

Universität Tübingen
Geographisches Institut
Proseminar Regionale Geographie Nordeuropas
Sommersemester 2000
Leitung: Dr. H.-J. Rosner

Die Erdölwirtschaft in Norwegen und ihre wirtschafts- und sozialgeographischen Folgen

Schriftliche Ausarbeitung des Referats vom 12. Juli 2000

vorgelegt von

Frank Baumann
Lauswiesenweg 18
72074 Tübingen
frank.baumann@student.uni-tuebingen.de
2. Semester Geogr. (Dipl.)

Tobias Schiller
Lange Gasse 56
72070 Tübingen
tobias.schiller@gmx.de
2. Semester Geogr. (Dipl.)

Inhalt

1	Einleitung (Schiller)	3
2	Geologische Grundlagen (Baumann)	3
2.1	Allgemeine Bedingungen für die Entstehung von Erdöl und Erdgas.	3
2.2	Bedingungen in der Nordsee	4
2.3	Reserven im weltweiten und europäischen Vergleich	4
3	Geschichte der Erdölexploration und -förderung (Schiller)	5
3.1	Ekofisk: Norwegen wird Erdölexportierendes Land	5
3.2	Statfjord: Der Einfluss des Staats auf das Ölgeschäft wird ausgebaut	6
3.3	Die größte Offshore-Installation der Welt: Troll	7
3.4	Expansion nach Norden.	7
3.5	Die Erdölproduktion Norwegens heute und im weltweiten Vergleich	8
4	Sozioökonomische Auswirkungen der Erdölwirtschaft (Baumann)	8
4.1	Auswirkungen auf die Wirtschaft	8
4.2	Auswirkungen auf die Staatsfinanzen	10
4.3	Auswirkungen auf die norwegische Gesellschaft.	11
5	Umweltaspekte (Schiller)	12
5.1	Emissionen ins Meer	12
5.2	Emissionen in die Luft	12
5.3	Entsorgung ausgedienter Plattformen	13
6	Räumliche Auswirkungen der Erdölwirtschaft am Beispiel der Provinz Rogaland (Schiller)	14
7	Zukunftsaussichten: Fragestellungen für die Zeit nach dem Öl (Schiller)	15
8	Bibliographie	17
	Übersichtskarte	18

1 Einleitung

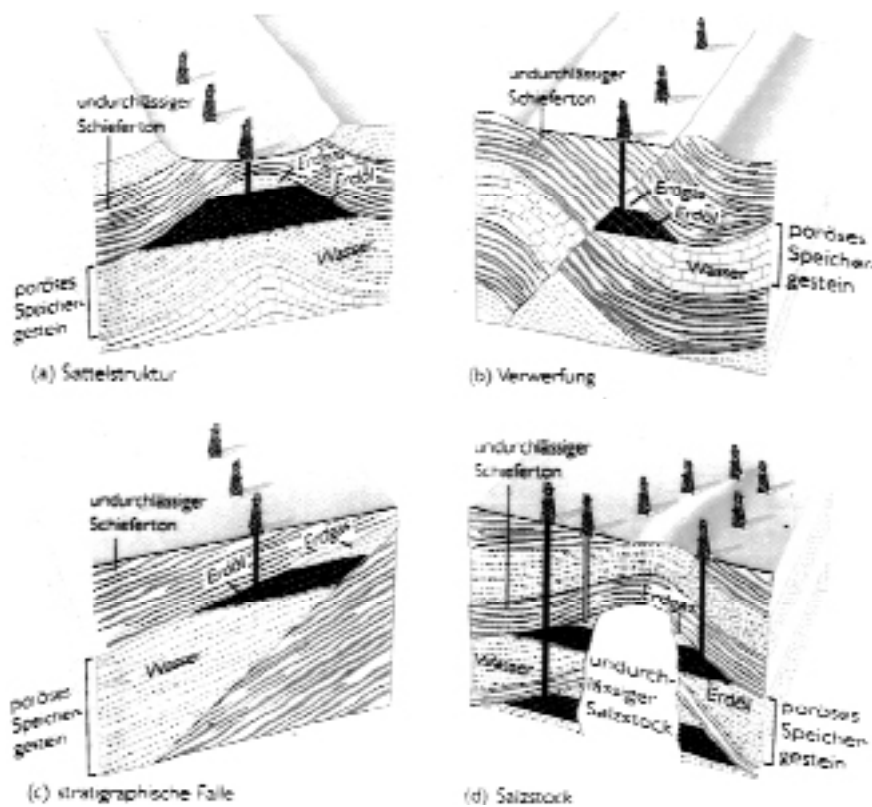
Die Entwicklung Norwegens zum Erdölexporteur erfolgte innerhalb kürzester Zeit und brachte für die Ökonomie, die Gesellschaft und die Raumstruktur des Landes tiefgreifende Umwälzungen mit sich, die aus unserer Sicht allenfalls mit den Auswirkungen der industriellen Revolution zu vergleichen sind.

Die folgende Arbeit soll zunächst einen kurzen Überblick über die geologischen Grundbedingungen geben und die Entwicklung der Erdölwirtschaft Norwegens und deren wirtschafts- und sozialgeographischen Auswirkungen beschreiben. Nach einer knappen Darstellung der Umweltauswirkungen des Petroleumsektors werden schließlich am Beispiel der südnorwegischen Provinz Rogaland die raumwirksamen Prozesse dieses neuen Wirtschaftszweiges dargelegt.

2 Geologische Grundlagen

2.1 Allgemeine Bedingungen für die Entstehung von Erdöl und Erdgas

Damit Erdöl entstehen kann, müssen Rückstände früherer Lebewesen in marine Sedimente eingebettet und im Laufe der Zeit diagenetisch umgewandelt werden. Öl und Gas können sich also nur dann bilden, wenn mehr organisches Material erzeugt wird, als durch Aasfresser und natürlichen Zerfall abgebaut werden kann. Dies ist wegen der guten Lichtverhältnisse vor allem in küstennahen Gebieten der Fall. Hier reicht in den bodennahen Wasserschichten die Sauerstoffversorgung nicht mehr aus, um das Material durch Oxidation zu zersetzen. Es erfolgt nun eine Einbettung des Sediments über Millionen von Jahren. Während dieser Zeit wird das Sediment erhöhten Temperaturen und diversen chemischen Reaktionen ausgesetzt und ein Teil des organischen Materials in flüssige beziehungsweise gasförmige Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Durch die Kompaktion des feinklastischen Sediments wird das Erdöl und Erdgas zur Abwanderung aus dem Muttergestein gezwungen. Nun sammelt sich das Erdöl in angrenzenden permeablen Gesteinen (Sandsteine, Kalksteine), dem so-



22.5 Die wichtigsten Typen von Erdölfallen sind Sattel- oder Antiklinalstrukturen (a), tektonische Fallen (b), stratigraphische Fallen (c) und Ölfallen an einem Salzstock (d). Erdgas (grün) und Öl (schwarz) werden über den permeablen Ölproduzierenden Gesteinsschichten durch eine undurchlässige obere Schicht festgehalten. Öl schwimmt auf dem Grundwasser.

Abb. 1: Press/Siever 1995, 514

nannten Speichergestein. Wegen der geringeren Dichte von Erdöl und Erdgas gegenüber der Umgebung, steigen diese an die höchste Stelle auf die sie erreichen können. Somit ist eine weitere Bedingung für die Entstehung eine undurchlässige Barriere aus meistens Tonsteinen, die das Öl und Gas am weiteren Aufsteigen hindert. Im Zusammenhang mit bestimmten geologischen Gegebenheiten können dann Ölfallen entstehen. Die verschiedenen Möglichkeiten sind in Abb. 1 dargestellt. Es müssen also für die Entstehung von Erdöl und Erdgas drei Voraussetzungen vorhanden sein, nämlich ein Muttergestein, ein Speichergestein und eine Ölfalle.

2.2 Bedingungen in der Nordsee

Die Nordsee ist eines der großen westeuropäischen Sedimentationsbecken. Wegen der spätpaläozoischen Teilung des laurasischen Superkontinents sind zwei große Trogsysteme entstanden. Zum einen ein westliches, ausgehend vom Oberrheingraben über den niederländischen Trog bis zum Ekofisktrog in der norwegischen See. Zum anderen ein von Südosten nach Nordwesten entlang des fennoskandischen Schildes verlaufendes System. In diesen Trögen wurden über Jahrtausende hinweg Sedimente abgelagert, darunter auch organische Schichten in denen Erdöl und Erdgas gebildet werden konnten. Im Grunde gibt es drei Hauptlagerstätten in der Nordsee:

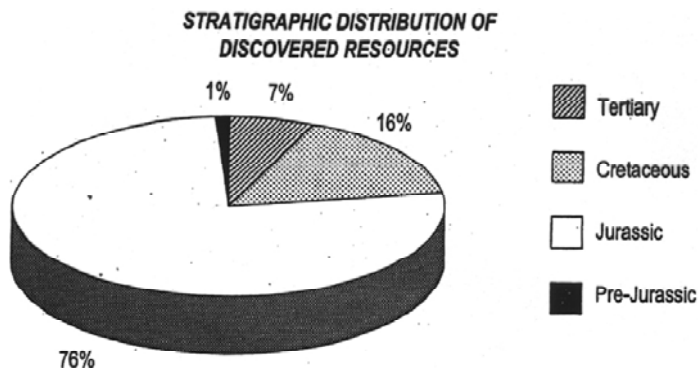


Abb. 2: Stratigrafische Verteilung der Ressourcen; Hagemann 1995

oberen Jura

in der norwegischen See. Zum anderen ein von Südosten nach Nordwesten entlang des fennoskandischen Schildes verlaufendes System. In diesen Trögen wurden über Jahrtausende hinweg Sedimente abgelagert, darunter auch organische Schichten in denen Erdöl und Erdgas gebildet werden konnten. Im Grunde gibt es drei Hauptlagerstätten in der Nordsee:

- Tertiäre Sandsteine
- Kalksteine der oberen Kreide
- Sandsteine des unteren / mittleren /

Die an organischem Material reichen Schichten des oberen Jura gelten als wichtigste Quelle (vgl. Abb. 2).

Im Troll-Gasfeld liegen beispielsweise 1400 m unter dem Meeresboden in einem 400 m mächtigen Sandsteinreservoir ungefähr 1300 Mrd. scm Erdgas. Das Ekofisk-Erdölfeld dagegen ist in quartäre Sedimente eingebettet, die Lagerstätten befinden sich an Salzstockflanken in Kalksteinen des Paläozoikums in der oberen Kreide.

2.3 Reserven im weltweiten und europäischen Vergleich

Auf Abb.3 kann man den verschwindend geringen Anteil der Welterdölreserven von Westeuropa erkennen. Im europäischen Vergleich hat Norwegen jedoch beim Gas 45% und beim Öl 54,5% der Ressourcen zur Verfügung. Jedoch sind vor allem bei der Berechnung der noch vermuteten Ressourcen sehr unterschiedliche Schätzungen vorhanden. Dies liegt unter anderem an Variablen wie neue Funde, Produktionsniveau oder etwa dem Fortschritt in der Fördertechnik. Dies kann man an der spitz zulaufenden Kurve der unentdeckten Ressourcen in Abb. 4 erkennen.

Abb. 3: Verteilung der Erdöleressourcen weltweit; Press/Siever 1995

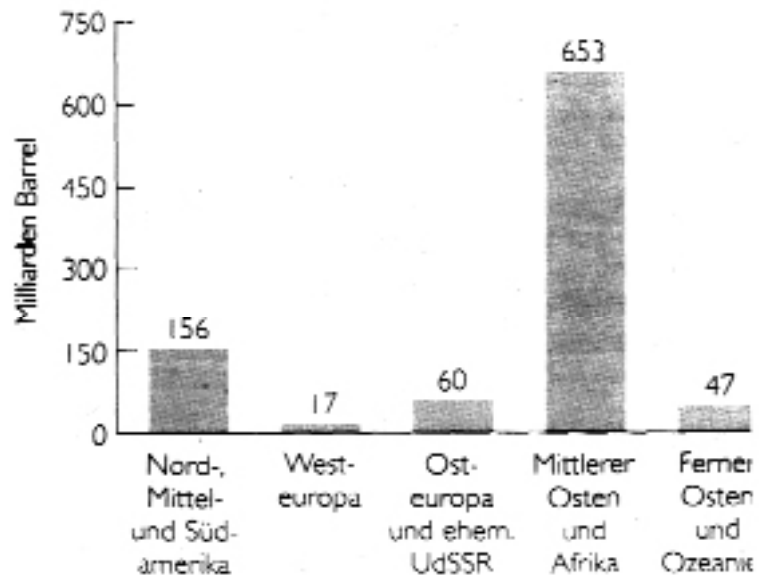
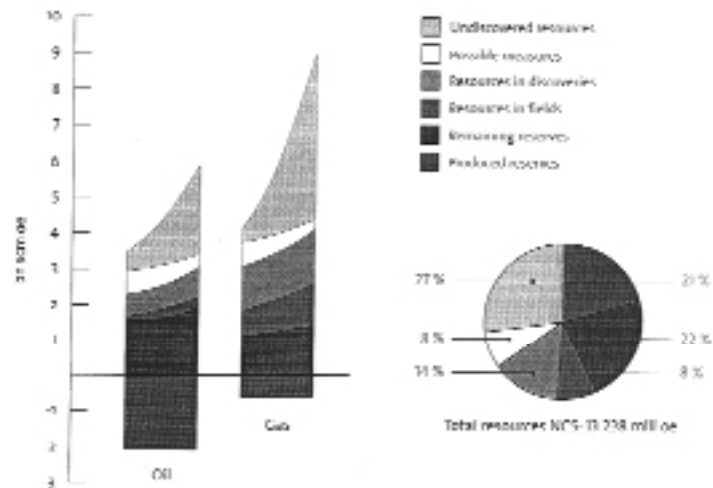


Abb. 4: Nationale Ressourcen von Norwegen; Royal Ministry of Petroleum and Energy 1999



3 Geschichte der Erdölexploration und -förderung

3.1 Ekofisk: Norwegen wird Erdölexportierendes Land

Der Fund eines großen Gasfeldes bei Slochteren in der niederländischen Provinz Friesland im Jahre 1958 ließ die Geologen vermuten, dass es unter der Nordsee weitere Vorkommen von Kohlenwasserstoffen geben musste.

Eine Voraussetzung für die Exploration und möglicherweise die Ausbeutung dieser Rohstoffe war jedoch zunächst eine völkerrechtlich verbindliche Klärung der Hoheitsrechte der Anrainerstaaten der Nordsee. Am 31. Mai 1963 proklamierte Norwegen gemäß der seit 1958 bestehenden Genfer "Continental Shelf Convention" die Hoheitsrechte über den norwegischen Festlandsockel. 1965 einigten sich Norwegen, Großbritannien und Dänemark dann über die Aufteilung des Nordseeschelfs bis 62° Nord nach dem Mittellinienprinzip, die beteiligten Staaten hatten damit die Nutzungsrechte über alle Ressourcen in ihrem Sektor¹. Das erwies sich für Norwegen als ausgesprochener Glücksfall, denn die ab Ende der 1960er entdeckten Öl- und Gasvorkommen befanden sich hauptsächlich in der norwegischen Wirtschaftszone. Nun konnte der Staat Konzessionen an die internationalen Mineralölkonzerne vergeben.

Ab 1966 wurden Erkundungsbohrungen im Norwegischen Sektor niedergebracht. Im Dezember 1969 verkündeten die Zeitungen, dass ein großes Ölvorkommen der Nordsee ent-

¹ In Großbritannien war man zwar zunächst der Meinung, die Norwegische Rinne trenne Norwegen vom Nordsee-Schelf. Diese Argumentation wurde jedoch bald aufgegeben.

deckt worden sei: Die amerikanische Phillips Petroleum Company war auf das Feld *Ekofisk* gestoßen, das damals zu den 20 größten Einzelfunden der Erde gehörte (Lindemann 1986, S. 125). Das gefundene Rohöl war zudem besonders hochwertig, weil schwefelarm.

Die Entdeckung Ekofisks katapultiert Norwegen über Nacht unter die energieexportierenden Länder – und das kurz vor der Ölpreiskrise 1973. Erst durch diesen weltweiten Energiepreisschock (der Ölpreis verdreifachte sich binnen eines Jahres) und den dadurch bedingten politischen Willen der europäischen Staaten, in der Energieversorgung unabhängiger von den unberechenbaren OPEC-Ländern zu werden, gelangten die fossilen Energieressourcen der Nordsee zu ihrer großen Bedeutung. Die Offshore-Förderung ist im Vergleich zu der Förderung an Land (wie in den Ländern des Nahen Ostens) wesentlich kostspieliger: Nur die hohen Ölpreise nach 1973 erlaubten die immensen Investitionen, die in Norwegen getätigt wurden. (In den Jahren 1971 bis 1996 wurden insgesamt 1.500 Mrd. NOK investiert, für den Zeitraum bis 2025 rechnet man mit ähnlichen Ausgaben; vgl. Hagland o. J.b)

Die Förderung im Ekofisk-Komplex begann 1971 in rd. 70 Metern Wassertiefe. Das Öl wurde zunächst per Tanker abtransportiert, 1975 wurde dann die Norpipe-Ölleitung nach Teesside (UK), 1977 die Norpipe-Gasleitung nach Emden (D) in Betrieb genommen. 1998 nahm ein neuer Komplex, Ekofisk II, den Betrieb auf. Dieser Komplex soll die nächsten 30 Jahre lang produzieren (Royal Ministry of Petroleum and Energy 1999, S. 73). Damit wäre Ekofisk der Offshore-Komplex mit der längsten Produktionsdauer (Gläßer et al. 1996, S. 311). Eine große Versorgungsbasis für Ekofisk befindet sich in Tananger nahe Stavanger (s. u.). Mit ursprünglichen Reserven von 576,6 Mio. scm oe (Standard-Kubikmeter Öläquivalent) ist Ekofisk das drittgrößte derzeit produzierende Feld auf dem norwegischen Kontinentalsockel (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S. 39).

3.2 Staffjord: Der Einfluss des Staats auf das Ölgeschäft wird ausgebaut

Besonders in den 70ern und 80ern wurden viele neue Vorkommen gefunden, viele der Lagerstätten gehörten zu den größten der Welt (Hagland o. J.a). Die Vorkommen wurden mit erheblichem finanziellen und technischen Aufwand erschlossen. Die hohen Rohölpreise der 70er und 80er (vgl. Abb. 7) gaben keinen Grund zum Sparen.

Um mehr Einfluss auf das Ölgeschäft nehmen zu können, gründete der norwegische Staat 1972 die Erdölgesellschaft Statoil. Das Parlament legte 1973 per Gesetz fest, dass das Staatsunternehmen zu mindestens 50% an den Produktions-Konsortien beteiligt sein müsse.² Das erste Feld, in dem sich Statoil (mit ursprünglich rd. 50%, heute rd. 44%, der Anteile, vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S. 88) engagierte, war das *Staffjord*-Feld.

Staffjord wurde 1974 mit 644 Mio. scm oe förderbaren Ölreserven (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S. 39) als erdölreichstes Feld im norwegischen Schelf gefunden. Schrittweise installierte man in den Jahren von 1979 bis 1985 drei riesige Beton-Plattformen. Die Produktion auf der ersten Plattform begann November 1979.

Die Entdeckung und Erschließung des Staffjord-Feldes markiert indes nicht nur den Beginn des größeren Engagements des norwegischen Staates in der Ölwirtschaft, sondern auch eine technische Entwicklung: Durch die Konstruktion immer größerer und leistungsfähigerer Produktionsplattformen wurde die Erschließung nördlicherer und damit tiefer gelegener Bereiche der Nordsee möglich: Lag Ekofisk noch in 70 m, wurde mit Staffjord bereits eine Wassertiefe von 145 m erschlossen. Diese Entwicklungstendenz nach Norden zeigt sich hier auch Onshore: Die Hauptversorgungsbasen für Staffjord liegen in Florø (rd. 120 km nördlich von Bergen) und Sotra (westlich von Bergen). Nördlich von Bergen, in Mongstad, liegt auch die Raffinerie, in die das Rohöl mit Tankern verfrachtet wird. Das Gas gelangt seit 1985 über die Statpipe-Leitung nach Kårstø (nördlich von Stavanger) und von dort nach Emden. Diese Rohrleitung ist insofern ein technischer Meilenstein, als mit ihr erstmals die Norwegische Rinne überquert wurde. Diese Tiefwasserrinne zieht sich um den gesamten Süden Norwegens mit

² Dieses Gesetz wurde später jedoch modifiziert, so dass auch geringere Beteiligungen möglich wurden.

maximalen Tiefen von rund 800 m im Skagerak (vgl. auch Abb. 12).

Das Statfjord-Feld liegt zum Teil im britischen Sektor. Gleichwohl stehen alle drei Förderplattformen des Feldes auf dem norwegischen Sektor. In einer Nutzungsvereinbarung mit Großbritannien wurde festgelegt, dass Norwegen rd. 85% der Statfjord-Reserven zustehen, den Briten hingegen rd. 15% (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S. 88f).

3.3 Die größte Offshore-Installation der Welt: Troll

Im Jahre 1979 entdeckte Shell mit *Troll* das bedeutendste Offshore-Gasfeld Europas (Erdgas- und Kondensatreserven in einer Größenordnung von rd. 1.320 Mrd. scm). Das Problem bestand allerdings geraume Zeit darin, dass das Trollfeld in der Norwegischen Rinne liegt (Wassertiefe von 300 bis 350 m, raue See). Lange arbeitete man an der technischen Lösung des Problems. Das Ergebnis ist ein gigantisches Projekt, das aufgrund seiner technischen und finanziellen Herausforderungen in Analogie zu den amerikanischen Anstrengungen zur Eroberung des Mondes auch als das norwegische "Man on the Moon"-Projekt (Gibbs o. J.a) bezeichnet wurde.



Die Troll-Plattform wurde in einem Fjord nahe Stavanger gebaut und in einer fünftägigen Aktion im Mai 1995 zu ihrem Produktionsstandort geschleppt. Die Betonkonstruktion ist mit 472 Metern Höhe (zum Vergleich: World Trade Center in New York 411 m, vgl. Abb. 5) und 656.000 Tonnen Leergewicht die weltweit größte Offshore-Produktionsanlage und das größte Objekt, das jemals transportiert wurde. Die untersten 36 m sanken aufgrund dieses enormen Gewichts in den Meeresgrund ein (Gläßer et al. 1996, S. 312). Das Gas von Troll wird über eine Pipeline zur Weiterverarbeitung in die neue Gasaufbereitungsanlage in Kollsnes westlich von Bergen und von dort über die Zeepipe nach Zeebrügge (B) transportiert.

Abb. 5: Größenvergleich der Troll-Plattform

Foto: Shell Norge

3.4 Expansion nach Norden

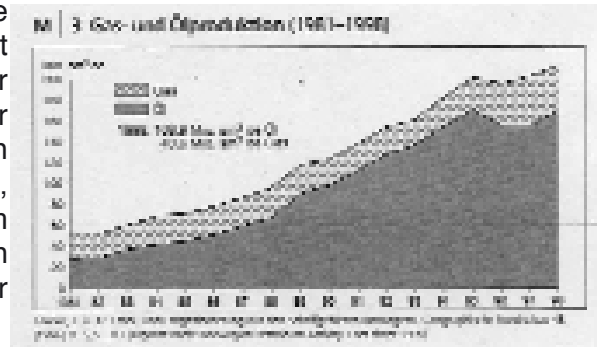
Das Nordseeschelf (bis 62°N) ist heute weitgehend exploriert. So wurden die Explorationstätigkeiten weiter nach Norden ausgedehnt und damit in Tiefen von bis zu 1.300 Metern Wassertiefe im Norwegischen Becken (62°N bis zur Nordspitze der Lofoten). Einige bedeutende Vorkommen wurden entdeckt und erschlossen, wie etwa das Feld Norne bei 66°N (förderbare Reserven: 97,3 Mio. scm oe). Norne liegt in einer Wassertiefe von 380 Metern, produziert wird seit November 1997 mittels eines Schiffes, das an Unterwasserfundamenten vertäut ist. Die Versorgungsbasis befindet sich in Sandnessjøen in der Provinz Nordland (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S.115). Bei der Lizenzrunde im Jahre 1996 lagen bereits 14 der 18 vergebenen Lizenzen in der Norwegischen See.

Auch in der Barentssee (nördlich der Lofoten) wurden einige wichtigere Felder (hauptsächlich Gas) seit den 1980ern entdeckt. Aber Wassertiefen, Untergrundverhältnisse und die Errichtung großer Versorgungsterminals bedürfen großer Investitionen. Bei den heutigen niedrigen Ölpreisen spielen die Vorkommen der Barentssee noch keine Rolle. Allerdings liegen die Pläne zur Erschließung bereits in den Schubladen.

3.5 Die Erdölproduktion Norwegens heute und im weltweiten Vergleich

Die Produktion von Gas und Öl stieg in den letzten zehn Jahren beständig (vgl. Abb. 6). 1999 wurden insgesamt 168,6 Mio. scm oe Öl sowie 45,4 Mrd. scm oe Gas gefördert (Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S.13). Heute wird in drei Tagen soviel Öl gefördert wie im gesamten Jahr 1971 (Hagland o. J.b)

Im weltweiten Vergleich lag Norwegen im Jahre 1998 bei der Erdölförderung auf Platz acht, bei der Erdgasförderung auf Rang neun (Esso AG o. J., S. 2 u. 5f). Wenn man jedoch den geringen Eigenverbrauch fossiler Energieträger in Rechnung stellt, ergibt sich ein etwas anderes Bild: Nur zehn Prozent der geförderten Ölmenge (vgl. Hagland o. J.b) verbleiben im Land, somit war Norwegen 1998 der zweitgrößte Ölexporteur nach Saudi-Arabien. Der Gasverbrauch ist sogar gleich Null, da es aufgrund der schwierigen Bodenverhältnisse in Norwegen (stark reliefiert, felsiger Untergrund) kein Gasleitungssystem gibt. Also liegt Norwegen bei den Gasexporten mit acht Prozent am Welthandel an vierter Stelle (Fuchs 2000, S. 21).



Die Zeit der Funde riesiger Vorkommen ist vor- bei. Die Lagerstätten, die noch nicht ausgebaut sind, bestehen nach heutiger Kenntnis aus 136 kleinen und mittelgroßen Feldern, die mit neuer und einfacher, d. h. billiger Technologie erschlossen werden müssen (vgl. Hagland o. J.a). Es wurden laut Berechnungen des Petroleum-Direktorats bis heute etwa ein Drittel der Erdölreserven und rd. neun Prozent des Erdgases gefördert (vgl. Hagland o. J.b).

Abb. 6: Fuchs 2000

4 Sozioökonomische Auswirkungen der Erdölwirtschaft

4.1 Auswirkungen auf die Wirtschaft

Um die Auswirkungen der Erdölwirtschaft auf die gesamte norwegische Volkswirtschaft verstehen zu können, kommt man nicht umhin auch die Wirtschaftsstruktur vor dem Ölboom zu betrachten. Die Ausgangslage für die Wirtschaft bildete das wegen Relief, Breitenlage und Klima relativ dünn besiedelte Land. Nur 2,5% der Fläche sind landwirtschaftlich nutzbar, das Meer war die Hauptnahrungsquelle. Außerdem spielte der Abbau von Bodenschätzen und die Holzwirtschaft eine Rolle. Die vier wichtigsten exportorientierten Wirtschaftssektoren waren also die Fischwirtschaft, Holzwirtschaft, Handelsschifffahrt und der Rohstoffexport. Regional gesehen ist zum Beispiel in Stavanger neben Werften auch eine intensive Landwirtschaft ansässig, während in Bergen hauptsächlich die Werftindustrie von Bedeutung war. Im Grunde genommen kann man also die Ölwirtschaft nicht als Neubeginn im eigentlichen Sinne bezeichnen, sondern vielmehr als eine Fortsetzung des traditionsreichen maritimen Gewerbes, indem auf die Meeresressourcen zurückgegriffen wurde. Schon immer verdankte Norwegen sein ökonomisches Wachstum vor allem exogenen Faktoren. Für viele Bereiche bestimmte während der Industrialisierung die ausländische Nachfrage Höhe und Richtung der Wirtschaft. Durch erzielte Exporte konnten die gewünschten Importe getätigt werden. Auch das "know – how" für die Ausbeutung der Ressourcen mußte aus dem Ausland "eingeführt" werden. Es war also sowohl fremdes Kapital, als auch fremde Innovationskraft notwendig. Betrachtet man alle diese Aspekte, so wird einem klar, daß Norwegen nur bedingt in der Lage war die Entwicklung zu steuern und außerdem eine "Technologieeinführung" nichts neues für die arbeitenden Norweger war. An diesem Punkt kann man die Verbindung zum Erdöl- bzw. Erdgassektor ziehen. Ist im folgenden Text von Erdölwirtschaft die Rede, so ist Erdgas immer mit einzuschließen.

Im nächsten Abschnitt soll die Entwicklung der Erdölwirtschaft beschrieben werden. Diese begann mit der Entdeckung des Erdölfeldes Ekofisk im Jahre 1969. Zu dieser Zeit war Erdöl keine Mangelware. Ausgangspunkt war also ein niedriger Ölpreis bei extrem schwierigen Förderbedingungen (siehe Abb.5). Dies änderte sich schlagartig mit der ersten Erdölpreiskrise im Oktober 1973. Danach schossen die Preise in die Höhe und Norwegen "schwamm" quasi

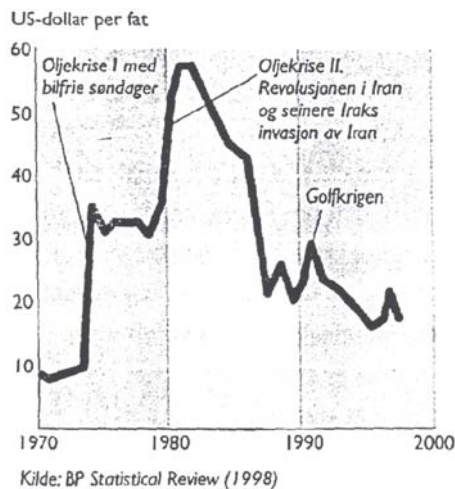


Abb. 7: Ölpreisentwicklung von 1970-1997; Scorbel und Nystad 1999

"über Nacht" im Reichtum. Der Preis stabilisierte sich auf relativ hohem Niveau, bevor wegen der zweiten Ölkrise Anfang der 80er Jahre der Ölpreis nochmals enorm zulegte aber auch relativ schnell wieder kontinuierlich unter den Wert der 70er Jahre abfiel. Erst in den letzten Jahren ist ein deutliches Ansteigen des Ölpreises zu verzeichnen.

Eine wesentliche Folge des Erdölbooms ist, daß inzwischen die Erdölwirtschaft Hauptauftraggeber der norwegischen Industrie ist, was zu einem Dilemma führte: Einerseits ist die norwegische Wirtschaft froh über die neue Nachfrage, andererseits läßt der gestiegene Kurs der norwegischen Krone Exportgüter im Ausland teuer werden. Somit ist eine Schwächung mancher traditionellen Märkte zu beobachten, besonders aber der exportorientierten Zweige.

Außerdem wird ein komplexes Abhängigkeitsverhältnis Norwegens vom Ölsektor ersichtlich. Als erster Punkt ist die indirekte Abhängigkeit anzuführen, das heißt die Staatseinnahmen hängen zu einem bestimmten Teil von dem betreffenden Sektor ab. Aber auch die direkte Abhängigkeit spielt eine wichtige Rolle. Diese ist gegeben, wenn inländische Unternehmen an der Exploration, Förderung etc. teilnehmen und zu einem gewissen Grad also auch von der Ölwirtschaft abhängig sind. Diese Abhängigkeitsverhältnisse werden naturgemäß erst dann zum Problem, wenn der Ölsektor in eine Krise gerät. An den Auswirkungen einer solchen Krise auf die Staatsfinanzen und auf die Volkswirtschaft läßt sich der Abhängigkeitsgrad ablesen. Hinzu kommt, daß in den ersten zwanzig Jahren die Investitionen höher waren als der Kapitalrückfluß. Mittlerweile sprudeln aber die Ölquellen und werfen Ertrag ab. Damit sind auch verstärkte Auswirkungen zu erwarten. Auch kann der Rückschluß gemacht werden, daß wegen den vorhandenen Ressourcen die Entwicklung einer differenzierten Wirtschaftsstruktur, wie beispielsweise das Erzielen hoher Veredelungsgrade, nicht als notwendig erschien.

Öl- und Gaseinkommen ersetzen wirtschaftliches Wachstum, was an den immensen Auswirkungen der Ölpreiskrise von 1986 zu sehen war. Es folgten Rezession, Inflation und eine hohe Arbeitslosenquote. Die Verwundbarkeit des Energiewunderlandes wurde offensichtlich.

Über Lösungsversuche, Maßnahme und Auswege aus dieser Situation hat man sich in Norwegen schon früh Gedanken gemacht. Der Staat hat sehr schnell negative Auswirkungen erwartet, noch viel stärker als sie reell eingetreten sind. Bereits im Parlamentsbericht von 1973 wurden zwei wesentliche Lösungsstrategien beschlossen, die im Prinzip noch bis heute Gültigkeit haben.

Als erste Maßnahme wurde die Devise der "Go – Slow – Policy" proklamiert. Es sollten maximal 90 Mio. t Erdöleinheiten produziert und damit eine Überhitzung der Konjunktur vermieden werden. Eine weitere Absicht war die Lohnspirale nicht weiter anzukurbeln um norwegische Produkte nicht noch teurer zu machen.

Der wohl wichtigste Eingriff des Staates zur Linderung der Auswirkungen war aber zweifelsohne die Norwegisierung der Ölwirtschaft. Die Ölgesellschaften verpflichteten sich durch ein Gentlemen's Agreement norwegische Dienste und Waren bei Vergleichbarkeit in

Anspruch zu nehmen, wie zum Beispiel seismische Untersuchungen oder die Versorgung der Ölplattformen usw. Bald wurde die zunächst als Absprache getroffene Maßnahme als Gesetz formuliert und somit verpflichtend. Hinzu kam die Schaffung norwegischer Forschungs- und Ausbildungsstationen.

Norwegen verstand es, die multinationalen Gesellschaften an die Kette zu legen. Es erfolgte eine Reputation der norwegischen Offshore-Technik durch spektakuläre Projekte wie die Troll-Plattform. Somit wurde Norwegen zum Exporteur Nr.1 von "know-how" auf diesem Gebiet, und zwar weltweit. Hauptabnehmer ist in jüngster Zeit China. Damit entstanden zwar vermehrt Arbeitsplätze für die heimische Bevölkerung, dennoch sind lange nicht so viele neue Stellen geschaffen worden wie erwartet.

Des Weiteren war es notwendig Institutionen zu schaffen, welche die Ölwirtschaft koordinieren und in geordnete Bahnen lenken. Hier hat sich die Dreiergruppe Öl- und Energieministerium (1978), Öldirektorat als Exekutive und die staatliche Ölgesellschaft "STATOIL" (1972) bewährt. Sie stellt einen Kanal für Aufträge für die Norwegische Wirtschaft dar. Der Staat ist zum größten Investor in der Nordsee geworden.

Betrachtet man die Entwicklungen in der jüngsten Zeit, so ist die heutige Ölwirtschaft bereits vollständig vertikal in die norwegische Volkswirtschaft integriert. Ganz im Gegensatz zu den Ländern des Nahen Ostens liegt der komplette Sektor der Ölwirtschaft in den Händen der Norweger, während in den arabischen Ölstaaten Administration, Veredelung, Bau der Anlagen, sowie Transport und Vermarktung von den großen Ölkonzernen durchgeführt werden. Zu dem Ölwirtschaftssektor in Norwegen gehören folgende Zweige:

1. Exploration / Produktion
2. Versorgungsbasen, Catering, Verwaltung
3. Konstruktion, Bau und Erhaltung der Offshoreeinrichtungen

4. Konstruktion und Betrieb von petrochemischen Veredelungsanlagen

Das Problem der Differenz zwischen dem geringen Anteil an Beschäftigten des Ölsektors (3%) und dem relativ hohen Anteil am BIP (14,6%) fällt jedoch weiterhin ins Auge. Hinzu kommt, daß die teuren Anlagen auf hohem Niveau produzieren müssen, da in der rauen See sehr schnell Materialermüdung auftritt und es wirtschaftlich nicht möglich ist, die Produktion zu drosseln. Dagegen bieten Förderanlagen auf dem Festland ganz andere Möglichkeiten.

Dennoch hat Norwegen eine extrem positive Handelsbilanz vorzuweisen. Als Fazit könnte man ziehen, daß das Öl die Auswirkungen internationaler Krisen deutlich abgefedert hat und Norwegen alles in allem wirtschaftlich außerordentlich gut da steht. Außerdem ist Norwegen ein Vorbild für Entwicklungsländer im Umgang mit den Ölkonzernen geworden.

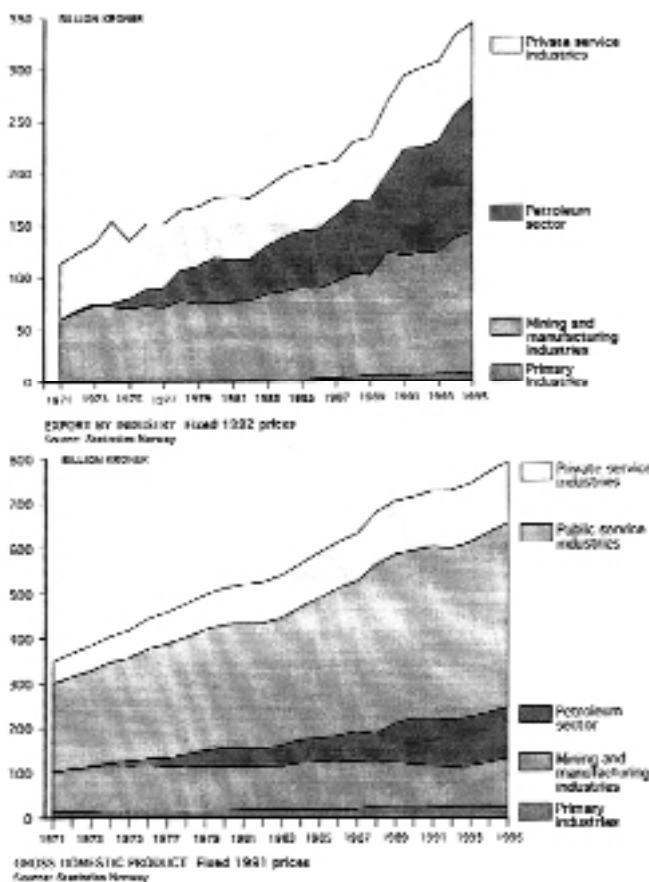


Abb. 8: Anteil des Ölsektors an Export und GDP; Statistics Norway

4.2 Auswirkungen auf die Staatsfinanzen

Wie bereits beschrieben wurden negative Auswirkungen relativ früh erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet. So wurde zur Inflationsbekämpfung 1980 ein Ölfonds angelegt. Er sollte mehr Spielraum in wirtschaftspolitischen Fragestellungen geben und die Zukunft des Wohlfahrtsstaates sichern. In den folgenden zehn Jahren sollte dieser mit rund 500 Mrd. NOK ausgestattet werden. Jedoch wurden große Teile davon verwendet um entstandene Haushaltslöcher zu stopfen. Erst in den letzten Jahren wuchs dieser Fond an. Im Dezember 1999 waren 222,4 Mrd. NOK angesammelt, was ungefähr 18,7% des BIP von Norwegen entspricht. Allein 1999 hatte der Fond um 50,6 Mrd. zugelegt.

Inzwischen sind die öffentlichen Finanzen saniert, was sich zur Zeit auch als weniger schwierig gestaltet, da der Staat etwa 85% des Gewinnes einzieht. Trotz, oder gerade deswegen wird in Norwegen eine Sparpolitik betrieben, einmal um Geld für schlechtere Zeiten anzusammeln und außerdem um nicht zur Überhitzung der Wirtschaft beizutragen.

Bleibt der Ölpreis einigermaßen stabil, werden in den kommenden Jahren die Staatseinnahmen noch erheblich steigen, da weniger Investitionen notwendig sein werden. Jedoch sind extrem steigende Wohlfahrtskosten aufgrund von beispielsweise der sich wandelnden Altersstruktur zu befürchten. Kritiker behaupten deshalb, Norwegen leiste sich einen Wohlfahrtsstaat "auf Pump". Trotz allem ist Norwegen von einem der ärmsten zu einem der reichsten Länder der Welt geworden.

4.3 Auswirkungen auf die norwegische Gesellschaft

Eine erste sich negativ auswirkende Folge der Ölwirtschaft ist die Verschärfung des demographischen Ungleichgewichtes zwischen Aktiv- und Passivräumen. Der Gegensatz von Zentrum und Peripherie steigt und es entstehen räumliche Disparitäten. Dies ist deshalb der Fall, weil sich die Ölindustrie wegen der aufwendigen Anlagen auf größere Orte beschränkt. Dies bewirkt wiederum eine Anheizung des ohnehin schon angespannten Wohnungsmarktes im Zentrum. In den Ölmegapolen stiegen und steigen aktuell die Mietpreise in astronomische Höhen. Außerdem prägen sich soziale Konflikte in der Gesellschaft aus, vor allem in Form von Auseinandersetzungen zwischen Gastarbeitern meist aus Italien und Pakistan und der einheimischen Bevölkerung. Norwegen war früher eher von einer hohen Auswanderungsquote betroffen, als von Einwanderung. Die Menschen hatten bis dato nicht gelernt, andersartige Menschen zu integrieren. Erhebliches Konfliktpotential zeichnet sich auch im Bereich der Flächennutzung ab. Hierbei spielt vor allem der Flächennutzungskonflikt mit der Landwirtschaft eine entscheidende Rolle. Besonders betroffen ist die Region Jæren um Stavanger. Dieses regionale Beispiel soll in einem nachfolgenden Teil noch ausführlich besprochen werden.

Lösungsansätze für die entstandenen Probleme und Spannungsfelder gibt es inzwischen schon einige, jedoch greifen bis jetzt nur wenige an den entscheidenden Punkten. So ist eine Dezentralisierung der Ölwirtschaft in Form einer Verlagerung in Richtung Norden geplant. Im Offshore – Bereich bezahlen die Firmen die Heimreise jedes Wochenende an jeden Ort in Norwegen. Jedoch hat man den Bau von Plattformen außerhalb Stavangers bereits wieder aufgegeben, da die kleineren Siedlungen die vielen fremden Arbeiter sowohl sozial als auch im Bereich der Infrastruktur nicht verkrafteten. Das Grundproblem Nordnorwegens liegt also nicht in der Geologie des Schelfs, sondern in der Wirtschafts- und Sozialstruktur: Es liegen zum einen weite Entfernungen von mittel- und westeuropäischen Verbraucherzentren vor und zum anderen fehlen in der Siedlungsstruktur größere Orte. Hinzu kommt, daß die Industrie im Süden einen enormen Entwicklungsvorsprung hat.

Resümiert man dieses Kapitel, so stellt man fest, daß die Ölwirtschaft den Lebensstandard in die Höhe getrieben hat. Auch dieser Faktor hat weitreichende Konsequenzen: Um die Lohnunterschiede einigermaßen auszugleichen sind in vielen Bereichen der Wirtschaft hohe Subventionen notwendig geworden. So werden beispielsweise in der Landwirtschaft und

Fischerei zur Erhöhung der Realeinkommen sehr hohe Subventionen gezahlt.

Betrachtet man den Ölboom in letzter Zeit, so kann man auch erkennen, daß die sozialen Unterschiede immer größer werden. Ausländer übernehmen zunehmend schlecht bezahlte Jobs. Dieser Sachverhalt und die Mietpreisexplosion führen inzwischen zu steigenden Segregationsraten in den Ölmetropolen.

Als Entzerrungsmaßnahme wird unter anderem versucht, die Festlandindustrien mit Hilfe der Ölwirtschaft auszubauen und Explorationskonzessionen nur kontrolliert zu vergeben. Somit sind auch diese indirekten Auswirkungen des Ölbooms wichtig für die Beschäftigungssituation. Alles in allem sind hier sehr komplexe Sachverhalte zu erkennen, wo kleine Veränderungen weitreichende Konsequenzen haben können.

5 Umweltaspekte

Bei den Aktivitäten der Exploration und Erschließung der Felder, bei der Produktion und dem Transport der gewonnenen Produkte ergeben sich nicht unerhebliche Umwelteffekte. Die verschiedenen Emissionen der Offshore-Aktivitäten tragen zu unterschiedlichen Umweltproblemen bei: CO₂ und Methan fördern den Treibhauseffekt, Stickoxydemissionen können zur Überdüngung des Meeres, zur Versauerung und in Zusammenwirken mit weiteren flüchtigen organischen Verbindungen zur Bildung von Ozon führen (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S.51).

Bei allen im Folgenden genannten Umweltaspekten ist jedoch zu beachten, dass laut dem Norwegischen Energieministerium die Verschmutzung durch die Ölindustrie dank strenger Umweltauflagen vergleichsweise gering ist: "Studies have shown that emissions per unit produced are low off Norway compared with similar operations in other countries" (Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S.51).

5.1 Emissionen ins Meer

Die Nordsee ist ein flaches Randmeer des Atlantiks. Bei der Einleitung von Schadstoffen ergeben sich zwei Problemfelder: Zum einen ist der Wasseraustausch in vielen Bereichen der Nordsee sehr gering, mitunter werden für einen vollständigen Austausch drei Jahre benötigt. Auf der anderen Seite ist die Nordsee ein wichtiger Lebensraum für viele Pflanzen und Tiere. Um so mehr muss jeder Schadstoffeintrag als sehr problematisch gesehen werden.

Die Erdgas- und Erdölindustrie trägt einen nicht unerheblichen Anteil zur Verschmutzung der Nordsee bei. Eine wichtige Quelle für die Wasserverschmutzung durch Öl ist das aus den Lagerstätten geförderte Wasser. Öl gelangt auch über Undichtigkeiten der Lager in den Betonfundamenten der Plattformen sowie über Kühlwasser ins Meer. Claaßen spricht von rund 30.000 t Öl, die jährlich aus den Offshore-Stationen entweichen (Claaßen 1996, S. 45).

Auch der Eintrag in die Sedimente etwa durch Ölrückstände in Bohrschlämmen ist zum Teil gravierend: Es wurden mancherorts Konzentrationen von 100 Gramm pro Kilogramm Trockengewicht registriert. "Bei derartig starker Verschmutzung wird die Bodenfauna erheblich beeinflusst; Biodiversität und Artenvielfalt sind extrem eingeschränkt" schreiben dazu Hickel und von Westernhagen (Hickel und von Westernhagen 1996, S. 454).

Auch der Einsatz von vielerlei Chemikalien, vor allem beim Bohren, ist nicht unproblematisch. Nahezu 90% der eingesetzten Chemikalien sollen laut Öl- und Energieministerium jedoch nur geringe oder keine Umweltauswirkungen haben. Indes werden manche der eingesetzten Chemikalien auch als extrem giftig eingestuft (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 1999)

5.2 Emissionen in die Luft

Als wichtige Emissionsquelle für Luftverschmutzungen ist die Energieproduktion auf den Plattformen für den Eigenverbrauch zu nennen. Weiter sind auch der Transport der gewonnenen Produkte, das Abfackeln von Gas und das Entweichen von flüchtigen organischen Verbindungen (Non-methane Volatile Organic Compounds – nmVOC), v. a. beim Verladen auf die Tanker, nicht unerhebliche Faktoren. Bei den Emissionen handelt es sich in erster Linie um CO₂ (23% des gesamten norwegischen Ausstoßes, vgl. Abb9; Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000a, S. 12), Stickoxyde (18% des gesamten norwegischen Ausstoßes, ebd., S. 14), Methan und um die nmVOC (56% des gesamten norwegischen Ausstoßes, ebd., S. 16), die am Treibhauseffekt beteiligt sind.

Der Energiebedarf der Offshore-Produktion (und damit der unumgängliche CO₂-Eintrag in die Atmosphäre) wird in Zukunft aufgrund zweier Faktoren steigen:

1. Die Erschließung nördlicherer Felder und damit längerer Transportwege
2. nachlassender Druck der erschlossenen Felder: Es muss mit hohem Energieaufwand Wasser in die Lagerstätten gepumpt werden.

Die Stromproduktion soll jedoch künftig durch technische Weiterentwicklungen effizienter gestaltet werden. Seit 1991 wird für die Nutzung fossiler Energieträger im Zusammenhang mit der Förderung von Gas und Öl eine CO₂-Steuer erhoben. 2000 lag diese bei 0,70 NOK pro m³ Gas bzw. Liter Öl. In der Folge begann die Industrie, die Emissionen zu reduzieren. Statoil zum Beispiel möchte die CO₂-Emissionen in den nächsten zehn Jahren um 30% reduzieren, bei gleichzeitiger extremer Steigerung im selben Zeitraum (vgl. Gibbs o. J.b). Unnötiges Abfackeln von Gas wurde per Gesetz verboten – allerdings können Ausnahmegenehmigungen erteilt werden.

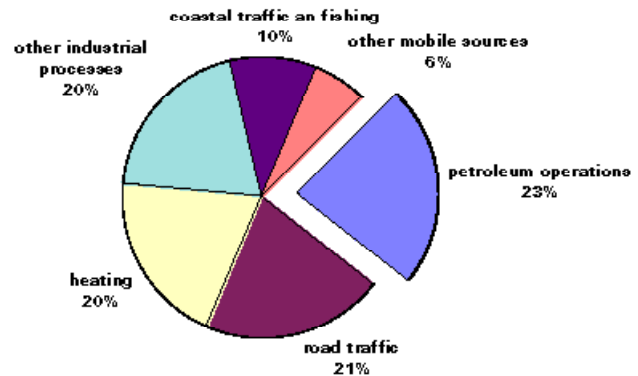


Abb. 9: Sources of Norwegian emissions of CO₂ (1998)
(Quelle: Ministry of Petroleum and Energy Norway)

5.3 Entsorgung ausgedienter Plattformen

Die Diskussion um die Entsorgung der britischen (Verlade-) Plattform "Brent Spar" sorgte europaweit für Schlagzeilen und Proteste: "Man hatte Angst vor einem Präzedenzfall, der eine Kettenreaktion bei der Entsorgung von Offshore-Plattformen hervorrufen könnte" (Claaßen 1996, S. 43). Die künftige Entsorgung der derzeit etwa 400 Plattformen in der Nordsee ist ein kontrovers diskutiertes Thema. Es gibt vier Möglichkeiten des Umgangs mit ausgedienten Plattformen: Verbleib der Plattform am Förderstandort, Versenken, Teilrückbau bis zu einer bestimmten Höhe unter dem Meeresspiegel oder vollständiger Rückbau (Verschrottung). Bei allen Lösungen muss beachtet werden, dass sich in den Plattformen mit ihren Öltanks höchst umweltschädliche Reststoffe befinden: Ölschlamm, radioaktives Material, verseuchtes Wasser, Cadmium, Blei und Quecksilber. Greenpeace hat berechnet, dass alle Nordsee-Plattformen zusammen 2,6 Tonnen Stahl, 1.800 Tonnen Blei, 50.000 Tonnen Ölrückstände und 20 Tonnen hochtoxisches PCB enthalten" (Claaßen 1996, S. 45).

Im Juli 1998 hat die "Commission for the Convention for the Protection of the Marine Environment of the North East Atlantic (OSPAR)" ein generelles Verbot der Versenkung ausgedienter Plattformen im Konventionsgebiet erlassen. Allerdings gibt es eine Reihe von Ausnahmen: z. B. sind Betonplattformen komplett von dem Verbot ausgenommen. Dennoch werden nach Plänen der norwegischen Regierung die meisten der norwegischen (Beton-Plattformen Onshore recycelt oder entsorgt werden. (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000a, S. 9). Eine neue Idee ist, die Betonfüße der Plattformen als Brückenpfeiler zu

recyclen.

6 Räumliche Auswirkungen der Erdölwirtschaft am Beispiel der Provinz Rogaland

Die Provinz (Fylke) Rogaland nimmt bezogen auf die Beschäftigungszahlen im Ölgeschäft im nationalen Vergleich die bedeutendste Position ein: 49,8% aller Beschäftigten im Erdölsektor sind in Rogaland tätig (eigene Berechnung nach Zahlen des Fylkesarbeidskontoret i Rogaland). Stavanger, Zentrum und Verwaltungssitz der Provinz, ist unumstritten die Hauptstadt der norwegischen Ölindustrie. In der Stadtregion Stavanger, die neben der Stadt selbst die Gemeinden Sandnes, Sola und Randaberg umfasst, finden sich die Niederlassungen internationaler Ölkonzerne, das Norwegische Petroleum-Direktorat (eine staatliche Agentur), der Verwaltungssitz von Statoil, große Versorgungsbasen (Häfen), Werften, Heliports, ölbezogene Dienstleistungsbetriebe, usf.

Traditionell waren in Stavanger Schiffbau und die Konservenindustrie (Hering, Brisling) die wichtigsten Wirtschaftszweige. Die Entwicklung Stavangers zur Ölmetropole begann mit der Vergabe der ersten Bohrkonzessionen 1965. Allein in den Jahren 1971 bis 1973 etablierten sich in der Region Stavanger rd. 30 neue mit dem Ölgeschäft verbundene Gesellschaften (vgl. Gläßer 1980, S. 324). Gründe für die Standortwahl waren die Nähe zum Explorationsgebiet, die gute Verkehrssituation (guter Hafen, internationaler Flughafen Sola) und mit den geschützten Buchten von Dusavik und Tananger ideale Standorte für die Versorgungsbasen (vgl. Abb. 11). Aber nicht nur neue Unternehmen siedelten sich an: Auch alte, traditionsreiche Firmen, wie die

große Rosenberg Werft, passten sich der Entwicklung an und profitierten davon. Mit der Ansiedlung des Petroleumdirektorats und von Statoil im Jahre 1973 war der Aufstieg Stavangers zur unumstrittenen Ölmetropole besiegelt.

Die Auswirkungen auf die Struktur der Region waren und sind vielfältig. Bemerkenswert ist etwa der im nationalen Vergleich rasante Bevölkerungszuwachs seit den 1960ern: Lebten 1960 noch rd. 236.500 Personen in Rogaland, waren es 1980 bereits rd. 302.400 und 1999 rd. 369.100 (nach Rogaland Fylkeskommune o. J., S. 14). Daraus resultierte ein enormer Zuwachs des Wohnflächenbedarfs mit zwei weiteren Folgen: Dem rasanten Anstieg der Preise auf dem Wohnungsmarkt sowie dem Zuwachs bebauter Flächen. Letzterer, bedingt auch durch den hohen Flächenbedarf des neuen Wirtschaftszweiges, ist seit 1960 enorm. Stavanger und Sandnes sind mittlerweile zu einer städtisch-industriellen Bandsiedlung ent-



Abb. 10: Flächenzuwachs in der Region Stavanger seit 1960. Gläßer 1993

lang der Hauptverkehrsachse (E 18 und Sørland-Bahn) an der Westküste des Gandafjords zusammengewachsen (vgl. Abb. 10).

Neben den traditionellen Industriestandorten sind neue Industriekonzentrationen entstanden, vor allem im Bereich der beiden Versorgungsbasen Dusavik und Tananger (vgl. Abb 11). Kurz erwähnt werden muss in diesem Zusammenhang auch der ausgeprägte Flächennutzungskonflikt, da die Region die am intensivsten genutzte Agrarlandschaft Norwegens darstellt.

Laut Rudolf Meissner, Mitarbeiter der Abteilung für Regionalplanung der Verwaltung von Rogaland, werden langfristig folgende Entwicklungen zu erwarten sein: Die Beschäftigungszahlen im Ölsektor in der Region Rogaland werden mittel- bis langfristig aufgrund dreier Entwicklungen fallen:

- 1.-aufgrund des Rückgangs der Fördermengen,
- 2.-aufgrund des Einsatzes von automatisierten, ferngesteuerten Unterwasserförderanlagen
- 3.-wegen der Verlagerung der Öl- und Gasförderung nach Norden.

Dennoch rechnet die Stadtregion Stavanger mit einer Bevölkerungszunahme im Zeitraum 2000 bis 2040 von 250.000 Einwohner auf 380.000. Getragen wird diese Entwicklung allerdings mehr vom natürlichen Bevölkerungswachstum und nicht so stark wie bisher von der Zuwanderung.

7 Zukunftsaussichten: Fragestellungen für die Zeit nach dem Öl

Wie aufgezeigt wurde, war Norwegen in den letzten 30 Jahren enormen sozioökonomischen Veränderungen unterworfen. Diese Veränderungen stehen größtenteils in ursächlichem Zusammenhang mit der Erdölindustrie, die heute die norwegische Wirtschaft dominiert.

Die Ölvorräte werden schätzungsweise für die kommenden 17 Jahre und die Gasvorräte für die kommenden 93 Jahre reichen (vgl. Royal Ministry of Petroleum and Energy 2000b, S. 13). Die norwegische Regierung rechnet damit, dass die Staatseinnahmen aus dem Erdölgeschäft ihren Höhepunkt mit knapp 10% des BIPs im Jahre 2001 erreichen werden und dann kontinuierlich auf rund zwei Prozent im Jahre 2030 fallen werden. Auf der anderen Seite wird der Bedarf an diesen Einnahmen nicht zurückgehen. Im Gegenteil: Die Ausgaben für den sozialen Bereich werden steigen, da zum Beispiel die Anzahl der Norweger über 80 bis zum Jahre 2030 um rund 80% steigen wird (vgl. Ministry of Labour and Government Administration 1998).

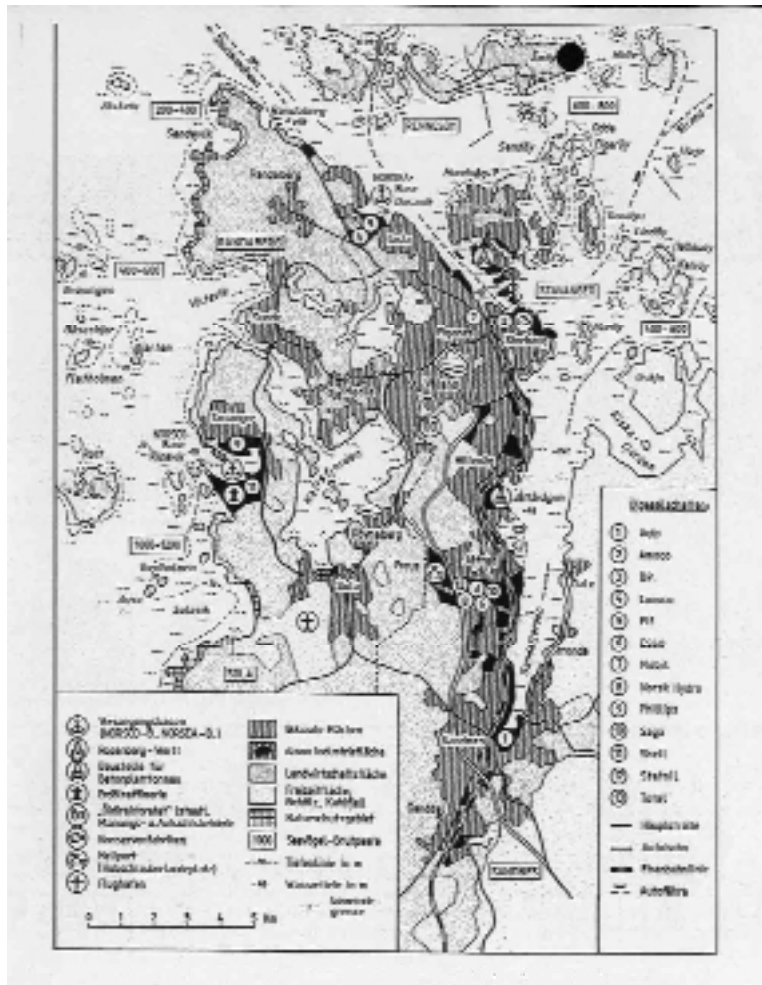


Abb. 11: Industriekonzentrationen im Raum Stavanger. Gläßer 1993

Die Festlandwirtschaft Norwegens außerhalb des Erdölsektors verzeichnete im Jahre 1996 ein Defizit von 5,7% des BIPs (vgl. Ministry of Labour and Government Administration 1998). Mit anderen Worten: Die Norweger verbrauchten 5,7% mehr, als die Festlandwirtschaft an Wert schöpfte. Jedoch wurde dieses Defizit von den Einnahmen der Ölindustrie mehr als gedeckt. Wie aber wird sich die Situation darstellen, wenn die Reserven des Norwegischen Schelfes erschöpft sind? Wie muss sich die norwegische Wirtschaft und die norwegische Gesellschaft weiterentwickeln? Die künftige (rückläufige) Entwicklung der Einnahmen aus der Ölwirtschaft und die Entwicklung der Altersstruktur sind wichtige Themen der Debatte über die Volkswirtschaft in der norwegischen Politik. Die Einrichtung des Ölfonds 1990 durch den norwegischen Staat ist möglicherweise das offensichtlichste Beispiel für Lösungen, die aus dieser Diskussion geboren wurden.

Ein weiteres Beispiel ist die 1998 unter Federführung des norwegischen Arbeitsministeriums initiiert Studie mit dem Titel "Norway 2030" (vgl. Ministry of Labour and Government Administration 1998). Die Ergebnisse dieses Zukunftsszenarios sind jedoch leider noch nicht publiziert, so dass an dieser Stelle noch nichts über die dort dargestellten Entwicklungstendenzen gesagt werden kann.

8 Bibliographie

- Claaßen, Klaus (1996): Offshore-Plattformen – Ein Entsorgungsproblem im Nordatlantik. In: Praxis Geographie 2/1996, S. 43-46.
- Esso AG (o. J.) (Hrsg.): Oeldorado '99. Hamburg.
- Fuchs, Gerhard (2000): Strukturwandel durch Öl und Gas – Norwegens Ölwirtschaft als Klausurthema. In: Praxis Geographie 4/2000 S. 19-21.
- Gibbs, Walter (o. J.a): Fields of Dreams. Online im Internet: http://www.nortrade.com/editorial/199804/editorial/og_fields.html [Stand: 05.06.00].
- Gibbs, Walter (o. J.b): Keep it clean. Online im Internet: http://www.nortrade.com/editorial/199804/editorial/og_keep.html [Stand: 05.06.00].
- Gläßer, Ewald (1980): Stavanger – die Ölmetropole an der norwegischen Westküste. In: Geographische Rundschau 7/1980, S. 323-334
- Gläßer, Ewald (2. Aufl. 1993): Norwegen. Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft.
- Gläßer, Ewald (1996); Kolb, Hans-Joachim; Schwackenbergh Johann: Eröl- und Erdgasförderung aus den Schelfgebieten Norwegens – Technische Entwicklung und wirtschaftliche Bedeutung. In: Geographische Rundschau 48 (1996) H. 5.
- Hickel, Wolfgang und von Westernhagen, Hein (1996): Die Nordsee heute: Ökologie und Nutzungsaspekte. In: Geographische Rundschau 7-8/1996, S. 450-457.
- Hagemann, Fredrik (o. J.): Norway – Energy Supplier to Europe. In: Jahrbuch Bergbau/Erdöl und Erdgas/Petrochemie/Elektrizität/Umweltschutz 1995. Essen: Verlag Glückauf, o. J.
- Hagland, Jan (o. J.a): Erdöl und Erdgas in Norwegen – Petroleumpolitik auf dem Prüfstand. Online im Internet: <http://www.odin.dep.no/ud/nornytt/de/uda-234.html> [Stand: 05.06.00].
- Hagland, Jan (o. J.b): Erdöl und Erdgas im nächsten Jahrhundert. Online im Internet: <http://www.odin.dep.no/ud/nornytt/de/uda-233.html> [Stand: 05.06.00].
- Holm, Ottar (1988): Sozioökonomische Auswirkungen der Erdölwirtschaft in Norwegen auf die westlichen Landesteile. Köln
- Lefèvre, Jörg (1993): Mehr Gas aus Norwegen. In: VDI-Nachrichten Nr. 40 v. 8. 10. 1993.
- Lindemann, Rolf (1986): Norwegen – Räumliche Entwicklungen in einem dünnbesiedelten Land. Stuttgart: Klett.
- Ministry of Labour and Government Administration (1998): Norway 2030 – Presentation of the scenario project "Norway 2030". Online im Internet: <http://www.odin.dep.no/aad/publ/norway2030/english/present.html> [Stand: 06.05.00].
- Press, Frank und Raymond Siever (1995): Allgemeine Geologie. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag.
- Rogaland Fylkeskommune (o. J.): Rogaland fylke Statistikk 1999. Stavanger.
- Royal Ministry of Petroleum and Energy (1999): Norwegian Petroleum Activity – Fact Sheet 1999. Online im Internet: <http://www.odin.dep.no/ud/nornytt/de/uda-234.html> [Stand: 05.06.00].
- Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000a): Environment 2000 – The Norwegian Petroleum Sector. Online im Internet: <http://www.odin.dep.no/archive/oedbilder/01/02/Milj2058.pdf> [Stand: 03.07.00].
- Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000b): Norwegian Petroleum Activity – Fact Sheet 2000. Online im Internet: <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/p10001719/index-b-n-a.html> [Stand: 03.07.00].
- Scorbel, Leif und Nystad, Jens Frederik (1999): Geografi felles allment FAG-VKI.- Sverre Granvni

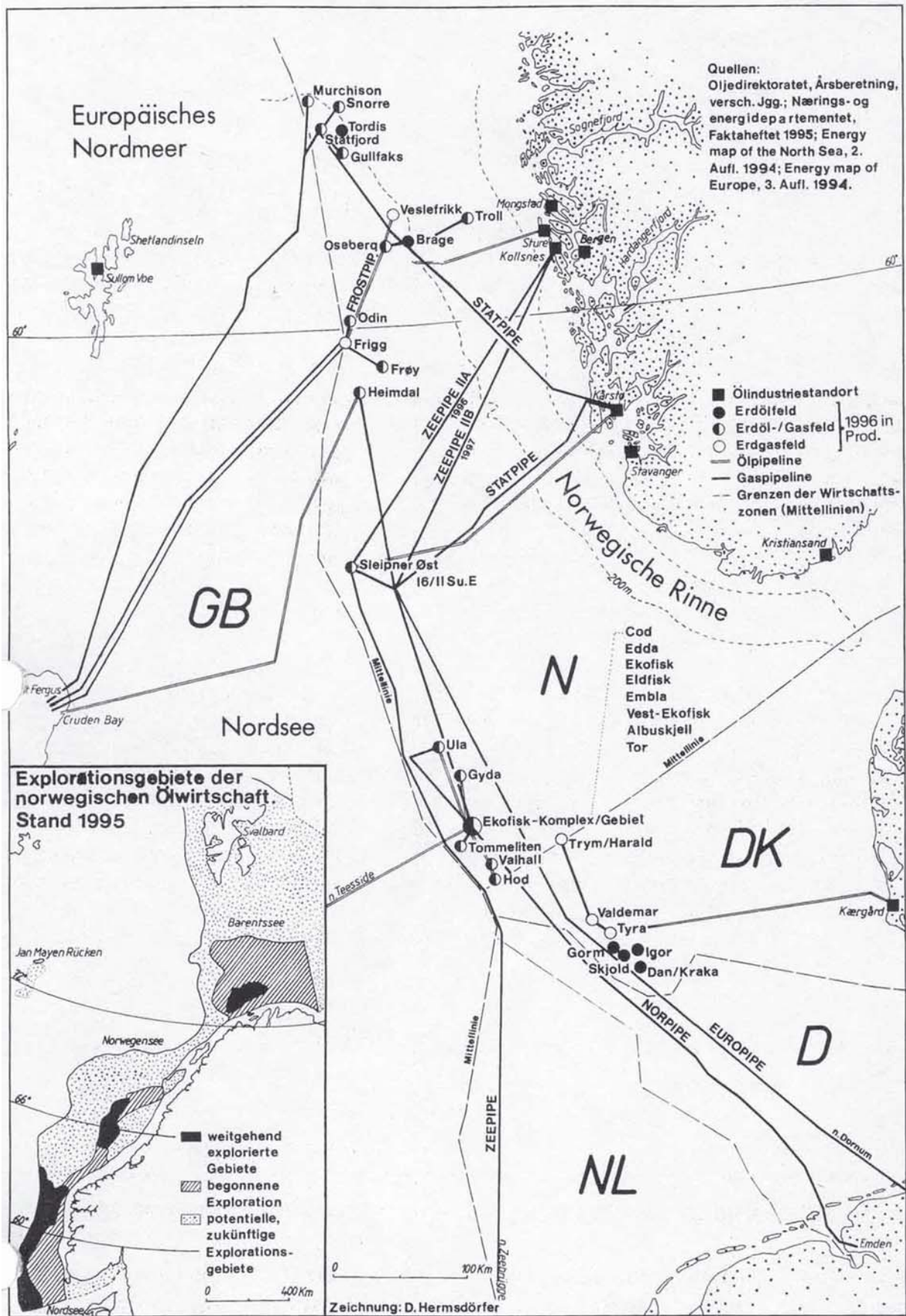


Abb. 1: Erdöl und Erdgasförderung in der Nordsee

Abb. 12: Erdöl- und Erdgasförderung in der Nordsee. Gläßer 1996