

## **2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage**

Zum besseren Verständnis der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs ist es das Ziel dieses Kapitels, die energiewirtschaftliche Ausgangssituation in Baden-Württemberg darzustellen und zu analysieren. Dazu wird zunächst die derzeitige energiewirtschaftliche Situation näher erläutert. Anschließend werden die energiepolitischen und -rechtlichen Rahmenbedingungen diskutiert, die für die Entwicklung der Energiewirtschaft von Bedeutung sind. Im Anschluß daran werden in Ergänzung zu dem bereits dargestellten Überblick über die Situation der gesamten Energiewirtschaft die gegenwärtige Struktur der Strom- und Fernwärmewirtschaft detailliert dargestellt und die gaswirtschaftlichen Randbedingungen in Baden-Württemberg unter Beachtung der überregionalen Einbindung in die existierenden Versorgungsstrukturen diskutiert. Abschließend wird dann noch der Problembereich Treibhauseffekt und Energienutzung erörtert.

### **2.1 Situation der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg**

Baden-Württemberg ist im Gegensatz zu anderen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland (alt) durch sehr geringe eigene Energierohstoffvorkommen gekennzeichnet. Ziel dieses Abschnittes ist es vor diesem Hintergrund, die Struktur der Energiewirtschaft und der Elektrizitätswirtschaft in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland (alt) darzustellen.

#### **2.1.1 Struktur der Energiewirtschaft**

Nach Fläche (35.751 km<sup>2</sup>) und Bevölkerung ist Baden-Württemberg das drittgrößte Bundesland sowohl in der Bundesrepublik Deutschland (alt) als auch in der Bundesrepublik Deutschland (neu). Die Wohnbevölkerung betrug 9,619 Mio. Menschen am Jahresende 1989; dies entspricht einer Bevölkerungsdichte von 269 Einwohnern je km<sup>2</sup>, die damit knapp über dem Durchschnitt für die Bundesrepublik Deutschland (neu) liegt (222 Einwohner je km<sup>2</sup>).

Mit einem Bruttoinlandsprodukt je Einwohner von 29.409 DM/a im Jahr 1989 (Preise von 1980) lag das wirtschaftliche Produktionsergebnis um 5,6 % über dem Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland (alt). Der Hauptanteil an der Erstellung des Bruttoinlandsproduktes entfällt auf das "Verarbeitende Gewerbe", gefolgt von den Bereichen "Sonstige Dienstleistungsunternehmen", "Staat" und "Handel".

Mit 1.372,0 PJ/a (46,8 Mio. t SKE/a) lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 1989 auf demselben Niveau wie im Jahr 1979, dem Jahr der zweiten Ölpreiskrise, wobei allerdings die reale Wirtschaftsleistung 1989 um 24,0 % höher war als 1979. Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs zwischen 1970 und 1989 ist in Abbildung 2.1-1 dargestellt. Deutlich erkennbar sind die Verbrauchsrückgänge jeweils nach den beiden Ölpreisschüben in den Jahren 1973 und 1979/80. Insgesamt wuchs der Primärenergieverbrauch in diesem Zeitraum um durchschnittlich 0,6 %/a. Einen ähnlichen Verlauf zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (vgl. Abbildung 2.1-1), der im Jahr 1989 bei 949,6 PJ/a (32,4 Mio. t SKE/a) lag.

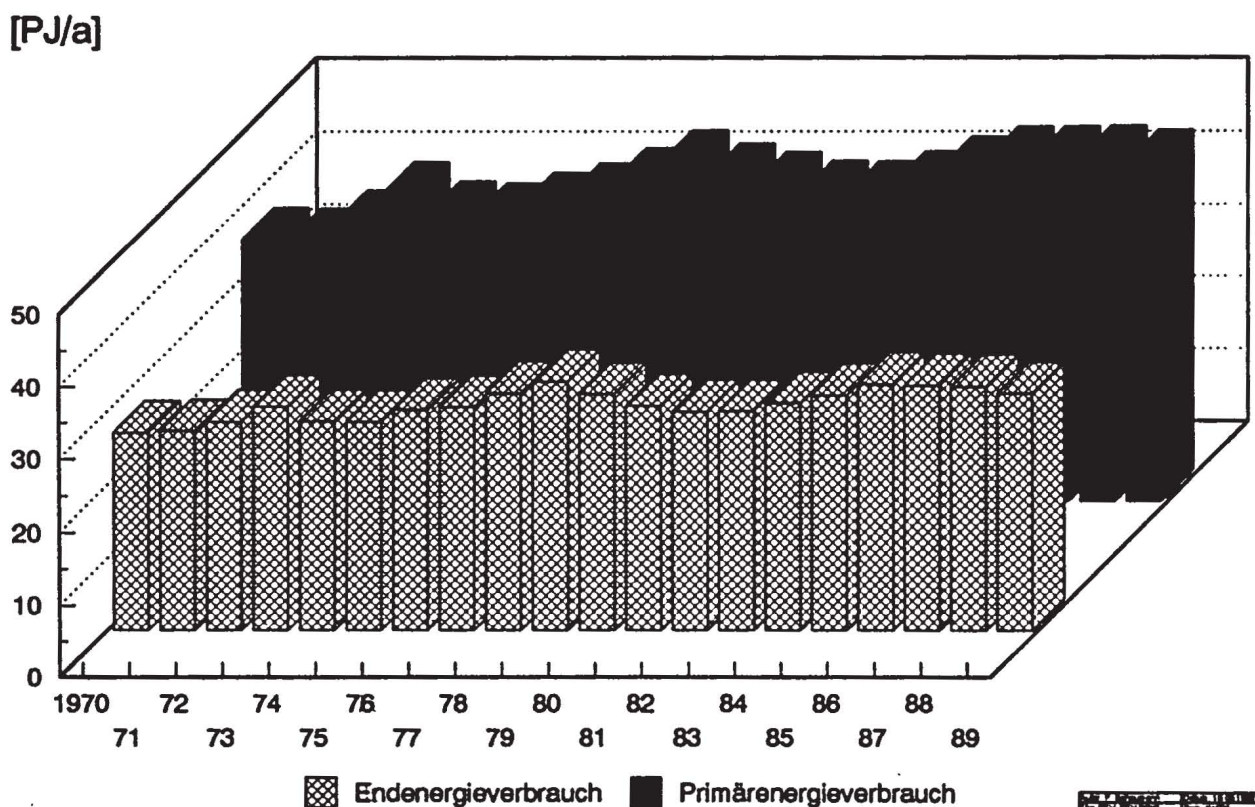


Abbildung 2.1-1: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg in den Jahren 1970 bis 1989

Vergleicht man die Energieverbrauchsstrukturen von Baden-Württemberg im Jahr 1989 mit denen der Bundesrepublik Deutschland (alt), so sind deutliche Unterschiede (vgl. Abbildung 2.1-2) erkennbar. Die Anteile des Mineralöls, der Kernenergie, der Wasserkraft und des Nettostromimports am Primärenergieverbrauch liegen deutlich über denen in der Bundesrepublik Deutschland (alt), während die der Kohlen und des Gases deutlich niedriger sind. Diese Unterschiede beruhen auf dem Mangel an heimischen Energievorkommen - in Baden-Württemberg gibt es weder Stein- noch Braunkohlebergbau und auch die Erdöl- und Erdgasgewinnung ist gering - sowie auf der anders gearteten Industriestruktur mit einem geringeren Anteil der Grundstoffindustrie.

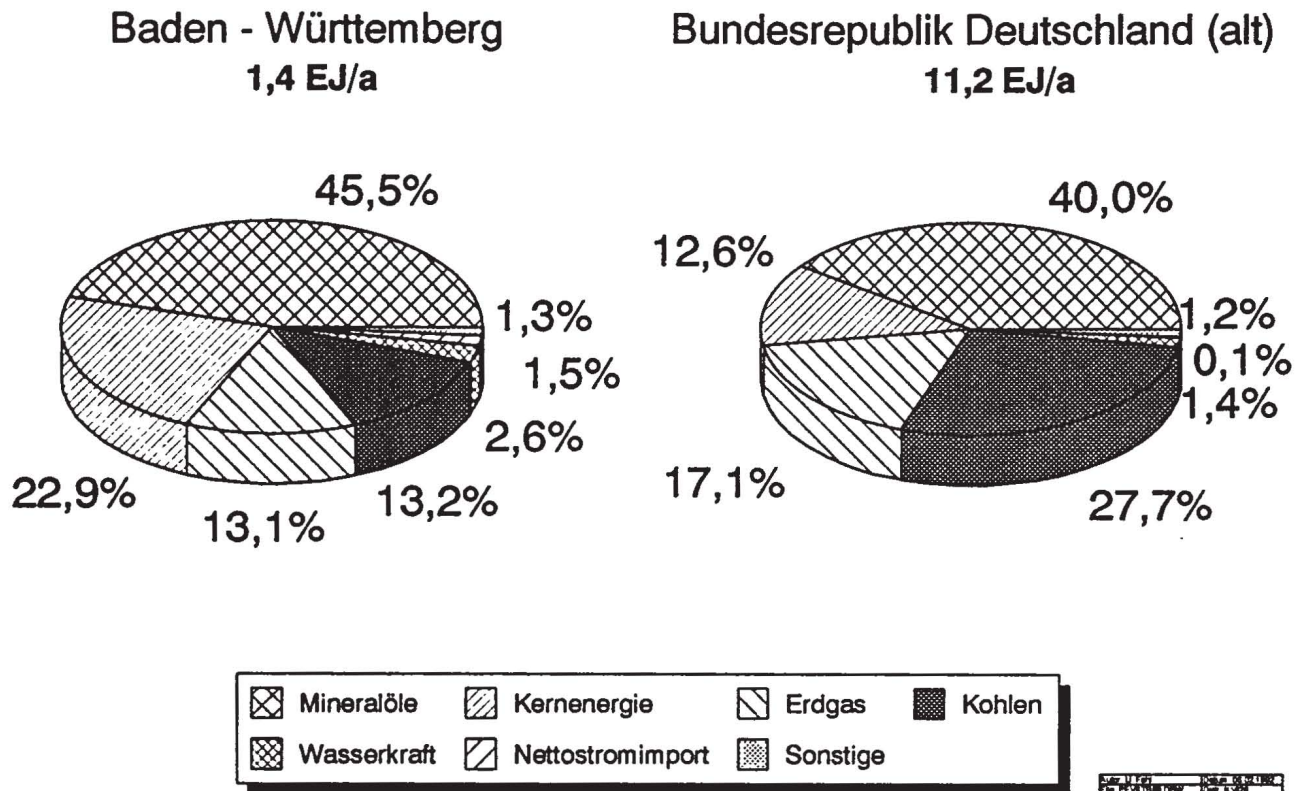


Abbildung 2.1-2: Primärenergieverbrauchsstrukturen in Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989 nach Energieträgern

Das Mineralöl hatte 1973 noch einen Anteil von 71,2 % am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg (vgl. Tabelle 2.1-1). Durch Substitutionsprozesse, die im wesentlichen im Strom- und Wärmemarkt stattgefunden haben (vgl. Kapitel 2.1.2), ging der Mineralölanteil seither kontinuierlich zurück. Trotzdem wird auch heute noch fast die Hälfte des Primärenergieverbrauchs durch Mineralöl gedeckt, das damit immer noch der wichtigste Energieträger ist. Deutliche Anteilsgewinne konnten die Kernenergie und das Erdgas verzeichnen, deren Versorgungsbeitrag von 2,2 auf 22,9 % bzw. von 6,5 auf 13,1 % anwuchs, während bei den festen Brennstoffen der Zuwachs nur gering ausfiel.

Die Veränderungen der Endenergieverbrauchsstrukturen sind, wie aus Tabelle 2.1-1 ersichtlich, durch die Zuwächse bei Gas, Strom, Fernwärme und sonstigen Energieträgern gekennzeichnet, während der Mineralölproduktanteil um 17 %-Punkte zurückging, heute aber immer noch 58 % beträgt.

Die Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die Sektoren Verarbeitendes Gewerbe (Industrie), Verkehr, Haushalte und Kleinverbraucher im Jahr 1987 zeigt Abbildung 2.1-3. Wie aus der Abbildung zu entnehmen ist, weist der Sektor "Private Haushalte" mit 30 % den größten Anteil

am Endenergieverbrauch auf. Die Anteile des Verkehrs liegen bei 26 % und die des Verarbeitenden Gewerbes (Industrie) bei 24 %. Die Kleinverbraucher sind die Verbrauchsgruppe mit dem geringsten Anteil in Höhe von 20 %. Die Verbrauchsanteile der einzelnen Sektoren haben sich dabei in den letzten sechzehn Jahren kaum verändert. Vom gesamten Endenergieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes in Baden-Württemberg entfällt fast die Hälfte auf den Grundstoff- und Produktionsgüterbereich. Das Investitionsgütergewerbe hat einen Anteil von 26 %, die Verbrauchsgüterindustrie von 15 % und die Nahrungs- und Genussmittelindustrie von 5,7 %. Der auf die Nettoproduktion bezogene spezifische Brennstoffverbrauch (einschließlich Fernwärme) des gesamten Verarbeitenden Gewerbes (Industrie) hat sich in den letzten 20 Jahren um 48 % verringert, während der spezifische Stromverbrauch nur geringfügig um 5,6 % zugenommen hat. Der Energieverbrauch des Verkehrssektors wird vom Straßenverkehr bestimmt. Dieser hat einen Anteil von 95 % und wird durch Motorenbenzin und Dieselkraftstoff gedeckt.

Tabelle 2.1-1: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Baden-Württemberg /2.1-1/

	1973		1979		1987		1989	
	PJ/a	%	PJ/a	%	PJ/a	%	PJ/a	%
Mineralöle	885,7	71,2	869,6	63,4	683,8	49,3	623,9	45,5
Kernenergie	27,0	2,2	82,6	6,0	238,3	17,2	313,6	22,9
Erdgas und Erdölgas	80,3	6,5	122,8	8,9	164,7	11,9	179,2	13,1
Steinkohle	115,5	9,3	113,7	8,3	185,2	13,4	175,7	12,8
Wasserkraft	31,9	2,6	41,9	3,1	42,2	3,0	36,2	2,6
Nettostrombezüge	81,5	6,6	121,3	8,8	47,5	3,4	20,3	1,5
Braunkohle	12,9	1,0	8,5	0,6	7,6	0,5	5,5	0,4
Sonstige	8,8	0,7	12,0	0,9	17,3	1,2	17,6	1,3
<b>Primärenergie</b>	<b>1.243,5</b>	<b>100,0</b>	<b>1.372,5</b>	<b>100,0</b>	<b>1.386,6</b>	<b>100,0</b>	<b>1.372,0</b>	<b>100,0</b>
Mineralöle	667,3	74,4	718,0	71,9	597,3	60,8	548,9	57,8
Strom	115,2	12,8	147,4	14,8	182,3	18,6	190,7	20,1
Erdgas und Erdölgas	45,1	5,0	75,6	7,6	133,1	13,5	146,0	15,4
Fernwärme	15,2	1,7	20,2	2,0	29,0	3,0	28,2	3,0
Steinkohle	32,5	3,6	22,0	2,2	24,9	2,5	22,9	2,4
Braunkohle	12,9	1,4	8,5	0,9	7,6	0,8	5,5	0,6
Sonstige	8,2	0,9	7,6	0,8	8,2	0,8	7,5	0,8
<b>Endenergie</b>	<b>896,5</b>	<b>100,0</b>	<b>999,1</b>	<b>100,0</b>	<b>982,4</b>	<b>100,0</b>	<b>949,6</b>	<b>100,0</b>

Mineralöle einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas

Sonstige Energieträger = Holz, Müll, Stadtgas, Klärgas

Der Primärenergieverbrauch an Erdgas und Erdölgas (vgl. Kapitel 2.4) hat sich von 80,3 PJ/a (2,7 Mio. t SKE/a) im Jahr 1973 auf 179,2 PJ/a (6,1 Mio. t SKE/a) im Jahr 1989 erhöht. Dies

wurde durch den Ausbau des Fernleitungs- und Verteilungsnetzes ermöglicht, der auch in weniger dicht besiedelten Regionen erfolgte. Mehr als 50 % des Gases werden von den privaten Haushalten und Kleinverbrauchern, 30 % von der Industrie und 17 % von der Strom- und Fernwärme-wirtschaft eingesetzt.

## Gesamtverbrauch = 950 PJ/a

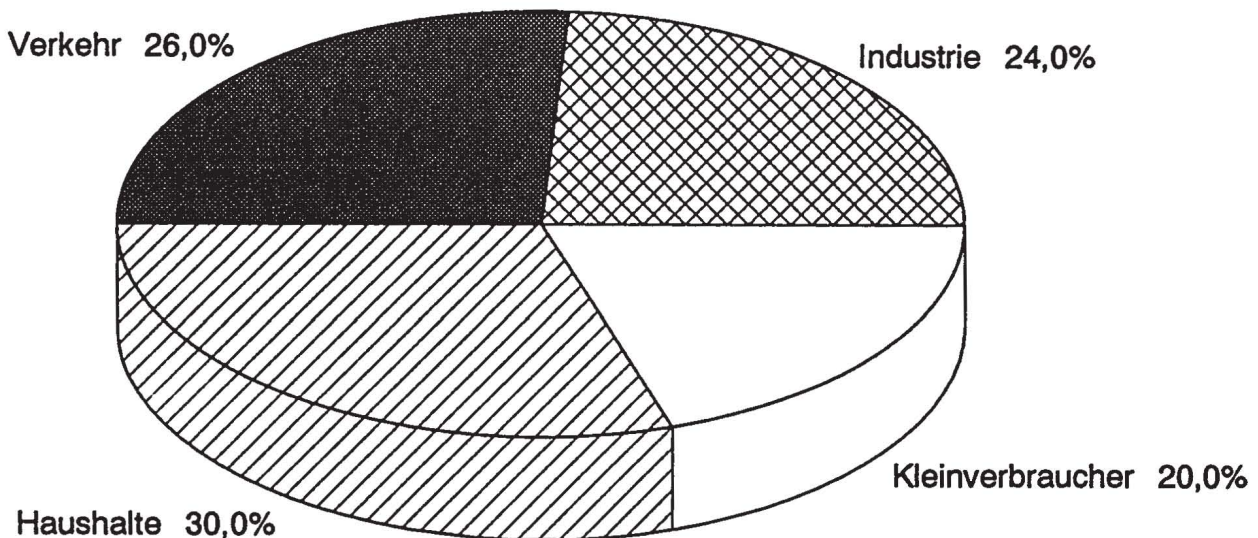


Abbildung 2.1-3: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Sektoren im Jahr 1987

Die Fernwärmeversorgung wurde in den letzten Jahren stetig ausgebaut und hat im Jahr 1989 einen Anteil von 3 % am gesamten Endenergieverbrauch erreicht. Ende 1989 betrug der Anschlußwert der Fernwärmekunden 6.061 MJ/s. Mehr als 75 % der Fernwärmeabgabe entfallen dabei auf die Städte Mannheim, Stuttgart, Ulm, Karlsruhe, Heidelberg und Heilbronn. Die Fernwärme wird zu 78 % durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt, die Kohle, Gas und Heizöl einsetzen.

Im Umwandlungsbereich dominieren in Baden-Württemberg die Mineralölverarbeitung und die Stromerzeugung. Die Entwicklung in der Mineralölverarbeitung war dabei in den letzten Jahren durch den Rückgang des Mineralölverbrauchs und die Verschiebung der Nachfrage hin zu den leichteren Produkten Motorenbenzin und Dieselkraftstoff gekennzeichnet. Durch die Schaffung von Konversionskapazität und die Stilllegung von Destillationskapazität haben sich die baden-

württembergischen Raffinerien an die veränderte Nachfragesituation angepaßt. Anfang 1991 stand eine Rohöldestillationskapazität von 16 Mio. t/a zur Verfügung.

Der Gesamtstromverbrauch in Baden-Württemberg stieg von 35,3 TWh/a im Jahr 1973 auf 56,3 TWh/a im Jahr 1989. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 3,0 %/a. Hauptverbraucher sind die Industrie (Verarbeitendes Gewerbe einschließlich Raffinerien) mit 41,3 %, die Haushalte mit 25,8 % sowie die sonstigen Verbraucher (sog. Kleinverbraucher) mit 25,2 %. In der Strombereitstellung konnten durch den Ausbau der Kraftwerkskapazität die Strombezüge aus dem Ausland und aus anderen Bundesländern im Jahr 1989 gegenüber 1988 mehr als halbiert werden. Gegenüber dem Spitzenwert im Jahr 1981 wurden die Nettostrombezüge bis zum Jahr 1989 sogar um 85 % vermindert. Die Nettoengpaßleistung der öffentlichen Stromversorgung, der Deutschen Bundesbahn und der industriellen Stromerzeugung (über 100 kVA Nennleistung) betrug 14.197,8 MW<sub>a</sub> am Ende des Jahres 1989. Die Aufteilung dieser Leistung auf die verschiedenen Kraftwerkstypen gibt Tabelle 2.1-2 wieder. An der gesamten Bruttostromerzeugung der Kraftwerke in Baden-Württemberg waren im Jahr 1989 die Kernenergie mit 55,9 %, die Steinkohle mit 26,8 % und die Wasserkraft mit 8,5 % beteiligt. Auf Heizöl und Gas entfielen jeweils nur etwa 3,4 bzw. 5,0 %.

Tabelle 2.1-2: Nettoengpaßleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg (Ende 1989)  
/2.1-1/

Energieträger	Insgesamt	Darunter:		
		öffentliche Versorgung	Industrie	Deutsche Bundesbahn <sup>1)</sup>
MW				
Kernenergie	4.508,7	4.353,7	-	155,0
Steinkohle <sup>2)</sup>	4.170,3	3.760,7	219,6	190,0
Speicherwasser	1.983,5	1.983,5	-	-
Heizöl	1.800,2	1.590,4	209,8	-
Erdgas	953,7	654,0	299,7	-
Laufwasser	603,7	552,7	51,0	-
Sonstige Energieträger	177,7	37,4	140,3	-
<b>Insgesamt</b>	<b>14.197,8</b>	<b>12.932,4</b>	<b>920,4</b>	<b>345,0</b>

<sup>1)</sup> Einphasen-Maschinen in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung

<sup>2)</sup> Einschließlich Mischfeuerung

Im folgenden wird nun die Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Baden-Württemberg genauer analysiert. Dies umfaßt 91,1 % der Nettoengpaßleistung und 91,3 % der gesamten Strombereitstellung des Jahres 1989 in Baden-Württemberg. Da die Stromversorgung der Deut-

schen Bundesbahn in Baden-Württemberg über Beteiligungen an Kraftwerken der öffentlichen Elektrizitätsversorgung abgedeckt wird, haben Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Kraftwerkspark der öffentlichen Elektrizitätsversorgung auch automatisch eine CO<sub>2</sub>-Minderung bei der Deutschen Bundesbahn zur Folge. Diese Auswirkungen werden jedoch nicht explizit ausgewiesen.

### 2.1.2 Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung

Wenn im folgenden von der Elektrizitätsversorgung gesprochen wird, ist in der Regel damit die öffentliche Stromversorgung gemeint. Abweichungen hiervon werden ausgewiesen, in dem dann von der gesamten Elektrizitätsversorgung gesprochen wird. Abbildung 2.1-4 zeigt die Stromabgabe der öffentlichen Versorgung innerhalb der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Vergleich zu Baden-Württemberg im Jahre 1989 /2.1-2/. Dabei liegt die Abgabe elektrischer Energie in Baden-Württemberg (48.456 GWh ohne den Direktbezug der Alu-Industrie aus der Schweiz in Höhe von 203 GWh) - bezogen auf die gesamte Elektrizitätsabgabe in der Bundesrepublik Deutschland (alt) (351.687 GWh) - bei ca. 14 %. In Abbildung 2.1-4 wird deutlich, daß die Industrie und die Haushalte sowohl in Baden-Württemberg als auch in der Bundesrepublik Deutschland (alt) die größten Nachfragegruppen darstellen. Die Anteile der industriellen Nachfrager an der gesamten Stromabgabe der öffentlichen Versorgung liegen in Baden-Württemberg dabei um vier Prozentpunkte niedriger als im Bundesdurchschnitt (42,7 % in Baden-Württemberg gegenüber 46,7 % in der Bundesrepublik Deutschland (alt) /2.1-2/). Im Gegensatz dazu fragen die Haushaltskunden im Durchschnitt der Bundesrepublik Deutschland (alt) etwa zwei Prozentpunkte weniger elektrische Energie bezogen auf die gesamte Stromabgabe nach wie in Baden-Württemberg (27,5 % gegenüber 29,3 %). Diese relativ ähnliche Nachfragestruktur ist auch bei den anderen Verbrauchssektoren (vgl. Abbildung 2.1-4) gegeben.

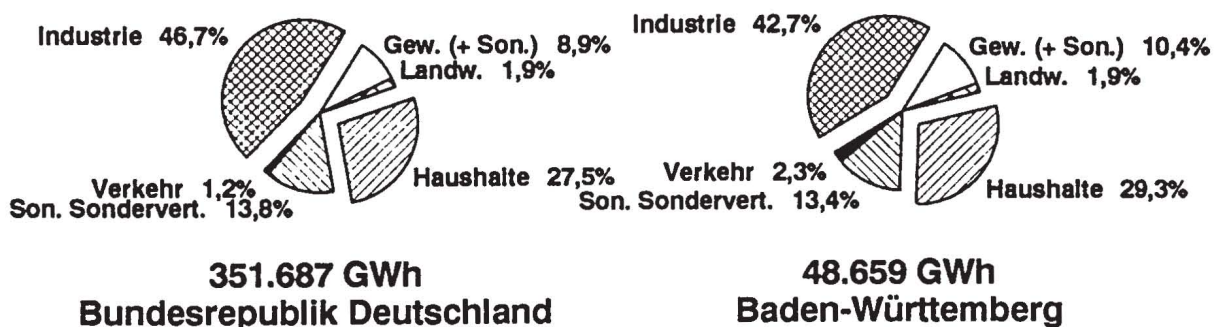


Abbildung 2.1-4: Elektrizitätsabgabe der öffentlichen Versorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und in Baden-Württemberg im Jahr 1989 /2.1-1/

Ein Teil dieser elektrischen Energie wird unter gleichzeitiger Erzeugung von Strom und Fernwärme (d. h. durch Kraft-Wärme-Kopplung) bereitgestellt. Von der gesamten Bruttostromerzeugung der öffentlichen Versorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland (alt) wurden 3,6 % im Jahr 1989 in Koppelproduktion hergestellt, dies entspricht 13.640 GWh. Dabei wurden zusätzlich 151.740 TJ an Wärme in gekoppelter Erzeugung gewonnen und in die verschiedenen Fernwärme- bzw. (Fern-)Dampfnetze eingespeist /2.1-2, 2.1-3/. In Baden-Württemberg lag die Fernwärmenetzeinspeisung im Jahr 1989 bei 24.350 TJ; gleichzeitig wurden 2.240 GWh an elektrischer Energie erzeugt. Der Anteil des durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms an der gesamten Abgabe elektrischer Energie liegt damit bei ca. 4,6 %.

In Baden-Württemberg gibt es rund 180 Unternehmen, die Strom und/oder Fernwärme erzeugen und/oder verteilen /2.1-3/. Dabei handelt es sich im wesentlichen um größere und kleinere Stadtwerke, zwei Industriebetriebe mit einem kleinen Versorgungsgebiet, verschiedene regionale Versorgungsunternehmen und zwei große überregionale Verbundunternehmen. Diese überregionalen Versorger nehmen neben den Versorgungsverpflichtungen innerhalb ihres unmittelbaren Versorgungsgebietes auch die Verbundaufgaben und -verpflichtungen im Rahmen des deutschen bzw. europäischen Stromverbundes (UCPTE) wahr (vgl. z. B. /2.1-4/).

Die auf der Gebietsfläche Baden-Württembergs beheimateten Versorgungsunternehmen zeichneten sich im Jahr 1989 durch eine Abgabe elektrischer Energie an Sondervertrags- und Tarifkunden von 48.456 GWh/a aus (45.649 GWh/a im Jahr 1987) /2.1-3/. Außerdem wurden 24.350 TJ aus Heizkraftwerken, 7.150 TJ aus Heizwerken und 10 TJ aus industrieller Abwärmenutzung in die entsprechenden Dampf- und Fernwärmenetze eingespeist. Viele dieser Versorgungsunternehmen sind jedoch - bezogen auf die gesamte Nachfrage nach elektrischer Energie in Baden-Württemberg - nur durch eine vergleichsweise geringe Eigenerzeugung gekennzeichnet.

Eine Betrachtung aller Unternehmen, die elektrische Energie und/oder Fernwärme erzeugen und in die öffentliche Versorgung einspeisen, ist weder aus modelltechnischen Gründen möglich noch im Rahmen der zu bearbeitenden Fragestellung sinnvoll. Deshalb werden im folgenden nur die Versorgungsunternehmen betrachtet, die einen Großteil der in Baden-Württemberg nachgefragten Elektrizität erzeugen. Sie versorgen damit auch den überwiegenden Teil der Landesfläche - direkt oder indirekt über nachgeschaltete, weitgehend unabhängige Verteilungsunternehmen - mit elektrischer Energie. Die im Rahmen dieser Studie ausschließlich betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind mit den wichtigsten kennzeichnenden Größen in Tabelle 2.1-3 dargestellt.



Tabelle 2.1-3: Energiewirtschaftliche Eckdaten der betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989 /2.1-3, 2.1-5/

		versorgte Fläche	versorgte Einwohner	eigene, teileigene Erzeugung	nutzbar abgegebene elektrische Arbeit
EVS <sup>a</sup>	87	15.807 km <sup>2</sup>	2.161.008	13.698,1 GWh	16.795,8 GWh
	89	15.951 km <sup>2</sup>	2.231.631	15.660,1 GWh	18.841,2 GWh
BW <sup>b</sup>	87	9.491 km <sup>2</sup>	1.880.155	13.514,8 GWh	16.926,1 GWh
	89	9.434 km <sup>2</sup>	1.882.341	15.197,6 GWh	18.607,2 GWh
NW <sup>c</sup>	87	1.943 km <sup>2</sup>	1.187.300	6.427,9 GWh	6.866,1 GWh
	89	1.944 km <sup>2</sup>	1.211.000	7.093,6 GWh	7.352,8 GWh
TWS <sup>d</sup>	87	220 km <sup>2</sup>	572.586	2.956,1 GWh	3.575,8 GWh
	89	220 km <sup>2</sup>	577.854	3.909,2 GWh	4.035,6 GWh
SWM <sup>e</sup>	87	145 km <sup>2</sup>	305.795	110,2 GWh	2.015,6 GWh
	89	145 km <sup>2</sup>	310.640	104,4 GWh	2.059,4 GWh
SWK <sup>f</sup>	87	119 km <sup>2</sup>	216.597	451,5 GWh	1.157,1 GWh
	89	119 km <sup>2</sup>	215.994	456,9 GWh	1.375,8 GWh
SWP <sup>g</sup>	87	64 km <sup>2</sup>	92.880	332,3 GWh	413,7 GWh
	89	98 km <sup>2</sup>	108.227	360,6 GWh	466,6 GWh
EVU <sup>h</sup>	87	27.789 km <sup>2</sup>	6.396.321	37.490,9 GWh	47.750,2 GWh
	89	27.911 km <sup>2</sup>	6.537.687	42.782,4 GWh	52.738,6 GWh
Land <sup>i</sup>	87	35.751 km <sup>2</sup>	9.330.500	43.965,0 GWh	45.649,0 GWh
	89	35.751 km <sup>2</sup>	9.618.600	50.056,0 GWh	48.456,0 GWh

- a EVS = Energie-Versorgung Schwaben AG mit Überlandwerk Jagstkreis AG und Mittelschwäbische Überlandzentrale AG  
b BW = Badenwerk AG mit Elektrizitätswerk Mittelbaden AG und Überlandwerk Achem AG sowie der anteiligen Erzeugung aus dem Großkraftwerk Mannheim AG (GKM)  
c NW = Neckarwerke AG  
d TWS = Technische Werke der Stadt Stuttgart AG  
e SWM = Stadtwerke Mannheim AG bzw. Rhein-Neckar AG  
f SWK = Stadtwerke Karlsruhe AG  
g SWP = Stadtwerke Pforzheim AG  
h EVU = Summe der betrachteten Versorgungsunternehmen  
i Land = Baden-Württemberg in den Landesgrenzen, öffentliche Versorgung

In Tabelle 2.1-3 wird deutlich, daß die gezeigten zwei Verbundunternehmen mit den entsprechenden Verteilungsunternehmen, das regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen und die vier Stadtwerke rund 78 % der Gebietsfläche Baden-Württembergs direkt mit elektrischer Energie versorgen (Basis 1989). Von vier Bürgern dieses Bundeslandes werden drei von den dargestellten Unternehmen direkt mit Strom versorgt. Dieses Verhältnis hat sich zwischen den

beiden dargestellten Eckjahren praktisch nicht verschoben. Dabei ist jedoch nicht berücksichtigt, daß insbesondere die beiden Verbundunternehmen einen Teil der elektrischen Energie, die sie nutzbar abgeben, an Stadtwerke und anderen Verteilungsunternehmen liefern. Diese nur durch einen geringen Eigenerzeugungsanteil gekennzeichneten Unternehmen sind - als nominell unabhängige Versorger - bei der in Tabelle 2.1-3 dargestellten versorgten Fläche bzw. bei den versorgten Einwohnern nicht berücksichtigt. Deshalb dürfte der Anteil der insgesamt betrachteten Gebietsfläche bzw. der versorgten Bewohner deutlich höher liegen als aus den in Tabelle 2.1-3 dargestellten Zahlen hervor geht.

Die Nettostromerzeugung der dargestellten Versorgungsunternehmen lag im Jahr 1989 bei 85,5 % der gesamten Nettostromerzeugung Baden-Württembergs (85,3 % im Jahr 1987). In Tabelle 2.1-3 wird aber auch deutlich, daß die nutzbar abgegebene elektrische Arbeit dieser Unternehmen höher ist als die insgesamt in Baden-Württemberg gegebene Stromabgabe. Dies liegt darin begründet, daß in Tabelle 2.1-3 bei der Stromabgabe der einzelnen Versorgungsunternehmen auch die nutzbar abgegebene elektrische Arbeit an weiterverteilende Verteilerunternehmen - auch außerhalb der Landesgrenzen - aufgeführt ist. Bei dem für das Land angegebenen Wert ist jedoch nur die nutzbare Stromabgabe an die Endverbraucher erfaßt.

Neben der in Tabelle 2.1-3 dargestellten Erzeugung bzw. Abgabe an elektrischer Energie wurde in den beiden betrachteten Eckjahren von den baden-württembergischen Versorgungsunternehmen zusätzlich die in Tabelle 2.1-4 zusammengestellte Fernwärmeerzeugung realisiert. Dabei wird wieder unterschieden zwischen den im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Unternehmen und den innerhalb des Landes vorliegenden Gegebenheiten.

Aus Tabelle 2.1-4 wird deutlich, daß die betrachteten Unternehmen einen Großteil der Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg realisieren, die in gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme gewonnen wird. Bezogen auf die gesamte Fernwärmeerzeugung liegt der dargestellte Anteil bei ca. 62 %, bezogen auf die Fernwärmegewinnung aus gekoppelter Erzeugung jedoch bei rund 80 % (1989) und bezogen auf die Stromerzeugung innerhalb der Koppelproduktion bei knapp 90 %. Die dabei in Koppelproduktion erzeugte elektrische Energie nimmt - bezogen auf die Bruttostromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke in Baden-Württemberg - jedoch nur einen Anteil von ca. 4,6 % ein (1989).

Tabelle 2.1-4: Gesamte Fernwärmeerzeugung der betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 bzw. 1989 (/2.1-6, 2.1-7/, Geschäftsberichte der einzelnen Unternehmen)

		Nettostrom- erzeugung	Wärmenetzein- speisung	nutzbar abgegebene Wärme
EVS <sup>a</sup>	87	85,2 GWh	3.063,7 TJ	2.757,6 TJ
	89	68,3 GWh	2.771,1 TJ	2.473,2 TJ
NW <sup>b</sup>	87	73,9 GWh	994,4 TJ	632,5 TJ
	89	57,6 GWh	940,5 TJ	670,3 TJ
TWS <sup>c</sup>	87	205,8 GWh	5.811,2 TJ	5.140,8 TJ
	89	80,2 GWh	5.086,7 TJ	4.471,1 TJ
SWK <sup>d</sup>	87	333,4 GWh	2.020,9 TJ	1.855,8 TJ
	89	324,0 GWh	1.853,6 TJ	1.683,0 TJ
SWP <sup>e</sup>	87	238,1 GWh	1.173,7 TJ	1.004,4 TJ
	89	251,2 GWh	1.210,1 TJ	918,7 TJ
GKM <sup>f</sup>	87	991,0 GWh	7.321,9 TJ	7.178,4 TJ
	89	1.159,3 GWh	7.807,3 TJ	7.772,4 TJ
Summe	87	1.927,4 GWh	20.385, <sup>g</sup> TJ	18.569,9 TJ
	89	1.940,6 GWh	19.669,3 TJ	17.988,8 TJ
Land <sup>g</sup>	87	2.395,0 GWh	32.850,0 TJ	
	89	2.240,0 GWh	31.510,0 TJ	

- a EVS = Energie-Versorgung Schwaben AG mit den Standorten Heilbronn und Ulm  
b NW = Neckarwerke AG mit dem Standort Altbach  
c TWS = Technische Werke der Stadt Stuttgart AG mit den Standorten Gaisburg und Münster  
d SWK = Stadtwerke Karlsruhe AG  
e SWP = Stadtwerke Pforzheim AG  
f GKM = Großkraftwerk Mannheim AG  
g Land = Baden-Württemberg in den Landesgrenzen

## **2.2 Energiepolitische und energierechtliche Rahmenbedingungen**

Bevor im Kapitel 2.3 die Struktur der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg näher beschrieben wird, ist es sinnvoll, den energiepolitischen und energierechtlichen Rahmen darzustellen, der diese Strukturen mitgeprägt hat. Im wesentlichen handelt es sich hierbei um das Gesetz über die weitere Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft, das sog. Dritte Verstromungsgesetz /2.2-1/. Ursprünglich sollte dieses Gesetz der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung über einen festen Beitrag deutscher Steinkohle an der Erzeugung von elektrischer Energie und Fernwärme dienen, heute tritt aber die Sicherung der Absatzmärkte in den Vordergrund. Dabei wird die Entwicklung der bundesdeutschen Kohlepolitik seit Ende der fünfziger Jahre wesentlich beeinflusst von dem Versuch, die Strukturkrise im deutschen Steinkohlebergbau zu überwinden. Hierzu wurde in den sechziger Jahren eine gemischte Strategie angelegt, die im wesentlichen bis heute beibehalten wurde:

- Die Steinkohleeinfuhren aus Drittländern werden einer mengenmäßigen Einfuhrbeschränkung unterworfen.
- Der Steinkohleverbrauch in den beiden wichtigsten Absatzmärkten - Kokseinsatz in der Stahlindustrie und Kesselkohle in der Elektrizitätsversorgung - soll durch Beihilfen und Ausgleichszahlungen abgesichert werden.
- Die Förderkapazitäten des heimischen Steinkohlebergbaus sollen den Absatzperspektiven angepaßt werden.

Hintergrund dieser Strategie war, der deutschen Steinkohle, die ein wichtiger Wirtschaftsfaktor darstellt und die regionalpolitisch eine große Bedeutung hat, Absatzmärkte zu sichern. Überließe die Energiepolitik die deutsche Steinkohle allein den Marktkräften, wäre die Steinkohle nicht in der Lage, einen Beitrag zur Energieversorgung zu leisten. Die deutsche Steinkohle ist aufgrund ihrer geologischen Struktur in einer schwierigen Wettbewerbsposition. Trotz des erreichten hohen Produktivitätsniveaus bewegen sich die Förderkosten für deutsche Steinkohle seit Jahren - dies gilt sogar in verstärktem Maße seit Mitte der achtziger Jahre - deutlich über den Weltmarktpreisen für Steinkohle. Deshalb kann die deutsche Steinkohle sich im Energiemarkt nur unter Inanspruchnahme erheblicher öffentlicher Mittel und durch ein Geflecht privatwirtschaftlicher Absatz- und Finanzverträge, die durch entsprechende Gesetze flankiert und gesichert werden, behaupten. Auf die wichtigsten soll nachfolgend näher eingegangen werden, da ohne ihre Kenntnis die derzeitige Situation der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg nicht zu verstehen ist.

1968 schloßen die zuvor gegründete Ruhrkohle AG mit den Stahlunternehmen den sogenannten **Hüttenvertrag**. Hierin verpflichteten sich diese Unternehmen ihren gesamten Koks-kohlebedarf in der Zeit vom 1. Januar 1969 bis 31. Dezember 1988 mit deutscher Kohle zu decken. Im Jahr 1985 ist eine Vereinbarung über eine Verlängerung des Hüttenvertrages zwischen den beteiligten Wirtschaftszweigen und der Regierung getroffen worden. Diese Vereinbarung sieht vor, daß der erwartete Koks-kohlebedarf der deutschen Stahlindustrie von etwa 20 Mio. t/a bis zum Jahr 2000 mit deutscher Steinkohle gedeckt wird. Neu an diesem durch die EG-Kommission bis zum Jahr 1997 genehmigten System ist, daß die zuvor praktizierte jährliche Erstattung der Differenz zwischen Wettbewerbspreis und kostendeckendem Preis durch einen für jeweils drei Jahre vorgegebenen Plafondbetrag ersetzt worden ist. Mit Hilfe des Hüttenvertrages sollte ein Ausgleich zwischen den Vorstellungen und Interessen der Stahlindustrie und des Bergbaus in der Bundesrepublik Deutschland erzielt werden.

Der sog. **Jahrhundertvertrag** wurde vor dem Hintergrund der zweiten Ölkrise geschlossen. Das Vertragswerk besteht aus Vereinbarungen, die im Jahre 1980 zwischen dem Gesamtverband des Deutschen Steinkohlebergbaus (GVST) und der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) bzw. dem GVST und der Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK) und der Deutschen Bundesbahn mit 15-jähriger Laufzeit getroffen wurde. VDEW, VIK und Bundesbahn verpflichteten sich in der Zeit von 1981 bis 1995 ansteigende Mengen deutscher Steinkohle zur Verstromung zu beziehen. Danach war insgesamt konjunkturunabhängig (im Zeitraum von 1981 bis 1990) bzw. wachstumsabhängig (im Zeitraum von 1991 bis 1995) der Bezug von 631 Mio. t SKE deutscher Steinkohle vorgesehen (vgl. Tabelle 2.2-1 /2.2-2/).

Tabelle 2.2-1: Abnahmeverpflichtungen der Elektrizitätswirtschaft für deutsche Steinkohle nach dem sog. Jahrhundertvertrag im Zeitraum 1981 bis 1995 in Mio. t SKE /2.2-2/

	1981	1982	1983	1984	1985	1981/85	1986	1987	1988	1989	1990	1986/90	1991	1992	1993	1994	1995	1991/95	1981/95
EVU <sup>1)</sup>	29	30	30	30	32	151	33	34	35	35	36	173	35	35,5	36	36,5	37	180	504
Industrie und DB	8	8	8	8	8	40	8	8	8	9	9	42	9	9	9	9	9	45	127
Insgesamt	37	38	38	38	40	191	41	42	43	44	45	215	45,5	46	46,5	47	47,5	225	631

<sup>1)</sup> Für die EVU bestand im Zeitraum 1981/85 ein Bevorratungspuffer von 6 Mio. t SKE, der nach 1990 nicht mehr bezuschußt wird.

504 Mio. t SKE entfallen dabei auf die Elektrizitätswirtschaft, der Rest von 127 Mio. t SKE auf VIK und Bundesbahn. Mit der für das Jahr 1987 für die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland (alt) beschlossenen Verstromungsmenge von 34 Mio. t SKE/a (996,47 PJ/a) sind CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 92,67 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden. Dies sind 45,6 % der gesamten

CO<sub>2</sub>-Emissionen der öffentlichen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1987.

Zusätzlich zu diesen unabhängig von der konjunkturellen Entwicklung fest vereinbarten Abnahmemengen enthält der 15-Jahres-Vertrag - in Abhängigkeit von der Entwicklung des Stromverbrauchs in den Jahren 1980 bis 1985 - Anpassungsklauseln, die für die 1991 bis 1995 gültige Abnahmeverpflichtung der EVU Wirkung entfalten sollten. Maßgebend ist in diesem Zusammenhang die Zuwachsrate des einzelnen EVU. Das bedeutet, daß ein einzelnes EVU auch dann anteilmäßig Mehrmengen abnehmen sollte, wenn die gesamte Stromverbrauchszuwachsrate die festgelegte Wachstumsrate zwar nicht erreicht, in seinem Netz dieser Grenzwert jedoch überschritten wird.

Diese Vereinbarung wurde zum Jahresende 1989 angepaßt und sieht nunmehr vor, daß bis zum Jahr 1995 durchschnittlich 40,9 Mio. t SKE/a deutsche Steinkohle an die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, der industriellen Eigenerzeuger von Elektrizität und der Deutschen Bundesbahn abgesetzt werden sollen. Im Jahr 1990 verbrauchten die westdeutschen Kraftwerke zum Vergleich 39,5 Mio. t SKE deutsche Steinkohle und 7,0 Mio. t SKE Importkohle.

Der Einsatz der im Vergleich zu deutscher Steinkohle kostengünstigeren Importkohle ist zum Schutz der deutschen Steinkohle kontingentiert. Mit der Neuformulierung des Kohlezollkontingentgesetzes, das die Rechtsgrundlage für die Beschränkung der Einfuhren von Drittländerkohle bildet, ist die Einfuhrregelung zuletzt im Jahr 1980 angepaßt worden. Die wichtigsten Änderungen dieser Neufassung, mit der die Importe von Drittländerkohle (Nicht-EG-Kohle) für den Zeitraum ab 1981 neu geregelt werden, bestehen in der Verlängerung der Kontingentregelung bis 1995, in der erheblichen Erhöhung der Kontingente sowie in dem Übergang der vorher allein auf die Importeure beschränkten Einfuhrberechtigung auf die Verbraucher. So wurde das Grundkontingent zur Vergabe an die traditionellen Importeure auf 5,1 Mio. t/a erweitert. Die sogenannte Vorbehaltsmenge, die zur Sicherstellung der Erfüllung besonderer Versorgungsaufgaben und anderer volkswirtschaftlicher Belange vergeben werden kann, beträgt 2 Mio. t/a für die Kalenderjahre ab 1981. Weiterhin wurden zusätzliche Verbraucherkontingente für die Elektrizitätswirtschaft eingeräumt (vgl. Tabelle 2.2-2). Die Zuteilung von Importkontingenten, die an die Mehrabnahme deutscher Steinkohle im Rahmen des sog. Jahrhundertvertrages gegenüber dem Vorläufer, dem sog. 33 Mio. t/a-Vertrag aus dem Jahr 1977, gebunden ist, erfolgt bis 1987 im Verhältnis 1:2, ab 1988 im Verhältnis 1:1 zum Inlandskohlemehreinsatz. Diese Regelungen gelten nur für Westdeutschland und nicht für die zum 3. Oktober 1990 zur Bundesrepublik Deutschland beigetretenen neuen Bundesländer.

Tabelle 2.2-2: Zusätzliche Verbraucherkontingente an Importkohle (Zeitraumkontingente) für die Elektrizitätswirtschaft in Mio. t SKE

Zeitraum	Kontingent	Jahresdurchschnitt
1981 bis 1985	20	4,0
1986 bis 1990	40	8,0
1991 bis 1995	60	12,0

Die mit dem sog. Jahrhundertvertrag verbundenen Zusagen der deutschen Elektrizitätswirtschaft zur Stützung des heimischen Steinkohlebergbaus durch eine Verstromung deutscher Steinkohle beliefen sich zwischen den Jahren 1986 und 1990 in Baden-Württemberg auf 5,17 Mio. t SKE/a (151,5 PJ/a) (vgl. Tabelle 2.2-3). Damit sind jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 14,09 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden. Dies sind 83,3 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der öffentlichen Stromversorgung (einschließlich Deutsche Bundesbahn) und der Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs im Jahr 1987. Innerhalb des Zeitraumes von 1991 bis 1995 soll eine rund 3,4 % geringere Kohlemenge von den unter dieses Vertragswerk fallenden Versorgungsunternehmen von jährlich knapp 5 Mio. t SKE (146,2 PJ/a) abgenommen werden. Die dadurch bedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken entsprechend auf 13,59 Mio. t CO<sub>2</sub>/a.

Tabelle 2.2-3: Kohleabnahmeverpflichtungen der baden-württembergischen Versorgungsunternehmen im Rahmen des sog. Jahrhundertvertrages

	Abnahmeverpflichtungen			
	1986 - 1990		1991 - 1995	
	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	PJ
Badenwerk AG	4,673	136,96	5,290	155,04
Energie-Versorgung Schwaben AG	6,192	181,48	5,802	170,05
Neckarwerke AG	4,413	129,34	3,775	110,64
Technische Werke d. Stadt Stuttgart AG	0,584	17,12	0,731	21,41
Großkraftwerk Mannheim AG	9,190	269,34	8,437	247,26
Stadtwerke Karlsruhe AG	0,660	19,34	0,665	19,49
Stadtwerke Pforzheim AG	0,152	4,45	0,238	6,96
Summe	25,864	758,02	24,938	730,88

Die Tabelle 2.2-3 zeigt auch die Aufteilung der gesamten Steinkohleabnahmeverpflichtungen aus dem Jahrhundertvertrag auf die einzelnen baden-württembergischen Versorgungsunternehmen für den Zeitraum zwischen 1986 und 1990 bzw. 1991 und 1995. Dabei werden die z. T. erheblichen Veränderungen innerhalb der Kontingente der einzelnen Unternehmen deutlich. Beispielsweise konnten die Neckarwerke AG ihr Kohlekontingent für die Jahre zwischen 1991 und 1995 um knapp 14 % gegenüber dem Zeitraum zwischen 1986 und 1990 verringern.

Für die Lieferungen des deutschen Steinkohlenbergbaus an Kraftwerke gilt das Prinzip der kostendeckenden Preise. Neben den Produktionskosten kommt u. a. den nach der Entfernung stark gestaffelten Transportkosten für die von den EVU zu zahlenden Kohlepreise eine erhebliche Bedeutung zu. Die Preise für diesen wichtigsten Absatzbereich des deutschen Steinkohlenbergbaus richten sich weniger nach den Marktgegebenheiten, sondern orientieren sich weitgehend an der Kostenentwicklung. Grundlage für die Ermittlung des angemessenen Preises bildet ein im Jahr 1975 durch Prof. Schwantag erstelltes Gutachten und die dabei entwickelte "Schwantag-Formel". Dabei bestimmt die vom Bundesminister für Wirtschaft zu § 3 Abs. 7 des 3. Verstromungsgesetzes erlassene Richtlinie, welcher Preis unter Berücksichtigung der Kostenentwicklung angemessen ist.

Die Elektrizitätswirtschaft bezahlt aber nicht für die gesamte Bezugsmenge an deutscher Steinkohle, die in den Jahren 1991 bis 1995 in Baden-Württemberg jährlich rd. 5 Mio. t SKE betragen soll, den auf diese Weise ermittelten angemessenen Preis. Vielmehr wird der größte Teil der in Kraftwerken eingesetzten deutschen Steinkohle bezuschußt. Nach der zum 1. Januar 1990 in Kraft getretenen Neufassung des 3. Verstromungsgesetzes /2.2-1/ stellt sich die Bezuschußung wie folgt dar:

- Für den jährlichen Einsatz von rd. 23 Mio. t SKE deutscher Steinkohle (Grundmenge) wird ein sog. Ölausgleich gewährt. Dieser Ölausgleich berücksichtigt die Wärmepreisdifferenz zwischen deutscher Steinkohle und schwerem Heizöl sowie die sonstigen Betriebsmehrkosten eines Steinkohlenkraftwerks gegenüber einem vergleichbaren Ölkraftwerk (vgl. § 3 der Neufassung des 3. Verstromungsgesetzes). Die Gesamthöhe des Anspruchs aus dem Ölausgleich betrug im Jahr 1990 rund 2,85 Mrd. DM.
- Für den jährlichen Einsatz von rund 12 Mio. t SKE deutscher Steinkohle (Zusatzmenge) erfolgt ein Mehrkostenausgleich gegenüber dem Einsatz von Importkohle. Gemäß § 5 Abs. 1 der Neufassung des 3. Verstromungsgesetzes bemißt sich der Zuschuß grundsätzlich nach der Maßgabe des Unterschiedsbetrages je t SKE zwischen dem Preis der Zusatzmenge frei Kraftwerk und dem um 6 DM erhöhten durchschnittlichen Preis für Importkohle (Drittlandskohle) frei Grenze. Die Zuschußhöhe wurde nach oben hin jedoch be-



grenzt. So kann nach § 5 Abs. 2 der Neufassung des 3. Verstromungsgesetzes die Zuschußhöhe pro t SKE des Jahres 1980 für die Zusatzmenge auch bei Vergrößerung der Preisschere zwischen deutscher Steinkohle und Importkohle nicht überschritten werden. Im Bundesdurchschnitt beträgt der Höchstbetrag 116 DM je t SKE /2.2-2/. Für das Jahr 1990 ermitteln sich daraus Ansprüche in Höhe von 1,3 Mrd. DM.

- Nach § 8 /2.2-1/ werden die über die Grund- und Zusatzmenge hinausgehenden Mengen an deutscher Steinkohle (Neumenge) grundsätzlich nicht bezuschußt. Vielmehr erhalten die EVU für diese Neumengen Anrechtsscheine für den Bezug von Importkohle im Verhältnis 1:1 deutsche Steinkohle zu Importkohle.

Zusätzlich zu der Bezuschussung der Grund- und Zusatzmenge sieht das 3. Verstromungsgesetz weitere finanzielle Hilfen vor (z. B. Zuschüsse zu den Investitionskosten für den Bau von Steinkohlenkraftwerken, Zuschüsse zu den Stromtransportkosten, Zuschüsse zur Einlagerung von Steinkohle in eine Verstromungsreserve). Aufgrund der im 3. Verstromungsgesetz verankerten Befristung (vgl. § 4 Abs. 1, § 4 Abs. 2 und § 7) kommt die Gewährung dieser Zuschüsse aber nicht mehr zur Anwendung.

Finanziert werden die Hilfen durch ein unselbständiges Sondervermögen des Bundes mit dem Namen "Ausgleichsfonds zur Sicherung des Steinkohleneinsatzes". Die Mittel des Sondervermögens werden durch eine Ausgleichsabgabe, dem sog. Kohlepfennig, aufgebracht. Schuldner der Ausgleichsabgabe sind die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft. Die Belastung kann jedoch an den Stromverbraucher weitergegeben werden. Erhoben wird die Ausgleichsabgabe in Form eines Prozentsatzes auf die Stromerlöse, welcher wiederum von der Entwicklung der Stromerlöse und des Mittelbedarfs des Fonds abhängt.

Seit 1978 sind die Sätze überdies regional differenziert. Regionale Unterschiede in den Strompreisen sollen dadurch in der Tendenz nivelliert werden. Bis zu 4,5 % kann der Bundeswirtschaftsminister den Prozentsatz festschreiben, darüber hinaus benötigt er die Zustimmung des Parlamentes. Ab 1.1.1992 wurde der Prozentsatz auf durchschnittlich 7,75 % erhöht /2.2-4/, was zur Folge hat, daß ein Durchschnittshaushalt 57 DM zusätzlich zur normalen Stromrechnung für den Kohlepfennig aufbringen muß. Auf diese Weise wird die Verstromung mit rd. 3,7 Mrd. DM unterstützt, wobei auf diese Abgabe zusätzlich noch rund 548 Mio. DM Mehrwertsteuer erhoben werden. Für Baden-Württemberg beträgt für das Kalenderjahr 1992 die Ausgleichsabgabe 7,0 %.

Dies alles zeigt, daß der deutsche Steinkohlebergbau im Rahmen der Energiesicherungspolitik massive Stützungsmaßnahmen erfährt, um seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber kostengünsti-

geren Energieträgern sicherzustellen. Der westdeutsche Steinkohlenbergbau gilt zwar als der technisch modernste untertägige Kohlenbergbau der Welt. Er befindet sich jedoch aufgrund der hohen Förderkosten, die gegenwärtig mit rund 280 DM/t (9,55 DM/GJ) dreimal so hoch wie der Preis von Drittlandskohle sind, in einer außerordentlich schwierigen Wettbewerbsposition. Der Absatz deutscher Steinkohle kann daher nur durch finanzielle Flankierungsmaßnahmen gesichert werden, die im Jahr 1989 (einschließlich Verstromungsfonds) über 10 Mrd. DM/a betragen. Ohne diese Stützungsmaßnahmen der sogenannten Kohlevorrangpolitik hätte der deutsche Steinkohlenbergbau der Konkurrenz der kostengünstigeren Importkohle und des Öls sowie des Erdgases wohl nicht standhalten können.

Aufgrund der nun erreichten notwendigen Subventionshöhe von über 10 Mrd. DM/a und der Problematik, daß der Kohlepfennig für die Finanzierung der Beihilfen nicht ausreicht, wurde in den letzten Jahren immer wieder der Versuch unternommen, die Regelungen des sog. Jahrhundertvertrages und des 3. Verstromungsgesetzes den veränderten Gegebenheiten anzupassen. Ob der in der dritten Kohlerunde im November 1991 gefundene Kompromiß, die garantierte deutsche Steinkohlenfördermenge bis zum Ende dieses Jahrzehnts auf weniger als 55 Mio. t/a zu verringern, Bestand haben wird, hängt im wesentlichen auch von den kommenden Entscheidungsprozessen der Europäischen Gemeinschaft ab. Nach diesem Kompromiß ist vorgesehen /2.2-5/, die jährlich zu verstromende Steinkohlenmenge bereits ab 1997 auf ein Niveau von 35 Mio. t/a zurückzunehmen (bis 1995: 40,9 Mio. t/a, davon 1,9 Mio. t/a aus den Haldenbeständen) (vgl. Tabelle 2.2-4 /2.2-6/). Ferner ist eine Verringerung der im Rahmen der Kokskohlenbeihilfe subventionierten Verkokung von Steinkohle, gleichzeitig aber eine weitere Flankierung des Hüttenvertrages bis zum Jahre 2005 im Gespräch.

Tabelle 2.2-4: Erwartete Kohleabsatzentwicklung in der Fortschreibung des sog. Jahrhundertvertrages /2.2-6/

	1995	1996	1997	1998	1999	2000 - 2005
<b>Verstromung</b>						
Mio. t SKE/a	40,9 <sup>1)</sup>	38	35	35	35	35
<b>Kokskohle</b>						
Mio. tvF/a	18	18	18	18	16	15
<sup>1)</sup> davon 1,9 Mio. t SKE/a von Halde						

Mit der Umsetzung dieses Kohlekompromißes wäre jedoch eine wesentliche Änderung verbunden, die sich auch unmittelbar auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen des Landes Baden-

Württemberg auswirken würde. Die Unternehmen würden deutsche Steinkohle zu Weltmarktpreisen einkaufen und die Verträge mit den Zechengesellschaften frei gestalten können. Die Finanzierungsfrage ist allerdings noch offen, da die Bundesregierung hierfür noch kein Konzept vorlegen konnte. Das Bundeswirtschaftsministerium strebt hierfür die Einführung einer Energiesteuer an /2.2-6/.

Sollte dieser in der Kohlerunde gefundene Kompromiß Bestand haben, so hat dies auch Auswirkungen auf die Abnahmeverpflichtungen baden-württembergischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die genauen Kontingente für Baden-Württemberg sind natürlich noch nicht festgelegt. Es werden deshalb im folgenden zwei mögliche Varianten der Kohleabnahmeverpflichtung der baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgezeigt, wie sie sich bei einer Fortschreibung des sog. Jahrhundertvertrages ergeben könnten.

Zunächst, und dies scheint die plausibelste Version zu sein, könnten die derzeitigen Anteile der betrachteten Unternehmen an den von der gesamten Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland zu verstromenden deutschen Steinkohle auch über das Jahr 1995 hinaus erhalten bleiben. Sie werden dann lediglich vermindert um den prozentualen Anteil, um den sich die gesamte zu verstromende Kohlemenge nach dem derzeitigen Stand des Kohlekompromisses bis zu dem Jahr 1998 bzw. 2005, den beiden in dem Zeitraum relevanten Betrachtungsjahren für die Berechnung der Auswirkungen eines verstärkten Gaseinsatzes, verringert. Unter Beachtung dieser Randbedingungen ergeben sich die in Tabelle 2.2-5 in der Spalte "heutiger Anteil" dargestellten Kohlekontingente für die betrachteten Unternehmen bzw. Standorte, die im Jahr 1998 bzw. 2005 zur Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden müßten. Ein Aufhalten bzw. ein Abfahren der in den Vorjahren aufgehaldeten Kohlemengen wird hier nicht unterstellt. Demnach würden in dem betrachteten baden-württembergischen Ausschnitt der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung noch 4,13 Mio. t SKE/a (121,19 PJ/a) in den Jahren 1998 bzw. 2005 eingesetzt werden. Damit wären CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 11,27 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden, so daß eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen **bei den Kohlekontingenten** gegenüber 1987 (14,03 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) um 20 % resultiert. Dies bedeutet, daß bei einer Einhaltung des in dieser Weise fortgeschriebenen Jahrhundertvertrages für Baden-Württemberg das CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 30 % bis zum Jahr 2005 für die Strom- und Fernwärmeversorgung nicht erreichbar ist. Der sich dabei ergebende Anteil der betrachteten Energieversorgungsunternehmen von 11,8 % an den Kohleabnahmeverpflichtungen stimmt auch mit dem Anteil der Stammabgabe der Unternehmen an der Gesamtabgabe der öffentlichen Versorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) überein.

Durch die Vereinigung der beiden Teile Deutschlands hat sich dies jedoch verändert. Somit wird eine zweite mögliche Variante der Verteilung der Kohleabnahmeverpflichtungen nach dem Jahr 1995 darin gesehen, daß auch die fünf neuen Bundesländer einen Beitrag zur Sicherung der

deutschen Steinkohle leisten. Unter der Prämisse, daß die Kohleabnahmeverpflichtungen nach dem Jahr 1995 entsprechend dem Anteil der einzelnen Bundesländer an der Stromabgabe der öffentlichen Elektrizitätsversorgung im Jahr 1990 in der Bundesrepublik Deutschland (neu) verteilt werden, ergibt sich für die betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen Baden-Württembergs die in der Tabelle 2.2-5 in der Spalte "Anteil am StV BRD (neu)" dargestellte Situation.

**Tabelle 2.2-5:** Kohleabnahmeverpflichtung baden-württembergischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den Jahren 1998 bzw. 2005 in verschiedenen Varianten der Fortschreibung des sog. Jahrhundertvertrages

	Abnahmeverpflichtungen			
	heutiger Anteil		Anteil am StV BRD (neu)	
	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	PJ
Badenwerk AG	0,905	26,53	0,748	21,92
Energie-Versorgung Schwaben AG	0,993	29,10	0,820	24,03
Neckarwerke AG	0,654	19,16	0,540	15,83
Technische Werke d. Stadt Stuttgart AG	0,125	3,66	0,103	3,02
Großkraftwerk Mannheim AG <sup>1)</sup>	1,304	38,20	1,077	31,56
Stadtwerke Karlsruhe AG	0,114	3,34	0,094	2,76
Stadtwerke Pforzheim AG	0,041	1,19	0,034	1,00
<b>Summe</b>	<b>4,135</b>	<b>121,19</b>	<b>3,416</b>	<b>100,12</b>

<sup>1)</sup> ohne Anteil der Deutschen Bundesbahn

Demnach müßten in Baden-Württemberg in dem betrachteten Ausschnitt der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung noch 3,42 Mio. t SKE/a (100,12 PJ/a) in den Jahren 1998 bzw. 2005 eingesetzt werden. Damit sind CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 9,31 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden. Das würde bedeuten, daß das für das Jahr 2005 angestrebte 30 %-Minderungsziel nur erreicht werden könnte, wenn die den entfallenden Kohleverstromungsmengen entsprechende Elektrizitätsmenge sowie der zu erwartende Strom- und Fernwärmeverbrauchsanstieg ausschließlich durch eine CO<sub>2</sub>-freie Erzeugung gedeckt würde. Ein Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung wäre bei einer Erfüllung des CO<sub>2</sub>-Reduktionszieles für das Jahr 2005 nicht möglich. Die weitergehenden Minderungsziele für die Zeit nach 2005 wären bei einer entsprechenden Fortschreibung der Kohleverstromung nicht erreichbar.

Da mit der Erfüllung des sog. Jahrhundertvertrages bzw. dessen diskutierten möglichen Fortschreibung die für Baden-Württemberg geforderten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele in der Stromerzeugung nicht erreicht werden können, bedeutet dies, daß für die in Kapitel 4 zu behandelnden Szenarien einer Strombedarfsdeckung in Baden-Württemberg in der Regel die Annahme aufgehoben wird, daß der sog. Jahrhundertvertrag für die Verhältnisse in Baden-Württemberg nach den Ergebnissen der Kohlerunde fortgeschrieben wird. Ansonsten würde eine Erreichung des CO<sub>2</sub>-Reduktionszieles von 30 % bis zum Jahr 2005 für die Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs nicht möglich sein. D. h., eine Erfüllung des sog. Jahrhundertvertrages über das Jahr 1995 hinaus in der sich derzeit abzeichnenden Form kollidiert mit der Forderung einer 30 %-igen CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Stromerzeugung. Hier zeichnet sich ein akuter und dringlicher politischer und unternehmerischer Handlungsbedarf ab, sollte das Risiko einer potentiellen Klimaerwärmung ernst genommen werden. Mit dem daraus resultierenden weiteren Rückgang des Steinkohleneinsatzes zur Stromerzeugung wäre jedoch auch ein Verminderung der inländischen Steinkohlenförderung verbunden. Die damit einhergehenden regional- und beschäftigungspolitischen Auswirkungen sind in die Überlegungen mit einzubeziehen.

Mit der Frage des verstärkten Erdgaseinsatzes in Kraftwerken zur CO<sub>2</sub>-Minderung ist noch ein zweites politisches Handlungsfeld verknüpft, das auch mit dem 3. Verstromungsgesetz zusammenhängt. § 12 /2.2-1/ besagt, daß die Errichtung von Kraftwerken oder leistungssteigernden Anlagen über 10 MW Nennleistung, die ausschließlich oder überwiegend mit Erdgas betrieben werden sollen, der Genehmigung bedarf. Der § 12 des 3. Verstromungsgesetzes gestattet dann eine Genehmigung zur Errichtung eines mit Erdgas gefeuerten Kraftwerkes, wenn der Einsatz von deutscher Steinkohle

1. dem gesamtwirtschaftlichen Interesse im Einzelfall widerstreiten würde oder
2. wirtschaftlich unzumutbar wäre oder
3. den vertraglich vereinbarten Erdgaseinsatz zum Ausgleich von Unterschieden zwischen kontinuierlichen Erdgasbezugsverpflichtungen und schwankender Abnahme in bereits in Betrieb genommenen Kraftwerken unmöglich machen würde.

Die Genehmigung, die befristet, inhaltlich beschränkt und unter Bedingungen erteilt werden kann, wird für die Errichtung eines Erdgaskraftwerkes vom Bundesamt erteilt.

Demnach kann über einen Erdgaseinsatz nur nachgedacht werden, wenn der § 12 des 3. Verstromungsgesetzes für die Errichtung eines mit Erdgas befeuerten Kraftwerkes entsprechend gehandhabt wird. Es besteht für die Errichtung eines Erdgas-Kraftwerkes durchaus eine realistische

Chance, insbesondere dann, wenn der Begriff "gesamtwirtschaftliches Interesse" auch die umweltseitigen Auswirkungen beinhaltet. Jedoch sollte, und dies ist zuvor deutlich geworden, im Interesse des Klimaschutzes das 3. Verstromungsgesetz generell neu formuliert oder ganz fallengelassen werden. Somit würden auch der Errichtung eines Erdgas-Kraftwerkes keine energierechtlichen Hindernisse mehr im Wege stehen.

Damit würde die Bundesrepublik Deutschland sich den Beschlüssen der Europäischen Gemeinschaften anschließen. Unter dem Eindruck der ersten Ölkrise und der begrenzten Erdgasreserven (nach dem damaligen Stand der wirtschaftlich erschließbaren Reserven) hatte der Rat der Europäischen Gemeinschaften 1975 die Richtlinie 75/404/EWG erlassen /2.2-7/. Damit sollte, ähnlich wie in der Bundesrepublik Deutschland, der Erdgaseinsatz in Kraftwerken eingeschränkt werden. Nach Artikel 1 wurden die Errichtung neuer Erdgaskraftwerke sowie der Abschluß neuer bzw. die Verlängerung auslaufender Erdgasbezugsverträge für Kraftwerke genehmigungspflichtig. Die Genehmigung ist abhängig von Kriterien wie Auslegung und Größe des Kraftwerks, feuerungstechnische Erfordernisse, Umweltschutzgründe und Einsatz des Kraftwerks.

Der Rat vertritt heute die Auffassung /2.2-8/, daß die Einschränkung des Erdgaseinsatzes im Kraftwerksbereich aus mehreren Gründen nicht mehr angebracht ist. Hierzu zählen die Durchführung einer gemeinschaftlichen Energiepolitik im Rahmen des bevorstehenden europäischen Binnenmarktes, die Entwicklung aller Energiequellen, um die Energieversorgung der Gemeinschaft zu sichern, die ökologischen, technischen und betriebswirtschaftlichen Vorteile des Erdgas in der Stromerzeugung sowie die Vergrößerung der Erdgasreserven durch Neufunde. Angesichts der veränderten Sachlage hat der Rat mit der Richtlinie 91/148/EWG vom 18. März 1991 /2.2-9/ die Richtlinie 75/404/EWG zur Einschränkung des Erdgaseinsatzes aufgehoben.

In ihrem Energieprogramm für das vereinte Deutschland (Textziffer 100) sieht die Bundesregierung bereits einen Einsatz von Erdgas im Mittellastbereich vor /2.2-10/. Die Genehmigungspraxis nach dem 3. Verstromungsgesetz muß dem zukünftig Rechnung tragen.

## 2.3 Struktur der Strom- und Fernwärmeerzeugung

Die in Kapitel 2.1 dargestellte Nachfrage nach elektrischer Energie muß im wesentlichen von dem existierenden Kraftwerkspark innerhalb Baden-Württembergs gedeckt werden. Dieser Anlagenpark ist im Gegensatz zu der durchschnittlichen Erzeugungsstruktur in der Bundesrepublik Deutschland (alt) durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil der Laufwasser- und Kernenergiestromerzeugung gekennzeichnet /2.3-1/. Deutliche Unterschiede zwischen der Stromerzeugung in Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland sind aber auch bei der konventionellen Erzeugung gegeben; beispielsweise wird in Baden-Württemberg keine elektrische Energie aus Braunkohle gewonnen. Diese prinzipiellen strukturellen Unterschiede in der Erzeugungsstruktur zwischen der Bundesrepublik Deutschland (alt) und Baden-Württemberg werden auch in Abbildung 2.3-1 deutlich. Hier sind u. a. die verschiedenen Anteile der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg und in der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989 dargestellt /2.3-2/.

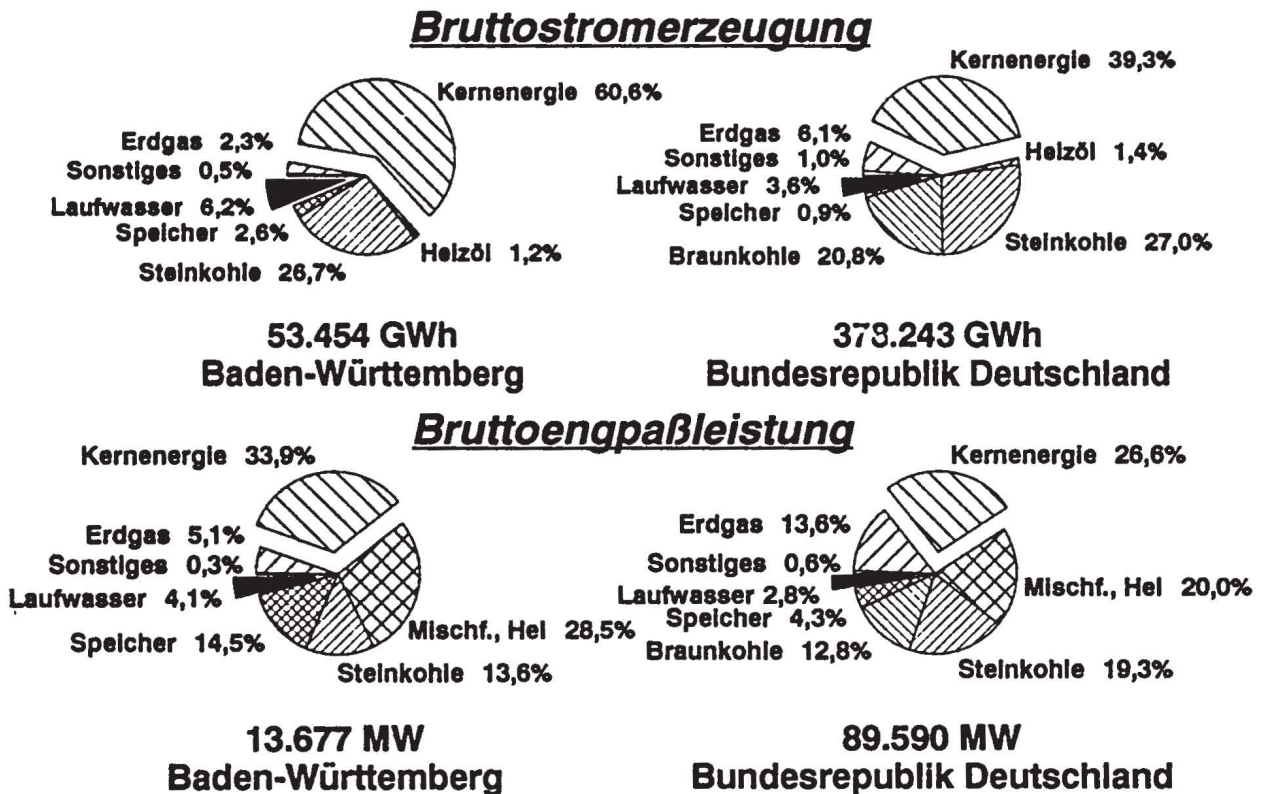


Abbildung 2.3-1: Bruttostromerzeugung und Bruttoengpaßleistung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und in Baden-Württemberg im Jahr 1989 /2.3-2/

Als ein Bundesland ohne eigene Vorkommen an fossilen Primärenergieträgern ist in Baden-Württemberg der Anteil der nuklearen Stromerzeugung an der gesamten Elektrizitätsgewinnung

vergleichsweise hoch. Im Gegensatz zur Bundesrepublik Deutschland (alt) - hier wurde die Hälfte des aus nicht erneuerbaren Energiequellen von den öffentlichen Versorgungsunternehmen gewonnenen elektrischen Stroms aus den Primärenergieträgern Braunkohle (20,8 %, 1989) und Steinkohle (27,0 %, 1989) erzeugt - beträgt der entsprechende Anteil der Kohleverstromung in Baden-Württemberg weniger als ein Drittel (26,7 %, 1989, eingesetzter Primärenergieträger ausschließlich Steinkohle). Entsprechend gegensätzlich ist auch das Verhältnis bei der nuklearen Stromerzeugung. Während auf Bundesebene rund zwei Fünftel der gesamten elektrischen Energie aus Wärmekraftanlagen (39,3 %, 1989) in Kernkraftwerken erzeugt wurde, liegt dieser Anteil im Südweststaat bei zwei Drittel (60,6 %, 1989). Der Anteil des Energieträgers Erdgas - vornehmlich für die Erzeugung von Spitzenlaststrom eingesetzt - liegt im Bundesdurchschnitt bei 6,1 %, auf Landesebene nur bei 2,3 % und ist damit derzeit nur von untergeordneter Bedeutung.

Nicht nur die Anteile der Energieträger an der erzeugten elektrischen Energie der öffentlichen Versorgungsunternehmen sind innerhalb der Bundesrepublik Deutschland (alt) und Baden-Württemberg unterschiedlich, sondern auch die installierten Leistungen im öffentlichen Kraftwerkspark unterscheiden sich hinsichtlich der einsetzbaren Brennstoffe. Während im Bundesdurchschnitt nur etwas mehr als ein Viertel der installierten Bruttoengpaßleistung in Kernkraftwerken installiert ist (26,6 %, 1989), liegt dieser Anteil in Baden-Württemberg bei über einem Drittel (33,9 %, 1989). Im Gegensatz dazu handelt es sich in diesem Bundesland nur bei rund einem Siebtel der installierten Kraftwerksleistung um Kohleanlagen (13,6 %, 1989), während dieser Anteil im Bundesdurchschnitt bei etwa einem Drittel liegt (12,8 % in Braunkohle- und 19,3 % in Steinkohlekraftwerken, 1989). Dies macht auch Abbildung 2.3-1 noch einmal deutlich.

Ziel dieses Kapitels ist es vor diesem Hintergrund, den heutigen Stand des konventionellen Kraftwerksparks von Baden-Württemberg in seinem Aufbau und seiner Struktur näher darzustellen und zu analysieren. Dazu werden zunächst die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft, die Erzeugung elektrischer Arbeit aus konventionellen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken sowie die Anlagen mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Fernwärme diskutiert. Dies gilt auch für die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

### **2.3.1 Stromerzeugung aus Laufwasserkraft**

Die Wasserkraft ist aufgrund des natürlichen **Wasserkreislaufes** eine regenerative Energiequelle. Dieser Kreislauf - durch die eingestrahelte Energie der Sonne am Leben gehalten - wird initiiert durch die Verdunstung von Oberflächenwasser und die Transpiration von Pflanzen und Tieren. Der entstehende Wasserdampf wird von den erdnahen Luftschichten aufgenommen und infolge von atmosphärischen Ausgleichsbewegungen über z. T. weite Entfernungen transportiert. Da die Fähigkeit der Luft, Wasserdampf aufzunehmen, stark temperaturabhängig ist, kommt es bei einer



Abkühlung der feuchten Luftmassen zu einer Wolkenbildung und damit verbunden zu Niederschlägen; der Wasserkreislauf ist damit geschlossen.

Das innerhalb von Laufwasserkraftwerken nutzbare Energieangebot der Oberflächengewässer resultiert im wesentlichen aus dem Teil des gesamten Regens, der auf gebirgiges und hügeliges Land fällt. Dabei ist das nutzbare Energieangebot abhängig vom Aufkommen an Niederschlägen und damit vom Durchfluß der Bäche und Flüsse der betrachteten Gebietsfläche. Abbildung 2.3-2 zeigt den Großteil der für eine energetische Nutzung geeigneten Oberflächengewässer in Baden-Württemberg /2.3-4/.

In Abbildung 2.3-2 wird deutlich, daß es in Baden-Württemberg im wesentlichen zwei Flußsysteme gibt, die für das Wasseraufkommen und den -abfluß bestimmend sind; dabei handelt es sich einmal um das Flußgebiet des Rheins einschließlich dem des Neckars und zum anderen um das der Donau.

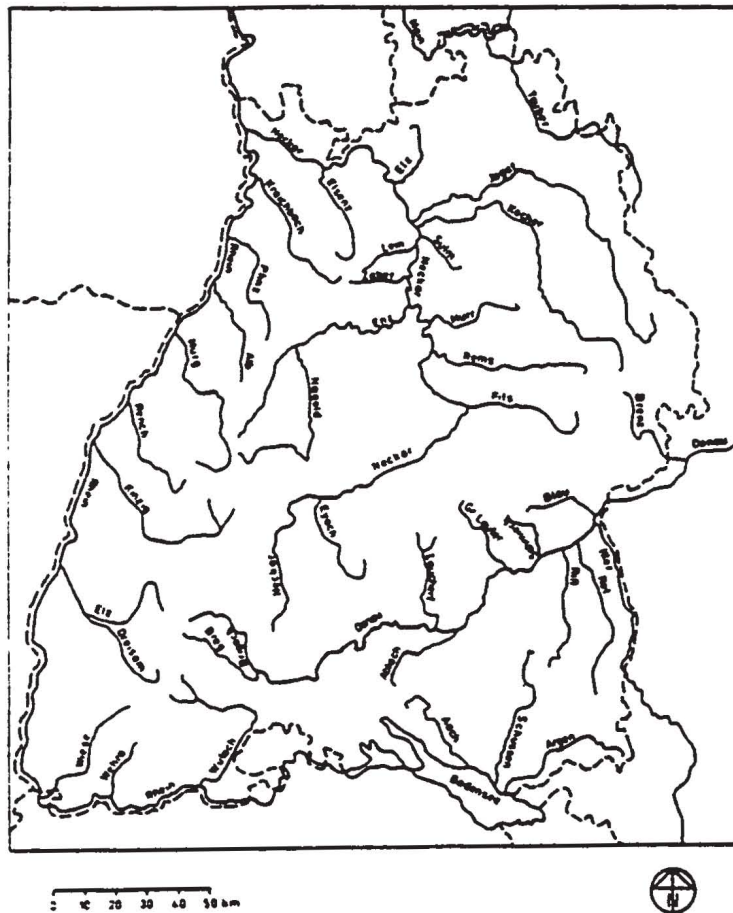


Abbildung 2.3-2: Energetisch nutzbare Bäche und Flüsse in Baden-Württemberg /2.3-4/

Baden-Württemberg ist - aufgrund der verschiedenen Mittelgebirge - durch ein vergleichsweise hohes **Wasserkraftpotential** gekennzeichnet. Insgesamt verfügt Baden-Württemberg über ein theoretisches Wasserkraftpotential von ca. 15.510 GWh/a (Linienpotential) /2.3-4/. Der technisch

nutzbare Anteil liegt bei 6.294 GWh/a /2.3-5/ und damit bei rund 40 % des theoretischen Potentials. Wird die derzeit erzeugte Laufwasserenergie von ca. 4.000 GWh/a zugrunde gelegt, bedeutet dies, daß rund zwei Drittel des vorhandenen Potentials bereits genutzt werden, ein weiteres Drittel jedoch derzeit noch brach liegt. Dieses Energieangebot ist im Sommer mit rund 45 %, im Winter mit etwa 55 % verfügbar. Vom technischen Potential sind ca. 713 GWh/a durch Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW, etwa 1.584 GWh/a bei Kraftwerksleistungen zwischen 100 kW und 10 MW und rund 3.997 GWh/a bei installierten Anlagenleistungen von mehr als 10 MW erschließbar /2.3-5, 2.3-6/.

Die derzeitige Ausnutzung des Wasserkraftpotentials liegt in Abhängigkeit von der Schwankungsbreite, die zwischen verschiedenen Jahren aufgrund der Wasserangebotsunterschiede gegeben ist, bei ca. 4.000 GWh/a (3.290 GWh im Jahr 1989 (aufgrund der sehr geringen Niederschläge)). Dabei wird der Großteil dieser Elektrizitätserzeugung in den größeren Kraftwerken an Rhein und Neckar realisiert. Nur ein kleinerer Teil stammt von Kleinwasserkraftwerken. Auch werden in den vorliegenden Statistiken die privat betriebenen Wasserkraftwerke (meist Kleinanlagen mit einer installierten Leistung unter 1 MW) nur teilweise bzw. gar nicht aufgeführt, obwohl sie rund 4,6 % zusätzlich zur statistisch erfaßten Laufwassererzeugung erbringen /2.3-7/. Innerhalb Baden-Württembergs kann in etwa von einer Mindestanzahl von ca. 700 Kleinwasserkraftwerken mit einer installierten Leistung unter 100 kW und einer installierten Gesamtleistung von rund 35 MW bei einem Regelarbeitsvermögen von etwa 135 GWh/a ausgegangen werden /2.3-6/. Vermutlich ist jedoch eine noch größere Anzahl von Kleinwasserkraftwerken im Betrieb, die aufgrund der neuen Einspeisevergütung /2.3-8/ in Zukunft weiter zunehmen dürfte. Im Rahmen dieser Untersuchung können jedoch diese statistisch nicht erfaßten privaten Kleinwasserkraftwerke nicht berücksichtigt werden.

Das derzeit genutzte Energiedargebot und das abgeschätzte technische Potential der Laufwasserkraft in Baden-Württemberg ist für verschiedene Gebiete in Abbildung 2.3-3 dargestellt /2.3-4/. Demnach ist der höchste Ausbaugrad derzeit am Rhein und Neckar gegeben. Im Schwarzwald und auf der Schwäbischen Alb gibt es teilweise zwar schon beachtliche Ausbaugrade; trotzdem existieren hier z. T. noch größere, nicht genutzte technische Potentiale. Im Gegensatz dazu sind die technischen Potentiale im mittleren Neckarraum - mit Ausnahme des Neckars - aufgrund der eher flachen Topografie vergleichsweise gering.

Auf der Gebietsfläche Baden-Württembergs werden derzeit eine Vielzahl von Laufwasserkraftwerken betrieben. Tabelle 2.3-1 zeigt die installierten Leistungen aller statistisch erfaßten und derzeit für die Stromversorgung eingesetzten Anlagen /2.3-9/. Dabei wird unterschieden zwischen den Anlagen, die den größeren Versorgungsunternehmen zuzurechnen sind, und den Laufwasserkraftwerken, die im Besitz privater Betreiber oder Kommunen sind; weiterhin ist die

Summe aller Anlagen in Baden-Württemberg an Rhein, Neckar und Donau ausgewiesen. Außerdem ist das jeweils korrespondierende Regelarbeitsvermögen und die Stromerzeugung der Jahre 1987 und 1989 dargestellt.

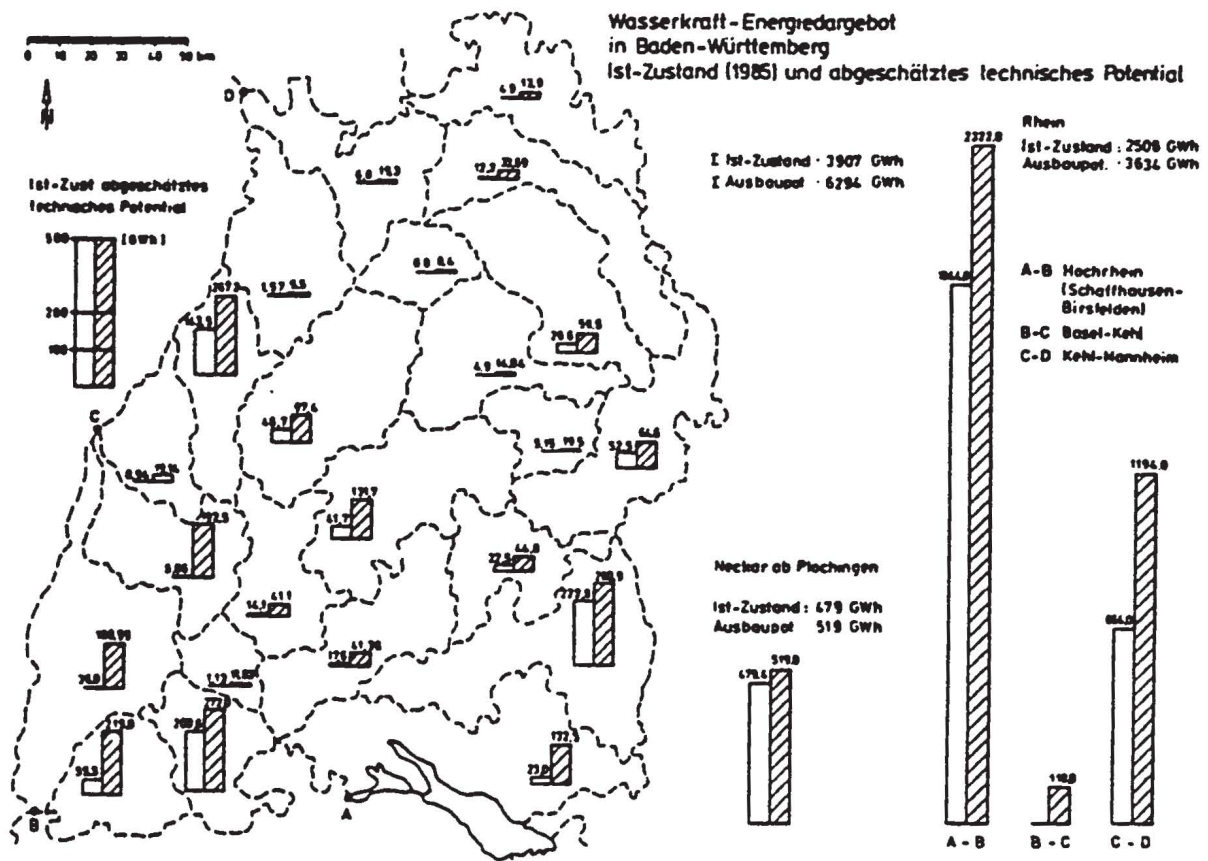


Abbildung 2.3-3: Wasserkraft-Energiedargebot in Baden-Württemberg (Ist-Zustand und abgeschätztes technisches Potential) /2.3-4/

Die eigenen und teileigenen Laufwasserkraftwerke der **Energie-Versorgung Schwaben AG** sind zum Großteil an der Iller (EVS-Kanal) installiert (ca. 83 %, vgl. auch /2.3-10/); sie sind für den überwiegenden Teil der eigenen Laufwasserstromerzeugung dieses Unternehmens verantwortlich. Zusammen mit den gepachteten Anlagen an der Donau bzw. am Neckar, die sich durch ein Regelarbeitsvermögen von fast 350 GWh/a auszeichnen, stehen diesem Unternehmen Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Nettoengpaßleistung von rund 110 MW zur Verfügung. Damit wurde im Jahr 1989 eine Nettostromerzeugung von rund 500 GWh/a realisiert. Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft der **Badenwerk AG** vollständig zuzurechnenden Laufwasserkraftwerke resultiert zum überwiegenden Teil aus dem Hochdruckwerk an der Murg. Die Stromerzeugung dieses Kraftwerks lag im Jahr 1989 bei 57 GWh. Bei den sonstigen Laufwasser-

kraftwerken, die zur Stromerzeugung dieses Unternehmens beitragen, handelt es sich im wesentlichen um Anteile an den Rheinkraftwerken, die zusammengenommen bei einer installierten Nettoengpaßleistung von rund 160 MW im Jahr 1989 eine Nettostromerzeugung von etwa 1 TWh realisierten.

Tabelle 2.3-1: Übersicht über die Laufwasserkraftnutzung in Baden-Württemberg (Basis 1987 bzw. 1989) /2.3-9/

Fluß bzw. Betreiber	Nettoengpaßleistung	Regelarbeitsvermögen	Erzeugung im Jahr 1987	Erzeugung im Jahr 1989
<b>Laufwasserkraftwerke, die von den größeren EVU zuzuordnen sind</b>				
EVS <sup>a</sup>	112,073 MW	583.534 MWh/a	635.723 MWh/a	504.562 MWh/a
BW <sup>b</sup>	205,440 MW	1.250.290 MWh/a	1.344.778 MWh/a	1.191.812 MWh/a
NW <sup>c</sup>	0,210 MW	1.700 MWh/a	1.420 MWh/a	725 MWh/a
TWS <sup>d</sup>	25,010 MW	129.700 MWh/a	163.476 MWh/a	107.049 MWh/a
Summe	342,733 MW	1.965.224 MWh/a	2.145.397 MWh/a	1.804.148 MWh/a
<b>Kraftwerke, die regionalen und lokalen EVU und privaten Betreibern zuzuordnen sind</b>				
Neckar <sup>e</sup>	63,902 MW	383.631 MWh/a	446.190 MWh/a	350.660 MWh/a
Rhein <sup>f</sup>	167,597 MW	1.201.759 MWh/a	1.213.716 MWh/a	1.182.848 MWh/a
Donau <sup>g</sup>	19,223 MW	110.420 MWh/a	127.728 MWh/a	99.029 MWh/a
Summe	250,722 MW	1.695.810 MWh/a	1.787.634 MWh/a	1.632.537 MWh/a
<b>Laufwasserkraftwerke auf der Gebietsfläche Baden-Württembergs</b>				
Neckar <sup>h</sup>	114,730 MW	647.855 MWh/a	774.924 MWh/a	583.309 MWh/a
Rhein <sup>i</sup>	361,987 MW	2.384.329 MWh/a	2.465.312 MWh/a	2.302.912 MWh/a
Donau <sup>j</sup>	116,738 MW	628.850 MWh/a	692.795 MWh/a	550.464 MWh/a
Summe	593,455 MW	3.661.034 MWh/a	3.933.031 MWh/a	3.436.685 MWh/a

- a EVS = Energie-Versorgung Schwaben AG  
b BW = Badenwerk AG  
c NW = Neckarwerke AG  
d TWS = Technische Werke der Stadt Stuttgart AG  
e restliche Anlagen im und am Neckar bzw. dessen Einzugsgebiet  
f restliche Anlagen im und am Rhein bzw. dessen Einzugsgebiet  
g restliche Anlagen in und an der Donau bzw. deren Einzugsgebiet  
h gesamte Anlagen im und am Neckar bzw. dessen Einzugsgebiet  
i gesamte Anlagen im und am Rhein bzw. dessen Einzugsgebiet  
j gesamte Anlagen in und an der Donau bzw. deren Einzugsgebiet

Die **Neckarwerke AG** betreibt aufgrund der geografischen Lage im Mittleren Neckarraum, der durch eine eher flache Topografie gekennzeichnet ist, nur ein kleineres Wasserkraftwerk. Bei den **Technischen Werke der Stadt Stuttgart AG** zuzurechnenden Anlagen handelt es sich um Kraftwerke am Neckar mit einer installierten Engpaßleistung von rund 25 MW, die bei einem Regelarbeitsvermögen von knapp 130 GWh/a im Jahr 1989 eine Stromerzeugung von ca. 107 GWh realisierten.

Zusätzlich sind in Baden-Württemberg eine Vielzahl weiterer Wasserkraftwerke in Betrieb, die in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen. Dabei handelt es sich im wesentlichen - mit Ausnahme der größeren Anlagen an Rhein, Neckar und Donau - um kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung meist unter 1 MW, die oft an kleineren Bächen lokalisiert sind. Die Betreiber sind meist kleine Stadt- bzw. Gemeindewerke oder Industriebetriebe. Diese Kraftwerke sind in Tabelle 2.3-1 unter den sonstigen Anlagen erfaßt.

Die Standorte der statistisch erfaßten Wasserkraftwerke in Baden-Württemberg sind in Abhängigkeit der Anlagengröße in Abbildung 2.3-4 dargestellt /2.3-9/. Es wird die starke Konzentration von Kraftwerken am Oberrhein zwischen dem Bodensee und Basel deutlich. Hier sind auch die Anlagen mit der höchsten installierten Leistung innerhalb der Gebietsgrenzen Baden-Württembergs installiert. Aber auch an den Bächen, die vom Schwarzwald in den Rhein fließen, gibt es Laufwasserkraftwerke, in denen jedoch deutlich niedrigere Leistungen - bedingt durch das wesentlich geringere Wasseraufkommen - installiert sind. Zusätzlich ist in Abbildung 2.3-4 das Flußsystem des Neckars erkennbar, das - ähnlich dem Oberlauf des Rheins - durch einen hohen Ausbaugrad gekennzeichnet ist. Neben den verschiedenen Nebenflüssen, die durch eine Vielzahl vornehmlich kleinerer Anlagen mit installierten Leistungen oft unter 100 kW energetisch genutzt werden, tritt insbesondere der Neckar selbst hervor, der infolge des Ausbaus zur Bundeswasserstraße zumindest abschnittsweise völlig ausgebaut ist und damit auch fast vollständig wasserwirtschaftlich genutzt wird. Zwischen Plochingen und der Mündung in den Rhein bei Mannheim gibt es derzeit 27 Laufwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 90,5 MW und einem Regelarbeitsvermögen von 527,7 GWh/a. Auch an der Donau und an den in sie mündenden Nebenflüssen befinden sich verschiedene Laufwasserkraftwerke, in denen insbesondere an der Iller bzw. am EVS-Kanal und an der Donau im Bereich von Ulm hohe elektrische Leistungen installiert sind.

In bzw. für Baden-Württemberg sind folglich Laufwasserkraftanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von knapp 595 MW bei einem Regelarbeitsvermögen von ca. 3,66 TWh/a verfügbar, die zu rund 58 % von den betrachteten Energieversorgungsunternehmen betrieben werden bzw. gepachtet sind. Die tatsächliche Stromerzeugung lag im Jahr 1987 bei 3,93 TWh/a und damit über dem Regelarbeitsvermögen, im Jahr 1989 mit 3,44 TWh/a darunter.

In absehbarer Zukunft kann davon ausgegangen werden, daß die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft in Baden-Württemberg durch neu zu bauende Laufwasserkraftwerke an bisher nicht wasserwirtschaftlich genutzten Standorten nur in Ausnahmefällen zunehmen dürfte (z. B. Staustufe des Rheins bei Au/Neuburgweier). Dies liegt u. a. an den hohen Investitionen, die für den Bau von Laufwasserkraftwerken aufzubringen sind. Auch sind die Widerstände gegen den Bau einer Anlage von verschiedener Interessengruppen insbesondere in der Planungs- und Genehmigungsphase teilweise hoch.

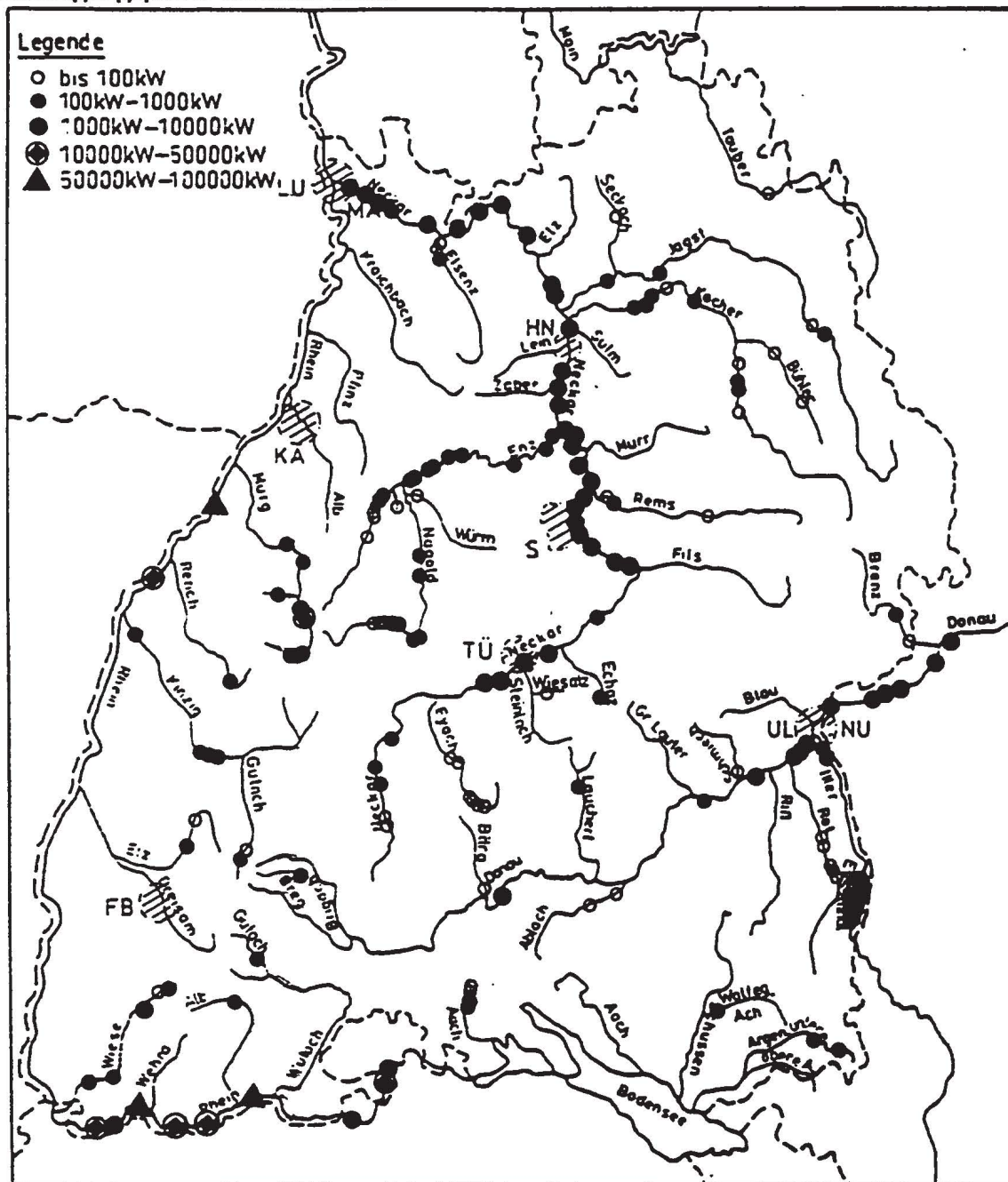


Abbildung 2.3-4: Standorte der statistisch erfaßten Laufwasserkraftwerke in Baden-Württemberg; in Abhängigkeit der installierten elektrischen Nettoengpaßleistung [2.3-9/]

Günstiger sehen die Aussichten für die **Reaktivierung zwischenzeitlich stillgelegter Laufwasserkraftwerke** aus (z. B. Kleinwasserkraftwerke an ehemaligen Mühlen, Sägewerken etc.). Solche möglicherweise reaktivierbaren Anlagen sind jedoch in der Regel durch sehr geringe installierte Leistungen gekennzeichnet. In Zukunft ist - auch aufgrund des geänderten Stromeinspeisegesetzes /2.3-8/ und der Fördermittel des Landes - zu erwarten, daß ein Teil dieser stillgelegten Anlagen erneut für die Stromerzeugung genutzt werden. Diese Klein- und Kleinstwasserkraftwerke können aber zur Deckung der gesamten Stromnachfrage in Baden-Württemberg nur einen geringen Beitrag leisten. Da es sich bei den zu reaktivierenden Anlagen im wesentlichen um Laufwasserkraftwerke handeln dürfte, die von kleineren Stadtwerken und Privatleuten betrieben werden dürften, werden sie hier nicht weiter berücksichtigt.

Eine weitere Möglichkeit des Ausbaus der Laufwasserkraft in Baden-Württemberg besteht im **Umbau und der Modernisierung bereits existierender Laufwasserkraftwerke**. In den letzten Jahren wurden bereits eine Reihe von Anlagen modernisiert und mit leistungsstärkeren Turbinensätzen ausgestattet. Daneben werden derzeit verschiedene Modernisierungsprogramme durchgeführt. Beispielsweise verfolgt die Neckar AG, die den Neckar als Bundeswasserstraße betreibt, ein langfristig angelegtes Erweiterungsprogramm der an den verschiedenen Wehren befindlichen Laufwasserkraftwerke. Da sich in den letzten Jahrzehnten die Abflußdauerlinie des Neckars in Richtung größerer Abflußwerte verändert hat, werden die entsprechenden Laufwasserkraftwerke, die derzeit über eine installierte Leistung von 83,2 MW und einer Regelerzeugung von 487,8 GWh/a verfügen, auf eine dann installierte Gesamtleistung von 115,3 MW mit einer erwarteten zusätzlichen Regelerzeugung von 119,4 GWh/a ausgebaut /2.3-11/. Auch die großen Rheinkraftwerke am Oberlauf zwischen dem Bodensee und Basel werden teilweise erneuert und erweitert. Beispielsweise wird das 1912 in Betrieb gegangene Kraftwerk Whylen modernisiert. Dadurch kann das Regelarbeitsvermögen und damit die mittlere Jahreserzeugung von ca. 125,0 GWh/a auf rund 203,5 GWh/a angehoben werden. Ähnliche Maßnahmen sind auch bei den Kraftwerken Säckingen und Rheinfeldern geplant.

Da es sich bei der Technologie zur Nutzung der Laufwasserkraft um eine sehr robuste und langlebige Technik mit einem sehr großen Erfahrungspotential beim Anlagenbauer handelt, dürfte der derzeit bestehende Anlagenpark in Zukunft im wesentlichen erhalten bleiben. Laufwasserkraftwerke, deren technische Lebensdauer überschritten ist, dürften durch neue und moderne Anlagen ersetzt werden. Aufgrund der dargestellten Aktivitäten werden die technischen Potentiale der Laufwasserkraft in Baden-Württemberg in Zukunft stärker genutzt werden. Dabei wird die installierte Leistung schneller ansteigen als die Regelarbeit.

Da die jeweiligen Zeithorizonte der einzelnen Ausbaumaßnahmen nicht bekannt sind, kann eine detaillierte und anlagenbezogene zukünftige Entwicklung der installierten Leistungen und der

korrespondierenden Regelarbeit der Laufwasserkraft in Baden-Württemberg nicht gegeben werden. Sicher ist nur, daß die installierte Leistung der Laufwasserkraftwerke in Baden-Württemberg in Zukunft ansteigen wird. Da dieser Zuwachs im wesentlichen aus einer Modernisierung und einem Ausbau bereits existierender Anlagen resultiert, wird die Regelarbeit geringer als die elektrische Leistung ansteigen.

Nach Abschluß der Modernisierungsprogramme der Neckar AG am Neckar wird die installierte Leistung der derzeit vorhandenen Anlagen bis zum Jahr 2005 um knapp 40 % bzw. rund 32,1 MW ansteigen. Dadurch steigt das Regelarbeitsvermögen des Neckar von derzeit 487,8 GWh/a auf 607,2 GWh/a an.

Die Zuwächse am Rhein werden nicht in dieser Größenordnung ausfallen. Hauptsächlich infolge von derzeit durchgeführten bzw. geplanten Modernisierungsmaßnahmen der Anlagen am Oberrhein wird es zu einer Zunahme der installierten Leistung am Rhein kommen. Das korrespondierende Regelarbeitsvermögen dürfte geringer ansteigen, da die modernisierten Anlagen auf eine geringere Vollaststundenanzahl ausgelegt werden.

### **2.3.2 Grundlastkraftwerke**

Für die Stromerzeugung innerhalb der Grundlast sind derzeit in Baden-Württemberg im wesentlichen nur Kernkraftwerke im Einsatz. Deshalb werden im folgenden die existierenden kerntechnischen Kraftwerksanlagen, die sich in diesem Bundesland befinden oder an denen baden-württembergische Versorgungsunternehmen Anteile besitzen, kurz dargestellt.

Auf der untersuchten Gebietsfläche gibt es derzeit fünf für den kommerziellen Betrieb konzipierte Kernkraftanlagen und einen von der Kernforschungsanlage in Karlsruhe betriebenen Forschungsreaktor, der jedoch derzeit stillgelegt ist (Betreiber: Kernkraftwerk-Betriebsgesellschaft in Eggenstein-Leopoldshafen; Engpaßleistung 16,7 MW) und nicht für die öffentliche Stromversorgung zur Verfügung steht; diese Anlage wird deshalb nicht näher betrachtet. Neben den verbleibenden fünf für die Elektrizitätsversorgung verfügbaren Kraftwerken besitzen baden-württembergische Versorgungsunternehmen zusätzlich Anteile an kerntechnischen Anlagen in Frankreich und in der Schweiz. Eine Zusammenstellung der Kernkraftwerke, die für die öffentliche Versorgung Baden-Württembergs verfügbar sind, zeigt Tabelle 2.3-2 /2.3-9/. Neben dem Anlagenstandort ist auch das Inbetriebnahmejahr, die für Baden-Württemberg verfügbare Nettoleistung sowie die Stromerzeugung der Jahre 1987 und 1989 angegeben.

In Baden-Württemberg gibt es drei Kernkraftwerksstandorte mit insgesamt fünf Anlagen (vgl. Tabelle 2.3-2). Bis auf den ersten Block der kerntechnischen Anlage in Philippsburg (Kern-



kraftwerk Philippsburg I) handelt es sich dabei um Druckwasserreaktoren. Die Anlage in Obrigheim, seit 1968 im kommerziellen Betrieb, ist dabei die älteste ihrer Klasse in Europa. Die jeweils ersten Blöcke in Philippsburg und Neckarwestheim wurden Anfang bis Mitte der siebziger Jahre errichtet. Sie haben jeweils eine installierte elektrische Nettoengpaßleistung von rund 800 MW. Die beiden verbleibenden Anlagen - die jeweils zweiten Blöcke in Philippsburg und Neckarwestheim - wurden Mitte bzw. Ende der achtziger Jahre in Betrieb genommen. Es handelt sich dabei um Kraftwerke mit einer installierten Leistung von rund 1.300 MW. Innerhalb der Landesgrenzen sind damit derzeit Kernkraftwerke mit einer thermischen Leistung von 13.697 MW und einer korrespondierenden elektrischen Nettoleistung von 4.526 MW in Betrieb. Aufgrund von Anteilen baden-württembergischer Versorgungsunternehmen an ausländischen Anlagen ist für die öffentliche Versorgung weitere elektrische Energie aus Kernkraftwerken verfügbar. Dabei handelt es sich um blockbezogene Anteile aus den Kernkraftzentralen in Fessenheim und Cattenom der französischen Gesellschaft Electricite de France (EdF). Weiterhin ist ein Teil der Elektrizitätserzeugung des Siedewasserreaktors in Leibstadt in der Schweiz für Baden-Württemberg verfügbar.

Tabelle 2.3-2: Kernkraftwerke, die zur Stromversorgung Baden-Württembergs unmittelbar beitragen /2.3-9/

Standort Blocknummer	Betriebs- beginn	Nettoleistung für Baden-Württemberg	Nettoerzeugung im Jahr 1987	Nettoerzeugung im Jahr 1989
Obrigheim	1968	340 MW	2.486.590 MWh	2.562.330 MWh
Philippsburg 1	1979	864 MW	6.488.449 MWh	6.158.886 MWh
Philippsburg 2	1984	1.268 MW	9.616.231 MWh	9.677.264 MWh
Neckarwestheim 1 <sup>a</sup>	1976	785 MW	5.395.127 MWh	4.019.499 MWh
Neckarwestheim 2 <sup>b</sup>	1989	1.269 MW	-	8.793.573 MWh
Zwischensumme		4.526 MW	23.986.397 MWh	31.211.552 MWh
Fessenheim 1	1977	154 MW	5.026.959 MWh	3.242.722 MWh
Fessenheim 2	1978	154 MW	6.153.522 MWh	5.643.368 MWh
Cattenom 1	1987	64 MW		6.785.848 MWh
Cattenom 2	1988	64 MW		1.687.226 MWh
Leibstadt	1985	74 MW	7.367.850 MWh	7.354.478 MWh

a 19,4 % der Anlage gehören der Deutschen Bundesbahn und stehen für die öffentliche Versorgung nicht zur Verfügung.

b 16,3 % der Anlage gehören der Deutschen Bundesbahn; davon ist jedoch ein Teil auf Dauer an die Energie-Versorgung Schwaben AG verpachtet.

Bei den dargestellten Anlagen handelt es sich um Gemeinschaftskraftwerke, die von jeweils einer Betreibergesellschaft betrieben werden, an der verschiedene Versorgungsunternehmen unterschied-

liche Anteile halten. Entsprechend diesen prozentualen Anteilen an der Gesamtanlage ist auch die installierte Nettoengpaßleistung und die erzeugte elektrische Arbeit für den jeweiligen Anteilseigner verfügbar. Die entsprechenden Eigentumsanteile der verschiedenen Unternehmen an den einzelnen Kernkraftwerken, die für Baden-Württemberg relevant sind, gehen aus Tabelle 2.3-3 hervor /2.3-9/.

**Tabelle 2.3-3: Besitzverhältnisse bzw. Bezugsrechte an Gemeinschaftskernkraftwerken, die für die Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs zur Verfügung stehen /2.3-9/**

<b>Kernkraftwerk Obrigheim</b>	
Energie-Versorgung Schwaben AG	35,00 %
Badenwerk AG	28,00 %
Technische Werke der Stadt Stuttgart AG	14,00 %
Neckarwerke AG	10,00 %
Stadtwerke Karlsruhe AG	5,00 %
Kraftübertragungswerke Rheinfelden AG	3,00 %
Stadtwerke Ulm GmbH	2,20 %
Zementwerk Lauffen - Elektrizitätswerk Heilbronn AG	1,70 %
Alb Elektrizitätswerk eG	0,60 %
Stadtwerke Heidenheim AG	0,40 %
Elektrizitätswerk Braunsbach eG	0,10 %
<b>Kernkraftwerk Philippsburg (Block 1 und 2)</b>	
Energie-Versorgung Schwaben AG	50,00 %
Badenwerk AG	50,00 %
<b>Kernkraftwerk Neckarwestheim (Block 1)</b>	
Neckarwerke AG	45,20 %
Technische Werke der Stadt Stuttgart AG	32,20 %
Deutsche Bundesbahn	19,40 %
Zementwerk Lauffen - Elektrizitätswerk Heilbronn AG	3,20 %
<b>Kernkraftwerk Neckarwestheim (Block 2)</b>	
Neckarwerke AG	39,22 %
Technische Werke der Stadt Stuttgart AG	21,26 %
Energie-Versorgung Schwaben AG	20,41 %
Deutsche Bundesbahn	16,30 %
Zementwerk Lauffen - Elektrizitätswerk Heilbronn AG	2,78 %
<b>Kernkraftwerk Fessenheim (Block 1 und 2)</b>	
Badenwerk AG <sup>a</sup>	17,00 %
<b>Kernkraftwerk Cattenom (Block 1 und 2)</b>	
Badenwerk AG <sup>a</sup>	5,00 %
<b>Kernkraftwerk Leibstadt</b>	
Badenwerk AG	7,50 %
Kraftübertragungswerke Rheinfelden AG	5,00 %
Kraftwerk Laufenburg AG	5,00 %

a Bezugsrecht an der Anlage

Die Tabelle zeigt, daß keine Anlage von nur einem Versorgungsunternehmen betrieben wird. Vielmehr sind die verschiedenen Kernkraftwerke durch eine z. T. sehr breitgestreute Besitzstruktur gekennzeichnet. Dies ist insbesondere bei der Anlage in Obrigheim - mit einer im Planungsjahr relativ neuen Technologie - der Fall, bei der die mit dem Bau und Betrieb

verbundenen Risiken auf möglichst viele Partner verteilt werden sollten. Die danach gebauten Kernkraftwerke in Baden-Württemberg sind durch weniger Besitzer gekennzeichnet. Nur bei der Anlage in Leibstadt handelt es sich wieder um ein Gemeinschaftskraftwerk mit einer Vielzahl von - vornehmlich in der Schweiz beheimateten - Besitzern (nicht in der Tabelle 2.3-3 dargestellt).

Die **technische Nutzungsdauer** von Kernkraftwerken wird - in Anlehnung an andere Untersuchungen (u. a. /2.3-12/) - mit 35 Jahren unterstellt, wobei sich nicht aus technischen Gründen bedingte Stillstände zu diesem Zeitraum addieren. Bei dieser technischen Nutzungsdauer handelt es sich um eine reine Rechengröße, die von der tatsächlich erreichbaren Nutzungsdauer konkreter Anlagen u. U. abweichen kann. Sie soll nur einen Anhaltspunkt für die Ermittlung des Zubaubedarfs bei den anschließend zu analysierenden Szenarien darstellen. Auf der Grundlage dieser Annahme ergeben sich für die verschiedenen kerntechnischen Anlagen bzw. die blockbezogenen Anteile an Kernkraftwerken, die für Baden-Württemberg verfügbar sind, die in Tabelle 2.3-4 dargestellten rechnerischen Betriebszeiten.

**Tabelle 2.3-4: Rechnerische Betriebszeiträume der Kernkraftwerke, die für die öffentliche Stromerzeugung in Baden-Württemberg verfügbar sind**

Standort, Blocknummer	Abkürzung	Betriebsbeginn <sup>1</sup>	Betriebsende <sup>2</sup>
Obrigheim <sup>a</sup>	KWO	1968	2003
Philippsburg 1	KKP 1	1979	2013
Philippsburg 2	KKP 2	1984	2018
Neckarwestheim 1	GKN 1	1976	2010
Neckarwestheim 2	GKN 2	1989	2023
Fessenheim 1	Fes 1	1977	2011
Fessenheim 2	Fes 2	1978	2012
Cattenom 1	Cat 1	1987	2021
Cattenom 2	Cat 2	1988	2022
Leibstadt	Leib	1985	2019

- a längere Betriebsdauer aufgrund eines rund einjährigen administrativ verfügten Stillstandes  
 1 erstes Jahr des kommerziellen Betriebs bzw. der vollen kommerziellen Verfügbarkeit  
 2 letztes Jahr des kommerziellen Betriebs bzw. der vollen kommerziellen Verfügbarkeit

Bei der unterstellten technischen Lebensdauer von 35 Jahren würde das Kernkraftwerk in Obrigheim unter Berücksichtigung eines rund einjährigen Stillstandes bis zum Jahr 2003 (in diesem Jahr noch volle kommerzielle Verfügbarkeit) elektrische Energie in das Netz der

öffentlichen Versorgung einspeisen. Ab dem Jahr 2011 bzw. 2014 sind die jeweils ersten Blöcke an den Standorten Philippsburg und Neckarwestheim nicht mehr für die öffentliche Elektrizitätsversorgung verfügbar. Dies gilt ab den Jahren 2019 und 2025 für die jeweils zweiten Blöcke an diesen Standorten.

### **2.3.3 Mittellastkraftwerke**

Neben den Grundlastkraftwerken, die - gekennzeichnet durch eine hohe Anzahl von Volllaststunden - den Großteil der Stromerzeugung in Baden-Württemberg (ca. 61 % der Bruttostromerzeugung (1989)) realisieren, sind zusätzlich eine Reihe von Mittellastanlagen in Betrieb. Die Mehrzahl dieser Kraftwerke sind Anlagen, die nur zur Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt werden. Ein Teil arbeitet jedoch nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Sie erzeugen damit nicht nur elektrischen Strom, sondern gleichzeitig auch Fernwärme und/oder (Fern-)Prozeßdampf.

Die in Baden-Württemberg existierenden fossil gefeuerten Kraftwerke tragen mit ihren installierten Leistungen (Steinkohle und Mischfeuerung) zu rund einem Drittel zu der Gesamtleistung des Kraftwerksparks bei. Tabelle 2.3-5 listet die einzelnen Anlagen auf, die von den beiden Verbundunternehmen, dem regionalen Versorgungsunternehmen und den größeren Stadtwerken direkt oder indirekt (z. B. GKM) betrieben werden /2.3-9/. Mittellastanlagen mit relativ kleiner installierter Leistung (z. B. Gasturbinen bzw. -motoren, Blockheizkraftwerke), wie sie bei mittleren und kleineren Stadtwerken insbesondere für die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung in Betrieb sind, werden dabei nicht berücksichtigt, da sie - bezogen auf die gesamte Erzeugung elektrischer Energie der öffentlichen Versorgung - nur von untergeordneter Bedeutung sind. Tabelle 2.3-5 zeigt für die berücksichtigten Kraftwerke das Jahr der Inbetriebnahme, die eingesetzten Brennstoffe in der Reihenfolge ihres Anteils am Brennstoffeinsatz, die elektrische Nettoengpableistung und die Nettostromerzeugung der Jahre 1987 und 1989.

Aus Tabelle 2.3-5 ist ersichtlich, daß es in Baden-Württemberg derzeit nur vier fossil gefeuerte Kraftwerksblöcke gibt, die eine elektrische Nettoleistung von über 400 MW aufweisen. Dabei handelt es sich ausnahmslos um vergleichsweise neue Anlagen, die Anfang bis Mitte der achtziger Jahre in Betrieb gegangen sind (Rheinhafendampfkraftwerk Block 7, Heilbronn Block 7, Großkraftwerk Mannheim Block 7, Altbach Block 5). Auch der im Bau befindliche Block 8 des Großkraftwerks Mannheim und die Anlage in Bexbach, die als Gemeinschaftskraftwerke jedoch nicht ausschließlich für Baden-Württemberg zur Verfügung stehen, sind dieser Anlagenklasse zuzurechnen. Neben diesen größeren Kraftwerksblöcken gibt es noch eine Reihe weiterer Anlagen, die durch eine deutlich niedrigere Feuerungswärmeleistung und ein z. T. erheblich höheres Blockalter gekennzeichnet sind. Der Großteil der Anlagen dieser Kategorie weist eine

installierte elektrische Leistung zwischen knapp 100 und etwa 400 MW auf. Hierbei handelt es sich im wesentlichen um kleinere kohle-, öl- bzw. gasgefeuerte Kraftwerksblöcke an den Standorten Heilbronn, Mannheim (GKM), Karlsruhe, Altbach und Walheim. Außer diesen Kraftwerken gibt es noch verschiedene weitere Anlagenstandorte (Karlsruhe, Pforzheim, Ulm, Gaisburg und Münster), an denen sich Kraftwerke mit vergleichsweise geringer installierter Leistung befinden, die nicht nur für die Stromerzeugung, sondern auch zur Wärmeabfuhr für die Fernwärmeversorgung bzw. zur Müllentsorgung konzipiert sind.

Im Gegensatz zu den Kernkraftwerken, bei denen es sich ausschließlich um Gemeinschaftskraftwerke handelt, handelt es sich bei den fossil gefeuerten Anlagen in der Regel bei dem Anlagenbetreiber um das Unternehmen, auf dessen Versorgungsgebiet die Anlage steht. Aber auch bei solchen Kraftwerken gibt es Gemeinschaftskraftwerke. Tabelle 2.3-6 zeigt den bzw. die Betreiber und den Standort der einzelnen Anlagen, die in Tabelle 2.3-5 dargestellt sind. Demnach handelt es sich bei den Anlagen in Mannheim bzw. in Bexbach und Ensdorf um Gemeinschaftskraftwerke, die durch eine Betreibergesellschaft betrieben werden und einen Teil ihrer Erzeugung an baden-württembergische Versorgungsunternehmen liefern. Bei den Gemeinschaftskraftwerken im Saarland wird die Kohle im Abbaurevier verstromt und in Form von elektrischer Energie über das Verbundnetz nach Baden-Württemberg geleitet.

Aufgrund der Umweltschutzgesetzgebung (Großfeuerungsanlagen-Verordnung, Technische Anleitung Luft; vgl. /2.3-13, 2.3-14/) wurden die fossilen Kraftwerke Baden-Württembergs in den letzten Jahren mit den notwendigen Rauchgasreinigungsanlagen aus- bzw. nachgerüstet. Im folgenden wird deshalb der aktuelle Stand der Nachrüstung dargestellt, wobei unterschieden wird zwischen der Emissionsminderung von Schwefeldioxid und Stickoxid.

Der Gehalt des Rauchgases an Schwefeldioxid ( $\text{SO}_2$ ) wird primär durch den Schwefelgehalt des Primärenergieträgers bestimmt. Der Schwefel (S) wird bei der Verbrennung fast ausschließlich zu  $\text{SO}_2$  umgewandelt. Bei der thermischen Umsetzung von deutscher Steinkohle mit rund einem Gewichtsprozent Schwefel ergeben sich beispielsweise Schwefeldioxidgehalte zwischen 1.900 und 2.000  $\text{mg SO}_2/\text{m}^3$  (i. N.) bei einem Sauerstoffgehalt im Rauchgas von 6 Vol. %. Bei den derzeit in Baden-Württemberg vorhandenen steinkohlegefeuerten Großkraftwerken können die Vorschriften bezüglich der Schwefeldioxidemissionen nur durch eine Reinigung der Rauchgase eingehalten werden. Im großtechnischen Einsatz sind heute neben Waschverfahren mit dem Endprodukt Gips auch Sprühabsorptionsverfahren. Für die einzelnen Anlagen in Baden-Württemberg zeigt Tabelle 2.3-7 den aktuellen Stand der Rauchgasentschwefelung /2.3-15/. Neben dem Hersteller und den jeweils eingesetzten Verfahren für jeden Block ist die Kapazität der entsprechenden Verfahrensstraßen und das Endprodukt sowie der Inbetriebnahmezeitpunkt angegeben.

Tabelle 2.3-5: Primär zur Stromerzeugung in der Mittellast eingesetzte Kraftwerke in und für Baden-Württemberg /2.3-9/

		Betr.beginn	Brennstoff(e)	Nettoleistung <sup>1</sup>	Erzeugung 1987	Erzeugung 1989
FDK	Block 3	1958	St	95 MW	57.080 MWh	
	Block 4	1965	St	95 MW	14.297 MWh	97.640 MWh
	Block 5 <sup>a</sup>	1968	Eg, H5	175 MW	5.475 MWh	35.969 MWh
	Block 6 <sup>a</sup>	1968	Eg, H5	175 MW	3.872 MWh	137.169 MWh
	Block 7	1965	St, H5	505 MW	1.479.650 MWh	2.616.776 MWh
Hlb	Block 3	1958	St	92 MW	417.579 MWh	238.138 MWh
	Block 4	1959	St	92 MW	452.739 MWh	390.642 MWh
	Block 5	1965	St	121 MW	187.489 MWh	422.085 MWh
	Block 6	1966	St	121 MW	183.854 MWh	381.815 MWh
	Block 7	1965	St	705 MW	2.240.810 MWh	2.375.208 MWh
Mar	Block 3 <sup>b</sup>	1974	H5	245 MW	20.995 MWh	39.386 MWh
Ulm	ges. Anl.	1949	St, H5, Eg	20 MW	50.422 MWh	38.251 MWh
Alt	Bl. 1 - 3	57/60	St, H5	197 MW	490.499 MWh	161.075 MWh
	Block 4	1971	H5, Eg	238 MW	326.127 MWh	67.297 MWh
	Block 5	1985	St, H5	420 MW	2.184.038 MWh	1.152.770 MWh
Wal	Block 1	1964	St, H5	103 MW	426.762 MWh	31.277 MWh
	Block 2	1967	St, H5	153 MW	348.794 MWh	355.636 MWh
Gel	ges. Anl. <sup>c</sup>	1964	Eg, H5	126 MW	396.786 MWh	105.777 MWh
Mün	ges. Anl. <sup>d</sup>	1960	St, Mü, H5, Eg	90 MW	397.544 MWh	267.688 MWh
GKM	Block 2	1962	St, H5	150 MW	600.000 MWh	402.000 MWh
	Block 3	1966	St, H5	203 MW	1.220.000 MWh	1.340.000 MWh
	Block 4	1970	St, H5	203 MW	1.361.000 MWh	1.304.000 MWh
	Block 5	1973	Eg, H5	410 MW	175.000 MWh	386.000 MWh
	Block 6	1976	Eg, H5	280 MW	252.000 MWh	333.000 MWh
	Block 7	1983	St, H5	425 MW	2.620.000 MWh	2.269.000 MWh
	Block 8	1992	St, H5	435 MW		
Bex	ges. Anl.	1983	St, Gr	705 MW	2.884.323 MWh	3.348.601 MWh
Ene	Block 1	1961	St	110 MW	511.257 MWh	483.398 MWh
	Block 2	1961	St	110 MW	511.257 MWh	483.397 MWh
SWK	West <sup>e</sup>	37/84	St, H5	108 MW	327.852 MWh	327.958 MWh
	Wdst.	1976	Eg, H5	6 MW	5.540 MWh	7.266 MWh
SWP	HKW 1	1965	Eg, H5	32 MW	116.996 MWh	37.066 MWh
	HKW 2	1960	Eg, H5	39 MW	235.399 MWh	235.399 MWh
	HKW 3	1969	St, H5	27 MW		83.773 MWh

St = Steinkohle; H5 = Heizöl; Eg = Erdgas; KlG = Klärgas; Mü = Müll; Gr = Grubengas; HKW = Heizkraftwerk

- 1 ohne Berücksichtigung einer Minderung der elektrischen Leistung aufgrund einer u. U. möglichen Fernwärmeauskopplung  
a derzeit als Reservekraftwerk genutzt  
b ab. 1. April 1991 ohne Gasturbine; Wiederinbetriebnahme der Gasturbine 1994/95, dann 300 MW  
c Block 11 der Anlage wurde 1991 stillgelegt, Block 12 auf erhöhte Fernwärmeentnahme umgebaut  
d Turbine 13 wurde 1990 stillgelegt, Turbine 14 bis 1994 in Kaltreserve überstellt  
e Sammelschienenkraftwerk mit derzeit vier Dampferzeugern; ab 1. April 1994 Stilllegung zweier Dampferzeuger, dann Rückgang auf 65 MW

Neben der Schwefeldioxidminderung im Rauchgas hat die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte der Stickoxide (NO<sub>x</sub>) wesentliche Bedeutung. Hier können grundsätzlich primäre und sekundäre Minderungsmaßnahmen unterschieden werden. Primärmaßnahmen haben das Ziel, eine

Entstehung von  $\text{NO}_x$  bei dem Verbrennungsvorgang zu verhindern. Unter Sekundärmaßnahmen werden die Möglichkeiten zur Stickoxidminderung zusammengefaßt, die eine Reduktion des bereits gebildeten  $\text{NO}_x$  im Rauchgas zum Ziel haben. Zur Stickoxidminderung im Rauchgas hat sich das SCR-Verfahren (selektive katalytische Reduktion) weitgehend durchgesetzt. Es wird beispielsweise bei den größeren Steinkohlekraftwerken (RDK Block 7, Heilbronn Block 7, Altbach Block 5, GKM Block 7, vgl. Tabelle 2.3-8) eingesetzt und gilt als technisch ausgereift. Tabelle 2.3-8 zeigt für die einzelnen Kraftwerksblöcke in Baden-Württemberg den aktuellen Stand der Stickoxidminderung /2.3-16/. Dabei wird unterschieden zwischen feuerungstechnischen Maßnahmen (Primärmaßnahmen) und Sekundärmaßnahmen. Außerdem ist das jeweilige Inbetriebnahmejahr angegeben.

Tabelle 2.3-6: Eigentums- bzw. Nutzungsverhältnisse und Standorte der baden-württembergischen Mittellastkraftwerke

Name	Standort	Eigentümer	Anteil
Rheinhafendampfkraftwerk	Karlsruhe/Hafen	Badenwerk AG	100,0 %
Heizkraftwerk Heilbronn	Heilbronn	Energie-Versorgung Schwaben AG	100,0 %
Kraftwerk Marbach	Marbach	Energie-Versorgung Schwaben AG	100,0 %
Heizkraftwerk Ulm	Ulm	Energie-Versorgung Schwaben AG	100,0 %
Heizkraftwerk Altbach	Altbach-Delzisaue	Neckarwerke AG	100,0 %
Kraftwerk Walheim	Walheim	Neckarwerke AG	100,0 %
Heizkraftwerk Gaisburg	Stuttgart-Gaisburg	Technische Werke der Stadt Stuttgart AG	100,0 %
Heizkraftwerk Münster	Stuttgart-Münster	Technische Werke der Stadt Stuttgart AG	100,0 %
Heizkraftwerk West	Karlsruhe/Hafen	Stadtwerke Karlsruhe AG	100,0 %
Heizkraftwerk Waldstadt	Karlsruhe-Waldstadt	Stadtwerke Karlsruhe AG	100,0 %
Heizkraftwerk Pforzheim	Pforzheim	Stadtwerke Pforzheim AG	100,0 %
Großkraftwerk Mannheim	Mannheim-Neckarau	Großkraftwerk Mannheim AG mit:	
		Pfalzwerke AG	40,0 %
		Badenwerk AG	32,0 %
		Rhein-Neckar AG	28,0 %
Kraftwerk Bexbach	Bexbach/Saar	KW Bexbach Verw.GmbH mit	
		Badenwerk AG	33,3 %
		EVS AG	33,3 %
		Bayernwerk AG	33,3 %
Kraftwerk Ensdorf <sup>a</sup>	Ensdorf/Saar	Energie-Versorgung Schwaben AG	75,0 %
		Vereinigte Saar-Elektrizitäts AG	25,0 %

<sup>a</sup> Anlage steht ab dem 30. März 1992 nicht mehr für Baden-Württemberg zur Verfügung

Tabelle 2.3-7: Stand der Rauchgasentschwefelung in baden-württembergischen Kraftwerken  
/2.3-15/

	Hersteller; Verfahren	Kapa- zität	Endprodukt	Inbetriebnahme
RDK Block 7	KRC/EVT Kalksteinwäsche (KRC)	2 x 50 %	Gips	1. Stufe 1985 2. Stufe 1986
Hlb Block 3 - 6	DBab Kalksteinwäsche (KHI-DBab)	100 %	Gips	1987
Block 7	DBab Kalksteinwäsche (KHI-DBab)	2 x 50 %	Gips	1. Stufe 1985 2. Stufe 1986
Ulm Kessel 3 & 4	EVT/Möller Kalkeinblasung	100 %	Kalk-/Gipshaltige Flugasche	1990
Kessel 5	EVT/Möller Kalkeinblasung	100 %	Kalk-/Gipshaltige Flugasche	1987
Alt Block 5	KRC/EVT Kalksteinwäsche (KRC)	40 % 60 %	Gips	1. Stufe 1985 2. Stufe 1986
Wal Block 1	KRC Sprühabsorption	100 %	Sulfit-/Sulfat- gemisch	1987
Block 2	KRC Sprühabsorption	100 %	Sulfit-/Sulfat- gemisch	1987
Mün KW 1	DBab/Fläkt Sprühabsorption	100 %	Sulfit-/Sulfat- gemisch	1988
GKM Block 3	DBab Kalksteinwäsche	100 %	Gips	1988
Block 4	DBab Kalksteinwäsche	100 %	Gips	1988
Block 7	KRC/EVT Kalksteinwäsche	100 %	Gips	1988
Block 8	KRC/EVT Kalksteinwäsche	100 %	Gips	1992
Bex ges. Anlage	SHL Kalksteinwäsche (SHL)	2 x 35 % 30 %	Gips	1983
Ens ges. Anlage	KRC/Noell Sprühabsorptionsverfahren	100 %	Sulfit-/Sulfat- Flugaschegemisch	1988
SWK HKW-West	Walther Ammoniakwäsche	100 %	Amoniumsulfat	1988

DBab = Deutsche Babcock; SHL = Saarberg-Hölter-Cottrell; EVT = Energie- und Verfahrenstechnik; KRC = Knauf-Research-Cottrell



	FTM			DeNOx			Bemerkungen
	Hersteller	Z. <sup>1</sup>	Jahr	Herst.;Tech.	K, S. <sup>2</sup>	Jahr	
RDK B 7	Steinmüller	2	84 - 89	Steinmüller; SCR high dust	100 %; 2	1989	FTM nach Kessel- inbetriebnahme
Hib B 3-6	VKW	4	85 - 87	DBab SCR nach REA	100 %; 2	1986	1. Stufe 1988 2. Stufe 1990
B 7	EVT	1	1985	EVT SCR high dust	100 %; 2	1986	
Mar B 3		1	1989				
Ulm K 1, 6			1992				Umstellung von HS auf Hel
Alt B 4	Steinmüller; Siemens	2	1990				Kessel: neue Brenner
B 5	Steinmüller	1	1985	Steinmüller SCR high dust	100 %; 2	1985	Hauptreaktor 80 %; Nebenreaktor 20 %; 1988
Wal B 1	Steinmüller	1	1989	Steinmüller SCR high dust	100 %; 1	1989	
B 2	Steinmüller	2	1987	Steinmüller SCR high dust	100 %; 2	1987	
Mün K 12	EVT	2	1982	EVT SCR high dust	100 %; 1	1986	
K 15	EVT	2	1985	EVT SCR high dust	100 %; 1	1986	
K 24	VKW	1	1990				
K 25	EVT	2	1991	EVT SCR high dust	100 %; 1	1991	
Gal B 12	VKW	3	1987				
K 23	DBab	2	1989				
K 25	EVT	2	1987				
GKM B 3	DBab	2	1988	DBab	100 %; 1	1988	Tertiärluft; feinere Ausmahlung; feinere Ausmahlung
B 4	GKM Intern	1	1988	DBab SCR nach REA	100 %; 1	1988	
B 5	GKM Intern	3	85/89	EVT SCR vor Luvo	100 %; 1	1993	NO <sub>x</sub> -arme Brenner, Luft- und Brennstoffstufung NO <sub>x</sub> -arme Brenner, Luft- und Brennstoffstufung Luft- und Brennstoff- stufung
B 6	GKM Intern	3	85/89	EVT SCR vor Luvo	100 %; 1	1993	
B 7	GKM Intern	2	1985	EVT SCR vor Luvo	100 %; 2	1988	
B 8				EVT SCR vor Luvo	100 %; 1	1992	
Bex	EVT	1	1988	EVT SCR high dust	100 %; 1	1989	
Ens	Steinmüller	3	1987	KRC/Noell SCR nach REA	100 %; 2	1990	
SWK West	DBab	1	1985	Krupp/DBab SCR nach REA	100 %; 1	1989	
SWP B 3	EVT		1989				zirkulierende Wirbelschicht

1 Anzahl der feuerungstechnischen Maßnahmen

2 Kapazität der Anlage; Anzahl der verschiedenen Straßen

B = Block; K = Kessel; FTM = Feuerungstechnische Maßnahme; DeNOx = Rauchgasentstickungsmaßnahme; EVT = Energie- und Verfahrenstechnik; VKW = Vereinigte Kesselwerke; DBab = Deutsche Babcock; SCR = selektive katalytische Reduktion; KRC = Knauff-Research-Cottrell; REA = Rauchgasentschwefelungsanlage

Neben den Anlagen zur Reduktion der Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen ist jeder kohlegefeuerte Block in Baden-Württemberg mit einem Filter zur Verminderung des **Staubgehalts im Rauchgas** ausgestattet. Damit werden die Staubemissionen auf die gesetzlich vorgegebenen Grenzwerte, oft sogar noch darunter, begrenzt. In baden-württembergischen Kraftwerken sind dabei fast ausschließlich Elektrofilter im Einsatz, mit denen sich Abscheidegrade von bis zu 99,7 % erreichen lassen.

Infolge der Umweltschutzmaßnahmen haben sich die Emissionen an  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  und Staub des Kraftwerksparks von Baden-Württemberg in der Vergangenheit deutlich vermindert. Sie sind für die einzelnen Blöcke in Tabelle 2.3-9 für die Jahre 1987 und 1989 angegeben. Weiterhin zeigt die Tabelle die VOC- und  $\text{CO}_2$ -Emissionen, die als klimarelevant angesehen werden.

Von den aufgeführten Anlagen wurden ca. 67.030 t Schwefeldioxid (19.134 t) und rund 52.388 t Stickoxide (25.296 t) im Jahr 1987 (1989) emittiert. Daneben wurden noch ca. 3.578 t bzw. 1.548 t Staub im Jahr 1987 bzw. 1989 an die Atmosphäre abgegeben. An klimarelevanten Spurengasen wurden von den dargestellten Anlagen im Jahr 1987 rund 17,89 Mio. t Kohlendioxid und ca. 617 t flüchtige organische Verbindungen (ohne die kleineren primär für die Wärmeerzeugung konzipierten Anlagen) emittiert; im Jahr 1989 lagen diese Werte bei 17,50 Mio. t Kohlendioxid und rund 639 t flüchtiger organischer Verbindungen. Im Rahmen dieser Untersuchung werden im folgenden nur die  $\text{CO}_2$ -Emissionen der hier betrachteten Versorgungsunternehmen, mit Ausnahme der Stadtwerke Pforzheim und Karlsruhe, bilanziert, die in Baden-Württemberg und für Baden-Württemberg auftreten. Damit werden beispielsweise die Emissionen der außerhalb Baden-Württembergs gelegenen Kraftwerke Ensdorf und Bexbach sowie die mit der Stromerzeugung der Großkraftwerk Mannheim AG für die Pfalzwerke AG verbundenen  $\text{CO}_2$ -Emissionen nicht berücksichtigt. Für diesen Ausschnitt der Strom- und Fernwärmeerzeugung Baden-Württembergs lagen die  $\text{CO}_2$ -Emissionen im Jahr 1987 bei 14,03 Mio. t  $\text{CO}_2$  (inklusive Spitzenlastkraftwerke) (vgl. Kapitel 2.5).

Auch für die dargestellten Mittellastkraftwerke wurde eine **technische Lebensdauer** unterstellt, die in der gleichen Größenordnung wie bei den Grundlastkraftwerken liegt (vgl. Kapitel 2.3.2). Aufgrund der Modernisierungsmaßnahmen im Rahmen der Nachrüstung zur Rauchgasreinigung wurden jedoch eine Vielzahl der in Baden-Württemberg vorhandenen Anlagen von Grund auf modernisiert. Deshalb wurde hier in Abstimmung mit den Anlagenbetreibern von z. T. längeren technischen Nutzungszeiträumen ausgegangen. Letztlich wurden die in Tabelle 2.3-10 dargestellten Außerbetriebnahmezeitpunkte unterstellt. Bei kleineren Anlagen, die primär zur Fernwärme-netzeinspeisung konzipiert sind, wird angenommen, daß der Anlagenstandort erhalten bleibt und die Anlage nach dem Überschreiten der technischen Lebensdauer durch ein vergleichbares Kraftwerk mit moderner Technik ersetzt wird.

Tabelle 2.3-9: Emissionen der primär zur Stromerzeugung in der Mittellast eingesetzten Kraftwerke in und für Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989 (einschließlich Fernwärmeerzeugung)

			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO <sub>2</sub>	VOC <sup>1</sup>
RDK	Block 3	87 89	370 t/a	420 t/a	90 t/a	55.200 t/a	3 t/a
	Block 4	87 89	100 t/a 710 t/a	60 t/a 460 t/a	68 t/a 48 t/a	14.100 t/a 89.400 t/a	1 t/a 4 t/a
	Block 5	87 89	9 t/a 19 t/a	8 t/a 72 t/a	1 t/a	6.900 t/a 50.700 t/a	1 t/a
	Block 6	87 89	5 t/a 10 t/a	6 t/a 65 t/a	1 t/a	5.900 t/a 42.400 t/a	1 t/a
	Block 7	87 89	1.700 t/a 2.280 t/a	4.700 t/a 3.660 t/a	100 t/a 250 t/a	1.168.700 t/a 2.262.500 t/a	54 t/a 91 t/a
Hlb <sup>a</sup>	Bl. 3 - 6	87 89	9.433 t/a 455 t/a	5.071 t/a 2.118 t/a	720 t/a 23 t/a	1.454.363 t/a 1.357.617 t/a	80 t/a 75 t/a
	Block 7	87 89	1.638 t/a 734 t/a	1.212 t/a 1.155 t/a	34 t/a 25 t/a	1.989.549 t/a 2.115.076 t/a	76 t/a 85 t/a
Mar	Block 3	87 89	111 t/a 166 t/a	39 t/a 52 t/a	3 t/a 4 t/a	16.586 t/a 31.115 t/a	1 t/a 2 t/a
Ulm	ges. Anl.	87 89	281 t/a 148 t/a	195 t/a 191 t/a	23 t/a 10 t/a	132.576 t/a 122.788 t/a	
Alt	Block 1	87 89	1.229 t/a 622 t/a	1.013 t/a 458 t/a	16 t/a 22 t/a	240.988 t/a 104.119 t/a	2 t/a 1 t/a
	Block 2	87 89	1.188 t/a 474 t/a	1.109 t/a 348 t/a	18 t/a 20 t/a	242.942 t/a 86.158 t/a	2 t/a 1 t/a
	Block 3	87 89	100 t/a	61 t/a	7 t/a	20.560 t/a	
	Block 4	87 89	100 t/a 41 t/a	556 t/a 235 t/a	5 t/a	220.349 t/a 50.713 t/a	1 t/a
	Block 5	87 89	1.506 t/a 735 t/a	2.032 t/a 885 t/a	36 t/a 11 t/a	1.962.842 t/a 1.116.029 t/a	16 t/a 9 t/a
Wal	Block 1	87 89	1.887 t/a 41 t/a	1.368 t/a 46 t/a	11 t/a	370.928 t/a 33.967 t/a	3 t/a
	Block 2	87 89	1.621 t/a 272 t/a	1.070 t/a 329 t/a	34 t/a 21 t/a	293.436 t/a 321.645 t/a	2 t/a 2 t/a
Gai	ges. Anl.	87 89	100 t/a 52 t/a	1.312 t/a 134 t/a	2 t/a 1 t/a	344.895 t/a 187.393 t/a	
Mün	ges. Anl.	87 89	2.622 t/a 390 t/a	946 t/a 453 t/a	107 t/a 13 t/a	704.918 t/a 598.704 t/a	
GKM	Block 2	87 89	3.540 t/a 2.172 t/a	2.638 t/a 1.947 t/a	106 t/a 56 t/a	537.600 t/a 357.300 t/a	30 t/a 20 t/a
	Block 3	87 89	7.018 t/a 964 t/a	5.623 t/a 1.241 t/a	492 t/a 181 t/a	1.067.500 t/a 1.140.600 t/a	59 t/a 63 t/a
	Block 4	87 89	8.374 t/a 1.126 t/a	6.715 t/a 1.413 t/a	472 t/a 188 t/a	1.271.700 t/a 1.201.000 t/a	71 t/a 67 t/a
	Block 5	87 89	592 t/a 337 t/a	205 t/a 461 t/a	11 t/a 9 t/a	125.200 t/a 219.600 t/a	11 t/a 9 t/a
	Block 6	87 89	861 t/a 96 t/a	220 t/a 268 t/a	19 t/a 16 t/a	198.000 t/a 213.500 t/a	16 t/a 7 t/a
	Block 7	87 89	12.960 t/a 950 t/a	6.568 t/a 1.377 t/a	586 t/a 252 t/a	2.587.500 t/a 2.431.400 t/a	94 t/a 88 t/a
	Block 8	87 89	2.203 t/a 1.085 t/a	3.364 t/a 3.566 t/a	79 t/a 41 t/a	1.346.133 t/a 1.982.919 t/a	54 t/a 80 t/a
Ers	BW-Anl.	87 89	4.890 t/a 4.020 t/a	3.660 t/a 3.020 t/a	370 t/a 300 t/a	733.000 t/a 603.000 t/a	41 t/a
	West	87 89	2.263 t/a 1.072 t/a	1.690 t/a 818 t/a	137 t/a 33 t/a	522.334 t/a 480.200 t/a	
SWK	Wdst.	87 89	8 t/a 5 t/a	36 t/a 36 t/a	1 t/a 1 t/a	12.522 t/a 12.447 t/a	
	HKW 1	87 89	293 t/a 72 t/a	154 t/a 52 t/a	36 t/a 10 t/a	101.197 t/a 37.544 t/a	
SWP	HKW 2	87 89	28 t/a 18 t/a	337 t/a 346 t/a		148.226 t/a 150.071 t/a	
	HKW 3	87 89	68 t/a	90 t/a	6 t/a	98.123 t/a	
Summe		87 89	67.030 t/a 19.134 t/a	52.388 t/a 25.296 t/a	3.578 t/a 1.548 t/a	17.894.444 t/a 17.502.358 t/a	617 t/a 639 t/a

1 a VOC-Emissionen wurden nicht vollständig erhoben; Angaben berechnet für die Anlagen GKM, Hlb, Mar, Bex und Ers (Grundlage UBA) gemeinsame REA und DeNO<sub>x</sub> für die Blöcke 3 bis 6

**Tabelle 2.3-10: Betriebszeitspannen der hauptsächlich in der Mittellast eingesetzten Kraftwerke in und für Baden-Württemberg**

Standort, Blocknummer	Abk.	Nettolst.	Beg. <sup>1</sup>	Ende <sup>2</sup>
Rheinhafendampfkraftwerk Block 3	RDK 3	95 MW	1958	1989
Rheinhafendampfkraftwerk Block 4	RDK 4	95 MW	1965	1993
Rheinhafendampfkraftwerk Block 5	RDK 5	175 MW	1968	2020
Rheinhafendampfkraftwerk Block 6	RDK 6	175 MW	1968	2020
Rheinhafendampfkraftwerk Block 7	RDK 7	505 MW	1985	2020
Heizkraftwerk Heilbronn Block 3	Hlb 3	92 MW	1958	2010
Heizkraftwerk Heilbronn Block 4	Hlb 4	92 MW	1959	2010
Heizkraftwerk Heilbronn Block 5	Hlb 5	121 MW	1965	2010
Heizkraftwerk Heilbronn Block 6	Hlb 6	121 MW	1966	2010
Heizkraftwerk Heilbronn Block 7	Hlb 7	705 MW	1985	2020
Kraftwerk Marbach Block 3 <sup>a</sup>	Mar 3	245 MW	1974	2010
Heizkraftwerk Ulm	Ulm	20 MW	1949	> 2020
Heizkraftwerk Altbach Bl. 1, 2	Alt 1,2	197 MW	57/60	1993
Heizkraftwerk Altbach Block 4	Alt 4	238 MW	1971	2009
Heizkraftwerk Altbach Block 5	Alt 5	420 MW	1985	2020
Kraftwerk Walheim Block 1	Wal 1	103 MW	1964	2004
Kraftwerk Walheim Block 2	Wal 2	153 MW	1967	2004
Heizkraftwerk Gaisburg	Gal	75 MW	1964	> 2020
Heizkraftwerk Münster	Mün	68 MW	1960	> 2020
Großkraftwerk Mannheim Block 2 <sup>b</sup>	GKM 2	150 MW	1962	1993
Großkraftwerk Mannheim Block 3 <sup>b</sup>	GKM 3	203 MW	1966	2005
Großkraftwerk Mannheim Block 4 <sup>b</sup>	GKM 4	203 MW	1970	2005
Großkraftwerk Mannheim Block 5 <sup>b</sup>	GKM 5	410 MW	1973	2020
Großkraftwerk Mannheim Block 6 <sup>b</sup>	GKM 6	280 MW	1976	2020
Großkraftwerk Mannheim Block 7 <sup>b</sup>	GKM 7	425 MW	1983	2020
Großkraftwerk Mannheim Block 8 <sup>b</sup>	GKM 8	435 MW	1993	> 2020
Kraftwerk Bexbach	Bex	705 MW	1983	2017
Kraftwerk Ensdorf Block 1	Ens 1	110 MW	1961	1992
Kraftwerk Ensdorf Block 2	Ens 2	110 MW	1961	1992
Heizkraftwerk West	SWK	108 MW	1984	> 2020
Heizkraftwerk Waldstadt	SWK	6 MW	1976	> 2020
Heizkraftwerk Pforzheim Block 1	SWP 1	32 MW	1976	> 2020
Heizkraftwerk Pforzheim Block 2	SWP 2	39 MW	1976	> 2020
Heizkraftwerk Pforzheim Block 3	SWP 3	27 MW	1989	> 2020

1 erstes Jahr des kommerziellen Betriebes

2 letztes Jahr des kommerziellen Betriebes

a ab 1994/95 Wiederinbetriebnahme der Gasturbine; dann installierte Leistung 300 MW

b gesamte installierte Leistung; für Baden-Württemberg nicht verfügbar:

190 MW für die Deutsche Bundesbahn

20 MW für das EW-Rheinhausen AG

40 % der verbleibenden Leistung (Anteil der Pfalzwerke AG)

Aus Tabelle 2.3-10 wird deutlich, daß der Großteil der derzeit verfügbaren Mittellastkraftwerke in den ersten beiden Jahrzehnten des nächsten Jahrtausends außer Betrieb gehen wird. Nur die neueren Anlagen mit einer in der Regel hohen Blockleistung und die derzeit vornehmlich in der

Spitzenlast bzw. als Reservekraftwerke eingesetzten Anlagen werden erst um das Jahr 2020 die technische Lebensdauer überschreiten. Für die Anlagen an den Standorten Ulm, Gaisburg, Münster, Karlsruhe (HKW-West und Waldstadt) und Pforzheim wird unterstellt, daß sie nach Überschreiten der technischen Lebensdauer durch Kraftwerke mit moderner Technik ersetzt werden, die primär für die Fernwärmenetzeinspeisung konzipiert sind.

### 2.3.4 Thermische Spitzenlastkraftwerke

Im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg befinden sich außer Grundlast- und Mittellastanlagen auch thermische Spitzenlastkraftwerke. Sie erzeugen je nach Anlagenparkzusammensetzung einen Teil oder den gesamten Spitzenstrom. Bei diesen thermischen Spitzenlastanlagen handelt es sich hauptsächlich um Gasturbinen. Dabei wird nur ein kleiner Teil der nachgefragten elektrischen Energie mit solchen Kraftwerken gedeckt, obwohl ihre installierte Nettoengpaßleistung i. allg. einen beachtlichen Anteil an der gesamten installierten Leistung ausmacht.

In Tabelle 2.3-11 sind die wichtigsten Eckdaten der im öffentlichen Kraftwerkspark von Baden-Württemberg existierenden Gasturbinen dargestellt. Für die Anlagen sind der Betriebsbeginn, die eingesetzten Primärenergieträger, die installierte Nettoengpaßleistung und die Nettostromerzeugung der Jahre 1987 und 1989 aufgelistet.

Tabelle 2.3-11: Spitzenlastkraftwerke des Kraftwerksparks von Baden-Württemberg

		Betriebsbeginn	Brennstoff(e)	Nettoleistung	Nettoerzeugung 87	Nettoerzeugung 89
Mar	Gt 2	1971	Hö	77 MW	310 MWh	1.351 MWh
Alt	Gt-B	1973	Hö, Eg	60 MW	1.930 MWh	2.212 MWh
	Gt-C	1975	Hö, Eg	87 MW	5.480 MWh	6.217 MWh
Wal	Gt-D	1981	Hö	120 MW	2.650 MWh	4.349 MWh
Gai	Gt	1973	Hö	55 MW	8.290 MWh	26.637 MWh
Mün	Gt	1973	Hö	70 MW	1.297 MWh	4.597 MWh

Gt = Gasturbine; Hö = Heizöl; Eg = Erdgas

Aus Tabelle 2.3-11 geht hervor, daß alle Gasturbinen mit leichtem Heizöl, teilweise zusätzlich oder alternativ aber auch mit Erdgas, befeuert werden können. Derzeit stehen Gasturbinenanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 469 MW zur Verfügung. Die Besitzverhältnisse der einzelnen Anlagen gehen aus Tabelle 2.3-6 hervor. Demnach verfügt die Badenwerk AG über

keine und die Energie-Versorgung Schwaben AG nur über eine Gasturbine. Dies liegt im wesentlichen darin begründet, daß beide Unternehmen über große Speicherkraftwerke verfügen bzw. Zugriff auf derartige Anlagen haben.

Zusätzlich zu den in Tabelle 2.3-11 aufgeführten Anlagen sind Teile der Kraftwerke Altbach (Block 4) und Marbach (Block 3) zu den Spitzenlastkraftwerken zu zählen. Bei beiden Anlagen handelt es sich um Kombikraftwerke mit jeweils rund 50 MW installierter Gasturbinenleistung. Beim Block 3 in Marbach wurde die Gasturbine jedoch am 1. April 1991 aufgrund längerfristiger Umbauarbeiten stillgelegt und wird voraussichtlich erst wieder 1994/95 verfügbar sein.

In der Regel lassen sich mit Gasturbinen die gültigen Emissionsgrenzwerte einhalten. Besondere Umweltschutzmaßnahmen, wie sie bei den Mittellastkraftwerken ergriffen wurden (vgl. Tabelle 2.3-8 bzw. 2.3-9), sind deshalb - abgesehen von vereinzelten Primärmaßnahmen zur Verminderung der Stickoxidbelastung, die das Auftreten höherer Stillstandzeiten nach sich zogen - meist nicht notwendig. Die durch die Gasturbinenkraftwerke freigesetzten Emissionen an Schwefeldioxid, Stickoxid, Staub, Kohlendioxid und gasförmigen organischen Verbindungen sind in Tabelle 2.3-12 aufgeführt.

Tabelle 2.3-12: Emissionen der primär zur Spitzenlaststromerzeugung eingesetzten Kraftwerke in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989

			Emissionen an			
			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	VOC <sup>1)</sup>
Mar	Gt 2	87	1 t/a	0,3 t/a	289 t/a	
		89	2 t/a	1 t/a	1.297 t/a	
Alt	Gt-B	87	3 t/a	20 t/a	2.090 t/a	0,08 t/a
		89	4 t/a	21 t/a	2.480 t/a	0,04 t/a
	Gt-C	87	7 t/a	13 t/a	5.811 t/a	0,10 t/a
		89	11 t/a	36 t/a	6.725 t/a	0,21 t/a
Wal	Gt-D	87	1 t/a	5 t/a	2.605 t/a	0,06 t/a
		89	6 t/a	20 t/a	4.533 t/a	0,13 t/a
Gal	Gt	87	2 t/a	55 t/a	11.505 t/a	
		89	3 t/a	169 t/a	21.607 t/a	
Mün	Gt	87	4 t/a	14 t/a	2.082 t/a	
		89	4 t/a	37 t/a	5.296 t/a	
Summe		87	18 t/a	107 t/a	24.382 t/a	0,24 t/a
		89	30 t/a	284 t/a	41.938 t/a	0,38 t/a

<sup>1)</sup> VOC-Emissionen werden nicht vollständig erhoben

Aus Tabelle 2.3-12 geht hervor, daß die energiebedingten Emissionen der Spitzenlastkraftwerke in Baden-Württemberg aufgrund der sehr geringen Laufzeiten bzw. Vollaststunden derartiger Anlagen sehr niedrig sind. Gegenüber den Emissionen der Mittellastkraftwerke (vgl. Tabelle 2.3-9) sind sie teilweise um mehr als zwei Größenordnungen kleiner. Auch wird aufgrund der eingesetzten Primärenergieträger Öl bzw. Erdgas praktisch kein Staub emittiert. Dafür liegen die Emissionen an flüchtigen organischen Verbindungen vergleichsweise hoch.

### **2.3.5 Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung**

Ein Teil der in Kapitel 2.3.3 dargestellten Kraftwerke produziert in gekoppelter Erzeugung neben Strom auch Fernwärme. Dies führt zu einer Erhöhung des Ausnutzungsgrades der Primärenergie. Die ausgekoppelte Wärmeenergie wird in die verschiedenen, an die jeweilige Anlage angeschlossenen Nah- bzw. Fernwärmenetze und/oder die jeweiligen (Fern-)Prozeßdampfnetze eingespeist. Deshalb sollen im folgenden die Kraftwerke, die in gekoppelter Erzeugung Strom und Wärme erzeugen, in Ergänzung zu den bereits diskutierten Erläuterungen (vgl. Kapitel 2.3.3) dargestellt werden.

In Baden-Württemberg gibt es derzeit 53 Fernwärmeunternehmen, die bei einem Anschlußwert von 5.920 MW eine Wärmenetzeinspeisung von 24.350 TJ aus Heizkraftwerken (bei gleichzeitiger Erzeugung von 2.240 GWh an elektrischer Arbeit) und 7.150 TJ aus Heizwerken im Jahr 1989 realisierten. Da bei der vorliegenden Arbeit nicht alle Anlagen mit gekoppelter Erzeugung von Wärme und Strom berücksichtigt werden können, werden im folgenden nur die Kraftwerke näher dargestellt, die eine gewisse installierte Leistung überschreiten.

Bei dieser Untersuchung wird das Fernwärmeaufkommen im Großraum Stuttgart mit den Heizkraftwerken Gaisburg und Münster der Technischen Werke der Stadt Stuttgart AG und die Einspeisung aus dem Kraftwerk Altbach der Neckarwerke AG berücksichtigt. Weiterhin wird die Fernwärmeerzeugung des Großkraftwerks Mannheim betrachtet sowie auch die Fernwärmeerzeugung aus den Heizkraftwerken West bzw. Waldstadt der Stadtwerke Karlsruhe und zukünftig aus dem Rheinhafendampfkraftwerk Block 7 der Badenwerk AG für Karlsruhe. Weiterhin werden die Netze in Pforzheim mit den Heizkraftwerken 1 bis 3 der Stadtwerke Pforzheim, in Heilbronn mit der Erzeugung aus dem Heizkraftwerk Heilbronn und in Ulm mit der Erzeugung des dortigen Heizkraftwerks, beide betrieben von der Energie-Versorgung Schwaben AG, betrachtet.

Für diese Heizkraftwerke zeigt Tabelle 2.3-13 die wichtigsten technischen Kenngrößen und die entsprechenden in die einzelnen Netze eingespeisten Energiemengen in Ergänzung zu den Daten in Tabelle 2.3-5. Mit der Auskopplung von Fernwärme ist in aller Regel (bei Entnahme-Kondensations-Kraftwerken) eine Verringerung der elektrischen Nettoleistung verbunden. Tabelle 2.3-13

verdeutlicht, daß beispielsweise bei Block 7 des Heizkraftwerks in Heilbronn die elektrische Nettoleistung bei maximaler Fernwärmeauskopplung um 55 MW (d. h. ca. 8 %) absinkt. Einige Anlagen bzw. Erzeugungsstandorte sind mit einem oder mehreren Kesseln zur reinen Wärmezeugung (Spitzenlastkessel (SK)) ausgerüstet, die die Fernwärmeversorgung im Falle eines geplanten oder störungsbedingten Blockausfalls oder bei extrem kalter Witterung mit entsprechend hoher Nachfrage sicherstellen.

Die **technische Lebensdauer** der verschiedenen Anlagen wird entsprechend den Planungen der jeweils betreibenden Unternehmen unterstellt. Bei den Anlagen, die in der Regel nach der Fernwärme gefahren werden, wird unterstellt, daß der Anlagenstandort erhalten bleibt. Nach dem Überschreiten der technischen Lebensdauer werden diese Anlagen durch Kraftwerke mit moderner Technik ersetzt. Damit ist eine ununterbrochene Versorgung gewährleistet. Die jeweils unterstellten Betriebszeiträume sind in Tabelle 2.3-10 dargestellt.

### 2.3.6 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Neben den Laufwasserkraftwerken (vgl. Kapitel 2.3.1) und den thermischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen befinden sich im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg auch Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke. Obwohl sie als Reservekraftwerke, Regel- und Spitzenlastanlagen zur Sicherstellung der Frequenz- und Spannungsstabilität im Netz von großer Bedeutung sind, ist ihr Beitrag zur Stromerzeugung des gesamten Anlagenparks nur vergleichsweise gering. In Baden-Württemberg lag im Jahr 1989 z. B. die Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bei rund 14 % der installierten Bruttoengpaßleistung, die erzeugte Arbeit aber nur bei etwa 2,6 %.

Die für die Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs einsetzbare Speicherleistung ergibt sich aus der verfügbaren Leistung der Anlagen in Baden-Württemberg selber als auch aus den Leistungsbeteiligungen an ausländischen Pumpspeicherkraftwerken. Sie ist - verglichen mit dem Bundesdurchschnitt - relativ hoch (14,5 % gegenüber 4,3 % bezogen auf die installierte Bruttoengpaßleistung im Jahr 1989). Dies ist auf die in diesem Bundesland vorhandenen Mittelgebirge und die geografischen Nähe zu den Alpen zurückzuführen, da die dadurch gegebenen Höhenunterschiede gute Voraussetzungen für den Bau und Betrieb von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bieten.

In Tabelle 2.3-14 sind die für Baden-Württemberg verfügbaren Kraftwerke zusammengestellt, wobei jeweils die Generator- und Pumpenleistung, das Regelarbeitsvermögen, der Speichernenninhalt und der maximale Energieinhalt sowie die Nettostromerzeugung der Jahre 1987 und 1989 angegeben sind. Dabei wird unterschieden zwischen den Anlagen in Österreich, im südlichen Schwarzwald und den Kraftwerken an sonstigen Standorten.



Tabelle 2.3-13: Kraftwerke mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme und, falls vorhanden, die entsprechenden Wärmeerzeuger in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989

	Brennstoff(e)	thermische Leistung	elek. Nettol. ohne FW	elek. Nettol. max. FW	Wärmeeinsp. <sup>1,2,3</sup>	elek. Nettoerzeugung <sup>3,4</sup>
<b>Standort/Netz: Stuttgart</b>						
Gal	Eg, H <sub>0</sub>	256 MW	126 MW	83 MW	635,0 GWh 548,0 GWh	398,6 GWh 105,6 GWh
SK	Eg, H <sub>0</sub>	100 MW				
MÜn	St, MÜ, Eg	196 MW	90 MW	68 MW	918,0 GWh 824,0 GWh	397,5 GWh 267,7 GWh
SK	Eg, St, MÜ, Strom	209 MW				
<b>Standort/Netz: Altbach</b>						
B 1/2 <sup>a</sup>	St, H <sub>0</sub>	180 MW	122 MW	80 MW	45,6 GWh 32,6 GWh	486,7 GWh 161,1 GWh
B 4 <sup>b</sup>	Eg, H <sub>0</sub>	180 MW	236 MW			336,1 GWh 67,3 GWh
B 5	St, H <sub>0</sub>	280 MW	420 MW	379 MW	206,0 GWh 153,9 GWh	2.184,0 GWh 1.182,8 GWh
<b>Standort/Netz: Großkraftwerk Mannheim (Netz der Rhein-Neckar-AG)</b>						
B 1-6	St, H <sub>0</sub> , Eg		1.355 MW		824,0 GWh 991,0 GWh	3.608,0 GWh 3.785,0 GWh
B 7	St, H <sub>0</sub>	465 MW	425 MW	310 MW	1.000,0 GWh 1.000,0 GWh	2.620,0 GWh 2.269,0 GWh
B 8	St, H <sub>0</sub>	533 MW	435 MW	295 MW		
<b>Standort/Netz: Heilbronn</b>						
B 3-6	St	140 MW	426 MW	349 MW		
B 7	St	250 MW	705 MW	650 MW	432,4 GWh 384,1 GWh	2.210,6 GWh 2.350,1 GWh
SK	St, Eg, Strom	212 MW				
<b>Standort/Netz: Ulm</b>						
HKW	St, H <sub>0</sub> , Eg	294 MW	20 MW	15 MW	418,3 GWh 386,0 GWh	50,4 GWh 38,3 GWh
SK <sup>c</sup>	Butan	38 MW				0,3 GWh 0,8 GWh
<b>Standort/Netz: Karlsruhe</b>						
Weat <sup>d</sup>	St, H <sub>0</sub>	353 MW	71 MW	106 MW	471,7 GWh 452,9 GWh	327,9 GWh 326,0 GWh
Wald	Eg, H <sub>0</sub>	27 MW	0 MW	6 MW	55,1 GWh 52,8 GWh	5,5 GWh 7,3 GWh
FDK7 <sup>e</sup>	St, H <sub>0</sub>	150 MW	505 MW	475 MW		
SK <sup>f</sup>	H <sub>0</sub>	70 MW				
<b>Standort/Netz: Pforzheim</b>						
HKW1	Eg, St, H <sub>0</sub> , KIG	101 MW	32 MW	26 MW	255,2 GWh	37,1 GWh
HKW2	Eg, H <sub>0</sub> , KIG	73 MW	39 MW	39 MW		235,4 GWh
HKW3	St, H <sub>0</sub>	42 MW	30 MW	26 MW		83,8 GWh

- 1 Wärmeeinspeisung des Standorts  
2 obere Zeile: Angaben für das Jahr 1987  
3 untere Zeile: Angaben für das Jahr 1989  
4 Anlage wird am 1. April 1993 stillgelegt  
5 Anlage zur Fernwärmeerzeugung ab 1992; keine Kraft-Wärme-Kopplung, wird nur als Dampferzeuger genutzt  
6 Fort Altbach als reine Spitzenlastanlage  
7 ab 1. April 1994 Feuerungswärmeleistung auf 390 MW; Wärmeengpaßleistung auf 290 MW; elektrische Leistung ohne Fernwärmeauskopplung auf 28 MW; elektrische Leistung bei maximaler Fernwärmeauskopplung auf 65 MW; zusätzlicher Brennstoff Erdgas  
8 Fernwärmeauskopplung ab 1992  
9 Spitzenlastwärmebereitstellung aus dem RDK ab 1992  
10 B = Block; SK = Wärmeerzeugung bzw. Spitzen- oder Reservekessel  
11 MÜ = Müll; St = Steinkohle; H<sub>0</sub> = Heizöl; Eg = Erdgas; KIG = KÜrgas

Die einzelnen in Tabelle 2.3-14 aufgelisteten Anlagen unterscheiden sich z. T. erheblich. Neben den großen Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken gibt es eine Reihe kleinerer Anlagen mit Leistungen von weniger als einem Megawatt. Entsprechend gering ist auch das Regelarbeitsvermögen bzw. der Speichernenninhalt dieser Anlagen.

Tabelle 2.3-14: Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die für die Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs zur Verfügung stehen

	Generatorleistung	Pumpenleistung	Regelarbeitsverm.	Speichernenninhalt	max. Energieinhalt	Nettoerzeugung 1987	Nettoerzeugung 1989
<b>Anlagen in Österreich (VI = Vorarlberger Illwerke; Z-Z = Zemm-Ziller; S-S = Sellraim-Silz)</b>							
VI <sup>a</sup>	492,0 MW	234,0 MW	806,0 GWh	86,44 Mio. m <sup>3</sup>	212,0 GWh	760.205 MWh	786.263 MWh
Z-Z <sup>a</sup>	468,0 MW	300,0 MW	551,0 GWh	108,25 Mio. m <sup>3</sup>	288,0 GWh	603.063 MWh	584.906 MWh
S-S <sup>a</sup>	350,0 MW	118,0 MW	267,0 GWh	30,00 Mio. m <sup>3</sup>	120,0 GWh	356.809 MWh	391.459 MWh
<b>Anlagen im Südschwarzwald (HS = Häusern; WN = Witznau; WH = Waldshut; SN = Säckingen; WR = Wehr)</b>							
HS <sup>a</sup>	120,0 MW	100,0 MW	35,0 GWh	108,00 Mio. m <sup>3</sup>	46,3 GWh	70.434 MWh	76.578 MWh
WN <sup>a</sup>	220,0 MW	128,0 MW	135,0 GWh	113,00 Mio. m <sup>3</sup>	62,7 GWh	174.868 MWh	139.883 MWh
WH <sup>a</sup>	160,0 MW	80,0 MW	103,0 GWh	114,00 Mio. m <sup>3</sup>	40,2 GWh	133.223 MWh	101.490 MWh
SN <sup>a</sup>	370,0 MW	280,0 MW	63,0 GWh	2,00 Mio. m <sup>3</sup>	2,1 GWh	275.283 MWh	292.990 MWh
WR <sup>a</sup>	980,0 MW	990,0 MW		4,00 Mio. m <sup>3</sup>		507.067 MWh	670.681 MWh
<b>Sonst. Anlagen (GS = Glens; SW = Schwarzenb.w.; BS = Brandb.sp.; ES = Eiseled.; MA = Möhlacker; NW = Neuweiher)</b>							
GS <sup>b</sup>	90,0 MW	68,0 MW		0,81 Mio. m <sup>3</sup>	0,6 GWh	20.161 MWh	43.489 MWh
SW <sup>b</sup>	43,0 MW	14,0 MW	56,0 GWh	14,00 Mio. m <sup>3</sup>	10,6 GWh	61.515 MWh	34.653 MWh
BS <sup>b</sup>	0,2 MW		0,6 GWh	0,01 Mio. m <sup>3</sup>	0,002 GWh	309 MWh	117 MWh
ES <sup>b</sup>	1,2 MW	1,1 MW		0,02 Mio. m <sup>3</sup>	0,02 GWh	157 MWh	
MA <sup>b</sup>	0,03 MW					154 MWh	183 MWh
NW <sup>b</sup>	0,6 MW	1,1 MW	0,5 GWh	1,25 Mio. m <sup>3</sup>	0,2 GWh	530 MWh	446 MWh

a Pumpspeicher mit natürlichem Zufluß

b Pumpspeicher ohne natürlichem Zufluß

\* Angaben beziehen sich nur auf den deutschen Anteil, nicht auf die gesamte Anlage

Die in Tabelle 2.3-14 aufgeführten Speicher- bzw. Pumpspeichieranlagen in den Alpen sind dabei für das Versorgungsgebiet der Energie-Versorgung Schwaben AG verfügbar. Sie weisen sowohl ein hohes Regelarbeitsvermögen als auch hohe Generator- bzw. Pumpenleistungen auf. Diese in Vorarlberg (Vorarlberger Illwerke) bzw. in Tirol (Zemm-Ziller und Sellraim-Silz) in Österreich lokalisierten Anlagen mit einer gesamten für dieses Unternehmen verfügbaren Generatorleistung von 1.310 MW erzeugen rund 9 % der gesamten elektrischen Arbeit dieses Unternehmens; dafür sind jedoch Kompensationslieferungen von Grundlaststrom an die österreichischen Partner zu

tätigen. Tabelle 2.3-14 zeigt auch, daß es - neben den großen Speicheranlagen in Österreich - auch vergleichsweise große Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Baden-Württemberg gibt. Das im südlichen Schwarzwald gelegene Schluchseewerk mit den Anlagenteilen Häusern, Waldshut, Witznau, Säckingen und Wehr ist ein Gemeinschaftskraftwerk, das zu 50 % der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG (RWE Energie), zu 37,5 % der Badenwerk AG, zu 7,5 % der Kraftwerk Laufenburg AG und zu 5 % der Kraftwerk Rheinfelden AG gehört. Die Anteile der beiden letztgenannten Unternehmen wurden jedoch an die Badenwerk AG verpachtet, sodaß dieses Verbundunternehmen de facto die Hälfte des Schluchseewerkes betreibt. Dabei handelt es sich bei den Kraftwerksteilen Häusern, Witznau, Waldshut und Säckingen mit einer installierten Engpaßleistung von rund 867 MW um Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluß, die zusätzlich durch eine Pumpenleistung von 788 MW gekennzeichnet sind. Nur das Kavernenkraftwerk Wehr ist ein reines Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zufluß mit einer Generator- bzw. Pumpenleistung von knapp unter 1.000 MW. Zusätzlich zu den Anteilen am Schluchseewerk ist für die Badenwerk AG noch das Schwarzenbachwerk mit einer Generatorleistung von 43 MW vollständig verfügbar. Die Technische Werke der Stadt Stuttgart AG bewirtschaftet auf der Schwäbischen Alb das Pumpspeicherkraftwerk Glems, das über keinen natürlichen Zufluß verfügt und mit einer Generatorleistung von 90 MW bei einer Pumpenleistung von 68 MW ausgestattet ist.

Generell sind Speicherwasserkraftwerke - ähnlich wie Laufwasserkraftwerke - für eine sehr lange **technische Lebensdauer** ausgelegt. Auch werden sie sehr ausgiebigen Revisionen unterzogen. Dies gilt - aufgrund der großen Gefahrenpotentiale - bei künstlichen Speicherseen insbesondere auch für die Staumauer und die Verbindung zum Krafthaus. Die derzeit in Baden-Württemberg verfügbaren Speicherkraftwerke werden deshalb auch in Zukunft vollständig verfügbar sein. Weiterhin kann unterstellt werden, daß innerhalb der Gebietsgrenzen von Baden-Württemberg in der näheren und weiteren Zukunft voraussichtlich aufgrund fehlender Durchsetzbarkeit keine zusätzlichen Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden. Auch mögliche Erweiterungen der bereits existierenden Anlagen, d. h. Erhöhung der Pumpen- bzw. Generatorleistung und des Speichervolumens, sind nicht zu erwarten.

Ähnlich liegen auch die Verhältnisse für die für Baden-Württemberg verfügbaren Speicher- und Pumpspeicheranlagen in den Alpen. Auch hier ist in den nächsten Jahren mit keinem weiteren Ausbau der installierten Leistungen bzw. der Speicherinhalte zu rechnen. Die für Baden-Württemberg verfügbaren Leistungen dürften aber auch weiterhin erhalten bleiben. Deshalb wird unterstellt, daß u. U. auslaufende Verträge mit den österreichischen Partnern verlängert werden und die derzeit verfügbaren Anteile an den Anlagen im Österreich bis über das Jahr 2020 hinaus für die Versorgung in Baden-Württemberg zur Verfügung stehen werden. Dafür werden in Zukunft aber höhere Kompensationslieferungen an Grundlast für den Bezug an Spitzenlast unterstellt.

## **2.4 Gaswirtschaftliche Grundlagen**

Erdgas ist derzeit nach Mineralöl und Kohle der drittichtigste Eckpfeiler der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Aufgrund seines geringen C/H-Verhältnisses wird dem Erdgas gerade in Hinblick auf die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eine wachsende Bedeutung zugemessen. In diesem Kapitel wird zunächst auf die derzeitige Bedeutung von Erdgas in der Energiewirtschaft allgemein und insbesondere im Bereich der Stromerzeugung eingegangen. Nach einem Überblick über die weltweit vorhandenen Erdgasreserven und -ressourcen sowie deren kontinentalen Verteilung werden, ausgehend von der zu erwartenden Nachfrage in der Bundesrepublik Deutschland, die Gasbeschaffungsmöglichkeiten untersucht sowie ein Überblick über die derzeit bestehende Infrastruktur und deren Ausbaumöglichkeiten gegeben. Anschließend werden die Mechanismen der Preisbildung und die derzeitige Preisstruktur für die Gaswirtschaft erläutert.

### **2.4.1 Erdgas in der Energiewirtschaft**

Erdgas ist derzeit nach Mineralöl und Kohle der drittichtigste Eckpfeiler der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Tabelle 2.4-1 gibt den Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch für verschiedene Regionen der Welt wieder.

**Tabelle 2.4-1** Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in den Jahren 1987 und 1989 /2.4-1, 2.4-2, 2.4-3/

Region	1987	1989
Welt	20,0 %	21,0 %
EG	18,0 %	18,0 %
BRD	15,5 %	15,5 %
BRD-West	16,6 %	17,5 %
ehemalige DDR	9,6 %	9,4 %
Baden-Württemberg	11,9 %	13,1 %

Seit dem Beginn der Nutzung von Erdgas Mitte der 60er Jahre hat der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland (alt) stark zugenommen, er beträgt heute 17,5 %. In Baden-Württemberg, dessen Erdgasanteil unterhalb des Bundesdurchschnittes liegt, konnte von 1987 bis 1989 ein Anstieg um 10 % auf 13,1 % verzeichnet werden. Tabelle 2.4-1

macht deutlich, daß der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland aber auch heute noch unterhalb des weltweiten Durchschnittes liegt.

Die Einsatzgebiete des Energieträgers Erdgas liegen momentan vor allem in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher sowie im Industriesektor. Erdgas findet dabei überwiegend für Heizzwecke bzw. für die Bereitstellung von Prozeßwärme Verwendung. Zur Zeit wird nur weniger als ein Fünftel des in der Bundesrepublik Deutschland (alt) eingesetzten Erdgases im Kraftwerksbereich zur Erzeugung von Strom und Fernwärme eingesetzt. Abbildung 2.4-1 gibt den Erdgasverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen für Baden-Württemberg in den Jahren 1973 bis 1989 wieder.

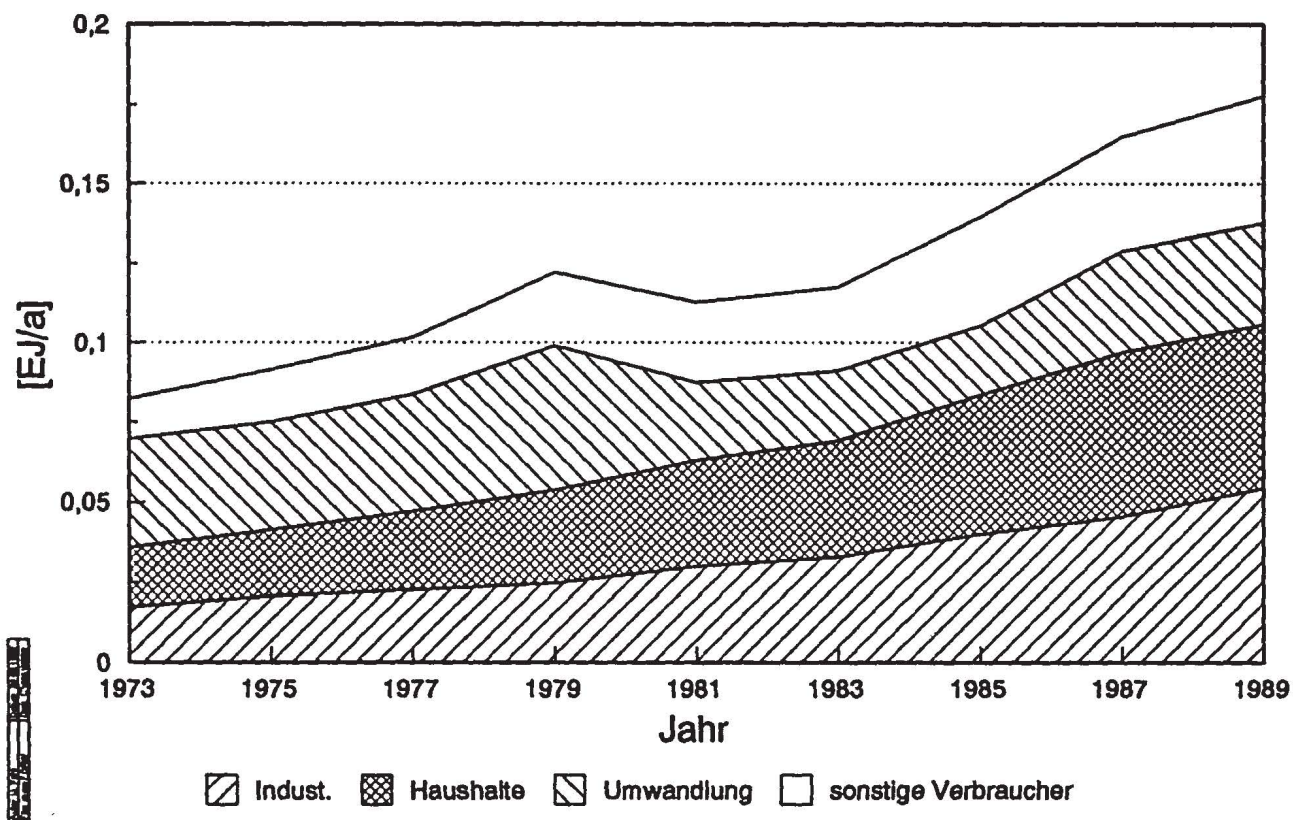


Abbildung 2.4-1: Anteil der Verbrauchergruppen am Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg in den Jahren 1973 bis 1989 /2.4-1/

Abbildung 2.4-1 zeigt, daß der Anteil des Umwandlungsbereiches (Strom- und Fernwärmeerzeugung) am Erdgasverbrauch Baden-Württembergs seit Ende der siebziger Jahre deutlich gesunken ist, während die Anteile des Haushalts- und Industriebereichs angestiegen sind. Der Anteil der sonstigen Verbraucher, unter denen unter anderem öffentliche Einrichtungen, Handel und Gewerbe sowie die Landwirtschaft zu verstehen sind, hat seither ebenfalls zugenommen.

Tabelle 2.4-2 gibt den Prozentanteil von Erdgas an der gesamten Stromerzeugung des Landes Baden-Württemberg von 1975 bis 1990 wieder. Seit 1979 ist in Baden-Württemberg, wie auch in den anderen alten Bundesländern, begründet durch eine Kohlevorrangpolitik und einen steigenden Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung, ein deutlicher Rückgang bei der Verstromung von Erdgas zu erkennen. 1990 betrug der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg 5,1 %. Dagegen beträgt der momentane Gasbeitrag an der Stromerzeugung der alten Bundesländer insgesamt 7,9 % und der neuen Bundesländer 11,2 % /2.4-4/.

**Tabelle 2.4-2:           Prozentanteil des Energieträgers Erdgas an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg in den Jahren 1975 bis 1989 /2.4-1, 2.4-5, 2.4-38/**

Jahr	Anteil	Jahr	Anteil
1975	11,3 %	1983	5,8 %
1976	12,8 %	1984	6,6 %
1977	12,0 %	1985	4,3 %
1978	9,0 %	1986	3,9 %
1979	13,0 %	1987	5,2 %
1980	9,4 %	1988	5,5 %
1981	6,1 %	1989	5,0 %
1982	5,5 %	1990	5,1 %

## **2.4.2 Reserven und Ressourcen**

Auf der Grundlage der heute zur Verfügung stehenden Technologien nimmt Erdgas hinsichtlich der gewinnbaren Ressourcen nach Kohle die zweite Stelle unter den fossilen Energieträgern ein. Trotz weltweit steigender Erdgasförderung sind die gewinnbaren Erdgasressourcen in den letzten Jahren stetig angestiegen.

Im folgenden wird ein Überblick über die weltweit vorhandenen Erdgasreserven und -ressourcen sowie deren kontinentale Verteilung gegeben. In Hinblick auf die Versorgung Deutschlands mit Erdgas wird dabei näher auf die potentiellen Lieferländer der Bundesrepublik eingegangen. Anschließend wird das Erdgaspotential der Bundesrepublik sowie deren wichtigste Fördergebiete beschrieben.

Der Begriff Ressourcen umfaßt sowohl bereits entdeckte als auch prognostische Ressourcen und dies unabhängig von der Wirtschaftlichkeit ihrer Ausschöpfung. Für die Beurteilung der

gewinnbaren Ressourcen ist es sinnvoller, zwischen sicher gewinnbaren Reserven und geschätzten zusätzlich gewinnbaren Ressourcen zu unterscheiden, unter denen folgendes verstanden werden kann /2.4-6/:

- sicher gewinnbare Erdgasreserven  
der Anteil des Erdgases einer Lagerstätte, der nachgewiesen (geologische Untersuchungen) ist und mit gegenwärtig beherrschter Technik wirtschaftlich gefördert werden kann.
- geschätzte zusätzlich gewinnbare Erdgasressourcen  
noch nicht entdecktes, aber geologisch mögliches und unter Voraussetzung eines akzeptablen Preisniveaus förderbares Erdgas.

Tabelle 2.4-3 gibt Aufschluß über die Höhe der derzeit vorhandenen weltweiten Ressourcen und spiegelt gleichzeitig deren zeitliche Entwicklung wieder.

Tabelle 2.4-3: Weltweite Ressourcen in EJ

	1986	1989	1991	Literatur
zus. gewinnbare Ressourcen	7.637	7.665		/2.4-7, 2.4-8/
		8.790		/2.4-6/
sichere Reserven:	3.832	4.315		/2.4-7, 2.4-8/
		4.278		/2.4-6/
			4.679	/2.4-9/

Mit einem gewinnbaren Ressourcenangebot von 11.980 bis 13.068 EJ nimmt der Energieträger Erdgas unter den fossilen Energieträgern hinsichtlich des Ressourcenpotentials die zweite Stelle ein. Während Kohle mit 217.500 EJ ein deutlich höheres Ressourcenangebot aufweisen kann, verfügt Erdöl über ein Potential von 11.850 EJ /2.4-6/. Von den weltweiten gewinnbaren Erdgasressourcen sind heute in etwa 35 % als sicher einzustufen und damit derzeitig förderbar.

Die Bestimmung der gewinnbaren Ressourcen bzw. der sicher gewinnbaren Reserven ist abhängig von der wirtschaftlichen Entwicklung, die nur abgeschätzt werden kann, und damit mit Unsicherheiten behaftet. Ebenso können verbesserte Explorations-, Förder- und Produktionsverfahren den Anteil der sicheren Reserven an den gesamten gewinnbaren Ressourcen erhöhen. Weltweit sind die als sicher gewinnbar eingestuften Reserven seit 1970 um mehr als das zweieinhalbfache

gestiegen /2.4-36/. Im Gegensatz zu den globalen sicheren Erdölreserven, die sich seit Anfang der siebziger Jahre fast verdoppelt haben, in den letzten Jahren jedoch nur noch unwesentlich geändert haben, verzeichnen die Erdgasreserven auch weiterhin einen Anstieg. Trotz weiter zunehmender Fördermenge ist auch für die Zukunft, aufgrund weiterer exploratorischer Erfolge, damit zu rechnen, daß die als sicher geltenden Erdgasvorräte ansteigen werden.

Die globalen Erdgasreserven sind insgesamt sehr unterschiedlich verteilt. Tabelle 2.4-4 zeigt die prozentuale kontinentale Verteilung der Reserven und gibt zusätzlich die Hauptreservenländer an.

**Tabelle 2.4-4:        Prozentuale kontinentale Verteilung der sicheren Erdgasreserven gemäß dem Stand im Jahr 1991 /2.4-9/**

Region	Reserven in EJ	Anteil	wichtigste Förderländer
frühere UdSSR	1.778,8	38,0 %	
Asien (Nahe Osten)	1.412,3	30,2 %	Iran, Irak, Kuwait, Abu Dhabi, Qatar
Asien (Süd u. Ost)	391,9	8,4 %	Indonesien, Malaysia
Nordamerika	293,3	6,3 %	USA, Kanada
Mittel- u. Südamerika	269,3	5,7 %	Mexiko, Venezuela, Argentinien
Afrika	317,0	6,8 %	Algerien, Libyen, Nigeria
Westeuropa	194,8	4,1 %	Norwegen, Niederlande, Großbritannien
restliches Osteuropa	21,1	0,5 %	
weltweit	4.678,5	100,0 %	

Allein 38 % der derzeit sicheren Weltreserven befinden sich in der Sowjetunion. Sie verfügt damit über mehr Erdgasreserven als die gesamten Länder des Nahen Ostens zusammen. Westeuropa besitzt mit 4,1 % nur einen geringen Anteil an den weltweiten sicheren Reserven.

Betrachtet man nur die derzeit sicher gewinnbaren Reserven, so ergibt sich weltweit eine statische Reichweite (Verhältnis aus derzeitigen sicheren Erdgasreserven und momentaner Förderquote) von 58 Jahren. Hinzuweisen ist aber auf die starken regionalen Unterschiede zwischen Förderung und Nachfrage in den einzelnen Ländern. Für die alten Bundesländer, als einem der größten Erdgasverbraucher, beträgt die statische Reichweite nur 16 Jahre, wobei die eigene Förderung nur



etwa 25 % des Eigenverbrauches decken kann. Es ist daher zu erwarten, daß sich der internationale Erdgashandel in Zukunft ausweiten wird, da gerade die nachfragestarken Länder nur über geringe eigene Erdgasreserven verfügen.

Bezieht man die nichtkonventionellen Erdgasressourcen (z. B. Gas aus Lagerstätten mit geringer Permeabilität etc.) in die Betrachtung mit ein, so sind noch einmal zusätzliche Mengen in der Größenordnung von 300 bis 600 EJ zu erwarten. Diese Vorkommen werden aber auch bis zum Jahr 2005 weder technisch noch wirtschaftlich zu gewinnen sein. Unter Voraussetzung eines technischen Fortschrittes bieten sich hierdurch jedoch langfristig wirtschaftliche Perspektiven.

Die Bundesrepublik Deutschland hat im Vergleich zu anderen Großimporteuren von Erdgas (z.B. Japan) eine geographisch günstige Lage zu bedeutenden Erdgasvorkommen (Nordsee, Niederlande) und damit die Möglichkeit, Erdgas über relativ geringe Entfernungen einzuführen. Als weitere Bezugsquellen kommen insbesondere die Vorkommen der früheren UdSSR und Nordafrikas in Frage.

Neben Großbritannien, das allerdings erst zukünftig einen sehr geringen Anteil seines Erdgases exportieren wird /2.4-10/, verfügen die Niederlande, Norwegen und Dänemark über zum Teil beträchtliche Erdgasvorräte in der Nordsee. Die sicheren Reserven und die geschätzten zusätzlich gewinnbaren Ressourcen der Nordseeländer (inklusive onshore-Vorkommen) liegen dabei in der in Tabelle 2.4-5 dargestellten Größenordnung.

Tabelle 2.4-5: Erdgasvorkommen der Nordseeländer in EJ /2.4-11, 2.4-12/

	Vorkommen in EJ
Niederlande	67,7
Norwegen	91,5
Dänemark	4,3

Die niederländische Erdgasproduktion stützt sich, im Gegensatz zu der Förderung Norwegens und Dänemarks, auf onshore-Felder, wobei vor allem das Groningenfeld von großer Bedeutung ist. In Norwegen sind noch weitere über die in Tabelle 2.4-5 hinausgehenden Reserven zu erwarten, da nördlich des 62sten Breitengrades bisher nur geringfügig exploriert worden ist. Mit dem Trollfeld, das derzeit erschlossen wird, verfügt Norwegen neben dem niederländischen Groningenfeld über die größte Erdgaslagerstätte Westeuropas.

Weit größere Reserven weist die ehemalige UdSSR auf, die mit derzeitigen Reserven von 1.778,8 EJ und geschätzten zusätzlichen Ressourcen von 4.710 bis 7.850 EJ /Süss, 1989/ über die größten Erdgasreserven der Welt verfügt. Fast 2/3 der sowjetischen Erdgasproduktion ist in Westsibirien angesiedelt, wo mit Urengoi und Yamburg die größten sowjetischen Erdgasfelder zu finden sind. Aufgrund der bisher noch geringen Erschließungsrate werden von der UdSSR zukünftig höhere Fördermengen erwartet. Die Dimension der sowjetischen Erdgasreserven verdeutlicht die Tatsache, daß allein die dort sicher gewinnbaren Energiereserven den Energieinhalt der saudi-arabischen Erdölreserven um 60% übersteigen. Als potentielle Lieferanten in Nordafrika sind vor allem Algerien und Libyen zu nennen, die über 127,5 bzw. 47,8 EJ an Reserven verfügen /2.4-9/.

Hinsichtlich der Bestimmung der Erdgasreserven sind in jüngster Zeit zwei Studien vom Niedersächsischen Landesamt für Bodenforschung (NLfB) sowie vom Wirtschaftsverband für Erdöl- und Erdgasgewinnung (W.E.G.) für die Bundesrepublik erstellt worden, die im Gesamtergebnis nur geringfügige Abweichungen voneinander zeigen. Tabelle 2.4-6 zeigt für die Bundesrepublik Deutschland die aus beiden Studien gemittelten Werte für die derzeitigen Erdgasreserven und -ressourcen.

Tabelle 2.4-6: Erdgasreserven und -ressourcen Deutschlands in EJ, Stand Anfang 1991  
/2.4-13/

	sichere Reserven	geschätzte zusätzlich gewinnbare Ressourcen	Ressourcen
BRD-West	6,64	3,93	10,57
BRD-Ost	1,64	-	1,64
BRD (gesamt)	8,28	3,93	12,21

Tabelle 2.4-6 macht deutlich, daß sich der Großteil der deutschen Erdgasreserven in den alten Bundesländern befindet. Über die geschätzten zusätzlich gewinnbaren Erdgasressourcen der neuen Bundesländer können derzeit noch keine verlässlichen Angaben gemacht werden.

Die statische Reichweite der sicheren Erdgasreserven der alten Bundesländer hat von 1980, wo sie bei 12,1 Jahren lag, bis heute auf etwa 16 Jahre zugenommen. Damit liegt Deutschland am unteren Ende der internationalen Skala und ist als erdgasarmes Land einzustufen.

Auf dem Gebiet der alten Bundesländer erstrecken sich die Erdgasvorräte nahezu ausschließlich auf den norddeutschen Raum. Allein 50 % der sicheren und auch der geschätzten zusätzlich

gewinnbaren Ressourcen befindet sich im Raum der Emsmündung. In den fünf neuen Bundesländern liegen kleinere Erdgaslagerstätten im Zechstein des Thüringer Beckens. Größere Reserven sind im Rotliegenden der westlichen Altmark aufzufinden. Diese Lagerstätten befinden sich jedoch derzeit in der Endphase der Förderung. Trotz noch vorliegender Reserven sind die weiteren Fördermöglichkeiten mit großen Schwierigkeiten verbunden, so daß die dort ansässige Erdgasproduktion zukünftig wohl nur noch von lokaler Bedeutung sein wird /2.4-14/.

Die Erdgasvorräte Baden-Württembergs sind insgesamt als äußerst gering zu bezeichnen und für die Gasversorgung des Landes nur von untergeordneter Bedeutung (1989 betrug der Anteil des baden-württembergischen Erdgases am Gesamtaufkommen des Landes nur 2,4 % /2.4-1/).

Für die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven der Bundesrepublik wird es entscheidend sein, wie sich die Explorationstätigkeiten entwickeln. Seit dem Verfall der Erdöl-Weltmarktpreise haben die Explorationsanstrengungen abgenommen. Im Jahre 1988 hatte die Bohraktivität ihren niedrigsten Stand seit 45 Jahren erreicht und bis heute verharren die Aktivitäten trotz leichter Steigerung auf diesem niedrigen Niveau /2.4-15/. Die bestimmenden Faktoren der heutigen Anstrengungen im Bereich der Exploration sind /2.4-16/:

- Konzentration der Aufschlußarbeiten auf die prospektiven Speichergesteine im Zechstein, Rotliegenden und Oberkarbon Nordwestdeutschlands,
- kaum Bohrtätigkeiten in Süddeutschland aufgrund der geringen Größe der Fangstrukturen.

Explorationstätigkeiten in den tieferen Schichten des Rotliegenden stehen auf dem Gebiet der fünf neuen Bundesländer noch aus. Aussagen zu der möglichen zukünftigen Situation können daher nicht gemacht werden. Soll die Eigenförderung Deutschlands langfristig ausgebaut oder zumindest auf dem gleichen Stand gehalten werden, dann muß über eine Veränderung der jetzigen Explorationsstrategie nachgedacht werden und letztendlich die Explorationstätigkeit erhöht werden.

### **2.4.3 Nachfrage nach Erdgas**

Aufgrund der relativen Umweltfreundlichkeit (geringes C/H-Verhältnis) von Erdgas gegenüber den anderen fossilen Energieträgern, wird erwartet, daß der Verbrauch von Erdgas in Zukunft weltweit zunehmen wird. Im folgenden wird auf die zu erwartende Steigerung der Erdgasnachfrage sowohl weltweit als auch speziell in der Bundesrepublik Deutschland eingegangen. Die Steigerungsraten spiegeln dabei eine Trendentwicklung (laissez faire) wieder und folgen nicht etwa aus einer gezielten CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie.

### 2.4.3.1      Weltweite und europäische Erdgasnachfrage

Weltweit ist der Erdgasverbrauch allein in den letzten drei Jahren um 11 % angestiegen, wobei in allen Regionen der Welt eine Zunahme zu verzeichnen war. 1989 betrug der weltweite Verbrauch an Erdgas 73,2 EJ/a /2.4-8/.

Voraussagen über eine mögliche Entwicklung der Erdgasnachfrage sind mit Unsicherheiten behaftet, da die zukünftigen Einsatzmengen von Erdgas sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung als auch, aufgrund der Ölpreisanbindung (vgl. Kap. 2.4.6), von der Entwicklung des Heizölpreises abhängig sind. Derzeit wird mit einer Steigerung des weltweiten Erdgasverbrauchs von 19 bis 33 EJ bis zum Jahr 2000 gerechnet, dies entspricht durchschnittlichen Steigerungsraten von 2,1 bis 3,5 %/a. Im weiteren Zeitverlauf wird davon ausgegangen, daß sich die Wachstumsdynamik mit dann durchschnittlich 0,4 bis 1,1 %/a abschwächen wird /2.4-8, 2.4-17/.

In Europa ist durch die Erschließung neuer Märkte (Länder Osteuropas und die bisher noch nicht erdgasverbrauchenden Länder Westeuropas, wie z. B. Portugal, Griechenland etc.) mit zusätzlichen Steigerungen zu rechnen. Der Verbrauch an Erdgas betrug in Osteuropa (ohne UdSSR) im Jahr 1989 3,1 EJ/a und in Westeuropa 9,1 EJ/a. Die heutigen Prognosen über einen steigenden Erdgasbedarf Europas beruhen dabei nicht auf einem Anstieg des Primärenergieverbrauchs (aufgrund der bisher erzielten und künftig möglichen Fortschritte im Bereich der rationellen Energieverwendung wird der Primärenergieverbrauch nur schwach ansteigen), sondern auf der Erwartung eines stärker werdenden Substitutionsprozesses /2.4-18/. Insbesondere auf dem Wärmemarkt und im Bereich der Stromerzeugung ist davon auszugehen, daß Erdgas andere fossile Energieträger weiter zurückdrängen wird. Der Gaseinsatz zur Stromerzeugung wird sich nach /2.4-8/ bis zum Jahr 2000 verdoppeln und bis zum Jahr 2020 verdreifachen. Neben Umweltgesichtspunkten sind für einen verstärkten Gaseinsatz vor allem effiziente Kraftwerkstechniken, niedrige Investitionen und geringe Bauzeiten von Gaskraftwerken sowie eine große öffentliche Akzeptanz von Bedeutung.

Abbildung 2.4-2 stellt die bisherige Entwicklung und die zukünftig erwartete Entwicklung der weltweiten Erdgasförderung und der weltweiten Erdgasnachfrage dar. Aus Abbildung 2.4-2 geht hervor, daß Produktion und Verbrauch von Erdgas dem Trend der letzten 20 Jahre folgen und deutlich ansteigen werden. Besonders deutlich wird hier noch einmal die Abhängigkeit der Erdgasförderung von der Ölpreisentwicklung (die eigentliche Kopplung des Erdgaspreises erfolgt an den Heizölpreis, der nicht ganz so starken Schwankungen unterlegen ist wie der Rohölpreis). Bei einem höheren Ölpreis und demzufolge höheren Heizölpreisen ist mit wesentlich höheren Fördermengen zu rechnen. Insgesamt läßt sich erkennen, daß die zu erwartende Nachfrage im Betrachtungszeitraum zumindest bei einem mittleren Ölpreis weltweit gedeckt werden kann.

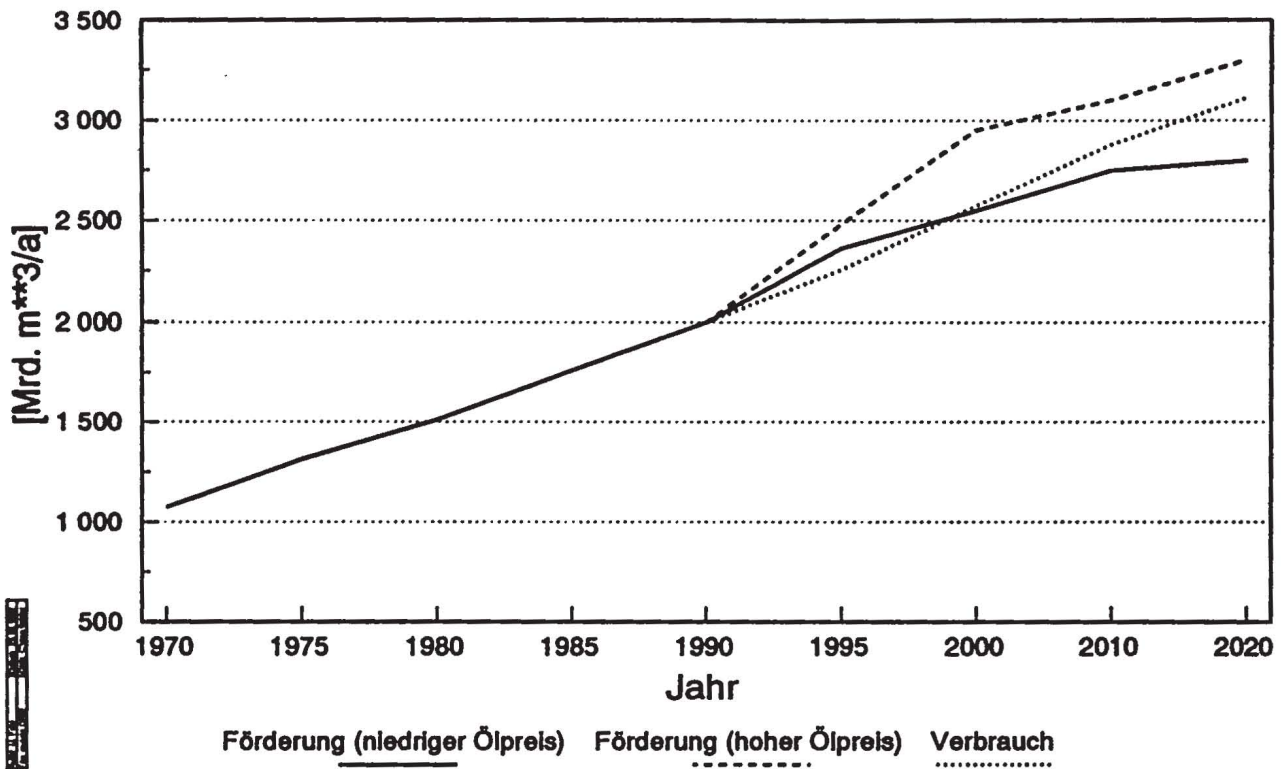


Abbildung 2.4-2: Erdgasförderung und Erdgasbedarf in der Welt (Produktions- und Bedarfsprognosen sind unabhängig voneinander erstellt worden) /2.4-4, 2.4-8/

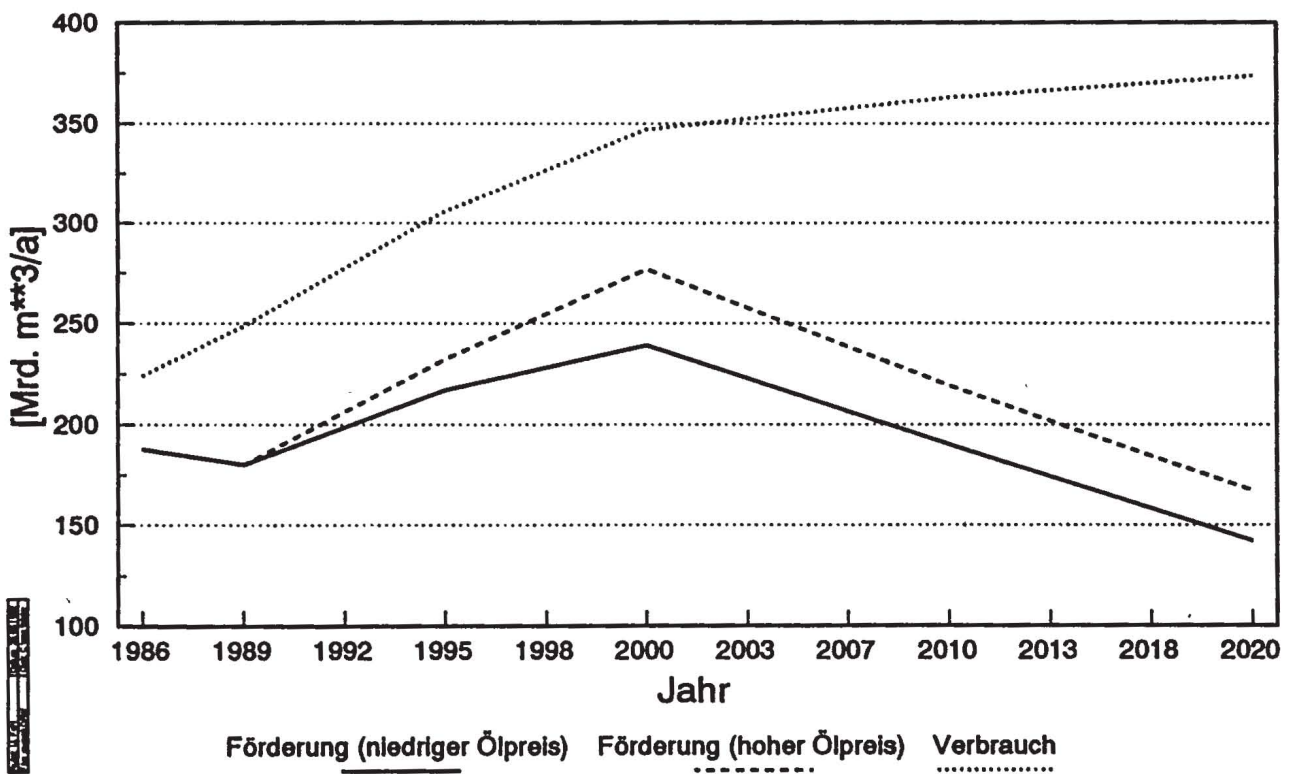


Abbildung 2.4-3: Erdgasförderung und Erdgasbedarf Westeuropas (Produktions- u. Bedarfsprognosen sind unabhängig voneinander erstellt worden) /2.4-4, 2.4-8/

Nicht ganz so günstig stellt sich die Situation für Westeuropa dar, wie Abbildung 2.4-3 verdeutlicht. Westeuropa war auch in den letzten Jahren schon auf Erdgasimporte angewiesen. Bei Bedarfssteigerungen von in etwa 3 %/a und gleichzeitig steigenden Fördermengen wird die zu importierende Erdgasmenge bis zur Jahrtausendwende ungefähr konstant bleiben. Danach steigt der Gasbedarf zwar weniger stark an, aber in Folge einer zurückgehenden Erdgasproduktion wäre nach dem Jahr 2000 zunehmend Erdgas nach Westeuropa zu importieren.

### 2.4.3.2 Erdgasnachfrage der Bundesrepublik Deutschland und Baden-Württembergs

Erdgas wird in der Bundesrepublik Deutschland erst seit Mitte der 60er Jahre energetisch genutzt. Während 1970 noch 0,54 EJ/a an Erdgas verbraucht wurden, ist der Verbrauch bis heute auf 2,01 EJ/a gestiegen (alte Bundesländer 1989 /2.4-19/), davon entfielen auf Baden-Württemberg ca. 0,18 EJ/a (ca. 5,0 Mrd. m<sup>3</sup>/a) /2.4-1/. Aufgrund des Rückgangs der industriellen Produktion in den neuen Bundesländern ist der Erdgasverbrauch hier seit 1989 um ein Drittel gesunken, er betrug 1990 noch ca. 0,28 EJ/a (inklusive Stadtgas) /2.4-3/.

Die Erdgasnachfrage der alten Bundesländer wird voraussichtlich geringer als im weltweiten Durchschnitt steigen. Es wird hier bis zum Jahr 2000 mit Wachstumsraten von 1,0 bis 1,7 %/a und in der Zeit von 2000 bis 2010 mit 0,5 bis 0,6 %/a gerechnet /2.4-20, 2.4-21, 2.4-22/. Für Baden-Württemberg erwartet die Gaswirtschaft bis zum Jahr 2000 Steigerungsraten von 4 bis 5 %/a (vgl. Anstieg von 1989 bis 1990 um 7,6 %) und nach der Jahrhundertwende von durchschnittlich 1,5 bis 1,0 %/a /2.4-23/. Sollte Erdgas verstärkt zur Stromerzeugung eingesetzt werden, dann werden sich die Steigerungsraten erhöhen.

Aufgrund der sich erst langsam erholenden Wirtschaftslage in den fünf neuen Bundesländern, wird sich dort voraussichtlich erst 1995 wieder der Verbrauch des Jahres 1989 einstellen /2.4-24/. Für den Zeitraum danach werden jedoch überdurchschnittliche Wachstumsraten von über 4%/a erwartet /2.4-17, 2.4-24/.

Insgesamt kann damit gerechnet werden, daß sich der Erdgasverbrauch der Bundesrepublik Deutschland (neu) im Jahre 2005 zwischen 2,9 und 3,4 EJ/a (ca. 80,0 bis 93,7 Mrd. m<sup>3</sup>/a) bewegen wird.

### **2.4.4 Gasbeschaffung für die Bundesrepublik Deutschland**

Die Bundesrepublik Deutschland ist aufgrund ihrer geringen Erdgasvorkommen auf einen Erdgasimport angewiesen. Nach einer Darstellung der heutigen und zukünftig zu erwartenden heimischen Erdgasproduktion wird in diesem Kapitel die Importstruktur der Bundesrepublik aufgezeigt.

Anschließend wird versucht, einen Ausblick auf eine mögliche Deckung des Erdgasbedarfs der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2005 unter besonderer Berücksichtigung Baden-Württembergs zu geben.

#### 2.4.4.1 Erdgasproduktion in der Bundesrepublik Deutschland

In der Bundesrepublik Deutschland wurden 1989 insgesamt 0,64 EJ Erdgas aus heimischen Quellen gefördert. Davon entfielen 0,56 EJ auf die westdeutschen Bundesländer, was in etwa dem Stand der Vorjahre entsprach /2.4-3, 2.4-19/. In den neuen Bundesländern hat die heimische Produktion, vor allem wegen des schlechten Heizwertes ostdeutschen Erdgases und der zurückgehenden industriellen Nachfrage, nach der Wiedervereinigung stark abgenommen und betrug 1990 noch ca. 0,08 EJ.

Trotz der geringen statischen Reichweite der Erdgasreserven der Bundesrepublik gehen die westdeutschen Erdgasproduzenten davon aus, daß eine Fördermenge von 0,56 EJ/a (16 Mrd. m<sup>3</sup>/a), vor allem aus den tieferen Schichten des Rotliegenden Norddeutschlands, für die nächsten zwei Dekaden gesichert ist /2.4-24/. Die Entwicklung der zukünftigen Fördermengen wird jedoch außer durch die Größe der Reserven und das Explorationspotential durch weitere Einflußgrößen (allgemeines Energiepreisniveau, Primärenergienachfrage, Förderabgaben sowie technische Weiterentwicklungen) bestimmt, so daß eine Voraussage der Fördermenge immer mit Unwägbarkeiten verbunden sein wird. Dies gilt insbesondere für das Gebiet der fünf neuen Bundesländer.

Neben Erdgas wird in den fünf neuen Ländern zusätzlich Stadtgas erzeugt, das hauptsächlich aus der Verkokung von Braun- und Steinkohle stammt. Aufgrund seines schlechten Heizwertes muß vor der Verteilung an die Verbraucher eine Beimischung von höherwertigem inländischen oder importierten Erdgas erfolgen. 1990 betrug die Stadtgasproduktion noch 0,105 EJ. Heute ist davon auszugehen, daß in den fünf neuen Ländern die Stadtgasproduktion aus umweltpolitischer Sicht (hohe spezifische Emissionsfaktoren aufgrund der Verkokung) und die Inlandsgasproduktion wegen fehlender wirtschaftlich nutzbarer Reserven mit der Jahrhundertwende beendet sein werden /2.4-8, 2.4-20/.

Letztendlich ist festzustellen, daß die heimische Fördermenge zumindest in den nächsten zwei Jahrzehnten auf dem derzeitigen Niveau gehalten werden kann. Langfristige Voraussagen, die über das Jahr 2010 hinausgehen, können zum jetzigen Zeitpunkt nicht getroffen werden. Bei einer steigenden Nachfrage nach Erdgas wird die Bundesrepublik damit zukünftig auf steigende Erdgasimporte angewiesen sein.

### 2.4.4.2 Importstruktur der Bundesrepublik Deutschland

Ziel der deutschen Gaswirtschaft (alte Bundesländer) ist es, die Ausgewogenheit bezüglich der Bezugsstruktur zu sichern. Aus diesem Grund erfolgt der Gasimport aus mehreren Ländern und wird über langjährige Lieferverträge abgesichert. Abbildung 2.4-4 gibt einen Überblick über die Entwicklung der heimischen Erdgasförderung und die Erdgasimporte nach Menge und Lieferland der letzten zwanzig Jahre.

Wie aus Abbildung 2.4-4 deutlich wird, wurde zu Beginn der Erdgasnutzung der Bedarf der Bundesrepublik vor allem durch heimische Förderung und den Import von Erdgas aus den Niederlanden gedeckt. Gegen Ende der siebziger Jahre wurde Erdgas auch aus anderen Förderländern (Norwegen, UdSSR) importiert und damit eine Diversifikation der Gasbezüge erreicht (d. h., die einseitige Abhängigkeit von den Gasbezügen aus den Niederlanden wurde beseitigt). 1984 kam Dänemark mit einem aber nur sehr geringen Anteil als neuer Lieferant hinzu.

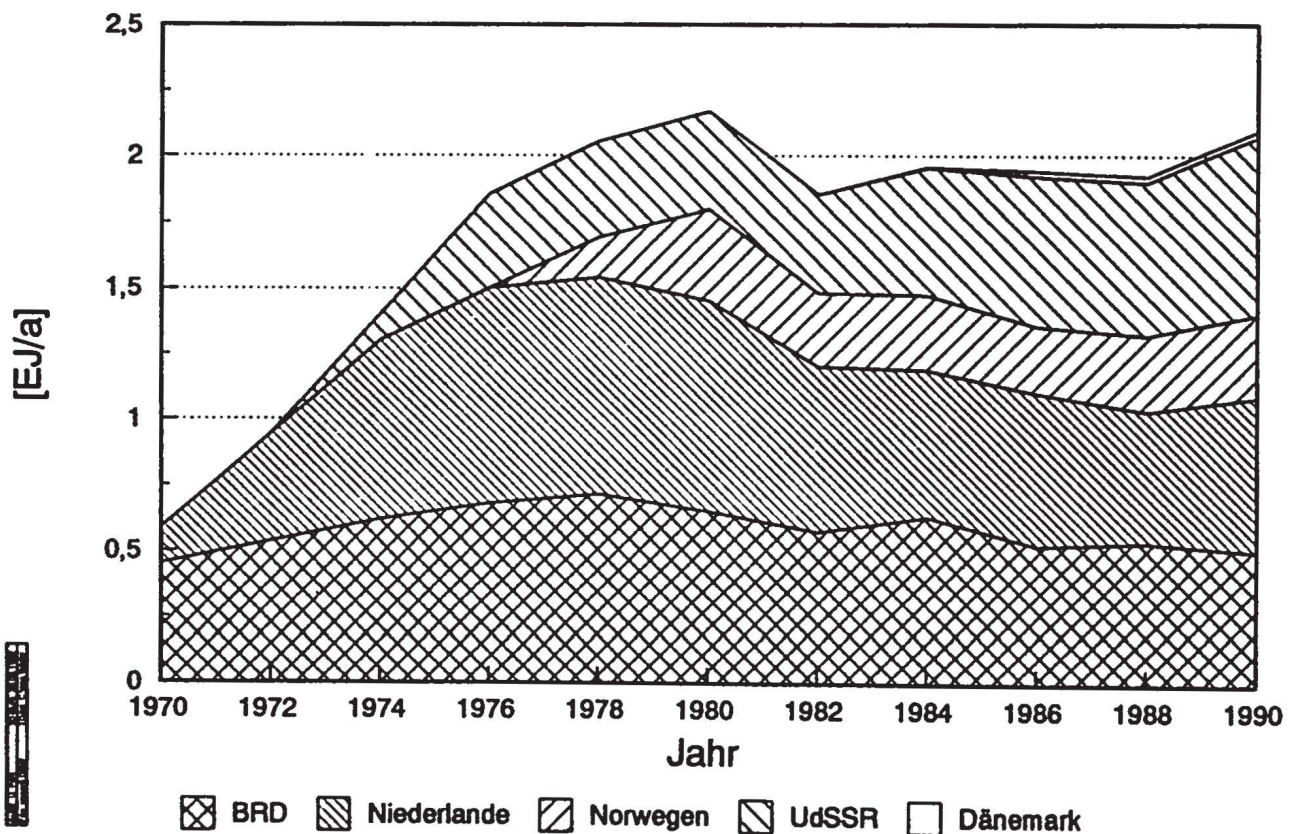


Abbildung 2.4-4: Importstruktur der alten Bundesländer in den Jahren 1970 bis 1990 /2.4-2, 2.4-19/



Derzeit basiert der westdeutsche Gasbezug immer noch auf dem Import aus den drei Nordseeländern Norwegen, Niederlande und Dänemark sowie aus der früheren Sowjetunion. Ab 1995 wird zusätzlich an LNG-Lieferungen aus Algerien gedacht /2.4-25/.

Zur Zeit bestehen zwischen der deutschen Gaswirtschaft und den verschiedenen Lieferländern folgende Lieferverträge:

1. Erdgasimport aus der Niederlande

- abgesicherte Bezugsmenge: 0,586 EJ/a mit einer Laufzeit bis 2013 /2.4-2/
- mögliche Aufstockung: Ruhrgas, BEB u.a 0,277 EJ/a bis 2013 /2.4-26, 2.4-27/

Die Aufstockung wird jedoch nur gewährt, wenn die Erdgasimporteure bereit sind, einen höheren Leistungspreis zu zahlen und dies nicht nur für die neu zu importierenden Mengen, sondern auch für die Altbezüge. Hier macht sich bereits der Übergang von einem Käufer- auf einen Verkäufermarkt beim Erdgas bemerkbar, auf den in Kapitel 2.4.6 noch näher eingegangen wird.

2. Erdgasimport aus der ehemaligen Sowjetunion

- abgesicherte Bezugsmenge: 0,674 EJ/a mit einer Laufzeit bis 2008 /2.4-19/;

3. Erdgasimport aus Dänemark

- vertraglich abgesicherte Bezugsmenge: 0,015 EJ/a mit einer Laufzeit bis 2003, Verlängerung kann als günstig betrachtet werden /2.4-2/;

4. Erdgasimport aus Norwegen

- vertraglich abgesicherte Bezugsmenge: 0,293 EJ/a mit einer Laufzeit über das Jahr 2020 hinaus /2.4-19/;
- 1986 wurde der Troll-Vertrag abgeschlossen, der bis zum Jahr 2020 eine zusätzliche jährliche Bezugsmenge von ca. 0,234 EJ/a (8 Mrd. m<sup>3</sup>/a) vorsieht, eine Lieferung aus diesem Vertrag ist ab 1993 vorgesehen /2.4-28/;
- 1990 wurde der Troll-Vertrag noch einmal um ca. 0,146 EJ/a (5 Mrd. m<sup>3</sup>/a) aufgestockt, wobei die Lieferung der Zusatzmengen ab Mitte der neunziger Jahre beginnen soll und der volle Lieferumfang um 2000 erreicht werden soll /2.4-29/;
- ab 2000 besteht die Option für eine weitere Aufstockung des Troll-Vertrages um ca. 0,146 EJ/a (5 Mrd. m<sup>3</sup>/a).

Damit stehen der westdeutschen Gaswirtschaft insgesamt folgende Gasbezugsmengen zur Verfügung:

1991: 1,732 EJ/a

2005: 2,225 EJ/a

2005: 2,371 EJ/a ( inkl. Troll-Optionen )

Neben der heimischen Gasförderung und der Stadtgaserzeugung wurde in der ehemaligen DDR Erdgas aus der Sowjetunion importiert. Während im Jahre 1989 noch 0,275 EJ/a aus der UdSSR bezogen wurden, waren es aufgrund des Rückgangs der industriellen Produktion in den fünf neuen Bundesländern im Jahr 1990 nur noch 0,231 EJ/a /2.4-3/. Ein Teil der Bezüge (0,152 EJ/a) war durch Regierungsabkommen aufgrund von Werklieferverträgen abgesichert. Die restlichen Mengen wurden jährlich auf Regierungsebene kontraktiert. Zur Sicherung der Erdgasbezüge aus der Sowjetunion haben bereits Verhandlungen begonnen, um die staatlichen Lieferverträge auf eine kommerzielle Basis zu stellen. Verhandlungen über Erweiterungen der Lieferungen sind geplant. Unter der Voraussetzung erfolgreicher Verhandlungen mit der Sowjetunion kann man davon ausgehen, daß derzeit ein Mindestbezug von 0,231 EJ/a als gesichert bezeichnet werden kann. Neben der Aufstockung der Importe aus der UdSSR ist es das Ziel der Gaswirtschaft, auch in den östlichen Bundesländern eine Diversifikation der Gasbezüge zu erreichen. In diesem Zusammenhang kann auch die derzeit laufende Verhandlung mit Norwegen über die Lieferung von zusätzlich 0,088 bis 0,146 EJ/a gesehen werden /2.4-20/.

#### 2.4.4.3      Zukünftige Deckung des Erdgasverbrauchs

Ausgehend von den zuvor beschriebenen Lieferverträgen und einer bis zum Jahr 2000 voraussichtlich auslaufenden Eigen- und Stadtgasproduktion in den fünf neuen Bundesländer /2.4-24/ ergibt sich für das gesamte Deutschland bei Ausschöpfung aller Optionen auf das norwegische Erdgas für das Jahr 2005 ein Gasaufkommen von 3,31 EJ/a (inklusive westdeutsche Eigenproduktion). Dabei ist davon auszugehen, daß zur Deckung des Erdgasverbrauches der neuen Länder jährlich eine Menge von 0,16 EJ aus den alten Ländern bezogen werden muß /2.4-20/.

Abbildung 2.4-5 stellt die aus heutiger Sicht für das Jahr 2005 bereits gesicherten Erdgasbezüge sowie die Eigengasförderung im Vergleich zu der Situation dar, in der alle derzeit bestehenden Optionen auf zusätzliche Lieferungen von Erdgas ausgeschöpft werden. Aus Abbildung 2.4-5 wird deutlich, daß über die derzeit vertraglich gesicherten Erdgasbezüge hinaus Möglichkeiten bestehen, den Erdgasimport zu erhöhen, wenn alle bestehenden Optionen auf zusätzliche Erdgaslieferungen aus Norwegen und den Niederlanden ausgeschöpft werden. Damit können beide Länder ihren Anteil am deutschen Erdgasimporten bis zum Jahre 2005 deutlich steigern.

Weitere Gasbezüge könnten durch die Aufstockung der Lieferungen sowjetischen oder norwegischen Erdgases in die fünf neuen Bundesländer, über die bereits Verhandlungen vorgesehen sind, gesichert werden. Insgesamt steht im Jahre 2005 eine Erdgasmenge von 3,31 EJ/a zur Verfügung. Demgegenüber wird - ohne verstärkten Einsatz von Erdgas im Bereich der Stromerzeugung - eine Nachfrage nach Erdgas im Bereich von 2,9 bis 3,4 EJ/a erwartet (vgl. Kapitel 2.4.3.2). Bewegt sich die Erdgasnachfrage im Bereich der oberen Bandbreite oder aufgrund eines zusätzlichen Einsatzes von Erdgas im Rahmen von Maßnahmen zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen noch darüber, dann sind weitere Erdgasmenngen zu beschaffen.

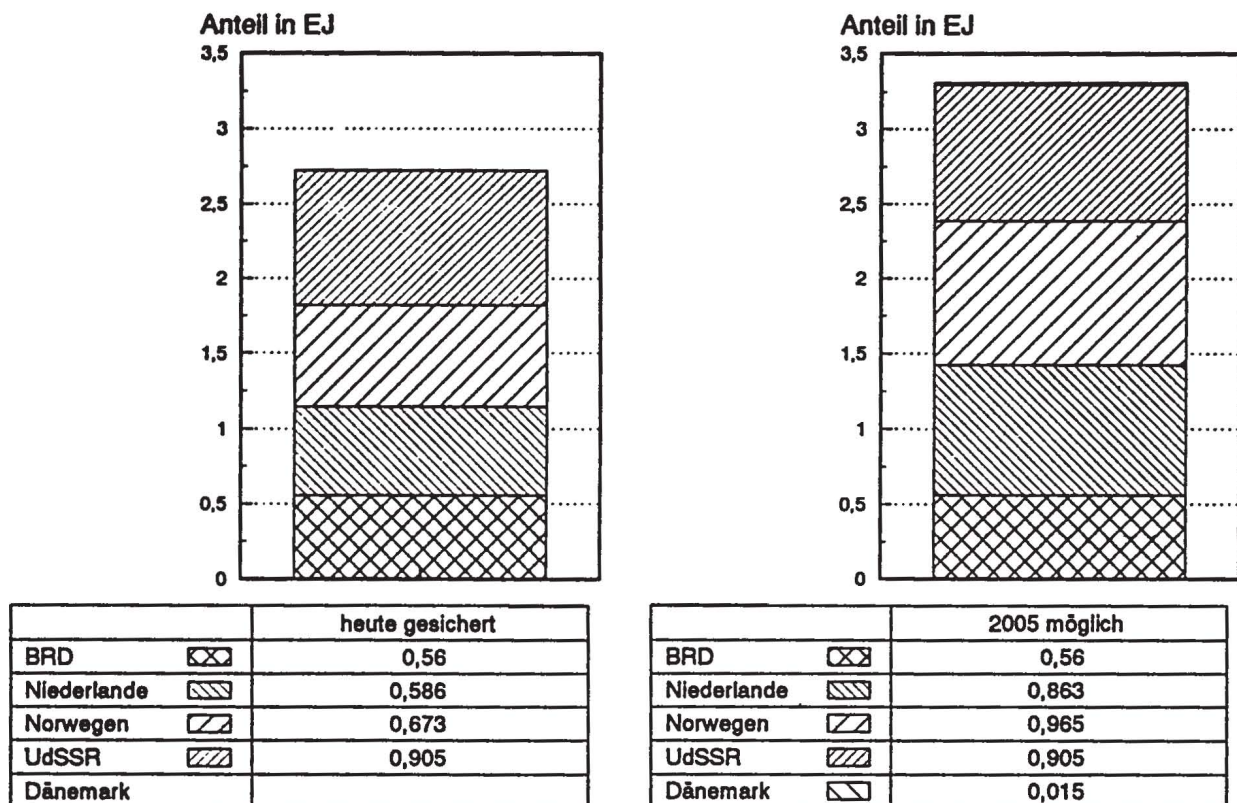


Abbildung 2.4-5: Eigengasproduktion und gesicherte bzw. mögliche Erdgasbezüge der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005

Während für die Bundesrepublik Deutschland und die übrigen Länder Westeuropas langfristig mit einem Rückgang der Erdgasförderung zu rechnen ist, stehen weltweit ausreichende Erdgasmenngen zur Verfügung, um eine steigende Nachfrage zu decken (vgl. Abbildung 2.4-2). Die Bundesrepublik Deutschland wird damit auch langfristig Möglichkeiten haben ,zusätzliche Erdgasmenngen zu beschaffen. Es wird davon ausgegangen, daß für die alten Bundesländer unter der Voraussetzung optimaler und zeitgerechter Investitionsplanung und Vertragsgestaltung Importmenngen von 6 EJ/a (ca. 165,4 m<sup>3</sup>/a) grundsätzlich technisch möglich sind [2.4-7].

Langfristig gesehen werden dabei sowohl die Sowjetunion (die politischen Begrenzungen des Importes sowjetischen Erdgases erscheinen nach den sich dort vollzogenen Veränderungen nicht mehr nötig zu sein), als auch Norwegen auch weiterhin große Teile des deutschen Erdgasbedarfes decken können. Bei weiter steigendem Verbrauch wird man aber bemüht sein müssen, rechtzeitig neue Vertragspartner zur Sicherung der Bezüge zu finden. Für die Bundesrepublik kommen hier neben Großbritannien auch die Länder Nordafrikas in Frage, wobei ein Transport in gasförmiger Form über Pipeline oder flüssig per Schiff denkbar ist.

Gegenüber heute ist es bis zum Jahr 2005 - unter Ausschöpfung aller bestehenden Optionen auf zusätzliche Erdgaslieferungen - möglich, um etwa die Hälfte höhere Erdgasmengen für die Bundesrepublik Deutschland zur Verfügung zu stellen. Diese zusätzlichen Mengen können nun auch zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingesetzt werden. Hiermit verbunden ist jedoch die Frage, in welchem Bereich der Einsatz dieser Erdgasmengen am effizientesten erfolgen kann. Zur Erreichung der bis zum Jahr 2005 gesteckten CO<sub>2</sub>-Verminderungsziele sind jedoch weitere Erdgasmengen erforderlich. Würde man beispielsweise versuchen, allein durch die Substitution der Energieträger mit höheren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (Braunkohle, Steinkohle, Mineralöle) durch Erdgas die angestrebte Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 30% gegenüber dem Jahr 1987 zu erreichen, so wäre bezogen auf die Primärenergieträgerstruktur des Jahres 1990 ein zusätzlicher Erdgaseinsatz von 8,6 EJ/a nötig. Damit ergibt sich ein gesamter Erdgaseinsatz in der Bundesrepublik Deutschland (neu) von 10,2 EJ/a, was gegenüber heute einer Steigerung um mehr als das Vierfache entspricht. Zur Bereitstellung dieser Erdgasmenge wäre ein Import von Erdgas in die Bundesrepublik - unter der Voraussetzung einer gleichbleibenden heimischen Förderung - von 9,64 EJ/a nötig. Die damit einzuführende Erdgasmenge liegt dann um mehr als die Hälfte höher, als die in /2.4-7/ angegebene Importobergrenze von 6 EJ/a. Dies deutet darauf hin, daß allein durch den verstärkten Einsatz von Erdgas in der Energiewirtschaft die gesteckten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele wohl nicht erreicht werden können.

#### 2.4.4.4 Gasversorgungsstruktur

Die Gasversorgung der alten Bundesländer basiert auf drei Versorgungsstufen, die unterschiedlichen Aufgaben gerecht werden müssen.

##### 1. Erdgasfördergesellschaften

- Beschaffung von Erdgas durch inländische Förderung oder durch Import von ausländischen Produzenten,
- Verteilung und Verkauf an untergeordnete Versorgungsstufen bzw. Großkunden,
- Abnahmeverpflichtung gegenüber Produzenten aufgrund langjähriger Lieferverträge.

## 2. Ferngasgesellschaften (Großversorgungsstufe)

- Import von Erdgas oder Bezug von inländischen Vorlieferanten
- Bereitstellungspflicht in Abhängigkeit des jeweiligen Bedarfes der Abnehmer (untergeordnete Versorgungsstufen oder Großkunden) an den vertraglich vereinbarten Übernahmestellen,
- Zwischenspeicherung des Erdgases zum Ausgleich der stark schwankenden Nachfrage;
- keine Belieferung von Endverbrauchern.

## 3. Regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen (Ortsgasstufe)

- bedarfsgerechte Lieferung an den Kunden,
- Dienstleistungen (z.B. Energieberatung).

Häufig treten die Gasversorgungsunternehmen als Querverbundunternehmen auf, d. h., daß sie sowohl die Versorgung mit Gas als auch jene mit Strom und Fernwärme übernehmen.

Während in den alten Bundesländern insgesamt 14 Ferngas- und 3 Erdgasfördergesellschaften sowie 529 regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen bestehen, verfügt Baden-Württemberg mit der GVS nur über ein Unternehmen der Großversorgungsstufe, jedoch über 105 regionale und örtliche Versorgungsstufen /2.4-30/. In den neuen Bundesländern, deren Gaswirtschaft früher durch das Ministerium für Kohle und Energie zentral geleitet wurde, soll zukünftig eine Struktur, wie sie sich in den alten Ländern bewährt hat, entwickelt werden. Erste Schritte dazu sind bereits durchgeführt worden, indem die Verbundnetz Gas AG (VNG) im Juli 1990 als selbstständiges Ferngasunternehmen gegründet wurde.

### 2.4.4.5 Gasversorgung Baden-Württembergs

Mit der GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH) verfügt Baden-Württemberg nur über eine Ferngasgesellschaft. Neben der Beschaffung von Erdgas von außerhalb der Landesgrenzen liegt ihre zentrale Aufgabe in der Verteilung des Gases auf die unteren Ebenen der Gasversorgung (Ortsgasstufen). Sie versorgt über 50 % aller selbstständigen Städte und Gemeinden des Landes bzw. deren Stadtwerken mit Erdgas.

Die GVS bezieht ihr Erdgas zu 97 % von der Ruhrgas AG und damit indirekt von deren Vertragspartnern aus dem Bundesgebiet, den Niederlanden, Norwegen und der früheren UdSSR /2.4-31/. Die restlichen 3 % der Gasbezüge der GVS stammen von anderen Gasversorgungsstufen Deutschlands (Bodenseekonsortium, Hauerzkonsoortium, Wintershall AG). 1990 wurde der bisher

letzte Vertrag mit der Ruhrgas AG abgeschlossen, der für die GVS eine Erhöhung des Gasbezuges auf 0,248 EJ/a und eine Verlängerung der Vertragsdauer bis zum Jahr 2008 vorsieht. Diese vertraglich festgesetzten Bezüge sind für die kommunale Gasversorgung vorgesehen, während der GVS für Sonderkunden (Großabnehmer wie z. B. Industrie) zusätzlich bis zu 0,04 EJ/a zur Verfügung stehen. Im Vergleich zum Jahre 1990, wo die GVS insgesamt eine Erdgasmenge von 0,22 EJ/a von der Ruhrgas AG bezogen hat, kann die GVS damit im Jahr 2005 mit einer um 31 % höheren Bezugsmenge rechnen. Zum gleichen Zeitpunkt steht der Bundesrepublik Deutschland (neu) unter Betrachtung der bisher gesicherten Verträge und der Eigengasproduktion gegenüber dem Jahr 1990 eine um 19 % höhere Erdgasmenge zur Verfügung (unter Ausschöpfung aller bestehenden Optionen auf zusätzliche Erdgaslieferungen ist eine Erhöhung des Erdgasaufkommens um 44,5 % gegenüber 1990 möglich (vgl. Kapitel 2.4.4.3)).

Nach Angaben der Gaswirtschaft Baden-Württembergs erscheint es darüber hinaus möglich zu sein, bis zum Jahr 2005 eine zusätzliche Gasmenge von jährlich 52,7 bis 70,3 PJ (1,5 bis 2,0 Mrd. m<sup>3</sup>) zu beschaffen, dies entspricht 18 bis 24 % der bereits heute vertraglich gesicherten Bezüge.

#### **2.4.5 Infrastruktur**

Derzeit werden nur 14 % des Welterdgases international gehandelt, wobei 75 % dieses Erdgases über Pipelines verteilt werden. Der Transport in flüssiger Form als LNG (Liquefied Natural Gas) spielt, obwohl technisch ausgereift, derzeit nur eine untergeordnete Rolle.

Im folgenden wird zunächst auf die Einbindung Deutschlands in die bestehende europäische Infrastruktur eingegangen und anschließend das Leitungsnetz auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland unter besonderer Betrachtung Baden-Württembergs erläutert. Die für den Erdgas-transport und die Erdgasverteilung notwendigen Elemente werden kurz angesprochen und letztendlich Ausbaumaßnahmen für die Bewerkstelligung des Transportes einer zukünftig höheren Erdgasmenge genannt.

##### **2.4.5.1 Internationale Einbindung Deutschlands in die bestehende europäische Infrastruktur**

Im Rahmen der westeuropäischen Infrastruktur übernimmt der Europäische Erdgasverbund (vgl. Abbildung 2.4-6), in dem sich die enge gaswirtschaftliche Zusammenarbeit in Westeuropa widerspiegelt, eine wichtige Rolle ein. Seine Hauptaufgaben sind die Erhöhung der Versorgungssicherheit und die wirtschaftliche Optimierung der Gasströme. Durch die Beteiligung

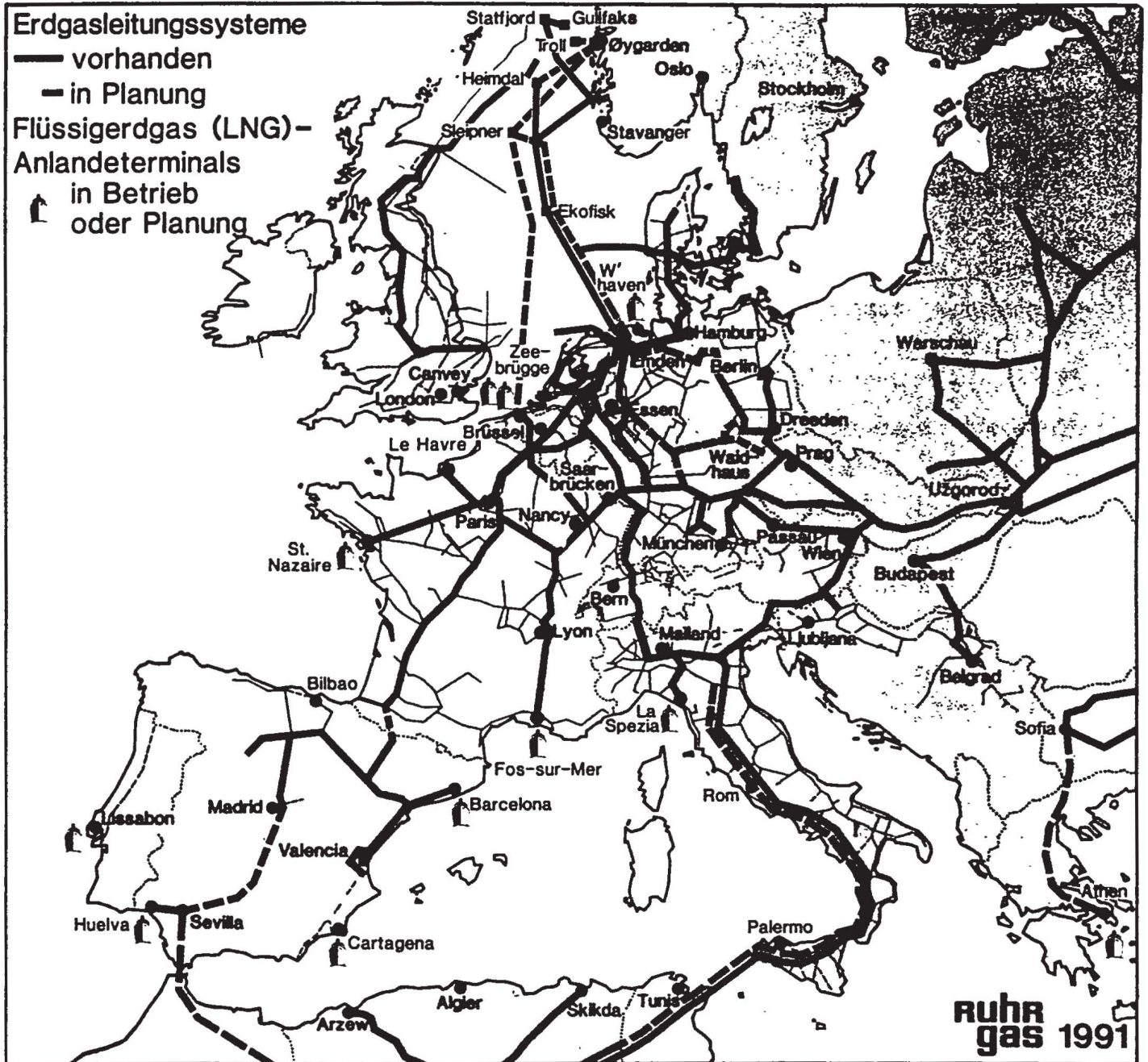


Abbildung 2.4-6: Europäischer Erdgasverbund /2.4-19/

mehrerer Bezieherländer aus dem Verbundgebiet lassen sich damit auch Großprojekte der Erdgasbeschaffung verwirklichen.

Innerhalb des Verbundes sind die Haupttransportleitungen der Bundesrepublik Deutschland mit den Leitungssystemen der benachbarten Energieliefer- und verbraucherländer verknüpft. Über die Anschlußstellen des Verbundnetzes an die Transportsysteme der Erdgaslieferländer (landverlegte Pipeline von Sibirien in die alten Bundesländer, Unterwasserpipeline aus den Offshore-Gebieten Norwegens zum europäischen Festland, Pipelineverbindung über Sizilien nach Nordafrika), sind für die Bundesrepublik die technischen Voraussetzungen geschaffen, um die gewünschte Diversifikation der Erdgasbezugsquellen zu erreichen.

Über die Pipelineversorgungssysteme hinaus ist für Deutschland ein Flüssigerdgasterminal (Wilhelmshaven) geplant, welches die Einbindung von LNG-Lieferungen aus Nordafrika (z. B. Algerien) in das deutsche Erdgasnetz übernehmen kann.

#### 2.4.5.2 Das Leitungsnetz auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland

Die Bundesrepublik Deutschland verfügt über ein weitverzweigtes Pipelinesystem (vgl. Abbildung 2.4-7) von in etwa 255.000 km Länge (alte Bundesländer: 212.000 km /2.4-1/, neue Bundesländer: 43.000 km /2.4-3/), das sich in vier Kategorien einteilen läßt (DN = Nenndurchmesser, P = Druck):

- **Haupttransportschienen**  
DN > 600 mm, P > 67,5 bar  
Aufgabe der Haupttransportschienen ist die Fernverteilung innerhalb des Landes und die Anbindung an die internationalen Versorgungsleitungen; sie übernehmen gleichzeitig eine Pufferfunktion (Leitungspufferung).
- **Hochdruckverbundnetz**  
P > 1 bar  
Das Hochdruckverbundnetz ist ein stark verästeltes und vermaschtes Netz für die Grobverteilung auf regionaler und örtlicher Ebene.
- **Mitteldrucknetz**  
0,1 < P < 1,0 bar  
Das Mitteldrucknetz hat die Aufgabe der Grobverteilung.



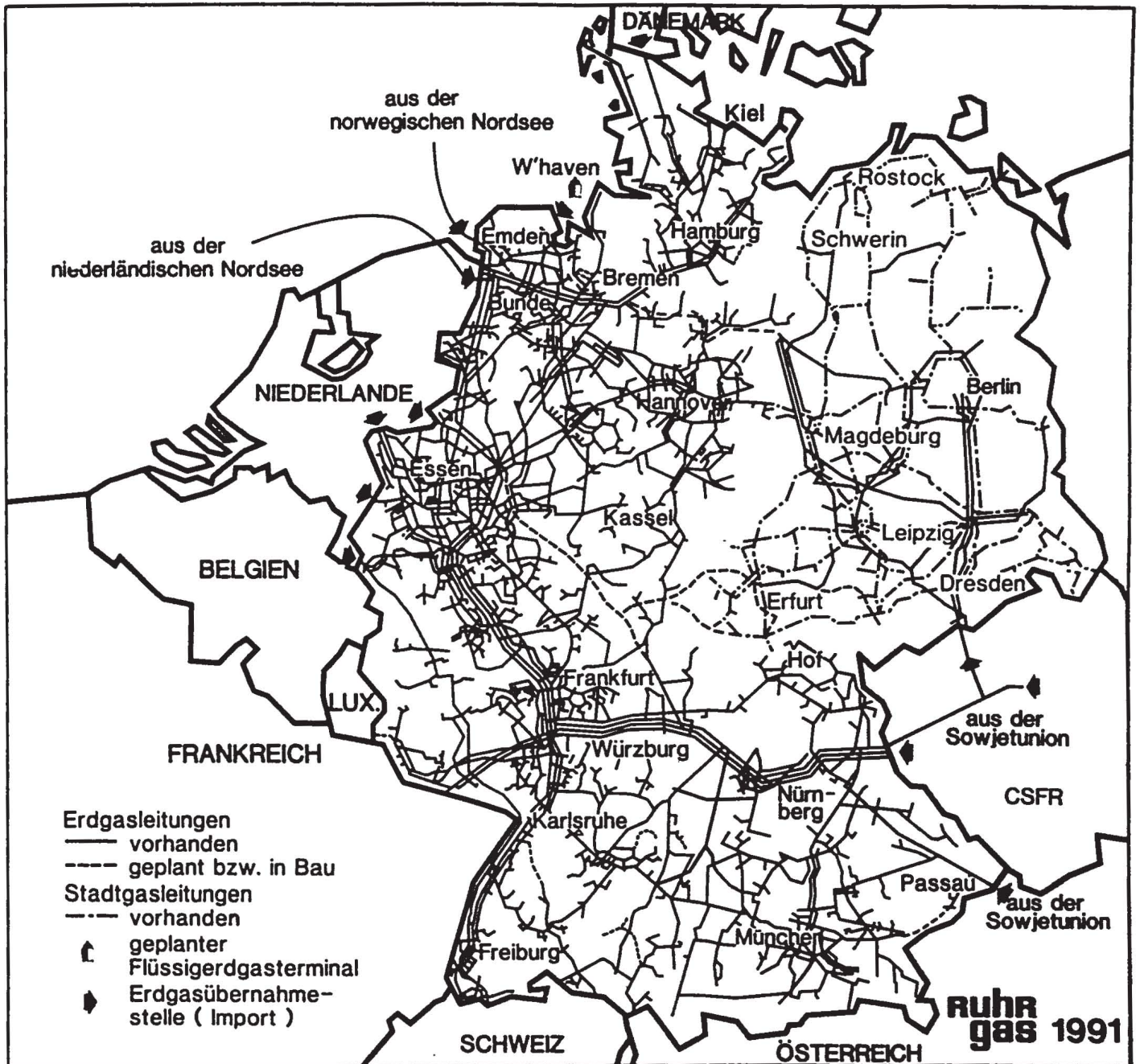


Abbildung 2.4-7: Gasleitungen in der Bundesrepublik Deutschland /2.4-19/

- **Niederdruckverteilungsnetz**

$P < 0,1$  bar

Das Niederdruckverteilungsnetz übernimmt die Feinverteilung auf örtlicher Ebene und verfügt über eine hohe latente Kapazitätsreserve.

Während man in den alten Bundesländern von einem gut ausgebauten Fernverteilungsnetz sprechen kann, müssen in den fünf neuen Bundesländern, in denen derzeit drei verschiedene Gasnetze bestehen (inländisches Erdgas, Stadtgas, Importerdgas), die Leitungen zunächst auf Erdgas umgestellt werden, um das ganze Gebiet mit heimischem oder importiertem Erdgas versorgen zu können. Maßnahmen hierzu wurden bereits eingeleitet /2.4-32/. Mittelfristig wird das ostdeutsche Gasnetz vollständig an den europäischen Erdgasverbund angebunden werden. Mit der Fertigstellung der Gasleitung Vitzeroda-Zwickau, mit der im Herbst 1992 gerechnet wird, werden Thüringen und Westsachsen an das europäische Verbundnetz angeschlossen sein /2.4-33/.

2.4.5.3 Das Leitungsnetz Baden-Württembergs

Alle großen Regionen Baden-Württembergs sind durch Fernleitungen für die Versorgung mit Erdgas erschlossen. Rund 500 der 1.111 Städte und Gemeinden innerhalb des Landes sind bereits heute erdgasversorgt. Tabelle 2.4-7 gibt die Anzahl der an das Erdgasnetz Baden-Württembergs angeschlossenen Kunden in den verschiedenen Verbrauchergruppen wieder.

Tabelle 2.4-7: Anzahl der Kunden in den Verbrauchergruppen innerhalb Baden-Württembergs. /2.4-30/

Verbrauchergruppe	Anzahl der Kunden
Industrie	7.738
Elektrizitätsversorgung	56
private Haushalte	903.103
Handel, Land- und Forstwirtschaft	32.852
Gebietskörperschaften	9.416
Fernwärmeversorgung	99.985
sonstige Abnehmer	12.670
Summe aller Abnehmer	1.065.820

Insgesamt sind in Baden-Württemberg 1.065.820 Kunden an das Erdgasnetz angeschlossen. Mit 903.103 Kunden bilden die Haushalte die größte Verbrauchergruppe. Obwohl die Anzahl der

Industriekunden im Vergleich zum Haushaltssektor oder dem Bereich der Fernwärmeversorgung gering ist, hat diese Verbrauchergruppe einen Anteil von 30,3 % am gesamten Erdgasverbrauch Baden-Württembergs (vgl. Abbildung 2.4-1).

Die große Zahl der angeschlossenen Haushalte deutet bereits auf die notwendige Feinmaschigkeit des Verteilungsnetzes innerhalb des Landes hin. Das Leitungsnetz Baden-Württembergs (vgl. Abbildung 2.4-8) umfaßt insgesamt 22.712 km und setzt sich im einzelnen zusammen aus /2.4-1/:

- Hochdruck-Netz (  $P > 1,0$  bar ) 6.675 km
- Mitteldruck-Netz (  $0,1 < P < 1,0$  bar ) 3.489 km
- Niederdruck-Netz (  $P < 0,1$  bar ) 12.188 km

Das Hochdrucknetz Baden-Württembergs liegt im Zentrum des europäischen Verteilungsnetzes, womit sich der Vorteil kurzer Verbindungswege zu den Haupttransportleitungen des europäischen Verbundes ergibt.

#### 2.4.5.4 Elemente des Erdgastransportes und der Erdgasverteilung

Neben den Transporteinrichtungen (Pipeline) selber, sind noch eine Reihe anderer Elemente für den Transport und die Verteilung des Erdgases notwendig, die im folgenden unter Angabe ihrer Hauptaufgaben aufgelistet sind:

- Verdichterstationen (Überwindung der inneren Reibung und der Wandreibung),
- Untertagespeicher (Kavernen- oder Porenspeicher für den saisonalen Ausgleich der Erdgasabnahme),
- Reduzieranlagen (Druckanpassung an den Übergangsstellen der Leitungssysteme),
- Regel-, Meß- und Gasmischeinrichtungen,
- Anlagen zur örtlichen Spitzenbedarfsdeckung.

#### 2.4.5.5 Ausbaumaßnahmen

Die Kapazitäten der Fernleitungssysteme (Bundesrepublik Deutschland, westeuropäischer Verbund) sind aus wirtschaftlichen Gründen eng an den zu erwartenden Absatz gekoppelt. Daraus resultiert das Vorhandensein von nur geringen Überkapazitäten. Abhängig von den in Zukunft europaweit zunehmenden Erdgasbezügen ist das Verteilungssystem rechtzeitig anzupassen.

Derzeit befinden sich zwei weitere Unterwasserpipelines, die die norwegischen Offshore-Erdgasfelder mit dem europäischen Kontinent verbinden sollen, in Planung und sollen 1993 bzw.



Abbildung 2.4-8: Erdgasleitungsnetz in Baden-Württemberg /2.4-31/

1995 in Betrieb gehen. Zur weiteren Anbindung (über Leitungen) Nordafrikas (bisher bezieht nur Italien nordafrikanisches Erdgas) an den europäischen Erdgasmarkt ist eine weitere Pipeline zwischen Tunesien und Sizilien sowie eine Pipeline zwischen Spanien und Marokko (bei Gibraltar) in Planung. Mit dem Bau weiterer Flüssigerdgasterminals können zudem die Voraussetzungen für eine Ausweitung der LNG-Tankerlieferungen nach Westeuropa erfüllt werden.

Grundsätzlich haben die Erfahrungen der letzten Jahre gezeigt, daß Pipelines über große Entfernungen ohne technische Probleme in kurzer Zeit gebaut werden können (z. B. Bau eines über 5.000 km langen Leitungssystems innerhalb von fünf Jahren von Westsibirien in die BRD). Die kommenden Aufgaben der Gaswirtschaft bezüglich eines Ausbaus der Gasfernleitungen sind technisch demnach lösbar, bedingen aber eine zeitgerechte und sich jederzeit am Bedarf orientierende Investitionsplanung sowie Vertragsgestaltung. Dies gilt nicht nur für die Fernleitungen innerhalb des europäischen Verbundnetzes, sondern auch für die Transportleitungen auf nationaler Ebene. Zusätzlich zu den Fernleitungen sind bei gesteigerter Nachfrage auch die regionalen Transportkapazitäten auszubauen und weitere Leitungen für neue Abnehmer zu erstellen. Grundsätzlich sind bei diesen Erweiterungen keine technischen oder organisatorischen Probleme zu erwarten. Der weitere Ausbau des Erdgasnetzes ist auf der Ebene der Feinverteilung jedoch mit Problemen behaftet, da zunehmend ländliche und damit weniger dicht besiedelte Gebiete erschlossen werden müssen. Dies wird zwangsläufig zu höheren spezifischen Transport- und Verteilungskosten führen.

Sollte Erdgas zukünftig in Baden-Württemberg verstärkt zur Stromerzeugung genutzt werden, so müssen die Kraftwerksstandorte an das Gasnetz angeschlossen werden bzw. bestehende Gasleitungen ausgebaut werden. Dies betrifft im wesentlichen die Kraftwerksstandorte Mannheim, Karlsruhe, Heilbronn, Stuttgart und Altbach. Eine Möglichkeit zur Realisierung der zusätzlichen Gasbeschaffung besteht für die Gaswirtschaft des Landes in der Ausschöpfung der freien Kapazitäten der Gaspipeline (MIDAL), die die Wintershall AG bis Ende 1993 zur Versorgung der BASF baut (Verträge werden aber erst mit einem Vertragsbeginn nach dem 1.10 1994 angeboten). In einer ersten Ausbaustufe ist hier die Schaffung einer Transportkapazität von 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a vorgesehen, die in einer zweiten Stufe noch einmal verdoppelt werden soll. Damit könnten die Kraftwerksstandorte im nordwestlichen Teil des Landes auf kurzem Wege mit ausreichenden Mengen an Erdgas versorgt werden. Zur Versorgung des Kraftwerksstandortes Heilbronn und der Region Stuttgart wäre jedoch eine Anschlußleitung nötig, deren Kosten die Gaswirtschaft des Landes mit 200 bis 250 Mio. DM veranschlagt.

Darüber hinaus besteht für Baden-Württemberg die Möglichkeit einer Erdgasbeschaffung aus dem Nahen Osten. Die Wintershall AG verfügt hier über Beteiligungen (z. B. in Katar). Der Erdgastransport müßte dann teilweise auf dem Seewege, d. h. über LNG-Lieferungen, erfolgen.

Ein derartiger Erdgasbezug würde für Baden-Württemberg neu sein, da Erdgas bisher ausschließlich aus dem Norden bezogen wird.

#### **2.4.6 Erdgaspreise**

Die Entwicklung der Verbraucherpreise sowie die Preisrelation zu anderen Energieträgern entscheidet über den zukünftigen Einsatz von Erdgas. Deshalb werden im folgenden zunächst die Grundlagen der Preisbildung für Erdgas erläutert sowie die heutigen Tarifstrukturen und Gaspreise genannt. Anschließend wird versucht, einen Ausblick auf die Entwicklung des Erdgaspreises bis zum Jahr 2005 und darüber hinaus zu geben.

##### **2.4.6.1 Preisbildung**

Generell ist die Bildung der Verbraucherpreise marktorientiert. Als Ausgangspunkt für die Preisbildung der Gasversorgungsunternehmen gegenüber ihren Kunden ist die Wettbewerbssituation auf dem Wärmemarkt anzusehen. Da sich diese örtlich unterscheiden kann, können sich in Abhängigkeit vom Versorgungsgebiet unterschiedliche Preise einstellen.

Die Bildung des Preises für Erdgas erfolgt nach der "**Philosophie des anlegbaren Preises**". Nach diesem Prinzip wird der anlegbare Preis für Erdgas in einer Vergleichsrechnung bestimmt, die neben dem Wärmeäquivalenzpreis die quantifizierbaren Verwendungsvor- und -nachteile im Verhältnis zu der günstigsten Versorgungsalternative einschließt. Derartige Verwendungsvor- oder -nachteile können insbesondere bei Investitions- und/oder Betriebskosten etwa gegenüber Heizöl oder Kohle bestehen /2.4-37/. Als Konsequenz der Preisfindung nach dem Anlegbarkeitsprinzip auf den Endverbrauchermärkten kann die Gaswirtschaft den inländischen Produzenten und den ausländischen Erdgaslieferanten nur den Preis zahlen, der unter Berücksichtigung der Anteile des Erdgases in den einzelnen Verbrauchssektoren einen wirtschaftlichen Gesamtabsatz ermöglicht. Dazu gehört auch die Abdeckung der im Verbraucherland entstehenden Transport-, Speicher- und Verteilungskosten.

Zwischen den einzelnen Stufen der Gasversorgungsunternehmen (inländische und ausländische Lieferanten; überregionale, regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen) werden langfristige Verträge abgeschlossen (bis zu 20 a), so daß eine Regelung zur Anwendung kommen muß, die den Gaspreis an die sich laufend ändernde Wettbewerbssituation anpaßt.

In der Gaswirtschaft findet in der Regel die sogenannte Heizölklausel als eine automatisch wirkende Preisanpassungsklausel Verwendung. Die Preisanbindung erfolgt damit an das in weiten Einsatzbereichen als Hauptkonkurrent zum Erdgas anzusehende Heizöl. Damit ist eine

Verbindung zum Wärmemarkt hergestellt. In Ausnahmefällen kommt in der Industrie auch alternativ zur Heizölklausel eine Kohlepreisanbindung zur Anwendung.

Über die Heizölklausel wird der Arbeitspreis des Erdgases mit dem Preis des leichten Heizöls verknüpft. In Ausnahmefällen besteht noch die früher übliche Verknüpfung des Erdgasarbeitspreises mit den jeweils geltenden Preisen sowohl des leichten als auch des schweren schwefelarmen Heizöls. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen der relativen (multiplikative Verknüpfung) und der absoluten (additive Verknüpfung) Preisanbindung, wobei letztere seit den achtziger Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen hat /2.4-34/. Die Preisanpassung erfolgt dabei in vertraglich bestimmten Zeitabständen. Nachfolgend ist beispielhaft eine absolute Verknüpfung des Erdgasarbeitspreises an den Heizölpreis aufgeführt:

$$P = P_0 + 0.08188 * (HEL - HEL_0) \text{ [Pf/kWh]}$$

wobei:        P        = aktueller Erdgaspreis  
                  P<sub>0</sub>        = Erdgaspreis zum Zeitpunkt t<sub>0</sub>  
                  HEL        = aktueller Preis des leichten Heizöls  
                  HEL<sub>0</sub>      = Preis des leichten Heizöls zum Zeitpunkt t<sub>0</sub>

Neben dem oben dargestellten Arbeitspreis wird noch ein Leistungspreis berechnet, der sich aus einem festen Teil und einem variablen Teil zusammensetzt, wobei letzterer gebunden ist an die Entwicklung des Lohn- und Investitionsgüterindices.

Eine zukünftig erhöhte Nachfrage nach Erdgas macht einen Ausbau des Leitungssystems notwendig, womit hohe Investitionen verbunden sind. Für den Bau bestimmter aufwendiger, neuer Ferntransportleitungen (z. B. aus Ländern, die momentan noch nicht zur Erdgasversorgung beitragen, oder solchen, die eine große Transportentfernung nach sich ziehen) kann es dabei zukünftig nötig sein, daß sich auch die europäischen Gasimporteure an den upstream-Kosten, d. h. den Kosten für den Transport ab Feld, und eventuell an den Kosten zur Erschließung und Förderung von Feldern beteiligen müssen.

Die Ausbildung der Erdgaspreise nach dem Prinzip der Anlegbarkeit ist für die Erdgasproduzenten nur auf Dauer akzeptabel, wenn sich Preise erzielen lassen, die über ihren Kosten (Förderung, Aufbereitung und Transport) liegen und einen angemessenen Gewinn ermöglichen. Die Erschließung neuer Erdgasfelder und der Bau neuer Ferntransportleitungen (z. B. Transport aus den neu zu erschließenden großen sowjetischen Erdgasfeldern Jamal-Halbinsel oder Shtockmanovskoye) führt jedoch zu höheren Kosten, die sich mit dem derzeit geringen Niveau des Erdgaspreises nicht ausgleichen lassen. Um dem Verbraucher dennoch marktgerechte Preise

anbieten zu können, ist für die Verwirklichung solcher Projekte eine Änderung der politischen Rahmenbedingungen notwendig. Als erster Schritt könnte hier z. B. die Abschaffung oder Verringerung der Erdgassteuer (die Erdgassteuer gilt seit dem 1.7.1992 fortlaufend) erfolgen, die in der Bundesrepublik Deutschland deutlich höher liegt als im europäischen Vergleich und damit für eine Benachteiligung der deutschen Erdgasimporteure sorgt.

Die Schaffung und Einführung einer europäischen Energiegemeinschaft (unter Einbindung der ehemaligen Sowjetunion), deren Ziele der Ausbau der Kooperationen der europäischen Energiewirtschaft sowie der optimale Einsatz der Energie und der Schutz der Umwelt sind /2.4-18/, kann in diesem Sinne als vorteilhaft bezeichnet werden, da sie zu einer gemeinsamen Durchführung von Großprojekten führen kann und damit die Last derartiger Investitionen auf mehrere Schultern verteilt wird. Die europäische Energiegemeinschaft, die auch unter dem Namen europäische Energiecharta bekannt geworden ist, verfolgt eine energiewirtschaftliche Zusammenarbeit auf breiter Basis mit mittel- und langfristiger Orientierung zum Nutzen von Ost und West. Eine der wesentlichen Aufgaben der Energiecharta wird dabei darin bestehen, die politischen Rahmenbedingungen zu schaffen, um den Unternehmen für die zukünftig anstehenden Investitionen den notwendigen politischen Schutz zu gewähren.

#### 2.4.6.2      Tarifstruktur und heutige Gaspreise

Innerhalb der Gaswirtschaft wird das Erdgas für Kunden mit Klein- oder Kleinstverbräuchen (insbesondere trifft dies auf die Haushalte zu) nach Tarifen abgerechnet. Die Gasversorgungsunternehmen sind verpflichtet, mindestens zwei Pflichttarife, einen Kleinverbrauchs- und einen Grundpreistarif, anzubieten. Der Grundpreistarif besteht aus einem Grund- und einem Arbeitspreis und entspricht in seiner Struktur der Elektrizitätsversorgung. Der Grundpreis soll dabei einen Teil der Fixkosten der Gasversorgung decken. Der Kleinverbrauchstarif besteht hingegen aus einem Meßpreis und einem Arbeitspreis. Er hat die Funktion, Kunden mit geringem Energiebedarf einen geringen Bezug kostengünstig ohne Grundpreisbelastung zu ermöglichen. Der Arbeitspreis wird in der Regel hoch sein, da er den Fixkostenanteil enthält. Darüber hinaus können weitere Tarife angeboten werden, wobei der Kunde das Wahlrecht zwischen den Tarifen hat.

Kunden mit größeren Verbräuchen zählen zu den Sondervertragskunden, mit denen ein individueller Preis mit Preisanpassungsklausel vereinbart wird. Hauptsächlich sind dies Industriebetriebe, aber auch Gewerbe und Haushalte, für die kein Tarif zur Heizgasversorgung angeboten wird. Für Großabnehmer (z. B. Kraftwerke) besteht zudem die Möglichkeit zum Abschluß von "Verträgen über unterbrechbare Lieferungen", die dem Kunden Sonderkonditionen einräumen, wenn er dem Erdgaslieferanten das Recht einräumt, die Lieferung unter bestimmten Bedingungen zu unterbrechen.



Aufgrund der Anpassung des Erdgaspreises an den Preis des Heizöls, ist er ständigen Schwankungen unterlegen. Tabelle 2.4-8 stellt die Entwicklung der durchschnittlichen (auf das Jahr bezogen) Verbraucherpreise (Arbeitspreis) für die letzten zwanzig Jahre für Haushalts- und Industriekunden am Beispiel der alten Bundesländer dar.

In Tabelle 2.4-8 wird noch einmal deutlich, daß die Verbraucherpreise von Industrie- und Haushaltskunden stark voneinander abweichen. Ebenso wird die zeitliche Schwankung der Verbraucherpreise deutlich. Seit Mitte der achtziger Jahre, wo der Gaspreis ein Maximum erreichte (korrespondierend mit dem gleichzeitig auftretenden Maximum des Heizölpreises) sank der Gaspreis bis zum Ende des letzten Jahrzehnts. Seit 1989 ist wieder eine leichte Erhöhung des Gaspreises zu verzeichnen, mit 16,42 DM/GJ für die Haushalte und 8,6 DM/GJ für Industriekunden lag der Arbeitspreis des Erdgases im Jahr 1990 aber um etwa 30 % bzw. 40 % unterhalb dem Niveau des Jahres 1985.

Tabelle 2.4-8: Verbraucherpreisentwicklung (Arbeitspreis) von 1970 bis 1990 für die Bundesrepublik Deutschland (alt) in DM/GJ<sub>1985</sub> /2.4-36/

Jahr	1970	1973	1979	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Haushalte (m. MWST)	8,87	9,02	13,4	16,14	23,37	21,45	15,27	14,61	15,51	16,42
Industrie (o. MWST)	2,01	2,44	5,86	7,55	14,42	11,31	7,28	6,58	7,16	8,60

### 2.4.6.3 . Preisentwicklung

Grundsätzlich ist die zukünftige Entwicklung des Gaspreises schwierig zu beurteilen. Dies liegt daran, daß die Gaspreise sich weniger nach ihren Produktions-, Förder-, Transport- und Verteilungskosten richten, sondern entsprechend dem gegenwärtigen Preisbildungsmechanismus von den Preisen der Mineralölprodukte abhängen und demzufolge wie diese starken Schwankungen (z. B durch politische Spannungen, Oligopolstrukturen auf dem Weltölmarkt) unterworfen sind. Aber selbst die Produktionskosten können nicht eindeutig vorausgesagt werden, da sie von verschiedenen Faktoren abhängen, die ebenfalls nur abgeschätzt werden können, sich gegenseitig beeinflussen und damit Unwägbarkeiten nach sich ziehen. In diesem Zusammenhang sind zu nennen:

- allgemeine Wirtschaftsentwicklung und Energiepreisniveau,
- Erdgasressourcen und -reserven,
- Lagerstättenbedingungen,
- Weiterentwicklungen der Produktionstechniken.

Hinsichtlich der Betrachtung der Preisentwicklung muß zwischen Erdgas aus heimischer Förderung und importiertem Erdgas unterschieden werden. Für die bereits bekannten heimischen Gasvorräte wird von Produktionskosten (ohne Förderabgaben und sonstige Steuern, Kostenstand 1987) von 2 bis 5 DM(87)/GJ ausgegangen [2.4-7]. Da in Zukunft verstärkt mit einer Förderung aus den tiefer liegenden Schichten des Rotliegenden gerechnet werden muß, werden die Kosten der Produktion des noch zu entdeckenden Erdgases durch die Kosten des Tiefbohrens bestimmt und mit 9 DM(87)/GJ veranschlagt. Abbildung 2.4-9 gibt die geschätzten Produktionskosten über die gesamten Erdgasvorkommen der Bundesrepublik Deutschland wieder.

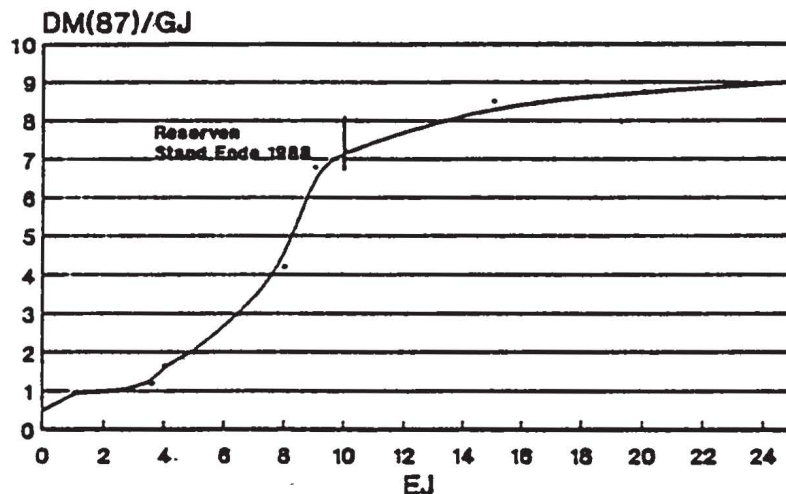


Abbildung 2.4-9: Geschätzte Produktionskosten für die konventionellen Erdgasreserven und Ressourcen der Bundesrepublik Deutschland (ohne Förderabgaben und sonstige Steuern) [2.4-7]

Für das Jahr 2005 wird bei einem möglichen Förderpotential von 0,56 bis 0,63 EJ/a von Förderkosten in der Größenordnung von 7 bis 8 DM(87)/GJ ausgegangen (vgl. Abbildung 2.4-9). Diese Kostenangaben sind jedoch sehr spekulativ, da sie mit den erwähnten Unsicherheiten behaftet sind und von daher nur als eine bestmögliche Schätzung zu verstehen sind [2.4-7]. Es zeichnet sich jedoch die Tendenz ab, daß bei dem derzeitigen Reservenpotential und einer Förderquote, die in der Größenordnung von 0,563 EJ/a (16 Mrd. m<sup>3</sup>/a) liegt (vgl. Kapitel 2.4.4), bis zum Jahr 2005 nicht mit einer wesentlichen Erhöhung der Förderkosten zu rechnen ist. Nach 2005 werden die Produktionskosten wahrscheinlich zunehmend ansteigen und korrespondierend dazu das Produktionsvolumen sinken (geringeres Reservenpotential, zunehmende Bohrtiefe).

Die Preisentwicklung beim importierten Erdgas läßt sich ebenso nicht genau vorhersagen. Orientierungen lassen sich anhand der Preisentwicklung der Vergangenheit und der Entwicklung der Produktionskosten gewinnen. Unsicherheiten bestehen insbesondere auch, weil sich mit zunehmender Bedeutung des Energieträgers Erdgas die heutigen Preisbildungsmechanismen ändern können (sollte Erdgas aus Gründen der Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zukünftig der Hauptenergieträger werden, dann ist damit zu rechnen, daß die Ölpreisanbindung aufgehoben wird). Verbleibt der heutige Preisbildungsmechanismus (bisher waren die vertraglich gesicherten Erdgasimportpreise eng an die gegebenen und erwarteten Ölmarktpreise gebunden) bestehen, dann ist auch für die Zukunft mit starken Schwankungen des Importpreises zu rechnen. Tabelle 2.4-9 gibt die Entwicklung des Importpreises (frei Grenze) am Beispiel der alten Bundesländer im Vergleich zur Entwicklung des Rohöleinfuhrpreises für die letzten zwanzig Jahre wieder.

Tabelle 2.4-9: Erdgas- und Rohölimportpreisentwicklung von 1970 bis 1990 für die Bundesrepublik Deutschland (alt) in DM/GJ<sub>Hu</sub> /2.4-36/

Jahr	1970	1973	1979	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Rohöl	1,41	1,93	6,53	10,69	14,59	5,97	5,88	4,83	6,03	6,54
Erdgas	1,49	1,35	4,19	6,18	11,46	8,14	4,45	4,33	4,07	4,58

Tabelle 2.4-9 macht die Schwankungsbreite bezüglich des Importgaspreises deutlich. Im Vergleich zum Jahr 1970 stiegen die Importgaspreise bis zur Mitte der achtziger Jahre um mehr als das siebenfache an. Danach kam es wieder zu einem Absinken des Importgaspreises, der 1990 nur noch etwa in der Größenordnung von zwei Fünftel des Niveaus des Jahres 1985 lag. Dabei zeigte die Entwicklung des Erdgaseinfuhrpreises immer einen entsprechenden Verlauf, wie die Entwicklung des Rohölpreises.

Bislang waren die Erdgasimportpreise weniger eine Funktion der Produktions- und Transportkosten als mehr der Erdölpreise. Der Spielraum für Preiserhöhungen beim Erdgas ist bei niedrigem Niveau des Erdölpreises gering, damit ist auch die Neigung der Gasproduzenten gering, zusätzliche Produktions- und Transportkapazitäten über das bestehende Niveau hinaus zu errichten. Hohe Erdölpreise - und somit auch hohe Erdgaspreise - schaffen dagegen den notwendigen Anreiz zu Kapazitätserweiterungen.

In /2.4-7/ ist versucht worden auf der Basis eines Erdgashandelsmodells eine Abschätzung über die zu erwartende Entwicklung des Erdgasimportpreises in Abhängigkeit von der Bezugsmenge zu geben. Die Kosten des importierten Erdgases stellen sich dabei als stark abhängig von der

Bezugsmenge (Einflußgrößen sind hierbei u. a. die weltweiten Produktionskapazitäten, die weltweite Erdgasnachfrage, die Ressourcensituation) dar. Wie Abbildung 2.4-10, welche die geschätzten Erdgasimportkosten der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 2005 und 2050 darstellt, verdeutlicht, steigen die Erdgasimportkosten mit zunehmender Bezugsmenge zunächst nur mäßig oberhalb einer Bezugsmenge von 3 EJ/a jedoch stark an. Für das Jahr 2050 ist mit einer Erhöhung der Importkosten um den Faktor 2 bis 3 zu rechnen.

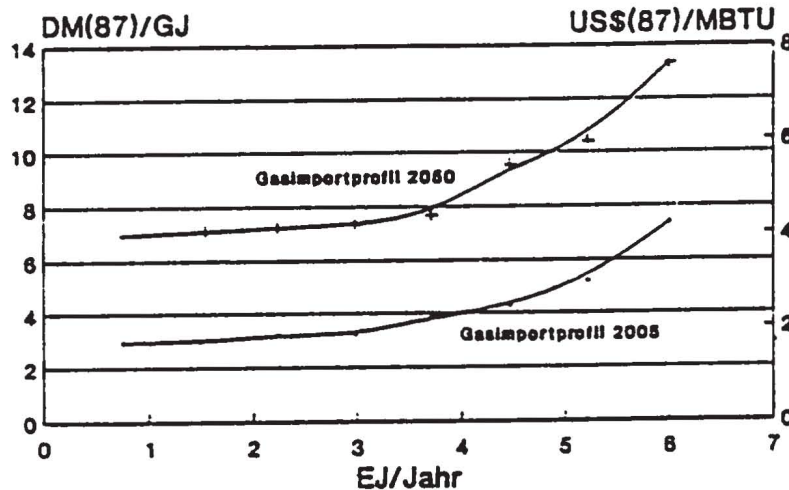


Abbildung 2.4-10: Geschätzte Erdgasimportkosten (frei Grenze) für die Bundesrepublik Deutschland (Bezugsjahre: 2005 und 2050) /2.4-7/

Die unter Zugrundelegung der Trendentwicklung, d. h. ohne zusätzlichen Gaseinsatz zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, im Jahr 2005 einzuführende Erdgasmenge liegt mit 2,34 bis 2,84 EJ/a (vgl. Kapitel 2.4.4.2) deutlich unterhalb der für technisch möglich gehaltenen Importobergrenze von 6 EJ/a /2.4-7/. Verläuft die Nachfrage nach Erdgas im Rahmen dieser Trendentwicklung, dann werden sich die Erdgasimportkosten (einschließlich Transportkosten aber ohne Förderabgaben in den Produktionsländern) aller Voraussicht nach in den nächsten Jahren kaum ändern und in etwa in der Größenordnung der 1987 aufzubringenden Kosten liegen (3,6 - 4,8 DM(87)/GJ). Werden zusätzlich wesentlich größere Mengen bezogen, so kann es jedoch zu einer deutlichen Erhöhung der Importkosten kommen (vgl. Abbildung 2.4-10).

Die angegebenen Importkosten können nur als Anhaltswert verstanden werden, da das globale Zusammenspiel zwischen Angebot und Nachfrage beachtet werden muß. Die Bundesrepublik Deutschland darf nicht isoliert betrachtet werden, sondern muß im Zusammenhang und in Konkurrenz mit anderen erdgasimportierenden Ländern (übriges Westeuropa, USA, Japan) gesehen werden. Steigern diese ihre Erdgaseinfuhren ebenfalls oder kommen andere Länder, die bisher noch kein Erdgas bezogen haben, als zukünftige Importeure hinzu, wird dies den Marktpreis deutlich beeinflussen. Die gesteigerte Nachfrage auf dem Erdgasmarkt hat zum Teil bereits heute

zu einer neuen Situation für die erdgasproduzierenden Länder geführt. Während Norwegen bisher Abnehmer für sein Erdgas suchen mußte, wird derzeit mehr Erdgas nachgefragt, als geliefert werden kann /2.4-35/. Damit wird der bisher bestehende Käufermarkt zunehmend in einen Verkäufermarkt übergehen. Setzt sich dieser Trend fort, kann dies in Zukunft zu deutlichen Preissteigerungen führen.

Sowohl die Importkosten als auch die heimischen Förderkosten spiegeln nicht den wirklichen Preis wieder, da zusätzlich Förderabgaben und Steuern erhoben werden, die einen erheblichen Anteil der Produktionskosten betragen können. Insbesondere die 1989 eingeführte und 1991 erhöhte Erdgassteuer benachteiligt die deutsche Gaswirtschaft bei der Gasbeschaffung, da diese in der BRD im Vergleich zu den konkurrierenden Ländern deutlich höher liegt.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß der Erdgasbezug - trotz einer dem Trend entsprechenden erhöhten Nachfrage (2,9 bis 3,4 EJ/a in der Bundesrepublik Deutschland (neu) im Jahre 2005 gegenüber derzeit 2,29 EJ/a) - für die Bundesrepublik Deutschland als auch für Baden-Württemberg bis zum Jahr 2005 gesichert erscheint. Über die Trendentwicklung hinaus sind noch einmal zusätzliche Erdgasmengen in der gleichen Größenordnung für die Bundesrepublik Deutschland beschaffbar, die zu einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen herangezogen werden können. Eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie sie bis zum Jahre 2005 gefordert wird, erscheint durch den alleinigen verstärkten Einsatz von Erdgas (Substitution der kohlenstoffreicheren Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Mineralöl durch Erdgas) nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand jedoch nicht möglich zu sein, da die hierzu in die Bundesrepublik einzuführenden Erdgasmengen (9,64 EJ/a) um mehr als die Hälfte höher liegen, als dies derzeit aus technischer Sicht für möglich gehalten wird.

Für den bei der Beschaffung von zusätzlichen Erdgasmengen notwendigen Ausbau der Gasinfrastruktur (Neubau von Gasfernleitungen und Ausbau der Feinverteilung) sind keine größeren organisatorischen oder technischen Probleme zu erwarten. Es ist jedoch zukünftig mit höheren Transport- und Verteilungskosten zu rechnen. Für Baden-Württemberg bilden die noch freien Kapazitäten der im Bau befindlichen neuen Gasfernleitung der Wintershall AG, die 1994 fertiggestellt werden soll und zur Versorgung der BASF in Ludwigshafen dienen soll, schon eine praktische Möglichkeit, zusätzliche Erdgasmengen in das Land einzuführen.

Unter der Voraussetzung der Trendentwicklung der Erdgasnachfrage werden die Förderkosten des heimischen Erdgases bis zum Jahr 2005 voraussichtlich nur leicht ansteigen und die Erdgasimportkosten in etwa auf dem heutigen Niveau bestehen bleiben. Werden über den Trend hinaus deutlich höhere Erdgasmengen in die Bundesrepublik Deutschland eingeführt, kann es jedoch zu einer deutlichen Erhöhung der Erdgasimportkosten kommen. Letztlich können jedoch keine

verlässlichen Angaben, sondern allenfalls bestmögliche Abschätzungen, über die zukünftige Entwicklung der Erdgaspreise gemacht werden. Insbesondere durch die Anbindung an den Heizölpreis kann der Erdgaspreis auch zukünftig noch unvorhersehbaren und zum Teil starken Schwankungen unterliegen.

## **2.5 Treibhauseffekt und Energieproblematik**

In der öffentlichen Diskussion über die Umweltbelastungen unserer derzeitigen Energieversorgung steht seit geraumer Zeit das Risiko einer Klimaveränderung durch die bei den verschiedenen Energieumwandlungsprozessen entstehenden Emissionen im Vordergrund. Klimatologen befürchten eine "Klimakatastrophe" aufgrund einer Verstärkung des natürlichen Treibhauseffektes durch eine anthropogene Veränderung der Zusammensetzung unserer Atmosphäre. Bei der Verstärkung des Treibhauseffektes spielt der Ausstoß von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) eine dominierende Rolle. Die Emission von CO<sub>2</sub> entsteht dabei hauptsächlich im Energiebereich durch die Verbrennung fossiler Energieträger.

Das Klima der Erde wird durch eine Vielzahl komplexer und untereinander gekoppelter Regelkreise kontrolliert, an denen die Atmosphäre, die Biosphäre (die lebenden Organismen), der Ozean und die Kryosphäre (die Eisflächen) beteiligt sind. Die in den einzelnen Regelkreisen ablaufenden Prozesse sowie die für die Koppelung der Regelkreise verantwortlichen Mechanismen sind trotz ihrer großen Bedeutung noch nicht vollständig bekannt. In diese Regelkreise greift der Mensch in zunehmendem Maße durch technologische und landwirtschaftliche Aktivitäten ein, durch die unter anderem die chemische Zusammensetzung der Erdatmosphäre und dadurch der Strahlungshaushalt der Erde, der das irdische Klima maßgeblich bestimmt, verändert wird.

Die wissenschaftlichen Erkenntnisse über den Abbau der Ozonschicht in der Stratosphäre und deren Folgen, den zusätzlichen Treibhauseffekt und die dadurch ausgelösten Klimaänderungen und Folgewirkungen sowie die Rolle des Energiebereichs einschließlich des Verkehrs haben sich so weit verdichtet und sind in den wesentlichen Grundaussagen so eindeutig, daß sie keinen Zweifel daran lassen, daß - unabhängig von der Notwendigkeit weiterer Forschungen - unter Vorsorgegesichtspunkten sofort gehandelt werden muß: Maßnahmen, die der gegenwärtig beobachteten Veränderungen der Erdatmosphäre durch den Menschen Einhalt gebieten, sind daher dringend notwendig und erfordern neben entschlossenem nationalen Handeln eine weitreichende und umfassende internationale Zusammenarbeit. Dies betrifft - neben den bereits international begonnenen und noch zu intensivierenden Maßnahmen zur Reduktion der FCKW und weiterer ozonzerstörender Substanzen - insbesondere Maßnahmen zur Reduktion der energiebedingten klimarelevanten Spurengase und zum Schutz der tropischen Wälder.

### **2.5.1 Beitrag der klimarelevanten Spurengase zum Treibhauseffekt**

Von großer Bedeutung für die zukünftigen Lebensbedingungen auf der Erde ist eine Veränderung des natürlichen Strahlungshaushaltes und somit des Klimas der Erde. Eine Beeinflussung des Strahlenhaushaltes kann sowohl von durch Menschen nicht beeinflussbaren Faktoren erfolgen

(z. B. durch Vulkanismus auf der Erde oder durch eine Änderung der Solarkonstanten bzw. der Erdbahn) als auch durch anthropogene Aktivitäten verursacht werden.

Der natürliche Treibhauseffekt, der von den Treibhausgasen hervorgerufen wird, bewirkt, daß die Durchschnittstemperatur auf der Erde in Bodennähe rund 15 °C beträgt. Ohne diesen natürlichen Treibhauseffekt würde die globale Durchschnittstemperatur bei ungefähr -18 °C liegen. Seit Beginn der Industrialisierung sind zu den Konzentrationen dieser Treibhausgase in der Atmosphäre durch menschliche Tätigkeit angestiegene und zusätzliche Treibhausgase, vor allem die FCKW, hinzugekommen. Durch diesen zusätzlichen Treibhauseffekt wird der natürliche Treibhauseffekt verstärkt. Der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur um 0,5 °C in den vergangenen 100 Jahren sowie der Anstieg des Meeresspiegels um 10 bis 20 cm im selben Zeitraum sind gegebenenfalls schon auf den vom Menschen verursachten Treibhauseffekt zurückzuführen.

Anthropogene Möglichkeiten der Beeinflussung des Strahlenhaushaltes bestehen hauptsächlich

- in einer Veränderung der Zusammensetzung der Atmosphäre durch Einbringung von zusätzlichen Spurengasen, wodurch eine Verstärkung des natürlichen Treibhauseffektes erfolgt,
- in der Veränderung der Oberflächenbeschaffenheit der Erde, was eine Veränderung des Albedos der Erde bewirkt, und schließlich
- in der Erhöhung von anthropogenen Wärmeemissionen.

Die direkten Treibhausgase Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Methan (CH<sub>4</sub>) und Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), sowie die weiteren klimarelevanten Spurengase, die an der Bildung von Ozon in der Troposphäre beteiligt sind - das heißt in erster Linie Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und flüchtige organische Verbindungen außer Methan (NMKW) - sind nach dem derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstand weltweit gegenwärtig folgenden Bereichen mit den in Tabelle 2.5-1 genannten (gerundeten) Anteilen zuzuordnen.

Die Energieversorgung trägt dabei zur Veränderung der atmosphärischen Konzentration von Ozon, Distickstoffoxid, Kohlendioxid und Methan bei. Die derzeitige Konzentration von Ozon in der Troposphäre wird mit 10 bis 30 ppb angegeben (geschätzter Mittelwert ca. 20 ppb). Aufgrund der kurzen Lebensdauer von Ozonmolekülen sind die troposphärischen Ozonkonzentrationen sehr starken räumlichen und zeitlichen Schwankungen unterworfen. In Perioden photochemischen Smogs können regional 200 ppb überschritten werden. Die bodennahe Ozonkonzentration weist einen ausgeprägten Tages- und Jahresgang auf. In den mittleren Breiten der Nordhemisphäre treten in den Mittagsstunden während der Sommermonate die höchsten Konzentrationen auf.



Die jährliche Zunahme von troposphärischem Ozon wird mit ungefähr 0,5 % angegeben. Verursacht werden diese hohen Ozon-Konzentrationen in der Troposphäre nicht zuletzt durch die Freisetzung von sogenannten "Vorläufersubstanzen", u. a. auch aus anthropogenen Quellen. Zu diesen Vorläufersubstanzen zählen insbesondere Kohlenmonoxid (CO), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und eine Vielzahl an flüchtigen organischen Verbindungen (VOC). Aufgrund der besonderen Bedeutung des Methans wird es später gesondert behandelt. Zur Vermeidung von Fehlinterpretationen werden die übrigen flüchtigen organischen Verbindungen mit NMKW (Nichtmethankohlenwasserstoffe) bezeichnet.

Tabelle 2.5-1: Verursacherbereiche am zusätzlichen, anthropogenen Treibhauseffekt

Anteil	Verursacher Bereich	Spurengase
50 %	Energie (einschließlich Verkehr)	40 % CO <sub>2</sub> 10 % CH <sub>4</sub> , Ozon, H <sub>2</sub> O (stratosphär.)
20 %	Chemie	29 % FCKW, Halone
15 %	Rodung der Tropenwälder	10 % CO <sub>2</sub> 5 % N <sub>2</sub> O, CH <sub>4</sub> , CO
15 %	Landwirtschaft und Mülldeponien	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, CO <sub>2</sub>

CO wird über eine komplizierte Reaktionskette beim photochemischen Abbau des Methans und anderer höherer Kohlenwasserstoffe gebildet, bei der unvollständigen Verbrennung, insbesondere in Kraftfahrzeugen, bei Wald- und Steppenbränden sowie bei der Verbrennung von Biomasse wie etwa Holz und landwirtschaftlichen Abfallstoffen. NO<sub>x</sub>-Quellen für die Troposphäre sind mikrobiologische Prozesse im Boden (Denitrifikation), Biomasseverbrennung und Verbrennung von fossilen Brennstoffen. Außerdem entsteht NO<sub>x</sub> durch Blitzentladungen. In der nördlichen Hemisphäre stammt NO<sub>x</sub> jedoch vorwiegend aus anthropogenen Quellen. Besonders die Abgase von Kraftfahrzeugen führen in Ballungsgebieten zu sehr hohen NO<sub>x</sub>-Mischungsverhältnissen, die sich nicht nur regional, sondern auch global auswirken. Das Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O) ist unter den Bedingungen in der Troposphäre zwar äußerst stabil und trägt dort nicht zur Ozonbildung bei. Aufgrund der Absorption von IR-Strahlung sowie des Abbaus in der Stratosphäre unter Bildung von ozonerstörenden NO<sub>x</sub>-Radikalen beeinflussen diese Moleküle dennoch die klimatischen Verhältnisse. Nach den bisherigen Einschätzungen trägt das N<sub>2</sub>O bei einer mittleren Konzentration von 310 ppb zu ca. 4 % zum derzeitigen Treibhauseffekt bei. Der jährliche Konzentrationsanstieg wird mit 0,2 bis 0,3 % abgeschätzt. Natürliche Hauptquelle des N<sub>2</sub>O ist die mikrobiologische Denitrifikation und Nitrifikation in natürlichen Böden, wobei denitrifizierende Bakterien Nitrat und nitrifizierende Bakterien Ammoniak teilweise umwandeln. Eine wesentliche anthropogene Quelle ist die Verwendung stickstoffhaltiger Dünger in der Landwirtschaft.

Der Treibhauseffekt durch  $\text{CO}_2$  wird im wesentlichen durch seine Absorptionsbande bei  $15 \mu\text{m}$  hervorgerufen. Nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand hat die atmosphärische  $\text{CO}_2$ -Konzentration zwischen etwa 180 und 200 ppm in den Eiszeiten und etwa 280 und 300 ppm in den Warmzeiten geschwankt. Ihr vorindustrieller Wert (etwa im Jahr 1800) lag bei 280 ppm (vgl. Abbildung 2.5-1). Seitdem ist sie ständig angestiegen, im Jahr 1958 hatte die  $\text{CO}_2$ -Konzentration bereits 315 ppm erreicht und steigt seitdem in der gesamten Atmosphäre annähernd gleichförmig um etwa 0,4 % pro Jahr an. Im Jahr 1987 betrug sie 348 ppm. Die natürlichen Quellen des  $\text{CO}_2$  sind die Pflanzenatmung, die mikrobielle Zersetzung des organischen Materials im Boden, Gesteinsverwitterung und die Freisetzung von  $\text{CO}_2$  aus dem Ozean. 96 % des jährlich emittierten  $\text{CO}_2$  werden innerhalb des natürlichen Kohlenstoffkreislaufs emittiert, nur 4 % sind anthropogenen Ursprungs. Dabei handelt es sich zu rund 90 % um die Verbrennung fossiler Energieträger und zu rund 10 % um die Emissionen von  $\text{CO}_2$  durch Landnutzungsänderungen.

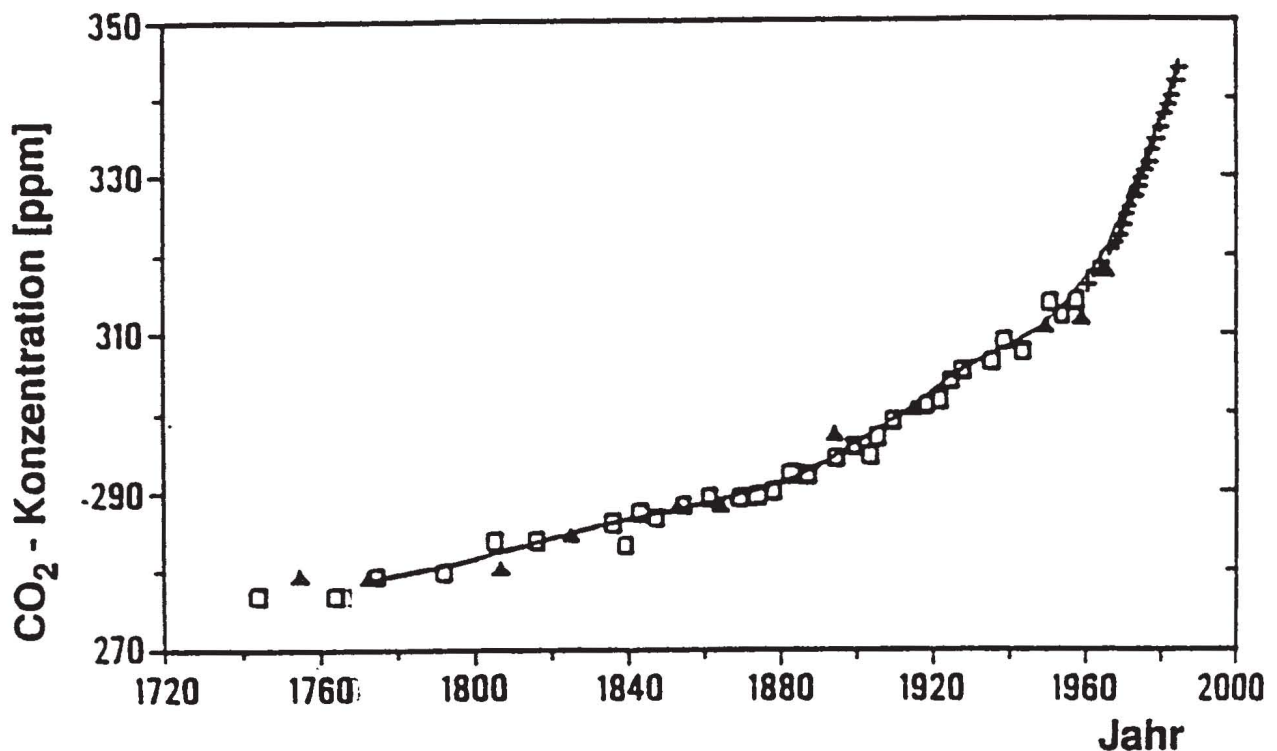


Abbildung 2.5-1: Atmosphärische  $\text{CO}_2$ -Konzentration der vergangenen 200 Jahre /2.5-1/

Biogen wird das Methan ( $\text{CH}_4$ ) bei der anaeroben Vergärung von organischem Material durch Mikroorganismen gebildet. Natürliche Quellen sind die Feuchtgebiete, Sümpfe und Marsche sowie tropische Überschwemmungsgebiete. Die Methankonzentration betrug im Jahr 1985 auf der Nordhalbkugel 1,7 ppmV (vgl. Abbildung 2.5-2) und auf der Südhalbkugel 1,6 ppmV. Wie die Abbildung 2.5-2 zeigt, stieg die Konzentration in den letzten Jahren an und zwar mit einer Rate von  $1,1 \pm 0,1 \text{ %/a}$ . Mit Hilfe der im Eis enthaltenen Luftblasen konnte die  $\text{CH}_4$ -Konzentration der vorindustriellen Zeit zu 0,7 ppmV bestimmt werden, sie hat sich also seitdem mehr

als verdoppelt. Dieser Anstieg der Methankonzentration ist dabei sowohl auf eine Zunahme der anthropogenen Quellen wie auch auf einen verlangsamten Methanabbau durch den Rückgang der OH-Konzentration in der Atmosphäre zurückzuführen.

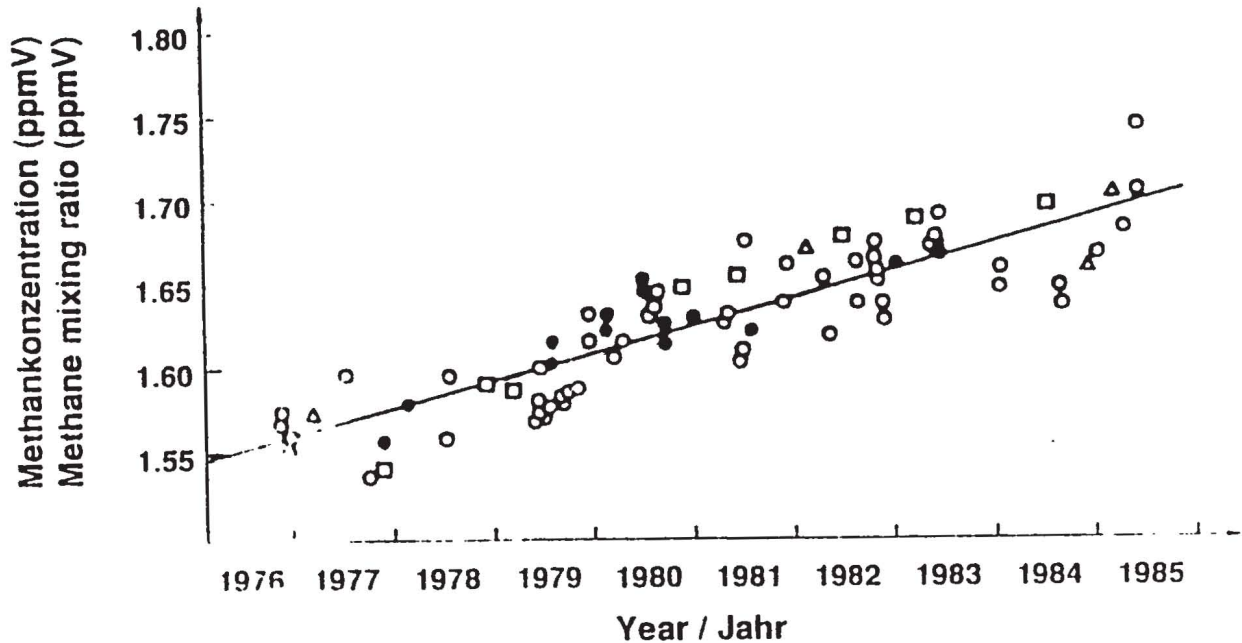


Abbildung 2.5-2: Entwicklung der Methan-Konzentration auf der Nordhalbkugel

Der vom Menschen durch eine verstärkte Emission klimarelevanter Spurengase verursachte Treibhauseffekt wirkt gegebenenfalls schon heute und wird nach dem aktuellen internationalen Sachstand der Klimatologie für die Zunahme der Temperatur um 0,5 °C in den vergangenen 100 Jahren verantwortlich gemacht. Allerdings ist der Beweis, daß die eingetretene Erwärmung die Wirkung des zusätzlichen Treibhauseffekts ist, noch zu erbringen, da sich die Temperaturerhöhung und die daraus resultierenden Klimaänderungen noch im Rahmen statistischer Klimaschwankungen bewegen.

Trotzdem warnen die meisten Wissenschaftler vor einem weiteren Hinauszögern von Maßnahmen, bis der letzte Beweis erbracht worden ist. Ganz im Gegenteil werden mit allem Nachdruck weitreichende und unmittelbar wirkende Konzepte zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen gefordert. Dabei werden folgende Argumente angeführt:

1. Wegen seiner hohen Wärmekapazität verzögert der Ozean die Erwärmung der Erdoberfläche und der unteren Atmosphäre um 30 bis 40 Jahre. Dies bedeutet, daß die Temperatur auch dann noch weiter zunehmen würde, wenn die Emissionen der Treibhausgase sofort und in vollem Umfang eingestellt würden. Die volle Wirkung des

zusätzlichen Treibhauseffektes wird dadurch erst zeitlich verzögert für die Menschheit erkennbar.

2. Die Lebensdauer vieler Treibhausgase in der Atmosphäre liegt im Bereich von 100 Jahren. Daher befindet sich die Konzentration eines Treibhausgases nicht im Gleichgewicht mit den Emissionsraten. Selbst wenn die Emissionsraten auf dem heutigen Stand "eingefroren" werden könnten, würde die Konzentration in den folgenden 100 Jahren weiter ansteigen. Wegen dieser sich über Jahrzehnte erstreckenden Verzögerung des Konzentrationsanstiegs vieler Treibhausgase ist mit einer Verminderung der Emissionen möglichst umgehend zu beginnen.
3. Die durch den zusätzlichen Treibhauseffekt hervorgerufene Temperaturerhöhung kann, weil es eine Reihe von Wechselwirkungen zwischen den das Klima bestimmenden Parametern gibt, zu einer Zunahme der Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre führen und dadurch den Treibhauseffekt weiter verstärken. Die Rückkopplung - so unter anderem das Auftauen der arktischen Böden und als Folge die Freisetzung von Methan oder ein zu befürchtendes klimabedingtes Waldsterben - werden erst mit einer erheblichen Zeitverzögerung wirksam.

Weiterhin wird von Wissenschaftlern immer wieder auf die Befürchtung hingewiesen, daß die Auswirkungen des zusätzlichen Treibhauseffektes so weitreichend sein könnten, daß die Verantwortung gegenüber den folgenden Generationen ein sofortiges Handeln gebietet. Die Umweltprobleme, die der zusätzliche Treibhauseffekt verursacht, werden durch die Zerstörung der Ozonschicht in der Stratosphäre, die Schädigung der Wälder durch Luftschadstoffe und die weiter zunehmende Verschmutzung der Meere verstärkt. Angesichts dieser Situation erscheint es schon nicht mehr möglich, eine unerwünschte Entwicklung gänzlich zu vermeiden. Es wäre deshalb unbedingt erforderlich, ihr möglichst schnell und mit der gebotenen Intensität entgegenzuwirken und die Umweltschäden auf ein unvermeidbares Maß zu begrenzen.

Die in der Atmosphäre enthaltenen Gase (mit Ausnahme der Edelgase) bewegen sich in einem Kreislauf, der die Konzentration und Verteilung der einzelnen Spurenstoffe bestimmt. Diese Gase werden

- laufend durch eine Vielzahl unterschiedlicher biologischer, chemischer oder physikalischer Prozesse gebildet,
- in die Atmosphäre emittiert,
- dort durch die allgemeine Zirkulation verteilt und

- nach ihrer chemischen Umwandlung durch Niederschlag oder trockene Deposition wieder aus der Atmosphäre entfernt.

In Anbetracht der verschiedenen, an diesen Kreisläufen beteiligten, biologischen und geochemischen Prozesse spricht man auch von "bio-geochemischen Kreisläufen". Zwischen den globalen Emissions- und Depositionsraten eines Spurenstoffs stellt sich ein dynamisches Gleichgewicht ein, das über die Verteilung und die Konzentration dieses Stoffes in der Atmosphäre entscheidet. Jede Störung des bio-geochemischen Kreislaufs durch den Menschen, sei es durch zusätzliche Emissionen oder durch Beeinflussung natürlicher Produktionsbeziehungsweise Abbauprozesse, stellt ein neues Gleichgewicht her und ändert damit die Konzentration und Verteilung. Da die bio-geochemischen Kreisläufe nahezu aller atmosphärischer Spurengase miteinander gekoppelt sind, können sich anthropogene Eingriffe in den Kreislauf einzelner Spurengase auf die Konzentration und Verteilung anderer Spurenstoffe auswirken. So können unter anderem atmosphärische Spurengase, die kaum eine direkte Klimarelevanz besitzen, wie zum Beispiel das CO, das NO<sub>x</sub> oder Kohlenwasserstoffe, durch photochemische Reaktionen in der Troposphäre zur Bildung von Ozon führen, das wiederum klimarelevant ist.

Wegen der Existenz der bio-geochemischen Kreisläufe verweilen die einzelnen Gas-Moleküle nur für eine, für die jeweilige Spurenschubstanz charakteristische Zeit in der Atmosphäre, die als "mittlere Lebensdauer" oder "mittlere Verweilzeit" bezeichnet wird. Die mittlere Verweilzeit eines Spurenstoffs in der Atmosphäre ist die Zeit, in der sich eine in die Atmosphäre eingebrachte Menge des betreffenden Spurenstoffs um etwa zwei Drittel vermindert hat. Sie berechnet sich aus dem Gehalt des betreffenden Spurenstoffs in der Atmosphäre und seiner globalen Emissionsbeziehungsweise Depositionsraten. Sie schwankt für verschiedene Spurenstoffe zwischen mehreren tausend Jahren, wie im Falle des Sauerstoffs, und wenigen Sekunden, wie im Falle des sehr reaktiven OH-Radikals.

Da die meisten klimarelevanten Spurengase relativ lange mittlere Verweilzeit haben, reagieren die atmosphärischen Konzentrationen dieser Gase nur langsam auf Änderungen der Emissionsbeziehungsweise Depositionsraten. Um diese zeitlichen Änderungen abschätzen zu können, müssen die Quellen und Senken sowie die entsprechenden Flußraten der betreffenden Gase mit ausreichender Genauigkeit bekannt sein.

Nach der überwiegenden Meinung der Klimatologen würde sich die globale Mitteltemperatur um etwa 5 °C bis zum Jahr 2100 (wahrscheinlichster Wert, wobei ein Unsicherheitsbereich von 3 bis 9 °C angegeben wird) gegenüber ihrem vorindustriellen Wert erhöhen. Da jedoch der Ozean die Erwärmung um einige Jahrzehnte verzögert, werden bis zu diesem Zeitpunkt von den 5 °C Erwärmung etwa 4 °C realisiert sein. Der Berechnung dieser Temperaturerhöhung liegt die

Annahme zugrunde, daß die Emissionen von Treibhausgasen (Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O) sowie Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und flüchtige organische Verbindungen (außer Methan) (NMKW), aus denen sich Ozon (O<sub>3</sub>) in der Troposphäre bildet) mit denselben Raten wie zur Zeit ansteigen. Dies bedeutet, daß sich die äquivalente CO<sub>2</sub>-Konzentration gegenüber heute vervierfachen würde. Die resultierende Erwärmung in gut 100 Jahren wäre genauso groß wie die Erwärmung seit der letzten Eiszeit vor 18.000 Jahren.

Wenn der Trend der Emissionen bis zum Jahr 2025 unverändert anhält, d. h., es würde zu einer Verdoppelung der äquivalenten CO<sub>2</sub>-Konzentration bis zu diesem Zeitpunkt kommen, würde sich nach den Berechnungen der Klimatologen die globale Mitteltemperatur um etwa 2,5 °C (wahrscheinlichster Wert, wobei ein Unsicherheitsbereich von 1,5 bis 4,5 °C angegeben wird) über ihren vorindustriellen Wert erhöhen. Wegen der verzögernden Wirkung der Ozeane wird davon bis zum Jahr 2025 eine Temperaturerhöhung von etwa 2 °C realisiert sein. Diese Ergebnisse stützen sich auch auf vorhandene Klimamodelle, die die Atmosphäre und den Ozean koppeln. Neuere Modelle gehen von geringerer Erwärmung aus, wurden allerdings von der Kommission noch nicht bewertet. Die Größenordnung der Erwärmung wird durch Beobachtungen aus der Klimageschichte (Paläoklimatologie) gestützt.

Die Erwärmung würde sich nach den vorliegenden Erkenntnissen gravierend auf die Ökosysteme und damit auf den Menschen auswirken. Dies wird damit begründet, daß sich die Atmosphäre während der vergangenen 10.000 Jahre nie so schnell erwärmt hat. Im Verlauf der Klimageschichte hat sich die globale Durchschnittstemperatur seit der Würm-Eiszeit, die vor etwa 15 000 Jahren endete, von etwa 10 auf 16 °C vor 6.000 Jahren erhöht. Seitdem war sie mehr oder weniger großen Schwankungen unterworfen. Etwa 1000 n.Chr. herrschte eine warme Periode; anschließend erfolgte zwischen den Jahren 1400 und 1850 eine kleine Eiszeit. Seitdem ist die Temperatur ständig gestiegen. Mittlerweile ist es schon fast so warm wie zu der Zeit des Klimaoptimums vor 6.000 Jahren.

Hält der derzeitige Trend an, so wird nach den oben angeführten Berechnungen der Klimatologen die Temperatur im Mittel um 0,3 °C pro Dekade ansteigen. Es wird als wahrscheinlich angesehen, daß wegen der starken natürlichen Schwankungen des Klimasystems zwischenzeitlich noch höhere Erwärmungsraten auftreten. Wenn die Annahme richtig ist, daß die Temperatur so außerordentlich schnell steigt, werden sich die Klimazonen schneller verschieben, als die Vegetationszonen folgen können. Die unbelastete Vegetation kann dann vermutlich einer Temperaturerhöhung um 0,1 °C pro Dekade gerade noch unbeschadet folgen. Alte Waldbestände und landwirtschaftliche Produkte müssen besonders in mittleren und hohen Breiten umso schneller neuen weichen, je schneller sich der Temperaturanstieg vollzieht. Folglich haben die neuen Wälder

immer weniger Zeit, sich dem veränderten Klima anzupassen. Die Waldbestände würden wahrscheinlich schrumpfen. Des Weiteren wird vermutet, daß eine bereits belastete Vegetation - wie die von den neuartigen Waldschäden heimgesuchten Wälder in großen Teilen Europas - bereits durch eine geringere Erwärmung irreversibel geschädigt würde.

Nach den vorliegenden Erkenntnissen würde sich in den mittleren Breiten, in denen sich die Bundesrepublik Deutschland befindet, über die schon dargestellten Schäden hinaus besonders dadurch negativ auswirken, daß die Sommer wahrscheinlich trockener und heißer werden und damit den positiven Einfluß einer längeren landwirtschaftlichen Vegetationsperiode mehr als kompensieren würden. Hinzu kämen häufigere Dürre- und Hitzeperioden. Die Subarktis würde zunächst davon profitieren, daß die Küstengewässer im Verlauf der Zeit auftauen, während die Fischerei in den arktischen Gewässern ermöglicht würde. Die auftauenden Böden dagegen würden kaum als landwirtschaftliche Nutzfläche genutzt werden können, da sie sich zunächst in Sümpfe verwandeln würden.

Ebenso wird befürchtet, daß die globale Erwärmung bei unverändertem Trend der Emissionen u. a. zu einem Anstieg des Meeresspiegels um 60 cm (Unsicherheitsbereich 30 bis 100 cm) bis zum Jahr 2100 führen könnte und einem weiteren Anstieg in den folgenden Jahrhunderten. Dieser Anstieg käme zum einen durch das größere Volumen des wärmeren Ozeanwassers und zum anderen durch das Abschmelzen von Eis der Subarktis zustande. Bereits bei einem Anstieg des Meeresspiegels um 30 bis 50 cm würden viele küstennahe Gebiete und Inseln überschwemmt und die dort lebende Bevölkerung vertrieben werden. Weiterhin müßte nach Expertenmeinung bereits in naher Zukunft mit folgenden, sich laufend verstärkenden Auswirkungen gerechnet werden:

- Verschiebung der Klimazonen, zum Beispiel der Wüstenregionen;
- großräumiges klimabedingtes Waldsterben in den mittleren und höheren Breiten, das in den durch Immissionen vorgeschädigten Wäldern sehr schnell vordringen kann;
- Beeinträchtigung der Wasserressourcen vieler Gebiete;
- Verschlechterung der Ernährungssituation großer Teile der Menschheit durch Klimaanomalien (zum Beispiel Dürren, Überschwemmungen), Mißernten, vermehrte Schäden an landwirtschaftlichen Kulturpflanzen und andere Ursachen.

### **2.5.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energieversorgung**

Basis für die Berechnung der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bildet die Vorgabe geeigneter Emissionsfaktoren für die jeweiligen fossilen Energieträger. Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen eines fossilen Energieträgers hängt ursächlich ab von

- dessen Brennstoffzusammensetzung und
- der Güte der erfolgten Verbrennung.

Dabei bildet die Brennstoffzusammensetzung - das Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis des Brennstoffes - die Haupteinflußgröße für den spezifischen Emissionsfaktor. Die Güte der Verbrennung kennzeichnet hingegen deren Vollständigkeit. Diese kann durch eine gute Vermischung von Brennstoff und Verbrennungsprodukt sowie eine optimale Regelung des Brennstoff-Luft-Verhältnisses realisiert werden. Während bei kleineren Feuerungsanlagen noch technische und wirtschaftliche Grenzen für eine optimale Verbrennung vorliegen, kann bei den Großfeuerungsanlagen von einer vollständigen Verbrennung der Energieträger ausgegangen werden. Im Rahmen dieser Studie werden die folgenden spezifischen Emissionsfaktoren für die jeweiligen Energieträger verwendet /Fritsche, 1989/:

Braunkohle	112 kg CO <sub>2</sub> /GJ,
Steinkohle	93 kg CO <sub>2</sub> /GJ,
Müll	80 kg CO <sub>2</sub> /GJ,
Heizöl schwer	78 kg CO <sub>2</sub> /GJ,
Heizöl leicht	73 kg CO <sub>2</sub> /GJ,
Benzin	71 kg CO <sub>2</sub> /GJ,
Erdgas	55 kg CO <sub>2</sub> /GJ.

Diese spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren zeigen, daß eine eindeutige Reihenfolge der Energieträger in Bezug auf ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen besteht. Bezogen auf Erdgas mit den geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro verbrauchter Energieeinheit verursacht Benzin um den Faktor 1,29 größere Emissionen. Es folgen leichtes Heizöl (1,33), schweres Heizöl (1,42), Müll (1,45), Steinkohle (1,69) und schließlich die Braunkohle mit einem mehr als doppelt so hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß wie Erdgas.

Die Emissionssituation für das CO<sub>2</sub> im Jahr 1987 (dem Basisjahr für die für die Bundesrepublik Deutschland und für Baden-Württemberg angegebenen orientierenden CO<sub>2</sub>-Reduktionen (vgl. Kapitel 1)) in der Bundesrepublik Deutschland ist in der Abbildung 2.5-3 getrennt nach Energieträgern und für die verschiedenen Emittentenbereiche aufgeführt. Nicht berücksichtigt ist hier das Gebiet der ehemaligen DDR. Wie aus der Abbildung 2.5-3 zu ersehen ist, beliefen sich im Jahr 1987 die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in einer Größenordnung von ca. 715 Mio. t CO<sub>2</sub>/a (einschl. 10 Mio. t CO<sub>2</sub>/a aus dem internationalen Luftverkehr). Damit trägt die Bundesrepublik Deutschland (ohne die ehemalige DDR) zu 3,2 % zu den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1987 in Höhe von 22,5 Mrd. t CO<sub>2</sub>/a bei.

Im Jahr 1987 waren der Verkehr mit 20 % sowie die Industrie und die Haushalte mit jeweils 16 % an den energiebedingten Gesamtemissionen beteiligt. Von untergeordneter Bedeutung hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen waren im Jahr 1987 mit einem Beitrag von 9 % die Kleinverbrau-



cher, mit 3 % die Fernwärmeerzeugung und mit 5 % die sonstigen Emittentenbereiche. Hauptemittent war im Jahr 1987 in der Bundesrepublik jedoch die Stromerzeugung, auf die 231 Mio. t CO<sub>2</sub>/a oder 32 % der Emissionen zurückzuführen waren. Dabei haben sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung seit 1950 insgesamt verdreifacht bei einer Verelffachung des Endenergieverbrauchs an Strom. Heute tragen die Steinkohlekraftwerke zu 50 % zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung bei und die Braunkohlekraftwerke zu 38 %. Der Anteil der Gaskraftwerke mit 7 % und der Ölkraftwerke mit 4 % ist bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung von untergeordneter Bedeutung.

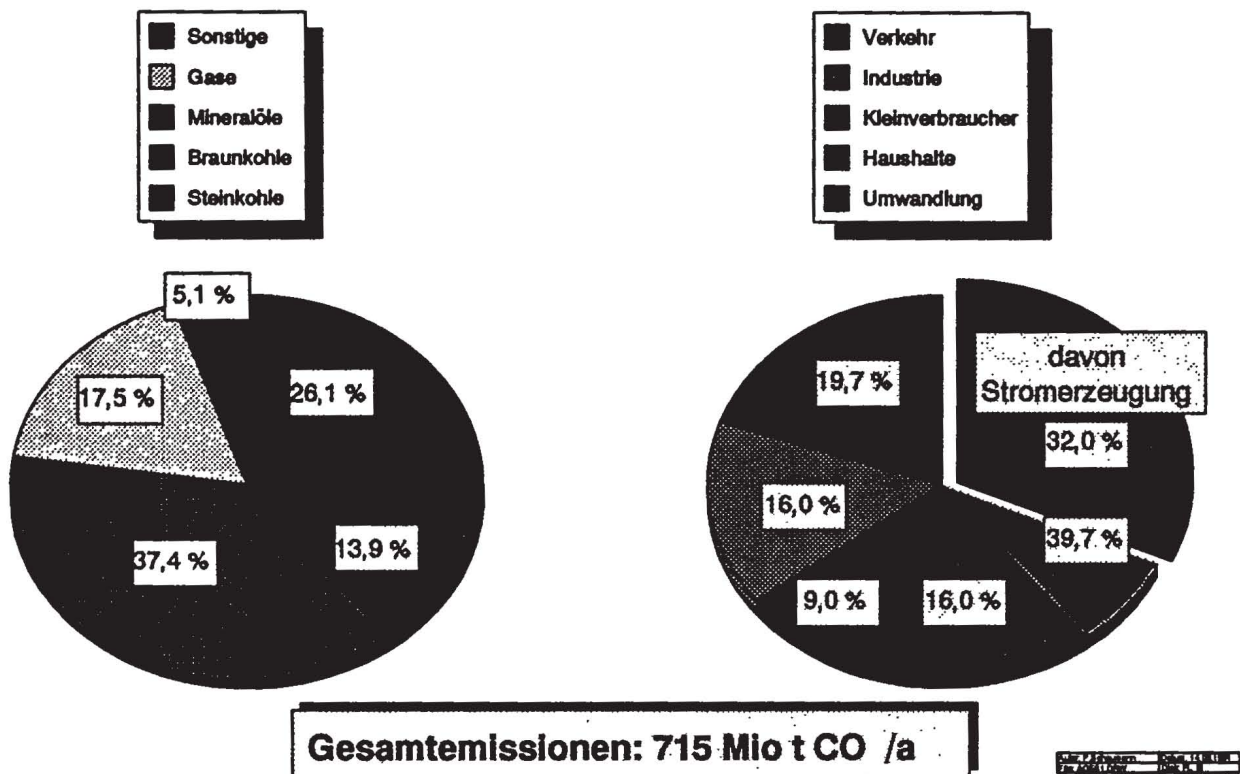


Abbildung 2.5-3: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 (Bilanzierung der Industrie-Eigenstromerzeugung bei der Stromerzeugung und nicht bei der Industrie)

Die Aufschlüsselung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern zeigt (vgl. Abbildung 2.5-3), daß im Jahr 1987 ca. 26,1 % auf die Verbrennung von Steinkohle, 23,3 % auf leichtes Heizöl und Dieselkraftstoff, 17,5 % auf die Gase, 13,9 % auf Braunkohle und 14,1 % auf die Verbrennung von Benzin entfielen. Das schwere Heizöl mit einem Beitrag von 4,4 % sowie die sonstigen Energieträger (Müll u. a.) mit einem Beitrag von 0,7 % waren im Jahr 1987 nur geringfügig an den Gesamtemissionen beteiligt.

In der Abbildung 2.5-4 /2.5-2/ ist ein regionaler Vergleich der je kWh erzeugten Stroms freigesetzten Menge CO<sub>2</sub> in Abhängigkeit von der zugehörigen Energieträgerstruktur dargestellt. Bei den angegebenen CO<sub>2</sub>-Werten handelt es sich um länderspezifische Mittelwerte, bezogen auf die Bruttostromerzeugung, unter Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-freien Energieträger Wasserkraft und Kernenergie. Im Jahr 1987 lag dieser Wert, abgesehen von Japan, wo pro erzeugter kWh elektrischer Energie 370 g CO<sub>2</sub> emittiert wurden, mit 390 g CO<sub>2</sub>/kWh in Westeuropa, das sich gegenüber den restlichen Weltregionen durch einen vergleichsweise hohen Anteil CO<sub>2</sub>-freier Energieträger auszeichnet, am niedrigsten. Der Weltdurchschnitt von 560 g CO<sub>2</sub>/kWh wurde im Jahr 1987 in etwa durch Italien (530 g CO<sub>2</sub>/kWh) bzw. die Bundesrepublik Deutschland (alt) repräsentiert. Allerdings gibt es große länderspezifische Unterschiede (vgl. Abbildung 2.5-4). So wurden im Jahr 1987 in Dänemark, wo die Stromerzeugung zu 95 % aus Steinkohle erfolgte, pro erzeugter kWh 890 g CO<sub>2</sub> emittiert. Demgegenüber sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen je kWh in Frankreich (90 g CO<sub>2</sub>/kWh), in Schweden (50 g CO<sub>2</sub>/kWh), in der Schweiz (35 g CO<sub>2</sub>/kWh) und in Norwegen (3 g CO<sub>2</sub>/kWh) sehr gering. Grund hierfür sind die in diesen Ländern relativ hohen Beiträge der CO<sub>2</sub>-freien Energieträger zur Stromerzeugung. Bei der Betrachtung bleibt jedoch außen vor, daß teilweise ein Stromimport und -export stattfindet, so daß die CO<sub>2</sub>-Emissionen je verbrauchter kWh Endenergie noch leicht von den angegebenen Werten abweichen können.

Die Abbildung 2.5-5 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg, aufgeteilt nach den sie verursachenden Emittentengruppen. Hierbei wird unter dem Begriff "Stromerzeugung" die öffentliche Stromerzeugung, die industrielle Stromerzeugung und die Stromerzeugung der Deutschen Bundesbahn zusammengefaßt. Der Verkehrssektor ist dabei entsprechend den Energiebilanzen Baden-Württemberg /2.5-3/ abgegrenzt, d. h., der Benzin- und Dieserverbrauch für landwirtschaftliche Fahrzeuge und für Militärfahrzeuge wird hier bei den Haushalten und Kleinverbrauchern und nicht beim Verkehr mitbilanziert. Seit 1960 haben sich demnach die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg von 39 Mio. t CO<sub>2</sub>/a auf heute 71 Mio. t CO<sub>2</sub>/a fast verdoppelt. Die Haushalte und Kleinverbraucher hatten im Jahr 1960 einen Anteil von 33 % an den Gesamtemissionen und die Industrie 30 %. Die Stromerzeugung mit einem Beitrag von 19 % und der Verkehr mit 17 % waren im Jahr 1960 mit einem noch relativ geringen Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg beteiligt. Im Jahr 1979 haben die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg ihren Höchstwert mit rund 78 Mio. t CO<sub>2</sub>/a erreicht. Dabei wurden 38 % der Emissionen von den Haushalten und Kleinverbrauchern, 21 % vom Verkehr und jeweils 20 % von der Stromerzeugung und von der Industrie verursacht. Nach 1979 kam es zu einem Absinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ca. 71 Mio. t CO<sub>2</sub>/a im Jahr 1989, also um 10 %, obwohl der Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im selben Zeitraum mit 1,37 EJ/a nahezu konstant geblieben ist. Hieraus wird schon der Beitrag der Kernenergie zur CO<sub>2</sub>-Reduktion deutlich, deren Anteil am Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg im gleichen Zeitabschnitt von 6 % auf 23 % angestiegen ist.

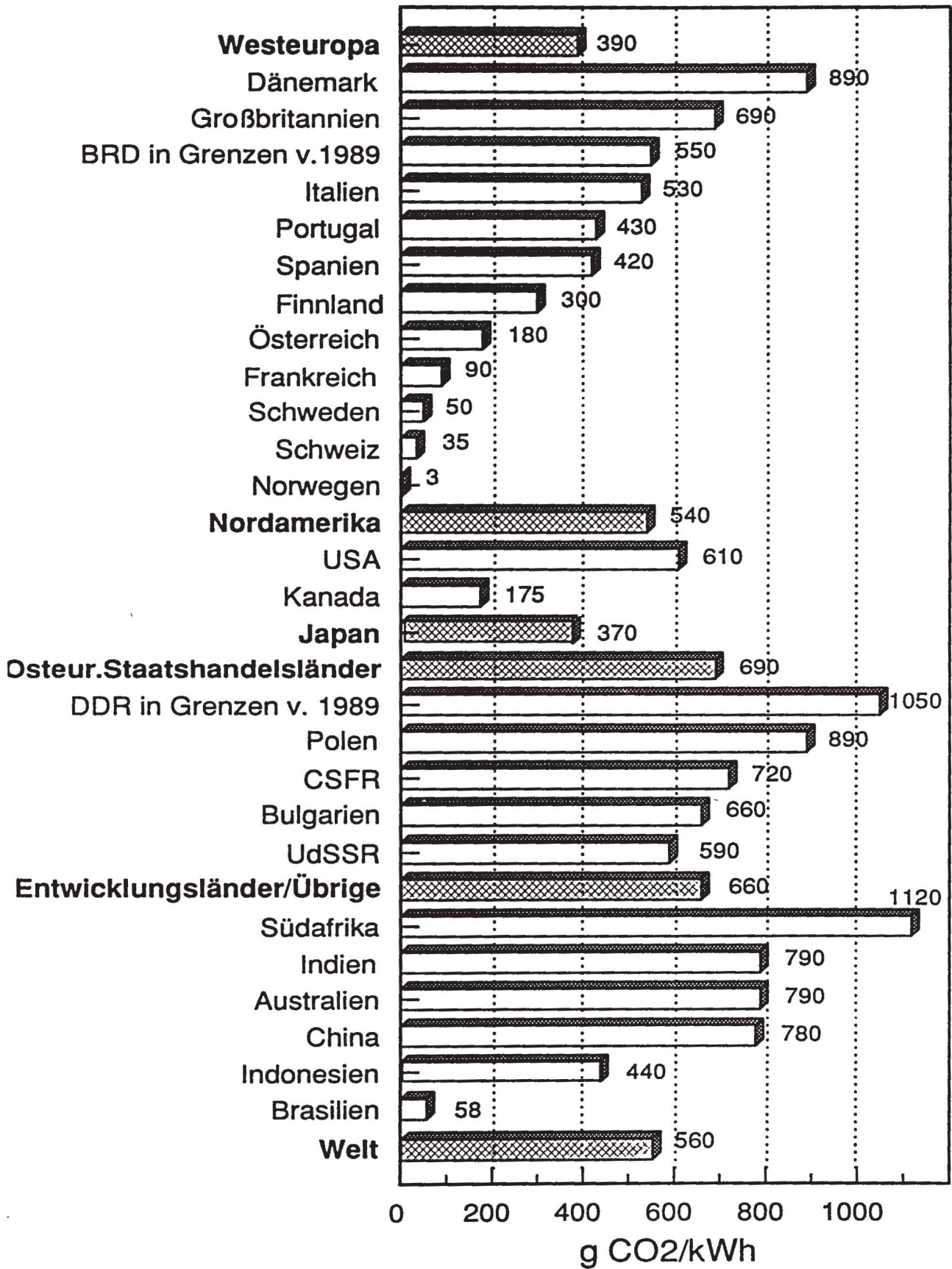


Abbildung 2.5-4: CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter kWh elektrischer Energie in Weltregionen und ausgewählten Ländern im Jahr 1987

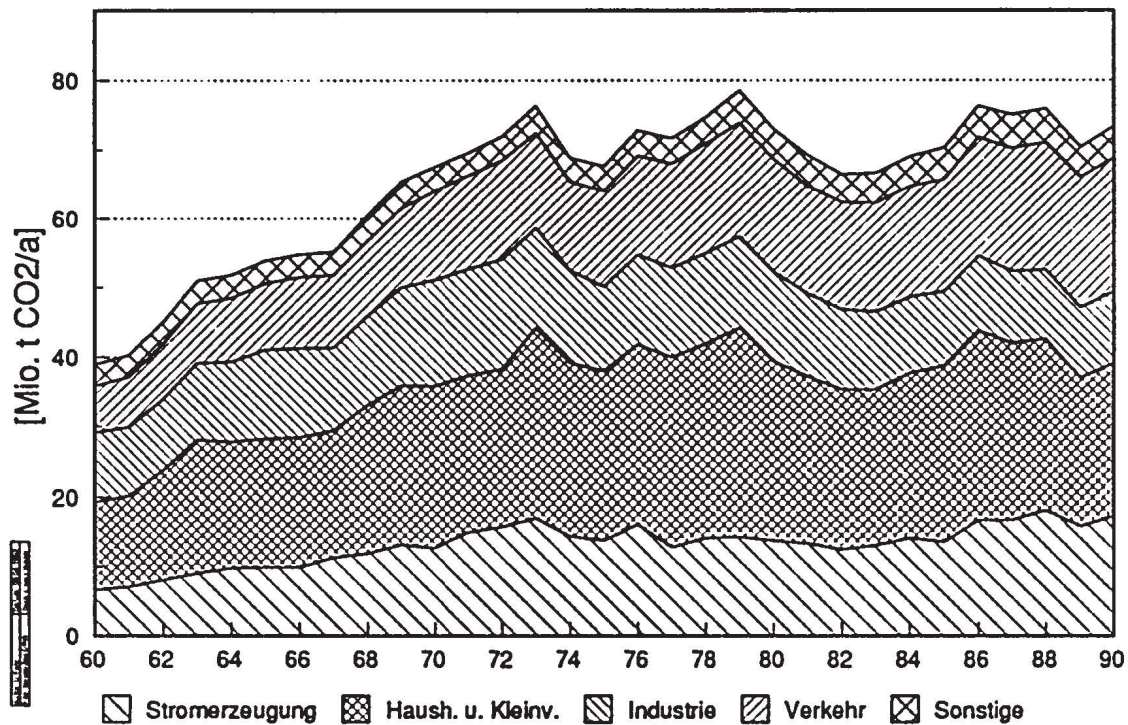


Abbildung 2.5-5: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg nach Emittentengruppen in Mio. t CO<sub>2</sub>/a

Die Abbildung 2.5-6 und die Tabelle 2.5-2 zeigen die Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg, aufgeteilt nach den sie verursachenden Energieträgern zwischen 1980 und 1990. Die Steinkohle hatte im Jahr 1980 einen Anteil von 15 % an den Gesamtemissionen. 71 % der Emissionen wurden vom Mineralöl und 12 % von den Gasen verursacht. Bis zum Jahr 1990 ist der Anteil der Mineralöle auf 58 % zurückgegangen. Gleichzeitig ist aufgrund der Kohlevorrangpolitik und der daraus resultierenden Zwangseinsätze in der Verstromung der Beitrag der Steinkohle wieder auf 23 % gestiegen. Die Gase tragen im Jahr 1990 zu 17 % zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Die Entwicklung in der jüngeren Vergangenheit wird im folgenden anhand eines Vergleiches der Emissionssituation in den Jahren 1987 und 1989 analysiert. Das Jahr 1987 wird hier betrachtet, da es in der Regel als Bezugsjahr für Reduktionsziele Verwendung findet (vgl. Kapitel 2.5.3).

Die Emissionssituation für CO<sub>2</sub> in den Jahren 1987 und 1989 in Baden-Württemberg ist in Abbildung 2.5-7, getrennt nach Energieträgern und für die verschiedenen Emittentengebiete, aufgeführt. Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen im Jahr 1987 ca. 75 Mio. t CO<sub>2</sub> und im Jahr 1989 rund 71 Mio. t CO<sub>2</sub>.

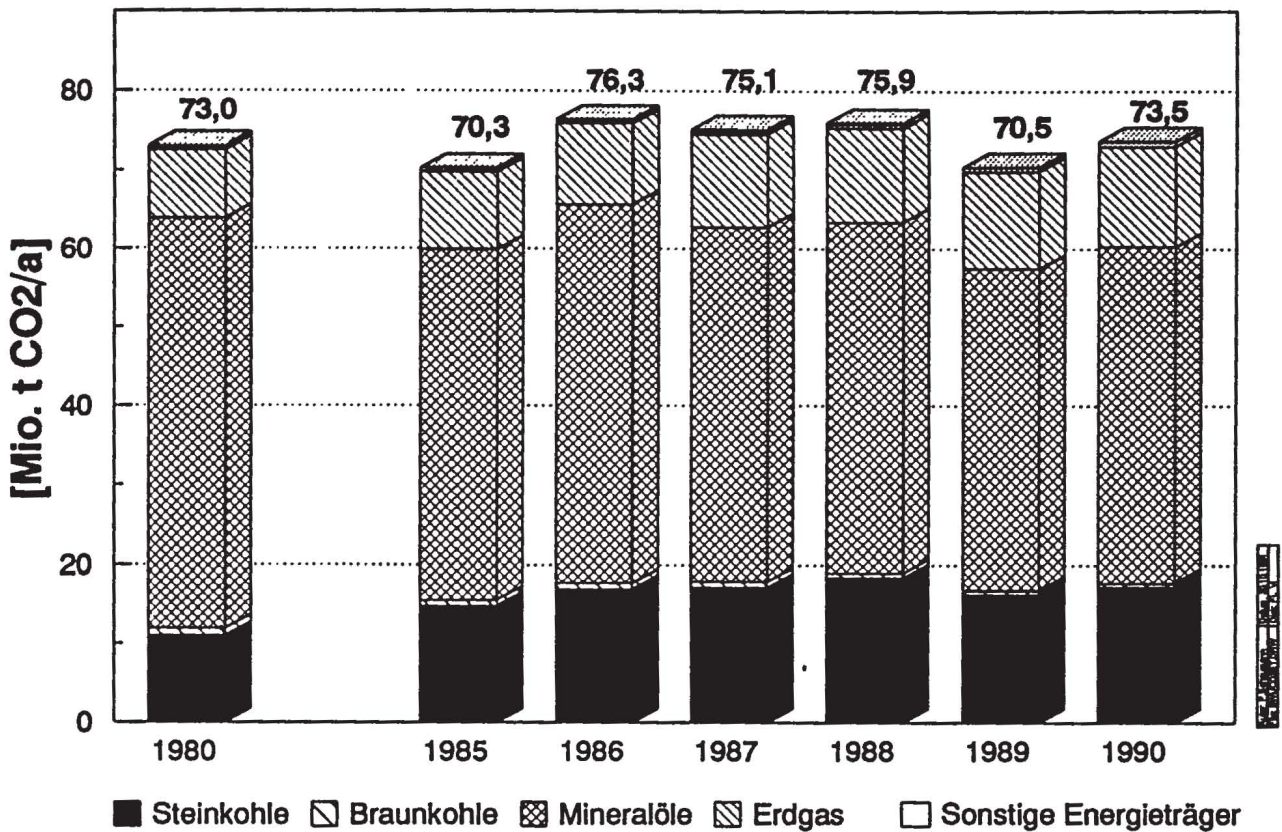


Abbildung 2.5-6: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg nach Energieträgern in Mio. t CO<sub>2</sub>/a

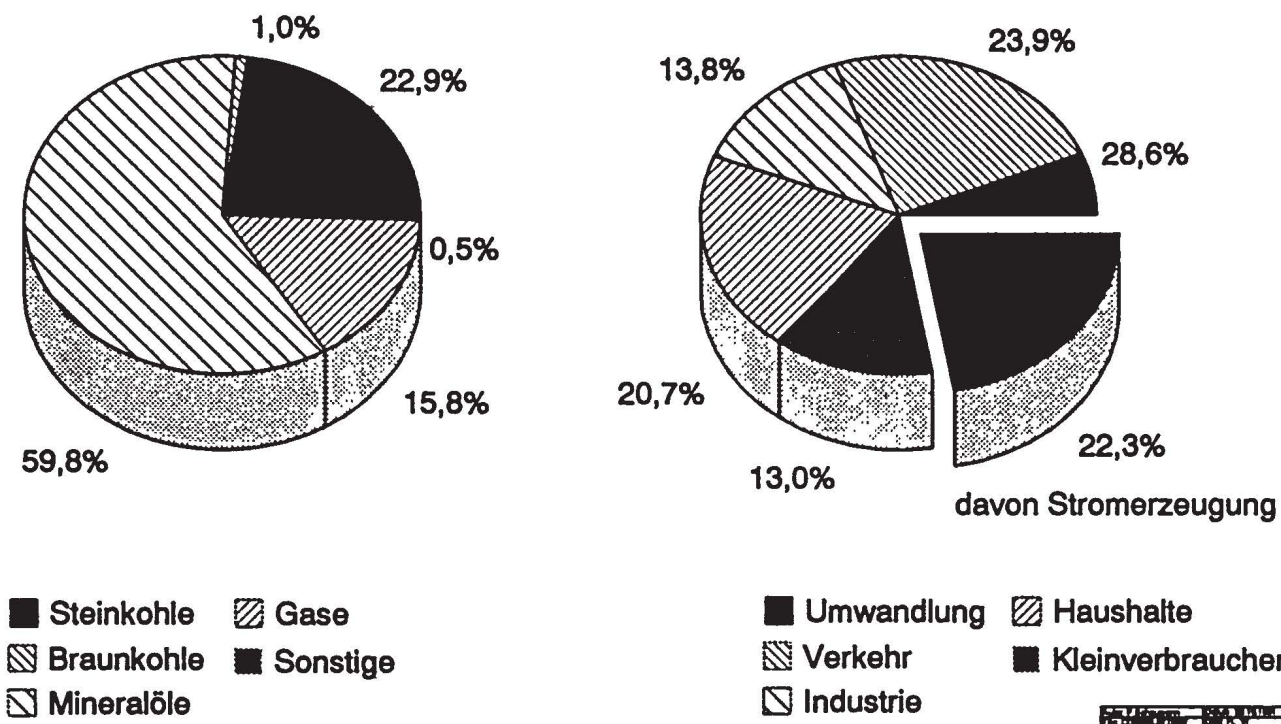
Tabelle 2.5-2: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg nach Energieträgern

	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
<b>in Mio. t CO<sub>2</sub></b>							
Mineralöl	51,975	44,340	47,905	44,885	44,387	40,659	42,236
Steinkohle	10,998	14,786	16,971	17,165	18,406	16,282	17,229
Erdgas <sup>1)</sup>	8,641	9,924	10,221	11,832	11,959	12,465	12,850
Braunkohle	0,919	0,755	0,784	0,735	0,630	0,530	0,518
Sonstige Energieträger <sup>2)</sup>	0,464	0,525	0,462	0,485	0,536	0,581	0,652
<b>Insgesamt</b>	<b>72,997</b>	<b>70,330</b>	<b>76,343</b>	<b>75,102</b>	<b>75,918</b>	<b>70,517</b>	<b>73,485</b>
<b>in %</b>							
Mineralöl	71,2	63,0	62,7	59,8	58,5	57,7	57,5
Steinkohle	15,1	21,0	22,2	22,9	24,2	23,1	23,4
Erdgas <sup>1)</sup>	11,8	14,1	13,4	15,8	15,8	17,7	17,5
Braunkohle	1,3	1,1	1,0	1,0	0,8	0,8	0,7
Sonstige Energieträger <sup>2)</sup>	0,6	0,7	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> Einschließlich Erdölgas, Flüssiggas, Raffineriegas, Stadtgas und Klärgas

<sup>2)</sup> Holz, Müll u. ä.

1987: 75,1 Mio. t. CO<sub>2</sub>/a



1989: 70,5 Mio. t. CO<sub>2</sub>/a

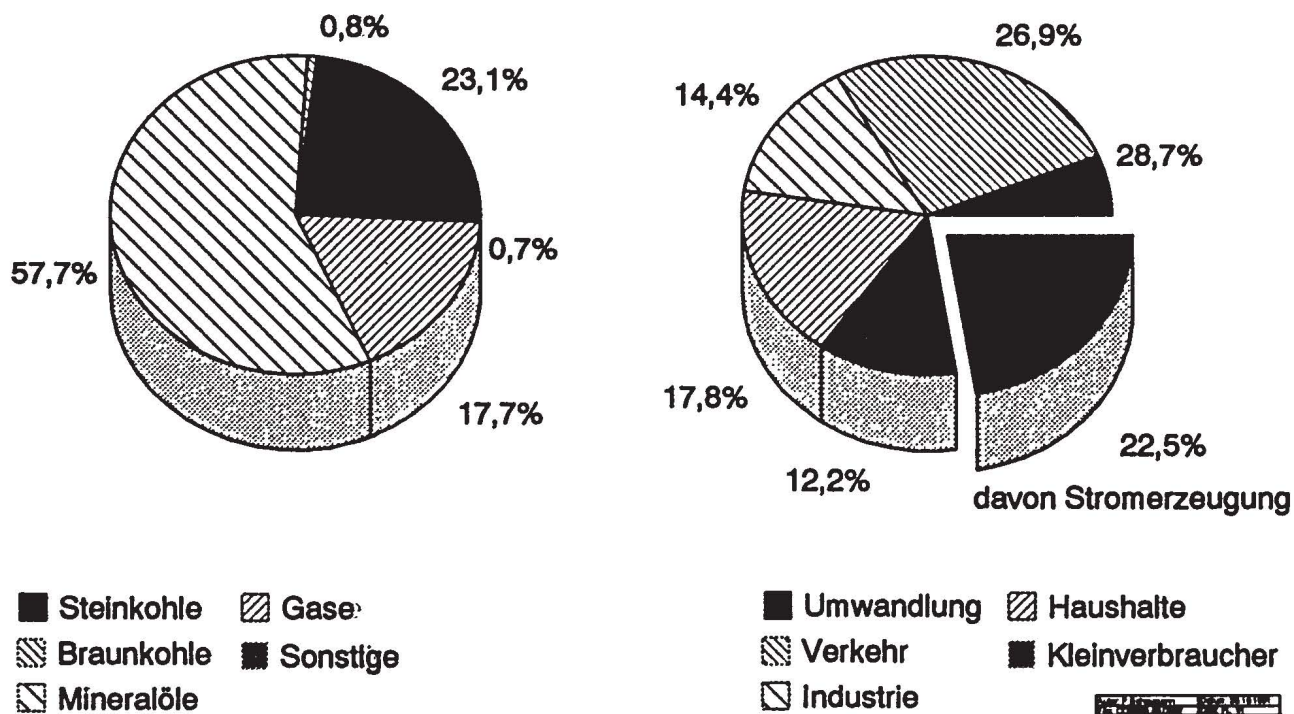


Abbildung 2.5-7: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg in den Jahren 1987 und 1989 in %

Damit trug Baden-Württemberg im Jahr 1987 zu 10,6 % und im Jahr 1989 zu 10,3 % zu den energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland (alt) bzw. im Jahr 1987 zu 6,9 % und im Jahr 1989 zu 7,1 % zu den Gesamtemissionen der Bundesrepublik Deutschland (neu) bei. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf und Jahr betragen in Baden-Württemberg im Jahr 1987 rd. 8,0 t CO<sub>2</sub> und im Jahr 1989 ca. 7,3 t CO<sub>2</sub>. In der Bundesrepublik Deutschland (alt) sind im Jahr 1987 etwa 11,7 kg CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr und im Jahr 1989 rd. 11,0 kg CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr emittiert worden. Für die Bundesrepublik Deutschland (neu) lauten die entsprechenden Werte für das Jahr 1987 ca. 13,9 kg CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr und für das Jahr 1989 etwa 12,6 kg CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr.

Hauptemittent war in Baden-Württemberg sowohl im Jahr 1987 (23,9 %) als auch im Jahr 1989 (26,9 %) der Verkehrssektor. Daneben waren die Stromerzeugung im Jahr 1987 mit 22,3 % (1989: 22,5 %) sowie die Haushalte mit 20,7 % (1989: 17,8 %) an den energiebedingten Gesamtemissionen beteiligt. Zwischen 1987 und 1989 ist der Beitrag der Industrie von 13,8 % auf 14,4 % gestiegen. Von etwas geringerer Bedeutung hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen sind mit einem Beitrag von 13,0 % im Jahr 1987 und 12,2 % im Jahr 1989 die Kleinverbraucher.

Die Aufschlüsselung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern ergibt, daß im Jahr 1987 ca. 37,4 % und im Jahr 1989 rd. 34,9 % auf die Verbrennung von leichtem Heizöl und Dieselmotortreibstoff, 22,9 % im Jahr 1987 und 23,1 % im Jahr 1989 auf die Steinkohle, 15,8 % (1987) bzw. 17,7 % (1989) auf die Gase und 16,1 % (1987) bzw. 17,7 % (1989) auf die Verbrennung von Benzin entfielen. Das schwere Heizöl mit einem Beitrag von 6,3 % im Jahr 1987 bzw. 5,0 % im Jahr 1989 sowie die sonstigen Energieträger (Müll u. a.) mit einem Beitrag von 0,5 % bzw. 0,7 % waren sowohl im Jahr 1987 als auch im Jahr 1989 nur geringfügig an den Gesamtemissionen beteiligt. Insgesamt gesehen sind insbesondere die Anteile der Steinkohle durch die Entwicklung bei der Stromerzeugung (Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Neckarwestheim II) sowie die des leichten Heizöls witterungsbedingt zurückgegangen.

Auf die gesamte Stromerzeugung sind im Jahr 1987 in Baden-Württemberg 16,7 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und im Jahr 1989 rd. 15,9 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zurückzuführen (vgl. Abbildung 2.5-8). Dabei haben sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung seit 1960 insgesamt um den Faktor 2,3 erhöht bei einer Verzehnfachung des Endenergieverbrauchs an Strom. Im Jahr 1989 tragen die Steinkohlekraftwerke zu 82,8 % (1987: 82,9 %) zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung bei. Der Anteil der Gaskraftwerke mit 8,5 % (1987: 7,5 %) und der Ölkraftwerke mit 6,3 % (1987: 7,8 %) ist bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung weiterhin von untergeordneter Bedeutung.

Abbildung 2.5-8 zeigt auch, daß durch die Nutzung der Laufwasserkraft und der Kernenergie zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg, die Steigerung der Stromerzeugung nicht mit einem

Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung einhergehend. Die Kernenergie hat in Baden-Württemberg von 1970 bis heute einen CO<sub>2</sub>-Ausstoß, der ansonsten bei einer alternativen Verbrennung von Steinkohle entstanden wäre, in Höhe von insgesamt rd. 230 Mio. t vermieden, die Wasserkraft von ca. 61 Mio. t CO<sub>2</sub>. Würden die baden-württembergischen Versorgungsunternehmen heute in der Stromerzeugung Steinkohle an der Stelle der CO<sub>2</sub>-freien Energieträger Wasserkraft und Kernenergie einsetzen, so würden die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg um etwa 40 % oder um rd. 29 Mio. t CO<sub>2</sub>/a von 74 auf ca. 103 Mio. t CO<sub>2</sub>/a ansteigen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung hätten dann im Jahr 1989 statt ca. 16 Mio. t CO<sub>2</sub>/a rd. 46 Mio. t CO<sub>2</sub>/a betragen.

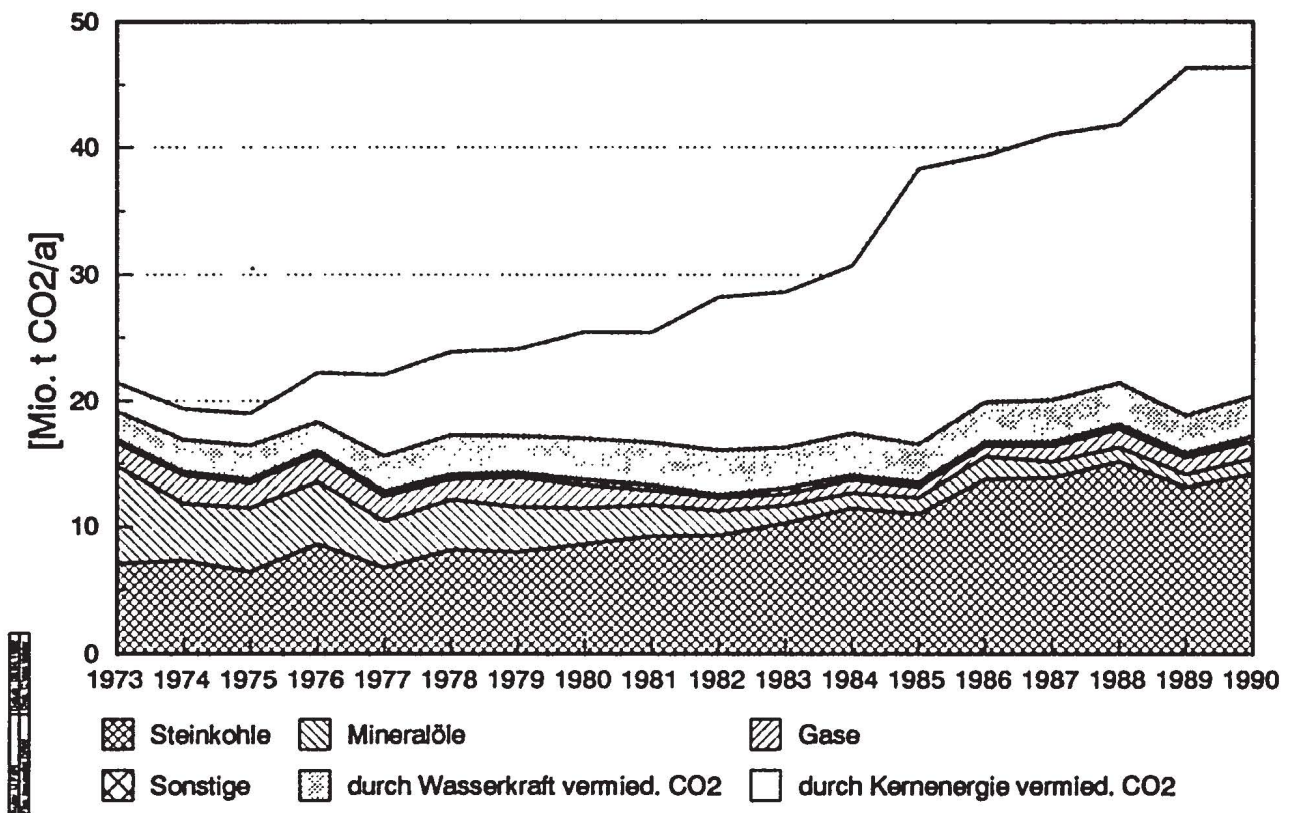


Abbildung 2.5-8: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Baden-Württemberg nach Energieträgern in Mio. t CO<sub>2</sub>/a

Durch die öffentliche Elektrizitätsversorgung wurden im Jahr 1987 insgesamt 14,0 Mio. t CO<sub>2</sub> und im Jahr 1989 rd. 13,2 Mio. t CO<sub>2</sub>/a emittiert [2.5-4]. Hinzu kommen für den hier zu betrachtenden Ausschnitt der baden-württembergischen Energiewirtschaft noch 2,1 Mio. t CO<sub>2</sub>/a im Jahr 1987 bzw. 1989 aus der Fernwärmeerzeugung. Da jedoch nicht die gesamte öffentliche Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung betrachtet wird (vgl. Kapitel 2.3), werden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung detailliert die Minderungsmöglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von insgesamt 14,031 Mio. t CO<sub>2</sub>/a für das Basisjahr 1987 analysiert. Dies sind 18,7 % der



insgesamt im Jahr 1987 in Baden-Württemberg emittierten 75,1 Mio. t CO<sub>2</sub>. Nicht berücksichtigt werden bei der Analyse die durch die Stromeigenerzeugung der Industrie im Jahr 1987 verursachten 1,9 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung der Deutschen Bundesbahn von 0,8 Mio. t CO<sub>2</sub>/a. Von den betrachteten 14,0 Mio. t CO<sub>2</sub> wurden im Jahr 1987 alleine 12,7 Mio. t CO<sub>2</sub> durch die Verbrennung von Steinkohle emittiert (vgl. Tabelle 2.5-3).

Tabelle 2.5-3: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg im Jahr 1987 in Mio. t CO<sub>2</sub>

	Steinkohle	Braunkohle	Holz, Müll	Benzin	Heizöl Diesel	Gase	Summe
Gesamte Strom- und Fernwärmeerzeugung	14,839	0,000	0,485	0,000	1,637	1,891	18,852
Öffentliche Stromerzeugung	12,609	0,000	0,166	0,000	0,617	0,630	14,022
Fernwärmeerzeugung	0,976	0,000	0,168	0,000	0,347	0,641	2,132
Summe	13,585	0,000	0,334	0,000	0,964	1,271	16,154
Emissionen der im Rahmen der Untersuchung betrachteten Emittentengruppe	12,696	0,000	0,183	0,000	0,612	0,540	14,031
CO <sub>2</sub> -Emissionen Baden-Württemberg	17,165	0,735	0,485	12,095	32,790	11,832	75,102

In Tabelle 2.5-4 sind die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh für Baden-Württemberg dargestellt (für ausgewählte Weltregionen vgl. Abbildung 2.5-4). Es zeigt sich, daß Baden-Württemberg hier gegenüber der Bundesrepublik Deutschland (alt) erheblich niedrigere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie aufweist. Im Jahr 1987 war dieser Wert für die gesamte Stromversorgung (inklusive Deutsche Bundesbahn und industrielle Eigenerzeugung) in Baden-Württemberg um 43 % und im Jahr 1989 um 50 % niedriger als in der Bundesrepublik Deutschland alt. Für die öffentliche Stromversorgung lagen die spezifischen Werte in Baden-Württemberg im Jahr 1987 um 42 % und im Jahr 1989 um 52 % günstiger. Hier zeigt sich die Bedeutung der Kernenergie für die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromversorgung. Durch die Inbetriebnahme des Gemeinschaftskernkraftwerks Neckarwestheim II im Jahr 1989 sind die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromversorgung in Baden-Württemberg um 16 % und der öffentlichen Stromversorgung Baden-Württembergs um 18 % gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1987 gesunken. Gleichzeitig ist der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg von 48 % auf 56 % und der Anteil an der Bruttostromerzeugung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung von 51 % auf 61 % gestiegen (vgl. Tabelle 2.5-4).

Tabelle 2.5-4: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland (alt)

	Emissionswerte in g CO <sub>2</sub> /kWh (brutto)	Emissionswerte in g CO <sub>2</sub> /kWh (netto)	Anteil CO <sub>2</sub> -freier Energieträger an der Bruttostromerzeugung		
			Wasserkraft	Kernenergie	Insgesamt
<b>Baden-Württemberg 1987</b>					
- gesamte Stromversorgung	318	336	10,3 %	47,9 %	58,2 %
- öffentliche Stromversorgung	301	319	10,7 %	51,9 %	62,6 %
- betrachteter Ausschnitt <sup>1)</sup>		352	10,1 % <sup>2)</sup>	52,6 % <sup>2)</sup>	62,7 % <sup>2)</sup>
<b>Baden-Württemberg 1989</b>					
- gesamte Stromversorgung	267	285	8,5 %	55,9 %	64,4 %
- öffentliche Stromversorgung	247	263	8,8 %	60,6 %	69,3 %
<b>Bundesrepublik Deutschland (alt) 1987</b>					
- gesamte Stromversorgung	554	590	4,9 %	31,2 %	36,1 %
- öffentliche Stromversorgung	521	555	5,1 %	36,5 %	41,6 %
<b>Bundesrepublik Deutschland (alt) 1989</b>					
- gesamte Stromversorgung	533	571	4,3 %	33,9 %	38,2 %
- öffentliche Stromversorgung	510	547	4,5 %	39,3 %	43,8 %
<sup>1)</sup> Badenwerk AG, Energie-Versorgung Schwaben AG, Großkraftwerk Mannheim AG, Neckarwerke AG, Stadtwerke Karlsruhe AG, Technische Werke der Stadt Stuttgart AG <sup>2)</sup> Anteil an der Nettostromerzeugung					

Der hier betrachtete Ausschnitt der Stromversorgung Baden-Württembergs weist mit 352 g CO<sub>2</sub> je kWh elektrischer Energie (netto) im Jahr 1987 aufgrund des höheren Anteils der Steinkohle etwas ungünstigere Werte als die öffentliche Stromversorgung insgesamt auf. Der Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf zeigt, daß die Stromversorgung in Baden-Württemberg einen großen Anteil an der günstigeren Situation in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland (alt) hat. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf lagen in Baden-Württemberg im Jahr 1987 um 33 % niedriger als in der Bundesrepublik Deutschland (alt), die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter kWh elektrischer Energie dagegen um 43 %.

In Abbildung 2.5-9 sind neben den bislang behandelten direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Energieträgernutzung in den jeweiligen Endenergieverbrauchssektoren auch die indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Bereitstellung des Energieträgers, z. B. die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Kraftwerken zur Stromerzeugung oder die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Raffinerien zur Herstellung der Mineralölprodukte, dargestellt. Bezüglich der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Endverbrauchssektoren, also die direkten und die indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen, zeigt sich folgende Situation. Die Haushalte haben im Jahr 1987 einen Anteil von 29,2 % und im Jahr 1989 von 25,9 % an den CO<sub>2</sub>-Emissionen, der Verkehr (ohne den militärischen und landwirtschaftlichen Verkehr) hat einen Anteil von 26,0 % bzw. 29,1 %, die Industrie einen Anteil von 24,4 % bzw. 25,4 % und die Kleinverbraucher schließlich einen Anteil von 20,6 % bzw. 19,6 %.

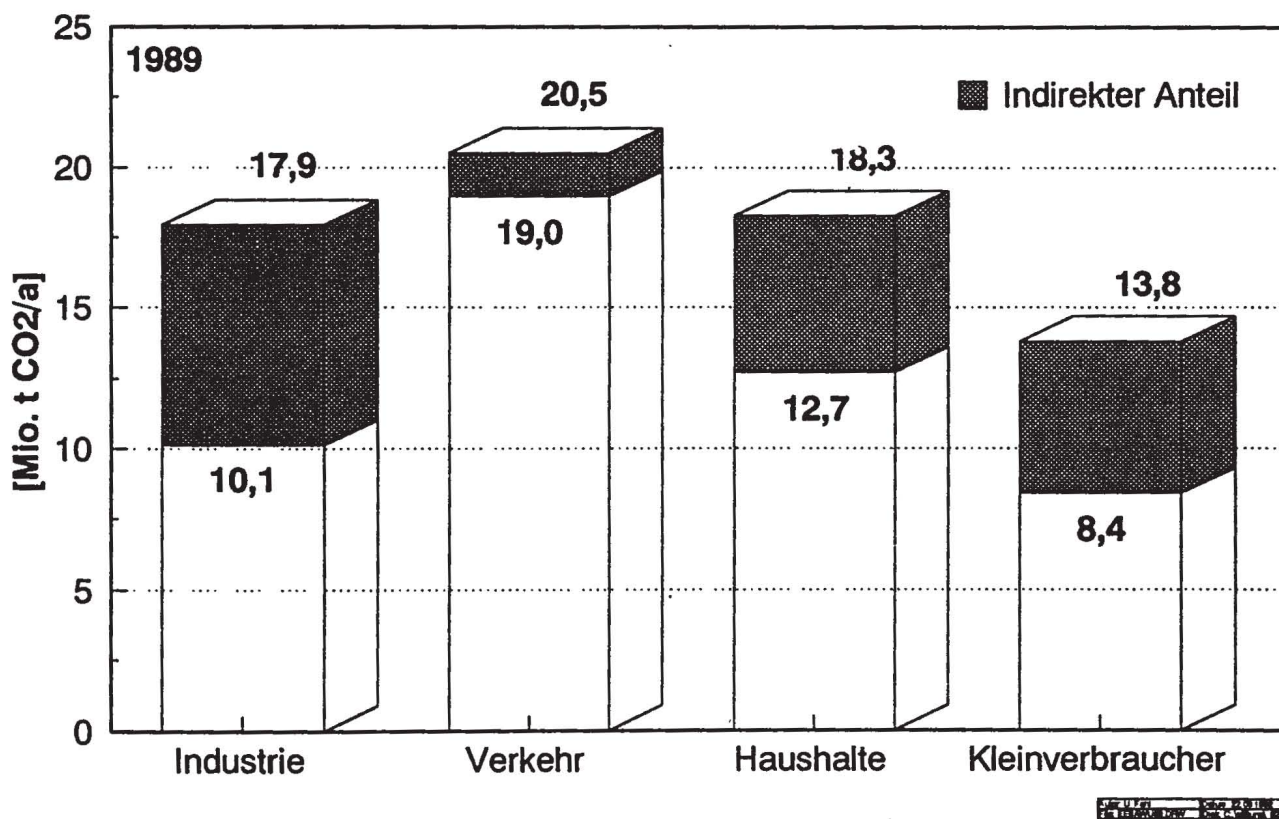
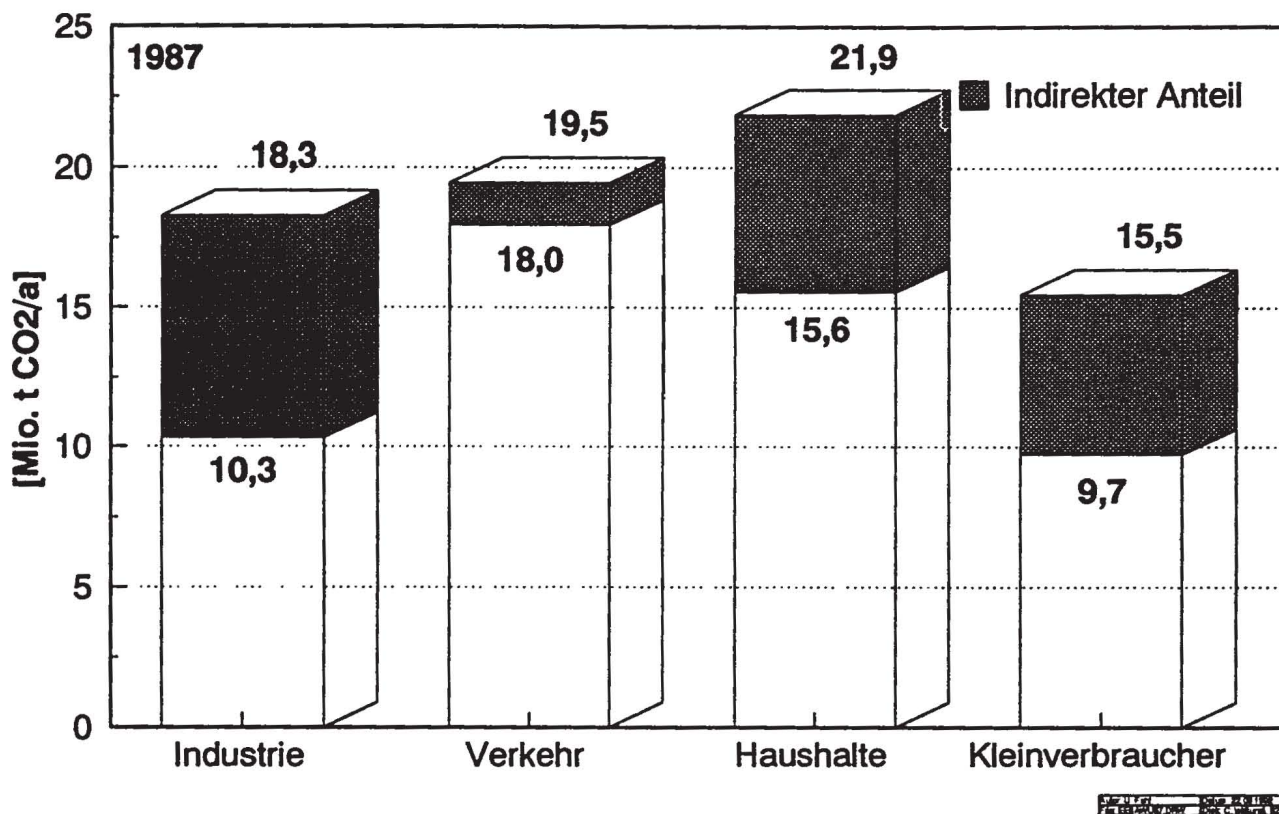


Abbildung 2.5-9: Auf die Endenergie bezogene CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg in den Jahren 1987 und 1989 in Mio. t CO<sub>2</sub>/a

Bei der Betrachtung der auf die Endenergie bezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind insbesondere die dem Strom bzw. der Fernwärme zuzuordnenden CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren von Interesse. Im Jahr 1987 bzw. im Jahr 1989 sind in Baden-Württemberg je verbrauchter Endenenergieeinheit Strom 92 kg CO<sub>2</sub>/GJ (0,330 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>) bzw. 82 kg CO<sub>2</sub>/GJ (0,296 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>) (zum Vergleich für die BRD (alt) im Jahr 1989: 184 kg CO<sub>2</sub>/GJ (0,662 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>)) entstanden. Für die verbrauchte Endenenergieeinheit Fernwärme sind in Baden-Württemberg im Jahr 1987 ca. 74 kg CO<sub>2</sub>/GJ und im Jahr 1989 etwa 76 kg CO<sub>2</sub>/GJ (BRD (alt) im Jahr 1989 rd. 93 kg CO<sub>2</sub>/GJ) zu zurechnen. Bei einem Vergleich mit den Emissionsfaktoren für die fossilen Brennstoffe sind auch deren vorgelagerte Emissionen zu berücksichtigen (ca. 3 bis 4 kg CO<sub>2</sub>/GJ). Ebenso ist zu beachten, daß die Nutzungsanlagen von Strom und Fernwärme in der Regel einen wesentlichen höheren Wirkungsgrad aufweisen als die fossiler Brennstoffe.

### 2.5.3 CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele

Trotz des Nachweises, daß die Konzentration der Treibhausgase in den letzten Jahrzehnten angestiegen ist und daß dies aus physikalischen Gründen zu Klimaänderungen führen muß, kann der wissenschaftliche Nachweis, daß diese Klimaveränderungen schon heute eingetreten sind, bis heute nicht geführt werden, da die Veränderungen sich noch im Bereich der natürlichen Klimaschwankungen bewegen. Es gibt aber aus Sicht der Klimatologen eine Reihe von Indizien, die in Übereinstimmung mit der Theorie bereits andeuten, daß die befürchteten Klimaveränderungen schon eingesetzt haben. Angesichts dieser Beobachtungsindizien und der durch Klimamodellrechnungen gestützten Erwartungen über die möglichen Klimaveränderungen und ihre weitreichenden, heute wohl nicht voll übersichtbaren Konsequenzen für das Leben auf dieser Erde fordern die Klimawissenschaftler sofortige Abwehrmaßnahmen zum Schutz unserer Erdatmosphäre.

Eine Konkretisierung erfuhr die internationale Politik zum Schutz der Erdatmosphäre durch die von der kanadischen Regierung organisierte "World Conference on the Changing Atmosphere, Implications for Global Security" in Toronto vom 27. bis zum 30. Juni 1988. In ihrer Schlußklärung gibt die Toronto-Konferenz u. a. die Empfehlungen:

- Verringerung der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um etwa 20 % bis 2005;
- Reduzierung der Emissionen von CO<sub>2</sub> und anderen Spurengasen global um mehr als 50 % bis zum Jahr 2050;

Als Ergebnis der Weltklimakonferenz in Genf 1991 wurde die Forderung aufgestellt, daß die weltweiten Treibhausgasemissionen um 1 %/a gesenkt werden sollen.

Die geforderte Reduktion der energiebedingten klimarelevanten Spurengasemissionen bzw. die damit verbundene Einschränkung des Verbrauchs fossiler Energieträger ist dabei vor dem Hintergrund zu sehen, daß die meisten weltweiten Energieprognosen, angesichts der Industrialisierung und des Bevölkerungswachstums der Entwicklungsländer, von einem weiteren Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs und auch des Verbrauchs fossiler Energieträger ausgehen.

Als mögliche Kriterien für eine Primärverteilung der Reduktionspflichten auf die einzelnen Staaten sind die wirtschaftliche Leistungskraft, die Energieintensität, die Zugehörigkeit zu einer Ländergruppe, die Pro-Kopf-Emissionen, die Bevölkerungsentwicklung, die kumulierten Emissionen, die Landfläche oder die Betroffenheit eines Landes denkbar /2.5-5/. Um die Dimension der Herausforderung zur Erreichung der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ein tolerierbares Maß noch deutlicher zu machen, sei im folgenden kurz der Pro-Kopf-Ansatz beschrieben. Die Toronto-Forderung einer Minderung um 20 % bis 2005 bzw. um 50 % bis 2050 würde bei einer Weltbevölkerung von rd. 6,5 Mrd Menschen im Jahr 2005 und rd. 10 Mrd Menschen im Jahr 2050 bedeuten, daß im Durchschnitt pro Kopf und Jahr 2,5 bzw. 1 t CO<sub>2</sub> durch die Nutzung fossiler Energieträger freigesetzt werden darf. Bei Pro-Kopf-Emissionen im Jahr 1987 von 8 t CO<sub>2</sub>/a in Baden-Württemberg und von rd. 12 t CO<sub>2</sub>/a in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und unter der Annahme eines gleichen Emissionsrechts für jeden Erdenbürger müßten die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg unter Vernachlässigung der anderen Kriterien bis 2005 (unter der Annahme eines Bevölkerungswachstums um 14 % (vgl. Kapitel 4.2.1) um fast 65 % (Bundesrepublik Deutschland (alt): fast 80 % (angenommene Bevölkerungsentwicklung: -2 % /2.5-1/)) und bis 2050 um rd. 88 % (selbe Bevölkerung wie 1987) (Bundesrepublik Deutschland (alt): 93 % (angenommene Bevölkerungsentwicklung: -18 % /2.5-1/)) reduziert werden. Diese Zahlen mögen ein Hinweis darauf sein, welche Forderungen im Rahmen internationaler Verhandlungen von den Entwicklungsländern an die Industrieländer in Bezug auf die Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gestellt werden könnten.

Es dürfte darin Einigkeit bestehen, daß grundsätzlich die Industriestaaten die CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker zu reduzieren haben als die Entwicklungsländer, denen eine begrenzte Ausbauoption zuzugestehen ist. Dieser Weg wurde bereits mit dem Montrealer Protokoll zum Schutz der Ozonschicht beschritten. Die Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages empfiehlt /2.5-1/, daß die im folgenden genannten prozentualen Ziele zur Reduktion der energiebedingten klimarelevanten Spurengase für die BRD (neu) gelten sollen. Hierbei können sich wegen der gegenwärtigen Energiestruktur und der Bedingungen auf dem Gebiet der ehemaligen DDR veränderte Reduktionsbeiträge in den einzelnen Sektoren gegenüber den im Studienprogramm der Kommission ermittelten Werte ergeben. Die Summe der empfohlenen prozentualen Reduktionsziele soll aber auch nach dem Beitritt der DDR unverändert bleiben. Es ist notwendig, daß

- bis zum Jahr 2005 die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland um mindestens 30 % reduziert werden,
- in bezug auf die weiteren energiebedingten klimarelevanten Spurengase die Emissionen von CH<sub>4</sub> um mindestens 30 %, von NO<sub>x</sub> um mindestens 50 %, von CO um mindestens 60 % und von NMKW um mindestens 80 % bis zum Jahr 2005 vermindert werden (vgl. Tabelle 2.5-5).

Tabelle 2.5-5: Reduktionsplan der Enquete-Kommission zur Verminderung der energiebedingten klimarelevanten Spurengasemissionen der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 2005, 2020 und 2050

Spurengase	Emissionen 1987 in Mio. t **	Reduktion bis 2005*	Reduktion bis 2020*	Reduktion bis 2050*
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	715	-30	-50	-80
Methan (CH <sub>4</sub> )	1,8	-30	-50	-80
Stickoxide (NO <sub>x</sub> )	2,6	-50	-70	-90
Kohlenmonoxid (CO)	8	-60	-75	-90
flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMKW)	1,5	-80	-90	-95

\* Reduktion in % gegenüber 1987

\*\* Emissionen Bundesrepublik Deutschland (alt)

30 % Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen entspricht - ausgehend von einer Emission von 715 Mio. t CO<sub>2</sub> im Basisjahr 1987 aus dem damaligen Gebiet der Bundesrepublik Deutschland (alt) (vgl. Kapitel 2.5.2) - einer Verminderung um 215 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 500 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2005. Für die Bundesrepublik Deutschland (neu) bedeutet das Reduktionsziel von 30 % bis zum Jahr 2005 eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 325 Mio. t auf 760 Mio. t, ausgehend von 1.085 Mio. t im Jahr 1987 (vgl. Tabelle 2.5-6).

Die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission um mindestens 50 % weltweit bis zum Jahr 2050, die die Enquete-Kommission zur Eindämmung des zusätzlichen Treibhauseffektes als notwendig erachtet, würde für die Industrieländer und damit auch die Bundesrepublik Deutschland bedeuten, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um eine Größenordnung von 80 % bis zum Jahr 2050 zu vermindern. Die Enquete-Kommission hat daher die Bundesregierung ersucht /2.5-1/, durch langfristige Untersuchungen zu prüfen, wie die Zielorientierung einer Verringerung der Emission von CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> bis zum Jahr 2020 um etwa 50 % und bis zum Jahr 2050 um etwa 80 % erreichbar ist. Auf

dieser Basis sind entsprechende langfristige Strategien und Maßnahmenprogramme zur Erreichung solcher Zielorientierungen zu entwickeln. Außerdem ist durch entsprechende Untersuchungen zu prüfen, wie die Emissionen von

- NO<sub>x</sub> bis zum Jahr 2020 um mindestens 70 % und bis zum Jahr 2050 um mindestens 90 %,
- des CO bis zum Jahr 2020 um mindestens 75 % und bis zum Jahr 2050 um mindestens 90 % sowie
- die Emissionen der NMKW bis zum Jahr 2020 um mindestens 90 % und bis zum Jahr 2050 um mindestens 95 % zu reduzieren sind.

Tabelle 2.5-6: Zielorientierung zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 2005, 2020 und 2050 in Mio. t CO<sub>2</sub>/a

	Basis-jahr 1987	1987 bis 2005 -30 %	2006 bis 2020 zusätzlich: - 20 %	2021 bis 2050 zusätzlich: -30 %	1987 bis 2050 Insgesamt: -80 %
BRD (alt)	715	-215 auf 500	-143 auf 357	-215 auf 142	-574 auf 142
BRD (neu)	1.085	-325 auf 760	-215 auf 545	-325 auf 220	-865 auf 220

Die Enquete-Kommission hält die genannten Verminderungen der Emissionen bis zum Jahr 2005 aufgrund der Ergebnisse des von ihr durchgeführten Studienprogramms für realisierbar, wenn die erforderlichen Maßnahmen konkretisiert, eingeleitet und schnellstmöglichst umgesetzt werden.

Die Landesregierung von Baden-Württemberg hat in ihrem Energieprogramm 1991 /2.5-6/ die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Enquete-Kommission für Baden-Württemberg bis 2005 übernommen. Damit ergibt sich als Zielorientierung die in Tabelle 2.5-7 dargestellte Situation, wenn unterstellt wird, daß auch über das Jahr 2005 hinaus die Vorschläge der Enquete-Kommission für das Land Baden-Württemberg gelten sollen. Demnach dürfen im Jahr 2005 noch 52,6 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und im Jahr 2020 noch 37,6 Mio. t CO<sub>2</sub>/a emittiert werden. Im Jahr 2050 sollen es nur noch 15,0 Mio. t CO<sub>2</sub>/a sein. Dieser Wert wird heute alleine von den Haushalten oder vom Verkehr erreicht. Dies macht deutlich, welche erheblichen Anstrengungen hier der Energieversorgung und den Energienachfragern Baden-Württembergs abverlangt werden. Da die Einleitung von Maßnah-

men zur Emissionsminderung mit gewissen Anlaufproblemen verbunden ist, könnte sich die erste Periode für Baden-Württemberg wie folgt näher spezifizieren:

- bis zum Jahr 1995: Minderung um 5 % (3,755 Mio. t CO<sub>2</sub>) auf 71,347 Mio. t,
- bis zum Jahr 2000: Minderung um weitere 10 % (7,510 Mio. t CO<sub>2</sub>) auf 63,837 Mio. t,
- bis zum Jahr 2005: Minderung um weitere 15 % (11,265 Mio. t CO<sub>2</sub>) auf 52,571 Mio. t.

Bei einer auf die einzelnen Verursacher gleichverteilten Reduktionspflicht einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 um 11 % bis zum Jahr 1998, um 30 % bis zum Jahr 2005 sowie um 50 % bis zum Jahr 2020 bedeutet dies, daß der betrachtete Ausschnitt der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs im Jahr 1998 noch 12,488 Mio. t CO<sub>2</sub>/a, im Jahr 2005 noch 9,822 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und im Jahr 2020 noch 7,016 Mio. t CO<sub>2</sub>/a emittieren dürfte (vgl. Tabelle 2.5-7). Zu beachten ist dabei jedoch, daß die Stromnachfrage Baden-Württembergs auch aufgrund von Substitutionsbestrebungen von fossilen Energieträgern durch Strom ansteigen könnte. Deshalb sind in Tabelle 2.5-7 auch die Reduktionsziele aufgeführt, wie sie sich aufgrund einer Betrachtung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie ergeben. Diese beiden Betrachtungen der Reduktionsziele werden auch den nachfolgenden Betrachtungen eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs zugrunde gelegt.

Tabelle 2.5-7: Zielorientierung zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg für die Jahre 2005, 2020 und 2050

	Basis-jahr 1987	1987 bis 2005 -30 %	2006 bis 2020 zusätzlich: - 20 %	2021 bis 2050 zusätzlich: -30 %	1987 bis 2050 Insgesamt: -80 %
Baden-Württemberg in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	75,102	-22,531 auf 52,571	-15,020 auf 37,551	-22,531 auf 15,020	-60,082 auf 15,020
Betrachteter Sektor in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	14,031	-4,209 auf 9,822	-2,807 auf 7,015	-4,209 auf 2,806	-11,225 auf 2,806
Betrachteter Sektor in g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>	352,0	-105,6 auf 246,4	-70,4 auf 176,0	-105,6 auf 70,4	-281,6 auf 70,4

Da jedoch heute bereits absehbar ist, daß z. B. der Verkehrssektor dieses Ziel für seinen Bereich nicht erreichen kann [2.5-7], erscheint es notwendig, für andere Sektoren höhere Reduktions-



pflichten zu formulieren. Dabei sollte dem ökonomischen Prinzip Vorrang eingeräumt werden. Dies bedeutet, daß die für die Reduktion der Treibhausgase verfügbaren, begrenzten Aufwendungen so verwendet werden sollten, daß mit jeder aufgewendeten Mark eine möglichst hohe Treibhausgasminderung realisiert wird. Ein geeignetes Kriterium für die Entscheidung zwischen alternativen Maßnahmen stellen dabei die sogenannten spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten dar. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten geben an, wieviel DM pro t vermiedenem CO<sub>2</sub> bei den einzelnen Maßnahmen aufgewendet werden muß. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten können auch negativ sein. Dies bedeutet, daß die dann betrachteten Maßnahmen auch ohne Berücksichtigung ihres CO<sub>2</sub>-Minderungseffektes volkswirtschaftlich sinnvoll und damit durchzuführen wären.

Rein technisch gesehen stehen zumindest auf längere Sicht sehr weitgehende Treibhausgas-minderungsmöglichkeiten zur Verfügung /2.5-1/. Aber nicht alles was technisch machbar ist, ist auch wirtschaftlich darstellbar und schon gar nicht effizient im Sinne der Nutzung knapper verfügbaren Ressourcen zur Vermeidung von Klimaveränderungen. Deshalb werden im folgenden für die einzelnen Maßnahmen zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromversorgung Baden-Württembergs auch die gegenüber einer Referenzentwicklung resultierenden Kostendifferenzen sowie die sog. spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten angegeben. Diese Informationen sind die Grundlage für eine Bewertung einzelner technischer Möglichkeiten und könnten später in ein Gesamtkonzept für die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung in Baden-Württemberg eingebracht werden.

Nicht zuletzt als Ergebnis der Aktivitäten in der Bundesrepublik Deutschland bemühen sich die Europäischen Gemeinschaften (EG) um die Entwicklung einer europaweiten CO<sub>2</sub>-Strategie. Die EG hat am 29. Oktober 1990 beschlossen, bis zum Jahr 2000 EG-weit die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf das Niveau von 1990 zu stabilisieren. Gegenwärtig wird im Energie- und Umweltrat ein Maßnahmenpaket beraten, das über Energiesparmaßnahmen und eine kombinierte CO<sub>2</sub>-/Energie-Steuer die Erreichung des Stabilisierungsziels sicherstellen soll.

Kernstück der Strategie der EG-Kommission ist der Vorschlag zur Einführung einer kombinierten CO<sub>2</sub>-/Energie-Steuer, die zu 50 % am Energieinhalt und zu 50 % an den CO<sub>2</sub>-Emissionen anknüpfen soll. Die Einführung eines solchen umweltpolitischen Instrumentes zur CO<sub>2</sub>-Reduzierung wird daran gemessen, wie gut dadurch die umweltpolitischen Zielvorstellungen durchgesetzt werden können /2.5-8, 2.5-9/. Die umweltpolitischen Instrumente lassen sich danach gliedern (vgl. Abbildung 2.5-10), ob eine Orientierung nach dem Verursacherprinzip oder Gemeinlastprinzip stattfindet oder ob sie mit öffentlichen Einnahmen und Ausgaben verbunden sind. Wie Abbildung 2.5-10 zeigt, stehen eine gewisse Anzahl von Ansätzen in Form von umweltpolitischen Instrumenten zur Umsetzung der umweltpolitischen Ziele zur Verfügung. Jedes Umweltproblem bedarf dabei, wenn es ökologisch-ökonomisch effizient angegangen werden soll, einer

spezifischen Lösung. Die Schwierigkeit besteht darin, eine Übereinstimmung bezüglich der ökologischen Wirksamkeit, der wirtschaftspolitischen Verträglichkeit, der administrativ-rechtlichen Praktikabilität und der politischen Durchsetzbarkeit zu erzielen /2.5-9/.

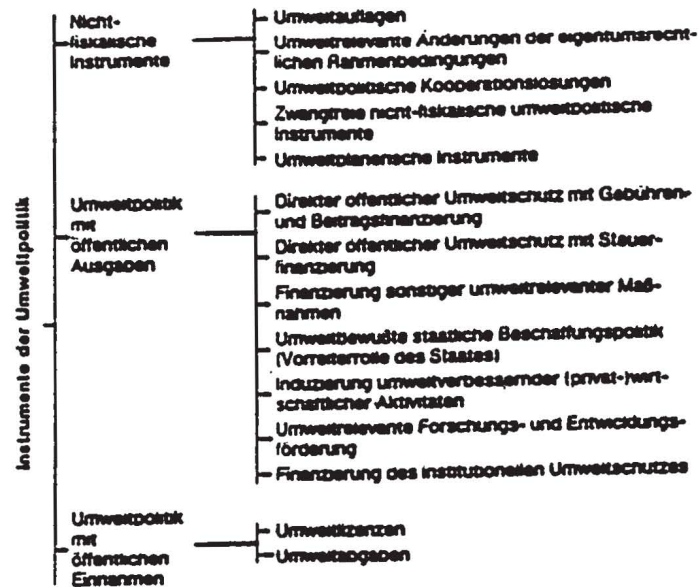


Abbildung 2.5-10: Die umweltpolitischen Instrumente /2.5-9/

Im allgemeinen wird eine Unterteilung der Instrumente zur Durchsetzung umweltpolitischer Standards vorgenommen in Auflagen, Steuern und Abgaben sowie Zertifikate. Ansatzpunkte ergeben sich an unterschiedlichen Stellen im Wirtschaftsprozeß, bei den Inputs, bei den Verfahren oder bei den Emissionen /2.5-10/. Dabei spielen für die Diskussion des Einsatzes umweltpolitischer Instrumente zur CO<sub>2</sub>-Verminderung die Instrumente der Steuern und der Abgaben die dominierende Rolle.

Unter einer Abgabe im allgemeinen und einer Steuer im besonderen versteht man aus ökonomischer Sicht, die Belastung eines Faktors, eines Prozesses oder eines Gutes, die in einer bestimmten mehr oder weniger direkten Beziehung zu einer ökonomischen Aktivität stehen, welche dadurch beeinflußt werden soll /2.5-11/. Die Abgabe bzw. die Steuer stellt dabei den staatlichen Ersatz für den Marktpreis der Umweltnutzung bzw. Verschmutzung dar. Eine solche Umwelt- oder CO<sub>2</sub>-Abgabe bzw. -Steuer soll die Lenkungsfunktion übernehmen. Dies ist notwendig, da die Umwelt längst zu einem knappen Gut geworden ist, ein öffentliches Konsumgut, ein Aufnahmemedium für Schadstoffe, für dessen Nutzung jedoch kein Preis zu bezahlen ist. Abgaben und Steuern unterscheiden sich durch die Form der Mittelverwendung. Abgaben müssen zweckgebunden eingesetzt werden. Im Idealfall zur Reparatur der Schäden, die durch den Abgabenzahler verursacht wurden. Dagegen sollen Steuern dem Staat Einnahmen garantieren, sie dienen dem Staat als allgemeine Finanzierung des Haushalts /2.5-11/.

Mit der mit der CO<sub>2</sub>-Problematik einhergehenden Diskussion der Steuer- oder der Abgabenregelung wird in der Umweltpolitik der Bundesrepublik Deutschland ein neues Kapitel aufgeschlagen. Bislang wurde zur Verminderung der konventionellen Schadstoffe, wie SO<sub>2</sub> oder NO<sub>x</sub>, in der Regel die Auflagenlösung praktiziert. Ein Beispiel hierfür ist das Bundesimmissionsschutzgesetz. Es bildet den Rahmen für Rechtsverordnungen, die von der Bundesregierung erlassen werden. Hierzu zählen die Großfeuerungsanlagenverordnung und die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft). Die Auflagenlösung gestaltet sich bei der CO<sub>2</sub>-Problematik schwieriger, da es derzeit keine praktikablen technischen Möglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Entsorgung gibt (vgl. Kapitel 6.5). Der Vorteil der CO<sub>2</sub>-Abgabe/-Steuer gegenüber einer CO<sub>2</sub>-Auflagenlösung wird darin gesehen, daß hiermit der CO<sub>2</sub>-Emission ein Preis zugeordnet wird, der durch eine entsprechende Reaktion des Betroffenen vermieden werden kann. Es bleibt nur die Frage, ob die Umweltpolitik die richtige Höhe für die CO<sub>2</sub>-Abgabe/-Steuer bestimmen kann, damit das gewünschte CO<sub>2</sub>-Minderungsziel erreicht wird. Mit den zusätzlichen finanziellen Belastungen des Energieverbrauchs oder der CO<sub>2</sub>-Emissionen soll der politisch gewollte Abbau der CO<sub>2</sub>-Emissionen beschleunigt werden. Diese Lenkungswirkung ergibt sich aber nur dann, wenn die zusätzliche finanzielle Belastung zu Energieeinsparungen oder zur Substitution durch emissionsfreie (oder emissionsärmere) Energieträger führt.

Alle politischen Parteien in der Bundesrepublik haben sich grundsätzlich für eine pretiale Lenkung zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgesprochen. In der Bundesrepublik wurden dazu von Seiten der Regierung folgende Modelle, neben einer Vielzahl von Vorschlägen in der Literatur (z. B. /2.5-13, 2.5-14, 2.5-15/) diskutiert:

- eine **CO<sub>2</sub>-Steuer**, die jede energiebedingt freigesetzte CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge in gleicher Weise belastet.
- eine **CO<sub>2</sub>-Sonderabgabe** - abhängig von der Restemission - in Verbindung mit einer ordnungsrechtlichen Vorgabe (z. B. Wirkungsgrad), mit der die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Anlagen in Abhängigkeit von staatlich vorgegebenen technischen Parametern belastet werden.
- eine **allgemeine Energiesteuer**, die - unabhängig von der CO<sub>2</sub>-Freisetzung - den allgemeinen Energieverbrauch verteuert.

Inzwischen ist die Diskussion dieser Modelle in den Hintergrund getreten /2.5-12/, da die Europäischen Gemeinschaften (EG) die Einführung einer **Kombination** aus einer allgemeinen Energiesteuer und einer CO<sub>2</sub>-Steuer/-Abgabe in Erwägung gezogen hat. Auf Vorschlag des EG-Kommissars Carlo Ripa di Meana soll sie 3 \$/bl ab 1. Januar 1993 betragen. Danach soll sich

die Belastung je Jahr und Barrel um einen \$ steigern bis auf 10 \$ im Jahr 2000. Da sich die eine Hälfte der Belastung auf den CO<sub>2</sub>-Gehalt des jeweiligen Energieträgers beziehen soll, würde die Belastung der Kernenergie und der Wasserkraft auf 5 \$ begrenzt werden, während sie bei Kohle bis zu 14 \$ steigen soll. Für eine angenommene Dollar/DM-Relation von 1,70 DM/\$ ergeben sich somit die in Tabelle 2.5-8 dargestellten nominalen Werte für die Bundesrepublik Deutschland. Der Anteil der Energiesteuer (50 %) alleine würde zwischen 0,42 DM/GJ im Jahr 1993 und 1,40 DM/GJ im Jahr 2000 liegen. Zum Vergleich betrug der Preis für leichtes Heizöl bei den Haushalten (inklusive Steuern) 12,44 DM/GJ im Jahr 1989. Dies bedeutet, es käme zu einer Anhebung der Preise zwischen 3 und 11 %. Wird noch die CO<sub>2</sub>-Abgabe dazugenommen, so beträgt für leichtes Heizöl die Preisanhebung entsprechend 6 bzw. 22 %.

Tabelle 2.5-8: Belastung durch die geplante CO<sub>2</sub>-Abgabe/-Steuer der EG in der Bundesrepublik Deutschland in laufenden Preisen

ab Jahr	Gesamtbelastung			Energie- Steuer <sup>3)</sup> 50 %	CO <sub>2</sub> - Steuer <sup>3)</sup> 50 %	CO <sub>2</sub> - Steuer je GJ <sup>4)</sup>	CO <sub>2</sub> -Steuer je t CO <sub>2</sub> <sup>5)</sup>
	je bl Rohöl	je Tonne <sup>1)</sup> Rohöl					
	\$	\$	DM	DM	DM	DM	DM
1993	3	21	35,70	17,85	17,85	0,42	5,74
1994	4	28	47,60	23,80	23,80	0,56	7,65
1995	5	35	59,50	29,75	29,75	0,70	9,56
1996	6	42	71,40	35,79	35,79	0,84	11,51
1997	7	49	83,30	41,65	41,65	0,98	13,39
1998	8	56	95,20	47,60	47,60	1,12	15,30
1999	9	63	107,10	53,55	53,55	1,26	17,22
2000	10	70	119,00	59,50	59,50	1,40	19,13

<sup>1)</sup> 1 t = 7 bl  
<sup>2)</sup> 1 \$ = 1,70 DM  
<sup>3)</sup> je Tonne Rohöl  
<sup>4)</sup> 1 t Rohöl = 42,61 GJ  
<sup>5)</sup> 1 GJ (Rohöl) = 0,073 t CO<sub>2</sub>

Da sich jedoch eine Hälfte der Belastung (der Anteil der CO<sub>2</sub>-Abgabe: 50 %) auf die emittierte Tonne CO<sub>2</sub> bezieht, ergeben sich für die einzelnen Energieträger unterschiedliche Belastungen, wie sich in der Tabelle 2.5-9 zeigt. Die stärkste Auflage ergibt sich für die Braunkohle, die auch die spezifisch höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist. Da jedoch für die Belastung des erzeugten Endproduktes auch die Güte der einzelnen Prozesse mitentscheidet, könnte ein Gas- und Dampf-

turbinenkraftwerk (GuD) auf Braunkohlebasis bis zum Jahr 2000 ähnliche Belastungen aufweisen wie ein konventionelles Steinkohlekraftwerk (vgl. Tabelle 2.5-9). Erdgas weist aufgrund der spezifisch niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen auch die niedrigste Belastung der fossilen Energieträger auf. Zusätzlich wird durch die höheren Wirkungsgrade eines GuD-Kraftwerks auf Erdgasbasis ein weiterer mindernder Effekt erreicht.

Tabelle 2.5-9: Belastungen aus der Summe der geplanten Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuer der EG für einzelne Brennstoffe und für die Stromerzeugung in laufenden Preisen

	Jahr	Belastung durch			Angenommener Netto-Wirkungsgrad	Belastung der erzeugten kWh
		Energiesteuer	CO <sub>2</sub> -Abgabe	insgesamt		
		DM/GJ				Pf/kWh <sub>e</sub>
Steinkohle	1993	0,42	0,53	0,95	0,37	0,93
	2000	1,40	1,78	3,18	0,40	2,86
Braunkohle	1993	0,42	0,64	1,06	0,33	1,16
	2000	1,40	2,14	3,54	0,38	3,35
Heizöl S	1993	0,42	0,45	0,87	0,33	0,95
	2000	1,40	1,49	2,89	0,40	2,60
Heizöl EL	1993	0,42	0,42	0,84	0,33	0,92
	2000	1,40	1,40	2,80	0,40	2,52
Erdgas	1993	0,42	0,32	0,74	0,40	0,67
	2000	1,40	1,05	2,45	0,50	1,76
					0,55	1,60

Ausgenommen von der Belastung durch die geplante Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuer der EG sind die erneuerbaren Energiequellen (Sonne, Wind, Biomasse, kleine Wasserkraftwerke usw.). Des weiteren soll diese Steuer auch nicht erhoben werden, soweit die Energie zur Erzeugung der Produkte oder Produktgruppen Stahl, chemische Erzeugnisse, Nicht-Eisenmetalle, Glas, Zement, Zellstoff und Papier eingesetzt wird. Hier soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht gefährdet werden. Die Ausnahmestellung der vorgenannten Produkte soll ein Ende finden, sobald für die wichtigsten Wettbewerber außerhalb der EG analoge Regelungen und Maßnahmen in Kraft gesetzt sind /2.5-16/. Ebenso ist es möglich, daß die Steuer vorübergehend ausgesetzt oder der Steuersatz geändert werden kann, wenn die wirtschaftlichen Entwicklungen dies erforderlich machen oder die Erfolge auf dem Weg zum Stabilisierungsziel der CO<sub>2</sub>-Emissionen dies

rechtfertigen. Dieser Passus könnte eine Sonderregelung für die deutsche Steinkohle und die deutsche Braunkohle erlauben.

Unabhängig von den Problemen, die mit den einzelnen umweltpolitischen Instrumenten verbunden sind, wird im folgenden die Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Steuer/-Abgabe außen vorgelassen. Eines der angestrebten Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung ist es, die Informationen zu erhalten, mit denen die Höhe einer CO<sub>2</sub>-Steuer/-Abgabe festgelegt werden könnte. Es soll jedoch nicht schon von vorneherein implizit in der Untersuchung eine solche Regelung enthalten sein. Über die optimale Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Steuer/-Abgabe für den Bereich der Strom- und Fernwärmeversorgung wird in Kapitel 6.2 noch einmal eingegangen werden.