

Foders, Federico; Stoll, Peter-Tobias; Townsend-Gault, Ian; Wolfrum, Rüdiger

Book — Digitized Version

Marktzutrittsbarrieren in den USA und Kanada: Der Markt für meeresstechnische Güter und Dienstleistungen

Kieler Studien, No. 257

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Foders, Federico; Stoll, Peter-Tobias; Townsend-Gault, Ian; Wolfrum, Rüdiger (1993) : Marktzutrittsbarrieren in den USA und Kanada: Der Markt für meeresstechnische Güter und Dienstleistungen, Kieler Studien, No. 257, ISBN 3161461878, Mohr, Tübingen

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/788>

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

257

Federico Foders · Rüdiger Wolfrum et al.

Marktzutrittsbarrieren in den USA und Kanada

*Der Markt für meeres-technische
Güter und Dienstleistungen*

Autoren:

Federico Foders, Peter-Tobias Stoll,
Ian Townsend-Gault, Rüdiger Wolfrum



J.C.B. MOHR (PAUL SIEBECK) TÜBINGEN

ISSN 0340-6989

507896

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

**Marktzutrittsbarrieren in den USA und Kanada : der Markt für
meerestechnische Güter und Dienstleistungen / Federico
Foders ; Rüdiger Wolfrum et al. Autoren: Federico Foders... -
Tübingen : Mohr, 1993**

(Kieler Studien ; 257)

ISBN 3-16-146186-X kart.

ISBN 3-16-146187-8 Gewebe

NE: Foders, Federico; Wolfrum, Rüdiger; GT

Schriftleitung: Hubertus Müller-Groeling



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel

J. C. B. Mohr (Paul Siebeck) Tübingen 1993

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	XVII
A. Einleitung	1
B. Die seewärtigen Hoheitsbefugnisse der Vereinigten Staaten und Kanadas	5
I. Vereinigte Staaten	5
1. Die seerechtliche Abgrenzung der verschiedenen Meereszonen	6
2. Die Hoheitsbefugnisse am Meeresboden	7
3. Die Rechtsordnung für Offshore-Aktivitäten im bundesstaatlichen Gefüge.....	10
4. Allgemeine Regulierung der wirtschaftlichen Tätigkeit von Ausländern	11
a. Die Niederlassung ausländischer Unternehmen und Personen.....	12
b. Ausländische Beteiligungen an einheimischen Unternehmen	17
c. Handelsbeschränkungen	20
II. Kanada.....	22
1. Die Anwendung des internationalen Rechts auf die an Kanada angrenzenden Meeresgebiete.....	22
2. Die verfassungsrechtliche Verteilung der Rechte und Pflichten	24
a. Vorbemerkung.....	24
b. British Columbia	27
c. Die Atlantikküste.....	29
3. Die politische Schlichtung von Streitigkeiten über Hoheitsrechte im Offshore-Bereich	35
4. Regulierung der wirtschaftlichen Tätigkeit von Ausländern und ausländischen Unternehmen	37
a. Ausländische Investitionen	37
b. Handelsbeschränkungen	39
5. Fazit.....	40

C. Wirtschaftspotentiale in den nordamerikanischen Meeresgebieten	41
I. Die Ressourcenausstattung	41
1. Vereinigte Staaten.....	41
2. Kanada.....	44
II. Bisherige Ressourcennutzung	46
1. Vereinigte Staaten.....	48
2. Kanada.....	51
D. Bestandsaufnahme und Analyse der Zugangsbedingungen zum nordamerikanischen Markt für rohstoffbezogene Meerestechnik	53
I. Das bundes- und einzelstaatliche Regime für die Aufsuchung und Förderung von mineralischen Rohstoffen im Offshore-Bereich.....	53
1. Vereinigte Staaten.....	53
a. Rechtliche Grundlagen	53
b. Regelungszwecke und Systematik	55
c. Die wettbewerbliche Bewirtschaftung des Offshore-Bereichs als öffentliche Sache	57
d. Die Regelung öffentlicher Belange: Umweltschutz und technische Sicherheit.....	60
e. Küstenstaatliche Regelungen	62
f. Die Stellung von Ausländern und ausländischen Unternehmen	63
2. Kanada.....	67
a. Vorbemerkung.....	67
b. Das Lizenz- und Verwaltungsregime im Zeitraum 1961–1986.....	68
c. Das gegenwärtige Regime	73
d. Die Rohstoffförderung	85
e. Der “Oil and Gas Production and Conservation Act”.....	99
f. Übrige relevante Gesetze.....	107
g. Die Rohstoffverwertung.....	110

II.	Die Regulierung der Schifffahrt in den Vereinigten Staaten.....	111
1.	Der "Jones Act"	112
a.	§ 883 des "Jones Act" (Kabotage)	112
b.	Räumliche und sachliche Eingrenzung des "Jones Act"	113
c.	Die nach dem "Jones Act" zugelassenen Schiffe: Begriff, Registrierung, Eigentum und Bau	116
d.	Nationalitätsvorschriften für Seeleute auf amerikanischen Schiffen	118
e.	Der "Jones Act" in der parlamentarischen Diskussion....	118
f.	Vergleichende Bewertung	120
2.	Die Reparatur und Ausrüstung von amerikanischen Schiffen im Ausland.....	121
3.	Handelspolitische Instrumente und relevante Gesetzentwürfe	121
a.	Der "Foreign Shipping Practice Act" von 1988.....	122
b.	Importbeschränkungen zur Abwehr ausländischer Schiffbausubventionen.....	124
4.	Sonderregelungen der allgemeinen Schiffssicherheit und des Meeressumweltschutzes	124
a.	Der "Oil Pollution Act" von 1990.....	125
b.	Der Entwurf eines "Vessel Safe Navigation and Marine Environment Protection Act" von 1991	126
III.	Fiskalische Behandlung von Rohstoffunternehmen.....	128
1.	Fiskalregime	129
a.	Vereinigte Staaten	129
b.	Kanada	132
2.	Staatliche Hilfen	134
a.	Steuerliche Bevorzugung von Rohstoffunternehmen in beiden Ländern.....	135
b.	Subventionen für Megaprojekte in Kanada	135
c.	F&E-Subventionen in den Vereinigten Staaten	136
IV.	Die Struktur des Marktes für rohstoffbezogene meerestechnische Erzeugnisse und Dienstleistungen	138
1.	Überblick	138
2.	Die Dominanz der Vereinigten Staaten	141
a.	Allgemeine Indikatoren	142

b.	Marktanteile und Innovationsverhalten der wichtigsten Anbieter	142
c.	Beziehungen zwischen Rohstoffunternehmen und meerestechnischen Unternehmen	147
V.	Die Spezialisierung und Wettbewerbsfähigkeit Nordamerikas als Standort für die rohstoffbezogene Meerestechnik	150
1.	Indikatoren der Spezialisierung und Wettbewerbsfähigkeit	152
2.	Wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen	160
a.	Außenhandelspolitik	160
b.	Wettbewerbspolitik	165
c.	Energiepolitik	167
VI.	Ökonomische Bewertung	169
1.	Implikationen für ausländische Rohstoffunternehmen	169
a.	Der Zugang zu den Rohstoffen	169
b.	Die Gestaltung der Nutzungsrechte	172
c.	Das Fiskalregime	173
d.	Energiepolitik	173
2.	Implikation für ausländische Anbieter meerestechnischer Erzeugnisse und Dienstleistungen	174
a.	Nichtstaatliche Marktzutrittsbarrieren	174
b.	Politisch bedingte Marktzutrittsbarrieren	179
VII.	Juristische Bewertung	184
1.	Vereinigte Staaten	184
a.	Zusammenfassung	184
b.	Beurteilung	185
2.	Kanada	188
a.	Zusammenfassung	188
b.	Beurteilung	188
E.	Wirtschafts- und rechtspolitische Schlußfolgerungen	190
I.	Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse	190
1.	Vereinigte Staaten	190
2.	Kanada	191

II. Handels- und wettbewerbspolitischer Handlungsbedarf auf bilateraler und multilateraler Ebene.....	192
III. Strategien für eine stärkere Präsenz deutscher Unter- nehmen der Meerestechnik auf den nordamerikanischen Märkten.....	194
Anhang	196
Tabellen.....	196
Schaubilder.....	208
Übersichten.....	212
Literaturverzeichnis	226
Schlagwortregister	235

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1	— Vereinigte Staaten: Rohstoffpotentiale in den Ausschreibungsgebieten auf dem Festlandsockel 1987.....	43
Tabelle 2	— Kanada: Erdöl- und Erdgasressourcen in einzelnen Offshore-Regionen 1990.....	45
Tabelle 3	— Vereinigte Staaten und Kanada: Ausgaben für die Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen 1990–1992.....	51
Tabelle 4	— Kanada: Berechnung der Förderabgaben in zeitlicher Staffelung.....	95
Tabelle 5	— Vereinigte Staaten: F&E-Ausgaben des Bundes im Energiebereich 1978, 1985 und 1990.....	137
Tabelle 6	— Weltmarktanteile ausgewählter Anbieter meeres technischer Erzeugnisse und Dienstleistungen 1991.....	143
Tabelle 7	— Vereinigte Staaten: Ausgewählte Fusionen, Übernahmen und Beteiligungen in der meeres technischen Industrie 1984–1991.....	145
Tabelle 8	— Vereinigte Staaten: Ausgewählte Kennzahlen für die führenden meeres technischen Unternehmen.....	146
Tabelle 9	— Patentkennzahlen für drei führende Unternehmen der Meerestechnik.....	147
Tabelle 10	— Außenhandelsspezialisierung Nordamerikas, Deutschlands und Japans nach dem Technologiegehalt der Produkte 1990.....	154
Tabelle 11	— Außenhandelsspezialisierung Nordamerikas, Deutschlands und Japans bei Erzeugnissen der Hochtechnologie 1990.....	155
Tabelle 12	— Außenhandelsspezialisierung Nordamerikas, Deutschlands und Japans auf meeres technisch wichtige Produktgruppen innerhalb der SITC-Position 7 (Maschinenbau und Transportmaterial) 1990.....	156

Tabelle 13	— Patentierungsaktivität in den Vereinigten Staaten in meeres-technisch wichtigen Branchen im internationalen Vergleich 1963–1983.....	157
Tabelle 14	— Vereinigte Staaten: Antidumpingmaßnahmen nach Ländern 1980–1991.....	161
Tabelle 15	— Kanada: Antidumpingmaßnahmen nach Ländern 1980–1991.....	165
Tabelle 16	— Vereinigte Staaten: Einfache Konzentrationsmaße für meeres-technisch wichtige Branchen 1967–1987.....	176
Tabelle 17	— Vereinigte Staaten: Marktzutrittsbarrieren in einigen wichtigen Branchen der Verarbeitenden Industrie für ausgewählte Jahre.....	177
Tabelle A1	— Entwicklung der weltweiten Erdölreserven in ausgewählten Regionen 1950–1989.....	196
Tabelle A2	— Entwicklung der statischen Reichweite der Erdölreserven in ausgewählten Regionen 1950–1992.....	196
Tabelle A3	— Relative Entwicklung der weltweiten Offshore-Erdöl- und -Erdgasförderung 1970–1989.....	197
Tabelle A4	— Vereinigte Staaten: Bohraktivität vor der Küste in Gewässern des Bundes und der Einzelstaaten 1954–1988....	197
Tabelle A5	— Vereinigte Staaten: Offshore-Förderung von Erdöl und Erdgas 1970–1989.....	198
Tabelle A6	— Vereinigte Staaten und Kanada: Laufende Ausgaben für die Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen 1978–1987.....	199
Tabelle A7	— Vereinigte Staaten: Entwicklung der Ausgabenproduktivität in der Kohlenwasserstoffnutzung 1977–1990.....	200
Tabelle A8	— Vereinigte Staaten: Staatseinnahmen aus der Kohlenwasserstoffnutzung im OCS 1954–1988.....	200
Tabelle A9	— Vorleistungen für die Exploration und Produktion von Offshore-Öl und -Gas in den nordamerikanischen Industriestatistiken.....	201

Tabelle A10—	Vereinigte Staaten: Entwicklung der meeres-technisch wichtigen Branchen 1972–1987	201
Tabelle A10—	Vereinigte Staaten: Entwicklung der meeres-technisch wichtigen Branchen 1972–1987	203
Tabelle A11—	Vereinigte Staaten: Zusammenschlüsse und Übernahmen von Unternehmen der rohstoffbezogenen Meerestechnik 1970–1989	204
Tabelle A12—	Patenterteilungen an die führenden Unternehmen der rohstoffbezogenen Meerestechnik in den Vereinigten Staaten 1971–1991	205
Tabelle A13—	Allgemeine Außenhandels-spezialisierung von Nordamerika, Deutschland und Japan nach SITC-Hauptgruppen 1990	206
Tabelle A14—	Vorleistungen für die Offshore-Exploration und -Produktion von Erdöl und Erdgas in der internationalen Außenhandelsstatistik	206
Tabelle A15—	Positionen der internationalen Außenhandelsstatistik nach ihrem Technologiegehalt	207

Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild 1	— Erdöl- und Erdgasreserven nach Ländern und Regionen, Januar 1992.....	42
Schaubild 2	— Entwicklung des nominalen Rohölpreises, Januar 1970–August 1992.....	47
Schaubild 3	— Weltweite Bohraktivität 1950–1990	48
Schaubild 4	— Erdöl- und Erdgasförderung nach Ländern und Regionen 1991.....	49
Schaubild 5	— Vereinigte Staaten: Flußdiagramm des Marktes für meeres-technische Erzeugnisse und Dienstleistungen.....	139
Schaubild 6	— Vereinigte Staaten: Finanzielle Beziehungen zwischen Rohstoff- und Meerestechnikunternehmen.....	150
Schaubild 7	— Reale effektive Wechselkurse nach verschiedenen Meßkonzepten für internationale Preis- und Kostenunterschiede 1980–1991	158
Schaubild A1	— Vereinigte Staaten: Überblick über die Ausschreibungsgebiete im Festlandsockel (ohne Alaska) 1990	208
Schaubild A2	— Vereinigte Staaten: Überblick über die Ausschreibungsgebiete im Festlandsockel (mit Alaska) 1990.....	209
Schaubild A3	— Überblick über erdöl- und erdgashöfliche Gebiete vor der Küste Kanadas im allgemeinen und vor der Küste Ostkanadas im besonderen.....	210
Schaubild A4	— Entwicklung der Aktienrenditen führender Meerestechnikunternehmen 1972–1990	211

Verzeichnis der Übersichten

Übersicht 1	— Überblick über die fiskalische Behandlung von Öl- und Gasaktivitäten auf Bundesebene in den Vereinigten Staaten und Kanada	130
Übersicht 2	— Vereinigte Staaten: Produktionssteuern auf Kohlenwasserstoffe aus dem Meer in ausgewählten Küstenstaaten (Durchschnitt für die 80er Jahre).....	132
Übersicht A1	— Vereinigte Staaten: Systematik der Regelungen über die technische Sicherheit	212
Übersicht A2	— Vereinigte Staaten: Küstenstaatliche Regelungen für die Exploration und Produktion mineralischer Ressourcen im Meer	214

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
affd.	affirmed
A.G.	Attorney-General
Ala. Code	Alabama Code
ANSI/ASME	American National Standards Institute/American Society of Mechanical Engineers
ANWR	Arctic National Life Wildlife Refuge
API RP	American Petroleum Institute Recommended Practice
app.	Appendix
Art.	Article/Artikel
B.C.	British Columbia
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BISD	Basic Instruments and Selected Documents
BRT	Bruttoregistertonnen
C.A. La.	Court of Appeals of Louisiana
Cal. Code Regs.	California Code Regulations
Cal. Corps. Code	California Corporations Code
Cal. Publ. Res. Code	California Public Resources Code
CCPA	United States Court of Customs and Patent Appeals
CFIUS	Committee on Foreign Investment in the United States
CFR	Code of Federal Regulations
Ch.	Chapter
CIA	Central Intelligence Agency
Cir.	Circuit Court of Appeals (federal)
Civ. Code	Civil Code
COGLA	Canada Oil and Gas Lands Administration
Col. Pub. Res. Code	Deering's Annotated Colorado Public Resources Code Annotated
Com'n.	Commission
Cong.	Congress
Conn. Gen. Stat. Ann.	Connecticut General Statutes Annotated
Const.	Constitution
CRC	Consolidated Regulations of Canada
D.C.	District of Columbia

Del. Code Ann.	Delaware Code Annotated
Del. Const.	Delaware Constitution
Dept. State Bull.	Department of State Bulletin
DLR	Dominion Law Reports
EAA	Export Administration Act
EEZ	Exclusive Economic Zone
EG	Europäische Gemeinschaften
EuZW	Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
F&E	Forschung und Entwicklung
F.	Federal; Federal Reporter
F. Supp.	Federal Supplement
Fla. Stat. Ann.	Florida Statutes Annotated
FMC	Federal Maritime Commission
FR	Federal Reporter
FSPA	Foreign Shipping Practice Act
Ga. Code Ann.	Georgia Code Annotated
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade/Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen
Geo.	George
Haw. Rev. Stat.	Hawaii Revised Statute
HR	House of Representatives
HS	Halbsatz
ICJ Rep.	International Court of Justice, Reports
IRC	International Revenue Code
IGH	Internationaler Gerichtshof
ILM	International Legal Materials
INA	Immigration and Nationality Act von 1952
Inc.	Incorporated
L. Ed.	Lawyers Edition
La. Const. CC	Louisiana Constitution Circuit Court
La. Rev. Stat. Ann.	Louisiana Revised Statutes Annotated
Ltd.	Limited
MARPOL	Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe von 1973 und Protokoll zu diesem Übereinkommen von 1978
Mass. Gen. Laws Ann.	Massachusetts General Laws Annotated
McKinney	McKinney's Consolidated Laws of New York Annotated
Md.	Maryland

Md. Corps. & Ass'ns Code Ann.	Maryland Corporations and Associations Code Annotated
Md. Nat. Res. Code Ann.	Maryland Code of Natural Resources Annotated
Md. Real Prop. Code Ann.	Maryland Real Property Code Annotated
Me. Rev. Stat. Ann.	Maine Revised Statutes Annotated
Miss. Code Ann.	Mississippi Code Annotated
Miss. Const.	Mississippi Constitution
NAFTA	North American Free Trade Agreement
N. C. Gen. Stat.	North Carolina General Statutes
N. D. Cal.	Northern District of California
NEB	National Energy Board
NEW	Nominaler effektiver Wechselkurs
N. H. Stat. Ann.	New Hampshire Statutes Annotated
N.J. Stat. Ann.	New Jersey Statutes Annotated
NSF	National Science Foundation
NSHMA	National Seabed Hard Minerals Act
NUR	News of the Uruguay Round
NW	Nominaler Wechselkurs
N.Y.	New York
N.Y. Business Corp.	New York Business Corporate
N.Y. Env'tl. Cons. Law	New York Environmental Conservation Law
OCS	Outer Continental Shelf
OCSLA	Outer Continental Shelf Lands Act
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OPA	Oil Pollution Act
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
Or. Admin. R.	Oregon Administrative Rules
Or. Rev. Stat.	Oregon Revised Statutes
ORVA	Oceanographic Research Vessel Act
OTA	Office of Technology Assessment
Pres. Proc.	Presidential Proclamation
Publ. L.	Public Law
RCA	Revealed Comparative Advantage
REW	Realer effektiver Wechselkurs
R.I. Gen. Laws	Rhode Island General Laws
RIW	Recht der Internationalen Wirtschaft
RSC	Revised Statutes of Canada
S.C. Code Ann.	South Carolina Code Annotated
S.C. Const.	South Carolina Constitution
SCR	Canada Supreme Court Reports

S. Ct.	Supreme Court
Sect.	Section
Sess.	Session
SIC	Standard Industrial Classification
SITC	Standard International Trade Classification
SN	Statutes of Newfoundland
SNS	Statutes of Nova Scotia
SOR	Statutory Order and Regulations
Stat.	Statute
Suppl.	Supplement
Tex. Nat. Res. Code Ann.	Texas Natural Resources Code Annotated
Tex. Prop. Code Ann.	Texas Property Code Annotated
Tex. Rev. Civ. Stat. Ann.	Texas Revised Civil Statutes Annotated
Tit.	Title
UN	United Nations
UNCLOS	United Nations Conference on the Law of the Sea
UN Doc.	United Nations Document
UNTS	United Nations Treaties Series
USC	United States Code
USCS	United States Code Service
Va. Code Ann.	Virginia Code Annotated
Wash. Admin. Code	Washington Administrative Code
Wash. Rev. Code Ann.	Washington Revised Code Annotated
WWR	Western Weekly Reports

Vorwort

Die derzeit angespannten handelspolitischen Beziehungen zwischen Europa und den Vereinigten Staaten werfen die Frage nach dem tatsächlichen Protektionsgrad auf, mit dem international tätige deutsche Unternehmen in Nordamerika konfrontiert werden. Würde in Nordamerika eine Abschottungspolitik verfolgt, so träfe sie am ehesten deutsche Branchen, die — wie die rohstoffbezogene meerestechnische Industrie — besonders intensiv auf Auslandsmärkte angewiesen sind. Vor diesem Hintergrund hat der Bundesminister für Wirtschaft dem Institut für Weltwirtschaft einen Forschungsauftrag zum Thema "Hemmnisse in den USA und Kanada für den Zugang ausländischer Unternehmen zu Offshore-Aktivitäten und die Lieferung meerestechnischer Anlagen und Geräte" erteilt. Ziel dieses Forschungsprojektes war es, zu untersuchen, ob in den Vereinigten Staaten und Kanada Hemmnisse für den Zugang ausländischer Unternehmen zum Markt für Meerestechnik bestehen, derartige Hemmnisse gegebenenfalls darzustellen und ihre potentiellen Auswirkungen auf die deutsche Meereswirtschaft zu analysieren.

In dieser Studie, die aus dem Forschungsauftrag hervorgegangen ist, wird zunächst dargelegt, welches Recht in den relevanten Meeresgebieten derzeit gilt. Ein Überblick über die Ressourcenausstattung und deren bisherige Nutzung sowie eine eingehende Analyse der nordamerikanischen Märkte für meerestechnische Erzeugnisse und Dienstleistungen schließt sich an. Danach werden die Rahmenbedingungen für ausländische Unternehmen herausgearbeitet und mit den für Inländer geltenden Bedingungen verglichen, um festzustellen, ob und inwieweit deutsche Unternehmen benachteiligt werden. Die so identifizierten Diskriminierungen werden dann aus ökonomischer und rechtlicher Sicht bewertet. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefaßt und mit einigen wirtschafts- und rechtspolitischen Empfehlungen verknüpft.

Die Untersuchung, deren Federführung bei Prof. Dr. Hubertus Müller-Groeling lag, wurde in Zusammenarbeit mit dem Institut für Internationales Recht an der Universität Kiel durchgeführt. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum und Assessor Peter-Tobias Stoll, beide bis Wintersemester 1992/93 am Institut für Internationales Recht, Kiel, seitdem am Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg, haben gemeinsam mit Prof. Ian Townsend-Gault, Ph.D., University of British Columbia, Kanada, schwerpunktmäßig die juristischen Aspekte bearbeitet; sie wurden dabei von Christian Tiedje unterstützt. Dr. Federico Foders vom Institut für Weltwirtschaft hat die

ökonomische Analyse durchgeführt. Dr. Hugo Dicke und Dr. Karl-Heinz Paqué haben die Arbeit mit wertvollen Anregungen sehr gefördert. Mitgewirkt haben außerdem Markus Krüger und Noreen van Valkenburg. Dank gebührt Evelyn Jann für die Rechenarbeiten sowie Irene Baur, Nicole Petersohn und Kerstin Stark für die Bewältigung der umfangreichen Schreibarbeiten. Ilse Büxenstein-Gaspar, M.A., und Korinna Werner ist die sorgfältige redaktionelle Überarbeitung des Manuskripts zu verdanken.

Kiel, im Oktober 1993

Horst Siebert

A. Einleitung

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Verschlechterung des allgemeinen handelspolitischen Klimas zwischen Europa und Nordamerika, die unter anderem in den bislang erfolglosen Verhandlungen im Rahmen der Uruguay-Runde des GATT zum Ausdruck kommt, stellt sich die Frage nach den künftigen Absatzchancen deutscher Güter und Dienstleistungen im nordamerikanischen Wirtschaftsraum. Insbesondere die Branchen, die eine hohe Exportabhängigkeit aufweisen, würden von einer den internationalen Handel beeinträchtigenden Politik betroffen sein. Die deutsche meeres technische Industrie zählt zu den exponierten Branchen. Würden die internationalen Wirtschaftsbeziehungen außerdem durch die Beschränkung von Kapitaleinfuhren belastet, müßten die Direktinvestitionen deutscher Rohstoffunternehmen in Nordamerika unterbleiben.

Ziel der vorliegenden Studie ist eine ökonomische und juristische Bewertung der in den Vereinigten Staaten und in Kanada herrschenden staatlichen und privatwirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Rohstofflagerstätten im Meer und die Lieferung von Vorleistungen für Offshore-Projekte. Im Mittelpunkt der Arbeit stehen institutionelle und ordnungspolitische Aspekte des Offshore-Marktes, die sich auf ausländische (und damit auch auf deutsche) Unternehmen diskriminierend auswirken oder auswirken könnten. Anlaß der Studie ist die Feststellung, daß deutsche Unternehmen, insbesondere die Anbieter von meeres technischen Erzeugnissen und Dienstleistungen, bislang in Nordamerika — dem weltweit führenden Markt für Meerestechnik — kaum vertreten sind. Die hohe internationale Wettbewerbsfähigkeit, die die deutsche Wirtschaft im Maschinen- und Anlagenbau, im Spezialschiffbau und in anderen Bereichen der Hochtechnologie erreicht hat, würde die Vermutung nahelegen, daß deutsche Unternehmen auch in der rohstoffbezogenen Meerestechnik weltweit — also auch in Nordamerika — Markterfolge erzielen können. Die in der Vergangenheit im allgemeinen enge Handels- und Kapitalverflechtung zwischen der Bundesrepublik Deutschland einerseits und Kanada und den Vereinigten Staaten andererseits hätte erwarten lassen, daß deutsche Unternehmen auf den nordamerikanischen Märkten stärker als in anderen Regionen vertreten sind.

Die Beobachtung, daß deutsche Anbieter auf den nordamerikanischen Offshore-Märkten keine Rolle spielen, kann verschiedene Gründe haben. Angesichts des Wandels in der Außenwirtschaftspolitik Nordamerikas während der 80er Jahre, der eine Abkehr vom Prinzip des Freihandels einleitete, stellt sich

erstens die Frage, ob die deutschen Güter- und Kapitalexporte in diese Region hiervon besonders betroffen werden, und zweitens, ob die Bestrebungen, in Nordamerika eine regionale Präferenzzone, die "North American Free Trade Area" (NAFTA), zu errichten, letztlich dazu geführt haben, daß eine "Festung Nordamerika" entstanden ist, die die bilateralen Wirtschaftsbeziehungen als Ganzes belastet. Würde diese Tendenz zur Marktabschließung hauptsächlich im Bereich der Meerestechnik sichtbar, beispielsweise in Form von "local content"- oder "buy American"-Bestimmungen, so wäre dies ein Beleg dafür, daß der neuen Politik sektorale Ziele zugrunde liegen. Produktbezogene Hemmnisse, wie zum Beispiel Einfuhrquoten für bestimmte Stahlerzeugnisse, könnten sich auch zuungunsten der meerestechnischen Industrie auswirken, weil deren Erzeugnisse (z.B. Erdgasröhren) von solchen Hemmnissen betroffen wären. Die Liste staatlicher Maßnahmen, die den tarifären und nichttarifären Hemmnissen zuzuordnen sind und die gegen die Konkurrenz aus dem Ausland gerichtet sein könnten, ließe sich weiter fortsetzen.

Allgemein ist die Existenz von Marktzutrittsbarrieren zwar staatlichem Handeln zuzuschreiben. Es gibt aber auch Beispiele dafür, daß die Struktur einzelner Märkte, insbesondere ihre Organisationsform und die Art und Weise, wie die Käufer-Verkäufer-Beziehungen gestaltet sind, Marktzutrittsbarrieren entstehen lassen, die weder von neuen inländischen Unternehmen noch von ausländischen leicht zu überwinden sind. Verschiedene Formen der vertikalen Integration ebenso wie technologisch begründete Vorsprünge stellen Beispiele für Hemmnisse auf der mikroökonomischen Ebene dar, die den Marktzugang für neue Unternehmen erheblich erschweren können und die — mit Ausnahme bestimmter nachweisbar marktbeherrschenden Ausprägungen der vertikalen Integration — mit dem herkömmlichen wirtschafts- und rechtspolitischen Instrumentarium kaum effektiv zu beeinflussen sind.

Auch andere Entwicklungen können das Engagement deutscher Rohstoff- und meerestechnischer Unternehmen in Nordamerika bremsen. Eine zentrale Rolle spielen etwa die Rohstoffpreise, die Rohstoffreserven und die Rohstoffproduktion. Niedrige Preise, der Rückgang wirtschaftlich ausbeutbarer Reserven oder ein Kostenanstieg bei der Rohstoffförderung (z.B. durch strenge Umweltauflagen) beeinträchtigen einerseits die Anreize für eine Ausweitung der Offshore-Aktivitäten. Andererseits kann zum Beispiel ein starker Preisanstieg auf den Rohstoffmärkten die Rentabilität des Offshore-Geschäfts schlagartig verbessern. Allerdings kommt es bei der Überlegung, ob die Chancen, die sich hieraus für die deutsche Industrie ergeben, auch genutzt werden können, auch auf die Standortbedingungen in Deutschland an, die eine Expansion der meerestechnischen Aktivitäten gegebenenfalls behindern können. Vergleichsweise hohe Reallöhne und Unternehmenssteuern sowie eine Geld-, Fiskal- und

Wechselkurspolitik, die der internationalen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Erzeugnisse schadet, müßten als Hemmnisse im eigenen Land verbucht werden; von den normalen Renditen im internationalen Offshore-Geschäft könnten derartige Standortnachteile nur dann kompensiert werden, wenn meereswirtschaftliche Spitzentechnologien im Angebotssortiment deutscher Unternehmen vorhanden wären, die deren Produkten im Ausland eine Marktnische sicherten.

Ließe sich eine Diskriminierung deutscher Anbieter durch staatliche Maßnahmen in Kanada oder den Vereinigten Staaten nachweisen, so müßte zunächst geprüft werden, ob und inwieweit diese Maßnahmen gegen geltendes Recht verstoßen (General Agreement on Tariffs and Trade (GATT), bilaterale Abkommen usw.). In einem zweiten Schritt müßte der durch Einwirkung der Hemmnisse entstandene Wohlfahrtsverlust abgeschätzt werden. Generell können Diskriminierungen, sofern sie im internationalen Handel und im Kapitalverkehr auftreten, zum Gegenstand bilateraler und multilateraler Verhandlungen gemacht werden. Marktzutrittsbarrieren auf mikroökonomischer Ebene eignen sich dagegen nur dann für Verhandlungen auf staatlicher Ebene, wenn sie nachweislich im Zusammenhang mit Versäumnissen der nordamerikanischen Wirtschaftspolitik (z.B. der Wettbewerbspolitik) stehen. In der Regel müssen einzelne Marktzutrittsbarrieren, die auf unternehmerisches Verhalten zurückzuführen sind, mit Hilfe geeigneter Strategien auf Unternehmensebene überwunden werden.

In der vorliegenden Studie werden die Rahmenbedingungen für die Meeresnutzung in den Vereinigten Staaten und in Kanada im Hinblick auf ihre potentiellen Rückwirkungen auf die deutsche Wirtschaft analysiert. Die Untersuchung konzentriert sich auf die Nutzung von Kohlenwasserstoffen, denen beim gegenwärtig erreichten Stand der Technik und der gegenwärtigen und absehbaren Verfassung der Rohstoff- und Energiemärkte die größte gesamtwirtschaftliche Bedeutung zukommt.

Umfassende Analysen der Rahmenbedingungen in Nordamerika liegen bislang nicht vor; die einschlägige Literatur gibt nur sehr lückenhaft Auskunft über einzelne Regelungen. Aus diesem Grund ist der Ausgangspunkt für die Untersuchung eine Bestandsaufnahme der Zugangs- und Nutzungsregelungen in Nordamerika. Umfangreiche Recherchen im In- und Ausland waren erforderlich, um die relevanten Texte der Gesetze und vor allem der zahlreichen Gesetzesvorschläge zu erhalten. Dabei erwies es sich als schwierig, detaillierte Informationen über den nordamerikanischen Markt für Meerestechnik zu finden, da diese Branche weltweit in keiner amtlichen Statistik aufgeführt ist. Bei der Materialbeschaffung kam erschwerend hinzu, daß die nordamerikanische Energie- und Außenwirtschaftspolitik in den vergangenen Jahren häufig geändert wurde.

Zunächst wird in Kapitel B dargelegt, welches Recht in den Meeresgebieten der Untersuchungsländer gilt. Dem folgt eine Übersicht über das Ressourcenpotential und dessen bisherige Nutzung (Kapitel C). Der Schwerpunkt der Arbeit liegt in Kapitel D, wo die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die Meeresnutzung für Ausländer im einzelnen dargestellt, analysiert und bewertet werden. In Kapitel E werden die Untersuchungsergebnisse zusammengefaßt und darauf aufbauend die wirtschafts- und rechtspolitischen Schlußfolgerungen abgeleitet.

B. Die seewärtigen Hoheitsbefugnisse der Vereinigten Staaten und Kanadas

I. Vereinigte Staaten

Die Möglichkeiten ausländischer Unternehmen, sich an der Aufsuchung und dem Abbau von Ressourcen im amerikanischen Offshore-Bereich zu beteiligen und Ausrüstungen und Dienstleistungen bereitzustellen, hängen nicht nur von den Gegebenheiten des Marktes, sondern auch von verschiedenen staatlichen Regelungen ab. Große Bedeutung kommt dabei Rechtsvorschriften zu, die der Bund bzw. die einzelnen Staaten in Ausübung ihrer jeweiligen Hoheitsbefugnisse zur Regelung der wirtschaftlichen Nutzung des Offshore-Bereichs und zu seiner Bewahrung als Lebensraum erlassen haben.

Außerdem existiert eine Reihe von Vorschriften für die wirtschaftlichen Aktivitäten von Ausländern auf dem amerikanischen Markt, die unter unterschiedlichsten Aspekten Einzelheiten der Niederlassung, der Übernahme von Unternehmen bis hin zu Reglementierungen der Schifffahrt festlegen. Diese und einige weitere Regelungen sowie etliche neuere Rechtsentwicklungen werfen zum Teil Fragen im Hinblick auf ihre Vereinbarkeit mit rechtlichen Vorgaben und Entwicklungstendenzen der internationalen Handelsordnung auf.

Grundlage der Regelungen für den Offshore-Bereich sind die Souveränitäts- bzw. Hoheitsrechte, die die Vereinigten Staaten im Hinblick auf den sie umgebenden Meeresraum geltend machen. Sie ergeben sich aus einer Reihe von Erklärungen und Gesetzen, wobei zwei verschiedene Regelungselemente zu unterscheiden sind: Zum einen geht es um die Ausdehnung der Hoheitsbefugnisse über See, die die Vereinigten Staaten als Gesamtstaat für sich in Anspruch nehmen. Insoweit haben die Rechtsakte völkerrechtliche Bedeutung, als sie die Festlegung seewärtiger Souveränitätsansprüche nach Maßgabe der entsprechenden Völkerrechtssätze und mit dem Anspruch auf Geltung gegen fremde Staaten regeln. Zum anderen dienen sie der Verteilung von Regelungs-, Verwaltungs- und Fiskalkompetenzen zwischen den Einzelstaaten und dem Bund im föderalen Verfassungssystem der Vereinigten Staaten.

In sachlicher Hinsicht sind die Regelungen durch eine Differenzierung zwischen den Wasserflächen und der Wassersäule (Meereszonen) einerseits und dem darunterliegenden Meeresboden andererseits gekennzeichnet.

1. Die seerechtliche Abgrenzung der verschiedenen Meereszonen

Im Hinblick auf die Meereszonen werden vom Land aus gesehen folgende Zonen staatlicher Souveränitäts- und Hoheitsansprüche unterschieden: die Zone der Binnengewässer ("coastal waters"), die Küstengewässer ("territorial sea") und die ausschließliche Wirtschaftszone ("exclusive economic zone" (EEZ)). Daran schließt sich die Hohe See als staatsfreier Raum an.

Zu den Binnengewässern der Vereinigten Staaten werden im einzelnen die Gewässer innerhalb der Uferlinie ("shore lines") gezählt, soweit sie einen meßbaren Prozentsatz an Salzwasser ("sea water") enthalten, also insbesondere Meerengen, Buchten, Lagunen, Teiche und Mündungen sowie — im Bereich der Great Lakes — die Gewässer, die der Gerichtsbarkeit der Vereinigten Staaten unterstehen. Letztere bestehen aus den Great Lakes, den sie verbindenden Gewässern, Häfen, Reeden und mündungsartigen Gebieten wie Buchten, Flachwasserstellen und Sümpfe.¹

An die Zone der Binnengewässer schließt sich eine früher drei, heute zwölf Seemeilen breite Zone jenseits der sogenannten Basislinien bzw. "coast line"² an, die die Vereinigten Staaten in gesamtstaatlicher Perspektive als ihre Küstengewässer betrachten. Die Ausdehnung der Hoheitsgewässer beruht auf einer Proklamation von Präsident Reagan aus dem Jahr 1988.³ Binnengewässer und Küstengewässer unterstehen im Hinblick auf das Geltendmachen von Hoheitsbefugnissen denselben Regelungen wie das Festlandsgebiet. In diesem Bereich gilt ohne Abstriche die gesamte Rechtsordnung. Dies entspricht geltendem Völkerrecht.

An die Binnen- und Küstengewässer grenzt die EEZ, die die Vereinigten Staaten nach einer entsprechenden Erklärung⁴ für sich beanspruchen und die seawärts bis 200 Seemeilen von den Basislinien aus reicht. Die Vereinigten

¹ 16 USC §§ 1451 ff., § 1453 (3) *Coastal Zone Management Act of 1972*.

² Der *Submerged Lands Act* von 1953, 43 USC § 1301 (c), definiert den Begriff wie folgt: "The term 'coast line' means the line of ordinary low water along that portion of the coast which is in direct contact with the open sea and the line marking the seaward limit of the inland waters."

³ Proklamation des Präsidenten Reagan vom 27. Dezember 1988, Proclamation No. 5928, 3 CFR 547 (1988), 54 FR 777; vgl. auch Wilder [1992]. Die Verkündung der zwölf Seemeilen umfassenden Hoheitsgewässer betraf alle Gebiete, über die die Vereinigten Staaten Hoheitsrechte ausüben, also auch den Commonwealth of Puerto Rico, Guam, American Samoa, die United States Virgin Islands und den Commonwealth of the Northern Mariana Islands.

⁴ Proclamation No. 5030 vom März 1983, "Exclusive Economic Zone of the United States", 48 FR 10605, abgedruckt in der Sammlung OCS Laws, Pres. Proc. 5030.

Staaten beanspruchen in dieser Zone nur begrenzte Hoheitsbefugnisse, und zwar

- souveräne Rechte (“sovereign rights”) zum Zwecke der Exploration, der Ausbeutung (“exploiting”), des Schutzes (“conserving”) und der Kontrolle (“managing”) von lebenden und fossilen natürlichen Ressourcen; zu den Nutzungsformen zählt auch die Gewinnung von Energie aus dem Wasser, der Strömung und dem Wind;
- Hoheitsgewalt (“jurisdiction”) im Hinblick auf die Aufstellung und Nutzung von künstlichen Inseln, Installationen und Bauten (“structures”), die wirtschaftlichen Interessen und dem Schutz und der Erhaltung der Meeresumwelt dienen sollen.

Diese Regelung entspricht dem Seerechtsübereinkommen von 1982⁵ und dem inzwischen geltenden Völkergewohnheitsrecht.

2. Die Hoheitsbefugnisse am Meeresboden

Im Hinblick auf das Land unter den Wasserflächen sind Küstenzone (“coastal zone”) und Festlandssockel (“continental shelf”) zu unterscheiden. An ihm schließt sich, noch weiter seewärts gelegen, der Tiefseeboden (“deep seabed”) an.⁶

Die Küstenzone umfaßt praktisch den gesamten Raum der Binnen- und Küstengewässer,⁷ einschließlich des in und unter ihnen befindlichen Landes, und das angrenzende Ufergebiet, einschließlich der in und unter ihm befindlichen Gewässer, sofern sie stark voneinander beeinflusst werden und in unmittelbarer Nachbarschaft (“proximity”) zu den Uferlinien der verschiedenen Küstenstaaten liegen.⁸

⁵ Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 7. Oktober 1982 (United Nations Convention on the Law of the Sea, UN-Doc. A/Conf. 62/122).

⁶ Für eine graphische Darstellung der verschiedenen Zonen vgl. Foders, Wolfrum et al. [1989, S. 10].

⁷ Vgl. 16 USC § 1453 (1) Coastal Zone Management Act of 1972: “The term ‘coastal zone’ means the coastal waters (including the lands therein and thereunder) ... The zone extends ... to the outer limit of the United States territorial sea ...”

⁸ Im einzelnen werden zu dieser Küstenzone weiterhin gerechnet: Inseln, Übergangs- (“transitional”) und Zwischentidengebiete, Salzsümpfe, Feuchtgebiete und Strände. Die Zone reicht im Bereich der Great Lakes bis zur Grenze zwischen den Vereinigten Staaten und Kanada. Landeinwärts reicht sie nur so weit, wie es notwendig ist, um das Ufergebiet kontrollieren zu können, dessen Nutzung sich unmittelbar und in bedeutendem Umfang auf die Küstengewässer auswirkt. Land, dessen Benutzung gesetzlich ausschließlich der Bundesregierung, ihren Beamten oder Vertretern

An die Küstenzone schließt der Festlandsockel an. Der Begriff des Festlandsockels aus juristischer Sicht⁹ geht auf eine Proklamation von Präsident Truman vom 28. September 1948 [Department of State Bulletin, 1945] zurück, die auf dem Interesse an einer Nutzung der mineralischen Ressourcen fußte und eine völkerrechtliche Entwicklung einleitete, die zum Abschluß des Übereinkommens über den Festlandsockel vom 29. April 1958 führte.¹⁰

Die Vereinigten Staaten beanspruchen seitdem für die Zwecke der Ausbeutung von mineralischen Ressourcen Hoheitsrechte an dem Festlandsockel in einem Gebiet, das seewärts bis zu einer Wassertiefe von 200 Metern oder darüber hinaus reicht, soweit die Tiefe eine Ausbeutung der Naturschätze des Gebiets erlaubt, ebenso wie an dem Meeresboden und dem Untergrund ähnlicher Unterwassergebiete im Anschluß an die Küsten von Inseln.¹¹ Diese Definition der äußeren Grenze des Festlandsockels entspricht der des Festlandsockelübereinkommens von 1958.¹² Sie bleibt hinter dem Ansatz des Seerechtsübereinkommens zurück, wirft jedoch völkerrechtlich keine Probleme auf.

Landwärts gesehen schließt diese Zone an das Küstenmeer an, über dessen Boden die Staaten schon von jeher und unbestritten im Einklang mit ihren Rechten an der Wassersäule und Wasseroberfläche Souveränitätsrechte beanspruchen konnten. Das grundlegende amerikanische Gesetz trägt den Titel "Outer Continental Shelf Lands Act" (OCSLA) und bringt damit zum Ausdruck, daß es nur um den Anteil des Festlandsockels (Outer Continental Shelf (OCS)) geht, der nicht schon wegen der übergreifenden Souveränitätsrechte über Binnen- und Küstengewässer, sondern weiter seewärts und ohne entsprechende Hoheitsrechte an der Wassersäule kraft besonderer Erklärung von den Vereinigten Staaten in Anspruch genommen wird.¹³

("agents") untersteht oder sich unter ihrer treuhänderischen Verwaltung befindet, ist nicht der Küstenzone zuzurechnen; vgl. 16 USC § 1453 (1) Coastal Zone Management Act of 1972.

⁹ Vgl. Klemm [1977, S. 12 ff.]. In geologischer Sicht bezeichnet der Festlandsockel die Fortsetzung des Festlands unter der Wasserfläche bis hin zu dem sogenannten Hangknick.

¹⁰ Convention on the Continental Shelf, in Kraft seit dem 10. Juni 1964 (UNTS 499, Nr. 7302, S. 311).

¹¹ Deep Seabed Hard Minerals Resources Act, 30 USC §§ 1401–1473, § 1403 (2) (A) und (B), zuletzt geändert durch Publ. L. 101–280, abgedruckt in 26 USCS 4496 (LEXIS NEXIS).

¹² Übereinkommen über den Festlandsockel vom 29. April 1958 (UNTS 499, Nr. 7302, S. 311). Die Definition im Deep Seabed Hard Minerals Resources Act, 30 USC § 1403 (2) (A) und (B), ist nahezu wortgleich mit Art. 1 des Übereinkommens identisch.

¹³ Nach dem Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), 43 USC §§ 1331–1356, § 1331 (a), wird der Outer Continental Shelf wie folgt definiert als "... all sub-

Der Tiefseeboden ist der Meeresboden und -untergrund bis in eine Tiefe von zehn Metern, seewärts und außerhalb

- des Festlandsockels einer jeglichen Nation und
- der Gebiete über den Festlandsockel hinaus, über die eine andere Nation seine nationale Gerichtsbarkeit im Hinblick auf die Naturschätze ausübt, soweit die Vereinigten Staaten diesen Anspruch anerkennen.¹⁴

Als staatsfreier Raum unterliegt der Tiefseeboden keinen staatlichen Hoheitsansprüchen. Die Vereinigten Staaten beanspruchen Hoheitsbefugnisse deshalb nur über die unter ihrer Flagge fahrenden Schiffe und über ihre Staatsangehörigen sowie über ausländische Schiffe und Personen, die aus anderen Gründen ihrer Hoheitsgewalt unterliegen.¹⁵

merged lands lying seaward and outside of the area of lands beneath navigable waters as defined in section 1301 of this title, and of which the subsoil and seabed appertain to the United States and are subject to its jurisdiction and control." Der Absatz wurde zuletzt durch Publ.L. 95-372 vom 18. September 1978 hinsichtlich des Begriffs "appertain" durch Proclamation No. 5928 vom 27.12.1988, 54 CFR 777 geändert. Nach Sect. 1301 des Submerged Lands Act, 43 USC §§ 1301-1315, § 1301 (a), zuletzt geändert durch Publ.L. 99-272 (7.4.1986), werden die "lands under navigable waters" wie folgt definiert:

- (1) das Land, das innerhalb der Grenzen eines jeden Bundestaats liegt und unabhängig von der Tide mit Wasser bedeckt ist, wenn es bereits navigierbar war, als der betreffende Staat dem Bund beitrug oder Hoheitsrechte über dieses Gebiet erhielt, bis zur normalen Hochflutmarke, so wie sie sich durch Ablagerung, Erosion und Anschwemmungen verändert hat,
- (2) das Land, das ständig oder in Intervallen von Tidenwasser bedeckt ist, bis zur Höhe der durchschnittlichen Hochflut, und seewärts drei geographische Meilen von der Küstenlinie entfernt ist bzw. bis zur Grenze des jeweiligen Staates, wenn diese jenseits der drei geographischen Meilen liegt, und
- (3) alles aufgeschüttete oder zurückgewonnene Land, das früher Land unter navigierbarem Wasser war.

¹⁴ 30 USC § 1403 (4) (A), (B) Deep Seabed Hard Minerals Resources Act, jüngste Änderung durch Publ.L. 101-280, abgedruckt in 26 USCS 4496 (LEXIS NEXIS).

¹⁵ 30 USC § 1401-1473 (1402 (a)) Deep Seabed Hard Minerals Resources Act: Die Vereinigten Staaten üben Gerichtsbarkeit über Bürger der Vereinigten Staaten und Schiffe der Vereinigten Staaten aus sowie über ausländische Personen und Schiffe, die aus anderen Gründen ("otherwise") ihrer Gerichtsbarkeit unterworfen sind, bei der Ausübung ihrer Freiheit auf Hoher See, Exploration und kommerzielle Förderung von harten Mineralien vom Tiefseeboden im Einklang mit den allgemein anerkannten Prinzipien des internationalen, von den Vereinigten Staaten anerkannten Rechts zu betreiben. Aber die Vereinigten Staaten beanspruchen dadurch nicht Souveränität oder Hoheitsrechte oder ausschließliche Rechte oder Gerichtsbarkeit über oder Eigentum an irgendwelchen Ressourcengebieten im Tiefseeboden.

3. Die Rechtsordnung für Offshore-Aktivitäten im bundesstaatlichen Gefüge

Die föderale Ordnung der Vereinigten Staaten spielt in das Gefüge von verschiedenen Hoheitsansprüchen hinein. Sie äußert sich darin, daß die Binnen- und Küstengewässer und der mit ihnen verbundene Raum im Sinne einer Küstenzone zwar den einzelnen Küstenstaaten zugeordnet sind, alle übrigen Bereiche, in denen die Vereinigten Staaten Hoheitsrechte beanspruchen, jedoch dem Bund unterstehen.

Die Kongruenz zwischen innerstaatlich-föderaler und gesamtstaatlicher Abgrenzung der verschiedenen Meereszonen und -räume, definiert durch die Außengrenze der Küstengewässer, besteht seit der Ausdehnung der Küstengewässer auf eine Breite von zwölf Seemeilen nur noch in begrifflicher Hinsicht. In dieser Proklamation ist ausdrücklich bestimmt, daß ihr keine innerstaatliche, sondern nur gesamtstaatliche, völkerrechtliche Wirkung zukommen soll. Daher bezeichnet derselbe Begriff des Küstengewässers nun Zonen unterschiedlicher Breite: Innerstaatlich ist damit immer noch eine drei Seemeilen breite,¹⁶ in völkerrechtlicher Perspektive jedoch eine zwölf Seemeilen breite Zone bezeichnet. Für die hier interessierende Abgrenzung der Hoheitsbefugnisse zwischen Bund und einzelnen Küstenstaaten bedeutet dies, daß sie sich weiterhin an einer nach drei Seemeilen rechnenden Breite der Küstengewässer bestimmt und das Gebiet innerhalb dieses Bereichs den Küstenstaaten, dasjenige außerhalb, eben der Outer Continental Shelf, jedoch dem Bund zugeordnet wird.¹⁷

Dieser Zuordnung entspricht eine Regelungsbefugnis für alle Belange, die den Meeresboden betreffen. Sie ist seitens der Küstenstaaten durch verschiedene einzelstaatliche Bergbaugesetze und seitens des Bundes durch den OCSLA ausgeübt worden. Ein gesondertes weiteres Bundesgesetz für harte Mineralien — der sogenannte "National Seabed Hard Minerals Act" (NSHMA) — ist über das Entwurfsstadium bisher nicht hinausgekommen.

¹⁶ Die entsprechende Festlegung im Submerged Lands Act, 43 USC §§ 1301–1315, § 1312, die aus dem Jahre 1953 stammt, wurde nicht geändert.

¹⁷ Das innerstaatliche Fortbestehen der Regelung über drei Seemeilen war nicht unumstritten gewesen, wurde jedoch durch die Rechtsprechung bestätigt, die die Sect. 1312 in unveränderter Form anwendete: *US versus Louisiana*, 105 S.Ct. 1074 [main volume] 470 US 93, 84 L.Ed. 2nd 73; *US versus Maine*, 105 S.Ct. 992 [main volume] 469 US 504, 84 L.Ed.2nd 73. In letzterem Fall wurde die grundsätzliche Grenze der den Küstenstaaten zustehenden Gewässer von drei geographischen Meilen seewärts der Küstenlinie unterstrichen.

Die küstenstaatliche Regelungsbefugnis ist aber nicht nur räumlich, sondern auch sachlich durch andere Hoheitsbefugnisse und Regelungskompetenzen des Bundes eingegrenzt, zu denen unter anderem Verteidigungsbelange gehören.¹⁸

Besondere Bedeutung kommt auch der in der Bundesverfassung verankerten "commerce clause"¹⁹ zu, die dem Bund eine umfassende Kompetenz zur Regelung des Handels zwischen den einzelnen Staaten einräumt. Selbst wenn der Kongreß diese Kompetenz nicht wahrnimmt, schränkt die Commerce Clause die Regelungsfreiheit der Gliedstaaten auf dem Wirtschaftssektor insoweit ein, als sie den ungehinderten Wirtschaftsverkehr zwischen den Gliedstaaten gebietet. Die sogenannte negative Commerce Clause verbietet es den Gliedstaaten, Regelungen zu erlassen, die innerstaatliche und auswärtige, aus anderen Gliedstaaten stammende Waren oder Unternehmen unterschiedlich behandeln. Auch unterschiedslose Gleichbehandlung, die dennoch zu Handelshemmnissen führt, kann gegen die Commerce Clause verstoßen.²⁰ Für das Küstengebiet, das den Küstenstaaten wie Festlandsgebiet zugeordnet wird, bedeutet dies, daß zum Beispiel die küstenstaatlichen Regelungen, die die Ausbeutung der Bodenschätze oder den Handel mit hierfür notwendigem Gerät betreffen, die Wettbewerber aus allen anderen Bundesstaaten innerstaatlichen Wettbewerbern gleichstellen müssen.

4. Allgemeine Regulierung der wirtschaftlichen Tätigkeit von Ausländern

Der regelnde und administrierende staatliche Zugriff auf mögliche Offshore-Aktivitäten ausländischer Unternehmen in den Vereinigten Staaten gründet sich nicht allein auf die Hoheitsbefugnisse über bestimmte Teile des Meeresraums und die daran anknüpfenden Regelungen und Verwaltungsmaßnahmen. Daneben definiert sich die Stellung ausländischer Unternehmen auch über die Regelungen, die ganz allgemein für ausländische wirtschaftliche Aktivitäten in den Vereinigten Staaten gelten. Zu diesen Aktivitäten gehören neben der Einfuhr

¹⁸ Zum Beispiel wurde das entsprechende Gebiet zu Verteidigungszwecken für das Verteidigungsministerium ("Department of Defense") herangezogen: 43 USC §§ 155–158 Withdrawal of Lands for Defense Purposes Act.

¹⁹ Art. 1, Sect. 8 der Verfassung der Vereinigten Staaten von Amerika: "The Congress shall have power ... to regulate Commerce with foreign nations, and among the several states, and with the Indian tribes."

²⁰ Näheres zur Commerce Clause und zur negativen Commerce Clause in Wilmonskey [1990, S. 708 ff.].

von Waren und Dienstleistungen die Niederlassung in den Vereinigten Staaten und die Beteiligung an amerikanischen Unternehmen.

a. Die Niederlassung ausländischer Unternehmen und Personen

Für die Niederlassung, also die Gründung einer Gesellschaft in den Vereinigten Staaten, sind zahlreiche Rahmenbedingungen zu beachten, von denen im folgenden nur die wichtigsten behandelt werden.

Die Einreise zu geschäftlichen Zwecken

Die Regelung der Einreise beruht auf Bundesrecht, die entsprechende bundesstaatliche Regelungskompetenz wird letztlich aus der Commerce Clause des Art. 1 Sect. 8 der amerikanischen Verfassung abgeleitet.²¹ Wichtigste bundesstaatliche Rechtsgrundlage im Bereich des Ausländerrechts sind der "Immigration and Nationality Act" (INA) von 1952²² und der "Refugee Act" von 1980 (Publ.L. No. 96-212, 94 Stat. 102). Daraus ergeben sich folgende Regelungen für die Einreise zu geschäftlichen Zwecken, soweit diese nicht dem Zweck dient, in die Vereinigten Staaten einzuwandern.²³

Grundsätzlich ist die Einreise in die Vereinigten Staaten nur mit einem Visum zulässig. Die für die Wirtschaft interessanten Visumskategorien sind hierbei:

- B-1: Geschäftsreisende (INA § 101 (a) (15) (B)),
- E: Händler und Investoren im Sinne des Gesetzes (INA § 101 (a) (15) (E)),
- L: innerbetriebliche Versetzung (INA § 101 (a) (15) (L)),

²¹ Der US Supreme Court nimmt in ständiger Rechtsprechung an, daß eine entsprechende Bundeskompetenz zur Regelung aller einwanderungs- und staatsangehörigkeitsrechtlichen Fragen besteht: *Fong Yue Ting versus United States* (1893), 149 US 698; *Fiallo versus Bell* (1977), 430 US 787: "... over no conceivable subject is the legislative power of Congress more complete ..."; vgl. auch Wolf [1985, S. 229] mit weiteren Nachweisen. Gleichzeitig folgert er hieraus seine Kompetenz, einzelstaatliche Gesetze, die dem Diskriminierungsverbot für Ausländer des 14. Amendments (1868) widersprechen, für verfassungswidrig zu erklären: vgl. *De Canas versus Bica* (1976), 424 US 351; Frowein, Wolf [1985, S. 223 und 229]; vgl. auch Aleinikoff [1987].

²² 8 USC § 1101 mit zahlreichen Änderungen.

²³ Die Regelungen über die Einwanderung sind restriktiv. Beschränkungen bestehen hinsichtlich der jährlich zulässigen Einwandererquote (INA §§ 201-203). Weiterhin bedürfen berufliche Einwanderungen der Genehmigung des Department of Labor. Die Genehmigung wird nur dann erteilt, wenn amerikanische Arbeitskräfte mit den nötigen Qualifikationen am Ort der gewünschten Arbeitsstelle nicht gefunden werden können (vgl. INA § 212 (a) (14); vgl. hierzu Mainland [1983].

- H-1: bemerkenswerte Qualifikation (INA § 101 (a) (15) (H) (i)) und
- H-2: vorübergehende Tätigkeit (INA § 101 (a) (15) (H) (ii)).

Diese Nichteinwanderungsgenehmigungen werden normalerweise auf sechs Monate befristet (8 CFR §§ 214.1 und 214.2), sind aber entsprechend dem jeweiligen Aufenthaltswitzweck verlängerbar [vgl. Mainland, 1983, S. 262].

Die Gründung eines Unternehmens

Die Gründung von Gesellschaften als solche ist nach dem Recht der einzelnen Staaten frei. Die Gesetze der einzelnen Staaten regeln Einzelheiten der Gesellschaftsgründung, ohne zwischen In- und Ausländern zu differenzieren. Unterschiede ergeben sich im Hinblick darauf, ob die Gründer natürliche Personen sein müssen²⁴ oder ob dies auch juristischen Personen möglich ist;²⁵ einzelne Staaten sehen auch einen Minderjährigenschutz in Form einer Altersgrenze vor.²⁶ Allerdings müssen ausländische Unternehmen ("foreign corporations") eine Genehmigung bzw. Zulassung ("certificate of authority") besitzen, bevor sie ihre Geschäftstätigkeit aufnehmen dürfen. Danach genießen sie grundsätzlich dieselben Rechte wie einheimische Unternehmen,²⁷ unterliegen allerdings einigen besonderen, weiteren Pflichten. Insbesondere müssen sie

²⁴ Zum Beispiel in *Hawaii*: § 415-53 (1990); *Alaska*: Alaska Stat. § 10.06.205 (1991); *New York*: N.Y. Business Corp. § 401 (McKinney 1992).

²⁵ Zum Beispiel in *Alabama*: Ala. Code § 10-2A-90 (1991); *California*: Cal. Corps. Code § 200 (West 1991); *Connecticut*: Conn. Gen. Stat. Ann. § 32-289 (West 1991); *Delaware*: Del. Code Ann. Tit. 8 § 101 (1990); *Louisiana*: La. Rev. Stat. Ann. § 12:21 (West 1991); *Maine*: Me. Rev. Stat. Ann. Tit. 13-A § 402 (West 1991); *New Jersey*: N.J. Stat. Ann. § 14A: 15-2 (West 1991); *Oregon*: Or. Rev. Stat. § 65.044 (1990); *South Carolina*: S.C. Code Ann. § 33-2-01 (Law. Co-op. 1991); *Texas*: Tex. Rev. Civ. Stat. Ann. Art. 3.01 (West 1990).

Ohne Differenzierung: *Florida*: Fla. Stat. Ann. § 607.0201 (West 1991); *Georgia*: Ga. Code Ann. § 14-2-201 (Michie 1991); *Maryland*: Md. Corps. & Ass'ns. Code Ann. § 2-102 (1991); *Mississippi*: Miss. Code Ann. § 79-4-2.01 (1991); *Rhode Island*: R.I. Gen. Laws § 7-1.1-47 (1991); *Virginia*: Va. Code Ann. § 13.1-618 (Michie 1991); *Washington*: Wash. Rev. Code Ann. 6 23B.02.010 (West 1991).

²⁶ Regelungen hierzu existieren unter anderem in den Staaten Alaska, Maryland, New York und Texas.

²⁷ *Alabama*: Ala. Code § 10-2A-226 (1991) und § 10-2A-227 (1991); *Alaska*: Alaska Stat. § 10.06.705 (1991) und § 10.06.805 (1991); *California*: Cal. Corps. Code § 2105 (West 1991); *Connecticut*: Conn. Gen. Stat. Ann. § 33-396 (West 1991) und § 33-401 (West 1991); *Delaware*: Del. Code Ann. Tit. 8 § 371 (1990); *Florida*: Fla. Stat. Ann. § 607.1501 (West 1991) und § 607.1505 (West 1991); *Georgia*: Ga. Code Ann. § 14-2-1501 (Michie 1991); *Hawaii*: Haw. Rev. Stat. § 415-106 (1990) und § 415-107 (1990); *Louisiana*: La. Rev. Stat. Ann. § 12: 302 (West 1991) und § 12: 306 (West 1991); *Massachusetts*: Mass. Gen. Laws Ann. Ch. 181 § 3 (West 1990); *Maryland*: Md. Corps. & Ass'ns. Code Ann. § 7-203 (1991);

- ein ständiges Büro unterhalten und einen ständig vor Ort erreichbaren Bevollmächtigten benennen,²⁸
- in ein- bzw. zweijährigem Turnus besondere Geschäftsberichte einreichen²⁹ und
- besondere Steuern oder Gebühren bezahlen.³⁰

An die Mißachtung des Genehmigungsvorbehalts bzw. die Überschreitung der zugelassenen Geschäftstätigkeit knüpfen einige einzelstaatliche Gesetze relativ scharfe Sanktionen. Typisch ist eine in einer Reihe von Staaten vorgesehene Regelung, wonach der Staatsanwalt (Attorney General) eine zivilrechtliche Klage ("civil action") gegen ausländische Unternehmen anstrengen kann,

Maine: Me. Rev. Stat. Ann. Tit. 13-A §§ 1202 f. (West 1991) § 1203 (West 1991); *Mississippi*: Miss. Code Ann. § 79-4-15.01 (1991) und § 79-4-15.05 (1991); *North Carolina*: N.C. Gen. Stat. § 55-15-01 (1991) § 55-15-05 (1991); *New Hampshire*: N.H. Stat. Ann. § 293-A: 107 (1991) und § 293-A: 108 (1991); *New Jersey*: N.J. Stat. Ann. § 14A: 13-2 (West 1991); *New York*: N.Y. Business Corp. Law § 1301 (McKinney 1992) und § 1302 (McKinney 1992); *Oregon*: Or. Rev. Stat. § 65.701 (1990) und § 65.714 (1990); *Rhode Island*: R.I. Gen. Laws § 7-1.1-99 (1991) und § 7-1.1-100 (1991); *South Carolina*: S.C. Code Ann. § 33-15-101 (Law. Co-op. 1991) und § 33-15-105 (Law. Co-op. 1991); *Texas*: Tex. Rev. Civ. Stat. Ann. Art. 8.01 (West 1991) und Art. 8.02 (West 1991); *Virginia*: Va. Code Ann. § 13.1-757 (Michie 1991) und § 13.1-761 (Michie 1991); *Washington*: Wash. Rev. Code Ann. § 23B.15.010 (West 1991) und § 23B.15.050 (West 1991).

- 28 *Alabama*: Ala. Code § 10-2A-235 (1991); *Alaska*: Alaska Stat. 10.06.753 (1991); *California*: Cal. Corps. Code § 2117 (West 1991); *Connecticut*: Conn. Stat. Ann. § 33-400 (West 1991); *Delaware*: Del. Const. Art. IX § 5 (1990); *Florida*: Fla. Stat. Ann. § 607.1507 (West 1991); *Georgia*: Ga. Code Ann. § 14-2-1501. (Michie 1991); *Hawaii*: Haw. Rev. Stat. § 415-113 (1990); *Louisiana*: La. Rev. Stat. Ann. § 12: 308 (West 1991); *Massachusetts*: Mass. Gen. Laws Ann. Ch. 156B § 49 (West 1990); *Maryland*: Md. Corps. & Ass'ns. Code Ann. § 7-205 (1991); *Maine*: Me. Rev. Stat. Ann. Tit. 13-A § 1216 (1991); *Mississippi*: Miss. Code Ann. § 79-4-15.07 (1991); *North Carolina*: N.C. Gen. Stat. § 55-15-10 (1991); *New Hampshire*: N.H. Stat. Ann. § 293-A: 117 (1991); *New Jersey*: N.J. Stat. Ann. § 14A: 13-4 (West 1991); *New York*: N.Y. Business Corp. Law §1301 (McKinney 1992); *Oregon*: Or. Rev. Stat. §65.721 (1990); *Rhode Island*: R.I. Gen. Laws 7-1.1-106 (1991); *South Carolina*: S.C. Code Ann. § 33-15-107 (Law. Co-op. 1991); *Texas*: Tex. Rev. Civ. Stat. Ann. Art. 8.08 (West 1991); *Virginia*: Va. Code Ann. § 13.1-763 (Michie 1991); *Washington*: Wash. Rev. Stat. Ann. § 23B.15.070 (West 1991).
- 29 *Alaska*: biennial reports, Alaska Stat. 10.06.805 (1991); *California*: annual reports, Cal. Corps. Code § 2117 (West 1991).
- 30 *Hawaii*: annual license fee of \$100, Haw. Rev. Stat. § 415-131 (1990); *Connecticut*: application fee, \$450, Conn. Gen. Stat. Ann. § 33-405 (West 1991); *Mississippi*: application fee for certificate of authority, \$500, Miss. Code Ann. § 79-4-1.22; *Texas*: fee for an application, \$500, Tex. Rev. Civ. Stat. Ann. Art. 10.01 (West 1990); *Massachusetts*: foreign corporation must specify the fees imposed upon it by its incorporating jurisdiction, Mass. Gen. Laws Ann. Ch. 181 § 4 (West 1990).

die in dem jeweiligen Staat ohne oder in Überschreitung der Genehmigung ("... without authorization or exceeding their authorization.") Geschäften nachgehen.³¹

Von dem Genehmigungserfordernis sind unter anderem der Erwerb von Grund und Boden, finanzielle Transaktionen, reine Verkaufstätigkeiten, Einzeltransaktionen und die Kontrolle über eine in dem jeweiligen Staat tätige Tochtergesellschaft ausgenommen.³²

Der Erwerb von Grund und Boden

Der Erwerb von Grundstücken durch Ausländer ist vergleichsweise liberal geregelt [vgl. Morrison, 1976]. Die entsprechenden staatlichen Gesetze enthalten zum Teil keine,³³ zum Teil ausdrückliche Bestimmungen, die den freien Erwerb von Grundstücken durch Ausländer festschreiben bzw. konkretisieren. Typisch ist dabei folgende Formulierung, wie sie sich in der Verfassung von Alabama findet: "An alien who may become resident of Alabama shall enjoy the same property rights as Alabama citizens." (Ala. Const. Art. I § 33 (1991)). Eine entsprechende einfachgesetzliche Konkretisierung ist: "An alien may take and hold property real and personal as a citizen of Alabama." (Ala. Code § 35-1-1 (1991)). Vergleichbare Regelungen finden sich beispielsweise (1) in Kalifornien, wobei zwischen "noncitizens" und "citizens" bzw. zwischen "citizens" und "aliens" unterschieden wird (Cal. Const. Art. I § 20 und Cal. Civ. Code § 671 (West 1991)), (2) in Maine: "An alien may take, hold, convey,

³¹ Vgl. *Delaware*: Del. Code Ann. Tit. 8 § 383 (1990); *Florida*: Fla. Stat. Ann. § 607.1502 (West 1991); *North Carolina*: N.C. Gen. Stat. § 55-15-02 (1991); *New Jersey*: N.J. Stat. Ann. § 14A: 13-12 (West 1991); *New York*: N.Y. Business Corp. Law § 1303 (McKinney 1992) York; *South Carolina*: S.C. Code Ann. § 33-15-102 (Law. Co-op. 1991); vergleichbar ist die Rechtslage in Alaska — Nichtigstellung der im Staat abgeschlossenen Verträge, Ala. Code § 10-2A-247 (1991); *Louisiana*: Möglichkeit der Verhängung einer Strafe durch den "Secretary of State", La. Rev. Stat. Ann. § 12: 314.1 (West 1991) und *Massachusetts*: Suspension der Zulassung des Geschäftsbetriebes, falls das Unternehmen fortgesetzt Anordnungen verletzt, die der Vermeidung von Handels- und Wettbewerbsbeschränkungen dienen, Mass. Gen. Laws Ann. Ch. 63 § 39 (West 1990).

³² Vgl.: *California*, Cal. Corp. Code § 191 (West 1991) *Florida*, Fla. Stat. Ann. § 607 1501 (West 1991); *Georgia*: auch: das Innehaben einer Stellung als Treuhänder (trustee), Ga. Code Ann. § 14-2-1501 (Michie 1991); *Louisiana*, La. Rev. Stat. Ann. § 12:302 (West 1991); *Maine*, Me. Rev. Stat. Ann. Tit. 13-A § 1201 (West 1991); *Mississippi*; Miss. Code Ann. § 79-4-15.01 (1991); *Oregon*, Or. Rev. Stat. § 65.701 (1990); *South Carolina*, S.C. Code Ann. § 33-15-101 (Law. Co-op. 1991). Anders: *Rhode Island*: Ausgenommen ist die Stellung als "general partner" einer "limited partnership", R.I. Gen. Laws § 7-1.1-99 (1991); ähnlich *Virginia*, zusätzlich ausgenommen: das Halten von Grundeigentum und Dreharbeiten zu einem Film mit einer Dauer von weniger als 90 Tagen, Va. Code Ann. § 13.1-757 (Michie 1991).

³³ Dies gilt für Hawaii und Oregon.

or devise real estate or interest therein as a citizen ...” (Me. Rev. Stat. Ann. Tit. 33 § 451 (West 1991) und (3) in New York: “Aliens are empowered to take, hold, transmit, and dispose of real property as native born citizens ...” (N.Y. Real Property Law § 10 (McKinney 1992).

Beschränkungen sind nur in einigen wenigen Staaten vorgesehen. Zum Teil enthalten die einzelstaatlichen Gesetze in einer zusätzlichen Differenzierung einschränkende Sonderregelungen für den Grundstückserwerb durch Ausländer ohne festen Aufenthalt in dem entsprechenden Staat. Einen entsprechenden Regelungsauftrag enthält beispielsweise die Verfassung von Mississippi: “The Legislature shall enact laws to limit the acquisition and holding of land in Mississippi by nonresident aliens and may limit the acquisition of lands by corporations ...” (Miss. Const. Art. IV § 84 (1991)). Dementsprechend bestimmt § 29-1-75 des Miss. Code Ann. (1991): “Neither a corporation nor a nonresident alien, nor any association of persons composed in whole or in part of nonresident aliens, shall directly purchase or become the owner of any public lands ...”. Er läßt aber Ausnahmen im Hinblick auf Flächen zur Wirtschaftsförderung zu: “Nonresident aliens may not hold more than 320 acres of public land for industrial development or more than five acres of public land for residential purposes ...” (ibid.). Außerdem heißt es: “Nonresident aliens may not hold more than 320 acres for industrial development or five acres for residential use. This does not apply to foreign corporations ...” (Miss. Code Ann. § 89-1-23 (1991)). Für Ausländer mit festem Aufenthalt gilt hingegen: “Resident aliens may acquire, hold, and dispose of land as citizens of the state ...” (Miss. Code Ann. § 89-1-23 (1991)). Eine ähnliche Differenzierung findet sich auch in den Gesetzen von New Hampshire: “A resident alien may take, purchase, hold, convey, or devise real estate as if he/she were a citizen.” (N.H. Stat. Ann. § 477:20 (1991)). Bestimmungen über den Grundstückserwerb von nichtansässigen Ausländern finden sich in den Gesetzen dieses Bundesstaates nicht.

Über das Aufenthaltserfordernis hinausgehende Beschränkungen finden sich nur selten. Die öffentliche Erfassung des Bestandes von ausländischem Eigentum in North Carolina lautet: “The Secretary of State maintains records on the ownership of real estate by aliens.” (N.C. Gen. Stat. § 64-1.1 (1991)). Sie dürfte sich kaum beschränkend auswirken. Nur in South Carolina findet sich ein entsprechender, verfassungsrechtlicher Gesetzgebungsauftrag: “The state legislature has the duty to enact legislation limiting the amount of land which an alien or alien corporation may control ...” (S.C. Const. Art III § 35 (1991)). Seiner Ausführung dient § 27-13-30 des South Carolina Code (Law. Co-op. 1991): “No alien or alien corporation may own more than 500,000 acres of land in South Carolina ...”. Dabei enthält § 27-13-40 allerdings eine Einschränkung: “An alien or alien corporation may exceed that limit for up to five years in cases where the alien or alien corporation has purchased land sold to foreclose on

a mortgage." In diesen Grenzen werden in den grundstückrechtlichen Fragen Ausländer Inländern gleichgestellt: "Real and personal property may be taken, held, acquired, and disposed of by aliens or foreign corporations as a national citizen ..." (§ 27-13-10). Zum Teil finden sich darüber hinaus ausdrückliche Regelungen für ausländische Unternehmen.³⁴

b. Ausländische Beteiligungen an einheimischen Unternehmen

Neben der Niederlassung ist die Beteiligung an einer amerikanischen Firma eine weitere, wichtige Form des Marktzutritts. Den genannten rechtlichen Regeln für die Aufnahme einer Geschäftstätigkeit unterliegen solche Übernahmen nur zum Teil.³⁵

Bedeutsamer ist die "Exon-Florio-Provision" im "Omnibus Trade and Competitiveness Act" von 1988.³⁶ Diese Regelungen ergänzen den "Defense Production Act" von 1950 (siehe 50 USC App. § 2058 ff.) um eine neue Vorschrift (§ 721 (a)) und schaffen ein gesetzliches Instrumentarium, daß es dem Präsidenten erlaubt, die Kontrolle von Ausländern über amerikanische Firmen durch Fusionen und Übernahmen zu prüfen und gegebenenfalls zu untersagen, wenn zu befürchten ist, daß solche ausländischen Personen in einer Weise tätig werden könnten, die die nationale Sicherheit beeinträchtigt. § 721 (a) des "Defense Production Act" lautet: "The President or his designee may make an investigation to determine the effects on national security of mergers, acquisitions and takeovers proposed or pending ... by or with foreign persons which could result in foreign control of persons engaged in interstate commerce in the United States." Nach § 721 (c) kann der Präsident "take any action ... to suspend or prohibit any acquisition ... so that [foreign] control will not threaten to impair the national security". Er ist auch ermächtigt, "[to] direct the Attorney General to seek appropriate relief, including divestment relief ... in order to implement and enforce this section." Bei exakter Betrachtung ist im übrigen zu vermerken, daß nur die Aussetzungs- und Untersagungskompetenz nach Buchstabe (c) Satz 1 an den Begriff der "national security" gebunden ist, während die Ermächtigung zur Untersuchung allein an das Kriterium der Erlangung der "foreign con-

³⁴ *Connecticut*: Conn. Gen. Stat. Ann. § 33-506 (West 1991); *Delaware*: Del. Code Ann. Tit. 25 § 305 (1990); *Florida*: Fla. Const. Art. I § 2 (West 1991); *Louisiana*: La. Rev. Stat. Ann. §12-302 (West 1991); *New Jersey*: N.J. Rev. Stat. Ann. § 14A: 13-1 (West 1991); *New York*: N.Y. Business Corp. Law § 1307 (McKinney 1992).

³⁵ Auf die Rechtsfrage, inwieweit eine Beteiligung an einem schon bestehenden, einheimischen Unternehmen im Einzelfall ein "Certificate of Authority" verlangt, soll hier nicht näher eingegangen werden.

³⁶ Exon-Florio-Amendments, § 5021 des Omnibus Trade and Competitiveness Act of 1988 [ILM, Vol. 28, S. 405, 460]; vgl. Holmer et al. [1992].

trol" geknüpft ist. Die Möglichkeit, den Generalanwalt anzuweisen, "appropriate relief" zu suchen, ist als Durchsetzungsinstrument für die Regelung als Ganzes angelegt und kann damit rein theoretisch auch dazu dienen, allein schon das Prüfungsrecht des Präsidenten durchzusetzen. Angesichts der potentiellen Breite des Begriffs der "national security" bleibt jedoch offen, ob die Kontrollbefugnis des § 721 sogar noch über den Bereich der nationalen Sicherheit hinausweist und obendrein durch "appropriate relief" durchgesetzt werden kann.

Der Kernpunkt der Regelungen ist damit der Begriff der nationalen Sicherheit. Das "Department of the Treasury" hat beim Erlaß der entsprechenden Ausführungsbestimmungen³⁷ eine genauere Definition des Begriffs sorgsam vermieden.³⁸ Auch Präsident Bush selbst hat zu dieser Frage nichts verlauten lassen.³⁹ Aufschlußreich ist jedoch die Bewertung der öffentlichen Diskussion über den Entwurf der Durchführungsbestimmungen durch das "Department of Treasury". Es ergibt sich daraus, daß der Begriff der "National security" im freien — politischen — Ermessen des Präsidenten stehen soll.⁴⁰ Deutlich wird

³⁷ US Department of the Treasury, Regulations Pertaining to Mergers, Acquisitions and Takeovers by Foreign Persons [ILM, Vol. 31, 1992, S. 424]; in Kraft getreten am 21. November 1991.

³⁸ So stellte der Staff Chairman der Committee on Foreign Investment in the United States (CFIUS), Stephen J. Canner fest: "Because each transaction is different, there can be no pre-determined comprehensive list of national security criteria", abgedruckt in Reece [1990, S. 294].

³⁹ "President Bush's Statement" über ausländische Investitionen in den Vereinigten Staaten [ILM, Vol. 31, 1992, S. 488]. Auch den Verlautbarungen über die Prüfung der zur Prüfung durch den Präsidenten vorgedungenen Fälle läßt sich weiteres nicht entnehmen. In einer Bekanntgabe vom 7. Februar 1989 über die Einleitung eines Verfahrens in der Unternehmensbeteiligungssache Hüls AG (Deutschland)/Monsanto Electronic Material Company (MEMC) [US, 7.2.1989] werden zwar die folgenden Kriterien für ein präsidentielles Verbot bzw. eine Aussetzungsanordnung genannt: [1] "Credible evidence to believe that the foreign investor might take actions that threaten to impair the national security, and [2] that existing laws, other than the International Emergency Economic Powers Act and the Exon-Florio provisions, are inadequate and inappropriate to deal with the national security threat". Doch wird der Begriff der "national security" damit wiederum nicht konkretisiert.

⁴⁰ Vgl. US Congress, HR, 100th Congress, 2nd Session, HR 576, S. 925-928. In der Einführung zu den Regulations heißt es unter II: "As is made clear in the principal legislative history ... , the focus of Section 721 is on transactions that could threaten to impair the national security. Although neither the statute nor the Conference Report [HR Report, d. Verf.] defines national security, the conferees explain that it is to be interpreted broadly and without limitation to particular industries ... Ultimately, under Section 721 and the Constitution the judgement as to whether a transaction threatens national security rests within the President's discretion."

jede einschränkende Konkretisierung des Begriffs zurückgewiesen.⁴¹ "Products, services and technologies that are important to U.S. national defense requirements ..." gehören jedoch in jedem Fall dazu.⁴² Angesichts dieser breiten Fassung der Vorschrift ist die Regelung auf Kritik, insbesondere der EG, gestoßen.⁴³

Die Zahl der Fälle, in denen letztendlich Maßnahmen ergriffen wurden, ist bisher gering geblieben.⁴⁴ Die Bedeutung und Problematik des Gesetzes kommt aber darin zum Ausdruck, daß in relativ kurzer Zeit bereits mehr als 650 Anzeigen eingegangen sind und daß wahrscheinlich einige Beteiligungen unterbleiben mußten und andere entsprechend modifiziert wurden.⁴⁵ Außerdem sind bereits Bestrebungen zu erkennen, das Gesetz zu verschärfen und etwa zu

⁴¹ Im Hinblick auf die Frage, wann von der Möglichkeit einer Anzeige Gebrauch gemacht werden solle, schließt das Department of the Treasury in der Einführung zu den "regulations" nur die Fallkonstellation aus, "where the entire output of a company ... consists of products and/or services that clearly have no particular relationship to national security." Zurückgewiesen werden auch betragsmäßige Eingrenzungen der zu prüfenden Transaktionen. Mit weiteren Einzelheiten: Holmer et al. [1992, S. 608 f.].

⁴² Ibid.

⁴³ Statement on US Policy on Foreign Direct Investment, European Community News 5/92 vom 18. Februar 1992 [ILM, Vol. 31, 1992, S. 467].

⁴⁴ Nach der in Fußnote 39 angesprochenen Sache Hüls hatte der Präsident über die Beteiligung (Joint Venture) von Westinghouse Electric Corporation bei ASEA Brown Boveri Ltd. (ABB) entschieden. Auch hier lehnte der Präsident ein Einschreiten ab [vgl. Reece, 1990, S. 297]. Die dritte Untersuchung wurde am 18. August 1989 abgeschlossen. Es handelte sich um die Beteiligung der französischen Firma Matra S.A. an mehreren Töchtern der Fairchild Industry Gruppe. Die beteiligten Firmen sind in der Produktion von Hard- und Software für die Weltraumforschung engagiert. Abgelehnt wurde das Einleiten von Maßnahmen, da Matra S.A. im Laufe der Verhandlungen ein Export-Kontrollsystem einzurichten versprach, um damit einen illegalen Transfer sensibler Technologien ins Ausland zu verhindern. Vgl. US [18.8.1989]. Eine Wende zeichnete sich dann jedoch im Verfahren Tokuyama Soda Co.Ltd. (Japan)/General Ceramics Inc. ab. Der Umsatz von General Ceramics bestand zu 7 vH aus dem Verkauf von Beryllium-Keramik, das zur Verwendung für militärisches Gerät eingesetzt wird. Durch inoffizielle Stellungnahmen der CFIUS bedingt, nahm Tokuyama von der Beteiligung an dem in der Rüstungsindustrie tätigen Unternehmensteil Abstand. Bisher hat der Präsident allein im Fall der Beteiligung eines Luftfahrtunternehmens aus der Volksrepublik China, der Firma Catic bei der Mamco Manufacturing, einem Hersteller von Flugzeugteilen, eingegriffen und angeordnet, die Beteiligung wieder zu lösen. Siehe Order pursuant to 721 of the Defence Production Act of 1950. US [2.2.1990]; vgl. Reece [1990, S. 299]. Zu anderen unterbliebenen Beteiligungen und Modifikationen, vgl. Holmer et al. [1992, S. 611 ff. bzw. 613].

⁴⁵ Nach Holmer et al. [1992, S. 610] sind bisher von den Behörden 13 Fälle beanstandet worden.

einer Kontrolle der "industrial and technological base of the United States"⁴⁶ auszubauen und so den Begriff der nationalen Sicherheit im Sinne einer "economic security" zu erweitern.⁴⁷ Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß die in der Anzeige enthaltenen Beschreibungen und alle im weiteren Verfahren freiwillig gegebenen und angeforderten Informationen zwar einem Vertraulichkeitsschutz unterliegen,⁴⁸ für Kongreßmitglieder und deren Mitarbeiter aber unter bestimmten Voraussetzungen zugänglich sind und darüber hinaus für Verwaltungs- und Gerichtsverfahren herangezogen werden können und damit auch jeder Streitpartei offen stehen.⁴⁹

Daneben hat in den Vereinigten Staaten mit dem zunehmenden Engagement ausländischer Unternehmen die Frage der konzerninternen Verrechnungspreise Aufmerksamkeit erlangt. Nach einzelnen finanzgerichtlichen Verfahren wird gegenwärtig erwogen, die entsprechenden steuerrechtlichen Regeln so abzuändern, daß ein "transfer pricing" ausländischer Unternehmen erschwert wird [Rome, 1992].

c. Handelsbeschränkungen

Stahlquoten

Die Stahleinfuhren in die Vereinigten Staaten unterlagen bis Ende März 1992 einem fast neun Jahre bestehenden System von Selbstbeschränkungsabkommen und anderen handelspolitischen Instrumenten. Bilaterale Selbstbeschränkungsabkommen waren auf der Grundlage des "Tariff and Trade Act" von 1984 mit 16 Nicht-EG-Ländern und mit der EG ausgehandelt worden. Durch den "Steel Trade Liberalization Program Implementation Act" von 1989 wurden die diesbezüglichen Vollmachten der amerikanischen Regierung bis Ende März 1992 verlängert.

Parallel dazu hat die US-Regierung im Rahmen des GATT einen Vorschlag für ein multilaterales Stahlabkommen eingebracht, der sich vor allem mit den Auswirkungen von Stahlsubventionen auf den Stahlhandel befaßt. Auf bilateraler Ebene begegnen die Vereinigten Staaten der Einfuhr von im Ausland subventionierten Produkten zunehmend mit Antiidumpingverfahren. Das ist auch

⁴⁶ So der Gesetzentwurf des Kongressabgeordneten Doug Walgren (D-Pa) (US Congress, HR, 101st Congress, 2nd Session, HR 5252, § 3, 1990), der außerdem vorschlägt, die für die "industrial and technological base of the United States" wesentlichen "technologies" zu registrieren — § 1 (D).

⁴⁷ US Congress, HR, 102nd Congress, 1st Session, HR 2386, § 2, 1991. Vgl. auch Holmer et al. [1992, S. 615 ff.].

⁴⁸ Title VII of the Defense Production Act of 1950 at § 2170 (c).

⁴⁹ Ibid.

der Fall bei Flachstahl, in dem das US-Handelsministerium Anfang Dezember 1992 vorläufige Ausgleichszölle auf Importe aus zwölf Ländern (einschließlich der Bundesrepublik Deutschland) verhängt hat.

Beschränkungen aufgrund von Bestimmungen zum Schutz der nationalen Sicherheit

In den Vereinigten Staaten finden sich verschiedene Regelungen, die Importbeschränkungen zum Schutz der nationalen Sicherheit zulassen. Die wichtigste Vorschrift ist "Section 232" des "Trade Expansion Act" (1962).⁵⁰ Auf Antrag der amerikanischen Industrie kann hiernach das "Department of Commerce" untersuchen, inwieweit der Import von Gütern etwa aufgrund des Umfangs eine Gefahr für die nationale Sicherheit darstellt. Die Intention von "Section 232" ist die Gewährleistung der nationalen Sicherheit; die wirtschaftliche Situation einzelner Unternehmen bleibt außer Betracht, solange nicht wirtschaftliche Schwierigkeiten eines Unternehmens selbst eine Gefahr für die nationale Sicherheit darstellen [vgl. EC, 1991, S. 18]. Im Rahmen von "Section 232" sind 1986 Importbeschränkungen für deutsche Maschinenteile verhängt worden. Im Januar 1991 hat die Amerikanische-Getriebehersteller-Vereinigung (AGMA) einen Antrag auf Importbeschränkungen gestellt [ibid.].

Gebühren

Bei dem Import von Waren fallen regelmäßig zwei verschiedene Gebühren an. Zum einen ist eine "customs user fee" zu entrichten, zum anderen wird — seit 1986 — eine "harbor maintenance fee" fällig. Nach Ansicht der EG war die "customs user fee" überhöht und stellte eine verschleierte Steuererhebung dar. Ein von der Kommission eingeleitetes Panel-Verfahren vor dem GATT bestätigte diesen Standpunkt.⁵¹ 1990 ist eine neue gesetzliche Grundlage geschaffen worden. Für die EG besteht aber weiterhin ein Mißverhältnis zwischen anfallenden Kosten und erhobenen Gebühren [EC, 1991, S. 45 ff.].

Probleme bereitet auch die von den Vereinigten Staaten erhobene "harbor maintenance fee", die vom 1. 1. 1991 an 0,125 vH des Gesamtwertes der be- oder entladenen Schiffsladung beträgt.⁵² Die Gesamteinnahmen hieraus beliefen sich 1991 auf US\$ 374 Millionen; der EG-Anteil hiervon liegt bei US\$ 107

⁵⁰ 19 USC Trade Expansion Act of 1962 § 1862 (Publ. L. No. 87-794, 76 Stat. 872 (1962)).

⁵¹ United States — Customs User Fee, Report of the Panel, adopted February 2, 1988, BISD 35S/245, 247.

⁵² Die Gebühreneinnahmen kommen nach der jetzigen Rechtslage der "National Oceanic and Atmospheric Administration" und dem "Harbor Maintenance Trust Fund" zugute.

Millionen. Die Praxis zeigt, daß 67 vH der Gesamteinnahmen auf den Import von Gütern fallen (Zeitraum: 1. April 1987–30. September 1991). Die EG hat ein GATT-Streitlichungsverfahren nach Art. XXIII GATT eingeleitet, um der Diskriminierung der Importe, die auf dem Seeweg in die Vereinigten Staaten gelangen, entgegenzuwirken.

Antidumpingverfahren

Das Antidumpingverfahren ist in seinen wesentlichen Grundlagen in Titel VII des "Trade Act" von 1930 geregelt, der insoweit 1979, 1984 und schließlich durch den "Omnibus Trade and Competitiveness Act" von 1988 geändert wurde. Grundsätzlich wird als Dumping der Import von Waren zu Preisen "at less than fair value" verstanden. Falls dadurch der Industrie in den Vereinigten Staaten ein Schaden entsteht, können entsprechende Ausgleichszölle verhängt werden. Das Verfahren zur Feststellung der Voraussetzungen läuft zweigliedrig: Das "Department of Commerce" hat die Federführung, stellt fest ob es sich um Dumping handelt und erläßt gegebenenfalls eine entsprechende Order. Der "United States International Trade Commission" obliegt es demgegenüber festzustellen, ob die Industrie in den Vereinigten Staaten geschädigt, von Schaden bedroht oder durch den Import der Waren behindert wird.

II. Kanada

1. Die Anwendung des internationalen Rechts auf die an Kanada angrenzenden Meeresgebiete

Kanada besitzt die zweitlängste Küste der Welt und kann nach dem heutigen Seerecht Hoheitsrechte über weite Meeresgebiete beanspruchen. Kanada nahm an den drei bisherigen Seerechtskonferenzen der Vereinten Nationen teil, unterzeichnete alle vier Übereinkommen von 1958, aber ratifizierte 1970 nur das Übereinkommen über den Kontinentalsockel. Das Seerechtsübereinkommen von 1982 hat Kanada zwar ebenfalls gezeichnet, jedoch nicht ratifiziert.

Vor der ersten Seerechtskonferenz machte Kanada kaum Hoheitsansprüche geltend; das Land hatte den eher zurückhaltenden Ansatz der Briten übernom-

men.⁵³ Nach dieser Seerechtskonferenz wuchs weltweit das Interesse an einer Ölförderung im Offshore-Bereich, und einige Ölfirmen begannen unter anderem vor der Ostküste Kanadas mit Probebohrungen.⁵⁴ Zu diesem Zeitpunkt hatte Kanada noch keine ausdrücklichen Hoheitsansprüche erhoben. Die Gesetzgebung über die Lizenzvergabe war auf Bergbautätigkeiten an Land zugeschnitten und ging auf die Besonderheiten des Offshore-Bereichs nicht ein.

Erstmals machte Kanada in den 70er Jahren in Anlehnung an Art. 1 des Übereinkommens über den Festlandsockel von 1958 mit einem Gesetz über den räumlichen Geltungsbereich des kanadischen Rechts Hoheitsrechte über den Offshore-Bereich geltend. Die spätere Gesetzgebung knüpfte hingegen an Art. 76 des Seerechtsübereinkommens von 1982 an. Die erste gesetzliche Regelung über die Art der von Kanada beanspruchten Hoheitsrechte findet sich in dem "Canadian Laws Offshore Application Act" von 1988. Vorschriften, die mit denen vergleichbar gewesen wären, die seit 1963 in § 1 des norwegischen Gesetzes oder seit 1964 in § 1 des britischen "Continental Shelf Act" (1964) eingeführt wurden, fehlten in Kanada. Ein Grund für das verspätete Tätigwerden des Gesetzgebers war, daß kein Regelungsbedarf bestand: Rechte am Festlandsockel stehen den einzelnen Staaten ohne weiteres und damit ohne ausdrückliche Geltendmachung zu.⁵⁵ Außerdem kam es zwischen den Bundes- und den Provinzregierungen zum Streit über die Hoheitsrechte über den Offshore-Bereich, so daß eine bundesgesetzliche Geltendmachung möglicherweise als überflüssige Provokation hätte angesehen werden können.

Die Aufnahme von Explorationsbohrungen und die Erweiterung der Fischereirechte im Jahr 1977 gaben Anlaß zu einer Regelung der noch offenen Fragen bezüglich der seewärtigen Ausdehnung der kanadischen Hoheit und der Abgrenzung im Verhältnis zu den gegenüberliegenden und angrenzenden Nachbarstaaten. Als erstes mußten die Basislinien bestimmt werden.⁵⁶ Die Festle-

⁵³ Dabei ist zu berücksichtigen, daß Kanada erst 1933 für seine internationalen Angelegenheiten verantwortlich wurde. Der heutige kanadische Staat wurde im März 1949 gebildet, als Neufundland, das seit 1932 von London aus regiert worden war, der Konföderation beitrug.

⁵⁴ Die erste Bohrung vor der kanadischen Küste wurde in Hillsborough Bay, Prince Edward Island, im Jahr 1942 niedergebracht. Sie wurde von einer Tochtergesellschaft von Mobil Oil vorgenommen; Kohlenwasserstoffe wurden in diesem Gebiet nicht aufgespürt.

⁵⁵ Übereinkommen über den Festlandsockel vom 29. April 1958, Art. 2 Abs. 2 (UNTS 499, Nr. 7302, S. 311).

⁵⁶ Kanadas Vorschriften über die Basislinien befinden sich in Rechtsverordnungen, die aufgrund des "Territorial Sea and Fishing Zones Act" erlassen wurden. Die Rechtmäßigkeit der Rechtsverordnung, die die Basislinien um die äußerste Insel des arktischen Archipels verlaufen läßt, wird von den Vereinigten Staaten ange-

gung der seewärtigen Ausdehnung der kanadischen Hoheit steht derzeit noch aus, insbesondere die des Festlandssockels ("continental margin") vor der Küste Neufundlands, sofern sie über die 200-Seemeilen-Grenze hinausreicht.

1973 einigten sich Kanada und Dänemark über die Grenzen ihrer Festlandssockel zwischen Baffin Island und Grönland.⁵⁷ Die Seegrenze zwischen Kanada und den Vereinigten Staaten im Golf von Maine wurde durch eine Entscheidung des Internationalen Gerichtshofes (IGH) von 1984 festgelegt.⁵⁸ Eine Schiedsgerichtsentscheidung über den Grenzverlauf zwischen Neufundland und den französischen Inseln St. Pierre und Miquelon steht noch aus. Außerdem muß Kanada seine Grenzen zu den Vereinigten Staaten in der arktischen Beaufort-See (Yukon-Territorium und Alaska) und an der Westküste — zum einen zwischen British Columbia und Alaska, zum anderen zwischen British Columbia und Washington — noch festlegen. Von den zuletzt genannten Grenzen hat die Beaufort-Grenze die größte Bedeutung für die Ölförderung. Kanada besteht darauf, daß die Grenze zwischen Alaska und Yukon entlang der seewärtigen Verlängerung des 141. westlichen Meridians zu verlaufen habe; die Ansprüche der Vereinigten Staaten beruhen hingegen auf den Regeln der Äquidistanz. Kanada hat bereits Lizenzen für Gebiete erteilt, die an den 141. westlichen Meridian angrenzen und die von den Vereinigten Staaten beansprucht werden; die Vereinigten Staaten haben damit gedroht, in dem relevanten Gebiet ebenfalls Lizenzen zu erteilen. Eine baldige Schlichtung dieses Streits ist nicht zu erwarten.

2. Die verfassungsrechtliche Verteilung der Rechte und Pflichten

a. Vorbemerkung

Kanada ist ein Bundesstaat, der sich aus zehn Provinzen und zwei Territorien zusammensetzt. Ursprünglich bestand Kanadas Verfassung aus einer Anzahl von Gesetzen des Parlaments des Vereinigten Königreiches. Mit dem ersten Gesetz, dem "British North America Act" von 1867, wurde aus vier britischen Kolonien das "Dominion" Kanada zusammengefügt. Es kamen weitere Kolo-

fochten, weil diese die These vertreten, daß die Gewässer der Nordwest-Passage dem internationalen Verkehr dienen.

⁵⁷ Agreement on the Delimitation of the Continental Shelf between Canada and Greenland, Ottawa, 17. Dezember 1973 (1973 Canada Treaty Series, Nr. 16).

⁵⁸ Delimitation of the Marine Boundary in the Gulf of Maine (Canada versus United States of America), 12. Oktober 1984 (ICJ Rep. 1984, S. 246).

nien und zuletzt — im Jahr 1949 — das "Dominion" Neufundland hinzu. Erst 1982 wurde Kanada die verfassungsgebende Gewalt übertragen.⁵⁹

Die Verfassung sieht eine Teilung der Gesetzgebungskompetenz zwischen dem Bund und den Provinzen vor; die Territorien (Yukon-Territorium und Nordwest-Territorien) werden unmittelbar vom Bund regiert. Es ist damit zu rechnen, daß sich der Status der Territorien künftig verändern wird. So ist zum Beispiel die Teilung der Nordwest-Territorien bereits weit fortgeschritten.⁶⁰ Die Territorien sollen eines Tages Provinzen werden. Diese verfassungsrechtliche Entwicklung wird durch die territorialen Ansprüche von Ureinwohnern kompliziert. Es bleibt abzuwarten, inwieweit sich die offiziellen Verwaltungsmodalitäten gegen die der Ureinwohner durchsetzen werden. Dies ist für die Nutzung der Meeresgebiete von Bedeutung, da sich die Territorialansprüche der Ureinwohner auch auf weite Küstengebiete erstrecken. Der zukünftige Status der Territorien ist auch deshalb von Bedeutung, weil nach der Struktur der Gesetze beide Regierungsebenen im Hinblick auf die Verwaltung der Ölvorräte im Offshore-Bereich zusammenwirken müssen.

Mit dem Gesetz von 1867 wurde Kanada als "Dominion" des britischen Empire, nicht als unabhängiger Staat geschaffen. Die Regelung der auswärtigen Angelegenheiten verblieb — formell gesehen — bis zur Verabschiedung der "Statute of Westminster" 1931 in London.⁶¹ Dementsprechend regelten weder das Gesetz von 1867 noch die folgenden Gesetze Fragen der auswärtigen oder internationalen Angelegenheiten. Nach 1931 ging man davon aus, daß die auswärtige Gewalt dem Bundespapament und der Bundesregierung zukomme — eine gesetzliche Regelung wurde aber nicht getroffen. Mit der Übertragung der verfassungsgebenden Gewalt im Jahr 1982 gab das Vereinigte Königreich seine Schutzrolle ("custodian") auf; seitdem nimmt es keine Funktionen im Hinblick auf die inneren und äußeren Angelegenheiten Kanadas mehr wahr. Das dem zugrundeliegende Verfassungsgesetz Kanadas von 1982 sah allerdings keine Änderungen bei der verfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung vor.

Dies ist in dem vorliegenden Zusammenhang von Bedeutung, weil Kanadas Verfassung auf eine Anzahl von derzeit aktuellen Themenbereichen nicht ein-

⁵⁹ Kanadas Verfassung trägt deshalb den Namen Constitution Act 1867–1982.

⁶⁰ Die Teilung wird hauptsächlich unter ethnischen Gesichtspunkten vorgenommen. Der östliche Teil der "territories" wird überwiegend von Inuit bewohnt, und das entstehende Gebiet wird als Nunavot bezeichnet. Der westliche Teil wird wahrscheinlich eine weitere Aufteilung erfahren, und zwar in die Gebiete Denedeh und Inuvait.

⁶¹ Statute of Westminster, 1931, 22 und 23 Geo. 5, Ch. 4. Der Gesetzgebungsbereich des Gesetzes beschränkt sich nicht auf Kanada. Er erlaubte auch anderen ehemaligen Dominions des britischen Empire — Australien, Irland, Neuseeland, Neufundland und Südafrika —, die Hoheit über die Meeresgebiete zu übernehmen.

geht, zu denen auch die Frage der Ausbeutung von Ölvorkommen im Offshore-Bereich gehört. Hier liegen die Ursprünge des Streits zwischen der Bundesregierung und den Küstenprovinzen über die entsprechenden Kompetenzen, wie es ihn auch in den Vereinigten Staaten und Australien gegeben hat.

Kanadas Streit über die Hoheitsrechte fand einige Jahre nach den ersten Streitfällen in den Vereinigten Staaten statt. Kanada unterscheidet sich nach Verfassung und Geschichte in vielerlei Hinsicht von den Vereinigten Staaten. Eine Ähnlichkeit besteht aber dennoch: Obwohl die verfassungsrechtliche Lage in Kanada vor 1982 in bezug auf die Rechte an natürlichen Bodenschätzen an Land nicht völlig klar ist, sind diese Rechte den Provinzen vorbehalten.⁶² Im übrigen ist die kanadische Rechtsprechung bei Verfassungsstreitigkeiten anders verlaufen als die der Vereinigten Staaten: Der Ausdehnung von Bundeskompetenzen wurde in wichtigen Bereichen Einhalt geboten. Es ist außerdem anzumerken, daß die Verfassung die Seeküsten- und Inlandfischerei sowie die Regelung der Schifffahrt ausdrücklich dem Bundesparlament zuordnet. Überdies wird die kanadische Verfassung so ausgelegt, daß dem Bund die Gesetzgebungskompetenz immer dann zusteht, wenn ein Bereich nicht *ausdrücklich* den Provinzen zugesprochen ist. Die Gesetzgebungskompetenz der Provinzen ist grundsätzlich auf Privatrechtsangelegenheiten beschränkt, die sich im Innern der Provinzen abspielen. Alle internationalen Angelegenheiten und solche, die über eine Provinz hinausreichen, sind in aller Regel Bundessache.

Darüber hinaus geht es bei dem Verfassungsstreit nicht allein um die Ausübung der Hoheitsgewalt. Es geht auch um Regelungskompetenzen im Hinblick auf Ölvorkommen und die damit zusammenhängenden Fragen, wie zum Beispiel die des Schutzes von Bodenschätzen, der Sicherheit, der Umweltverschmutzung und der Schifffahrt sowie der Auswirkungen auf andere Formen der Meeresnutzung. Darüber hinaus können Fragen der völkerrechtlichen Verantwortlichkeit auftreten.⁶³

Der konstitutionelle Streit ist also bis auf den heutigen Tag außerordentlich kompliziert und vielschichtig geblieben [vgl. dazu Townsend-Gault, 1983].

Die Handhabung von Hoheitsrechten der Provinzen im Offshore-Bereich beruht auf der sehr unterschiedlichen Geschichte dieser Provinzen vor Bildung der Konföderation. Die Gouverneure oder Regierungen einer jeden der früheren Kolonien scheinen in der einen oder anderen Weise, de facto oder de jure, Hoheitsrechte über Meeresgebiete ausgeübt zu haben. Es ist zu vermuten, daß Ho-

⁶² Constitution Act 1867, Section 109 (vgl. auch Section 92 Abs. 4, 5, 13 und 16). Section 92 A, die 1982 hinzugefügt wurde, erkennt ausdrücklich das Recht der Provinzen zur Lizenzvergabe und zum Schutz von Naturschätzen an. All diese Rechte finden "in the province" Anwendung.

⁶³ Die Provinzen haben aber Völkerrechtssubjektivität.

heitsrechte im Zusammenhang mit der Fischerei und dem Handel von Fall zu Fall geltend gemacht wurden, ohne daß dem eine zusammenhängende Politik zugunsten des Vereinigten Königreichs bzw. der Kolonien zugrunde lag. Der Fall Neufundlands ist anders gelagert, weil Neufundland, bevor es im Mai 1949 die zehnte Provinz Kanadas wurde, ein "Dominion" des britischen Empire war und deshalb — theoretisch — Hoheitsrechte über Meeresgebiete wie ein souveräner Staat ausüben konnte.

Alle Küstenprovinzen machten geltend, daß die Hoheitsrechte, die vor Bildung der Konföderation bzw. vor Anschluß Neufundlands an diese Konföderation bestanden, nicht ausdrücklich aufgegeben worden seien und deshalb weiterbeständen. Dieses Argument ist deshalb plausibel, weil die kanadische Verfassung die auswärtigen Angelegenheiten nicht explizit regelt.

b. British Columbia

Die Regierung von British Columbia begann 1949 mit der Vergabe von Lizenzen für die Meeresgebiete vor der Küste. Dies schien zunächst zu keinen Kontroversen mit der Bundesregierung zu führen. Zu einem Konflikt kam es erst, als die Bundesregierung Verordnungen hinsichtlich der Ölvorkommen in Yukon und den "northwest territories" erließ — wozu sie verfassungsrechtlich ermächtigt war — und dann diese Regelungen auf das gesamte Meeresgebiet vor der kanadischen Küste anwenden wollte. British Columbia widersetzte sich, und nach einem fehlgeschlagenen Verhandlungsversuch wurde die Sache dem Obersten Gerichtshof Kanadas vorgelegt.⁶⁴

⁶⁴ Das Vorlageverfahren der kanadischen Verfassung sieht folgendes vor: Die Bundesgesetzgebung ermächtigt den "Governor in Council" (letztendlich das Bundeskabinett), dem Obersten Gerichtshof Kanadas unmittelbar eine Rechtsfrage oder eine Frage hinsichtlich der Auslegung der Verfassung vorzulegen. Die Sache wird dann durch die beratenden Anwälte vorgetragen; es dürfen zusätzliche, den Fall unterstützende Unterlagen beigebracht werden. Zeugen werden nicht gehört. Dies ist vielmehr Bestandteil eines Berufungsverfahrens. Dieses Verfahren wird formell durch eine gerichtliche Stellungnahme — im Gegensatz zu einer bindenden Entscheidung — abgeschlossen. In der Praxis werden diese Stellungnahmen ("opinions") jedoch als abschließend anerkannt. Die Fragen werden meist in einer sehr direkten Art gestellt und können oft einfach durch eine zustimmende oder ablehnende Entscheidung beantwortet werden. Oft gibt es Mehrheits- und Minderheitsvoten. Die Grundsatzentscheidungen zur Hoheitsgewalt über den Festlandsockel ergingen jedoch einstimmig und anonym. In Ausnahmefällen verweigert das Gericht jegliche Antwort auf eine vorgelegte Frage. Die Provinzen haben eine analoge Gesetzgebung, durch die das Provinzkabinett ermächtigt wird, dem Obersten Gericht der jeweiligen Provinz eine Frage vorzulegen. Gegen diese Entscheidung ist dann die Berufung vor dem Obersten Gerichtshof Kanadas möglich.

Der Oberste Gerichtshof gab seine Auffassungen 1967 bekannt.⁶⁵ Im Grunde war das Argument der Provinz, das auch von allen anderen Provinzen vorgetragen wurde — ähnlich wie es auch die Einzelstaaten in den Vereinigten Staaten und Australien in entsprechenden Situationen geltend machten —, daß ihr Gebiet bzw. ihre Hoheitsrechte vor Bildung der Konföderation auch Teile des Offshore-Bereiches umfaßt haben und mangels ausdrücklicher Aufgabe weiterbestünden. In dem Fall um den Offshore-Bereich von British Columbia stützte sich die Entscheidung des Gerichtshofes zum größten Teil auf das englische Urteil *R. v. Keyn*, das auch als "Frankonia" bekannt ist.⁶⁶ Grundaussage des *Keyn-Falls* ist, daß das Hoheitsgebiet an der Niedrigwassermarke aufhört und daher Gesetze, soweit nicht ausdrücklich etwas anderes bestimmt ist, seewärts von dieser Linie nicht anwendbar sind. Der erste Teil dieser Aussage — daß die Niedrigwassermarke tatsächlich die seewärtige Grenze nicht nur Kanadas, sondern auch seiner Provinzen ist — ist von zentraler Bedeutung. Da Kanadas Verfassung vorsieht, daß jede Provinz ihre Hoheitsgewalt nur "in der Provinz" ausüben soll, müssen seewärts der Niedrigwassermarke liegende Gebiete als Gebiete außerhalb der Provinz angesehen werden. Nach der Doktrin der Erschöpfung der gesetzgebenden Gewalt ("exhaustedness of legislative power") ist jede Angelegenheit, die nicht der Provinz zuzuordnen ist, Sache des Bundes. Somit sind die Hoheitsrechte über die territorialen Gewässer und über den Festlandsockel Rechte der Krone bzw. Kanadas, und die Gesetzgebungskompetenz liegt beim kanadischen Parlament.

Die Bundesregierung vertrat den Standpunkt, daß diese Argumentation im Falle British Columbias auf alle Teile der kanadischen Küstenregion anzuwenden sei, eine Schlußfolgerung, die von den vier Küstenprovinzen entlang der Atlantikküste Kanadas zurückgewiesen wurde. Auch British Columbia erklärte, es würde diese Sachlage nicht akzeptieren und eine Verfassungsänderung anstreben. Da jedoch bald darauf sowohl die Provinz als auch die Bundesregierung ein Moratorium über die Ölförderung verhängten, hat die Frage zur Zeit keine Bedeutung.

⁶⁵ Vgl. die Sache *Offshore Mineral Rights of British Columbia* (1967) SCR 67.

⁶⁶ Die *Frankonia* war ein deutsches Handelsschiff unter dem Kommando des Kapitäns *Keyn*. Nach einem Zusammenstoß mit einem britischen Schiff in den Territorialgewässern des Vereinigten Königreiches wurde der Kapitän wegen Totschlages angeklagt, jedoch freigesprochen, weil das Common Law davon ausgeht, daß das Hoheitsgebiet an der Niedrigwasserlinie endet und daher ein Parlamentsgesetz nötig gewesen wäre, um die Anwendbarkeit des der Gerichtsbarkeit unterworfenen materiellen Rechts über diese Grenzen hinaus ad hoc auszudehnen. Da dieses für Ausländer, die sich in den Territorialgewässern befanden, noch nicht geschehen war, wurde die Klage wegen fehlender Jurisdiktion abgewiesen. Später wurde dieser Mangel durch ein Gesetz behoben.

Aber der Fall "B.C. Offshore" hat nicht den gesamten Streit um Meeresgebiete vor der Küste British Columbias geschlichtet. 1975 bat die Regierung von British Columbia den Obersten Gerichtshof der Provinz, eine dem oben genannten Fall verwandte Frage zu entscheiden: Wem gehört das Meeresgebiet zwischen Vancouver Island und dem Festland British Columbias? Der Oberste Gerichtshof von British Columbia entschied 1976 zugunsten der Provinz in der Sache "Seabed and Subsoil in the Straits of Georgia". Der Gerichtshof urteilte, daß diese Gebiete Teil der inneren Gewässer Kanadas und nicht der Küstengewässer oder des Festlandssockels seien. Deshalb würden sie von der Entscheidung des Obersten Gerichtshofs Kanadas von 1967 nicht berührt. Diese Gebiete seien schon immer als Bestandteil der Kolonien und der Provinz British Columbia angesehen worden und — unter Berufung auf den Status als Wasserstraße ("strait") nach internationalem Recht — als innere Gewässer und damit als Bestandteil Kanadas angesehen worden. Diese Gebiete lägen also in der Provinz und unterstünden in jeder Hinsicht deren Hoheitsgewalt. Diese Entscheidung wurde 1984 vom Obersten Gerichtshof Kanadas bestätigt.⁶⁷

c. *Die Atlantikküste*

Die Provinzen an der Atlantikküste⁶⁸ hatten sich dem Streit an der Seite British Columbias⁶⁹ im eigenen Namen angeschlossen. Ihre Ministerpräsidenten hatten sich schon 1963, als der Konflikt mit British Columbia begann, auf eine Strategie und einen Anspruch auf die Ölvorräte in den Küstengewässern geeinigt.

Erst 1973 nach der Erhöhung der Weltmarktpreise für Öl wurde die Ölförderung in Offshore-Bereichen wieder interessant, womit die Frage nach der Hoheitsgewalt wieder aktuell wurde. An der Westküste führte dies zu dem oben erwähnten Rechtsstreit über die Durchfahrt bei Georgia. Die Verhandlungen zwischen Ottawa und den Ostküstenprovinzen wurden wieder aufgenommen. Neufundland hatte sich dazu entschieden, kompromißlos für ausschließliche Hoheitsrechte einzutreten. Die sogenannten Meeresprovinzen unterzeichneten 1977 ein "memorandum of understanding" mit der Bundesregierung, das eine gemeinsame Verwaltung und eine Aufteilung der Abgaben für die Offshore-

⁶⁷ A.G. Kanada versus A.G. British Columbia (1984) 4 WWR 289 (Supreme Court of Canada).

⁶⁸ "Atlantic Canada" oder Ostkanada umfaßt die Provinzen Neufundland und Labrador, Nova Scotia, New Brunswick und Prince Edward Island. Die Provinzen Nova Scotia, New Brunswick und Prince Edward Island werden oft "the maritimes" oder "the maritime provinces" genannt.

⁶⁹ Die Atlantikprovinzen unterstützten British Columbia in beiden Fällen über die Ausdehnung der Hoheitsgewalt; British Columbia unterstützte seinerseits Neufundland vor den Gerichten, und zwar in einem Nebenintervenientenverfahren.

Gebiete von New Brunswick, Prince Edward Island und Nova Scotia vorsah. Neufundland beteiligte sich zunächst an diesem Verfahren, zog sich aber zurück, bevor das Memorandum unterzeichnet wurde. Die Abmachung zerfiel 1980, als Neuschottland sich ebenfalls zurückzog, wodurch die Verabschiedung des Gesetzes zur Umsetzung der Abmachung hinfällig wurde.

Die Regierung, die 1979 für die Dauer von neun Monaten an die Macht kam, beabsichtigte, den Streit über die Hoheitsgewalt zugunsten der Provinzen zu lösen. Über die Art und Weise, wie dies erfolgen sollte, wurde nie gesprochen — es sollte wohl eine Verfassungsänderung durchgesetzt werden.

Die neue Regierung, die 1980 die Geschäfte übernahm, tendierte zu einer stark zentralistischen Politik, die durch die Hoheitsansprüche der Provinzen in den Gewässern vor der Küste in vielerlei Hinsicht in Frage gestellt wurde. Die Zentralregierung sah darin eine Minderung ihrer Stellung. Andere Faktoren kamen hinzu: Es gab Schwierigkeiten bei der Konzipierung einer kohärenten Energiepolitik und Zwistigkeiten zwischen der Bundes- und den Provinzregierungen auf anderen Feldern. Für Ottawa bedeutete die fortgesetzte Geltendmachung von Hoheitsrechten durch die Küstenprovinzen auch eine wirtschaftliche Bedrohung. Vor allem British Columbia und Alberta hatten ihre wirtschaftliche Stärke hauptsächlich ihren Öl- und Gasvorkommen zu verdanken. Die Hoheitsrechte der Provinzen über Bodenschätze im Provinzgebiet ("within the province") waren auch für die Staatseinnahmen von Bedeutung; insgesamt stärkten sie vermutlich die Position der Provinzen gegenüber dem Bund.

Dabei waren Fragen, wie die der Sicherung der Brennstoffversorgung und der Kontrolle der Produktion, die entscheidenden Probleme. Die 1867 getroffenen konstitutionellen Regelungen haben zur Folge, daß im Bereich der natürlichen Ressourcen den Provinzen das Recht zusteht, die Fördermengen zu bestimmen. Die Bundesregierung kann zwar auf die Entscheidungsfindung der Provinzen Einfluß nehmen, nimmt aber dabei ein gewisses politisches Risiko in Kauf. In einer Phase des Streits zwischen einer Ölprovinz und der Bundesregierung nutzte der Ministerpräsident dieser Provinz — à la OPEC — seine "Ölwaffe". Der Bundesregierung erschien diese Situation nicht akzeptabel, da sie für die Entwicklung eines Gesamtenergiekonzepts für das ganze Land verantwortlich war, die heimische Produktion aber nicht kontrollieren konnte und außerdem durch die Ölexportländer verwundbar blieb. Hieraus entwickelte sich das Interesse, die Öl- und Gasversorgung unmittelbar unter Bundeskontrolle zu stellen.

Die Argumente der Provinzen verdienen Beachtung: Bisher wurde hauptsächlich die juristische Seite angesprochen, daneben gab es aber noch andere Faktoren. Es besteht zum Beispiel kein Zweifel darüber, daß die Küstenprovinzen allein durch ihre geographische Nähe zu den Offshore-Aktivitäten in einer anderen Verantwortung standen als die eher binnenstaatlich orientierte Bundes-

regierung, die in Ottawa angesiedelt ist. Führen zum Beispiel Unternehmungen im Zusammenhang mit Offshore-Aktivitäten zu einer Veränderung des wirtschaftlichen oder sozialen Gleichgewichts in der Provinz Neufundland, so muß die Provinzregierung die Hauptlast tragen, Problemlösungen entwickeln und durchsetzen. Außerdem gehören Neufundland und Neuschottland zu dem ärmsten Regionen des Landes. Ihren Regierungen scheinen die Bemühungen um die Kontrolle über ein Gebiet, das wirtschaftlichen Reichtum in größerem Ausmaß und zusätzliche Beschäftigungsmöglichkeiten verspricht, gerechtfertigt.

Politisch gab es stärkere Argumente für ein Mitspracherecht bei der Überwachung von Ölunternehmen. Seit 1976 nahmen einzelne Gesellschaften oder Konsortien Probebohrungen vor der Küste Neufundlands vor. Die einzige Möglichkeit, Probebohrungen niederzubringen, bestand darin, je eine Bundes- und Provinzlizenz für dasselbe Gebiet zu erwerben.⁷⁰ Jede Bohrung mußte durch die Regierungen beider Ebenen als Teilerfüllung der auferlegten Arbeitsverpflichtung anerkannt werden. Die Vorschriften über die Durchführung von Bohrungen waren zwar weitgehend identisch, aber die Einrichtungen wurden Inspektions- und Lizenzverfahren durch verschiedene Beamte unterworfen. Andere Gesichtspunkte der Kompetenzverteilung zwischen dem Bund und den Provinzen blieben hingegen unberührt; so hatte die Lösung des Konflikts über die Hoheitsrechte am Öl keine Auswirkung auf die ausschließliche Bundeskompetenz zur Regelung der Navigation, der Schifffahrt oder des Fischereiwesens.⁷¹

Das duale Lizenzsystem konnte jedoch nur einen begrenzten Zeitraum bestehen, nämlich solange, wie lediglich nominelle Fördergebühren verlangt wurden. Zum Zeitpunkt der Aufnahme der Produktion mußte feststehen, an welche Regierung die Förderabgaben tatsächlich gezahlt werden sollten. In dem Maße, in dem die Erschließung des Hibernia-Ölfelds voranschritt, verstärkte der Betreiber (Mobil Oil Canada Ltd.) seine Hinweise darauf, daß die hoheitsrechtlichen Fragen gelöst werden müßten. Die Front der Provinzen begann zu bröckeln, als 1982 Neuschottland ein Abkommen über die gemeinsame Ver-

⁷⁰ Petro-Canada wurde als Partner eines Konsortiums mit Provinzlizenz nicht anerkannt.

⁷¹ Dies wurde auch durch den Bundesgerichtshof in dem Fall *Seafarers International Union versus Crosby Offshore Services et al.* hervorgehoben. In diesem Fall ging es um die Konzession für eine Gewerkschaft, die Offshore-Arbeiter vertrat. Der Gerichtshof mußte prüfen, ob der Canada Labour Relations Board oder sein neufundländisches Gegenstück zuständig war. Der Gerichtshof entschied sich zugunsten des Federal Board, weil es sich um eine Angelegenheit handelte, die unter Navigation und Schifffahrt zu subsumieren war, also eine ausschließliche Bundesangelegenheit. Der Gerichtshof vertrat die Ansicht, daß der Zweck, für den die Schiffe benötigt würden, unerheblich sei.

waltung und die Teilung der Abgaben mit Ottawa unterzeichnete.⁷² Dieses Abkommen sah eine gemeinsame Verwaltung vor, in der aber ein Bundesminister die Vorherrschaft behielt und alle wichtigen Entscheidungen an sich ziehen konnte. Die Vorteile für die Provinz lagen nicht nur bei den Steuereinnahmen. Das Abkommen hob bestehende Beschränkungen bei der Entwicklung des Festlandsockels von Neuschottland auf und sah die Gründung eines Offshore-Entwicklungsfonds mit Bundesgeldern vor. Letzteres wurde deshalb gefordert, weil der Festlandsockel vor Neuschottland hauptsächlich Erdgasvorkommen aufweist und umfangreiche Infrastrukturinvestitionen voraussetzt, bevor mit der Produktion begonnen werden kann. Die Provinz hatte außerdem eine Vorbehaltsklausel durchgesetzt, die sie berechtigte, das Abkommen durch ein besseres zu ersetzen, falls ein solches zwischen Ottawa und irgendeiner anderen Provinz ausgehandelt würde.

Neufundland reagierte auf dieses Abkommen mit unversöhnlicher Feindseligkeit; die Provinzregierung wies zunächst darauf hin, daß sie beabsichtige, an ihrem Anspruch auf ausschließliche Hoheitsrechte festzuhalten, konnte diese Position letztlich jedoch nicht durchhalten. In einem Prozeß zwischen einer Seemannsgewerkschaft und einem Dienstleistungsunternehmen für den Offshore-Bereich⁷³ kam nämlich die Frage nach den Hoheitsrechten über die Offshore-Gebiete zum Tragen. Als deutlich wurde, daß sich der "Federal Labour Relations Board" in diesem Fall unter anderem auf Hoheitsrechte des Bundes über den Offshore-Bereich stützen würde, entschied sich die Provinz dazu, dem Obersten Gerichtshof Neufundlands im Rahmen eines Vorlageverfahrens die Frage nach den Hoheitsrechten über die inneren Gewässer, die Hoheitsgewässer und den Festlandsockel zu stellen. Kurz darauf legte das Bundeskabinett selbst dem Obersten Gerichtshof eine Anfrage vor, allerdings nur bezüglich der Hoheitsrechte über das Ölfeld "Hibernia".

Die Provinzregierung erfuhr eine Niederlage, als der Oberste Gerichtshof Neufundlands der Provinz lediglich einen drei Seemeilen breiten Streifen, der den früheren Hoheitsgewässern des "Dominion" von Neufundland entsprach, als Hoheitsgebiet zugestand und die übrigen Hoheitsgewässer Kanadas sowie den Festlandsockel der Hoheit des Bundes unterstellte.⁷⁴ Der Oberste Gerichtshof Kanadas bestätigte 1984 einen Teil dieser Entscheidung, als er über die Vorlage des Bundes hinsichtlich des Festlandsockels entschied und eine Stel-

⁷² Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing, 2. März 1982.

⁷³ Seafarers International Union versus Crosby Offshore Services et al. (1983) 135 DLR (3d) 485 (Federal Court of Appeal, d.h. Bundesberufungsgericht).

⁷⁴ Reference Re Mineral and Other Natural Resources of the Continental Shelf (1983) 145 DLR (3d) 9 (Court of Appeal, Supreme Court of Newfoundland and Labrador).

lungnahme abgab, die eindeutig zugunsten des Bundes ausfiel.⁷⁵ Juristisch hatte die Provinz somit ihre Gesetze verloren, die die Ausbeutung der Ölvorkommen über die Drei-Seemeilen-Grenze hinaus regelten, und die ihnen zufolge vorgesehenen Pachtzinsen, Lizenzen, Fördergebühren und anderen Maßnahmen lagen nunmehr außerhalb der Befugnisse der Provinz und waren folglich nichtig.

Die Regierung Neufundlands argumentierte, daß die Hoheitsrechte der Provinz an dem Festlandsockel weiterhin bestehen, weil Neufundland der Föderation am 31. März 1949 als unabhängiger, souveräner Staat beigetreten war und weil

- die Lehre vom Festlandsockel zu dem Zeitpunkt bereits ein internationaler Rechtsgrundsatz gewesen sei,
- Neufundland ipso jure wie jeder andere Staat Hoheitsrechte über den Festlandsockel gehabt habe und
- auf seinen Festlandsockel nicht verzichtet habe, als es Kanada beitrat.

Aus diesen Gründen mußte sich der Gerichtshof als erstes mit seiner früheren Stellungnahme im Fall B.C. Offshore von 1967 befassen. Ein Argument des Bundes war nämlich, daß die Vorlage Neufundlands eine bereits entschiedene Sache, d.h. *res judicata*, beinhalte. Vom Gerichtshof wurde dies mit Rücksicht auf die Geschichte Neufundlands zurückgewiesen und eine erneute Untersuchung der Rechtsfragen eingeleitet. Seine Stellungnahme hielt an der Aufteilung der Vorlage in drei Argumente fest. Im Hinblick auf deren erstes kam der Gerichtshof zu dem Schluß, daß die Lehre vom Festlandsockel im März 1949 lediglich *de lege ferenda* existierte und daß statt dessen das Jahr 1958 als Datum, in dem die Lehre vom Festlandsockel den Status *lex lata* errang, relevant ist.⁷⁶ Somit verlor Neufundland in der ersten Frage.

Das zweite Argument war komplizierter, da es die Geschichte des "Dominion" von Neufundland in den Jahren vor dem Beitritt zum kanadischen

⁷⁵ Reference Re The Seabed and Subsoil of the Continental Shelf Offshore Newfoundland (1984) 5 DLR (4th) 385 (Supreme Court of Canada).

⁷⁶ Dazu ist anzumerken, daß das Übereinkommen über den Festlandsockel vom 29. April 1958 (UNTS 499, Nr. 7302, S. 311) erst im Juni 1964 in Kraft trat. Der Gerichtshof unterzog die Lehre vom Festlandsockel einer sehr sorgfältigen Untersuchung und kam z.B. *obiter dicta* zum Ergebnis, daß die Rechte über den Festlandsockel keine Eigentumsrechte im herkömmlichen Sinne sind. Dies zeigt, daß der Gerichtshof die unterschiedliche Rechtsnatur der in Art. 2 des Übereinkommens über den Festlandsockel vom 29. April 1958 (UNTS 499, Nr. 7302, S. 311) und der in Art. 77 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 7. Oktober 1982 (United Nations Convention on the Law of the Sea, UN-Doc. A/Conf. 62/122) definierten Rechte erkannt hatte.

Bundesstaat betraf. Neufundland wurde 1931 durch das "Statute of Westminster" wie anderen "Dominions" des "British Empire" das Recht übertragen, seine auswärtigen Angelegenheiten selbst zu regeln. Da aber Neufundland in den Jahren unmittelbar vor dem Beitritt keine eigene Regierung hatte und von einer Regierungskommission ("commission of government") von London aus verwaltet wurde, war der Gerichtshof der Auffassung, daß, selbst wenn der Provinz im März 1949 Rechte über den Festlandssockel zugestanden hätten, diese Rechte eigentlich der Krone des Vereinigten Königreichs als Verwalter der auswärtigen Angelegenheiten des "Dominions" zustanden. Neufundland unterlag daher auch hinsichtlich seines zweiten Arguments.

Hinsichtlich des dritten Arguments, das die Eintrittsbedingungen in die Konföderation betraf, entschied der Gerichtshof, daß beabsichtigt war, Neufundland eine Provinz Kanadas wie jede andere werden zu lassen, und daß, weil keine andere Provinz extraterritoriale Hoheitsgewalt ausübte, auch Neufundland eine solche für sich nicht beanspruchen könne. Also verlor die Provinz auch hinsichtlich dieses Arguments.

Angesichts der vordergründig absoluten Niederlage der Provinz in dieser Sache stellt sich die Frage, ob Neufundland gut beraten war, als es die Angelegenheit vor Gericht brachte, zumal es die erste Provinz war, die so verfuhr. Wenngleich die Provinz grundsätzlich ein gutes Argument auf ihrer Seite hatte, hat sich der Oberste Gerichtshof Kanadas dem nicht anschließen können. Neufundland trat für ein mindestens gleichberechtigtes Mitspracherecht hinsichtlich der Ausbeutung der Naturschätze auf seinem Festlandssockel ein. Die Schwierigkeit bestand darin, daß dieser Anspruch nicht auf geltendem Recht oder, genauer, auf Verfassungsrecht basierte. Die Provinz war gezwungen, ihre im Kern politische Argumentation in eine juristische Form zu bringen, wobei die Sorgen über die wirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen von Ölvorkommen im Offshore-Bereich nicht angemessen eingebracht werden konnten. Dem Obersten Gerichtshof wurde letztlich eine juristisch-verfassungsrechtliche Frage gestellt, und er gab darauf eine juristisch-verfassungsrechtliche Antwort. Der Oberste Gerichtshof war offensichtlich das falsche Forum zur Lösung des Gesamtproblems.

Zusammenfassend wird die derzeitige verfassungsrechtliche Situation hinsichtlich des Eigentums an Bodenschätzen im Offshore-Gebiet und der Hoheitsrechte in Kanada durch folgende Regelungen bestimmt:

- Die Provinzen üben Eigentumsrechte über Gewässer *inter vauces terrae* und/oder Gewässer aus, die schon immer als Bestandteil der Provinz oder der früheren Kolonie angesehen wurden. Dabei handelt es sich hauptsächlich um Küstengewässer und um die inneren Gewässer Kana-

das. Dies gilt jedoch mit Sicherheit nur für Teile der Meeresgebiete vor der Küste British Columbias, Neufundlands und Labradors.⁷⁷

- Neufundland ist im Besitz von Meeresgebieten innerhalb von drei Seemeilen vor der Küste (von der Basislinie aus); keine andere kanadische Provinz kann einen derartigen Anspruch geltend machen.
- Alle Rechte an den Territorialgewässern und an den Gebieten innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Festlandsockel unterstehen der Hoheitsgewalt des Bundes.⁷⁸

3. Die politische Schlichtung von Streitigkeiten über Hoheitsrechte im Offshore-Bereich

Zu den ersten Befürwortern der Bundesgewalt über den Offshore-Bereich gehörte die Regierung Trudeau. Bereits 1984 schrieb der damalige Oppositionsführer und heutige Premierminister Kanadas, Mulroney, dem Ministerpräsidenten von Neufundland, daß er ein "joint management" und eine Abgabenaufteilung unter gleichrangiger Beteiligung der Provinzen befürworte. Nach seinem Wahlsieg wirkte Mulroney darauf hin, sein Wahlversprechen einzulösen, und initiierte die Verhandlungen, die zum "Atlantic Accord" führten.

"Der Atlantic Accord", der 1988 auch von Neuschottland (anstelle des Abkommens von 1982) angenommen wurde, sieht vor, daß die Entscheidungsbefugnisse für das an die Provinz angrenzende Offshore-Gebiet von einem Ausschuß, der aus je drei Bundes- und Provinzvertretern sowie einem unabhängigen Vorsitzenden besteht, wahrgenommen werden. Dieser Ausschuß, der "Canada-Newfoundland Offshore Board", trifft alle Entscheidungen, die nach der Bundesgesetzgebung dem Bundesminister für Energie, Bergwerke und Naturschätze obliegen würden. Die Provinzregierung kann die Durchsetzung von Entscheidungen, mit denen sie nicht einverstanden ist, verzögern, aber der Bundesminister hat so lange das letzte Wort, bis Kanada energiewirtschaftlich autark ist. Bis dahin dürfen die Provinzen Lizenzgebühren festlegen und Abgaben auf die Offshore-Produktion erheben, als ob die Rohstoffnutzung "in der Provinz" stattfände. Der "Canadian Petroleum Resources Act" und der "Oil and Gas Production Conservation Act" sind Teil der Durchführungsgesetzgebung,

⁷⁷ Die geographische Lage von Prince Edward Island wirft eine Reihe weiterer hoheitsrechtlicher Fragen auf.

⁷⁸ Eine wichtige Ausnahme ist möglicherweise das Offshore-Gebiet um Sable Island auf dem Scotia-Shelf. Diese Angelegenheit wird noch dadurch verkompliziert, daß Sable Island eine Sandbank ist und sich seine Lage dadurch permanent verschiebt.

die sowohl vom Bundesparlament als auch von den Provinzparlamenten erlassen wurden.

Derzeit ruht der Streit zwischen dem Bund und den Provinzen, soweit Ottawa auf der einen und Neufundland sowie Neuschottland auf der anderen Seite beteiligt waren. Mit British Columbia wird zur Zeit ein Abkommen verhandelt, und die Pläne, die Hoheitsrechte über die Öl- und Gasvorkommen den Regierungen von Yukon und den "northwest territories" zu übertragen, sind weit fortgeschritten. Darüber hinaus wird bis zur Änderung der Verfassung die Hoheitsgewalt Neufundlands über die Drei-Seemeilen-Grenze hinaus von der Bundesgesetzgebung abhängig bleiben. Insofern beruht der "Atlantic Accord" auf einer juristischen Fiktion. Das ist jedoch so lange nicht gravierend, wie die Regierungen beider Ebenen politisch übereinstimmen. Im Falle ernsthafter Streitigkeiten könnte aber das Bundesparlament den Provinzen die Rechte entziehen, die sie durch den "Atlantic Accord" erhalten haben.

Bisher ist ein solcher Streit weder entbrannt noch absehbar. Allerdings ist im Golf von Maine, im Offshore-Gebiet von Neuschottland, das Problem der konkurrierenden Nutzung aufgekommen. Texaco Resources Canada Ltd. gab 1987 bekannt, daß es die Genehmigung anstrebe, zwei Probebohrungen im kanadischen Sektor der Georgia-Bank im Golf von Maine durchzuführen. Das Unternehmen hatte 1975 dieses Gebiet erworben, konnte aber keine exploratorische Tätigkeit entfalten, bevor der Grenzstreit zwischen Kanada und den Vereinigten Staaten nicht gelöst war. Wie sich später herausstellte, war es äußerst günstig für Kanada, daß für dieses Gebiet eine Lizenz vergeben worden war. Der Internationale Gerichtshof hätte nämlich zu einem anderen Schluß kommen können, wenn Kanada seinen Anspruch auf das umstrittene Gebiet nicht geltend gemacht hätte. Die Bohrpläne des Ölunternehmens weckten sofort die Opposition der im Südwesten von Neuschottland im Golf von Maine aktiven Fischer. Eine Reihe weiterer Gruppen schloß sich den Fischern an (Umweltschutzgruppen, die Regierungen der angrenzenden US-Bundesstaaten und amerikanische Fischer).⁷⁹ Die Regierung der Provinz erklärte, daß keine Ölbohrung ohne Berücksichtigung der Interessen der Fischerei vorgenommen würde. Texaco begann eine lange, aber letztlich erfolglose Kampagne, um die öffentliche Meinung zu ändern. Ein vorläufiger Umweltbericht einer Bundesstelle⁸⁰

⁷⁹ Ein Teil dieser Gruppen war bereits erfolgreich gegen die von den Vereinigten Staaten in dem Gebiet vorgesehenen Lizenzvergaben gerichtlich vorgegangen. Die Argumente betrafen vor allem die möglicherweise verheerenden Folgen für den halbgeschlossenen Golf, falls Öl auslaufen sollte, und das Risiko für die Kammuschelbänke und andere Arten, die die Grundlage einer bedeutenden Fischereiwirtschaft bildeten.

⁸⁰ Die Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), die seit 1992 nicht mehr existiert.

kam zu dem Schluß, daß das Umweltrisiko gering sei. Dennoch kamen die Regierungen auf beiden Ebenen überein, die Bohrungen zu unterbinden und Gesetze (vom Bund und von den Provinzen) zu verabschieden, um ein Moratorium über die Ausbeutung der Ölschätze im Golf von Maine bis zum Jahre 2000 einzuführen.

4. Regulierung der wirtschaftlichen Tätigkeit von Ausländern und ausländischen Unternehmen

a. Ausländische Investitionen

Ausländische Direktinvestitionen in Kanada werden vom "Investment Canada Act" geregelt. Demnach sind ausländische Niederlassungen genehmigungsfrei, sofern sie nicht mit der Übernahme von kanadischen Unternehmen oder Unternehmensteilen verbunden sind. Der "Act" sieht eine Regierungsgenehmigung bei Beteiligungen ausländischer juristischer oder natürlicher Personen an bestehenden kanadischen Unternehmen vor. Direkte ausländische Übernahmen kanadischer Unternehmen mit Aktiva von mindestens kan\$ 5 Millionen müssen genehmigt werden. Indirekte Beteiligungen (über andere Unternehmen) unter kan\$ 50 Millionen benötigen keine Genehmigung, wenn sich der größte Teil des zu erwerbenden Firmenvermögens nicht in Kanada befindet. Allerdings gilt für amerikanische natürliche und juristische Personen eine höhere Grenze: Ihre Direktinvestitionen sind bis zu einem Betrag von kan\$ 150 Millionen genehmigungsfrei, unabhängig davon, ob es sich um direkte oder indirekte Beteiligungen handelt.

Um den kanadischen Einfluß auf die eigene Wirtschaft ("Canadianization") zu erfassen, wird in Kanada zwischen "Canadian ownership" und "Canadian control" unterschieden.⁸¹ Der Begriff "Canadian ownership" bezieht sich auf den Anteil von stimmberechtigten Aktien eines Unternehmens, der sich direkt oder indirekt in dem Besitz kanadischer "residents" befindet. Ein Unternehmen wird erst dann von Kanadiern kontrolliert, wenn mindestens die Hälfte der stimmberechtigten Aktien von kanadischen "residents" direkt oder indirekt gehalten werden. In Ausnahmefällen können Unternehmen auch dann als von Kanadiern kontrolliert gelten, wenn kanadische "residents" weniger als die Hälfte der stimmberechtigten Aktien besitzen, die übrigen Aktien aber im Besitz einer so großen Zahl von Ausländern ist, daß der Einfluß einzelner Ausländer als gering eingeschätzt werden kann.

⁸¹ Vgl. Petroleum Monitoring Agency Canada [1991, Anhang: "Glossary of Terms"].

Für die Qualität der Genehmigungsverfahren für ausländische Beteiligungen ist die Beteiligungshöhe ausschlaggebend [vgl. Energy, Mines and Resources Canada, 1987, S. 70 f.]. Beträgt die Beteiligung mindestens ein Drittel der stimmberechtigten Aktien, so ist sie "presumed to be acquisition of control". Strebt der Ausländer eine Stimmenmehrheit an, so wird davon ausgegangen, daß er beabsichtigt, die Kontrolle über das Unternehmen zu erlangen ("deemed to be acquisition of control"). Im Verfahren wird festgestellt, ob und inwieweit der ausländische Einfluß "will likely be of net benefit to Canada" und ob das Vorhaben mit den Politiken des Bundes und der Provinzen im Einklang steht.

Neben den allgemeinen Richtlinien über den Einfluß von Ausländern auf die kanadische Wirtschaft bestehen Regelungen, die einzelne Sektoren betreffen. Im Kohlenwasserstoffsektor gelangen zwei Instrumente zur Anwendung, die die "Canadianization"-Bedingungen in diesem Sektor festlegen: der bereits erwähnte "Investment Canada Act" und der "Canadian Petroleum Resources Act". Nach dem "Investment Canada Act" wurden bis März 1992 Beteiligungen von Ausländern zugelassen, wenn es sich um Übernahmen von Anteilen handelte, die bereits in der Vergangenheit von Ausländern gehalten wurden, sofern gleichzeitig der kanadische Anteil erhöht wurde und außerdem die gesamten Investitionsausgaben des Unternehmens aufgestockt wurden [Energy, Mines and Resources Canada, 1987, S. 70 f.]. Beteiligungen von Ausländern an Unternehmen ohne bisherige ausländische Beteiligung kamen nur dann in Frage, wenn das betreffende Unternehmen nachweislich in finanzielle Schwierigkeiten geraten war. Dem "Canadian Petroleum Resources Act" zufolge wurde eine Produktionslizenz nur dann erteilt, wenn der kanadische Anteil am sich bewerbenden Unternehmen mindestens 50 vH betrug. Von dieser Regel wurde nur selten abgewichen; es lag im Ermessen des zuständigen Ministers, Ausnahmen gelten zu lassen [ibid.].

Am 25. März 1992 hat die kanadische Regierung einige der Regelungen, die den Kohlenwasserstoffsektor betreffen, gelockert. Damit wurde die 50-vH-Beteiligungspflicht kanadischer Unternehmen an Produktionslizenzen ebenso aufgehoben wie die "Canadianization"-Bedingungen bei ausländischen Direktinvestitionen. Ausländischen Investoren stehen nunmehr Beteiligungs- und Übernahmemöglichkeiten bei allen kanadischen Unternehmen offen, die Vorleistungen für die Aufsuchung und Förderung von Erdöl und Erdgas anbieten oder Rohstoffaktivitäten nachgehen. Allerdings wird eine Genehmigungspflicht für Investitionen über kan\$ 5 Millionen beibehalten, die sich unter anderem immer noch auf den "net benefit" für die kanadische Wirtschaft erstreckt.

Aufrechterhalten werden soll — im Sinne der "net benefit"-Prüfung — die bisherige Politik der inzwischen aufgelösten "Canada Oil and Gas Lands Administration" (COGLA). Diese Behörde sollte den "full and fair access" kanadischer Firmen bei der Lieferung von Vorleistungen für die Kohlenwasserstoff-

produktion gewährleisten. Auf Provinzebene betrieb die COGLA eine "buy Canada"-Politik bei einschlägigen Ausschreibungen, so zum Beispiel im Falle des "Hibernia"-Offshore-Felds in Neufundland. Daneben hat die kanadische Regierung das "Canadian Market Opportunities Program" initiiert, um den Anteil heimischer Anbieter über die Förderung der Importsubstitution zu erhöhen. Auch die Zusammenarbeit zwischen Rohstoffunternehmen und Vorleistungslieferanten soll im Rahmen dieses Programms verstärkt werden [vgl. GATT, d, Vol. I, S. 167].

*b. Handelsbeschränkungen*⁸²

Wenngleich Kanada traditionell zu den eher protektionistischen Ländern gezählt wird, hat das Land in den 80er Jahren mit dem Abbau von Handelshemmnissen begonnen. Die Öffnung betraf zunächst alle Handelspartner. Seit der Unterzeichnung des Freihandelsabkommens mit den Vereinigten Staaten im Jahr 1988 wird die Öffnung mit zwei Geschwindigkeiten betrieben, dabei am schnellsten gegenüber den Vereinigten Staaten.

Hauptinstrument der Handelspolitik waren und sind die Ad-valorem-Zölle. Für die untersuchungsrelevanten Zollpositionen werden Zollabgaben bis zu 25 vH verlangt. Der Höchstsatz ist für importierte Schiffe und Schiffsteile vorgesehen, während für Maschinenbauerzeugnisse die Sätze unter 10 vH bleiben. Für Einfuhren von Stahlerzeugnissen sind nach dem "Export and Import Act" Lizenzen erforderlich, da diese Erzeugnisse in der "Import Control List" erfaßt werden. Darüber hinaus besteht eine "Import Surveillance" bei Stahlprodukten, die eine Kontrolle der Importpreise beinhaltet, und zwar im Rahmen des "Import Monitoring Program". Fallen die Importpreise stärker als erwartet, dann können Ausgleichszölle erhoben werden, um die heimischen Anbieter zu schützen.

Ähnlich wie in den Vereinigten Staaten hat sich auch in Kanada, insbesondere nach der Verabschiedung des "Special Import Measures Act" von 1984, das Antidumpingverfahren als Mittel zur Abwehr der ausländischen Konkurrenz durchgesetzt. So fanden in den 80er Jahren auf Antrag der kanadischen Industrie 286 Untersuchungen statt, die entweder mit Dumping- oder mit Subventionsvorwürfen begründet wurden. Viele dieser Klagen (56) wurden gegen amerikanische Unternehmen gerichtet, 21 gegen deutsche und genauso viele jeweils gegen japanische und koreanische Unternehmen.

⁸² In Anlehnung an GATT [d, Vol. II].

5. Fazit

Auf den ersten Blick scheint es legitim zu sein, die Regierungen der Küstenprovinzen in Fragen mit einzubeziehen, die offensichtlich für sie von erstrangigem Interesse sind, wie die Aufsuchung und Förderung von Erdöl und Erdgas im Meer. Das traditionelle Verfahren gemeinsamer Verwaltung mit einer Aufteilung von Abgaben kommt im "Canada Petroleum Resources Act" und im Interesse der gegenwärtigen Bundesregierung zum Ausdruck, die Provinzen an dem Entscheidungsprozeß zu beteiligen. Die aktuellen Tendenzen bedeuten aber mehr als eine bloße Teilung der Verantwortung, weil zum ersten Mal eine originäre Übertragung von Verantwortung und der damit verbundenen (politischen) Risiken erfolgen soll. So werden die Provinzen sich in die nationale Energie- und Ressourcenpolitik der Bundesregierung einfügen müssen, selbst dann wenn ein nationales Konzept, in dem die Rolle der Provinzen und Territorien festgelegt ist, nicht existiert. Hinzu kommt, daß die kanadische Verfassung die Kompetenzen so verteilt, daß Ottawa nicht ohne weiteres die Verantwortung für die Verwaltung von Meeresgebieten auf die Provinzen abwälzen kann. Nur eine entsprechende Verfassungsänderung könnte die vorrangige Verantwortung des Bundes für den Offshore-Bereich (einschließlich der Nutzung lebender und nichtlebender Ressourcen) sowie anderer Aktivitäten (Schifffahrt) einschränken.

Die Provinzen mußten, um am Entscheidungsprozeß gleichberechtigt teilnehmen zu können, eine regionale Meereswirtschaftspolitik konzipieren und implementieren. Angesichts der derzeitigen Unzufriedenheit mit der Fischereipolitik des Bundes in den Gebieten vor der Ostküste und der Diskussion über eine neue Kompetenzverteilung könnte die Lösung der verfassungsrechtlichen Probleme Kanadas eine Neuordnung der Verantwortungsbereiche zugunsten der Küstenprovinzen bewirken. Bis dahin werden die überkommenen verfassungsrechtlichen und politischen Vorgaben die Nutzung der Ressourcen im kanadischen Offshore-Bereich regeln.

Zu begrüßen ist die Liberalisierung der Rahmenbedingungen für ausländische Investitionen, obwohl amerikanische Unternehmen dabei bevorzugt werden sollen. Bedenken ruft die Fortführung der "buy Canada"-Politik, vor allem im Kohlenwasserstoffbereich, hervor. Auch andere industriepolitische Ansätze, die den Anteil heimischer Anbieter an den Vorleistungslieferungen erhöhen sollen, stellen eine Diskriminierung gegen ausländische Unternehmen dar. Ähnliches gilt auch bei tarifären Handelshemmnissen (Zölle auf Schiffe und Schiffsteile) und insbesondere bei nichttarifären Handelshemmnissen (Anti-dumpingverfahren, Import Monitoring Program).

C. Wirtschaftspotentiale in den nord-amerikanischen Meeresgebieten

I. Die Ressourcenausstattung

Gemessen an den Indikatoren für die Beurteilung der Ressourcenverfügbarkeit zählt Nordamerika zu den "reifen" (explorierten) kohlenwasserstoffreichen Regionen der Welt. So zeigt die Entwicklung der Erdölreserven je Bohrloch im Zeitraum 1950–1989, daß Kanada und die Vereinigten Staaten ihren Höhepunkt bereits in den 60er bzw. 70er Jahren überschritten hatten und danach nur noch unterdurchschnittliche Zuwächse bei den Erdölreserven verzeichneten, während beispielsweise die OPEC-Länder (einschließlich Ecuador) noch in den 80er Jahren eine kräftige Reservenzunahme erfuhren (Tabelle A1). Folglich verringerte sich der nordamerikanische Anteil an den Welterdölreserven von 33,7 vH im Jahr 1950 auf 3,2 vH im Jahr 1992; im gleichen Zeitraum stieg der Anteil der OPEC-Länder von 55,9 vH auf 77,6 vH (OECD [a] und Schaubild 1). Wenngleich die Reichweiten⁸³ der Erdölreserven Kanadas und der Vereinigten Staaten im Zeitablauf nicht identisch verlaufen sind, verrät deren Niveau zu Beginn der 90er Jahre, daß beide Länder auch in dieser Hinsicht weit hinter den OPEC-Ländern und anderen Regionen liegen (Tabelle A2). Die insgesamt rückläufige Entwicklung der nordamerikanischen Reserven und ihrer Reichweite überrascht deshalb, weil sie sich vor dem Hintergrund zweier Ölpreisschocks vollzog, die zwischen 1973 und 1985 zu dem stärksten Wachstum der Erdölreserven außerhalb der OPEC-Länder beitrugen, das nach dem Zweiten Weltkrieg registriert wurde.

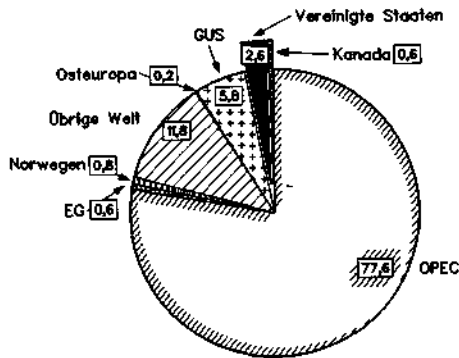
I. Vereinigte Staaten

Anfang 1992 verfügten die Vereinigten Staaten über 2,6 vH der Welterdölreserven und 3,9 vH der Welterdgasreserven und lagen damit bei ihrer Ausstattung mit Kohlenwasserstoffen vor Kanada und allen anderen OECD-Ländern (Schaubild 1). Die seit den 80er Jahren sinkenden Zunahmen der (bekannten) amerikanischen Reserven könnten jedoch erste Anzeichen einer Erschöpfung

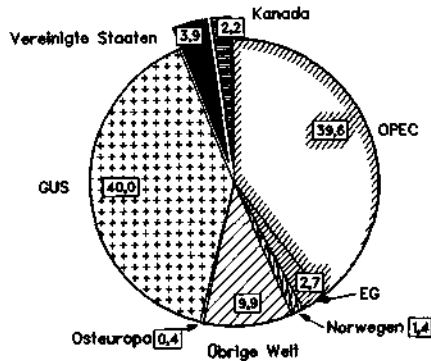
⁸³ Gemessen als Zeitraum (in Jahren), in dem die zu Beginn vorhandenen Reserven — bei konstant bleibender Förderrate — erschöpft werden können.

Schaubild 1 — Erdöl- und Erdgasreserven nach Ländern und Regionen, Januar 1992 (vH)

Ölreserven



Gasreserven



Quelle: Oil and Gas Journal [1992].

der Kohlenwasserstoffreserven sein. Der Anteil der Energieeinfuhr an der Warenausfuhr verdoppelte sich im Zeitraum 1965–1989, obwohl der Energieverbrauch nur gering gestiegen ist,⁸⁴ was nur aufgrund einer Substitution von hei-

⁸⁴ Der Energieverbrauch pro Kopf stieg von 6535 (1965) auf 7794 kg Öläquivalente (1989), die Energieeinfuhr als Anteil an der Warenausfuhr von 8 auf 16 vH [Weltbank, 1991, S. 255]. Die Importe von Rohöl und Erdölprodukten nahmen von ca. 3000 auf 8061 Tausend barrels/Tag zu [CIA, 1991, versch. Hefte].

Tabelle 1 — Vereinigte Staaten: Rohstoffpotentiale in den Ausschreibungsgebieten auf dem Festlandssockel 1987

	Auszuschreibendes Rohstoffpotential ^a				Reihenfolge nach der Güte-einschätzung der Unternehmer
	Ölpreis US\$ 15,75	Reihen- folge ^b	Ölpreis US\$ 32,50	Reihen- folge ^b	
Westlicher Teil, Golf von Mexiko	3 790	2	4 630	1	2
Mittlerer Teil, Golf von Mexiko	3 930	1	4 110	2	1
Südkalifornien	340	3	770	4	5
Navarin-Becken	c	10	790	3	10
Südatlantik	150	5	640	5	17
Östlicher Teil, Golf von Mexiko	180	4	470	6	3
Nordkalifornien	150	5	330	8	8
Chukchi-See	c	10	400	7	9
Beaufort-See	c	10	310	9	4
Mittelkalifornien	120	6	230	11	6
Mittelatlantik	90	7	230	11	13
St.-George-Becken	c	10	260	10	12
Washington/Oregon	50	8	60	13	15
Nordatlantik	10	9	70	12	11
Golf von Alaska	c	10	30	14	19
Nord-Aleutian-Becken	c	10	20	15	7
Norton-Becken	c	10	20	15	18
Straßen von Florida	c	10	10	16	20
Kodiak	c	10	c	17	23
Hope-Becken	c	10	c	17	14
Shumagin	c	10	c	17	21
Cook Inlet	c	10	c	17	16
St.-Matthew-Hall	c	10	c	17	22
Aleutian-Becken	c	10	c	17	24
Bowers-Becken	c	10	c	17	25
Aleutian Arc	c	10	c	17	26

^aNachgewiesene, aber noch nicht entwickelte Erdöl- und Erdgasreserven nach Schätzung des Department of the Interior bei Zugrundelegung zweier hypothetischer Preise; Erdöl- und Erdgasreserven in Millionen Ölbarreläquivalente. — ^bNach Höhe des Rohstoffpotentials. — ^cGeringfügige Reserven.

Quelle: US Department of the Interior [1987].

mischen Energieträgern durch importierte Energieträger (im wesentlichen Erdöl) möglich war. Allerdings ist festzustellen, daß ein großer Teil der in den 80er Jahren im Offshore-Bereich entdeckten Reserven noch nicht entwickelt worden ist und daß die Vereinigten Staaten deshalb künftig durchaus noch eine Rolle als Standort für die Erdöl- und Erdgasgewinnung spielen werden.

Schätzungen zufolge sind die nachgewiesenen, aber noch nicht erschlossenen Erdöl- und Erdgasreserven regional sehr ungleich auf die insgesamt 26 Ausschreibungsgebiete des Outer Continental Shelf verteilt (Tabelle 1; Schaubilder A1 und A2). Aus der Sicht amerikanischer Unternehmen lagern im Golf von Mexiko die wirtschaftlich interessantesten Vorkommen, gefolgt von jenen in der Beaufort-See und in Südkalifornien. Das "Department of the Interior" gibt neben dem Golf von Mexiko⁸⁵ sowie Nord- und Südkalifornien auch die Meeresgebiete im Südatlantik als rohstoffträchtig an.

2. Kanada

Auf Kanada entfielen Anfang 1992: 0,6 vH der Welterdölreserven und 2,2 vH der Welterdgasreserven (Schaubild 1). Damit besitzt das Land so viele Erdölreserven, wie die EG-Länder zusammengenommen — aber geringere Erdgasreserven als diese. Ähnlich wie in den Vereinigten Staaten ist die Entwicklung der Reservenzunahmen rückläufig. Ein wachsender Teil der an Land entdeckten oder vermuteten Erdölressourcen besteht aus schwerem und schwefelhaltigem Erdöl, weshalb Kanada auf Einfuhren angewiesen ist, um seine Nachfrage nach leichtem Erdöl zu befriedigen. Dem Land ist es trotzdem gelungen, den seit vielen Jahren bestehenden Exportüberschuß bei Brennstoffen zu halten, obwohl der Energieverbrauch überdurchschnittlich zugenommen hat.⁸⁶

Die Erwartungen hinsichtlich der Höffigkeit kanadischer Offshore-Gebiete sind sehr unterschiedlich. Helliwell et al. [1989, S. 182 ff.] vertreten die Hypothese, daß es sich um ein "reifes" Explorationsgebiet handelt und daß bisherige Funde nur zu einer marginalen Reservenaufstockung geführt haben. Der National Energy Board (NEB) [1991] sieht hingegen ein großes Potential in den sogenannten "frontier lands". Nach seinen Schätzungen soll in der kanadischen Arktis und in den Gebieten Mackenzie-Delta und Beaufort-See die Erdgashöffigkeit am höchsten sein (Tabelle 2); die zuletzt genannten Gebiete und das

⁸⁵ In diesem Gebiet existieren unter anderem Felder in Tiefen von 2300 m und mehr.

⁸⁶ Der Energieverbrauch pro Kopf ist von 6007 (1965) um mehr als die Hälfte auf 9959 kg Öläquivalente (1989) gestiegen [Weltbank, 1991, S. 255]. Die kanadischen Einfuhren von Rohöl und Erdölprodukten schwanken seit den frühen 70er Jahren zwischen 680 000 und 800 000 Barrel pro Tag [CIA, 1991].

Meer vor der Küste Neufundlands werden als erdöhlöffig eingestuft (vgl. auch Schaubild A3). Für Experten der Canadian Petroleum Association liegen die größten Chancen für die Rohstoffwirtschaft in Westkanada (Onshore, Erdgas, schweres Öl und Bitumen) und nicht im Offshore-Bereich [vgl. z.B. Ratuski, 1992, S. 41].

Tabelle 2 — Kanada: Erdöl- und Erdgasressourcen in einzelnen Offshore-Regionen 1990

	Nachgewiesene Ressourcen ^a		Vermutete Ressourcen ^b	Insgesamt
	Reserven ^c	übrige		
Erdgas (Milliarden Kubikmeter)				
British Columbia, Offshore-Gebiet	—	—	258	258
Neuschottland, Offshore-Gebiet	—	163	490	653
Neufundland, Offshore-Gebiet	—	147	1 496	1 643
Mackenzie-Delta und Beaufort-See	307	13	1 574	1 894
Arktische Inseln und Ostarktisches Offshore-Gebiet	—	413	2 709	3 122
Erdöl (Millionen Kubikmeter)				
British Columbia, Offshore-Gebiet	—	—	50	50
Neuschottland, Offshore-Gebiet	3	21	294	318
Neufundland, Offshore-Gebiet	80	155	659	894
Mackenzie-Delta und Beaufort-See	—	256	856	1 112
Arktische Inseln und Ostarktisches Offshore-Gebiet	1	65	807	873

^aTechnisch förderbare Ressourcen. — ^bDerzeit aus technischen Gründen nicht-förderbare Ressourcen. — ^cTechnisch und ökonomisch förderbare Ressourcen.

Quelle: NEB [1991, S. 118].

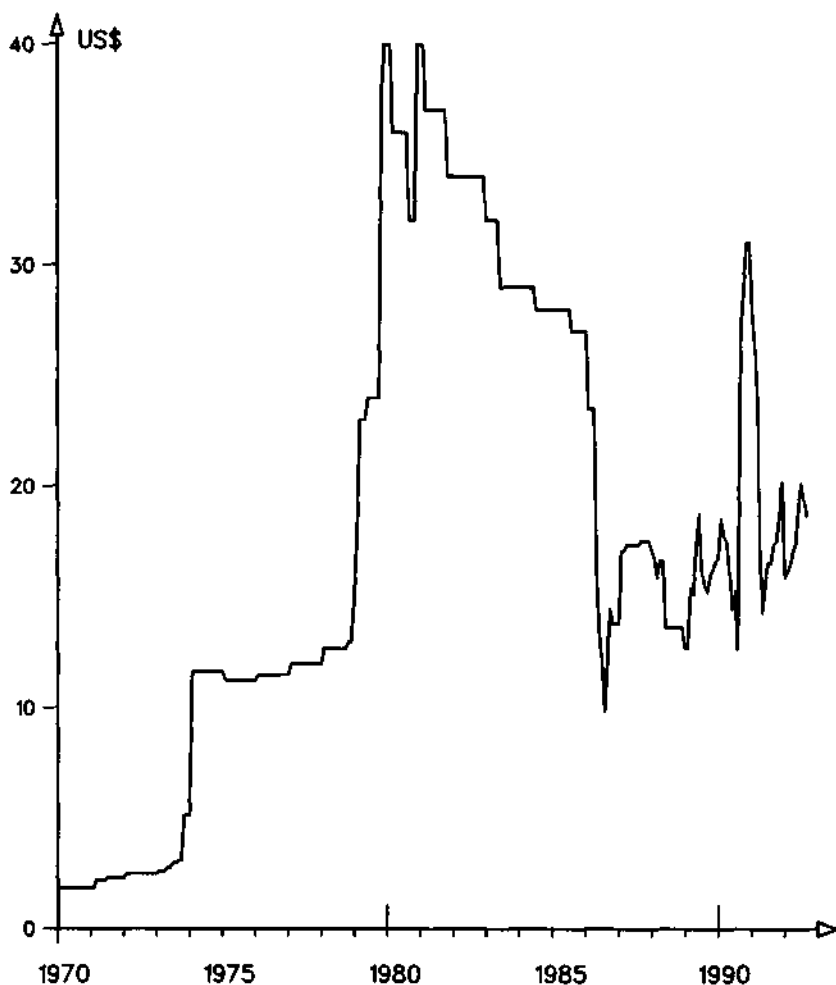
II. Bisherige Ressourcennutzung

Auf Nordamerika entfielen zwischen 1950 und 1990 etwa 23 vH der Welterdölproduktion. Damit nahm diese Region den zweiten Platz unter den Erdölproduzenten ein, und zwar hinter dem Mittleren Osten (29 vH) und noch vor den ehemaligen RGW-Ländern (21 vH) [OECD, c, S. 7]. Dies relativiert das Bild, das sich aus der regionalen Verteilung und Entwicklung der Ressourcenbestände ergibt, und bringt gleichzeitig zum Ausdruck, daß Reservenschätzungen noch keinen Aufschluß über Förderaktivitäten geben. Die Erdölförderung in Nordamerika hat das zu Beginn der Periode 1950–1990 prognostizierte Reservenniveau um ein Vielfaches übertroffen; ähnliches gilt auch für Erdgas. Fördermengen, die höher ausfallen, als zum Zeitpunkt der Reservenschätzung absehbar, sind aus mehreren Gründen möglich. Reservenschätzungen können beim derzeitigen Stand der Technik erst überprüft werden, nachdem Explorationsbohrungen stattgefunden haben. Überdies müssen diese Schätzungen korrigiert werden, nachdem weitere Bohrungen (sogenannte Entwicklungsbohrungen) niedergebracht worden sind. Wieviel tatsächlich gefördert wird, hängt letztlich davon ab, ob es zu Kostensenkungen aufgrund effizienterer Fördertechniken und/oder zu Rohstoffpreisbewegungen kommt. Im Falle von Kostensenkungen und/oder Erhöhungen der Rohstoffpreise werden der Ausbeutungsgrad der Reserven erhöht und die Fördermengen ausgeweitet. Für die Erklärung von Reserven- und Produktionsänderungen sind daher die Preisentwicklung, der technische Fortschritt und die Bohraktivitäten entscheidend. Dadurch, daß die Bohraktivität der Förderung zeitlich vorgelagert ist, gilt sie als "leading indicator" der Kohlenwasserstoffnutzung, sozusagen als Bindeglied zwischen Reservenposition und Produktionsniveau.

An der Entwicklung des nominalen Rohölpreises im Zeitraum 1970–1992 (Schaubild 2) kann abgelesen werden, daß preisliche Anreize für eine verstärkte Rohstoffsuche und -nutzung in der Zeit vom ersten Ölpreisschock (1973/74) bis zum Beginn des Preisverfalls im Jahr 1982 bestanden haben dürften; sie waren insbesondere für solche Regionen wie Nordamerika von Bedeutung, in denen die Such- und Förderkosten über dem Niveau der Kosten in den OPEC-Ländern liegen. Nach dem drastischen Preisrückgang im Jahr 1986 blieb der Ölpreis sehr labil und — mit Ausnahme der Zeit des Golfkriegs — im Bereich zwischen US\$ 12 und 20. Allerdings schwankt der Preis seitdem um einen positiven Trend, unabhängig davon, ob der Golfkrieg aus der Betrachtung ausgeschlossen wird oder nicht.

Ein direkter Zusammenhang zwischen der Preisentwicklung und der Bohraktivität (Explorations- und Entwicklungsbohrungen) in der Untersuchungsregion

Schaubild 2 — Entwicklung des nominalen Rohölpreises, Januar 1970–August 1992 (US\$/Barrel)^a

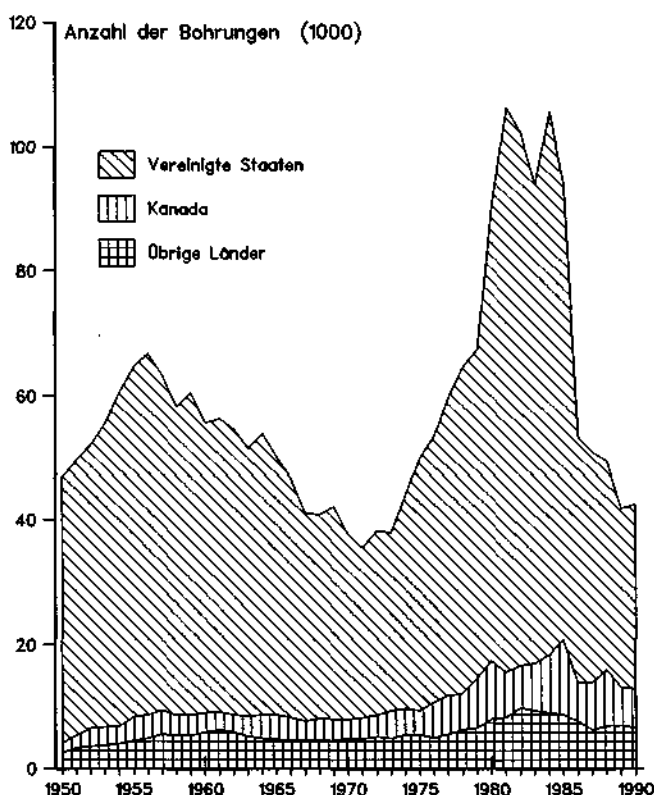


^aFob Ras Tanura, Saudi Arabia.

Quelle: Oil and Gas Journal [Ild. Jgg.].

liegt zumindest für den Zeitraum 1970–1990 vor (Schaubild 3). Nach dem ersten Ölpreisschock setzte der nach dem Zweiten Weltkrieg weltweit bedeutendste Aufschwung in der Bohraktivität ein, der 1982 nur kurz unterbrochen und Mitte der 80er Jahre von dem bislang schwersten Rückgang der Bohraktivität abgelöst wurde. Offenbar hat die Zeit des Ölpreisbooms Vorkommen schlagartig rentabel gemacht — wie jene im Offshore-Bereich —, die noch 1970 als un-

Schaubild 3 — Weltweite Bohraktivität 1950–1990 (Anzahl in 1000)



Quelle: OECD [c].

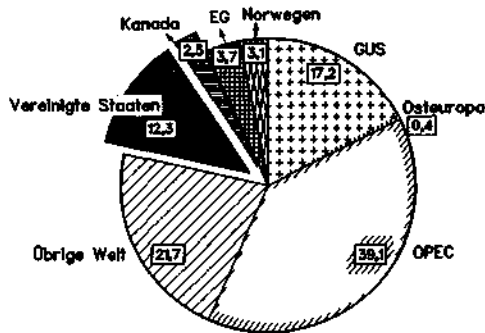
wirtschaftlich galten. Betrug der Anteil der Offshore-Erdölförderung (Offshore-Erdgasförderung) an der Welterdölproduktion (Welterdgasproduktion) 1970 nur 16 vH (14 vH), so stieg er in der zweiten Hälfte der 80er Jahre — also nach dem Bohrboom — auf 25 vH (20 vH) (Tabelle A3).

1. Vereinigte Staaten

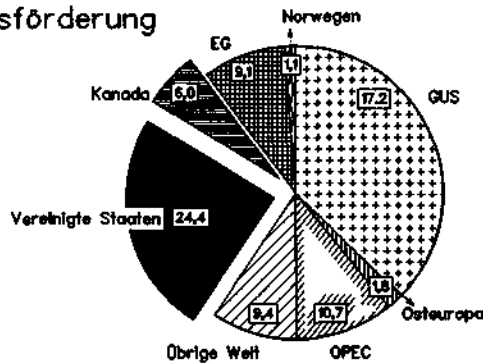
Die Vereinigten Staaten nehmen eine führende Rolle als Kohlenwasserstoffproduzent ein. Auf sie entfielen im Jahr 1991: 12,3 vH der Welterdölproduk-

Schaubild 4 — Erdöl- und Erdgasförderung nach Ländern und Regionen 1991 (vH)

Ölförderung



Gasförderung



Quelle: Oil and Gas Journal [1992].

tion und 24,4 vH der Weltgasproduktion (Schaubild 4). Damit lag das Land bei Erdöl an dritter Stelle hinter den OPEC-Ländern und der ehemaligen Sowjetunion; bei Erdgas lag es sogar an zweiter Stelle hinter der ehemaligen Sowjetunion und noch vor den OPEC-Ländern.

Die Erschließung der rohstoffträchtigen Meeresgebiete in den Vereinigten Staaten hat die Position des Landes als Erdöl- und Erdgasproduzent gestärkt. Mit der Verabschiedung des OCSLA im Jahr 1954 trat die Offshore-Ära an der amerikanischen Küste, die Ende der 30er Jahre begonnen hatte, in eine neue

Phase ein. Gemessen an der kumulierten Anzahl von Bohrungen im Meer im Zeitraum 1954–1988 waren der Golf von Mexiko und die pazifische Küste die Standorte mit dem höchsten Aktivitätsniveau, wobei die meisten Bohrungen im OCS stattfanden und sich insgesamt etwas weniger als die Hälfte aller niedergebrachten Bohrungen als erfolglos herausstellten (Tabelle A4). Dennoch erreichte 1970 die Offshore-Erdölförderung in den Vereinigten Staaten einen Anteil von einem Fünftel der weltweiten Offshore-Erdölförderung und die Offshore-Erdgasförderung sogar einen Anteil von fast 60 vH der weltweiten Offshore-Erdgasförderung (Tabelle A5). Danach gelang es, den amerikanischen Anteil an der Offshore-Erdgasförderung weiter zu erhöhen, doch bereits vor dem zweiten Ölpreisschock konnte auch dieser nicht mehr gehalten werden — der Erdölanteil war seit Beginn der 70er Jahre rückläufig.

Nach dem starken Anstieg der Ölpreise sind auch die Ausgaben für die Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen ausgeweitet worden. Sie haben sich zunächst nach dem zweiten Ölpreisschock zwischen 1978 und 1981 mehr als verdoppelt (von US\$ 20 auf 55 Milliarden; laufende Preise) und sanken nach dem Preisverfall 1982 und vor allem 1986 unter das Niveau von 1978 (Tabelle A6). Betroffen waren gleichermaßen Offshore- wie Onshore-Projekte, Explorations- wie Produktionsausgaben, die Ausgaben für Bohrungen ebenso wie die Ausgaben für Anlagen und Maschinen und jene für den Erwerb von Lizenzen. Die sinkende Tendenz setzte sich in den 90er Jahren fort; die für 1992 geplanten Ausgaben lagen bei nur noch US\$ 14 Milliarden (Tabelle 3).

Niedrigere Rohstoffpreise mögen die Anreize für die Erschließung von Lagerstätten vermindern, sie verstärken jedoch den Druck auf die Unternehmen, damit diese ihre Kosten senken. An der Ausgabenproduktivität gemessen haben sich seit dem Einschnitt von 1986 die Zunahme der Erdöl- und Erdgasreserven je eingesetzten US\$ um 120 vH und die Zunahme der Fördermenge je eingesetzten US\$ um 55 vH erhöht (Tabelle A7). Vermutlich ist der nach dem Preisverfall erzielte Produktivitätssprung auf kostensenkende, technologische Verbesserungen in den Bereichen Exploration und Produktion zurückzuführen, die z.B. die Zahl der erfolglosen Bohrungen verringert haben.

Mit geringeren Ausgaben und Aktivitäten der Unternehmen gehen auch geringere Staatseinnahmen aus der Rohstoffnutzung einher. Der Anteil der Einmalzahlungen und der Förderabgaben aus den Aktivitäten auf dem amerikanischen Schelf an dem Wert der geförderten Rohstoffe war seit 1970 rückläufig. Der Grund dafür war, daß immer weniger Gebiete neu ausgeschrieben wurden und der Umfang der Einmalzahlungen dadurch abnahm. Nach dem zweiten Ölpreisschock fand eine Erholung statt. Machten die Staatseinnahmen aus der Rohstoffnutzung 1980 noch fast die Hälfte des Rohstoffumsatzes aus, so sind sie danach auf gut ein Viertel desselben gefallen (Tabelle A8).

Tabelle 3 — Vereinigte Staaten und Kanada: Ausgaben für die Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen 1990–1992

	1990		1991		1992 ^a	
	Mill. US\$	vH ^b	Mill. US\$	vH ^b	Mill. US\$	vH ^b
Vereinigte Staaten	16 630	72	16 323	72	14 302	71
davon:						
Exploration ^c	13 447	58	13 203	58	11 704	58
Produktion ^d	2 599	11	2 747	12	2 343	12
Einmalzahlungen im Offshore-Bereich ^e	584	3	373	2	255	1
Kanada	6 375	28	6 365	28	5 963	29
davon:						
Exploration ^c	3 689	16	3 405	15	3 165	16
Produktion ^d	2 686	12	2 960	13	2 798	13
Nordamerika	23 005	100	22 688	100	20 265	100
davon:						
Exploration ^c	17 136	75	16 608	73	14 869	73
Produktion ^d	5 285	22	5 707	25	5 141	26
Einmalzahlungen im Offshore-Bereich ^e	584	3	373	2	255	1

^aGeplante Ausgaben. — ^bAnteile an den nordamerikanischen Ausgaben. — ^cHauptsächlich Bohrkosten. — ^dHauptsächlich Bohrkosten und Maschinen- und Anlageninvestitionen. — ^eUS Outer Continental Shelf lease bonus.

Quelle: Oil and Gas Journal [24.2.1992, S. 26 und 30].

Insgesamt zeigen verschiedene Indikatoren der Rohstoffnutzung, daß der Markt für Rohstoffaktivitäten in den Vereinigten Staaten in den 80er Jahren infolge des Preisverfalls auf den Welterdölmärkten geschrumpft ist. Die Anfang der 90er Jahre absehbare Entwicklung deutet kaum auf eine baldige Wende hin.

2. Kanada

Der Anteil Kanadas an der Welterdöl- und Welterdgasförderung lag 1991 bei 2,5 bzw. 6 vH (Schaubild 4). Damit ist dieses Land als Produzent bei keinem der Kohlenwasserstoffe führend. Kanadas Produktion findet durchweg an Land statt, obwohl es einige Funde im Meer gegeben hat. So sind nach umfangreicher Bohrtätigkeit an der Ostküste drei (eigentlich vier) Ölfelder und ein Gas-

feld entdeckt worden. Als Ölfelder gelten die benachbarten Felder "Cohasset" und "Panuke", die gemeinsam erschlossen werden und deshalb oft als ein Feld angegeben werden, und die ebenfalls benachbarten, aber getrennt entwickelten Felder "Hibernia" und "Terra Nova". Der Gasfund ("Venture") ist bei Sable Island gelegen. Auf kleinere Öl- und besonders auf Gasfelder ist man in der Beaufort-See und im Mackenzie-Delta gestoßen. Mit der Produktion ist bis 1992 nur im "Cohasset/Panuke"-Feld begonnen worden; im "Terra Nova"-Feld soll 1998 die Produktion aufgenommen werden.

Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben ergeben, daß das "Cohasset/Panuke"-Feld bei einem Ölpreis von US\$ 15, das "Terra Nova"-Feld bei einem Preis von US\$ 19 und das "Hibernia"-Feld erst bei US\$ 25 rentabel ausgebeutet werden könnten [NEB, 1991, S. 418]. Die kleineren Felder in der Beaufort-See und im Mackenzie-Delta würden bei Preisen von US\$ 23 bzw. 26 eine wirtschaftliche Förderung erlauben. Es ist daher nicht überraschend, daß — angesichts der herrschenden Weltmarktpreise — eine Kohlenwasserstoffnutzung vor der Küste Kanadas bislang nicht erfolgt ist.

Der Zusammenhang zwischen der Preisentwicklung und der Höhe der Ausgaben für die Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas war in Kanada nicht so eng wie in den Vereinigten Staaten. Die Gesamtausgaben betragen 1978 US\$ 3,5 Milliarden; sie sind in der ersten Hälfte der 80er Jahre kaum, 1987 jedoch (von ca. US\$ 5,7 Milliarden im Spitzenjahr 1981) auf US\$ 4,2 Milliarden gefallen (Tabelle A6). Allerdings wurde der Offshore-Bereich vom Schrumpfungsprozeß überdurchschnittlich stark erfaßt. Wenngleich die Gesamtausgaben in Kanada bereits 1990 höher als etwa 1984 waren, betrug der kanadische Anteil an den für 1992 in Nordamerika geplanten Ausgaben aber dennoch nur etwa ein Drittel (Tabelle 3).

D. Bestandsaufnahme und Analyse der Zugangsbedingungen zum nordamerikanischen Markt für rohstoffbezogene Meerestechnik

I. Das bundes- und einzelstaatliche Regime für die Aufsuchung und Förderung von mineralischen Rohstoffen im Offshore-Bereich

1. Vereinigte Staaten

Auf der Grundlage der in Kapitel B analysierten Hoheitsansprüche der Vereinigten Staaten hat sich ein besonderes rechtliches Regime für die Aufsuchung und den Abbau von mineralischen Ressourcen entwickelt, mit dem dieser komplexe wirtschaftliche Vorgang eine detaillierte Regelung erfahren hat. Neben den Regeln für eine wirtschaftliche Betätigung in den Vereinigten Staaten im allgemeinen gelten auch besondere und ergänzende Bestimmungen, die die Stellung von ausländischen Unternehmen und Personen betreffen, auf die im folgenden eingegangen wird.

a. Rechtliche Grundlagen

Entsprechend der Verteilung von Zuständigkeiten zwischen dem Bund und den einzelnen Staaten wurden auf beiden Ebenen rechtliche Grundlagen für die Offshore-Tätigkeit geschaffen. Für Aktivitäten im Bereich des Meeresbodens innerhalb der Dreimeilenzone gelten die Gesetze der jeweiligen Küstenstaaten (Kapitel B.I.3). Der Meeresboden außerhalb dieser Zone unterliegt dem OCSLA. Dieses Gesetz betrifft in der Hauptsache Öl- und Erdgasvorkommen (vgl. 43 USC §§ 1331 (q), 1337 (a) OCSLA), regelt aber darüber hinaus Fragen des Abbaus von Schwefelvorkommen (z.B. §§ 1335 (b), 1337 (j)) und anderer Mineralien (vgl. § 1337 (k)). Das Vorhaben, neben dem OCSLA ein besonderes Gesetz für nichtkohlenwasserstoffhaltige (nichtlebende) Ressourcen zu schaffen — den "National Seabed Hard Minerals Act" —, ist bisher nicht erfolgreich gewesen.⁸⁷ Der OCSLA wird mit seinen Ausführungsbestimmungen (30 CFR

⁸⁷ US Congress, HR, National Seabed Hard Minerals Act of 1989, HR 2440, 101st Congress, 1st Session, (22. Mai 1989). Der Untertitel lautete: "A bill to establish a program for the exploration for and commercial recovery of hard minerals on those

§§ 250–270) unter Berücksichtigung besonderer, abweichender einzelstaatlicher Gesetzgebungen den weiteren Ausführungen zugrunde gelegt. Die Betrachtung der für den Offshore-Bereich geltenden Regelungen ist allerdings mit dem Verweis auf dieses besondere, direkt der Aufsuchung und dem Abbau von Mineralvorkommen gewidmeten Gesetzes keineswegs abgeschlossen. Für die den Küstenstaaten zugewiesenen Meeresgebiete, die unumschränkt als Teil des Territoriums der Vereinigten Staaten gelten, beansprucht daneben die gesamte Rechtsordnung der Vereinigten Staaten mit ihren einzelstaatlichen und Bundesgesetzen Geltung.

Im Bereich des OCS beanspruchen die Vereinigten Staaten im Einklang mit dem Völkerrecht jedoch nur begrenzte Hoheitsrechte. Sie sind räumlich auf den Meeresboden und rechtlich durch die Zuordnung der Wassersäule zur Hohen See und die Schifffahrtsfreiheit beschränkt und dürfen die Fischerei in diesem Gebiet nicht beeinträchtigen (43 USC § 1332 (1) und (2) OCSLA). Folgerichtig enthält der OCSLA eine besondere Erstreckungsklausel.⁸⁸ Danach gelten die "constitution and laws and civil and political jurisdiction of the United States" in gleichem Umfang wie auf einem in einem Bundesstaat gelegenen Gebiet:

- auf dem Meeresuntergrund und -boden;
- gleichsam darauf aufbauend auf allen künstlichen Inseln, Installationen und anderen Anlagen ("devices"), die fortdauernd oder zeitweilig mit dem Meeresboden verbunden ("attached") oder darauf errichtet sind, um der Erkundung, der Erschließung und dem Abbau der dort lagernden Ressourcen zu dienen;
- auf jeder Installation oder jeder Anlage, die Zwecken des Transports solcher Ressourcen dient, wobei Schiffe und andere Wasserfahrzeuge ("ship or vessel") davon — nicht zuletzt wohl wegen des Flaggenstaatsprinzips — ausgenommen sind.

portions of the seabed subject to the jurisdiction and control of the United States." Der Entwurf sah ein umfangreiches Forschungsprogramm im Hinblick auf die Umweltbedingungen, die Vermessung und Erkundung der Rohstoffvorkommen vor. Daneben war die Vergabe von "leases", allerdings nur für US-Bürger, vorgesehen. Der Entwurf wurde zwar an einen Unterausschuß des Repräsentantenhauses verwiesen, der eine Anhörung dazu durchführte, jedoch vom 102. Kongress nicht mehr weiterverfolgt.

⁸⁸ 43 USC § 1333 (a) OCSLA: "(1) The Constitution and laws and civil and political jurisdiction of the United States are extended to the subsoil and seabed of the outer Continental Shelf and to all artificial islands, and all installations and other devices permanently or temporarily attached to the seabed, which may be erected thereon for the purpose of exploring for, developing, or producing resources therefrom, or any such installation or other device (other than a ship or vessel) for the purpose of transporting such resources, to the same extent as if the outer Continental Shelf were an area of exclusive Federal jurisdiction located within a State ..."

Diese Erstreckung enthält in zweierlei Hinsicht Ergänzungen im Hinblick auf die zur Anwendung kommenden Rechtsmaterien:

- Einerseits werden ergänzend straf- und zivilrechtliche Vorschriften der Küstenstaaten zu "federal laws" erklärt, soweit das Bundesrecht keine Regelung enthält. Dabei wird das Recht desjenigen Küstenstaats berufen, das bei einer gedachten seewärtigen Ausdehnung seines Küstengewässers für den in Frage stehenden Ort im Bereich des OCS gelten würde (43 USC § 1333 (a) (2) (A) OCSLA).
- Andererseits wird die Geltung einiger Bundesgesetze einzeln und ausdrücklich bestimmt, um deren Anwendung — möglicherweise zur Ausräumung etwaiger sachlich-rechtlicher Bedenken im Hinblick auf die Anwendbarkeit — sicherzustellen.⁸⁹

b. Regelungszwecke und Systematik

Die staatliche Regelung der Ressourcennutzung bildet ein kompliziertes System. Ihr Anliegen ist es, verschiedenste, zum Teil widerstreitende Belange und Interessen im Hinblick auf Offshore-Aktivitäten zu berücksichtigen, zu einem Ausgleich zu bringen und in eine Nutzungsordnung für privatwirtschaftliche Aktivitäten umzusetzen. Zu den unterschiedlichen Belangen und Interessen gehören unter anderem (vgl. z.B. 43 USC § 1344 (a) OCSLA):

- nationale Interessen an der Sicherstellung der Energieversorgung;
- die planvolle Entwicklung und effektive Verwertung der vorhandenen Lagerstätten;
- die Sicherstellung des Wettbewerbs zwischen den beteiligten Unternehmen;
- die Gewährleistung eines hohen Standards der technischen Sicherheit;
- die Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen (z.B. Fischerei, Tourismus, wissenschaftliche Forschung usw.);
- der Schutz der Umwelt;
- die Nutzungs-, Umweltschutz- und Sicherheitsinteressen der entsprechenden Küstenstaaten.⁹⁰

⁸⁹ 43 USC § 1333 OCSLA; (b) Longshoremen's and Harbor Workers' Compensation Act; (c) National Labor Relations Act; ähnlich (d) Coast Guard Regulations.

⁹⁰ Im Hinblick auf Interessen der jeweiligen Küstenstaaten enthält beispielsweise der OCSLA zahlreiche Regelungen, die Verfahren und Form eines Interessenausgleichs vorgeben. Vgl. z.B. 43 USC § 1351 (d) OCSLA: "State concurrence in land or water zone use in coastal zone of State."; § 1333 (e) betrifft Lizenzverträge, die in den Bereich der küstenstaatlichen "coastal zone" hineinreichen.

Die zur Erfüllung dieser Gestaltungsaufgaben eingesetzten Instrumente sind vielfältig. Zu ihnen gehört, angesichts der zahlreichen Unwägbarkeiten, insbesondere eine staatlich betriebene oder geförderte Forschung, die nicht nur den besseren Aufschluß über Lage, Art und Größe der Lagerstätten bezweckt, sondern insbesondere auch Fragen des Umweltschutzes einbezieht. Der vorsorgenden Berücksichtigung verschiedener Belange und der geordneten Entwicklung einzelner Gebiete dient das Instrument der Planung, deren Bedeutung jüngst mit dem Inkrafttreten des "Comprehensive National Energy Policy Act"⁹¹ gewachsen ist. Dieses Gesetz macht die Vergabe von "leases" zum Teil von dem Vorliegen eines Plans abhängig. Das entsprechende Verfahren wurde weiter spezifiziert⁹² und um eine Umweltschutzkomponente erweitert.⁹³

Das weitaus wichtigste Element ist aber die Festlegung von Rahmenbedingungen und die Bereitstellung verschiedenster Verfahren zur Kontrolle der grundsätzlich privatwirtschaftlich organisierten Nutzung der Ressourcen im Offshore-Bereich. Diese Ordnung der privatwirtschaftlichen Nutzung der Offshore-Ressourcen läßt sich grob in zwei Regelungsbereiche einteilen (vgl. Ausführungen in den folgenden Abschnitten c und d). Der eine bezieht sich auf die Bewirtschaftung des Offshore-Bereichs als öffentliche Sache durch Vergabe der Nutzungs- und Verwertungsbefugnisse an Private unter Wahrung des Wettbewerbs und mit der Regelung der entsprechenden Fiskalansprüche. Der zweite umfaßt die Sicherung, Abwägung und Regelung von Umweltschutzinteressen, Sicherheitsstandards und konkurrierender Nutzungen durch Festlegung von Standards und Verfahrensanforderungen sowie die entsprechende Kontrolle und Durchsetzung.

Einige weitere Regelungen, insbesondere solche, die die Arbeitsbedingungen und Beschäftigungsverhältnisse sowie den Schiffsverkehr betreffen, kommen hinzu.

⁹¹ US Congress, HR, Comprehensive National Energy Policy Act of 1992, 102nd Congress, 1st Session, HR 776.

⁹² Für einen Teil der insgesamt 26 Planungsgebiete legt HR 776, 102nd Congress, 2nd Session (1992), Restriktionen und besondere Voraussetzungen für die Lizenz- bzw. Pachtvergabe (Leasing) für die Erdöl- und Erdgasförderung fest. Es handelt sich um die Gebiete: North Atlantic, Mid-Atlantic, South Atlantic, Straits of Florida, Eastern Gulf of Mexico, Southern California, Central California and Northern California, Washington-Oregon, North Aleutian Basin.

⁹³ § 2433 HR 776 legt fest, daß für jedes "planning area" ein "environmental sciences review panel" eingerichtet werden soll. Ein Panel soll jeweils aus verschiedenen Fachleuten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Exekutive bestehen (§ 2433 (a) (3)). Aufgabe eines Panels ist es, das nötige Fachwissen zur Verfügung zu stellen, damit der "Secretary of Commerce" die ihm obliegende Lizenzvergabe zur Erforschung, Förderung etc. von Rohstoffen im OCS wahrnehmen kann (§ 2433 (a) (2)).

Die Gliederung der Gesetze folgt im wesentlichen den verschiedenen Phasen der Offshore-Aktivitäten. Nach dem OCSLA sind dabei zu unterscheiden:⁹⁴

- die Erkundung bzw. Exploration, die ihrerseits zu unterteilen ist in geophysikalische Untersuchungen und Bohrungen. Bei den geophysikalischen Untersuchungen werden magnetische, auf der Schwerkraft beruhende, seismische oder andere Methoden angewendet, um Vorkommen von Mineralien aufzufinden;⁹⁵ Bohrungen können innerhalb oder außerhalb bekannter geologischer Strukturen durchgeführt werden; einige davon können zur Entdeckung lohnender Mengen von Erdöl oder Erdgas führen, andere, vor allem nach einer solchen Entdeckung, Aufschluß darüber geben, ob mit der Erschließung und Förderung begonnen werden soll;⁹⁶
- die Erschließung (“development”), die jene Tätigkeiten betrifft, die sich an die Entdeckung von Mineralien in lohnender Menge anschließen, wie geophysikalische Arbeiten, weitere Bohrungen, die Errichtung einer Plattform und die Inbetriebnahme von küstengestützten Versorgungseinrichtungen (43 USC § 1331 (l) OCSLA);
- die Förderung, die nach dem Abschluß aller Vorarbeiten beginnt und die weitere Operationen am Bohrloch, den Transport der Mineralien zur Küste, die Überwachung und Steuerung der gesamten Abläufe, die Instandhaltung und weitere Bohraktivitäten (“work-over drilling”) umfaßt (43 USC § 1331 (m) OCSLA).

c. Die wettbewerbliche Bewirtschaftung des Offshore-Bereichs als öffentliche Sache

Die Einräumung von privaten Nutzungs- und Verwertungsbefugnissen durch Lizenzverträge

Die Einräumung von privaten Nutzungs- und Verwertungsbefugnissen ist der grundlegende Mechanismus der privatwirtschaftlichen Organisation der Offshore-Aktivitäten. Legt man die genannten Phasen zugrunde, so knüpft der

⁹⁴ Siehe die Legaldefinitionen in 43 USC §1331 (k)–(m) OCSLA.

⁹⁵ 43 USC § 1331 (k) (1) OCSLA: “geophysical surveys where magnetic, gravity, seismic, or other systems are used to detect or imply the presence of such minerals ...”

⁹⁶ 43 USC § 1331 (k) (2) OCSLA: “[A]ny drilling, whether on or off known geological structures, including the drilling of a well in which a discovery of oil or natural gas in paying quantities is made and the drilling of any additional delineation well after such discovery which is needed to delineate any reservoir and to enable the lessee to determine whether to proceed with development and production”.

OCSLA das Erfordernis einer Nutzungs- und Verwertungsbefugnis an die Erkundungsbohrungen und alle folgenden Tätigkeiten, während die ersten geophysikalischen Untersuchungen, die den Meeresboden noch nicht spürbar tangieren, allein mit einer Autorisation und daher ohne eine solche Befugnis zulässig sind.⁹⁷

Überwiegend sehen die Regelungen zur Einräumung einer Nutzungs- und Verwertungsbefugnis den Abschluß von Lizenzverträgen ("lease") vor, die meist ein zeitlich und gebietsmäßig beschränktes und nicht notwendigerweise ausschließliches, privates Nutzungs- und Verwertungsrecht an dem öffentlichen Land gewähren.⁹⁸ Nach dem OCSLA berechtigt eine solche Lizenz zu sämtlichen Aktivitäten von der Exploration über die Entwicklung bis hin zur Produktion.

Demgegenüber ist im einzelstaatlichen Recht oft ein besonderer Lizenzvertrag für die Produktionsphase vorgesehen. Zum Teil ist der Abbau gar nicht an einen Lizenzvertrag, sondern an eine besondere Form der Genehmigung geknüpft.

Das Verfahren für die Zuteilung von Lizenzverträgen

Die Zuteilung der Berechtigungen im wirtschaftlichen Sinne, nämlich die Vergabe der Nutzungs- und Verwertungsbefugnisse durch Abschluß von Lizenzverträgen, ist auf verschiedene Weise geregelt. Nach einigen einzelstaatlichen Gesetzen erhält derjenige vorrangig eine solche Nutzungs- und Verwertungsbefugnis, der zuvor eine Genehmigung zur Exploration innehatte. Andere Staaten räumen schlicht der Verwaltung ein Ermessen ein.

⁹⁷ Nach 43 USC § 1340 (a) OCSLA kann jede öffentliche Einrichtung der Vereinigten Staaten und jede Person, die dazu vom "Secretary of the Interior" autorisiert ist, geologische oder geophysikalische Untersuchungen im Bereich des OCS vornehmen, sofern dabei Aktivitäten unter einem bestehenden Lizenzvertrag nicht behindert oder gestört werden und die Untersuchungen das Leben unter Wasser ("aquatic life") nicht übermäßig ("unduly") beeinträchtigen. Die Durchführungsbestimmungen regeln entsprechend sogenannte "preliminary activities" (30 CFR § 250.31). 30 CFR § 250.31 Satz 2 lautet: "Such preliminary activities are those which do not result in any physical penetration of the seabed of greater than 500 feet and which do not result in any significant adverse impact on the natural resources of the outer Continental Shelf."

⁹⁸ Nach 43 USC § 1337 (b) (4) OCSLA, der für Lizenzverträge über Öl und Gas ("oil and gas leases") gilt, wird dem Lizenznehmer ("lessee") das Recht verliehen, "... to explore, develop, and produce the oil and gas contained within the lease area, conditioned upon due diligence requirements and the approval of the development and production plan required by this subchapter". Für den Schwefelabbau finden sich unter (j) und für andere Mineralien unter (k) ähnliche Bestimmungen, die jedoch weniger differenziert sind und den Behörden größere Gestaltungsspielräume belassen.

Der OCSLA und einige einzelstaatliche Gesetze sehen demgegenüber ein Versteigerungsverfahren vor.⁹⁹ Nach dem OCSLA sind verschiedene Bietverfahren möglich, von denen der "Secretary of the Interior" im voraus eines auswählen muß. Sie unterscheiden sich danach, wie sie Einmalzahlungen, Förderabgaben und Investitionszusagen verbinden, und regeln auf diese Weise verschiedene Mechanismen der fiskalischen Abschöpfung. § 1337 (a) (1) sieht im einzelnen folgende Möglichkeiten vor:

- eine Einmalzahlung und eine vom "Secretary of the Interior" festzulegende Förderabgabe von mindestens 12,5 vH vom Wert der gesicherten, abgebauten oder verkauften Produktion;
- eine variable Förderabgabe nach dem Wert der gesicherten, abgebauten oder verkauften Produktion zusammen mit einer Arbeitsverpflichtung in Höhe eines Dollarbetrags für die Exploration oder einer vom "Secretary of the Interior" festgelegten Einmalzahlung oder mit beidem;
- eine Arbeitsverpflichtung in Höhe eines Dollarbetrags für die Exploration und einer festgelegten Einmalzahlung und eine abnehmende oder gleitende Förderabgabe auf der Grundlage einer Formel, die der "Secretary of the Interior" als angemessen betrachtet, um den Fortgang der Produktion im Falle abnehmender Ressourcen zu stimulieren; die Förderabgabe darf aber nicht weniger als 12,5 vH vom Wert der gesicherten, abgebauten oder verkauften Produktion zu Beginn der Pacht-dauer betragen;
- eine Einmalzahlung mit einem festgelegten Anteil am Nettogewinn aus der Produktion von Öl und Gas von nicht weniger als 30 vH;
- eine festgelegte Einmalzahlung mit einem variablen Nettogewinnanteil;
- eine Einmalzahlung und eine vom "Secretary of the Interior" festzulegende Förderabgabe von mindestens 12,5 vH vom Wert der gesicherten, abgebauten oder verkauften Produktion und ein festgelegter prozentualer Anteil am Nettogewinn aus der Produktion von Öl und Gas von nicht weniger als 30 vH;
- eine Arbeitsverpflichtung auf der Grundlage eines Dollarbetrags für die Exploration, einer festgelegten Einmalzahlung und einer festgelegten

⁹⁹ 43 USC § 1337 (a) (1) OCSLA: "The Secretary is authorized to grant to the highest responsible qualified bidder or bidders by competitive bidding, under regulations promulgated in advance, any oil and gas lease on submerged Lands of the outer Continental Shelf ... Such regulations may provide for the deposit of cash bids in an interest-bearing account until the Secretary announces his decision on whether to accept the bids, with the interest earned thereon to be paid to the Treasury as to bids that are accepted and to the unsuccessful bidders as to bids that are rejected. The bidding shall be by sealed bid ..."

Förderabgabe nach dem Wert der gesicherten, abgebauten oder verkauften Produktion.

Darüber hinaus sind Systeme mit nur zwei Abgabenarten erlaubt, wie zum Beispiel Einmalzahlung und konstante Förderabgabe, Einmalzahlung und abnehmende oder gleitende Förderabgabe, konstante Förderabgabe und Arbeitsverpflichtung.

Wettbewerbsrechtliche Regelungen

Neben dem Instrument der Vergabe einer Lizenz und der entsprechenden Verfahren gehören zu dem Offshore-Regelungsbereich auch Bestimmungen, die den Wettbewerb zwischen den interessierten Unternehmen und das wettbewerbsgerechte Verhalten der Inhaber einer "lease" während der Tätigkeiten sicherstellen sollen.¹⁰⁰ Bezüglich der Bildung von Konsortien durch Rohstoffunternehmen wird in den "amendments" von 1978 zum OCSLA von 1953 die Teilnahme von großen Ölunternehmen beschränkt. Acht Unternehmen sind von der Gründung von Gemeinschaftsunternehmen untereinander ausgeschlossen.¹⁰¹ Der "Secretary of the Interior" ist allerdings dazu befugt, in besonders schwierigen Fällen (marginale Felder) im Interesse der Rohstoffexploration und -förderung dieses Verbot aufzuheben.

d. Die Regelung öffentlicher Belange: Umweltschutz und technische Sicherheit

Neben der Ordnung der Bewirtschaftung und der Regelung der Abgaben an den Staat verlangt der OCSLA auf verschiedene Weise die Berücksichtigung von Umweltschutzauflagen und technischen Sicherheitsnormen. So schreibt der OCSLA verschiedene Genehmigungsverfahren mit vorwirkenden Prüfungs-, Planungs- und Untersuchungsanforderungen vor. Die größte Bedeutung hat diesbezüglich ein allgemeiner Genehmigungsvorbehalt, der neben dem Innehaben einer "lease" für die Durchführung von Offshore-Operationen die Genehmigung zuvor einzureichender Arbeitspläne verlangt, die sich auf die jeweiligen Phasen beziehen¹⁰² und die umfangreiche Anforderungen beinhalten. Be-

¹⁰⁰ 43 USC § 1334 (f) OCSLA: "Competitive principles governing pipeline operation"; § 1337 (c): "Antitrust review of lease sales"; § 1337 (f): "Antitrust immunity or defenses".

¹⁰¹ Es handelt sich um Standard Oil of Indiana, Exxon, Mobil, Gulf, Shell, Standard Oil of California, Texaco und BP.

¹⁰² Vgl. 43 USC § 1340 (a) (2) und (b) OCSLA: "Exploration plan". 43 USC § 1351 OCSLA setzt die Produktion und die vorgelagerte Phase der Entwicklung ("development and production") eines weiteren Arbeitsplans voraus.

reits in der Explorationsphase sind Nachweise, Untersuchungen und Prognosen über die Auswirkung der geplanten Operationen im Offshore-Bereich und den geplanten Betrieb von Versorgungseinrichtungen an Land auf verschiedene Umweltfaktoren zu erbringen. Zum Teil ist auch die Mitwirkung anderer Behörden vorgesehen, die für die entsprechenden Belange zuständig sind. Daneben enthält der OCSLA bzw. enthalten seine Ausführungsbestimmungen umfangreiche technische Normen. Außerdem besteht in allgemeiner Form eine Verpflichtung zum Einsatz der bestverfügbaren Technologie. Schließlich finden sich Kontrollrechte, Aufzeichnungs- und Berichtspflichten. Als letztes Mittel ist die Rücknahme der "lease" vorgesehen, wobei in Fällen, in denen eine Einstellung der Aktivitäten bei unerwarteten, unvermeidbaren Umweltbeeinträchtigungen verfügt wird, zum Teil eine Kompensationsregelung vorgesehen ist.

Dieser verschiedenen Instrumente bedient sich der Umweltschutz, der im OCSLA und seinen Ausführungsbestimmungen ausführlich geregelt ist. Neben Verweisen auf die wichtigsten Umweltgesetze der Vereinigten Staaten¹⁰³ enthalten die Ausführungsbestimmungen eigene spezifische Regelungen, die einerseits Wasserverschmutzungen durch Öl (30 CFR § 250.42) und andererseits die Luftreinhaltung betreffen, wobei hier sogar eigene Grenzwerte vorgesehen sind (30 CFR § 250.44).

Was die technische Sicherheit betrifft, enthält 43 USC § 1333 (d) OCSLA eine Regelungs- und Durchsetzungskompetenz für Fragen im Hinblick auf die Beleuchtung und andere Warnanlagen, die Sicherheitsausrüstung und andere Fragen, die sich auf die Sicherheit von Leben und Eigentum auf künstlichen Inseln und Installationen beziehen und die letztlich der "Coast Guard" zustehen.¹⁰⁴

Aufbau, Regelungstechnik, Kontrollverfahren und Instrumentarien der weiteren, sehr umfangreichen Regelungen über die technische Sicherheit sind aus der Gliederung der entsprechenden Teile der Ausführungsbestimmungen des OCSLA zu ersehen (Übersicht A1). Die Regelungen enthalten zum Teil selbst bis in die technischen Details hineingehende Vorschriften über Beschaffenheit, Konstruktion und Prüfung von Anlagen, Komponenten und Materialien. Im übrigen verweisen sie in großem Umfang auf technische Normen verschiedener Institutionen.¹⁰⁵ Dabei handelt es sich um

— das American Concrete Institute (ACI),

¹⁰³ So z.B. auf den Clean Air Act (43 USC § 1334 (a) (8) OCSLA).

¹⁰⁴ Sie stehen genau genommen dem "Secretary of the Department in which the Coast Guard is operating ..." zu (43 USC § 1333 (d) OCSLA).

¹⁰⁵ Siehe die ausführliche Zusammenstellung in 30 CFR § 250.1.

- das American Institute of Steel Construction (AICS),
- das American National Standards Institute/American Society of Mechanical Engineers (ANSI/ASME),
- das American Petroleum Institute (API),
- die American Society for Testing and Materials (ASTM),
- die American Welding Society (AWS) und
- die American Association of Corrosion Engineers (AAACE).

Insgesamt wird auf über sechzig Regelwerke Bezug genommen. Zu den insgesamt 46 Normen des American Petroleum Institute (API) zählen zum Beispiel:

- API RP 2A, Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms, Seventeenth Edition, April 1, 1987, API Stock No. 811-00200,
- API RP 2D, Recommended Practice for Operation and Maintenance of Offshore Cranes, Second Edition, June 1984, API Stock No. 811-00500,
- API RP T-2, Recommended Practice for Qualification Programs for Offshore Production Personnel Who Work with Anti-Pollution Safety Devices, Revised October 1975, API Stock No. 811-13710,
- API Spec. 6A, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, Fifteenth Edition, April 1, 1986, with Supplement 1, December 1986, API Stock No. 811-03100,
- API RP 500B, Recommended Practice for Classification of Areas for Electrical Installations at Drilling Rigs and Production Facilities on Land and on Marine Fixed and Mobile Platforms, Second Edition, July 1973 with Supplement 2, May 1981, API Stock No. 811-06000.

e. Küstenstaatliche Regelungen

Die Rolle der amerikanischen Bundesstaaten bei der praktischen Durchführung der im OCSLA vorgegebenen (groben) Regelungen für privatwirtschaftliche Offshore-Aktivitäten hat in den letzten Dekaden an Bedeutung gewonnen. Eine immer größere Zahl von küstenstaatlichen Behörden ist am Entscheidungsprozeß beteiligt. Eine Reihe von sachlichen Bereichen, bei denen die Küstenstaaten die Führung übernommen haben, ist längst in die Tagesordnung der relevanten Bundesbehörde ("Department of the Interior, Minerals Management Service") aufgenommen worden. Dazu zählen insbesondere Umweltfragen (Vorsorge genauso wie Aufräumarbeiten) und die Lösung von Nutzungskonflikten (Fischerei, Erholung, Sport, wissenschaftliche Forschung, wirtschaftliche Nutzung, militärische Nutzung usw.).

Die größte Erfahrung haben Küstenstaaten wie Massachusetts, North Carolina, Florida, Kalifornien und Alaska gesammelt, vor allem bei der Organisation eines Entscheidungsprozesses, in dem lokale Anliegen (etwa Umweltschutz oder Erhaltung des Erholungswerts der nahegelegenen Meeresgebiete) Ziele der Bundesbehörden überlagern. Waren diese Staaten bei der Durchsetzung lokaler Interessen bei rohstoffbezogenen Entscheidungen erfolgreich, so konnte Oregon als erster Küstenstaat eine umfassende Meeresressourcenpolitik entwerfen, die auf alle Aspekte der Meeresnutzung abzielt. Ob andere Staaten diesen Ansatz aufgreifen werden, ist jedoch wegen der Haushaltsbelastung, die eine mit der Konzipierung und Umsetzung der Meeresressourcenpolitik betraute Behörde darstellt, nicht sehr wahrscheinlich.¹⁰⁶

f. Die Stellung von Ausländern und ausländischen Unternehmen

Das für die Vereinigten Staaten umrissene Offshore-Regime ist nach der Fragestellung der vorliegenden Untersuchung im Hinblick auf die Wettbewerbsposition ausländischer Interessenten zu betrachten. Dabei sind verschiedene typische Aspekte von Bedeutung.¹⁰⁷

- die Bedingungen des Zugangs zur unternehmerischen Betätigung im Offshore-Bereich für ausländische Unternehmen oder Einzelpersonen;
- die Beschäftigung ausländischer Arbeitnehmer bei Aktivitäten im Offshore-Bereich;
- die Möglichkeiten der Ausfuhr der gewonnenen Rohstoffe.

Der Zugang zur unternehmerischen Betätigung im Offshore-Bereich

Der Zugang ausländischer Unternehmen oder Einzelpersonen zu einer unternehmerischen Betätigung im Offshore-Bereich ist unterschiedlich geregelt. Er bestimmt sich danach, ob und unter welchen Bedingungen die Möglichkeit besteht, als Antragsteller oder Bieter aufzutreten oder entsprechende Erlaubnisse oder Nutzungsrechte innezuhaben.

In den Ausführungsbestimmungen zum OCSLA in 30 CFR § 265.35 findet sich eine Beschränkung des Kreises der möglichen Inhaber von Lizenzverträgen. Die "leases" dürfen danach nur von

¹⁰⁶ Zu diesen und anderen Aspekten vgl. Hershman et al. [1988]. Einen Überblick über die wichtigsten küstenstaatlichen Instrumente für die Regelung des Zugangs und der Nutzung von Rohstoffen im Meer gibt Übersicht A2 der vorliegenden Studie.

¹⁰⁷ Die darüber hinausgehenden Fragen des Baus, der Registrierung, des Einsatzes und der Bemannung von Wasserfahrzeugen werden ausführlich in Abschnitt D.II behandelt.

- amerikanischen Bürgern,
- Ausländern, die in den Vereinigten Staaten ein ständiges, unbeschränktes Aufenthaltsrecht nach 8 USC § 1101 (a) (20)¹⁰⁸ (“permanent residents”) haben,
- von Verbänden solcher Bürger, ständiger Einwohner usw. oder
- privaten, öffentlichen oder kommunalen Unternehmen, die gemäß amerikanischem Recht strukturiert sind (“organized under the laws of the United States”),

gehalten werden.¹⁰⁹ Dies bezieht sich sowohl auf den ursprünglichen Erwerb der “lease” im Bietverfahren als auch auf einen späteren Erwerb von Dritten.

Die Bundesstaaten Alaska, Oregon und Mississippi verfügen über spezielle Gesetze, die den Zugang zur unternehmerischen Betätigung im Offshore-Bereich regeln. So sind nach den Gesetzen von Alaska nur

- amerikanische Staatsbürger,
- inländische Gesellschaften mit weniger als 50 vH ausländischen Anteilen und
- Ausländer aus Staaten, die die gleichen Vorteile amerikanischen Staatsbürgern gewähren,

zu Aktivitäten im Offshore-Bereich (“mineral exploration or mining rights on state lands”) zugelassen (Alaska Stat. § 38.05.190 (1991)). Aus den Bestimmungen des Staates Oregon ergibt sich, daß nur

- amerikanische Staatsbürger,
- Ausländer mit ständigem Aufenthaltsrecht und
- Gesellschaften, die in Oregon zur Geschäftstätigkeit zugelassen sind,

die entsprechenden Berechtigungen erwerben dürfen (Or. Admin. R. 141-82-005 (1990)). Nach dem Recht von Mississippi schließlich ist der Zugang für Ausländer ohne festen Aufenthalt (“nonresident aliens”) flächenmäßig begrenzt. Ihnen steht öffentliches Land für industrielle Zwecke nur bis zu einer Grenze von 320 Acres zu (Miss. Code Ann. § 29-1-75 (1991)).

¹⁰⁸ 8 USC Immigration and Nationality Act of 1952.

¹⁰⁹ 30 CFR § 256.35 hat folgenden Wortlaut: “Qualifications of lessees. ... (b) Mineral leases issued pursuant to section 8 of the Act [gemeint ist: nach der Legaldefinition des § 250.2 der “Regulations” der OCSLA, d. Verf.] may be held only by: (1) Citizens and nationals of the United States, (2) aliens lawfully admitted for permanent residence in the United States as defined in 8 USC § 1101(a) (20); (3) private, public or municipal corporations organized under the laws of the United States or of any State or of the District of Columbia or territory thereof, or (4) associations of such citizens, nationals, resident aliens, or private, public, or municipal corporations, States or political subdivisions of States.”

Die übrigen Küstenstaaten haben keine besonderen Regelungen getroffen. Es dürften aber die oben dargestellten allgemeinen Regelungen über die Niederlassung und Geschäftsaufnahme gelten, da der küstenstaatliche Offshore-Bereich als Teil des Territoriums gilt und diese Gesetze daher ohne weiteres Anwendung beanspruchen.

Die Beschäftigung ausländischer Arbeitnehmer innerhalb des OCS

Arbeiter, die im Bereich der Konstruktion, Wartung etc. von Ölfördereinrichtungen innerhalb des OCS eingesetzt werden, unterliegen visumsrechtlichen Beschränkungen. Ein Konflikt besteht dabei zwischen zwei verschiedenen gesetzlichen Vorschriften: Der "Immigration and Nationality Act" (INA, 8 USC §§ 1101 ff.) sieht vor, daß "non-immigrants" (also Ausländer, die nicht beabsichtigen, auf Dauer in den Vereinigten Staaten zu bleiben) nur dann in den Vereinigten Staaten arbeiten dürfen, wenn sie eine Arbeitserlaubnis innehaben. Diese wird nur in dem Fall erteilt, wenn amerikanische Bürger für die betreffende Arbeit nicht zur Verfügung stehen (8 USC § 1101 (a)(15)(H)(ii)(b)). In der Praxis wird das erforderliche Visum daher nur erteilt, sofern der "Secretary of Labor" bestätigt hat, daß für die Arbeit keine heimischen Arbeitskräfte zur Verfügung stehen und die Arbeit des Ausländers keine negativen Auswirkungen auf die Löhne oder andere Arbeitsbedingungen hat.¹¹⁰ Die Bestimmungen des INA sind also sehr restriktiv. Dieser klaren Regelung stehen Bestimmungen des OCSLA gegenüber. Auch dem OCSLA zufolge dürfen grundsätzlich nur amerikanische Bürger (oder sogenannte "immigrants") auf Ölplattformen und ähnlichen Einrichtungen beschäftigt sein (vgl. 43 USC § 1356 (a)(3) und (c) OCSLA). Ausnahmen sind jedoch vorgesehen. Insbesondere sind Einrichtungen, die zu 50 vH oder mehr im Eigentum eines Ausländers stehen, von dieser Regelung freigestellt (§ 1356 (c)(2)). Dort dürfen Ausländern ohne weiteres, daß heißt auch ohne vorherige Erteilung einer Arbeitserlaubnis, beschäftigt werden.

Bislang ist in der Frage einer Arbeitserlaubnis für Arbeiter innerhalb des OCS von der "Coast Guard" und anderen Behörden der OCSLA angewandt worden. Folglich wurde für die dort genannten Ausnahmekategorien keine Arbeitserlaubnis verlangt. Bestätigung hat diese Praxis auch durch die Rechtsprechung gefunden. In einer Entscheidung aus dem Jahr 1982 ging es darum, inwieweit ausländische Arbeiter auf einem ausländischen Schwimmkran, der für den Bau einer Ölplattform innerhalb des OCS eingesetzt wurde, eine Arbeitserlaubnis benötigen. Das angerufene Gericht entschied, daß der Fall unter die

¹¹⁰ Vgl. die Ausführungsbestimmungen zum INA in 8 CFR § 214.2 (h)(6)(iv) (1991); es handelt sich hierbei um ein sog. "H-2B" Visum.

Ausnahmebestimmung des OCSLA (43 USC § 1356 (c)(2)) fällt und die betreffenden Arbeiter daher keine Arbeitserlaubnis benötigen.¹¹¹

Der bisherigen Praxis und Rechtsprechung ist kürzlich der District Court, District of Columbia, mit einer Entscheidung vom 7. August 1991 entgegengetreten.¹¹² Die Entscheidung bezieht sich auf den Bau von zwei Ölplattformen vor der Küste von Santa Barbara, Kalifornien. Die Plattformen (mit Namen "Heritage" und "Harmony") wurden von der niederländischen Firma Heerema Marine Contractors S.A. mit behördlicher Genehmigung durch ausländische Arbeiter ohne Arbeitserlaubnis im Sinne des INA gebaut. Dagegen klagte eine amerikanische Firma. Die Klägerin machte geltend, daß hierin eine Verletzung der maßgeblichen Bestimmungen des INA durch die Behörden liege. Dieser Auffassung schloß sich das Gericht an. Die entscheidungsrelevante Frage war, inwieweit die weniger restriktiven Bestimmungen des OCSLA die Regelungen des INA verdrängen. Das Gericht gelangte nach einer Auslegung des OCSLA nach Wortlaut und Entstehungsgeschichte zu der Auffassung, daß der OCSLA die durch den INA festgelegten Bestimmungen nicht verdrängt und damit der INA für die Frage der Arbeitserlaubnis eines ausländischen Arbeiters die einzig maßgebliche Bestimmung ist.

Die Ausfuhr der gewonnenen Rohstoffe

Aus dem OCS gewonnenes Öl und Gas unterliegen den Bestimmungen des "Export Administration Act" von 1969.¹¹³ Dieser legt im Ergebnis für den gesamten Export von Gütern aus den Vereinigten Staaten ein Ausfuhrverbot mit Erlaubnisvorbehalt fest. Das Ausfuhrgenehmigungsverfahren ist seinerseits durch eine umfangreiche Differenzierung nach dem relevanten Produkt bzw. der Technologie, nach dem Empfängerland und sekundär nach den beteiligten Personen und ihrer Zuverlässigkeit geregelt [vgl. Hentzen, 1988, S. 62 ff.]. Für Helium besteht eine Sonderregelung, die einen Eigentumsvorbehalt zugunsten der Vereinigten Staaten festlegt (vgl. 30 CFR § 256.11). Erdöl aus Alaska, das per Pipeline (Transalaska) transportiert wird, darf grundsätzlich nicht ausgeführt werden. Einzige Ausnahme dieses Verbots ist der Erdöllexport nach Kanada (höchstens 50 000 Barrels/Tag), wie es im Freihandelsabkommen zwischen den Vereinigten Staaten und Kanada vereinbart wurde [vgl. OECD, b].

¹¹¹ Piledrivers' Local Union No. 2375 versus Smith, 695 F.2d 390 (9th Cir. 1982).

¹¹² United Association of Journeymen and Apprentices of the Plumbing and Pipefitting Industry, AFL-CIO et al. versus Richard L. Thornburgh, Attorney General et al., United States District Court, District of Columbia, Aug. 7, 1991, 768 F.Supp. 375.

¹¹³ 43 USC § 1354 (a) OCSLA. Der "Export Administration Act" ist mehrfach geändert worden. Zur Zeit rechtsverbindlich ist der "Export Administration Act" (EAA) 1979 in der Fassung von 1988 (50 USC App. §§ 2401 ff.).

2. Kanada

a. *Vorbemerkung*

Die Schaffung der gesetzlichen Grundlagen für die Ausbeutung von Erdölressourcen im Offshore-Bereich geht auf das Jahr 1961 zurück und steht daher in einem zeitlichen Zusammenhang mit der Gesetzgebung der Nordseeanrainerstaaten, Australiens sowie einer Anzahl von OPEC-Staaten, darunter Indonesien. Diese Gesetze wurden erlassen, nachdem die küstenstaatlichen Ansprüche über den Kontinentalsockel zunehmend weltweite Anerkennung gefunden hatten oder zumindest abzusehen war, daß sich eine entsprechende völkerrechtliche Norm entwickeln würde; es mußte damit gerechnet werden, daß die seewärtige Ausweitung der küstenstaatlichen Befugnisse von anderen Staaten in Frage gestellt werden würde. In der Dekade nach Abschluß der ersten Seerechtskonferenz der Vereinten Nationen kamen viele Offshore-Gesetze, Dekrete und Verträge zustande, und es wurde die Mehrzahl der strittigen Grenzverläufe des Festlandssockels geklärt.

Das zunehmende Interesse am Offshore-Bereich war nicht allein ein Ergebnis der Seerechtskonferenz. Andere Faktoren kamen hinzu. An erster Stelle ist das Interesse der Ölindustrie zu nennen, alternative Bezugsquellen für das Öl zu erschließen. Die Ölindustrie spielte auch bei der Entwicklung der Rechtsgrundlagen eine Rolle, zum Beispiel bei der "Truman Proclamation" von 1945, die den ersten Anstoß zur Anerkennung besonderer völkerrechtlicher Rechte am Kontinentalschelf gab; viele der ihr folgenden Entwicklungen in anderen Ländern gehen wesentlich auf wirtschaftliche Faktoren zurück. Die Ölindustrie ist stark auf die Exploration ausgerichtet, die vom Steuersystem vieler Staaten, zum Beispiel das der Vereinigten Staaten, begünstigt wird. In Gebieten, die früher als Hauptlieferanten von Erdöl gegolten hatten, wie der Mittlere Osten, begann eine Phase der Destabilisierung; der arabisch-israelische Konflikt von 1967 bestätigte viele Befürchtungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die übermäßige Abhängigkeit von dieser Region. Das arabische Ölembargo, das auf den Krieg von 1973 folgte, und die rapiden Ölpreiserhöhungen verstärkten diese Befürchtungen. Die westlichen Staaten sahen sich daher gezwungen, ihre bisherige Politik zu überprüfen und dabei auch Fragen der Verwaltung und der Rechtsordnung einzubeziehen. Diese Entwicklung hatte starke Auswirkungen auf die Erdölgesetzgebung in vielen Teilen der Welt, denen sich auch Kanada nicht verschließen konnte. Externe wie interne Faktoren, wie die eigene Erdölproduktion und die fortdauernden verfassungsrechtlichen Unsicherheiten im Hinblick auf die Ausübung von Hoheitsgewalt jenseits der Küsten, haben die Entstehung der kanadischen Offshore-Gesetzgebung beeinflußt.

b. Das Lizenz- und Verwaltungsregime im Zeitraum 1961–1986

Eine Erörterung des Lizenz- und Verwaltungsregimes, das von 1961 bis 1986 bestand, ist auch heute von Interesse, weil die meisten der derzeit unter Lizenz stehenden Felder nach diesem System vergeben wurden und weil es ungeachtet einzelner Reformen immer noch Gültigkeit beansprucht.

Die ersten bundesstaatlichen Regelungen, die für die Erdölaktivitäten in Kanadas Offshore-Bereich galten, waren die "Canada Oil and Gas Lands Regulations" von 1961.¹¹⁴ Sie waren ursprünglich nicht für den Kontinentalschelf, sondern für das Yukon-Territorium und die Nordwest-Territorien erlassen worden. Neben dem offensichtlichen Zweck, die Erdölaktivitäten zu regeln, gab es ein weiteres Motiv. Die damalige Regierung Diefenbaker verfolgte eine als "Vision of the North" bezeichnete Politik der Verfestigung kanadischer Souveränitätsansprüche über die arktischen Gebiete einschließlich der arktischen Archipelen. Kanadische Unternehmen sollten in dieser Region angesiedelt werden. Die in hohem Maße mobile Erdölindustrie schien dafür besonders geeignet. Die Unternehmen wurden gebeten, mit der Regierung zusammenzuarbeiten, um einerseits einen für die Unternehmen annehmbaren Rahmen zu schaffen und um sie andererseits für Rohstoffaktivitäten in Regionen zu gewinnen, in denen bis dahin derartige Aktivitäten nicht stattgefunden hatten.

Über zwei Millionen Acres wurden unter den 61er "Regulations" vergeben. Allerdings zeigte sich, daß ein rechtliches System allein Unternehmen nicht dazu veranlassen kann, in bestimmten Gebieten tätig zu werden. Die Tatsache, daß die Regelungen von 1961 nicht nur erlassen wurden, um Erdölaktivitäten zu fördern, sondern vielmehr, um das Land von kanadischen Unternehmen in Besitz nehmen zu lassen, könnte ein Grund für die verhältnismäßig geringe Explorationsaktivität in diesem Gebiet sein.

Die Vergabepraxis wurde in hohem Maße von den höheren Preisen, der zunehmenden Ölexploration in der Nordsee und den Entdeckungen großer Lagerstätten in der Prudhoe Bay in Alaska beeinflusst. Kanadische Unternehmen bewarben sich um Ölkonzessionen im kanadischen Teil der Beaufort-See und an der Ostküste; insgesamt gesehen blieben jedoch die Explorationsergebnisse hinter denen zurück, die in anderen Offshore-Gebieten erzielt wurden.

Der juristische Konflikt mit den einzelnen Provinzen um die Zuständigkeit ging von der Entscheidung der Bundesregierung aus, die Regelungen von 1961 über den Offshore-Bereich der beiden Territorien hinaus auf die Offshore-Ge-

¹¹⁴ "Canada Oil and Gas Land Regulations", SOR/61-253. Diese Regelungen wurden aufgrund des "Public Land Grants Act", RSC 1985, Ch. P-30, und des "Territorial Lands Act", RSC 1985, Ch. T-7, erlassen.

biere der Küstenprovinzen zu erstrecken.¹¹⁵ Die Rechtslage blieb bis zum Beginn des arabisch-israelischen Krieges im Jahr 1973 unverändert. Das darauf folgende Ölembargo der arabischen Staaten und die danach von der OPEC durchgesetzten Ölpreissteigerungen zwangen die kanadische Regierung zu einer Überprüfung der Energiepolitik. Trotz der erheblichen Produktion von Erdöl und Erdgas in den westlichen Provinzen waren die weit entfernten Kernsiedlungsgebiete in Ontario und Quebec auf den Import von Erdöl und Erdgas angewiesen. Außerdem war abzusehen, daß die höheren Weltmarktpreise für Öl nicht dem Bundeshaushalt, sondern den Haushalten der produzierenden Provinzen zugute kommen würden.

Wenn die politische Stabilität einer Konföderation davon abhängt, daß zwischen ihren einzelnen Bestandteilen keine größeren Unterschiede in den Lebensverhältnissen entstehen, war es im Falle Kanadas nicht überraschend, daß die westlichen Provinzen ihre wirtschaftliche Stärke bei der politischen Durchsetzung ihrer Interessen nutzten und so die Stabilität der Konföderation in Frage stellten.¹¹⁶ Die Bundesregierung mußte Maßnahmen ergreifen, um die regionalen Ungleichheiten zu verringern. Aus verteilungspolitischen Gründen beabsichtigte sie, die Einkünfte aus den unter ihrer Jurisdiktion lagernden Ressourcen zu maximieren.

Derartige Überlegungen führten letztlich zu einer Neubewertung der "Regulations" von 1961. Hauptschwierigkeit schien zu sein, daß die bestehenden Regelungen, die entschieden von dem System der Nordseeanrainerstaaten abwichen, der Industrie nur geringe Anreize für eine spürbare Erhöhung der Explorationsaktivität boten. Außerdem berücksichtigten sie kaum die Interessen des Staates. Damit war keiner Seite gedient.

Die "Regulations" sollten deshalb durch ein Parlamentsgesetz ersetzt werden. Im Jahr 1976 wurde der erste Entwurf für einen "Canada Oil and Gas Act" im Parlament eingebracht. Für die Zwischenzeit wurden die "Regulations"

¹¹⁵ Es ist in diesem Zusammenhang interessant, daß keines der beiden Parlamentsgesetze, auf deren Grundlage die Regelungen erlassen worden waren, auf Gebiete außerhalb der Niedrigwasserlinie anwendbar war. Gesetze nach kanadischem Recht haben keine extraterritoriale Anwendbarkeit, sofern dies nicht ausdrücklich bestimmt ist. Eine solche ausdrückliche Bestimmung enthalten aber beide Parlamentsgesetze nicht. Daraus folgt, daß weder die Gesetze selbst noch die auf ihnen beruhenden Regelungen im Offshore-Bereich anwendbar waren. Eine gesetzliche Grundlage, die die Anwendbarkeit des gesamten Bundesrechts in den Offshore-Gebieten sicherstellt, gibt es erst seit 1988.

¹¹⁶ Es sollte hinzugefügt werden, daß die Politik auf Bundesebene von der liberalen Partei bestimmt wurde, während der Westen zum Teil (Alberta) sehr konservativ war oder zwischen konservativen und sozialistischen Regierungen hin- und herpendelte (British Columbia, Saskatchewan und Manitoba).

1977 abgeändert.¹¹⁷ Fast zur gleichen Zeit entschied sich Kanada, nach dem Vorbild des Vereinigten Königreichs und Norwegens ein staatliches Ölunternehmen (Petro-Canada) zu gründen, das dann 1976 per Parlamentsgesetz etabliert wurde.¹¹⁸

Die "Regulations" von 1977 sollten der neuen Interessenlage entsprechen und ein großzügiges Anreizsystem für die Rohstoffexploration schaffen. Lizenzinhaber unter den 61er "Regulations" sollten die Möglichkeit erhalten, ihre Lizenzen in das neue System zu übertragen; für bestimmte Arten von Produktionslizenzen sollte dies eine Voraussetzung werden. Der Gesetzentwurf¹¹⁹ wurde jedoch nie verabschiedet, da die Regierung abgelöst wurde und dieses Thema erst nach dem erneuten Regierungswechsel im Jahr 1980 wieder aktuell wurde.

Die neue Regierung beabsichtigte, insbesondere auf dem Gebiet der natürlichen Ressourcen ihren Führungsanspruch geltend zu machen. Hierfür gab es eine Reihe von Gründen. Es hatte zum Beispiel neben dem Streit um die Hoheitsgewalt heftige Debatten zwischen der Bundesregierung und einigen Provinzregierungen um die Ressourcen gegeben. Die neue Regierung wollte aber vor allem Kanadas Souveränität an dem von ausländischen, insbesondere amerikanischen Unternehmen beherrschten Rohstoffsektor demonstrieren.

Hier bietet sich der Vergleich mit anderen Hoheitsgewalten an, die von ähnlichen Ideen geleitet wurden. Relevant ist das norwegische Beispiel. So nutzten die Norweger ihre Gesetzgebung dazu, die einheimische Sachkenntnis auf allen möglichen Gebieten auszuweiten, was — nach einer gewissen Lernzeit — dem Staatsunternehmen STATOIL die Betreuung großer Ölfelder in der Nordsee ermöglichen sollte. Dies wurde über die Verpflichtung ausländischer Unternehmen zum Technologietransfer an norwegische Unternehmen, zur Ausbildung eines inländischen Managements sowie zur Übertragung verwaltungstechnischer und beratender Infrastruktur angestrebt [vgl. dazu Foders, Wolfrum et al., 1989, S. 191 ff.]. Kanadas enges Verhältnis zu den Vereinigten Staaten machte solche unabhängigen Schritte sehr schwer und vielleicht auch unnötig, da sich insbesondere die großen kanadischen und amerikanischen Unternehmen schon immer recht frei zwischen beiden Staaten hin- und herbewegten.

¹¹⁷ Canada Oil and Gas Lands Regulations, CRC 1978, Ch. 1518.

¹¹⁸ Petro-Canada Act, RSC 1975, Ch. P-6 (im folgenden: "Petro-Canada Act"). Das Unternehmen stammt also aus der gleichen Zeit wie die (mittlerweile nicht mehr existierende) British National Oil Corporation. Das norwegische Staatsunternehmen STATOIL wurde 1969 gegründet.

¹¹⁹ Er wurde 1978 als Bill C-20 in das Parlament eingebracht, worunter er auch in der Literatur bekannt ist.

Die Regierung war dennoch fest entschlossen, die Ölindustrie zu kanadisieren. Dementsprechend wurde sechs Monate nach ihrem Amtsantritt, im Dezember 1980, das "National Energy Program" beschlossen. Dieses Programm beschrieb in groben Zügen die politischen Vorhaben der Regierung und kündigte unter anderem an, daß ein neuer Gesetzentwurf vorgelegt werden würde, der die Rohstoffaktivitäten in den zwei Territorien und auf dem kanadischen Festlandssockel regeln sollte. Vor allem sollte eine erhebliche kanadische Beteiligung an den Konsortien von Ölunternehmen obligatorisch werden. Diese sollte durch Festlegung einer Mindestbeteiligung kanadischer Firmen und die Einführung von Regelungen, die der Regierung eine Festlegung eines solchen Anteils erlauben würden, geschehen.

Das andere Hauptziel des "National Energy Program" bestand darin, die kanadische Selbstversorgung und die Sicherheit dieser Versorgung zu gewährleisten. Diese Zielsetzung wollte die Regierung erheblich vorantreiben. Die "frontier lands" — das Yukon-Territorium, die Nordwest-Territorien und der kanadische Festlandssockel — standen im Mittelpunkt ihrer Politik. 1976 war beschlossen worden, daß ein neues Erdöl- und Erdgasgesetz als Basis für die Erschließung des Festlandssockels notwendig sei, ein Beschluß, der noch 1980 gültig war.

Die Ziele des "National Energy Program" ähnelten zwar denen solcher Vorhaben im Nordseeraum, mißfielen aber verschiedenen Interessengruppen; insbesondere galt dies für die für Petro-Canada vorgesehene Rolle, die der von STATOIL und der British National Oil Corporation sehr nahekam. Die kanadische Ölindustrie sah im "National Energy Program" die Einführung massiver staatlicher Interventionen in einen davon bisher verschonten Wirtschaftszweig. Die bis dahin in den ölproduzierenden westlichen Provinzen erfolgten staatlichen Interventionen waren überwiegend durch Regierungen veranlaßt worden, die die Interessen der Industrie wahrten. Das neue Bundesprogramm wurde daher von der Ölindustrie im allgemeinen erwartungsgemäß abgelehnt. Kleine Unternehmen sahen jedoch im "National Energy Program" ihre Chance, in den "frontier lands" tätig zu werden, was ihnen vorher bereits aufgrund ihrer Größe nicht möglich gewesen war. Das Erfordernis kanadischer Beteiligung machte diese Unternehmen zu sehr interessanten Partnern von Rohstoffkonsortien.

Hauptbestandteil des "National Energy Program" war der "Canada Oil and Gas Act", der im Dezember 1980 in das Parlament eingebracht wurde und im April 1982 in Kraft trat.¹²⁰ Bei seiner Veröffentlichung stieß das Gesetz auf die einhellige Kritik der Ölindustrie. Das vorgesehene Maß an ministerieller Kon-

¹²⁰ Canada Oil and Gas Act, S.C. 1980-81-82-83, Ch. 81 (im folgenden: "Canada Oil and Gas Act"). Das Gesetz wurde als C-48, wie es manchmal in der Literatur bezeichnet wird, in das Parlament eingebracht.

trolle — das in Norwegen für völlig normal gehalten wurde — wurde vehement abgelehnt. Die meiste Kritik traf den umstrittenen § 27, der für den Staat eine Beteiligung von 25 vH an allen Konsortien (neuen wie bereits existierenden) vorsah. Die Industrie verglich diese Regelung mit denen in den Ländern der Dritten Welt. Die Kritik war größtenteils berechtigt, wenn auch insgesamt übertrieben. Es wurde etwa fälschlich behauptet, daß es eine solche Verschiebung in den Kapitalbeteiligungen, aufgrund eines Gesetzes noch nie gegeben hatte, obwohl sie zumindest in einigen Nordseestaaten (1974 im Vereinigten Königreich) und auch in der Provinz Alberta doch stattgefunden hatte. Eine rückwirkende Beteiligung war allerdings bis dahin nirgendwo per Gesetz eingeführt worden.

Nachdem Vertreter der Industrie vor zwei, die Gesetzgebung überwachenden Parlamentsausschüssen ihren Standpunkt erklärt hatten, wurden marginale Änderungen vorgenommen. Interessant am neuen System war, daß die Exploration im Offshore-Bereich wieder begann, als der Gesetzentwurf in das Parlament eingebracht wurde, das heißt Monate, bevor er im März 1982 in Kraft trat. Die Regierung hatte erklärt, daß Unternehmen, die sich um neue Lizenzen bewerben wollten, nach schriftlicher Vereinbarung mit dem Minister Explorationsaktivitäten betreiben könnten, wobei die Einzelheiten der Vereinbarungen später ausgearbeitet werden sollten. Es wurden Gesetze erlassen, die finanzielle Anreize schafften. Daraufhin begann die kanadische Ölindustrie mit den bisher größten Explorationsbemühungen vor der Ostküste und in der Arktis.

Der "Canada Oil and Gas Act" sah vor, bei Explorationsverträgen zwischen der Regierung und einem Lizenzinhaber, diesem ausschließliche Explorationsrechte für Probebohrungen in einem bestimmten Gebiet einzuräumen und im Falle eines wirtschaftlich interessanten Fundes diese Rechte in eine Produktionsgenehmigung umzuwandeln. Die "Canadian Petroleum Association"¹²¹ richtete einen Ausschuß zwecks Aushandlung einer Muster-Explorationsvereinbarung mit der Regierung ein. Die Industrie war dem Gesetz gegenüber jedoch weiterhin negativ eingestellt, so daß der Ausschuß nur langsam Fortschritte machte.

Die Regierung Mulroney, seit 1985 im Amt, trug dazu bei, den Streit mit den östlichen Provinzen über die Hoheitsgewalt auf dem Verhandlungsweg beizulegen. Der Regierung war die Unbeliebtheit des "Canada Oil and Gas Act" bewußt. Deshalb wurde der Ausschuß, der bereits verschiedene Modelle von Muster-Explorationsverträgen ausgearbeitet hatte, gebeten, sich mit den gewünschten Änderungen des existierenden Regimes zu befassen. Der "Canada

¹²¹ Alle großen Unternehmen sind Mitglieder dieser Organisation.

Petroleum Resources Act"¹²² wurde von diesem Ausschuß geschaffen. § 131 dieses Gesetzes bestimmt die Aufhebung des "Canada Oil and Gas Act". Dies war gleichzeitig das Ende des "National Energy Program". Nach seiner Veröffentlichung veränderten sich die wirtschaftlichen Gegebenheiten dermaßen (Ölpreisverfall), daß die Frage einer sicheren kanadischen Ölversorgung in den Hintergrund rückte.

c. *Das gegenwärtige Regime*

Der "Canada Petroleum Resources Act" ähnelt den Regelungen früherer kanadischer Regime: Es gibt eine nichtausschließliche Erkundungslizenz, mit der Unternehmen geophysikalische und andere Untersuchungen durchführen können, die keine Bohrungen beinhalten. Wichtiger ist aber der Zwei-Etappen-Vertrag, der sich auf die ausschließlichen Bohrrechte in einem bestimmten Gebiet bezieht. Mit ihm wird das ausschließliche Recht erteilt, kommerziell nutzbare Ölvorkommen auszubeuten.¹²³ Das kanadische System der Konzessionsvergabe ist mit dem System der Nordseestaaten vergleichbar; es unterscheidet sich aber sehr von dem amerikanischen Lizenzsystem ("lease sale system").

Zunächst ist darauf einzugehen, inwieweit die politische Entscheidung über den Streit zwischen dem Bund und den Provinzen auf das gegenwärtige Regime Einfluß hatte. Die Ölaktivitäten im Offshore-Bereich Neufundlands sind im "Atlantic Accord" (unterzeichnet am 11. Februar 1985), jene im Offshore-Bereich Nova Scotias im "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord" (unterzeichnet am 26. August 1986) geregelt. Diese Vereinbarungen sind ins Bundesrecht und ins Recht der Provinzen eingegangen. Das Neufundland betreffende Bundesgesetz ist der "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act";¹²⁴ die gesetzliche Regelung für den Offshore-Bereich

¹²² RSC 1985, Ch. 36 §§ 1-83, 101-115, 117-130 sind am 15. Februar 1987 in Kraft getreten. Für bestimmte Gebiete wurde das Gesetz erst später in Kraft gesetzt. Das Gesetz wurde u.a. mit RSC 1985, Ch. 21 (4th. Supp.), in Kraft getreten am 22. Dezember 1989, geändert (im folgenden: "Canada Petroleum Resources Act").

¹²³ Nicht aber das ausschließliche Explorationsrecht: Seismische Arbeiten können etwa in einem Gebiet, über das eine Explorationslizenz im Rahmen einer Erkundungslizenz erteilt worden ist, durchgeführt werden, soweit sie nicht die Explorationsarbeiten stören.

¹²⁴ RSC 1987, S.C. 1987, Ch. 3 (im folgenden: "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act"). Das Gesetz wurde am 4. April 1987 für in Kraft getreten erklärt, mit Ausnahme von Abschnitt VIII des Teils II (§§ 102-118), der am 20. Mai 1988 in Kraft trat. §§ 207, 208 und Teil VII des Gesetzes sind noch nicht in Kraft. Das Gesetz wurde durch S.C. 1988, Ch. 3 geändert (betroffen waren §§ 256-262) und trat am 22. Dezember 1989 in Kraft; im folgenden: "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation".

Nova Scotias ist der "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act".¹²⁵ Die gesetzlichen Regelungen der Provinzen werden hier nicht behandelt.¹²⁶

Jede Vereinbarung wurde vom Bundesparlament einzeln per Gesetz umgesetzt. Jedes der erwähnten Gesetze enthält im Kern den "Canada Petroleum Resources Act" und den "Oil and Gas Production and Conservation Act"¹²⁷ sowie auf diesen aufbauende Regelungen. Letztere sind auf alle übrigen Offshore-Bereiche Kanadas sowie die beiden Territorien anzuwenden.¹²⁸ Es gibt also drei verschiedene Lizenzsysteme, deren grundlegende Regelungen aber übereinstimmen, so daß hier nur die Bestimmungen des "Canada Petroleum Resources Act" und des "Oil and Gas Production and Conservation Act"¹²⁹ behandelt werden. Dabei wird auf die entsprechenden Vorschriften der die zwei Vereinbarungen umsetzenden Gesetze jeweils in den Fußnoten hingewiesen. Spezielle Bestimmungen der Ausführungsgesetze, die nicht in dem "Canada Petroleum Resources Act" oder dem "Oil and Gas Production and Conservation Act" enthalten sind, werden kommentiert. Wichtig ist, daß die die Vereinbarungen umsetzende Bundesgesetzgebung ausdrücklich feststellt, daß das betroffene Gesetz und seine Folgeregelungen Vorrang vor anderen Gesetzen haben, so daß etwaige Widersprüche zwischen dem "Canada Petroleum Resources Act" einerseits und dem "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act" für den neufundländischen Offshore-Bereich und dem "Canada-Nova Scotia

¹²⁵ RSC 1988, S.C.1988, Ch. 28, am 22. Dezember 1989 verkündet und für in Kraft getreten erklärt, bis auf §§ 105–121, die am 24. Oktober 1990 folgten. Das Gesetz wurde durch S.Ct.1991, Ch. 41 (betroffen waren §§ 105–121) geändert. Die Änderungen wurden am 9. November 1991 verkündet und für in Kraft getreten erklärt.

¹²⁶ Diese bestehen für Neufundland auch dem Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, SN 1987, Ch. 3. Zumindest teilweise fraglich ist es, inwiefern die Regelungen durch die Provinzen verfassungsgemäß sind (Abschnitt B.II), da aber jedenfalls entweder die Regelungen der Bundesregierung oder der Provinzen verfassungsgemäß sein müssen, können deshalb eigentlich keine ernsthaften Schwierigkeiten entstehen, solange die darin enthaltenen Regelungen sich gleichen. Dieses Problem wird deshalb hier nicht weiter behandelt. Zu beachten ist aber, daß Neufundland die Hoheitsgewalt bis zu einer Entfernung von 3 Seemeilen hat und daß der Status des Küstengebiets Neuschottlands weder durch eine Verfassungsnorm noch durch Rechtsprechung festgelegt ist.

¹²⁷ RSC 1985, Ch. 0–7, geändert durch RSC 1985, Ch. 36 (2nd Supp.), § 92, in Kraft getreten am 24. April 1989 und durch S.C. 1989, Ch. 8, § 46, in Kraft gesetzt am 29. März 1990 (im folgenden: "Oil and Gas Production and Conservation Act").

¹²⁸ Es wurde nie ernsthaft die Frage gestellt, ob es sinnvoll wäre, ein einheitliches Lizenzsystem für so ein großes und vielgestaltiges Gebiet, den Land- und den Offshore-Bereich, einzuführen. Das mag daran liegen, daß noch keines der Lizenzsysteme wirklich ausprobiert worden ist, so daß in der Praxis noch keine Mängel aufgefallen sind.

¹²⁹ Zu den einzelnen Bestimmungen dieses "Acts" vgl. Abschnitt D.I.2.e.

Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act" für den Offshore-Bereich Neuschottlands andererseits keine Probleme aufwerfen.¹³⁰

Anwendungsgebiet

Der "Canada Petroleum Resources Act" gilt für die sogenannten "frontier lands", die definiert werden als die Gebiete im Yukon-Territorium, die Nord-west-Territorien, der an Kanada angrenzende Meeresboden und -untergrund, der entweder über 200 Seemeilen von den territorialen Basislinien hinausgeht oder "die natürliche Fortsetzung des kanadischen Festlands bis zum Kontinentalrand"¹³¹ darstellt, je nachdem, welche Alternative größer ist.¹³² Andere Grenzgebiete, wie etwa die zwischen Kanada und gegenüberliegenden oder angrenzenden Staaten, werden nicht erwähnt. Es muß aber angenommen werden, daß diese unter die Definition des Anwendungsgebiets fallen.

Die gleiche Definition findet sich in allen Bundesgesetzen, die Ölangelegenheiten im Offshore-Bereich betreffen, wie etwa im "Oil and Gas Production and Conservation Act". Das Anwendungsgebiet des "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act" soll durch nachfolgende Vorschriften festgelegt werden; falls dies nicht erfolgt, gilt die im "Canada Petroleum Resources Act" getroffene Regelung.¹³³ Der "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act" definiert seinen Anwendungsbereich im Anhang II.¹³⁴

Verwaltung

Laut Bundesgesetz liegt die Zuständigkeit beim Minister, was bedeutet, daß für die zwei Territorien und den angrenzenden Offshore-Bereich der Minister für Indianerangelegenheiten und Entwicklung im Norden und für die übrigen Ge-

¹³⁰ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, jeweils § 4.

¹³¹ Die Definition stimmt etwa mit den Vorgaben des Art. 76 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 7. Oktober 1992, UN Doc/Conf. 62/122, die Kanada zwar gezeichnet, aber nicht ratifiziert hat, überein.

¹³² Canada Petroleum Resources Act, § 2.

¹³³ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, § 2.

¹³⁴ Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, § 2. Das darin festgelegte Gebiet entspricht dem in der 1982er Vereinbarung festgelegten Gebiet. Seine Grenzen sind die Grenze zwischen Kanada und den Vereinigten Staaten im Golf von Maine und die Grenzen zu den Provinzen New Brunswick, Prince Edward Island und Neufundland. Wegen der Festlegung der Grenzen zwischen Kanada und St.Pierre und Miquelon muß das Anwendungsgebiet dieses Gesetzes noch geändert werden.

biere der Minister für Energie, Bergwerke und Naturschätze zuständig sind.¹³⁵ Bis 1992 arbeiteten die Minister bei Offshore-Ölangelegenheiten in der "Canada Oil and Gas Lands Administration" (COGLA) zusammen. Aus Kostensparnisgründen wurde die COGLA aber 1992 aufgelöst.

Die dem Bundesminister zustehenden Vollmachten für den Offshore-Bereich Neufundlands sind dem "Canada-Newfoundland Offshore Resources Board" übertragen worden,¹³⁶ die für den Offshore-Bereich Neuschottlands dem "Canada-Nova Scotia Offshore Resources Board".¹³⁷ Somit ist der Minister für Energie, Bergwerke und Naturschätze nur noch für die Offshore-Bereiche der übrigen Küstenprovinzen zuständig; in diesen Offshore-Bereichen sind größere Ölfunde bisher nicht erfolgt und auch unwahrscheinlich.

Beide "Boards" sind sehr ähnlich; sie bestehen aus je einer gleichen Anzahl von Mitgliedern, die vom Bund und von der jeweiligen Provinz nominiert werden.¹³⁸ Beide haben je einen von Bundes- und Provinzregierung gemeinsam ernannten Vorsitzenden, der als leitender Geschäftsführer fungiert. Entscheidungen werden mit einfacher Mehrheit getroffen.¹³⁹

Die Funktionen der "Boards" sind in der Vereinbarung und der ausführenden Gesetzgebung festgelegt. Ihre Hauptaufgabe ist es, Entscheidungen, insbesondere hinsichtlich der Vergabe von Lizenzen und des Managements, zu treffen. Grundsätzlich sind die Entscheidungen endgültig.¹⁴⁰ Die beiden "Acts", der "Canada Petroleum Resources Act" und der "Oil and Gas Production and Conservation Act", unterscheiden aber zwischen "einfachen" und "grundlegenden" Entscheidungen. Letztere werden vom Bundes- und/oder vom Provinzminister überprüft. Im Idealfall wird von beiden Ministern innerhalb eines Zeitraums von dreißig Tagen die Zustimmung erklärt. So lange wird die Umsetzung der Entscheidung ausgesetzt.¹⁴¹ In den folgenden Fällen kann ein Veto eingelegt oder die Umsetzung ausgesetzt werden:

¹³⁵ Canada Petroleum Resources Act, § 2.

¹³⁶ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part I, §§ 9–46.

¹³⁷ Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part I, §§ 9–46.

¹³⁸ In Neufundland sind es je drei, in Neuschottland je zwei Mitglieder.

¹³⁹ Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part I, §§ 9–46.

¹⁴⁰ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part I, § 30; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part I, § 31.

¹⁴¹ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part I, § 32; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part I, § 33; die Zustimmung gilt aber als erteilt, wenn nicht innerhalb dieses Zeitraumes widersprochen wird.

- Grundsätzlich bestehen diese Möglichkeiten, wenn sich beide Minister darin einig sind.¹⁴²
- Im Offshore-Bereich Neufundlands hat der Bundesminister die Amtsgewalt für grundlegende Entscheidungen (mit Ausnahme der Zustimmung zu einem Entwicklungsplan¹⁴³) bis zu dem Zeitpunkt, in dem Kanada das Ziel der sicheren Versorgung und der Selbstversorgung mit Kohlenwasserstoffen erreicht hat,¹⁴⁴ jedenfalls aber bis zum 31.12.1990 und für jeweils weitere fünf Jahre danach.¹⁴⁵
- Meinungsverschiedenheiten zwischen Kanada und Neufundland hinsichtlich der Sicherheit der Versorgung und der Selbstversorgung werden einem Ausschuß zur endgültigen, nicht gerichtlich oder anders überprüfbaren,¹⁴⁶ Entscheidung unterbreitet.¹⁴⁷
- Die Regelung im Küstengebiet Neuschottlands ist ähnlich, was die Sicherheit der Versorgung und die Selbstversorgung angeht,¹⁴⁸ Meinungsverschiedenheiten sollen aber vom "National Energy Board" behandelt werden, dessen Entscheidungen endgültig sind.¹⁴⁹
- Der neuschottische Minister hat ein Vetorecht bei Angeboten für in der "Bay of Fundy"¹⁵⁰ liegende Offshore-Bereiche und für "Sable Island",¹⁵¹ aber das Recht des Bundesministers zur Überstimmung und zur Verweisung an das "National Energy Board" bleibt bestehen.

¹⁴² Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part I, § 32 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part I, § 35 (1) (a).

¹⁴³ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part I, § 34 (2). Der Bundesminister kann aber auch diese Entscheidung überstimmen, wenn sie "das Erreichen der sicheren Versorgung und der Selbstversorgung grundlos verspäten" würde (§ 34 (3)).

¹⁴⁴ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part I, § 33.

¹⁴⁵ Ibid., § 34.

¹⁴⁶ Ibid., § 38.

¹⁴⁷ Ibid., §§ 36, 37.

¹⁴⁸ Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, § 35.

¹⁴⁹ Ibid.

¹⁵⁰ Diese wird von Kanada als historische Bucht beansprucht. Neuschottland liegt an ihrem östlichen, New Brunswick, dessen Rechte nicht erwähnt werden, am westlichen Ufer.

¹⁵¹ "Sable Island" ist eine wandernde Sandbank im Atlantik, die lange von Neufundland beansprucht, in einem Anhang zum "Constitutional Act" von 1967 aber der Jurisdiktion des Bundes unterstellt wurde. Die Insel und ein sie umgebendes Gebiet, von dem man annahm, daß es ihrem Fortbewegungsweg entsprach, wurden in

Die Regelungen der zwei "Acts" sind komplex; dies liegt daran, daß es sich bei der geregelten Materie um die potentiell meistumstrittenen Elemente von "joint management"-Verträgen handelt. Die Regierung nutzte die Argumente der Versorgungssicherheit und der Selbstversorgung als administrative und funktionelle Gründe für eine Hoheitsgewalt des Bundes im Offshore-Bereich (Abschnitt D.I.2.b). Obwohl die seit 1985 amtierende Regierung Verträge mit den Provinzen abschließen konnte, die den Streit um die Hoheitsgewalt beendeten, wollte und konnte auch sie keine Regelung auf der Basis einer völligen Gleichstellung von Bund und Provinzen eingehen. Dies hatte vermutlich zwei Gründe: Zum einen ist die Energiepolitik eine nationale Angelegenheit.¹⁵² Zum zweiten waren die Provinzen durch das Ergebnis der Rechtsstreitigkeiten in der schlechteren Position. Neuschottland erhob keine Klage; es war seit 1982 bemüht, keine Rechtsstreitigkeiten mit dem Bund aufkommen zu lassen, da es dringend Infrastrukturinvestitionen für seine Gasvorkommen benötigte.

Dies ist einer der Bereiche, in dem die Meinungsverschiedenheiten einen erheblichen Einfluß auf den Abschluß des "Atlantic Accord" und des "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord" hatten. Ein anderer betrifft die Anhörungen und die gerichtliche Überprüfung als weitere Aspekte des Verwaltungsvorgangs. Der "Oil and Gas Production and Conservation Act" sieht vor, ein "Oil and Gas Committee"¹⁵³ einzusetzen, das, soweit gesetzlich vorgesehen, Untersuchungen vornehmen und Entscheidungsanträge anhören soll. Der Ausschuß besteht aus fünf vom Gouverneur bestimmten Mitgliedern, von denen höchstens drei Verwaltungsbeamte sein dürfen.¹⁵⁴ Der "Canada Petroleum Resources Act" sieht vor, daß auf Antrag bestimmte ministerielle Entscheidungen vor dem Ausschuß behandelt werden können. Der Ausschuß kann aber nur Empfehlungen an den Minister abgeben, die vor der endgültigen Entscheidung in einer Sache in Betracht gezogen werden können. Die endgültige Entscheidung muß vom Minister begründet werden.¹⁵⁵ Außerdem sind alle Re-

einer Vereinbarung von 1982 als in der Provinz gelegen angesehen, mit der Folge, daß der Provinzminister aus der Vereinbarung eine spezielle Hoheitsgewalt ableitet.

¹⁵² Verfassungsrechtlich sind das in Kanada Angelegenheiten, die nicht von einer Provinz alleine geregelt werden können und bei denen es unwahrscheinlich ist, daß alle Provinzen sie übereinstimmend regeln werden.

¹⁵³ Oil and Gas Production and Conservation Act, § 6.

¹⁵⁴ Ibid.; § 7 legt außerdem fest, daß mindestens zwei Mitglieder "spezielle Experten für Öl und Erdgas" sein müssen.

¹⁵⁵ Canada Petroleum Resources Act, Part IX, § 106.

gelingen, Entscheidungen oder Maßnahmen des Ausschusses nach dem "Federal Court Act"¹⁵⁶ einer gerichtlichen Überprüfung unterworfen.

Das Anhörungsverfahren ist insofern von Vorteil, als es die Möglichkeit zur Diskussion einer Entscheidung im Rahmen eines Prozesses erlaubt, der nicht allein der öffentlichen Verwaltung zugänglich ist. Hinzu kommt, daß die Begründungspflicht des Ministers für mehr Transparenz sorgt. Dieses Verfahren ist in dem "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act" (Part III, §§ 142 ff.) und dem "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act" (Part II, Division IX, §§ 127 ff.) festgeschrieben. Weniger deutlich ist, warum das Anhörungsverfahren in die "joint management"-Vereinbarungen zwischen den Provinzen und der Regierung integriert wurden. Die Entscheidungen werden nämlich schon von vornherein von einem aus drei Personen bestehenden Gremium getroffen. Außerdem stehen den beiden Regierungen Vetorechte und Möglichkeiten zu, die aufschiebende Wirkung anzuordnen, so daß das weitere Verfahren vor dem "Oil and Gas Committee" wenig praktischen Nutzen verspricht.

Das Verhältnis zwischen dem alten und dem neuen Lizenzsystem

Der "Canada Petroleum Resources Act" sieht vor, daß alle Explorationsvereinbarungen, die bereits bestanden oder vollständig ausgehandelt waren, sowie alle bereits erteilten Produktionslizenzen, die dem "Canada Oil and Gas Act" entsprachen, in Kraft bleiben und als Explorations- bzw. Produktionslizenzen unter neuem Recht gelten. Auch die im Rahmen der 61er und/oder der 77er "Canada Oil and Gas Lands Regulations" vergebenen Rechte bleiben diesen Regelungen zufolge in Kraft, sofern sie dem "Canada Petroleum Resources Act" nicht widersprechen. Die Rechte Petro-Canadas aus den "Regulations" hinsichtlich des Erwerbs von Anteilen oder Beteiligungen wurden mit dem Inkrafttreten des "Canada Oil and Gas Act" am 5. März 1982 aufgehoben, wobei dieser wiederum vom "Canada Petroleum Resources Act" abgelöst wurde.

Als Teil der Offshore-Regelungen haben Neuschottland und Neufundland erklärt, daß ihre provinziellen Lizenzsysteme im Offshore-Bereich nicht anwendbar sind. Dies verursachte kaum praktische Probleme, da sich die Ölfirmen wegen des Streits um die Hoheitsgewalt jeweils auf beiden Ebenen Lizenzen für identische Gebiete gesichert hatten.¹⁵⁷

¹⁵⁶ Ibid., § 106 (10); dieser Teil ist noch nicht in Kraft getreten.

¹⁵⁷ Obwohl die von beiden Lizenzen abgedeckten Gebiete identisch waren, war das jeweils lizenznehmende Konsortium ein anderes. Als Körperschaft der Krone auf Bundesebene hätte Petro-Canada nicht um eine Lizenz nach Provinzrecht nachsuchen oder eine solche innehaben können, da dies gleichbedeutend mit einer Anerkennung der Rechte der Provinzen im Offshore-Bereich gewesen wäre.

Die Vergabe von Rechten

Rechte in den "frontier lands" werden vergeben von

- dem Minister für Indianerangelegenheiten und Entwicklung im Norden für Gebiete nördlich des 60. Breitengrads;
- dem "Canada Newfoundland Offshore Board" für unterseeische, an Neufundland angrenzende Gebiete;
- dem "Canada-Nova Scotia Board" für an Neuschottland angrenzende unterseeische Gebiete;
- dem Bundesminister für Energie, Bergwerke und Naturschätze für alle übrigen Gebiete.

Gebiete, für die noch keine Lizenzen ausgegeben wurden, werden als "für die Krone reservierte Gebiete" bezeichnet. Für sie werden Rechte nur durch ein Ausschreibungsverfahren vergeben, bei dem der Bundesminister um Angebote für das jeweils betroffene Gebiet nachsucht.¹⁵⁸ Nach dem Gesetz erfordert das Ausschreibungsverfahren die Spezifizierung des zu vergebenden Rechts und des betroffenen Gebiets durch den Bundesminister, Details über geologische Formationen und Substanzen, nicht gesetzlich festgelegte Vertragsbedingungen, Mindesthöhe der Angebote, das formelle Ausschreibungsverfahren, die Frist, innerhalb derer Angebote unterbreitet werden können.¹⁵⁹ Das angenommene Angebot muß den in der Ausschreibung spezifizierten Bedingungen entsprechen, und die Entscheidung muß auf der Grundlage der dort angegebenen Kriterien erfolgen. Die Bedingungen, zu denen ein solches Recht vergeben wird, müssen mit den in der Ausschreibung genannten übereinstimmen. Der

¹⁵⁸ Dazu gibt es nur einige Ausnahmen: Erstens besteht eine Ausnahme, wenn das Gebiet "durch Irrtum oder Versehen" für die Krone reserviert wurde und der vorherige Rechtsinhaber innerhalb eines Jahres, nachdem das Gebiet an die Krone zurückfiel, beantragt, daß das Recht wieder vergeben wird. Zweitens kann der Inhaber eines tatsächlichen Rechts oder eines Teilrechts dieses gegen ein neues Recht eintauschen, ohne daß das Ausschreibungsverfahren durchgeführt wird, vgl. Canada Petroleum Resources Act, Part II, § 17; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division II, § 61; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division II, § 64. Jede mit der Ausschreibung verbundene Angelegenheit gilt als grundlegende Entscheidung im Sinne der Vereinbarungen zwischen dem Bund und den Provinzen.

¹⁵⁹ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 14; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 58; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 61.

Minister muß die Einzelheiten des angenommenen Angebots und des darauf vergebenen Rechts bekanntgeben.¹⁶⁰

Der Minister hat auch die Möglichkeit, keines der abgegebenen Angebote anzunehmen und statt dessen das Gebiet erneut auszuschreiben.¹⁶¹ Diese Regelungen lassen der Vergabebehörde weniger Freiheit als die früheren Vergabesysteme, die dem Minister freistellten, von der Ausschreibung abzuweichen, wenn dies den nationalen Interessen zu entsprechen schien, oder auch nach eigenem Ermessen Rechte zu vergeben, wenn keines der auf eine Ausschreibung abgegebenen Angebote angenommen wurde. Es ist anzunehmen, daß die Industrie die Begrenzung der ministeriellen Kompetenzen begrüßt hat, da allgemein angenommen wurde, daß Petro-Canada von solchen Ermessensentscheidungen profitierte.

Verglichen mit dem alten Lizenzsystem, insbesondere mit den entsprechenden Regelungen des "Canada Oil and Gas Act", sind die gegenwärtigen Regelungen sehr viel genauer, was die Minimalanforderungen an Angebote angeht.¹⁶²

Wesen und Art der Lizenzen

Die im "Canada Petroleum Resources Act" und den beiden Ausführungsgesetzen ausgestaltete Grundstruktur der Lizenzvergabe entspricht größtenteils den Vorgängersystemen und ähnelt dem Ansatz der Nordseestaaten sehr. Jeder, der in den "frontier lands" Ölaktivitäten entfalten möchte, bedarf einer Betriebslizenz, die eine einfache, jährlich erneuerbare Verwaltungserlaubnis ist.¹⁶³ Rech-

¹⁶⁰ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 15; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 59; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 62.

¹⁶¹ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 60; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 63.

¹⁶² Solche Auflagen hätten unter dem alten System zum Beispiel Ausbildungsverpflichtungen (vor allem in Gebieten wie Neufundland und der kanadischen Arktis, die eine hohe Arbeitslosenquote und einen Mangel an qualifizierten Arbeitskräften haben), die Verpflichtung, kanadische Waren und Dienstleistungen zu verwenden, oder bestimmte, der lokal betroffenen Gemeinde zugute kommende Verpflichtungen enthalten.

¹⁶³ Betriebslizenzen werden aufgrund von § 138 Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act (Part III) für den neufundländischen Offshore-Bereich und aufgrund § 142 Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act (Part III) für den neuschottischen Offshore-Bereich sowie aufgrund § 5 "Oil and Gas Production and Conservation Act" für die übrigen unter der Jurisdiktion des Bundes stehenden Gebiete vergeben. Tätigkeiten, die die Entwicklung eines Kohlenwasserstoffpools einschließen, müssen in einem Entwicklungsplan enthalten sein.

te zur Exploration, einschließlich der ausschließlichen Bohrerlaubnis, werden durch eine Explorationslizenz übertragen. Wenn der Inhaber einer solchen Lizenz auf ein kommerziell nutzbares Ölvorkommen stößt, hat er, soweit er die festgelegten Bedingungen erfüllt, Anspruch auf Erteilung einer Produktionslizenz für dieses Gebiet. Diese Lizenz gilt bis zum Ende der kommerziellen Ausbeutung des Felds.

Auch die kanadische Terminologie hat sich mit den Jahren verändert. Die vorausgegangenen Systeme sprachen von Explorationsvereinbarungen und Produktionslizenzen. Die Bezeichnung "Explorationsvereinbarung" wurde durch "Explorationslizenz" ersetzt. Diese neue Bezeichnung ist insofern falsch, als das anglo-kanadische Recht unter "Lizenz" eine Erlaubnis im Sinne eines vom Staat vergebenen, etwas erlaubenden Dokuments, wie etwa ein Führerschein, versteht. Sowohl unter den früheren wie auch unter den jetzigen Systemen werden alle ausschließlichen Rechte durch Vertrag vergeben. Die einzige Lizenz im Rechtssinne ist demnach die jährliche Betriebslizenz. Der Grund für den Bezeichnungswechsel war, daß die Industrie deutlich machen wollte, daß sich das mit dem "Canada Petroleum Resources Act" eingeführte System von dem des unbeliebten "Canadian Oil and Gas Act" unterschied.

Die Explorationslizenz

Mit der Explorationslizenz¹⁶⁴ werden das Recht zur Exploration einschließlich der Niederbringung von Probebohrungen für das betreffende Gebiet vergeben. Der Inhaber erhält daneben das ausschließliche Recht, das Gebiet für die kommerzielle Ölproduktion zu entwickeln, und — wenn auch andere im "Act" festgelegte Bedingungen erfüllt sind — einen Anspruch auf Erteilung einer Produktionslizenz.¹⁶⁵ Die Explorationslizenz hat eine Gültigkeitsdauer von neun Jahren und ist nicht verlängerbar.¹⁶⁶ Falls eine Ölquelle zum Zeitpunkt des Auslaufens der Lizenz bereits ausgebeutet wird, bleibt die Lizenz in Kraft, bis die Quelle ausgebeutet oder eine neue entdeckt worden ist.¹⁶⁷

¹⁶⁴ Explorationslizenzen werden in Part III des Canada Petroleum Resources Act, in Part II des Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act und in Part II, Division III des Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act geregelt.

¹⁶⁵ Canada Petroleum Resources Act, Part III, § 22; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division III, § 65; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part III, Division III, § 68.

¹⁶⁶ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 26; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 69; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 72.

¹⁶⁷ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 27 (1), Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 70, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum

Der Minister und der Lizenzinhaber können die Vertragsbedingungen frei vereinbaren, soweit sie nicht gegen den "Canada Petroleum Resources Act" oder die von ihm abgeleiteten Regelungen verstoßen.¹⁶⁸ Der "Act" bestimmt einige Bedingungen, die alle Explorationslizenzen enthalten müssen.¹⁶⁹ Die Lizenz kann durch Vereinbarung geändert werden, sofern die Änderung mit dem "Act" oder seinen nachfolgenden Regelungen übereinstimmt.¹⁷⁰ So ist es nicht möglich, die Lizenz auf weitere Gebiete auszudehnen, ohne eine erneute Ausschreibung durchzuführen.¹⁷¹ Die Inhaber können aber vom Minister verlangen, zwei oder mehr Lizenzen zu einer zu vereinigen, die dann den von den Parteien vereinbarten Bedingungen unterworfen wird.¹⁷²

Der "Act" sieht zwei Möglichkeiten der Beendigung von Explorationslizenzen vor, nämlich (i) durch Zeitablauf oder (ii) durch die Vergabe einer Lizenz für große Felder ("significant discovery licence") für das gesamte oder für einen Teil des Gebiets, für das eine Explorationslizenz vergeben worden ist. Die durch eine Explorationslizenz erfaßten Gebiete, die bei Auslaufen dieser Lizenz nicht Gegenstand einer Produktionslizenz oder einer Lizenz für einen erheblichen Fund sind, werden erneut zu einem für die Krone reservierten Gebiet.¹⁷³

Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 73 (2) dieser Gesetze enthält Bestimmungen für den Fall von Unterbrechungen aufgrund extremer Wetterlagen oder mechanischer oder technischer Probleme, während § 73 (3) dem Lizenzinhaber die Möglichkeit gibt, eine neue Quelle anzubohren, wenn eine Quelle zur Zeit des Auslaufens der Lizenz wegen mechanischer oder technischer Probleme nicht entwickelt werden konnte.

¹⁶⁸ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 24 (1); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 67 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 70 (1).

¹⁶⁹ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 24 (2); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 67 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 70 (2).

¹⁷⁰ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 25 (1); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 68 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 71 (2).

¹⁷¹ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 25 (2); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 68 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 71 (2).

¹⁷² Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 25 (3); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 68 (3); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 71 (3).

¹⁷³ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 26 (6); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 68 (4); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 72 (4).

Lizenzen für große Felder

Ein erheblicher Fund¹⁷⁴ ist ein aufgrund einer geologischen Formation indizierter Fund, bei dem Probebohrungen die Existenz von Kohlenwasserstoffen nachgewiesen haben und bei dem aufgrund geologischer und technischer Faktoren anzunehmen ist, daß sich die Menge an Kohlenwasserstoffen für eine längerfristig rentable Produktion eignet.¹⁷⁵

Wird ein Fund dieser Art gemacht, so wird dies dem Minister und/oder "Board" mitgeteilt und eine entsprechende Lizenz erteilt. Eine Investitionslizenz für große Felder gibt dem Inhaber das ausschließliche Explorationsrecht, einschließlich Bohrungen, Versuchen und Entwicklung des betreffenden Gebiets, sowie einen Anspruch auf Erteilung einer Produktionslizenz für kommerziell nutzbare Funde.¹⁷⁶ Die Lizenz wird auf Antrag des Beteiligungsinhabers oder auf Initiative des zuständigen Ministers oder "Boards" vergeben, wobei das von ihr gedeckte Gebiet — welches das von der ursprünglichen Explorationslizenz gedeckte Gebiet beinhalten kann, aber nicht muß — spezifiziert werden muß.¹⁷⁷ Die Lizenz gilt rückwirkend ab Antragstellung, solange wie die Erklärung eines erheblichen Fundes in Kraft bleibt. Gesetzlich ist keine zeitliche Beschränkung dieser Erklärung festgelegt, sie muß aber so lange gültig sein wie die Explorationslizenz. Die Lizenz kann durch die Erteilung einer Produktionslizenz für den betreffenden Fund aufgehoben werden.¹⁷⁸

Die Erklärung eines erheblichen Fundes kann sowohl für die Regierung als auch für den Inhaber vorteilhaft sein. Aus Sicht des Inhabers verlängert sie den von der Explorationslizenz gesetzten Zeitrahmen auf unbestimmte Zeit. Die Regierung kann aber für das von der Erklärung gedeckte Gebiet eine Bohranordnung erlassen.¹⁷⁹ Die Frage, ob ein erheblicher Fund vorliegt, kann zwi-

¹⁷⁴ Vgl. Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, §§ 28–34; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division III; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division III.

¹⁷⁵ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, § 47; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 51.

¹⁷⁶ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division III, § 72; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 75.

¹⁷⁷ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 71; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 74.

¹⁷⁸ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, §§ 71, 75; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, §§ 74, 78.

¹⁷⁹ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord

schen dem Lizenzinhaber und der Regierung streitig sein, insbesondere wenn die Erheblichkeit und kommerzielle Nutzbarkeit des Fundes zweifelhaft ist. Diese Schwierigkeit wird zum Teil durch die gesetzlichen Vorschriften zum Explorationsverfahren ausgeglichen.

Die Feldentwicklung

Um eine Fundstelle oder einen Fund entwickeln zu können, muß der Inhaber einen Entwicklungsplan unterbreiten, dessen Einzelheiten in die jährliche Betriebserlaubnis übernommen werden.¹⁸⁰ Der Entwicklungsplan besteht aus zwei Teilen: Teil I enthält einen Überblick über die geplante Form der Entwicklung des Feldes, einschließlich physikalischer Informationen über den Fund, die vermutete Produktionsmenge und die zu benutzenden Produktionsmittel. Teil II enthält die zur Einschätzung und Überprüfung der geplanten Entwicklung notwendigen Informationen. Der Entwicklungsplan wird durch einen "benefits plan" (Auflagenliste) ergänzt. Dieser muß für die Offshore-Gebiete Neufundlands und Neuschottlands Angaben zur geplanten Nutzung von Arbeitskräften, Gütern und Dienstleistungen aus der Provinz enthalten. Entsprechende Pläne für Gebiete unter der Hoheitsgewalt des Bundes verlangen die gleichen Angaben, bezogen auf Kanada als Ganzes.¹⁸¹

*d. Die Rohstoffförderung*¹⁸²

Der Inhaber einer Explorationslizenz und/oder einer Erklärung eines erheblichen Fundes hat — wie bereits beschrieben — einen gesetzlichen Anspruch auf eine Produktionslizenz für kommerziell nutzbare Funde. Definiert wird ein solcher Fund als "ein Ölfund, von dem erwiesen ist, daß er Ölreserven enthält, für die sich der Kapitaleinsatz und die Mühe, um aus ihm zu produzieren,

Implementation Act, *ibid.* Die Bohranordnung kann Bestimmungen über den Ort und die Tiefe etc. enthalten. Nach Erlass einer Bohranordnung muß, wenn darin nichts anderes bestimmt wird, innerhalb eines Jahres mit den entsprechenden Arbeiten begonnen werden.

¹⁸⁰ Oil and Gas Production and Conservation Act, §§ 5.1, 5.2; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part III, § 138; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part III, § 142.

¹⁸¹ Oil and Gas Production and Conservation Act, *ibid.*; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*

¹⁸² Canada Petroleum Resources Act, Part IV; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division IV; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division IV.

lohnt".¹⁸³ Ob die Investition lohnenswert ist, soll aufgrund wirtschaftlicher Kriterien wie der Existenz eines Marktes, eines angemessenen Preises und ausreichender Reserven für den rentablen Einsatz des für die Produktion erforderlichen Kapitals festgestellt werden.

Qualifikation des Lizenzinhabers und der kanadische Anteil

Die Gesetzgebung enthält wichtige Regelungen hinsichtlich der Voraussetzungen, um Produktionslizenzen zu erhalten. Grundregel ist, daß Produktionslizenzen nur an kanadische Staatsbürger, Personen mit ständigem Wohnsitz in Kanada oder Firmen mit Sitz in Kanada vergeben werden können.¹⁸⁴ Da es aber auch Firmen in Kanada gibt, deren Eigentümer nicht Kanadier sind, kommt es darauf an, wer die Eigentümervorteile aus dieser Firma zieht.

Dieses Thema hat die kanadische Öffentlichkeit lange beschäftigt, da insbesondere amerikanische natürliche und juristische Personen im kanadischen Ressourcensektor eine dominante Position eingenommen haben; Europäer und Asiaten haben erst in den vergangenen Jahren in diesem Bereich investiert. Dies brachte Kanada in die schwierige Lage, einerseits die Investitionstätigkeit zu begrüßen und andererseits die ausländische Kontrolle über wichtige Bereiche seiner Wirtschaft begrenzen zu müssen.¹⁸⁵ Die Diskussion hatte eine stark emotionale Komponente. Obwohl die Bundesregierung die nationalistischen Tendenzen des "National Energy Program" ablehnte, konnte oder wollte auch sie nicht die Teile des Programms aufheben, die die kanadische Beteiligung an Aktivitäten sicherten, bei denen kanadische Unternehmen wegen des Zusammentreffens von ausländischem Kapital, ausländischem Expertenwissen und einem von Ausländern beherrschten Markt kaum Chancen gehabt hätten, wie etwa bei Ölaktivitäten im Offshore-Bereich. Auch die späteren Regierungen sind diesem Ansatz gefolgt. Die gleichen Probleme hatten sich in den 60er Jahren in den Nordseestaaten, insbesondere in Norwegen, aber auch in Großbritannien, gestellt. Die von diesen Ländern durchgeführten Initiativen wurden in ähnlicher Weise auch in Kanada implementiert.

¹⁸³ Vgl. Canada Petroleum Resources Act, § 2; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, § 47; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, § 49: "... a discovery of petroleum that has been demonstrated to contain petroleum reserves that justify the investment of capital and effort to bring the discovery to production;"

¹⁸⁴ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division IV, § 87; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division IV, § 90.

¹⁸⁵ Unabhängig von dem Öregime aufgestellte Regelungen sehen vor, festzustellen, wie weit ein Unternehmen tatsächlich Eigentum von Kanadiern ist: vgl. den Canadian Ownership and Control Determination Act, RSC 1985, Ch. C-20.

Eine Regierung hat mehrere Möglichkeiten, die wirtschaftlichen Vorteile aus der Entwicklung von Ölvorkommen für ihre Industrie zu maximieren. In Kanada besteht beispielsweise das Erfordernis, örtlich vorhandenes Personal, Waren und Dienstleistungen zu verwenden. Dies kann zwar zum Aufbau eines Teils der Zulieferindustrie führen, das Problem der ausländischen Kontrolle der Industrie und des Aufbaus einer heimischen Industrie mit für Offshore-Ölaktivitäten ausreichender Kapazität und Technologie bleibt jedoch dabei ungelöst.

Um eine kanadische Beteiligung an Ölaktivitäten sicherzustellen, wurde bis 1992 eine kanadische Mindestbeteiligung gesetzlich festgelegt. Dabei wurde grundsätzlich ein kanadischer Eigentumsanteil von mindestens 50 vH für Offshore-Ölunternehmen verlangt.¹⁸⁶ Der tatsächlich erforderliche Anteil wurde durch in den Gesetzen festgelegte Formeln und Regelungen bestimmt.¹⁸⁷

Konnte ein Bewerber für eine Produktionslizenz einen kanadischen Eigentumsanteil an den Unternehmen von mindestens 50 vH nachweisen, so war die Voraussetzung erfüllt. Schwierig war es, den Eigentumsanteil im Falle der Übertragung von Anteilen an Dritte — was häufig vorkam — nachzuweisen. Aus diesem Grund erlaubte die Gesetzgebung die Vorlage eines Plans, demzufolge der kanadische Anteil bis zum Zeitpunkt der Genehmigung eines Entwicklungsplans (oder so schnell wie möglich danach) erreicht werden sollte. Dieser Plan mußte dem Bundesminister als hinreichend erscheinen.¹⁸⁸ Wenn ein Bewerber, der einen solchen Plan unterbreitet hatte, den geforderten Anteil an Mindesteigentum dennoch nicht erreichen konnte, konnte der Minister ihn von dem Erfordernis freistellen.¹⁸⁹ In diesem Fall waren der Minister oder das "Board" dazu verpflichtet, den kanadischen Eigentumsanteil dadurch auf das Mindestmaß zu erhöhen, daß durch öffentliche Ausschreibung ein Anteil an der

¹⁸⁶ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division V, § 89; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division V, § 91.

¹⁸⁷ Eine Definition des kanadischen Mindesteigentumsanteils findet sich in: Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 88; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, § 2.

¹⁸⁸ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 90; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division V, § 92. Der "Bundesminister" ist nach der Ausführungsgesetzgebung der Minister für Energie, Bergbau und Naturschätze für diese Gebiete und andere Offshore-Aktivitäten südlich des 60. Breitengrads; nördlich des 60. Breitengrads ist der Minister für Indianerangelegenheiten und Entwicklung im Norden zuständig.

¹⁸⁹ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 91; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93.

Produktionslizenz zum Verkauf angeboten wurde, der, wenn er von einer Vertragspartei mit einem kanadischen Eigentumsanteil von 75 vH erworben wurde, den gesamten kanadischen Prozentsatz an Anteilseignern auf 50 vH erhöhte.¹⁹⁰ Die Ausschreibung mußte alle vom Bundesminister festgelegten Angaben zum Verkauf, zu den Vertragsbedingungen und den für den Kauf des Anteils erforderlichen Qualifikationen ebenso enthalten wie die Frist für die Unterbreitung von Angeboten. Letztere mußte innerhalb von sechs Monaten nach dem Datum der Vergabe der Produktionslizenz liegen.¹⁹¹ Der Anteil durfte weder unter Marktwert noch an jemanden, der die in der Ausschreibung festgelegten Qualifikationen nicht erfüllte, verkauft werden.¹⁹² Der Verkauf konnte aber wiederum nicht rückgängig gemacht werden, wenn sich hinterher herausstellte, daß hinsichtlich der Prüfung der Kaufberechtigung des Erwerbers der Verwaltung ein Fehler unterlaufen war.¹⁹³

Falls ein Anteil nicht auf diese Weise verkauft werden konnte, hatte ein Bundesunternehmen der Krone ("Federal Crown Corporation", Petro-Canada) oder — die Offshore-Gebiete Neufundlands und Neuschottlands betreffend — die für diesen Zweck vom jeweiligen Provinzminister designierten Provinzunternehmen der Krone¹⁹⁴ die Möglichkeit, diesen Anteil zu einem "fairen Marktpreis" zu kaufen.¹⁹⁵ Diese Unternehmen hatten einen kanadischen Eigentumsanteil von 100 vH. Die Kaufmöglichkeit mußte innerhalb einer Frist von 60 Tagen nach Ablauf der Ausschreibungsfrist wahrgenommen werden;¹⁹⁶ für die Offshore-Gebiete der Provinzen konnte ein dafür vom Bundesminister designiertes Bundesunternehmen der Krone die Kaufmöglichkeit zu gleichen fi-

¹⁹⁰ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 92 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 94 (1).

¹⁹¹ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 92 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93 (2).

¹⁹² Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 92 (3); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 94 (3).

¹⁹³ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 92 (4); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 94 (4).

¹⁹⁴ In Neuschottland wäre dies vermutlich Nova Scotia Resources Inc. gewesen.

¹⁹⁵ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (1).

¹⁹⁶ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (2).

nanziellen Bedingungen und innerhalb der 60-Tage-Frist wahrnehmen, wenn das in Frage kommende Provinzunternehmen diese Möglichkeit nicht wahrnehmen wollte.¹⁹⁷

Wurde ein Anteil an der Produktionslizenz auf einem der beschriebenen Wege verkauft, so war der Lizenzinhaber dazu verpflichtet, diesen Anteil an den Käufer zu übertragen.¹⁹⁸ Hatte eine Lizenz mehr als einen Anteilseigner, so mußten sich diese auf die Größe des zu übertragenden Anteils einigen. Eine Regelung für den Fall, daß keine Einigung erfolgte, sollte gesetzlich noch festgelegt werden, in keinem Fall mußte aber ein Beteiligungsinhaber einen Anteil übertragen, wenn an diesem ein kanadischer Anteil von 50 vH oder mehr bestand.¹⁹⁹

Diese Vorschriften bedurften der Spezifizierung durch gesetzliche Regelungen, die nie geschaffen wurden. Deshalb mußte auf die Vorschriften des "Canadian Ownership and Control Determination Act" zurückgegriffen werden.²⁰⁰ Dieser sieht vor, daß bei mehreren Inhabern einer Produktionslizenz der gesamte kanadische Eigentumsanteil errechnet wird, indem der kanadische Eigentumsanteil der einzelnen Inhaber mit dem entsprechenden Anteil an der Produktionslizenz gewogen wird.²⁰¹ War es nicht möglich, den Eigentumsanteil auf einem gesetzlich vorgesehenen Weg sinnvoll zu berechnen, dann war der Bundesminister ermächtigt, darüber zu entscheiden.²⁰²

Die Einführung dieser Art der Berechnung des kanadischen Eigentumsanteils hätte ernste Konsequenzen für die zu diesem Zeitpunkt bestehenden Konsortien haben können. Um diese Konsortien nicht zu gefährden, sah das Gesetz vor, daß das neue System nicht auf Produktionslizenzen für Gebiete mit kom-

¹⁹⁷ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93 (3) und (4); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (3) und (4).

¹⁹⁸ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93 (5); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (5).

¹⁹⁹ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 93 (6) und (7); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (6) und (7).

²⁰⁰ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 97 (2).

²⁰¹ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 97 (1).

²⁰² Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 95 (3); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 97 (3).

merziell nutzbaren Vorkommen anzuwenden ist, bei denen mit dem Bohren des ersten Lochs vor dem 5. März 1982 begonnen wurde. Statt dessen waren die Vorschriften der "Canada Oil and Gas Lands Regulations" von 1977 anzuwenden.²⁰³ Diese Vorschriften sind deshalb so wichtig, weil alle bis heute gemachten erheblichen oder kommerziell nutzbaren Entdeckungen in ihren Anwendungsbereich fallen. Die ersten Bohrungen, die zur Entdeckung des "Hibernia"-Ölfeldes führten, wurden in den späten 70er Jahren vorgenommen; bei vielen anderen Entdeckungen, insbesondere in der Arktis, von denen man sich viel erhofft hatte, fanden die ersten Bohrungen sogar früher statt.

Bei der Bewertung der Gesetze zum kanadischen Eigentumsanspruch müssen zwei Faktoren berücksichtigt werden, nämlich (i) ihr Einfluß auf Kanada, insbesondere auf die "kanadische" Ölindustrie, und (ii) ihre Auswirkungen auf ausländische Investitionen. Abgesehen von den Regelungen zur öffentlichen Ausschreibung und den Kaufoptionen für Unternehmen der Krone sind die Gesetze etwas undurchsichtig, was insbesondere bei der Definition des Eigentumsanteils deutlich wird.

Die Produktionslizenz

Für die Erteilung einer Produktionslizenz muß ein Antrag auf Erteilung einer "Erklärung zu einem erheblichen Fund" durch einen Rechtsinhaber (oder jemanden mit einem Anteil an einem solchen Recht) für einen Ölfund in dem Gebiet, auf das sich das Recht erstreckt, gestellt werden. Aber auch der Minister oder das "Board" können die Initiative ergreifen und eine solche Erklärung vergeben. In jedem Fall kann die Angelegenheit zur Überprüfung an das "Oil and Gas Committee" verwiesen werden.²⁰⁴

Letzteres ist deshalb so wichtig, weil der Minister oder das "Board" die Macht haben, eine Entwicklungsanordnung für eine als kommerziell nutzbar eingestufte Entdeckung zu treffen. Solche Anordnungen stehen in ihrem Ermessen und haben den Zweck, zu einem Produktionsbeginn zu ermutigen. Das Verfahren beginnt mit der Benachrichtigung des Rechtsinhabers, daß es vorgesehen ist, die Dauer des Rechts jederzeit vor Beginn der kommerziellen Pro-

²⁰³ Insbesondere §§ 54 (2) (c) (i), (ii) oder (iii). Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 96; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 98.

²⁰⁴ Canada Petroleum Resources Act, Part IV, § 35; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 78; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division IV, § 81.

duktion zu kürzen. Dies muß jedenfalls sechs Monate vor Umsetzung der Androhung geschehen, wobei der Rechtsinhaber ein Recht auf Anhörung hat.²⁰⁵

Eine Produktionslizenz überträgt die folgenden Rechte für das von ihr abgedeckte Gebiet:

- Explorationsrecht, inklusive des Rechts zu bohren und nach Erdöl zu suchen,
- exklusives Recht, das Gebiet zum Zweck der Erdölproduktion zu entwickeln,
- exklusives Produktionsrecht und
- Eigentumsrecht an den produzierten Rohstoffen.²⁰⁶

Zwei Aspekte sind bemerkenswert: Im Gegensatz zu den entsprechenden Regelungen der Erdölregimes in den Nordseeanrainern erhält der Inhaber einer Produktionslizenz nicht auch die unterhalb der Schwelle des Bohrrechts liegenden Rechte als Exklusivrecht. So kann der Inhaber einer Betriebslizenz sich einen Überblick über ein Gebiet verschaffen, soweit dies nicht die Produktion behindert. Der Grund dafür ist vermutlich, daß die Regierung angesichts der geringen Explorationsaktivität im kanadischen Offshore-Bereich nichts unternehmen wollte, was die Erforschung dieser Gebiete behindern könnte.

Des weiteren ist die Übertragungsbestimmung interessant.²⁰⁷ Kanada ist Mitglied des Genfer Übereinkommens über den Festlandsockel von 1958, das ebenso wie das Seerechtsübereinkommen²⁰⁸ vorsieht, daß ein Staat die exklusiven Rechte über den Festlandsockel für den Zweck der Exploration und Ausbeutung natürlicher Ressourcen hat. Kanada übt die Hoheitsgewalt (inklusive des Eigentums) über die See, den Meeresboden und dessen Untergrund (sowie

²⁰⁵ Canada Petroleum Resources Act, Part IV, § 36; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 79; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 82.

²⁰⁶ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 37 (1); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division IV, § 80 (1); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 83 (1). Absatz (2) der genannten Paragraphen bestimmt, daß der Minister oder das Board den Rechtsinhaber zur Produktion autorisieren kann, wenn dies der Exploration, den Bohrungen, der Entwicklung von Feldern oder der Erdölproduktion in benachbarten Gebieten förderlich ist.

²⁰⁷ Die Übertragungsnormen finden sich vor allem in Absatz (1) (d) jedes der drei in Fußnote 206 genannten Paragraphen.

²⁰⁸ Übereinkommen über den Festlandsockel, Art. 2 (1) (UNTS 499, Nr. 7302, S. 311); Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 7. Oktober 1982, Art. 77 (1) (UN-Doc. A/Conf. 62/122).

der darin vorkommenden Ressourcen) für seine Hoheitsgewässer aus.²⁰⁹ In seinem Gutachten zur "Hibernia Reference" hat der kanadische "Supreme Court" erklärt, daß die Rechte am Festlandsockel keine regulären Eigentumsrechte sind.²¹⁰ Deshalb sehen die Übertragungsbestimmungen des "Canada Petroleum Resources Act" und der beiden Ausführungsgesetze vor, daß das Eigentum an aus den Hoheitsgewässern produziertem Öl von der Krone an den Produzenten übergeht, während an aus dem Festlandsockel produzierten Kohlenwasserstoffen nur der Besitz des Produzenten begründet wird.

Für die Offshore-Gebiete Neufundlands und Neuschottlands kann das jeweilige "Board" einem einzelnen Anteilsinhaber eine Produktionslizenz für ein kommerziell nutzbares Gebiet oder einen Teil davon, der innerhalb des Gebiets einer Explorationslizenz oder einer Lizenz für einen erheblichen Fund dieses Rechtsinhabers liegt, verleihen. Das "Board" kann genauso Produktionslizenzen für zwei oder mehr solcher Gebiete an einen Rechtsinhaber oder für ein oder mehrere Gebiete an mehrere Rechtsinhaber verleihen. Dies gehört zu den grundlegenden Entscheidungen.²¹¹

Eine Produktionslizenz kann für einen Zeitraum von 25 Jahren vergeben werden, wird aber automatisch verlängert, solange eine kommerzielle Produktion stattfindet. Die Verlängerung endet mit der Aufgabe der Produktion, wobei es im Ermessen des Ministers oder des "Board" steht, die Lizenz zu verlängern, falls es wahrscheinlich ist, daß die Produktion wiederaufgenommen werden wird.

Eine Produktionslizenz wird ungültig, wenn die Erklärung eines erheblichen Fundes für dieses Gebiet zurückgenommen wird oder insofern geändert wird, daß sie das von der Produktionslizenz abgedeckte Gebiet nur noch zum Teil einschließt.²¹² Mit der Verkleinerung des Gebiets eines erheblichen Fundes soll die Produktionslizenz für dieses Gebiet dementsprechend geändert werden. Dies gilt umgekehrt aber auch für die Erweiterung eines solchen Gebiets.²¹³

²⁰⁹ Canadian Offshore Laws Application Act, S. C. 1988, § 3.

²¹⁰ Reference Re The Seabed and Subsoil of the Continental Shelf Offshore Newfoundland, 1984, 5 DLR (4.) 385 (Supreme Court of Canada), S. 392.

²¹¹ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division IV, § 81; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division IV, § 84.

²¹² Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 84; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 87.

²¹³ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 83; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 86.

Die Lizenz kann weitere Vereinbarungen zwischen Minister, "Board" und Inhaber beinhalten, soweit diese mit den anzuwendenden "Acts" oder Nachfolgeregelungen übereinstimmen.²¹⁴ Deshalb gibt es keine Modellverträge für das kanadische Offshore-Gebiet, und da die allgemeinen Bestimmungen für eine Produktionslizenz sich auf einem einzigen Blatt Papier zusammentragen lassen, ist auch nicht anzunehmen, daß ein Bedarf für die Entwicklung eines Modellvertrages je bestehen wird.

Falls ein als kommerziell nutzbar eingestuftes Fund Gebiete einschließt, die auf für die Krone reserviertem Land liegen (z.B. außerhalb eines an einen Rechtsinhaber vergebenen Gebiets), kann eine Produktionslizenz nach Durchführung des soeben beschriebenen Ausschreibungsverfahrens (auch dies ist eine grundlegende Entscheidung) vergeben werden.²¹⁵ Die betroffenen Rechtsinhaber können beim Minister oder "Board" die Zusammenlegung der zwei Lizenzen — der Lizenz nach Bundes- und der nach Provinzrecht — zu einer Lizenz beantragen, um die Überlappung von Ansprüchen zu vermeiden, wobei der Minister oder das "Board" die Zusammenlegung auch von der Erfüllung zusätzlicher Auflagen abhängig machen können (eine grundlegende Entscheidung).²¹⁶

Mit der Vergabe einer Produktionslizenz erlöschen alle anderen vorher für das Gebiet bestehenden Rohstoffrechte an dem Gebiet. Andere Rechte, wie etwa ausstehende Forderungen, bleiben dagegen erhalten.²¹⁷

Förderabgaben: Allgemeine Aspekte

Die Zahlung von Förderabgaben ist das Erkennungszeichen der auf Konzessionen basierenden Produktionslizenzen. Hinzu können andere Bestimmungen, wie Einmalzahlungen und staatliche Beteiligungen, die dem Staat zusätzliche Einkünfte sichern, kommen. Die Förderabgabe ist aber die wichtigste Abgabe. In den vom englischen Recht stammenden Common-Law-Systemen ist die Förderabgabe die Gegenleistung für die Erteilung einer Lizenz (und der Rechte an den produzierten Rohstoffen).

²¹⁴ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 81 (4); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 84 (4).

²¹⁵ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 81 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 84 (2).

²¹⁶ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 82; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 85.

²¹⁷ Canada Petroleum Resources Act; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 85; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 88.

Die kanadischen Regeln über die Förderabgaben aus der Offshore-Produktion²¹⁸ werden durch die Vereinbarungen zwischen dem Bund und den Provinzen überlagert, denn für die Berechnung und Eintreibung der Förderabgaben sind die Provinzen zuständig. Die Förderabgabenregelungen für den Offshore-Bereich Neufundlands finden sich in einem Provinzgesetz, dem "Petroleum and Natural Gas Act" (SN 1970, Ch. 294), die für Neuschottland sind im "Offshore Petroleum Royalty Act" (SNS, 1987, Ch. 9) kodifiziert. Wie bereits dargelegt, ging es bei den Meinungsverschiedenheiten zwischen dem Bund und den Provinzen primär um die Zuständigkeit, nicht um die Einkünfte. Nach den zwei Vereinbarungen haben deshalb die Provinzen das Recht, die Höhe der Abgaben festzulegen und dadurch in Konkurrenz miteinander, mit kanadischen Gebieten unter anderer Hoheitsgewalt und anderen Staaten mit entsprechenden Rohstoffvorkommen, insbesondere den Vereinigten Staaten, zu treten.

Verfassungsrechtlich ist wichtig, daß die Provinzgesetzgebung aufgrund der entsprechenden Bestimmungen der Bundesgesetze "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act" (Part II, Division VI, § 97 (4)) und "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act" (Part II, Division VI, § 99 (3)) anzuwenden ist, wobei dies im Fall Neuschottlands strittig ist.

Wichtig ist auch, daß die Provinzen grundsätzlich nur die Höhe der Abgaben festlegen. Die Einnahmen hingegen gehen an die Krone, zu Händen Kanadas, nicht der Provinz.²¹⁹ Die Provinzen können also ein Abkommen über die Eintreibung der Abgaben mit dem Bund schließen.²²⁰

Der "Canada Petroleum Resources Act" sieht vor, daß die Förderabgaben in Waren zu zahlen sind, wenn der Minister dies verlangt (Part VI, § 55 (2)). Der Anteilseigner hat nicht das gesetzliche Recht, in Waren zu zahlen; dies kann

²¹⁸ Die relevanten Bestimmungen finden sich im Canada Petroleum Resources Act, Part III, Division VI, dem Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Teil II, Division VI, und dem Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division VI.

²¹⁹ Canada Petroleum Resources Act, Part VI, § 55; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 97 (2); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 99 (1). Die Bund-Provinz-Gesetze legen fest, daß aufgrund ihrer keine Ertragsanteile zu zahlen sind, wenn die Zahlung durch Provinzgesetze geregelt ist, d.h., wenn es sich um einen Anteil an der Produktion im Hoheitsbereich einer Provinz handelt; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 97 (3) und Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 99 (2).

²²⁰ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 98; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 100.

aber vertraglich vereinbart werden. Zeitpunkt und Zahlungsart sollen noch durch die Nachfolgegesetzgebung festgelegt werden.²²¹

Der Anteilseigner muß über seine Aktivitäten Buch führen.²²² Er kann der Berechnung der Förderabgaben widersprechen und dagegen Berufung einlegen.²²³

Das Förderabgabensystem des kanadischen Offshore-Bereichs ist progressiv. Die Grundsumme wird aufgrund einer gleitenden Skala festgelegt, die im Zeitablauf steigt (Tabelle 4).

Während und nach dem Auszahlungsmonat beträgt die Abgabe 30 vH der Nettoeinkünfte plus 5 vH der Bruttoeinkünfte abzüglich einer Kreditsumme. Diese entspricht der jeweils niedrigeren Summe des Betrags der "investment royalty credit balance"²²⁴ des Anteilseigners im Monat der Fälligkeit der be-

Tabelle 4 — Kanada: Berechnung der Förderabgaben in zeitlicher Staffelung

Produktionsmonat	Prozentualer Anteil an der Bruttoproduktion
1-18	1
19-36	2
37-54	3
55-72	4
73-letzter Auszahlungsmonat ^a	5

^aNach den Regelungen wird mit "Auszahlungsmonat" der Zeitpunkt bezeichnet, in dem die Amortisation eintritt.

Quelle: Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations.

²²¹ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 74 (gesamte Regelungskompetenz für Ertragsanteile). Gegenwärtige Regelungen sind die seit dem 1. Januar 1992 geltenden Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations, SOR/92-26.

²²² Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, §§ 58 und 59.

²²³ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, §§ 60-64.

²²⁴ § 1 der "Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations" enthält folgende Definitionen: "Investment royalty credit" eines Anteilseigners sind 25 vH des Anteils der Explorationsausgaben für Außengebiete, die vom Anteilseigner als kanadische Explorationsausgaben im Sinne des "Income Tax Act" in der jeweils aktuellen Fassung deklariert worden und vom Minister gemäß § 10 (3) (dieser "Regulations") überprüft worden sind. "Investment royalty credit balance" eines Anteilseigners für den jeweiligen Monat ist die Summe, um die die Gesamtheit aller "investment royalty credits" dieses Anteilseigners die Gesamtheit aller unter § 3 (1) (c) (dieser "Regulations") abgezogenen Summen für den Vormonat übersteigt.

rechneten Förderabgaben oder des aus der Skala errechneten Betrags plus 30 vH des Nettoeinkommens.²²⁵

Die "Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations" enthalten genaue Bestimmungen über die Berechnung der Abgaben (§ 3). Bisher wurden keine derartigen Regelungen im Rahmen der beiden Durchführungsgesetze des Bundes und der Provinzen getroffen.

Die Fonds für Umweltstudien

Die Fonds für Umweltstudien wurden 1982 durch den "Canada Oil and Gas Act" eingeführt und vom "Canada Petroleum Resources Act" (Part VII, §§ 75–83), "Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act" (Part II, Division VI, § 101) sowie dem "Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act" (Part II, Division VII, §§ 103–104) fortgeführt. Es gibt zwei Fonds: einen für die arktischen Gebiete, der vom Ministerium für Indianerangelegenheiten und Entwicklung im Norden geführt wird, und einen für die übrigen "frontier lands" beim Ministerium für Energie, Bergwerke und Naturschätze. Zur Zuständigkeit des letzteren gehören auch die Offshore-Gebiete Neufundlands und Neuschottlands. Die jeweiligen Ausführungsgesetze geben diesen Provinzen das Recht, je ein Mitglied des über den Fonds bestimmenden Vorstands zu benennen.²²⁶

Zweck der Fonds ist es, Untersuchungen über die Umwelt und über soziale Aspekte der Ölaktivitäten in den kanadischen Offshore-Gebieten zu ermöglichen.²²⁷ Um eine geographische Verteilung solcher Untersuchungen zu sichern, sind die "frontier lands" in Regionen eingeteilt. Die Gelder der Fonds, bis zu 15 Millionen Dollar je Fonds, stammen von den Anteilseignern. Jeder Anteilseigner muß eine nach Größe seines Gebiets berechnete Summe zahlen. Durch die Einteilung in Regionen wird sichergestellt, daß die Gelder dort eingesetzt werden, wo sie erhoben werden. Bis heute laufen Forschungsprojekte über verschiedene Probleme (der Einfluß arktischer Bedingungen auf Beton, der Schutz von Ressourcen, soziale Themen usw.). Die zu fördernden Projekte werden vom "Management Board" bestimmt. Daß auch die Industrie darin vertreten ist, liegt daran, daß zum einen ihr Expertenwissen genutzt werden soll und zum anderen Beschwerden dahingehend vermieden werden sollen, daß die

²²⁵ Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations, § 3.

²²⁶ Dabei handelt es sich um das durch den Canada Petroleum Resources Act (Part VII, § 78) eingerichtete "Environmental Studies Management Board". Die Mitglieder (deren Anzahl nicht festgelegt ist) werden vom "Governor in Council" bestimmt und rekrutieren sich aus der Verwaltung des Bundes oder einer Provinz oder aus von Anteilseignern nominierten Personen.

²²⁷ Canada Petroleum Resources Act, Part VII, § 76 (2).

Fonds eine andere Möglichkeit seien, um die Industrie finanziell zu belasten. In Anbetracht der geringen Summen, um die es geht, wäre diese Beschuldigung ohnehin nicht überzeugend.

Die Übertragung und Abtretung von Rechten an Dritte

Die Übertragung von Anteilen an Rohstoffkonsortien wird von der Ölindustrie häufig praktiziert. Ihr Verbot oder ihre Einschränkung würden den Widerstand der Industrie hervorrufen. Dennoch erfolgen Übertragungen und Abtretungen unter den meisten Regimes unter der Kontrolle der Regierung, um sicherzustellen, daß die ursprünglichen Bedingungen für die Vergabe der Rechte eingehalten werden.²²⁸ Dies wird in der entsprechenden kanadischen Gesetzgebung so bestimmt.²²⁹ Die Übertragung oder Abtretung eines Anteils oder eines Teils davon muß dem Minister oder "Board" unter Mitteilung der genauen Details, auf Anforderung mit einer Kopie des Vertrags, bekanntgegeben werden.²³⁰ Dem muß dann zugestimmt werden. Grundsätzlich liegt es im Ermessen des zuständigen Bundesministers, ob er dem zustimmt. Das Ermessen erstreckte sich früher auch auf Fragen des kanadischen Eigentumsanteils an einer Produktionslizenz. Wenn eines der "Boards" von einer bevorstehenden Übertragung oder Abtretung eines Anteils in seinem Offshore-Bereich Kenntnis erhält, ist es zur Benachrichtigung des Ministers verpflichtet. Die Zustimmung oder Ablehnung ist dann ausschließlich Sache des Ministers.²³¹ Der Minister oder das "Board" können zustimmen, ablehnen oder weitere Bedingungen stellen.²³² Nach Zustimmung des Ministers und des "Board" kann die Übertragung erfolgen bzw., falls der Vertrag die Verwertung einer Kreditsicherheit beinhaltet, mit der finanziellen Verwertung der Produktionslizenz begonnen werden.²³³

²²⁸ Vor 1992 ging es vor allem um die Zusammensetzung der Konsortien hinsichtlich der Nationalität.

²²⁹ Canada Petroleum Resources Act, Part VIII, §§ 84–100, Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division VIII, §§ 102–118; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division VIII, §§ 105–121.

²³⁰ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 85; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 103; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 106.

²³¹ Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 104 (2)–(3); Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 107 (2)–(3).

²³² Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 86; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 104; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 107.

²³³ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 86 (3); Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 104 (4).

Eine Ausnahme davon bilden Produktionslizenzen für als kommerziell nutzbar erklärte Gebiete, auf denen die erste, den Fund erschließende Bohrung vor dem 5. März 1982 erfolgte. In solchen Fällen sind die Regelungen zum kanadischen Eigentumsanteil aus den "Canada Oil and Gas Lands Regulations" einschlägig.²³⁴ Diese Regelungen sehen die Einrichtung eines öffentlichen Registers für alle Eigentumsanteile und andere Rechte, wie Lizenzen, Erlaubnisse, Übertragungen und Abtretungen, vor.²³⁵

Staatliche Verwaltung und Kontrolle

Die gesetzlichen Regelungen enthalten umfassende Verpflichtungen zur Übermittlung von Informationen über alle Aspekte von Ölaktivitäten, einschließlich der Ergebnisse von Erhebungen und Analysen. Dies hat den Zweck, den Behörden angemessene Management-Entscheidungen im Rahmen der Lizenzvergabe-Statuten und der Bestimmungen über die Produktion und den Ressourcenschutz zu erleichtern. Die Informationen werden nicht ohne schriftliche Zustimmung des Betroffenen weitergegeben. Ausnahmen sind technische Informationen, einschließlich geologischer und geophysischer Daten, die nach zwei bis fünf Jahren veröffentlicht werden dürfen.²³⁶

Schiedsgerichtsbarkeit

Für Streitigkeiten über unterschiedliche Rechtspositionen und Nutzungsrechte an einem bestimmten Gebiet finden sich in den Gesetzen besondere Schiedsklauseln.²³⁷ In ähnlicher Form findet sich eine besondere Regelung über die schiedsgerichtliche Streitbeilegung auch für Konflikte zwischen Inhabern ein und derselben Rechtsposition, soweit eine wirksame Betriebsvereinbarung nicht besteht oder vor dem 5. März 1982 geschlossen worden ist und der zuständige

²³⁴ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 86 (4) und 86.1; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, §§ 104 (5) und 104.1; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 107 (5) und 107.1.

²³⁵ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, §§ 87–100; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, §§ 105–118; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, §§ 108–121.

²³⁶ Canada Petroleum Resources Act, Part IX, § 101; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part II, Division IX, § 119; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part II, Division IX, § 122.

²³⁷ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 102; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 120; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 123.

Minister oder das "Board" eine solche Vorgehensweise bestimmen.²³⁸ Im übrigen gelten für Streitfälle die allgemeinen Regeln über den Rechtsweg und die Zulässigkeit und Anerkennung der schiedsgerichtlichen Streitbeilegung.

Widerruf der Lizenzrechte

Der Minister oder das "Board" sind gesetzlich ermächtigt, einen Anteilseigner schriftlich zur Einhaltung der Lizenzvergabebestimmungen des "Oil and Gas Production and Conservation Act" oder seiner Nachfolgeregelungen innerhalb von 90 Tagen oder mehr ab Erhalt des Schreibens aufzufordern. Bei Nichtbefolgung können die Rechte aufgehoben werden, was bedeutet, daß sie an die Krone zurückfallen.²³⁹

Fiskaleinnahmen und Finanzausgleich

Hinsichtlich der Verteilung der Einkünfte zwischen dem Bund und den Provinzen bestimmen die neufundländischen und neuschottischen Gesetze, daß die Einkünfte aus Offshore-Ölaktivitäten der jeweiligen Provinz zukommen. Die gleiche Regelung besteht für Aktivitäten auf dem Festland, die unumstritten innerhalb des Hoheitsbereichs der Provinz stattfinden. Sie soll so lange gelten, bis die betroffene Provinz keiner wirtschaftlichen Hilfen des Bundes mehr bedarf. Bisher ist das nur bei den drei Provinzen British Columbia, Alberta und Ontario der Fall. Alle übrigen sieben Provinzen, darunter Neufundland und Neuschottland, erhalten Bundeshilfen zur Sicherung sozialer Bedürfnisse (für das Gesundheitswesen, das Schul- und Hochschulwesen etc.). Es ist unwahrscheinlich, daß deren Einkünfte in naher Zukunft in einem Ausmaß steigen werden, daß sie auf die Transferzahlungen der Bundesregierung verzichten könnten.

e. Der "Oil and Gas Production and Conservation Act"

Der "Oil and Gas Production and Conservation Act" ist das wichtigste Statut hinsichtlich des Managements von Öl und Gas. Es regelt die Ölaktivitäten in den "frontier lands" (inklusive der Offshore-Gebiete) mit Ausnahme der Offshore-Gebiete Neuschottlands und Neufundlands. Wie auch die Lizenzvergabe werden alle Ölaktivitäten im Offshore-Bereich dieser Provinzen von dem

²³⁸ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 103; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 121; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 124.

²³⁹ Canada Petroleum Resources Act, *ibid.*, § 105; Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, *ibid.*, § 123; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, *ibid.*, § 126.

“Atlantic Accord” und dem “Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord” geregelt. Diese wiederholen aber nur die Regelungen des “Oil and Gas Production and Conservation Act”.²⁴⁰ Der “Oil and Gas Production and Conservation Act”

- enthält einige wichtige Regeln für Ölaktivitäten im Offshore-Bereich,
- weist Regelungen für die Verbreitung detaillierter technischer Vorschriften für diese Aktivitäten aus,
- ist das wesentliche Instrument für Regierungsbeamte und -agenturen sowie für staatliche Organe, wie das “Oil and Gas Committee”.

Beteiligte staatliche Organe

Der für die Überwachung der Ölaktivitäten im kanadischen Offshore-Bereich zuständige Beamte ist der “Chief Conservation Officer”. Theoretisch könnte es davon mehr als nur einen geben. Für die Arktis-Gebiete bestimmt ihn der Minister für Indianerangelegenheiten und Entwicklung im Norden, für alle anderen Gebiete der Minister für Energie, Bergwerke und Naturschätze.²⁴¹ In der Praxis ist ein Beamter für beide Bereiche zuständig. Dieser war bis zur Aufhebung der “Canada Oil and Gas Lands Administration” auch deren Verwalter. Der “Canada Petroleum Resources Act” schafft außerdem das “Oil and Gas Committee”.

Hauptregelungen

Der “Oil and Gas Production and Conservation Act” enthält Regelungen für die Vergabe von Operationslizenzen²⁴² und das Verfahren für die Annahme eines Entwicklungsplans sowie eines Aufgabenplans. Er überträgt dem “Governor in Council” die Kompetenz, Regelungen für Exploration, Bohrungen, Produktion und Schutz, Verarbeitung und Transport von Öl und Gas zu erlassen.²⁴³ Diese Kompetenz umfaßt die Festlegung des Standorts einer Förderstelle, deren Bohrung, die Förderung der erlaubten Produktionsmenge aus einem Feld, die Weitergabe von Informationen und erforderlichen Daten (inklusive der Buchführung), die Sicherheit, die Probebohrungen und Überwachungen, die Abgrenzung von Ölfeldern, die Methoden zur Bemessung der produzierten Rohstoffe

²⁴⁰ Relevant sind hiervon: Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act, Part III, §§ 135–205; Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, Part III, §§ 135–210.

²⁴¹ Oil and Gas Production and Conservation Act, § 2.

²⁴² Vgl. die neue Fassung der Canada Oil and Gas Operation Regulations, SOR/83–149, in Kraft seit dem 23. Februar 1983.

²⁴³ Ibid., Part I, § 14.

und des Öldrucks der Quellen, die Delegation der das Management und die Kontrolle der Öl- und Gasproduktion betreffenden Kompetenzen, den Transport, die Pipelines, die Abfallvermeidung, die speziellen Regelungen für Offshore-Aktivitäten, das Personal, die Werkzeuge, die technische Ausrüstung und Verfahren, die erforderlichen Autorisationen etc.²⁴⁴ Grundsätzlich ist keine Abweichung von den im "Oil and Gas Production and Conservation Act", seinen Umsetzungsnormen oder nachfolgenden Anordnungen festgelegten Standards oder Verfahren zulässig; der "Chief Conservation Officer" kann aber andere Alternativen zulassen.²⁴⁵ -

Produktionsvorgaben

Der "Chief Conservation Officer" kann *Produktionsanordnungen* für den Beginn, die Fortsetzung oder die Erhöhung der Öl- und Gasproduktion erlassen, falls er der Meinung ist, daß eine dementsprechende Kapazität gegeben sei und solch eine Anordnung Verschwendung beendete oder aus anderen Gründen im Einklang mit technischen und ökonomischen Prinzipien stünde.²⁴⁶ Der Adressat der Anordnung muß dem "Chief Conservation Officer" eine Reihe von Informationen übermitteln.²⁴⁷

Voraussetzung für dieses Verfahren ist, daß der "Chief Conservation Officer" eine Ermittlung, bei der interessierte Personen gehört werden müssen, durchführt. Die Anordnung, Aktivitäten zu stoppen, kann aber ohne Anhörung getroffen und durchgesetzt werden, wenn dies nach Ansicht des "Chief Conservation Officer" notwendig ist, um Schaden von Personen und Eigentum abzuwenden und eine Umweltverschmutzung zu vermeiden. Eine Anhörung muß innerhalb von 15 Tagen erfolgen. Nach Abschluß der Anhörung kann der "Chief Officer" Änderungen an der Anordnung vornehmen, diese verwerfen oder eine neue treffen.²⁴⁸

Abfallvermeidung

In der kanadischen Offshore-Gesetzgebung hat das Wort Abfall neben der umgangssprachlichen auch eine technische Bedeutung. Erstere erfaßt jede Form von Abfall. Als technische Abfälle "im Sinne der Öl- und Gasindustrie" werden definiert:

²⁴⁴ Ibid.

²⁴⁵ Ibid., § 16.

²⁴⁶ Ibid., § 17 (1) und (2).

²⁴⁷ Ibid., § 17 (4).

²⁴⁸ Ibid., § 19 (2)-(4).

- die unangemessene Verwendung von Energiereserven;
- die Aktivitäten, die unnötige oder exzessive Verluste von Öl und Gas während der Produktion verursachen oder verursachen können;
- die ineffiziente Lagerung von Öl oder Gas;
- die über vorhandene Lager-, Transport- oder Marketing-Kapazitäten hinausgehende Produktion;
- der Austritt oder die Entzündung von andernfalls verarbeitbarem oder wieder in unterirdische Reservoirs zurückbeförderbarem Gas und
- die mangelnde Anwendung von Wiederaufbereitungstechniken.²⁴⁹

Es stellt eine Gesetzesverletzung dar, einen technischen Abfall zu verursachen; die rechtliche Verfolgung kann aber nur mit Zustimmung des zuständigen Ministers erfolgen.²⁵⁰ Der "Chief Conservation Officer" ist zur Vermeidung von Abfall verpflichtet. In Fällen, in denen der Verdacht besteht, daß technischer Abfall verursacht wird, kann der "Chief Conservation Officer" die Betriebsstilllegung bis zum Zeitpunkt, an dem die Abfallverursachung aufhört, anordnen. Solche Anordnungen unterliegen dem oben beschriebenen Prüfungsverfahren.²⁵¹ Außerdem kann der Minister, falls zur Durchsetzung einer solchen Anordnung erforderlich, die Übernahme der Betriebsleitung durch eine bestimmte Person anordnen, wobei die damit verbundenen Kosten von dem Inhaber der Lizenz bzw. dem Pächter zu tragen sind.²⁵² Hierzu kann das "Oil and Gas Committee" angerufen werden.²⁵³

Der "Chief Conservation Officer" kann beim "Oil and Gas Committee" den Erlaß von Anordnungen hinsichtlich der Nutzung von Erdölbegleitgas oder anderer angemessener Förderungsmethoden beantragen, falls er dies zur Sicherung einer optimalen Ölproduktion für erforderlich hält.²⁵⁴

Umweltverschmutzung durch Austritt von Erdöl und Erdgas

Ein "Leck" ist "das nicht durch dieses oder ein anderes Gesetz autorisierte Auslaufen, die Emission oder der Austritt von Öl oder Gas".²⁵⁵ Dieser Teil der Gesetzgebung behandelt nicht nur die durch Auslaufen oder -strömen von Öl oder Gas verursachte Umweltverschmutzung, sondern auch jene, die durch Schrott

²⁴⁹ Ibid., § 18.

²⁵⁰ Ibid.

²⁵¹ Ibid., § 19.

²⁵² Ibid., § 20.

²⁵³ Ibid., § 21.

²⁵⁴ Ibid., § 22.

²⁵⁵ Ibid., § 24.

verursacht wird. Gesetzlich wird "Schrott" definiert als "jede Installation oder Struktur auf dem Meeresboden ..., die während gesetzlich erlaubter Tätigkeit installiert und ohne die nach oder unter dem "Oil and Gas Production and Conservation Act" erforderliche Erlaubnis aufgegeben wurde, oder als das Material, das während einer solchen Tätigkeit abgebrochen oder abgeworfen bzw. vom Meeresboden losgekommen ist".²⁵⁶ Die Verursachung von Lecks ist verboten, wenn sie dennoch vorkommen, muß die öl- oder gasbezogene Tätigkeiten ausübende Person dies dem "Chief Conservation Officer" mitteilen und so schnell wie möglich alle erforderlichen Maßnahmen ergreifen, um die Sicherheit und die Vermeidung von Umweltverschmutzung durch Beseitigung des Lecks zu gewährleisten, um zukünftige Lecks zu vermeiden und allen Schaden zu reparieren bzw. ihm abzuwehren und jegliche Lebensgefahr abzuwenden oder zu verringern; dies trifft auch auf Gesundheits- und Eigentumsrisiken zu. Der "Chief Conservation Officer" kann, falls erforderlich, Personen mit der Beseitigung eines Notfalls beauftragen und ihnen die Leitung der Ölunternehmen übertragen. Die nach Anweisung des "Chief Conservation Officer" handelnden Personen sind von zivil- und strafrechtlicher Verantwortlichkeit für alle weisungsgemäßen Handlungen befreit (soweit diese sich den Umständen gemäß verhalten haben). Die Kosten trägt der Inhaber der Betriebslizenz, wobei es möglich ist, das "Oil and Gas Committee" anzurufen.²⁵⁷

Der Inhaber der Betriebslizenz haftet auch ohne Verletzung einer Sorgfaltspflicht (d.h. absolute Haftung) im Rahmen möglicherweise bestehender Haftungsgrenzen²⁵⁸ für alle tatsächlichen Verluste oder Schäden²⁵⁹ sowie für alle anderen Kosten und Auslagen. Die Haftung trifft auch die für die Verursachung des Abfalls bzw. des Lecks direkt verantwortlichen Personen; diese haften gemeinsam, jeder nach dem erwiesenen Maß seiner Sorgfaltspflichtverletzung.²⁶⁰

²⁵⁶ Ibid., § 24 (2).

²⁵⁷ Ibid., § 25.

²⁵⁸ Falls Haftungsgrenzen festgelegt werden, geschieht dies durch den Gesetzen nachgeordnete Rechtsnormen.

²⁵⁹ Nach der gesetzlichen Definition umfaßt dies "Einkommensverluste, auch für die Zukunft, mit Blick auf die Ureinwohner Kanadas auch den Verlust von Jagd-, Fisch- und Sammelgebieten" (Oil and Gas Production and Conservation Act, Part I, § 24 (3)). "Ureinwohner Kanadas" sind die Indianer, die Inuit und die Metis. Jagen, Fischen und Sammeln gehören zu den "aboriginal rights", einer verfassungsrechtlich festgelegten Kategorie von Rechten, deren Inhalt nicht genau spezifiziert ist.

²⁶⁰ Ibid., § 26 (1) und (2).

Dagegen kann mit zivilrechtlicher Klage beim "Federal Court of Canada" vorgegangen werden.²⁶¹

Die Haftungsobergrenze liegt momentan bei kan\$ 40 Millionen für Lecks in der Arktis und kan\$ 30 Millionen für Lecks in anderen Offshore-Bereichen. Rechtsinhaber müssen sich versichern oder den Beweis über die finanzielle Leistungsfähigkeit in dieser Höhe führen. Wie die Ölverschmutzung nach dem Unfall der "Exxon Valdez" zeigte, reicht aber keine der Summen an die tatsächlichen Kosten für die Beseitigung der Verschmutzung und Schadensersatzleistungen heran. Dies ist insofern ein Problem für Staaten mit Ölproduktion im Offshore-Bereich, wenn Versicherungen sich wegen des hohen Risikos weigern, solche Ölunternehmungen zu versichern. So sicherte sich "Mobil Oil Canada" während des "Hibernia"-Projekts über ein Bestätigungsschreiben der "Bank of Canada" über eine Kreditsumme von kan\$ 20 Millionen ab.

Die Absolutheit der Haftung wurde bei ihrer Einführung 1982 von der Ölindustrie scharf angegriffen. So wurde bemängelt, daß Betreiber und Eigentümer auch für Schäden haften müßten, die durch Sabotage, Terrorismus, höhere Gewalt und sogar durch Tätigkeiten nach Weisung von Behörden verursacht werden. Die kanadischen Haftungsbestimmungen sind damit die strengsten der Welt.

Die gesetzlichen Bestimmungen über die Abfallvermeidung und -beseitigung wurden 1982 eingeführt, weil die Ostküstenfischer Befürchtungen vor wirtschaftlichen Einbußen hatten, wie sie die schottischen und norwegischen Fischer in der Nordsee erlitten. Sie erfassen aber nur den Fall, daß der für den Vorfall Verantwortliche ausgemacht werden kann. Die Offshore-Unternehmer der Ostküste haben sich jedoch freiwillig über ihren Verband verpflichtet, bei Umweltverschmutzungen durch Kontakt mit Ölresten oder durch mysteriöse Öllecks, die der Ölindustrie als Ganzes, nicht aber einem speziellen Unternehmer zuzuschreiben sind, Schadensersatz zu leisten. Vorbild dafür war die Regelung der "United Kingdom Offshore Operators Association".

Die Gesetze enthalten auch — bisher noch nicht rechtskräftige — Bestimmungen zur zwangsweisen Zusammenlegung und Vereinigung von Gebieten. Diese Bestimmungen könnten dazu genutzt werden, einem Anteilsinhaber die Zusammenlegung oder Vereinigung bestimmter Felder aufzuerlegen, wenn sich Offshore-Felder über mehrere Lizenzgebiete erstrecken.

²⁶¹ Die Hoheitsgewalt über Schifffahrt und Navigation wird durch die Vereinbarung des Bundes und der Provinzen nicht betroffen. In Rechtsstreiten, die als Schiff klassifizierte Strukturen (wie mobile Offshore-Bohrreihen) betreffen, muß deshalb vor dem Federal Court geklagt werden.

Bohrplan und Bohrerlaubnis

Nach den "Canada Oil and Gas Drilling Regulations" ist zur Bohrung einer Ölquelle in den "frontier lands" die Annahme des Bohrplans durch den "Chief Conservation Officer" und dessen Bohrerlaubnis für jede Quelle erforderlich.²⁶²

Vor Annahme des Bohrplans muß der Antragsteller Informationen über den Zweck, das Gebiet, den Zeitplan, die Art und Logistik seines Plans, die zu nutzende Bohrtechnik (inklusive Inspektionszertifikate), die Sicherheitsvorkehrungen, ozeanographische und andere Aspekte, die Stabilität der Ausrüstung und zu nutzender künstlicher Inseln, die Details über die Seetüchtigkeit der zu verwendenden Ausrüstung sowie der Verfügbarkeit von Unterstützungs- und Standby-Schiffen einreichen.²⁶³ Die Annahme durch den "Chief Conservation Officer" erlaubt die Durchführung eines Bohrprogramms, das auf einen Zeitraum von höchstens drei Jahren beschränkt sein soll.²⁶⁴

Eine Erlaubnis für die Bohrung oder für den erneuten Zugriff auf eine stillgelegte Ölquelle ist erforderlich (falls nicht anderweitig genehmigt).²⁶⁵ Pläne zur Errichtung künstlicher Inseln oder Eisplattformen, zur Vornahme von Bohrungen oder anderen Arbeiten an einer Ölquelle müssen mindestens 45 Tage vor ihrer Ausführung bekanntgegeben werden.²⁶⁶ Anträge müssen 21 Tage vor dem angestrebten Arbeitsbeginn unter Beibringung detaillierter Informationen über die Ölquelle gestellt werden.²⁶⁷ Der tatsächliche Arbeitsbeginn muß innerhalb von 120 Tagen nach Erhalt der Bohrerlaubnis erfolgen.²⁶⁸ Darüber hinaus muß der Unternehmer den Beweis dafür erbringen, daß er die finanziellen Verpflichtungen, die durch die Bohrung einer Ölquelle und das Verlassen der Bohrstelle in zufriedenstellendem Zustand entstehen können, tragen kann.²⁶⁹

Über die Annahmeerfordernis für den Bohrplan und die Bohrerlaubnis kann die Regierung genaue Kontrolle über die Bohraktivitäten ausüben. So ist es möglich, Einfluß auf die Art der Ausrüstung und der Umwelt- und Sicherheitsstandards zu nehmen.

²⁶² Canada Oil and Gas Drilling Regulations, § 5.

²⁶³ Ibid., § 8.

²⁶⁴ Ibid., §§ 11 und 12.

²⁶⁵ Ibid., § 80.

²⁶⁶ Ibid., § 81.

²⁶⁷ Ibid., § 82.

²⁶⁸ Ibid., § 80 (2).

²⁶⁹ Ibid., § 90.

Die "Canada Oil and Gas Drilling Regulations" enthalten außerdem Normen über Untersuchungen und Inspektionen.²⁷⁰ Diese Regelungen entsprechen dem Standard. Problematisch ist allein, daß ihre Durchsetzung größtenteils über die Androhung der Stilllegung der Unternehmungen erfolgt. Die Drohung wahrzumachen würde bedeuten, unverhältnismäßig stark auf die Verletzung der Normen zu reagieren; diese Normen können oft nicht effektiv durchgesetzt werden, weil die Drohung nicht glaubwürdig ist.

Teil IV der "Regulations" regelt die Durchführung von Bohrungen und damit verbundene Sicherheitsvorkehrungen. Mit Ausnahme des § 101, der Bestimmungen über die Errichtung von Sicherheitszonen um die Anlagen herum enthält, sind dies nur technische Bestimmungen. § 101 sieht eine Sicherheitszone im Radius von 50 m um das Ankergebiet einer verankerten Anlage und von 500 m um andere Bohreinrichtungen vor. Während letzteres Art. 5 der Festlandssockelkonvention und Art. 60 und 80 des Seerechtsübereinkommens von 1982 entspricht, ist dies bei einem 50-m-Radius nicht der Fall, da besonders bei modernen Einrichtungen, wie den mit Halteseilen verankerten Bohrtürmen, die Ankerseile sich auf bis über 2 km Länge erstrecken können. Auch die in den zwei Konventionen vorgesehenen Sicherheitszonen sind als zu klein kritisiert worden. Größere Zonen werden aber vor allem von den Fischern abgelehnt, so daß hier zwischen Sicherheits- und Wirtschaftsinteressen anderer abgewogen werden mußte.

Sicherheitsbestimmungen

Die Sicherheit im Offshore-Bereich wird insbesondere seit dem Verlust der "Ocean Ranger" im Jahr 1982 verstärkt beachtet. Diese damals weltweit größte Offshore-Bohreinrichtung wurde während eines Februarsturms vor Neufundland losgerissen, wobei alle 84 dort Arbeitenden ums Leben kamen. Der daraufhin eingesetzte Untersuchungsausschuß ("Royal Commission on the Ocean Ranger Marine Disaster")²⁷¹ stellte als Ursache des Unglücks eine Verkettung ungünstiger Umstände, schlechte Ausbildung und schlechte Sicherheitsvorkehrungen fest. Er schlug dementsprechend weitgehende Änderungen des kanadischen Offshore-Sicherheitsgesetzes vor.

Den Kern der Sicherheitsnormen enthalten die aufgrund des "Oil and Gas Production and Conservation Act" geschaffenen "Canada Oil and Gas Drilling Regulations".²⁷² Diese "Regulations" enthalten Bestimmungen über die Baustandards, die Elektronik, die Aufgabe einer Ölquelle, die Ausrüstungsstan-

²⁷⁰ Ibid., Part III, §§ 92-98.

²⁷¹ Dieser Untersuchungsausschuß wurde von der Provinz und der Bundesregierung gemeinsam eingesetzt.

²⁷² SOR/79-82, mit seinen Veränderungen.

dards und -verfahren, das Evakuierungsgerät und die -verfahren, die Erlaubnisse, die Notfallpläne etc.²⁷³ Ergänzt werden diese Normen durch die "Mobile Offshore Drilling Unit Standards", die dem "Mobile Offshore Drilling Unit Code" der "International Maritime Organization" entsprechen. Die darin enthaltenen Vorschriften sind technischer Art. Zusätzliche Regelungen über Ausbildungsvorschriften und andere, die Empfehlungen des Untersuchungsausschusses umsetzende Verfahren wurden im Parlament eingebracht.²⁷⁴

Weitere Produktionsregelungen

Weitere technische Regelungen enthalten die aufgrund des "Oil and Gas Production and Conservation Act" geschaffenen "Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations".²⁷⁵ Diese regeln die Produktion, während die "Drilling Regulations" die Explorationsphase betreffen.

Die "Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations" ergänzen die Erfordernisse für die Annahme eines Entwicklungsplans im Hinblick auf die empfohlene Produktion und normieren die Erlaubnis für Produktionsunternehmen.²⁷⁶ Der Unternehmer muß dem "Chief Conservation Officer" die geforderten Informationen, einschließlich eines Sicherheitsplans, eines Umweltschutzplans und, falls erforderlich, eines Plans über den Umgang mit dem Eis zuleiten. Auch hierin wird erneut die Betonung der Sicherheit der am Bohrort Arbeitenden und des Schutzes der Umwelt und der Ressourcen deutlich.

f. Übrige relevante Gesetze

Der "Canadian Offshore Laws Application Act"

Der "Canadian Offshore Laws Application Act" sollte das Problem lösen, daß die Ölindustrie häufig in Gebieten tätig war, die außerhalb des normalen Anwendungsbereichs der kanadischen Gesetze und damit in einem rechtsfreien Raum lagen. Das Problem entstand mit der R. v. Keyn-Entscheidung von 1876. In diesem Fall wurde entschieden, daß das englische "Common Law" (einschließlich des Strafrechts), soweit nicht gesetzlich anders bestimmt, nur bis zur Niedrigwassergrenze anwendbar ist. Diese Rechtsprechung wurde vom kanadischen "Supreme Court" 1967 in der "B. C. Offshore Reference" übernom-

²⁷³ Canada Oil and Gas Drilling Regulations, §§ 10-79.

²⁷⁴ Der Untersuchungsausschuß beendete seine Arbeit 1987. Daß es noch weitere fünf Jahre dauerte, bis seine Empfehlungen im Parlament eingebracht wurden, zeigt deutlich den Zustand der kanadischen Offshore-Unternehmungen.

²⁷⁵ SOR/90-791, in Kraft getreten am 5. Dezember 1990.

²⁷⁶ Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations, §§ 9-11.

men. Trotz harscher Kritik hat es keine entgegenstehende Entscheidung gegeben. Deshalb hat die Frage der extraterritorialen Anwendung der kanadischen Bundes- und Provinzgesetzgebung großes Gewicht.

Verfassungsrechtlich kann Provinzrecht grundsätzlich nicht außerhalb der Provinz gelten. Da außerdem all das, wofür die Provinz nicht kompetent ist, in die Zuständigkeit des Bundes fällt, hat das Parlament auf diesem Gebiet die ausschließliche Gesetzgebungskompetenz.

Von der beschränkten Anwendbarkeit gab es schon immer Ausnahmen: Der "Oil and Gas Production and Conservation Act", der "Canada Oil and Gas Act", der "Canada Petroleum Resources Act" und die zwei die Bundesgesetze umsetzenden Offshore-Vereinbarungen sind ebenso anwendbar wie der "Canada Shipping Act". Der "Criminal Code of Canada" findet aufgrund eigener Bestimmungen in den gesamten kanadischen Hoheitsgewässern Anwendung, andere Gesetze hingegen nicht.

Obwohl dieses Problem den Bundesbehörden schon lange bekannt ist, wurde erst in den 80er Jahren eine Lösung konzipiert; die entsprechenden Gesetze wurden 1989 verabschiedet.

Der "Canadian Offshore Laws Application Act" erweitert den Anwendungsbereich aller Bundes- und Provinzgesetze auf den gesamten kanadischen Festlandsockel (d.h. 200 Seemeilen oder bis zum Kontinentalabfall). Schwierigkeiten, die dabei an den Grenzen zwischen den Provinzen auftreten können, werden durch die Bestimmung vermieden, daß das Gesetz der jeweiligen der Anlage nächstgelegenen Provinz anzuwenden ist. Der "Act" ist auf alle Anlagen und Strukturen, inklusive Anlagen auf dem Meeresboden und bestimmte Arten von Schiffen, anwendbar. Doch das Gesetz enthält auch einige erst noch gerichtlich zu klärende Fragen, wie die Frage der Anwendbarkeit der kanadischen Gesetze auf ausländische Schiffe (wobei es nur um solche geht, die mit Exploration und Ausbeutung in Zusammenhang stehen). Fragen der Entfernung einer Anlage von einer Provinz und der Verantwortlichkeit von provinziellen Stellen sowie Fragen der Zuständigkeit für die Sicherheit am Arbeitsplatz auf provinzieller Ebene sind ebenfalls aufgeworfen worden. Nach der kanadischen Kompetenzverteilung handelt es sich dabei um Provinzangelegenheiten. Das bedeutet, daß sich die Verantwortlichkeit der Provinzen deutlich erhöht hat.

Der "Canada Shipping Act"

Die Anwendbarkeit des "Canada Shipping Act" auf den Offshore-Bereich war schon immer problematisch. Der "Act" ist jedenfalls auf alle kanadischen Schiffe anzuwenden, und die Bundesregierung verlangt die Registrierung oder Wiederregistrierung aller im Offshore-Bereich genutzten Versorgungs- und Standby-Schiffe, wodurch auch sie in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen. Größere Probleme verursacht die Anwendung des "Act" auf (in Kanada

oder anderswo registrierte) mobile Offshore-Bohreinrichtungen, da er für Schiffe und nicht für Öläusrüstungen erdacht wurde. Zum Teil wurden diese Probleme durch die Annahme der Bestimmungen des "Mobile Offshore Drilling Unit Code" der "International Maritime Organization" gelöst. Diese Bestimmungen erfassen aber nicht alle Problembereiche, so daß weiterhin der "Canada Shipping Act" oder die entsprechenden Gesetze anderer Staaten auf schiffsähnliche Strukturen, die im kanadischen Offshore-Bereich eingesetzt werden — und dies kann alle mobilen Bohreinrichtungen erfassen—, angewandt werden. Problematisch werden könnten hier etwa Konflikte zwischen den Sicherheitsvorschriften der kanadischen Offshore-Gesetzgebung und denen für Schiffe oder mobile Offshore-Bohreinrichtungen des Staates, in dem die betroffene Einrichtung registriert ist. Hier scheint sich Einigkeit zwischen den Öl- und Gas- und den Seerechtlern zu entwickeln, daß die Gesetze des beherbergenden Staates denen des Flaggenstaates vorgehen sollen.

Wesentlich ist, daß der "Canada Shipping Act" einen wichtigen Teil der kanadischen Schifffahrt für kanadische und Commonwealth-Schiffe reserviert.²⁷⁷ Diese Schiffe haben das ausschließliche Recht, Güter und Passagiere zwischen kanadischen Häfen zu transportieren. Allerdings sind im Ausland gebaute Schiffe an der kanadischen Küste zugelassen, sofern sie ordnungsgemäß verzollt wurden (Zollsatz: 25 vH). Nur im Falle eines vorübergehenden Einsatzes eines im Ausland gebauten Schiffes in kanadischen Gewässern kann eine Zollbefreiung erfolgen. Ein solcher Einsatz ist ausschließlich dann möglich, wenn vergleichbare kanadische Schiffe nicht zur Verfügung stehen.

Ein neuer Gesetzesvorschlag, der erst kürzlich im Parlament eingebracht wurde ("Bill C-33"), sieht eine Verschärfung der Regelungen unter dem "Canada Shipping Act" vor. So soll die Küstenschifffahrt — einschließlich rohstoffbezogener Explorations- und Produktionsaktivitäten — ausschließlich für kanadische und voll zollpflichtige ausländische Schiffe reserviert werden, womit Schiffe aus den Commonwealth-Ländern ihren gegenwärtigen Vorteil verlieren sollen. Schiffe aus den Vereinigten Staaten können nach dem Freihandelsabkommen von 1988 zollfrei eingeführt werden. Kanada behält sich jedoch vor, auf Diskriminierungen gegen kanadische Schiffsanbieter in den Vereinigten Staaten im Zuge des "Jones Act" mit entsprechenden Restriktionen (zum "Jones Act" vgl. Abschnitt D.II.1).²⁷⁸

²⁷⁷ In Anlehnung an GATT [d, Vol. I, 1992, S. 138 f.].

²⁷⁸ Hier stellt sich das Problem der Interpretation der im Freihandelsabkommen vorgesehenen "Grandfather Clause", also der Bestimmung, nach der nationale Gesetze weiterhin gelten, sofern sie vor der Umsetzung des Freihandelsabkommens verabschiedet wurden.

Sonstige Gesetze

Die das kanadische Ölregime betreffende Gesetzgebung kollidiert zum Teil mit anderen Gesetzen. Probleme gibt es etwa, wenn Tätigkeiten im Zusammenhang mit Öl- und Gasaktivitäten im Offshore-Bereich anderen Aktivitäten an Land, die mit Öl oder Gas nicht in Verbindung stehen, ähneln. Hierzu gehören Sicherheitsvorschriften für die Industrie und Umweltschutzvorschriften. Beispiele sind der "Arctic Waters Pollution Act" (weitgehende Haftung für alle Aktivitäten, einschließlich Ölaktivitäten, in den Gewässern der Arktis), der "Fisheries Act" (zivil- und strafrechtliche Haftung für Umweltverschmutzung in fischreichen Gebieten), das "Canadian Environmental Protection Law" (unter anderem Umsetzung der Londoner Konvention zur Vermeidung von Müllentsorgung auf See, die zwar nicht für Offshore-Ölaktivitäten gedacht war, von den kanadischen Behörden in jüngerer Vergangenheit aber auch darauf angewandt wurde) und der "Canada Shipping Act".

g. Die Rohstoffverwertung

Nach der kanadischen Verfassung (in der Fassung von 1982) ist grundsätzlich der Bund für die Kontrolle des internationalen Handels zuständig,²⁷⁹ die Provinzen kontrollieren den Handel zwischen den Provinzen mit Naturschätzen in unbehandeltem Zustand.²⁸⁰ Alle übrigen Formen des Handels zwischen den Provinzen werden vom Bund geregelt.

Kanada ist eine Reihe von formellen und informellen Übereinkünften mit anderen Ländern im Hinblick auf Öl eingegangen. Schwierigkeiten ergeben sich dabei insoweit, als die Kompetenz zum Abschluß solcher Verträge als Ausübung des königlichen Vorrechts beim Bund liegt, während die Ausführung nicht automatisch beim Parlament liegt. Der Bund kann also den Staat zur Lieferung von Öl verpflichten, er kann aber nicht die das Öl produzierenden Provinzen durch die den Vertrag umsetzende Gesetzgebung zur Produktion desselben zwingen. Die Provinzregierung selbst hat wiederum nicht die Kompetenz, Abkommen mit einem anderen Staat zu schließen.

Der Handel zwischen Kanada und den Vereinigten Staaten wird seit 1988 vom "Canada-United States Free Trade Agreement"²⁸¹ bestimmt. Dieser Vertrag war und ist höchst umstritten. Um seinen Erfolg oder Mißerfolg aus kana-

²⁷⁹ Constitutional Act 1867–1982, § 91 (II).

²⁸⁰ Ibid., § 92 (A).

²⁸¹ Unterzeichnet am 2. Januar 1988.

discher oder amerikanischer Sicht zu bestimmen, ist es noch zu früh.²⁸² Mit dem kanadisch-amerikanischen Freihandelsabkommen erhalten kanadische Energieprodukte einen besseren, d.h. einen sicheren und vergleichsweise offenen, Zugang zum amerikanischen Markt (wegen der Senkung von Zöllen, Abgaben etc.). Hauptargument der Befürworter des "Free Trade Agreement" waren die Vorteile für den Energiesektor. 85 vH der kanadischen Energieexporte gehen in die Vereinigten Staaten. 1986 waren dies kan\$ 9,7 Milliarden, davon 39 vH für Rohöl und 26 vH für Erdgas. Im gleichen Jahr importierte Kanada Energieprodukte (hauptsächlich Ölprodukte und Kohle) für kan\$ 2 Milliarden aus den Vereinigten Staaten.²⁸³

Das Freihandelsabkommen zwischen Kanada und den Vereinigten Staaten muß vor dem Hintergrund des GATT und den Vereinbarungen zur Sicherung der Versorgung durch die internationale Energiebehörde betrachtet werden. Es garantiert den Vereinigten Staaten den Zugang zu den kanadischen Energiequellen. Im Falle einer Erschütterung des Weltmarktes, die zu einer Bedrohung der Sicherheit der Energieversorgung führt, darf Kanada aufgrund des Abkommens keine Restriktionen einführen.

II. Die Regulierung der Schifffahrt in den Vereinigten Staaten

Wirtschaftliche Aktivitäten im Offshore-Bereich sind notwendig mit dem Einsatz von Wasserfahrzeugen verbunden. Die Vereinigten Staaten haben diesen Bereich außerordentlich weitgehend reguliert. Die Regelungen betreffen neben der Frage der Registrierung und Zulassung von Schiffen für bestimmte Verkehrsbereiche auch Fragen der Bemannung, des Baus und der Bauart. Sie wirken sich nicht nur auf die Unternehmen aus, die selbst im Offshore-Bereich tätig sind, sondern treffen unabhängig davon in diesem stark arbeitsteilig organisierten Wirtschaftszweig auch

- Anbieter von Seetransport- und schiffsgestützten Dienstleistungen,
- Werften im Hinblick auf Neubau und Reparatur und
- Arbeitnehmer in einigen seemännischen Berufen.

²⁸² Momentan durchläuft ein Freihandelsabkommen zwischen Kanada, den Vereinigten Staaten und Mexiko den Ratifikationsprozeß.

²⁸³ Statistiken aus: Ministry of Energy, Mining and Natural Resources [1988].

1. Der "Jones Act"

Am 5. Juni 1920 ist der "Merchant Marine Act 1920" (46 USC §§ 861–889) verabschiedet worden, der nach dem damaligen Vorsitzenden des "Senate Committee on Commerce" — Senator Wesley Jones — offiziell als "Jones Act" bezeichnet wird. Es war die Absicht des Gesetzgebers, eine amerikanische Handelsflotte aufzubauen, die nach dem Ende des Ersten Weltkrieges einen bedeutenden Beitrag zur Entwicklung der amerikanischen Wirtschaft in Friedenszeiten leisten und darüber hinaus die nötigen militärischen Kapazitäten für Krisenzeiten bereitstellen sollte.²⁸⁴ Insgesamt wird der "Jones Act" als protektionistische Gesetzgebung angesehen [Mangone, 1988, S. 92]. So wurde 1979 von einem amerikanischen Gericht festgestellt: "Policy of this section ... is to protect and develop American merchant marine, ship building, seamen, etc."²⁸⁵

a. § 883 des "Jones Act" (Kabotage)

Die für die vorliegende Untersuchung entscheidende Regelung des "Jones Act" ist § 883. Sie legt fest, daß Seetransporte von Gütern oder Personen zwischen Punkten innerhalb der Vereinigten Staaten ("points in the United States") — also der gesamte Küstenverkehr — den sogenannten "cabotage laws" unterliegen und daher nur von amerikanischen Schiffen durchgeführt werden dürfen.²⁸⁶ Im einzelnen bestimmt § 883, daß die in diesem Verkehr eingesetzten Schiffe

- unter der Flagge der Vereinigten Staaten fahren,
- in den Vereinigten Staaten gebaut worden sein und
- im Eigentum einer amerikanischen juristischen oder natürlichen Person stehen

²⁸⁴ § 861 Jones Act; Mangone [1988, S. 92].

²⁸⁵ Wirth Ltd. versus S/S Acadia Forest, C.A.La. 1976, 537 F.2d 1272.

²⁸⁶ § 883 Satz 1 lautet in Auszügen: "No merchandise shall be transported by water, or by land and water, on penalty of forfeiture of the merchandise (or a monetary amount up to the value thereof as determined by the Secretary of the Treasury, or the actual cost of the transportation, whichever is greater, to be recovered from any consignor, seller, owner, importer, consignee, agent, or other person or persons so transporting or causing said merchandise to be transported), between points in the United States, including Districts, Territories, and possessions thereof embraced within the coastwise laws, either directly or via a foreign port, or for any part of the transportation, in any other vessel than a vessel built in and documented under the laws of the United States and owned by persons who are citizens of the United States ...".

müssen. Der "Jones Act" bewirkt damit verschiedene Beschränkungen: Er beschränkt den Markt für den küstennahen Seetransport, weil zu ihm nur Schiffe zugelassen sind, die im Eigentum einer amerikanischen juristischen oder natürlichen Person stehen und die amerikanische Flagge führen. Außerdem beschränkt er den Markt für Schiffbauanbieter, weil nur in den Vereinigten Staaten gebaute Schiffe zugelassen sind.

b. Räumliche und sachliche Eingrenzung des "Jones Act"

Der Umfang dieser Beschränkungen ergibt sich aus dem Anwendungsbereich der Regelungen in räumlicher und in sachlicher Hinsicht.

Der räumliche Geltungsbereich

Räumlich gesehen, findet der "Jones Act" grundsätzlich auf das Gebiet innerhalb der 3-Seemeilen-Küstenmeergrenze Anwendung. Dies ergibt sich aus der Tatsache, daß die von Präsident Reagan am 27. Dezember 1988 erklärte Ausweitung des Küstenmeeres auf 12 Seemeilen nur internationale Bedeutung hatte. Der "US Customs Service" vertritt dementsprechend die Rechtsansicht, daß die Proklamation für die Frage der Anwendung der "cabotage laws" im Drei-Seemeilen-Bereich keine Auswirkungen hatte [US Congress, 1989]. Von dem räumlichen Anwendungsbereich sind die "Virgin Islands" ausgenommen.²⁸⁷ Von der Beschränkung der Geltung des "Jones Act" auf die klassische Drei-Seemeilen-Zone des Küstenmeeres ist jedoch eine bedeutsame Ausnahme zu machen. Sie betrifft den Schiffsverkehr im Zusammenhang mit Aktivitäten im OCS. Hier greift nämlich der OCSLA (43 USC § 1331 ff.) ein, der bestimmt, daß die Gesetze der Vereinigten Staaten auch auf alle technischen Einrichtungen innerhalb des OCS Anwendung finden, die fest oder vorübergehend mit dem Meeresgrund verbunden sind und der Entdeckung, Untersuchung oder Förderung von Rohstoffen dienen. Aus dieser Erstreckung der amerikanischen Souveränitätsrechte und der gesamten staatlichen Ordnung ist zu folgern, daß alle Öl- oder Gasbohranlagen und alle Öl- oder Gasproduktionsanlagen und andere Installationen, die zumindest vorübergehend fest mit dem Meeresboden verbunden sind, auch unter den Begriff der "points in the United States" fallen. Alle Transporte von Gütern oder Personen zwischen Häfen der Vereinigten

²⁸⁷ Der gesamte Handel mit den "Virgin Islands" ist von den "cabotage laws" ausgenommen, solange das Gegenteil nicht vom Präsidenten der Vereinigten Staaten durch eine Proklamation bekannt gegeben wird (46 USC § 877 OCSLA). Dies hat dazu geführt, daß eine Reihe von ausländischen Schiffen für den Handel über die "Virgin Islands" eingesetzt sind. Insbesondere im Bereich des Tourismus und der Ölproduktion profitiert die Wirtschaft der "Virgin Islands" in großem Maße von dieser Regelung, vgl. US Congress, OTA [1989, S. 13].

Staaten und den betreffenden Einrichtungen dürfen folglich gemäß § 883 "Jones Act" nur von amerikanischen Schiffen vorgenommen werden. Andererseits werden sogenannte "pristine sites" nicht als "points in the United States" eingestuft.²⁸⁸ Hieraus folgt, daß zum Beispiel eine Bohrinsel oder Produktionsplattform von einem amerikanischen Hafen zu einer "pristine site" innerhalb des OCS transportiert werden kann, ohne daß diese Aktivität unter § 883 "Jones Act" fällt [US Congress, OTA, 1989, S. 20].

Die sachliche Anwendbarkeit

"Offshore Lightering"

In sachlicher Hinsicht findet der "Jones Act" grundsätzlich auf den gesamten Schiffstransport von Gütern oder Personen Anwendung. Im Detail ergeben sich jedoch einige für die vorliegende Untersuchung interessante Differenzierungen.

Das sogenannte "offshore lightering" ist von der Geltung der "cabotage laws" ausgenommen (US Congress, OTA, 1989, S. 15 ff.). Mit dem Begriff des "offshore lightering" wird das küstenferne Entladen von Supertankern im Offshore-Bereich und die Übernahme des Rohöls durch kleinere "shuttel tankers" bezeichnet. Der Grund für dieses Verfahren liegt darin, daß Öl aus dem Persischen Golf fast ausnahmslos mit "VLCCs" (very large crude carriers) und "ULCCs" (ultra large crude carriers) transportiert wird und es diesen Schiffen nicht möglich ist, sich der amerikanischen Küste auf mehr als 50 bis 60 Meilen zu nähern. Zur Zeit sind etwa 100 "shuttel tankers" unter ausländischer Flagge an "lightering operations" beteiligt. Dies ist nach § 883 "Jones Act" so lange zulässig, wie das Löschen des Öls außerhalb der Drei-Seemeilen-Zone vollzogen wird.

Aktivitäten zur Aufsuchung und Förderung von Offshore-Erdöl und -gas

Der Schiffsverkehr im Zulieferdienst zu Offshore-Installationen unterliegt — wie dargelegt — grundsätzlich den "cabotage laws" des "Jones Act"; der "Jones Act" bezieht sich jedoch nur auf den Transport von Gütern oder Personen. "Transportation" wird definiert als "the movement of goods or persons from one place to another, by a carrier".²⁸⁹ Hieraus folgt, daß für andere Schiffsaktivitäten § 883 "Jones Act" keine Anwendung findet. Dazu gehören unter anderem das Eisbrechen, Taucheraktivitäten, seismographische Untersu-

²⁸⁸ Vgl. insgesamt US Congress, OTA [1989, S. 19 ff.]. Bei den "pristine sites" handelt es sich um noch unberührte, gerade erst ausgewiesene Felder, die noch nicht erschlossen sind.

²⁸⁹ Vgl. Interstate Commerce Com'n versus Brimson, 154 US, 149 US 698, 13 S.C. 1016, 37 L.Ed. 905.

chungen und das Verlegen von Leitungen. Schiffe bzw. Wasserfahrzeuge, die in Aktivitäten zur Aufsuchung und Förderung von Erdöl und Erdgas im Meer engagiert sind und keine Transportaufgaben übernehmen, müssen nicht die Voraussetzungen des § 883 "Jones Act" erfüllen [Aspinwall, 1987, S. 261]. Dasselbe gilt für die verschiedensten schwimmfähigen Konstruktionen, unter anderem "drilling rigs" und Produktionsplattformen, sowie für die damit verbundenen Tätigkeiten, unabhängig davon, ob diese Konstruktionen aus eigener Kraft vortriebsfähig sind. Für geophysikalische Forschungsschiffe ist dies explizit festgelegt.²⁹⁰

Baggeraktivitäten und übriger Meeresbergbau

Meeresbagger, die innerhalb der Vereinigten Staaten genutzt werden, müssen auch hier gebaut worden sein. Möglich ist hingegen, daß die entsprechenden Schiffe unter ausländischer Flagge fahren oder von Ausländern betrieben werden.²⁹¹ Diese Regelung findet aufgrund des OCSLA auch auf Aktivitäten innerhalb des OCS Anwendung, die der Entdeckung, Untersuchung oder Förderung natürlicher Ressourcen in diesem Bereich dienen [US Congress, OTA, 1989, S. 33]. Seit 1988 findet sich im § 883 "Jones Act" eine diesbezügliche Regelung.²⁹² Danach fällt auch der Transport von ausgebaggertem Material unter die "cabotage laws", und zwar unabhängig davon, ob den Materialien ein wirtschaftlicher Wert zukommt oder nicht. Solche Materialien dürfen folglich nur von Schiffen im Sinne des "Jones Act" transportiert werden. Die Regelung erfaßt Transportwege zwischen Punkten ("points and places") (1) innerhalb des US-Territoriums (d.h. der Drei-Seemeilen-Zone), (2) innerhalb der EEZ und (3) innerhalb des US-Territoriums der EEZ. Aus der technischen Verwandtschaft des Meeresbaggerns und dem Meeresbergbau folgt, daß auf dem Meeresboden auch die dargelegten Regelungen Anwendung finden [US Congress, OTA, *ibid.*].

Mülltransport und -verbrennung

Der Transport von Müll fällt unter § 883 "Jones Act", da dieser auch auf wertlose Güter Anwendung findet. Das gleiche gilt seit 1982 auch für die Müllver-

²⁹⁰ Vgl. 46 USC § 443 Oceanographic Research Vessel Act (ORVA).

²⁹¹ 46 USC § 292; US Congress, OTA [1989, S. 33].

²⁹² "... *Provided further*, that this section applies to the transportation of valueless material or any dredged material regardless of whether it is of commercial value, from a point or place in the United States or a point or place on the high seas within the Exclusive Economic Zone as defined in the Presidential Proclamation of March 10, 1983, to another point or place in the United States or a point or place on the high seas within that Exclusive Economic Zone; ...". Eingefügt durch Public Law 100-329.

brennung gefährlicher Stoffe auf hoher See.²⁹³ Auch für solche Aktivitäten dürfen folglich nur Schiffe im Sinne des "Jones Act" eingesetzt werden. Bis 1989 gab es jedoch noch kein Müllverbrennungsschiff unter US-Flagge. Für die zwei Müllverbrennungsschiffe, die sich in US-Eigentum befinden, aber unter ausländischer Flagge fahren, wurde in § 883 eine bestandssichernde Übergangsregelung aufgenommen, nach der diese Schiffe ausnahmsweise nicht unter die "cabotage laws" fallen [US Congress, OTA, *ibid.*].

c. Die nach dem "Jones Act" zugelassenen Schiffe: Begriff, Registrierung, Eigentum und Bau

Der "Jones Act" behält die Teilnahme am küstennahen Verkehr ("... right to engage in coastwide trade ...") Schiffen vor, die in den Vereinigten Staaten gebaut und registriert sind und in amerikanischem Eigentum stehen. Mit dem Begriff des "vessel having been built in and documented under the laws of the United States and owned by persons who are citizen of the United States" wird also die Beschränkung schiffsbezogen definiert.

Der Begriff des Schiffes

Was den Begriff des "Schiffes" anbelangt, hat sich insbesondere im Zusammenhang mit Schadensersatzprozessen von Seeleuten eine weite Auslegung durchgesetzt [Kindt, 1986, S. 1873]. Die Spruchpraxis der Gerichte führt zu der Definition, daß ein Schiff "almost any structure that once floated or is capable of floating on navigable waters" ist.²⁹⁴ Eine andere Definition bezieht "every description of watercraft or other artificial contrivance used, or capable of being used, as a means of transportation on water"²⁹⁵ ein. Die Gerichte betrachten damit den Zweck des Wasserfahrzeugs zum Zeitpunkt des Baus und fragen, inwieweit mehr als eine Fahrt mit ihm möglich ist. Von besonderer Bedeutung ist daneben, ob Transportaufgaben wahrgenommen werden können [Kindt, 1986, S. 1874]. Beachtung hat die Begriffsbestimmung bei der Frage gefunden, wann Schuten als Schiffe anzusehen sind [*ibid.*].

²⁹³ Eingefügt durch Public Law 97-389, § 502.

²⁹⁴ Vgl. *Offshore Co. versus Robinson*, 266 F.2d 769, 771 (5th Cir. 1959); *Blanchard versus Engine & Gas Compressor Services.*, 575 F.2d 1140, 1142 (5th Cir. 1978); *Baker versus Pacific Far E. Lines, Inc.*, 451 F. Supp. 84, 87 (N.D. Cal. 1978).

²⁹⁵ 1 USC § 3, 1976.

Die Registrierung

Schiffe im US-Küstentransport müssen unter der Flagge der Vereinigten Staaten fahren, das heißt dort registriert ("documented") sein.²⁹⁶ Grund für diese Voraussetzung ist unter anderem die Gewährleistung, daß andere Gesetze, die auf dem innerstaatlichen Bereich Anwendung finden, auch für den Seetransport leichter durchzusetzen sind. Ein Beispiel hierfür sind die Regelungen, die die militärstrategische Einbeziehung der nationalen Flotte berücksichtigt [Ademuni-Odeke, 1984, S. 199].

Die Registrierung wird von der "US Coast Guard" übernommen. Hierbei wird festgestellt, ob das betreffende Schiff die Voraussetzungen des § 883 "Jones Act" erfüllt und für eine gewisse Transportaufgabe qualifiziert ist. Schiffe, die diese Voraussetzungen erfüllen, sind "coastwise-qualified" und können von der "US Coast Guard" eine entsprechende Lizenz erhalten [Aspinwall, 1987, S. 244].

Eigentum und Kontrolle

Gemäß § 883 "Jones Act" müssen die betreffenden Schiffe im Eigentum eines US-Bürgers stehen. Sofern es sich um Gesellschaftseigentum handelt, verweist § 883 auf Section 2 des "Shipping Act" von 1970 (46 USC § 802 (a)) [abgedruckt bei Phillips, 1978, S. 3, Fußnote 6]. Dieser legt fest, daß es sich bei den Schiffen um amerikanisches Gesellschaftseigentum handelt, sofern die betreffende Gesellschaft unter amerikanischen Gesetzen organisiert ist und sich zumindest 75 vH der Gesellschaftsanteile in der Hand von Amerikanern befinden. Darüber hinaus ist in Form einer komplizierten Regelung²⁹⁷ festgelegt, daß Amerikaner nicht nur die betreffenden Gesellschaftsanteile in Händen halten, sondern auch die effektive Verfügungsgewalt hierüber haben müssen [ibid., S. 37].

Der Bau von Schiffen in den Vereinigten Staaten

Die genaue Bestimmung, ob ein Schiff in den Vereinigten Staaten gebaut worden ist, kann im Einzelfall schwierig sein [ibid., S. 31]. § 883 "Jones Act" ist daher 1956 um folgende Festlegung erweitert worden:

"No vessel of more than five hundred gross tons which has acquired the lawful right to engage in the coastwise trade, by virtue of having been built in or documented under the laws of the US, and which has later been rebuild shall have the right thereafter to engage in the coastwise trade, unless the entire rebuilding, including the construction of

²⁹⁶ § 883 Jones Act; Ademuni-Odeke [1984, S. 199].

²⁹⁷ Vgl. zur Kritik: ibid., S. 35 ff.

any major components of the hull or superstructure of the vessel, is effected within the United States, its territories (not including trust territories), or its possessions ...”.

Damit sind unter anderem Reparaturen erfaßt, die gleichfalls nicht im Ausland durchgeführt werden dürfen. Außerdem bezieht sich diese Erweiterung auch auf den Neubau von Schiffen.²⁹⁸

d. *Nationalitätsvorschriften für Seeleute auf amerikanischen Schiffen*

Alle Schiffe, die im “coastwise trade” in den Vereinigten Staaten eingesetzt werden, müssen auch unter amerikanischen Gesetzen registriert (“documented”) sein. Für Schiffe “documented under the laws of the United States” besteht die Voraussetzung, daß auf ihnen nur Bürger (“citizens”) der Vereinigten Staaten als Kapitän, Ingenieur oder Wachoffizier beschäftigt sein dürfen.²⁹⁹ Gleiches gilt für alle weiteren Offiziere und Lotsen.³⁰⁰

Hinsichtlich der Besatzung werden für jeden Seemann ein Seefahrtsbuch und weitere Arbeitspapiere verlangt (vgl. 46 USC § 643 (a)). Diese werden an Ausländer nur vergeben, sofern sie nachweisen, daß ihnen der Status der “permanent residence” verliehen wurde.³⁰¹

e. *Der “Jones Act” in der parlamentarischen Diskussion*

Neuere Vorschläge zur Erweiterung des räumlichen Anwendungsbereichs des “Jones Act”

In den Jahren 1987 und 1988 sind in den Vereinigten Staaten wiederholt Vorschläge gemacht worden, den Anwendungsbereich der “cabotage laws” auszuweiten. Die Initiative ging hierbei von der “Commission on Merchant Marine

²⁹⁸ Samuel Nemerow, Council, Maritime Administration, Washington, D.C., zitiert nach Phillips [1978, S. 31].

²⁹⁹ Vgl. 46 USC § 221: “Only a citizen of the United States may serve as master, chief engineer, or officer in charge of a deck watch or engineering watch on any vessel documented under the laws of the United States ...”.

³⁰⁰ Vgl. 46 USC § 672a (a): “From and after June 25, 1936, all licensed officers and pilots of vessels of the United States shall be citizens of the United States, native-born, or completely naturalized.”; vgl. ebenso 46 USC § 1132 (a).

³⁰¹ Vgl. hierzu die Ausführungsbestimmung in 46 CFR § 12.02-10: “No application from an alien for a certificate of service, certificate of efficiency, certificate of identification, continuous discharge book, or merchant mariner’s document shall be accepted unless the alien presents acceptable documentary evidence from the United States Immigration and Naturalization Service that he is lawfully admitted to the United States for permanent residence.” Der Status der “permanent residence” wird nur an “immigrants”, also Einwanderer, verliehen.

and Defense" aus [US Congress, 1987; 1988]. Insbesondere wurde angeregt, den Anwendungsbereich des § 883 "Jones Act" auf alle kommerziellen Aktivitäten innerhalb der 200-Seemeilen-Zone auszuweiten. Hiermit sollten Regelungslücken bei bestimmten Schifffahrtsaktivitäten überwunden werden [US Congress, OTA, 1989, S. 8]. Als Hauptargument ist vorgebracht worden, die amerikanische Handelsflotte drohe in Zukunft nicht mehr stark genug zu sein, um nationalen Sicherheitsinteressen zu genügen.

Die Studie des "Office of Technology Assessment"

Im Rahmen der Diskussion über diese Vorschläge ist von dem "Office of Technology Assessment" (OTA) des amerikanischen Kongresses eine Studie angefertigt worden, die sich mit den möglichen Auswirkungen der Ausweitung der "cabotage laws" befaßt. In der Studie werden die Vorschläge eher skeptisch bewertet. Einzig im Bereich der touristischen Personenbeförderung wurden überwiegend positive Effekte vorhergesagt. Dieses Ergebnis stützte das OTA unter anderem auf Aussagen wichtiger Interessengruppen der Schiffsindustrie [US Congress, OTA, 1989, S. 4]. Soweit zur Zeit ersichtlich, sind die damaligen Gesetzesvorschläge in den letzten Jahren nicht mehr verfolgt worden und wesentliche Änderungen nicht eingetreten.³⁰²

Entsprechende Regelungen im Entwurf eines "National Seabed Hard Minerals Act"

Die Regelungen des § 883 "Jones Act" sollten nach dem Entwurf des "National Seabed Hard Minerals Act"³⁰³ ergänzt werden. Section 313 des Entwurfs sah vor, für den Einsatz zur Erforschung natürlicher Ressourcen nur Schiffe ("exploration vessels") unter US-amerikanischer Flagge zuzulassen. Im Hinblick auf den Einsatz bei der Förderung der Ressourcen ("commercial recovery vessels") sollte zusätzlich das Erfordernis des Baus in den Vereinigten Staaten hinzukommen.³⁰⁴ Für Zubringerschiffe ("support vessels") sollte darüber hinaus das Erfordernis gelten, daß sie zu mindestens 75 vH amerikanisches Eigentum darstellen.

³⁰² So zumindest Peter A. Johnson, der damalige Projektleiter des OTA, in einem Brief an den Verfasser vom 3. März 1992.

³⁰³ US Congress, HR, National Seabed Hard Minerals Act, HR 2440 (Entwurf vom 3. Juli 1990).

³⁰⁴ Im Sinne einer Übergangsregelung sollte dies jedoch nur für Schiffe gelten, die nach Inkrafttreten des Gesetzes gebaut werden.

f. *Vergleichende Bewertung*

Die Beschränkung des Küsten-Seetransports, die sogenannte Kabotage, ist in vielen Ländern üblich. In der Bundesrepublik ist etwa das Gesetz über die Küstenschifffahrt vom 26. Juli 1957 einschlägig.³⁰⁵ Danach darf die Küstenschifffahrt (d.h. die Beförderung von Gütern oder Personen, vgl. § 1) nur von Schiffen betrieben werden, die nach dem Flaggenrechtsgesetz vom 8. Februar 1951³⁰⁶ die Bundesflagge führen (§ 2 I Nr. 1). Das Flaggenrechtsgesetz seinerseits setzt voraus, daß das entsprechende Schiff im Eigentum einer deutschen natürlichen oder juristischen Person steht (§§ 1–2 Flaggenrechtsgesetz).

Des weiteren ist zu bedenken, daß in dem Freundschafts-, Handels- und Schifffahrtsvertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Vereinigten Staaten vom 29. Oktober 1956³⁰⁷ ausdrücklich festgelegt ist, daß die Küsten- und Binnenschifffahrt von den Gleichbehandlungsgrundsätzen der Schifffahrtsbestimmungen ausgenommen ist (Art. XX Abs. 4). Jedoch wird in diesem Bereich Meistbegünstigung gewährleistet, und es besteht das Recht, eine Ladung in mehreren Häfen des Vertragspartners zu löschen. Dies wiederum begründet jedoch kein Recht auf Ausübung der Küsten- oder Binnenschifffahrt (Art. XX Abs. 4 letzter HS). Festzuhalten ist somit, daß die durch den "Jones Act" erfolgte Beschränkung für Schifffahrtsdienstleistungen zumindest aus deutscher Sicht keine Besonderheit darstellt.

Die Anforderungen, die der "Jones Act" an Schiffe stellt, die als "coastwise-qualified" angesehen werden können, sind demgegenüber wiederholt kritisiert worden. Die Kritik bezieht sich in erster Linie auf die Voraussetzung, daß das betreffende Schiff in den Vereinigten Staaten gebaut worden sein muß. Gerade diese Restriktion führte dazu, daß von der EG aus im Durchschnitt der Jahre 1984–1990 fast keine Exporte von Schiffen in die Vereinigten Staaten zu verzeichnen waren [EC, 1992]. Es handelt sich bei der Restriktion praktisch um ein "buy American requirement", das verhindert, daß Drittstaaten Zugang zu dem amerikanischen Markt für kommerzielle Schiffe haben.

Zu berücksichtigen ist auch, daß zum Beispiel die deutsche Regelung für die Küstenschifffahrt — anders als die Regelung der Vereinigten Staaten — keine Anforderungen in bezug auf die Herkunft des betreffenden Schiffes enthält. Auch die US-Regelung in bezug auf das Eigentum und die Kontrolle der

³⁰⁵ BGBl. [1957, Teil II, S. 738].

³⁰⁶ BGBl. [1951, Teil I, S. 79 ff.].

³⁰⁷ BGBl. [1956, Teil II, S. 488 ff.].

Schiffe stellt eine immer wieder kritisierte Restriktion für ausländische Direktinvestitionen dar.³⁰⁸

2. Die Reparatur und Ausrüstung von amerikanischen Schiffen im Ausland

In den Vereinigten Staaten registrierte Schiffe, die im Übersee- oder Küstenverkehr eingesetzt werden, unterliegen gewissen Abgabepflichten, sofern sie im Ausland repariert oder ausgerüstet werden.

Rechtsgrundlage ist 19 USC § 1466 des "Tariff Act" von 1930. Hiernach sind zunächst alle Ausrüstungsgegenstände bzw. Ersatzteile, die ein amerikanisches Schiff im Ausland erwirbt, mit einer Ad-valorem-Abgabe ("duty") von 50 vH belegt. Die Abgabe ist bei der ersten Ankunft des betreffenden Schiffes in einem amerikanischen Hafen zu entrichten. Eine identische Abgabepflicht besteht in bezug auf die im Ausland entrichtete Vergütung für eine Reparatur.

Diese Abgabepflicht besteht auch für Schiffe, bei denen angestrebt wird, sie im Übersee- oder Küstenverkehr der Vereinigten Staaten einzusetzen. Gemäß 19 USC § 1466 (d) (1) entfällt die Abgabepflicht, sofern die Reparatur auf einen Notfall zurückzuführen ist und der Wiederherstellung der Seetüchtigkeit des Schiffes dient. Gleiches gilt gemäß § 1466 (d) (2), wenn es sich ausschließlich um amerikanische Teile handelt und die entsprechende Reparatur von einem amerikanischen Bürger oder der Besatzung des Schiffes durchgeführt wurde.

Wie gerichtlich festgestellt worden ist, dient 19 USC § 1466 dem Schutz des amerikanischen Schiffbaus.³⁰⁹

3. Handelspolitische Instrumente und relevante Gesetzentwürfe

Die in den letzten Jahren zu beobachtenden handelsdiplomatischen Spannungen und Konflikte haben auch den Bereich der Schifffahrt und des Schiffbaus zum Gegenstand gehabt. Dies zeigt sich unter anderem daran, daß das von diesen Spannungen getragene große handelspolitische Gesetzeswerk, der "Omnibus

³⁰⁸ Phillips [1978, S. 31]; Ademuni-Odeke [1984, S. 200]; vgl. die Kritik der EG; EC [1991, S. 85].

³⁰⁹ Mt. Washington Tanker Co. versus United States (1980) 505 F. Supp. 209, affd. (CCPA) 665 F2d 340: "Purpose of 19 USCS § 1466 is protection of American shipbuilding and repair industries, and such protection includes labor and labor costs."

Trade and Competitiveness Act" von 1988,³¹⁰ auch Bestimmungen über die Schifffahrt enthält. Am 23. August 1988 ist als sein Bestandteil der "Foreign Shipping Practice Act" von 1988 (FSPA) in Kraft getreten.³¹¹ Des weiteren wurden seit 1991 verschiedene Gesetzentwürfe zur Abwehr ausländischer Schiffbausubventionen vorgelegt.

a. Der "Foreign Shipping Practice Act" von 1988

Der FSPA regelt Fragen der Untersuchung von und Reaktion auf unfaire Handelspraktiken auswärtiger Reeder und Staaten im Schiffsverkehr gegenüber den Vereinigten Staaten. Nach diesem "Act" wird die "Federal Maritime Commission" (FMC) ermächtigt, ausländische Handelspraktiken im Schiffsverkehr zu untersuchen, die nachteilige Auswirkungen auf den Überseehandel amerikanischer Handelsschiffe haben und in dieser Form nicht in den Vereinigten Staaten bestehen.³¹² Die Einleitung eines Untersuchungsverfahrens kann von der FMC selbst oder von bestimmten natürlichen oder juristischen Personen bestimmt werden.³¹³

Sofern die FMC feststellt, daß ein Fall unfairer Handelspraktiken vorliegt, kann sie nach ihrem Ermessen die erforderlichen Maßnahmen ergreifen.³¹⁴ Dies kann ein Verbot sein, amerikanische Häfen anzulaufen,³¹⁵ die Aussetzung bestimmter vorteiliger Zölle,³¹⁶ die Erhebung einer Sondergebühr bis zu US\$

³¹⁰ Omnibus Trade and Competitiveness Act of 1988, Public Law No. 100-418, 102 Stat. 1107.

³¹¹ Im Omnibus Trade and Competitiveness Act unter Title X, Subtitle A (§§ 10001 ff.) enthalten; zum FSPA vgl. Fink und Bureau [1988/89].

³¹² § 10002 (b) (1)-(2): "... shall investigate whether any laws, rules, regulations, policies, or practices of foreign governments, or any practices of foreign carriers or other persons providing maritime or maritime-related services in a foreign country result in the existence of conditions that — (1) adversely affect the operations of United States carriers in United States oceanborne trade; and (2) do not exist for foreign carriers of that country in the United States under the laws of the United States or as a result of acts of United States carriers or other persons providing maritime or maritime-related services in the United States."

³¹³ Eine genaue Auflistung der antragsberechtigten Personen findet sich in § 10002 (c) (1) in Verbindung mit § 10002 (a) (1) FSPA in Verbindung mit 46 USC § 1702 (20) Shipping Act of 1984; vgl. hierzu Fink und Bureau [1988/89, S. 556 f., Fn. 54].

³¹⁴ Vgl. § 10002 (d)(2) FSPA.

³¹⁵ § 10002 (e)(A) FSPA; Das Verbot kann durch die Coast Guard durchgesetzt werden (§ 10002 (f) (2) FSPA). Auch ist möglich, daß die Zollbehörden angewiesen werden, das betreffende Schiff nicht abzufertigen (§ 10002 (f) (1) FSPA).

³¹⁶ § 10002 (e)(B) FSPA.

1 000 000 pro Fahrt³¹⁷ oder die Aussetzung von Verträgen, die zwischen der FMC und dem betreffenden Schiffsbetreiber u.ä. geschlossen wurden,³¹⁸ umfassen. Vor dem Vollzug einer jeden Maßnahme hat der amerikanische Präsident ein Vetorecht.³¹⁹

Diesen Vorschriften des FSPA ähnliche Regelungen finden sich schon längere Zeit in anderen amerikanischen Gesetzen. Gemäß dem "Merchant Marine Act" von 1920, dem sogenannten "Jones Act", (46 USC § 861–889) beispielsweise kann die FMC Untersuchungen durchführen, die den dargestellten Regelungen entsprechen (vgl. 46 USC § 876 (1)(b)). Die Maßnahmen, die die FMC ergreifen kann, sind denen des FSPA zwar ähnlich;³²⁰ nicht vorgesehen sind jedoch die Erhebung einer Sondergebühr und das Aussetzen von Verträgen. Bezüglich Tatbestand und Rechtsfolge fast identische Regelungen enthält auch der "Shipping Act" von 1984.³²¹

Im Rahmen der genannten Regelungen ist nur vereinzelt ein Verfahren eingeleitet worden. Rechtsprechung zum "Shipping Act" von 1984 ist nicht vorhanden.³²² Verfahren unter dem "Merchant Marine Act" von 1920 sind vereinzelt bekannt geworden;³²³ eine Lösung der Handelsstreitigkeiten wurde dann jedoch durchweg auf diplomatischem Wege erzielt [Fink, Bureau, 1988/89, S. 563 f.].

Der FSPA enthält gegenüber den älteren Regelungen eine detailliertere Auflistung der möglichen Untersuchungs- und Sanktionsmaßnahmen. Hierin drückt sich die Unzufriedenheit des amerikanischen Kongresses über die Effektivität der bis 1988 vorhandenen Regelungen aus [Fink, Bureau, 1988/89, S. 565]. Gleichzeitig zeigt der FSPA, daß der Schutz der amerikanischen Handelsflotte im internationalen Wettbewerb auch in jüngster Zeit ein bedeutendes legislatives Anliegen ist.

³¹⁷ § 10002 (e)(D) FSPA.

³¹⁸ § 10002 (e)(C) FSPA; hierzu gehören zum Beispiel Verträge über besondere Abfertigungsmodalitäten in bestimmten Häfen oder auch Pachtverträge für Hafenanlagen.

³¹⁹ § 10002 (e) (3) FSPA.

³²⁰ Die dem FSPA ähnlichen Maßnahmen, mit denen auf unfaire Handelspraktiken reagiert werden kann, finden sich in den Ausführungsbestimmungen zum Merchant Marine Act of 1920 in: 46 CFR § 585.1.

³²¹ 46 USC §§ 1701–1720 Shipping Act of 1984, vgl. insbesondere § 1712 (b)(5); die Ausführungsbestimmungen hierzu finden sich in 46 CFR §§ 587.1–587.9.

³²² Fink, Bureau [1988/89, S. 562]; 1987 sind jedoch Untersuchungsverfahren gegenüber Taiwan, China und Korea eingeleitet worden [ibid., S. 564].

³²³ So zum Beispiel gegenüber Venezuela (1982), Argentinien (1984) und Peru (1987) [vgl. Fink, Bureau, S. 562 ff.].

b. Importbeschränkungen zur Abwehr ausländischer Schiffbausubventionen

Aufmerksamkeit hat 1991 ein Gesetzentwurf des Abgeordneten Sam M. Gibbons,³²⁴ der als "Shipbuilding Trade Reform Act" von 1991 bezeichnet wurde, erregt.³²⁵ Inzwischen wurde der Gesetzentwurf zurückgezogen.

Der Entwurf sah vor, daß alle ausländischen Schiffe, die einen Hafen der Vereinigten Staaten anlaufen wollten, eine Subventionsbestätigung der amerikanischen Behörden vorlegen sollten. Diese Bestätigung sollte nur erteilt werden, sofern das betreffende Schiff ohne Subventionen gebaut worden war. Sollte ein Schiff keine Subventionsbescheinigung vorlegen können, so sollten ihm amerikanische Häfen versperrt bleiben. Vorgesehen war jedoch die Möglichkeit, daß der jeweilige Betreiber des Schiffes die Subventionssumme an die amerikanische Regierung zahlen und somit eine Genehmigung erhalten konnte. Weiterhin sollten die Schiffsbetreiber Gegenstand von Antidumping- bzw. Ausgleichszollverfahren werden.

Neben dieser Vorlage gab es zwei ähnliche Gesetzentwürfe.³²⁶ Diese sahen vor, daß die jeweiligen Werften, die die Subvention empfangen hatten, diese innerhalb von zwei Jahren zurückzahlen hätten; ansonsten sollten die gleichen Rechtsfolgen wie bei dem Gibbons-Entwurf eintreten. Nicht vorgesehen waren jedoch Antidumping- bzw. Ausgleichszollverfahren.

4. Sonderregelungen der allgemeinen Schiffssicherheit und des Meeresumweltschutzes

In den Vereinigten Staaten sind in der letzten Zeit zwei wichtige Gesetze für den Bereich der allgemeinen Schiffssicherheit und des schiffsbezogenen Meeresumweltschutzes erlassen oder diskutiert worden: der "Oil Pollution Act" und der "Vessel Safe Navigation and Marine Environment Protection Act".

³²⁴ Demokrat (FL).

³²⁵ US Congress, HR, Shipbuilding Trade Reform Act, HR 2056; der Gesetzentwurf wurde am 24. April 1991 in das House of Representatives eingebracht.

³²⁶ Senate Bill S. 1361 (vorgelegt von Senator Barbara Mikulski, Demokrat, Md.); House Bill HR 2709 (vorgelegt von Representative Helen Bentley, Republikaner, Md.).

a. *Der "Oil Pollution Act" von 1990*

Am 18. August 1990 ist der "Oil Pollution Act" (OPA) in Kraft getreten.³²⁷ Das Gesetz regelt umfassend Haftungs- und Sicherheitsfragen, die im Zusammenhang mit möglichen Ölkatastrophen bzw. dem Gewässerschutz stehen. Sachlich bezieht sich das Gesetz auf mögliche Ölkatastrophen, die sich in schiffbaren amerikanischen Gewässern oder innerhalb der amerikanischen EEZ ereignen (vgl. § 1002 (a) OPA). Der persönliche Anwendungsbereich umfaßt die Eigentümer, Betreiber und Charterer von Tankern oder anderen Schiffstypen und die Eigentümer oder Betreiber auf See oder an Land befindlicher Ölterminals, Bohranlagen oder Erdölleitungen (vgl. § 1001 (32) (A)-(F) OPA).

Die Haftungsregelung

Für den genannten Anwendungsbereich sieht der OPA eine gesamtschuldnerische Gefährdungshaftung derjenigen Personen vor, die für eine Ölkatastrophe verantwortlich sind; eine Entlastungsmöglichkeit besteht nur in eng umgrenzten Fällen.³²⁸ Ersatzfähig sind auch rein ökologische Schäden (§ 1006 OPA). Im übrigen besteht eine mit Ausnahmen versehene Haftungsobergrenze (§ 1002 OPA). Der Ersatz möglicher Schäden wird durch einen neu geschaffenen "Oil Spill Liability Trust Fund" gesichert.³²⁹ Auch muß von den Schiffsbetreibern nachgewiesen werden, daß sie finanziell in der Lage sind, mögliche Schäden zu ersetzen.³³⁰

³²⁷ Public Law 101-380 (HR 1465), 104 Stat. 484; vgl. hierzu auch Anderson, Wetular [1991].

³²⁸ Als Entlastung steht nur die Möglichkeit zur Verfügung nachzuweisen, daß die Ölkatastrophe ausschließlich durch höhere Gewalt, durch Krieg oder durch das Verhalten eines Dritten verursacht wurde (§ 1003 (a) OPA).

³²⁹ Der Haftungsfond soll mit einem Volumen von US\$ 1 Milliarde ausgestattet werden; er dient nur der Sicherstellung des Schadensersatzes, nicht der Übernahme der privaten Haftung (vgl. im einzelnen § 1012 OPA). In diesem Zusammenhang ist interessant, daß der Kongreß in Betracht zog, das Internationale Übereinkommen von 1984 über die zivilrechtliche Haftung für Ölverschmutzungsschäden [BGBl., 1988, Teil II, S. 825] und das Zusatzprotokoll von 1984 zur "International Convention for the Establishment of a Fund for Compensation for Oil Pollution Damage 1971" zu ratifizieren. Die Überlegungen wurden jedoch verworfen und fanden auch keine Unterstützung.

³³⁰ Wird dieser Nachweis (in der Praxis eine Versicherungsbestätigung) nicht erbracht, wird den betreffenden Schiffen die Einfahrt in US-Gewässer versagt (vgl. im einzelnen § 1016 OPA).

Sicherheitsbestimmungen

Der OPA regelt weiterhin eine Vielzahl von Sicherheitsbestimmungen, die der Verhütung und Beseitigung möglicher Ölkatastrophen dienen sollen. So werden die zuständigen Behörden ermächtigt, umfassend Daten über die Zuverlässigkeit des Schiffspersonals zu sammeln.³³¹ Die Eigentümer und Betreiber von Öltankern oder Ölanlagen werden verpflichtet, behördlich genehmigte Katastrophenpläne auszuarbeiten und bereitzuhalten. Regelungen bestehen ebenfalls hinsichtlich der Personalschulung und Ausrüstung der Schiffe. Schließlich sieht das Gesetz einen schrittweisen Übergang zu doppelwandigen Tankerkonstruktionen vor;³³² hierbei wird ausdrücklich festgelegt, daß ab dem Jahr 2015 sämtliche Öltanker, die nicht die Voraussetzung der Doppelwandigkeit erfüllen, von der Nutzung amerikanischer Hoheitsgewässer (einschließlich der EEZ) ausgeschlossen sind.³³³

Regelungen für ausländische Schiffsbetreiber

Gemäß § 4106 OPA³³⁴ unterliegen ausländische Tankschiffe, die innerhalb der EEZ verkehren und dazu einer Erlaubnis im Sinne von 46 USC Ch. 37 bedürfen, der regelmäßigen Kontrolle des "US Secretary of Transportation". Die Kontrolle umfaßt die Qualifikation, Zuverlässigkeit, Größe und tägliche Einsatzart und -dauer der Besatzung. Den Schiffen kann das Befahren amerikanischer Gewässer untersagt werden, soweit festgestellt wird, daß diese die Besatzungsstandards nicht erfüllen bzw. der jeweilige Flaggenstaat seine Gesetze zu großzügig handhabt.

b. *Der Entwurf eines "Vessel Safe Navigation and Marine Environment Protection Act" von 1991*

Am 26. November 1991 ist in das "House of Representatives" ein Entwurf für einen "Vessel Safe Navigation and Marine Environment Protection Act" einge-

³³¹ Vgl. §§ 4101 ff. OPA; die Datensammlung bezieht sich z.B. auf Alkohol- und Drogenmißbrauch im Straßenverkehr oder andere Straftaten der Seemänner.

³³² Die genauen technischen Voraussetzungen der Doppelwände werden sich wohl an MARPOL (Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe vom 2.11.1973) orientieren.

³³³ § 4115 OPA; das Übergangsverfahren ist hierbei nach Bruttoregistertonnen (BRT) und dem Alter des Schiffes gestaffelt.

³³⁴ § 4106 OPA regelt eine Erweiterung von 46 USC § 9101 (a).

bracht worden.³³⁵ Der Gesetzentwurf enthält verschiedene Bestimmungen, mit denen die Navigationsausrüstung von Schiffen verbessert bzw. auf einen hohen technischen Standard gebracht werden soll. Hierdurch soll die Gefahr gemindert werden, die von einer steigenden Schifffahrtsaktivität für die Meeresumwelt in der EEZ der Vereinigten Staaten ausgeht (vgl. Sect. 2 der Vorlage).

Zunächst bezieht sich der "Navigation Act" auf alle Schiffe, die in den schiffbaren Gewässern ("navigable waters") der Vereinigten Staaten Öl³³⁶ oder gefährliche Güter³³⁷ transportieren. Für Schiffe mit bis zu 10 000 BRT wird an Navigationsausrüstung als Minimum folgendes verlangt (Sect. 3 [a] der Vorlage):

- ein weltweites Satellitenpositionsgerät oder ein Gerät mit vergleichbaren Positionsangaben;
- eine Schiffspositionsanzeige, basierend auf elektronischen Seekarten, die Auskunft über die Position, die zurückgelegte Route und über die gegenwärtig geplante im Verhältnis zur ursprünglich geplanten Route gibt;
- eine Informationsverbindung zwischen den Angaben des Schiffskompasses und denen des Satellitenpositionsgeräts;
- ein "14-inch color video display".

Für Schiffe mit über 10 000 BRT wird zusätzlich folgendes verlangt:

- die Schiffspositionsanzeige soll auf einem hochauflösenden (1000 x 1000 "lines per inch minimum") "19-inch video display" erfolgen;
- die Informationsverbindung soll die Daten aller wesentlichen Navigationsgeräte an Bord umfassen;
- ein computergestütztes Alarmsystem, das alle möglichen Unfallursachen erfaßt;
- ein System ähnlich der aus dem Flugverkehr bekannten "Black Box".

³³⁵ US Congress, HR, Vessel Safe Navigation and Marine Environment Protection Act, 102nd Congress, 1st Session, HR 3969; zum Namen vgl. Sect. 1.; der Entwurf wurde vorgelegt vom Representative Hochbrueckner (Demokrat, NY).

³³⁶ Öl wird wie folgt definiert (Sect. 10 [6]): "The term 'oil' includes oil of any type, or in any form, including petroleum, fuel oil, sludge, oil refuse, and oil mixed with wastes except dredged spoil".

³³⁷ Der Begriff der gefährlichen Güter (hazardous material) wird wie folgt definiert (Sect. 10 [8]): "... a liquid material or substance that is — (A) flammable or combustible; (B) designated a hazardous substance under section 311 [b] of the Federal Water Pollution Control Act [33 USC 1321]; or (C) designated a hazardous material under section 104 of the Hazardous Materials Transportation Act [49 USC 1803].".

Diese Voraussetzungen sollen sowohl für Schiffsneubauten als auch für gewisse Modifikationen älterer Schiffe gelten (Sect. 4 der Vorlage).

Nach Sect. 6 der Gesetzesvorlage sollen alle Schiffe, die unter amerikanischer Flagge fahren und den genannten technischen Standard erreichen müssen, in den Vereinigten Staaten mit Produkten ausschließlich aus den Vereinigten Staaten umgebaut bzw. nachgerüstet werden, sofern der jeweilige Werkvertrag nach Inkrafttreten des Gesetzes geschlossen wird.

Der Gesetzesvorschlag sieht Geldstrafen bis zu US\$ 200 000 für diejenigen Eigentümer, Betreiber oder verantwortlichen Personen vor, die ein Schiff betreiben, ohne die genannten Standards zu erfüllen. Eine Haftstrafe bis zu fünf Jahren ist für die genannten Personen vorgesehen, sofern sie absichtlich ("knowingly and willfully") den Standards zuwiderhandeln (Sect. 7 [a] [1] und [2] der Vorlage).

Weiterhin ist vorgesehen, daß der für die "Coast Guard" zuständige Minister im Einklang mit den anerkannten Prinzipien des Völkerrechts ("subject to recognized principles of international law") allen Schiffen, die sich nicht im Einklang mit dem Gesetz befinden, den Zugang zu den amerikanischen Gewässern verweigern kann (Sect. 9 der Vorlage).

Der Gesetzentwurf ist am 26. November 1991 vorgelegt und an das "Committee on Merchant Marine and Fisheries" weitergeleitet worden; seitdem haben keine weiteren Aktivitäten stattgefunden, was darauf hindeutet, daß der Vorschlag nicht weiterverfolgt werden soll.

III. Fiskalische Behandlung von Rohstoffunternehmen

Die fiskalische Abschöpfung auf verschiedenen staatlichen Ebenen zählt ebenso wie die Bereitstellung von staatlichen Hilfen zu den wichtigsten Rahmenbedingungen für die Aufsuchung und Förderung von Kohlenwasserstoffen in den nordamerikanischen Meeresgebieten. Einerseits sind die finanzpolitischen Instrumente zentrale Elemente der staatlichen Energie- und Ressourcenpolitik — zuweilen werden sie auch für industriepolitische Ziele eingesetzt. Auch als Einnahmequelle für den Haushalt auf allen Ebenen der staatlichen Verwaltung spielen sie eine herausragende Rolle. Andererseits beeinflussen sie die inländischen und ausländischen Rohstoffunternehmen bei ihren rentabilitätsorientierten Entscheidungen über den Umfang ihrer Beteiligung an der rohstoffbezogenen Meeresnutzung in Nordamerika, da für sie der Gewinn nach Steuern und Subventionen maßgeblich ist.

Das in der Verfassung der Untersuchungsländer verankerte Föderalismusprinzip bewirkt, daß die Finanzhoheit in deren Küstengebieten nicht uneingeschränkt Bundes-, sondern auch Staaten- bzw. Provinzsache ist (Kapitel B). Es ist daher angezeigt, im folgenden — der jeweiligen Aufteilung der fiskalischen Hoheit zwischen dem Bund und den Staaten bzw. Provinzen entsprechend — zwischen Gebieten zu unterscheiden, in denen reines Bundesrecht (OCS der Vereinigten Staaten), reines Staatenrecht (innerhalb der Drei-Seemeilen-Grenze in den Vereinigten Staaten) und gemischtes Recht (kanadische Meeresgebiete) gilt. Angesichts der Komplexität der Steuersysteme in beiden Untersuchungsländern können in diesem Abschnitt nur die tragenden finanzpolitischen Instrumente schwerpunktmäßig dargestellt werden (Stand: 1991/92).

1. Fiskalregime

a. *Vereinigte Staaten*

Auf dem OCS der Vereinigten Staaten, also im Gebiet zwischen der Drei-Seemeilen-Grenze und der 200-Seemeilen-Grenze, fällt die Steuerhoheit ausschließlich dem Bund zu. Rohstoffbezogene Offshore-Aktivitäten unterliegen einem Körperschaftsteuersatz von 34 vH und verschiedenen anderen spezifischen Abgaben (Übersicht 1). Zum Zweck der Einkommensteuerabschöpfung wird zwischen vier Hauptkostenarten unterschieden.³³⁸ Die erste Kostenkategorie, die absetzbaren Kosten ("depletable costs"), umfaßt sämtliche Kosten, die einem Rohstoffunternehmen beim Zugang zu den Ressourcen entstehen. Dazu zählen die Einmalzahlung, die Pacht und die Ausgaben für geologische und geophysikalische Analysen. Kleinere Unternehmen, sogenannte "independents", die in der Regel nicht maßgeblich an einer Weiterverarbeitung der gewonnenen Rohstoffe und einer Vermarktung von Erdöl- und Erdgasprodukten interessiert sind, können diese Kostenarten im ersten Produktionsjahr in Höhe von bis zu 15 vH ihres steuerpflichtigen Bruttoeinkommens aus einem Lizenzvertrag absetzen, sofern ihre Tagesförderung unter einer vorgegebenen Grenze bleibt. Übertrifft ihre Förderrate diese Grenze oder haben sie bereits einen Teil ihrer Kosten im ersten Produktionsjahr abgesetzt, so müssen die "independents" ihre Kosten bzw. den noch verbleibenden Teil ihrer Kosten wie vertikal integrierte Ölunternehmen absetzen. Letztere dürfen diese Kosten nur nach Maßgabe des durch die Jahresförderung jeweils verringerten Reservenanteils von ihrem steuerpflichtigen Bruttoeinkommen absetzen.

³³⁸ In Anlehnung an US General Accounting Office [1990] und Oil and Gas Journal [lfd. Jgg.].

Übersicht 1 — Überblick über die fiskalische Behandlung von Öl- und Gasaktivitäten auf Bundesebene in den Vereinigten Staaten und Kanada

Abgaben/Kostenarten	Vereinigte Staaten	Kanada
Einmalzahlungen	ja	ja
Förderabgaben	Wassertiefe bis 400 m: 16,67 vH; Wassertiefe über 400 m: 12,5 vH; ad valorem	1-30 vH; ad valorem
Pacht	variabel	variabel
Spezielle Kohlenwasserstoffsteuern	keine	keine
Körperschaftsteuer	34 vH	28 vH
Kostenarten, die von der Körperschaftsteuer abzugsfähig sind oder abgeschrieben werden dürfen		
Geologische und geophysikalische Untersuchungen	ja	ja
Einmalzahlung	ja	ja
Förderabgaben	ja	nein
Pacht	ja	nein
Staaten- bzw. Provinzabgaben	ja	nein
Explorations- und Feldentwicklungskosten (materielle und immaterielle)	ja	ja
Freibetrag (in vH des körperschaftsteuerpflichtigen Einkommens)	nein	25 vH
Mindeststeuer auf Absetzungen	20 vH	keine

Quelle: Energy, Mines and Resources Canada [1991]; United States General Accounting Office [1990]; Oil and Gas Journal [lfd. Jgg.]; eigene Zusammenstellung.

Die zweite Kostenkategorie bezieht sich auf immaterielle Bohrkosten ("intangible drilling costs"). Gemeint sind die Ausgaben, die nicht nur beim Niederbringen einer Bohrung, sondern auch bei der allgemeinen Vorbereitung einer Bohrstelle getätigt werden, wie zum Beispiel die Erschließungskosten einer Bohrstelle im Meer, jedoch ohne die zum Bohren benötigten Anlagen und Maschinen. "Independents" können immaterielle Bohrkosten in dem Jahr absetzen, in dem sie anfallen. Vertikal integrierte Unternehmen können dies nur in Höhe von 70 vH der Ausgaben tun, sofern es sich um erfolgreiche Bohrungen handelt; der Rest muß linear über einen Zeitraum von fünf Jahren abge-

geschrieben werden. Waren die Bohrungen erfolglos, so können auch große Unternehmen die gesamten Ausgaben sofort nach ihrem Anfall und in voller Höhe absetzen.

Als dritte Kostenart sind Ausgaben definiert, die auch in anderen Branchen in einem bestimmten Zeitraum abgeschrieben werden können ("depreciable costs"), wozu alle Anlagen und Maschinen zählen, die zur Aufsuchung (Bohrschiffe und -inseln), Förderung (Plattformen) und zur vorübergehenden Lagerung (schwimmende Tanks) von Rohstoffen aus dem Meer und ihrer Beförderung zur Küste (Pipelines) eingesetzt werden. Diese (fixen) Kosten müssen in einem Zeitraum von sieben Jahren degressiv abgeschrieben werden.

Als vierte absetzungsfähige Kostenart gelten die variablen Kosten ("operating costs"). Sie schließen die Betriebs- und Materialkosten (z.B. Energiekosten) sowie Lohnkosten ebenso ein wie die Förderabgaben an den Bund und die Abgaben an die Staaten (Hafennutzung, einkommensteuerpflichtige Niederlassung usw.). Hinsichtlich der dritten und vierten Kostenarten sind nach amerikanischem Steuerrecht große Unternehmen den "independents" gleichgestellt.³³⁹ Um einen Teil der Steuervergünstigungen rückgängig zu machen, sieht das Steuerrecht der Vereinigten Staaten eine Mindeststeuer auf die durch die Vergünstigungen erreichte Minderung des zu versteuernden Einkommens in Höhe von 20 vH vor ("alternative minimum tax"), und zwar für große wie für kleine Unternehmen.

Übersicht 2 kann entnommen werden, daß die Abgaben auf die Förderung von Kohlenwasserstoffen innerhalb der Drei-Seemeilen-Zone, die der ausschließlichen Steuerhoheit der Küstenstaaten unterliegt, in der Regel zwischen 3,1 und 12,5 vH liegen. Sie werden in Form von Steuern auf die Nutzung von natürlichen Ressourcen erhoben und stellen daher Förderabgaben dar, wenngleich sie in den einschlägigen Gesetzen sehr unterschiedlich bezeichnet werden (z.B. "privilege, severance, conservation taxes"). Diese Steuern können ferner danach unterschieden werden, wie sie von der Regierung der Küstenstaaten zu verwenden sind. Neben diesen Förderabgaben werden auch Einmalzahlungen und Pachtzahlungen verlangt (vgl. Übersicht A2). Hinzu kommt die Körperschaftsteuer der einzelnen Staaten, die allerdings weit unter dem Bundessteuersatz liegt (im Durchschnitt bei 7 vH). Alle fiskalischen Abgaben an die Staaten, die im Zusammenhang mit Offshore-Aktivitäten entrichtet werden, sind in den Vereinigten Staaten abzugsfähig im Sinne der Bundeseinkommensteuer.

³³⁹ Mit dem "Tax Act" von 1990 wurde ferner ein Freibetrag von 15 vH eingeführt, der bei einigen Methoden der tertiären Erdölgewinnung mit dem Ziel geltend gemacht werden kann, den Entölungsgrad bekannter Felder zu erhöhen [Oil and Gas Journal, 24.2.1992, S. 69 f.].

Übersicht 2 — Vereinigte Staaten: Produktionssteuern auf Kohlenwasserstoffe aus dem Meer in ausgewählten Küstenstaaten (Durchschnitt für die 80er Jahre)

Staat	Produktionssteuer ^a
Alabama	4–10 vH ad valorem
Alaska	12,25 vH ad valorem
Florida	5–8 vH ad valorem
Kalifornien	US\$ 0,015 je Öl- und Gaseinheit ^b
Louisiana	3,125–12,5 vH ad valorem
Mississippi	6 vH ad valorem
North Carolina	US\$ 0,005 je Öleinheit ^b und US\$ 0,0025 je Gaseinheit ^b
Oregon	6 vH ad valorem

^aHöchstsätze verschiedener Nutzungssteuerarten. — ^bÖleinheit: Barrel; Gaseinheit: Tausend Kubikfuß.

Quelle: API [1985]; Oil and Gas Journal [lfd. Jgg.].

b. Kanada

Anders als in den Vereinigten Staaten, wo die fiskalischen Kompetenzen in den Meeresgebieten zwischen dem Bund und den Küstenstaaten nach dem Prinzip des "fiscal federalism" klar aufgeteilt sind, unterliegen Offshore-Aktivitäten vor der kanadischen Küste unterschiedlichen Regelungen, je nachdem, in welchem Gebiet sie stattfinden. Darauf und auf die zum Teil noch ungelöste Frage der Hoheit über den Offshore-Bereich ist bereits in Abschnitt D.I ausführlich eingegangen worden. Für die Finanzpolitik ergibt sich daraus generell ein gemischtes System, das — je nach Küstenprovinz — eine stärkere bzw. schwächere Stellung der jeweiligen Provinz gegenüber dem Bund vorsieht. Im folgenden werden daher zunächst die steuerliche Behandlung von Offshore-Aktivitäten durch den Bund und danach die fiskalischen Modalitäten in den relevanten Küstenprovinzen untersucht.

Bezüglich der Einkommensteuer des Bundes wird Übersicht 1 zufolge in Kanada ein niedrigerer nominaler Körperschaftsteuersatz als in den Vereinigten Staaten gefordert. Außerdem fällt auf, daß die Abgaben an die Provinzen, insbesondere die Fördergebühren, nicht abzugsfähig sind im Sinne der Bundeseinkommensteuer. Anders als in den Vereinigten Staaten besteht in Kanada indes die Möglichkeit, einen Freibetrag in Höhe von 25 vH des Bruttoressourcengewinns (Bruttoeinkommen abzüglich der variablen Kosten und eines Teils der fixen Kosten) geltend zu machen.

Ausgangspunkt für die Berechnung der Körperschaftsteuerschuld ist die Ermittlung des Nettoeinkommens aus der rohstoffbezogenen wirtschaftlichen Tätigkeit [vgl. Energy, Mines and Resources Canada, 1991, S. 9 ff.]. Das Nettoeinkommen ergibt sich daraus, daß vom Bruttoeinkommen (= Wert der geförderten Rohstoffe) die variablen Produktionskosten ("operating and lifting costs"), die Verwaltungskosten (als Teil der Gemeinkosten), die Abschreibungen für Maschinen und Anlagen ("capital cost allowances") und die Gemeinkosten der Explorations- und Entwicklungsphase abgesetzt werden können. Fördergebühren mindern das Bruttoeinkommen nicht. Von dem so ermittelten Bruttogewinn ("resource profits for resource allowance") werden der Freibetrag von 25 vH, etwaige Zinskosten, die Zugangskosten (Einmalzahlung und Pacht) und die übrigen Explorations- und Entwicklungskosten abgezogen.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Ermittlung der Abschreibungen für materielle Aktiva. Bohrschiffe und -inseln sowie Produktionsplattformen müssen generell degressiv (Satz: 25 vH) abgeschrieben werden. Schiffe, die in Kanada gebaut und registriert sind, müssen linear (Satz: 33,33 vH) abgeschrieben werden. Vorrichtungen, die dem Umweltschutz dienen, können in einem Zeitraum von drei Jahren, laufende F&E-Ausgaben sofort abgeschrieben werden. Die Regelung für die Zugangs- sowie Explorations- und Entwicklungskosten ist ebenfalls großzügig: Sie dürfen in dem Jahr, in dem sie anfallen, zu 100 vH abgesetzt werden, jedoch erst nach Abzug der gegebenenfalls erhaltenen staatlichen Hilfen.

Der nominale Satz der Bundeskörperschaftsteuer beträgt grundsätzlich 38 und nicht 28 vH, wie in Übersicht 1 angeführt. Da aber — vor allem bei Offshore-Aktivitäten — auch eine provinzielle Einkommensteuer fällig ist und die Abgaben an die Provinzen keine Verminderung der Bundeskörperschaftsteuerschuld bewirken (vgl. Übersicht 1), gestattet das Gesetz einen Abschlag in Höhe von 10 vH, so daß der zutreffende Satz letztlich 28 und nicht 38 vH ist. Allerdings muß diesem noch der provinzielle Einkommensteuersatz hinzugefügt werden, der von Provinz zu Provinz variiert. Dazu kommt eine "surtax" von 5 vH auf die 28 vH für große Unternehmen, was zu einem nominalen Satz (vor Provinzsteuern) von 29,4 vH führt.

Zu den Provinzen, vor deren Küste sich erdgas- und erdöhlhörfige Meeresgebiete befinden, zählen Neufundland und Neuschottland. Beide Provinzen zeichnen sich dadurch aus, daß sie jeweils ein separates Abkommen mit der Bundesregierung geschlossen haben, das die Aufteilung der Kompetenzen im Offshore-Bereich festlegt und gemischte Verwaltungen schafft ("Offshore Petroleum Boards"). Für die Regierung Neufundlands bedeutet dies, daß sie seit 1987 die Steuerhoheit über diese Gebiete besitzt und somit Förderabgaben, Einmalzahlungen, Pacht, Lizenzgebühren und Körperschaftsteuer festsetzen und erheben kann. Wenngleich die Provinz bislang kein umfassendes Regime

für Offshore-Aktivitäten errichtet hat, mußte sie im Falle des 1979 entdeckten "Hibernia"-Feldes eine projektbezogene fiskalische Regelung finden, der im allgemeinen Gültigkeit als Präzedenzfall für künftige Regelungen zugeschrieben wird [vgl. Energy, Mines and Resources Canada, 1991, S. 76]. Diese sieht zwei Arten von Förderabgaben vor: nominale und vertragliche (oder tatsächliche). Die nominale Förderabgabe in Höhe von kan\$ 0,01 je Barrel Rohöl müßte theoretisch an den Bund gezahlt werden, der sie dann — auf dem Wege eines Finanzausgleichs — an die Provinz Neufundland zurückzahlen hätte. In der Praxis dürfen die steuerpflichtigen Unternehmen sie von der tatsächlich zu entrichtenden Förderabgabe absetzen. Diese vertragliche Förderabgabe wird an die Provinz gezahlt. Sie besteht aus drei Elementen: einer Bruttoabgabe (1–5 vH), einer Nettoabgabe (30 vH) und einer Zusatzabgabe (12,5 vH), die auf den Anteil eines Unternehmens am Wert der geförderten Rohstoffe erhoben werden, wobei die Bemessungsgrundlage jeweils unterschiedliche Abzüge zuläßt. Hinzu kommt die neufundländische Körperschaftsteuer von 17 vH für große Unternehmen und 10 vH für kleine und mittlere Unternehmen. Für das "Hibernia"-Feld gelten verminderte Sätze von 16,5 bzw. 9,5 vH und eine zweijährige Steuerfreistellung für Aktiengesellschaften, die vor April 1991 gegründet wurden. Nach Ablauf der Freistellung gilt somit eine nominale marginale Körperschaftsteuerbelastung von 45,9 bzw. 37,5 vH. Hinzu kommt die Abführung von Abgaben an die Provinz, die von einer Vielzahl von Parametern abhängt.

Das Fiskalregime in Neuschottland ähnelt dem Neufundlands mit dem Unterschied, daß es eine Förderabgabe in Höhe von 2 vH bis zur ersten Rohstoffproduktion und von 30 vH danach vorsieht. Die Betreiber des "Cohasset/Panuke"-Feldes — des einzigen Offshore-Feldes Neuschottlands — haben Anfang 1992 diese Bedingungen angenommen; dieses Feld hat als erstes kanadisches Offshore-Feld 1992 seine Ölproduktion aufgenommen. Außerdem gilt der Bundessatz der Körperschaftsteuer, da Neuschottland keine eigene Körperschaftsteuer im Offshore-Bereich kennt. Dennoch stehen die Einnahmen aus der Körperschaftsteuer in diesem Fall der Provinz und nicht dem Bund zu. Die übrigen Offshore-Gebiete an der Küste Kanadas sind "frontier lands" im Sinne des "Canada Petroleum Resources Act" und unterliegen ähnlichen fiskalischen Bedingungen.

2. Staatliche Hilfen

Rohstoffbezogene Offshore-Aktivitäten in Nordamerika werden durch drei Arten von staatlichen Zuwendungen begünstigt: großzügige Absatzungs- und Abschreibungsmöglichkeiten im Fiskalregime beider Länder, direkte (finanzielle

und fiskalische) Hilfen für Großprojekte mit regionalpolitischer Bedeutung in Kanada und F&E-Subventionen in den Vereinigten Staaten.

a. Steuerliche Bevorzugung von Rohstoffunternehmen in beiden Ländern

Die im vorigen Abschnitt dargestellten Fiskalregime Kanadas und der Vereinigten Staaten beinhalten eine Reihe von Steuerpräferenzen, die teilweise in einer erheblichen Verringerung der effektiven marginalen Steuerbelastung zum Ausdruck kommen und daher eine bevorzugte Behandlung der in der Aufsuchung und Förderung von Offshore-Öl und -Gas tätigen Unternehmen im Vergleich zu Unternehmen, die in anderen Wirtschaftszweigen tätig sind, zur Folge haben. Liegt beispielsweise in den Vereinigten Staaten der nominale Einkommensteuersatz des Bundes bei 34 vH (die kuestenstaatlichen Einkommensteuern sind abzugsfähig), so errechnen Lucke und Toder [1987, S. 61] bei Ausnutzung aller Vergünstigungen einen effektiven marginalen Satz von 7 bis 14 vH für große Ölunternehmen und von -8 bis 2 vH für "independents". Zum Vergleich ermitteln diese Autoren einen durchschnittlichen effektiven marginalen Satz für die amerikanische Volkswirtschaft von 31 vH. Auch das United States General Accounting Office [1990, S. 58] kommt zu tendenziell ähnlichen Ergebnissen.

Berechnungen unter den in Kanada herrschenden steuerlichen Voraussetzungen (Bund: 29,4 vH, Provinz: 15 vH, zusammen: 44,4 vH, da Provinzsteuern nicht abzugsfähig sind) kommen auf einen effektiven Satz von 33 vH für Rohstoffaktivitäten. Obwohl die auf Provinzebene erhobenen Förderabgaben in die Rechnung nicht eingegangen sind, stellt sich auch in Kanada eine Differenz von etwa 10 vH zwischen den effektiven Sätzen für Rohstoffunternehmen und denen für andere Unternehmen ein; der durchschnittliche effektive Satz für die kanadische Volkswirtschaft wird auf 40 vH geschätzt [Energy, Mines and Resources Canada, 1991, S. 142].

Auch wenn derartige Beispielrechnungen von einer Vielzahl von Parametern beeinflusst werden, von denen nicht alle erfaßt werden können, dürfte der häufigste Fehler in einer Unterschätzung der Wirkung steuerschuld mindernder Regelungen auf die effektiven Steuersätze in allen Branchen liegen. So gesehen wird die Hypothese, daß Rohstoffunternehmen in Nordamerika steuerlich bevorzugt werden, von den Berechnungen gestützt.

b. Subventionen für Megaprojekte in Kanada

Von den massiven direkten staatlichen Hilfen, die bis vor kurzem für Offshore-Aktivitäten in Kanada angeboten wurden [Helliwell et al., 1989, S. 248 ff.], sind derzeit nur noch Hilfen für sogenannte "megaprojects" in Kraft. Letztere

sind Vorhaben, die regionale Beschäftigungs- und Einkommenseffekte versprechen. Ein Beispiel ist die Entwicklung des Offshore-Feldes "Hibernia" an der Küste Neufundlands. Die gesamten Entwicklungskosten dieses Feldes werden auf kan\$ 5,2 Milliarden veranschlagt; die kanadische Bundesregierung hat bisher 20 vH dieser Summe in Form von direkten Zuwendungen getragen und für weitere 25 vH Kreditbürgschaften zur Verfügung gestellt [GATT, d, Vol. I, S. 166].

Helliwell et al. [1989, S. 188 ff.] schätzen, daß die verschiedenen Subventionsprogramme, die für Megaprojekte an der kanadischen Ostküste vorgesehen waren und zum Teil noch sind, Anfang der 80er Jahre etwa 91 vH der Kosten eines Bohrlochs gedeckt haben. Im Zuge der in den 80er Jahren streng verfolgten "Canadianization"-Politik wurde darauf geachtet, daß ausschließlich kanadische Unternehmen bzw. Unternehmen mit einem hohen kanadischen Anteil in den Genuß dieser Zuwendungen kamen. Nach Angaben von Helliwell et al. [ibid.] haben vor allem das staatliche Ölunternehmen Petro-Canada, das zur Zeit privatisiert wird, aber auch andere staatliche Rohstoffunternehmen damals davon profitiert. Gegenwärtig werden Hilfen in Form von direkten Kapitalzuwendungen, Steuererleichterungen und -aussetzungen und niedrig verzinsten Krediten für Großprojekte angeboten [OECD, b, S. 90], wobei die "Canadianization"-Politik immer noch eine Rolle spielt.

c. *F&E-Subventionen in den Vereinigten Staaten*

Staatliche F&E-Ausgaben fallen in den Vereinigten Staaten im allgemeinen nicht ins Gewicht, wenn sie mit den F&E-Ausgaben der Wirtschaft verglichen werden. Dennoch fällt auf, daß bestimmte Branchen vom Staat bei der Mittelvergabe bevorzugt werden. Staatliche Forschungszuwendungen kommen hauptsächlich den Bereichen Rüstung, Gesundheit, Weltraum und Flugzeugbau sowie Energie zugute [NSF, 1990, S. 123]. Im Energiebereich werden staatlichen Institutionen im Rahmen des Bundeshaushalts Mittel zugewiesen, die unter anderem der Finanzierung von F&E-Projekten dienen. Empfänger dieser Mittel auf staatlicher Seite sind vor allem das "Department of Energy", die "Environmental Protection Agency" und die "Nuclear Regulatory Commission". Über den Haushaltsitel "Natural Resources and the Environment" erhalten einzelne Stellen des "Department of the Interior", wie das "Bureau of Land Management", der "Minerals Management Service", der "Geological Survey" und das "Bureau of Mines", die durchweg energiepolitische Aufgaben wahrnehmen, Forschungsmittel (Tabelle 5).

Die staatlichen Stellen finanzieren Forschungsprojekte privater, staatlicher und gemeinnütziger Organisationen (privater und staatlicher Universitäten,

Tabelle 5 — Vereinigte Staaten: F&E-Ausgaben des Bundes im Energiebereich 1978, 1985 und 1990

	1978		1985		1990	
	Mill. US\$ ^a	vH	Mill. US\$ ^a	vH	Mill. US\$ ^a	vH
Haushaltstitel "Energy" ^b	3 134	100	2 389	100	2 715	100
davon:						
Fossile Brennstoffe	687	22	339	14	328	12
darunter:						
Erdöl	77	2	37	2	37	1
Erdgas	27	1	12	d	14	1
Haushaltstitel "Natural Resources and Environment" ^c	964	100	1 059	100	1 386	100
davon für:						
Bureau of Land Management	1	- ^d	3	- ^d	3	- ^d
Minerals Management Service	2	- ^d	1	- ^d	1	- ^d
Geological Survey	158	16	215	20	308	22
Bureau of Mines	117	12	83	8	101	7
Anteile an den gesamten F&E-Ausgaben						
"Energy"		12		5		4
"Natural Resources and Environment"		4		2		2
Insgesamt		16		7		6
^a Nominale Werte. — ^b Tatsächliche Ausgaben für Brennstoffforschung. — ^c Nur Haushaltszuweisungen an Stellen, die Forschungsmittel vergeben. — ^d Anteil unter 1 vH.						

Quelle: NSF [Ifd. Jgg.].

Stiftungen) sowie von Unternehmen. Häufig nimmt der Staat, vertreten durch die genannten Institutionen, aktiv an Projekten teil, an denen auch Unternehmen und Universitäten beteiligt sind. Selbst wenn dabei nicht eine direkte Hilfe für einzelne Unternehmen beabsichtigt sein sollte, dürfte es sich dennoch um eine Förderung des normalen Geschäftszwecks von Rohstoffunternehmen und ihrer Vorleistungslieferanten handeln. Diese Vermutung wird dadurch genährt, daß überwiegend Projekte der angewandten Forschung abgewickelt werden. So wurden zum Beispiel 1990 US\$ 13 von 37 Millionen, die insgesamt für die Erdölforschung bestimmt waren, dazu verwandt, um seismische und geophysi-

kalische Untersuchungen durchzuführen, mit dem Ziel, die Aufsuchung von Erdöllagerstätten zu verbessern. Ein weiterer wichtiger Teil der Mittel floß Forschungen über Verfahren der tertiären Erdölgewinnung zu [NSF, 1990, S. 69]. Für 1991 waren insgesamt US\$ 14 Millionen für die Erdgasforschung bewilligt worden, ausschließlich um private Erdgasunternehmen bei der Entwicklung von kostengünstigen Gewinnungsverfahren für unkonventionelle (d.h. geologisch schwierige) Erdgasvorkommen zu unterstützen [ibid., S. 69]. Das "Department of the Interior" hat im März 1992 eine Aufstockung der Mittel für die Erdgasforschung auf US\$ 108 Millionen für 1993 vorgeschlagen [Oil and Gas Journal, 2.3.1992, S. 29]. In dem Maße, wie der amerikanische Staat Projekte von Unternehmen finanziert, die dem Bereich der angewandten Forschung zuzuordnen sind, verleitet er die Zuwendungsempfänger dazu, den eigenen finanziellen Beitrag niedriger anzusetzen, als in einer Situation ohne staatliche Hilfen. Insofern lassen sich derartige Hilfen an Unternehmen als staatliche Forschungssubventionen bezeichnen. Ob ausländische Unternehmen als Empfänger dieser Hilfen in Frage kommen, ist nicht bekannt.

IV. Die Struktur des Marktes für rohstoffbezogene meerestechnische Erzeugnisse und Dienstleistungen

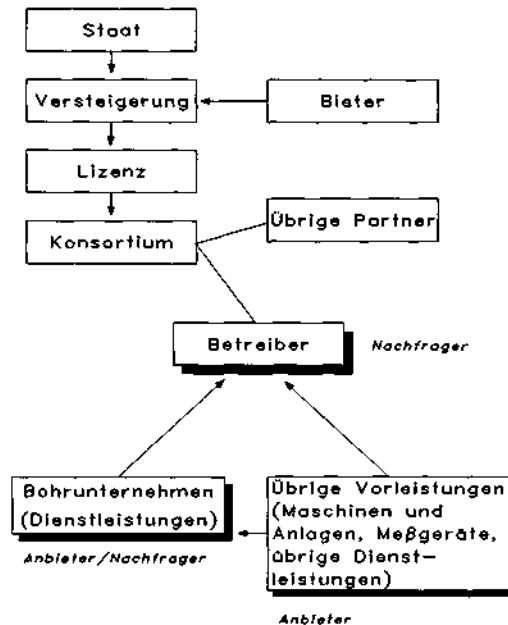
1. Überblick

Der Markt für Meerestechnik wird im allgemeinen von zwei fundamentalen Faktoren beeinflusst. Die Nachfrage nach rohstoffbezogenen meerestechnischen Erzeugnissen und Dienstleistungen richtet sich zum einen nach dem Stand der Technik im Meeresbergbau und zum anderen nach der Verfassung der Rohstoffmärkte. Durch das Zusammenwirken beider Faktoren wird zu jedem Zeitpunkt (unter Umständen neu) bestimmt, welche Rohstoffe in den Meeresgebieten rentabel gewonnen werden können und sollten. Generell ist die Entwicklung auf den Weltmärkten für Rohöl und Erdgas im engeren Sinne und auf den Weltenergiemärkten im weiteren Sinne für den Markt für Meerestechnik maßgeblich. Es ist daher angebracht, die Nachfrage nach Meerestechnik als eine von der Nachfrage nach Energierohstoffen abgeleitete Nachfrage zu bezeichnen.

Die Rolle der Meerestechnik bei der Aufsuchung und Förderung von Kohlenwasserstoffen im Offshore-Bereich ergibt sich aus der Organisation dieses Teilmarkts der Erdölindustrie — im Angelsächsischen "upstream petroleum market" genannt —, die ihrerseits den bestehenden rechtlich-institutionellen

Rahmen und mikroökonomische Gegebenheiten widerspiegelt. Im Falle der Vereinigten Staaten läßt sich die grobe Organisationsstruktur des "Upstream"-Teilmarkts als Flußdiagramm darstellen (Schaubild 5). Der Staat schreibt Offshore-Gebiete aus, und die Rohstoffunternehmen haben die Möglichkeit, sich als Bieter an den Versteigerungen zu beteiligen. In der Regel schließen sich die Bieter zu "joint ventures" oder Konsortien zusammen und unterbreiten dem Staat gemeinsame Gebote für die sie interessierenden Meeresgebiete. Erhält ein Konsortium aus Rohstoffunternehmen den Zuschlag, so wählt es in erster Linie aus den eigenen Reihen den Betreiber. Letzterer ist für die Planung, Durchführung und Kontrolle des Offshore-Projekts verantwortlich. Zu seinen Kompetenzen zählt vor allem die Beschaffung der benötigten Vorleistungen, das heißt, die Vergabe von Unteraufträgen an eine Vielzahl von Anbietern einzelner Erzeugnisse und Dienstleistungen, das Aushandeln der entsprechenden Lieferverträge und die Überwachung der Vertragserfüllung.

Schaubild 5 — Vereinigte Staaten: Flußdiagramm des Marktes für meeres-technische Erzeugnisse und Dienstleistungen (Stand: 1993)



Für die Durchführung eines Rohstoffprojekts im Meer sind Vorleistungen erforderlich, die sich hinsichtlich ihrer Eigenschaften (Beschaffenheit, Größe, technologischer Anspruch usw.) unterscheiden. Die Palette reicht von Bohran-

lagen ("drilling equipment"), Produktionswerkzeugen ("production tools"), Bohrstahl, -stangen und -kronen ("drill bits"), Bohrflüssigkeiten ("drilling fluids"), seismischen und geophysikalischen Untersuchungen, Engineering-Diensten, Meßgeräten, Kompressoren, Unterwasserbauleistungen bis zu Hub-schraubern, Versorgungsschiffen sowie Bohrinselfund -schiffen. Die Heterogenität der Produkte wird von einer Heterogenität der Anbieter begleitet. Die meisten Unternehmen sind auf eines oder nur wenige dieser Produkte spezialisiert. Darunter sind kleine, hochspezialisierte Dienstleistungsbetriebe mit weniger als zehn Beschäftigten und mittelständische Maschinenbauunternehmen mit weniger als 500 Beschäftigten ebenso wie Werften mit mehreren Tausend Beschäftigten. Hinzu kommt, daß einige Produkte in Serien oder zumindest in größeren Losungen erzeugt werden können, während andere nur in Auftragsfertigung (z.B. Offshore-Plattformen) zu erstellen sind.

Der Betreiber vergibt Aufträge an zwei Gruppen von Anbietern. Zum einen werden in der Explorations- und in der Feldentwicklungsphase spezialisierte Unternehmen mit der Niederbringung von Bohrungen beauftragt. Zum anderen werden die übrigen Vorleistungen beschafft. Zuweilen ist vor allem in den 80er Jahren die Neigung der Betreiber deutlich geworden, größere Verantwortung an die Bohrunternehmen zu übertragen. Da diese für ihre Arbeit ohnehin andere meerestechnische Vorleistungen nachfragen, ist ihnen in vielen Fällen der Gesamtauftrag für einzelne Projektphasen (z.B. Exploration oder Entwicklung) erteilt worden; das geschah nicht so sehr, um die Betreiber zu entlasten, sondern wahrscheinlich, um etwaige Inkompatibilitäten bei der Beschaffung einer hohen Anzahl von heterogenen Vorleistungen zu vermeiden.

Zusammenfassend kann die Grundstruktur des Marktes für Meerestechnik so dargestellt werden: Auf der Nachfrageseite sind in erster Linie Rohstoffunternehmen, die bei Offshore-Projekten die Rolle des Betreibers übernehmen. Häufig treten auch Bohrunternehmen als Auftraggeber auf. Auf der Angebotsseite sind alle Unternehmen, die meerestechnische Maschinen und Anlagen erstellen und meereswirtschaftliche Dienstleistungen anbieten.

Die Heterogenität der Produkte, die auf diesem Markt gehandelt werden, und die Heterogenität der Anbieter werfen statistische Probleme auf. Es liegt auf der Hand, daß heterogene Produkte, die zudem von heterogenen Unternehmen bereitgestellt werden, in den amtlichen Statistiken nicht ohne weiteres zu erfassen sind. Aus diesem Grund existieren statistische Rubriken mit der Bezeichnung "Meerestechnik", "offshore supply industry" oder "oil service and equipment" weder in den Vereinigten Staaten noch in anderen Ländern; auch die von einigen internationalen Organisationen herausgegebenen Statistiken sehen derartige Rubriken nicht vor.

Das Problem der statistischen Erfassung wird überdies durch polit-ökonomische Probleme erschwert, und zwar dadurch, daß die Anbieter von meerestech-

nischen Produkten unzähligen Verbänden angehören, die primär auf andere Zielgruppen ausgerichtet sind. So spielt beispielsweise für einen Verband des Maschinenbaus die Meerestechnik in der Regel keine zentrale Rolle. Selbst die großen Verbände der amerikanischen Ölindustrie ("American Petroleum Institute" und "Independent Petroleum Association") sehen den Schwerpunkt ihrer Arbeit in anderen Bereichen. Damit sammeln auch diese Verbände Informationen unter Gesichtspunkten, die sich meistens nicht mit den Interessen der Meerestechnik decken. In den Vereinigten Staaten werden ausgewählte statistische Reihen ausschließlich für börsennotierte, große Unternehmen der Meerestechnik gesammelt, und zwar von den großen Investmentbanken (Merrill Lynch, Salomon Brothers, First Boston usw.), die als Teil ihrer Dienstleistungen (unter anderem Vermögensverwaltung) Berichte über die Entwicklung der Aktienkurse einzelner Unternehmen verfassen. Da letztere als Entscheidungshilfe bei den Finanzinvestitionen ihrer Kunden dienen sollen, stehen sie der Öffentlichkeit normalerweise nicht zur Verfügung. Hinzu kommt, daß diese Reihen — soweit sie nicht allein Aktienkurse und andere finanzielle Indikatoren betreffen — nicht den statistischen Kriterien unterliegen, die bei Zählungen und Schätzungen öffentlicher Stellen zugrundegelegt werden. Deshalb sind sie schwer überprüfbar und zudem mit einer unbekanntem Fehlerwahrscheinlichkeit behaftet.

2. Die Dominanz der Vereinigten Staaten

Historisch gesehen ist die Ölindustrie als erste in den Vereinigten Staaten zu einem bedeutenden Wirtschaftszweig geworden. Ihre Anfänge werden dort etwa um das Jahr 1850 datiert [Adelman, 1972]. Der überwiegende Teil der Bohrungen, die bisher in der Welt (ohne ehemalige RGW-Länder) niedergebracht wurden, fand in diesem Land statt. Auch die Erschließung erdöhlöffiger Meeresgebiete im großen Maßstab fand ihren Anfang in den Vereinigten Staaten. Es entwickelte sich vor allem ab 1954 — nach Verabschiedung des OCSLA — ein rapide steigender Bedarf an meerestechnischen Produkten. Wie bei der Erdölgewinnung an Land wurde auch bei der Ausweitung der Meeresaktivitäten der Vorleistungsbedarf zum Teil zunächst "inhouse", das heißt, von den Ölunternehmen selbst gedeckt. Mit zunehmender Offshore-Aktivität hat sich dann eine selbständige meerestechnische Industrie in den Vereinigten Staaten herausgebildet.

a. Allgemeine Indikatoren

Offizielle Statistiken³⁴⁰ können den Markt für Meerestechnik zwar weder vollständig noch in seinen einzelnen Verästelungen wiedergeben. Dennoch ermöglichen sie einen ersten Eindruck über die relevanten Größenordnungen und ihre Entwicklung im Zeitlauf. Den originären Erhebungen des dem "Department of Commerce" zugeordneten "Bureau of Census" zufolge waren im Jahr 1987 (das letzte Jahr, für das Censusdaten verfügbar sind) über 11 300 Unternehmen mit insgesamt etwa 347 000 Beschäftigten in den meeresstechnisch wichtigen Branchen tätig, die meisten davon als Anbieter von Rohstoffdienstleistungen; letztere erreichten die im Vergleich zu den anderen meeresstechnisch wichtigen Branchen höchste Wertschöpfung (Tabelle A10, Teil I und II).

Die meeresstechnisch wichtigen Branchen sind zwischen 1982 und 1987 offenbar im Zuge des Ölpreiserfalls geschrumpft, was in einem Rückgang der Unternehmenszahl um fast ein Drittel und der Beschäftigtenzahl um mehr als die Hälfte zum Ausdruck kommt. Für alle Branchen, für die Daten für die Zeit vor 1982 vorliegen, scheint 1982 das Spitzenjahr gewesen zu sein. Dies kann an den Unternehmens- und Beschäftigungszahlen ebenso abgelesen werden wie an der Lohnsumme, dem eingesetzten Kapital, den bezogenen Vorleistungen, der erbrachten Wertschöpfung und dem erzielten Umsatz.

Daraus läßt sich folgern, daß die Unternehmen in den 70er Jahren, vor allem nach der zweiten Ölpreiserhöhung, ihre Kapazitäten kräftig ausgeweitet haben. Als 1982 der Ölpreis nach unten tendierte, ging die Nachfrage nach meeresstechnischen Produkten zurück, und es entstanden erhebliche Überkapazitäten. Viele dieser Unternehmen hatten sich in der Zeit des Booms (1979–1982) hoch verschuldet, um der starken Nachfrage nach meeresstechnischen Produkten durch erhöhte Investitionen zu begegnen [OECD, d]. Es folgte eine Welle von Konkursen, Management-Buyouts, Übernahmen und Fusionen in der amerikanischen Meerestechnik, die im Jahr 1993 immer noch anhält. Die Krise wurde von den wenigen großen Unternehmen genutzt, sofern sie finanziell gesund waren, um Konkurrenten aufzukaufen (Tabelle A11).

b. Marktanteile und Innovationsverhalten der wichtigsten Anbieter

Der Weltmarkt für eine Reihe von meeresstechnischen Produkten wird von einer kleinen Gruppe von amerikanischen Unternehmen beherrscht. Sie sind weltweit die Hauptanbieter von Schlüsselprodukten und -dienstleistungen der Meeres-

³⁴⁰ Ein Überblick über die amerikanischen und kanadischen Statistiken wird in Tabelle A9 gegeben.

Tabelle 6 — Weltmarktanteile ausgewählter Anbieter meeres technischer Erzeugnisse und Dienstleistungen 1991^a

Erzeugnis/Dienstleistung Anbieter	Marktanteil	Marktvolumen
	vH	Mill. US\$
“Wireline Logging and Measurement while Drilling”	100	3200
Schlumberger	65	
Western Atlas (Dresser/Litton)	15	
Halliburton/HLS	11	
Baroid/Sperry Sun	4	
Sonac/Teleco	4	
Baker Hughes/Exlop	1	
“Seismic and Geophysical Studies”	100	2200
Western Atlas (Dresser/Litton)	27	
Schlumberger/Geco/Prakla Seismos	25	
Halliburton/HGS	20	
CGG	10	
Ölunternehmen	10	
Übrige	8	
“Pressure Pumping”	100	2800
Halliburton	50	
Schlumberger/Dowell	25	
BJ Services	13	
Übrige	12	
“Contract Drilling”	100	1700
Schlumberger	25	
Global Marine	13	
Rowan	10	
Sonac	10	
Übrige	42	
“Drilling Mud and Fluids”	100	1200
M-I (Dresser/Halliburton)	30	
Baroid	27	
Baker Hughes/Milpark	23	
Übrige	20	
“Drill Bits”	100	900
Bahr Hughes/Eastman Christensen	40	
Smith	22	
Pearson PLC/Camco Reed	19	
Dresser/Security	13	
Übrige	6	

noch Tabelle 6

Erzeugnis/Dienstleistung Anbieter	Marktanteil	Marktvolumen
	vH	Mill. US\$
"Drilling Systems (Performance and Horizontal)"	100	600
Baker Hughes/Eastman Christensen	45	
Smith	22	
Schlumberger	4	
Dresser	4	
Übrige	25	

^aGeschätzt auf der Basis von Unternehmensbefragungen.

Quelle: Merrill Lynch [1991].

technik, wie Bohranlagen und -zubehör sowie geophysikalischen Untersuchungen und Bohrungen mit modernstem Gerät (Tabelle 6). Innerhalb der Gruppe, die aus etwa zwanzig Unternehmen besteht,³⁴¹ existiert ein Kern von vier Unternehmen (Baker Hughes, Dresser, Halliburton und Schlumberger) — durchweg multinational ausgerichtet —, auf den mehr als die Hälfte der Marktanteile entfällt. Baker Hughes ist dabei erst 1987 aus der Fusion von zwei Großunternehmen, Baker International und Hughes Tools, hervorgegangen (Tabelle 7).

Die vier Unternehmen bieten unter anderem forschungsintensive Produkte an und haben im Zeitraum 1972–1990 Aktienrenditen erbracht, die — trotz des Ölpreisverfalls — über der durchschnittlichen Rendite von 400 amerikanischen börsennotierten Unternehmen lagen (Tabelle 8 und Schaubild A4). Ihre Innovationsaktivität kommt in den F&E-Ausgaben und in der Anzahl von Patenten zum Ausdruck, die an diese Unternehmen in den Vereinigten Staaten erteilt wurden. Die F&E-Ausgaben haben nur im Falle von Schlumberger einen Umsatzanteil erreicht, der über dem amerikanischen Durchschnitt liegt. Da die vier Unternehmen international tätig sind, ist es nicht ungewöhnlich, daß sie auch im Ausland Patente anmelden, zum Beispiel in den Ländern, in denen sie Konkurrenten vermuten. Ob die führenden Unternehmen besondere Patentstrategien verfolgen, um die Technologiefelder zu schützen, in denen sie tätig sind, kann an den in Tabelle 9 zusammengefaßten Patentkennzahlen, die auf Basis der Pa-

³⁴¹ Gemeint sind unter anderem Baker Hughes, Cameron Iron Works, Dresser Industries, Halliburton, McDermott, Ocean Drilling and Exploration Co., Schlumberger, Smith, Tidewater, Varco, The Western Co., Global Marine, Helmerich & Payne, Parker Drilling, Reading & Bates, Rowan, Zapata.

Tabelle 7 — Vereinigte Staaten: Ausgewählte Fusionen, Übernahmen und Beteiligungen in der meeres-technischen Industrie 1984–1991

Objekt	Marktsegment	Käufer	Anteil (vH)	Datum
Prakla Seimos	Geophysics	Schlumberger	51	1/91
Delft Geophysical	Geophysics	Schlumberger	100	5/90
Finders Geophico	Geophysics	Schlumberger	100	11/90
Eastman Christensen	Directional Drilling	Baker Hughes	100	12/89
Sierra Geophysic	Geophysics	Halliburton	100	12/89
Rockwell Offshore	Supply Boats	Halliburton	50	12/89
Gearhart Industries	Wirelines	Halliburton	100	9/88
Geophysical Service	Geophysics	Halliburton	100	2/88
Kellogg M. W.	Engineering	Dresser	100	1/88
Varco International Inc.	Drilling Systems	Baker Hughes	22	9/88
Swaco Geologist	Geology	Dresser	65	9/87
Baker International	Drilling Bits	Baker Hughes	100	4/87
Hughes Tools	Drilling Bits			
Vetco Gray Group	Drilling Bits	Baker Hughes	80	12/87
M-I Drilling	Drilling Fluids	Dresser	60	12/86
M-I Drilling	Drilling Fluids	Halliburton	40	12/86
Zapata Gulf Marine	Supply Boats	Halliburton	17,5	12/84

Quelle: Security Exchange Commission [10k, lfd. Jgg.]; Baker Hughes [lfd. Jgg.]; Dresser [lfd. Jgg.]; Halliburton [lfd. Jgg.]; Schlumberger [lfd. Jgg.].

tentanmeldungen in Deutschland ermittelt wurden, abgelesen werden. Die Kennzahlen können mögliche Gemeinsamkeiten bzw. Abweichungen von einem als typisch geltenden Innovationsverhalten anzeigen. Da ein empirisch gewonnenes, branchentypisches Patentprofil für die meeres-technische Industrie bislang nicht vorliegt, können hier nur Unterschiede bzw. Gemeinsamkeiten innerhalb der Stichprobe festgestellt werden. Gemeinsamkeiten kommen hauptsächlich zwischen Schlumberger und Halliburton vor, die sich hinsichtlich fast aller Kennzahlen deutlich von Dresser unterscheiden.

Eine höhere Gültigkeitsquote weist auf einen relativ jungen Patentbestand von Schlumberger und Halliburton hin, der zudem gleichmäßiger auf verschiedene Patentklassen verteilt ist als der relativ ältere Bestand Dressers. Hinzu kommt, daß die Patentrecherche nur selten auf eine Überlappung der Bestände von Schlumberger und Halliburton gestoßen ist. Ein strategisches Ver-

Tabelle 8 — Vereinigte Staaten: Ausgewählte Kennzahlen für die führenden meeres-technischen Unternehmen

	F&E-Ausgaben ^a		Patent-erteilungen ^b	Rendite ^c	Beschäftigte ^d	Auslands-töchter und Beteili-gungen ^e
	Mill. US\$	vH				
Baker Hughes	30,1	1,3	31,0	16,2	20900	36
Dresser	104,0	2,6	65,8	17,1	33100	40
Halliburton	106,8	1,9	57,1	15,0	65500	26
Schlumberger	339,1	7,2	56,4	18,2	46000	16

^a1989; in vH des Umsatzes; der Durchschnitt für 910 amerikanische Unternehmen lag 1989 bei 3,4 vH. — ^bJahresdurchschnittswerte für den Zeitraum 1971–1991. — ^cBerechnet als: (Aktienpreis 1990 minus Aktienpreis 1972 plus Dividenden)/Aktienpreis 1972; die durchschnittliche Rendite für die 400 Unternehmen des Standard & Poor's Index lag bei 12,2 vH. — ^d1990. — ^eAnzahl von Ländern; 1990.

Quelle: Baker Huges [lfd. Jgg.]; Dresser [lfd. Jgg.]; Halliburton [lfd. Jgg.]; Schlumberger [lfd. Jgg.]; Business Week [1991]; Compustat [lfd. Jgg.]; Hallwood [1990]; Tabelle A12; eigene Berechnungen.

halten scheint daher bei Schlumberger und Halliburton vorzuliegen; bei Dresser ist dies nicht zu erkennen. Das Patentierungsverhalten Schlumbergers und Halliburtons kann so gedeutet werden, daß beide Unternehmen beschlossen haben könnten, das Spektrum so weit wie möglich abzudecken und gleichzeitig im Sinne einer technologischen Absprache untereinander aufzuteilen. Das merklich höhere Patentpotential von Schlumberger dürfte — wie auch die höhere Zahl der Patentanmeldungen im Ausland — auf den Größeneffekt zurückzuführen sein. Bei Dresser dominieren die negativen Aspekte: Eine niedrigere Erteilungsquote läßt bei der ebenfalls niedrigeren Prüfungsquote einen insgesamt gesehen niedrigeren Patentertrag erwarten, der in einem niedrigeren Patentpotential zum Ausdruck kommt. Die durchschnittliche Erteilungsdauer ist bei den drei Unternehmen ähnlich.

Tabelle 9 — Patentkennzahlen für drei führende Unternehmen der Meerestechnik (Stand: Juni 1992)

Kennzahl	Schlumberger	Halliburton	Dresser
Patentanmeldungen in Deutschland ^a	728	467	540
Erteilungsquote ^b	43	41	32
Prüfungsquote ^c	78	73	68
Gültigkeitsquote ^d	70	87	48
Erteilungsdauer ^e	6,7	6,7	8,2
Konzentrationsverhältnis ^f	0,62	0,70	0,35
Patentpotential ^g	244,2	139,8	117,5

^aAnzahl der Patente, die beim Deutschen Patentamt bis Ende Juni 1992 angemeldet wurden. — ^bAnteil der erteilten an den angemeldeten Patenten (vH). — ^cAnteil der angemeldeten Patente, die sich in der Prüfung befinden, an den angemeldeten Patenten, abzüglich der erteilten Patente (vH). — ^dAnteil der im Juni 1992 noch gültigen Patente an den erteilten Patenten (vH). — ^eDurchschnittliche Zeitspanne zwischen Patentanmeldung und -erteilung (in Jahren). — ^fVerteilung der Patente auf die Klassen der "International Patent Classification" (1: gleichmäßige Verteilung auf alle Klassen; 0: Konzentration auf eine einzige Klasse). — ^gGewichtung der Zahl der Patentanmeldungen mit der Prüfungs- und Erteilungsquote.

Quelle: Deutsches Patentamt [1992]; eigene Berechnungen.

c. *Beziehungen zwischen Rohstoffunternehmen und meerestechnischen Unternehmen*

In der spärlichen Literatur über die meerestechnische Industrie ist die Frage nach der Art und Weise, wie der Markt funktioniert, nach Kenntnis der Autoren bislang nur von Hallwood [1990] untersucht worden. Dieser hat im Jahr 1984, also noch vor der großen Krise und zu einer Zeit, als sich die Aktivität in der Nordsee ihrem Höhepunkt näherte, eine Umfrage unter 241 Unternehmen der Meerestechnik durchgeführt, die in Aberdeen, Schottland, ansässig waren. Über ein Drittel dieser Unternehmen waren Niederlassungen amerikanischer Unternehmen, und ein weit höherer Anteil von amerikanischen Unternehmen war auf der Seite der Rohstoffunternehmen anzutreffen. Hallwood [1990, S. 96] kommt zu dem Ergebnis, daß die Ölunternehmen reichlich 90 vH ihres Vorleistungsbedarfs über den Markt beziehen und daß nur der verbleibende Rest "inhouse" bereitgestellt wird. Als übliches Beschaffungsverfahren nennt Hallwood die beschränkte Ausschreibung [ibid., S. 97; vgl. auch Frihagen, 1983]. Demnach verfügen die Ölunternehmen über eine Liste der in Frage kommenden Vorlei-

stungslieferanten, von denen sie regelmäßig "Bewerbungsunterlagen" ("pre-qualification") anfordern, um über mögliche Änderungen in der technischen oder finanziellen Qualifikation laufend informiert zu werden. Nachdem die Ausschreibung unter den aufgelisteten Unternehmen durchgeführt wurde, wird der Zuschlag nach Kriterien erteilt, zu denen die geringsten Kosten aber auch andere, nichtpekuniäre Merkmale (in der Regel technologische Aspekte) zählen, denen bestimmte Gewichte zugewiesen werden. Hallwood [1990, S. 96] führt die Wahl dieses Verfahrens auf mehrere Gründe zurück, unter anderem darauf, daß die Zahl der Anbieter von Schlüsselprodukten nicht sehr hoch ist und daß deshalb ausschließlich ein derartiges Ausschreibungsverfahren Absprachen unter den potentiellen Lieferanten auszuschalten vermag.

In einer Zeit, in der ein möglicher Nachfrageüberschuß nach Meerestechnik bestand, könnten sich die Rohstoffunternehmen zwar vor überhöhten Preisforderungen seitens ihrer Vorleistungslieferanten mit Hilfe einer Ausschreibung geschützt haben, aber dieses Verfahren scheint keineswegs zwingend zu sein. Frihagen [1983] gibt an, daß die großen Ölunternehmen zumeist, aber nicht in jedem Fall — wie Hallwood [1990] behauptet — Ausschreibungen durchführen. Nach Frihagen ist in den einschlägigen Richtlinien der Ölunternehmen stets vorgesehen, daß Situationen auftreten können, "... where very strong justification can be made for single tender action, such as a technical monopoly." [ibid., S. 24]. Die Realität läßt sich vermutlich am besten erklären, wenn die Produkte in weitgehend standardisierte und nichtstandardisierte eingeteilt werden. Während Ausschreibungen im Falle von standardisierten Produkten die Regel sein dürften, ist bei technologisch anspruchsvollen (nichtstandardisierten) Produkten ein direkteres Auswahlverfahren plausibler: Bei der hohen Spezialisierung der Anbieter hochwertiger Schlüsselprodukte, auf die in allen bisherigen Studien hingewiesen wird,³⁴² dürfte die Wahl zwischen zwei oder mehreren Anbietern eine Seltenheit darstellen. Viel wahrscheinlicher ist es, daß im Rahmen eines Offshore-Projekts für mehrere hundert Millionen US-Dollar nicht nur ein einziger Anbieter von meerestechnischen Schlüsselprodukten, sondern gleich mehrere einen Zuschlag für ihre jeweiligen Produkte erhalten.

Die Unterscheidung zwischen standardisierten und nichtstandardisierten Produkten scheint zum Verständnis der Funktionsweise des Meerestechnikmarktes zentral zu sein. Wie zum Beispiel Hallwoods [1990] Umfrage in Schottland zeigt, leisten die beiden Güterkategorien auch einen Beitrag zur Erklärung der Beobachtung, daß sich die Anbieter meerestechnischer Schlüsselprodukte weltweit dort befinden, wo auch die großen Ölunternehmen tätig sind. Die Anbieter standardisierter Produkte scheinen in diesem Markt eher nach der

³⁴² Vgl. Hallwood [1990]; OECD [c]; US Department of Commerce [g].

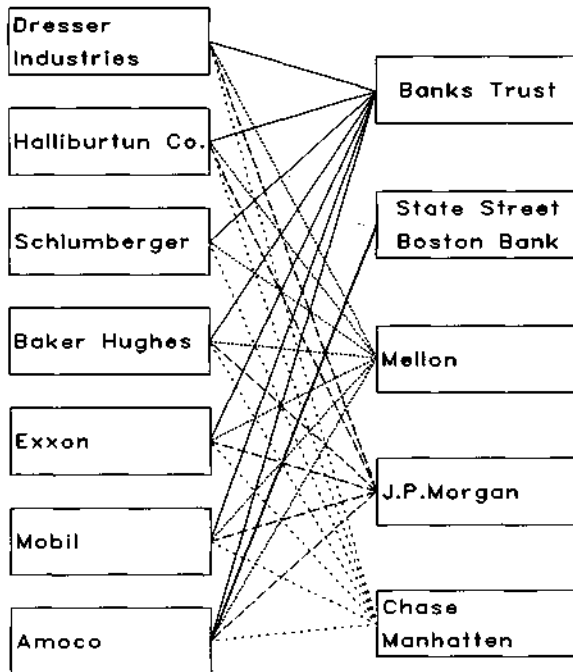
Nähe zum Einsatzort ausgewählt zu werden. Ob letzteres ein Ergebnis von Beschaffungsentscheidungen der Ölunternehmen oder eine Folge protektionistischer Politiken der erdölhöffigen Staaten ist, ist dabei nachrangig. Entscheidend ist, daß es — wie die im Vereinigten Königreich und in Norwegen in den 70er und 80er Jahren verfolgte Politik des “buy national” gezeigt hat — bislang mit keinem protektionistischen Mittel gelungen ist, den Markt für meeres-technische Schlüsselprodukte für Außenseiter zu öffnen [Hallwood, 1990].³⁴³ Daraus und aus den hohen Weltmarktanteilen der 20er-Gruppe kann ferner geschlossen werden, daß die Mitgliedsunternehmen dieser Gruppe und die führenden Ölunternehmen ein alle rohstoffhöffigen Gebiete der Welt umspannendes Netzwerk bilden. Bei einer derartigen Struktur kann die Existenz mittel- bis langfristiger Absprachen oder gar von Verträgen zwischen den Rohstoff- und den Meerestechnikunternehmen nicht ausgeschlossen werden.

Weitere Anhaltspunkte dafür, daß eine engere Form der Zusammenarbeit zwischen den führenden amerikanischen Meerestechnik- und Rohstoffunternehmen bestehen könnte, als etwa die Analyse von Hallwood zum Ausdruck bringt, lassen sich aus den indirekten finanziellen Beziehungen gewinnen, die zwischen diesen Unternehmen in den Vereinigten Staaten zu beobachten sind. Amerikanische Aktiengesellschaften sind verpflichtet, der “Securities Exchange Commission” regelmäßig über ihre finanzielle Verfassung Bericht zu erstatten. Diesen Berichten (in der Regel Formulare, die öffentlich zugänglich sind) zufolge sind Ölunternehmen, meistens über institutionelle Investoren (“mutual and pension funds”), an meeres-technischen Unternehmen (wie diese an Ölunternehmen) beteiligt. Von besonderer Bedeutung scheinen indirekte finanzielle Beziehungen dergestalt zu sein, daß Ölunternehmen (wiederum über institutionelle Investoren) an sogenannten Ölbanken beteiligt sind, die jedoch selbst Aktienpakete meeres-technischer Unternehmen, aber auch Forderungen gegenüber diesen Unternehmen besitzen (Schaubild 6). Seit Beginn der Krise in den 80er Jahren haben diese Banken eine gestaltende Rolle bei der Welle von Fusionen und Übernahmen gespielt. Zudem sind “interlocking directorships” (gemeinsame Mitglieder des “Board of Directors”) in dieser Branche üblich.

Alle führenden amerikanischen Unternehmen sind in Kanada tätig. Deshalb kann die für die Vereinigten Staaten und die Welt beschriebene Struktur auf Kanada übertragen werden. Die nationalen Statistiken Kanadas liefern keine zusätzlichen Informationen über den Markt für Meerestechnik.

³⁴³ Außenseiter sind all jene Unternehmen, die nicht zur bereits erwähnten 20er-Gruppe von amerikanischen Unternehmen gehören.

Schaubild 6 — Vereinigte Staaten: Finanzielle Beziehungen zwischen Rohstoff- und Meerestechnikunternehmen (Stand: 1993)



Quelle: Security Exchange Commission [lfd. Jgg.].

V. Die Spezialisierung und Wettbewerbsfähigkeit Nordamerikas als Standort für die rohstoffbezogene Meerestechnik

Der Weltmarkt für Meerestechnik wird — wie im vorigen Abschnitt gezeigt wurde — seit dem Beginn des Offshore-Booms von amerikanischen Unternehmen beherrscht. Nichtamerikanische Unternehmen haben sich bisher überwiegend den technologisch nicht so anspruchsvollen Produkten der Meerestechnik gewidmet. Diese Arbeitsteilung auf dem Weltmarkt hat den drastischen Preisverfall auf den Weltrohölmärkten ebenso überstanden wie den massiven Protektionismus in einigen ressourcenreichen Küstenländern. Allerdings konnte

sich die meerestechnische Industrie — auch in den Vereinigten Staaten — nach der Verschiebung des Preisgefüges zuungunsten der Energierohstoffe in den 80er Jahren dem Strukturwandel nicht entziehen. Zu Beginn der 90er Jahre stellt sich nun die Frage, ob und inwieweit die derzeitige internationale Wettbewerbsfähigkeit und Spezialisierung der Vereinigten Staaten weiterhin gute Voraussetzungen für eine geschrumpfte meerestechnische Industrie bieten. Es wäre nämlich denkbar, daß die Veränderung der relativen Preise von Energie, Kapital und Arbeit auf gesamtwirtschaftlich die Wettbewerbsfähigkeit beeinflussende Entwicklungen gestoßen sind, die zu einer neuen Arbeitsteilung in der Weltwirtschaft, das heißt zu einer Neuverteilung der Chancen für amerikanische und nichtamerikanische Unternehmen führen.

Veränderungen in der Wettbewerbsfähigkeit und der Spezialisierung von Ländern sind im allgemeinen nicht ungewöhnlich, sofern sich die Wirtschaftspolitik nicht gegen die Signale des Marktes stellt. In Nordamerika hat es in der Vergangenheit nicht an Versuchen gefehlt, eingetretene Veränderungen der relativen Preise im Rohstoffbereich rückgängig zu machen, um sich deren potentiellen Wirkungen auf Beschäftigung und Einkommen zu entziehen. Ein gutes Beispiel dafür ist die Energiepolitik. Kanada und die Vereinigten Staaten haben die Erdöl- und Erdgaspreise in den 60er und 70er Jahren reguliert, das heißt von den Weltmarktpreisen abgekoppelt. Die Folge der künstlichen Verbilligung von Energie war eine unerwünschte überdurchschnittliche Zunahme des Energieverbrauchs im internationalen Vergleich.

Zu den Politiken, die die Position Nordamerikas als Standort für die dem Strukturwandel unterworfenen meerestechnischen Industrie beeinflussen können, zählen die Außenwirtschafts-, die Wettbewerbs- und die Energiepolitik. Die Verbindung zwischen der heimischen und der internationalen Einkommens- und Preisentwicklung wird über die Instrumente der Außenwirtschaftspolitik (tarifäre und nichttarifäre Handelshemmnisse, Geld- und Wechselkurspolitik usw.) hergestellt. Aufgabe der Wettbewerbspolitik ist es, den Wettbewerb innerhalb der nationalen Grenzen aufrechtzuerhalten. Der Energiepolitik fällt die Rolle zu, die unmittelbaren ökonomischen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Kohlenwasserstoffen aus dem Meer (unter anderem die Besteuerung und der Umfang der ausgeschriebenen Meeresgebiete) festzulegen.

1. Indikatoren der Spezialisierung und Wettbewerbsfähigkeit

Auskunft über die derzeitige internationale Spezialisierung und Wettbewerbsfähigkeit Kanadas und der Vereinigten Staaten geben die RCA-Werte³⁴⁴ (Spezialisierung) und der reale effektive Wechselkurs (Wettbewerbsfähigkeit). Die RCA-Werte geben an, in welchen Gütergruppen ein Land einen relativen Exportüberschuß (RCA-Wert positiv) bzw. einen relativen Importüberschuß (RCA-Wert negativ) erzielt. Positive Werte lassen sich als Ausdruck der Spezialisierung in der betreffenden Gütergruppe interpretieren. Hinter dem in den RCA-Werten zum Ausdruck kommenden Spezialisierungsmuster eines Landes stehen mikro- und makroökonomische Einflüsse. Auf die mikroökonomischen Determinanten der Nachfrage und des Angebots auf dem Markt für Meerestechnik ist im vorigen Abschnitt ausführlich eingegangen worden. Auf der makroökonomischen Ebene bestimmen die Entwicklung der Reallohne, der Inflationsrate und des Wechselkurses die Fähigkeit eines Landes, im internationalen Wettbewerb zu bestehen. Der reale effektive Wechselkurs bringt nicht nur die Entwicklung dieser Variablen in Gestalt einer einzigen Zeitreihe zum Ausdruck. Er verbindet darüber hinaus die Entwicklung im Untersuchungsland mit der Entwicklung dieser Variablen in den Partnerländern und der Entwicklung des Außenhandels.³⁴⁵ Aus diesen Gründen gilt er als Indikator für die internationale Wettbewerbsfähigkeit eines Landes. Ein steigender (fallender) realer effektiver Wechselkurs zeigt einen Verlust (Gewinn) an Wettbewerbsfähigkeit an, der infolge eines relativ hohen (niedrigen) nominalen Wechselkurses bzw. eines relative hohen (niedrigen) Preis- oder Kostenniveaus eintreten kann.

Das allgemeine Spezialisierungsmuster Kanadas und der Vereinigten Staaten im Jahr 1990 geht aus Tabelle A13 hervor. Beide Untersuchungsländer weisen die meisten relativen Exportüberschüsse in den rohstoffintensiven Gütergruppen (SITC 0-6) auf. Ausnahmen stellen Brennstoffe (SITC 3) und metallinten-

³⁴⁴ RCA = Revealed Comparative Advantage. Gemessen als: Anteil der Exporte eines Gutes an den Gesamtexporten, bezogen auf den Anteil der Importe dieses Gutes an den Gesamtimporten eines Landes. Mit Hilfe des natürlichen Logarithmus werden die RCA-Werte auf Null normiert. Der Gebrauch von RCA-Werten bei der Spezialisierungsanalyse geht unter anderem auf Balassa zurück; vgl. Balassa und Noland [1988] und die dort zitierte Literatur.

³⁴⁵ Der nominale effektive Wechselkurs (NEW) wird als Quotient aus dem nominalen Wechselkurs (NW) des Untersuchungslandes — NW ausgedrückt in US\$ je Einheit der Landeswährung — und dem gewogenen geometrischen Mittel der NW seiner Außenhandelspartner ermittelt; die Gewichte werden aus den sich im bilateralen Handel ergebenden Länderanteilen bestimmt. Der reale effektive Wechselkurs wird durch Gewichtung des NEW mit verschiedenen Maßen für die zwischen dem Untersuchungsland und dem Ausland bestehenden Preis- bzw. Kostendifferenzen gewonnen [IMF, b].

sive Waren (SITC 6) im Falle der Vereinigten Staaten und chemische Erzeugnisse (SITC 5) im Falle Kanadas dar. Im Gegensatz zu Kanada haben die Vereinigten Staaten erwartungsgemäß auch einen Überschuß bei Produkten des Maschinen- und Transportmaterialbaus (SITC 7). Japan und Deutschland stellen sich als Konkurrenten der Vereinigten Staaten in der zuletzt genannten Gütergruppe dar, auf die sie — anders als die Vereinigten Staaten — überwiegend spezialisiert sind.

Meerestechnische Produkte — sofern und soweit sie in der SITC-Systematik erfaßt werden — sind der SITC-Gruppe 7 zuzuordnen (Tabelle A14). Um das Außenhandelsmuster der Untersuchungsländer auf einem weniger aggregierten Niveau zu charakterisieren, können die Güterfaktorintensitäten herangezogen werden. Ein indirekter Indikator für die Faktorintensität ist der Technologiegehalt eines Gutes. Welche Güter der Hochtechnologie, der mittleren und der Standard-Technologie zugeordnet werden, ist in der Literatur umstritten. Dies überrascht nicht angesichts der Tatsache, daß sich diese Gruppierung im Zeitablauf verändert und daß sich einige Autoren bei der Gruppenbildung [Balassa, Noland, 1988; Kravis, Lipsey, 1992] ausschließlich nach den Produktinnovationen richten, während andere [Scherer, Huh, 1992] neben den Produkt- auch die Prozeßinnovationen als Kriterium verwenden.³⁴⁶

Bei der Zuordnung der Güter zu den einzelnen Kategorien tritt das Aggregationsproblem auf. Situationen, in denen eine Gütergruppe auf zweistelliger Ebene zum Beispiel der Kategorie "mittlere Technologie" zugewiesen wird, obwohl es sich auf drei- oder vierstelliger Ebene herausstellt, daß die Gütergruppe Produkte umfaßt, die in die Kategorie "Hochtechnologie" gehören, können vermieden werden, wenn ausschließlich auf niedrigstem Aggregationsniveau gearbeitet wird. Ein niedriges Aggregationsniveau ist aber weit anfälliger für etwaige Verschiebungen von Innovationsschwerpunkten im Zeitablauf. Für die Zwecke dieser Arbeit, genügt eine Zuordnung von Gütern auf dreistelliger Ebene der SITC-Systematik. Dabei wurde die Hochtechnologiedefinition von Balassa und Noland [1988, S. 210] geringfügig modifiziert, um den Bau von Spezialschiffen (einschließlich des Baus und der Ausrüstung von Bohrschiffen und -schiffen sowie Unterwasseranlagen) und Spezialmaschinen (einschließlich Öl- und Gasanlagen) zu berücksichtigen. Die Kategorien "mittlere und Standard-Technologien" wurden in Anlehnung an Kravis und Lipsey [1992, S. 195] besetzt. Die hier verwendete Klassifikation geht aus Tabelle A15 hervor.

Eine weitere Erschwernis der Analyse von internationalen Spezialisierungsprofilen ist, daß die verfügbaren Handelsstatistiken von nationalen oder interna-

³⁴⁶ Vgl. auch die Gegenüberstellung von ähnlichen Klassifikationen der OECD, des US Department of Commerce und anderer in Tyson [1992, S. 20 f.].

tionalen Organisationen (noch) keine Dienstleistungen enthalten. Dienstleistungen werden zwar gelegentlich im Rahmen von Spezialstatistiken herausgegeben; eine Sammlung mit den Schwerpunkten "Meerestechnik" oder "Allgemeine Rohstoffdienstleistungen" ist den Autoren jedoch nicht bekannt. Deshalb muß der Dienstleistungsteil des meerestechnischen Angebots an dieser Stelle außer Betracht bleiben.

Auf das ganze Spektrum des Außenhandels angewandt ergibt die hier gewählte Gruppierung der Güter hinsichtlich ihres Technologiegehalts, daß sich die Vereinigten Staaten auf Güter der Hochtechnologie und Standard-Technologie spezialisiert haben und den Bereich der mittleren Technologie anderen Ländern (etwa Deutschland und Japan) überlassen haben (Tabelle 10). Dies weicht zum Teil von den Ergebnissen anderer Untersuchungen [Balassa, Noland, 1988; Kravis, Lipsey, 1992] ab, die in der ersten Hälfte der 80er Jahre zwar einen Verlust von Weltmarktanteilen der Vereinigten Staaten bei allen Gütern, die geringsten Verluste jedoch bei Gütern der mittleren und Hochtechnologie festgestellt haben. Offenbar fand in den späten 80er Jahren, die in den genannten Studien nicht untersucht werden, eine weitere Verschiebung statt, die zu dem Muster in Tabelle 10 geführt hat.

Die Außenhandelspezialisierung Kanadas konzentriert sich auf Güter mit mittlerer und Standard-Technologie. Daraus folgt, daß Kanada mit den Vereinigten Staaten im Bereich der Standard-Technologien konkurriert und möglicherweise — zusammen mit anderen Ländern (unter anderem Japan und Deutschland) — die Vereinigten Staaten bei Gütern mittlerer Technologie verdrängt hat.

Tabelle 10 — Außenhandelsspezialisierung Nordamerikas, Deutschlands und Japans nach dem Technologiegehalt der Produkte 1990^a.

Untersuchungsland	Hochtechnologie ^b	Mittlere Technologie ^c	Standard-Technologie ^d
Vereinigte Staaten	0,51	-0,36	0,13
Kanada	-0,76	0,16	0,20
Deutschland	0,32	0,14	-0,37
Japan	1,20	0,14	-1,01

^aDurchschnittliche RCA-Werte bezogen auf die gesamten Exporte und Importe der Untersuchungsländer. — ^bSITC 54, 72, 74, 75, 764, 772, 774, 776, 778, 792, 793, 87, 88. — ^cSITC 3, 5 (ohne 54), 61, 62, 64, 71, 73, 76 (ohne 764), 77 (ohne 772, 774, 776, 778), 78. — ^dÜbrige SITC-Produktgruppen.

Quelle: Eigene Berechnungen nach OECD [a].

Bei den einzelnen Erzeugnissen der Hochtechnologie (Tabelle 11) zeigt sich, daß die Vereinigten Staaten nur bei zwei Produkten (Kommunikations- und optische Geräte) relative Importüberschüsse, ansonsten aber positive RCA-Werte aufweisen. Allerdings liegen viele der RCA-Werte weit unter den Werten für Japan und einige davon unter den Werten für Deutschland. Die Vereinigten Staaten erreichen ihre höchsten Werte beim Flugzeug- und Schiffbau. Bei meeres-technisch wichtigen Produkten, wie Schiffbau, Spezialmaschinen und übriger Maschinenbau, werden die Vereinigten Staaten von Japan übertroffen. Deutschland erzielt nur bei den beiden zuletzt genannten Produkten höhere Werte als die Vereinigten Staaten, bleibt jedoch unter dem japanischen Niveau. Insgesamt scheint zu Beginn der 90er Jahre Japan der schärfste Konkurrent der Vereinigten Staaten im Bereich der Hochtechnologie zu sein; zu diesem Ergebnis gelangen auch Tyson [1992] und andere (bei Tyson zitierte) Autoren. Die RCA-Werte für Kanada sind mit Ausnahme des Flugzeugbaus in diesem Technologiebereich negativ.

Tabelle 11 — Außenhandelsspezialisierung Nordamerikas, Deutschlands und Japans bei Erzeugnissen der Hochtechnologie 1990^a

SITC-Position	Kurzbezeichnung	Vereinigte Staaten	Kanada	Deutschland	Japan
54	Pharmazeutische Erzeugnisse	0,81	-1,35	0,39	-1,39
72	Spezialmaschinen	0,46	-0,94	1,11	1,34
74	Übriger Maschinenbau	0,37	-1,05	0,74	1,37
75	Computer	0,22	-0,79	-0,57	1,32
764	Kommunikationsgeräte	-0,08	-0,27	-0,20	1,82
772	Elektronik (ohne Halbleiter)	0,23	-0,52	0,62	1,46
774	Medizinische Geräte	0,38	-2,18	0,85	1,16
776	Halbleiter	0,19	-0,74	-0,24	1,18
778	Elektrische Maschinen	0,54	-1,47	0,33	1,42
792	Flugzeugbau	1,87	0,23	-0,35	-2,21
793	Schiffbau	1,64	-0,68	1,16	2,42
87	Meßgeräte	0,97	-1,21	0,45	1,85
88	Optische Geräte	-0,30	-1,57	-0,11	1,21

^aDurchschnittliche RCA-Werte bezogen auf die gesamten Exporte und Importe der Untersuchungsländer.

Quelle: Eigene Berechnungen nach OECD [a].

Tabelle 12 — Außenhandelsspezialisierung Nordamerikas, Deutschlands und Japans auf meeres-technisch wichtige Produktgruppen innerhalb der SITC-Position 7 (Maschinenbau und Transportmaterial) 1990^a

SITC-Position	Kurzbezeichnung	Vereinigte Staaten	Kanada	Deutschland	Japan
723	Tiefbau- und Bergbau- maschinen	0,95	-0,73	0,21	0,67
728	Übrige Spezial- maschinen	0,34	-0,57	0,65	-0,29
731.4	Bohrmaschinen	-0,78	-1,97	-0,73	2,57
741.7	Erdgasverflüssigungs- anlagen	0,66	-0,21	0,53	-0,04
742.1	Pumpen mit Meßgerät	1,93	-1,47	0,58	-0,54
742.6	Zentrifugalpumpen	0,40	-0,51	0,61	0,01
793.5	Bohrinseln	3,53	0,00	2,89	4,20

^aDurchschnittliche RCA-Werte bezogen auf die gesamten Exporte und Importe der Untersuchungsländer von Produkten der SITC-Position 7.

Quelle: Eigene Berechnungen nach OECD [a].

Das Spezialisierungsprofil der Vereinigten Staaten deckt sich im Bereich der Meerestechnik im engeren Sinne auf der Ebene drei- und vierstelliger SITC-Statistiken uneingeschränkt mit dem Deutschlands (Tabelle 12). Japan konkurriert mit beiden Ländern bei der Herstellung von Bohrinseln und Bergbaumaschinen und ist bei der Bohrmaschinenproduktion sogar führend. Kanada weist mit einer Ausnahme (Bohrinseln) durchweg relative Importüberschüsse bei meeres-technischen Produkten auf.

Das aus den RCA-Werten sich ergebende Bild, daß die meeres-technischen Spezialisierungsmuster der Vereinigten Staaten und Deutschlands übereinstimmen und daß Japan bei einigen Produkten als ernsthafter Konkurrent gilt, könnte in einem engen Zusammenhang mit der von diesen Ländern entfalteten Innovationsaktivität stehen. Gemessen an den Patenterteilungen in den Vereinigten Staaten hat im Zeitraum 1963–1983 vor allem Japan auf diesem Gebiet technologisch aufgeholt; Deutschland lag allein im Maschinenbau geringfügig über dem Durchschnitt aller Länder (Tabelle 13). Dies könnte ein Anhaltspunkt dafür sein, daß der technologische Abstand zwischen Deutschland und den Vereinigten Staaten auf meeres-technischem Gebiet im Untersuchungszeitraum nicht sehr groß war, was die Übereinstimmung der Spezialisierungsprofile erklären würde.

Tabelle 13 — Patentierungsaktivität in den Vereinigten Staaten in meeres-
 technisch wichtigen Branchen im internationalen Vergleich 1963–
 1983

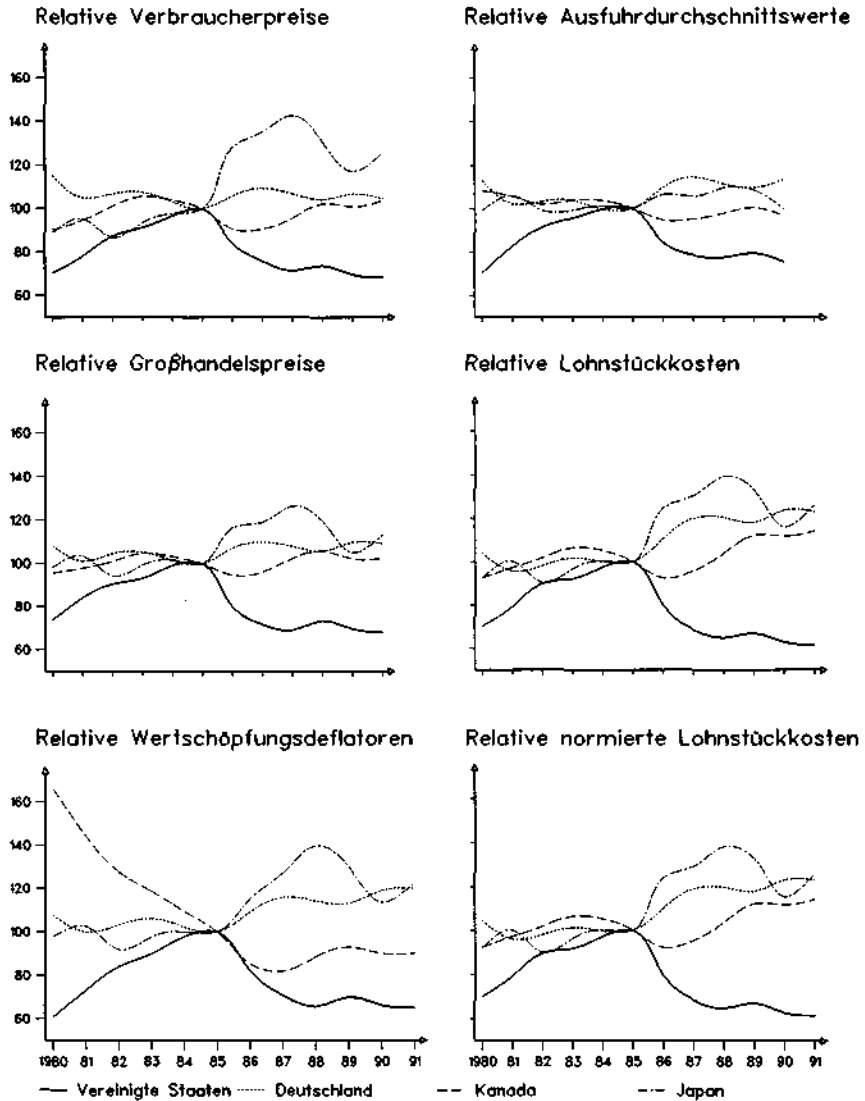
SIC- Position	Branche	Ausgangsposition ^a 1963			Entwicklung ^b 1963–1983		
		Deutsch- land	Japan	Welt ohne USA	Deutsch- land	Japan	Welt ohne USA
13,29	Öl- und Gas- Dienstleistungen; Erdöl- u. Erdgas- förderung und -verarbeitung	1,5	0,2	8,8	0,044 (5,34)	0,198 (7,87)	0,051 (11,03)
353	Nichtelektrische Maschinen und Anlagen	5,2	0,8	2,23	0,058 (13,16)	0,142 (11,65)	0,055 (12,39)
373	Schiffbau und Schiffsrepara- turen	2,8	2,8	24,9	0,051 (9,42)	0,008 (6,37)	0,051 (10,40)

^aGemessen als Anzahl der zugunsten eines Landes oder einer Region in den Vereinigten Staaten erteilten Patente je 100 zugunsten der Vereinigten Staaten im eigenen Land erteilten Patente. — ^bRegressionskoeffizienten einer exponentiellen Trendschätzfunktion für den Zeitraum 1963–1983; in Klammern stehen die zugehörigen, hochsignifikanten t-Werte. Die Koeffizienten geben die relative Stärke an, mit der sich die für 1963 angegebenen Quotienten im Zeitablauf verändern.

Quelle: Glismann, Horn [1988, Tabellen 4 und 5].

Die Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit in den 80er Jahren zeigt sich in der Entwicklung des realen effektiven Wechselkurses. Die Vereinigten Staaten haben in der ersten Hälfte der 80er Jahre eine kräftige Aufwertung des US Dollar erfahren, die 1985 ihren Höhepunkt erreichte; danach fiel der Wert des Dollar gegenüber der D-Mark und dem Yen bis zum Ende der Dekade. Wie aus Schaubild 7 zu ersehen ist, nahm der reale effektive Wechselkurs (REW) der Vereinigten Staaten nach verschiedenen Meßkonzepten für die relative Preis- bzw. Kostenentwicklung bis Mitte der 80er Jahre zu und danach wieder ab. Daraus folgt, daß sich die Preiswettbewerbsfähigkeit der Vereinigten Staaten in der ersten Hälfte der 80er Jahre kontinuierlich verschlechtert, in der zweiten Hälfte jedoch deutlich verbessert hat. Letzteres könnte allenfalls die Spezialisierung auf Standard-Technologien erklären. Der Verlust von Marktanteilen im Bereich der mittleren Technologie paßt ebenso wie der relativ niedrige RCA-Wert für den Bereich der Hochtechnologie nicht ins Bild. Weil für Güter der

Schaubild 7 — Reale effektive Wechselkurse nach verschiedenen Meßkonzepten für internationale Preis- und Kostenunterschiede 1980–1991 (1985=100)



Quelle: IMF [a].

Kategorie "mittlere Technologie" im allgemeinen eine höhere Preiselastizität als bei Gütern der Hochtechnologie vorausgesetzt werden kann, wäre eine Spezialisierung auch in diesem Bereich zu erwarten gewesen. Offenbar haben hier andere Faktoren eine Rolle gespielt, die möglicherweise den Beginn einer Erosion der bislang unumstrittenen Führung der Vereinigten Staaten bei F&E-intensiven Gütern eingeleitet haben. Dies wird unter anderem auch von Tyson [1992] sowie Nelson und Wright [1992] so gesehen. Tyson führt den Rückgang der Weltmarktanteile der Vereinigten Staaten bei diesen Gütern auf den Protektionismus in Japan und den EG-Ländern zurück. Nelson und Wright präferieren hingegen die Konvergenzhypothese von Abramovitz [1986] und sind wie dieser der Meinung, daß in der Nachkriegszeit zwei parallele Entwicklungen stattgefunden haben, die zu einem relativen Zurückbleiben der Vereinigten Staaten beigetragen haben könnten. Zum einen hat sich der Abstand zwischen den Vereinigten Staaten, Japan und Deutschland (gemessen am Pro-Kopf-Einkommen) merklich verringert, weil Japan und Deutschland technologisch aufgeholt haben. Zum anderen bot der Welthandel im Zuge mehrerer GATT-Runden den aufholenden Ländern die Möglichkeit, neue Märkte für ihre Produkte zu erschließen. Daneben stellen diese Autoren weitere Hypothesen auf, die eine qualitative Verschlechterung der amerikanischen Produktionsfaktoren betreffen.

Die REW-Entwicklung der Konkurrenten Japan und Deutschland im Untersuchungszeitraum läßt nicht den Schluß zu, daß der relative Abstieg der Vereinigten Staaten als Anbieter von F&E-intensiven Gütern mit der höheren Wettbewerbsfähigkeit dieser Länder begründet werden könne. Die REW-Kurven der Konkurrenten Japan und Deutschland verliefen sowohl vor 1985 als auch danach — ähnlich wie die REW-Kurve Kanadas — in der Regel über der REW-Kurve der Vereinigten Staaten (Schaubild 7); das heißt, daß diese Länder im allgemeinen mit einer kräftigeren Aufwertung zu kämpfen hatten als die Vereinigten Staaten.³⁴⁷ In der zweiten Hälfte der 80er Jahre ging eine starke Abwertung des REW der Vereinigten Staaten mit einer weiteren Aufwertung der REWs Japans, Deutschlands und Kanadas einher, und zwar unabhängig vom gewählten Meßkonzept. Am stärksten wertete der deutsche REW auf, wenn die relativen Durchschnittswerte der Ausfuhr zugrunde gelegt werden. Die übrigen Meßkonzepte zeigen hingegen, daß Japan die stärkste Aufwertung in Kauf nehmen mußte. Kanada hat ausschließlich den relativen Wertschöpfungsdeflatoren zufolge in den 80er Jahren eine außerordentliche Abwertung seines REW erfahren; hinsichtlich der übrigen Meßkonzepte schneidet Kanada in der zweiten

³⁴⁷ Die von den verwendeten REW-Indizes des Internationalen Währungsfonds angezeigte Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit der Untersuchungsländer und der potentiellen Konkurrenten kommt genauso in den Wettbewerbsindikatoren zum Ausdruck, die die OECD für den gleichen Zeitraum ermittelt hat [vgl. dazu Durand, Simon, Webb, 1992].

Hälfte der 80er Jahre durchweg besser ab als Japan und Deutschland, aber schlechter als die Vereinigten Staaten. Die Spezialisierung Japans und Deutschlands bei F&E-intensiven Gütern kann zumindest im Untersuchungszeitraum ebensowenig auf direkte preisliche Zusammenhänge zurückgeführt werden wie der Rückgang der Position Amerikas bei diesen Gütern. Allerdings kann der Verlust von Marktanteilen Japans und Deutschlands bei Gütern der Standard-Technologie der verminderten Preiswettbewerbsfähigkeit dieser Länder zugeschrieben werden.

2. Wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen

a. Außenhandelspolitik

Vereinigte Staaten

Die Vereinigten Staaten hatten in der Nachkriegszeit die Führungsrolle bei der Durchsetzung der vom GATT propagierten multilateralen Handelsliberalisierung übernommen. Dies scheint sich in den 70er und besonders in den 80er Jahren gründlich geändert zu haben. Der amerikanische Kongreß hat eine Reihe von Gesetzen mit der Absicht verabschiedet, bilaterale und unilaterale Instrumente zu schaffen, um die handelspolitischen Interessen der Vereinigten Staaten auch dann zu wahren, wenn "multilateral disciplines and rules are seen by the United States as inadequate, or when dispute settlement procedures under the GATT do not work as expeditiously as the United States considers that they should" [GATT, a, S. 155]. Diese "unfair trade laws" waren zwar ursprünglich als Ergänzung der GATT-Prinzipien konzipiert worden. Im Laufe der Zeit haben sie aber eher den Charakter eines Ersatzes der Meistbegünstigungsklausel durch einen "aggressive unilateralism" [Bhagwati, Patrick, 1991] erhalten; ihr offizieller Zweck ist es, Auslandsmärkte für amerikanische Anbieter zu öffnen. Die Vereinigten Staaten haben sich überdies zu mehreren regionalen Präferenzzonen hingewandt, womit sie derzeit der Bildung regionaler Blöcke als Bausteine für eine neue Welthandelsordnung den Vorzug vor einem freien und nichtdiskriminierenden Welthandel zu geben scheinen.

Viele der neueren Instrumente sind auf meeres-technisch wichtige Produktgruppen ebenso angewandt worden wie auf Werkzeugmaschinen, Autos, Halbleiter, Videogeräte, Textilien und Nahrungsmittel (vgl. Kapitel B). Häufig handelte es sich um nichttarifäre (quantitative) Maßnahmen, wie etwa Selbstbeschränkungsabkommen³⁴⁸, die mit den Konkurrenten ausgehandelt wurden.

³⁴⁸ "Voluntary Export Restraints" (VERs) oder "Voluntary Export Restraint Agreements" (VRAs) und "Orderly Market Arrangements" (OMAs).

Wenngleich die amerikanische Außenhandelspolitik in den 80er Jahren durch ein breites Außenhandelsinstrumentarium gekennzeichnet war, hat sich insbesondere der Einsatz von zwei Instrumenten als typisch für die neue Politik der Bekämpfung von "unfair trade" herausgestellt: die Verhängung von Ausgleichszöllen bei Dumping und bei im Ausland subventionierten Gütern.

Bei den insgesamt 463 Antidumpingverfahren, die im Zeitraum 1980–1991 eingeleitet wurden, kam es in 189 Fällen (41 vH) zur Verhängung von Ausgleichszöllen (Tabelle 14). Von den 293 Fällen, in denen Subventionen nachgewiesen werden sollten, kam es in 204 Fällen (70 vH) zu vorläufigen Maßnahmen und in 127 Fällen (43 vH) zu endgültigen Ausgleichszöllen. Damit hat im Durchschnitt fast jede zweite Klage amerikanischer Hersteller Erfolg gehabt [GATT, c, Vol. I, 1992]. Am stärksten betroffen waren Japan, Deutschland, China und asiatische NICs.³⁴⁹

Tabelle 14 — Vereinigte Staaten: Antidumpingmaßnahmen nach Ländern 1980–1991 (Anzahl der Fälle)

	Verfahren eingeleitet	Ausgleichszölle verhängt
Japan	59	37
Deutschland ^a	34	11
China	32	19
Taiwan	28	13
Korea	26	15
Brasilien	25	11
Kanada	25	9
Italien	23	9
Vereinigtes Königreich	19	4
Frankreich	18	8
Spanien	12	3
Rumänien	11	3
Mexiko	10	4
Venezuela	11	2
Belgien	7	1
Polen	7	0
Übrige Länder	116	40
Insgesamt	463	189

^aBundesrepublik Deutschland und Deutsche Demokratische Republik.

Quelle: GATT [c, Vol. I, 1992, S. 96].

³⁴⁹ Newly Industrializing Countries.

Im Rahmen eines Antidumpingverfahrens wird in einem ersten Schritt ein Vergleichswert ("fair value") errechnet. Dieser Vergleichswert wird aus dem sechsmonatigen Durchschnitt der Exportpreise des betreffenden ausländischen Exporteurs gebildet. Dabei dürfen nur Preise berücksichtigt werden, die außerhalb der Vereinigten Staaten gefordert worden sind. Außerdem dürfen nur solche Preise in die Rechnung eingehen, die die Produktionskosten im Ursprungsland übersteigen. In einem zweiten Schritt wird der Preis einer bestimmten Lieferung desselben Exporteurs in die Vereinigten Staaten mit dem "fair value" verglichen. Liegt der "fair value" über dem Lieferpreis, so kann ein Ausgleichszoll in Höhe der Differenz zwischen beiden Preisen erhoben werden. Lassen sich in dem relevanten Zeitraum nicht genügend (das heißt mindestens zwei) ausländische Preise für die Berechnung des "fair value" ermitteln, zum Beispiel weil keine Exporte stattgefunden haben, dann ist es gestattet, amerikanische Preise zugrunde zu legen. In diesem Fall geht das "Department of Commerce" von den Durchschnittskosten aus, denen eine Pauschale für Fixkosten und Gewinn aufgeschlagen wird [Palmer, 1991]. In einem dritten Schritt wird der im Verfahren ausschlaggebende materielle Schaden ("material injury") geschätzt, der dem amerikanischen Produzenten durch Dumping entsteht.

Retorsionsfähige ("countervailable") Subventionen sind nicht so einfach zu definieren und zu berechnen wie Dumpingmargen. Sie umfassen direkte Exportsubventionen, Produktionssubventionen und Subventionen für die Produktionsfaktoren, soweit und sofern sie sich auf den Außenhandel auswirken. In der Regel wird der Beitrag der Subventionen als Anteil an den Produktionskosten im Ursprungsland (im Sinne eines Wettbewerbsvorteils) geschätzt. Dabei gehen nicht nur spezifische Exportsubventionen, sondern auch allgemeine Subventionen (zum Beispiel regionale Hilfen) in die Berechnung ein. Zunächst wird eine Bruttosubvention ermittelt, von der einige subventionsrelevante Kosten (Antrags- und sonstige Verwaltungskosten) abzugsfähig sind. Der gegebenenfalls zu erhebende Ausgleichszoll erreicht die Höhe der so errechneten Nettosubvention [François et al., 1991]. Auch im Subventionsfall entscheidet der materielle Schaden, der heimischen Produzenten entsteht, darüber, ob der Klage stattgegeben wird.

Sowohl bei dem Antidumping- als auch bei dem Antisubventionsverfahren ist die zuständige Abteilung des "Department of Commerce" angehalten, die für die Durchführung der Berechnungen erforderlichen Informationen zu sammeln. Dabei hat sie das Recht, von der "best information available" auszugehen; das bedeutet, daß es im Ermessen dieser Behörde liegt, ob sie die Unterlagen der Angeklagten (ausländische Unternehmen) oder die der heimischen Kläger für die Schätzungen heranzieht. Grundsätzlich wird erwartet, daß ausländische Unternehmen die entsprechenden Formulare ausfüllen, in einer ihnen vor-

gegebenen Frist einreichen und die dabei anfallenden Kosten tragen [François et al., 1991].

Die Bedeutung dieser außenhandelspolitischen Instrumente für die Meerestechnik liegt darin, daß in Zukunft mit einer Zunahme ihres Einsatzes bei "unfair trade"-Fällen zu rechnen ist; Instrumente, die bei der "Bestrafung" von anderen Ländern viel weiter gehen als Antidumping- und Antisubventionsverfahren ("Section 301", "Special 301" und "Super 301")³⁵⁰, sind Anfang der 90er Jahre nicht mehr so häufig wie in der ersten Hälfte der 80er Jahre angewandt worden; sie bilden jedoch weiterhin den (zur Zeit ruhenden) Kern des amerikanischen Drohpotentials.

Am Beispiel von Stahlprodukten zeigen sich die aktuellen Tendenzen in der amerikanischen Außenhandelspolitik. Die Vereinigten Staaten haben Ende 1992 einseitig Ausgleichszölle verhängt, nachdem über mehrere Jahre laufende Selbstbeschränkungsabkommen im März 1992 nicht weiter verlängert wurden. Im Zeitraum 1986–1990 sind durchschnittlich 73 vH des gesamten Einfuhrvolumens über diese Abkommen gelenkt worden [GATT, c]. Im Sommer 1992 hatte das "Department of Commerce" etwa 30 Beschwerden über subventionierte Stahlerzeugnisse aus dem Ausland erhalten. Anfang 1993 hat diese Behörde über 42 Dumpingklagen amerikanischer Hersteller gegen Stahlimporte entschieden. Dies deutet eine Verlagerung der handelspolitischen Praxis von quantitativen Restriktionen (Selbstbeschränkungsabkommen, Quoten) auf tarifäre Maßnahmen an, die nicht nur Stahlerzeugnisse, sondern zunehmend auch F&E-intensive Produkte betrifft. Um möglichen Umgehungsversuchen zuvorzukommen, können auch Produktteile und Baukästen für diese Produkte Gegenstand eines Ausgleichszollverfahrens werden.

Die Hinwendung der Vereinigten Staaten zu verschiedenen regionalen Präferenzzonen auf bilateraler Ebene (zum Beispiel mit Kanada und Mexiko) und trilateraler Ebene (NAFTA) sowie auf der Ebene der karibischen, lateinamerikanischen und Anden-Länder (Caribbean Basin Economic Recovery Act, Enterprise for the Americas Initiative, Andean Trade Preference Act) muß nicht dazu führen, daß der Marktzugang durch höhere tarifäre Hemmnisse für Drittländer etwa für europäische Unternehmen erschwert wird. Mitglieder der Präferenzzonen werden jedoch durch das Inkrafttreten derartiger Abkommen in der Regel hinsichtlich des Zugangs zu dem amerikanischen Markt automatisch bessergestellt als Nichtmitglieder. Dies verschafft beispielsweise kanadischen Unternehmen, aber auch all jenen ausländischen Unternehmen, die in Mexiko, den Vereinigten Staaten oder Kanada eine Niederlassung gründen, um den amerikanischen Markt überwiegend von dort aus zu beliefern, einen relativen Vorteil

³⁵⁰ D.h.: Section 301 Trade Act of 1974 as ammended in 1984; Special 301, Super 301 Omnibus Trade and Competitiveness Act of 1988.

gegenüber europäischen Exporteuren. Insgesamt entsteht der Eindruck, daß der zunehmende Protektionismus in den Vereinigten Staaten eine Reaktion auf den Verlust von Weltmarktanteilen ist.

Kanada

Im Gegensatz zu den Vereinigten Staaten hat Kanada in den 80er Jahren mit einer Liberalisierung seiner Wirtschaft begonnen. Dahinter steht in erster Linie die Absicht, die Voraussetzungen für die Verwirklichung des Freihandelsabkommens zu schaffen, das Kanada mit seinem wichtigsten Handelspartner, den Vereinigten Staaten,³⁵¹ geschlossen hat. Kanada unterhält darüber hinaus eine Reihe von Präferenzabkommen, die dem Land ein außerordentlich kompliziertes Zollsystem gebracht haben; nur ein verhältnismäßig kleiner Teil der Zollpositionen unterliegt der Meistbegünstigungsklausel.

Ähnlich wie die Vereinigten Staaten schützt Kanada die Herstellung von Stahl und Stahlerzeugnissen sowie den Schiffbau. Selbstbeschränkungsabkommen und dergleichen sind nur für wenige Sektoren der Verarbeitenden Industrie relevant. Der Zoll stellt das Hauptinstrument der Handelspolitik dar, wobei das durchschnittliche Zollniveau höher ausfällt als in den Vereinigten Staaten. Allerdings ist in den 80er Jahren auch eine relativ hohe Anzahl von Antidumpingverfahren eingeleitet worden (Tabelle 15); in 55 vH der Fälle wurden Ausgleichszölle verhängt. Die Vereinigten Staaten waren das bei weitem am stärksten betroffene Land; auch Japan und Deutschland zählen zu den relativ häufig angeklagten Ländern. Für die Berechnung eines Ausgleichszolls wird von einem "normal value" ausgegangen, der einen sechsmonatigen Durchschnitt der Preise des betreffenden ausländischen Unternehmens in seinem Heimatland darstellt. Ist dieser Weg zur Bestimmung des Heimatpreises mangels Informationen nicht möglich, dann wird ein Preis auf der Basis kanadischer Kosten ermittelt, zuzüglich einer Pauschale für fixe Kosten und Gewinn (in der Regel 8 vH). Wie in den Vereinigten Staaten kann ein solches Verfahren auch auf Teile oder auf Baukästen für die betreffenden Erzeugnisse ausgeweitet werden, wenn die Gefahr besteht, daß das ausländische Unternehmen derartige Umgehungsversuche unternimmt.

Von den diversen Präferenzabkommen, an denen Kanada beteiligt ist, ist aus der Sicht europäischer Anbieter das mit den Vereinigten Staaten geschlossene Freihandelsabkommen am wichtigsten. Der Grund dafür ist, daß amerikanische Anbieter dadurch bessergestellt werden als Drittländer, auch wenn sich die Zugangsmöglichkeiten für Drittländer absolut nicht verändern.

³⁵¹ Über 70 vH des kanadischen Außenhandels werden mit den Vereinigten Staaten abwickelt.

Tabelle 15 — Kanada: Antidumpingmaßnahmen nach Ländern 1980–1991 (Anzahl der Fälle)

	Verfahren eingeleitet	Ausgleichszölle verhängt
Vereinigte Staaten	63	27
Japan	22	15
Deutschland ^a	22	13
Korea	21	13
Italien	19	7
Frankreich	17	8
Vereinigtes Königreich	15	10
Brasilien	12	7
Spanien	12	4
Belgien	9	7
China	9	5
Taiwan	11	5
Schweden	7	4
Übrige Länder	73	46
Insgesamt	312	171

^aBundesrepublik Deutschland und Deutsche Demokratische Republik.

Quelle: GATT [d, Vol. I, 1992].

b. Wettbewerbspolitik

Vereinigte Staaten

Die 80er Jahre haben neben den neuen Tendenzen in der Außenhandelspolitik auch eine Neuorientierung in der amerikanischen Wettbewerbspolitik gebracht. Nicht geändert haben sich die Schwerpunkte der Wettbewerbspolitik, das heißt die Bekämpfung von Preisabsprachen und Marktbeherrschungsabsichten ("attempt to monopolize"), wie sie im "Sherman Act" von 1890, im "Federal Trade Commission Act" von 1914 und im "Clayton Act" von 1914 und den späteren "Amendments" zu diesen Gesetzen festgelegt sind. Gewandelt hat sich die inhaltliche Interpretation der für die Bestimmung einer marktbeherrschenden Stellung bei Fusionen und Beteiligungen mit vertikalen Integrationseffekten hinreichenden Bedingungen. Dabei stehen sich zwei ökonomische Richtungen gegenüber: die Strukturalisten und die Chicagoer Schule. Für die Strukturalisten ist der Tatbestand der Marktbeherrschung gegeben, wenn außer Zutrittsbarrieren ein hoher Konzentrationsgrad nachgewiesen werden kann. Sie betrachten einen hohen Konzentrationsgrad als gleichbedeutend mit der Möglichkeit von Marktabsprachen zwischen wenigen Großanbietern [Audretsch, 1989; Coate, McChesney, 1992]. Die Vertreter der Chicagoer Schule stimmen mit

den Strukturalisten darin überein, daß Zutrittsbarrieren eine notwendige Voraussetzung für weniger Wettbewerb darstellen. Im Gegensatz zu den Strukturalisten rechnen sie aber einen hohen Konzentrationsgrad zu den notwendigen statt den hinreichenden Bedingungen für den Nachweis der Marktbeherrschung. Als hinreichend für die Bestimmung von Marktbeherrschungsabsichten sieht die Chikagoer Schule die Feststellung, daß Absprachen möglich und durchsetzbar sind ("ease of collusion") [Coate, McChesney, 1992].

Während die Strukturalisten an den herkömmlichen Kriterien zur Feststellung von Marktbeherrschungsabsichten (Zutrittsbarrieren und Marktkonzentration bzw. Möglichkeit von Marktabsprachen) weiterhin festhalten, setzt sich die Chikagoer Schule seit einiger Zeit für die zusätzliche Berücksichtigung des Kriteriums der ökonomischen Effizienz bei der Beurteilung ein, ob und inwieweit Fusionen oder vertikale Beziehungen zwischen Unternehmen wettbewerbsmindernd sind. In die 1984 stattgefundenene Revision der amerikanischen Fusionsrichtlinien von 1982 ist erstmals das Kriterium der ökonomischen Effizienz eingegangen. Für die Praxis bedeutet dies, daß in Situationen, in denen etwa horizontale Zusammenschlüsse nach den herkömmlichen Kriterien als wettbewerbsfeindlich eingestuft würden, der Hinweis auf potentielle Effizienzgewinne genügen könnte, um derartige Fusionen zu genehmigen. Zur ökonomischen Effizienz in diesem Sinne kann auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit beitragen, womit ein Zusammenhang zwischen Wettbewerbs- und Außenhandelspolitik hergestellt wird.

Der neue wettbewerbspolitische Ansatz hat den Strukturwandel in der meeres-technischen Industrie vermutlich unterstützt. Mit der Welle von Übernahmen und Fusionen, die in den 80er Jahren stattfanden, ist die marktbeherrschende Position der wenigen führenden Unternehmen gestärkt worden. Ein gutes Beispiel ist die Fusion von Baker und Hughes.

Kanada

Kanadas Wettbewerbspolitik ähnelt in vielen Punkten der amerikanischen. So wird auch in diesem Land bei Fusionen und in Fällen vertikaler Integration unter anderem das Effizienzkriterium herangezogen, um angebliche Wettbewerbsbeeinträchtigungen zu bewerten. Auch die internationale Wettbewerbsfähigkeit kanadischer Unternehmen gilt hierbei als Argument, um eine Fusion bzw. Beteiligung zu befürworten, auch wenn diese einem Unternehmen zu einer marktbeherrschenden Stellung im Inland verhelfen sollten. Diese Aspekte sind erst seit dem Inkrafttreten des "Competition Act" im Jahr 1986 eingeführt worden. Davor galten die klassischen "Antitrust"-Gesetze, der "Anti-Combines Act" von 1889 und die 1975 verabschiedeten "Amendments". Nach der Öffnung des kanadischen Marktes für amerikanische Unternehmen infolge des

Freihandelsabkommens wird in Kanada mit einem Aufleben der Wettbewerbspolitik gerechnet.

c. *Energiepolitik*

Vereinigte Staaten

Das "Department of Energy" hat zuletzt 1991 als Hauptziele der nationalen Energiestrategie den Ausgleich zwischen

- dem zunehmenden Energiebedarf,
- umweltpolitischen Zielen und
- einer niedrigeren Abhängigkeit von unzuverlässigen Energielieferanten

angegeben [US Department of Energy, 1991]. Speziell für den Kohlenwasserstoffbereich wurden folgende Vorgaben gemacht: Die Gebiete "Arctic National Wildlife Refuge" (ANWR), "Outer Continental Shelf" und "North Slope" in Alaska sollen für verstärkte Rohstoffaktivitäten ausgeschrieben werden. In bezug auf den OCS sind einerseits Teilgebiete, für die ein Moratorium für Rohstoffaktivitäten galt, ab Oktober 1991 freigegeben worden. Hierzu zählen das "North Aleutian Basin", die mittlere Atlantikküste, Teile im Osten des Golfs von Mexiko und Gebiete vor der Küste North Carolinas. Andererseits wurden Gebiete vor der Küste Washingtons, Oregons, Kaliforniens, im Nordatlantik und im Osten des Golfs von Mexiko bis zum Jahr 2000 von den Ausschreibungen ausgeschlossen [ibid., 1991, S. 79 f. und S. 90 f.].

War bereits die Lizenzvergabe im Rahmen des 1992 ausgelaufenen Fünfjahresplans für OCS-Ausschreibungen weit hinter den ursprünglichen Ankündigungen zurückgeblieben (geplant: 38 Ausschreibungsrunden, realisiert: 18 Runden), so sind beim neuen Plan von Anfang an nur noch 18 Runden vorgesehen [Oil and Gas Journal, 11.5.1992, S. 22]. Wird beim neuen Plan von einer ähnlichen Quote aufgehobener Runden wie bei dem alten Plan ausgegangen, dann ist effektiv mit höchstens 9 Runden zu rechnen. Die Soll-Ist-Abweichung im alten Plan ist im wesentlichen auf umweltpolitische Rücksichten zurückzuführen. Nach dem Regierungswechsel dürfte die Umwelt weiterhin wichtige Teile der amerikanischen Wirtschaftspolitik beeinflussen; deshalb gilt auch eine Freigabe des ANWR für Rohstoffaktivitäten als nicht sehr wahrscheinlich. Damit dürfte das Ziel, die Abhängigkeit von unzuverlässigen Energielieferanten — gemeint sind die OPEC-Länder — zu verringern, insgesamt gesehen wohl kaum durch die eher zurückhaltende Ausweitung heimischer Aktivitäten erreicht werden. Diese nunmehr seit Anfang der 80er Jahre verfolgte Politik hat zu einer wachsenden Abwanderung amerikanischer Rohstoffunternehmen ge-

führt. Für die Meerestechnik ergibt sich daraus, daß sie weit stärker schrumpfen muß, als es die Ölpreisentwicklung vermuten läßt.

Kanada

In Kanada wurde zuletzt 1980 ein umfassendes Energieprogramm verabschiedet. Damals wurden drei Ziele genannt [Senate of Canada, 1990]:

- die Erhöhung der Versorgungssicherheit (Unabhängigkeit vom Weltölmarkt);
- die Erhöhung des kanadischen Anteils in der Kohlenwasserstoffwirtschaft Kanadas auf 50 vH;
- die Regulierung der Erdöl- und Erdgaspreise.

Als Teil dieses Programms wurde eine Reihe von Anreizen eingeführt mit der Absicht, das heimische Energierohstoffangebot zu erhöhen. Das zweite Ziel sollte — nach norwegischem Muster — über die Beteiligung des staatlichen Unternehmens Petro-Canada an allen Projekten verwirklicht werden. Außerdem sehen verschiedene kanadische Rechtsvorschriften Beschränkungen ausländischer Unternehmen bei der Suche nach Lagerstätten und bei der Ausbeutung von Öl- und Gasvorkommen vor. Bereits Mitte der 80er Jahre wurden einige wichtige Reglementierungen jedoch abgebaut. Die Tendenz zur Deregulierung hält bis heute an. Nicht zuletzt das geplante und nunmehr unterzeichnete Freihandelsabkommen mit den Vereinigten Staaten machte eine Deregulierung erforderlich. Dieses Abkommen erforderte nämlich den weitgehenden Abbau der meisten Regelungen und die (allerdings erst 1992 eingeleitete) Privatisierung von Petro-Canada.

Umweltpolitische Ziele haben in Kanada in den letzten Jahren an Einfluß gewonnen. Wie in den Vereinigten Staaten sind jetzt auch in Kanada ausführliche Umweltstudien vor jedem Offshore-Projekt vorgeschrieben. Gleichwohl ist zumindest derzeit kein Moratorium in den erdöl- und erdgashöffigen Meeresgebieten absehbar, das mit dem der Vereinigten Staaten in bezug auf den flächenmäßigen Geltungsbereich vergleichbar wäre. Da Kanada künftig mehr Erdgas in die Vereinigten Staaten liefern wird als bisher, ist die Freigabe größerer Gebiete für Explorationen wahrscheinlich. Dafür spricht auch die jüngste Liberalisierung der Investitionsgesetzgebung (weitgehende Abschaffung der "Canadianization"-Politik).

VI. Ökonomische Bewertung

Im folgenden werden die in den Kapiteln B bis D (Abschnitte I–V) analysierten Rahmenbedingungen für die Nutzung von Kohlenwasserstoffen in den Meeresgebieten vor der Küste der Vereinigten Staaten und Kanadas aus ökonomischer Sicht bewertet. Die Bewertung wird zum einen für die Rohstoffunternehmen und zum anderen für die Lieferanten von meeresstechnischen Vorleistungen vorgenommen.

Die Entscheidung der Rohstoffunternehmen, in Nordamerika (neu oder weiterhin) zu investieren, wird nicht nur durch die Lage, Ergiebigkeit und Größe der Lagerstätten beeinflusst, sondern auch durch die Regelung des Zugangs zu den Rohstoffen, die Gestaltung der Nutzungsrechte, die Besteuerung und die fallweisen Entscheidungen in verschiedenen Politikbereichen. Die Entscheidung, meeresstechnische Vorleistungen zu liefern, wird einerseits über das Niveau der Rohstoffförderung und die Konkurrenzverhältnisse sowie andererseits über die staatlich gesetzten Marktzutrittsbarrieren beeinflusst. Die Struktur und die Funktionsweise des nordamerikanischen Marktes für Meerestechnik lassen erwarten, daß Marktzutrittsbarrieren für ausländische Anbieter gegeben sind. Die Spezialisierung und Wettbewerbsfähigkeit der Konkurrenten und die Wirtschaftspolitik (vor allem die Außenhandels- und Wettbewerbspolitik) haben Einfluß darauf, ob ausländische Unternehmen der Meerestechnik ihre Produkte nach Nordamerika ausführen, über Direktinvestitionen in Nordamerika herstellen oder aber diesem Markt fernbleiben.

1. Implikationen für ausländische Rohstoffunternehmen

a. *Der Zugang zu den Rohstoffen*

Vereinigte Staaten

Die Vergabe von Zugangsrechten zu den Rohstoffen erfolgt über Versteigerungen, in denen ein Bieter den Zuschlag erhält, wenn er das relativ höchste Gebot abgegeben hat; es gilt die geheime Gebotsabgabe ("sealed bid"). Es handelt sich dabei um öffentliche Auktionen, die nach bekannten Regeln durchgeführt werden. An diesen Auktionen können ausländische ebenso wie inländische Unternehmen gleichberechtigt teilnehmen. Dieses Verfahren garantiert Chancengleichheit. Es stellt sicher, daß es zu einer marktkonformen Auswahl von Bewerbern kommt, die bereit sind, die zum Teil erheblichen Risiken und Unsicherheiten, die mit der Nutzung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten im Meer verbunden sind, zu tragen. Zu den Risiken des Offshore-Geschäftes zählen un-

ter anderem die Schwankungen des Rohölpreises und des Kapitalmarktzinses sowie die Erfolglosigkeit kostenträchtiger Bohrungen. Unsicher ist, wie groß der Umfang der vermuteten Reserven ist und wie hoch die Produktionskosten sein werden. Die Produktionskosten sind von der Lage und dem Umfang der Reserven, die vor Aufnahme der Exploration unbekannt sind, abhängig. Das Risiko, die Umwelt durch den Austritt von Erdöl zu verschmutzen, das durch Versicherungen nicht völlig abgedeckt werden kann, und mögliche Änderungen der Rahmenbedingungen während der Laufzeit der Ausbeutung einer Lagerstätte (in der Regel 20 bis 30 Jahre) sind weitere Größen, die das Kalkül eines Bieters beeinflussen.

Das Auktionsverfahren stellt sicher, daß jeder Teilnehmer ein Gebot ("cash bonus") abgibt, das dem von ihm geschätzten Gegenwartswert der Rohstoffreserven³⁵² entspricht. Jedes Gebot spiegelt die Informationen wider, über welche die Bieter verfügen, aber auch deren subjektive Risikoneigung und Zukunftserwartung bezüglich der Rohstoffpreise und anderer Daten. Kein Bieter hat ein Interesse daran, mehr zu bieten, als den Wert, der den vermuteten Reserven nach seiner Einschätzung zukommt. Eine Überschätzung der Rohstoffhöflichkeit und eine Unterschätzung der Produktionskosten kann einzelwirtschaftlich ein zu hohes Gebot bewirken und Verluste zur Folge haben, wenn der Bieter den Zuschlag erhält. Andererseits kann eine Unterschätzung der Höflichkeit beispielsweise bewirken, daß ein Bieter sein Gebot zu niedrig bemißt und keinen Zuschlag erhält. Verluste, die bei einem zu hohen Gebot anfallen, können zu einem Teil durch das Fiskalsystem aufgefangen werden. Dies ist dann der Fall, wenn die Kosten einer erfolglosen Bohrung mit einem Gewinn aus anderen Quellen verrechnet werden können und auf diese Weise die Einkommensteuerschuld entsprechend verringert werden kann.

Gegen die Versteigerung von Zugangsrechten ist in der Literatur eine Reihe von Einwänden vorgebracht worden.³⁵³ So hat die im allgemeinen niedrige Anzahl der abgegebenen Gebote je Gebiet zu der Befürchtung geführt, daß Absprachen unter den Unternehmen stattfinden und der Wettbewerb dadurch eingeschränkt wird. Empirische Untersuchungen haben aber ergeben, daß, selbst bei Vorliegen einer quasi-oligopolistischen Marktstruktur, der Wettbewerb sehr intensiv sein kann, und zwar deshalb, weil Großunternehmen die Abgabe von Konsortialgeboten gesetzlich verwehrt ist. Durch den Zwang, kleinere Unternehmen ("independents") als Konsortialpartner aufzunehmen, ist überdies die Anzahl von Unternehmen, die als Bieter in Frage kommen, bislang recht groß

³⁵² Auf den Auktionstag abdiskontierter Wert der vermuteten Einnahmenüberschüsse aus der Nutzung der Lagerstätte.

³⁵³ Vgl. die Übersicht in Foders [1987, S. 116 ff.].

geblieben (350–400).³⁵⁴ Außerdem konnte kein positiver Zusammenhang zwischen den bei den Auktionen erfolgreichen Unternehmen und ihrer Größe festgestellt werden.³⁵⁵ Oligopolistische Verhaltensweisen müßten in überhöhten Renditen von Rohstoffunternehmen zum Ausdruck kommen. In bisherigen Untersuchungen sind Renditen nach Steuern geschätzt worden, die nicht höher als die durchschnittliche Rendite in der amerikanischen Verarbeitenden Industrie lagen.³⁵⁶

Kanada

In Kanada wählt der Staat — wie in den Nordseeanrainerstaaten — Lizenznehmer diskretionär aus. Die Vergabe von Rechten erfolgt also nicht über den Markt, sondern in Verhandlungen zwischen staatlichen Stellen und Unternehmen, die sich an den Ausschreibungen beteiligt haben. Die Auswahl der Bewerber stellt eine reine Ermessensentscheidung dar, und die dabei letztlich ausschlaggebenden Auswahlkriterien bleiben geheim. Anders als das Versteigerungsverfahren kann das diskretionäre Verfahren zu einem Mißbrauch der Position des Staates führen, um beispielsweise industriepolitische Ziele (früher: "Canadianization") durchzusetzen. Allokationspolitisch ist das diskretionäre Verfahren dem Versteigerungsverfahren unterlegen, weil es die oben erwähnten Risiken nicht internalisieren kann. Dies liegt vor allem daran, daß die Auktion selbst objektive Informationen (z.B. über den erwarteten Wert der vermuteten Ressourcen) erzeugt, die nicht nur den Informationsstand einer Vielzahl von Unternehmen, sondern auch die Bereitschaft der einzelnen Teilnehmer wider spiegeln, Risiken einzugehen. In diskretionären Verfahren ist dagegen der subjektive Eindruck der für die Vergabe von Rechten zuständigen Behörde entscheidungsrelevant. Da das Auswahlverfahren an sich nur begrenzte Informationen produziert, ist die Behörde darauf angewiesen, ihren Informationsbedarf im Wege eigener Recherchen zu decken. Hierbei entstehen in der Regel Kosten, mit der Folge, daß die Auswahlkosten für die Vergabe von Nutzungsrechten in Kanada höher ausfallen als in den Vereinigten Staaten, wodurch das diskretionäre Verfahren letztlich zu einer ineffizienten Allokation führt; der Staatsanteil fällt größer aus, als es vorteilhaft wäre.

³⁵⁴ Vgl. Foders [1987] und die dort zitierte Literatur.

³⁵⁵ Ibid.

³⁵⁶ Ibid.

b. Die Gestaltung der Nutzungsrechte

Vereinigte Staaten

Die für Rohstoffaktivitäten auf dem Festlandssockel der Vereinigten Staaten vergebenen Nutzungsrechte sehen mehrere Eingriffe des Staates in die Unternehmenspolitik vor. Erstens ist der Lizenznehmer einer strengen Überwachung seiner Aktivitäten durch das "Department of the Interior" unterworfen, dem er sämtliche, betriebswirtschaftlich notwendigen Schritte (z.B. Ablauf- und Produktionsplanung) und jede Änderung dieser Pläne zur Genehmigung vorlegen muß. Weiterhin sind die Lizenzen zeitlich begrenzt, so daß zum Beispiel im Falle einer Explorationslizenz, die zunächst eine Gültigkeit von fünf Jahren hat, vorgegeben ist, wann die Aktivitäten spätestens abgeschlossen sein müssen. Wenn das Unternehmen innerhalb dieser Frist nicht fündig wird, muß es die Lizenz zurückgeben. Derartige Eingriffe lassen die einzelwirtschaftliche Geschäftspolitik nicht unberührt. Die innerbetriebliche Allokation wird verzerrt. So müssen beispielsweise losgelöst von der Entwicklung auf den Rohstoff- und Kapitalmärkten Explorationsaufwendungen möglicherweise zeitlich vorgezogen werden, damit die Lizenz nicht verfällt. Ohne die zeitliche Befristung der Lizenz wären die Explorationskosten in einem solchen Fall für das Unternehmen niedriger.

Bedenklich ist auch das noch ungelöste Problem der Internalisierung von Umweltrisiken. Einzelne Förderunternehmen oder Verbände solcher Unternehmen können das Risiko eines Erdölaustritts aus einem Förderturm oder aus anderen Anlagen mit der Folge von Schädigungen der Umwelt durch Abschluß von Versicherungen nicht vollständig abdecken. Staatliche oder private Versicherungspolicen mit ausreichendem Schutz sind nicht verfügbar, obwohl die gesetzlichen Haftungsregelungen bereits sehr hohe Deckungssummen vorschreiben. Die Unternehmen müssen aus diesem Grunde hohe Rücklagen bilden und außerdem mit dem Risiko hoher Prozeßkosten fertig werden.

Die Rechtsvorschriften sehen weiterhin vor, daß das alleinige Verfügungsrecht über die Rohstoffe eingeschränkt ist. Ein bestimmter Anteil an den geförderten Rohstoffen muß kleineren Raffinerien in den Vereinigten Staaten zum Kauf angeboten werden. Exporte bedürfen einer entsprechenden Lizenz. Die Ausfuhr von Erdöl aus Alaska über die Transalaska-Pipeline ist grundsätzlich verboten (Ausnahme: Lieferungen an Kanada). Erdgaslieferungen an das Ausland sind erst genehmigungspflichtig für den Fall, daß sie über einen Zeitraum von mehr als zwei Jahren geplant sind.

Kanada

Die Beschränkungen des Entscheidungsspielraums von Unternehmen durch Rechtsvorschriften Kanadas sind im allgemeinen weitergehend als im Falle der Vereinigten Staaten. Beispielsweise gab es bis März 1992 eine Verpflichtung, daß ausländische Unternehmen kanadischen Unternehmen eine Beteiligung an Produktionslizenzen von mindestens 50 vH einräumen müssen. Diese Verpflichtung stellte zweifellos eine Diskriminierung ausländischer Rohstoffunternehmen dar.

Auch für Kanada gilt, daß Umweltrisiken weder vom Staat noch über den Markt vollständig versichert werden können, obwohl die geltenden Haftungsregelungen sehr hohe Deckungssummen vorsehen. Die Verfügungsrechte über die gewonnenen Rohstoffe sind — wie in den Vereinigten Staaten — eingeschränkt. Exporte werden vom "National Energy Board" überwacht; für Zeiträume über ein Jahr (leichtes Erdöl) bzw. zwei Jahre (schweres Erdöl und Erdgas) sind Lizenzen erforderlich.

c. Das Fiskalregime

Vereinigte Staaten

Gemessen am marginalen effektiven Steuersatz für Rohstoffaktivitäten werden Rohstoffunternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen steuerlich bevorzugt. Eine Diskriminierung von ausländischen Unternehmen durch die Besteuerung ist nicht festzustellen. Ob die Subventionen, die für Forschung und Entwicklung gewährt werden, ausschließlich inländischen Unternehmen vorbehalten sind, konnte nicht geklärt werden.

Kanada

Auch in Kanada werden Rohstoffunternehmen derzeit steuerlich bevorzugt. Im Unterschied zu den Vereinigten Staaten sind die Fördergebühren von der Körperschaftsteuer des Bundes nicht abzugsfähig. Ob die bei Offshore-Projekten vergebenen staatlichen Hilfen, die zum Teil erheblich sind (z.B. bei sogenannten Megaprojekten), auch ausländischen Unternehmen gewährt werden, konnte nicht geklärt werden.

d. Energiepolitik

Vereinigte Staaten

Durch ein umweltpolitisch motiviertes Moratorium sind zahlreiche Offshore-Gebiete für Rohstoffaktivitäten zunächst bis zum Jahr 2000 gesperrt. Dies hat

die Investitionstätigkeit der Förderunternehmen, die durch den Preisverfall auf den Welterdölmärkten ohnehin zurückgegangen ist, weiter eingeschränkt. Amerikanische wie ausländische Rohstoffunternehmen haben daher damit begonnen, ihre Aktivitäten auf Gebiete außerhalb der Vereinigten Staaten zu verlagern (z.B. nach Osteuropa).

Kanada

Der Wandel in der kanadischen Energiepolitik ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Die Liberalisierung des Kohlenwasserstoffsektors hat große Fortschritte gemacht. Insbesondere die Abschaffung diskriminierender Eigentumsregelungen hat gute Voraussetzungen für eine Ankurbelung der Explorationsaktivität geschaffen. Der Preisrückgang auf den Rohstoffmärkten hat jedoch die Investitionsneigung gedämpft. Einige der geplanten Erdölprojekte im Offshore-Bereich werden wahrscheinlich erst nach einer Wende auf den Welterdölmärkten rentabel werden. Im Vordergrund der künftigen Rohstoffaktivitäten dürften Erdgasfelder im Meer stehen. Wegen des Freihandelsabkommens mit den Vereinigten Staaten ist mit einer starken Konkurrenz amerikanischer Rohstoffunternehmen zu rechnen.

2. Implikationen für ausländische Anbieter meeres technischer Erzeugnisse und Dienstleistungen

a. Nichtstaatliche Marktzutrittsbarrieren

Vereinigte Staaten

Der amerikanische Binnenmarkt wird für F&E-intensive Meerestechnik ebenso wie der Weltmarkt von einer kleinen Gruppe von etwa 20 amerikanischen Unternehmen beherrscht. Technologisch einfache meeres technische Produkte werden in vielen kohlenwasserstoffhöffigen Gebieten dagegen von einer Vielzahl lokaler Unternehmen angeboten. Im Marktsegment der F&E-intensiven Güter sind überwiegend multinationale Firmen führend, die wie die großen internationalen Ölunternehmen weltweit aktiv sind. Aufgrund technologischer Vorsprünge sind diese Unternehmen nicht an dem in vielen rohstoffreichen Standorten praktizierten Protektionismus gescheitert: Sie sind im englischen Teil der Nordsee ebenso tätig wie im norwegischen Teil und darüber hinaus in vielen Entwicklungsländern und in ehemaligen RGW-Ländern.

Die führenden Unternehmen entfalten eine rege Innovationsaktivität (gemessen an der Anzahl der erteilten Patente), halten hohe Marktanteile in den wichtigsten Produktgruppen, erzielten in den 70er und — trotz Preisverfall — in den 80er Jahren überdurchschnittliche Renditen und scheinen mit den großen Ölun-

ternehmen (indirekt) finanziell verbunden zu sein. Darüber hinaus haben diese Unternehmen der Meerestechnik über viele Jahre hinweg Erfahrungen bei Offshore-Projekten in den Vereinigten Staaten und in anderen Teilen der Welt sammeln können, wodurch sie in den Besitz von spezifischen Qualifikationen im Sinne des Arrowschen "learning by doing" gekommen sind. Ihre Fähigkeit, die oft hohen Risiken, die Projekte im Meer mit sich bringen, zu bewältigen, hat sie im Laufe der Zeit zu verlässlichen Partnern der Ölunternehmen gemacht. Ihre Innovationsaktivität wurde dadurch gefördert, daß jeder Standort im Meer spezielle Bedingungen aufweist und daher für fast jedes Projekt eine neue technische Lösung gefunden werden muß. Ohne eine enge Zusammenarbeit mit den Ölunternehmen wären derartige Innovationsaktivitäten wohl nicht möglich.

Der Markt für Meerestechnik war bis 1982 durch sehr hohe Zuwachsraten der Produktion gekennzeichnet. Danach — vor allem nach dem Preisverfall ab 1986 — setzte eine Rezession ein. Damit ging eine Welle von Übernahmen und Fusionen einher, die den Konzentrationsgrad auf diesem Markt weiter erhöht hat.

Aus ökonomischer Sicht stellen sich zwei Fragen:

- Wie wirken sich die Eigenschaften des Marktes für Meerestechnik auf den Zutritt von neuen Unternehmen aus?
- Welcher Natur sind die Beziehungen zwischen den Ölunternehmen und den meerestechnischen Unternehmen, und welchen Einfluß haben diese Beziehungen auf die Offenheit des Marktes für Meerestechnik?

Tabelle 16 enthält einfache Konzentrationsmaße für die meerestechnisch wichtigen Branchen. Nach dem Kriterium der vier größten Unternehmen am jeweiligen Teilbranchenumsatz ist der Schiffbau ein Sektor mit einer hohen Konzentration. Nach dem Herfindahl-Hirschman-Index ist die gemessene Konzentration in allen Branchen niedrig. Die Rangfolge der Branchen nach dem Umsatzanteil ist die gleiche wie die nach dem Herfindahl-Hirschman-Index festgestellte Konzentration. Da einfache Konzentrationsmaße eine Reihe von Schwächen aufweisen [Clarke, 1985, S. 13 ff.], ist es angezeigt, weitere Indikatoren heranzuziehen.

Über den Zusammenhang zwischen Konzentrationsgrad und Monopolrenten bzw. oligopolistischem Verhalten liefert die Oligopoltheorie — mit Ausnahme des klassischen Ansatzes von Cournot — keine gesicherten Aussagen [Clarke, 1985, S. 100]. Der Grund dafür ist, daß bei Betrachtung eines Marktes, zu dem potentielle "Newcomer" den Zutritt wünschen, Monopolrenten nur dann aufrechtzuerhalten sind, wenn die neuen Unternehmen mit Hilfe von Marktzutrittschranken erfolgreich abgeschreckt werden können; dies gilt im Grunde auch

Tabelle 16 — Vereinigte Staaten: Einfache Konzentrationsmaße für meeres-technisch wichtige Branchen 1967–1987

Branche/Jahr	Umsatzanteil der			Herfindahl- Hirschman- Index ^a
	4 größten	8 größten	20 größten	
	Unternehmen (vH)			
Rohstoffdienstleistungen (SIC 138)	nv	nv	nv	nv
Maschinen und Anlagen für die Öl- und Gasexploration (SIC 3533)				
1967	21	36	60	—
1972	28	42	64	—
1977	30	45	66	—
1982	27	44	64	315
1987	34	44	60	426
Pumpen und Pumpanlagen (SIC 3561)				
1967	—	—	—	—
1972	17	27	51	—
1977	17	29	52	—
1982	19	30	49	188
1987	19	31	51	192
Schiffbau und Schiffsreparaturen (SIC 3731)				
1967	42	59	77	—
1972	47	63	81	—
1977	43	58	76	—
1982	35	49	69	418
1987	49	64	75	755

^aBezieht sich auf die 50 größten Unternehmen. Je höher der Index, um so konzentrierter ist der Markt. Der Index wird durch Addition der quadrierten Umsatzanteile einzelner Unternehmen ermittelt. — nv = nicht verfügbar.

Quelle: US Department of Commerce [e; f]; eigene Zusammenstellung.

unabhängig vom Konzentrationsgrad. Werden nun aber Monopolrenten festgestellt, dann ist zu vermuten, daß die Konzentration hierfür günstig war. Ob in den untersuchten Märkten Monopolrenten erzielt wurden, kann mit Hilfe des q -Koeffizienten nach Tobin überprüft werden (Tabelle 17). Es zeigt sich, daß

Tabelle 17 — Vereinigte Staaten: Marktzutrittsbarrieren in einigen wichtigen Branchen der Verarbeitenden Industrie für ausgewählte Jahre (q-Koeffizient nach Tobin)^a

Branchen	1968	1972	1976	Durchschnitt 1960–1977	Rang ^b
Meerestechnisch wichtige Branchen					
Öl- und Gasförderung, Rohstoffdienstleistungen (SIC 13)	5,22	3,94	2,47	2,94	2
Nichtelektrische Maschinen (SIC 35)	1,64	1,49	1,74	1,67	6
Transportmaterial (SIC 37)	1,14	1,13	1,23	1,17	23
Übrige Branchen (Auswahl)					
Meßgeräte, Optik (SIC 38)	3,30	3,19	2,97	3,08	1
Chemische Erzeugnisse (SIC 28)	2,14	2,46	2,35	2,42	3
Elektrische Maschinen (SIC 36)	1,71	1,78	1,92	1,79	4
Baumaterial (SIC 52)	1,94	0,86	1,70	1,60	9
Sonstige Verarbeitende Industrie (SIC 39)	1,16	1,82	1,34	1,33	13
Bekleidung (SIC 23)	1,27	0,96	1,14	1,13	25
Metallwaren (SIC 34)	1,19	1,14	1,01	1,04	28
Textilgarn (SIC 22)	1,13	0,99	0,90	0,92	31

^aDer q-Koeffizient stellt einen Schätzwert für die in einem Markt erzielte Monopolrente dar. Je höher der q-Wert, desto höher ist die Monopolrente. — ^bNach dem durchschnittlichen Wert des q-Koeffizienten nach Tobin im Zeitraum 1960–1977 für eine Stichprobe von 32 Branchen der zweistelligen SIC.

Quelle: Lindenberg, Ross [1981, S. 26].

zumindest in zwei meerestechnisch wichtigen Teilbranchen — Rohstoffdienstleistungen und Maschinenbau — überdurchschnittlich hohe Gewinne erzielt wurden, die auf die Existenz von Monopolrenten schließen lassen. Diese Vermutung gilt jedoch nicht für den Schiffbau (SIC 37), der, was die Rangfolge der Branchen nach der Höhe der Gewinne anbelangt, im unteren Teil plaziert ist.

Überdurchschnittlich hohe Gewinne, die in einer Phase starken Wachstums des Marktes erzielt werden, müßten auch in einer Phase rückläufiger Nachfrage

beobachtet werden können, wenn die Unternehmen tatsächlich über Marktmacht verfügen. Der Anstieg der Konzentration im Zuge von Fusionen in der Zeit nach 1982 deutet darauf hin, daß Unternehmen den Verdrängungsweettbewerb über eine Politik niedriger Preise zu vermeiden gesucht haben. Ob es ihnen gelungen ist, ihre Renten zu verteidigen, konnte mangels Daten nicht überprüft werden.

Die Frage nach der Art der bestehenden Marktzutrittsbarrieren ist schwierig zu beantworten. Traditionelle Hypothesen der Organisationstheorie scheinen für die Meerestechnik wenig Relevanz zu besitzen. Dies gilt vor allem für die von Bain [1956] aufgeführten Hypothesen (absolute Kostenvorteile, Produktdifferenzierung und Skalenerträge). Auch neuere Ansätze, die etwa die Erstspieler-("first mover"-)Eigenschaften oder die hohen Kosten des Markteintritts ("sunk costs")³⁵⁷ in den Vordergrund stellen, haben keinen besonderen Erklärungswert für den Untersuchungsmarkt.

Im Falle der Meerestechnik scheinen die Beziehungen, die zwischen den Ölunternehmen und den meerestechnischen Unternehmen bestehen, eine besondere Barriere für Außenseiter darzustellen. Bemerkenswert erscheint, daß die Zahl der Außenseiter, die in den Markt eintreten konnten, über mehrere Jahrzehnte hinweg klein war, obwohl die führenden Unternehmen überdurchschnittlich hohe Aktienrenditen erwirtschaften konnten. Dies deutet auf die Existenz von Eintrittsbarrieren hin.

Bei einer Analyse der Beziehungen zwischen Ölförderunternehmen und Unternehmen der Meerestechnik fällt auf, daß die Ölförderunternehmen mehr als 90 vH ihrer Vorleistungen über den Markt beziehen und nicht selbst herstellen. Nach der Theorie der vertikalen Integration wie sie von Coase [1937] und vor allem von Williamson [1975] entwickelt wurde, bestimmen Transaktionskosten darüber, ob Güter in einer Organisation bzw. im Unternehmen erstellt oder über den Markt eingekauft werden. Nach dieser Theorie wäre zu vermuten, daß es einerseits für die Ölunternehmen insgesamt kostengünstiger sei, Meerestechnik zu kaufen und nicht selbst zu produzieren. Andererseits ist es für die Unternehmen der Meerestechnik offenbar lohnend, ihre Produkte an Ölunternehmen zu verkaufen und nicht mit Hilfe der von ihnen produzierten Technik selbst Öl zu fördern. Als Unterabteilung eines Ölunternehmens müßten sie auf Skalenerträge und auf die Möglichkeit verzichten, Erfahrungen mit anderen Ölunternehmen zu sammeln. Wie aber ist zu erklären, daß zwischen der relativ kleinen Zahl führender Unternehmen der Meerestechnik und den wenigen Ölförderunternehmen seit vielen Jahren ein stabiles Geflecht von Marktbeziehungen bei Offshore-Projekten besteht? Ein Grund für die Stabilität der marktlichen Beziehungen könnte sein, daß die Spezifität des jeweils benötigten produktiven

³⁵⁷ Hierzu und zu anderen Ansätzen vgl. Clarke [1985, S. 71 ff.].

Wissens bzw. des Humankapitals sehr hoch ist, produktives Wissen und Humankapital im Zeitablauf akkumuliert werden und für Außenseiter schwer imitierbar sind. Rückwärtsintegration, das heißt Ersatz von Marktbeziehungen durch Organisation, läßt unter diesen Voraussetzungen kaum Gewinne in Form niedrigerer Produktionskosten oder höherer Erträge erwarten.

Kanada

Die führenden Unternehmen im Bereich der Meerestechnik und der Ölförderung sind in Kanada überwiegend die gleichen wie in den Vereinigten Staaten. Die Ausführungen des vorherigen Abschnitts gelten daher weitgehend auch für die Verhältnisse in Kanada. Auf eine besondere Behandlung Kanadas kann daher in diesem Zusammenhang verzichtet werden.

b. Politisch bedingte Marktzutrittsbarrieren

Vereinigte Staaten

Das Spezialisierungsmuster im Außenhandel der Vereinigten Staaten bei meeresstechnischen Erzeugnissen deckt sich mit dem Deutschlands. Japan weist dagegen ein stärkeres Profil in der Spezialisierung auf. Wenige Erzeugnisse der japanischen Meerestechnik werden exportiert. Die Wachstumschancen, die für die deutsche meeresstechnische Industrie aus dem Spezialisierungsmuster abgeleitet werden können, sind nicht nur von der Nachfrageentwicklung auf dem Weltmarkt abhängig, sondern auch von den Angebotsbedingungen am Standort Deutschland sowie von den Daten, die die Wirtschaftspolitik in den wichtigsten Exportregionen setzt. Was die Angebotsbedingungen anbelangt, so scheinen diese in den Vereinigten Staaten gegenwärtig günstiger zu sein als in Deutschland und Japan. Die Preiswettbewerbsfähigkeit der Anbieter in den Vereinigten Staaten hat sich in den letzten Jahren verbessert. Allerdings sind bei einigen forschungs- und entwicklungsintensiven Produkten Weltmarktanteile verloren worden. Klagen wurden laut, daß die bisherige Führungsrolle der Vereinigten Staaten bei Produkten der Hochtechnologie nachhaltig beeinträchtigt sei. Dem müsse durch eine stärker an amerikanischen Interessen orientierte Außenhandelspolitik begegnet werden.

Es hat den Anschein, daß die Vereinigten Staaten während der achtziger Jahre auf das Aufkommen neuer Konkurrenten defensiv reagiert haben. In der Außenhandelspolitik wurde eine Abkehr vom Freihandelsprinzip vollzogen. Reziprozität wurde als Handlungsmaxime favorisiert. Bilaterale Handelsabkommen und die Gründung von Präferenzzonen sind Ergebnis der neuen Außenhandelspolitik der Vereinigten Staaten. Dieser Regionalismus wirkt sich auf Drittländer, wie Deutschland, nachteilig aus. Anbietern aus diesen Drittländern

wird der Zugang zum amerikanischen Markt im Vergleich zu Anbietern aus Präferenzzonen erschwert.

Der Wandel in der Handelspolitik der Vereinigten Staaten bedeutet für deutsche Unternehmen eine Beeinträchtigung des Marktzugangs, weil

- unilaterale Retorsionsmaßnahmen durch die Vereinigten Staaten eine ständige Bedrohung sind;
- Ausgleichszölle auf dumping- und subventionsverdächtige Produkte in zunehmendem Maße erhoben werden;
- die nordamerikanische Freihandelszone ("Festung Nordamerika") handelsumlenkend wirkt.

Das mit verschiedenen Gesetzen geschaffene unilaterale Drohpotential³⁵⁸ der Regierung der Vereinigten Staaten hat den Zweck, Handelspartner, die eine aus der Sicht der Vereinigten Staaten unfaire Außenhandelspolitik verfolgen, zu bilateralen Verhandlungen mit den Vereinigten Staaten zu zwingen. Im Grunde geht es um ein Streitschlichtungsverfahren außerhalb des allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens (GATT). Ein solches unilateral beanspruchtes Drohpotential ist nicht unbedenklich. Die Weltwirtschaftskrise von 1929 war begleitet von handelspolitischen Alleingängen, auch von Alleingängen der Vereinigten Staaten.³⁵⁹

Es muß geprüft werden, ob die Handelspolitik gegen die Grundprinzipien der derzeitigen Welthandelsordnung verstößt, nämlich gegen das Prinzip der Liberalisierung, gegen das Prinzip der Meistbegünstigung, das heißt der Nichtdiskriminierung, und gegen das Prinzip der Konsultation. Einseitige Retorsions- bzw. Protektionsmaßnahmen verletzen diese Prinzipien. Im GATT sind Konsultationen vorgesehen, die Konflikte über die Handelspolitik von Mitgliedstaaten entschärfen helfen sollen. Die Möglichkeit besteht, durch einen Beschluß aller Mitgliedstaaten einen vertragsbrüchigen Partner durch Retorsionsmaßnahmen zur Vertragstreue anzuhalten. Das amerikanische Vorgehen schöpft diese Möglichkeit nicht aus. Sie mag auch unvollkommen sein. Den Streitschlichtungsmechanismus zu verbessern, ist daher im Rahmen der Uruguay-Runde ein wichtiges Ziel. Dieses Ziel verdiente die ganze Unterstützung der Vereinigten Staaten.

³⁵⁸ Begründet auf Section 301 Trade Act of 1974, "Amendments of 1984" und den Omnibus Trade and Competitiveness Act of 1988.

³⁵⁹ Vor allem die von Präsident Hoover verfolgte Politik des Schutzes amerikanischer Produzenten, die in dem "Smooth-Hawley Bill" von 1930 zum Ausdruck kam, hatte zu einer weltweiten Proliferation von protektionistischen Maßnahmen ("beggar-my-neighbor policies") und somit zum Zusammenbruch des Welthandels geführt. Vgl. dazu z.B. Rothbard [1975, S. 212 ff.].

Das in den Vereinigten Staaten gesetzlich vorgesehene Verfahren zur Bekämpfung von "unfair trade" sieht die Verhängung von Ausgleichszöllen bei Dumping und subventionierten Gütern vor. Das Verfahren selbst öffnet auf vielfache Weise für die zuständigen Behörden Raum für eine nicht sehr "faire" Vorgehensweise. Bei der Berechnung der Dumpingmarge bleiben Kalküle unternehmerischer Preispolitik, die auch bei amerikanischen Unternehmen häufig angewendet werden, leicht außer acht: Ausländische Unternehmen dürfen weder räumliche Preisdifferenzierung noch weit verbreitete Methoden der zeitlichen Preisdifferenzierung bei sich ändernden Marktbedingungen anwenden, während diese inländischen Unternehmen in den Vereinigten Staaten durchaus gestattet sind. Der Ermessensspielraum des "Department of Commerce" ist groß, wenn es darum geht, festzustellen, welche Preise in die Berechnung der Dumpingmarge eingehen. So werden zum Beispiel Preise im Heimatmarkt des Exporteurs dann nicht berücksichtigt, wenn sie unter den — wie auch immer ermittelten — Produktionskosten (d.h. den Durchschnittskosten) liegen. Der Verkauf zu Preisen — etwa in Höhe der variablen Kosten —, die unter den Durchschnittskosten liegen, ist aber weltweit durchaus üblich und kann, wie jedes Lehrbuch über Preispolitik nahelegt, über einen kürzeren Zeitraum hinweg betriebswirtschaftlich geboten sein. Damit wird in einem solchen Fall vom "Department of Commerce" Dumping wohl zu Unrecht festgestellt.

Bei Gütern, deren Produktion oder Verkauf im Ausland subventioniert werden, zieht die zuständige Behörde in den Vereinigten Staaten alle Subventionen in die Kalkulation ein, unabhängig davon, ob sie sich auf den Außenhandel auswirken oder nicht. Mit dem Subventionscode des GATT vereinbar wäre es, wenn Subventionen in Exportsubventionsäquivalente umgewandelt würden. Sowohl bei der Ermittlung des kostengerechten Preises und der Subvention als auch bei der Berechnung des Schadens, der den amerikanischen Produzenten entstehen könnte, erweist es sich als schwierig, zutreffende Informationen zu beschaffen. Im Zweifel dürften solche Daten in die Berechnungen eingehen, die geeignet sind, die Vermutung von "unfair trade" zu erhärten. Hierdurch wird die Protektion von Anbietern in den Vereinigten Staaten erhöht.

Durch die Hinwendung der Vereinigten Staaten zu regionalen Präferenzzonen ändert sich die absolute Position von Drittländern nicht, wohl aber ihre relative Position. Denn die Mitgliedsländer der Präferenzzonen werden hinsichtlich des Zugangs zum amerikanischen Markt bessergestellt als die Drittländer. Unternehmen aus Drittländern, die bislang nach Nordamerika exportiert haben, werden (neu) überlegen müssen, ob sie statt dessen in den Vereinigten Staaten oder in Kanada investieren sollen.

Die Analyse der amerikanischen Präferenzpolitik läßt die Befürchtung begründet erscheinen, daß der Handel mit Drittländern zugunsten der Anbieter aus Nordamerika umgelenkt wird.³⁶⁰

Kanada

Das für Kanada empirisch ermittelte Spezialisierungsmuster deutet darauf hin, daß dieses Land überdurchschnittliche Erfolge im internationalen Handel bei Gütern erzielen konnte, die den Kategorien "mittlere und Standard-Technologie" zugeordnet sind. Bei meeres technisch wichtigen Produktgruppen, die hauptsächlich in den Bereich der Hochtechnologie fallen, zählt Kanada zu den Nettoimportländern. Der Bedarf an Meerestechnik wird weitgehend mit Importen aus den Vereinigten Staaten gedeckt.

Ebenso wie in anderen Rohstoffbereichen — Kanada ist bei der Gewinnung und Nutzung einer Reihe von bergbaulichen Rohstoffen führend — verfolgt Kanada seit den 60er Jahren auch im Kohlenwasserstoffbereich eine Politik zum Schutz heimischer Rohstoffunternehmen und Vorleistungslieferanten im Sinne des "infant industry"-Arguments, demzufolge junge Industrien eines Zollschatzes bedürfen, um sich entwickeln zu können. Ähnlich wie in den Nordseeanrainerstaaten wird also eine Industriepolitik zugunsten der Meerestechnik praktiziert, die überdies regionalpolitische Elemente beinhaltet.

In den industriepolitischen Rahmen fügen sich die diskretionäre Vergabe von Rohstoffrechten, der Genehmigungsvorbehalt für ausländische Direktinvestitionen und die "Canadianization"-Politik. Dem Staat ist es in der Vergangenheit verschiedentlich gelungen, mit Hilfe dieser industriepolitischen Instrumente gestaltend auf die Details der Projektorganisation einzelner Offshore-Vorhaben Einfluß zu nehmen, um die "local content"-Forderungen kanadischer Anbieter durchzusetzen. Ergänzend hierzu wird vor allem aus regionalpolitischen Gründen eine massive Subventionierung von sogenannten Megaprojekten (= Großprojekten) betrieben. Von einer finanziellen Förderung großer Rohstoffprojekte im Meer werden erhebliche Wachstums- und Beschäftigungsimpulse für die strukturschwachen küstennahen Provinzen bzw. Territorien erwartet. Die Verbindung von Industrie- und Regionalpolitik kommt darin zum Ausdruck, daß derartige Subventionen bislang ausschließlich Konsortien gewährt worden sind, an denen — der "Canadianization"-Politik folgend — kanadische Unternehmen mehrheitlich beteiligt waren.

Weitere politische Hemmnisse für ausländische Unternehmen gehen von dem anhaltenden Kompetenzstreit zwischen dem Bund und den Küstenprovinzen bzw. -territorien um die Regulierung von Offshore-Aktivitäten aus. Insbesondere die Unsicherheit, die sich daraus für das die Rentabilität beeinflussende

³⁶⁰ Ähnliche Schlußfolgerungen zieht auch Langhammer [1992].

Fiskalregime ergibt, beeinträchtigt wesentlich die Investitionsneigung der Unternehmen, die bei Rohstoffprojekten mit einer Laufzeit von üblicherweise 20–30 Jahren von möglichst stabilen Rahmenbedingungen abhängig ist. Die Erwartungen der Unternehmen werden darüber hinaus von der unsteten kanadischen Energiepolitik gedämpft, in der plötzliche Richtungswechsel keine Seltenheit sind. Eine insgesamt niedrigere Investitionstätigkeit im Rohstoffsektor führt zu einer niedrigeren Nachfrage nach meeresstechnischen Erzeugnissen.

Auch die kanadische Handelspolitik ist auf einen verstärkten Schutz heimischer Produzenten meeresstechnischer Erzeugnisse ausgerichtet. Dabei werden sowohl tarifäre als auch nichttarifäre Instrumente eingesetzt. Auf Produkte des Schiff- und Maschinenbaus werden im internationalen Vergleich recht hohe Wertzölle erhoben. Stahlerzeugnisse unterliegen mengenmäßigen Kontrollen und müssen außerdem verzollt werden. Ausgleichszölle werden verhängt, wenn sich ein Dumping- und/oder Subventionsverdacht erhärten läßt. Für die Feststellung beider Tatbestände sind nach kanadischem Recht Preis- bzw. Kostenvergleiche erforderlich, bei denen ebenso wie in den Vereinigten Staaten die Verwendung von Daten und Definitionen vorgeschrieben ist, die implizit eine Verurteilung ausländischer Unternehmen erleichtern.

Allerdings hat sich Kanada Ende der 80er Jahre anläßlich der Unterzeichnung bilateraler und trilateraler Freihandelsabkommen mit den Vereinigten Staaten und Mexiko dazu verpflichtet, seine Wirtschaft für ausländische Anbieter zu öffnen. Vor allem die Vereinigten Staaten hatten bei den Verhandlungen über die Präferenzabkommen einen verbesserten Zugang amerikanischer Unternehmen zum kanadischen Onshore- und Offshore-Rohstoffmarkt gefordert. Als Folge der Abkommen hat Kanada bereits 1992 damit begonnen, die staatlichen Eintrittsbarrieren zum Markt für Meerestechnik abzubauen. Seitdem ist zum Beispiel die im Rahmen der "Canadianization"-Politik verlangte Zwangsbeteiligung von kanadischen Unternehmen in Höhe von mindestens 50 vH an jedem Rohstoffprojekt abgeschafft worden. Der Eindruck ist entstanden, daß zumindest Unternehmen der Meerestechnik aus den Vereinigten Staaten (theoretisch auch aus Mexiko) derzeit weniger Hemmnisse als vor der Unterzeichnung des NAFTA-Abkommens zu überwinden haben. Unklar bleibt, ob und inwieweit auch Unternehmen aus Drittländern (z.B. aus Deutschland) eine ähnliche Behandlung wie amerikanische Unternehmen erfahren. Im allgemeinen wird jedoch erwartet, daß der nunmehr in Kanada eingeleitete Liberalisierungsprozeß auch für Drittländer Vorteile bringen dürfte.

VII. Juristische Bewertung

1. Vereinigte Staaten

a. Zusammenfassung

Die Erörterungen der rechtlichen Regelungen für Tätigkeiten im Offshore-Bereich der Vereinigten Staaten ergeben im Hinblick auf die Wettbewerbsposition ausländischer Personen und Unternehmen ein differenziertes Bild.

Erstens lassen die allgemeinen Regeln über eine wirtschaftliche Betätigung von Ausländern in den Vereinigten Staaten bzw. über einen Export in die Vereinigten Staaten folgendes erkennen:

- Durchgängig besteht ein Genehmigungsvorbehalt für die Niederlassung und für Unternehmensbeteiligungen von Ausländern.
- Einige importspezifische Abgaben müssen entrichtet werden.
- Es ist mit bestimmten außenhandelsrechtlichen Verfahren zu rechnen, die relativ leicht die Möglichkeit einer Diskriminierung eröffnen (Anti-dumping).

Gegen diese Regelungen bestehen zum Teil Vorbehalte.

Zweitens gilt im Bereich der Offshore-Aktivitäten für ausländische Unternehmen und Personen folgendes:

- Abgesehen von vereinzelt weitergehenden einzelstaatlichen Vorschriften ist der Zugang zu Offshore-Tätigkeiten dadurch beschränkt, daß praktisch der Zwang besteht, eine Gesellschaft nach amerikanischem Recht zu gründen.
- Die Beschäftigung nichtamerikanischer Arbeitskräfte wird zunehmend schwieriger, weil neben den günstigen Bestimmungen des OCSLA zunehmend schärfere, allgemeine ausländerrechtliche Bestimmungen herangezogen werden.
- Die ausländischen Betreiber müssen zahlreiche amerikanische Regelungen und Normen im Bereich der technischen Sicherheit und des Umweltschutzes beachten.

Drittens ist die Regulierung der Schifffahrt gekennzeichnet durch

- den Ausschluß von Ausländern von der küstennahen Seeschifffahrt,
- den Ausschluß ausländischer Anbieter für Neubauten und -reparaturen der entsprechenden Schiffe,
- Einschränkungen im Hinblick auf die Besatzung der Schiffe,
- Besteuerung der Reparatur und Ausrüstung amerikanischer Schiffe im Ausland,

- weitgehende, aber nicht neuartige handelspolitische Eingriffsinstrumente,
- Regelungen über den schiffsbezogenen Meeresumweltschutz mit technischen Bauvorschriften, die den Zugang nicht entsprechernd ausgerüsteter ausländischer Schiffe zu Seegebieten unter amerikanischen Hoheitsrechten beschränken und
- eine lebhafte parlamentarische Diskussion mit stark protektionistischen Zügen.

b. Beurteilung

Um diese Ergebnisse bewerten zu können, bedarf es einer normativen Grundlage. Dazu zählen der Freundschafts-, Handels- und Schifffahrtsvertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Vereinigten Staaten sowie das GATT.

Der Freundschafts-, Handels- und Schifffahrtsvertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Vereinigten Staaten

Der Freundschafts-, Handels- und Schifffahrtsvertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Vereinigten Staaten³⁶¹ ist am 14. Juli 1956 in Kraft getreten.³⁶² Er gilt auch heute noch in der ursprünglichen Form [Schwenk, 1957, S. 198]. Unter anderem regelt er Fragen der Ausübung von gewerblichen Tätigkeiten deutscher- bzw. amerikanischer Staatsangehöriger im jeweiligen Gastland. Folgende Regelungen spielen dabei eine Rolle:³⁶³

- Gemäß Art. VII Abs. 1 wird den Staatsangehörigen eines jeden Vertragsteils Inländerbehandlung für die Ausübung jeder selbständigen oder unselbständigen Tätigkeit gewährt. Ausgenommen von dieser Garantie sind jedoch die Errichtung und der Betrieb von Unternehmen, die zum Beispiel im Bereich des Verkehrs zu Wasser oder der Ausbeutung von Boden- und Naturschätzen tätig sind (Art. VII Abs. 2).
- Es ist vorgesehen, daß jeder Vertragsteil besondere Formalitäten über die Betriebserrichtung von Ausländern festschreiben kann, sofern diese

³⁶¹ Text einschließlich Protokoll und Notenwechsel: BGBl. [1956, Vol. II, S. 488–505].

³⁶² Vgl. Bekanntmachung über das Inkrafttreten des Freundschafts-, Handels- und Schifffahrtsvertrages vom 26.10.1954 zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Vereinigten Staaten von Amerika [BGBl., 1956, Vol. II, S. 763].

³⁶³ Die darüber hinausgehenden Regelungen zur Schifffahrt finden sich in Abschnitt D.II.

Vorschriften nicht den Wesensgehalt der genannten Garantie beeinträchtigen (Art. VII Abs. 3).

- Für die gewerbliche Tätigkeit von Interesse ist die Frage der Arbeitsgenehmigung. Grundsätzlich ist dieser Bereich nicht Regelungsgegenstand des Vertrags (Ziff. 8 Protokoll). Zu beachten ist jedoch Art. VIII. Hiernach kann ein Unternehmen eines anderen Vertragsteils für interne Zwecke wirtschaftliche und technische Sachverständige beschäftigen, um hierdurch im Bereich der Unternehmensplanung und -führung die nötigen Buchprüfungen, Untersuchungen oder technischen Ermittlungen vorzunehmen.
- Hinsichtlich der Ausländer treffenden Steuerbelastung wird grundsätzliche Inländergleichbehandlung gewährt (Art. XI)
- Für den Mobilienerwerb einschließlich der Immaterialgüterrechte wird Inländerbehandlung gewährt (Art. IX Abs. 2). Der Immobilienerwerb ist von den vertraglichen Regelungen ausgenommen (Art. IX Abs. 1 (b)).
- Gemäß Art. IX Abs. 1 (a) wird Miete und Pacht von Immobilien nur insoweit von der Inländerbehandlung erfaßt, als daß sie nicht im Zusammenhang mit einer von Art. VII Abs. 2 genannten Tätigkeit stehen (ausgenommen ist somit der Verkehr zu Wasser und die Ausbeutung von Boden- oder Naturschätzen).
- Weiterhin regelt der Freundschaftsvertrag ein möglicherweise bestehendes Konkurrenzverhältnis zum GATT (Art. XXIV Abs. 4). So schließt eine Bestimmung des Freundschaftsvertrages über die Behandlung von Waren keine Maßnahme aus, die im Rahmen des GATT zulässig oder geboten ist.
- Gemäß Art. XXIV Abs. 1 (d) sind auch solche vertragswidrigen Maßnahmen zulässig, die unter anderem zum Schutz wesentlicher Sicherheitsinteressen notwendig sind.

Die aufgefundenen rechtlichen Regelungen für den Zugang ausländischer Personen und Unternehmen zum Markt für Meerestechnik sind sowohl mit diesen als auch mit den übrigen, hier nicht explizit aufgeführten Regelungen des Freundschaftsvertrages zu vereinbaren.

Das GATT

Das GATT dient der Gewährleistung eines freien Welthandels und enthält als eine seiner wichtigsten Bestimmungen den Grundsatz der Meistbegünstigung. Es hat aber einen beschränkten Anwendungsbereich, der im vorliegenden Fall in verschiedener Hinsicht spürbar wird. So bezieht sich das GATT nur auf den Handel mit Gütern. Alle möglichen Diskriminierungen im Hinblick auf Dienstleistungen, das heißt Beschränkungen im Hinblick auf Schifffahrts- und Arbeits-

dienstleistungen, fallen daher aus dem Rahmen. Damit bleibt zu überprüfen, inwieweit mit der Diskriminierung ausländischer Schiffsanbieter durch den "Jones Act" gegen Regelungen des GATT verstoßen wird. Die Regelungen des "Jones Act" haben zur Folge, daß Importe von Produkten ausländischer Schiffbauanbieter in die Vereinigten Staaten kaum zu verzeichnen sind. Diese Wirkung tritt de facto ein; eine Importbeschränkung de jure stellt der "Jones Act" nicht dar.

Auch diese De-facto-Wirkung ist ein Verstoß gegen Bestimmungen des GATT, an welche die Vereinigten Staaten als Vertragspartei³⁶⁴ gebunden sind. Namentlich liegt ein Verstoß gegen Art. XI GATT vor [vgl. GATT, a, S. 180]. So ist es den Vertragsparteien des GATT gemäß Art. XI Abs. 1 GATT untersagt, mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen für Waren in Form von Kontingenten, Einfuhr- und Ausfuhrbewilligungen oder in Form von anderen Maßnahmen ("or other measures") zu erlassen oder beizubehalten. Zu beachten ist, daß Art. XI Abs. 1 GATT ausdrücklich die Formulierung "or other measures" enthält. Der Wortlaut zeigt, daß es zur Bestimmung einer unzulässigen Einfuhrbeschränkung weniger auf die ergriffene Maßnahme, als vielmehr auf deren Wirkung ankommt [McGovern, 1986, S. 187]. Diese Festlegung ist in einer GATT-Panel-Entscheidung bestätigt worden.³⁶⁵

Die Vereinigten Staaten berufen sich zur Rechtfertigung dieses GATT-Verstoßes auf eine Bestimmung, die sich aus der eigentümlichen Vertragsstruktur des GATT ergibt. Es handelt sich hierbei um die sogenannte "Grandfather Clause".³⁶⁶ Diese Bestimmung findet sich in dem "Protocol of Provisional Application",³⁶⁷ das bis heute die vorläufige Anwendung bestimmter Teile der Havanna-Charta regelt (die wiederum als GATT bezeichnet werden).³⁶⁸ Der "Grandfather Clause" zufolge übernehmen die Vertragsparteien des GATT keine Verpflichtung, ihre zum Zeitpunkt des Vertragsbeitritts bestehende Rechtslage an die Bestimmungen des GATT anzupassen [vgl. Benedek, 1990, S. 101; McGovern, 1986, S. 18]. Da die maßgeblichen Bestimmungen des

³⁶⁴ Seit dem 1. Januar 1948, vgl. *Multilateral Treaties Deposited with the Secretary-General*, Status as at 31 December 1989, S. 333.

³⁶⁵ *Japan-Trade in Semi Conductors*, Report of the Panel adopted on 4 May 1988 (L/6309), abgedruckt in: *BISD*, 1988, 35th Suppl., S. 116, 154: "This wording indicated clearly that any measure instituted or maintained by a contracting party which restricted the exportation or sale for export of products was covered by this provision, irrespective of the legal status of the measure." (Gleiches gilt für Importbeschränkungen, vgl. *ibid.* (1988, S. 153).)

³⁶⁶ Die Berufung der Vereinigten Staaten auf diese Bestimmung im Zusammenhang mit dem "Jones Act" ist erwähnt in GATT [a, S. 180].

³⁶⁷ *UNTS*, Vol. 55, Nr. 308, S. 308 ff.

³⁶⁸ Zu dieser Eigenart des GATT vgl. Benedek [1990, S. 99 f.].

„Jones Act“ im Jahr 1920 in Kraft getreten sind, können sie daher nicht als GATT-widrig bewertet werden.

An dieser Rechtslage könnte sich jedoch durch einen erfolgreichen Abschluß der Uruguay-Runde des GATT etwas ändern. Innerhalb der Beratungen der Uruguay-Runde wurde auf einen Vorschlag der Europäischen Gemeinschaft hin Einigkeit darüber erzielt, daß die „Grandfather Clause“ ab einem bestimmten, noch offenen Zeitpunkt nicht mehr anwendbar sein soll.³⁶⁹ Eine diesbezügliche Änderung des GATT hätte zur Folge, daß der Vorbehalt der Vereinigten Staaten, der bis heute den „Jones Act“ rechtfertigt, gegenstandslos würde.

2. Kanada

a. Zusammenfassung

Faßt man die Untersuchungen zu den rechtlichen Regelungen für Tätigkeiten im Offshore-Bereich Kanadas zusammen, so ergibt sich im Hinblick auf die Stellung ausländischer Interessenten folgendes:

- Kanada verfügt seit langem über eine vorgreifende Kontrolle ausländischer Investitionen, die einen Genehmigungsvorbehalt beinhaltet und in deren Ausübung kanadische Behörden oft auf die Gestaltung der Investition Einfluß nehmen und verschiedene Verpflichtungen des ausländischen Investors erwirken.
- Der Zugang zum kanadischen Offshore-Gebiet steht nur Gesellschaften nach kanadischem Recht offen.
- Das kanadische System zur Erforschung, Erschließung und zum Abbau von Offshore-Ressourcen ist als Lizenzsystem zu kennzeichnen, bei dem die jeweiligen Rechte nach administrativem Ermessen vergeben werden.
- Bei der Vergabe von solchen Rechten werden den Unternehmen zum Teil Auflagen im Hinblick auf die Beschäftigung kanadischer Arbeitnehmer und den Bezug von kanadischen Gütern und Dienstleistungen gemacht.

b. Beurteilung

Insgesamt gesehen ist das kanadische System in einzelnen Aspekten restriktiver als das amerikanische. Seine rechtliche Zulässigkeit beurteilt sich allein nach

³⁶⁹ Bail [1990, S. 441]; vgl. auch die Erklärung des GATT-Generalsekretärs Arthur Dunkel vom 11. November 1991, abgedruckt in: News of the Uruguay Round, 11. November 1991 (NUR 050), S. 6.

dem GATT, da ein dem deutsch-amerikanischen Vertrag entsprechendes Abkommen mit Kanada nicht besteht.³⁷⁰

Im Hinblick auf die kanadische Regelung einer Kontrolle ausländischer Investitionen ist darauf hinzuweisen, daß die entsprechenden Grundlagen 1984 auf Antrag der Vereinigten Staaten Gegenstand eines GATT-Panel-Verfahrens gewesen sind. Dabei ging es jedoch nicht um eine generelle Regelung für ausländische Investitionen, weil das GATT diese nicht berührt. Gegenstand des amerikanischen Antrags war die häufig in ihrem Rahmen den Investoren abverlangte Verpflichtung, kanadische Rohstoffe oder Vorprodukte zu verwenden bzw. Endprodukte in einem bestimmten Umfang zu exportieren. Insoweit als die kanadische Regelung solche Verpflichtungen des Investors betrifft, ist sie für unvereinbar mit dem GATT erklärt worden.

Die Entscheidung macht deutlich, daß auf der Grundlage des GATT gegen die kanadische Regelung ausländischer Investitionen im Grundsatz nichts einzuwenden ist. Angreifbar sind auch nicht die entsprechenden Verpflichtungen der im Offshore-Bereich tätigen Unternehmen, vorrangig auf kanadische Dienstleistungen zurückzugreifen, weil das GATT sich bisher allein auf Güter bezieht. Problematisch sind allerdings Verpflichtungen, soweit sie die vorrangige Beschaffung kanadischer Güter betreffen. Deshalb ist folgendes zu unterscheiden:

- Sofern es die Unternehmen anbelangt, die solchen Verpflichtungen unterliegen, ist ein Verstoß gegen die Regeln des GATT nicht ohne weiteres zu führen. Unternehmen mit einem kanadischen Eigentumsanteil von mindestens 50 vH gelten als inländisch, so daß die Diskriminierungsverbote des GATT nicht ohne weiteres greifen, weil diese das Verhältnis zwischen In- und Ausländern betreffen.
- Sofern es um ausländische Anbieter der entsprechenden Güter geht, müßte der Nachweis geführt werden, daß es sich hier um eine Maßnahme handelt, die einer Kontingentierung vergleichbar ist. Auch insoweit bestehen Unsicherheiten, weil nicht der Import der entsprechenden Güter beschränkt, sondern das Verhalten der potentiellen Nachfrager reguliert wird.

Was die Rechte für Offshore-Aktivitäten betrifft, ist die Lizenzvergabe auf dem Wege einer Verwaltungsentscheidung mit weitem Ermessen nach kanadischem Recht deutlich weniger transparent als das amerikanische Bietverfahren.

³⁷⁰ Zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Kanada bestehen Doppelbesteuerungs- und Zollkooperationsabkommen. Beide Abkommen sind jedoch für die Beurteilung des kanadischen Systems nicht einschlägig.

E. Wirtschafts- und rechtspolitische Schlußfolgerungen

I. Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse

1. Vereinigte Staaten

Die Entwicklung der Rohstoffpreise in den 80er Jahren hat zu einer Verlangsamung der Rohstoffaktivitäten im Offshore-Bereich der Vereinigten Staaten geführt, vor allem die Aufsuchung und Erschließung neuer Lagerstätten ließen nach. Überdies ist aus umweltpolitischen Gründen eine Reihe von Meeresgebieten, die für Rohstoffaktivitäten interessant sind, gesperrt worden. Die amerikanische meeresstechnische Industrie, die eine starke Stellung auf dem Weltmarkt innehat, konnte sich der Intensität der kontraktiven Kräfte und dem von ihnen induzierten Strukturwandel nicht entziehen.

Der Zugang zu den Rohstofflagerstätten in den küstennahen Meeresgebieten steht Inländern, Ausländern mit dem auslandsrechtlichen Status eines "permanent resident" und Gesellschaften nach amerikanischem Recht offen. Ausländische Unternehmen können mit der Gründung einer Tochtergesellschaft nach amerikanischem Recht die Voraussetzungen für den Zugang schaffen und sich dann im Rahmen eines wettbewerblichen Bietverfahrens um die Zugangsrechte zu den Rohstoffen bewerben.

Allerdings unterliegen ausländische Unternehmen einigen Beschränkungen bei Direktinvestitionen und der Durchführung von Rohstoffprojekten. Ausländische Investitionen sind genehmigungspflichtig, und die Genehmigung liegt im Ermessen der Behörden. Der Einsatz ausländischer Arbeitskräfte wird zunehmend erschwert. Im Hinblick auf Schiffstransporte und schiffsgestützte Dienstleistungen müssen in den Vereinigten Staaten gebaute Schiffe, die in amerikanischem Eigentum stehen und unter amerikanischer Flagge fahren, eingesetzt werden. Auf Anlagen und Materialien, die für Rohstoffaktivitäten eingeführt werden, müssen Sonderabgaben entrichtet werden. Diese Diskriminierungen sind nach internationalem Recht schwer angreifbar. Zum einen handelt es sich bei den Beschränkungen der Schifffahrt um Regelungen, die vor der Unterzeichnung des GATT im Jahr 1947 eingeführt wurden und aufgrund der "Grandfather Clause" von den Bestimmungen des GATT nicht erfaßt werden. Zum anderen sind die Bereiche "natürliche Ressourcen" und "Schifffahrt" vom GATT ebenso ausgenommen wie von den Vorschriften des deutsch-amerikani-

schen Freundschaftsvertrags. Auch für die Uruguay-Runde des GATT wurde vereinbart, die Ausnahmebereiche nicht in die Verhandlungen einzubeziehen. Entsprechende Vorbehalte sind außerdem in den von den Vereinigten Staaten mit mehreren Ländern abgeschlossenen bilateralen Investitionsschutzabkommen in ähnlicher Form enthalten.

Weitere Hemmnisse gehen von der neuen Außenhandelspolitik der Vereinigten Staaten aus. Die Vereinigten Staaten haben eine Abwendung vom Freihandelspostulat vollzogen und sich zunehmend zum Prinzip der Reziprozität bekannt. Vermutlich als Reaktion auf den wachsenden Verlust von Weltmarktanteilen bei F&E-intensiven Produkten haben sie den Schutz amerikanischer Produzenten im Inland und im Ausland den Interessen der amerikanischen Konsumenten vorangestellt. Hinzu kommt eine Hinwendung zu regionalen Präferenz-zonen, die Nichtmitglieder benachteiligt. Der wachsende Protektionismus richtet sich insbesondere gegen die Einfuhr F&E-intensiver Produkte und betrifft deshalb auch das relevante Teilsegment der Meerestechnik. Diese Politik verstößt gegen die Grundprinzipien eines freien Welthandels und könnte einen Rückfall in die Handelspolitik bedeuten, die die Vereinigten Staaten in der Zwischenkriegszeit verfolgten.

Der hoch konzentrierte Markt für F&E-intensive Meerestechnik weist Eintrittsbarrieren auf. Die wichtigste davon ist die über Jahrzehnte gewachsene enge Beziehung zwischen amerikanischen Unternehmen der Meerestechnik und amerikanischen Ölunternehmen. Sie hat den Charakter einer quasi-vertikalen Integration; für die amerikanischen Unternehmen der Meerestechnik hat sie den Vorteil, daß sie von Außenseitern schwer zu durchbrechen ist. Die neue amerikanische Wettbewerbspolitik hat den Strukturwandel in der amerikanischen Meerestechnik durch Genehmigung von Fusionen — auch unter Großunternehmen — mit dem Argument steigender Effizienz unterstützt und so zu einem höheren Konzentrationsgrad auf dem Markt für Meerestechnik beigetragen.

2. Kanada

Auch der kanadische Rohstoffsektor unterliegt dem Anpassungsdruck infolge des Preisverfalls auf dem internationalen Ölmarkt. Das Rohstoffpotential Kanadas ist derzeit schwer abschätzbar; die Energiepolitik des Landes ist unübersichtlich. Die Entwicklung des "Hibernia"-Erdölfelds an der Ostküste verläuft schleppend; bislang wurde nur in einem Offshore-Feld in Kanada (im "Cohasset/Panuke"-Feld) die Produktion aufgenommen. Aufgrund des mit den Vereinigten Staaten unterzeichneten Freihandelsvertrags dürften künftig vor allem die Aufsuchung und Förderung von Offshore-Erdgas gute Chancen haben.

Die kanadische meerestechnische Industrie wird von der amerikanischen dominiert; kanadische Unternehmen bieten vor allem standardisierte Produkte an.

Zugangsrechte werden — wie in den Nordseeanrainerstaaten — diskretionär vergeben. Bis März 1992 war eine kanadische Beteiligung von 50 vH an jeder Produktionslizenz obligatorisch, so daß vor allem die staatliche Ölgesellschaft Petro-Canada begünstigt wurde. Der Beteiligungszwang und weitere Kontrollen von Investitionen im Rohstoffbereich sind inzwischen — im Zuge der Marktöffnung in Richtung Vereinigte Staaten — aufgehoben worden. Allerdings werden aufgrund bilateraler Abkommen US-Unternehmen gegenüber Unternehmen aus Drittländern bevorzugt.

Inwieweit andere Auflagen für Rohstoffunternehmen den Liberalisierungsprozeß überleben werden, ist noch unklar. Das frühere kanadische System war nämlich weit restriktiver als das amerikanische. Dazu zählten zum Beispiel die Verwendung kanadischer Vorleistungen und Quoten für kanadisches Personal. Ausländische Investitionen sind weiterhin genehmigungspflichtig. Die in Kanada festgestellten Beschränkungen sind aber nicht als Verletzungen des internationalen Rechts einzuordnen.

Weitere Hemmnisse bestehen in Gestalt von Zöllen auf Schiffe und andere Produkte sowie darin, daß auch Kanada dazu übergegangen ist, Antidumping- und Subventionsverfahren zum Schutz eigener Produzenten einzuleiten. Ansonsten wird der Marktzugang für Anbieter aus Drittländern im Vergleich zur Situation vor Gründung der NAFTA erleichtert, vor allem infolge der neuen regionalen Präferenzzonen.

II. Handels- und wettbewerbspolitischer Handlungsbedarf auf bilateraler und multilateraler Ebene

Angesichts der zahlreichen Maßnahmen, die in den Vereinigten Staaten und in Kanada die Durchführung von Rohstoffaktivitäten und die Lieferung von meerestechnischen Vorleistungen durch ausländische Unternehmen hemmen, stellt sich die Frage nach dem möglichen Handlungsbedarf auf staatlicher Ebene.

In den wenigen Fällen, in denen Verstöße gegen internationale Regelungen nachweisbar sind, hat die Kommission der Europäischen Gemeinschaft entsprechende Verfahren, insbesondere gegen die Vereinigten Staaten, eingeleitet.³⁷¹

³⁷¹ Die EG hat zum Beispiel beim GATT Panelverfahren zu den Zollgebühren und zu "Section 337" des "Tariff Act" von 1930 (Patentrechte) beantragt. In beiden Fällen sind die amerikanischen Maßnahmen als GATT-widrig bewertet worden.

Darüber hinaus bestehen Möglichkeiten, im Rahmen des GATT und der OECD von deutscher Seite aus aktiv zu werden. Hinsichtlich des GATT sollte die Initiative unterstützt werden, die sogenannte "Grandfather Clause", also die Vorschrift, daß das Recht weiterhin gültig ist, das vor Unterzeichnung des GATT im Jahr 1947 bestand, aufzuheben. Gelänge dies, so würden die amerikanischen Bestimmungen über die Küstenschifffahrt automatisch hinfällig. Hinzu kommt, daß in den GATT-Verhandlungen über die Dienstleistungen die Schifffahrt bislang ausgeklammert wurde. Hier wäre ein weiterer Ansatzpunkt gegeben, sich für eine freiere Schifffahrt einzusetzen.

Innerhalb der OECD wird derzeit eine internationale Regelung für Schiffbausubventionen verhandelt. Dabei vertreten die Vereinigten Staaten die Position, daß der "Jones Act" nicht einbezogen werden sollte. Auch hier sollte darauf hingewirkt werden, daß derartige Hemmnisse im Handel mit Schiffen und Reparaturleistungen verhandelt und nach den GATT-Prinzipien bewertet werden.

Darüber hinaus wäre es notwendig, einerseits den Auswüchsen der gegenwärtigen amerikanischen Handelspolitik sowohl auf bilateraler als auch auf multilateraler Ebene mit Entschiedenheit entgegenzutreten und andererseits auf eine Stärkung des GATT, wenn erforderlich auch über eine GATT-Reform, zu dringen. Die Tendenzen in Richtung auf einseitige Maßnahmen unter dem Namen "managed trade" oder "results-oriented trade", die in der amerikanischen Diskussion eine wichtige Rolle spielen (Vertreter dieser Thesen sind Tyson [1992] und Dornbusch [1990]), zielen auf eine merkantilistisch eingefärbte, quantitative Lenkung des Welthandels ab. Sie sind mit den Grundprinzipien des GATT unvereinbar und fördern deren Aushöhlung und Verwässerung.

Auf bilateraler Ebene (gegebenenfalls parallel dazu auch im Rahmen der OECD) sollten die Beschränkungen von Direktinvestitionen in den Vereinigten Staaten und in Kanada zum Verhandlungsgegenstand gemacht werden. Eine liberale Investitionsgesetzgebung in Nordamerika würde Unternehmen aus Drittländern — trotz wachsender Handelshemmnisse — die Möglichkeit bieten, den nordamerikanischen Markt über entsprechende Niederlassungen zu beliefern. Dagegen würde ein Rückgang von Handels- und Kapitalströmen die wirtschaftlichen und allgemeinen Beziehungen zwischen Nordamerika und Deutschland belasten.

III. Strategien für eine stärkere Präsenz deutscher Unternehmen der Meerestechnik auf den nordamerikanischen Märkten

Der Markt für Meerestechnik wird von amerikanischen Unternehmen beherrscht; andere Anbieter waren bislang nur bei den technologisch weniger anspruchsvollen Produkten erfolgreich. Außenseiter konnten nur selten in den harten Kern von etwa zwanzig amerikanischen Unternehmen eindringen. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, daß

- sich die Außenhandelspezialisierung Deutschlands auf dem Gebiet der Meerestechnik mit der Amerikas deckt,
- Japan als Anbieter von Meerestechnik mit den Vereinigten Staaten und Deutschland konkurriert,
- auf dem nordamerikanischen Markt für Meerestechnik Eintrittsbarrieren auf Unternehmensebene bestehen,
- es in den Vereinigten Staaten und in Kanada eine Reihe von staatlichen Hemmnissen gibt, die die Lieferung von meeres-technischen Produkten erschweren.

Eine zentrale Marktzutrittsbarriere sind die engen Beziehungen, die zwischen den großen amerikanischen Ölförderunternehmen und den großen amerikanischen Unternehmen der Meerestechnik bestehen; sie kommen jenen sehr nahe, die bei Vorliegen vertikaler Integration typisch sind. Durch den Strukturwandel, den die Meerestechnik nach 1986 durchlaufen hatte, dürften diese Beziehungen noch enger geworden sein. Derartige Beziehungen sind auf dem deutschen Markt unbekannt. Deutsche Rohstoffunternehmen haben in vielen Teilen der Welt — auch in Nordamerika — den Zugang zu Rohstoffprojekten erlangt, nicht aber die deutsche Meerestechnik; deutsche Rohstoffunternehmen haben — wie andere offenbar auch — ihre Vorleistungen überwiegend von amerikanischen Unternehmen bezogen.

Die Überwindung der zentralen Marktzutrittsbarriere kann über eine Fusion bzw. Übernahme eines amerikanischen Unternehmens gelingen.³⁷² Der Kauf eines amerikanischen Unternehmens ermöglicht die Übernahme

- aller Lieferverträge, die dieses Unternehmen mit den Ölförderunternehmen geschlossen hat, und
- des erfahrenen und eingespielten Personals.

³⁷² Die Realität zeigt — wie im Fall Prakla Seismos (von Schlumberger übernommen) —, daß gegenwärtig Akquisitionen in umgekehrter Richtung stattfinden.

Beide Faktoren sind — mehr noch als technologische Aspekte — relevant, um auf dem internationalen Markt für Meerestechnik zu bestehen.

Neben der direkten Übernahme eines Meerestechnikunternehmens käme die Übernahme eines internationalen Ölunternehmens oder zumindest die Beteiligung daran in Frage. Dies würde einen Einstieg in den Markt über die Nachfrageseite ermöglichen und hätte im Hinblick auf eine Überwindung der wichtigsten Zutrittsbarriere auf Unternehmensebene eine ähnliche Wirkung wie der Einstieg über die Angebotsseite.

Als dritte Strategie wäre die Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens ("joint venture") mit einem amerikanischen meerestechnischen Unternehmen mit dem Zweck denkbar, meerestechnische Produkte und Dienstleistungen in Drittländer zu liefern. In Betracht kämen Rußland oder andere kohlenwasserstoffreiche Küstenländer in Mittel- und Osteuropa (z.B. Bulgarien oder Rumänien). Die enge Zusammenarbeit mit einem amerikanischen Unternehmen (oder dessen Übernahme) auf einem Markt außerhalb Nordamerikas würde die Überwindung der staatlichen Hemmnisse (mit Ausnahme der Investitionsbeschränkungen) in Nordamerika durch das deutsche Unternehmen wesentlich erleichtern.

Schließlich kann die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Anbieter von meerestechnischen Erzeugnissen und Dienstleistungen mit Hilfe einer Politik erhöht werden, die ganz allgemein auf eine nachhaltige Verbesserung der relevanten Standortbedingungen in Deutschland abzielt. Zu letzteren zählen insbesondere die Unternehmenssteuern sowie die Lohn- und Lohnnebenkosten. Darüber hinaus würden natürlich auch Maßnahmen im Bereich der Ausbildung und der Forschung auf dem Gebiet der Meereswissenschaften im weiteren Sinne vorteilhaft für die Wettbewerbsfähigkeit der meerestechnischen Industrie am Standort Deutschland sein.

Anhang

Tabellen

Tabelle A1 — Entwicklung der weltweiten Erdölreserven in ausgewählten Regionen 1950–1989 (1000 Barrel)^a

	1950–1959	1960–1969	1970–1979	1980–1989
Vereinigte Staaten	61	66	77	49
Kanada	129	259	70	57
Europäische OECD-Länder	205	260	4 626	815
OPEC-Länder ^b	11 246	18 216	7 278	17 778
Welt insgesamt ^c	411	614	498	657

^aDurchschnittliche Zunahme der Bruttoreserven je Bohrloch, wobei Bruttoreserven = Förderung + Nettoreservenzunahme. — ^bEinschließlich Ecuadors. — ^cOhne ehemalige RGW-Länder.

Quelle: OECD [c].

Tabelle A2 — Entwicklung der statischen Reichweite der Erdölreserven in ausgewählten Regionen 1950–1992 (Jahre)^a

	1950	1960	1970	1980	1992
Vereinigte Staaten	12,5	12,3	8,4	8,6	10,0
Kanada	41,3	18,5	18,7	13,0	10,0
Europäische OECD-Länder	11,4	14,2	13,0	26,3	13,5
OPEC-Länder ^b	34,9	61,9	45,8	44,4	90,0
Welt insgesamt ^c	20,1	37,8	31,7	29,5	45,0

^aQuotient aus den Reserven und der Jahresförderung. — ^bEinschließlich Ecuadors. — ^cEinschließlich ehemaliger RGW-Länder.

Quelle: OECD [c]; Oil and Gas Journal [1992]; eigene Berechnungen.

Tabelle A3 — Relative Entwicklung der weltweiten Offshore-Erdöl- und -Erdgasförderung 1970–1989 (vH)

	Erdöl			Erdgas		
	Offshore	Onshore	Insgesamt ^a	Offshore	Onshore	Insgesamt ^a
1970	16	84	100	14	86	100
1974	17	83	100	16 ^b	84 ^b	100
1978	19	81	100	18	82	100
1982	26	74	100	20	80	100
1986	25	75	100	20	80	100
1989	25	75	100	18 ^c	82 ^c	100

^aEinschließlich ehemaliger RGW-Länder und Chinas. — ^b1975. — ^c1988.

Quelle: API [1990, Tabellen in Teil XI].

Tabelle A4 — Vereinigte Staaten: Bohraktivität vor der Küste in Gewässern des Bundes und der Einzelstaaten 1954–1988 (kumulierte Anzahl)

	Explorationsbohrungen			Entwicklungsbohrungen			Insgesamt
	Öl	Gas	erfolglos	Öl	Gas	erfolglos	
Alaska	20	7	81	268	15	36	427
Eigene Gewässer	19	7	56	267	15	33	397
OCS ^a	1	—	25	1	—	3	30
Kalifornien	45	10	301	3 586	28	331	4 301
Eigene Gewässer	20	10	139	3 205	22	310	3 706
OCS ^a	25	—	162	381	6	21	595
Oregon	—	—	8	—	—	—	8
OCS ^a	—	—	8	—	—	—	8
Washington	—	—	6	—	—	—	6
Eigene Gewässer	—	—	2	—	—	—	2
OCS ^a	—	—	4	—	—	—	4
Pazifische Küste	67	17	435	3 865	43	367	4 794
Staatengewässer	39	17	197	3 472	37	343	4 105
OCS ^a	28	—	238	393	6	24	689
Florida	—	—	24	—	—	—	24
Eigene Gewässer	—	—	15	—	—	—	15
OCS ^a	—	—	9	—	—	—	9
Louisiana	274	401	4 503	8 620	4 581	5 001	23 380
Eigene Gewässer	63	107	988	1 901	565	825	4 449
OCS ^a	211	294	3 515	6 719	4 016	4 176	18 931

noch Tabelle A4

	Explorationsbohrungen			Entwicklungsbohrungen			Insgesamt
	Öl	Gas	erfolglos	Öl	Gas	erfolglos	
Texas	46	296	1 901	113	517	743	3 616
Eigene Gewässer	35	189	725	53	153	126	1 281
OCS ^a	11	107	1 176	60	364	617	2 335
Golf von Mexiko	329	708	6 666	8 784	5 113	5 796	27 396
Staatengewässer	99	296	1 728	1 955	718	951	5 747
OCS ^a	230	412	4 938	6 829	4 395	4 845	21 649
Alabama	—	4	1	—	2	1	8
Eigene Gewässer	—	1	1	—	2	1	5
OCS ^a	—	3	—	—	—	—	3
Atlantische Küste	—	—	36	—	—	—	36
OCS ^a	—	—	36	—	—	—	36
Vereinigte Staaten							
Insgesamt	396	729	7 138	12 649	5 158	6 164	32 234
Staatengewässer	138	314	1 926	5 427	757	1 295	9 857
OCS ^a	258	415	5 212	7 222	4 401	4 869	22 377

^aOuter Continental Shelf.

Quelle: API [1990, Tabellen in Teil XI].

Tabelle A5 — Vereinigte Staaten: Offshore-Förderung von Erdöl und Erdgas 1970–1989

	Erdöl		Erdgas	
	Menge	Anteil an der Welt-Offshore-Förderung ^a	Menge	Anteil an der Welt-Offshore-Förderung ^b
	1000 Barrels/Tag	vH	Mrd. Kubikfuß	vH
1970	1 599	21	3 287,4	59
1974	1 468	16	4 246,5	68
1978	1 141	10	5 134,0	54
1982	1 130	8	5 368,2	50
1986	1 264	9	4 373,8	35
1989	1 127	8	4 696,1 ^b	39

^aWeltförderung einschließlich der RGW-Länder und Chinas. — ^b1988.

Quelle: API [1990, Tabellen in Kapitel XI].

Tabelle A6 — Vereinigte Staaten und Kanada: Laufende Ausgaben für die Exploration und Produktion von Kohlenwasserstoffen 1978–1987 (Mill. US\$)

	1978	1981	1984	1987
Vereinigte Staaten	20 030	54 730	48 060	19 760
davon:				
Offshore "Lower 48"	5 710	14 840	9 560	4 420
Exploration	1 320	5 990	3 610	1 230
darunter:				
Bohrkosten	1 090	3 430	3 060	890
Produktion	2 810	4 360	3 100	2 570
darunter:				
Bohrkosten	1 990	2 950	2 030	1 600
Anlagen ^a	750	1 410	980	870
Einmalzahlung ^b	1 580	4 490	2 850	620
Onshore "Lower 48"	11 640	33 700	29 590	11 160
Exploration	3 930	12 380	6 400	2 590
Produktion	6 230	16 260	19 450	7 300
Einmalzahlung ^b	1 480	5 060	3 740	1 270
Alaska ^c	890	2 270	4 070	820
Exploration	250	630	590	240
darunter:				
Bohrkosten	170	350	330	170
Produktion	620	1 620	1 880	550
darunter:				
Bohrkosten	190	790	380	310
Anlagen ^a	400	830	1 040	170
Einmalzahlung ^b	20	20	1 600	30
Kanada	3 490	5 660	6 180	4 180
Offshore	80	390	1 080	170
Onshore	3 410	5 270	5 100	4 010
Nordamerika	26 330	64 230	57 550	25 690
Welt insgesamt ^d	41 000	90 700	83 900	47 020

^aMaschinen- und Anlageninvestitionen. — ^bUS Outer Continental Shelf Lease Bonus. — ^cOnshore und Offshore. — ^dOhne ehemalige RGW-Länder und China.

Quelle: Chase Manhattan Bank [1988].

Tabelle A7 — Vereinigte Staaten: Entwicklung der Ausgabenproduktivität in der Kohlenwasserstoffnutzung 1977–1990

	Produktivität ^a			
	Exploration		Produktion	
	nominal	real ^b	nominal	real ^b
1977	0,37	0,24	1,08	0,69
1980	0,24	0,22	0,57	0,51
1983	0,17	0,17	0,23	0,23
1986	0,15	0,15	0,20	0,20
1989	0,23	0,26	0,25	0,28
1990	0,28	0,33	0,27	0,31

^aNeu hinzugekommene Erdöl- und Erdgasreserven bezogen auf die Ausgaben für Exploration und Feldentwicklung (= Explorationsproduktivität) und Erdöl- und Erdgasförderung bezogen auf die Produktionsausgaben (= Produktionsproduktivität); in Ölbarreläquivalente je US\$, wobei die Explorationsproduktivität als Zunahme der Reserven je eingesetzten US\$ und die Produktionsproduktivität als Fördermengenzunahme je US\$ zu interpretieren sind. — ^bZu konstanten Preisen von 1982.

Quelle: Oil and Gas Journal [22.6.1992, S. 60]; eigene Berechnungen.

Tabelle A8 — Vereinigte Staaten: Staatseinnahmen aus der Kohlenwasserstoffnutzung im OCS^a 1954–1988^b

	Einmalzahlung	Fördergebühren	Pacht	Übrige Abgaben ^c	Insgesamt	Anteil am Wert der geförderten Rohstoffe
	1000 US\$					vH
1954	140 969	2 749	3 855	87	147 660	10
1960	282 717	37 412	3 603	49	323 782	161
1965	33 740	103 936	8 731	39	146 445	25
1970	945 065	285 241	8 608	48	1 238 961	73
1975	1 088 133	596 812	17 522	40	1 723 325	44
1980	4 204 640	2 134 820	19 063	–	6 362 658	49
1985	1 543 578	3 616 850	61 866	–	5 248 325	24
1988	1 223 752	2 074 579	61 174	–	3 380 351	26

^aOuter Continental Shelf. — ^bGerundete Zahlen. — ^cErdgasabgaben ("shut-in gas payments"), die 1980 abgeschafft wurden.

Quelle: API [1990, Tabellen in Teil XI].

Tabelle A9 — Vorleistungen für die Exploration und Produktion von Off-shore-Öl und -Gas in den nordamerikanischen Industriestatistiken

Originalbezeichnung	SIC-Position	
	Vereinigte Staaten ^a	Kanada ^b
Oil and Gas Field Services	138	091, 451, 775
Drilling Oil and Gas Wells	138 1	0911
Oil and Gas Field Exploration Services	138 2	4513, 7759
Oil and Gas Field Services, N.E.C.	138 9	0919
Construction and Related Machinery	353	319
Oil and Gas Field Machinery	353 3	319 2
General Industrial Machinery and Equipment	356	307, 319
Pumps and Pumping Equipment	356 1	3191
Ship and Boat Building and Repairing	373	327, 328
Ship Building and Repairing	373 1	327 1
Nonpropelled Ships, New Construction	373 1 1	327 1
Drilling/Production Platforms	373 1 1 0 7	327 1

^a1987. — ^b1980.

Quelle: Executive Office of the President of the United States [1987]; Statistics Canada [1991]; eigene Zusammenstellung.

Tabelle A10 (Teil I) — Vereinigte Staaten: Entwicklung der meerestechnisch wichtigen Branchen 1972–1987

	Unternehmen	Betriebe	Beschäftigte
	Anzahl		
Rohstoffdienstleistungen (SIC 138)			
1972	—	6 209	113 200
1977	—	9 182	196 500
1982	13 979	17 094	406 200
1987	9 890	11 993	166 500
davon:			
Öl- und Gasbohrungen (SIC 1381)			
1972	—	1 907	45 200
1977	—	2 625	79 400
1982	3 400	4 385	165 500
1987	2 060	2 591	55 000

noch Tabelle A10 (Teil I)

	Unternehmen	Betriebe	Beschäftigte
	Anzahl		
Öl- und Gasexploration (SIC 1382)			
1972	–	715	9 800
1977	–	1 252	17 800
1982	2 402	2 934	41 800
1987	1 591	1 917	16 900
Übrige Dienste (SIC 1389)			
1972	–	3 587	58 200
1977	–	5 305	99 300
1982	8 177	9 775	198 900
1987	6 239	7 485	94 600
Maschinen und Anlagen für die Öl- und Gasexploration und -produktion (SIC 3533)			
1972	257	315	35 900
1977	386	478	58 600
1982	848	1 015	98 500
1987	563	633	24 800
Pumpen und Pumpenanlagen (SIC 3561)^a			
1972	–	–	–
1977	–	–	–
1982	–	–	–
1987	333	405	35 200
Schiffbau und Schiffsreparaturen (SIC 3731)			
1972	415	455	144 600
1977	542	605	176 400
1982	617	689	166 700
1987	547	590	120 200

^aGesondert statistisch erfaßt erst seit 1987.

Quelle: US Department of Commerce [a, b, c, f]; eigene Zusammenstellung.

Tabelle A10 (Teil II) — Vereinigte Staaten: Entwicklung der meeres-technisch wichtigen Branchen 1972–1987^a

	Lohnsumme	Kapital- einsatz	Vorlei- stungen	Wert- schöpfung	Umsatz
	Mill. US\$				
Dienstleistungen (SIC 138)					
1972	1 033	396	1 105	2 172	2 881
1977	2 936	1 699	3 784	6 974	9 058
1982	9 208	6 804	12 879	25 037	31 112
1987	4 018	786	3 812	8 068	11 095
davon:					
Öl- und Gasbohrungen (SIC 1381)					
1972	422	225	588	881	1 244
1977	1 317	1 085	2 098	3 307	4 320
1982	4 007	4 206	6 688	11 316	13 798
1987	1 318	321	1 398	2 549	3 626
Öl- und Gasexploration (SIC 1382)					
1972	89	30	72	212	254
1977	220	70	190	545	665
1982	810	391	1 045	2 306	2 960
1987	452	70	394	771	1 096
Übrige Dienste (SIC 1389)					
1977	522	141	445	1 079	1 383
1977	1 399	544	1 496	3 122	4 073
1982	4 391	2 207	5 146	11 415	14 354
1987	2 248	395	2 020	4 748	6 373
Maschinen und Anlagen für die Öl- und Gasexploration und -produktion (SIC 3533)					
1972	358	55	464	789	1 213
1977	868	258	1 493	2 438	3 912
1982	2 342	903	4 786	6 546	11 195
1987	720	32	1 226	1 210	2 728
Pumpen und Pumpenanlagen (SIC 3561)^b					
1972	—	—	—	—	—
1977	—	—	—	—	—
1982	—	—	—	—	—
1987	970	96	1 837	2 155	3 998
Schiffbau und Schiffsreparaturen (SIC 3731)					
1972	1 422	142	1 400	1 881	3 281
1977	2 494	161	2 670	3 825	6 495
1982	3 738	438	4 588	6 379	10 697
1987	3 218	273	3 292	5 213	8 504

^aGerundete Zahlen; nominale Werte. — ^bGesondert statistisch erfaßt erst seit 1987.

Quelle: US Department of Commerce [a, b, c, f]; eigene Zusammenstellung.

Tabelle A11 — Vereinigte Staaten: Zusammenschlüsse und Übernahmen von Unternehmen der rohstoffbezogenen Meerestechnik 1970–1989 (Anzahl pro Jahr)

	US-Unternehmen kauft		Ausländisches Unternehmen kauft US-Unternehmen	Insgesamt
	US-Unternehmen	Ausländisches Unternehmen ^a		
1970	5	nv	0	5
1971	12	nv	2	14
1972	7	nv	8	15
1973	9	nv	1	10
1974	18	nv	2	20
1975	37	nv	6	43
1976	24	nv	3	27
1977	42	nv	4	46
1978	30	nv	1	31
1979	51	nv	5	56
1980	43	nv	4	47
1981	91	12	6	109
1982	129	14	7	150
1983	145	8	11	164
1984	151	11	18	180
1985	151	16	14	181
1986	217	31	16	264
1987	194	22	13	229
1988	148	39	10	197
1989	107	26	15	148

^anv = nicht verfügbar.

Quelle: Merger and Acquisition Magazine [lfd. Jgg.]; eigene Berechnungen.

Tabelle A12 — Patenterteilungen an die führenden Unternehmen der rohstoff-
bezogenen Meerestechnik in den Vereinigten Staaten 1971–
1991 (Anzahl pro Jahr)

	Unternehmen				
	Dresser	Halliburton	Schlumberger	Baker-Hughes	Smith
1971	53	21	59	1	5
1972	60	23	75	9	10
1973	56	27	60	8	7
1974	71	45	55	5	13
1975	84	34	46	11	16
1976	83	28	41	11	20
1977	63	27	29	15	14
1978	56	28	34	16	30
1979	69	23	11	13	24
1980	73	34	22	24	33
1981	88	56	31	34	35
1982	51	52	38	31	20
1983	64	65	27	57	24
1984	77	100	42	74	29
1985	90	83	68	41	26
1986	69	96	54	45	25
1987	80	128	78	55	22
1988	52	70	59	44	12
1989	55	99	130	45	13
1990	36	77	119	66	6
1991	52	84	107	45	18
Durchschnitt	65,8	57,1	56,4	31,0	19,1

Quelle: US Patent and Trademark Office [lfd. Jgg.]; eigene Berechnungen.

Tabelle A13 — Allgemeine Außenhandelspezialisierung von Nordamerika, Deutschland und Japan nach SITC-Hauptgruppen 1990^a

SITC-Position	Kurzbezeichnung	Vereinigte Staaten	Kanada	Deutschland	Japan
0	Lebensmittel	0,53	0,36	-0,77	-3,19
1	Getränke	0,69	0,06	-0,53	-3,22
2	Rohstoffe (ohne Brennstoffe)	0,86	1,45	-1,08	-2,93
3	Brennstoffe	-1,40	0,53	-1,88	-4,02
4	Tierische/Pflanzliche Öle	0,64	0,52	-0,14	-1,58
5	Chemische Erzeugnisse	0,83	-0,19	0,34	-0,18
6	Rohstoffintensive verarbeitete Waren	-0,36	0,28	-0,01	-0,07
7	Maschinenbau/Transport- material	0,12	-0,28	0,42	1,51
8	Übrige verarbeitete Waren	-0,45	-1,20	-0,30	-0,39
9	Übrige Waren	0,07	-0,11	-0,52	0,36

^aDurchschnittliche RCA-Werte bezogen auf die gesamten Exporte und Importe der Untersuchungsländer.

Quelle: Eigene Berechnungen nach OECD [a].

Tabelle A14 — Vorleistungen für die Offshore-Exploration und -Produktion von Erdöl und Erdgas in der internationalen Außenhandelsstatistik

Vereinigte Staaten SIC-Position	SITC Rev. 3	
	Originalbezeichnung	Position
138	—	—
353	Machinery Specialized for Particular Industries	72
356	General Industrial Machinery and Equipment, N.E.S., and Machine Parts, N.E.S.	74
373	Ships, Boats (including Hovercrafts) and Floating Structures	793

Quelle: United Nations [1986]; Executive Office of the President of the United States [1987]; eigene Zusammenstellung.

Tabelle A15 — Positionen der internationalen Außenhandelsstatistik nach ihrem Technologiegehalt

Hochtechnologie		Mittlere Technologie		Standard-Technologie	
SITC Rev. 3	Kurzbezeichnung	SITC Rev. 3	Kurzbezeichnung	SITC Rev. 3	Kurzbezeichnung
54	Pharmazeutische Erzeugnisse	3	Brennstoffe	0	Lebensmittel
72	Spezialmaschinen	5 ^a	Chemische Erzeugnisse	1	Getränke
74	Übriger Maschinenbau	61	Ledererzeugnisse	2	Rohstoffe (ohne Brennstoffe)
75	Computer	62	Kautschukerzeugnisse	4	Tierische/ Pflanzliche Öle
764	Kommunikationsgeräte	64	Papiererzeugnisse	63	Holz- und Korkerzeugnisse
772	Elektronik (ohne Halbleiter)	71	Kraftmaschinen	65	Textilgarne
774	Medizinische Geräte	73	Metallverarbeitende Maschinen	66	Steine, Erden
776	Halbleiter	76 ^b	Tontechnische Geräte	67	Eisen und Stahl
778	Elektrische Maschinen	77 ^c	Elektrische Geräte	68	Nichteisenhaltige Metalle
792	Flugzeugbau	78	Straßenfahrzeuge	69	Metallwaren
793	Schiffbau			79 ^d	Übriges Transportmaterial
87	Meßgeräte			81	Fertigbauteile
88	Optische Geräte			82	Möbel
				83	Reisebedarf
				84	Bekleidung
				85	Schuhe
				89	Übrige verarbeitete Waren
				9	Übrige Waren

^aOhne 54. — ^bOhne 764. — ^cOhne 772, 774, 776, 778. — ^dOhne 792, 793.

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

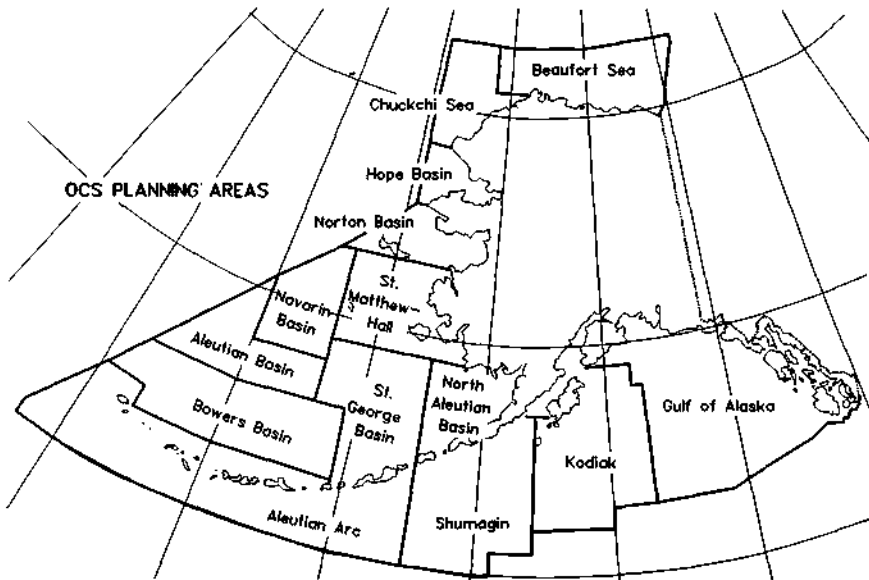
Schaubilder

Schaubild A1 — Vereinigte Staaten: Überblick über die Ausschreibungsgebiete im Festlandssockel (ohne Alaska) 1990



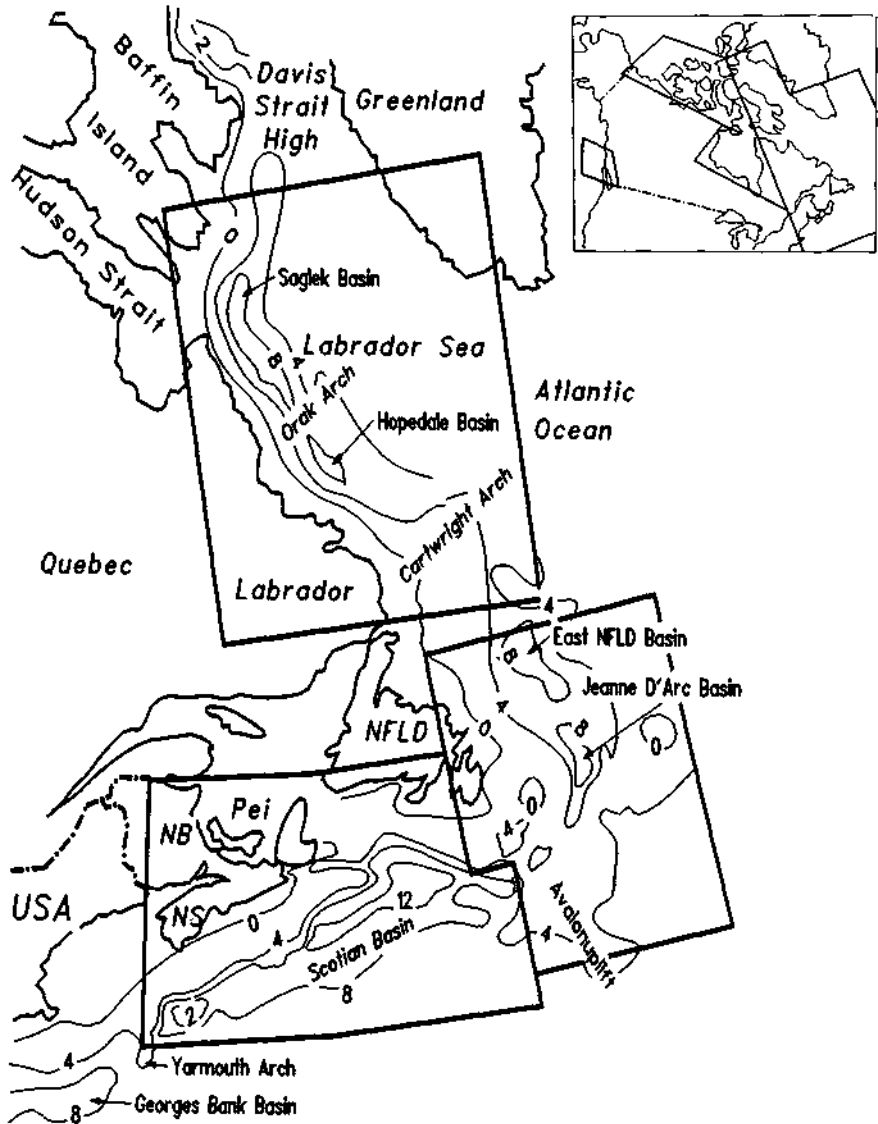
Quelle: US Department of the Interior [1990].

Schaubild A2 — Vereinigte Staaten: Überblick über die Ausschreibungsgebiete im Festlandsockel (mit Alaska) 1990



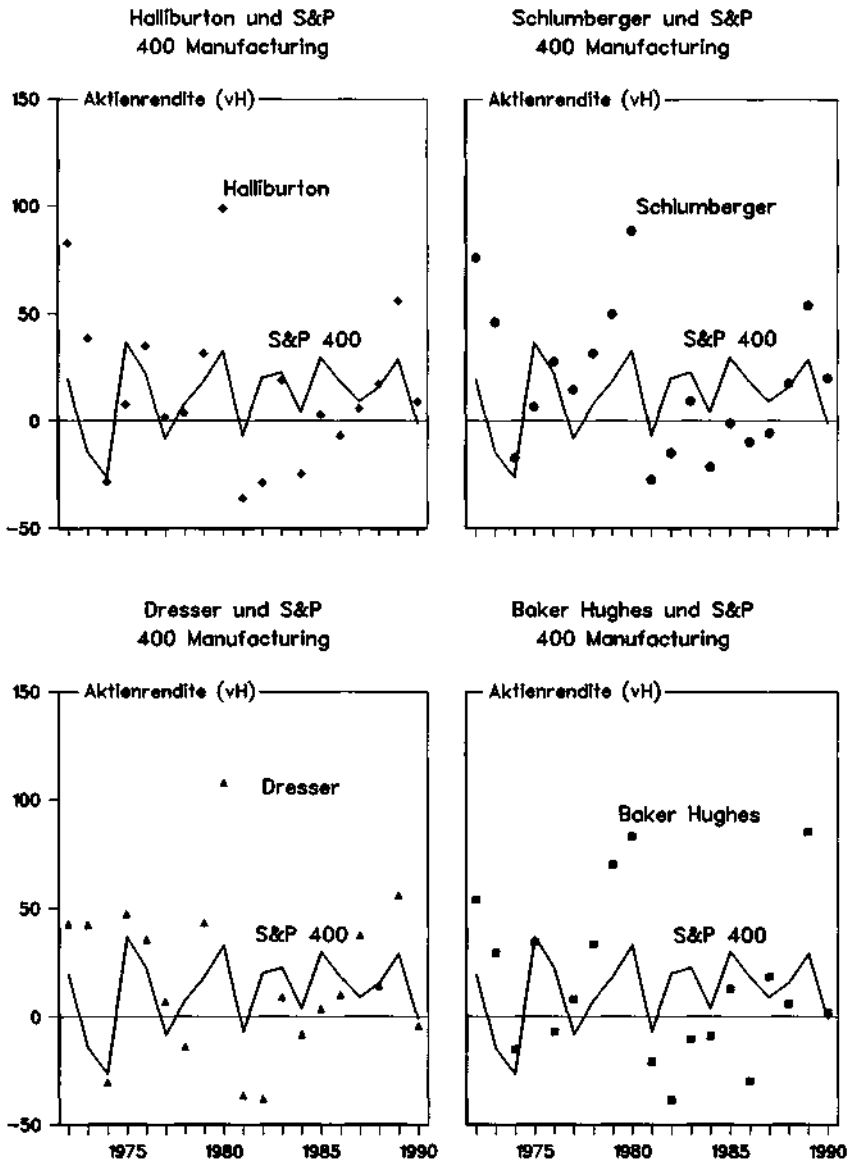
Quelle: US Department of the Interior [1990].

Schaubild A3 — Überblick über erdöl- und erdgashöfliche Gebiete vor der Küste Kanadas im allgemeinen und vor der Küste Ostkanadas im besonderen



Quelle: Grant et al. [1986].

Schaubild A4 — Entwicklung der Aktienrenditen führender Meerestechnik-
unternehmen 1972–1990



Quelle: Valkenburg, Treichel [1991].

Übersichten

Übersicht A1 — Vereinigte Staaten: Systematik der Regelungen über die technische Sicherheit

Subpart D — Drilling Operations

- 250.50 Control of wells.
- ...
- 250.52 Welding and burning practices and procedures.
- 250.53 Electrical equipment.
- 250.54 Well casing and cementing.
- 250.55 Pressure testing of casing.
- 250.56 Blowout preventer systems and system components.
- 250.57 Blowout preventer systems tests, actuations, inspections, and maintenance.
- 250.58 Well-control drills.
- 250.59 Diverter systems.
- 250.60 Mud program.
- 250.61 Securing of wells.
- 250.62 Field drilling rules.
- 250.63 Supervision surveillance and training.
- ...
- 250.68 Training in well control.

Subpart E — Well-Completion Operations

- ...
- 250.72 Equipment movement.
- 250.73 Emergency shutdown system.
- ...
- 250.75 Subsea completions.
- 250.76 Crew instructions.
- 250.77 Welding and burning practices and procedures.
- 250.78 Electrical requirements.
- 250.79 Well-completion structures on fixed platforms.
- 250.80 Diesel engine air intakes.
- 250.81 Traveling-block safety devices.
- ...
- 250.84 Well-control fluids, equipment, and operations.
- 250.85 Blowout prevention equipment.
- ...
- 250.87 Tubing and wellhead equipment.

Subpart F — Well-Workover Operations

- ...
- 250.93 Emergency shutdown system.
- ...
- 250.96 Crew instructions.

noch Übersicht A1

- ...
- 250.108 Wireline operations.
- Subpart G — Abandonment of Wells**
- ...
- 250.111 Approvals.
- 250.112 Permanent abandonment.
- 250.113 Temporary abandonment.
- 250.114 Site clearance verification.
- Subpart H — Production Safety Systems**
- ...
- 250.121 Subsurface safety devices.
- 250.122 Design, installation, and operation of surface-production safety systems.
- 250.123 Additional production system requirements.
- 250.124 Production safety-system safety and records.
- 250.125 Safety device training.
- 250.126 Quality assurance and performance of safety and pollution-prevention equipment.
- ...
- Subpart I — Platforms and Structures**
- ...
- 250.131 Application for approval.
- 250.132 Platform Verification Program requirements.
- 250.133 Certified Verification Agent duties and nomination.
- 250.134 Environmental conditions.
- 250.135 Loads.
- 250.136 General design requirements.
- 250.137 Steel platforms.
- 250.138 Concrete-gravity platforms.
- 250.139 Foundation.
- 250.140 Marine operations.
- 250.141 Inspection during construction.
- 250.142 Periodic inspection and maintenance.
- 250.143 Platform removal and location clearance.
- 250.144 Records.
- Subpart J — Pipelines and Pipeline Rights-of-Way**
- ...
- 250.152 Design requirements for DOI pipelines.
- 250.153 Installation, testing and repair requirements for DOI pipelines.
- 250.154 Safety equipment requirements for DOI pipelines.
- 250.155 Inspection requirements for DOI pipelines.
- 250.156 Abandonment and out-of-service requirements for DOI pipelines.
- ...

Quelle: 30 CFR § 250, Subpart D bis J.

Übersicht A2 — Vereinigte Staaten: Küstenstaatliche Regelungen für die Exploration und Produktion mineralischer Ressourcen im Meer

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Alabama	Lizenzverträge für Öl- und Gasvorkommen, keine harten Mineralien.	—	An den Meistbietenden im offenen Wettbewerb bis 5 200 Acres.	<i>Umwelt:</i> Angebote müssen im öffentlichen Interesse liegen.	Ala. Code § 9-17-62 und 65 (1991). Amt für Naturschutz, staatlicher Grund und Boden.
Alaska	Gold bei Nome, Erdgas, Erdöl. Muschelschalenabbau für Zement ist erschöpft.	Ausschließliche Genehmigung bis 5 200 Acres; 10 Jahre. Eine Person darf höchstens Genehmigungen für insgesamt 300 000 Acres besitzen.	Kann ohne Wettbewerb dem Inhaber einer Genehmigung zur Suche nach Mineralien für soviel Land gegeben werden, wie er bearbeitbare Ablagerung nachweisen kann. Höchstgrenze 100 000 Acres. Land, von dem man bereits weiß, daß es Bodenschätze enthält, wird an Meistbietenden im offenen Wettbewerb mit Cash-Bonus vergeben. Ausgaben, die dem Grundstück zugute kommen, können angerechnet werden; 20 Jahre; erneuerbar.	<i>Umwelt:</i> Zustimmung des Amtes für Fischbestände und Wild ist nötig. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Soweit nichts anderes geregelt ist, Nutzung ohne Ausschluß anderer. Nutzung darf keinem US-Bürger oder Bürger Alaskas versagt werden.	Alaska Stat. § 38.05.135 und 190 (1991). Amt für Naturschätze, Abteilung Grund und Boden.

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Connecticut	Bisher keine Nutzung.	–	Genehmigung wird für die Entnahme von Material aus Tiden oder Küstengewässern verlangt. Zahlung vorgeschrieben, wenn das Material für kommerzielle Zwecke gebraucht wird. Eine Anhörung ist vonnöten, es sei denn, die Beeinträchtigung der Umwelt ist unerheblich. Staatsanleihen ("bonds") müssen als Vorsorge für einen Schadensfall erworben werden.	<i>Umwelt:</i> Angemessene Berücksichtigung der Belange des Küstenschutzes (Küstenerosion), des Schutzes von Schalentiergründen und der Lebensräume wildlebender Tiere und Pflanzen. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Belange der Erschließung angrenzender Hochlandgebiete, der Rechte der Eigentümer von Ufergrundstücken und der Einrichtungen für die Schifffahrt sind zu achten.	Conn. Gen. Stat. Ann. § 22a-98 und 472 (West 1991). Amt für Umweltschutz, Abteilung Wasser.
Delaware	Öl- und Gassuche hat begonnen, ebenso die Suche nach festen Mineralien.	Nichtausschließliche Genehmigung, auf 2 Jahre; erneuerbar; kein bevorzugtes Recht für eine Produktionslizenz.	Nach öffentlicher Anhörung wird über die Durchführbarkeit des Projekts entschieden. Vergabe nach dem höchsten Gebot. Erste Pachtzeit 10 Jahre; wird verlängert, solange Produktion stattfindet. Höchstens 10 Quadratmeilen; Mindestabgabe 12,5 vH; die Pro-	<i>Umwelt:</i> Vor der Ausschreibung zur Lizenzvergabe müssen die Behörden mögliche Verschmutzung von Luft, Wasser u. a. prüfen. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Staat muß jegliche nachteilige Auswirkung auf Menschen prüfen, die in der Gegend Eigentum besitzen	Amt für Naturschätze und Umweltkontrolle.

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Florida	Sand- und Muschelabbau in geringem Umfang, Suche nach Öl und Gas und festen Mineralien im Golf.	Übereinkunft über nichtausschließliche Nutzung und Genehmigung für geophysikalische Tests wird verlangt. Einjährige Dauer, verlängerbar für 1 Jahr.	Lizenz für Suche nach und Erschließung von Bodenschatzvorkommen erforderlich; Vergabe nach dem höchsten Gebot.	<p>oder arbeiten. Einwirkungen auf die Nutzung als Wohn- oder Freizeitgebiet, auf ästhetische oder landschaftliche Werte der Küste, Beeinträchtigung von Handel und Schifffahrt. Staat darf Nutzung des Pachtgebiets nicht verbieten.</p> <p><i>Umwelt:</i> Küstengewässer werden hauptsächlich im Hinblick auf die Erhaltung der natürlichen Beschaffenheit und zum Schutz von Fisch und wildlebenden Tieren verwaltet. Dem entgegenstehende Aktivitäten sind nur zulässig, wenn keine Alternative oder angemessene Milderung möglich ist.</p> <p><i>Konkurrierende Nutzung:</i> Freizeitaktivitäten, Fischfang und Bootsfahrten sind vorrangige Nutzungen. Da-</p>	<p>Fla. Stat. Ann. § 253.68 (West 1991). Amt für Naturschätze, Abteilung staatlicher Grund und Boden und geologisches Büro.</p>

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Georgia	Einige Aktivitäten in Binnengewässern, aber nicht im Meer.	Staat kann einen Vertrag über Exploration abschließen; Staat untersucht und erfaßt Land, das er verpachten soll.	Vergabe nach dem höchsten Gebot; Mindestabgabe 1/8 der Produktion, Mindestjahresmietzins im ersten Jahr US\$ 0,10; steigt bis US\$ 1 im vierten Jahr und den darauffolgenden Jahren. Hauptpachtvertragslänge: 10 Jahre.	<i>Umwelt:</i> Soweit wie möglich sind Verschmutzung von Wasser, Zerstörung von Fisch- und Austerngründen und des übrigen marinen Lebens zu vermeiden. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Behinderung der Schifffahrt ist zu vermeiden.	Ga. Code Ann. § 12-3-5 (Michie 1991). Kommission für staatlichen Grund und Boden.
Hawaii	Zur Zeit keine Nutzung.	Genehmigung nötig; es dürfen nicht mehr Bodenschätze entnommen werden, als für Tests und Analysen gebraucht werden. Berichte und Proben werden dem Staat ausgehändigt, bleiben aber vertraulich. Information darf	Durch öffentliche Versteigerung nach öffentlicher Anhörung; Dauer: 65 Jahre oder weniger nach Ermessen des Ausschusses. Abbau muß innerhalb von 3 Jahren nach Unterzeichnung des Lizenzvertrags beginnen; Vertrag kann aber eine längere Zeitspanne zulassen, in der der Pächter For-	<i>Umwelt:</i> Lizenzvertrag muß Gesetzen zur Kontrolle von Wasser- und Luftverunreinigungen entsprechen. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Anträge für Lizenzverträge werden zurückgewiesen, wenn der Staat feststellt, daß eine derzeitige oder in nächster Zukunft plausibel erscheinende andere Nutzung	Haw. Rev. Stat. § 190D-21 f. (1990). Abteilung für Verwaltung von Grund und Boden, Ausschuß für Grund und Boden und Naturschätze.

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Kalifornien	Wenig Genehmigungen, keine Funde. Interesse an Sand- und Kiesabbau.	veröffentlicht werden, wenn der Inhaber der Genehmigung von 6 Monaten eine Lizenz beantragt. Ausschließliche Genehmigung auf nicht-erschlossenem Gebiet; 2 Jahre.	schung und Entwicklung betreiben kann, um wirtschaftlichen Abbau sicherzustellen. Nicht mehr als 4 Quadratrteilen je Block, aber keine Begrenzung bezüglich der Anzahl der Grundstücke, die ein Pächter "leasen" kann. Inhaber einer Genehmigung zur Suche nach Mineralien hat ein Recht auf Bevorzugung beim Erhalt eines Lizenzvertrags. Land, in dem bekanntlich Bodenschätze lagern, wird mit Cash-Bonus an den Meistbietenden verpachtet. Neben der Einmalzahlung können Förderabgaben und Gewinnbeteiligungen vorgesehen werden. Mindestjahreszins; 20 Jahre, erneuerbar für 10 Jahre. Keine Größenbegrenzung.	einen größeren Nutzen für den Staat bringen würde. <i>Umwelt:</i> Alle Lizenzverträge müssen den Anforderungen einer vorangehenden Umweltverträglichkeitsprüfung genügen. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Lizenzverträge dürfen nicht die öffentlichen Rechte der Schifffahrt und des Fischfangs beeinträchtigen.	Cal. Pub. Res. Code § 6371, §§ 6890 ff. (West 1991) und Cal. Code Regs. Tit. 14 § 1740.5 (1991) – Bohrerlaubnis. Kommission für staatlichen Grund und Boden.

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Louisiana	Sand für die Strände, Lizenzen für den Schwefelabbau beantragt.	Staat führt geologische und geophysikalische Vermessung in Gebieten durch, die für die "leases" vorgeschlagen wurden.	Vergabe nach dem höchsten Gebot.	-	La. Rev. Stat. Ann. § 30: 121 ff. (West 1991). Amt für geologische Vermessung.
Maine	Zur Zeit kein Bergbau, Kupferabbau im Meer wurde vor 15 Jahren eingestellt, Explorationsaktivitäten.	1 Jahr, erneuerbar für 5 Jahre. Jährliche Pachtzinserhöhung; Jahresbericht über Ergebnisse der Suche ist vorgeschrieben; wird vertraulich behandelt, solange eine Genehmigung besteht.	Explorationsanspruch kann nach öffentlicher Anhörung in Produktionslizenz umgewandelt werden; Abgabe von Fall zu Fall festzulegen, angemessen im Verhältnis zu den Abgaben, die im allgemeinen verlangt werden.	<i>Umwelt:</i> Hinterlegung von Staatsanleihe ("bonds") erforderlich, um die Deckung von potentiellen Schäden an Eigentum außerhalb des Pachtgebiets abzusichern.	Me. Rev. Stat. Ann. Tit. 12 § 558-A (West 1991). Maine Geologisches Vermessungsamt.
Maryland	Muscheln in der Chesapeake-Bucht, Sand und Kies im Hafen von Baltimore.	-	Genehmigung für Entfernen und Verkauf von Material vorgeschrieben.	<i>Umwelt:</i> Muß Vorschriften des "State Wetlands Act" genügen.	Md. Nat. Res. Code Ann. § 6-601 (1991). Maryland Geologisches Vermessungsamt Abteilung Küste und Mündungsgebiete.

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Massachusetts	Kein Abbau, meist Naturschutzgebiete.	Lizenz und öffentliche Anhörung sind vorgeschrieben, Dauer und Kosten nicht näher geregelt.	Lizenz ist vorgeschrieben, wird in öffentlicher Anhörung überprüft. Eine sorgfältige und verlässliche Vermessung der vorhandenen Bodenschatzvorkommen und Prüfung der Umwelt Risiken ist vorgeschrieben. Diese Untersuchung muß mindestens 30 Tage vor der Anhörung veröffentlicht werden.	<i>Umwelt:</i> Schürfen in der Nähe von Schalentiergründen, Fischbrutgebieten und Nahrungsgründen sowie in der Nähe von Ablagerungen gefährlicher Abfälle ist verboten. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Darf nicht unangemessen mit der Schifffahrt, dem Fischfang oder dem Erhalt natürlicher Ressourcen in Konflikt stehen.	Mass. Gen. Laws Ann. Ch. 21 §54 (West 1990). Amt für Umweltqualitätstechnik.
Mississippi	Öl- und Gaslizenzenverträge, keine festen Mineralien.	Genehmigungen vorgeschrieben, Daten müssen dem Staat mitgeteilt werden, bleiben aber 10 Jahre lang vertraulich.	Territorialgewässer werden untersucht und in 96 Blöcke von bis zu 6 000 Acres unterteilt; Vergabe nach dem höchsten Gebot; Mindestabgabe 3/16 der gewonnenen Bodenschätze; Dauer nicht festgelegt.	<i>Umwelt:</i> Amt für Schutz wildlebender Tiere und Pflanzen überprüft Explorationstätigkeit im Mississippi-Sund und in Naturschutzgebieten, 2 vH der Abgaben werden zum Schutz von Wasser, Land und wildlebenden Tieren und Pflanzen sowie für die Behebung der Verschmutzung verlangt, die durch Exploration und Abbau entstehen.	Miss. Code Ann. § 29-1-75 ff. (1991). Amt für Naturschätze, Büro für Geologie, Abteilung Pachtverträge über Gebiete mit Bodenschätzen.

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
New Hampshire	Keine wirtschaftlich bedeutenden Aktivitäten.	Genehmigung zur Suche nach Bodenschätzen vorgeschrieben, einjährige Dauer, erneuerbar.	Suchender, der fündig wird, darf nach Abstecken eines "claims" und Erhalt einer Genehmigung produzieren; Vertragskonditionen (Dauer, Abgaben, besondere Bedingungen) werden in Verhandlungen mit der zuständigen Behörde festgelegt.	<i>Umwelt:</i> Genehmigung kann versagt werden, wenn das Gebiet aus Umweltgründen zum Abbau ungeeignet ist oder wenn Schutzmaßnahmen unzureichend sind.	N.H. Stat. Ann. § 1: 16 (1991). Amt für Ressourcen und wirtschaftliche Entwicklung.
New Jersey	Sand und Kies werden am Rande des Ambrose-Kanals abgebaut.	-	Lizenz für die Entnahme von Rohstoffen aus staatlichen Gewässern vorgeschrieben, Rat entscheidet über Dauer und Entgelt; Pachtvertrag erneuerbar; Anlieger der Küste haben Vorrechte hinsichtlich der Pachtgebiete im Anschluß an die Küste.	-	N.J. Stat. Ann. § 12: 3-16 und 3-42 (West 1991). Rat für die Ressourcen im Tidengebiet.
New York	Bis 1984 Sand und Kies im niederen Hafen von New York abgebaut.	-	Lizenz vorgeschrieben; Förderabgabe vorgesehen.	-	N.Y. Envtl. Conserv. Law § 23-1101 (McKinney 1992).

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
North Carolina	Moratorium auf Abbau in den staatlichen Gewässern seit 1979.	-	In vorgeschriebenen Grenzen für bestimmte Zeiträume unter Voraussetzungen und Bedingungen, die mit dem Staat ausgehandelt werden; zehnjährige Dauer; erneuerbar; Anhörung, wenn erhebliches öffentliches Interesse besteht.	<i>Umwelt:</i> Eine Genehmigung wird verweigert, wenn sie unverhältnismäßige, negative Auswirkungen auf wildlebende Tiere und Pflanzen, Süßwasser-, Fluß- oder Seefischerei hat oder gegen Luft- und Wasserqualitätsstandards verstößt. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Lizenzverträge sind Schiffsfahrtsrechten untergeordnet.	Abteilung Landressourcen, Büro allgemeine Dienste. N.C. Gen. Stat. § 113A-118 ff. (1991). Amt für Naturschätze und kommunale Entwicklung.
Oregon	Untersuchungen, noch kein Abbau.	Nichtausschließliche Genehmigung, keine Vorzugsrechte für Entdecker von Mineralien; zweijährige Dauer, erneuerbar; Bohrberichte müssen eingereicht werden; vollständiger Explorationsbericht kann	Öffentliche Anhörung, um festzustellen, ob Angebot im öffentlichen Interesse wäre; Vergabe nach dem höchsten Gebot; Mindestabgabe 1/8 der Brutoproduktion; Mindestpachtzins auf die Abgabe anrechenbar; Zehnjahresvertrag, erneuerbar solange Produktion läuft;	<i>Umwelt:</i> Fisch- und Tierschutzabteilung muß vor Erteilung einer Genehmigung befragt werden. Es sind zu berücksichtigen: landschaftliche Reize, Gefahr von Luft- und Wasserverschmutzung, Gefahren für Meeres- und Landflora und -fauna.	Or. Rev. Stat. § 274.725 ff. (1990). Abteilung für staatlichen Grund und Boden.

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Rhode Island	Bisher keine Nutzung.	bei Antrag auf Lizenzvertrag als Bedingung verlangt werden. -	Produktion muß innerhalb von 3 Jahren nach Entdeckung stattfinden. Genehmigung ist vorgeschrieben.	<i>Konkurrierende Nutzung:</i> Staat muß Nachteile für Menschen, die in der Gegend arbeiten, leben oder ein Grundstück besitzen, und die Beeinträchtigung der Wohn- oder Freizeitnutzung, des Handels oder der Schifffahrt berücksichtigen. <i>Umwelt und konkurrierende Nutzung:</i> Das staatliche Küstenressourcen-Verwaltungsprogramm teilt staatliche Gewässer und Küstengebiete ein und legt zulässige Nutzungen und Entwicklungen für die einzelnen Gebiete fest.	R.I. Gen. Laws § 46-23-6 ff. (1991). Rat für die Verwaltung der Küstenressourcen.
South Carolina	Noch kein Abbau, Phosphatablagerungen in niedrigem Wasser bekannt, aber wirtschaftlich nicht interessant.	-	Lizenzvertrag vorgeschrieben, Mindestabgabe 1/8 der Produktion.	<i>Umwelt:</i> Alle Lizenzverträge unterliegen Gesetzen zum Erhalt von Ressourcen.	S.C. Code Ann. § 48-43-390 (Law. Co-op. 1991). Kommission für Landressourcen

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Texas	Gas und Öl.	Ausschließliche Genehmigung für bis zu 640 Acres, einjährige Dauer, erneuerbar für 4 zusätzliche Jahre, Mindestjahrespachtzins, vierteljährliche Berichtspflicht, Vertraulichkeitsschutz, solange Genehmigung für Suche oder Abbau besteht.	Vorgeschlagener Lizenzvertrag setzt den Nachweis der Entdeckung eines wirtschaftlich nutzbaren Fundes voraus. Der Pächter muß Bedingungen bieten, die mit den besten Lizenzverträgen in dem Gebiet vergleichbar sind. Pachtdauer von 20 Jahren, Verlängerung, solange Mineralien in erheblichem Umfang gefördert werden. 1. Jahr Mindestpachtzins, später zusätzlich eine Mindestabgabe von 1/14 der produzierten Mineralien. Monatliche Abgaben, Bericht ist vorgeschrieben.	<i>Umwelt:</i> Lizenzvertrag kann mit Umweltauflagen versehen werden.	und Erhaltungsmaßnahmen. Tex. Nat. Res. Code Ann. §52.011 (West 1991). Allgemeines Büro für Grund und Boden, Entwicklung von Erdöl, Erdgas und Mineralien.
Virginia	Titanvorkommen sind bekannt.	–	Genehmigung für Entnahme von Material ist vorgeschrieben; Lizenzvertrag 5	<i>Konkurrierende Nutzung:</i> Kein Pachtvertrag darf mit dem öffentlichen Recht auf	Va. Code Ann. § 62.1-4 (Michie 1991).

noch Übersicht A2

Bundesstaat	Tatsächliche Nutzung ^a	Regelung der Exploration	Ordnung des Abbaus	Berücksichtigung von Umweltbelangen und konkurrierenden Nutzungen	Gesetzliche Grundlagen ^b und zuständige Behörde
Washington	Erkundungen im Schwarzsandgebiet an der Mündung des Columbia-Flusses.	Lizenz ist vorgeschrieben, zweijährige Dauer, erneuerbar. Jährlicher Pachtzins, in Abbauvertrag umwandelbar; Inhaber des Vertrags, der die Suche ermöglicht, genießt Vorrechte hinsichtlich des Abbaus von Mineralien.	20 Jahre, erneuerbar; Pachtvertrag nicht weniger als 40 Acres, nicht mehr als 640 Acres; keine Beschränkung der Anzahl von Pachtverträgen pro Person.	Fischfang, Vogeljagd oder das Fangen von Schalentieren kollidieren. Je nach Jahreszeit kann das Ausbaggern eingeschränkt werden, um negative Auswirkungen auf den Fischfang zu begrenzen. <i>Umwelt:</i> Aktivitäten müssen mit allgemeinen Schutzprinzipien im Einklang stehen. <i>Konkurrierende Nutzung:</i> Wenn Land bereits für andere Aktivitäten verpachtet war, muß der Pächter entschädigt werden. Schaden, der durch Abbau oder Suche nach Bodenschätzen entsteht, muß behoben werden.	Kommission für Meeresressourcen. Wash. Rev. Code. Ann. § 79.14.020 (West 1991), Wash. Admin. Code 332-12-150 (1990). Amt für Naturschätze.

^aDie Angaben zur Nutzung betreffen die Aktivitäten, soweit sie 1987 nach Aussage des Berichts bestanden. — ^bDie Angaben im Hinblick auf die gesetzlichen Grundlagen beziehen sich auf die heute gültigen Normen über die Produktion und die Vergabe von Zugangsberechtigungen.

Quelle: OTA [1987, S. 282 ff.]; eigene Nachforschungen.

Literaturverzeichnis

- ABRAMOVITZ, Moses, "Catching Up, Forging Ahead, and Falling Behind". *The Journal of Economic History*, Vol. 46, 1986, S. 386–406.
- ADELMAN, Morris A., *The World Petroleum Market*. Baltimore 1972.
- ADEMUNI-ODEKE, *Protectionism and the Future of International Shipping*. Dordrecht 1984.
- ALEINIKOFF, T. Alexander, "United States Immigration, Nationality and Refugee Law". In: Jochen Abr. FROWEIN, Torsten STEIN (Hrsg.), *Die Rechtsstellung von Ausländern nach staatlichem Recht und Völkerrecht*. Heidelberg 1987, Bd. 2, S. 1545–1673.
- ANDERSON, Charles B., Robert P. WETHMAR, "US-Umweltrecht: Der Oil Pollution Act 1990". *Recht der Internationalen Wirtschaft*, Vol. 38, 1991, S. 1001–1007.
- API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE), *Basic Petroleum Data Book. Petroleum Industry Statistics*, Vol. 10, Nr. 3, September 1990, Washington, D.C.
- , *State Taxation of Oil and Gas Production*. Discussion Paper 044, Washington, D.C., August 1985.
- ASPINWALL, Mark D., "Coastwise Trade Policy in the United States: Does It Make Sense Today?". *Journal of Maritime Law & Commerce*, 1987, Vol. 18, S. 243–262.
- AUDRETSCH, David B., *The Market and the State. Government Policy Towards Business in Europe, Japan and the USA*. New York 1989.
- BAIL, Christoph, "Das Profil einer neuen Welthandelsordnung: Was bringt die Uruguay-Runde?". *Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht*, Vol. 1, 1990, S. 433.
- BAIN, Joe S., *Barriers to New Competition*. Cambridge, Mass., 1956.
- BAKER HUGHES, *Annual Report*, Houston, Texas, lfd. Jgg.
- BALASSA, Bela, Marcus NOLAND, *Japan in the World Economy*. Washington, D.C., 1988.

- BENEDEK, Wolfgang, Die Rechtsordnung des GATT aus völkerrechtlicher Sicht. Berlin 1990.
- BGBI. (BUNDESGESETZBLATT), Bonn, lfd. Jgg.
- BHAGWATI, Jagdish, Hugh T. PATRICK (Hrsg.), Aggressive Unilateralism. America's 301 Trade Policy and the World Trade System. New York 1990.
- BUSINESS WEEK, New York, 15.7.1991.
- CHASE MANHATTAN BANK, Capital Investments of the World Petroleum Industry 1987. New York 1988.
- CIA (CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY), Handbook of Economic Statistics. Washington, D.C., lfd. Jgg.
- CLARKE, Roger, Industrial Economics. Oxford 1985.
- COASE, Ronald H., "The Nature of the Firm". *Economica*, New Series, Vol. 4, 1937, S. 386-405.
- COATE, Malcolm B., Fred S. McCHESNEY, "Empirical Evidence on FTC Enforcement of the Merger Guidelines". *Economic Inquiry*, Vol. 30, No. 2, April 1992, S. 277-293.
- COMPUSTAT, Online-Datenbank (Aktienpreise amerikanischer Unternehmen), New York, 1972-1992.
- DEPARTMENT OF STATE BULLETIN, Vol. 13, 1945, S. 485.
- DRESSER, Annual Report, Dallas, Texas, lfd. Jgg.
- DEUTSCHES PATENTAMT, Online-Datenbank. München 1992.
- DORNBUSCH, Rudiger, "Policy Options for Freer Trade: The Case for Bilateralism". In: Robert Z. LAWRENCE, Charles SCHULTZE (Hrsg.), *An American Trade Strategy. Options for the 1990s*. Washington, D.C., 1990, S. 106-134.
- DURAND, Martine, Jaques SIMON, Colin WEBB, *OECD's Indicators of International Trade and Competitiveness*. OECD, Economics Department Working Papers No. 120, Paris 1992.
- EC (COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES), Report on United States Trade Barriers and Unfair Practices 1991. Problems of Doing Business with the US. Brüssel, 15.3.1991.

- EC (COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES), Report on United States Trade and Investment Barriers. Problems of Doing Business with the US. Brüssel 1992.
- ENERGY, MINES AND RESOURCES CANADA, Energy in Canada. A Background Paper. Ottawa, November 1987.
- , Petroleum Fiscal Systems in Canada. Ottawa, August 1991.
- EXECUTIVE OFFICE OF THE PRESIDENT OF THE UNITED STATES, Standard Industrial Classification Manual. Washington, D.C., 1987.
- FINK, Marc J., Lisa C. BUREAU, "The Redundant Foreign Shipping Practices Act of 1988: Now It's up to the Federal Maritime Commission". Law and Policy in International Business, No. 20, 1988/89, S. 555–569.
- FODERS, Federico, "Public Policy and Resource Use: The Case of Offshore Oil". Energy Exploration & Exploitation, Vol. 5, No. 2, 1987, S. 111–121.
- , Rüdiger WOLFRUM et al., Meereswirtschaft in Europa. Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen, Kieler Studien 223, Tübingen 1989.
- FRANCOIS, Joseph F., N. David PALMETER, Jeffrey C. ANSPACHER, "Conceptual and Procedural Biases in the Administration of the Countervailing Duty Law". In: Richard BOLTUCK, Robert E. LITAN (Hrsg.), Down in the Dumps. Administration of Unfair Trade Laws, Washington, D.C., 1991, S. 95–136.
- FRIHAGEN, Arvid, Offshore Tender Bidding. Lectures in Oil and Gas Law. Bergen 1983.
- FROWEIN, Jochen Abr., Torsten STEIN (Hrsg.), Die Rechtsstellung von Ausländern nach staatlichem Recht und Völkerrecht, Bd. 2. Heidelberg 1987.
- , Joachim WOLF (Hrsg.), Ausländerrecht im internationalen Vergleich. Heidelberg 1985.
- GATT (GENERAL AGREEMENT ON TARIFFS AND TRADE) [a], Trade Policy Review. United States. Genf 1990.
- [b], Trade Policy Review. Canada. Genf 1990.
- [c], Trade Policy Review. United States, Vol. I, II. Genf 1992.

- GATT (GENERAL AGREEMENT ON TARIFFS AND TRADE) [d], Trade Policy Review. Canada, Vol. I, II. Genf 1992.
- GLISMANN, Hans H., Ernst-Jürgen HORN, "Comparative Invention Performance of Major Industrial Countries: Patterns and Explanations". *Management Science*, Vol. 34, No. 10, Oktober 1988, S. 1169–1187.
- GRANT, A.C., K.D. McALPINE, J.A. WADE, "Offshore Geology and Petroleum Potential of Eastern Canada". *Energy Exploration & Exploitation*, Vol. 4, 1986, S. 5–52.
- HALLIBURTON, Annual Report, Dallas, Texas, lfd. Jgg.
- HALLWOOD, C. Paul, *Transaction Costs and Trade Between Multinational Corporations. A Study of Offshore-Oil Production*. London 1990.
- HELLIWELL, John F., Mary E. McGREGOR, Robert N. McRAE, André PLOURDE, *Oil and Gas in Canada: The Effects of Domestic Policies and World Events*. Canadian Tax Foundation, Canadian Tax Paper No. 83, Toronto 1989.
- HENTZEN, Matthias K., *US-amerikanische Exportkontrollen*. Heidelberg 1988.
- HERSHMAN, Marc J., David L. FLUHARTY, Scott L. POWELL, *State and Local Influence over Offshore Oil Decisions*. Seattle 1988.
- HOLMER, Alan F., Judith H. BELLO, Jeremy O. PREISS, "The Final Exon-Florio Regulations and Foreign Direct Investment: The Final Word or Prelude to Tighter Controls?". *Law & Policy of International Business*, Vol. 23, 1992, S. 593–617.
- ILM (INTERNATIONAL LEGAL MATERIALS), Washington, D.C., lfd. Jgg.
- IMF (INTERNATIONAL MONETARY FUND) [a], *International Financial Statistics*. Online-Datenbank, Washington, D.C., 1980–1991.
- [b], *International Financial Statistics, Supplement on Exchange Rates*. Washington 1985.
- KINDT, John Warren, *Marine Pollution and the Law of the Sea*, Vol. IV. New York 1986.
- KLEMM, Ulf-Dieter, *Die seewärtige Grenze des Festlandssockels*. Berlin 1977.

- KRAVIS, Irving B., Robert E. LIPSEY, "Sources of Competitiveness of the United States and of its Multinational Firms". *Review of Economics and Statistics*, Vol. 74, No. 2, Mai 1992, S. 193–201.
- LANGHAMMER, Rolf J., *The NAFTA: Another Futile Trade Area (AFTA) or a Serious Approach Towards Regionalism?* Institut für Weltwirtschaft, Kieler Diskussionsbeiträge, 195, November 1992.
- LINDENBERG, Eric B., Stephen A. ROSS, "Tobin's q-Ratio and Industrial Organization". *Journal of Business*, Vol. 54, No. 1, January 1981, S. 1–32.
- LUCKE, Robert, Eric TODER, "Assessing the U.S. Federal Tax Burden on Oil and Gas Extraction". *Energy Journal*, Vol. 8, No. 4, 1987, S. 51–64.
- McGOVERN, Edmond, *International Trade Regulation*. 2. Aufl., Exeter 1986.
- MAINLAND, David F., "Bestimmungen des amerikanischen Einwanderungsrechts hinsichtlich Aufenthalt aus wirtschaftlichen Gründen". *Recht der Internationalen Wirtschaft*, Vol. 29, 1983, S. 561–565.
- MANGONE, Gerard J., *Marine Policy for America*. 2. Aufl., New York 1988.
- MERGER AND ACQUISITION MAGAZINE, New York, lfd. Jgg.
- MERRILL LYNCH, *Oil Service Industry Report*. New York, Mai 1991.
- MINISTRY OF ENERGY, MINING, AND NATURAL RESOURCES, *Free Trade and Energy*. Ottawa 1988.
- MORRISON, Fred L., "Limitations on Alien Investment in American Real Estate". *Minnesota Law Review*, Vol. 60, 1976, S. 621–668.
- NEB (NATIONAL ENERGY BOARD), *Canadian Energy Supply. Supply and Demand 1990–2000*. Calgary, Juni 1991.
- NELSON, Richard B., Gavin WRIGHT, "The Rise and Fall of American Technological Leadership: The Postwar Era in Historical Perspective". *Journal of Economic Literature*, Vol. 30, Dezember 1992, S. 1931–1964.
- NSF (NATIONAL SCIENCE FOUNDATION), *Federal R&D Funding by Budget Function*. Washington, D.C., lfd. Jgg.
- OECD (ORGANIZATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT) [a], *Annual Foreign Trade Statistics. Trade Statistics by Commodities, 1990, Series C, Mikrofiche*. Paris 1992.

- OECD (ORGANIZATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT) [b], *The Role of IEA-Governments in Energy Policy. A Survey*. IEA, Paris 1992.
- [c], *Standing Group on the Oil Market. Changes in World Oil Reserves, Production and Drilling 1950–1990*. IEA, Paris, 15. Januar 1991, unveröff. Manuskript.
- [d], *Standing Group on the Oil Market, Structural Changes in the Oil Services and Equipment Industry in the 1980s*. IEA, Paris 1990, unveröff. Manuskript.
- OIL AND GAS JOURNAL, Tulsa, lfd. Jgg.
- OTA (OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT), *Marine Minerals: Exploring Our New Frontier*. Washington, D.C., 1987.
- PALMETER, N. David, "The Antidumping Law: A Legal and Administrative Nontariff Barrier". In: Richard BOLTUCK, Richard E. LITAN (Hrsg.), *Down in the Dumps. Administration of Unfair Trade Laws*. Washington, D.C., 1991, S. 64–94.
- PETROLEUM MONITORING AGENCY CANADA, *1991 Monitoring Report*. Ottawa, Ontario, 1991.
- PHILLIPS, David Morris, "Restraints of Foreign Investment in Merchant Marine — An Asset of Liability to United States Interests?". *Cornell International Law Journal*, Vol. 11, 1978, S. 1–51.
- RATUSKI, Mike, "Canadian Opportunities Remain Despite Slump". *Oil and Gas Journal*, Vol. 90, No. 23, 8.6.1992, S. 39–41.
- REECE, Joseph E., "Buyer Beware: The United States No Longer Wants Foreign Capital to Fund Corporate Acquisitions". *Denver Journal of International Law & Policy*, Vol. 18, 1990, S. 279–304.
- ROME, Mark A., "I. R. C. § 482 and Restricted Foreign Income Reallocations Before and After Procter & Gamble". *Texas International Law Journal*, Vol. 27, 1992, S. 259–314.
- ROTHBARD, Murray, *America's Great Depression*. Kansas City 1975.
- SCHERER, Frederic M., Keun HUH, "R&D Reactions to High-Technology Import Competition". *Review of Economics and Statistics*, Vol. 74, No. 2, Mai 1992, S. 202–212.

SCHLUMBERGER, Annual Report, New York, lfd. Jgg.

SCHWENK, Edmund H., "Der neue Freundschafts-, Handels- und Schifffahrts-Vertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Vereinigten Staaten von Amerika". *Juristenzeitung*, Vol. 12, 1957, S. 197–204.

SECURITIES EXCHANGE COMMISSION, Online-Datenbank (Finanzformulare 10k, 13d, 13g), Washington, D.C., 1980–1990.

SENATE OF CANADA, Petro-Canada. Report to the Standing Committee on Energy and Natural Resources. Ottawa, Juni 1990.

STATISTICS CANADA, Concordance between the Standard Industrial Classifications of Canada and the United States. 1980 Canadian SIC — 1987 United States SIC. Ottawa 1991.

TOWNSEND-GAULT, Ian, "Recent Developments in the Federal-Prvincial Dispute Concerning Jurisdiction Over Offshore Petroleum Resources." *Alberta Law Review*, Vol. 21, 1983, Nr. 1, S. 97–113.

— (Hrsg.), *Offshore Petroleum Installations, Law and Financing: Canada and the United States*. International Bar Association, London 1987.

TYSON, Laura d'Andrea, *Who's Bashing Whom? Trade Conflict in High-Technology Industries*. Washington 1992.

UNITED NATIONS, *Standard Industrial Trade Classification Revision 3, Statistical Papers, Series M, Nr. 34/Rev. 3*. New York 1986.

US (UNITED STATES), The White House, Office of the Press Secretary, *Press Release*. Washington, D.C., 1989.

US CONGRESS, *Second Report of the Commission on Merchant Marine and Defense: Recommendations*, prepared for the President and the Congress. Washington, D.C., 30. Dezember 1987.

—, *Third Report of the Commission on Merchant Marine and Defense: Findings of Fact and Conclusions*, prepared for the President and the Congress. Washington, D.C., 30 September 1988.

—, OTA (OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT), *Competition in Coastal Seas. An Evaluation of Foreign Maritime Activities in the 200-Mile-EEZ*. Background Paper, Washington, D.C., 1989.

- US DEPARTMENT OF COMMERCE [a], Bureau of Census, Census of Manufactures, 1987 Industry Series, General Industrial Machinery. Washington, D.C., 1990.
- [b], Bureau of Census, 1987 Census of Manufactures, Industry Series, Construction, Mining, and Materials Handling Machinery and Equipment. Washington, D.C., 1990.
- [c], Bureau of Census, 1987 Census of Manufactures, Industry Series, Ship and Boat Building. Washington, D.C., 1990.
- [d], Bureau of Census, 1982 Census of Manufactures, Subject Series, Concentration Ratios in Manufacturing. Washington, D.C., April 1988.
- [e], Bureau of Census, 1987 Census of Manufactures, Subject Series, Concentration Ratios in Manufacturing. Washington, D.C., Februar 1992.
- [f], Bureau of Census, Census of Mineral Industries, Industry Series, Oil and Gas Field Services. Washington, D.C., 1990.
- [g], International Trade Administration, A Competitive Assessment of the US Oil Field Equipment Industry. Washington, D.C., Februar 1985.
- US DEPARTMENT OF ENERGY (DOE), National Energy Strategy, 1. Aufl., 1991/92, Washington, D.C., 1991.
- US DEPARTMENT OF THE INTERIOR (DOI), Minerals Management Service, 5-Year Outer Continental Shelf Oil and Gas Leasing Program, Mid-1987 to Mid-1992, Proposed Final Report, Herndon 1987.
- , Final Report, Herndon 1990.
- US GENERAL ACCOUNTING OFFICE, Tax Policy. Additional Petroleum Tax Incentives Are of Questionable Merit. Washington, D.C., Juli 1990.
- US PATENT AND TRADEMARK OFFICE, Online-Datenbank, Washington, D.C., 1971–1991.
- VALKENBURG, Noreen van, Volker TREICHEL, Entry Barriers to the Off-shore Oil Service and Supply Industry in the United States. Institut für Weltwirtschaft, Kiel Advanced Studies Working Paper, 214, Mai 1991.
- WELTBANK, Weltentwicklungsbericht 1991. Washington, D.C., 1991.

WILDER, Robert Jay, "The Three-Mile Territorial Sea: Its Origins and Implications for Contemporary Offshore Federalism". *Virginia Journal of International Law*, Vol. 31, 1992, S. 681–746.

WILLIAMSON, Oliver, *Markets and Hierarchies*. New York 1975.

WILMOWSKY, Peter von, "Zugang zu den Boden- und sonstigen Naturschätzen anderer Mitgliedstaaten: EWG-Vertrag und US-Verfassung im Vergleich". *Rebels Zeitschrift für ausländisches und internationales Privatrecht*, Vol. 54, 1990, S. 692–732.

WOLF, Joachim, "Das Ausländerrecht der Vereinigten Staaten von Amerika." In: Jochen Abr. FROWEIN, Joachim WOLF (Hrsg.), *Ausländerrecht im internationalen Vergleich*. Heidelberg 1985, S. 223–273.

Schlagwortregister

- Antidumpingverfahren**
 in den USA 22, 161-163, 181
 in Kanada 39, 164 f., 183
- Aufsuchung von mineralischen Rohstoffen, Regelungen**
 in den USA 53-66, 214-225
 in Kanada 67-110
- Ausfuhr gewonnener Rohstoffe, Regelungen**
 der USA 66
 Kanadas 110-111
- Ausländer, Regulierung ihrer wirtschaftlichen Tätigkeit**
 in den USA 11-20, 63-66
 in Kanada 37-39
- Ausländische Unternehmen, Regulierung ihrer Aktivitäten**
 in den USA 11-20, 63-66
 in Kanada 37-39
- Außenhandelspolitik**
 der USA 160-164, 179-182
 Kanadas 164, 183
- Außenhandelspezialisierung**
 150-160
 der USA und Kanadas 152-159
- Energiepolitik**
 der USA 173 f.
 Kanadas 174
- Erdöl und Erdgas**
 in den USA
 Exploration 48-51
 Produktion 48-51
 Reserven 41-44
 in Kanada
 Exploration 51 f.
 Produktion 51 f.
 Reserven 44 f.
 in Nordamerika
 Exploration 46-48
 Produktion 46-48
 Reserven 41
- Festlandsocckel**
 der USA 8 ff.
 Kanadas 23 ff.
- Fiskalregime für Offshore-Rohstoffaktivitäten**
 in den USA 129-131
 in Kanada 132-134
- Förderung von mineralischen Rohstoffen, Regelungen**
 in den USA 53-66, 214-225
 in Kanada 67-110
- GATT** 180 f., 186-189, 193
- Handelsbeschränkungen**
 in den USA
 Antidumpingverfahren 22, 161-163, 181
 Bestimmungen zum Schutz der nationalen Sicherheit 21
 Importgebühren 21 f.
 Selbstbeschränkungsabkommen 20
 Stahlquoten 20 f.
 in Kanada
 Antidumpingverfahren 39, 164, 183
 Zölle 39
- Hochtechnologie** 153-155
- Hoheitsbefugnisse, seewärtige** —
 der USA 5-22
 Kanadas 22-40
- Importgebühren** 21 f.
- Internationale Wettbewerbsfähigkeit**
 allgemein 150-160
 der USA und Kanadas 157-160
- Investitionsbeschränkungen**
 s. ausländische Unternehmen
- Jones Act** 112-121
- Küstenstaatliche Regelungen**
 in den USA 10 f., 62 f., 214-225
 in Kanada 24-37, 39
- Küstenzone der USA** 7
- Lizenzverträge**
 in den USA 57-62
 in Kanada 67-111

- Marktzutrittsbarrieren,**
 Bewertung der
 staatlichen —
 in den USA 179–182
 in Kanada 182 f.
 nichtstaatlichen —
 in den USA 174–179
 in Kanada 179
- Meerestechnik, Struktur des Marktes**
 allgemein 138–141
 in den USA 141–150
 Aktienrenditen 143
 Beziehungen zwischen
 Rohstoff- und Zuliefer-
 unternehmen 147–150, 178 f.
 F&E-Ausgaben 143
 Innovationsverhalten 142–147
 Konzentrationsgrad 175–178
 Marktanteile 142–147
 Monopolrenten 175–178
 Patente 143–147, 156 f.
 Rolle der Banken 149
 in Kanada 150
- Meereszonen der USA**
 ausschließliche Wirt-
 schaftszone 6 f.
 Binnengewässer 6
 Küstengewässer 6
- Mittlere Technologie** 153 f.
- NAFTA** 163, 183
- OECD** 193
- Patente** 143–147, 156 f.
- Realer effektiver Wechselkurs**
 (REW) 152, 157–160
- Revealed Comparative Advantage**
 (RCA) 152–156
- Ressourcenausstattung**
 s. Erdöl und Erdgas
- Ressourcennutzung**
 s. Erdöl und Erdgas
- Rohölpreisentwicklung** 46 f.
- Schifffahrt, Regulierung**
 in den USA 111–128
 in Kanada 108 f.
- Selbstbeschränkungsabkommen** 20
- Staatliche Hilfen für Rohstoff-
 projekte**
 in den USA
 Steuern 135
 Subventionen 136–138
 in Kanada
 Steuern 135
 Subventionen 135 f.
- Stahlquoten** 20
- Standard-Technologie** 153 ff.
- Technische Sicherheit, Regelungen**
 in den USA 60–62
 in Kanada 106 f.
- Tiefseeboden** 9
- Umweltschutz, Regelungen**
 in den USA 60 f., 125–128
 in Kanada 96 f., 101–105
- Wettbewerbspolitik**
 der USA 165 f.
 Kanadas 166 f.
- Zölle** 39, 161