the Operator.
4. Inventions and other technology developed under a contract which are not encompassed by item 3 shall be the property of the Norwegian contractor.
5. The Norwegian contractor and the Operator shall aim at ensuring a mutual right to an irrevocable, royaltyfree, non exclusive right to utilize in their own operations, inventions and other technology developed under a contract, which are the other party's property in accordance with item 3 and 4. This right does not include transfer to any third party either on commercial or non-commercial terms. Accordingly the parties shall aim at ensuring a mutual right to request for aquirement of patents of inventions and

other technology developed under a contract, which are the other party's property in accordance with item 3 and 4.

6. Neither the operator nor the Norwegian contractor will be obligated to grant the other party rights to inventions and other technology to the development of which there has been no substantial contribution under a contract.

d. **Ausbildungsvertrag (Auszug)**

Employees of a National participant shall be given the opportunity to participate in non National participants' internal courses, seminars and so forth. They shall also be given the opportunity to follow job training programs offered to employees of non National participants, that are relevant for petroleum activities on the Norwegian shelf. This shall include amongst other training of supervising personell and personnell for top-positions in the National participants organization both offshore and onshore. Information concerning such courses, seminars, job training programs and so forth shall be given in due time before start up.

A non National participant may choose to prepare separate courses, seminars, job training programs and so forth for training of National participants employees, provided the National participant accepts this and the content of such separate courses and programs.

Subject to the Ministry's approval, a National participant may, provided the aim is to develop the National participants' competence in areas of importance to the activities he is carrying out or might undertake on the Norwegian Continental Shelf, demand that a reasonable number of his employees work in;

- a) a Non National participants organization in Norway.
- b) any administrativ group or projectgroup of a Non National participant or his Affiliated Companies have established in Norway or any other place in connection with the activities on the concession area.

Subject to the Ministry's approval, a National participant may demand to take over specific work tasks and the carry out of studies or other function held by the Operator, provided that the aim is to develop or improve a National participants competence within the actual skill. Take-over aiming at a take over of operatorships according to the Production licence item 4 is not covered by this.

The take-over of such functions shall be discussed between the Operator and the National participant in due time in advance. Subject to one year within notice to the Operator, a National participant may half or partly return to the Operator the performance of the activities in question. The other participants shall be informed in advance of such changes.

The National participants liability for functions and tasks taken over from the operator subject to this item shall be in accordance with Article IV item 6 in the Petroleum Exploration and Production Agreement covering the concession area.

Wages and expenses connected with the National participants employees work according to item 3 and 4 above shall be covered by the joint venture.

Wages and expenses connected with other training of National participants' employees shall be covered by the National participants, exemption made for material used for training and so forth, and other expenses connected with the training itself. Non National participants not entitled to any fees or other payments for the training.

The National participant is responsible for not letting information concerning the performance of work, training program or operations carried out by the trainer be known for any third party either during or after the expiry of the duration of this Agreement without trainer's written consent. The National Company may, however, without such approval disclose such confidential information to its affiliate companies giving similar undertaking of confidentiality.

The provisions of confidentiality shall not apply to any portion of information which:

- Was available to the public prior to the receipt of the information under this Agreement.
- Becomes available to the public following the receipt of the information through no fault of the National participant.
- Was acquired independently from a third party who has the right to disseminate such information at the time it received by the National participant.
- Has been developed by the National participant or an affiliate as a result of activities

carried out independently of this Agreement and without access to technical information made available herunder.

National participants shall indemnify Non National participants against all claims demands and expenses arising out of physical loss or damage to equipment, or injury to or death of the personnel of the National participant.

Non National participants shall indemnify National participants against all claims, demands, and expenses arising out of physical loss or damage to property and equipment, or injury to or death of personell of the Non National participant.

Each party shall be liable for injury to or death of personnel of third parties, or damage to or destruction of property of third parties in connection with or arising out of the performance of the obligations under this Agreement.

Each of the parties hereto shall procure and maintain with respect to and for the duration of this Agreement, insurance policies to cover their respective liabilities herunder, together with any further insurance required by law. All such policies shall provide for a waiver of all rights of recovery or subrogation against the other party's insurer.

Any change in this Agreement requires the Ministry's written approval.

The parties to this Agreement may enter agreements concerning the fullfilment of this agreement.

In this Agreement "National participants" means those of the following parties who have signed this Agreement; Den norske stats oljeselskap a. s, Det Norske Oljeselskap a. s, Norsk Hydro Produksjon a. s og Sage Petroleum a. s. "Non National participants" means all other parties who have signed this Agreement. Furthermore if applicable, the definitions in the Petroleum Exploration and Production Agreement covering the concession area shall apply.

C. Tabellen und Schaubilder

Tabelle A1 - Vereinigtes Königreich: Offshore-Öl- und -Gas-Ausschreibungen im Festlandsockel 1964-1987 (Anzahl)

Ausschreibungsrunde und -jahr	Angebotene Blöcke	Vergebene Blöcke	Lizenznehmende Unternehmen
1. 1964	960	348	51
2. 1965	1102	127	44
3. 1970	157	106	61
4. 1971/72	436(a)	282	213
5. 1976/77	71	44	64
6. 1978/79	46	42	59
7. 1980/81	.	90	157
8. 1982/83	184(a)	70	81
9. 1984/85	195(a)	93	103
10. 1986/87	127	56	.

(a) Drei Ausschreibungen wurden nach einem gemischten Verfahren durchgeführt: In der 4., 8. und 9. Runde wurden jeweils 15 der insgesamt ausgeschriebenen Blöcke versteigert; die Mehrheit der Blöcke wurde nach dem traditionellen diskretionären Verfahren vergeben.

Quelle: DOE [a, 1987].

Tabelle A2 - Norwegen: Offshore-Öl- und -Gas-Ausschreibungen 1965-1987

Ausschreibungsjahr	Vergebene Blöcke	Runde/ Gebiet	Beteiligungen(a)		Betreiber(b)	
			Norwegische Firmen	Ausländische Firmen	Norwegische Firmen	Ausländische Firmen
			vH			
1965	78	1.	9	91	0	100
1969-1971	16	2.	15	85	0	100
1973	2	Statfjord	52	48	0	100
1974-1978	20	3.	58	42	63	37
1978	1	Gullfaks	100	0	100	0
1979	8	4.	58	42	68	32
1980-1982	12	5.	66	34	92	8
1981	9	6.	64	36	50	50
1982	1	Bl. 30/9	100	0	100	0
1982	5	7.	60	40	80	20
1983	3	Bl. 31/3-5-6	100	0	100	0
1984	17	8.	60	40	60	40
1985	13	9.	60	40	62	38
1985	8	10. A.	62	38	63	37
1986	9	10. B.	63	37	50	50
1987	11	11. A.	59	41	75	25
1987	11	11. B.	59	41	60	40

(a) Prozentualer Anteil der Blöcke mit norwegischer bzw. ausländischer Beteiligung. - (b) Prozentualer Anteil der Blöcke mit einem norwegischen bzw. ausländischen Betreiber.

Quelle: RMPE [1987].

Tabelle A3 - Explorationsbohrungen und Erfolgsquoten in ausgewählten Regionen 1986

	Anzahl der Bohrungen	Erfolgsquote
Westeuropa(a)	627	1 : 2,94
davon:		
Nordsee	224	1 : 2,63
Übrige Gebiete	403	1 : 3,20
Afrika(a)	241	1 : 3,13
davon:		
West-, Zentral- und Südafrika	117	1 : 2,92
Nordafrika(b)	124	1 : 3,30
Australien und Neuseeland	163	1 : 10,18
Mittlerer Osten	124	1 : 3,64
Vereinigte Staaten	9006	1 : 4,05

(a) Gewogene Durchschnitte. - (b) Ohne Libyen und Algerien.

Quelle: OGJ [1988]; eigene Berechnungen.

Tabelle A4 - Fertiggestellte Bohrlöcher in den EG-Ländern und Norwegen 1986 (Anzahl)

	Gebiete mit nachgewiesenen Reserven	Gebiete mit unbekanntem Reserven		Insgesamt
		erfolgreiche	insgesamt	
Belgien
Bundesrepublik	22	14	34	56
Dänemark	14	2	8	22
Frankreich	50	9	78	128
Griechenland	0	0	2	2
Irland	0	1	7	7
Italien	83	48	117	200
Niederlande	48	15	41	89
Portugal
Spanien	3	4	18	21
Vereinigtes Königreich	107	64	210	317
EG-Länder insgesamt	327	157	515	842
Norwegen	57	25	41	98
EG-Länder und Norwegen	384	182	556	940
davon:				
Nordsee				
Dänischer Teil	14	2	8	22
Niederländischer Teil	37	12	29	66
Britischer Teil	103	46	146	249
Norwegischer Teil	57	25	41	98

Quelle: OGJ [1988].

Tabelle A5 - Vereinigtes Königreich: Struktur der Feldentwicklungskosten 1976-1986 (vH) (a)

	Plattformen		Module und Ausrüstungen		Verladerungssysteme		Pipelines		Terminals		Bohrungen		Übrige Kosten	
	Öl	Gas	Öl	Gas	Öl	Gas	Öl	Gas	Öl	Gas	Öl	Gas	Öl	Gas
1976	38	39	38	22	3	0	9	28	5	6	8	6	-(b)	0
1977	30	15	45	19	-(b)	0	4	52	9	8	11	7	1	0
1978	15	5	49	18	1	0	4	52	15	17	15	9	1	0
1979	13	2	46	40	1	0	5	22	15	27	19	9	1	0
1980	13	2	44	37	2	0	4	18	16	42	20	-(b)	-(b)	0
1981	18	14	40	16	2	0	7	15	11	49	23	5	-(b)	0
1982	17	21	47	10	1	0	4	33	6	30	24	6	-(b)	0
1983	20	21	45	40	-(b)	0	3	13	2	20	29	6	-(b)	-(b)
1984	30	26	33	37	-(b)	0	6	16	-(b)	15	29	9	-(b)	-(b)
1985	22	23	44	36	-(b)	0	5	7	-(b)	17	27	18	-(b)	-(b)
1986(c)	27	24	44	12	-(b)	0	6	10	1	15	22	19	-(b)	-(b)

(a) Anteile an den gesamten Feldentwicklungskosten des jeweiligen Energieträgers; insgesamt=100. - (b) Anteil unter 1 vH. - (c) Vorläufige Angaben.

Quelle: DOE [a, 1987]; eigene Berechnungen.

Tabelle A6 - Aktive Bohrinseln in den Meeresgebieten der EG-Länder und Norwegens 1985, 1986 und 1987 (Anzahl) (a)

	1985	1986	1987
Belgien	0	0	0
Bundesrepublik	0	0	1
Dänemark	5	0	4
Frankreich	0	0	0
Griechenland	0	1	0
Irland	1	0	0
Italien	12	6	5
Niederlande	13	7	8
Portugal	0	0	0
Spanien	2	1	0
Vereinigtes Königreich	57	31	61
EG-Länder insgesamt	90	46	79
Norwegen	13	8	16
EG-Länder und Norwegen	103	54	95
Übrige Welt	234	196	181

(a) Jeweils im Monat Dezember.

Quelle: OJG [lfd. Jgg.].

Tabelle A7 - EG-Länder: Entwicklung des Fischereifahrzeugbestands 1976-1985

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Anzahl der Schiffe										
Belgien	262	219	216	217	208	215	215	212	212	197
Bundesre- publik	1550	1294	1251	1251	1136	1090	1072	1097	1091	1055
Dänemark	7331	7331	7200	.	7084	6863
Frankreich	12764	12524	12128	11118	11090	12316	12195	13151	11952	9291
Griechenland	870	847	861	854	862	854	844	845	836	.
Irland	1237	1358	1460	1539	1616	1664	1646	1566	576	.
Italien	21227	21798	22388	22604	22492	22981	20254	22130	27009	.
Niederlande	1025	933	924	916	930	995	1005	1041	1055	1063
Portugal	5161	5372	5567	6107	6352	6531	6474	5948	.	7213
Spanien	17148	17152	17174	17282	17390	17555	17499	17740	17572	17749
Vereinigtes Königreich	6740	6940	7053	7228	6880	7351	7086	6490	6967	.
EG-Länder insgesamt	75315	75768	76222	.	76040	78415
Tonnage (BRT)										
Belgien	24044	21001	20790	21318	21122	21845	21845	22610	22663	23096
Bundesre- publik	145298	141250	136444	119823	106489	95454	85498	89083	81009	.
Dänemark	149149	146744	142000	.	132353	123507
Frankreich	260981	243362	234710	197775	204127	183830	180220	207563	181620	186890
Griechenland	56831	52866	48890	50089	56466	55465
Irland	28410	29826	29111	30370	35329	38486	39467	.	32000	.
Italien	271138	280910	295981	302598	305855	316838	260727	272418	277820	.
Niederlande	90391	87215	88125	86025	93161	107195	.	131429	145542	147781
Portugal	180938	201466	206852	205119	204867	211259	205931	183588	.	193000
Spanien	807365	817524	785642	762022	759421	749411	738468	698813	692099	678888
Vereinigtes Königreich	247321	243404	226971	208144	200717	193679	186692	177258	161231	.
EG-Länder insgesamt	2261866	2265568	2215516	.	2119907	2096969

Quelle: EUROSTAT [Fischereistatistik, lfd. Jgg.]; CRONOS-Datenbank.

Tabelle A8 - EG-Länder: Beschäftigte (a) in der Fischerei 1971-1985

	1971-1975	1978-1982	1983	1985
Belgien	1361	893	.	1000
Bundesrepublik	6022	4943	4238	3200
Dänemark	15000	14500(b)	14500	11685(c)
Frankreich	33932	21691	19539	19500
Griechenland	.	46300	37150	35000
Irland	6343	8680	8532	.
Italien	64489	39600	34000	.
Niederlande	4769	3796	4406	.
Portugal	32722	37048	33857	25000
Spanien	72010	108970	.	101158
Vereinigtes Königreich	22777	22933	.	.
EG-Länder insgesamt(d)	294449	309354	287029	.

(a) Anzahl der voll- und teilzeitbeschäftigten Personen. - (b) 1982.
- (c) Beschäftigte an Bord ohne Fischverarbeitende Industrie. - (d) Geschätzt.

Quelle: EUROSTAT [Fischereistatistik, lfd. Jgg.]; CRONOS-Datenbank; eigene Berechnungen.

Tabelle A9 - Bundesrepublik: Bruttoproduktionswert und Beschäftigung in der Meerestechnischen Industrie nach Bundesländern 1985 (vH)

	Bruttoproduktionswert	Beschäftigung
Schleswig-Holstein, Hamburg	46,4	44,8
Niedersachsen, Berlin, Bremen	39,6	37,8
Nordrhein-Westfalen	8,0	9,1
Baden-Württemberg	2,7	3,7
Bayern	1,8	2,6
Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland	1,5	2,0

Quelle: Prognos [1987].

Tabelle A10 - Lizenznehmer im Offshore-Bereich 1987 (Anzahl)

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)
<i>Vereinigtes Königreich</i>
1. A.B. Volvo Energy: Volvo Petroleum (UK) Ltd. 1 (-); 2. A.B. Exploration Ltd.: A.B. Exploration Ltd. 3 (-); 3. Adobe Resources Corporation: Trend Exploration (UK) Ltd. 1 (-); 4. Agip: Agip (UK) Ltd. 42 (1); 5. Amax Petroleum Corporation: North Sea Global Energy Ltd. 1 (-); 6. Amerada Hess Corporation: Amerada Hess (UK) Ltd. 4 (4), Amerada Hess Dev. Ltd. 7 (6), Amerada Hess Ltd. 72 (8); 7. Amoco Corporation: Amoco (UK) Exploration Ltd. 9 (9), Amoco UK Petroleum Ltd. 55 (49); 8. Aran Energy Limited: Aran Energy (GB) Ltd. 2 (-), Aran Energy Exploration Ltd. 34 (-), Aran Energy Limited 1 (-); 9. Asamera Oil Corporation Ltd.: Asamera Oil (UK) Ltd. 3 (-); 10. Atlantic Richfield Company: ARCO British Ltd. 33 (26); 11. Barclays North Sea Ltd.: Barclays North Sea Ltd. 2 (-); 12. Berkeley 7th Round Ltd.: Berkeley 7th Round Ltd. 3 (-); 13. Berkeley Expl. & Prod. PLC: Anvil Exploration Ltd. 5 (-), Anvil Petroleum Ventures Ltd. 1 (-), Berkeley Expl. & Prod. PLC 31 (-), Page Petroleum (UK) Ltd. 1 (-); 14. Berkeley Petroleum: Berkeley Petroleum (UK) Ltd. 1 (-); 15. Blackfriars Oil Co. Ltd.: Blackfriars Oil Co. Ltd. 27 (-); 16. Bow Valley Industries Ltd.: Bow Valley Exploration (UK) Ltd. 8 (-); 17. Bristar (North Sea) Ltd.: Bristar (North Sea) Ltd. 1 (-); 18. Bristol Oil & Minerals PLC: Bristol Oil & Minerals PLC 2 (-); 19. British and CM'wealth Shipping: Bricomin Exploration Co. Ltd. 3 (-); 20. British Columbia Res. Inv. Corp.: Westar Oil UK 6 (-); 21. British Gas PLC: British Gas Corporation 42 (14), Gas Council (Exploration) Ltd. 1 (1), Hydrocarbons GB Ltd. 10 (10); 22. British Petroleum Company: BP Petroleum Development Ltd. 98 (72); 23. Britoil PLC: Britoil PLC 167 (43); 24. Broken Hill PTY Co. Ltd.: BHP Petroleum (UK) Ltd. 1 (-); 25. Cabot Corporation: Cabot Carbon Ltd. 2 (-); 26. Caledonian Offshore Co. Ltd.: Caledonian Offshore Co. Ltd. 5 (-); 27. Canada Northwest Energy Ltd.: Canada Northwest Energy Ltd. 2 (-); 28. Canadian Export Gas & Oil: Canadian Export Gas & Oil 5 (-); 29. Canadian Occidental Pet. Ltd.: Cities Service (UK) Ltd. 2 (-); 30. Canadian Pacific O & G of Canada: Canadian Pacific O & G of Canada 8 (-); 31. Carless, Capel and Leonard: Carless Exploration Ltd. 11 (-); 32. Century Power and Ligth Ltd.: Century Power and Ligth Ltd. 46 (-); 33. Charterhall Oil PLC: Charterhall Oil Ltd. 18 (-), General Oil Ltd. 1 (-); 34. Charterhouse Petroleum PLC: Charterhouse Oil and Gas Ltd. 17 (-), Charterhouse Petroleum Dev. PLC 1 (-); 35. Chevron Corporation: Chevron Petroleum (UK) Ltd. 30 (15), Gulf (UK) Offshore Investments 12 (6), Gulf Oil (GB) Ltd. 30 (3), Kewanee Oil Co. (UK) Ltd. 10 (-); 36. Chieftain Petroleum: Chieftain Expl. (UK) Ltd. 5 (-); 37. City Oil Exploration Ltd.: City Oil Exploration Ltd. 2 (-); 38. Clinton International: Clinton Int'l North Sea Ltd. 5 (-); 39. Cluff Oil PLC: Cluff Atlantic Petroleum Ltd. 1 (-), Cluff Eastern Associates Ltd. 1 (-), Cluff Oil Pacific (UK) Ltd. 2 (-), Cluff Oil PLC 2 (1); 40. Clyde Petroleum PLC: Clyde Petroleum PLC 31 (-); 41. Coalite Group Ltd.: Coalite Group Ltd. 14 (-); 42. Cockrell Exploration: Cockrell Oil (UK) Corp. 3 (-); 43. Conroy Pet. & Nat. Resources PLC: Conroy Pet. & Nat. Resources PLC 2 (-); 44. Continental Oil Company: Conoco (UK) Ltd. 65 (58); 45. Deminex GmbH: Assindia (Oil & Gas) Ltd. 38 (1); 46. Diamond Shamrock: Diamond Shamrock Oil (UK) Ltd. 2 (-); 47. Dolphin Petroleum Ltd.: Dolphin Petroleum Ltd. 3 (-); 48. Dow Chemicals Co.: Dow Chemical Int'l Energy Co. 12 (-), Dow Chemicals Co. 4 (-); 49. DSM Hydrocarbons (UK) Ltd.: DSM Hydrocarbons (UK) Ltd. 5 (-); 50. Eason Oil Company: Eason Oil Limited 1 (-); 51. Eglinton Oil & Gas: Eglinton Oil & Gas 1 (-); 52. Enjay Holding Ltd.: Enjay Holding Ltd. 1 (-); 53. Ennex International PLC: Fynegold Petroleum Ltd. 2 (-); 54. Enserch Int'l Exploration Inc.: Enserch Exploration (UK) 1 (-); 55. Enterprise Oil PLC: Enterprise Oil PLC 75 (3); 56. Excalibur Oil Co. Ltd.: Excalibur Oil Co. (UK) Ltd. 2 (-); 57. Exploratie en. Prod. Mij Dyas: Dyas (UK) B.V. 1 (-), Exploratie en. Prod. Mij Dyas 2 (-); 58. Exxon Corporation: Esso Expl. & Prod. (UK) Ltd. 2 (2), Esso Petroleum Co. Ltd. 114 (9); 59. Fisherman'n Petroleum PLC: Fisherman'n Petroleum PLC 1 (-); 60. Flamstone Oil & Gas Ltd.: Flamstone Oil & Gas Ltd. 2 (-);
(a) Werte in Klammern = Beteiligung als Betreiber.

noch Tabelle A10

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)	
61. Forest Oil Corporation: Forest Oil (UK) Ltd. 2 (-);	62. Fourth Triton Petroleum Ltd.: Fourth Triton Petroleum Ltd. 1 (-);
63. General American Oil Co.: General American Oil (UK) Ltd. 8 (-);	64. GKN Exploration Ltd.: GKN Exploration Ltd. 1 (-);
65. Goal Petroleum PLC: Goal Petroleum PLC 17 (-);	66. Grandmet Oil Ltd.: Grandmet Oil Ltd. 3 (-);
67. Guinness Peat: Guinness Peat (Oil & Gas) Ltd. 1 (-);	68. Hamilton Brothers Oil Company: Hamilton Brothers Oil & Gas Ltd. 16 (16),
Hamilton Brothers PET (UK) Ltd. 27 (-),	Hamilton Oil GB PLC 27 (-);
69. Hampton Gold Mining Areas: Hampton Gold Mining Areas 9 (-);	70. Highland Participants Ltd.: Highland Participants Ltd. 4 (-);
71. Highland Petroleum: Lochiel Exploration (UK) Ltd. 4 (1);	72. Hispánica de Petróleos S.A.: Hispañol UK Ltd. 8 (-);
73. Home Oil Co. Ltd.: Home Oil (UK) Ltd. 4 (-);	74. Houston Oil and Minerals Corp.: Houston Data Venture (UK) Ltd. 1 (-);
75. Hunt International: Hunt Internat. TET (GB) Ltd. 1 (-);	76. Hunt Oil Co.: Hunt Oil (UK) Ltd. 6 (-);
77. Imperial Chemical Industries: ICI Petroleum Ltd. 32 (-);	78. Industrial Energy Scotland: Industrial Energy Scotland 1 (-);
79. Industrial Scotland Energy PLC: Industrial Scotland Energy PLC 10 (3);	80. Inlet Oil Corp.: Inlet Oil & Minerals (UK) Ltd. 2 (-);
81. Inlet Petroleum (Caledonia): Inlet Petroleum (Caledonia) 1 (-);	82. International Utilities O & G: International Utilities O & G 2 (-);
83. Kerr McGee Corporation: Kerr McGee Oil (UK) Ltd. 19 (4);	84. Kleinwort Benson Energy Ltd.: Kleinwort Benson Energy Ltd. 27 (-);
85. Lingen Offshore Ltd.: Lingen Offshore Ltd. 2 (-);	86. LMS Energy Ltd.: LMS Energy Ltd. 2 (-);
87. London & Scottish Marine Oil: Lasmo North Sea PLC 52 (9);	88. London United Investments Ltd.: London United Oil Exploration 1 (-);
89. Louisiana Land and Exploration: LL & E (UK) Inc. 7 (-);	90. Marathon Oil Company: Marathon Oil UK Ltd. 25 (13);
91. Marinex Petroleum PLC: Marinex Petroleum PLC 7 (-);	92. Matheson Petroleum Co. Ltd.: Matheson Petroleum Co. Ltd. 1 (-);
93. Mercia Petroleum Ltd.: Mercia Petroleum Ltd. 5 (-);	94. Midclyde Oil & Energy Ltd.: Midclyde Oil & Energy Ltd. 1 (-);
95. Minster Assets Ltd.: Minster Assets Ltd. 10 (-);	96. Mobil Corporation: Canadian Superior Oil (UK) Ltd. 13 (-),
Mobil North Sea Ltd. 3 (3),	Mobil Producing North Sea Ltd. 43 (21),
Superior Oil UK Ltd. 14 (1);	97. Moray Firth Exploration Ltd.: Moray Firth Exploration Ltd. 1 (-);
98. Murphy Oil Corporation: Murphy Petroleum Ltd. 40 (20);	99. National Iranian Oil Co.: Iranian Oil Co. (UK) Ltd. 2 (-);
100. National Westminster Bank Ltd.: Natwest Resources Ltd. 1 (-);	101. Nedlloyd Energy BV: Nedlloyd Energy BV 1 (-);
102. Neste Oy: Neste Exploration Ltd. 5 (-),	Neste Oy 1 (-);
103. New England Petroleum: Nepco Exploration (UK) Limited 1 (-);	104. Norsk Hydro A/S: Norsk Hydro Oil and Gas Ltd. 20 (-);
105. North Sea & General Oil In. PLC: North Sea & General Oil OP. PLC 1 (-);	106. North Sea General Operat PLC: North Sea General Operat PLC 9 (-);
107. North Sea Oil and Gas: North Sea Oil and Gas 1 (-);	108. Norwegian Oil Company (DNO): The Norwegian Oil Co. DNO (UK) 6 (-);
109. Norwich Union Hydrocarbons Ltd.: Norwich Union Hydrocarbons Ltd. 6 (-);	110. Occidental Petroleum Corp.: Occidental Petroleum (Caledonia) 6 (3),
Occidental Petroleum (UK) Ltd. 16 (14);	111. Ocean Drilling & Exploration: Ocean Exploration Co. Ltd. 40 (-);
112. Ocean Transport and Trading: Ocean Transport and Trading 2 (-);	113. Osceola Oil and Gas Ltd.: Osceola Oil and Gas Ltd. 1 (-);
114. Osprey Petroleum PLC: Osprey Petroleum PLC 1 (-);	115. Pearson and Sons: Pearson and Sons 3 (-);
116. Pennzoil Company: Pennzoil (UK) Ltd. 5 (-);	117. Pentland Oil Exploration Ltd.: Pentland Oil Exploration Ltd. 1 (-);
118. Petro - Canada Exploration Inc.: Petro - Canada (UK) Ltd. 7 (-);	119. Petrofina: Charterhouse Oil and Gas Ltd. 1 (-),
Charterhouse Petroleum Dev. Ltd. 1 (-),	Fina Exploration Ltd. 35 (3),
Fina Hydrocarbons Ltd. 19 (5);	120. Petroleum Corporation: Petroleum Corporation (UK) Ltd. 2 (-);
121. Phillips Petroleum Co.: General American Oil (UK) Ltd. 1 (-),	Phillips Petr. Expl. (UK) Ltd. 36 (29),
Phillips Petroleum Co. (UK) Ltd. 2 (2);	122. PICT Petroleum PLC: PICT Petroleum PLC 31 (-);
123. Placid Oil: Placid Oil Co. (UK) 6 (-);	124. Pogo Producing Co.: Pogo British Isles Unc. 3 (-);
125. Premier Consolidated Oilfields: Premco Petr. (North Sea) Ltd. 1 (-),	Premco Petroleum Oil & Gas Ltd. 2 (-),
Premier Consolidated Oilfields PLC 27 (4),	

noch Tabelle A10

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)

Premier Oil Exploration Ltd. 23 (8), Premier (Three Twenty Three) Ltd. 1 (-);
 126. Preussag Erdöl & Erdgas AG: Preussag (Oil & Gas) Ltd. 1 (-), Preussag (UK) Ltd. 1 (-);
 127. Rascal Exploration Ltd.: Rascal Exploration Ltd. 2 (-); 128. Rand Mines: Stonehenge Resources North Sea Ltd. 1 (-); 129. Ranger Oil (Canada) Ltd.: Ranger Oil (UK) Ltd. 30 (8); 130. Rio Tinto Zinc Oil and Gas Ltd.: Plascom 7th Round 3 (-), RTZ Oil & Gas (UK) Ltd. 20 (-), RTZ Oil and Gas Limited 34 (-); 131. RMC Exploration Ltd.: RMC Exploration Ltd. 1 (-); 132. Roysl Dutch Shell: Shell UK Ltd. 127 (107);
 133. Samedan Oil corp. (Noble): Samedan Oil (UK) Limited 2 (-); 134. Santa Fe International: Santa Fe Minerals (UK) Inc. 22 (-), Sula Exploration Ltd. 7 (-), Saxon Oil PLC 31 (-); 135. Shaheen Natural Resources Co.: Shaheen Natural Resources Co. 2 (-); 136. SOC National ELF Aquitaine: ELF UK PLC 53 (7);
 137. Southern Union Gas Company: Southern Union Production (UK) 2 (-); 138. Sovereign Oil: Sovereign Oil and Gas PLC 27 (9); 139. Sulpetro International: Sulpetro (UK) Ltd. 1 (-); 140. Sumitomo Pet. Dev. Co. Ltd.: Sumitomo Pet. Dev. Co. Ltd. 2 (-), Summit North Sea Ltd. 1 (-); 141. Summit Energy: Summit Energy (UK) Ltd. 2 (-); 142. Sun Company Incorporated: British Sun Oil Co. Ltd. 17 (5);
 143. Svenska Petroleum AB (State): Swedish Petroleum Ltd. 6 (-);
 144. Taylor and Associates: Taylor Woodrow Energy Ltd. 3 (2); 145. Tenneco Oil Company: La Terre Petroleum (UK) Ltd. 2 (-), Tenneco (GB) Ltd. 6 (3), Tenneco UK Inc. 1 (-); 146. Teredo: Teredo Oils Ltd. 2 (-); 147. Texaco Incorporated: Getty Oil Exploration (UK) Ltd. 17 (-), Texaco Britain Ltd. 1 (-), Texaco Ltd. 3 (3), Texaco North Sea (UK) Ltd. 25 (22); 148. Texas Eastern Corp.: Texas Eastern (UK) Ltd. 52 (-), Texas North Sea Inc. 7 (-); 149. Texas Gas Exploration: Texas Gas Exploration (UK) Ltd. 5 (3); 150. THF Oil Ltd.: THF Oil Ltd. 2 (-); 151. Thomson Scottish Associates: Thomson North Sea Ltd. 21 (-), Thomson Scottish Petroleum Ltd. 7 (-); 152. Total CIE Française des Petr.: Total Oil Marine PLC 49 (35); 153. Trafalgar House Investment: Trafalgar House Oil & Gas Ltd. 16 (-); 154. Transcanada Pipelines Ltd.: TCPL Ventures Ltd. 1 (-);
 155. Transocean Oil: Transocean Oil UK Ltd. (Mobil) 8 (-); 156. Transworld Petroleum Company: Transworld Petroleum (UK) Ltd. 15 (-); 157. Tricentrol Ltd.: Tricentrol Exploration UK Ltd. 14 (4), Tricentrol North Sea Ltd. 22 (1), Tricentrol Thistle Dev. Ltd. 1 (-); 158. Triton Oil and Gas Company: Triton North Sea Operators Ltd. 12 (-); 159. Triton Petroleum Ltd.: Triton Petroleum Ltd. 1 (-);
 160. Ultramar Exploration Ltd.: Ultramar Exploration Ltd. 32 (4); 161. Union Corporation Ltd.: Baytrust Oil Exploration 8 (-), Unilion Oil Exploration Ltd. 9 (-); 162. Union Jack Oil PLC: Union Jack Oil PLC 23 (-); 163. Union Oil Co. of California: Unocal Expl. and Prod. (UK) Ltd. 13 (8); 164. Union Texas Petroleum Corp.: Union Texas Petroleum (GB) Ltd. 19 (1); 165. United Gravel Co. Ltd.: United Gravel Co. Ltd. 1 (-);
 166. Valor Exploration Ltd.: Valor Exploration Ltd. 2 (-);
 167. W.L. Exploration Ltd.: W.L. Exploration Ltd. 2 (-); 168. Weeks Petroleum Ltd.: Weeks Petroleum (UK) Ltd. 1 (-); 169. Westburne Drilling Inc.: Westburne Drilling & Expl. (UK) 4 (-); 170. Whitehall Petr. (Pearson) Ltd.: Whitehall Petr. (Pearson) Ltd. 6 (-), Whitehall Petroleum Ltd. 5 (-); 171. Whitehall Petroleum Ltd.: Whitehall Petroleum Ltd. 10 (-); 172. Wintershall AG: Wintershall (UK) Limited 4 (-);
 173. Zapata Exploration Co.: Zapex North Sea Limited 7 (-).

Dänemark

1. Agip: Agip Denmark APS 7 (3); 2. Amerada Hess Corporation: Amerada Hess Corporation 3 (-); 3. Amoco Corporation: Amoco Denmark 10 (10);
 4. British Petroleum Company: BP Petroleum Development Ltd. 2 (2); 5. British Gas PLC: British Gas PLC 2 (-); 6. Britoil PLC: Britoil (Alpha) Ltd. 1 (1);
 7. Broken Hill PTY Co. Ltd.: Broken Hill PTY Co. Ltd. 2 (-);
 8. Chevron Corporation: Chevron Oil Co. Denmark 50 (30);
 9. Dansk Energi Consortium K/S: Dansk Energi Consortium K/S 4 (-); 10. Dansk Landrugs: Dansk Landrugs 1 (-); 11. Dansk Oile og Naturgas A/S: Dansk Olie Gas-prod. AS(DOPAS) 24 (-); 12. Dansk Oliesogning K/S: Dansk Oliesogning K/S 2 (-);
 13. Den Norske Stats Oljeselskap: Den Norske Stats Oljeselskap 2 (2);
 14. EAC Energy A/S: EAC Energy A/S 2 (-);

noch Tabelle A10

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)

15. Employees' Capital Pension FND: Employees' Capital Pension FND 2 (-);
 16. F.L. Smith & Co. A/S: F.L. Smith & Co. A/S 10 (-); 17. Petrofina: Pina Exploration Denmark S.A. 7 (-);
 18. Greenland Petroleum Consortium: Greenland Petroleum Consortium 2 (-);
 19. Imperial Chemical Industries: ICI Petroleum 10 (-);
 20. Korn og Foderstof: Korn og Foderstof 2 (-);
 21. Moeller AP (Maersk Oil): Moeller AP (Maersk Oil) 50 (20);
 22. Neste Oy: Neste Oy 2 (-); 23. Norsk Hydro A/S: Norsk Hydro A/S 2 (2);
 24. Oljekonsumenternas Forbund: OK Development AB 2 (-); 25. Olieselskabet DK (DanOil): Olieselskabet DK (DanOil) 1 (-); 26. OMV AG: OMV AG 3 (-);
 27. Phillips Petroleum Co.: Phillips Petroleum Denmark 4 (4);
 28. Royal Dutch Shell: Shell Denmark Limited 51 (-);
 29. Skeie Energie Danmark A/S: Skeie Energie Danmark A/S 2 (-); 30. Svenska Petroleum AB (State): Svenska Petroleum AB (State) 2 (-);
 31. Texaco Incorporated: Texaco Denmark Inc. 50 (-); 32. Texas Eastern Corporation: Texas Eastern Corporation 2 (-).

Frankreich

1. British Petroleum Company: SOC Franc Development Petr. BP 1 (-), SOC Française des Petroles BP 1 (-);
 2. Exxon Corporation: Essorep 2 (-);
 3. SOC Nationale ELF Aquitaine: Snea (P) 6 (6); 4. Société Esso Recherche & Prod: Société Esso Recherche & Prod 1 (-).

Griechenland

1. Denison Mines Ltd.: Denison Mines Ltd. 4 (-), North Aegean Petroleum Co. 4 (4);
 2. Primary Fuels Inc.: Hellenic Oil Inc. 4 (-); 3. Public Petr. Corp. of Greece SA: Public Petr. Corp. of Greece 20 (18);
 4. White Shield Oil and Gas: White Shield Greece Oil Co. 4 (-);
 5. Wintershall AG: Wintershall Hellas Petroleum 4 (-).

Irland

1. Amax Petroleum Corporation: Amax Petroleum Corporation 1 (-); 2. Amerada Hess Corporation: Amerada Hess Corporation of Ireland 5 (-); 3. Aran Energy Limited: Aran Energy Limited 11 (-); 4. Ardmore Exploration Ltd.: Ardmore Exploration Ltd. 4 (-); 5. Arlington Expl. (Ireland) Ltd.: Arlington Expl. (Ireland) Ltd. 4 (-); 6. Atlantic Resources PLC: Atlantic Resources PLC 14 (-); 7. Atlantic Richfield Company: Arco Irland Exploration Inc. 2 (2), Arpet Petroleum Ltd. 1 (1);
 8. Bow Valley Industries Ltd.: Bow Valley Industries Ltd. 3 (-); 9. British Gas PLC: Hydrocarbons Ireland Ltd. 14 (3); 10. British Petroleum Company: BP North America Expl. Ireland 1 (-), BP Petroleum Development Ltd. 12 (9); 11. Britoil PLC: Britoil PLC 5 (5); 12. Bula Oil Ltd.: Bula Oil Ltd. 13 (1), Gaelic Oil Ltd. 1 (-), Shennandoah Ireland Inc. 3 (-);
 13. Charterhouse Petroleum PLC: Charterhouse Pet. Ir. Explor. Ltd. 2 (-), Charterhouse Petroleum PLC 2 (2); 14. Chevron Corporation: Gulf Oil (Ireland) Ltd. 13 (10); 15. Cluff Oil PLC: Cluff Oil Company 1 (-); 16. Clyde Petroleum PLC: Clyde Petroleum PLC 5 (-); 17. Conroy Pet. & Nat. Resources PLC: Conroy Pet. & Nat. Resources PLC 5 (-); 18. Continental Oil Company: Conoco Celtic Ltd. 3 (3), Continental Oil Co. 3 (3);
 19. Diamond Shamrock: Diamond Shamrock Oil (UK) Ltd. - (-); 20. DSM NV: DSM Exploration Ireland B.V. 2 (-);
 21. Enterprice Oil PLC: Enterprice Oil PLC 5 (-); 22. Euromin International S.A.: Euromin International S.A. 3 (-); 23. Exxon Corporation: Esso Expl./Production (Ireland) 17 (16);
 24. Hispánica de Petróleos S.A.: Hispánica de Petróleos S.A. 2 (-); 25. Hunt International: Ireland Hunt Oil Co. 2 (-);
 26. Kenmare Oil Exploration: Kenmare Oil Exploration 1 (-);
 27. Marathon Oil Company: Marathon Petroleum Ireland Ltd. 37 (19); 28. Murphy Oil Corporation: Murphy Ireland Oil Co. 2 (-);

noch Tabelle A10

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)

29. Neste Oy: Neste Oy 5 (-); 30. Nitrigin Eireann Teoranta: Nitrigin Eireann Teoranta 3 (-);
 31. Ocean Drilling & Exploration: Rimrock Offshore Ltd. (ODECO) 2 (-);
 32. Oliver Prospecting & Mining Co.: Candecca Ireland Ltd. 4 (-), Oliver Resources PLC 6 (-);
 33. Peko - Wallsend Ltd.: Weeks Petroleum (UK) Ltd. 3 (-); 34. Premier Consolidated Oilfields: Burmah Oil Exploration Ltd. 2 (2), Premier Cons. Oilfields Ltd. 1 (-);
 35. Saga Petroleum A/S and Co.: Saga Ireland Limited 1 (-); 36. Santa Fe International: Santa Fe International 5 (-); 37. Sceptre Resources Ltd.: Sceptre Oils (Ireland) Ltd. 3 (-), Sceptre Resources Ltd. - (-); 38. SOC Nationale ELF Aquitaine: ELF - Aquitaine (Ireland) Ltd. 3 (2); 39. Svenska Petroleum AB (State): S.P. Exploration (Ireland) Ltd. 2 (-);
 40. T.R.Tuskar Resources Ltd.: T.R.Tuskar Resources Ltd. 8 (-); 41. Texaco Incorporated: Getty Oil Int'l (Ire.) Ltd. 4 (1); 42. Texas Gas Exploration: Texas Gas Exploration UK Corp. 2 (-); 43. Total CIE Française des Petr.: Total Marine Ireland Ltd. 6 (6);
 44. Ultramar Exploration Ltd.: Ultramar Exploration Ltd. 4 (-); 45. Union Oil Co. of California: Unocal Ireland Limited 13 (-);
 46. Westfield Min (Northgate GRP): Kish Development Ltd. 3 (1); 47. Whitehall Petr. (Pearson) Ltd.: Whitehall Petroleum Ltd. 3 (-); 48. Whitehall Petroleum Ltd.: Whitehall Petroleum Ltd. 1 (-).

Italien

1. Agip: Agip 140 (127), Eni 1 (1), Petrex 25 (15), Westates Italo Co. 1 (-);
 2. Asamera Oil Corporation Ltd.: Asamera Oil Corporation Ltd. 1 (-);
 3. Bow Valley Industries Ltd.: Bow Valley Industries Europe 6 (2); 4. British Petroleum Company: BP Petroleum Development Ltd. 1 (-); 5. Broken Hill PTY Co. Ltd.: Ladd Italiana 1 (-); 6. Burmah Oil Exploration: Burmah Oil Exploration 2 (-);
 7. Canada Northwest Energy Ltd.: Canada Northwest Italiana 18 (5); 8. Cluff Oil PLC: Cluff Oil PLC 1 (-); 9. Cofraland BV: Cofraland BV 1 (-); 10. Comp. Partcip. Rech. Expl. Pet. SA: Coparex 8 (3); 11. Continantal Oil Company: Conoco Idrocarburi 2 (1);
 12. Denison Mines Ltd.: Denison Mines Ltd. 1 (-), Petromarine Italia 17 (7);
 13. Emergon: Emergon 5 (-); 14. Enterprice Oil PLC: Enterprice Oil Exploration Ltd. 3 (-); 15. Exxon Corporation: Esso Explor. and Prod. Italy 1 (-);
 16. Fiat-Rimi (Ricerca Mineraria): Fiat-Rimi (Ricerca Mineraria) 6 (-);
 17. Francarep: Francarep Italia 4 (-);
 18. Geocrude (Calgary): Geocrude (Calgary) 1 (-);
 19. Hamilton Oil Corp.: Hamilton Bros Italiana Petroli 1 (-); 20. Het Helmveld BV: Het Helmveld BV 1 (-); 21. Hispanica de Petroleos S.A.: Hispanoil Italia 1 (-); 22. Home Oil Co. Ltd.: Home Oil Co. Ltd. 3 (-);
 23. IEDC (Explo. & Prod.) Ltd.: IEDC (Explo. & Prod.) Ltd. 2 (-); 24. Intercontinental Energy Corp.: CIA Petrolifera Adriatica 7 (-); 25. Intercontinental Polaris Energy: Intercontinental Polaris Energy 7 (-); 26. Inverness Petroleum Ltd.: Inverness Petroleum Ltd. 3 (-); 27. Italmin Petroli: Italmin Petroli 2 (1);
 28. London & Scottish Marine Oil: Lasmo Int'l Oil Development 5 (3);
 29. Marinex Petroleum PLC: Marinex Petroleum PLC 1 (-); 30. Montedison: Idrocarburi Canale di Sicilia 1 (-), Montedison 4 (1), Soc. Energia Montedison Selm 29 (15); 31. Murphy Oil Corporation: Murphy Italy Oil Co. 5 (-);
 32. Norsk Hydro A/S: Norsk Hydro Produksjon A/S 1 (-);
 33. Ocean Drilling & Exploration: Odeco Italy Oil Co. 5 (-);
 34. Parambe Oil & Gas Operations: Parambe Petrolifera Meridional 1 (-); 35. Petrofina: American Petrofina of Italy 1 (-), Fina Italiana 19 (4); 36. Petrorep: Petrorep Italiana 2 (-); 37. Preussag Erdoel & Erdgas AG: Preussag Italia 2 (-);
 38. Rio Alto Exploration Ltd.: Rio Alto Exploration Ltd. 2 (-); 39. Royal Dutch Shell: Deutsche Shell AG 22 (-);
 40. Santa Fe International: Santa Fe Global Services 1 (-); 41. Sarom Raffinazione: Sarom Raffinazione 1 (-); 42. Scarboro-Concord Int'l Ltd.: Scarboro-Concord Int'l Ltd. 1 (-); 43. Snia BPD: Snia BPD 8 (7);

noch Tabelle A10

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)

44. SOC Nationale ELF Aquitaine: ELF Italiana 41 (16); 45. SOC Petrolifera Italiana: SOC Petrolifera Italiana 9 (1); 46. SOC Ricerche Idrocarburi: SOC Ricerche Idrocarburi 21 (8); 47. Somit: Somit 5 (-);
 48. Texaco Incorporated: Texaco Netherlands Int'l 1 (1), Texaco Olie Maatschappij B.V. 2 (2); 49. Texas International: Texas International Italiana 1 (-);
 50. Total CIE Française des Petr.: Total Mineraria 11 (6); 51. Transcanada Pipelines Ltd.: TCPL Resources 5 (-); 52. Tricentrol Ltd.: Tricentrol Explor Oversea 2 (-);
 53. Union Texas Petroleum Corp.: Union Texas Italia 1 (-);
 54. West Coast Petroleum: West Coast Petroleum 1 (-); 55. Windsor Resources: Windsor Resources 1 (-); 56. Wintershall AG: Wintershall Italia 8 (-).

Niederlande

1. Aberford Resources: Aberford Resources 1 (-); 2. Adobe Resources Corporation: Trend Energie NL 1 (-); 3. Agip: Agip Nederland BV 2 (-); 4. Altana Exploration Company: Altana Exploration Company 1 (-); 5. Amax Petroleum Corporation: Amax Petroleum Corporation 11 (-); 6. Amoco Corporation: Amoco Netherlands Petroleum Co. 18 (14); 7. Anadarko Petroleum Corporation: Anadarko Petroleum Corporation 2 (-); 8. Aran Energy Limited: Petrolex PLC 2 (-); 9. Atlantic Richfield Company: Arco Netherlands Petroleum Co. 1 (-);
 10. Berkeley Explo. & Prod. PLC: Berkeley Explo. & Prod. PLC 2 (-); 11. Billiton Exploration: Billiton Exploratie (Shell) 11 (-); 12. Bow Valley Industries Ltd.: Bow Valley Industries Ltd. 5 (1); 13. Bristol Oil & Mineral PLC: Bristol Oil & Mineral PLC 1 (-); 14. British and CM'wealth Shipping: Bricomin Exploration Co. Ltd. 6 (-); 15. British Petroleum Company: BP Exploratie (Netherlands) NV 1 (1), BP Exploratie MIJ Nederland BV 21 (14); 16. Britoil PLC: Britoil PLC 4 (-);
 17. Caland Exploratie BV: Caland Exploratie BV 11 (-); 18. Champlin Petroleum: Champlin Petroleum 2 (-); 19. Charterhouse Petroleum PLC: Charterhouse Petroleum PLC 8 (1); 20. Chevron Corporation: Chevron Oil Co. Netherlands 1 (-), Kewanee Industries Inc. 7 (-), Netherlands Gulf Oil Prod. Co. 8 (-); 21. Cities Service Co.: Cities Service Netherlands PET 3 (-); 22. Clam Petroleum Co.: Clam Petroleum Co. 6 (-); 23. Cofraland BV: Cofraland BV 15 (-); 24. Comp. Particip. Rech. Expl. Pet. SA: Corexland NV 15 (-); 25. Continental Oil Company: Continental Netherlands Oil Co. 10 (9);
 26. Delfzee: Delfzee NV (Wintershall) 11 (-); 27. Den Norske Stats Oljeselskap: Statoil Netherlands B.V. 4 (1); 28. DSM NV: DSM - Aardgas B.V. 19 (-), DSM - Energie B.V. 30 (-);
 29. Energie Versorgung Weser - Ems: Energie Versorgung Weser - Ems 6 (-);
 30. Enserch Int'l Exploration Inc.: Enserch Oil Inc. 3 (-); 31. Enterprice Oil PLC: Enterprice Oil PLC 8 (-); 32. Eurofrep SA: Eurofrep NV 15 (-); 33. Exploratie en Prod Mij Dyas: Exploratie en Prod Mij Dyas 14 (-);
 34. Falcon Seaboard Inc.: Falcon Seaboard Inc. 11 (-);
 35. Goal Petroleum PLC: Goal Petroleum PLC 3 (-);
 36. Hamilton Brothers Oil Company: Hamilton Bros. Co. (GB) Ltd. 2 (-);
 37. Holland Sea Search N.V.: Holland Sea Search II 3 (-), Holland Sea Search N.V. 15 (-); 38. Hollandsche Delfstoffen: Hollandsche Delfstoffen 3 (-);
 39. Hoogovens Delfstoffen BV: Hoogovens Delfstoffen BV 11 (-); 40. Houston Oil and Minerals Corp.: Houston Oil & Min. Netherlands 1 (-);
 41. Kerr McGee Corporation: Kerr McGee Corporation 1 (-); 42. King Resources: KRC of Holland Inc. 2 (-);
 43. London & Scottish Marine Oil: Lasmo Int. Oil Development Ltd. 7 (1);
 44. Louisiana Land and Exploration: LL & E Netherlands Petroleum Co. 7 (-);
 45. Marathon Oil Company: Marathon Oil Company 2 (-); 46. Mobil Corporation: Canadian Superior (Nederland) NV 1 (-), Mobil Producing Netherlands 24 (21), Netherlands N Sea Superior Oil 1 (-);
 47. Nederlandse Aardolie Mij: Nederlandse Aardolie Mij BV 57 (43); 48. Nedlloyd Energy BV: Nedlloyd Energy BV 14 (-); 49. Newmont Mining Corp.: Aminoil Netherlands Petroleum 8 (-), Newmont Mining Corp. 7 (-); 50. Norsk Hydro A/S: Norsk Hydro A/S 2 (-); 51. Norwegian Oil Company (DNO): DNO Netherlands 8 (-);
 52. Oranje Nassau Group: Oranje - Nassau Energie B.V. 14 (-);
 53. Pacific Lighting Exploration: Pacific Lighting Exploration 8 (-); 54. Pennzoil Company: Pennzoil Nederland Company 11 (11);

noch Tabelle A10

Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)

55. Petroland BV: Petroland BV (ELF) 15 (12); 56. Placid Oil: Placid International Oil Ltd. 15 (15); 57. Polar Bear: Polar Bear Intre Petroleum 2 (-); 58. Preussag Erdöl & Erdgas AG: Preussag Erdöl & Erdgas AG 1 (-); 59. Reading and Beates: Reading and Beates 1 (-); 60. Rio Tinto Zinc Oil and Gas Ltd.: Rio Tinto Zinc Oil and Gas Ltd. 2 (-); 61. Saxon Oil PLC: Saxon Oil PLC 2 (-); 62. Selection Trust: Nordzee Selection BV 10 (-); 63. Sunningdale Oils Ltd: Sunningdale Oils Ltd. 2 (-); 64. Texas Eastern Corp.: Texas Eastern Corp. 6 (-); 65. Total CIE Française des Petr.: Total Marine NV 15 (-); 66. Transcanada Pipelines Ltd.: Transcanada Resources 2 (-); 67. Triton Oil and Gas Corp.: North Sea Operators 7 (-); 68. Ultramar Exploration Ltd.: Ultramar NL 5 (2); 69. Union Oil Co of California: Union Oil Co. of the Netherland 14 (13); 70. Veba Oel AG: Veba Oil Nederland NV 14 (-); 71. Weeks Petroleum Ltd.: Weeks Petroleum Ltd. 2 (-).

Spanien

1. Amoco Corporation: Amoco España Exploration Co. 8 (2); 2. British Petroleum Company: British Petroleum Dev. Spain S.A. 2 (-); 3. Canada Northwest Energy Ltd.: CNLW Oil España S.A. 26 (-); 4. Chevron Corporation: Chevron Oil Company of Spain 26 (23); 5. CIA Española de Petróleos S.A.: CIA Inv. Explot. Pet. SA (CIEPSA) 15 (2); 6. Comp. Particip Rech. Expl. Pet. S.A.: Coparex Española SA 6 (-); 7. Continental Oil Company: Conoco (Spain) (Comspain) 1 (1); 8. Denison Mines Ltd.: Denison Mines España Ltd. 11 (-); 9. Georex: Georex Ibérica SA 1 (-); 10. Great Western Petroleum Corp.: Great Western Pet. (Spain) Corp. 6 (3); 11. Hadson Petroleum Corporation: Hadson Netherlands Ltd. 3 (-); 12. Hispánica de Petróleos S.A.: Hispánica de Petróleos S.A. 108 (52); 13. Louisiana Land and Exploration: LL & España Inc. 1 (-); 14. Marinex Petroleum PLC: Marinex Petroleum Iberia Inc. 5 (2); 15. Medosa Holding S.A.: Medosa Holding S.A. 1 (-); 16. Murphy Oil Corporation: Murphy Spain Oil Corp. (Murphy) 12 (-); 17. Ocean Drilling & Exploration: Ocean Spain Oil Co. (Ocean) 12 (-); 18. Petro - Canada Exploration Inc.: Petro - Canada Española S.A. 9 (-); 19. Petróleo del Mediterráneo S.A.: Petróleo del Mediterráneo S.A. 2 (-); 20. Phillips Petroleum Co.: Phillips Petroleum Co. Spain 9 (5); 21. Royal Dutch Shell: Royal Dutch Shell 13 (13); 22. SOC Nationale ELF Aquitaine: ELF Invest Petrol S.A. (EIPSA) 20 (9); 23. Texaco Incorporated: Getty Oil Co. of Spain S.A. 6 (1), Texaco (Spain) Inc. (Texspain) 12 (-); 24. Texas Pacific Inc.: Tex. Pac. Oil Co. of Spain (TPOCS) 1 (-); 25. Total CIE Française des Petr.: Total Hispánica 2 (1); 26. Union Texas Petroleum Corp.: Union Texas España Inc. 10 (5).

Norwegen

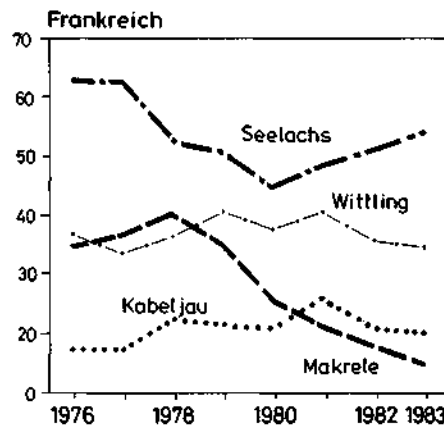
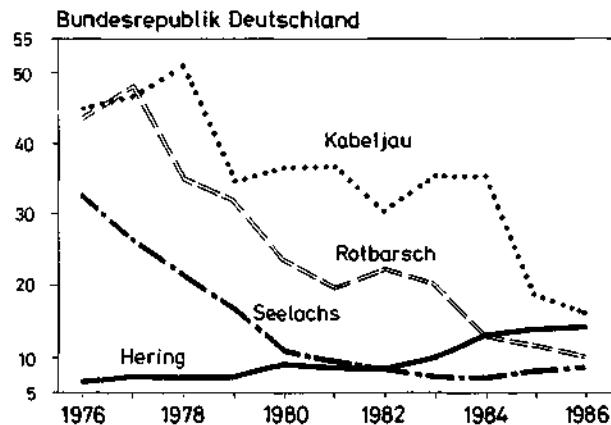
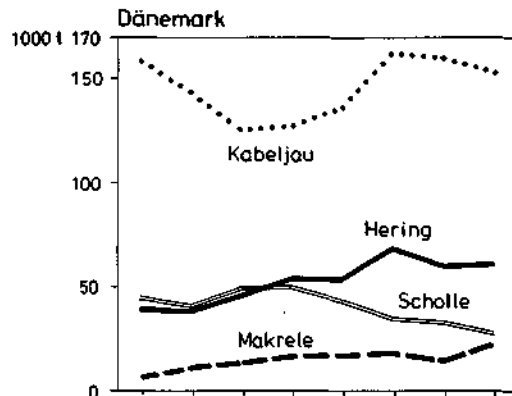
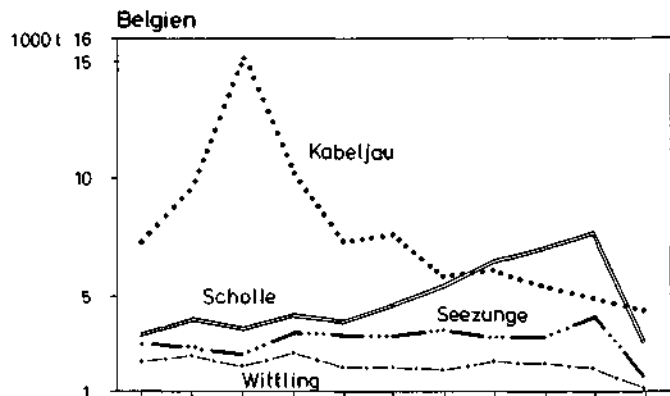
1. A. B. Volvo Energy: Volvo Petroleum Norge A/S 1 (-); 2. A/S Umland: A/S Umland 2 (-); 3. Agip: Norsk Agip A/S 25 (1); 4. Amerada Hess Corporation: Amerada Hess Norwegian Expl. AS 5 (-), Amerada Petr. Corp. of Norway 14 (-); 5. Amoco Corporation: Amoco Norway A/S 11 (5); 6. Atlantic Richfield Company: Arco Norge A/S 9 (-); 7. Bow Valley Industries Ltd.: Bow Valley Expl. Norge 2 (-); 8. British Petroleum Company: BP Pet Development (Norway) AS 16 (9); 9. Britoil PLC: Britoil PLC 4 (-); 10. Chevron Corporation: Norske Gulf Production Co. A/S 2 (2); 11. Cofraland BV: Cofranord A/S 13 (-); 12. Continental Oil Company: Norske Conoco A/S 28 (3); 13. Deminex GmbH: Deminex (Norge) A/S 24 (-); 14. Den Norske Stats Oljeselskap: Den Norske Stats Oljeselskap 114 (32); 15. Eurafrep SA: Eurafrep Norge A/S 13 (-); 16. Exxon Corporation: Esso Norge A/S 27 (10); 17. Marathon Oil Company: Marathon Petroleum Norge A/S 2 (-); 18. Mobil Corporation: Mobil Development Norway A/S 18 (5), Superior Oil Norge A/S 1 (-); 19. Norsk Hydro A/S: Norsk Hydro Produksjon A/S 81 (29); 20. Norwegian Oil Company (DNO): Norwegian Oil Company (DNO) 66 (-);

noch Tabelle A10

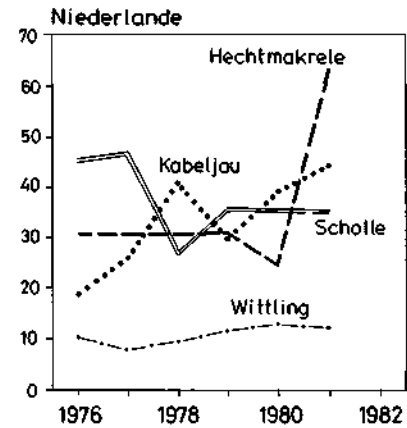
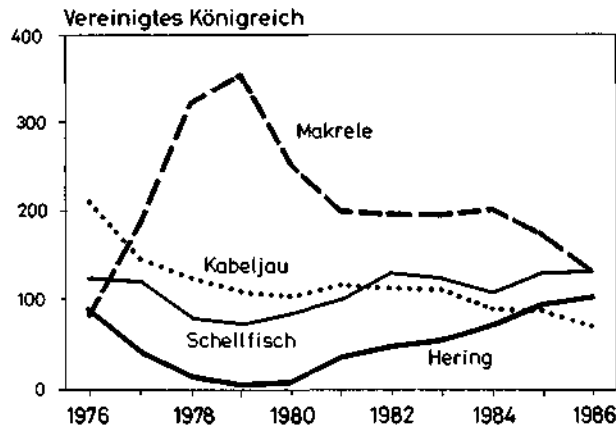
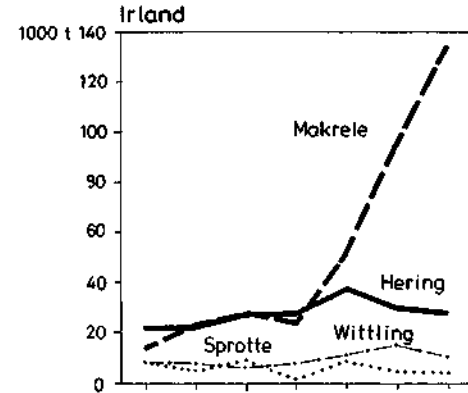
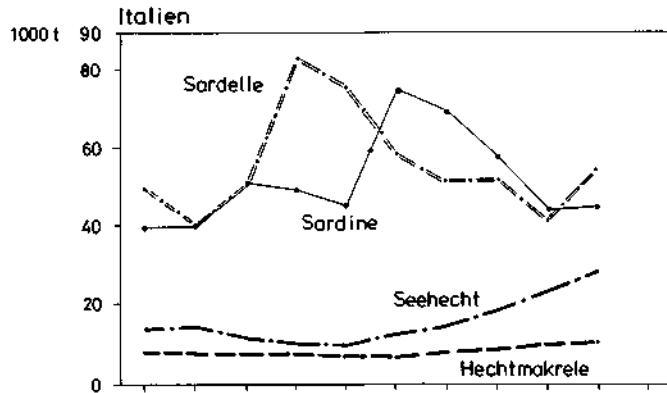
Beteiligung an Offshore-Lizenzen insgesamt (a)
21. Norwegian Oil Consortium (NOCO): Norwegian Oil Consort A/S & Co. 5 (-);
22. Occidental Petroleum Corp.: Occidental Petroleum Corp. 2 (-);
23. Pelikan Consortium: K/S Pelikan Co. A/S 4 (-); 24. Petrofina: Norsk Fina A/S
16 (-); 25. Phillips Petroleum Co.: Phillips Petroleum Co. Norway 20 (11);
26. Royal Dutch Shell: A/S Norske Shell Expl. & Prod. 23 (11);
27. Saga Petroleum A/S and Co.: Saga Petroleum A/S and Co. 35 (9); 28. SOC Na-
tional ELF Aquitaine: ELF Aquitaine Norge A/S 43 (14); 29. Sunningdale Oils Lim-
ited: Sunningdale Oils Norge A/S 2 (-); 30. Svenska Petroleum AB (State):
Svenska Petroleum AB (State) 7 (-);
31. Tenneco Oil Company: Tenneco Oil Company Norsk A/S 9 (-); 32. Texaco Incor-
porated: Norske Getty Expl. A/S 1 (-), Texaco North Sea Norway A/S 2 (-);
33. Texas Eastern Corp.: Texas Eastern Norwegian Inc. 11 (-); 34. Total Cie.
Française des Petr.: Total Marine Norsk A/S 35 (3);
35. Union Oil Co. of California: Union Oil Norge A/S 6 (-).

Quelle: Petroconsultants [1987/88].

Schaubild A1 - Entwicklung der Fänge ausgewählter EG-Länder 1976-1986 (1000 t)

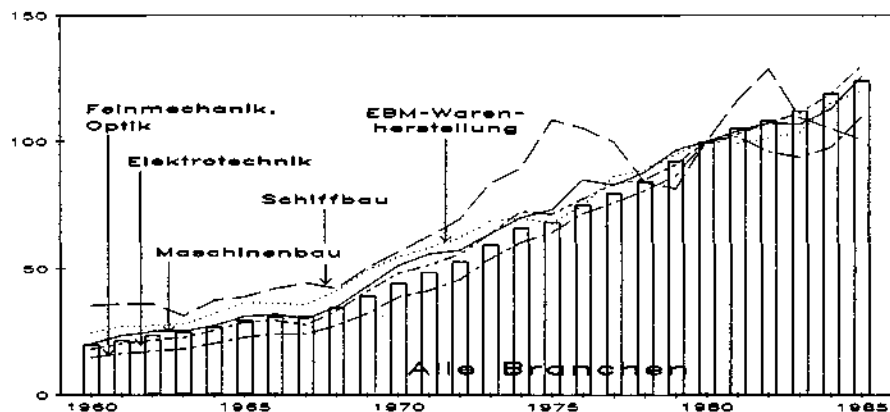
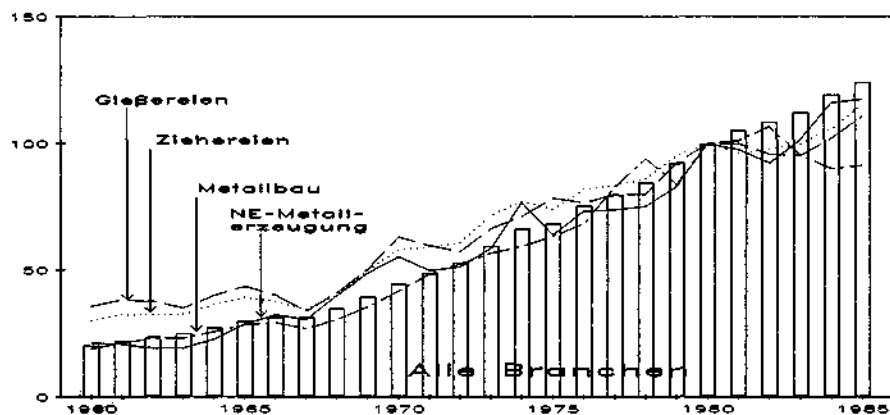
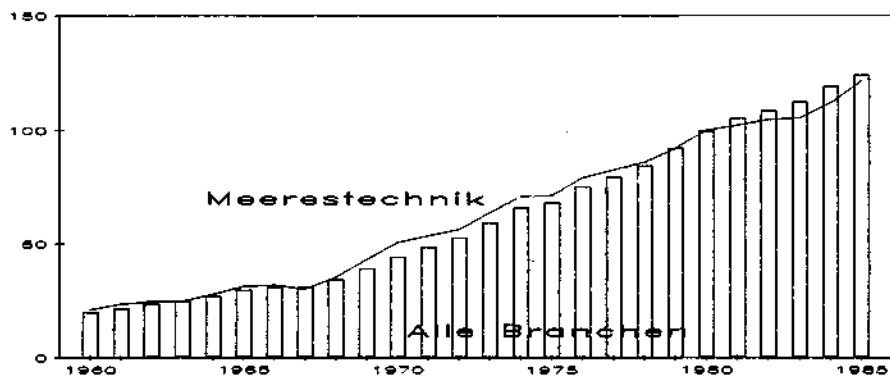


noch Schaubild A1



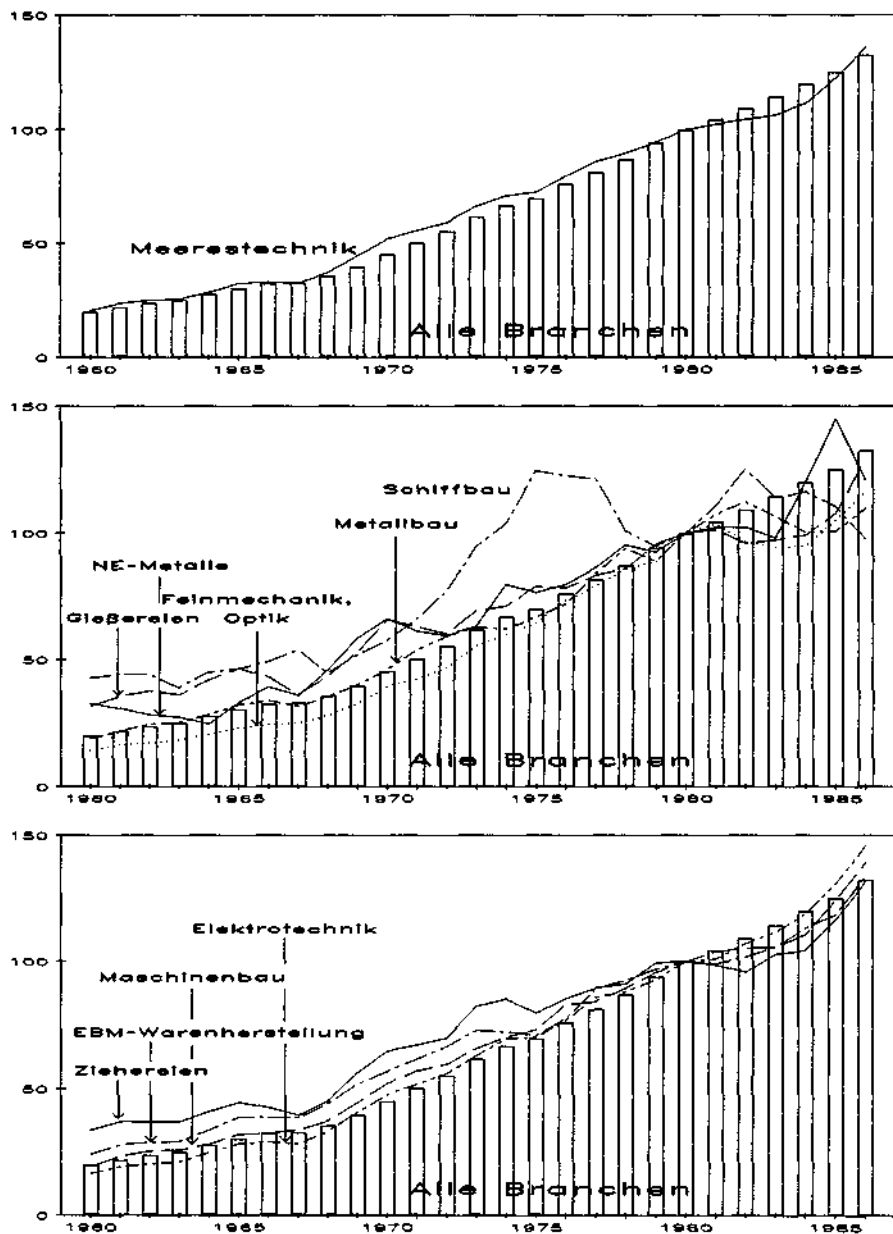
Quelle: EUROSTAT [Fischereistatistik, lfd. Jgg.]; CRONOS-Datenbank.

Schaubild A2 - Bundesrepublik: Entwicklung der Produktionswerte meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985 (1980=100) (a)



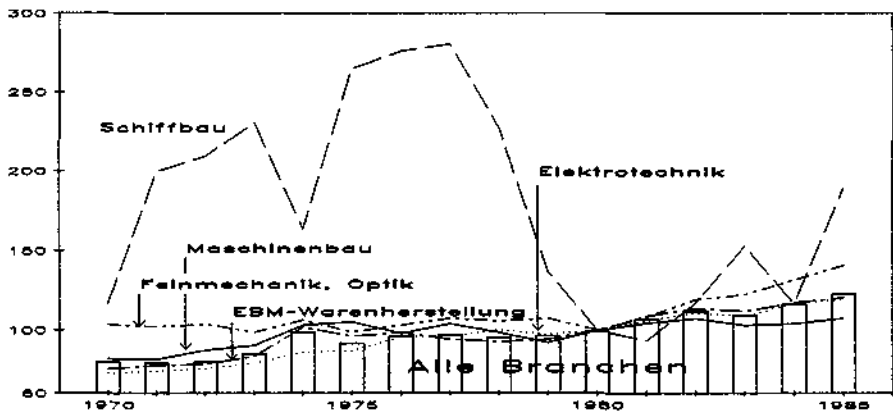
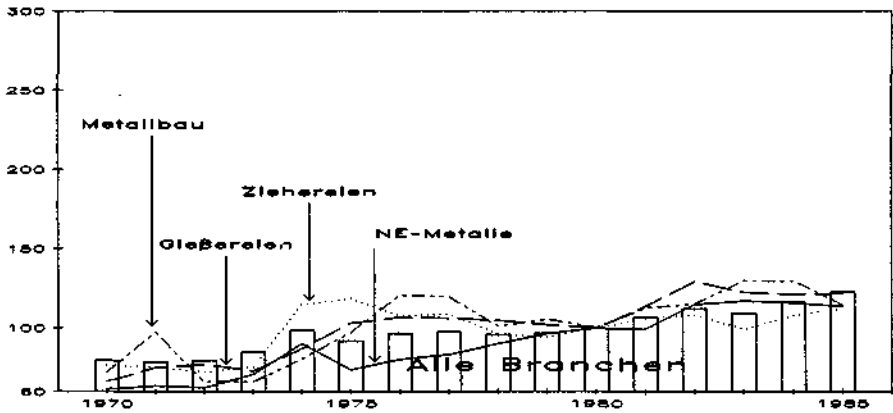
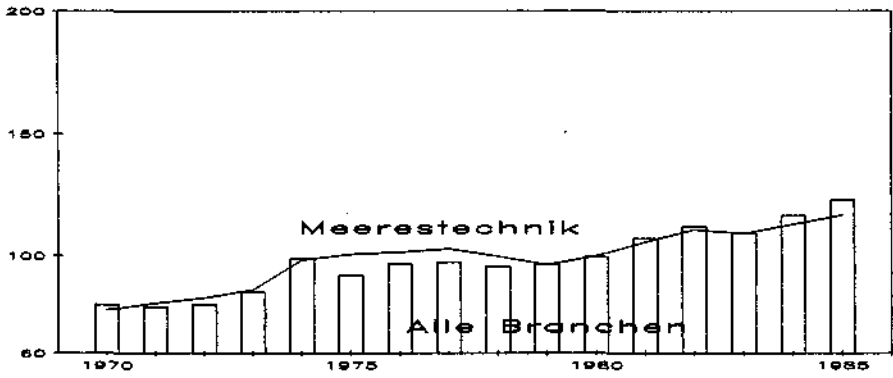
Quelle: IfW.

Schaubild A3 - Bundesrepublik: Entwicklung der Bruttowertschöpfung meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985 (1980=100) (a)



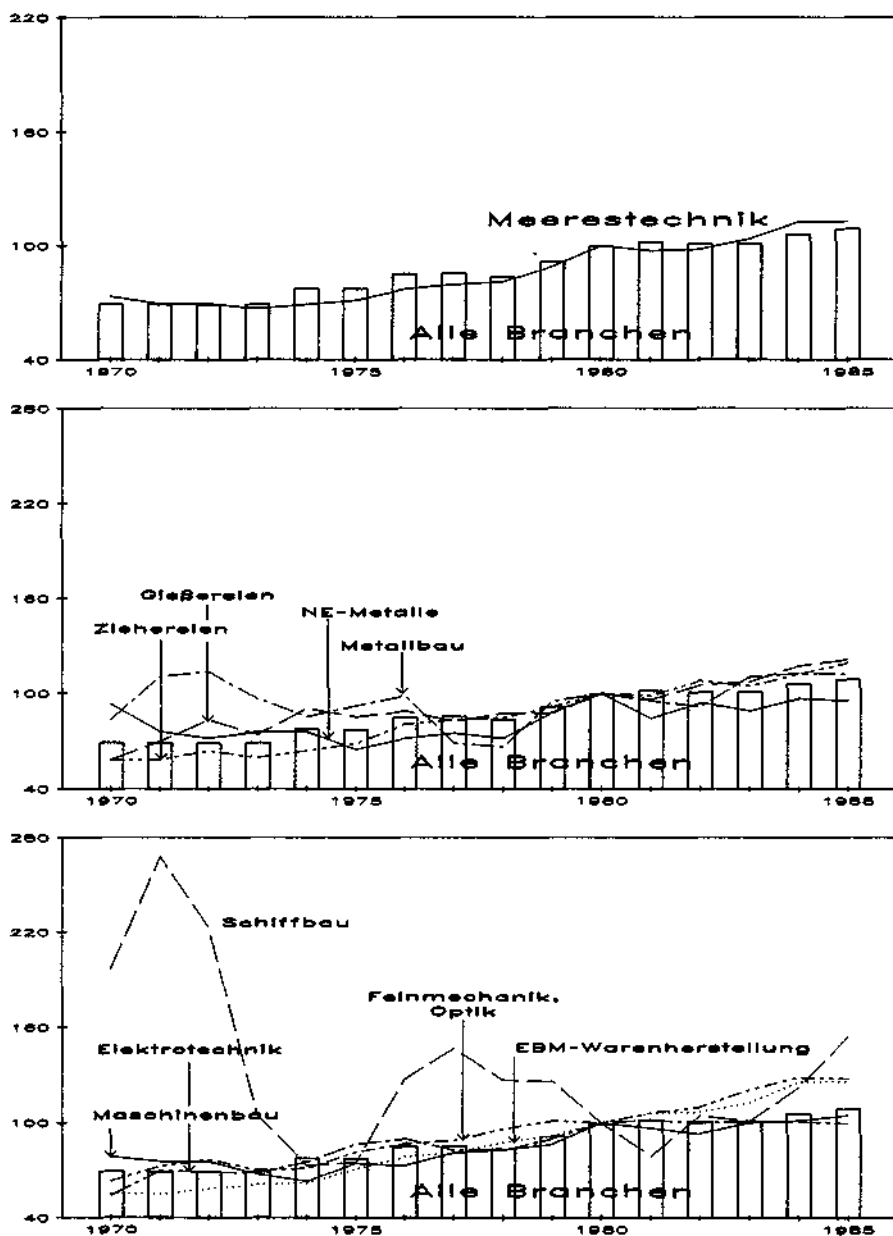
Quelle: Wie Schaubild A2.

Schaubild A4 - Bundesrepublik: Exportanteile am Produktionswert meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1970-1985 (1980=100) (a)



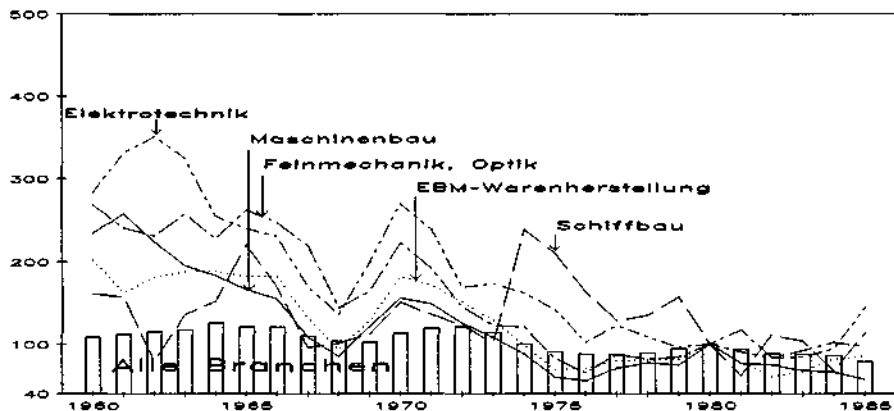
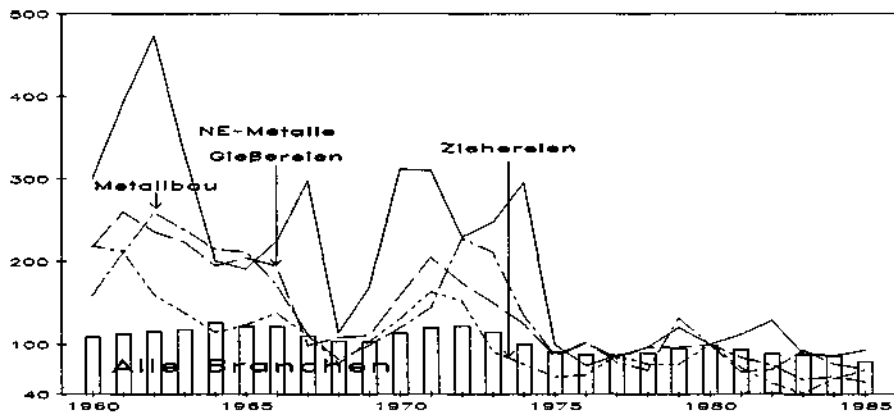
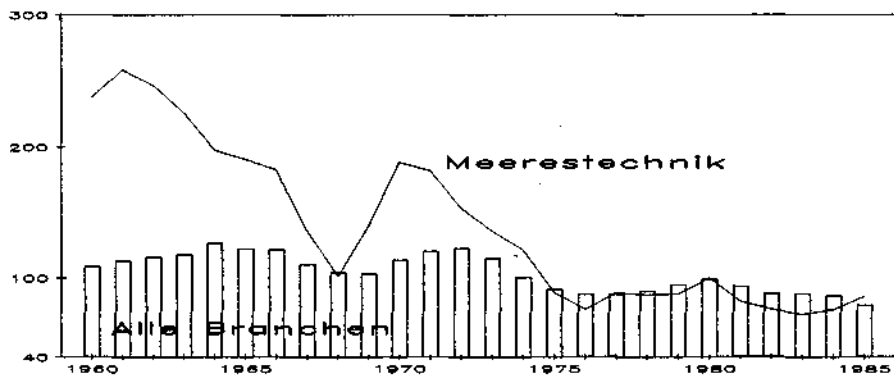
Quelle: Wie Schaubild A2.

Schaubild A5 - Bundesrepublik: Importanteile am Produktionswert meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1970-1985 (1980=100) (a)



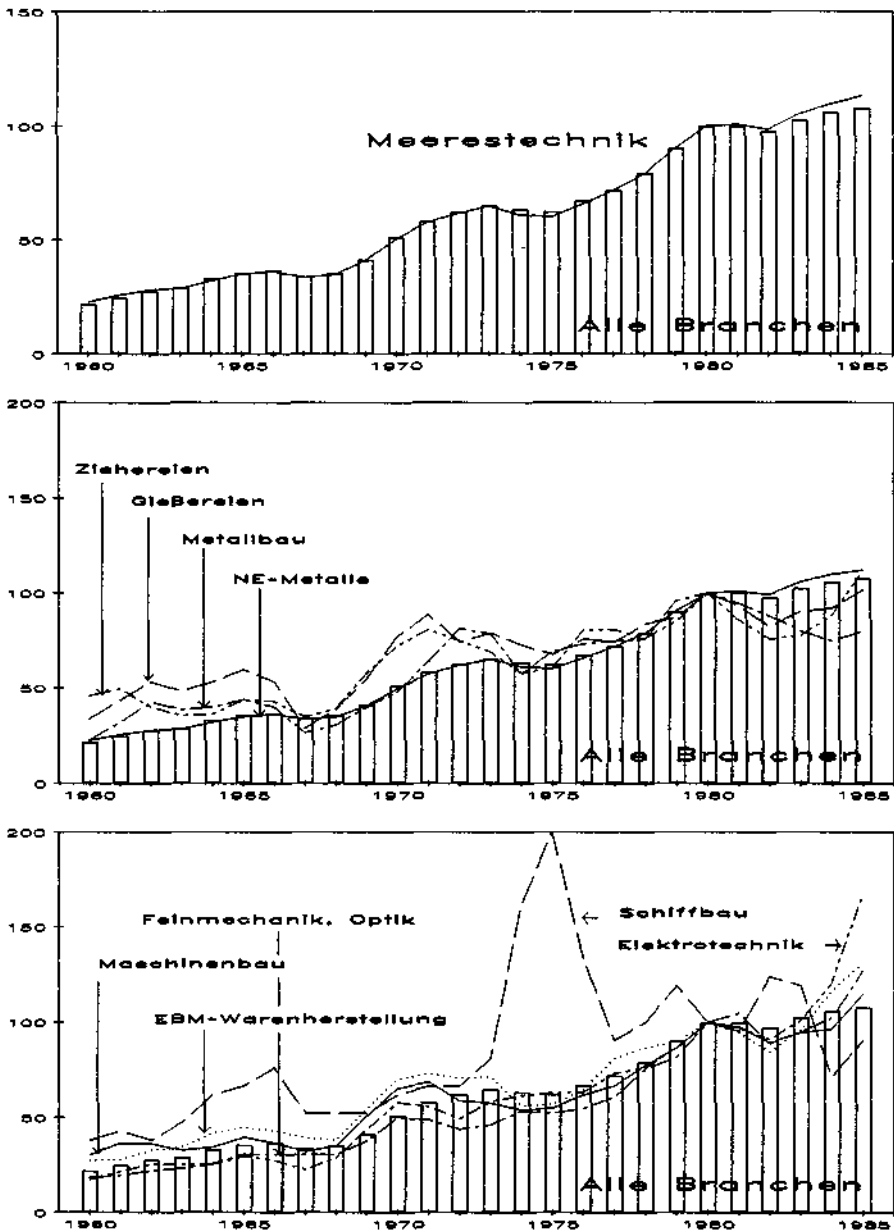
Quelle: Wie Schaubild A2.

Schaubild A6 - Bundesrepublik: Bauinvestitionen meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985 (Anteil am Produktionswert) (1980=100) (a)



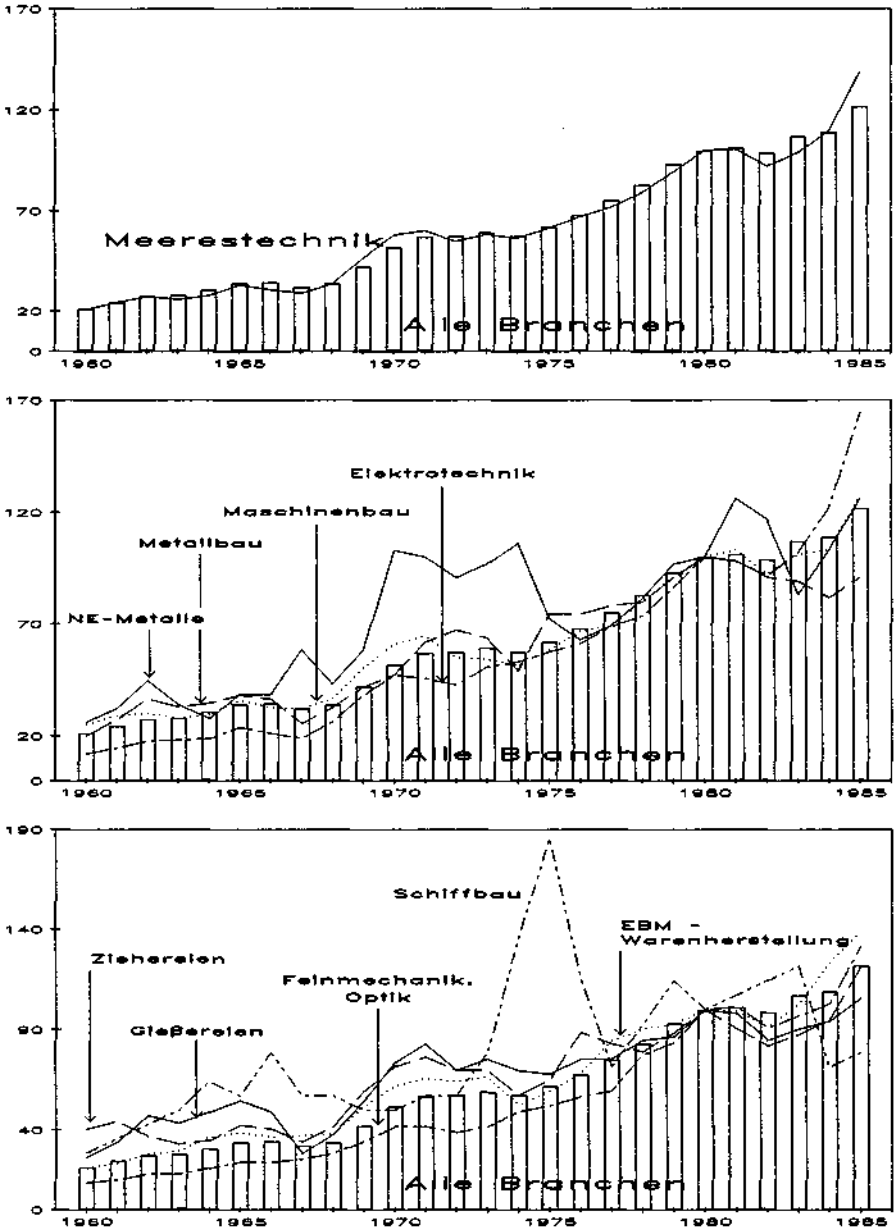
Quelle: Wie Schaubild A2.

Schaubild A7 - Bundesrepublik: Anlageinvestitionen meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985 (Anteil am Produktionswert) (1980=100) (a)



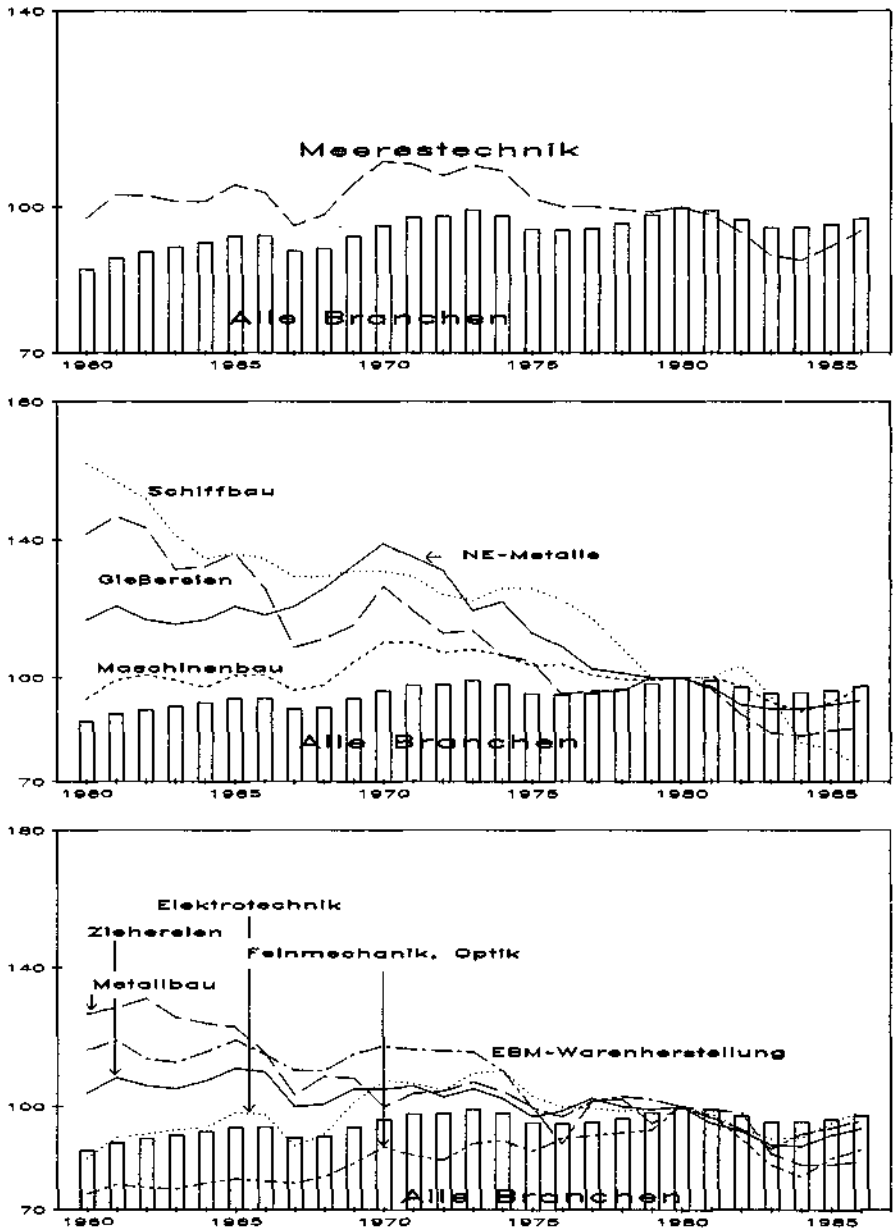
Quelle: Wie Schaubild A2.

Schaubild A8 - Bundesrepublik: Ausrüstungsinvestitionen meereswirtschaftlich wichtiger Branchen 1960-1985 (Anteil am Produktionswert) (1980=100) (a)



Quelle: Wie Schaubild A2.

Schaubild A9 - Bundesrepublik: Beschäftigung in meereswirtschaftlich wichtigen Branchen 1960-1985 (1980=100) (a)



Quelle: Wie Schaubild A2.

Literaturverzeichnis

- AMTSBLATT DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFT (ABl.), Mitteilungen und Bekanntmachungen. Luxemburg, lfd. Jgg.
- BARENTS, R., "Legal Aspects of Dutch Energy Policy". *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Vol. 1, 1983, S. 160-175.
- BEAUCHAMP, Kenneth P., "The Management Function of Ocean Boundaries". *San Diego Law Review*, Vol. 23, 1986, S. 611-660.
- BERGESEN, Helge Ole, "The Troll - No Christmas Present". *International Challenges*, Vol. 7, 1987, S. 22-28.
- BERNHARD, Erkki, "Der Europäische Festlandsockel". In: Wolfgang Graf VITZTHUM (Hrsg.), *Aspekte der Seerechtsentwicklung*. München 1980, S. 33-75.
- BERNHARDT, Rudolf, "Der Einfluß der UN-Seerechtskonvention auf das geltende und künftige internationale Seerecht". In: Jost DELBRÜCK (Hrsg.), *Das neue Seerecht*. Berlin 1984, S. 213-226.
- BEUTLER, Bengt, Roland BIEBER, Jörn PIPKORN, Jochen STREIL, *Die Europäische Gemeinschaft - Rechtsordnung und Politik*. 3. Aufl., Baden-Baden 1987.
- BLAKE, Gerald H., "Mediterranean Non-Energy Resources: Scope for Cooperation and Dangers of Conflict". In: Giacomo LUCIANI (Hrsg.), *The Mediterranean Region*. London 1984, S. 41-74.
- BÖHME, Hans, Federico FODERS, Kurt-Ludwig GUTBERLET et al., *Off-shore-Gasnutzung - Chancen für internationale Kooperation*. München 1984.
- BOISSERPE, P., "Evolution Récente du Marché Parapétrolier Mondial". *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, Vol. 41, 1986, Nr. 6, S. 707-716.
- BROUIR, Marcelle, "Le Règlement de la Conseil de la CEE de 1970 sur les Pêcheries". *Cahier de Droit Européen*, Vol. 9, 1973, S. 20-37.
- BULL, Hans Jacob [1982a], "Norwegian Offshore Petroleum. The Legal and Administrative Response". *Scandinavian Studies in Law*, Vol. 25, 1982, S. 33-50.
- [1982b], "The Legal and Administrative Framework for Norwegian Off-shore Petroleum Activities". *International Business Lawyer*, Vol. 10, 1982, S. XI-XV.
- , "The Norwegian Perspective". In: INTERNATIONAL BAR ASSOCIATION, SECTION ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES LAW (Ed.), *Energy Law*. New York 1986, S. 303-343.
- BUNDESGESETZBLATT (BGBl.), Bonn, lfd. Jgg.

- CHAPMAN, Keith, *North Sea Oil and Gas*. London 1976.
- CRONOS, *Private Datenbank mit Daten des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften*.
- COMMON MARKET LAW REVIEW (CMLR), Leyden, lfd. Jgg.
- DAILLIER, Patrick, "Les Communautés Européennes et le Droit de la Mer". *Revue Générale de Droit International Public*, Vol. 83, 1979, S. 417-473.
- DAINTITH, Terence, Leigh HANCHER, *Energy Strategy in Europe: The Legal Framework*. Berlin 1986.
- , Geoffrey D. M. WILLOUGHBY (Eds.), *Manual of United Kingdom Oil and Gas Law*. London 1984.
- DAVIS, Jérôme D., *High-Cost Oil and Gas Resources*. London 1981.
- DEPARTMENT OF ENERGY (DOE) [a] (Ed.), *Development of the Oil and Gas Resources of the United Kingdom*. London, lfd. Jgg.
- [b], *United Kingdom Offshore Oil and Gas Policy*. *Command Papers of the United Kingdom (Cmnd)*, Nr. 5696, 1974.
- DICKE, Detlef Chr., "Die Europäischen Gemeinschaften und das Problem der seerechtlichen Wirtschaftszonen". In: *Gedächtnisschrift für Friedrich Klein*. München 1977, S. 65-86.
- DICKE, Hugo, Federico FODERS, "Die Bedeutung internationaler Organisationen für die Nutzung der Fischbestände in der Nordsee". In: Herbert GIERSCH (Hrsg.), *Probleme und Perspektiven der weltwirtschaftlichen Entwicklung*. Berlin 1985, S. 453-465.
- EUROPÄISCHER GERICHTSHOF (EuGH), *versch. Rechtssachen*, Luxemburg, lfd. Jgg.
- EVANS, Andrew, "The Development of a Community Policy on Oil". *Common Market Law Review*, Vol. 17, 1980, S. 371-394.
- , "United Kingdom North Sea Oil Policy and EEC Law". *European Law Review*, Vol. 7, 1982, S. 355-369.
- EVANS, A. C., "Economic Policy and the Free Movement of Goods in EEC Law". *International and Comparative Law Quarterly*, Vol. 32, 1983, S. 577-599.
- FLEISCHER, Carl August, "L'accès aux lieux de pêche et le Traité de Rome". *Revue du Marché Commun*, Vol. 14, 1971, Nr. 141, S. 148-156.
- FODERS, Federico, "Allokations- und Verteilungswirkungen alternativer Regelungen von internationalen Gemeinnutzungsressourcen". In: Manfred NEUMANN (Hrsg.), *Ansprüche, Eigentums- und Verfügungsrechte*. Berlin 1984, S. 621-639.

- FODERS, Federico, Firm Behaviour under Alternative Bidding Systems for US OCS Hydrocarbon Leases. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Arbeitspapiere, 223, Januar 1985.
- , "Public Policy and Resource Use: The Case of Offshore Oil". Energy Exploration and Exploitation, Vol. 5, 1987, Nr. 2, S. 111-121.
- FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS (FAO), Coastal State Requirements for Foreign Fishing. Rom 1985.
- FRIHAGEN, Arvid, Beregning av Royalty, Studier i aljerett. Bergen 1979.
- , Offshore Tender Bidding. Bergen 1983.
- , The 1985-1986 Offshore Joint operating Agreements in the Norwegian Sector. Bergen 1985, unveröffentlichtes Manuskript.
- , "Acquisition of Natural Resource Interests by the State". Journal of Energy and Natural Resources Law, Vol. 5, Supplement, 1987, S. 96-105.
- GORMLEY, Lawrence W., Prohibiting Restrictions on Trade within the EEC. Amsterdam 1985.
- GRABITZ, Eberhard (Hrsg.), Kommentar zum EWG-Vertrag. München 1987.
- GROEBEN, Hans von der (Hrsg.), et al., Kommentar zum EWG-Vertrag. 3., neub. Aufl., Baden-Baden 1983.
- GÜNDLING, Lothar, et al., Die 200 Seemeilen-Wirtschaftszone. Berlin 1983.
- HARDY, Michael, "Regional Approaches to Law of the Sea Problems: The European Community". International and Comparative Law Quarterly, Vol. 24, 1975, S. 336-348.
- HARTUNG, Hans, Verfahren zur Nutzung erschöpfbarer Ressourcen. Das Beispiel der Versteigerung von Offshore-Förderrechten in den USA. Kieler Studien, 201, Tübingen 1986.
- HJERTONSON, Karin, The New Law of the Sea. Influence of the Latin American States on the Recent Development of the Law of the Sea. Leiden 1973.
- IATROPOULOS, Sakis D., "Continental Shelf: The Legal Concept and Disputes Concerning the Delimitation of Boundaries Thereof". In: D. S. CONSTANTOPOULOS (Ed.), National and International Boundaries. Thesaurus Acroasium, Session 1983, Vol. 14, Thessaloniki, 1985, S. 697-710.
- INSTITUT FÜR WELTWIRTSCHAFT (IfW), Datenbank für die Strukturberichterstattung.

- INTERNATIONAL COURT OF JUSTICE (ICJ), Reports of Judgements, Advisory Opinions and Orders. Den Haag, lfd. Jgg.
- INTERNATIONAL LEGAL MATERIALS (ILM), Washington, lfd. Jgg.
- IPSEN, Hans Peter, "EWG über See. Zur seerechtlichen Orientierung des europäischen Gemeinschaftsrechts". In: Hans Peter IPSEN, Karl-Hartmann NEEKER (Hrsg.), Recht über See. Festschrift für Rolf Stödter. Hamburg 1979, S. 167-207.
- , "Die Europäische Gemeinschaft und das Meer". In: Wolfgang Graf VITZTHUM (Hrsg.), Die Plünderung der Meere. Frankfurt a. M. 1981, S. 300-323.
- JACKSON, John H., "The Birth of the GATT-MTN-System: A Constitutional Appraisal". Law and Policy in International Business, Vol. 12, 1980, S. 21-58.
- JENISCH, Uwe, "Zur Anwendung des Europäischen Rechts in den Meereszonen der EG-Staaten". German Yearbook of International Law, Vol. 22, 1979, S. 239-254.
- JOURNAL OF ENERGY AND NATURAL RESOURCES LAW (JENRL), London, lfd. Jgg.
- KEMP, Alexander G., David ROSE, "Investment in Oil Exploration and Production: The Comparative Influence of Taxation". In: D. W. PEARCE, H. SIEBERT, I. WALTER (Eds.), Risk and the Political Economy of Resource Development. New York 1984, S. 169-195.
- KIM, Chungsoo, Multi-Species North Sea Fisheries. Consorted Optimal Management of Renewable Ressources. Kieler Studien, 189, Tübingen 1984.
- KLEMM, Ulf-Dieter, Die seewärtige Grenze des Festlandssockels. Berlin 1976.
- KLIOT, Nurit, "Maritime Boundaries in the Mediterranean: Aspects of Cooperation and Dispute". In: Gerald H. BLAKE (Ed.), Maritime Boundaries and Ocean Resources. London 1987, S. 208-226.
- KOERS, Albert W., "The External Authority of the EEC in Regard to Marine Fisheries". Common Market Law Review, Vol. 14, 1977, S. 269-301.
- KOLRUD, Helge Jakob, "Standardisation of Offshore Contracts". In: INTERNATIONAL BAR ASSOCIATION, SECTION ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES LAW (Ed.), Energy Law '86. New York 1986, S. 345-349.
- KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (KOM), "Memorandum vom 24. 9. 1970 über die Anwendbarkeit des Vertrages zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft auf dem Festlandssockel". Bulletin der EG-Kommission (Bull. EG), Nr. 11, 1970, S. 51-52.

- KRÄMER, Hans R., "Die Nordsee in der EWG". Europa-Archiv, Vol. 33, 1978, S. 571-581.
- , "Zuständigkeiten der EG auf dem Gebiet der Nordseenutzung". In: Hans R. KRÄMER (Hrsg.), Die wirtschaftliche Nutzung der Nordsee und die Europäische Gemeinschaft. Baden-Baden 1979, S. 9-20.
- KUEHNE, Gunther, "Oil and Gas Licensing: Some Comparative United Kingdom-German Aspects". Journal of Energy and Natural Resources Law, Vol. 4, 1986, S. 150-165.
- KUSKE, Michael, Gemeinsamer Offshore-Markt auf den Festlandsockeln der EG-Mitgliedsstaaten. Berlin 1987.
- LONDON GAZETTE, 24 Sept. 1982, S. 12424-12427.
- MAESTRIPIERI, Cesare, "Freedom of Establishment and Freedom to Supply Services". Common Market Law Review, Vol. 10, 1973, S. 150-1973.
- MASON, C. M., "Oil and Gas: The Law and Policy of the European Community". In: C. M. MASON (Ed.), The Effective Management of Resources: The International Politics of the North Sea. London 1979, S. 100-124.
- McMILLAN, Duncan, "The Extent of the Continental Shelf". Marine Policy, Vol. 9, 1985, S. 148-156.
- MEESSEN, Karl Matthias, "Der räumliche Anwendungsbereich des EWG-Kartellrechts und das allgemeine Völkerrecht". Europa Recht, Vol. 8, 1973, S. 18-38.
- MENSBRUGGHE, Yves van der, "La Mer et les Communautés Européennes". Revue Belge de Droit International, Vol. 5, 1969, S. 87-145.
- , "The Common Market Fisheries Policy and the Law of the Sea". Netherlands Yearbook of International Law, Vol. 6, 1975, S. 199-228.
- MICHAEL, Michel D., "L'application du droit communautaire au plateau continental des états membres et ses conséquences". Revue du Marché Commun, Vol. 26, 1983, S. 82-90.
- MINNITI, Maurizio, Franco F. BONAVIA, "Copper-Ore Grade Hydrothermal Mineralization Discovered in a Seamount in the Tyrrhenian Sea (Mediterranean): Is the Mineralization Related to Porphyry-Coppers or to Base Metal Lodes?". Marine Geology, Vol. 59, 1984, S. 271-282.
- MOENCH, Christoph, "Der Schutz des freien Warenverkehrs im Gemeinsamen Markt - Zur Auslegung der Art. 30, 34, 36 EWGV in der Rechtsprechung des EuGH". Neue Juristische Wochenschrift, Bd. 35, 1982, S. 2689-2700.

- NORENG, Øystein, *Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*. London 1980.
- NOROIL, Stavanger, *lfd. Jgg.*
- O'CONNELL, D. P., J. A. SHEARER (Eds.), *The International Law of the Sea*, Vol. I. Oxford 1982.
- OIL AND GAS JOURNAL (OGJ), Tulsa, *lfd. Jgg.*
- OLIVER, Peter, "A Review of the Case Law of the Court of Justice on Articles 30 to 36 EEC in 1983". *Common Market Law Review*, Vol. 21, 1984, S. 221-240.
- ØSTRENG, Willy, "Delimitation Arrangements in the Arctic Seas: Cases of Precedence or Securing of Strategic/ Economic Interests". *Marine Policy*, Vol. 10, 1986, S. 132-154.
- PETROCONSULTANTS, London, *unveröffentlichte Daten*.
- PEYROUX, Evelyne, "Problèmes juridiques de la pêche dans le Marché Commun". *Revue Trimestrielle de Droit Européen*, Vol. 9, 1973, S. 46-64.
- PREWO, Wilfried, et al., *Die Neuordnung der Meere. Eine ökonomische Kritik des neuen Seerechts*. Kieler Studien, 173, Tübingen 1982.
- PROGNOS AG, *Branchenbild Meerestechnik*. Basel 1987.
- QUENENDEC, Jean Pierre, "La zone économique". *Revue Général de Droit International Public*, Vol. 79, 1975, S. 321.
- REPORT TO THE STORTING, No. 9 (1984-85), *Concerning Experience from and Adjustments in the Guidelines for Technological and Industrial Cooperation*.
- ROJAHN, Ondolf, *Die Ansprüche der lateinamerikanischen Staaten auf Fischereivorrechte jenseits der Zwölfmeilenzone*. Hamburg 1972.
- ROYAL MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY (RMPE), *Fact Sheet, The Norwegian Continental Shelf*. Oslo, *lfd. Jgg.*
- RÜSTER, Bernd, *Die Rechtsordnung des Festlandssockels*. Berlin 1977.
- SAAG, Hans van der, "Der unlautere Wettbewerb der öffentlichen Hand nach niederländischem Recht". *Gewerblicher Rechtsschutz und Urheberrecht*, Vol. 12, 1987, S. 842-851.
- SCHWEITZER, Michael, Waldemar HUMMER, *Europarecht*. 2. Aufl., Frankfurt a. M. 1985.
- SMIT, Hans, Peter HERZOG (Eds.), *The Law of the European Economic Community*, Vol. 1. New York 1986.

- SMITH, Robert W., *Exclusive Economic Zone Claims. An Analysis and Primary Documents.* Dordrecht 1986.
- STATISTISCHES AMT DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (EURO-STAT), *Fischereistatistik.* Luxemburg, lfd. Jgg. und CRONOS (private Datenbank mit Daten des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften).
- SYMMONS, Clive R., "The Rockall-Dispute Deepens: An Analysis of Recent Danish and Islandic Actions". *International and Comparative Law Quarterly*, Vol. 35, 1986, S. 344-373.
- UNITED NATIONS (UN), *Law of the Sea Bulletin.* New York, lfd. Jgg.
- UNITED NATIONS TREATY SERIES (UNTS) [a], Bd. 485, 1964, Nr. 7078, S. 167-182.
- [b], Bd. 499, 1964, Nr. 7302, S. 311-321.
- UNITED STATES CONGRESS (83), *Public Law 212.* Washington, 7. August 1953.
- VANDERMEERSCH, Kirk, "Restrictions on the Movement of Oil in and out of the European Community: The Campus Oil and Bulk Oil Cases". *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Vol. 5, 1987, S. 31-54.
- VAUGHAN, David (Ed.), *Law of the European Communities*, Vol. I, II. London 1986.
- VERBAND DEUTSCHER MASCHINEN- UND ANLAGENBAU e.V. (VDMA), (Hrsg.), *Absatzmarkt Schiffbau und Offshore.* Hamburg 1986.
- VIGNES, D., "The EEC and the Law of the Sea". In: Robin CHURCHILL, et al. (Eds.), *New Directions in the Law of the Sea.* Vol. III, London 1973, S. 335-347.
- VITZTHUM, Wolfgang, Graf, "Die Europäische Gemeinschaft und das Internationale Seerecht". *Archiv des öffentlichen Rechts*, Vol. 111, 1986, S. 33-62.
- WENGER, Alain, "La CEE et le plateau continental". *Revue du Marché Commun*, Vol. 14, 1971, S. 184-191.
- WOLFRUM, Rüdiger, "Der Umweltschutz auf Hoher See - Internationale wie nationale Maßnahmen und Bestrebungen". *Verfassung und Recht in Übersee*, Vol. 8, 1975, S. 201-219.
- , "Die Küstenmeergrenzen der Bundesrepublik Deutschland in Nord- und Ostsee". *Archiv des Völkerrechts*, Vol. 24, 1986, S. 246-276.
- , "The Emerging Customary Law of Marine Zones: State Practice and the Convention on the Law of the Sea". *Netherlands Yearbook of International Law*, Vol. 8, 1987, S. 121-144.

WOODLIFFE, J. C., "North Sea Oil and Gas - The European Community Connection". *Common Market Law Review*, Vol. 12, 1975, S. 7-26.

ZIMA, L. A., "Meijnbouw". In: H. G. DE MAAR (Hrsg.), *Energierecht*. Alphen aan den Rijn 1987, S. 136-168.