

August 1994

Sicherung einheimischer Energiequellen in Europa: Ein Ländervergleich im Binnenmarkt

Energiemonitoring zu aktuellen Fragen der Energiepolitik

Vorwort

Im Rahmen des gesamten Arbeitsprogramms des TA kommt dem Arbeitsreich **Monitoring** besondere Bedeutung zu. Seine Zielsetzung besteht in

- der Beobachtung wichtiger wissenschaftlich-technischer Trends und damit zusammenhängender gesellschaftlicher Entwicklungen. Angestrebt wird u.a. die frühzeitige Unterrichtung des Ausschusses für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung über potentiell bedeutsame TA-Themen unter Verdeutlichung der parlamentarischen Relevanz;
- der Verfolgung und Auswertung wichtiger TA-Projekte innerhalb und außerhalb der Bundesrepublik Deutschland.

Für den Zeitraum 1994/95 enthält das Arbeitsfeld Monitoring vor allem vertiefenden Untersuchungen zu einzelnen Technikfeldern und Analysen zu gesellschaftlichen Problemfeldern mit technologiepolitischen Implikationen.

Augenblicklich laufen Monitoring-Projekte zu den Themen **Gentherapie** sowie **Technikakzeptanz und Kontroversen über Technik**, die im März 1993 vom Ausschuß für Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung in Auftrag gegeben wurden. Außerdem wurden Arbeiten zu einem Monitoring in den Bereichen **Energiepolitik** und **Multi-media-Technologien** aufgenommen.

Der Themenbereich **Energiepolitik** soll vor allem dem Umstand Rechnung tragen, daß die deutsche Energiepolitik zunehmend durch supranationale und globale Entwicklungen beeinflußt wird. So werden die Deregulierung des Europäischen Binnenmarktes für leitungsgebundene Energien und die Notwendigkeit der globalen Reduktion der Emission klimawirksamer Gase energie- und umweltpolitische Gestaltungsmöglichkeiten nachhaltig ändern. Es sollen aktuelle Entwicklungen beobachtet und auf ihre Relevanz für die energie-, umwelt- und wirtschaftspolitische Diskussion untersucht werden.

Im Rahmen der Monitoring-Aktivitäten des TAB wurde mit dem Arbeitsbericht Nr. 23 - Auf dem Weg zu einem Europäischen Binnenmarkt für leitungsgebundene Energien - ein erster Bericht zu Fragen der aktuellen Energiepolitik in Europa vorgelegt:

Die in diesem Bericht beschriebenen Wege zur Verwirklichung des Europäischen Binnenmarktes für leitungsgebundene Energien zeigen, daß die Richtlinienvorschläge der Kommission zu einer zum Teil äußerst kontroversen Debatte in Deutschland führten. Unterschiedliche Positionen der betroffenen Fachressorts der Bundesregierung und der Spitzenverbände bezüglich der Probleme

- der langfristigen Versorgungssicherheit und des Energieträgermixes,
- der Wettbewerbsfähigkeit deutscher Energieversorgungsunternehmen und

– des Umweltschutzes

machen deutlich, daß die Märkte für leitungsgebundene Energie und ihr politischer und rechtlicher Ordnungsrahmen erst am Anfang eines tiefgreifenden Wandels stehen. Der *"Abgeänderte Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt"* stellt einen gegenüber den ursprünglichen Vorschlägen weitgehend entschärften Kompromiß dar, der erst nach einer intensiven politischen Diskussion, insbesondere im Europäischen Parlament, erzielt werden konnte.

Die Liberalisierung des Europäischen Binnenmarktes für leitungsgebundene Energien wird erst langfristig zu einem wirklichen Wettbewerb im Bereich der europäischen Energiewirtschaften führen. Dies liegt unter anderem daran, daß in den Mitgliedsländern der Europäischen Union unterschiedliche energie-, wirtschafts- und strukturpolitische Ziele verfolgt werden.

Der durch das **Institut für Europäische Umweltpolitik in Bonn und Paris** erarbeitete zweite Energiemonitoringbericht - Sicherung einheimischer Energiequellen in Europa: Ein Ländervergleich im Binnenmarkt - wird hiermit als TAB-Arbeitsbericht Nr. 29 vorgelegt. Er beschreibt die unterschiedlichen Ziele, Strategien und Instrumente bei der Sicherung einheimischer Energiequellen in ausgewählten Mitgliedsländern der Europäischen Union.

Die unterschiedlichen Energiepolitiken der Mitgliedsländer der Europäischen Union stehen einer zügigen Realisierung des Energiebinnenmarktes im Wege. Subventionen für einheimische Energieträger erfolgen eher aus struktur- denn aus energiepolitischen Zwängen heraus, weil besonders die europäische Steinkohle den Wettbewerb mit Anbietern aus Übersee nur durch massive staatliche Unterstützung bestehen kann. Andererseits ist zunehmend klar, daß im Europäischen Binnenmarkt energiepolitische Ziele wie Versorgungssicherheit und Diversifizierung nicht mehr ausschließlich auf der Ebene der Mitgliedsländer realisiert werden können.

Ein sich frei entfaltender Wettbewerb wird nationale Grenzen überwinden, Annäherungsprozesse beschleunigen und langfristig dazu beitragen, daß eine europäische Energiewirtschaftsstruktur entsteht, die jedoch weiterhin nationale und regionale Besonderheiten widerspiegelt. Welcher Weg zur Erreichung dieses Zieles eingeschlagen wird ist augenblicklich noch offen.

M. Socher



Sicherung einheimischer
Energiequellen in Europa:
Ein Ländervergleich im
Binnenmarkt

Studie im Auftrag des
Büros für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag - TAB -

Dr. Jan C. Bongaerts
Regina Ellenrieder

April 1994

Institut für
Europäische
Umweltpolitik
e.V.

Bonn · London · Paris
Arnhem · Brüssel
Institute for European
Environmental Policy
Institut pour une Politique
Européenne de l'Environnement
Instituut voor Europees
Milieubeleid

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	3
2. Energie in der Europäischen Union	5
2.1 Energiewirtschaftliche Daten der EU	5
2.2 Energiepolitische Maßnahmen und Ziele der EU	9
2.3 EU-Kohlenpolitik	12
2.4 Weltsteinkohlenmarkt	15
3. Dänemark	24
3.1 Energiewirtschaftliche Struktur	24
3.2 Energiepolitik	25
4. Frankreich	34
4.1 Energiewirtschaftliche Situation	34
4.2 Energiepolitik	35
5. Großbritannien	48
5.1 Energiewirtschaftliche Situation	48
5.2 Energiepolitik	50
6. Spanien	58
6.1 Energiewirtschaftliche Situation	58
6.2 Energiepolitik	59
7. Bundesrepublik Deutschland	64
7.1 Energiewirtschaftliche Situation	64
7.2 Energiepolitik	66
7.3 Erdöl	72
7.4 Erdgas	73
7.5 Kernenergie	75
7.6 Erneuerbare Energiequellen	76
7.7 Zusammenfassung	77
8. Ländervergleich	77
8.1 Energieträgerstruktur	78
8.2 Energieimportabhängigkeit	79
8.3 Energiepolitische Ziele	79
8.4 Schlußfolgerungen	80
Verzeichnis von Dokumenten der Europäischen Union	82
Literaturverzeichnis	84

1. Einleitung

Im ersten Energiemonitoring wurden die im Februar 1992 von der Europäischen Kommission dem Ministerrat vorgelegten Vorschläge für Richtlinien zum Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt¹ aus europäischer und nationaler Sicht untersucht. Diese Untersuchung kommt unter anderem zu dem Ergebnis, daß die Märkte für leitungsgebundene Energien am Anfang eines tiefgreifenden Wandels des politischen und rechtlichen Ordnungsrahmens stehen. So wird im Zuge der Umsetzung eines europäischen Energiebinnenmarktes die Energiewirtschaft künftig liberalisiert und verstärkt dem Wettbewerb ausgesetzt.

Am 28. Dezember 1993 hat die Europäische Kommission über eine neue Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus für den Zeitraum vom 1.1.1994 bis zum 23.7.2002 entschieden.² Gleichzeitig wurde am 22. Dezember 1993 der Kohlepfennig der deutschen Elektrizitätswirtschaft für weitere zwei Jahre bis Ende 1996 durch den Europäischen Rat genehmigt.³

Im Rahmen der neuen Gemeinschaftsregelung zugunsten des Steinkohlenbergbaus tritt die Europäische Kommission für eine Anpassung des europäischen Steinkohlenbergbaus an die internationalen Rahmenbedingungen auf dem Weltsteinkohlenmarkt ein. Denn trotz umfangreicher Subventionen der europäischen Steinkohle ist diese auf dem Weltsteinkohlenmarkt bis heute nicht wettbewerbsfähig und wird es voraussichtlich auch in der Zukunft nicht werden. So wird das Argument der Versorgungssicherheit aus dem Blickfeld der Mitgliedstaaten in eine europäische Sichtweise gerückt.

¹ Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. C 65 vom 14.03.1992, S.4; Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. Nr. C 65 vom 14.03.1992, S.14.

² Entscheidung 93/3632/EGKS der Kommission vom 28. Dezember 1993 über die Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 329 vom 30.12.1993.

³ Einstimmige Zustimmung 10/93 des Rates vom 22. Dezember 1993 gemäß Artikel 95 Absatz 1 des Vertrages über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl, die es der Kommission ermöglicht, eine Entscheidung über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen der Mitgliedstaaten zugunsten des Steinkohlenbergbaus zu treffen, ABl. Nr. C 21 vom 25.01.1994.

Daher stellt die neue Beihilferegelung neben den Vorschlägen für Richtlinien zum Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt einen weiteren Schritt in Richtung eines Energiebinnenmarktes aus wirtschaftlicher und politischer Sicht dar. Diese Entwicklungen lassen die Frage nach den Umsetzungsmöglichkeiten einer Energiepolitik auf europäischer Ebene aufkommen.

Im ersten Kapitel dieser Studie werden die energiewirtschaftlichen Strukturen der Mitgliedstaaten und die bisherigen Bestrebungen der Europäischen Union (EU), eine gemeinsame Energiepolitik umzusetzen, skizziert. In einem weiteren Schritt wird die Kohlepolitik der EU dargestellt. Dieser Darstellung folgt eine Analyse des Weltsteinkohlenmarktes.

Die Kapitel zwei bis sechs beschäftigen sich mit dem aktuellen Stand der Energiepolitik in bezug auf fossile Energieträger ausgewählter Mitgliedstaaten der EU. Dabei werden die Energiepolitiken der Bundesrepublik Deutschland, Dänemarks, Frankreichs, Großbritanniens und Spaniens untersucht.⁴ Diese Staatenauswahl beruht auf den spezifischen Merkmalen der nationalen Energiepolitiken.

So ist Großbritannien mit seinen in der EU größten Energievorräten durch umfangreiche Privatisierungsmaßnahmen der Energiewirtschaft geprägt. Auch Spanien, das wie die Bundesrepublik Deutschland hauptsächlich über Kohlevorräte verfügt, liberalisiert derzeit seine bisher staatlich organisierten Energiemärkte. In Dänemark sind dagegen in den letzten fünfzehn Jahren Regulierungen und Verstaatlichungen im Energiesektor durchgeführt worden. Gleichzeitig ist die dänische Energiepolitik durch die Förderung von Energiesparmaßnahmen und erneuerbarer Energieträger gekennzeichnet. Frankreich wurde ausgewählt, da es mit seiner über den heimischen Bedarf hinausgehenden Produktion nuklearen Stroms sowie seiner geographisch zentralen Lage in einem Energiebinnenmarkt eine wichtige Schlüsselrolle einnehmen könnte.

Schließlich wird im siebten Kapitel ein Vergleich der eingesetzten Instrumente der nationalen Energiepolitiken angestellt. Dabei soll der Versuch unternommen werden, mögliche energiepolitische Wege in Richtung eines Energiebinnenmarktes aufzuzeigen. So könnte ein Energiebinnenmarkt über eine Annäherung der energiewirtschaftlichen und -politischen Strukturen der Mitgliedstaaten oder lediglich über eine Anpassung der Nahtstellen zwischen den heterogenen Strukturen erreicht werden.

⁴ Die Länderberichte über Spanien und Frankreich wurden von dem Schwesterinstitut in Paris ("Institut pour une Politique Européenne de L'Environnement") erstellt.

2. Energie in der Europäischen Union

2.1 Energiewirtschaftliche Daten der EU

Der Energieverbrauch der EU beträgt zur Zeit 13% des Weltenergieverbrauchs. Damit beanspruchen 6,6% der Weltbevölkerung die zweifache Menge an Energie, die ihnen bei einer proportionalen Verteilung entsprechend der Bevölkerungsanteile zustünde.⁵ Innerhalb der EU verteilt sich dieser hohe Primärenergieverbrauch ungleichmäßig auf die zwölf Mitgliedstaaten: Im Norden ist der Energieverbrauch pro Kopf höher als im Süden. So entfielen 1992 87% des gesamten Energieverbrauchs der EU in Höhe von 1,7 Mrd. t SKE⁶ auf die Mitgliedstaaten Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und die Benelux-Staaten. Dagegen betrug der Anteil der übrigen fünf Mitgliedstaaten nur 13%.⁷ Dieses Gefälle im Verbrauch beruht einerseits auf unterschiedlichen klimatischen Bedingungen und andererseits auf der Tatsache, daß die nördlichen Mitgliedstaaten im Vergleich zu den südlich gelegenen Mitgliedstaaten relativ stark industrialisiert sind.

Tabelle 1: Anteile der Energieträger am Energieverbrauch in der EU für 1980 und 1990 in %

Energieträger	1980	1990
Erdöl	54,0	44,6
Kohle	23,0	21,0
Erdgas	16,6	18,6
Kernenergie	4,3	14,1
Wasserkraft	1,5	1,1
Sonstige	0,6	1,6

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Energieversorgung in der Europäischen Gemeinschaft, 1993 und eigene Berechnungen.

⁵ Öko-Institut Freiburg/Br., Energie Report Europa, 1991.

⁶ Steinkohleneinheit (SKE).

⁷ Verein Deutscher Kohlenimporteure e. V., 1993, S.18.

Um diesen Energieverbrauch zu decken, wird in der Energieversorgung der EU neben Kohle, Öl und Erdgas auch die Kernenergie eingesetzt. Die Anteile der einzelnen Energieträger am Energieverbrauch für die Jahre 1980 und 1990 stellt Tabelle 1 gegenüber.

Der Anteil des Erdöls am Energieverbrauch wurde in dem Zeitraum von 1980 bis 1990 um knapp 10% reduziert. Dagegen nahm der Anteil der Kernenergie im gleichen Zeitraum um 10% zu. Neben der Kernenergie erhöhte sich der Anteil des Erdgases am Energieverbrauch. Durch den Ausbau des europäischen Gasverbundes wird der Einsatz von Erdgas, der mittlerweile über 18% beträgt, zukünftig eine hohe Beachtung finden. Wie in den letzten zehn Jahren wird die Kohle auch in der Zukunft mit mindestens 20% zur Deckung des Energieverbrauchs beitragen. Allerdings fand in der Vergangenheit eine Verlagerung von der Kohle aus den EU-Mitgliedstaaten zur Importkohle aus Drittländern statt (vgl. Abschnitt 2.4.2).

Diese strukturellen Änderungen in der Energieversorgung der EU wurden vornehmlich durch die beiden Ölpreiskrisen in den siebziger Jahren ausgelöst. Dabei sollte die Energieimportabhängigkeit von Drittländern eingegrenzt werden. So wurde die Energieimportabhängigkeit der EU innerhalb von 10 Jahren von 58% auf 50% gesenkt. Jedoch differieren die Importabhängigkeiten der einzelnen EU-Mitgliedstaaten erheblich. Wie Übersicht 1 verdeutlicht, schwanken die Importabhängigkeiten zwischen 3% und 99%.

So ist Großbritannien mit einer Importabhängigkeit von 3% aufgrund seiner Erdöl- und Erdgasvorkommen der einzige Mitgliedstaat, der sich vollständig auf heimische Energievorräte stützt. Aufgrund den in den Niederlanden bestehenden Energievorkommen, beträgt hier der Selbstversorgungsgrad mit Energie 74%. Deutschland, Frankreich und Dänemark rangieren mit einer durchschnittlichen Importabhängigkeit von 53% im Mittelfeld, während insbesondere Luxemburg und Portugal fast vollständig von Energieimporten abhängig sind.⁸

⁸ Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Energieversorgung in der Europäischen Gemeinschaft, 1993.

Übersicht 1: Energieimportabhängigkeiten der EU-Mitgliedstaaten (Stand 1990)

Luxemburg:	99%
Portugal:	94%
Italien:	87%
Belgien:	80%
Griechenland:	72%
Irland:	71%
Spanien:	70%
Deutschland ⁹ :	54%
Dänemark:	53%
Frankreich:	52%
Niederlande:	26%
Großbritannien:	3%

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Energieversorgung in der Europäischen Gemeinschaft, 1993.

Bei der Betrachtung der Ordnungssysteme der Energiewirtschaften in der EU stößt man auf ein weiteres Merkmal der heterogenen Struktur. So zeichnen sich Belgien, Dänemark, Deutschland, Großbritannien, Irland und Luxemburg durch marktwirtschaftliche Organisationsformen, die teilweise staatlichen Regulierungen unterliegen, aus. Dagegen werden in Frankreich sowie Italien traditionell staatliche Energiewirtschaften betrieben.¹⁰ In Spanien werden derzeit umfangreiche Maßnahmen zur Liberalisierung der Energiemärkte durchgeführt.¹¹

Schließlich gibt es innerhalb der EU erhebliche Spannbreiten bei den Energiepreisen. Tabelle 2 spiegelt die Abweichungen der Preise einzelner Energieträger über den durchschnittlichen EU-Preis wider.

9 Nur alte Bundesländer.

10 Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Energieversorgung in der Europäischen Gemeinschaft, 1993.

11 Eine ausführlichere Darstellung der Ordnungssysteme der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland, Dänemarks, Frankreichs, Großbritanniens und Spaniens erfolgt in den jeweiligen Länderberichten.

Tabelle 2: Energiepreisabweichungen vom durchschnittlichen EU-Energiepreis für Industrie und Haushalte getrennt in % (1992=100)

	Industrie				Haushalte		
	Kohle	Öl	Gas	Strom	Heizöl	Gas	Strom
EU	100	100	100	100	100	100	100
Belgien	-68	-53	-18	-28	-39	-12	+9
Dänemark	-12	-19	-	-25	+74	+36	+14
Deutschland	+58	-15	+15	+4	-25	-2	+6
Frankreich	-17	-25	-13	-35	+1	-4	-6
Griechenland	-	+14	-	-22	+30	-	-23
Irland	-	-8	+91	-22	+10	+4	-13
Italien	-	+21	+1	+38	+152	+73	+19
Luxemburg	-	-13	+34	-22	-36	-44	-22
Niederlande	-	+16	-31	-46	0	-22	-26
Portugal	-61	+31	-	+66	-	-	+18
Spanien	-	-14	+59	+38	+10	+42	+40
Großbritannien	-38	-22	-8	-13	-40	-25	-21

Quelle: DG XVII, Commission of the European Communities, Energy in Europe, 1993 und eigene Berechnungen; Preise für den Haushaltssektor einschließlich MWSt.

Bei einem Vergleich der Energiepreise der Mitgliedstaaten Bundesrepublik Deutschland, Dänemark, Großbritannien, Frankreich und Spanien liegt Deutschlands Kohlenpreis mit 58% über dem EU-Durchschnittspreis an erster Stelle. Dagegen weist Großbritannien einen relativ geringen Kohlenpreis mit 38% unter dem EU-Durchschnittspreis auf. Das in der Industrie eingesetzte Gas ist in Spanien bei diesem Staatenvergleich mit 59% über dem EU-Durchschnittspreis am teuersten.

Bei einem Vergleich der Energiepreise der privaten Haushalte für die gleichen Staaten besitzt Dänemark den höchsten Heizölpreis und Spanien weist die höchsten Gas- und Strompreise auf.¹²

¹² Mit der Zusammensetzung der europäischen Energiepreise hat sich eine im Auftrag der Schweizer Regierung von ECOPLAN erstellten Studie beschäftigt. Diese Studie liefert einen Überblick über die Energiepreise sowie deren unterschiedlichen Belastungen mit Steuern in der EU. ENVIRONMENT WATCH: WESTERN EUROPE (EWWE), 5.02.1993, S.11f.

2.2 Energiepolitische Maßnahmen und Ziele der EU

2.2.1 Auf dem Weg zu einer gemeinsamen Energiepolitik?

Von einer Energiepolitik der EU wird erst seit den beiden Ölpreiskrisen in den siebziger Jahren gesprochen, obwohl zwei der drei Gründungsverträge der EU sich mit dem Energiesektor befassen. Bis heute liegt die Kompetenz der Energiepolitik auf der Ebene der Mitgliedstaaten. Erst in den letzten Jahren hat sich die Diskussion um eine gemeinsame Energiepolitik und den Energiebinnenmarkt verstärkt.¹³

Die Europäische Kommission hat in ihrem Bericht vom Mai 1988 ausführlich die Hindernisse für einen gemeinsamen Energiemarkt auf EU-Ebene dargelegt.¹⁴ Dieser Bericht listet zum einen die hemmenden Gründe für eine gemeinsame Energiepolitik auf und enthält zum anderen Vorschläge mit Prioritäten für deren Abbau. So wurde im Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft in der Fassung vom 7. Februar 1992 kein Kapitel zur europäischen Energiepolitik aufgenommen. Auch der Versuch der Europäischen Kommission, im Maastrichter Vertrag über die Europäische Union ein Kapitel über eine Gemeinsame Energiepolitik (GEP) aufzunehmen, wurde von den Mitgliedstaaten blockiert.

Um ein gemeinsames energiepolitisches Vorgehen innerhalb der EU-Mitgliedstaaten zu fördern, erstellt die Kommission regelmäßig Vorschläge für eine gemeinsame Energiepolitik, die dem Europäischen Rat vorgelegt werden. Damit soll erreicht werden, daß der Rat Empfehlungen oder Entschlüsse für eine gemeinsame Energiepolitik auf EU-Ebene erläßt. Hierbei stellt die Entschluß des Rates¹⁵ aus dem Jahre 1986, in

¹³ Mit dem Stand der Beratungen, den europarechtlichen Problemen sowie den Umsetzungsmöglichkeiten eines Europäischen Binnenmarktes für leitungsgebundene Energien hat sich bereits das erste Energiemonitoring auseinandergesetzt. Vgl. Schnutenhaus, J., Auf dem Weg zu einem Europäischen Binnenmarkt für leitungsgebundene Energien, 1993, Energiemonitoring im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, Institut für Europäische Umweltpolitik (IEEP), Bonn.

¹⁴ Vgl. Europäische Kommission, Der Binnenmarkt für Energie, KOM (88) 238 endg., Brüssel, 1988.

¹⁵ ABl. Nr. C 241 vom 25.09.1986.

dem die energiepolitischen Ziele der EU für den Zeitraum von 1986 bis 1995 festgelegt wurden, ein wichtiges Dokument dar.¹⁶ Dabei stehen als zentrale Ziele die Verbesserung der Energieintensität um 20%, die Reduzierung des Erdölanteils an der Energieversorgung um 40%, sowie die gleichzeitige Verminderung des Nettoölimportes unter ein Drittel des Gesamtenergieverbrauchs im Mittelpunkt.¹⁷ Es kann jedoch behauptet werden, daß diese Ziele vermutlich nicht erreicht werden, da unter anderem erzielte Energieeinsparungserfolge durch eine Erhöhung der Energieeffizienz aufgrund sinkender Energiepreise unterspült wurden.

Die Europäische Kommission hält jedoch weiterhin an ihren energiepolitischen Zielen fest. So hat sie am 21. Januar 1994 die Richtlinie 94/2/EG zur Durchführung der Richtlinie 92/75/EWG¹⁸ betreffend die Energieetikettierung für elektrische Haushalts- und -gefriergeräte sowie entsprechende Kombinationsgeräte erlassen.¹⁹ In der Richtlinie vom 21. Januar 1994 weist die Kommission darauf hin, daß sie durch eine Senkung des Energieverbrauchs dieser Geräte wesentliche Energieeinsparungen erwartet, da der Stromverbrauch von Kühl- und Gefriergeräten einen beträchtlichen Anteil am gesamten Stromverbrauch der EU ausmacht.

2.2.2 Programme und Finanzhilfen der EU

Im Rahmen der energiepolitischen Maßnahmen fördert die EU Forschungs- und Entwicklungsprogramme und vergibt Subventionen bzw. Darlehen. Für den Zeitraum

16 De Sampaio Nunes, P., "Energy Efficiency - The European Challenge", in: Towards an Energy Efficient Europe, Summary of Proceedings and Conference Papers, January 1993, Birmingham, England.

17 Vgl. auch "Orientierung der Gemeinschaft für die Weiterentwicklung der neuen und erneuerbaren Energiequellen", Entschließung des Rates, ABl. Nr. C 316 vom 01.12.1986; "Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen in der Gemeinschaft", KOM (87) 432 endg. vom 29.09.1987; "Beschleunigung von Einzelinvestitionen für eine rationellere Energienutzung durch Drittfinanzierung", Mitteilung der Kommission, KOM (88) 175 endg. vom 06.04.1988; "Förderung der Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenerzeugern" Empfehlung des Rates an die Mitgliedstaaten, KOM (88) 225 endg.

18 ABl. Nr. L 297 vom 13.10.1992.

19 Richtlinie 94/2/EG der Kommission vom 21. Januar 1994 zur Durchführung der Richtlinie 92/75/EWG betreffend die Energieetikettierung für elektrische Haushaltskühl- und -gefriergeräte sowie entsprechende Kombinationsgeräte, ABl. Nr. L 45 vom 17.02.1994.

von 1990 bis 1994 umfaßt der Forschungs- und Entwicklungsetat für den Energiesektor 14% des gesamten Forschungshaushaltes der EU. Dabei finanziert die EU insbesondere Programme, die die Forschung auf dem Gebiet der Kernenergie in den Vordergrund stellt. Die Mittelverteilung ist in Tabelle 3 wiedergegeben.

Tabelle 3: Gesamte Mittelverwendung der EU für Forschung und Entwicklung im Energiesektor für den Zeitraum von 1990 bis 1994

	Mio ECU	Anteil in %
Kernspaltung/Reaktorsicherheit	199	24,4
Kernfusion	458	56,3
Nicht-nukleare Energie	157	19,3
Summe	814	100

Quelle: Öko-Institut Freiburg/Br., Energie Report Europa, 1991.

So wird zum einen die Gemeinsame Forschungsstelle (GFS) der EU und zum anderen die Planung der Next European Torus (NET) finanziert. Im Kernfusionsbereich beteiligt sich die EU zu achtzig Prozent am Joint European Torus (JET)²⁰. Daneben werden Forschungsvorhaben finanziell unterstützt, die sich unter anderem mit Strahlenschutz und Atommüllager beschäftigen. Im Bereich der nicht-nuklearen Energieforschung zielte das Programm JOULE, das auf den Zeitraum von 1989 bis 1992 begrenzt war, auf eine Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit und Verbesserung des Umweltschutzes ab.²¹

Mit der Subventions- bzw. Darlehensvergabe²² werden im Rahmen von verschiedenen Programmen, Technologien und Maßnahmen gefördert, die an der Weiterentwicklung erneuerbarer Energien sowie rationeller Energienutzung arbeiten. Die Verantwortung für diese Programme liegt gemäß des Subsidiaritätsprinzips im Bereich der einzelnen Mitgliedstaaten. Dabei verfolgen die derzeitigen Programme die energiepolitischen Ziele

20. JET stellt eine Forschungseinrichtung der EU im britischen Kernfusionslabor Culham dar. Mit dieser Versuchsanlage soll untersucht werden, ob das Tokama-Prinzip (magnetische Einschließung von Plasma) Grundlage eines Fusionsreaktors sein kann.

21. Neue energiepolitische Ziele der Gemeinschaft für 1995, ABl. Nr. L 98 vom 11.04.1989.

22. Der Umfang der Subventionen und Darlehen der EU für den Energiesektor betragen für das Jahr 1991 145 Mio. ECU. Öko-Institut Freiburg/Br., Energie Report Europa, 1991, S.42.

der EU, die für den Zeitraum von 1986 bis 1995 festgelegt wurden (vgl. Abschnitt 2.2.1.).

So stellt das ALTENER Programm²³ die Weiterentwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen im Mittelpunkt des Interesses. Hier stehen für den Zeitraum von 1993 bis 1997 40 Mio. ECU zur Verfügung. Daneben verfolgt das Programm SAVE²⁴ in einem Zeitrahmen von 1991 bis 1995 Maßnahmen zur rationellen Energienutzung. Das Ende 1994 auslaufende THERMIE-Programm befaßt sich mit der Förderung der Energietechnologien in Europa.²⁵

2.3 EU-Kohlenpolitik

Bereits seit 1965 erläßt die Europäische Kommission Regelungen zur Angleichung der Beihilfen zugunsten des europäischen Steinkohlenbergbaus an den Zielen des Vertrags über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS-Vertrag).

Da die Gemeinschaftsregelung zugunsten des Steinkohlenbergbaus²⁶ vom Juni 1986 bis zum 31. Dezember 1993 befristet war, stand die Europäische Kommission vor der Aufgabe eine neue Beihilferegulung für den Steinkohlenbergbau vorzuschlagen. Der Europäische Rat hat daraufhin die Entscheidung 93/3632 EGKS der Kommission vom 28. Dezember 1993 über eine neue Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus genehmigt. Diese neue Gemeinschaftsregelung ist am 1. Januar 1994 mit einer Übergangszeit von drei Jahren in Kraft getreten und zum Jahre 2002 befristet.

23 Entscheidung des Rates 93/500/EWG vom 13.9.1993 zur Förderung der erneuerbaren Energiequellen in der Gemeinschaft, ABl. Nr. L 235 vom 18.09.1993.

24 Entscheidung des Rates 91/565/EWG zur Förderung der Energieeffizienz in der EU, ABl. Nr. L 307 vom 08.11.1991.

25 Verordnung des Rates 90/2008/EWG vom 29. Juni 1990 zur Förderung der Energietechnologien in Europa, ABl. Nr. L 185 vom 17.07.1990.

26 Entscheidung der Kommission 86/2064/EGKS vom 30. Juni 1986 über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 177 vom 01.07.1986.

Die zunehmenden Kosten des europäischen Steinkohlenbergbaus, die die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Steinkohle auf dem internationalen Weltsteinkohlenmarkt trotz vielfältiger Rationalisierungsbestrebungen weiterhin vermindern, führten zu einer Änderung der Kohlenpolitik der EU. So beinhaltet die neue Gemeinschaftsregelung im Vergleich zu der vorhergehenden Regelung eine andere Zielhierarchie in der Kohlenpolitik der EU.

Ziele der Beihilferegelung von 1986²⁷ :

1. Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Steinkohlenbergbaus, der zur Versorgungssicherheit beiträgt;
2. Errichtung neuer Förderkapazitäten, sofern sie wirtschaftlich lebensfähig sind;
3. Lösung der mit der Entwicklung des Steinkohlenbergbaus zusammenhängenden sozialen und regionalen Probleme.

Ziele der Beihilferegelung von 1993²⁸ :

1. In Anbetracht der Weltmarktpreise der Kohle Erzielung weiterer Fortschritte in Richtung auf die Wirtschaftlichkeit, um einen Abbau der Beihilfen zu erreichen;
2. Lösung von sozialen und regionalen Problemen, die mit der völligen oder teilweisen Rücknahme der Fördertätigkeit verbunden sind;
3. Erleichterung der Anpassung des Kohlenbergbaus an die Umweltschutznormen.

Dabei stellt die Europäische Kommission der Darstellung ihrer neuen Ziele folgende Betrachtung des Weltsteinkohlenmarktes voraus:

...Der Weltmarkt für Kohle ist ein Markt mit stabilen Verhältnissen, an dem Kohlesorten verschiedenster Herkunft im Überfluß angeboten werden, so daß selbst langfristig und im Fall einer zunehmenden Nachfrage nach Kohle die Gefahr eines anhaltenden

²⁷ Entscheidung der Kommission 86/2064/EGKS vom 30. Juni 1986 über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 177 vom 01.07.1986, S.2.

²⁸ Entscheidung der Kommission 93/3632/EGKS vom 28. Dezember 1993 über die Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 329 vom 30.12.1993, S.14.

*Versorgungseingpassess weitgehend - wenngleich nicht völlig - ausgeschlossen werden kann...*²⁹

Weiter heißt es:

*...Die Kohleeinfuhren in die Gemeinschaft stammen überwiegend aus deren Partnerländern der Internationalen Energieagentur bzw. aus Staaten mit denen die Gemeinschaft oder die Mitgliedstaaten Handelsabkommen unterzeichnet haben,....*³⁰

Während mit Inkrafttreten der Beihilferegelung des Jahres 1986 noch der Beitrag des Steinkohlenbergbaus zur Versorgungssicherheit des europäischen Energiebedarfs im Mittelpunkt stand, strebt die EU mittlerweile einen stärkeren Abbau der Steinkohlenförderkapazitäten an. Daher tritt sie für eine Substitution der heimischen Steinkohle durch die im Vergleich günstigere Importkohle aus Drittländern ein. Dabei stellt sie das Argument der Versorgungssicherheit mit heimischer Steinkohle in den Hintergrund, da sie die Versorgungssicherheit mit Steinkohle aufgrund des Angebots am Weltsteinkohlenmarkt sowie aufgrund der bestehenden Handelsabkommen der EU mit verschiedenen steinkohlenexportierenden Staaten als weitgehend gesichert einstuft.

Zwei der drei Ziele der neuen Gemeinschaftsregelung zielen darauf ab, den mit dem Substitutionsprozeß verbundenen Abbau der heimischen Steinkohlenförderung sozial abzufedern bzw. die auch für die Zukunft noch weiter bestehende Steinkohlenförderung mit den Umweltschutznormen im Einklang zu bringen. Dabei sind die Beihilfen degressiv gestaltet und somit auf einen Kapazitätsabbau ausgerichtet.

Die Beurteilung der EU-Kohlenpolitik wird bei Betrachtung der mittelfristigen Leitlinien für die technische Forschung Kohle noch transparenter.³¹ Hierin hat die Kommission für den Zeitraum von 1994 bis 1999 unter anderem folgende Anforderungen an den Steinkohlenbergbau aufgestellt:

²⁹ Entscheidung der Kommission 93/3632/EGKS vom 28. Dezember 1993 über die Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 329 vom 30.12.1993, S.1.

³⁰ Entscheidung der Kommission 93/3632/EGKS vom 28. Dezember 1993 über die Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 329 vom 30.12.1993, S.1.

³¹ Mittelfristige Leitlinien für die technische Forschung Kohle (1994-1999), ABl. Nr. C 67 vom 04.03.1994.

- * Anpassung des europäischen Steinkohlenbergbaus an die weltweiten Wettbewerbsbedingungen;
- * Einbeziehung der Energiepolitik der EU bei der Durchführung der Kohlenforschungsprogramme;
- * Erhalt der Kohle als strategischer Energieträger.

Wie bereits in der neuen Beihilferegelung vom 28. Dezember 1993 wird auch hier deutlich, daß der europäische Steinkohlenbergbau an marktwirtschaftliche Bedingungen herangeführt werden soll. Diese Annäherung wird aber insoweit begrenzt, als daß die Kohle als strategischer Energieträger der EU erhalten bleiben soll, d.h. daß die Kohle zur Versorgungssicherheit (auf europäischer Ebene) beitragen soll. Dabei wird die Kohle in der EU, die am wirtschaftlichsten zu fördern ist, mittel- bis langfristig dem strategischen Aspekt der Versorgungssicherheit genügen.

2.4 Weltsteinkohlenmarkt

2.4.1 Verteilung der Weltsteinkohlenvorräte

Nach Angaben des Weltenergiesrates beträgt der *geologische Energievorrat* der Kohle³² mit 10.386 Mrd. t SKE 81% der weltweiten fossilen Energievorräte. Daneben stehen Erdöl mit einem Anteil von 16% und Erdgas mit einem Anteil von 3%. Betrachtet man dagegen nur die *nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich gewinnbaren Weltenergievorräte* in Höhe von 1.147,4 Mrd. t SKE, ergibt sich eine andere Gewichtung der Energievorräte.³³ Wie Tabelle 4 aufschlüsselt, verteilen sich diese zu 68,5% auf Kohle, zu 17% auf Erdöl und zu 14,5% auf Erdgas.³⁴

32 Dabei handelt es sich um Braun- und Steinkohle.

33 Die Angaben über die derzeit wirtschaftlich gewinnbaren Kohlenvorräte schwanken. So geben die Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V. (IZE) 844 Mrd. t SKE bzw. die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 610 Mrd. t SKE an. Vgl. Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V., Strom aus Kohle, 1992.

34 Nach einer im September 1992 vorgelegten Studie des Weltenergiesrates (WEC) wird sich die Energieversorgung bis zum Jahre 2010 weiterhin auf Kohle, Öl und Erdgas stützen. Trotz des Wachstums regenerativer Energiequellen kommt ihnen jedoch auch zukünftig nur ein additiver

Der weltweite Energieverbrauch³⁵ stützt sich derzeit zu 44% auf Erdöl und zu 31% auf Kohle. Erdgas deckt zu 25% den Energieverbrauch.³⁶ Eine Gegenüberstellung der Energievorräte und des derzeitigen Energieverbrauchs verdeutlicht die Diskrepanz zwischen diesen beiden Größen. So beträgt der heutige jährliche Energieverbrauch knapp 0,1% der geologischen Energievorräte und bereits 0,9% der wirtschaftlich gewinnbaren Energievorräte. Unter Einbeziehung der weiter wachsenden Weltbevölkerung³⁷ und des damit einhergehenden Energieverbrauchs werden die Energievorräte auch unter Annahme optimistischer Rahmenbedingungen in einigen Jahrzehnten erschöpft sein.

Tabelle 4: Nach dem heutigen Stand der Technik wirtschaftlich gewinnbare Weltvorräte an Kohle, Erdöl und Erdgas in Mrd. t SKE

Region	Kohle	in %	Erdöl	in %	Erdgas	in %	Summe	in %
Westeuropa	49,9	6,3	3,0	1,5	6,3	3,8	59,2	5,2
Osteuropa ³⁸	51,7	6,6	0,4	0,2	0,7	0,4	52,8	4,6
GUS	165,9	21,1	11,3	5,8	64,6	38,9	241,8	21,1
Afrika	61,8	7,9	11,8	6,1	12,3	7,4	85,9	7,5
Naher Osten	0,0	0,0	128,7	66,0	51,7	31,2	180,4	15,7
Nordamerika	210,4	26,8	5,9	3,0	9,2	5,6	225,5	19,6
Mittel- und Südamerika	10,4	1,3	25,3	13,0	9,7	5,9	45,4	3,9
VR China	94,6	12,0	4,7	2,4	1,7	1,0	101,0	8,8
Ferner Osten	78,7	10,0	3,6	1,8	9,0	5,4	91,3	8,0
Australien	63,0	8,0	0,4	0,2	0,7	0,4	64,1	5,6
Welt	785,1	100	195,1	100	165,9	100	1.147,4	100
in % ³⁹	68,5		17,0		14,5		100,0	

Charakter zu. Die Rolle der Kernenergie bleibt ungewiß. Vgl. Ott, G., "Energie für die Welt von morgen", in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1993, S.742 ff.

- 35 Der weltweite Energieverbrauch betrug im Jahre 1992 11,6 Mrd. t SKE bei einer Weltbevölkerung von 5,5 Mrd. Menschen.
- 36 Nach Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft, 1992, wird der Energieverbrauch derzeit zu 33% von Kohle, zu 20% von Erdgas, zu 7% von Wasserkraft, zu 7% von Kernenergie und zu 5% von sonstigen Energieträgern gedeckt.
- 37 Nach Schätzungen der Vereinten Nationen wird die Weltbevölkerung von derzeit 5,5 Mrd. Menschen bis zum Jahre 2025 auf etwa 8,5 Mrd. Menschen anwachsen.
- 38 Bulgarien, ehemalige CSFR, Polen, Rumänien und Ungarn.

Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, 1993 und eigene Berechnungen.

Wie Tabelle 4 widerspiegelt, verteilen sich die Energievorräte insgesamt sehr unausgewogen über den Erdball. So verfügen die GUS mit 21,1%, Nordamerika mit 19,7% und der Nahe Osten mit 15,7% zusammen bereits über 56% der Weltenergievorräte. Westeuropa verfügt nur über 5,2% der Weltenergiereserven.

Bei Betrachtung der einzelnen Energieträger ergibt sich ein weiteres Ungleichgewicht bezüglich der Verteilung der Energievorräte. Während sich die Vorräte an Öl mit 66% auf den Nahen Osten konzentrieren und die weltweiten Erdgasvorkommen mit knapp 39% auf die GUS und mit über 31% auf den Nahen Osten entfallen, weist die Kohle eine höhere Streuung über die Regionen auf. So verfügen die GUS mit 21,1% und Nordamerika mit 26,8% über die jeweils höchsten Kohlevorkommen. Daneben besitzen der Ferne Osten über 10% und China über 12% der Weltkohlevorkommen. Auf Australien entfallen knapp 8% und auf West- bzw. Osteuropa jeweils über 6% der Weltkohlevorräte.

2.4.2 Steinkohlenförderung und -außenhandel

Die Steinkohlevorkommen in der EU unterliegen aufgrund der Geologie weitaus ungünstigeren Förderbedingungen als in anderen Ländern. So wird in den in der Regel jüngeren überseeischen Tagebaugruben eine Leistung von bis zu 10.000 t Steinkohle je Mannjahr erbracht, während in den geologisch schwierigen Tiefbaulagerstätten Westeuropas maximal 1.000 t Steinkohle je Mannjahr gefördert werden.⁴⁰ Diese ungünstigen Abbaubedingungen in den europäischen Staaten führten dazu, daß in der EU die Steinkohlenförderung in den vergangenen Jahren kontinuierlich abgebaut wurde. Tabelle 5 verdeutlicht die Reduzierung der Förderkapazitäten in der EU. So beträgt die Steinkohlenförderung in der EU mittlerweile nur noch 5,3% der Weltsteinkohlenförderung, während im Jahre 1986 noch 6,9% der weltweiten Steinkohlenförderung auf die EU entfiel. Dabei stellte Belgien seine Kohlenförderung in der Zeit von 1986 bis 1992 ein, während Deutschland, Frankreich und Großbritannien ihre Steinkohlenfördermengen reduzierten. Spanien erhöhte im gleichen Zeitraum seine Steinkohlenfördermengen um knapp 2 Mio. t SKE. Insgesamt fördern Großbritannien und die Bundesrepublik Deutschland noch immer die größten Steinkohlenmengen.

39 Anteil an den weltweiten fossilen Energievorräten insgesamt.

40 Verein Deutscher Kohlenimporteure, Jahresbericht 1992, S.8ff.

Aufgrund weiterer Umstrukturierungs-, Rationalisierungs- sowie Modernisierungsmaßnahmen betrug im Jahre 1993 das Fördervolumen 160,3 Mio. t. Damit wurde das Fördervolumen im Vergleich zu 1992 um 12,6% reduziert. Nach ersten Einschätzungen wird für 1994 das Fördervolumen um weitere 11,2% auf 142,4 Mio. t sinken.⁴¹

Tabelle 5: Steinkohlenförderung 1986 bis 1992 in der EU und weltweit in Mio. t SKE

	1986	1989	1990	1991	1992
Belgien	5,59	1,89	1,04	0,64	0,22
Deutschland	87,13	77,45	76,55	72,74	72,15
Frankreich	14,40	11,47	10,49	10,13	9,47
Großbritannien	104,64	98,29	89,29	91,34	82,85
Spanien	16,12	19,29	19,62	18,28	18,49
EU	228,16	208,77	197,35	193,39	183,44
Anteil an Welt in %	6,9	5,9	5,5	5,6	5,3
Polen	192,08	177,63	147,67	140,27	131,30
GUS	587,30	576,49	543,00	474,20	466,60
Kanada	30,54	38,79	37,67	39,91	33,07
USA	738,14	810,03	861,43	822,92	822,70
Kolumbien	10,80	18,97	21,00	19,40	23,00
Südafrika	175,73	174,71	175,58	178,20	174,07
Australien	133,38	147,78	159,42	159,72	170,78
Indien	163,36	198,66	201,83	219,39	220,00
VR China	894,04	1040,00	1080,00	1062,39	1094,83
Japan	16,01	10,19	8,26	8,05	7,48
Indonesien	1,73	4,55	7,33	13,72	21,91
Übrige	145,22	143,47	129,10	124,62	122,77
Welt	3.316,49	3.550,04	3.569,64	3.456,18	3.471,95

Quelle: Verein Deutscher Kohlenimporteure e.V. (1993) und eigene Berechnungen

In Nicht-EU-Mitgliedstaaten konnte in den letzten Jahren hingegen eine Steigerung der Steinkohlenfördermenge beobachtet werden. Ausnahmen hierbei stellen lediglich Polen

⁴¹ Vgl. hierzu vorläufiger Bericht der Kommission über den Markt für feste Brennstoffe in der Gemeinschaft 1993 und Aussichten für 1994, ABl. Nr. C 79 vom 16.03.1994, S.1.

und die GUS dar.⁴² Der dort zu verzeichnende Abbau der Fördermengen konnte jedoch von den anderen Ländern kompensiert werden. In dem Zeitraum von 1986 bis 1992 erhöhten allein China die Steinkohlenfördermenge um 200 Mio. t auf über 1.094 Mio. t SKE und die USA um 84,56 Mio. t auf 822,70 Mio. t SKE. Im gleichen Zeitraum erzielten Kolumbien eine über 100%ige und Indonesien eine 1000%ige Steigerung der Fördermengen.

Tabelle 6: Steinkohlenaußenhandel 1986 und 1992 in Mio. t SKE⁴³

	1986			1992		
	Export	Import	Saldo	Export	Import	Saldo
Deutschland	6,70	10,00	-3,30	1,53	15,03	-13,50
Belgien	1,05	8,52	-7,47	0,65	14,02	-13,37
Frankreich	0,73	16,77	-16,04	0,49	22,00	-21,51
Großbritannien	2,72	10,63	-7,91	0,95	20,23	-19,28
Spanien	0,0	8,54	-8,54	0,0	15,08	-15,08
EG	13,56	105,40	-91,84	5,77	140,92	-135,15
Anteil an Welt in %	3,99	31,00		1,42	34,80	
Polen	12,00	96,05	-84,05	34,04	118,91	-84,87
GUS	30,00	11,70	18,30	25,20	1,40	23,80
Kanada	25,90	13,31	12,59	26,83	13,73	13,10
USA	77,54	2,01	75,53	92,92	3,39	89,53
Kolumbien	5,00	0,0	5,00	23,00	15,80	7,20
Südafrika	45,49	0,0	45,49	51,20	0,51	50,69
Australien	91,94	0,0	91,94	126,24	0,0	126,24
Indien	1,00	3,00	-2,00	1,00	6,60	-5,60
VR China	10,00	0,50	9,50	19,66	1,20	18,46
Japan	0,0	91,35	-91,35	0,0	110,81	-110,81
Indonesien	1,00	1,20	-0,20	13,38	0,30	13,08
Übrige	4,20	110,53	-106,33	7,40	125,96	-118,92
Welt	340	340	0,0	405	405	0,0

Quelle: Verein Deutscher Kohlenimporteure e.V. (1993), Eurostat 10/1993 und eigene Berechnungen.

⁴² Nicht nur bei der Steinkohlenförderung sondern auch bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung verzeichnen die Länder der GUS und Osteuropas seit 1989 einen anhaltenden mengenmäßigen Rückgang. Vgl. hierzu Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 1992, Daten und Tendenzen, 1993.

⁴³ Ein Negativsaldo entspricht einem Nettoimport.

Der Abbau der Steinkohlenförderung in der EU führte zu einer Zunahme der Steinkohlenimporte aus Drittländern. Die Export- und Importmengen der EG sowie weltweit für die Jahre 1986 und 1992 stellt Tabelle 6 gegenüber. Dabei besteht der mengenmäßige Export der EU-Mitgliedstaaten für das Jahr 1992 in Höhe von 5,77 Mio. t SKE fast ausschließlich aus Lieferungen zur Versorgung der Stahlindustrie im Binnenmarkt. Die Importmengen der EG aus dem gleichen Jahr in Höhe von 140,92 Mio. t SKE werden dagegen nahezu vollständig durch Lieferungen aus Drittländern gedeckt. So stellt die EG neben Japan und Polen mit einem jeweiligen Importvolumen von annähernd 120 Mio. t SKE einer der Hauptkohlenimporteure weltweit dar. Die Erhöhung der Importmengen innerhalb der EG im Zeitraum von 1986 bis 1992 konnte in allen kohlenfördernden Mitgliedstaaten beobachtet werden. Dabei schwankt die Zunahme der Importmengen zwischen 5 Mio. t in der Bundesrepublik Deutschland und 10 Mio. t in Großbritannien.

Die Betrachtung des weltweiten Steinkohlenexports für das Jahr 1992 zeigt, daß die Exportseite von Australien mit 126 Mio. t SKE dominiert wird. Daneben stellen die USA mit 92,92 Mio. t SKE und Südafrika mit 51,20 Mio. t SKE mengenmäßig weitere wichtige Steinkohlenexportländer dar.

2.4.3 Ökonomische Determinanten der Preisentwicklung der international gehandelten Steinkohle

Auf dem Weltsteinkohlenmarkt wird einerseits mit Kesselkohle, die hauptsächlich in der Elektrizitätswirtschaft eingesetzt wird, und andererseits mit Kokskohle, die bei der Stahlproduktion verwendet wird, gehandelt. Für die kommenden Jahre wird insgesamt mit einer Steigerung des Steinkohlenhandels gerechnet. So erwartet das Australian Bureau of Agriculture and Resource Economics (ABARE) bis zur Jahrhundertwende einen Anstieg des gesamten Steinkohlenhandels um 27% auf dann etwa 470 Mio. t SKE.⁴⁴ Dabei wird die erwartete Zunahme des Steinkohlenhandels größtenteils auf einer Nachfragesteigerung nach Kesselkohle beruhen. Demnach wird der Handel mit Kesselkohle, der bereits 56% des Steinkohlenhandels beansprucht bis zur Jahrhundertwende zwei Drittel umfassen.

Im Gegensatz zur Kesselkohle verzeichnete die Nachfrage nach Kokskohle in den letzten Jahren einen Rückgang. Dieser Trend beruht vornehmlich auf eine nur noch langsam

44 Verein Deutscher Kohlenimporteure e.V., 1993.

wachsende Weltstahlproduktion sowie die Anwendung neuer Technologien zur Roheisenherstellung.

Die Angebotsseite des internationalen Weltsteinkohlenmarktes ist oligopolistisch⁴⁵ strukturiert. Zudem nimmt die Anzahl der Kohlenhändler in den letzten Jahren tendenziell zu. Dabei kann eine Verlagerung der Förderkapazitäten von den nördlichen zu den südlichen Ländern beobachtet werden. Die neu entstehenden Förderkapazitäten sind vornehmlich auf den Export ausgerichtet. Diese Entwicklung schwächt die Angebotsseite des Weltsteinkohlenmarktes, da eine zunehmende Streuung der Anbieter der Bildung einzelner Machtpositionen entgegenwirkt.

Die Nachfrageseite des Weltsteinkohlenmarktes ist durch eine Käufermarktsituation geprägt.⁴⁶ Eine Käufermarktsituation ist durch eine Marktlage gekennzeichnet, bei der ein Überangebot herrscht, welches auch im Zeitablauf fortbesteht. Diese Situation beruht am Weltsteinkohlenmarkt darauf, daß die Steinkohlenfördermengen und somit das Angebot an Steinkohle schneller zunehmen als die Nachfrage nach Steinkohle steigt. Folglich besitzen die Nachfrager (=Käufer) in einer Käufermarktsituation eine gewisse Marktmacht, die es ihnen ermöglicht, die Anbieter zu einem verstärkten Preiswettbewerb zugunsten der Nachfrageseite zu bewegen.

Die den internationalen Weltsteinkohlenhandel charakterisierende Käufermarktsituation führte 1992 wie bereits 1991 zu stabilen bzw. sinkenden Preisen für Kessel- und Kokskohle. Tabelle 7 stellt die Entwicklung der Durchschnittspreise für aus Drittländer in die Staaten der EU eingeführte Steinkohle dar.

45 Eine Angebotsseite besitzt dann eine oligopolistische Struktur, wenn das Verhalten irgendeines Produzenten bei einem oder mehreren Konkurrenten Reaktionen auslöst, die wiederum dessen Situation signifikant beeinflussen. Somit kann sich keine Marktmacht eines einzelnen Anbieters herauskristallisieren.

46 Vgl. hierzu Winje, D./Hanitsch, R., *Energiewirtschaft*, 1991, S.117ff.

Tabelle 7: Entwicklung der Durchschnittspreise⁴⁷ für aus Drittländern in die EU eingeführte Steinkohle in US \$ pro Tonne SKE

Quartale	1991					1992				
	I	II	III	IV	Ÿ ⁴⁸	I	II	III	IV	Ÿ
Kesselkohle	52,18	51,08	50,96	53,78	52,00	53,12	51,53	52,35	50,01	51,75
Kokskohle	60,25	59,55	58,75	59,05	59,40	58,75	58,75	56,35	57,15	57,75

Quelle: Verein Deutscher Kohlenimporteure e.V. (1993)

Dabei wird deutlich, daß aufgrund des zunehmenden Angebots an Kokskohle und der stagnierenden Nachfrage nach Kokskohle für den Zeitraum von 1991 bis 1992 insgesamt sinkende Durchschnittspreise zu beobachten sind. So ist der Durchschnittspreis für eine Tonne Kokskohle im Jahr 1992 um ca. 1,75 US \$ pro Tonne SKE im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Die Preise für eine Tonne Kesselkohle nahmen im Jahr 1992 um durchschnittlich 0,25 US \$ pro Tonne SKE im Vergleich zum Vorjahr ab.⁴⁹

Diese Preisentwicklung setzte sich auch 1993 fort. So betrug im letzten Quartal des Jahres 1993 der Durchschnittspreis für Kokskohle 55 US \$ pro Tonne SKE. Der Durchschnittspreis für Kesselkohle betrug im zweiten Quartal 1993 45,5 US \$ pro Tonne SKE. Auf Grundlage der bisher verfügbaren Daten wird auch für 1994 mit einem weiteren Verfall der Importpreise für Kessel- und Kokskohle gerechnet.⁵⁰

47 Auf der Basis von cif-Preisen.

48 Angabe der Jahresdurchschnittspreise für 1991 bzw. 1992.

49 Die Situation des Weltsteinkohlenmarktes wird durch die jüngsten Preisverhandlungen zwischen dem japanischen Stahlherstellern und australischen und kanadischen Steinkohlenlieferanten deutlich. So konnten die Japaner in den Verhandlungen eine Preisreduktion um 3,85 US \$ auf 45,45 US \$ pro Tonne Kokskohle durchsetzen, womit sie gleichzeitig ein Signal für Preisverhandlungen auf dem internationalen Steinkohlenmarkt gaben (Financial Times vom 25.01.1994). Diese Preisentwicklung wurde auf dem europäischen Markt weiter fortgesetzt. Hier konnte der spanische Stahlproduzent "Ensidesa" den Preis pro Tonne Kokskohle um weitere 4 US \$ auf etwa 41 US \$ pro Tonne Kokskohle senken (Financial Times vom 17.02.1994). Diesen Preissenkungen folgten in Australien mehrtätige Streiks der Bergleute, die ihre Arbeitsplätze gefährdet sehen (Financial Times vom 11.03.1994).

50 Vgl. vorläufige Bericht der Kommission über den Markt für feste Brennstoffe in der Gemeinschaft 1993 und Aussichten für 1994, ABl. Nr. C 79 vom 16.03.1994.

Die derzeitige Kapazitätsauslastung am Weltsteinkohlenmarkt liegt bei 78%. Es wird erwartet, daß diese ab 1995 auf über 80% zunimmt und sich bis 1997 auf 84% ausweitet.⁵¹ Somit wird die Entwicklung des Angebots- und Nachfragepotentials die oben beschriebene Käufermarktstruktur für die nächsten Jahre bestätigen. Dabei wird zwar mit einem Abbau des Überangebots gerechnet, jedoch wird dieser nicht ausreichend sein, um ein Gleichgewicht herzustellen. Auch die Europäische Kommission erwartet aufgrund der oben genannten Marktstrukturen einen weiteren Preisverfall für Kessel- und Kokskohle bis zum Jahr 2005. Dagegen rechnet sie mit einem Preisanstieg der konkurrierenden Energieträgern Erdöl und Erdgas.

2.4.4 Zusammenfassung

Die Darstellung der energiewirtschaftlichen Daten der Mitgliedstaaten der EU hat verdeutlicht, welchen heterogenen Ausgangsbedingungen die EU in ihren Bestrebungen gegenübersteht, eine Energiepolitik auf europäischer Ebene zu verwirklichen. Nach den Vorschlägen der Europäischen Kommission für Richtlinien zum Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt steuert sie auch in der neuen Beihilferegelung zugunsten des Steinkohlenbergbaus vom 28. Dezember 1993 eine Energiepolitik auf europäischer Ebene an. Dabei zielt die Kommission auf einen Abbau der europäischen Steinkohlenförderkapazitäten, da sie die Versorgung mit Steinkohle auf dem internationalen Markt als weitgehend gesichert darstellt. Die Analyse des Weltsteinkohlenmarktes zeigt, daß die derzeitigen Überkapazitäten auch in den kommenden Jahren für fallende bzw. stabile Preise sorgen werden. Zudem nimmt die Anzahl der Anbieter auf dem Weltsteinkohlenmarkt zu.

Die degressive Ausgestaltung der Beihilfen der neuen Gemeinschaftsregelung zugunsten des Steinkohlenbergbaus wird zu einem weiteren Abbau der wirtschaftlich unrentablen Förderkapazitäten führen. Gleichzeitig wird diese Entwicklung die nationalen Energiepolitiken bezüglich der Substitutionsenergien Erdgas und Erdöl beeinflussen. Daneben wird auch der Einsatz der Kernenergie und der erneuerbaren Energien von diesen Entwicklungen nicht unberührt bleiben. In Anbetracht dieser Dynamik sollen in den folgenden Kapiteln die Energiepolitiken ausgewählter Mitgliedstaaten untersucht und in einem abschließenden Kapitel verglichen werden.

⁵¹ Gruß, H., "Entwicklung und Perspektiven für Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1992)", in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/1993, S.1ff.

3. Dänemark

3.1 Energiewirtschaftliche Struktur

Der Energieverbrauch in Dänemark stützte sich bis zum Ende der achtziger Jahre mit einer Energieimportabhängigkeit von 96% fast vollständig auf Importe. Diese hohe Abhängigkeit von Energieimporten wurde durch die Erschließung nationaler Energiequellen reduziert. Dieser Umstrukturierungsprozeß wurde durch die erste Ölpreiskrise im Jahre 1973 ausgelöst, so daß insbesondere die Minimierung der Ölimportabhängigkeit im Vordergrund stand. So konnte die gesamte Energieimportabhängigkeit bis 1990 auf 48% gesenkt werden. Bis 1992 wurde eine weitere Verringerung der Energieimportabhängigkeit auf 34% erreicht.⁵² Die Erhöhung des Selbstversorgungsgrades mit Energie soll auch in Zukunft fortgesetzt werden.

Tabelle 8: Energieimportabhängigkeit und Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1972 bis 1992 in %

Energieträger	1972	1980	1990	1991	1992	1972/1992
Kohle	6,1	29,5	39,7	40,0	39,0	+642,0
Erdöl	92,1	67,4	43,4	42,6	42,2	-45,7
Gas	0,0	0,0	10,1	10,6	11,3	+344,4 ⁵³
Erneuerbare Energiequellen	1,8	3,1	6,8	6,8	7,4	+406,7
Gesamtverbrauch in Mio. t SKE	28,1	27,7	27,9	28,3	28,1	0,0
Energieimport- abhängigkeit	98	95	48	40	34	

Quelle: Danish Energy Agency, Energy Statistics 1992 und eigene Berechnungen.

Erst seit den achtziger Jahren werden in der dänischen Nordsee Öl- und Erdgasquellen erschlossen. Das dort gewonnene Öl wird ausschließlich in der heimischen

⁵² Danish Energy Agency, Danish Energy Statistics 1992.

⁵³ Dieser Wert bezieht sich auf die Veränderung des Zeitraums 1985/92.

Energieversorgung eingesetzt, während Erdgas auch exportiert wird. Daneben wird Kohle, die aufgrund der geringen Vorkommen in Dänemark selbst nicht gefördert wird, in großen Mengen aus Polen, den USA, Südafrika und Australien importiert. Neben diesen fossilen Energiequellen werden in zunehmenden Maße erneuerbare Energiequellen eingesetzt. Den endgültigen Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie hat das dänische Parlament im Jahre 1985 beschlossen.

Anhand Tabelle 8 läßt sich verfolgen, daß in Verbindung mit der Erschließung heimischer Energiequellen die dänische Energieträgerstruktur eine radikale Änderung erfahren hat.⁵⁴ So wurde der Ölanteil am Primärenergieverbrauch im Zeitraum von 1972 bis 1992 um fast 46% reduziert, während der Anteil der Kohle sich im gleichen Zeitraum mehr als versechsfachte. Seit den achtziger Jahren wird auch die Substitution von Öl durch Erdgas und erneuerbare Energiequellen intensiv verfolgt. Der Erdgasanteil betrug 1985 3,4% des gesamten Primärenergieverbrauchs und konnte bis 1992 um über 300% gesteigert werden. Der Anteil der regenerativen Energiequellen am Primärenergieverbrauch hat sich seit 1972 vervierfacht und betrug 1992 7,4%.

Die erste Ölpreiskrise führte neben einer Veränderung der Energieträgerstruktur auch zu einer Veränderung des Energieverbrauchs. Während bis 1972 ein kontinuierlich steigender Primärenergieverbrauch beobachtet werden konnte, schwankte dieser Energieverbrauch seit 1972 innerhalb einer Marge von -1,4% bis +0,7%. Bis zum Jahre 2005 soll der Primärenergieverbrauch von 1990 um 15% gesenkt werden.

3.2 Energiepolitik

Bis zur ersten Ölpreiskrise im Jahre 1973 war die dänische Energiewirtschaft privatwirtschaftlich organisiert. Nach der ersten Ölpreiskrise folgten staatliche Eingriffe in die Energiewirtschaft, die auf eine langfristige und zusammenhängende staatliche Energiepolitik abzielten. Diese Energiepolitik beinhaltete die Gründung staatlicher Gesellschaften im Energiesektor, die Erhebung von Abgaben sowie die Einführung von Restriktionen bezüglich der Auswahl und Umwandlung von Energieträgern. Dabei stand als zentrales Ziel die Versorgungssicherheit im Mittelpunkt des Interesses.

54 Olsen, O.J., Die Energiewirtschaft in Dänemark: Entwicklung und Perspektiven, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/1993.

3.2.1 Energieplan "Energi 2000"

Seit 1990 ist die dänische Energiepolitik durch den Energieplan "Energi 2000", der bis zum Jahre 2005 reicht, wesentlich geprägt. Dieser Plan stellt die Fortsetzung der Energiepläne "Energi 76" und "Energi 81" der Jahre 1976 und 1981 dar. Das Hauptziel des Energieplans "Energi 2000" besteht in der Verringerung des Schadstoffausstoßes der stark umweltbelastenden Energieträger beim Energieeinsatz.⁵⁵ Die CO₂-Emissionen sollen bis zum Jahre 2005 um 20% und bis zum Jahre 2030 um 50% bezogen auf dem Stand von 1988 reduziert werden. Gleichzeitig wird auch eine Verringerung der SO₂- und NO_x-Emissionen verfolgt. Dieses Ziel soll unter den Aspekten einer langfristigen Energieplanung, die ein flexibles und gleichzeitig stabiles Energiesystem ermöglicht, verfolgt werden. Dabei soll als ein wesentliches Instrument die Erhebung von Energiesteuern im Mittelpunkt stehen, um Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen zu erreichen. Im Rahmen des Energieplans "Energi 76" wurden im Jahre 1977 die ersten Steuern auf Energie erhoben. Die bis 1986 relativ geringen Energiesteuern stiegen nach dem Verfall der internationalen Energie- und insbesondere Ölpreise sprunghaft um 100% bis 400% an.⁵⁶

Nachdem in den vorangegangenen Plänen aus dem Jahre 1976 und 1981 das politische Handlungsfeld auf dem Wärmemarkt lag, stehen im Energieplan "Energi 2000" Einsparungen in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch im Vordergrund. Dabei soll insbesondere der Kohleneinsatz bei der Strom- und Wärmeerzeugung reduziert werden. Der Verkehrssektor, der 50% des Ölverbrauchs ausmacht, ist nicht im Energieplan "Energi 2000" enthalten. Die vier wichtigsten Handlungsfelder des Energieplans "Energi 2000" stellen sich wie folgt dar:

- * Erhebung von Energiesteuern;
- * Einsparungen im Energieverbrauch;
- * Einsatz regenerativer Energien;
- * Forschungs- und Entwicklungsförderung.

⁵⁵ Danish Ministry of Energy, Energy 2000, April 1990.

⁵⁶ Danish Ministry of Energy, 1993, Danish Energy Taxation in general.

3.2.1.1 Erhebung von Energiesteuern

Der Erhebung von Energiesteuern wird von der dänischen Regierung im Energieplan "Energi 2000" ein hoher Stellenwert eingeräumt, da hiermit die Entwicklung der Energiewirtschaft von der Angebots- und Nachfrageseite beeinflussbar ist. Zudem unterstreicht die Regierung die grundsätzliche Flexibilität von Steuern als Vorteil gegenüber dem Einsatz administrativer Instrumente. Dabei wird im Energieplan "Energi 2000" betont, daß bei der Einführung einer Energiesteuer auf internationaler Ebene die Vereinbarkeit der neuen Steuer mit dem geltenden EU-Recht überprüft werden muß. Im Energieplan "Energi 2000" werden drei Bereiche genannt, in denen ab 1990 eine neue Steuer eingeführt werden könnte.⁵⁷

1. Die Einführung von Steuern auf CO₂- und SO₂-Emissionen in Verbindung mit einer allgemeinen Energiesteuer;
2. Die Veränderung der bestehenden Besteuerung der Stromerzeugung zugunsten von Kraft-Wärme-Koppelung;
3. Besteuerung der in der Industrie verbrauchten Energie.

Vor dem Hintergrund dieser drei Vorschläge wurden bis heute folgende Steuern eingeführt:

- * Seit Mai 1992 wird eine Steuer auf CO₂-Emissionen aus dem privaten Energieverbrauch in Höhe von 100 DKr⁵⁸ je emittierter Tonne CO₂ erhoben. So setzt sich der Strompreis seit Einführung der CO₂-Steuer für den Privatverbraucher wie folgt zusammen:⁵⁹
0,36 DKr/kWh⁶⁰ + 0,27 DKr/kWh (Energiesteuer) + 0,10 DKr/kWh (CO₂-Steuer) + 0,18 DKr/kWh (MWSt) = 0,91 DKr/kWh⁶¹.

57 Danish Ministry of Energy, Energy 2000, April 1990, S.92.

58 Der amtliche Kassakurs der dänischen Krone (DKr) beträgt derzeit 26,35 DM je 100 DKr.

59 Gerlach, T., Energiewirtschaftliche Situation in Dänemark", in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1993, S.259.

60 Dänische Krone je Kilowattstunde (DKr/kWh).

61 0,91 DKr/kWh entsprechen etwa 0,24 DM/kWh.

- * Im Januar 1993 wurde auch in der Industrie eine Steuer auf CO₂-Emissionen der in der Industrie verbrauchten Energie eingeführt. Diese beträgt 50 DKr je emittierter Tonne CO₂. Im Produktionsbereich zielt die Erhebung einer CO₂-Steuer insbesondere auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz ab. Begleitend zu dieser Steuer wurden staatliche finanzielle Mittel zur Verbesserung der Energieeffizienz und Förderung von Energiesparmaßnahmen eingeführt. Dabei belaufen sich diese Fördermittel zur Verbesserung der Energieeffizienz auf etwa 800 Mio. DKr und für Energiesparmaßnahmen auf 200 Mio. DKr.⁶²

Aus der Erhebung der CO₂-Steuer im privaten und industriellen Bereich rechnet die dänische Regierung insgesamt mit einem jährlichen Steueraufkommen in Höhe von 1,6 Mrd DKr.⁶³

3.2.1.2 *Einsparungen im Energieverbrauch*

Bei den Energieeinsparungen stehen Maßnahmen im Bereich der Stromerzeugung und des -verbrauchs im Mittelpunkt. Dabei hat sich die Regierung globale Energieeinsparziele gesetzt. So soll bis 1993 eine Verminderung des Energieverbrauchs für Heizzwecke um 25% und bis zum Jahr 2000 um 50% erzielt werden.

Zur Erreichung dieser Ziele hat sie eine Kommission gebildet, die in Zusammenarbeit mit den Interessenvertretern der Energiewirtschaft Energieeinsparmaßnahmen entwickeln soll. Im privaten Bereich sind im dänischen Energieplan "Energi 2000" folgende Maßnahmen vorgesehen:

1. Die Verbesserung der Wärmedämmung in bereits bestehenden Häusern;
2. Den Einbau energiesparender Heizungssysteme und Isolationssysteme in ab 1990 errichteten Gebäuden;
3. Eine Kennzeichnungspflicht von in Haushalten eingesetzten elektrischen Geräten bezüglich ihres Energieverbrauchs sowie die gesetzliche Festlegung von Standards für den maximal zulässigen Energieverbrauch dieser Geräte.⁶⁴

⁶² International Energy Agency, 1992, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S. 180.

⁶³ 1,6 Mrd. DKr entsprechen etwa 422 Mio. DM.

Im Dezember 1992 wurden der Regierung Vorschläge zur Kennzeichnungspflicht von Kühlschränken, Waschmaschinen und Geschirrspülmaschinen vorgelegt.⁶⁵ Aufbauend auf diese Vorschläge beschloß die Regierung, für neue Gefrier- und Kühlschränke ab 1995 und für neue Geschirrspülmaschinen ab 1996 bestimmte Effizienzstandards vorzuschreiben. Weitere Standards für Fernseher und Waschmaschinen werden ab 1999 in Kraft treten. Auch in der Industrie ist die Einführung von Energiestandards geplant. Diese werden in der Zeit von 1996 bis 1998 eingeführt.⁶⁶

Um die angestrebten Einsparungen beim Energieeinsatz im Heizbereich zu erzielen, beschloß die Regierung Ende 1992 für den Zeitraum von 1993 bis 1994 finanzielle Mittel in Höhe von 25 Mio. DKr und ab 1995 75 Mio. DKr zur Verfügung zu stellen. Damit sollen insbesondere Wärmedämmmaßnahmen finanziert werden. Daneben sollen für den Zeitraum von 1993 bis 2002 der Ausbau des Fernwärmesystems mit 1,5 Bill. DKr gefördert werden.⁶⁷

3.2.1.3 Einsatz erneuerbarer Energiequellen

Beim Einsatz von erneuerbaren Energiequellen steht die Nutzung von Windenergie im Vordergrund.⁶⁸ Daneben wurden im Jahre 1979 die ersten Strohheizwerke in Dänemark errichtet. Mitte 1990 waren knapp 200 MW Gesamtkapazität installiert.⁶⁹ Die langfristige Nutzung von Biomasse soll durch die Entwicklung von entsprechenden Technologien ermöglicht werden.

So wird der Einsatz von Wind und Biogas in der Stromerzeugung seit Mai 1992 mit 0,17 DKr/kWh subventioniert. Im November 1992 wurde eine weitere Subventionierung zur

64 Danish Ministry of Energy, Energy 2000, April 1990, S.93.

65 Neighbourhood Energy Action, 1993, Towards an Energy Efficient Europe, Conference Paper, Januar 1993, Birmingham, England.

66 Danish Energy Agency, 1993, Energy 2000 - follow up, Assumptions and Analyses.

67 Neighbourhood Energy Action, Towards an Energy Efficient Europe, Conference Paper, Januar 1993, Birmingham, England.

68 Vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2.4.

69 Krawinkel, H., 1991, Für eine neue Energiepolitik: Was die Bundesrepublik Deutschland von Dänemark lernen kann.

Förderung der Windenergie gesetzlich festgelegt. Dabei wird den privaten Betreibern von Windmühlen ein Mindeststrompreis für den von ihnen angebotenen Strom garantiert. Dieser Mindestpreis entspricht 85% des örtlichen Strompreises. Zusammen ergeben die Regelungen aus Mai und November 1992 für private Windmühlenbetreiber eine durchschnittliche Subvention in Höhe von 55,13% des durchschnittlichen Strompreises.⁷⁰

3.2.1.4 *Forschung und Entwicklung*

Im Bereich Forschung und Entwicklung werden insbesondere heimische Energiequellen unterstützt, um den Selbstversorgungsgrad mit Energien zu erhöhen. Gleichzeitig zielt die Energieförderung auf die Entwicklung eines Exportmarktes für in der dänischen Energiewirtschaft produzierte Anlagen ab.

Der staatliche Forschungshaushalt für Energie betrug im Jahre 1992 310 Mio. DKr. Damit wurden in diesem Bereich 1992 11,5% mehr investiert als im Vorjahr. Davon entfielen 1992 mit 139 Mio. DKr über 40% des Budgets auf die Förderung erneuerbarer Energien. Für die Förderung von Energieeinsparmaßnahmen wurden 19% des Budgets bereitgestellt.⁷¹

3.2.2 Erdöl

Das politische Interesse an der eigenen Erdölförderung war bis 1972 aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise für Erdöl sehr gering. Erst seit 1972 wird in Dänemark Erdöl gefördert. Da die zweite Ölpreiskrise das politische Interesse an der eigenen Ölförderung stark beeinflusste, löste die Regierung im Jahre 1981 die bis dahin einseitig betriebene Konzessionsvergabe durch ein Lizenzvergabesystem ab. Dabei wird das geförderte Erdöl nur zur Deckung des heimischen Ölverbrauchs herangezogen und nicht exportiert.

Mit der Einführung des Lizenzvergabesystems verlor die Gesellschaft "Dansk Undergrunds Consortium" (D.U.C) ihr alleiniges Förderrecht für Erdölexploration in der

⁷⁰ Europe Environment, No. 395 - October 6, 1992.

⁷¹ International Energy Agency, 1992, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.180.

Nordsee. Stattdessen wurde eine Streuung der nunmehr eingeführten Lizenzen in Verbindung mit einer Mindestfördermenge für jede Gesellschaft eingeführt. Diese Mindestfördermenge muß von den Konzessionsinhabern durch eine Rohrleitung, die von der staatlichen Öl- und Gasgesellschaft "Dansk Olje Og Naturgas" (D.O.N.G.) aufgebaut wurde, an das dänische Festland transportiert werden. Dabei besitzt D.O.N.G. ein alleiniges Transportrecht für Öl und Gas.

Seit diesem staatlichen Eingriff in der Erdölexploration wurden die Ölfördermengen erheblich erhöht. 1991 wurden bereits 80% des dänischen Ölverbrauchs durch die heimische Erdölproduktion gedeckt.⁷² 1993 hat Dänemark mit einem Fördervolumen von 8,3 Mio. t erstmals den Inlandsverbrauch an Erdöl vollständig aus eigenen Quellen gedeckt.⁷³ Auch für die Zukunft erwartet die Regierung eine vollständige Selbstversorgung mit Öl, die durch die Erschließung neuer Ölfelder und die Verwendung neuer Technologien gehalten werden soll. In Anbetracht der heute nachweisbaren dänischen Erdölreserven und des heutigen Standes der Technik wird dieses Fördervolumen in den folgenden zwanzig Jahren fortgesetzt werden können.⁷⁴

3.2.3 Erdgas

Nach der zweiten Ölpreiskrise im Jahre 1979 entschied die Regierung, auch Erdgas aus eigenen Quellen zu fördern. Dabei beschloß sie, die gesamte Erdgasförderung aus der dänischen Nordsee an das dänische Festland zu liefern. Damit steht hier wie beim Erdöl die heimische Versorgung vor dem Export.

Die Versorgung der Industrie und Haushalte mit Erdgas aus der eigenen Förderung startete 1984. Dafür wurde von der im Jahre 1972 gegründeten staatlichen dänischen Öl- und Gasgesellschaft "Dansk Olje Og Naturgas" (D.O.N.G.) ein flächendeckendes Leitungsnetz aufgebaut. Das Gasversorgungsnetz wurde seit 1984 kontinuierlich ausgebaut, so daß Dänemark heute über ein umfangreiches Erdgasversorgungsnetz verfügt, welches mit westeuropäischen und schwedischen Netzwerken zusammenarbeitet.

⁷² International Energy Agency, 1992, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.176-177.

⁷³ Zeitung für Kommunale Wirtschaft, Februar 1994.

⁷⁴ Olsen, O.J., Energiewirtschaft in Dänemark: Entwicklung und Perspektiven, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/1993.

Für die Belieferung der Versorgungsunternehmen ist die staatliche Gesellschaft D.O.N.G., die das Erdgas von der Gesellschaft "Dansk Undergrunds Consortium" (D.U.C.) erwirbt, verantwortlich. Außer den Versorgungsunternehmen werden auch einige Großkunden von D.O.N.G. beliefert. Die Versorgung mit Erdgas auf lokaler Ebene wird durch fünf kommunale Versorgungsunternehmen übernommen.

Die Basis für die Erdgaslieferung zwischen der privaten Gesellschaft D.U.C und der staatlichen Gesellschaft D.O.N.G. bildet ein Vertrag, der eine Lieferung von zunächst 55 Mrd. m³ Erdgas von 1984 bis 2009 vorsieht. Hierin wurde eine jährliche Liefermenge in Höhe von etwa 2,5 Mrd. m³ vereinbart. Diese jährliche Liefermenge wurde seitdem in Verbindung mit der Erschließung neuer Erdgasquellen ständig erhöht, so daß bis 1990 eine jährliche Liefermenge von 4,7 Mrd. m³ erreicht wurde.⁷⁵ Nach dem derzeitigen Wissenstand über Umfang der Reserven und über den Stand der Technik wird eine entsprechend hohe jährliche Fördermenge über die nächsten vierzig Jahren aus dänischen Quellen möglich sein.

3.2.4 Erneuerbare Energiequellen

Die Entwicklung der erneuerbaren Energiequellen in Dänemark stand bereits in den Energieplänen der Jahre 1976 und 1981 im Mittelpunkt. Im Energieplan "Energi 2000" wird die weitere Förderung der erneuerbaren Energiequellen miteinbezogen. Wichtigste erneuerbare Energiequellen sind neben der Windenergie, Abfälle und Biomasse (Stroh, Holzspan).

1990 hat die Kapazität der installierten Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 343 MegaWatt (MW) fast 3% des Stromverbrauchs gedeckt. Bis 1992 konnte die Gesamtleistung auf 670 MW erhöht werden. Die dänische Regierung zielt darauf ab, von 1993 bis zum Jahre 2000 10% des Stromverbrauchs⁷⁶ durch den Einsatz von Windenergie zu decken. Dies soll durch eine jährliche Erhöhung der Gesamtleistung um 80 MW erreicht werden.

⁷⁵ Olsen O.J., "Energiewirtschaft in Dänemark: Entwicklung und Perspektiven", in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/1993, S.76.

⁷⁶ Dabei geht die Regierung von einem um etwa 15% höheren Stromverbrauch im Vergleich zu 1990 aus.

3.2.5 Steinkohle

Der Bedarf an Steinkohle wird in Dänemark ausschließlich durch Importe gedeckt. Aufgrund der in den letzten zwanzig Jahren verfolgten Substitution des in der Stromerzeugung eingesetzten Erdöls durch Steinkohle, beträgt der Steinkohlenimport aus Drittländern mittlerweile 12 Mio. t SKE jährlich.

Diese Steinkohlenimporte werden im Vergleich zum internationalen Kohlenpreis zu sehr günstigen Konditionen auf dem Kohlenspotmarkt abgewickelt. So werden einerseits durch eine Kombination lang- und kurzfristiger Lieferverträge und andererseits durch den Steinkohlentransport auf Kohlenfrachtern der Elsam⁷⁷ Kohlenpreise von durchschnittlich 30 bis 40 DM pro Tonne SKE erreicht.⁷⁸ Der Steinkohlenpreis auf dem Weltmarkt liegt derzeit bei 45 bis 55 US \$ pro Tonne SKE.⁷⁹

3.2.6 Zusammenfassung

In Verbindung mit der Erschließung heimischer Energiequellen hat die dänische Energiewirtschaft eine radikale Veränderung erfahren. So wurde die Energieimportabhängigkeit in dem Zeitraum von 1972 bis 1992 von 98% auf 34% gesenkt und der Energieträgermix umstrukturiert. Gleichzeitig übernahmen staatliche Gesellschaften die Erdöl- und Erdgasproduktion.

Die Energiepolitik zielt seit ihrem ersten Energieplan aus dem Jahre 1976 auf die Steigerung der Energieeffizienz und im erheblichen Umfang auf die Förderung erneuerbarer Energiequellen ab. Gleichzeitig wurden in den letzten fünfzehn Jahren Energieeinsparerfolge durch die Nutzung der Fernwärme und der Förderung von Wärmedämmmaßnahmen erreicht. Dabei werden seit 1977 Energiesteuern erhoben.

⁷⁷ Elsam stellt die Verbundgesellschaft von sieben Kraftwerksgesellschaften auf Jütland und Fünen dar. Diese Gesellschaftsvereinigung "Elsam" übernimmt für die beteiligten Unternehmen den gemeinsamen Einkauf von Brennstoffen (vorwiegend Importkohle) sowie deren Verteilung an die Kraftwerke.

⁷⁸ Siemens AG, "Energieversorgung auf dänisch", in: Standpunkt, 1/1994, S.30-32.

⁷⁹ Vgl. hierzu drittes Kapitel.

So deckt Dänemark seinen Erdöl- und Erdgasbedarf heute nahezu vollständig aus heimischen Quellen. Dagegen stützt sie sich beim Einsatz der Steinkohle auf Importkohle. Die erneuerbaren Energieträger besitzen einen Anteil von 7,4% des Primärenergieverbrauchs und liegen damit weit über den EU-Durchschnitt von etwa 2%.

4. Frankreich

4.1 Energiewirtschaftliche Situation

In 1992 betrug die Energieproduktion in Frankreich 154,9 Mio. t SKE. Der Verbrauch in diesem Jahr lag bei 317,4 Mio. t SKE. Dies entspricht etwa 2,5% des weltweiten Energieverbrauchs. Die Energieträgerbasis des französischen Energieverbrauchs setzt sich wie folgt zusammen: Im Jahre 1992 stützte der Energieverbrauch sich zu 8% auf Kohle, 13% auf Erdgas, 41,4% auf Öl und zu 35,8% auf Kernenergie.

In den letzten 20 Jahren hat sich die Energieträgerbasis in einem bedeutenden Umfang verändert. Dabei ist der Anteil der Kohle von 15% auf 8% zurückgegangen, der Anteil des Erdgases ist von 9% auf 13% gestiegen und der Anteil von Öl ist von 69,1% auf 41,4% zurückgegangen. Der stärkste Anstieg wurde beim Einsatz der Kernenergie in der Stromerzeugung verzeichnet. 1978 betrug der Verbrauch 33 Mio. t SKE und im Jahre 1992 113,7 Mio. t SKE. Dies entspricht einer Steigerung von 344%. Damit ist der relative Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch von 7,3% auf 35,8% gestiegen. Tabelle 9 bietet eine Übersicht über den Primärenergieverbrauch nach Energieträgern.

Tabelle 9: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1973 bis 1992.

Energieträger	1973	1980	1989	1990	1991	1992
Kohle	15,2	15,8	9,4	8,9	9,3	8,1
Erdöl	69,1	56,6	43,1	42,5	41,8	41,4
Erdgas	7,3	10,8	12,0	12,3	12,6	12,8
Kernenergie	7,3	15,2	33,5	34,4	34,4	35,8
Erneuerbare Energiequellen	1,1	1,6	2,0	1,9	1,9	1,9
Gesamtenergiever- brauch in Mio. t SKE		274,1	299,5	306,4	311,2	317,44

Quelle: Ministère de l'Industrie, des Postes et de Télécommunications

4.1.1 Importabhängigkeit

In Anbetracht der Energieproduktion des Jahres 1992 von 154,9 Mio. t SKE und des Verbrauchs von 317,4 Mio. t SKE des gleichen Jahres stellt sich heraus, daß Frankreich einen Selbstversorgungsgrad von etwa 50% hat. Selbst wenn dieser Selbstversorgungsgrad in dem Zeitraum von 1973 bis 1992 von 22,5% auf 49,1% angestiegen ist, bleibt festzuhalten, daß Frankreich relativ wenig eigene Energiequellen besitzt. So wird der Erdölverbrauch nahezu vollständig durch Importe gedeckt, während beim Erdgas eine eigene Förderquote von etwa 10% erreicht wird. Die Importquote für Kohle beträgt etwa 50%. Die Importquote für Uran beträgt 42,8%.

In bezug auf das Uran ist festzuhalten, daß Frankreich über die größten Lagerstätten der Europäischen Union verfügt. Sie befinden sich im Limousin (La Crouzille), im Süden des Morvan (Grury), in den Bois noirs (Lachaux), in der Vendée (l'Escarprière) und im Languedoc (Lodève). Die Reserven werden auf 47 Mio. t geschätzt, wovon jährlich 3000 t gewonnen werden. Daneben importiert Frankreich Uran aus Australien, Gabun und Niger.

Die Verringerung der Importabhängigkeit von Energie ist vor allem durch den verstärkten Ausbau der Kernenergie seit 1973 erreicht worden. Inzwischen werden 80% der gesamten Elektrizitätsproduktion in Form von Kernenergie (70%) und Wasserkraft (10%) gewonnen. Frankreich ist inzwischen auch ein bedeutender Exporteur von Elektrizität.

4.2 Energiepolitik

Seit der ersten Ölpreiskrise im Jahre 1973 hat sich die französische Energiepolitik in einer sehr stabilen Weise entwickelt. Das wichtigste Ziel der Energiepolitik besteht darin, die Selbstversorgung stetig zu erhöhen. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Selbstversorgungsquote.

Tabelle 10: Überblick über die Entwicklung der Selbstversorgungsquote in %

1973	1980	1989	1990	1991	1992*
22,5	27,4	47,2	47,8	47,8	49,1

*) Schätzung

Quelle: Ministère de l'Industrie, des Postes et des Télécommunications

Die Arbeitsgruppe Energieperspektiven beim Generalkommissariat des Plans (Commissariat général du Plan) hat in der Vergangenheit als auch für die Zukunft die drei folgenden Zielvorstellungen formuliert:

1. Weitere Entwicklung der nationalen Energieproduktion insbesondere durch den Ausbau der Kernenergie;
2. Schaffung von Sparmaßnahmen durch die Schaffung einer zentralen Behörde, der Agence française pour la maîtrise de l'énergie⁸⁰. Es wird geschätzt, daß aufgrund dieser seit 1973 ergriffenen Maßnahmen, der Energieverbrauch um 17% reduziert werden konnte;
3. Diversifizierung der Importe sowohl nach Energieträger als auch nach Herkunftsländer.

4.2.1 Kohle

Durch ein Gesetz vom 17. Mai 1946 wurden die privaten Gesellschaften des Kohlenbergbaus verstaatlicht und in die Charbonnages de France (CDF)⁸¹ eingebracht. Durch dieses Gesetz wurde auch der Import von Kohle einem staatlichen Monopol, der Association technique d'importation charbonnière (ATIC), zugewiesen.⁸² ATICs Aufgabe besteht im Abschluß von Langzeitverträgen zu stabilen Konditionen.

Zur Zeit wird Kohle in der Lorraine und im Centre-midi gefördert. 17.000 Bergarbeiter liefern eine Jahresproduktion von etwa 9 Mio. t SKE. Der Selbstversorgungsgrad mit Kohle wird sich in der Zukunft weiter vermindern. 1978 betrug er 80%, 1990 60%, 1992 50% und bis zum Jahre 2005 wird er auf 0% absinken. Trotz dieser abnehmenden Tendenz bleibt die gesamte Importkohlenmenge mit 20-25 Mio. t SKE relativ konstant. Diese Entwicklung ist die Folge des verstärkten Einsatzes von Kernenergie.

⁸⁰ Seit dem 1. Januar 1992 ist diese Behörde zusammen mit der zentralen Abfallbehörde und dem Amt für Luftreinhaltung in eine neue Behörde zusammengelegt worden. Es handelt sich um l'Agence pour l'environnement et la maîtrise de l'énergie (Ademe). Damit wird betont, daß umweltpolitische Aspekte in die Energiepolitik integriert werden sollen.

⁸¹ Loi du 17 mai 1946 portant création des Charbonnages de France.

⁸² Mit Gründung der EGKS wurde dieses Monopol auf Importe aus Drittstaaten beschränkt.

Unter dem Druck der Europäischen Gemeinschaften, insbesondere der Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS), hat Frankreich damit begonnen, seinen Kohlenbergbau zu restrukturieren. Das kurzfristige Ziel bestand darin, die Förderung von Kohle auf die wirtschaftlichen Lagerstätten zu beschränken, und somit die Zuschüsse entsprechend abzubauen.

Trotz bedeutender Zunahmen der Produktivität, die durch diese Restrukturierung erzielt wurden, haben die durchschnittlichen Förderkosten weiterhin zugenommen. 1990 betragen diese Kosten 484 FF je t SKE, 1992 lagen sie schon bei 526 FF je t SKE. Ein erheblicher Teil dieser Kosten besteht aus Auslagen für die Schuldentilgung der CDF und aus Rückstellungen für die Finanzierung von Sozialplänen. Pro Tonne Kohle werden somit 210 FF für die Schuldentilgung und 120 FF für die Rückstellungen berechnet. Weil CDF seine Kohle zu Weltmarktpreisen anbieten muß, ist die Gesellschaft ohne staatliche Zuschüsse nicht überlebensfähig. Letztere betragen jährlich etwa 7 Mio. FF. Dennoch ist CDF mittelfristig und langfristig hoch verschuldet. 1992 betragen die Verbindlichkeiten 24 Mio. FF. Das endgültige Ziel der Kohlepolitik besteht darin, die Förderung ab 2005 einzustellen.

Die flankierenden Maßnahmen der Kohlepolitik sind teuer. Dabei verfolgt die Regierung folgende Ziele:

- frühzeitige Stilllegung unrentabler Förderstätten und Durchführung von Sozialplänen für ältere Arbeitnehmer bzw. Weiterbildung von jungen Arbeitnehmern. Dabei hat Electricité de France (EDF) die Verpflichtung übernommen, jährlich 200 Beschäftigte des Kohlenbergbaus zu übernehmen;
- Restrukturierung der Bergbaugebiete: Dazu sind zwei Finanzierungsgesellschaften gegründet worden. Es handelt sich um Sofirem (Société financière pour favoriser l'industrialisation der régions minières) und Finorpa (Financière du Nord-Pas de Calais), die von den Charbonnages de France (CDF) gegründet wurden. Beide Gesellschaften haben die Aufgabe, durch Beteiligungen und Kreditvergabe, insbesondere zugunsten von mittelständischen Unternehmen neue Arbeitsplätze zu schaffen. Die Finanzierung dieser Gesellschaften erfolgt durch einen Sonderfonds des Industrieministeriums und hat neben der wirtschaftlichen Umstrukturierung auch eine umweltpolitische Bedeutung (Altlastensanierung).

4.2.2 Erdgas

4.2.2.1 Struktur der Gaswirtschaft

Durch ein Gesetz vom 8. April 1946 wurde eine nationale Struktur für die Gaswirtschaft vorgegeben. Sie beinhaltet die Gründung des staatlichen Unternehmens Gaz de France (GDF), das die drei Ebenen der Gaswirtschaft in einem integrierten System betreibt. Gaz de France ist somit an der Förderung und Beschaffung, dem Ferntransport und der Verteilung beteiligt.

Dennoch hat GDF kein Monopol, weil die Erdölunternehmen (Shell, Elf und Total) und eine unabhängige Verteilungsgesellschaft Primagaz auch in der Gaswirtschaft tätig sind. Diese Gesellschaften vertreiben insbesondere Propan und Butan.

4.2.2.2 Import, Ferntransport und Verteilung

Der relative Anteil des Gasverbrauchs ist von 3,5% im Jahre 1960 auf 12% im Jahre 1992 gestiegen. Dabei ist der Verbrauch von Gas aus Kohle und aus Hochöfen inzwischen bedeutungslos. Gegenwärtig wird Erdgas und Flüssiggas vertrieben. Die nationalen Lagerstätten decken nur 9% des Verbrauchs ab. Sie befinden sich zu 95% in Lacq und Meillon in der région de Pau und werden von der Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (SNPA), einem Tochterunternehmen der Elf-Gruppe, bewirtschaftet. Daneben gibt es bescheidene Vorräte in Trois-Fontaines in der Nähe von Bar-le-Duc, die von Coparex, einer Tochtergesellschaft von Paribas, bewirtschaftet werden.

Dementsprechend werden über 90% des Verbrauchs von vier ausländischen Gesellschaften nach Frankreich exportiert:

- Gasprom: Erdgas aus Russland und Turkmenien (32%);
- Sonatrach: Erdgas aus Algerien (27%);
- Gasunie: Erdgas aus den Niederlanden (14%);
- GFU: Erdgas aus Norwegen (18%).

Nach dem Gesetz von 1946 verfügt Gaz de France über ein nationales Importmonopol. In diesem Rahmen besteht das Ziel von Gaz de France darin, mit den Exportgesellschaften langfristige Verträge (20-30 Jahre) über erhebliche Mengen abzuschließen.

Im Bereich des Ferntransports hat Gaz de France kein Monopol. Nach dem Gesetz von 1946 ist der Ferntransport durch die Vergabe von staatlichen Konzessionen zu sichern. Dabei muß die staatliche Beteiligung an konzessionierten Gesellschaften mindestens 30% betragen.⁸³ In diesem Rahmen wird ein Teil des Ferntransports von der Gesellschaft CFM abgewickelt, an der GDF mit 50% und Elf und Total mit 40% bzw. 10% beteiligt sind.

Seit dem Gesetz von 1946 ist die Verteilung verstaatlicht. Der Betrieb wird an staatliche Verteilungsgesellschaften der GDF (Gaz de France, Service de distribution) übertragen. Die Verteilung wird als eine sogenannte lokale öffentliche Dienstleistung unter der Aufsicht der lokalen Behörden definiert. Diese lokalen Behörden (Gemeinden, communes, Zweckverbände, syndicats de commune) vergeben Konzessionen, wobei nach dem Gesetz von 1946 GDF eine Konzession übertragen werden muß (concessionnaire obligé). Den lokalen Behörden bleibt lediglich die Festlegung der Lastenhefte.

Das Gesetz sieht allerdings Ausnahmemöglichkeiten vor, indem Regiebetriebe und gemischtwirtschaftliche Gesellschaften sich an der Verteilung beteiligen können. Dabei muß sich das Kapital dieser Gesellschaften mehrheitlich im staatlichen Besitz befinden. Zur Zeit gibt es 13 Gesellschaften dieser Art, die zusammen 4% des Marktes bedienen.

4.2.2.3 Die Gaswirtschaft im Binnenmarkt

Die Integration der Gaswirtschaft in den Binnenmarkt erfordert eine Reihe von Strukturveränderungen. Dazu gehören, in bezug auf GDF, der Abbau des Importmonopols, die Sicherstellung des Zugangs Dritter zu den Netzen und das unbundling. Zur Klärung dieser Fragen hat Wirtschaftsminister Gérard Longuet im Juni 1993 dem Generaldirektor für Energie und Rohstoffe des Wirtschaftsministeriums Claude Mandil einen Auftrag erteilt, die Reform der Gas- und Elektrizitätswirtschaft einzuleiten. Der sogenannte rapport Mandil wurde am 25. November 1993 der

⁸³ Clause dite de propriété publique partielle.

Assemblée nationale vorgelegt, und ist somit eine Unterlage für die im Jahre 1994 vorgesehene große Debatte über die Energiewirtschaft. Die Ergebnisse des rapport Mandil können folgendermaßen zusammengefaßt werden:

- Das Importmonopol wird ersetzt durch ein Verfahren der Importgenehmigung zugunsten von zwei Kategorien von Unternehmen: Einerseits den großen Netzbetreibern (GDF) und andererseits den großen industriellen Verbrauchern. Die Erteilung von Genehmigungen würde von folgenden Auflagen abhängen, die in entsprechenden Lastenheften zu spezifizieren wären:
 - a Die Importverträge müssten über einen Zeitraum vom mindestens 15 Jahre für die Netzbetreiber und mindestens 7 Jahre für die industriellen Verbraucher abgeschlossen werden;
 - b Die Importeure müssten zur strategischen Versorgungssicherheit beitragen. Dazu wären nachzuweisen: eigene Vorratshaltung, finanzielle Beteiligungen an der Vorratshaltung oder die Sicherstellung ununterbrochener Lieferungen.

4.2.2.4 Zukunft der Erdgaspolitik

Im Rahmen der Arbeiten für den zehnten Plan wurde festgestellt, daß die Weltnachfrage nach Erdgas künftig zunehmen wird.⁸⁴ Dafür werden zwei wichtige Gründe erwähnt. Einerseits ist das Erdgas eine saubere Energieart, andererseits sind die Erdgasvorkommen weltweit geographisch besser verteilt als die des Erdöls. Darüber hinaus ermöglichen sie einen Jahresverbrauch über die zweifache Zeitperiode im Vergleich zum Erdöl.

Gegen diesen Hintergrund entwickelt sich die Erdgaspolitik Frankreichs nach folgenden beiden Grundsätzen:

- Beteiligung der heimischen Energieunternehmen an Projekten in bezug auf die Förderung und des Transportes von Erdgas: Beispiele umfassen die Beteiligung von Gaz de France am Ausbau der Erdgasleitung in Maghreb, die Beteiligung von Elf Aquitaine an Explorationen, die Beteiligung von Total, Elf und Technip bei der

⁸⁴ Rapport de l'atelier "Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2000". Commissariat général du Plan. Documentation française. 199a, Paris .

Erschließung der großen Lagerstätten des North Field in Qatar und schließlich die Beteiligung diverser französischer Unternehmen an Vorhaben in Großbritannien und Deutschland;

- Ausbau der technischen Entwicklung, insbesondere auf dem Gebiet der Wärmekraftkoppelung und Verbesserung der Transparenz der Verkaufspolitik insbesondere auf dem Gebiet der Tarifgestaltung. Der Verkaufspreis von GDF kann in folgende Bestandteile zerlegt werden: Vergütung der Importeure, Ferntransport, Lagerung, Regional- und Lokaltransport und Verteilungskosten. Bei der Kalkulation der Preise werden für bestimmte Bestandteile Durchschnittskosten ermittelt, während für andere Bereiche die tatsächlichen Kosten zugrunde gelegt werden. Ersteres Verfahren gilt für den Import, den Ferntransport und die Lagerung. Das zweite Verfahren gilt für die regionalen Transporte und die regionale Verteilung. Auf diese Weise können Preisschwankungen für die Kunden innerhalb von bestimmten Grenzen gehalten werden. Für Industriekunden betragen diese Schwankungen über das gesamte Netz höchstens 25%, für die Haushalte wird durch diese Kostenkalkulation die Möglichkeit geschaffen, sechs Tarifklassen zu bilden, die sich nach den Bestandteilen, für die tatsächliche Kosten zugrunde gelegt werden, unterscheiden.

4.2.3 Ölpolitik

Für den Zeitraum von 70 Jahren (bis zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes) wurde die Erdölwirtschaft durch das Gesetz vom 30. März 1928 reguliert. Durch dieses Gesetz allgemein als "charte du pétrole" bezeichnet, wurde der Import von Rohöl bzw. Erdölerzeugnissen einer Genehmigung des Handels- und Industrieministeriums (Ministre du Commerce et de l'Industrie) unterworfen. Auf diese Weise konnte sowohl die Versorgung als auch die nationale Kapazitätsauslastung gesichert werden.

In seiner letzten Form wurde zwischen zwei Arten der Genehmigung unterschieden: der sogenannten A 10-Genehmigung und der sogenannten A 5-Genehmigung. Die erste Genehmigungsart betraf den Import von Rohöl für verarbeitende Unternehmen und wurde für die Dauer von höchstens 10 Jahre vergeben. Die zweite Art betraf die Wiederverkäufer und wurde für einen Zeitraum von höchstens fünf Jahren vergeben. Die Genehmigung war an eine Reihe von Verpflichtungen gebunden:

- Bildung von strategischen Vorräten;
- Benachrichtigung der zuständigen Behörden;

- Technische Auflagen bezüglich der Sicherheit und des Betriebs von Anlagen und der Beschaffenheit von Erdölzeugnissen;
- Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Dieses Gesetz bildete die Grundlage für die Entwicklung einer tatkräftigen Raffinerieindustrie, die insbesondere die Erdölreserven der ehemaligen Kolonien für den Einsatz in Frankreich erschlossen hat.⁸⁵ Dabei hat der Staat mit der Gründung der beiden nationalen Unternehmen Elf (Essence et lubrifiants de France) und Total einen wesentlichen Beitrag für den Aufbau dieses Wirtschaftszweiges geleistet. Beide Gesellschaften haben ihre Raffineriebasis als eine Grundlage für den Ausbau einer umfangreichen nachgelagerten petrochemischen Produktion eingesetzt.

Insbesondere konnte über die Erteilung von Genehmigungen sichergestellt werden, daß inländische Raffineriekapazitäten ausgelastet und vor Importen von Erdölzeugnissen aus anderen Staaten geschützt wurden. Diese Regelung gilt auch für die privaten erdölverarbeitenden Unternehmen. Durch diese Politik verfügt Frankreich weltweit (nach den Vereinigten Staaten) über die zweitgrößte Erdöl- und petrochemische Industrie. Dieser Wirtschaftszweig umfaßt über 40 000 Arbeitsplätze und erzielte 1992 einen Jahresumsatz von 44 Mia. FF. Davon entfielen etwa 80 % auf das Ausland.

Tabelle 11: Evolution der Erdölimporte nach geographischen Hauptbezugsquellen in %

	1973	1990
Saudi-Arabien	22,5	20,0
Irak	14,0	4,0
Abu Dhabi-Oman	12,0	2,0
Kuweit	11,5	3,0
Iran, Qatar, Syrien	8,0	12,0
Nigeria	9,0	14,0
Großbritannien, Norwegen	0,0	14,0

Als Reaktion auf die erste Ölpreiskrise hat Frankreich seine Erdölpolitik entscheidend geändert. Dabei wurde eine Diversifizierung der Bezugsquellen angestrebt, insbesondere durch eine Verlagerung der Importe von den OPEC-Staaten hinzu den Nordseestaaten. Seit 1985 bleiben die jährlichen Erdöleinfuhren auf einem Niveau von etwa 70 Mio. t

⁸⁵ So wurde Elf ursprünglich damit beauftragt, Erdöl aus Algerien zu raffinieren und zu vertreiben.

konstant. Tabelle 11 zeigt Evolution der Erdölimporte nach geographischen Bezugsquellen.

Die heimischen Ölreserven werden auf 400 Mio. t geschätzt. Im Jahre 1992 betrug die Produktion etwas mehr als 3 Mio. t und entspricht damit 3% des Erdölverbrauchs. Neue Erschließungen werden in der Hauptsache vom technischen Fortschritt bei der Exploration und von steuerlichen Regelungen bestimmt. Gegenwärtig ist die fiskalische Begünstigung der Exploration in Anbetracht der niedrigen Ölpreise von besonderer Bedeutung. Im Staatshaushalt für 1994 wurden deshalb erste Maßnahmen zur Verringerung der steuerlichen Belastung der Explorationen auf hoher See festgelegt. Es handelt sich dabei um die Reform der Erhebung von Sondersteuern auf die Erdölförderung, welche 1980 eingeführt worden waren. Vorgesehen ist, daß Lagerstätten, die in den kommenden zwei Jahren in Betrieb genommen werden von dieser Sondersteuer befreit werden. Für 1994 wird der Staat schätzungsweise auf 78 Mio. FF verzichten.

Durch die Vollendung des Binnenmarkts wird eine eingreifende Änderung der Erdölwirtschaft stattfinden. Die Regierung hat dementsprechend am 31. Dezember 1992 ein Gesetz verabschiedet: Loi no. 92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier.

Die wesentliche Veränderung besteht in der Aufhebung der Importgenehmigungen für Rohöl oder Erdölerzeugnisse und in der freien Preisgestaltung für Erdölerzeugnisse. Diese Liberalisierung schließt insbesondere den Import von Erdölerzeugnissen ein und befreit damit den inländischen Handel von der Pflicht zur Beschaffung von Erdölerzeugnissen bei inländischen Raffinerien.

Dennoch bleiben einige Bedingungen aufrecht erhalten.

- Sicherstellung der strategischen Lagerhaltung für Erdöl und Erdölerzeugnisse. Dazu soll ein Ausschuß der Wirtschaft (comité professionnel) gebildet werden, dessen Aufgabe im Aufbau und Unterhalt von strategischen Lagerbeständen für Dritte bestehen wird.⁸⁶

⁸⁶ Die Beiträge zur Finanzierung werden von den Unternehmen der Erdölwirtschaft je nach Fiskalstatut bestimmt. Darüber hinaus ist eine Zusammenarbeit mit der (SAGESS) Société constituée des professionnels du secteur pétrolier beabsichtigt. Diese Gesellschaft wurde 1987 von der Erdölwirtschaft gegründet.

- Sicherstellung einer Erdölflotte unter französischer Flagge; die Raffineriebetriebe müssen dazu entweder über Besitzverhältnisse oder langfristige Befrachtungsverträge eine Mindestkapazität unter französischer Flagge sicherstellen;
- Information der zuständigen Behörden damit die Versorgungssicherheit gewährleistet ist;
- Benachrichtigung der zuständigen Behörden in bezug auf Pläne für den Bau, die Übernahme oder Schließung von Raffinerien, wobei den Behörden eine Frist von sechs Monaten zugestanden wird, sich solchen Plänen zu widersetzen.

Eine weitere Veränderung der gegenwärtigen Regulierungen der Erdölwirtschaft betrifft die Genehmigung von Explorationen und Förderung von Lagerstätten. Dazu befindet sich ein Gesetzesentwurf zur Angleichung der Vergabebedingungen an den Konditionen des Europäischen Rechts über die Ausschreibung in der Diskussion.⁸⁷

Frankreich verfügt über eine beträchtliche Erdölraffineriekapazität. Dazu hat der Staat die beiden nationalen Unternehmen Elf (Essence et lubrifiants de France) und Total aufgebaut. Beide Gesellschaften haben ihre Raffineriebasis als eine Grundlage für den Ausbau einer umfangreichen nachgelagerten petrochemischen Produktion eingesetzt. Zusammen mit den privaten Erdölverarbeitungsgesellschaften hat Frankreich weltweit die zweitgrößte Erdöl- und petrochemische Industrie. Dieser Wirtschaftszweig umfaßt über 40.000 Arbeitsplätze und erzielte 1992 einen Jahresumsatz von 44 Mio. FF. Davon entfielen etwa 80 % auf das Ausland.

4.2.4 Kernenergie

Frankreich hat als einziger Mitgliedstaat der Europäischen Union konsequent am Ausbau seiner Kernenergie festgehalten. 1991 betrug der Beitrag der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung 73%. (Die übrigen Anteile betragen 17% für die Wasserkraft, 7% für die Kohle und 4% für das Erdöl). Die gesamte installierte Kapazität ist in einem Unternehmen (Electricité de France - EDF) untergebracht. EDF verfügt über ein

⁸⁷ Gemeint ist die Richtlinie 90/531/EWG betreffend der Auftragsvergabe im Bereich der Wasser-Energie- und Verkehrsversorgung sowie im Telekommunikationssektor.

staatliches Monopol (für die Erzeugung, den Ferntransport und die Verteilung) und hat als Aufgabe, die Energiepolitik der Regierung mitzugestalten.

Wesentliche Elemente dieser Energiepolitik bestehen in der Versorgungssicherheit und der Kundenbelieferung mit preiswerten Strom. In bezug auf die Versorgungssicherheit ist festzuhalten, daß Frankreich nur einen Teil seines Uranbedarfs durch inländische Förderung abdeckt. Diese Politik ist kostenbedingt. EDF geht davon aus, daß die Welturanvorräte beim jetzigen Stand der Technik für mehrere Jahrzehnte ausreichen. Unter Einbezug des Abbaus der derzeit unwirtschaftlichen Lagerstätten, ist der Uranbedarf für mehrere Jahrhunderte gedeckt. EDF geht im übrigen davon aus, daß die Brennstoffkosten auch künftig einen sehr geringen Anteil an den Gesamterzeugungskosten haben werden.

In bezug auf die Herstellungskosten ist Elektrizität aus Kernenergie im Grundlastbetrieb preiswert. Nach Angaben von EDF betrugen 1992 die Gesamtdurchschnittskosten der Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie etwa 0,24 FF - 0,25 FF pro kWh (Grundlastbetrieb). Für Kohlekraftwerke wurden Durchschnittskosten in Höhe von 0,32 FF (Wirbelschichtverfahren, 250 MWe), für Erdgas 0,34 FF (Gas- und Dampfverfahren) und für Erdöl 0,69 FF (mit Entschwefelung und Entstickung) errechnet.⁸⁸

Zwei wesentliche Aspekte der Kostenkalkulation betreffen einerseits die Forschungs- und Entwicklungskosten und andererseits die Kosten für künftige Anforderungen im Bereich der Sicherheit und der Entsorgung. Es ist davon auszugehen, daß eine Abschreibung der (historischen) Forschungs- und Entwicklungskosten nicht im Rahmen der Kostenkalkulation von EDF stattfindet. Diese Kosten wurden in der Vergangenheit vom Staat, insbesondere vom Verteidigungshaushalt, übernommen.⁸⁹

Für die Kosten bezüglich künftiger Anforderungen im Bereich der Sicherheit und der Entsorgung muß EDF selbst aufkommen. Dabei handelt es sich um überschaubare Faktoren, wie die steigenden Anforderungen an die Sicherheit. In diesem Kontext verzeichnet EDF seit 1983 eine jährliche Kostensteigerung in der Elektrizitätserzeugung.

88 Christian Stoffaës: *Énergie nucléaire, économie, écologie*, in: Commissariat général du Plan: *L'économie face à l'écologie*, Paris, Éditions la Découverte, 1993, S. 211-244.

89 Das staatliche Forschungs- und Entwicklungsbudget für den Energiesektor bestand zu 80 % aus Aufwendungen für die Kernenergie. Darüber hinaus wurden EDF vom Kapitalmarkt (teilweise über das staatliche Bankenwesen) Darlehen zu günstigen Konditionen angeboten. Die Schulden von EDF werden größtenteils durch staatliche Bürgschaften gedeckt. Siehe Alain Lipietz und Pierre Radanne: *Énergie, élargir les marges de liberté*, in: Commissariat général du Plan: *L'économie face à l'écologie*, Paris, Editions la Découverte, 1993., S. 246-259

von etwa 6%.⁹⁰ In bezug auf die Kosten der Entsorgung ("Decommissioning") von Kraftwerken können keine zuverlässigen Angaben gemacht werden. Diese Kosten werden von EDF auf 15 % der Baukosten geschätzt.⁹¹

Auch die Kosten der Entsorgung von nuklearen Abfällen müssen von EDF getragen werden. EDF geht dabei von folgenden Mengen aus (bezogen auf einen Reaktor von 1000 MWe):

- schwachradioaktive Abfälle: 200 m³ (déchets de type A) - (ohne Aufbereitung);
- mittelradioaktive Abfälle: 1 m³ bzw. 2 t (déchets de type B) - (mit bzw. nach Aufbereitung);
- hochradioaktive Abfälle: 0,1 t (déchets de Type C) - (nach Aufbereitung).

Hinzu kommen etwa 20 t Uran mit geringer Konzentration (von 3% auf 0,9%) und 200 kg Plutonium, die im Prinzip verwertbar sind.⁹²

Im Ergebnis zeigt sich, daß der Kapitalwert eines Kernkraftwerkes bzw. eines Verbundnetzes von Kernkraftwerken schwer zu ermitteln ist, wenn Kosten, die nach der Betriebszeit anfallen, einkalkuliert werden müssen. Für EDF besteht die Aufgabe darin, diese Kosten zu ermitteln und sie in der Tarifpolitik zu berücksichtigen. Gleichwohl entsteht dabei die Frage nach der Ermittlung des geeigneten Diskontsatzes. Betrachtet man die besonders langen Zeiträume, die für die Entsorgung kalkuliert werden müssen, tendiert der Gegenwartswert dieser künftigen Kosten gegen null. Dieses Dilemma trägt dazu bei, daß der Kapitalwert eines Kernkraftwerkes nur annähernd geschätzt werden kann.

90 Zwischen 1983 und 1991 betrug die jährliche Kostensteigerung 5,4 % für die 900 MWe-Reaktoren. Für den Zeitraum zwischen 1987 und 1991 betrug die jährliche Kostensteigerung 6,1 % für die 1300 MWe-Reaktoren.

91 In Deutschland und den Vereinigten Staaten rechnet man mit Entsorgungskosten in Höhe von bis zu 100 % der Baukosten.

92 Frankreich hatte von Anfang an die Absicht, im Bereich der Kernenergie einen geschlossenen Brennstoffkreislauf zu fahren. Dazu wurde die Technologie des schnellen Brütters entwickelt. Die bisher einzige Anlage (Superphénix in Creys-Malville) wurde am 3. Juli 1990 wegen eines Natriumaustritts stillgelegt. Diese Stilllegung erfolgte nach einer vorherigen Stilllegung, die am 31. Mai 1990 beendet wurde. Die Anlage war somit vom 8. Juni 1990 bis 3. Juli 1990 ans Netz gekoppelt. Infolge der über zwei Jahre andauernden Stilllegung mußte das Genehmigungsverfahren wiederholt werden. Siehe Claude Birraux: Rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, Chapitre III: Le dossier Superphénix, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Paris, 1994.

4.2.5 Zusammenfassung

Das wichtigste Ziel der französischen Energiepolitik besteht darin, die Selbstversorgung mit Energie stetig zu erhöhen. Dieses Ziel soll auch in der Zukunft neben Energiesparmaßnahmen und der Diversifizierung der Energiebezugsquellen weiter verfolgt werden.

Der Kohlenbergbau, der seit 1946 staatlich organisiert ist, ist aufgrund des enormen Subventionsbedarfs durch einen drastischen Kapazitätsabbau gekennzeichnet. Bis zum Jahr 2005 will die Regierung die Förderkapazitäten vollständig abbauen und nur noch Importkohle aus Drittländern beziehen. Dabei besteht ein staatliches Importmonopol. Auch die Erdgasimporte werden durch eine staatliche Gesellschaft abgewickelt. Der Gastransport wird durch die Vergabe von staatlichen Konzessionen geregelt und muß nur beschränkt durch staatliche Gesellschaften durchgeführt werden. Die Verteilung auf regionaler Ebene ist dagegen seit 1946 verstaatlicht. Um die französische Gaswirtschaft in den Binnenmarkt zu integrieren sind einige Strukturveränderungen wie der Abbau des Importmonopols geplant. Gleichzeitig soll die Erdgaswirtschaft ausgebaut werden, da die Regierung von einem starken Anstieg der Erdgasnachfrage ausgeht.

Frankreich hat als einziger Mitgliedstaat der europäischen Union konsequent am Ausbau seiner Kernenergie festgehalten. 1991 betrug der Beitrag der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung 73%. Der Einsatz der Kernenergie zielt darauf ab, insbesondere preiswerten Strom zur Verfügung zu stellen. Dabei deckt Frankreich nur einen Teil seines Uranbedarfs durch inländische Förderung ab.

5. Großbritannien

5.1 Energiewirtschaftliche Situation

Großbritannien besitzt aufgrund der in den vergangenen zwanzig Jahren erschlossenen heimischen Energiequellen eine nahezu vollständige Energieselbstversorgung. Während 1973 noch 50% des Energieverbrauchs durch Energieimporte gedeckt wurde, beträgt der Importanteil derzeit noch knapp 3% des Energieverbrauchs.⁹³

Die bis heute erschlossenen Erdgas- und Erdölvorräte weisen jedoch nur geringe Reichweite auf.⁹⁴ Nach heutigem Stand der Technik werden bei der derzeitigen Fördermenge die Erdölvorräte in etwa 4 Jahren und die Erdgasvorräte in circa 8 Jahren erschöpft sein.⁹⁵ Nach Angaben des britischen Energieministeriums (Department of Energy) befinden sich in der britischen Nordsee weitere Erdgas- und Erdölreserven. Allerdings ist deren wirtschaftliche Erschließung und Exploration nur bei einem in Vergleich zu heute höheren Energiepreisniveau möglich.

Unter Einbezug wirtschaftlicher Aspekte gelten derzeit nur 3 Mrd. t der über 300 Mrd. t Steinkohlenvorräte als gewinnbar. Diese 3 Mrd. t Steinkohlen besitzen nach dem heutigen Stand der Technik und bei derzeitigem Fördervolumen eine Reichdauer von etwa 35 Jahren. Somit könnte eine erheblich längere Reichdauer bei sinkenden Förderkosten oder steigenden Preisen erreicht werden. Nach Einschätzung von British Coal könnten die Förderkosten in den kommenden Jahren bei einer Veränderung der Bergbautechnik und der Gewinnungspraktiken um 27% reduziert werden.⁹⁶

93 Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energieversorgung in der Europäischen Gemeinschaft.

94 Die Reichweite der weltweiten Erdöl- bzw. Erdgasvorräte wird nach heutigem Stand der Technik und bei gegenwärtiger Fördermenge auf 41 bzw. 62 Jahre geschätzt. Für die Kohle beträgt diese Reichweite ungefähr 233 Jahre.

95 Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energiedaten 92/93.

96 European Parliament, 1993, The Situation of the Coal Mining Industry in the European Community, Working Papers.

Wie Tabelle 12 verdeutlicht, wurde der Energieverbrauch 1991 zu fast 38% durch Erdöl gedeckt. Insgesamt wurden 1991 in 46 Offshore und 19 Onshore Ölfeldern 93,8 Mio. t Erdöl gefördert.⁹⁷ Derzeit gilt Großbritannien als der neuntgrößte Erdölproduzent der Welt. Zudem ist Großbritannien seit 1985 Nettoölexporteur.⁹⁸

Tabelle 12: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1980 bis 1991 in %

Energieträger	1980	1989	1990	1991	1980/91
Kohle	35,0	30,7	30,4	29,5	-8,4
Erdöl	39,7	38,5	38,6	37,9	+3,5
Erdgas	19,9	21,6	22,3	23,4	+27,6
Kernenergie	5,2	8,3	7,8	8,0	+66,1
Sonstige	0,2	0,9	0,9	1,2	+654,9
Gesamtverbrauch in Mio. t SKE.	285,6	302,6	302,2	309,9	+8,5

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft, 1993 und eigene Berechnungen.

Der Steinkohlenanteil am gesamten Energieverbrauch betrug 1991 knapp 30%. Der Anteil der Steinkohle sank im Zeitraum von 1980 bis 1991 um über 8%. Dabei wurde die Kohle insbesondere in der Stromerzeugung durch den Einsatz von Gas verdrängt. Der Gasanteil am Energieverbrauch wurde im gleichen Zeitraum um fast 28% erhöht. Dabei stützte sich der Erdgasverbrauch zu 78% auf die heimische Produktion und zu 22% auf Importe. Die Erdgasimporte stammen vorwiegend aus Norwegen und in kleineren Mengen aus Algerien.

Der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch stieg im Zeitraum von 1980 bis 1991 um 66%. 1991 standen 31 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 14.630 MW zur Verfügung. Der Einsatz erneuerbarer Energien ist in Großbritannien noch unbedeutend. Jedoch will die Regierung in der Zukunft einen höheren Anteil erneuerbarer Energien in der Energieversorgung einsetzen.

⁹⁷ International Energy Agency, 1993, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.443.

⁹⁸ Foreign & Commonwealth Office, 1992, Die Britische Wirtschaft.

5.2 Energiepolitik

Die Energiepolitik in Großbritannien ist einerseits durch Privatisierungen des Energiesektors und andererseits durch Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz bzw. Energieeinsparung gekennzeichnet.

In dem 1983 gegründeten "Energy Efficiency Office" (EEO), das als Unterabteilung des Energieministeriums (Department of Energy) eingerichtet wurde, werden verschiedene Energiesparmaßnahmen verfolgt. So finanzierte das EEO in dem Zeitraum von 1983 bis 1989 mit einem Budget von 130 Mio. £ die Weiterentwicklung von Energietechniken und die Verbesserung der Wärmedämmung in öffentlichen Gebäuden.

Am 1. Januar 1991 wurde das "Home Energy Efficiency Scheme" (HEES) gegründet. Dieses Programm unterstützt einkommensschwache Haushalte bei der Durchführung von Wärmedämmmaßnahmen.⁹⁹ Mit den Mitteln dieses Programms in Höhe von insgesamt 37,5 Mio. £ werden derzeit jährlich über 240.000 Haushalte unterstützt.

Im Sommer 1992 gründete die britische Regierung in Zusammenarbeit mit British Gas und der Elektrizitätswirtschaft den "Energy Saving Trust". Ziel dieses Fonds ist die Unterstützung von Projekten, die auf eine Verbesserung der Effizienz des Strom- und Gaseinsatzes gerichtet sind. Der "Energy Saving Trust" soll nach Meinung der Regierung durch einen Aufschlag auf die Strom- und Gasrechnungen der Verbraucher finanziert werden.¹⁰⁰ Dieses Vorhaben wird jedoch derzeit von OFGAS, die in der Gaswirtschaft die Preisaufsicht führt, nicht akzeptiert. Während im Oktober 1992 das britische Umweltministerium (Department of the Environment) davon ausging, daß der Fond 1992 Investitionen in Höhe von 6 Mio. £ unterstützen würde, entsprach das Fördervolumen 1992 tatsächlich nur 2 Mio. £.¹⁰¹

Zur Forcierung von Energieeinsparungen wird ab April 1994 in Großbritannien eine MWSt auf den privaten Energieverbrauch in Höhe von 8% erhoben. Diese Steuer soll bis April 1995 auf 17,5% angehoben werden. Die in der Industrie eingesetzte Energie ist bereits mit einer MWSt belastet. Die Regierung erwartet aus der Besteuerung des privaten Energieverbrauchs für 1995 ein Steueraufkommen in Höhe von 950 Mio. £. Im

⁹⁹ Neighbourhood Energy Action, EnergyAction, 1/1994.

¹⁰⁰ Financial Times, 26./27.02.1994.

¹⁰¹ End Report 218, 3/1993, Green Budget and coal review: helping or hindering emissions reductions?, S.13-15.

Jahre 1996 rechnet sie mit einem Steueraufkommen in Höhe von 2,3 Mrd. £ bzw. in 1997 in Höhe von 3 Mrd. £.¹⁰²

5.2.1 Kohle

Im Oktober 1992 verkündete die noch staatliche Gesellschaft "British Coal Corporation" (British Coal), daß 31 der noch 50 Steinkohlenbergwerke innerhalb weniger Monate geschlossen werden würden. Damit ist ein Arbeitsplatzabbau von 30.000 Stellen verbunden.¹⁰³ Hintergrund dieses Vorhabens ist die rückläufige Kohlenliefermenge an die größten Stromerzeuger Englands und Wales, deren Privatisierung Ende 1990 abgeschlossen wurde. Vor der Privatisierung der britischen Elektrizitätswirtschaft wurden mit einer Steinkohlenmenge von etwa 80 Mio. t jährlich 80 % der britischen Kohlenfördermenge in der Stromerzeugung eingesetzt (Vgl. Abschnitt 2.4.2). Die Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft verursachte einen Substitutionswettbewerb ("dash to gas") zwischen Gas und Kohle, der zu Lasten der Kohle verlief.

Am 1. Februar 1994 verkündigte British Coal die Privatisierung von 15 Zechen bzw. deren Stilllegung für den Fall, daß sich kein privater Betreiber findet.¹⁰⁴ Dabei sollen die Privatisierungsvorhaben der Zechen bis zum Frühjahr 1995 abgeschlossen sein.¹⁰⁵ Im Rahmen der Privatisierung soll ein Amt für den Kohlenbergbau "Coal Authority" geschaffen werden. In einem Gesetzentwurf¹⁰⁶ vom Dezember 1993 werden die Aufgaben und Funktionen dieser Kohlenbehörde, die beispielsweise die Lizenzvergabe für die Kohlenförderung beinhaltet, geregelt. Diese Behörde soll unabhängig von der Industrie fungieren und selber keine Erlaubnis erhalten, auf

102 International Energy Action, 1993, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.435.

103 1985 arbeiteten in Großbritannien noch 175.000 Menschen in 170 Steinkohlenbergwerken. (Financial Times, 5./6.03.1994).

104 Financial Times, 02.02.1994.

105 Financial Times, 25.01.1994.

106 Department of Trade and Industry, Coal Industry Bill: Draft model Coal Authority, Licensing Documents, Januar 1994.

kommerzieller Basis Kohlenförderung zu betreiben. Das britische Unterhaus hat im März 1994 der Privatisierung von British Coal zugestimmt.¹⁰⁷

Für die Übergangszeit von 1990 bis 1993 wurde ein Vertrag zwischen den Elektrizitätsunternehmen PowerGen bzw. National Power und British Coal ausgehandelt, der eine jährliche Kohlenabnahmemenge von 60 bis 70 Mio. t Steinkohle beinhaltet.¹⁰⁸ Gleichzeitig wurde zwischen British Coal und Scottish Power für den Zeitraum von 1990 bis 1995 eine jährliche Abnahmemenge von 2 bis 3 Mio. t Steinkohle vereinbart.¹⁰⁹

Für den Zeitraum von 1993 bis 1998 wurde ein neuer Vertrag, der eine Mindestabnahmemenge von 40 Mio. t für 1994 und bis 1998 jährlich 30 Mio. t vorsieht, zwischen British Coal und der Elektrizitätswirtschaft ausgehandelt.¹¹⁰

In einem Gutachten zur Situation des Steinkohlenbergbaus (coal review), das am 25. März 1993 von der britischen Regierung veröffentlicht wurde, hat die Regierung für einen Übergangszeitraum staatliche Preissubventionen festgelegt. Dabei gelten diese Preissubventionen nur für die Absatzmengen, die nicht in den zwischen British Coal und den Stromerzeugern vertraglich vereinbarten Liefermengen enthalten sind. Diese degressiv ausgestalteten Preissubventionen sollen den britischen Steinkohlenbergwerken die Möglichkeit bieten, ihre Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern.¹¹¹ Dabei ist weder Umfang noch Laufzeit der Subventionen bestimmt worden. Neben diesen Subventionen sieht die britische Regierung eine einmalige Beihilfe für von Zechenschließungen betroffenen Gebieten in Höhe von insgesamt 200 Mio. £ vor.

In den Jahren 1991 und 1992 hat die britische Regierung keine staatlichen Beihilfen zur laufenden Steinkohlenförderung gewährt. Dies entspricht ihrer Politik, die Steinkohlenförderung an die kurz- bis mittelfristigen Marktentwicklungen anzupassen. Im Zusammenhang mit Stilllegungen von Schachtanlagen und zur Abdeckung von

107 Handelsblatt vom 23.3.1994.

108 European Parliament, 1992, Privatization in the UK Electricity and Gas Industry, S.16f.

109 Kommission der Europäischen Gemeinschaft, 1993, Bericht der Kommission über die Anwendung der Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus im Jahre 1992, Kom(93) 589 endg.

110 International Energy Agency, 1993, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.438.

111 International Energy Agency, 1993, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.435.

Altlasten hat die britische Regierung 1991 13,7 Mio ECU und 1992 13,1 Mio ECU Beihilfen gewährt.¹¹²

5.2.2 Erdöl

Die Erdölförderung ist in Großbritannien privatwirtschaftlich organisiert. Dabei unterliegt die Erdölförderung einer staatlichen Lizenzpflicht. Diese staatliche Lizenz kann gegen eine jährlich zu zahlende Gebühr, die 12,5% des Umsatzes der jeweiligen Erdölfördergesellschaft beträgt, erworben werden. Dabei unterliegen nur diejenigen Ölfelder der Lizenz, die vor dem 1. April 1982 erschlossen wurden.¹¹³

Zum 1. Juli 1993 wurde die Besteuerung der Ölfelder (Petroleum revenue tax, PRT) von 75% auf 50% je Ölfördermenge gesenkt. Dabei gelten die Ölfelder als steuerpflichtig, deren Fördergenehmigung vor dem 16. März 1993 vorlag. Die Ölfelder, die nach dem 16. März 1993 eine Förderlizenz erhalten haben, unterliegen nicht der PRT.

Neben der Lizenzgebühr und Besteuerung der Ölfelder, unterliegen die Erdölfördergesellschaften einer Unternehmenssteuer in Höhe von 33%.

Es kann davon ausgegangen werden, daß die Regierung mit den steuersenkenden Maßnahmen darauf abzielt, die Erdölfördergesellschaften zu befähigen, nach weiteren Erdölquellen zu bohren, da die Erdölreserven nur noch eine Reichweite von etwa 4 Jahren aufweisen.

5.2.3 Erdgas

Die Gasproduktion erfolgt im wesentlichen durch große Ölkonzerne und der Gasgesellschaft "Gas Council", eine Tochtergesellschaft von "British Gas", die an der Erdgasproduktion mit 7% beteiligt ist.

¹¹² Bericht der Europäischen Kommission über die Anwendung der Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus im Jahre 1992, Kom (93) 589 endg.

¹¹³ Artur Anderson, 1993, Pocket guide to UK oil taxation.

Diese Erdgasfördergesellschaften sind dazu verpflichtet, das in der britischen Nordsee geförderte Erdgas ans Festland zu liefern. Erdgasexporte unterliegen einer staatlichen Genehmigungspflicht. Für Gasimporte liegen noch keine staatlichen Regulierungen vor, jedoch werden derzeit von der britischen Regierung Überlegungen vorgenommen, Auflagen oder Beschränkungen für Erdgasimporte einzuführen.¹¹⁴

Die Transport- und Verteilungssysteme der Erdgasversorgung befinden sich vollständig im Besitz von British Gas. Obwohl seit 1982 neben "British Gas" auch andere Firmen das Recht besitzen, Erdgas direkt an den Verbraucher zu liefern, konnte British Gas seine Monopolstellung bis heute auf der Transportstufe bei der Belieferung der privaten Verbraucher bewahren. So stellt British Gas den einzigen Lieferanten der privaten Verbraucher dar und besitzt damit bereits 63% des gesamten Gasmarktes. Bei der Versorgung der Industrie besitzt British Gas keine Monopolstellung, da die Industrie von insgesamt 30 Gasversorgungsunternehmen beliefert wird.

Um der Monopolstellung von "British Gas" entgegenzuwirken, müssen seit 1989 mindestens 10% aller Erdgasfördermengen, die in von diesem Zeitpunkt an neu erschlossenen Erdgasfeldern produziert werden, an andere Gasversorger als "British Gas" geliefert werden.¹¹⁵

Im Dezember 1993 kündigte die britische Regierung an, die Monopolstellung von "British Gas" ab 1996 durch umfangreiche Umstrukturierungsmaßnahmen weiter abzubauen. Mit diesen Umstrukturierungsmaßnahmen werden Kosten in Höhe von schätzungsweise 1,65 Mrd. £ und ein Abbau von mindestens 30.000 Arbeitsplätze in fünf Jahren verbunden sein. Die neue Struktur der Erdgaswirtschaft soll durch eine Unterteilung in voneinander unabhängige Bereiche erreicht werden. Diese Bereiche stellen sich folgendermaßen dar:¹¹⁶

1. Transport und Lagerung des Erdgases;
2. Gasversorgung privater Haushalte und industrieller Kunden, die nicht mehr als 2.500 Wärmeeinheiten (therms)¹¹⁷ verbrauchen. Dabei soll die Marktöffnung stufenweise erfolgen. So sollen ab 1996 5% der privaten Haushalte (dies entspricht

114 Europäisches Parlament, 1992, Privatization in the UK Electricity and Gas Industry.

115 Europäische Parlament, 1992, Privatization of the UK Electricity and Gas Industry.

116 Financial Times, 25.02.1994.

117 Der Begriff "therms" ist ein britischer Ausdruck für Wärmeeinheiten. Dabei entsprechen 100.000 Wärmeeinheiten 10^8 Joule.

etwa 1 Mio. Haushalte) und ab 1997 10% der privaten Haushalte von den neuen Anbietern versorgt werden. Erst ab 1998 soll eine vollständige Öffnung des Marktes erfolgen;

3. Gasversorgung industrieller Kunden, die mehr als 2.500 bis maximal 25.000 Wärmeeinheiten im Jahr verbrauchen. Hier besteht bereits ein Wettbewerb zwischen verschiedenen Versorgungsunternehmen. Um einer etwaigen Monopolbildung entgegenzuwirken, will die Regierung eine Begrenzung der Marktanteile, die ein Unternehmen maximal besitzen darf, festlegen;
4. Dienstleistungen und Installationen von Heizungssystemen.

5.2.4 Kernenergie

Die britischen Kernkraftwerke befinden sich derzeit noch in staatlicher Hand. In Schottland handelt es sich um Scottish Nuclear und in Wales und England um Nuclear Electric. Über die Privatisierung der Gesellschaften, die bereits im Rahmen der Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft geplant war, soll noch in diesem Jahr entschieden werden. Grundlage dieser Entscheidung wird ein Gutachten der Regierung bilden, dessen Veröffentlichung für April dieses Jahres vorgesehen ist.¹¹⁸

1992 standen 36 Kernkraftwerke zur Verfügung. Für den Ausbau der Kernenergie läuft Ende 1994 ein Moratorium aus. Eine Ausnahme stellt lediglich ein zur Zeit im Bau befindlicher Druckwasserreaktor dar.¹¹⁹

In Sellafield in Großbritannien befindet sich eine von derzeit zwei weltweiten Wiederaufbereitungsanlage für nuklearen Abfall.¹²⁰ Am 4. März 1994 wurde vom obersten Gericht nach 14 monatiger Verhandlung entschieden dieser Anlage wieder eine Betriebsgenehmigung zu erteilen.¹²¹

118 Financial Times, 12./13.03.1994.

119 Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energieversorgung in der Europäischen Gemeinschaft, S.44.

120 In der THORP-Wiederaufbereitungsanlage für Nuklearbrennstoffe sollen bei einer dreißigjährigen Lebensdauer bis zu 21.000 t abgebrannter Kernbrennstäbe verarbeitet werden, die per Schiff und per Bahn aus Großbritannien, Deutschland, Schweden, den Niederlanden, Italien, Japan, Kanada und anderswo nach Sellafield verbracht werden.

121 Financial Times, 05./06.03.1994 OJ.

Um den Anteil der Kernenergie und den erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zu erhöhen, hat die britische Regierung 1990 die "Non-Fossil Fuel Obligation" (NFFO) erlassen. Die NFFO verpflichtet die regionalen Elektrizitätserzeuger, eine bestimmte Strommenge, die auf der Basis von Kernenergie und erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, abzunehmen. Dabei hängt die jeweilige Stromabnahmemenge von der Größe des regionalen Elektrizitätserzeugers ab. Die Elektrizitätserzeuger erhalten nun die Möglichkeit, die durch diese Abnahmeverpflichtung entstehenden höheren Kosten über eine Abgabe auf fossile Brennstoffe - der "Fossil Fuel Levy" - auszugleichen. Diese Abgabe können die Elektrizitätserzeuger über die Stromrechnung an die Verbraucher weitergeben. 1992 wurde durch diese Abgabe, die von dem "Office of Electricity Regulation" (OFFER) bestimmt wird und 10% der Stromrechnung beträgt, 1,3 Mrd. £ eingenommen.¹²²

Derzeit werden 95% der NFFO durch die Abnahme nuklearen Stroms erfüllt. Dieser Abnahmemenge liegt ein Vertrag zwischen den regionalen Stromversorgern, die die "Non-Fossil-Purchasing-Agency" (NEPA) gegründet haben, und der staatlichen Nuclear Electric bis 1998 zugrunde.

Für Forschungs- und Entwicklungsprojekte stellte die britische Regierung im Haushaltsjahr 1992/93 für die Kernenergie 52,1 Mio. £ und für den Bereich der Kernfusion 16,7 Mio. £ zur Verfügung.

5.2.5 Erneuerbare Energiequellen

Wind-, Sonnen-, Gezeiten- und Wellenenergie stellen die in Großbritannien genutzten erneuerbaren Energiequellen dar. Dabei ist Großbritannien weltweit führend in der Entwicklung der Wellenenergie-Technik.

Bis zum Jahre 2000 will die britische Regierung eine Stromerzeugungskapazität von 1500 MW auf der Basis erneuerbarer Energien erreichen. 1990 betrug die auf der Basis erneuerbarer Energien erzeugte Strommenge ungefähr 150 bis 200 MW.¹²³

122 Friends of the Earth, 1992, Energy for a Future.

123 European Parliament, 1992, Privatization in the UK Electricity and Gas Industry.

Da die NFFO zu 95% durch den Einsatz von Kernenergie und nur zu 5% durch erneuerbare Energien gedeckt wurde, wurden die regionalen Elektrizitätserzeuger ("Regional electricity companies "(REC)) 1991 dazu verpflichtet, 457 MW auf der Basis von erneuerbaren Energieträger abzunehmen.¹²⁴ Die Regierung plant eine Verlängerung der "Fossil Fuel Levy" ab 1998 bis zum Jahre 2015. Dabei soll diese nur den Einsatz erneuerbarer Energieträger fördern.

Während in den Jahren von 1975 bis 1979 die finanziellen Mittel für den Einsatz von erneuerbaren Energiequellen und für Energieeinsparung insgesamt nur 5 Mio. £ betragen, wurden in dem Zeitraum von 1979 bis 1990 insgesamt 180 Mio. £ zur Verfügung gestellt. Im Jahre 1991 beliefen sich die Fördermittel auf 24 Mio. £.¹²⁵

5.2.6 Zusammenfassung

Großbritannien besitzt aufgrund der in den letzten zwanzig Jahren erschlossenen Energiequellen als einziger Mitgliedstaat der EU eine nahezu vollständige Selbstversorgung mit Energie. Dabei verfolgt die Regierung umfangreiche Privatisierungsmaßnahmen in der Energiewirtschaft, um die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Gleichzeitig verfolgt sie in verschiedenen Programmen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Förderung von Energieeinsparungen.

Nachdem der Steinkohlenbergbau in den letzten Jahren durch umfangreiche Zechenschließungen gekennzeichnet ist, sollen 1995 die restlichen 15 Zechen privatisiert werden. Auch in der Gaswirtschaft ist eine Umstrukturierung geplant. So soll ab 1996 die Monopolstellung der privaten Erdgasgesellschaft "British Gas" auf der Transport und Distributionsebene abgebaut werden. Die Erdölfördergesellschaften erhielten 1993 umfangreiche Steuersenkungen. Es kann davon ausgegangen werden, daß die Regierung die privaten Gesellschaften dazu befähigen will, nach weiteren Erdölquellen zu bohren. Die Anteile der Kernenergie und der erneuerbaren Energiequellen am Primärenergieverbrauch können derzeit ausgebaut werden, da sie durch eine Abnahmeverpflichtung (NFFO) für die Stromerzeuger gefördert werden. Dabei ist diese Regelung für die Abnahme erneuerbarer Energien für den Zeitraum ab 1998 noch einmal bis zum Jahre 2015 verlängert worden.

¹²⁴ International Energy Agency, 1993, Energy Policies of IEA Countries, Paris, S.443.

¹²⁵ Britische Botschaft, Britische Notizen zum Umweltschutz, 13.08.1991.

6. Spanien

6.1 Energiewirtschaftliche Situation

Die Struktur der Energievorräte in Spanien ist mit der Struktur der Bundesrepublik Deutschland vergleichbar: Spanien besitzt bis auf Stein- und Braunkohlenvorräte nur geringe heimische Energievorräte. So ist Spanien in einem hohen Maße von Energieimporten abhängig. Die Importquote betrug 1991 fast 70% des Primärenergieverbrauchs. Im Jahre 1980 wurden noch 80% des Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt. Durch die Substitution des Erdöls durch Kernenergie und Erdgas konnte die Energieimportabhängigkeit innerhalb einer Dekade um 10% reduziert werden. Tabelle 13 bietet einen Überblick über die Energieträgerstruktur der Jahre 1980 bis 1991.

Tabelle 13: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 1980 bis 1992 in %

Energieträger	1980	1989	1990	1991	1980/91
Steinkohle	16,8	19,0	19,0	18,9	+45,8
Braunkohle	4,6	3,5	3,4	3,1	-15,2
Erdöl	70,6	53,0	53,3	53,6	-1,6
Erdgas	2,5	5,3	5,8	6,2	+221,5
Kernenergie	2,0	17,3	15,9	15,5	+2,1
Sonstige ¹²⁶	3,5	1,9	2,6	2,7	+0,3
Gesamtverbrauch in Mio. t SKE	99,7	119,1	123,1	129,3	

Quelle: IEEP, Paris.

So weist der Energieträgermix des Jahres 1991 folgende Struktur auf: Erdöl deckte zu 53,6% den Primärenergieverbrauch, Steinkohle hatte einen Anteil von 18,9%, Braunkohle von 3,1%, die Kernenergie deckte zu 15,5% und das Erdgas zu 6,2% den Primärenergieverbrauch. Dabei stammten 55% der Kohle und 20% des Erdgases aus heimischen Quellen. Der Erdölanteil wurde nur zu 3% aus der heimischen Produktion gedeckt.

126 Biomasse und andere erneuerbare Energieträger sowie Außenhandelsaldo Strom.

Im Vergleich zu 1980 hat sich der Kernenergieanteil mehr als verdoppelt, während der Erdölanteil sich um 15% verminderte. Auch der Steinkohleneinsatz nahm 1991 im Vergleich zu 1980 um über 45% zu.

6.2 Energiepolitik

Um die Importabhängigkeit vom Erdöl zu vermindern, wurde 1979 im Nationalen Energieplan die Substitution des Erdöls durch einen höheren Einsatz von Kernenergie, Kohle und Erdgas verankert. Im Jahre 1982 leitete die sozialistische Regierung eine neue Richtung in der Energiepolitik ein: So wurde im Energieplan des Jahres 1983 die Senkung des Kernenergieanteils zugunsten von Erdgas und Kohle festgeschrieben.

Seit April 1992 wird die spanische Energiepolitik durch den Nationalen Energieplan "PEN-91" determiniert. In diesem für den Zeitraum von 1992 bis 2000 befristeten Energieplan wurde das Moratorium aus dem Jahre 1983 übernommen: Der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch soll von 15,8% auf 11,3% reduziert werden. Der Anteil der Kohle soll von 21% auf 19,4% sinken. Gleichzeitig soll der Ölanteil die 50%-Marke nicht überschreiten. Demgegenüber soll der Einsatz von Gas in der Energieversorgung von derzeit 5,6% auf 12,2% erhöht werden.

Neben der Umstrukturierung der Energieträgerstruktur bezieht der Nationale Energieplan "PEN-91" auch Energiesparmaßnahmen und eine stärkere Nutzung der Kraft-Wärme-Koppelung mit ein.

6.2.1 Kohle

In Spanien werden Stein- und Braunkohle gefördert. So sind im spanischen Kohlenbergbau insgesamt 175 Unternehmen tätig, wobei von den drei größten Gesellschaften - Hunosa, Minas de Figaredo und La Camocha - 90% der gesamten Kohlenfördermenge bestritten werden. Dabei handelt es sich bei Hunosa um eine staatliche Gesellschaft und bei Minas de Figaredo und La Camocha um private Gesellschaften. Diese drei Gesellschaften besitzen im Gegensatz zu den restlichen 172 kleineren Unternehmen langfristige Lieferverträge mit der Elektrizitätswirtschaft.

Im Jahre 1986 mußte Spanien mit dem Eintritt in die Europäische Gemeinschaft seine Braun- und Steinkohlenpolitik ändern. So wurden am 10. Dezember 1986 die

langfristigen Lieferverträge zwischen den drei größten Kohlenbergwerken und der Elektrizitätswirtschaft durch ein Basisabkommen ("convenio marco") ergänzt. In diesem Basisabkommen wurde für die im Rahmen der langfristigen Verträge gelieferte Steinkohle ein neues System (New System for Contracting Thermal Coal (NSCTC)) zur Preisfestlegung vereinbart. Dieses System zielt darauf ab, den Steinkohlenbergbau in folgender Weise umzustrukturieren:

- * Abbau der Kapazitätsüberschüsse und Lösung der damit verbundenen sozialen und regionalen Probleme;
- * Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit des Steinkohlenbergbaus durch eine Reduktion der Kosten.

Im Rahmen des neuen Preisfestlegungssystems (NSCTC) wurden den Steinkohlenbergwerken Mindestpreise garantiert. Dabei werden diese Mindestpreise auf der Basis von zwei Preisindizes gebildet: dem Konsumentenpreisindex und dem durchschnittlichen Kohlenpreis von der in der EU in der Elektrizitätswirtschaft eingesetzten Steinkohle einschließlich der Importkohle aus Drittländern.

Um im Rahmen dieser Umstrukturierungsmaßnahmen einer möglichst großen Anzahl von Steinkohlenbergwerken eine Anpassung an wettbewerbsfähige Bedingungen zu ermöglichen, hat die Regierung für eine unbestimmte Übergangszeit zusätzlich Preissubventionen festgelegt.

Seit 1992 verfolgt die Regierung ein zusätzliches Rationalisierungsprogramm, welches die Produktivität der staatlichen Gesellschaft "Hunosa" steigern soll. Dabei soll eine Produktivitätssteigerung in Höhe von 11,5% erreicht und innerhalb von acht Jahren die Belegschaft um 4.500 auf etwa 13.500 Beschäftigten reduziert werden. Derzeit umfasst der Steinkohlenbergbau insgesamt 40.000 Beschäftigte.

Im Jahre 1990 startete auf der Basis einer ministeriellen Verordnung ein Umstrukturierungsprogramm für die restlichen 172 privaten Bergwerke. Dieses Programm zielt auf eine Stilllegung der unwirtschaftlich arbeitenden Bergwerke ab. So sollen bis 1994 107 der 172 Zechen geschlossen werden. Dieses Ziel wird im Nationalen Energieplan "PEN-91" nochmals betont.

Schließlich entschied Spanien mit dem Eintritt in die Europäische Gemeinschaft aufgrund des hohen Schwefelgehalts der Braunkohle, keine weiteren Kraftwerke auf Braunkohlenbasis zu bauen. Die derzeit noch aktiven Braunkohlenkraftwerke sollen durch Steinkohlenkraftwerke ersetzt werden. Dabei sollen diese an der Küste angesiedelt werden und sich insbesondere auf den Einsatz von Importkohle aus Drittländern stützen.

6.2.2 Erdöl

Erst im Jahre 1981 begann eine weitgehende Umstrukturierung des Ölsektors. So wurde 1981 das staatliche Institut "National Hydrocarbons Institute" (INH) gegründet. Dabei wurden diesem Institut fünf Tochtergesellschaften und die Erdgasgesellschaft "Enagas" für jeweils unterschiedliche Tätigkeitsbereiche unterstellt:

Erdölproduktion: ENIEPSA und Hispanoil;
Raffinerie und Petrochemie: EMP und Petroliber;
Distribution: La Campsa.

Das Aufgabengebiet von INH umfaßte die Koordination und Kontrolle aller Aktivitäten der Tochtergesellschaften. Mit der Gründung der staatlichen Gesellschaft "Repsol" im Jahre 1987 sollte eine vertikale Integration der Tochtergesellschaften von INH in einem Unternehmen erreicht werden. Dabei vereinigte Repsol bis auf Enagas alle Tochtergesellschaften von INH in vier vertikal integrierte Unternehmensbereiche.

Im Jahre 1989 fand eine erste Teilprivatisierung von Repsol statt. Damit wurde eine Erhöhung des Wettbewerbs des Erdölsektors angestrebt. Anfang 1990 gliederte sich die Eigentümerstruktur von Repsol folgendermaßen: INH (66,4%), Banco Bilbao Viscaya (4,2%), Pemex (2,9%), verschiedene private Anteilseigner (26,4%). Mit der zweiten Teilprivatisierung im Jahre 1992 reduzierte sich der staatliche Anteil von INH an Repsol um weitere 25,3% auf 41,1%.

Bis 1993 war die spanische Ölindustrie durch das Import- und Distributionsmonopol der staatlichen Gesellschaft "La Campsa" gekennzeichnet. Dabei waren die Erdölfördergesellschaften und Raffinerien verpflichtet, ihre Produkte dieser staatlichen Gesellschaft zu verkaufen. Der Abbau der zweifachen Monopolstellung der staatlichen Gesellschaft La Campsa erfolgte 1993. So wurde das Distributionsmonopol vollständig aufgelöst, so daß die Erdgasfördergesellschaften und Raffinerien ihre Produkte selber anbieten können. Das Importmonopol wurde insoweit eingeschränkt, daß es nur noch für Importe aus Drittländern gilt.

6.2.3 Erdgas

Die staatliche Erdgasgesellschaft "Enagas" besitzt ein Gasimport- und Distributionsmonopol. Enagas importiert und verteilt das Erdgas über ihr Leitungsnetz zu den Regionen und zu den großen industriellen Abnehmern. Für die Verteilung in die

einzelnen Regionen sind vierzehn regionale Versorger tätig. Diese beliefern private Haushalte und kleinere Industriebetriebe. Dabei sind die regionalen Versorgungsgebiete im Rahmen von staatlichen Konzessionsverträgen voneinander abgegrenzt.

Die Regierung hat beschlossen, den spanischen Gassektor zu liberalisieren. So soll eine horizontale Konzentration und vertikale Integration vorgenommen werden. Die horizontale Konzentration wurde 1991 durch die Fusion des größten regionalen Gasversorgers "Catalana de Gas" mit "Gas Madrid" eingeleitet. Auf Grundlage dieser Fusion wurde die Gesellschaft Gas Natural (GN) gegründet. GN liegt im gemeinsamen Eigentum von Repsol, INH und der katalanischen Sparkasse "La Caixa". Lediglich ein kleinerer Teil der Anteile wird an der Börse gehandelt. Die vertikale Integration soll durch eine Erhöhung der Anteile von Repsol und INH an GN und eine Übernahme der staatlichen Gesellschaft Enagas durch GN erreicht werden.

Derzeit besteht bereits eine enge Verflechtung zwischen der Erdgas- und Erdölwirtschaft. So ist der derzeitige Vorsitzende von Repsol, Sr. Fanjul, gleichzeitig der Vorsitzende des staatlich kontrollierten Instituts INH. Somit ist der Präsident von Enagas verpflichtet, dem Vorsitzenden von Repsol regelmäßig über seine Geschäftstätigkeiten zu berichten.

Im Nationalen Energieplan "PEN-91" wird eine Erhöhung des Gasanteils am Primärenergieverbrauch und eine Diversifizierung der Bezugsquellen angestrebt. So will die Regierung den Einsatz von Gas als Substitut für Öl erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist die Entwicklung der Gaspreise an die Entwicklung der Ölpreise gekoppelt. Gleichzeitig sind die Erdgaspreise, die die staatliche Gesellschaft Enagas den Erdgasversorgungsunternehmen und diese den Verbrauchern berechnen können, gesetzlich geregelt. Diese Preisregulierungen zielen darauf ab, die Erdgasversorger dazu zu befähigen, die für den zunehmenden Erdgasanteil notwendigen Infrastrukturinvestitionen zu tätigen.

Schließlich wird die Struktur des Gasangebots ab 1996 eine Änderung erfahren. So soll ab 1994 eine Anbindung an das französische Erdgasnetz und ab 1996 eine Erdgasleitung von Nordafrika nach Spanien geschaffen werden. Daneben wurde ein Vertrag mit Nigeria, der Erdgaslieferungen ab 1997 nach Spanien vorsieht, abgeschlossen.

6.2.4 Zusammenfassung

Spanien besitzt wie die Bundesrepublik Deutschland bis auf Kohlevorkommen nur wenige heimische Energiereserven. So zielt die Energiepolitik auf eine Diversifizierung der Energieträger und der Bezugsländer ab, wobei sie gerade im Erdgassektor derzeit ihre Verbindungen zu erdgasexportierende Staaten ausbaut.

Spanien mußte 1986 mit dem Eintritt in die EG seine Braun- und Steinkohlenpolitik ändern. So ist der spanische Kohlenbergbau, der von der staatlichen Gesellschaft Hunosa dominiert wird, derzeit durch einen Kapazitätsabbau und einer Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der noch verbleibenden Steinkohlenbergwerke geprägt. Die Kraftwerke auf Braunkohlenbasis sollen in den kommenden Jahren durch Kraftwerke, die auf Steinkohlenbasis arbeiten, ersetzt werden. Zudem hat die Regierung beschlossen, den Erdgas- und Erdölsektor umzustrukturieren und zu liberalisieren. Dabei soll der Erdgassektor langfristig eine steigende Nachfrage befriedigen können.

7. Bundesrepublik Deutschland

7.1 Energiewirtschaftliche Situation

Im Jahre 1992 wurden in der Bundesrepublik Deutschland 481 Mio. t SKE Energie verbraucht. Damit rangiert die Bundesrepublik vor den USA, der GUS, China und Japan auf Platz fünf der weltweit größten Energieverbraucher.¹²⁷

Tabelle 14 stellt die Energieträgerbasis des deutschen Energieverbrauchs dar und gibt eine Einschätzung der im Jahre 2010 zu erwartenden Energieträgerstruktur wieder.¹²⁸ Der Energieverbrauch stützte sich 1992 zu knapp 40% auf Öl und zu 17% auf Erdgas. Steinkohle und Braunkohle trugen mit jeweils über 15% zum Energieverbrauch bei. Dabei nahmen der Braunkohleneinsatz um 36% und der Steinkohleneinsatz um 13% im Vergleich zu 1980 ab. Dagegen hat die Kernenergie ihren Anteil am Energieverbrauch im gleichen Zeitraum auf 10,5% mehr als verdoppelt.

Bis zum Jahr 2010 wird mit einer weiteren Verdrängung der Kohlenanteile am Energieverbrauch gerechnet. Für den Erdgasanteil wird eine Steigerung um etwa 6% auf 23% prognostiziert, während mit einem stagnierenden Kernenergieanteil von etwa 11% gerechnet wird. Obwohl gerade der Einsatz von Wasserkraft 1992 im Vergleich zum Vorjahr prozentual eine hohe Steigerung von fast 15% verzeichnen konnte, wird ihr Einsatz genauso wie die Nutzung alternativer Energiequellen weiterhin unbedeutend bleiben.

Bei der Betrachtung der nach dem heutigen Stand der Technik sicher gewinnbaren Energievorräte entfallen auf die Bundesrepublik Deutschland nur 0,2% der weltweiten Erdgasvorräte und weniger als 0,1% der weltweiten Erdölvorräte. Die in der

¹²⁷ 1992 wurden weltweit 11,6 Mrd. t SKE verbraucht.

¹²⁸ Vgl. Schürmann, H.J., "Energiepolitische Gräben wurden noch nicht überbrückt", in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 1993, S.821f..

Bundesrepublik zur Zeit sicher gewinnbare Kohlevorräte betragen immerhin 5,6% der weltweiten Kohlevorräte.¹²⁹

Tabelle 14: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in %

Energieträger	1980	1991	1992	1980/92	2010
Erdöl	40,4	38,4	39,7	-7,3	37
Erdgas	14,6	16,7	17,1	+9,9	23
Steinkohle	16,6	16,2	15,5	-13,1	14
Braunkohle	22,6	17,2	15,3	-36,1	11
Kernenergie	3,8	9,6	10,5	+165,1	11
Wasser	1,6	0,9	1,1	-53,0	4 ¹³⁰
Sonstige	0,4	1,1	1,1	+114,3	--
Gesamtverbrauch in Mio. t SKE	511,9	493,4	480,7		

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 12/1992, Schürmann, H.J., in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1993, S.821f. und eigene Berechnungen.

Aufgrund der geringen heimischen Energievorräte betragen die Energieimporte der Bundesrepublik Deutschland 1992 bereits 54% des Energieverbrauchs. Dabei wurde der Erdölanteil zu über 97% aus Importen gedeckt. Die Importquote bei Erdgas belief sich auf 75% und bei Steinkohle auf 10%. Bis zum Jahre 2005 wird bei einem mäßig steigenden Energieverbrauch mit einer Energieimportabhängigkeit in Höhe von 64% gerechnet.¹³¹

¹²⁹ Dieser Berechnung liegen an weltweiten Erdölvorräte 135,5 Mrd. t, an weltweiten Erdgasreserven 138,3 Mrd. m³ und an Weltkohlevorräte 677 Mrd. t zugrunde. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energiedaten 92/93.

¹³⁰ Diese Angabe bezieht sich auf den gesamten Bereich der regenerativen Energiequellen.

¹³¹ Nach Angaben von Mielsch (1993) wird die Energieimportabhängigkeit ohne die Nutzung der deutschen Steinkohle im Jahre 2005 74% betragen; Vgl. Mielsch, H., "Der Beitrag der deutschen Steinkohle zur nationalen und zur europäischen Energieversorgung", in: Glückauf, 1993, S.729f..

7.2 Energiepolitik

Die Ziele der Energiepolitik der Bundesregierung werden in den seit 1973 erscheinenden Energieberichten regelmäßig fortgeschrieben. Der Energiebericht von 1992¹³² stellt die vierte Fortschreibung dar.

Die Leitlinien des Energieberichts der Bundesregierung wurden unter den Aspekten einer langfristigen Orientierung, die jedoch noch Spielraum für ein gleichzeitig "genügend flexibles Handeln" ermöglichen soll, entwickelt. Diese Leitlinien des neuen gesamtdeutschen Energieberichts stellen sich wie folgt dar:¹³³

1. Als unverzichtbare und gleichrangige Ziele der Energiepolitik werden die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Ressourcenschonung genannt.
2. Der Umweltschutz soll unter Beachtung der ökonomischen Effizienz in die Energiepolitik miteinbezogen werden.
3. Es wird weiterhin eine marktwirtschaftlich ausgerichtete Energiewirtschaft angestrebt.
4. Dabei soll eine Versorgungssicherheit durch Diversifizierung der Energieträger und der Bezugsländer weiter verfolgt werden.
5. Daneben steht die Förderung einer sparsamen und rationellen Energieverwendung sowie die Erschließung und Nutzung regenerativer Energien.
6. Schließlich soll die nationale Energiepolitik in die europäische und internationale Energiepolitik weiter integriert werden.

Die Leitlinien lassen jedoch die zukünftige - in der Bundesrepublik viel diskutierte - Entwicklung der Energiepolitik in bezug auf den Energieträgermix ungeklärt.

Die bundesdeutsche Energiepolitik wird seit der Vereinigung auch auf die neuen Bundesländer übertragen. Somit werden die neuen Bundesländer langfristig die gleichen Strukturen im Energiesektor wie die alten Bundesländer aufweisen. Dabei richten sich die Hauptanstrengungen in den neuen Bundesländern auf die Diversifizierung der Energieträger und der Energiebezugsquellen sowie die Modernisierung der

¹³² Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1992, Energiepolitik für das vereinte Deutschland.

¹³³ Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1992, Energiepolitik für das vereinte Deutschland, S.10ff..

Energieproduktion und -distribution. Daneben werden langfristige Maßnahmen zur Reduzierung der Umweltbelastungen aus der Energienutzung angestrebt.

7.2.1 Braunkohle

Der Braunkohlenmarkt unterliegt im Gegensatz zum Steinkohlenmarkt marktwirtschaftlichen Gesetzen und erhält keine Subventionen. Die Förderung der Braunkohle in der Bundesrepublik Deutschland wird im wesentlichen von vier Unternehmen erbracht. Davon entfielen 1992 99,8% der westdeutschen Förderleistung auf zwei Unternehmen, der Rheinbraun AG (Köln) und der PreussenElektra AG (Hannover). Von den restlichen westdeutschen Braunkohlenunternehmen wurden 0,2% der gesamten Braunkohlenmenge gefördert.

In den neuen Bundesländern wurde die Braunkohlenförderung von der Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG)¹³⁴ (Senftenberg) und den Vereinigten Mitteldeutschen Braunkohlenwerke AG (MIBRAG) erbracht.¹³⁵ Die MIBRAG, die bis 1993 im Besitz der Treuhandanstalt Berlin war, wurde am 8. Dezember 1993 an ein ausländisches Konsortium verkauft.¹³⁶

Nach Meinung der Bundesregierung¹³⁷ ist die Sicherung der Braunkohlenverstromung eine unverzichtbare Voraussetzung für die soziale und regionale Beherrschbarkeit des gravierenden Anpassungsprozesses in den Braunkohlenrevieren. Dabei legt sie in ihrem energiepolitischen Bericht eine Schrumpfung der Arbeitsplätze im Braunkohlenbergbau von 107.000 im Jahre 1990 auf voraussichtlich 25.000 Stellen bis zum Jahre 2000 fest.

134 Nach zweijährigen Verhandlungen haben die westdeutschen Energiekonzerne RWE, PreussenElektra und Bayernwerk eine Grundsatzvereinbarung mit der Treuhand über den Erwerb der Vereinigten Energiewerke AG (VEAG) und der LAUBAG erzielt. Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V., IZE, PresseBLICK, 2/1994, S.1.

135 Vgl. Rheinbraun, Braunkohle, Beitrag zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland, 1993.

136 Zu dem ausländischen Konsortium gehören die amerikanischen Unternehmen NRG Energy Inc. und Morrison-Knudsen Corp. sowie das britische Unternehmen PowerGen. Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V. (IZE), PresseBLICK; 12/1993, S.1.

137 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1992, Energiepolitik für das vereinte Deutschland.

Damit soll bis zur Jahrtausendwende eine jährliche Förderkapazität von 120 Mio. t Braunkohle gesichert werden. Diese betrug 1989 300 Mio. t und 1990 noch 250 Mio. t.

7.2.2 Steinkohle

Die Steinkohlenförderung wird bereits seit Mitte der Sechziger mit erheblichen Subventionen unterstützt. Die wesentlichen Instrumente der staatlichen Reglementierungen des Steinkohlenbergbaus stellen die Verbändevereinbarungen, der Hüttenvertrag sowie das Kohlezollkontingentgesetz (KZG) dar.

7.2.2.1 Verbändevereinbarungen

Unter Mitwirkung des Gesamtverbands des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt) und der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW) wurde im Frühjahr 1980 ein privatrechtlicher Vertrag zwischen den sechs größten deutschen Bergbauunternehmen und 44 stromerzeugenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) geschlossen. Dieser Vertrag, der verschiedene Vereinbarungsgrundsätze umfaßt, ist in der Öffentlichkeit als Jahrhundertvertrag bekannt geworden. Die Vereinbarungsgrundsätze beinhalten langfristige Steinkohlenabnahmeverpflichtungen zwischen den Bergbauunternehmen und diesen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die Vereinbarungsgrundsätze wurden vor dem Hintergrund der zweiten Ölpreiskrise mit der Unterstützung der Bundesregierung ausgehandelt, um die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern.¹³⁸

Die Vereinbarungsgrundsätze werden durch die Verstromungsgesetze¹³⁹ ergänzt. Hierin sind finanzielle flankierende Maßnahmen zugunsten der Elektrizitätswirtschaft geregelt.¹⁴⁰ Dabei sieht das derzeit gültige Dritte Verstromungsgesetz¹⁴¹ eine

138 Niemeyer, H.-J., Der "Jahrhundertvertrag nach deutschem Kartellrecht, 1990, S.10ff..

139 Erstes Gesetz zur Förderung der Verwendung von Steinkohlen in Kraftwerken (Erstes Verstromungsgesetz) vom 12.08.1965 (BGBl. I, S.777) geändert durch das Gesetz vom 08.08.1969 (BGBl. I, S.1083) und Gesetz zur Sicherung des Steinkohleneinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft (Zweites Verstromungsgesetz) vom 5.09.1966 (BGBl. I, S.545) zuletzt geändert durch das Gesetz vom 25.08.1980 (BGBl. I, S.1605).

140 Das Erste Verstromungsgesetz vom 13.08.1965 enthielt steuerliche Begünstigungen beim Bau von Steinkohlenkraftwerken, während das Zweite Verstromungsgesetz vom 05.09.1966 die Bezuschussung der Mehrkosten des Kohleneinsatzes gegenüber dem vergleichbaren Öleinsatz

sogenannte Ausgleichsabgabe vor, die den Elektrizitätsunternehmen die finanziellen Nachteile beim Einsatz von der im internationalen Vergleich teureren heimischen Steinkohle ausgleicht. Die Elektrizitätsunternehmen können im Rahmen des Dritten Verstromungsgesetzes diese Ausgleichsabgabe in Form des "Kohlepfennigs" von den Stromverbrauchern erheben. Der Kohlepfennig beträgt seit dem 1. Januar 1994 8,5% der Stromrechnung der Verbraucher.¹⁴²

Die in dem Jahrhundertvertrag vereinbarten Steinkohlenabnahmeverpflichtungen der EVU betragen für den Zeitraum von 1981 bis 1985 insgesamt 151 Mio. t SKE und für die Zeit von 1986 bis 1990 insgesamt 173 Mio. t SKE. Für den Zeitraum von 1990 bis 1995 sollen jährlich 40,9 Mio. t Steinkohle verstromt werden.

7.2.2.2 Hüttenvertrag

In dem im Jahre 1969 unter Mitwirkung der Bundesregierung geschlossenen Hüttenvertrag zwischen der Stahlindustrie und den Bergbauunternehmen haben sich die deutschen Stahlunternehmen dazu verpflichtet, ihren Bedarf an Koks und Kokskehle ausschließlich durch den heimischen Steinkohlenbergbau zu decken. Nach einer Verlängerung des Hüttenvertrages bis zum Jahre 2000 sind jährliche Abnahmemengen von 20 Mio. t SKE vereinbart worden. Dabei wurde ein für jeweils drei Jahre gültiger Plafondbetrag von der Bundesregierung vorgegeben. Für den Zeitraum von 1992 bis 1994 setzt sich der Kokskehleplafond aus 6,4 Mrd. DM, die von der Bundesregierung bereitgestellt, und 2,7 Mrd. DM, die von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen finanziert werden, zusammen.

7.2.2.3 Kohlezollkontingentgesetz

Das Kohlezollkontingentgesetz¹⁴³ (KZG) vom 14.12.1970 beinhaltet zum einen eine Genehmigungspflicht für den Import von Steinkohle und zum anderen eine

regelte (sog. Wärmepreisdifferenz). Das dritte Verstromungsgesetz vom 17.11.1980 zielt darauf ab, eine Absatzmenge zu erreichen, die über dem tatsächlich erreichbaren Absatzniveau liegt.

¹⁴¹ Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft (Drittes Verstromungsgesetz) in der Fassung des Gesetzes vom 17.11.1980 (BGBl. I, S.2137)

¹⁴² Vgl. Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V. (IZE), PresseBLICK; 12/1993, S.1.

¹⁴³ Gesetz über das Zollkontingent für feste Brennstoffe vom 14.12.1970, geändert durch das zweite Gesetz zur Änderung energierechtlicher Vorschriften vom 25.08.1980 (BGBl. I, S.2137).

Kontingentregelung. Diese bis 1995 befristete Einfuhrbeschränkung gilt nur für die alten Bundesländer.¹⁴⁴

7.2.2.4 Steinkohlenbeihilfen für die Jahre 1991 und 1992

Die Beihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau, die durch die EU für die Jahre 1991 und 1992 genehmigt wurden, sind in Tabelle 15 dargestellt. Dabei wird deutlich, daß die im deutschen Steinkohlenbergbau eingesetzten Beihilfen mit 60% den größten Anteil der in der EU für den Steinkohlenbergbau insgesamt genehmigten Beihilfen betragen. Die Produktion der Steinkohle in der Bundesrepublik Deutschland wird mittlerweile bei einem Preis von über 290 DM je geförderter Tonne Steinkohle mit 215 DM je Tonne Steinkohle subventioniert.

Tabelle 15: Finanzielle Maßnahmen der Bundesregierung zugunsten des deutschen Steinkohlenbergbaus für die Jahre 1991 und 1992 in Mio. ECU

Maßnahmen	1991	1992
Beihilfen zur Deckung von Betriebsverlusten	209,6	177,7
Absatzbeihilfen	1.656,7	1.787,7
Beihilfen für das unter Tage arbeitende Personal	66,8	65,6
Indirekte Beihilfen	2.569,6	2.466,7
Sozialmaßnahmen	4.344,1	4.420,3
Altlasten ¹⁴⁵	247,5	246,7
Insgesamt	9.094,3	9.164,7
Anteil an EU in %	61,9	60,8
EU-Beihilfen gesamt	14.683,5	15.069,6

Quelle: Bericht der Europäischen Kommission über die Anwendung der Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus im Jahre 1992, KOM (93) 589 endg.

144 Vgl. Niemeyer H.-J., Der "Jahrhundertvertrag" nach deutschem Kartellrecht, 1990, S.13f..

145 Dabei handelt es sich um Kosten aus der Umstrukturierung des Steinkohlenbergbaus. Die als Altlasten geltenden Kostenarten sind im Anhang 1 der Entscheidung Nr. 86/2064/EGKS aufgeführt. Vgl. Entscheidung der Kommission 86/2064/EGKS vom 30. Juni 1986 über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 177 vom 01.07.1986, S.2.

7.2.2.5 Zukünftige Regelungen zugunsten des deutschen Steinkohlenbergbaus

Die Verlängerung der Beihilfegenehmigung - und damit die Erhebung des Kohlepfennigs - für den deutschen Steinkohlenbergbau für den Zeitraum von 1994 bis 1996 wurde am 22. Dezember 1993 durch den Europäischen Rat genehmigt.¹⁴⁶ Diese Genehmigung komplizierte sich, da sie mit den Subventionen für die Stahlindustrie verbunden wurde.¹⁴⁷

Auf deutscher Ebene wurde für die Zeit nach Ablauf des Jahrhundertvertrags (1996) sowie des Hüttenvertrages (2000) in der Kohlerunde¹⁴⁸ vom 11. November 1991 "Das Kohlekonzept 2005" beschlossen. Mit diesem Kohlekonzept wird die Zahl der Steinkohlenbergwerke in der Bundesrepublik Deutschland um 9 auf dann 17 sinken. Damit ist ein Verlust von 40.000 Arbeitsplätzen im Steinkohlenbergbau verbunden. Das "Kohlekonzept 2005" umfaßt folgende Ziele:

1. Sicherung einer Verstromungsmenge von 35 Mio. t SKE bis 2005, die bereits bis 1997 stufenweise erreicht werden soll;
2. Fortsetzung der Versorgung der Stahlwerke nach Ablauf des Hüttenvertrages bis zum Jahre 2005;¹⁴⁹
3. Reduzierung der gesamten Steinkohlenförderung auf eine Menge von 50 Mio. t SKE bis zum Jahre 2005.

Die Erfüllung der Vereinbarungen aus der Kohlerunde sind auf politischer Ebene noch ungewiß. In einem von der Bundesregierung vorgelegten Gesetzentwurf wird die Finanzierung der Steinkohle mit der Nutzung der Kernenergie verknüpft.¹⁵⁰ Dagegen

¹⁴⁶ Zustimmung 10/93 des Rates, ABl. Nr. C 21 vom 25.01.1994.

¹⁴⁷ Schneider, E. "Ich gebe, du gibst", in: Handelsblatt vom 20. Dezember 1993.

¹⁴⁸ Die Teilnehmer der Kohlerunde waren die Bundesregierung, die Regierungen des Landes Nordrhein-Westfalen und des Saarlandes, die Unternehmen des deutschen Steinkohlenbergbaus, die Industriegewerkschaft Bergbau und Energie sowie die Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft.

¹⁴⁹ Der Hüttenvertrag, der im Jahre 2000 ausläuft, ist derzeit bis 1997 von der Europäischen Kommission genehmigt.

¹⁵⁰ Gesetzentwurf der Bunderegierung zur Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Verstromung und zur Änderung des Atomgesetzes, BT-Drucksache 12/6908 vom 25.02.1994.

stehen Vorschläge der Opposition, die die Finanzierung der Steinkohlenverstromung ab 1996 über eine allgemeine Energiesteuer vorsieht.¹⁵¹

7.3 Erdöl

Nur ein Teil der auf dem deutschen Markt tätigen Gesellschaften nehmen an der inländischen Rohölförderung teil. Die privaten Gesellschaften der deutschen Erdölindustrie beteiligen sich daher im größeren Umfang an der Rohölförderung im Ausland. Der Anteil der Rohölförderung, der von der deutschen Erdölindustrie erbracht wurde, betrug 1990 mit 13 Mio. t fast die vierfache Menge der heimischen Rohölförderung des gleichen Jahres.

Wie Tabelle 16 verdeutlicht, hat sich das Aufkommen an Rohöl im Jahre 1992 im Vergleich zum Vorjahr um fast 10 Mio. t erhöht. Dabei wurde die Steigerung ausschließlich über eine Erhöhung der Importmengen erreicht. Die Importabhängigkeit beim Rohöl beträgt mittlerweile über 97%.

Tabelle 16: Rohölaufkommen der Bundesrepublik Deutschland von 1989 bis 1992 in 1.000 t

	1989	1990	1991	1992
Förderung	3.816	3.660	3.487	3.303
in %	4,2	4,0	3,8	2,9
Import	86.126	88.060	88.752	99.065
in %	95,8	96,0	96,2	97,1
Summe	89.942	91.720	92.239	112.368

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energiedaten 92/93.

Der hohen Ölimportabhängigkeit stellt die Bundesregierung eine Politik gegenüber, die auf eine möglichst breite Diversifizierung der Bezugsquellen ausgerichtet ist. Wie Tabelle 17 zu entnehmen ist, wurden 1992 die mengenmäßig größten Einfuhren durch sieben

¹⁵¹ Vgl. Entwurf eines Gesetzes über die weitere Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Elektrizitätswirtschaft und zur Einführung einer Energiesteuer, BT-Drucksache 12/6382 vom 8.12.1993.

Staaten abgedeckt. Die relativ breite Streuung galt jedoch nur für Westdeutschland, da Ostdeutschland noch im Jahre 1992 seine Ölimporte zu 93,2% aus den GUS abnahm.

**Tabelle 17: Rohöleinfuhr nach Herkunftsgebieten in die Bundesrepublik Deutschland
1989 bis 1992 in 1.000 t**

	1989	1990	1991	1992
Gesamteinfuhren	86.126	88.060	88.752	99.065
Mittlerer Osten:	14.983	16.782	18.151	17.541
darunter				
-Saudi-Arabien	5.472	5.993	7.769	8.928
-Iran	2.050	2.870	2.616	900
Afrika:	20.503	23.012	27.070	28.303
darunter				
-Algerien	4.041	3.493	4.597	6.237
-Libyen	10.988	11.493	12.266	11.572
-Nigeria	4.493	6.127	6.793	8.942
Venezuela	4.632	4.577	5.561	6.743
GUS	25.844	21.284	14.023	16.777
Norwegen	5.416	6.603	8.706	13.768
Großbritannien	14.391	14.875	13.999	15.110

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Energiedaten 92/93, 1993.

7.4 Erdgas

Auf dem Erdgasmarkt können drei Stufen unterschieden werden:¹⁵²

- * die Produktionsstufe;
- * die Transportstufe;
- * die Lokalverteilungsstufe.

¹⁵² Vgl. Schiffer, H.-W., Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland, 1991, S.82-103.

7.4.1 Produktionsstufe

Die Produktionsstufe umfaßt die *Erdgasförderung* sowie den *Import* von Erdgas. In Deutschland sind 13 private Unternehmen in der Erdgasförderung tätig. Dabei konzentrierten sich 1990 über 80% der Erdgasförderung auf drei Unternehmen. Hierbei handelt es sich um die Deutsche Shell AG und die Esso AG (als Anteilseigner von Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH und von Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH) sowie um die Mobil Oil AG.

Die Erdgasimporte bezieht Deutschland vornehmlich aus den Staaten der GUS, den Niederlanden sowie Norwegen.¹⁵³ Dabei wurde der Erdgasimport in den alten Bundesländern 1990 zu 8% von den Erdgasproduzenten direkt abgewickelt. Hauptimporteure stellen 17 Ferngasgesellschaften mit 92% dar. Allerdings besitzen die Erdgasproduzenten nennenswerte Anteile an den verschiedenen Ferngasgesellschaften, so daß sie neben den 8% einen weiteren Anteil an den Erdgasimporten besitzen. In den neuen Bundesländern werden die Erdgasimporte über die Verbundnetz Gas AG (VNG)¹⁵⁴ abgewickelt.¹⁵⁵ Diese Aktiengesellschaft wurde am 1. Juli 1990 gegründet.

7.4.2 Transportstufe

Auf der Transportstufe geben die 17 Ferngasgesellschaften das Erdgasaufkommen, das sich aus eigener inländischer Produktion und Importen zusammensetzt, über das weitverzweigte Transportleitungsnetz an etwa 80 regionale und 450 lokale

153 Mit dem Europe-Abkommen, welches die Bundesregierung mit Norwegen geschlossen hat, wird Norwegen seinen Anteil am gesamtdeutschen Gasmarkt von derzeit 14% auf 25% bis zum Jahre 2005 erhöhen. Den Gesetzentwurf zur Ratifizierung des Abkommens hat der Bundestag am 3. Februar 1994 verabschiedet. Vgl. Beschlußempfehlung und Bericht zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung (BT-Drucksache 12/5840) zwischen der Bundesregierung Deutschland und dem Königreich Norwegen über den Transport von Gas durch eine Rohrleitung vom norwegischen Festlandsockel und von anderen Gebieten in die Bundesrepublik Deutschland (Europe-Abkommen), BT-Drucksache 12/6583.

154 An der VNG sind die Ruhrgas AG mit 35% und die BEB Erdgas und Erdöl GmbH mit 10% beteiligt. Die BEB Erdgas und Erdöl GmbH befindet sich zu jeweils 50% in den Händen der Esso AG, Hamburg, und der Deutschen Shell AG, Hamburg.

155 Die VNG war vor der Vereinigung das staatliche Monopolunternehmen VEB Verbundnetz Gas.

Weiterverteiler ab. Durch sogenannte Demarkationsverträge sind die Liefergebiete der einzelnen Ferngasgesellschaften gegeneinander abgegrenzt.

In Ostdeutschland besteht noch kein vergleichbares engmaschiges Leitungssystem. Durch drei separate Leitungssysteme beliefert die VNG die lokalen Weiterverteiler und einzelne Großabnehmer.

7.4.3 Lokalverteilungsstufe

Auf der dritten Stufe, auf der das Erdgas an die Endverbraucher geliefert wird, treten die Ortsgasversorgungsunternehmen und die regionalen Verteiler auf. Die Erdgasproduzenten liefern auf dieser Stufe nur an einzelne Großabnehmer.

Von den genannten regionalen und lokalen Weiterverteilern befinden sich 424 Unternehmen in öffentlicher Hand, 79 Unternehmen in gemischt öffentlich-privatwirtschaftlicher Hand und 26 Unternehmen in privatwirtschaftlicher Hand. Auch auf der dritten Stufe besteht kein Wettbewerb, da hier die Demarkationsverträge durch Konzessionsverträge¹⁵⁶ ergänzt werden. Somit ist das Erdgas nur auf dem Wärmemarkt gegenüber Kohle, Elektrizität und Heizöl einem Substitutionswettbewerb ausgesetzt.

7.5 Kernenergie

Im Jahre 1992 wurde in der Bundesrepublik Deutschland eine Kraftwerksleistung auf Kernenergiebasis in Höhe von 22.507 MW von 20 Kernkraftwerken, erbracht.¹⁵⁷

Der Kernenergiesektor ist privatwirtschaftlich organisiert. Das Recht zur Erteilung von Genehmigungen für Kernkraftwerke liegt bei den Ländern, die diese Aufgabe im Auftrag des Bundes erfüllen. Dabei ist die Eigentümer- bzw. Betreiberstruktur durch eine umfangreiche Verflechtung der Elektrizitätswerke gekennzeichnet. Eine Ausnahme stellt

¹⁵⁶ Die Konzessionsverträge, die zwischen den Gemeinden und den Gasversorgungsunternehmen geschlossen werden, beinhalten ein alleiniges Wegebenutzungsrecht für das jeweilige Gasversorgungsunternehmen.

¹⁵⁷ Deutsches Atomforum e.V., 1993, Zahlen und Fakten zur Kernenergie.

die Deutsche Bundesbahn dar, die als einziges Nicht-Elektrizitätsunternehmen über eine Beteiligung am Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar verfügt.¹⁵⁸

Der fehlende Energiekonsens ermöglicht derzeit keine Einschätzung der zukünftigen Nutzung der Kernenergie in Deutschland.¹⁵⁹ Hauptproblem der Kernenergie stellt neben sicherheitstechnischen Bedenken die Endlagerung des nuklearen Abfalls dar. In ihrem energiepolitischen Gesamtkonzept kündigt die Bundesregierung eine umfassende Novellierung des Atomgesetzes in Richtung eines "modernen Sicherheitsrechtes" an. Zudem unterstreicht die Regierung, daß sie weiterhin den Einsatz der Kernenergie als einen wichtigen Eckpfeiler in der Primärenergieversorgung betrachtet.

7.6 Erneuerbare Energiequellen

In der Bundesrepublik kommt den erneuerbaren Energien mit einem Versorgungsbeitrag von 2% nur eine geringe Bedeutung zu. Der wichtigste Einsatzbereich der erneuerbaren Energien liegt in der Elektrizitätswirtschaft. Dabei steht der Einsatz von Wasserkraft an vorderster Stelle. So werden von den 4691 in der Bundesrepublik Deutschland betriebenen Wasserkraftwerken derzeit 660 im Bereich der Energieversorgungsunternehmen genutzt.¹⁶⁰

Die erneuerbaren Energien werden derzeit mit etwa 3% des gesamten bundesdeutschen Förderhaushaltes bzw. 20% des Budgets für Energieforschungszwecke unterstützt. Dabei fokussieren sich die staatlichen Förderungen für erneuerbare Energien auf einzelne Anreize zur Erleichterung der Markteinführung sowie auf Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen.¹⁶¹

158 Deutsches Atomforum e.V., Bonn, Kernthema, 12/1992.

159 Die Frage über die Nutzung der Kernenergie spiegelt sich zur Zeit unter anderem in dem Streit zwischen dem Bundesumweltministerium und dem hessischen Umweltministerium über das Kernkraftwerk Biblis wieder. Vgl. Woche im Bundestag (wib), 6/1994, S.31.

160 Vgl. Ökologische Briefe vom 26. Januar 1994, S.5.

161 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Energiepolitik für das vereinte Deutschland, 1992, S.70ff.

Obwohl die Bundesregierung in ihrem energiepolitischen Gesamtkonzept auf die Notwendigkeit des verstärkten Einbezugs erneuerbarer Energiequellen zur Energieversorgung hinweist, wird ihr Beitrag auch in Zukunft gering bleiben.

7.7 Zusammenfassung

Als gleichrangige Ziele in der Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland gelten die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und die Ressourcenschonung. Daneben wird eine Diversifizierung der Energieträger und der Bezugsländer angestrebt, denn die Bundesrepublik Deutschland verfügt bis auf größere Kohlevorkommen nur über geringe heimische Energiereserven.

Dabei sind der Braunkohlenbergbau, aufgrund bestehender Überkapazitäten, und auch der Steinkohlenbergbau, aufgrund des hohen Subventionsbedarfs, durch einen Kapazitätsabbau gekennzeichnet. Für die folgenden Jahre hat die Bundesregierung mit Vertretern des Kohlenbergbaus ein Kohlekonzept ausgehandelt. Jedoch ist derzeit die Erfüllung der Vereinbarungen aus diesem Konzept ungewiß, da bis heute auf politischer Ebene kein Energiekonsens bezüglich des zukünftigen Energieträgermixes gefunden wurde. Somit ist auch die Zukunft des Kernenergieeinsatzes ungewiß.

Die Erdöl- und Erdgassektoren sind marktwirtschaftlich organisiert. Dabei gibt es Einschränkungen auf der Transport- und Lokalverteilungsstufe im Erdgassektor. Auf der Transportstufe sind die Liefergebiete der Ferngasgesellschaften durch Demarkationsverträge gegeneinander abgegrenzt. Diese Verträge werden auf der Lokalverteilungsstufe durch Konzessionsverträge ergänzt.

8. Ländervergleich

Die Darstellung der Energiepolitik der EU-Mitgliedstaaten zeigt einerseits, daß die gleichen energiepolitischen Ziele verfolgt werden, andererseits keineswegs eine Annäherung der Energiepolitiken der untersuchten Staaten gegeben ist. Nach wie vor sind die Energiewirtschaften in den dargestellten Mitgliedstaaten durch eine sehr heterogene Struktur gekennzeichnet.

8.1 Energieträgerstruktur

Tabelle 18 gibt einen Überblick über die in den hier dargestellten Mitgliedstaaten der EU eingesetzten Energieträger.

Tabelle 18: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern der EU-Mitgliedstaaten in % (Stand 1991)

	Deutschland	Dänemark	Frankreich	Großbritannien	Spanien
Kohle ¹⁶²	33,4	40,0	9,3	29,5	22,0
Erdöl	38,4	42,6	41,8	37,9	53,6
Erdgas	16,7	10,6	12,6	23,4	6,2
Kernenergie	9,6	--	34,4	8,0	15,5
Erneuerbare Energiequellen	2,2	7,4	1,9	1,2	2,7

Die Energieträgerstruktur des Jahres 1991 verdeutlicht, daß das Erdöl bei allen hier dargestellten Mitgliedstaaten mit 38% bis über 53% den größten Anteil des Primärenergieverbrauchs deckt. Der Kohleneinsatz in den kohlenfördernden Mitgliedstaaten ist mit 30% bis 40% sowie in Dänemark, wo ausschließlich Importkohle aus Drittländern eingesetzt wird, ebenfalls relativ hoch. Dagegen decken die erneuerbaren Energiequellen mit durchschnittlich 2% nur einen geringen Teil des Primärenergieverbrauchs. Hier stellt Dänemark mit einem Anteil der erneuerbaren Energiequellen von 7,4% eine Ausnahme dar. Der Erdgaseinsatz, der in den Mitgliedstaaten in den letzten Jahren insgesamt zunahm, liegt in Deutschland, Dänemark und Frankreich bei 10% bis 16%. Der Erdgasanteil in Spanien fällt dagegen mit 6,2% relativ gering aus. Dagegen deckt Großbritannien 23% des Primärenergieverbrauchs durch den Einsatz von Erdgas.

Der Einsatz der Kernenergie der hier dargestellten Mitgliedstaaten variiert in einem erheblichen Umfang. Während Dänemark vollständig auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet, deckt Frankreich seinen Primärenergieverbrauch zu über 34% durch die Nutzung des nuklearen Stroms. Deutschland und Großbritannien haben einen Kernenergieanteil der zwischen 8% und 10% liegt. Spanien stützt sich zu 15% auf den Einsatz der Kernenergie.

162 Braun- und Steinkohle.

8.2 Energieimportabhängigkeit

Nicht nur die Energieträgerstruktur, sondern auch die Importanteile von Kohle, Erdöl und Erdgas sind in den Mitgliedstaaten unterschiedlich hoch. Während Großbritannien und Dänemark ihren Erdgasverbrauch vollständig durch heimische Produktion decken, sind Deutschland Frankreich und Spanien fast vollständig von Ölimporten abhängig. Ähnliche Unterschiede lassen sich für Kohle und Erdgas anhand der Tabelle 19 verfolgen.

Tabelle 19: Importanteile der Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas in %

	Deutschland	Dänemark	Frankreich	Großbritannien	Spanien
Kohle	10	100	50	20	45
Erdöl	97	0	99	0	97
Erdgas	75	0	90	22	80

8.3 Energiepolitische Ziele

Trotz dieser unterschiedlichen Ausgangsbasis werden in den EU-Mitgliedstaaten gleiche energiepolitische Ziele verfolgt. Dabei stehen folgende Ziele im Mittelpunkt:

1. Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Energie;
2. Erhöhung des Selbstversorgungsgrades mit Energie;
3. Ausbau heimischer Energiequellen;
4. Diversifizierung der Energieimporte nach Energieträgern und Bezugsländer.

Daneben werden Energiesparmaßnahmen, Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und der Minimierung der CO₂-Emissionen des Energieverbrauchs verfolgt. Eine Übersicht über die Ausgestaltung der nationalen Energiepolitiken nach Energieträgern bietet die folgende Tabelle 20.

So ist der Kohlenbergbau durch einen Abbau der Förderkapazitäten gekennzeichnet. Dabei will Frankreich seine Förderkapazitäten bis zum Jahre 2005 vollständig abbauen, während im Rahmen der Privatisierung von British Coal ein Abbau der unwirtschaftlich arbeitenden Bergwerke erfolgt. Gleichzeitig wird der Steinkohlenbergbau in allen kohlenfördernden Mitgliedstaaten durch langfristige Lieferverträge mit der Elektrizitätswirtschaft und durch Preissubventionen unterstützt.

Die im Erdgassektor eingesetzten Instrumente variieren in den EU-Mitgliedsstaaten erheblich. So treten auf der Aufkommenseite staatliche Importmonopolgesellschaften, staatliche Gasfördergesellschaften und private Import- und Fördergesellschaften auf. Die Verteilung des Erdgases wird durch Demarkationsverträge oder Konzessionsverträge ergänzt. Daneben kontrolliert Frankreich die Preisgestaltung; Dänemark und Großbritannien räumen der heimischen Versorgung mit Erdgas Priorität vor dem Erdgasexport ein. Auch der Erdölmarkt ist durch eine heterogene Struktur gekennzeichnet. Während sich in Großbritannien die staatlichen Eingriffe auf eine Lizenzvergabe und Steuererhebungen beschränken, ist in Dänemark eine staatliche Gesellschaft für die heimische Erdölförderung- und versorgung verantwortlich.

8.4 Schlußfolgerungen

In Anbetracht der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen und -politischen Strukturen in den untersuchten Mitgliedstaaten stellt sich die Frage nach der Möglichkeit einer europäischen Energiepolitik. In der Einleitung wurde darauf hingewiesen, daß im Energiebinnenmarkt einerseits eine Annäherung der energiewirtschaftlichen und -politischen Strukturen der Mitgliedstaaten oder andererseits lediglich eine Anpassung der Nahtstellen zwischen den energiewirtschaftlichen und -politischen Strukturen erfolgen könnte.

Aufgrund der Ergebnisse aus dem Vergleich der Länderberichte ist zu vermuten, daß die erste Alternative derzeit nicht durchsetzbar scheint, weil eine Annäherung der großen Unterschiede in den Energiepolitiken nur langfristig möglich ist. Folglich erscheint eine gemeinsame Energiepolitik nur durch eine Anpassung der Nahtstellen zwischen den energiewirtschaftlichen und -politischen Strukturen der Mitgliedstaaten in näherer Zukunft realisierbar.

Die Konsequenz für die Mitgliedstaaten besteht darin, die nationalen Energiepolitiken kurz- und langfristig in eine europäische Energiepolitik zu integrieren. Kurzfristig müßte dies bedeuten, daß nationalen Maßnahmen, die mit dem Ziel des Binnenmarkts für Energiequellen nicht im Einklang stehen, revidiert werden.

Eine direkte Folge der Vollendung des Binnenmarkts besteht darin, daß eine Politik der Versorgungssicherheit nicht mehr auf der Ebene eines Mitgliedstaates, sondern auf der europäischen Ebene zu lokalisieren ist. Für den Energieträger Kohle folgt daraus, daß eine Beschränkung der Förderkapazitäten auf die wirtschaftlichen Kohlenförderkapazitäten der EU unumgänglich ist. Für die Energieträger Gas und Öl

folgt daraus, daß sie für die Versorgungssicherheit auf der europäischen Ebene eingesetzt werden können.

Langfristig würde dies bedeuten, daß nationale Maßnahmen lediglich in Abhängigkeit von der Vereinheitlichung der energiewirtschaftlichen und -politischen Strukturen getroffen werden könnten. In der Konsequenz würde dies bedeuten, daß die Energiewirtschaft sich dem europäischen Wettbewerb öffnen muß. Daraus folgt allerdings nicht notwendigerweise, daß die europäische Energiepolitik sich zu einer Wettbewerbsaufsicht in bezug auf die Energiewirtschaft reduziert. Vielmehr wird der Gestaltungsspielraum für energiepolitische Maßnahmen auf der europäischen Ebene definiert. Für die nationalen Energiepolitiken bedeutet dies, daß sie im Rahmen eines Binnenmarktes für Energie miteinander in einem Wettbewerb treten.

Diese kurzfristige und langfristige Entwicklung zeigt sich möglicherweise am ehesten beim Energieträger Erdgas. So wird vor allem der Erdgasmarkt beispielhaft für eine Liberalisierung der Energiepolitiken und der Bildung eines Energiebinnenmarktes stehen. Dabei stellen die Vorschläge der Kommission über einen Energiebinnenmarkt für Erdgas den ersten Schritt für diese Umstrukturierung dar. Ein Ausbau des Leitungsnetzes für die Erdgasversorgung und die Gestaltung der Erdgaspolitik auf europäischer Ebene würde nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern auch einen Wohlfahrtsgewinn insgesamt darstellen, da eine Liberalisierung des Erdgasmarktes eine effizienzsteigernde Wirkung hat.

Zudem wird die Erdgasnachfrage in den kommenden Jahren einen starken Anstieg verzeichnen, da Erdgas als ein sauberer Energieträger gilt. Schließlich gehört zu den vorrangigen Zielen der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 1994 unter anderem die Schaffung eines Binnenmarktes für Energie. Dabei sollte auch beachtet werden, daß die Bildung eines Energiebinnenmarktes eine Chance bietet, die Energiemärkte unter Einbezug umweltpolitischer Aspekte umzugestalten.

Verzeichnis von Dokumenten der Europäischen Union

Arbeitsdokument der Kommission, Der Binnenmarkt für Energie, KOM (88) 238 endg.

Bericht der Kommission vom 26. November 1993 über die Anwendung der Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus im Jahre 1992, KOM (93) 589 endg.

Empfehlung des Rates an die Mitgliedstaaten über die Förderung der Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenerzeugern, KOM (88) 225 endg.

Entscheidung der Kommission 86/2064/EGKS vom 30. Juli 1986 über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 177 vom 01.07.1986.

Entscheidung des Rates 93/565/EWG zur Förderung der Energieeffizienz in der EU, ABl. Nr. L 307 vom 08.11.1991.

Entscheidung des Rates 93/500/EWG vom 13. September 1993 zur Förderung der erneuerbaren Energiequellen in der Gemeinschaft, ABl. Nr. L 235 vom 18.09.1993.

Entscheidung der Kommission 93/3632/EGKS vom 28. Dezember 1993 über die Gemeinschaftsregelung für staatliche Beihilfen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, ABl. Nr. L 329 vom 30.12.1993.

Entschließung des Rates über neue energiepolitische Ziele der Gemeinschaft für 1995, ABl. Nr. C 241 vom 25.09.1986.

Entschließung des Rates vom 01.12.1986 über die Orientierung der Gemeinschaft für die Weiterentwicklung der neuen und erneuerbaren Energiequellen, ABl. Nr. C 316 vom 01.12.1986.

Mitteilung der Kommission über die Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen in der Gemeinschaft, KOM (87) 432 endg. vom 29.09.1987.

Mitteilung der Kommission über die Beschleunigung von Einzelinvestitionen für eine rationellere Energienutzung durch Drittfinanzierung, KOM (88) 175 endg. vom 06.04.1988.

Mitteilung der Kommission Nr. 94/C gemäß Artikel 55 EGKS-Vertrag über die mittelfristigen Leitlinien für die technische Forschung Kohle (1994-1999), ABl. Nr. C 67 vom 04.03.1994.

Richtlinie der Kommission 92/75/EWG betreffend die Energieetikettierung für elektrische Haushalts- und Gefriergeräte sowie entsprechende Kombinationsgeräte, ABl. Nr. L 297 vom 13.10.1992.

Richtlinie der Kommission 94/2/EG vom 21. Januar 1994 zur Durchführung der Richtlinie 92/75/EWG betreffend die Energieetikettierung für elektrische Haushaltskühl- und -gefriergeräte sowie entsprechende Kombinationsgeräte, ABl. Nr. L 45 vom 17.02.1994.

Vorläufiger Bericht der Kommission über den Markt für feste Brennstoffe in der Gemeinschaft 1993 und Aussichten für 1994, ABl. Nr. C 79 vom 16.03.1994.

Verordnung des Rates 90/2008/EWG vom 29. Juni 1990 zur Förderung der Energietechnologien in Europa, ABl. Nr. L 185 vom 17.07.1990.

Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. C 65 vom 14.03.1992.

Zustimmung des Rates Nr. 93/10 gemäß Artikel 95 Absatz 1 des Vertrages über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl, die es der Kommission ermöglicht, eine Entscheidung über die Gemeinschaftsregelung für Maßnahmen der Mitgliedstaaten zugunsten des Steinkohlenbergbaus zu treffen, ABl. Nr. C 21 vom 25.01.1994.

Literaturverzeichnis

Appert, O., "La loi de 1992: un régime pétrolier adapté a un nouveau contexte mondial",
in: Revue de l'énergie, no. 447, mars 1993

Anderson, A., 1993, Pocket guide to UK oil taxation

Baleste, M., (1991), L'économie française, Mason, Parist

BIP no 7510, Etudes et documents, les propositions du rapport Mandil pour le Gaz,
10.01.1994

Britische Botschaft, Britische Notizen zum Umweltschutz, 23.09.1991

Britische Botschaft, Britische Notizen zum Umweltschutz, 13.08.1991

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energiedaten 92/93, Bonn

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1993, Energieversorgung in der
Europäischen Gemeinschaft, Bonn

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 1992, Energiepolitik für das vereinte
Deutschland, Bonn

Chaintrein, M., Pétrole et gaz naturel en Espagne, BIP no 7374, Paris

Comité Professionnel du Pétrole, Le gaz en France, Note d'information économique,
décembre 1993

Comité Professionnel du Pétrole, Le charbon en France, Note d'information économique,
décembre 1993

Commissariat Général du Plan, rapport de l'atelier "Perspectives énergétiques de la
France a l'horizon 2000", présidé par Michel Pecqueur, La documentation
française, Paris

Corzine, R., "Paying a high price for Being in Control", in: Financial Times vom
25.02.1994

Country Profiles: Spain, European Energy Report 370, September 1992, London

Danish Energy Agency, Danish Energy Statistics 1992

Danish Ministry of Energy, 1993, Danish Energy Taxation in General

Danish Ministry of Energy, 1990, Energy 2000, A Plan of Action for Sustainable
Development

Department of Trade and Industry, 1994, Coal Industry Bill: Draft model Coal
Authority, Licensing Documents, Januar 1994

- De Sampaio Nunes, P., "Energy Efficiency - The European Challenge", in: Towards an Energy Efficient Europe, Summary of Proceedings and Conference Papers, January 1993, Birmingham, England
- Deutscher Bundestag, Beschlußempfehlung und Bericht zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung (BT-Drucksache 12/5840) zwischen der Bundesregierung Deutschland und dem Königreich Norwegen über den Transport von Gas durch eine Rohrleitung vom norwegischen Festlandsockel und von anderen Gebieten in die Bundesrepublik Deutschland (Europipe-Abkommen), BT-Drucksache 12/6583
- Deutscher Bundestag, Entwurf eines Gesetzes über die weitere Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Elektrizitätswirtschaft und zur Einführung einer Energiesteuer, BT-Drucksache 12/6382 vom 08.12.1993
- Deutscher Bundestag, Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Verstromung und zur Änderung des Atomgesetzes, BT-Drucksache 12/6908 vom 25.02.1994.
- Deutsches Atomforum e. V., Bonn, Kernthema, 12/1992
- Deutsches Atomforum e. V., 1993, Zahlen und Fakten zur Kernenergie
- Ends Report, 1993, "Green Budget and coal review: helping or hindering emissions reductions?", 218, 3/1993, S.13-15
- Environment Watch: Western Europe (EWWE), "Swiss Study Shows Wide Gap in European Energy Prices", 5. Februar 1993, S.11-12
- Erstes Gesetz zur Verwendung von Steinkohle in Kraftwerken (Erstes Verstromungsgesetz) vom 12.08.1965 (BGB. I, S.777) geändert durch das Gesetz vom 08.08.1969 (BGB. I, S.1083)
- European Environment, No. 395 - October 6, 1992
- European Parliament, 1992, Privatization in the UK Electricity and Gas Industry
- European Parliament, 1993, The Situation of the Coal Mining Industry in the European Community, Working Papers
- Foreign & Commonwealth Office, 1992, Die Britische Wirtschaft
- Friends of The Earth, 1992, Energy for a Future, London
- Gerlach, T., "Energiewirtschaftliche Situation in Dänemark", in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET), 1993, S.259-263
- Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, 1993, Steinkohle 1993 - Daten und Tendenzen, Essen
- Gesetz über das Zollkontingent für feste Brennstoffe vom 14.12.1970, geändert durch das zweite Gesetz zur Änderung energierechtlicher Vorschriften vom 25.08.1980 (BGB. I, S.2137)

- Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft (Drittes Verstromungsgesetz) in der Fassung des Gesetzes vom 17.11.1980 (BGB. I, S.2137)
- Gesetz zur Sicherung des Steinkohleneinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft (Zweites Verstromungsgesetz) vom 05.09.1966 (BGB. I, S.545) zuletzt geändert durch das Gesetz vom 25.08.1980 (BGB. I, S.1605)
- Gruß, H., "Entwicklung und Perspektiven für Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1992)", in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/1993, S.1-24.
- Guindo Javier Alcaide, Distribucion sectorial del consumo de gas natural, OILGAS, 4/1989, Madrid.
- Halton, N., Towards 1992: Adaptation of Spains Oil Monopoly, OGLTR 1988/89, London.
- Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE) e.V., Strom aus der Kohle, 1992.
- Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE) e.V., PresseBLICK 12/1993.
- Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft (IZE) e.V., PresseBLICK, 2/1994.
- International Energy Agency, 1993, Energy Policies of IEA Countries - 1992 Review, OECD Publication.
- Krawinkel, H., 1991, Für eine neue Energiepolitik: Was die Bundesrepublik Deutschland von Dänemark lernen kann, Fischer Verlag, Frankfurt am Main.
- Mandil, C.; "Rapport sur la réorganisation du système électrique gazier et électrique français", Énerpresse no. 5992, 13.01.1994.
- Mandil, C., "Le gaz naturel et la politique de l'énergie", Énerpresse, no 5413, 24.09.1991.
- Mandil, C., Quelle évolution pour les monopoles énergétiques françaises; BIP no. 7413, Etudes et documents, 23.08.1993.
- McCloskey, G., (1994), "Japanese steel mills win big coal price cuts", in: Financial Times vom 25.01.1994.
- McCloskey, G., (1994), "Coal exporters reeling from second price blow", in: Financial Times vom 17.02.1994.
- Mielsch, H., "Der Beitrag der deutschen Steinkohle zur nationalen und zur europäischen Energieversorgung", in: Glückauf, 1993, S.728-731.
- Ministere de l'industrie et du commerce extérieur, "Bilan énergétique provisoire pour 1992", Enerpresse no 5773, 02.03.1993.

Ministere de l'industrie, des postes et des télécommunications, Document d'orientation sur la politique énergétique: gérer aux mieux les ressources en énergies fossiles, Énerpresse no 5968, 10.12.1993.

N.N., "Cut-price coal stokes up industry row in Australia", in: Financial Times vom 11.03.1994.

N.N., "More pits to closure", Financial Times vom 02.02.1994.

N.N., "Unterhaus stimmt für Verkauf von British Coal", Handelsblatt vom 23.03.1994.

Neighbourhood Energy Action, Energy Action, No. 56, 1/1994.

Neighbourhood Energy Action, Towards an Energy Efficient Europe, Conference Paper, 20. bis 21. Januar 1993, Birmingham, England.

Niemeyer, H.-J., 1990, Der "Jahrhundertvertrag" nach deutschem Kartellrecht, Köln, Berlin, Bonn, München.

Öko-Institut Freiburg/Br., 1991, Energie Report Europa, Fischer Verlag, Frankfurt am Main.

Ökologische Briefe vom 26. Januar 1994, Meldungen, S.5.

Olsen, O.J., "Die Energiewirtschaft in Dänemark: Entwicklung und Perspektiven", in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/1993.

Ott, G., "Energie für die Welt von morgen, Globale Herausforderungen - regionale Prioritäten", in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET), 1993, S.742-749.

Rapport de l'Agence Internationale de l'énergie (AIE) relatif a la politique énergétique menée en Espagne, Énerpresse no 5694, 06.11.1992.

Rapport de la Commission Européenne sur la situation énergétique dans la peninsule iberique (Extraits), Énerpresse no 5102, 26.06.1992, Paris.

Rudd, R./Smith, M., "Treasury urges prompt sale of nuclear power industry", in: Financial Times vom 12./13.03.1994.

Schiffer, H.-W., 1991, Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland, 2. völlig neubearbeitete Auflage, Köln.

Schneider, E., "Ich gebe, du gibst", in: Handelsblatt vom 20. Dezember 1993, S.2.

Schürmann, H.-J., "Energiepolitische Gräben wurden noch nicht überbrückt", in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET), 1993, S.820-823.

Siemens AG, "Energieversorgung auf dänisch", in: Standpunkt, 1/1994, S.30-32.

Smith, M., "Buyers of pits may decide an closure", in: Financial Times vom 25.01.1994.

Smith, M., "Thorp N-plan given go ahead by High Court", in: Financial Times vom 5./6.03.1994.

Tyler, C., "The British miner's broken home", Financial Times vom 5./6.03.1994.

Verein Deutscher Kohlenimporteure, 1993, Jahresbericht 1992.

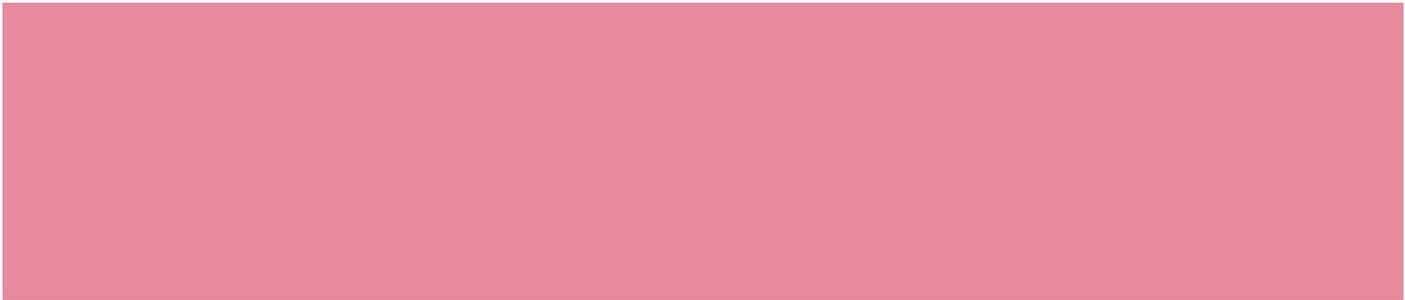
Whitaker, D., Ole for Spanish Gas, Petroleum Review, June 1993, London.

Winje, D./Hanitsch, R., 1991, Energiewirtschaft, Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo.

Wirth, J., Le régime pétrolier français et le marché intérieur communautaire, BIP no 7070, 07.04.1992.

Woche im Bundestag (wib), 6/1994, S.31.

Zeitung für Kommunale Wirtschaft, Februar 1994, Auslandsnachrichten S.5.



ISSN-Print 2364-2599
ISSN-Internet 2364-2602

