

**Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale  
energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz  
in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer  
Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten**

**Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg**

**U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß**

**August 1992**

**Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart**

**Prof. Dr. A. Voß**

**Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA),**

**Dr. U. Fahl**

**ISSN 0938-1228**

## Vorwort

Um die Klimaänderungen und ihre Konsequenzen auf ein tolerierbares Maß zu begrenzen, hat die Weltkonferenz "The Changing Atmosphere" von Toronto gefordert, die weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 20 % und bis zum Jahr 2050 um 50 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1987 zu reduzieren und im Jahr 1991 hat die zweite Weltklimakonferenz von Genf darauf hingewiesen, daß es notwendig wäre, die weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen kontinuierlich um 1 %/a zu reduzieren (entspricht 14 % bis zum Jahr 2005 und 45 % bis zum Jahr 2050), um bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts den Anstieg der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentration auf ein Niveau zu begrenzen, das 50 % über dem der vorindustriellen Zeit liegt. In ähnlicher Weise sind auch die Freisetzungen der anderen Treibhausgase zu vermindern. Seither werden in der energiewirtschaftlichen Diskussion die Möglichkeiten einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen insbesondere bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung sehr kontrovers diskutiert.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel des vorliegenden Gutachtens, am Beispiel Baden-Württembergs die Möglichkeiten einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Strom- und Fernwärmeerzeugung durch einen verstärkten Erdgaseinsatz unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen aufzuzeigen und das Minderungspotential sowie die Minderungskosten der Reduktionsmaßnahmen zu quantifizieren.

Die Fertigstellung des Gutachtens wurde durch eine begleitende Arbeitsgruppe maßgeblich gefördert. Mitglieder der Arbeitsgruppe waren die Herren Heck, Klein, Schäufele und Schwarz von der Badenwerk AG, die Herren Bilger, Brand, Meyer, Müh und Richter von der Energieversorgung Schwaben AG, die Herren Lang, Lütz und Noichl von der Gasversorgung Süddeutschland GmbH, die Herren Baumüller und Boguschewski von der Großkraftwerk Mannheim AG, die Herren Necker und Strobel von der Neckarwerke Elektrizitätsversorgungs AG, die Herren Hönes und Nonnenmacher von der Technische Werke der Stadt Stuttgart AG sowie die Herren Blickle, Hornig, Klein, Koch und Schmider vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg. Den Mitgliedern der begleitenden Arbeitsgruppe sei auf diesem Wege noch einmal herzlichst für Ihre Hilfsbereitschaft und die fruchtbaren Diskussionen gedankt.

Mit der Studie sind nun Grundlagen und konkrete Entscheidungshilfen geschaffen, welche das Land Baden-Württemberg und die beteiligten Unternehmen in die Lage versetzen, einen Beitrag zur Lösung des drängenden Klimaproblems zu leisten.

Stuttgart, im August 1992

Die Autoren

**Inhaltsverzeichnis**

	Seite	
0	Kurzfassung	1
0.1	Zielsetzung	1
0.2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage	3
0.3	Optionen für einen verstärkten Erdgaseinsatz zur Strom- und Fernwärmeezeugung in Baden-Württemberg	9
0.4	Vorgehensweise, Rahmenannahmen und Szenariendefinition	17
0.5	CO <sub>2</sub> -Emissionsminderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs	25
0.6	Alternative Verwendungsmöglichkeiten von Erdgas	34
0.7	Weitere Aspekte im Kontext eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO <sub>2</sub> -Minderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung	36
0.8	Zusammenfassende Einordnung	41
1	Einleitung	45
2	Energiewirtschaftliche Ausgangslage	51
2.1	Situation der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg	51
2.1.1	Struktur der Energiewirtschaft	51
2.1.2	Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung	57
2.2	Energiepolitische und energierechtliche Rahmenbedingungen	62
2.3	Struktur der Strom- und Fernwärmeezeugung	73
2.3.1	Stromerzeugung aus Laufwasserkraft	74
2.3.2	Grundlastkraftwerke	82
2.3.3	Mittellastkraftwerke	86
2.3.4	Thermische Spitzenlastkraftwerke	95
2.3.5	Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeezeugung	97
2.3.6	Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	98
2.4	Gaswirtschaftliche Grundlagen	102
2.4.1	Erdgas in der Energiewirtschaft	102
2.4.2	Reserven und Ressourcen	104
2.4.3	Nachfrage nach Erdgas	109
2.4.3.1	Weltweite und europäische Erdgasnachfrage	110
2.4.3.2	Erdgasnachfrage der Bundesrepublik Deutschland und Baden-Württembergs	112

	Seite
2.4.4 Gasbeschaffung für die Bundesrepublik Deutschland	112
2.4.4.1 Erdgasproduktion in der Bundesrepublik Deutschland	113
2.4.4.2 Importstruktur der Bundesrepublik Deutschland	114
2.4.4.3 Zukünftige Deckung des Erdgasverbrauchs	116
2.4.4.4 Gasversorgungsstruktur	118
2.4.4.5 Gasversorgung Baden-Württembergs	119
2.4.5 Infrastruktur	120
2.4.5.1 Internationale Einbindung Deutschlands in die bestehende europäische Infrastruktur	120
2.4.5.2 Das Leitungsnetz auf dem Gebiet der Bundes- republik Deutschland	122
2.4.5.3 Das Leitungsnetz Baden-Württembergs	124
2.4.5.4 Elemente des Erdgastransportes und der Erdgas- verteilung	125
2.4.5.5 Ausbaumaßnahmen	125
2.4.6 Erdgaspreise	128
2.4.6.1 Preisbildung	128
2.4.6.2 Tarifstruktur und heutige Gaspreise	130
2.4.6.3 Preisentwicklung	131
2.5 Treibhauseffekt und Energieproblematik	137
2.5.1 Beitrag der klimarelevanten Spurengase zum Treibhauseffekt	137
2.5.2 CO <sub>2</sub> -Emissionen der Energieversorgung	145
2.5.3 CO <sub>2</sub> -Reduktionsziele	158
3 Optionen für einen verstärkten Erdgaseinsatz zur Strom- und Fernwärme- erzeugung in Baden-Württemberg	169
3.1 Technische Möglichkeiten	169
3.1.1 Einsatz vorhandener Gas- bzw. Ölkraftwerke und Gasturbinen	170
3.1.2 Umrüstung von Steinkohlekraftwerken	173
3.1.2.1 Möglichkeiten einer Brennstoffumstellung	175
3.1.2.2 Nachrüstung mit Erdgas-Vorschaltturbinen	177
3.1.3 Neubau fossilgefeuerter Kraftwerke	183
3.2 Emissionsvergleich bei der Stromerzeugung in Kohle- und Gaskraft- werken	191

	Seite	
4	Potentiale und Kosten eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO <sub>2</sub> -Minderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung	203
4.1	Grundsätzliche Vorgehensweise	203
4.1.1	Methodischer Ansatz	204
4.1.2	Simulation der Stromabgabe	206
4.1.3	Simulation der Fernwärmenetzeinspeisung	213
4.1.4	Bestimmung repräsentativer Wochen	216
4.1.5	Simulation der Laufwasserstromerzeugung	219
4.1.6	Revisionsplan	227
4.1.7	Berechnung der optimalen Fahrweise des Kraftwerksparks	232
4.1.8	Szenarien zur Entwicklung der Strom- und Fernwärmewirtschaft	237
4.1.9	Entwicklung der fossilen Energieträgerpreise	241
4.2	Entwicklung der Strom- und Fernwärmenachfrage	245
4.2.1	Stromverbrauch in Baden-Württemberg in der Trendentwicklung	245
4.2.1.1	Rahmenannahmen	250
4.2.1.2	Stromverbrauch der Verbrauchergruppen	254
4.2.2	Wirtschaftliche und technische Stromeinsparpotentiale	263
4.2.3	Stromverbrauch der betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen	269
4.2.4	Entwicklung der elektrischen Höchstlast	272
4.2.5	Entwicklung der installierten elektrischen Leistung	277
4.2.6	Entwicklung der Fernwärmenetzeinspeisung	287
4.2.7	Entwicklung der Wärmehöchstlast	290
4.2.8	Entwicklung der Wärmeengpaßleistungen	293
4.3	Szenarien der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg	294
4.3.1	Referenzentwicklung der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung ohne Maßnahmen zur CO <sub>2</sub> -Minderung	294
4.3.2	Sofortmaßnahmen	302
4.3.3	Maßnahmen in der nahen Zukunft	310
4.3.4	Maßnahmen in der fernen Zukunft	327
4.3.5	Sensitivitätsanalyse eines Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung hinsichtlich der Gaspreisentwicklung auf den internationalen Märkten (Nachfragekonkurrenz)	340
4.3.6	Gesamtbetrachtung eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung	346

	<b>Seite</b>	
<b>5</b>	<b>Vergleich mit alternativen Verwendungsmöglichkeiten von Erdgas</b>	<b>357</b>
5.1	Potentiale eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Baden-Württemberg	358
5.2	Potentiale eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland	371
5.3	Vergleich des Erdgaseinsatzes zur gekoppelten und getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in Baden-Württemberg	384
<b>6</b>	<b>Weitere Aspekte im Kontext eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung</b>	<b>391</b>
6.1	Versorgungssicherheit der Stromerzeugung aus Erdgas	391
6.2	Ausgestaltung einer CO <sub>2</sub> -Abgabe im Kontext eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO <sub>2</sub> -Minderung in der Elektrizitätsversorgung	396
6.3	Externe Kosten	402
6.4	Stromimport	413
6.4.1	Ausgangslage der deutschen und europäischen Elektrizitätswirtschaft	413
6.4.1.1	Struktur der Elektrizitätsversorgung	413
6.4.1.2	Erzeugungs- und Verteilungskosten in der Bundesrepublik Deutschland	414
6.4.1.3	Strompreise und Verbrauchsstruktur	414
6.4.2	Folgen des Binnenmarktes für die deutsche Elektrizitätswirtschaft	416
6.4.3	Vermehrte Stromimporte	417
6.5	Entsorgungsmöglichkeiten für Klimagase	423
<b>7</b>	<b>Zusammenfassende Einordnung</b>	<b>429</b>
	<b>Literatur</b>	<b>447</b>
	<b>Anhang A</b>	<b>471</b>

**Verzeichnis der Abbildungen**

	Seite
Abbildung 0.2-1: Primärenergieverbrauchsstrukturen in Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989 nach Energieträgern	4
Abbildung 0.3-1: Vergleich der Schadstoffemissionen verschiedener Kraftwerkstypen	16
Abbildung 0.4-1: Prinzipielle Vorgehensweise bis zur Ermittlung der repräsentativen Wochenganglinien der Stromabgabe und Fernwärme-netzeinspeisung	18
Abbildung 0.4-2: Prinzipielle Vorgehensweise zur Ermittlung der Kraftwerk-fahrweise auf der Basis repräsentativer Wochenganglinien	19
Abbildung 0.4-3: Vergleich der Stromverbrauchsentwicklung in Baden-Württem-berg in verschiedenen Varianten in TWh/a	24
Abbildung 0.5-1: CO <sub>2</sub> -Emissionen, Kostendifferenz und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2005 im betrachteten Ausschnitt	27
Abbildung 0.5-2: CO <sub>2</sub> -Emissionen, Kostendifferenz und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2020 im betrachteten Ausschnitt	29
Abbildung 0.5-3: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in den verschiedenen Szena-rien im betrachteten Ausschnitt	30
Abbildung 1-1: Strategien und Maßnahmen zur Reduktion der CO <sub>2</sub> -Emissionen	47
Abbildung 2.1-1: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg in den Jahren 1970 bis 1989	52
Abbildung 2.1-2: Primärenergieverbrauchstrukturen in Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989 nach Ener-gieträgern	53
Abbildung 2.1-3: Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg nach Sektoren im Jahr 1987	55
Abbildung 2.1-4: Elektrizitätsabgabe der öffentlichen Versorgung in der Bundes-republik Deutschland (alt) und in Baden-Württemberg im Jahr 1989	57

<b>Abbildung 2.3-1:</b>	<b>Bruttostromerzeugung und Bruttoengpaßleistung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und in Baden-Württemberg im Jahr 1989</b>	<b>73</b>
<b>Abbildung 2.3-2:</b>	<b>Energetisch nutzbare Bäche und Flüsse in Baden-Württemberg</b>	<b>75</b>
<b>Abbildung 2.3-3:</b>	<b>Wasserkraft-Energiedargebot in Baden-Württemberg (Ist-Zustand und abgeschätztes technisches Potential)</b>	<b>77</b>
<b>Abbildung 2.3-4:</b>	<b>Standorte der statistisch erfaßten Laufwasserkraftwerke in Baden-Württemberg in Abhängigkeit der installierten elektrischen Nettoengpaßleistung</b>	<b>80</b>
<b>Abbildung 2.4-1:</b>	<b>Anteil der Verbrauchergruppen am Erdgasverbrauch in Baden-Württemberg in den Jahren 1973 bis 1989</b>	<b>103</b>
<b>Abbildung 2.4-2:</b>	<b>Erdgasförderung und Erdgasbedarf in der Welt (Produktions- und Bedarfsprognosen sind unabhängig voneinander erstellt worden)</b>	<b>111</b>
<b>Abbildung 2.4-3:</b>	<b>Erdgasförderung und Erdgasbedarf Westeuropas (Produktions- u. Bedarfsprognosen sind unabhängig voneinander erstellt worden)</b>	<b>111</b>
<b>Abbildung 2.4-4:</b>	<b>Importstruktur der alten Bundesländer in den Jahren 1970 bis 1990</b>	<b>114</b>
<b>Abbildung 2.4-5:</b>	<b>Eigengasproduktion und gesicherte bzw. mögliche Erdgasbezüge der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2005</b>	<b>117</b>
<b>Abbildung 2.4-6:</b>	<b>Europäischer Erdgasverbund</b>	<b>121</b>
<b>Abbildung 2.4-7:</b>	<b>Gasleitungen in der Bundesrepublik Deutschland</b>	<b>123</b>
<b>Abbildung 2.4-8:</b>	<b>Erdgasleitungsnetz in Baden-Württemberg</b>	<b>126</b>
<b>Abbildung 2.4-9:</b>	<b>Geschätzte Produktionskosten für die konventionellen Erdgasreserven und Ressourcen der Bundesrepublik Deutschland (ohne Förderabgaben und sonstige Steuern)</b>	<b>132</b>
<b>Abbildung 2.4-10:</b>	<b>Geschätzte Erdgasimportkosten (frei Grenze) für die Bundesrepublik Deutschland (Bezugsjahre: 2005 und 2050)</b>	<b>134</b>
<b>Abbildung 2.5-1:</b>	<b>Atmosphärische CO<sub>2</sub>-Konzentration der vergangenen 200 Jahre</b>	<b>140</b>
<b>Abbildung 2.5-2:</b>	<b>Entwicklung der Methan-Konzentration auf der Nordhalbkugel</b>	<b>141</b>
<b>Abbildung 2.5-3:</b>	<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1987 (Bilanzierung der Industrie-Eigenstromerzeugung bei der Stromerzeugung und nicht bei der Industrie)</b>	<b>147</b>
<b>Abbildung 2.5-4:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter kWh elektrischer Energie in Weltregionen und ausgewählten Ländern im Jahr 1987</b>	<b>149</b>



	Seite	
Abbildung 2.5-5:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg nach Emittentengruppen in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	150
Abbildung 2.5-6:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg nach Energieträgern in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	151
Abbildung 2.5-7:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg in den Jahren 1987 und 1989 in %	152
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	154
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	157
Abbildung 2.5-10:	Die umweltpolitischen Instrumente	164
Abbildung 3.1-1:	Kombiblock mit Gasturbine und kohlestaubgefeuerten Dampferzeuger (Variante I)	179
Abbildung 3.1-2:	Verbundblock mit Dampferzeugung im Abhitzeessel und im kohlestaubgefeuerten Dampferzeuger (Variante II)	180
Abbildung 3.1-3:	Wärmeschaltbild eines erdgasbefeuerten Gas/Dampfturbinenkraftwerkes	185
Abbildung 3.1-4:	Kombiprozeß mit Druck-Wirbelschichtfeuerung	187
Abbildung 3.1-5:	GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung	188
Abbildung 3.2-1:	CH <sub>4</sub> -Emissionen aus dem Energie- und Abfallsektor	194
Abbildung 3.2-2:	CH <sub>4</sub> -Emissionen aus Verbrennung nach Emittentenbereichen und Energieträgern	195
Abbildung 3.2-3:	Spezifische Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern für CO <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub> in kg CO <sub>2</sub> Äquivalent je GJ <sub>Input</sub>	198
Abbildung 3.2-4:	Vergleich der Schadstoffemissionen verschiedener Kraftwerkstypen	202
Abbildung 4.1-1:	Prinzipielle Vorgehensweise bis zur Ermittlung der repräsentativen Wochenganglinien der Stromabgabe und Fernwärme-netzeinspeisung	206
Abbildung 4.1-2:	Prinzipielle Vorgehensweise bis zur Ermittlung der Kraftwerksfahrweise auf der Basis repräsentativer Wochenganglinien zur Berechnung der Emissionen und Kosten	207
Abbildung 4.1-3:	Simulierte stundenmittlere Stammlast im Jahresverlauf eines Verbundunternehmens in Baden-Württemberg	212

	<b>Seite</b>	
<b>Abbildung 4.1-4:</b>	<b>Stundenmittlere Fernwärmenetzeinspeisung aus gekoppelter Erzeugung am Beispiel eines Stadtwerkes</b>	<b>215</b>
<b>Abbildung 4.1-5:</b>	<b>Aufteilung der 52 Wochen des Jahres auf die vier betrachteten Cluster</b>	<b>218</b>
<b>Abbildung 4.1-6:</b>	<b>Langjährige Mittelwerte, mittlere und maximale Schwankungsbreite des Pegels Rockenau am Neckar und des Pegels Maxau am Rhein</b>	<b>220</b>
<b>Abbildung 4.1-7:</b>	<b>Tagesmittlere Durchflußmengen an verschiedenen Pegelmeßstellen des Neckars im Verlauf des Jahres 1985</b>	<b>221</b>
<b>Abbildung 4.1-8:</b>	<b>Schematischer Leistungsplan einer Laufwasserkraftanlage</b>	<b>222</b>
<b>Abbildung 4.1-9:</b>	<b>Simulierte stundenmittlere Werte im Jahresverlauf für die Fallhöhe (in m), den Turbinendurchfluß (in <math>0,1 \text{ m}^3/\text{s}</math>) und der elektrischen Energiegewinnung (in MWh/h) sowie der daraus korrespondierenden Erzeugungsdauerlinie (in MWh/h) für das Laufwasserkraftwerk der Stadtwerke Mühlacker an der Enz (Datenbasis der Durchflußmengenmessungen ist das Jahr 1985)</b>	<b>226</b>
<b>Abbildung 4.1-10:</b>	<b>Simulierte stundenmittlere Laufwasserstromerzeugung innerhalb der Gebietsgrenzen Baden-Württembergs im Einzugsgebiet des Rheins, des Neckars und der Donau (Datenbasis der Durchflußmengenmessungen ist das Jahr 1985; hochgerechnet auf die Erzeugung des Jahres 1989)</b>	<b>227</b>
<b>Abbildung 4.1-11:</b>	<b>Prinzipieller Aufbau der Verflechtungen innerhalb des Erzeugungssystems zur Bereitstellung von Strom und Fernwärme</b>	<b>233</b>
<b>Abbildung 4.2-1:</b>	<b>Reales Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg in Mrd. DM(80)</b>	<b>247</b>
<b>Abbildung 4.2-2:</b>	<b>Bevölkerung in Baden-Württemberg in Mio.</b>	<b>248</b>
<b>Abbildung 4.2-3:</b>	<b>Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg in PJ/a</b>	<b>248</b>
<b>Abbildung 4.2-4:</b>	<b>Stromverbrauch in Baden-Württemberg in TWh/a</b>	<b>249</b>
<b>Abbildung 4.2-5:</b>	<b>Entwicklung des Nettoproduktions-, Energie- und Stromverbrauchsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg</b>	<b>255</b>
<b>Abbildung 4.2-6:</b>	<b>Stromverbrauch im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg in GWh/a</b>	<b>256</b>
<b>Abbildung 4.2-7:</b>	<b>Bruttowertschöpfungs- und Stromverbrauchsindex der Kleinverbraucher in Baden-Württemberg</b>	<b>260</b>

	Seite	
Abbildung 4.2-8:	Stromverbrauch in Baden-Württemberg nach Verbrauchergruppen in TWh/a	262
Abbildung 4.2-9:	Stromkosten und CO <sub>2</sub> -Einsparpotential für das Backen	265
Abbildung 4.2-10:	Vergleich der Stromverbrauchsentwicklung in Baden-Württemberg in verschiedenen Varianten in TWh/a	268
Abbildung 4.2-11:	Mögliche zukünftige Entwicklung der Stammabgabe verschiedener Versorgungsunternehmen (obere Linie "Referenzfall", mittlere Linie "Wirtschaftliches Potential", untere Linie "Technisches Potential")	271
Abbildung 4.1-12:	Zeitliche Entwicklung der Stammhöchstlast verschiedener Versorgungsunternehmen	273
Abbildung 4.2-13:	Mögliche zukünftige Entwicklung der Stammhöchstlast verschiedener Versorgungsunternehmen (jeweils obere Linie "Referenzfall", mittlere Linie "Wirtschaftliches Potential", untere Linie "Technisches Potential")	276
Abbildung 4.2-14:	Zukünftiger Verlauf der einsetzbaren Leistungen der betrachteten Versorgungsunternehmen	279
Abbildung 4.2-15:	Einsetzbare Kraftwerksleistung, erwartete Höchstlast und entsprechender Leistungsbedarf der betrachteten Versorgungsunternehmen (Sze. I = "Referenzfall", Sze. II = "Wirtschaftliches Potential", Sze. III = "Technisches Potential")	282
Abbildung 4.2-16:	Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung am Beispiel des "Referenzfalls" für die betrachteten Unternehmen und die Variante "Fossiler Zubau"	286
Abbildung 4.2-17:	Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung am Beispiel des "Referenzfalls" für die betrachteten Unternehmen und die Variante "Kernenergieausbau"	287
Abbildung 4.2-18:	Entwicklung der Fernwärmenetzeinspeisung verschiedener Anlagenstandorte bzw. Unternehmen	288
Abbildung 4.2-19:	Mögliche zukünftige Entwicklung der Fernwärmenetzeinspeisung verschiedener Anlagenstandorte bzw. Unternehmen	290
Abbildung 4.2-20:	Entwicklung der Wärmehöchstlasten verschiedener Fernwärmenetzeinspeisestandorte in Baden-Württemberg	291
Abbildung 4.2-21:	Mögliche zukünftige Entwicklung der Wärmehöchstlasten für unterschiedliche Fernwärmenetzeinspeisestandorte in Baden-Württemberg	292

	Seite	
<b>Abbildung 4.3-1:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen der Referenzentwicklung in den Jahren 1998, 2005 und 2020 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>300</b>
<b>Abbildung 4.3-2:</b>	<b>Stromerzeugungsstruktur innerhalb der Referenzentwicklung im Vergleich zum Jahr 1987 für die betrachteten Unternehmen</b>	<b>301</b>
<b>Abbildung 4.3-3:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen der Minderungsmaßnahmen für das Jahr 1998 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>306</b>
<b>Abbildung 4.3-4:</b>	<b>Stromerzeugungsstruktur für die verschiedenen Minderungsmaßnahmen des Jahres 1998 im Vergleich zur Referenzentwicklung und zur Situation des Jahres 1987 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>307</b>
<b>Abbildung 4.3-5:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen der Minderungsmaßnahmen für das Jahr 2005 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>322</b>
<b>Abbildung 4.3-6:</b>	<b>Stromerzeugungsstruktur für die verschiedenen Minderungsmaßnahmen des Jahres 2005 im Vergleich zur Referenzentwicklung und zur Situation des Jahres 1987 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>323</b>
<b>Abbildung 4.3-7:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen der Minderungsmaßnahmen für das Jahr 2020 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>334</b>
<b>Abbildung 4.3-8:</b>	<b>Stromerzeugungstruktur für die verschiedenen Minderungsmaßnahmen des Jahres 2020 im Vergleich zur Referenzentwicklung und zur Situation des Jahres 1987 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>335</b>
<b>Abbildung 4.3-9:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen, Kostendifferenz und CO<sub>2</sub>-Minderungskosten in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2005 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>348</b>
<b>Abbildung 4.3-10:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen, Kostendifferenz und CO<sub>2</sub>-Minderungskosten in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2020 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>351</b>
<b>Abbildung 4.3-11:</b>	<b>Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den unterschiedlichen Szenarien im betrachteten Ausschnitt im Vergleich</b>	<b>354</b>
<b>Abbildung 4.3-12:</b>	<b>Prozentuale Veränderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den untersuchten Szenarien gegenüber dem Bezugsjahr 1987 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>355</b>
<b>Abbildung 5.1-1:</b>	<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg im Jahr 2005 in der Referenzentwicklung in %</b>	<b>360</b>

Abbildung 5.1-2:	CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg nach Sektoren und Energieträgern in den Jahren 1987 und 2005 in der Referenzentwicklung in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	361
Abbildung 5.1-3:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg nach Sektoren in den Jahren 1987 und 2005 in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	362
Abbildung 5.1-4:	Kosten-Potential-Funktion für die Substitution durch Erdgas bei der Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Haushaltssektor in Baden-Württemberg im Jahr 2005	366
Abbildung 5.1-5:	Kosten-Potential-Funktion für die Substitution durch Erdgas im Kleinverbrauchssektor in Baden-Württemberg im Jahr 2005	367
Abbildung 5.1-6:	Kosten-Potential-Funktionen für die Substitution durch Erdgas im Industriesektor in Baden-Württemberg im Jahr 2005	368
Abbildung 5.1-7:	Kosten-Potential-Funktionen für einen verstärkten Erdgaseinsatz in Baden-Württemberg im Jahr 2005	369
Abbildung 5.2-1:	CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland (neu) nach Energieträgern und Sektoren in den Jahren 1987 und 2005 in %	373
Abbildung 5.2-2:	Bruttostromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland (neu) nach Energieträgern in den Jahren 1989 und 2005	377
Abbildung 5.2-3:	Kosten-Potential-Funktionen für einen verstärkten Gaseinsatz in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und in der ehem. DDR im Jahr 2005	381
Abbildung 5.2-4:	Kosten-Potential-Funktionen für einen verstärkten Gaseinsatz in der Bundesrepublik Deutschland (neu) im Jahr 2005	382
Abbildung 5.3-1:	Energieflußdiagramme für den Versorgungsfall "Haushalte"	386
Abbildung 5.3-2:	Energieflußdiagramme für den Versorgungsfall "Siedlung"	388
Abbildung 6.1-1:	Statische Reichweite von Erdöl und Erdgas in den Jahren 1960 bis 1990	392
Abbildung 6.2-1:	Zuschlag zu den vorgegebenen Brennstoffpreisen zur kostengleichen Stromerzeugung von fossilen Kraftwerken mit Erdgas-GuD-Kraftwerken	398
Abbildung 6.2-2:	Spezifische CO <sub>2</sub> -Minderungskosten der Substitution einer Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken durch Erdgas abhängig von der Auslastung	399

	<b>Seite</b>	
<b>Abbildung 6.2-3:</b>	<b>Spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten der Substitution einer Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken durch Erdgas bei einer Auslastung der Anlagen zwischen 2.500 und 5.500 h/a</b>	<b>400</b>
<b>Abbildung 6.3-1:</b>	<b>Stromerzeugungskosten verschiedener Techniken unter Einbezug der externen Kosten (obere Bandbreite) bei einer Versorgungsaufgabe von 4.000 h/a des Gesamtsystems</b>	<b>411</b>
<b>Abbildung 6.5-1:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Entsorgungsmöglichkeiten</b>	<b>424</b>
<b>Abbildung 6.5-2:</b>	<b>Kohle-GuD-Kraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Entsorgung</b>	<b>425</b>

**Verzeichnis der Tabellen**

	Seite
Tabelle 0.2-1:	Nettoengpaßleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg (Ende 1989) 5
Tabelle 0.3-1:	Charakteristische Daten der Referenzanlagen fossiler Kraftwerke für einen Zubau in Baden-Württemberg zur Stromerzeugung 15
Tabelle 0.3-2:	CO <sub>2</sub> - und CO <sub>2</sub> -äquivalente Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für die Referenzkraftwerke 16
Tabelle 0.4-1:	Angenommene Energiepreisentwicklung für Kraftwerke in Baden-Württemberg in Preisen von 1990 in DM/GJ (ohne MWSt.) 21
Tabelle 0.5-1:	CO <sub>2</sub> -Emissionen, CO <sub>2</sub> -Minderungskosten und spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen je kWh elektrischer Energie für die unterschiedlichen Szenarien im betrachteten Ausschnitt 31
Tabelle 0.5-2:	Vergleich der Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergie-zubau", "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" und "Fossile Minderung und Stromeinsparung" mit dem Szenario "Maximale fossile Minderung" im betrachteten Ausschnitt 33
Tabelle 2.1-1:	Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Baden-Württemberg 54
Tabelle 2.1-2:	Nettoengpaßleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg (Ende 1989) 56
Tabelle 2.1-3:	Energiewirtschaftliche Eckdaten der betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989 59
Tabelle 2.1-4:	Gesamte Fernwärmeerzeugung der betrachteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 bzw. 1989 61
Tabelle 2.2-1:	Abnahmeverpflichtungen der Elektrizitätswirtschaft für deutsche Steinkohle nach dem sog. Jahrhundertvertrag im Zeitraum 1981 bis 1995 in Mio. t SKE 63
Tabelle 2.2-2:	Zusätzliche Verbraucherkontingente an Importkohle (Zeitraumkontingente) für die Elektrizitätswirtschaft in Mio. t SKE 65
Tabelle 2.2-3:	Kohleabnahmeverpflichtungen der baden-württembergischen Versorgungsunternehmen im Rahmen des sog. Jahrhundertvertrages 65

	Seite	
<b>Tabelle 2.2-4:</b>	<b>Erwartete Kohleabsatzentwicklung in der Fortschreibung des sog. Jahrhundertvertrages</b>	<b>68</b>
<b>Tabelle 2.2-5:</b>	<b>Kohleabnahmeverpflichtung baden-württembergischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den Jahren 1998 bzw. 2005 in verschiedenen Varianten der Fortschreibung des sog. Jahrhundertvertrages</b>	<b>70</b>
<b>Tabelle 2.3-1:</b>	<b>Übersicht über die Laufwasserkraftnutzung in Baden-Württemberg (Basis 1987 bzw. 1989)</b>	<b>78</b>
<b>Tabelle 2.3-2:</b>	<b>Kernkraftwerke, die zur Stromversorgung Baden-Württembergs unmittelbar beitragen</b>	<b>83</b>
<b>Tabelle 2.3-3:</b>	<b>Besitzverhältnisse bzw. Bezugsrechte an Gemeinschaftskernkraftwerken, die für die Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs zur Verfügung stehen</b>	<b>84</b>
<b>Tabelle 2.3-4:</b>	<b>Rechnerische Betriebszeiträume der Kernkraftwerke, die für die öffentliche Stromerzeugung in Baden-Württemberg verfügbar sind</b>	<b>85</b>
<b>Tabelle 2.3-5:</b>	<b>Primär zur Stromerzeugung in der Mittellast eingesetzte Kraftwerke in und für Baden-Württemberg</b>	<b>88</b>
<b>Tabelle 2.3-6:</b>	<b>Eigentums- bzw. Nutzungsverhältnisse und Standorte der baden-württembergischen Mittellastkraftwerke</b>	<b>89</b>
<b>Tabelle 2.3-7:</b>	<b>Stand der Rauchgasentschwefelung in baden-württembergischen Kraftwerken</b>	<b>90</b>
<b>Tabelle 2.3-8:</b>	<b>Stand der Stickoxidminderung in den baden-württembergischen Kraftwerken</b>	<b>91</b>
<b>Tabelle 2.3-9:</b>	<b>Emissionen der primär zur Stromerzeugung in der Mittellast eingesetzten Kraftwerke in und für Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989 (einschließlich Fernwärmeerzeugung)</b>	<b>93</b>
<b>Tabelle 2.3-10:</b>	<b>Betriebszeitspannen der hauptsächlich in der Mittellast eingesetzten Kraftwerke in und für Baden-Württemberg</b>	<b>94</b>
<b>Tabelle 2.3-11:</b>	<b>Spitzenlastkraftwerke des Kraftwerksparks von Baden-Württemberg</b>	<b>95</b>
<b>Tabelle 2.3-12:</b>	<b>Emissionen der primär zur Spitzenlaststromerzeugung eingesetzten Kraftwerke in Baden-Württemberg für die Jahre 1987 und 1989</b>	<b>96</b>



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	99
Tabelle 2.3-14:	Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die für die Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs zur Verfügung stehen	100
Tabelle 2.4-1	Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in den Jahren 1987 und 1989	102
Tabelle 2.4-2:	Prozentanteil des Energieträgers Erdgas an der Stromerzeugung in Baden-Württemberg in den Jahren 1975 bis 1989	104
Tabelle 2.4-3:	Weltweite Ressourcen in EJ	105
Tabelle 2.4-4:	Prozentuale kontinentale Verteilung der sicheren Erdgasreserven gemäß dem Stand im Jahr 1991	106
Tabelle 2.4-5:	Erdgasvorkommen der Nordseeländer in EJ	107
Tabelle 2.4-6:	Erdgasreserven und -ressourcen Deutschlands in EJ, Stand Anfang 1991	108
Tabelle 2.4-7:	Anzahl der Kunden in den Verbrauchergruppen innerhalb Baden-Württembergs	124
Tabelle 2.4-8:	Verbraucherpreisentwicklung (Arbeitspreis) von 1970 bis 1990 für die Bundesrepublik Deutschland (alt) in DM/GJ <sub>Hu</sub>	131
Tabelle 2.4-9:	Erdgas- und Rohölimportpreisentwicklung von 1970 bis 1990 für die Bundesrepublik Deutschland (alt) in DM/GJ <sub>Hu</sub>	133
Tabelle 2.5-1:	Verursacherbereiche am zusätzlichen, anthropogenen Treibhauseffekt	139
Tabelle 2.5-2:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg nach Energieträgern	151
Tabelle 2.5-3:	CO <sub>2</sub> -Emissionen in Baden-Württemberg im Jahr 1987 in Mio. t CO <sub>2</sub>	155
Tabelle 2.5-4:	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie in Baden-Württemberg im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland (alt)	156
Tabelle 2.5-5:	Reduktionsplan der Enquete-Kommission zur Verminderung der energiebedingten klimarelevanten Spurengasemissionen der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 2005, 2020 und 2050	160
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	161

	<b>Seite</b>	
<b>Tabelle 2.5-7:</b>	<b>Zielorientierung zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg für die Jahre 2005, 2020 und 2050</b>	<b>162</b>
<b>Tabelle 2.5-8:</b>	<b>Belastung durch die geplante CO<sub>2</sub>-Abgabe/-Steuer der EG in der Bundesrepublik Deutschland in laufenden Preisen</b>	<b>166</b>
<b>Tabelle 2.5-9:</b>	<b>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</b>	<b>167</b>
<b>Tabelle 3.1-1:</b>	<b>Öl- und Gaskraftwerke im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg</b>	<b>170</b>
<b>Tabelle 3.1-2:</b>	<b>Gasturbinen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg</b>	<b>172</b>
<b>Tabelle 3.1-3:</b>	<b>Steinkohlegefeuerte Anlagen im Kraftwerkspark in und für Baden-Württemberg</b>	<b>174</b>
<b>Tabelle 3.1-4:</b>	<b>Vergleich der Nachrüstung eines existierenden Steinkohlekraftwerks mit einer Erdgasvorschaltturbine als Kombi- und als Verbundblock</b>	<b>182</b>
<b>Tabelle 3.1-5:</b>	<b>Charakteristische Daten der Referenzanlagen fossiler Kraftwerke für einen Zubau in Baden-Württemberg (reine stromerzeugende Anlagen)</b>	<b>189</b>
<b>Tabelle 3.2-1:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für verschiedene fossile Kraftwerke</b>	<b>191</b>
<b>Tabelle 3.2-2:</b>	<b>Quellen und Senken des Methans in der Troposphäre</b>	<b>193</b>
<b>Tabelle 3.2-3:</b>	<b>Charakteristika der Treibhausgase</b>	<b>196</b>
<b>Tabelle 3.2-4:</b>	<b>Relative auf die Einheitsmasse der Emission bezogene Treibhauspotentiale von Kohlendioxid und Methan für verschiedene Zeitabschnitte ab Emissionsdatum</b>	<b>197</b>
<b>Tabelle 3.2-5:</b>	<b>Relatives auf die Einheitsmasse der Emission von CO<sub>2</sub> bezogenes Treibhauspotential für die indirekte Klimawirksamkeit von CH<sub>4</sub></b>	<b>197</b>
<b>Tabelle 3.2-6:</b>	<b>Spezifische Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern für CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub></b>	<b>200</b>
<b>Tabelle 3.2-7:</b>	<b>CO<sub>2</sub>- und äquivalente CH<sub>4</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für verschiedene Kraftwerkssysteme</b>	<b>201</b>

<b>Tabelle 4.1-1:</b>	<b>Statistisch erfaßte Kenngrößen, die ein Laufwasserkraftwerk charakterisieren, am Beispiel von vier unterschiedlichen Anlagen in Baden-Württemberg</b>	<b>224</b>
<b>Tabelle 4.1-2:</b>	<b>Vergleich zwischen der tatsächlichen und simulierten Stromerzeugung am Beispiel von vier verschiedenen Anlagen am Beispiel der Durchflußmengen des Jahres 1985</b>	<b>225</b>
<b>Tabelle 4.1-3:</b>	<b>Angenommene Energiepreisentwicklung in Baden-Württemberg in DM/GJ (ohne MWSt. und ohne Erdgassteuer)</b>	<b>243</b>
<b>Tabelle 4.2-1:</b>	<b>Vergleich der realen Werte des Jahres 1990 mit den im Energiegutachten im Referenzszenario mit mittlerer Wirtschaftsentwicklung (m.W.) und mittleren Energieträgerpreisen (m.P.) sowie im Referenzszenario mit oberer Wirtschaftsentwicklung (o.W.) und mittleren Energieträgerpreisen für das Jahr 1990 erwarteten Werten</b>	<b>247</b>
<b>Tabelle 4.2-2:</b>	<b>Struktur des Stromverbrauchs des Jahres 1990 und im Energiegutachten im Referenzszenario mit mittlerer Wirtschaftsentwicklung (m.W.) und mittleren Energieträgerpreisen (m.P.) sowie im Referenzszenario mit oberer Wirtschaftsentwicklung (o.W.) und mittleren Energieträgerpreisen für das Jahr 1990 erwartete Werte</b>	<b>249</b>
<b>Tabelle 4.2-3:</b>	<b>Entwicklung der demographischen Parameter in Baden-Württemberg</b>	<b>252</b>
<b>Tabelle 4.2-4:</b>	<b>Vergleich der unterstellten Wachstumsraten des Bruttoinlandsproduktes in %/a</b>	<b>252</b>
<b>Tabelle 4.2-5:</b>	<b>Wachstum des Bruttoinlandsproduktes in Preisen von 1980 in %/a</b>	<b>253</b>
<b>Tabelle 4.2-6:</b>	<b>Spezifischer Strombedarf ausgewählter Elektrogeräte in Baden-Württemberg in der Trendentwicklung in kWh/a</b>	<b>258</b>
<b>Tabelle 4.2-7:</b>	<b>Stromverbrauch bei den Kleinverbrauchern in GWh/a</b>	<b>260</b>
<b>Tabelle 4.2-8:</b>	<b>Entwicklung des Stromverbrauchs in der Trendentwicklung in Baden-Württemberg nach Verbrauchergruppen in GWh/a</b>	<b>261</b>
<b>Tabelle 4.2-9:</b>	<b>Vergleich der Wachstumsraten des Stromverbrauchs nach Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg in verschiedenen Varianten in %/a</b>	<b>267</b>

<b>Tabelle 4.2-10:</b>	<b>Entwicklung der Stammabgabe verschiedener Versorgungsunternehmen in Baden-Württemberg und der gesamten nutzbaren Stromabgabe an Endverbraucher der öffentlichen Stromversorgung im Verlauf der achtziger Jahre</b>	<b>270</b>
<b>Tabelle 4.2-11:</b>	<b>Mögliche zukünftige Entwicklung der Stammhöchstlast für die drei Stromverbrauchsentwicklungspfade ("Referenzfall", "Wirtschaftliches Potential", "Technisches Potential") für die betrachteten Versorgungsunternehmen</b>	<b>275</b>
<b>Tabelle 4.2-12:</b>	<b>Leistungsbilanz für die Summe der betrachteten Versorgungsunternehmen für die Jahre 1998, 2005 und 2020 in MW</b>	<b>278</b>
<b>Tabelle 4.2-13:</b>	<b>Installierte Leistungen im Kraftwerkspark und die erwartete Höchstlast sowie die - vereinfacht ermittelte - notwendige Reserveleistung in MW</b>	<b>281</b>
<b>Tabelle 4.2-14:</b>	<b>Neubaubedarf für die drei Stromverbrauchsentwicklungen ("Trend", "Wirtschaftliches Potential", "Technisches Potential") und die drei Zubauvarianten ("Fossiler Neubau", "Konstante Kernenergie", "Kernenergieausbau") in MW</b>	<b>285</b>
<b>Tabelle 4.3-1:</b>	<b>Unterstellte Kohlekontingente für die Jahre 1998 und 2005 für die betrachteten Unternehmen</b>	<b>298</b>
<b>Tabelle 4.3-2:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen und Brennstoffanteile für die Referenzentwicklung in den Jahren 1998, 2005 und 2020 sowie für das Bezugsjahr 1987 in Mio. t CO<sub>2</sub>/a im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>299</b>
<b>Tabelle 4.3-3:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Brennstoffen für die Szenarien "Verstärkte Auslastung 98" und "Maximale fossile Minderung 98" im Vergleich zur Referenzentwicklung in Mio. t CO<sub>2</sub>/a im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>305</b>
<b>Tabelle 4.3-4:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Minderungskosten für die Szenarien "Verstärkte Auslastung 98" und "Maximale fossile Minderung 98" im Vergleich zur Referenzentwicklung im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>309</b>
<b>Tabelle 4.3-5:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Brennstoffen für die Referenzentwicklung und die verschiedenen Varianten für das Jahr 2005 in Mio. t CO<sub>2</sub>/a im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>320</b>
<b>Tabelle 4.3-6:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Minderungskosten für die unterschiedlichen Szenarien im Vergleich zur Referenzentwicklung des Jahres 2005 im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>326</b>

Tabelle 4.3-7:	CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Brennstoffen für die Referenzentwicklung und die verschiedenen Varianten für das Jahr 2020 in Mio. t CO <sub>2</sub> /a im betrachteten Ausschnitt	333
Tabelle 4.3-8:	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten für die unterschiedlichen Szenarien im Vergleich zur Referenzentwicklung des Jahres 2020 im betrachteten Ausschnitt	338
Tabelle 4.3-9:	Gaseinsatz für die Szenarien "Referenzfall" und "Maximale fossile Minderung" in Mio. m <sup>3</sup> /a im betrachteten Ausschnitt	341
Tabelle 4.3-10:	Entwicklung des Erdgaspreises für nicht unterbrechbare Lieferung in Baden-Württemberg bei weltweit steigender Nachfrage im Vergleich zu der bisher unterstellten Entwicklung in Preisen von 1990 bzw. nominal (Klammerwerte) in DM/GJ	342
Tabelle 4.3-11:	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten für die Maßnahmen des Jahres 1998 im Vergleich zur Referenzentwicklung des Jahres 1998 im betrachteten Ausschnitt in Abhängigkeit von der Gaspreisentwicklung	343
Tabelle 4.3-12:	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten für die verschiedenen Szenarien des Jahres 2005 im Vergleich zur Referenzentwicklung des Jahres 2005 im betrachteten Ausschnitt in Abhängigkeit von der Gaspreisentwicklung	344
Tabelle 4.3-13:	CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten für die verschiedenen Szenarien des Jahres 2020 im Vergleich zur Referenzentwicklung des Jahres 2020 im betrachteten Ausschnitt in Abhängigkeit von der Gaspreisentwicklung	345
Tabelle 4.3-14:	CO <sub>2</sub> -Emissionen, CO <sub>2</sub> -Minderungskosten (ausgehend von der in Kapitel 4.1.9 beschriebenen Energieträgerpreisentwicklung) und spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen je kWh elektrischer Energie für die unterschiedlichen Szenarien im betrachteten Ausschnitt	356
Tabelle 5.1-1:	Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Energieträgern und Sektoren in der Referenzentwicklung in Baden-Württemberg im Jahr 2005 in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	359
Tabelle 5.1-2:	Reale Energieträgerpreise im Jahr 2005 in DM/GJ	364
Tabelle 5.1-3:	Kosten, Effektivitäten und Effizienzen beim verstärkten Erdgaseinsatz im Haushaltssektor in Baden-Württemberg im Jahr 2005	365

<b>Tabelle 5.1-4:</b>	<b>Potentiale und Kosten eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Baden-Württemberg im Jahr 2005 (gegenüber Importkohlepreis)</b>	<b>370</b>
<b>Tabelle 5.2-1:</b>	<b>Annahmen über wesentliche energieverbrauchsbestimmende Größen in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und in der ehemaligen DDR für die Jahre 1987 und 2005</b>	<b>372</b>
<b>Tabelle 5.2-2:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2005 im Referenzfall in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und in der ehemaligen DDR in Mio. t CO<sub>2</sub>/a im Vergleich zum Bezugsjahr 1987</b>	<b>374</b>
<b>Tabelle 5.2-3:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1989 in Mio. t CO<sub>2</sub>/a</b>	<b>376</b>
<b>Tabelle 5.2-4:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Minderungsmöglichkeiten im Kraftwerkssektor in der Bundesrepublik Deutschland (neu) im Jahr 2005</b>	<b>378</b>
<b>Tabelle 6.3-1:</b>	<b>Berechnete Risiken je GWa</b>	<b>404</b>
<b>Tabelle 6.3-2:</b>	<b>Öffentliche Forschungs- und Entwicklungsausgaben (FuE)</b>	<b>408</b>
<b>Tabelle 6.3-3:</b>	<b>Externe Kosten ausgewählter Stromerzeugungsanlagen</b>	<b>409</b>
<b>Tabelle 6.4-1:</b>	<b>Strompreise für industrielle Abnehmer in ausgewählten Ländern der EG</b>	<b>415</b>
<b>Tabelle 6.4-2:</b>	<b>Strompreise für Haushaltskunden in ausgewählten Ländern der EG</b>	<b>416</b>
<b>Tabelle 6.4-3:</b>	<b>Ausnutzungsdauer der öffentlichen Kraftwerke in ausgewählten Ländern der Europäischen Gemeinschaften 1976 bis 1989 in Benutzungsstunden</b>	<b>417</b>
<b>Tabelle 6.4-4:</b>	<b>Kostenneutraler Preis für Stromimporte bei unterschiedlichen Nettoimporten und Anpassungsstrategien der öffentlichen Elektrizitätsversorgung 1990 bis 1998 in Pf/kWh<sub>a</sub></b>	<b>421</b>
<b>Tabelle 7-1:</b>	<b>Charakteristische Daten der Referenzanlagen fossiler Kraftwerke für einen Zubau in Baden-Württemberg zur Stromerzeugung</b>	<b>435</b>
<b>Tabelle 7-2:</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen, CO<sub>2</sub>-Minderungskosten und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen je kWh elektrischer Energie für die unterschiedlichen Szenarien im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>439</b>
<b>Tabelle 7-3:</b>	<b>Vergleich der Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergie-zubau", "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" und "Fossile Minderung und Stromeinsparung" mit dem Szenario "Maximale fossile Minderung" im betrachteten Ausschnitt</b>	<b>441</b>

## Glossar

### 1. Energietechnische Begriffe

- Primärenergie: Energieinhalt von Energieträgern, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden (z. B. Energieinhalt von Steinkohle, Erdgas, Rohöl).
- Sekundärenergie: Energieinhalt von Energieträgern, die aus der Umwandlung von Primärenergieträgern oder anderen Sekundärenergieträgern gewonnen wurden (z. B. Energieinhalt des Erdöls nach der Umwandlung in einer Raffinerie).
- Endenergie: Energieinhalt aller Energieträger, die der Endverbraucher bezieht, vermindert um den nichtenergetischen Verbrauch und um die Umwandlungsverluste und den Eigenbedarf bei der Strom- oder Gaserzeugung beim Endverbraucher.
- Nutzenergie: Energie, welche beim Verbraucher nach der letzten Umwandlung für den jeweiligen Zweck zur Verfügung steht. Technische Form der Energie, welche der Verbraucher für den jeweiligen Zweck letztlich benötigt (z. B. Wärme, mechanische Energie und Licht).
- Energiedienstleistungen: Energiedienstleistungen sind die aus dem Einsatz der Nutzenergie und anderen Produktionsfaktoren befriedigten Bedürfnisse bzw. erzeugten Güter (z. B. an angenehm temperierten Räumen, Informationen, Beförderungen usw.).
- Energieumwandlung: Änderung der chemischen und/oder physikalischen Form von Energieträgern; sie schließt auch die Energieumwandlung in Nutzenergie ein.
- Energieträger: Stoffe und physikalische Erscheinungsformen der Energie, aus denen direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen Nutzenergie gewonnen werden kann.

<b><u>Fossile Energieträger:</u></b>	In der erdgeschichtlichen Vergangenheit aus abgestorbenen Pflanzen entstandene feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas.
<b><u>Erneuerbare Energieträger:</u></b>	Energieträger, die sich ständig auf natürliche Weise erneuern.
<b><u>Bruttoleistung:</u></b>	An den Generatorklemmen gemessene Leistung eines Kraftwerks, die für das Netz nutzbar ist.
<b><u>Nettoleistung:</u></b>	Um den Kraftwerkseigenverbrauch verminderte Bruttoleistung.
<b><u>Bezugsleistung:</u></b>	Die Bezugsleistung eines Versorgungssystems ist die Leistung, die für das System von außerhalb der Betriebsgrenzen bereitgestellt wird.
<b><u>Engpaßleistung:</u></b>	Die Engpaßleistung eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks ist die höchste Dauerleistung, die unter Normalbedingungen ausfahrbar ist.
<b><u>Verfügbare Leistung:</u></b>	Die verfügbare Leistung eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks ist die zum jeweiligen Zeitpunkt mit Rücksicht auf die technischen und betrieblichen Verhältnisse erreichbare Dauerleistung.
<b><u>Reserveleistung:</u></b>	Die Reserveleistung ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll. Solche Abweichungen können sowohl bedarfsseitig (z. B. Bedarfssteigerung infolge von Witterungseinflüssen) oder deckungsseitig (z. B. Kraftwerksausfall) auftreten. Die erforderliche Reserveleistung ist so auszuwählen, daß das Risiko eines Versorgungsengpasses einen noch als tolerabel angesehenen Wert nicht überschreitet.
<b><u>Bruttoerzeugung:</u></b>	Die Bruttoerzeugung eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen.



- Nettoerzeugung:** Um den Kraftwerkseigenverbrauch verminderte Bruttoerzeugung.
- Kraftwerkseigenverbrauch:** Elektrische Arbeit, die die Neben- und Hilfsanlagen eines Kraftwerks benötigen, z. B. für Kesselpumpen, Rauchgasentschwefelungsanlage, Mahlanlagen.
- Pumpstromverbrauch:** Elektrische Arbeit, die in einem Pumpspeicherkraftwerk zur Förderung des Speicherwassers aus dem Unterbecken in das Oberbecken verbraucht wird, einschließlich des Eigenverbrauchs beim Pumpbetrieb.
- Wirkungsgrad:** Der Wirkungsgrad ist der Quotient aus der nutzbar abgegebenen Leistung und der zugeführten Leistung. Dabei werden die Leistungen aus dem Energiefluß je Zeiteinheit bestimmt. Der Wirkungsgrad ist jeweils nur für stationäre Betriebszustände bestimmbar.
- Nutzungsgrad:** Der Nutzungsgrad ist der Quotient aus der in einem bestimmten Zeitraum nutzbar abgegebenen Energie und der gesamten in diesem Zeitraum zugeführten Energie. Die betrachteten Zeiträume können Pausen, Leerlauf-, Anfahr- und Abfahrzeiten mit einschließen.
- Höchstlast:** Die Höchstlast ist der höchste Wert der in einer bestimmten Zeitspanne auftretenden Last.
- Netzeinspeisung:** Die Netzeinspeisung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist die elektrische Arbeit, die es als Summe von Nettoerzeugung und Bezug in seine Netze einspeist.
- Stammabgabe:** Stromabgabe an die Endverbraucher im Versorgungsgebiet (inklusive der entsprechenden Netzverluste).
- Grundlastkraftwerke:** Kraftwerke, die mit hoher Auslastung eingesetzt werden, da sie relativ geringe bewegliche Erzeugungskosten aufweisen. Sie sollen dennoch zu langsamen Laständerungen zur Anpassung an den Leistungsbedarf in Schwachlastzeiten in der Lage sein.

Hierzu zählen z. B. Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke.

**Mittellastkraftwerke:**

Mittellastkraftwerke müssen den normalen Lastgradienten der Belastungskurve folgen können und täglich (u. U. auch mehr als einmal) an- und abgefahren werden können. Die beweglichen Kosten der Mittellastkraftwerke liegen meist über denen der Grundlastkraftwerke. Zu den Mittellastkraftwerken sind z. B. Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerke zu zählen.

**Spitzenlastkraftwerke:**

Spitzenlastkraftwerke müssen sehr kurze Startzeiten haben und auch den höchsten Lastgradienten folgen können. Sie müssen aufgrund ihrer technischen Auslegung ein mehrmaliges Anfahren je Tag zulassen. Spitzenlastkraftwerke sind durch relativ niedrige Festkosten gekennzeichnet, da sie insgesamt nur eine geringe Auslastung aufweisen. Zu den Spitzenlastkraftwerken sind z. B. hydraulische Kraftwerke (bspw. Pumpspeicherkraftwerke) und Gasturbinen zu zählen.

**Kraft-Wärme-Kopplung:**

Gekoppelte Erzeugung von Strom und Fernwärme (z. B. innerhalb eines Heizkraftwerkes).

**Technische Nutzungsdauer:**

Rechengröße für die Betriebszeit eines Kraftwerks, die tatsächliche Nutzungsdauer von konkreten Anlagen kann hiervon unter Umständen abweichen.

**2. Energiewirtschaftliche Begriffe**

**Kosten-effiziente**

**CO<sub>2</sub>-Minderung:**

Maßnahmen, die streng dem ökonomischen Prinzip folgen, d. h. für ein bestimmtes CO<sub>2</sub>-Minderungsziel (z. B. -20 %, - 30 %) ist die Kostendifferenz gegenüber der Referenzentwicklung zu minimieren.

**CO<sub>2</sub>-Minderungskosten:**

Aufzuwendende Differenzkosten gegenüber einer Referenzentwicklung bezogen auf die zu erzielende Verminderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes.

**Betriebswirtschaftlicher****Ansatz:**

Beim betriebswirtschaftlichen Ansatz werden die Kosten aus Sicht des jeweiligen Energieanwenders ermittelt. Sie berücksichtigen also auch die zu entrichtenden Steuern und die gewährten Subventionen. Als Abschreibungszeit wird die von dem jeweiligen Energieanwender geforderte Kapitalrückflußdauer verwendet.

**Volkswirtschaftlicher****Ansatz:**

Mit Hilfe des betriebswirtschaftlichen Ansatzes ermittelte CO<sub>2</sub>-Minderungskosten sind für eine Beurteilung der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen aus volkswirtschaftlicher Sicht wenig geeignet. Eine derartige Betrachtung darf die Steuern und die Subventionen nicht mit einbeziehen. Ebenso wird als Abschreibungszeit die technische Lebensdauer der Maßnahme angesetzt.

**Externe Kosten:**

Alle derzeit quantifizierbaren Kosten, die den in Zusammenhang mit der Stromerzeugung - einschließlich der vor- und nachgelagerten Prozeßstufen - auftretenden negativen technologiebedingten Effekten zuzuordnen sind und die nicht in das betriebswirtschaftliche Kalkül eingehen.

**Statische Reichweite:**

Verhältnis aus den derzeitigen sicheren Energieträgerreserven und der momentanen Förderquote dieses Energieträgers.

**Rationelle Energieanwendung:**

Rationelle Energieanwendung umfaßt alle Maßnahmen, die im Sinne des ökonomischen Prinzips den Energieeinsatz auf den Umfang zurückführen, der einem optimalen Faktoreinsatz der genutzten volkswirtschaftlichen Ressourcen entspricht. Hierbei ist neben den Ressourcen Kapital, Arbeit, Boden und Rohstoffe auch die Ressource Umwelt mit einzubeziehen. Nach dieser Definition kann rationelle Energieanwendung auch einen Mehrverbrauch an Energie bedeuten und zwar dann, wenn andere Ressourcen in wertmäßig größerem Ausmaß dadurch eingespart werden.

**Energieeinsparung:**

Energieeinsparung ist die Durchführung von Maßnahmen, die den Energieeinsatz vermindern. Energieeinsparung läßt sich dadurch erreichen, daß man auf den Nutzen der jeweiligen Energieanwendung ganz oder teilweise verzichtet oder daß man weniger Güter und Dienstleistungen konsumiert, deren Herstellung mit einem Energieaufwand verbunden ist, oder daß man technische Maßnahmen zur Reduzierung des Energieeinsatzes ergreift.

**Technisches Potential von Energietechniken:**

Das technische Potential bestimmter Energietechniken (z. B. an erneuerbaren Energieträgern) umfaßt das Potential, das mit heute zur Verfügung stehenden Techniken ausgeschöpft werden kann unter Berücksichtigung

- von verfügbaren Nutzungstechniken und Nutzungsgraden,
- der Verfügbarkeit von Standorten und konkurrierenden Nutzungen,
- den maximalen Zubaumöglichkeiten aufgrund produktionsseitiger Begrenzungen sowie
- struktureller und ökologischer Beschränkungen.

**Wirtschaftliches Potential von Energietechniken:**

Das wirtschaftliche Potential von Energietechniken (z. B. an erneuerbaren Energieträgern) beschreibt den Beitrag von Techniken, der erreicht würde, wenn alle volkswirtschaftlich konkurrenzfähigen Maßnahmen durchgeführt werden.

**Wirtschaftliches Strom-einsparpotential:**

Das wirtschaftliche Stromeinsparpotential umfaßt solche Verminderungen, die mit den heute bekannten Techniken und mit den während des Betrachtungszeitraums erwarteten Energieträgerpreisen volkswirtschaftlich, bezogen auf die Nutzungsdauer, als rentabel bezeichnet werden können.

**Technisches Strom-einsparpotential:**

Das technische Stromeinsparpotential umfaßt neben dem wirtschaftlichem Stromeinsparpotential auch jene Verminderungen

des Stromeinsatzes, die mit heute bekannten Techniken realisierbar sind oder wären unter Berücksichtigung von verfügbaren Nutzungstechniken und Nutzungsgraden, der Verfügbarkeit von Standorten und konkurrierenden Nutzungen, den maximalen Zubaumöglichkeiten aufgrund produktionsseitiger Begrenzungen sowie struktureller und ökologischer Beschränkungen.

### Hemmnisse rationeller Energie-

#### (Strom-)anwendung:

Einflüsse, die auf die Maßnahmen der rationellen Energie-(Strom-)anwendung verlangsamend oder hemmend wirken (z. B. Informationsdefizit, rechtliche und administrative Eingrenzungen).

### Öffentliche Elektrizitäts-

#### versorgung:

Die öffentliche Elektrizitätsversorgung ist die Beschaffung (Erzeugung und Bezug) und Bereitstellung (Übertragung und Verteilung) von Elektrizität über feste Leistungswege für jedermann durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

### Elektrizitätsver-

#### sorgungsunternehmen:

Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind ohne Rücksicht auf Rechtsform und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie versorgen.

### Verbundunternehmen:

Verbundunternehmen sind die EVU, die den Verbundbetrieb gewährleisten. Es sind diejenigen EVU, die sich als Eigentümer oder Betreiber von Erzeugungs- und Übertragungsanlagen (Höchstspannungsnetz, Verbundnetz) nennenswert an der Erhaltung und Zuverlässigkeit der großräumigen Elektrizitätsversorgung (Leistungs-Frequenz-Regelung, überregionale Reservevorhaltung) beteiligen und die den überregionalen Energieaustausch vornehmen.

### Regionale EVU:

Regionale EVU sind diejenigen EVU, deren Versorgungsgebiet die Fläche einer Vielzahl von Gemeinden umfaßt.

**Kommunale EVU:**

**Kommunale EVU sind diejenigen EVU, deren Versorgungsgebiet die Fläche einer Gemeinde oder weniger Gemeinden ganz oder teilweise umfaßt.**

## Umrechnungstabelle für Energieeinheiten

### 1. Vorsätze und Vorsatzzeichen

Kilo	=	k	=	$10^3$	=	Tausend
Mega	=	M	=	$10^6$	=	Million
Giga	=	G	=	$10^9$	=	Milliarde
Tera	=	T	=	$10^{12}$	=	Billion
Peta	=	P	=	$10^{15}$	=	Billiarde
Exa	=	E	=	$10^{18}$	=	Trillion

### 2. Umrechnungsfaktoren (bezogen auf den unteren Heizwert)

	<b>kJ</b>	<b>kcal</b>	<b>kWh</b>	<b>kg SKE</b>	<b>m<sup>3</sup> Erdgas</b>
1 Kilojoule (kJ)	-	0,2388	0,000278	0,000034	0,000028
1 Kilocalorie (kcal)	4,1868	-	0,0001163	0,000143	0,00011
1 Kilowattstunde (kWh)	3.600	860	-	0,123	0,099
1 kg Steinkohlen- einheit (SKE)	29.308	7.000	8,14	-	0,808
1 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> Erdgas	36.288	8,667	10,08	1,238	-

### 3. Heizwerte und Energieträger

<b>Energieträger</b>	<b>Heizwert</b>
Steinkohlen	29.809 kJ/kg
Heizöl leicht	42.705 kJ/kg
Heizöl schwer	41.031 kJ/kg
Erdgas*	36.288 kJ/m <sub>N</sub> <sup>3</sup>

\* Brennwert 40.320 kJ/m<sub>N</sub><sup>3</sup>

### 4. Weitere verwendete Energieeinheiten

1 b Öl = 159 l Öl

tvF = Tonnen verwertbare Förderung

## **0      Kurzfassung**

Vor fast 20 Jahren leitete der Club of Rome mit seinem Bericht "Die Grenzen des Wachstums" eine weltweite, bis heute anhaltende Diskussion über die begrenzte Tragfähigkeit unseres Planeten Erde ein. Seine zentrale Aussage war, daß bei einem weiteren Wachstum der Weltbevölkerung, des Nahrungsmittelbedarfs und der Industrieproduktion aufgrund schwindender Rohstoff- und Energievorräte sowie einer Überbelastung der Umwelt und der Regenerationskraft der Natur eine weltweite Katastrophe unmittelbar bevorsteht. Inzwischen wissen wir, daß die Verfügbarkeit von Rohstoffen und Energie für absehbare Zeiten kein wachstumsbegrenzender Faktor darstellt. Unklar ist aber, ob die Belastungen von Umwelt und Natur durch die unerwünschten Nebeneffekte unserer industriellen Produktion und eines steigenden Energieverbrauchs sich nicht als Grenze des Wachstums erweisen. Die Stimmen derjenigen, die die Zerstörung unserer natürlichen Lebensgrundlagen für unausweichlich halten, mehren sich.

Waren es in den achtziger Jahren die sog. neuartigen Waldschäden, die im Mittelpunkt der Umweltdiskussion standen, so ist es heute die Gefahr einer anthropogenen Klimaveränderung mit ihren weitreichenden Konsequenzen, die als die zentrale Herausforderung angesehen wird, der sich die Menschheit gegenüber sieht. Es kann davon ausgegangen werden, daß es trotz der noch bestehenden Wissenslücken über einzelne Aspekte des komplexen Klimageschehens und über die Auswirkungen von Klimaveränderungen, ausreichend wissenschaftlich fundierte Hinweise und Indizien gibt, die es allein aus Vorsorgegesichtspunkten und aus unserer Verantwortung für die kommende Generation notwendig machen, heute bereits Maßnahmen zur Begrenzung der drohenden Klimaveränderung einzuleiten und nicht erst die Klärung der noch offenen Fragen abzuwarten.

### **0.1      Zielsetzung**

Die Landesregierung von Baden-Württemberg legt in ihrem Energieprogramm 1991 entsprechend der Empfehlung der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages als Orientierung ein CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel bis zum Jahr 2005 von 30 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1987 für das Bundesland Baden-Württemberg zugrunde, obwohl Baden-Württemberg mit rd. 8 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr bereits im Jahr 1987 um 32 % niedrigere Pro-Kopf-Emissionen aufweist als die alte Bundesrepublik Deutschland mit ca. 11,7 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr und um 43 % niedrigere Pro-Kopf-Emissionen als das vereinte Deutschland mit rd. 14 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr.

Unabhängig von dem letztendlich notwendigen Umfang der Treibhausgasreduzierung kommt bei der Formulierung von energiepolitischen Strategien und Konzepten zur Erreichung einer



klimatechnischen Energieversorgung der Differenzierung zwischen dem technisch Möglichen, dem wirtschaftlich Darstellbaren und dem ökologisch Effizienten eine besondere Bedeutung zu. Rein technisch gesehen stehen zumindest auf längere Sicht sehr weitgehende Treibhausgasminderungsmöglichkeiten zur Verfügung. Aber nicht alles was technisch machbar ist, ist auch wirtschaftlich darstellbar und schon gar nicht effizient im Sinne der Nutzung knapper verfügbarer Ressourcen zur Vermeidung von Klimaveränderungen.

Eine Politik, die die Klimagefahren auf ein tolerierbares Maß eingrenzen will, ist auf ein gleichgerichtetes Handeln aller Staaten angewiesen. Dies wird wohl nur zu erreichen sein, wenn die Lasten gerecht verteilt und so gering wie möglich sind, damit insbesondere die Länder der Dritten Welt auch ihre anderen, ihnen derzeit viel wichtigeren Entwicklungsziele erreichen können. Aus diesem Grund gewinnen kosten-effiziente CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen ihre große Bedeutung. Anders ausgedrückt, eine klimaverträgliche Begrenzung der Treibhausgasemissionen wird wohl nur erreicht werden können, wenn die dafür verfügbaren, begrenzten Aufwendungen streng nach dem ökonomischen Prinzip verwendet werden, mit jeder aufgewendeten Mark eine möglichst hohe Treibhausgasminderung zu erreichen. Dies ist ein zentrales Kriterium für die Erarbeitung von Strategien und Konzepten zur Abwendung der Klimagefahren.

Prinzipiell lassen sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch eine Palette unterschiedlichster Maßnahmen reduzieren. Darunter fallen

- eine Minderung des Verbrauchs fossiler Energieträger durch **rationelle Energienutzung** oder **Energiesparen** (z. B. durch eine verbesserte Wärmedämmung der Gebäude) oder durch **Konsumverzicht**,
- eine **Substitution** kohlenstoffreicher Energieträger (z. B. Kohle) durch kohlenstoffärmere Energieträger (z. B. Erdgas),
- den Ersatz fossiler Energieträger durch - bezogen auf die reine Umwandlung - CO<sub>2</sub>-freie Energiequellen wie die **Kernenergie** und die **regenerativen Energiequellen**,
- eine Vermeidung der Freisetzung des bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre (**CO<sub>2</sub>-Rückhaltung und Entsorgung**).

Nach Auffassung der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages ist Erdgas aufgrund der geringeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission bei der Verbrennung im Vergleich zu Kohle und Erdöl geeignet, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern und

vorübergehend in größerem Umfang eingesetzt zu werden. Dies gilt auch für den Umwandlungssektor.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, die technischen Möglichkeiten zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg durch einen verstärkten Erdgaseinsatz aufzuzeigen und sie hinsichtlich ihrer Minderungspotentiale, ihrer Kosten und sonstigen Auswirkungen zu quantifizieren. Die Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Verminderung durch eine verstärkte Erdgasnutzung in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sind dabei auch zu vergleichen mit den anderen denkbaren Maßnahmen, die wie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und aus Kernenergie oder eine rationellere Stromanwendung zur Reduktion der auf die Strom- und Fernwärmebereitstellung zurückzuführenden Treibhausgasemissionen beitragen können. Desweiteren ist die Verwendung von Erdgas in der Strom- und Fernwärmebereitstellung alternativen Verwendungsmöglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Minderung in anderen energieverbrauchenden Bereichen gegenüberzustellen.

Eine dem Auftrag gemäße Konzentrierung der Untersuchung auf die Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Minderung durch Erdgas in der Strom- und Fernwärmeversorgung, kann natürlich nur Teilantworten auf die Frage nach einer effizienten Gesamtstrategie zur Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen liefern. Eine Untersuchung des gesamten Energiesystems einschließlich des Verkehrssektors bleibt noch zu leisten, um ein tragfähiges Konzept zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung zu entwickeln.

## **0.2 Energiewirtschaftliche Ausgangslage**

Zum besseren Verständnis und zur Einordnung der Möglichkeiten einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs sei im folgenden zunächst die energiewirtschaftliche Ausgangssituation in Baden-Württemberg dargestellt. Im Anschluß daran wird der Frage nach der Verfügbarkeit von Erdgas für die Energieversorgung Baden-Württembergs nachgegangen.

Baden-Württemberg ist im Gegensatz zu anderen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland (alt) durch sehr geringe eigene Energierohstoffvorkommen gekennzeichnet. Vergleicht man die Energieverbrauchsstrukturen von Baden-Württemberg im Jahr 1989 mit denen der Bundesrepublik Deutschland (alt), so sind deutliche Unterschiede (vgl. Abbildung 0.2-1) 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 neben dem Mangel an heimischen Energievorkommen - in Baden-Württemberg gibt es weder Stein- noch Braunkoh-

lebergbau und auch die Erdöl- und Erdgasgewinnung ist gering - auf der anders gearteten Industriestruktur mit einem geringeren Anteil der Grundstoffindustrie.

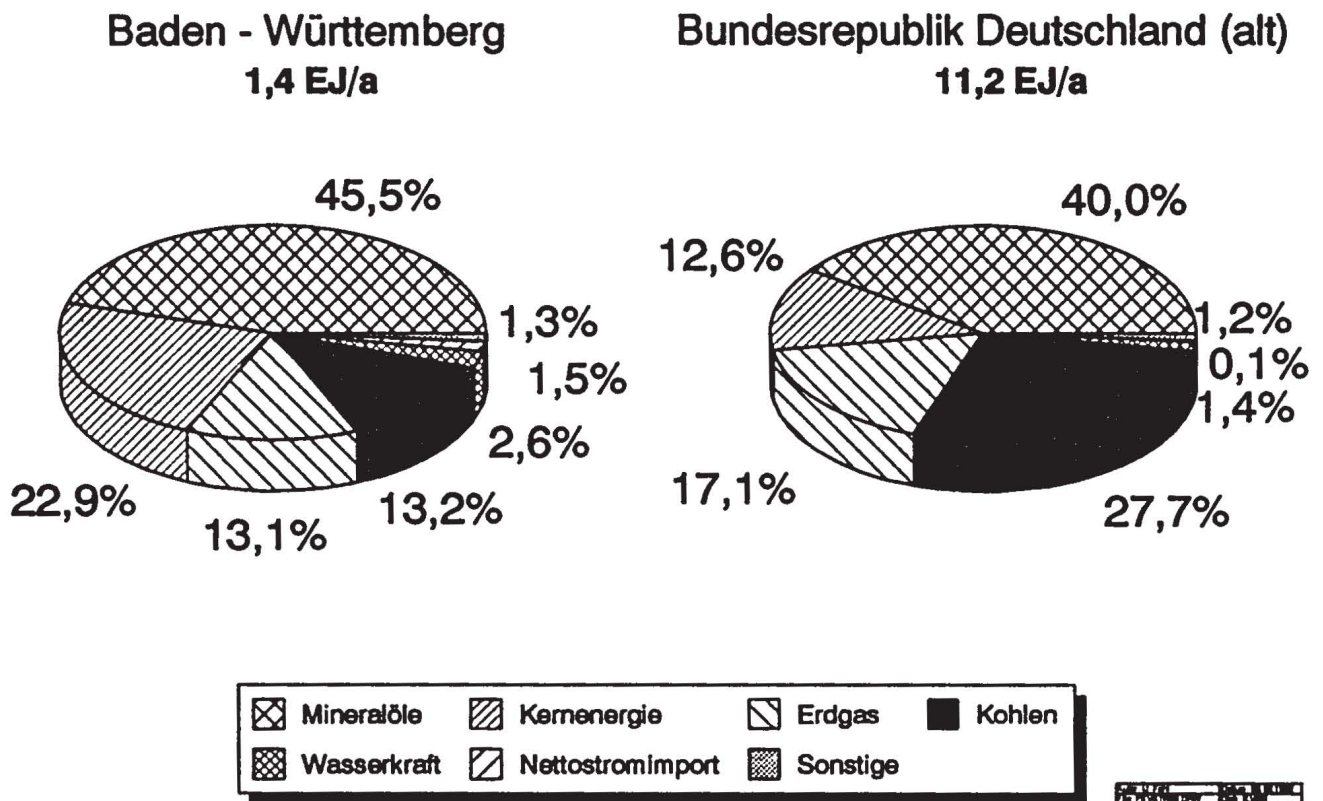


Abbildung 0.2-1: Primärenergieverbrauchstrukturen in Baden-Württemberg und der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989 nach Energieträgern

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 %).

Die Aufteilung der installierten elektrischen Leistung im Lande auf die verschiedenen Kraftwerkstypen gibt Tabelle 0.2-1 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 %.

Im Rahmen dieser Untersuchung ist eine Betrachtung aller Unternehmen, die elektrische Energie und/oder Fernwärme erzeugen und in die öffentliche Versorgung einspeisen (insgesamt 180

Unternehmen), weder aus modelltechnischen Gründen möglich noch im Rahmen der zu bearbeitenden Fragestellung sinnvoll. Deshalb werden hier nur die Versorgungsunternehmen betrachtet, die einen Großteil der in Baden-Württemberg nachgefragten Elektrizität erzeugen. Dies sind die beiden Verbundunternehmen, ein regionales Versorgungsunternehmen sowie die vier größeren Stadtwerke im Lande. Sie versorgen damit auch den überwiegenden Teil der Landesfläche - direkt oder indirekt über nachgeschaltete, unabhängige Verteilungsunternehmen - mit elektrischer Energie. Die Nettostromerzeugung der untersuchten Versorgungsunternehmen lag im Jahr 1989 bei 85,5 % der gesamten Nettostromerzeugung Baden-Württembergs (85,2 % im Jahr 1987). Zudem realisierten sie einen Großteil der Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg (62 % im Jahre 1989).

Tabelle 0.2-1: Nettoengpaßleistung der Kraftwerke in Baden-Württemberg (Ende 1989)

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>

1) Einphasen-Maschinen in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung

2) Einschließlich Mischfeuerung

Die Energiewirtschaft des Landes hat sich bei der Erfüllung ihres Auftrages, nämlich eine zu jeder Zeit sichere Stromversorgung zu gewährleisten, an eine Reihe von energiepolitischen und energierechtlichen Rahmenbedingungen zu halten. Hierbei handelt es sich zum einen um den sog. **Jahrhundertvertrag**, der vor dem Hintergrund der zweiten Ölkrise geschlossen wurde. Ein Ziel dieses Vertrages war es, den Ölverbrauch durch eine stärkere Nutzung der heimischen Energieträger zu verringern. Nach dem im Jahre 1980 mit 15-jähriger Laufzeit geschlossenen Vertrag verpflichteten sich die deutschen Kraftwerksbetreiber (Vereinbarung gegenüber der VDEW) in der Zeit von 1981 bis 1995 ansteigende Mengen deutscher Steinkohle zur Verstromung zu beziehen.

Ob der in der dritten Kohlerunde, in der über eine Fortführung des Jahrhundertvertrages über das Jahr 1995 hinaus verhandelt wurde, im November 1991 gefundene Kompromiß, der vorsieht, 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, 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).

Ausgehend von einer derart gestalteten Nachfolgeregelung des Jahrhundertvertrages würden in Baden-Württemberg in dem betrachteten Ausschnitt der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung - unter der Voraussetzung eines gleichbleibenden Anteils an der gesamt zu verstromenden Menge - rund 4,13 Mio. t SKE/a (121,19 PJ/a) in den Jahren nach 1997 eingesetzt werden müssen. Allein mit der Verstromung dieser Steinkohlenmenge sind schon CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Höhe von 11,27 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden. Unterstellt man eine ansonsten CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung dann ließe sich maximal eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 (14,03 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) um 20 % erreichen. Dies bedeutet, daß bei einer Einhaltung des in dieser Weise fortgeschriebenen Jahrhundertvertrages für Baden-Württemberg ein CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 30 % bis zum Jahr 2005 für die Strom- und Fernwärmeversorgung nicht zu erreichen ist. Für die im weiteren behandelten Szenarien eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO<sub>2</sub>-Minderung in Baden-Württemberg muß also davon ausgegangen werden, daß die Kohleverstromungspflichten ganz entfallen oder deutlich geringer ausfallen.

Mit der Frage eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Kraftwerken zur CO<sub>2</sub>-Minderung ist noch ein zweites politisches Handlungsfeld verknüpft, das mit dem **3. Verstromungsgesetz** zusammenhängt. In § 12 ist hier angeführt, daß die Errichtung von Kraftwerken oder leistungssteigernden Anlagen über 10 MW Nennleistung, die ausschließlich oder überwiegend mit Erdgas betrieben werden sollen, der Genehmigung bedarf. Jedoch ist davon auszugehen, daß im Interesse des Klimaschutzes das 3. Verstromungsgesetz generell neu formuliert und dann der Errichtung eines Erdgas-Kraftwerkes keine energierechtlichen Hindernisse mehr im Wege stehen werden. Damit würde die Bundesrepublik Deutschland auch im Einklang mit den Europäischen Gemeinschaften handeln, die 1991 die seit 1975 gültige Richtlinie 75/404/EWG, welche den Erdgaseinsatz im Kraftwerksbereich einschränkt, aufgehoben hat.

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 noch 5,1 % (1987 5,2 %).

Dagegen beträgt der momentane Erdgasbeitrag an der Stromerzeugung der alten Bundesländer insgesamt 7,9 % und der neuen Bundesländer 11,2 %. Zur Zeit wird nur weniger als ein Fünftel des in der Bundesrepublik Deutschland (alt) eingesetzten Erdgases im Kraftwerksbereich zur Erzeugung von Strom und Fernwärme genutzt.

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 gesamte Verbrauch an Erdgas rund 70 EJ/a. Derzeit wird weltweit mit durchschnittlichen Steigerungsraten des Erdgasverbrauchs von 2,7 bis 2,8 %/a bis zum Jahre 2000 gerechnet. Für den weiteren Zeitverlauf wird davon ausgegangen, daß sich die Wachstumsdynamik mit dann durchschnittlich 0,4 bis 1,1 %/a abschwächen wird. 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 zusätzlicher Nachfrage zu rechnen. 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 Erdgasanteils. Insbesondere auf dem Wärmemarkt und im Bereich der Stromerzeugung wird davon ausgegangen, daß Erdgas andere fossile Energieträger weiter zurückdrängen wird. Trotz steigender Erdgasförderung sind die Erdgasressourcen in den letzten Jahren stetig angestiegen. Auf der Grundlage der heute zur Verfügung stehenden Technologien nimmt Erdgas mittlerweile hinsichtlich der gewinnbaren Ressourcen nach Kohle die zweite Stelle unter den fossilen Energieträgern ein. Betrachtet man nur die derzeit sicher gewinnbaren Reserven, so ergibt sich weltweit eine statische Reichweite (Verhältnis aus derzeitigen sicheren Erdgasreserven und momentaner Förderung) von 58 Jahren.

Für die Bundesrepublik Deutschland (neu) wird nach neuesten Abschätzungen erwartet, daß sich der Erdgasverbrauch - ohne Zugrundelegung eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung - im Jahre 2005 zwischen 2,9 und 3,4 EJ/a (80,0 bis 93,7 Mrd. m<sup>3</sup>/a) bewegen wird (2,01 EJ/a im Jahre 1989 in der Bundesrepublik Deutschland (alt) und 0,28 EJ/a in den neuen Bundesländern). Die Bundesrepublik Deutschland wäre damit aufgrund ihrer geringen eigenen Erdgasvorkommen, in den alten Bundesländer deckt die eigene Förderung nur einen Anteil von etwa 25 % am gesamten Erdgasverbrauch, auf einen steigenden Erdgasimport angewiesen. Dies gilt auch für andere nachfragestarke Länder, die nur über vergleichsweise geringe eigene Reserven verfügen, so daß für die Zukunft mit einer Ausweitung des weltweiten Erdgashandels und demzufolge mit einer stärkeren Konkurrenzsituation auf dem Erdgasmarkt zu rechnen ist. Die Bundesrepublik Deutschland hat hier im Vergleich zu anderen Großimporteuren von Erdgas (z. B. Japan) jedoch eine geographisch günstige Lage zu bedeutenden Erdgasvorkommen (Nordsee, Niederlande) und damit die Möglichkeit, einen großen Teil des Erdgases über relativ geringe

Entfernungen einzuführen. Als weitere Bezugsquellen kommen für die Bundesrepublik insbesondere die frühere UdSSR und Nordafrika in Frage.

Ziel der deutschen Gaswirtschaft (alte Bundesländer) war es und wird es wohl auch zukünftig sein, die Ausgewogenheit bezüglich der Bezugsstruktur zu sichern. Aus diesem Grund erfolgt der Gasimport aus mehreren Ländern und wird über langjährige Lieferverträge abgesichert. Derzeit basiert der westdeutsche Gasbezug 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.

Unter der Voraussetzung der bereits derzeit bestehenden Lieferverträge und einer bis zum Jahr 2000 voraussichtlich auslaufenden Eigen- und Stadtgasproduktion in den fünf neuen Bundesländern sowie einer konstanten Eigengasförderung von 0,56 EJ/a (ca. 16 Mrd. m<sup>3</sup>/a) in den alten Bundesländern ergibt sich für Gesamtdeutschland bei Ausschöpfung aller bestehenden Optionen auf zusätzliche Erdgasimporte für das Jahr 2005 ein Gasaufkommen von 3,31 EJ/a (ca. 91,2 Mrd. m<sup>3</sup>/a). Damit wäre davon auszugehen, daß der größte Teil der für die Deckung des zukünftigen Gasverbrauchs (ohne verstärkten Gaseinsatz zur Stromerzeugung) notwendigen Bezüge bereits heute gesichert ist. Während langfristig gesehen die bisherigen Vertragspartner wohl auch weiterhin einen großen Teil der deutschen Erdgasnachfrage decken können, wird man bei weiter steigendem Verbrauch aber bemüht sein müssen, rechtzeitig neue Vertragspartner zur Sicherung der Bezüge zu finden. Für die Bundesrepublik kommen hierfür dann auch die Länder Nordafrikas in Frage, wobei ein Transport des Erdgases in gasförmiger Form über Pipeline oder flüssig per Schiff denkbar ist. In Anbetracht der großen nachgewiesenen Erdgasreserven und der Produktionspotentiale der Erdgasexporteure sind aus technischer Sicht größere Erdgasmengen für die Bundesrepublik Deutschland importierbar, als bisher für das Jahr 2005 vorgesehen.

Neben den Möglichkeiten eines höheren Bezugs von Erdgas aus dem Ausland sind für einen verstärkten Einsatz von Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland bzw. in Baden-Württemberg die bestehende Infrastruktur sowie deren Ausbaumöglichkeiten von entscheidender Bedeutung. Die kapitalintensiven Fernleitungssysteme der Bundesrepublik Deutschland und des westeuropäischen Verbundnetzes sind aus wirtschaftlichen Gründen in Anlehnung an den zu erwartenden Absatz ausgelegt worden. Daraus resultiert das Vorhandensein von nur geringen Überkapazitäten. Abhängig von den in Zukunft europaweit zunehmenden Erdgasbezügen wäre das Transportverteilungssystem damit rechtzeitig anzupassen. Grundsätzlich haben die Erfahrungen der letzten Jahre gezeigt, daß Pipelines über große Entfernungen ohne technische Probleme und in kurzer Zeit gebaut werden können (z. B. Bau eines über 5.000 km langen Leitungssystems von Westsibirien in die BRD innerhalb von nur 5 Jahren). Sollte Erdgas aber zukünftig in Baden-Württemberg verstärkt zur Stromerzeugung genutzt werden, so müssen über die Schaffung

ausreichender Fernleitungskapazitäten hinaus die Kraftwerksstandorte an das Gasnetz angeschlossen werden bzw. die derzeit schon bestehenden Gasleitungen ausgebaut werden. Eine Möglichkeit zur Realisierung der zusätzlichen Gasbeschaffung besteht für die Gaswirtschaft des Landes darin, die freien Kapazitäten der Gaspipeline (MIDAL), die die Wintershall AG bis Ende 1993 zur Versorgung der BASF baut, auszuschöpfen. In einer ersten Stufe ist hier die Schaffung einer Transportkapazität von etwa 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a vorgesehen. In einer zweiten Stufe soll diese Transportkapazität noch einmal verdoppelt werden. Während für die erste Ausbaustufe bereits jetzt Verträge über die Ausnutzung der Transportkapazitäten abgeschlossen worden sind und nur noch geringe Mengen frei zur Verfügung stehen, gibt es für die zweite Ausbaustufe derzeit noch keine konkreten Vereinbarungen. Würden hier Vereinbarungen über einen zusätzlichen Gasbezug für die Stromerzeugung geschlossen werden können, dann 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. Darüber hinaus besteht für Baden-Württemberg die Möglichkeit eines Erdgasbezuges aus dem Nahen Osten, wo die Wintershall AG über Beteiligungen verfügt (z. B. in Katar). Dies würde zum erstenmal einen Erdgasbezug aus dem Süden nach sich ziehen, während Erdgas bisher ausschließlich aus dem Norden bezogen worden ist.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß aus derzeitiger Sicht die zusätzlichen Erdgasmengen für eine Ausweitung der Erdgasstromerzeugung in Baden-Württemberg beschaffbar erscheinen. Mit erheblich größeren Unsicherheiten ist die zukünftige Erdgaspreisentwicklung behaftet. Insbesondere muß offen bleiben, ob eine aus Klimaschutzgründen verstärkte Nachfrage nach Erdgas auf den Weltmärkten zu nachfrageinduzierten Preissteigerungen führt. Auf die Erdgaspreisentwicklung wird später noch näher eingegangen.

### **0.3 Optionen für einen verstärkten Erdgaseinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg**

Eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen kann sowohl indirekt über die Nachfrageseite durch Maßnahmen der rationellen Stromanwendung, die eine Verringerung des Strombedarfs zur Folge haben, als auch direkt auf der Erzeugerseite durch die Wahl geeigneterer, kohlenstoffärmerer oder kohlenstofffreier Energieträger und eine Verbesserung des Wirkungsgrades des Stromerzeugungsprozesses erfolgen. Zusätzlich besteht auch noch die prinzipielle Möglichkeit entstandene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch geeignete Verfahren vor der Abgabe in die Umwelt zu sammeln und sicher in geeigneten Lagerstätten zu entsorgen. Hierauf wird später noch etwas genauer eingegangen.



Hinsichtlich der Verringerung der mit der Strom- und Fernwärmeerzeugung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz sind ausgehend von einem bestehenden Kraftwerkspark grundsätzlich folgende Möglichkeiten zu unterscheiden:

- Verstärkte Auslastung der bestehenden gas- bzw. ölgefeuerten Kraftwerke
- Umrüstung der bestehenden Kohlekraftwerke auf eine Gasfeuerung
- Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer Gasturbine
- Zubau neuer Erdgas-GuD-Kraftwerke

Die einfachste technische Möglichkeit zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im fossil gefeuerten Kraftwerkspark ist der Übergang bzw. Ersatz von Energieträgern mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. Steinkohle) durch Energieträger mit niedrigeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. Erdgas). Zur schnellen Realisierung dieser Möglichkeit könnten die in Baden-Württemberg bereits vorhandenen Öl- und Gaskraftwerke, die bisher mit deutlich weniger als 1.000 Vollastbenutzungsstunden im Jahr betrieben werden, verstärkt für die Stromerzeugung genutzt werden. Hierfür wäre jedoch vorauszusetzen, daß die Abnahmeverpflichtung für deutsche Steinkohle ausgesetzt oder zumindest deutlich verringert wird.

Grundsätzlich können auch die im Anlagenpark des Landes bestehenden Gasturbinen verstärkt ausgelastet werden. Bei einem Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der vorhandenen Gasturbinen mit beispielsweise Steinkohlekraftwerken wird jedoch deutlich, daß die spezifischen Emissionen der Gasturbinen, wie sie derzeit im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg verfügbar sind, aufgrund ihres durchschnittlich deutlich geringeren Anlagenwirkungsgrades verglichen mit kohlen-staubgefeuerten Mittellastkraftwerken höher liegen. Ein Emissionsminderungseffekt bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist also nicht gegeben.

Neben einer verstärkten Nutzung der bereits vorhandenen Gaskraftwerke ist eine Emissionsminderung auch durch eine teilweise oder völlige Um- oder Nachrüstung der Feuerung der verfügbaren Steinkohlekraftwerke auf einen Brennstoff bzw. auf Brennstoffe mit spezifisch geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen möglich. Durch solche Maßnahmen könnte - u. U. zusammen mit einem verstärkten Einsatz der bereits vorhandenen Öl- bzw. Gaskraftwerke - der überwiegende Teil der Mittellaststromerzeugung auf den durch spezifisch deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen gekennzeichneten Energieträger Erdgas umgestellt werden. Bei der Beurteilung der Möglichkeiten einer Brennstoffumstellung von kohlegefeuerten Kraftwerken auf Erdgas muß dabei zwischen schmelz- und trockengefeuerten Anlagen unterschieden werden.

Bei Kraftwerken, die mit einer **Schmelzfeuerung** ausgerüstet sind, ist eine vollständige Brennstoffumstellung von staubfein gemahlener Kohle auf Erdgas aufgrund der technischen Konzeption dieser Anlagen nicht ohne größere verfahrenstechnische Änderungen und umfangreiche Umbauten möglich, die sehr aufwendig und kostenintensiv wären. Demgegenüber kann aber davon ausgegangen werden, daß bei diesen Anlagen eine Mischfeuerung zu etwa gleichen Anteilen zwischen Steinkohle und Erdgas ohne allzu großen technischen Aufwand bei der Umrüstung möglich sein sollte.

Die Anlagen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg, die mit einer Schmelzfeuerung ausgerüstet sind, sind zum überwiegenden Teil vergleichsweise alt und weisen bereits heute eine hohe Betriebsstundenanzahl auf. Es wäre deshalb zu prüfen, ob eine Nachrüstung mit einer bis zu 50 %-igen Erdgasfeuerung aus anlagentechnischen und ökonomischen Gründen sinnvoll ist, zumal zumindest ein Teil dieser Kraftwerke Anfang bis Mitte des ersten Jahrzehnts des nächsten Jahrtausends die technische Lebensdauer überschreiten wird. Im Rahmen dieser Untersuchung wird deshalb eine Umrüstung der schmelzkammergefeuerten Anlagen in Baden-Württemberg nicht weiter untersucht.

Im Gegensatz dazu kann davon ausgegangen werden, daß eine Brennstoffumstellung bei den mit einer **Trockenfeuerung** ausgestatteten Kraftwerken des Anlagenparks von Baden-Württemberg aus technischer Sicht grundsätzlich möglich ist. Dies liegt u. a. darin begründet, daß bei der Kohlenstaub-Trockenfeuerung mit der staubfein gemahlene Kohle und der Verbrennungsluft im Verbrennungsraum quasi eine Gasverbrennung imitiert wird, die sich von einer Erdgasverbrennung nicht grundsätzlich unterscheidet. Zwar müßten kleinere technische Umrüstungen an den jeweiligen Anlagen, die für eine solche Maßnahme in Betracht kämen, erfolgen (d. h. z. B. Umbauten an den Brennern und Kesseln), die jedoch kurzfristig (d. h. in weniger als zwei Jahren) durchgeführt werden könnten und keine grundsätzlichen technischen Probleme verursachen dürften. Näherungsweise kann auch unterstellt werden, daß der Kesselwirkungsgrad konstant bleibt oder nur sehr unwesentlich zurückgehen dürfte. Die derzeit zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte benötigten Rauchgasreinigungsanlagen - insbesondere die Entstaubungsanlage und die Rauchgasentschwefelungsanlage - werden dann nicht mehr benötigt. Offen ist noch die Frage, ob zum Erreichen des niedrigeren Stickoxidgrenzwertes bei Erdgasbetrieb die Entstickungsanlage nicht u. U. erweitert werden müßte. Insgesamt existieren im Kraftwerkspark des Landes sechs Kohlekraftwerke mit Trockenfeuerung und einer installierten elektrischen Leistung von 3.195 MW<sub>e</sub>, die prinzipiell für eine derartige Umrüstung in Frage kämen.

Durch eine Umrüstung auf Erdgas würden sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen eines trockengefeuerten Kraftwerks, wie es dem Durchschnitt der neueren Anlagen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg entspricht, um rund 40 % vermindern. Die spezifischen Emissionen an

Kohlendioxid würden sich dann von derzeit rund 850 g/kWh<sub>d</sub> auf rund 500 g/kWh<sub>d</sub> verringern. Damit verbunden ist jedoch gleichzeitig eine deutliche Erhöhung der spezifischen Brennstoffkosten der Stromerzeugung, da Erdgas z. B. im Vergleich zu Importkohle 2,5 mal so teurer ist.

Neben der bisher diskutierten Brennstoffumstellung auf bzw. Zusatzfeuerung von Erdgas bei den im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg vorhandenen Blöcken ist die Nachrüstung der Kohlekraftwerke mit Erdgas-Vorschaltturbinen eine weitere technische Möglichkeit zur Reduzierung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei wird zusätzlich zu den bereits im Kraftwerk vorhandenen Komponenten eine Gasturbine - betrieben mit dem Brennstoff Erdgas - installiert, die wärme- und stromseitig mit der vorhandenen Anlage gekoppelt wird. Insgesamt kann durch die Kombination des konventionellen Kraftwerks und der Gasturbine ein höherer Gesamtsystemwirkungsgrad erzielt werden. Dabei können hier zwei verschiedene Schaltungsvarianten der Erdgasvorschaltturbine unterschieden werden. Bei der **Vorschaltvariante** (Kombiblock) wird dem konventionellen und bereits vorhandenen Dampferzeuger eine Gasturbine vorgeschaltet. Die heißen noch sauerstoffhaltigen Abgase der Gasturbine werden dem Dampferzeuger hier als Verbrennungsluft zugeführt. Bei der **Verbundvariante** (Verbundblock) wird eine Gasturbine mit Abhitzeessel parallel zum kohlestaubgefeuerten Dampferzeuger geschaltet. Die dem Wesen nach eigenständigen und unabhängig voneinander einsetzbaren Einheiten werden nur dampf- und speisewasserseitig verbunden. Die Installation einer Gasturbine führt sowohl in der Form eines Kombi- als auch eines Verbundblocks zu einer Leistungssteigerung der Anlage durch die zusätzliche Gasturbinenleistung. Durch die Nutzung der Gasturbinenabwärme kommt es zudem zu einer Erhöhung des Gesamtsystemwirkungsgrades der kompletten Anlage. Für eine maximale Steigerung des Wirkungsgrades der Gesamtanlage sind die Leistungen von Gasturbine und bereits bestehendem Dampferzeuger optimal aufeinander abzustimmen, so daß auch eine möglichst weitgehende Senkung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden kann.

Verglichen mit der Umstellung der kohlegefeuerten Anlagen auf einen anderen Brennstoff sind die Möglichkeiten einer Nachrüstung mit Erdgasvorschaltturbinen mit deutlich größerem technischen Aufwand und damit auch höheren Kosten verbunden (um mehr als den Faktor 10). Darüber hinaus sind die lokalen Verhältnisse vor Ort zu beachten, wo häufig nur sehr beschränkte Flächen zur Verfügung stehen. Zudem zeigt sich bei einer Gesamtbilanz der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, daß eine Umrüstung der steinkohlegefeuerten Anlagen mit Trockenfeuerung auf den Brennstoff Erdgas trotz der durchschnittlich geringeren Wirkungsgrade durch spezifisch niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen gekennzeichnet ist. Dies liegt primär darin begründet, daß bei einem Anteil der Gasturbinenleistung an der gesamten Blockleistung von 20 bis 30 % auch nur dieser Anteil an Erdgas zugefeuert werden kann.

Aufgrund dieser Zusammenhänge wird bei den im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien nur eine Umrüstung der derzeit trockenengefeuerten Steinkohlekraftwerke auf den Brennstoff Erdgas näher betrachtet, da dies die kosten- und umweltgünstigere Variante der dargestellten prinzipiellen technischen Möglichkeiten ist.

Da im Rahmen dieser Studie auch die mittel- bis langfristigen Möglichkeiten zur Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen untersucht werden ist auch ein Zubau von Kraftwerksleistung und die hierfür verfügbaren Alternativen zu betrachten. Dabei werden hier nur reinen stromerzeugende Kraftwerke untersucht, für die aber unterstellt werden kann, daß sie auch als Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, d. h. z. B. ausgestattet mit einer Entnahme-Kondensationsturbine, ausgeführt werden können und somit zur Fernwärmeversorgung beitragen können.

Bei den herkömmlichen Dampfkraftprozessen mit atmosphärischer Kohlenstaubfeuerung sind - durch zum Teil sehr aufwendige Maßnahmen - noch Wirkungsgradsteigerungen bis auf etwa 44 % zu erreichen. Im wesentlichen ist in diesem Zusammenhang der Übergang auf höhere Dampfzustände (Überlegungen über eine Steigerung bis auf 600°C und 300 bar werden angestellt), der durch den Einsatz hochtemperaturfesterer Werkstoffe ermöglicht wird, und eine aufwendigere Prozeßführung, wie z. B. zweifache Zwischenüberhitzung, zu nennen.

Höhere Wirkungsgrade, als sie derzeit mit den konventionellen Kraftwerken erreicht werden, sind mit Gas-/Dampfturbinenprozessen (Gasturbine mit nachgeschaltetem Abhitzedampferzeuger) möglich. Die technische Realisierung solcher Prozesse wurde durch die erheblichen Weiterentwicklungen im Bereich der Gasturbinentechnologie ermöglicht. Mit dieser Technik sind mit den heute verfügbaren Werkstoffen Anlagenwirkungsgrade bis zu 52 % möglich, zukünftige Entwicklungen lassen Wirkungsgrade über 55 % erwarten. Derartige Anlagen benötigen allerdings saubere Verbrennungsgase als Gasturbinenarbeitsmittel; deshalb kommt hauptsächlich nur Erdgas, u. U. auch leichtes Heizöl als Brennstoff in Frage.

Neben diesen reinen Erdgaskombiprozessen sind auch kombinierte Gas/Dampfturbinenprozesse mit erdgasgefeuerter Gasturbine und kohlegefeuerten Dampfkessel denkbar. Im Vergleich zum reinen Abhitzeprozess, d. h. unbefeuertem Abhitzekessel, kann der Leistungsanteil der Gasturbine an der gesamten installierten Leistung des Kombikraftwerks deutlich kleiner sein als der Anteil der Dampfturbine. Bei optimal ausgelegten Anlagen lassen sich Wirkungsgrade von 43 bis 45 % erreichen.

Anstelle eines Vorschaltprozesses mit einer Gasturbine kann auch im sogenannten Binary Rankine Cycle (BRC) ein Rankine-Prozess mit einem Arbeitsmedium niedrigen Dampfdruckes vor den konventionellen Dampfkreislauf geschaltet werden, um höhere Wirkungsgrade zu

realisieren. Derzeit liegen detaillierte Studien zu einem Vorschaltprozeß mit Kaliumdampf vor, wobei für den Kaliumkreislauf noch weiterer Entwicklungsbedarf besteht. Die erreichbaren Wirkungsgrade liegen hier bei über 50 %.

Die Weiterentwicklungen im Bereich der Gasturbinentechnologie führten in den letzten Jahren auch zu weltweiten Bemühungen, die Kombination von Gas- und Dampfturbine auch dem Brennstoff Kohle zugänglich zu machen. Ein derzeit verfolgter Weg ist es, Kohle unter Druck in ein heißes Rauchgas umzuwandeln, das so weit gereinigt werden muß, daß es den Erosions- und Korrosionsanforderungen der Gasturbine entspricht. Hierfür kommt entweder die Druckwirbelschichtfeuerung oder die Druckkohlenstaubfeuerung in Frage, die beide aufwendige Reinigungsverfahren für die heißen Rauchgase erfordern. Die Schwierigkeiten der Gasreinigung bei sehr hohen Temperaturen können umgangen werden, wenn die Kohle zunächst in einen gasförmigen Energieträger umgewandelt wird (Kohlevergasung), der dann verbrannt wird und seine Energie in einen Gas- und Dampfturbinenprozeß einkoppelt (GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung).

Von den neuen Kohlekraftwerkstechniken sind die Kohle-Kombikraftwerke mit Druckwirbelschichtfeuerung oder integrierter Kohle- bzw. Kohleteilvergasung bereits in Demonstrationsanlagen erprobt. Gegenüber herkömmlichen Kohlekraftwerken versprechen sie hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, der Ressourcenschonung und der Schadstoffemissionen zukünftig Vorteile. Mit der kommerziellen Inbetriebnahme der ersten Kraftwerke dieser Art ist jedoch nicht vor Mitte bis Ende des nächsten Jahrzehnts zu rechnen. Die sich durch einen noch höheren Wirkungsgrad auszeichnenden Kombikraftwerke mit Druckkohlenstaubfeuerung befinden sich noch im Stadium der Forschung und Entwicklung und werden vorraussichtlich auch zu Beginn des dritten Jahrzehnts des nächsten Jahrtausends noch nicht kommerziell einsetzbar sein.

Ausgehend von den zuvor diskutierten fortgeschrittenen fossilen Kraftwerkstechniken, werden als Referenzanlagen für einen Zubau fossiler Kraftwerksleistung im Rahmen dieser Untersuchung, die in Tabelle 0.3-1 aufgeführten Anlagen weiter betrachtet, wobei unter dem Begriff fortschrittliche Steinkohlekraftwerkstechniken sowohl Steinkohlekraftwerke mit erhöhtem Dampfzustand als auch solche mit einer Kombination von Gas- und Dampfturbine verstanden werden.

Neben CO<sub>2</sub> werden im Zusammenhang mit der Strom- und Fernwärmeerzeugung durch die Nutzung fossiler Energieträger noch weitere Schadstoffe emittiert, die im Rahmen der hier angestellten CO<sub>2</sub>-Minderungsüberlegungen zu beachten sind. Dies sind im wesentlichen Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und Staub. Darüber hinaus ist im Kontext von Treibhausgasminderungsmaßnahmen auch das Methan (CH<sub>4</sub>), das u. a. bei der Gewinnung

bzw. beim Transport fossiler Energieträger freigesetzt wird, mit zu betrachten, da das Methan den durch die Substitution einzelner Energieträger erreichbaren CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt über seinen Beitrag zum Treibhauseffekt den Treibhausgasminderungseffekt teilweise kompensieren könnte.

Tabelle 0.3-1: Charakteristische Daten der Referenzanlagen fossiler Kraftwerke für einen Zubau in Baden-Württemberg zur Stromerzeugung

Typ	Brennstoff	Netto-Wirkungsgrad bei Vollast	spezifische Kosten (DM/kW <sub>netto</sub> )
herkömmliches Steinkohle-Kraftwerk mit Staubfeuerung	St	0,41	2.000 - 2.400
Kombi-Verbundblock Erdgas/Steinkohle (P <sub>DE</sub> /P <sub>GT</sub> =4:1)	GT:Eg DE:Eg 30 % St 70 %	0,44	2.200 - 2.600
Erdgas-GuD-Kraftwerk	Eg	0,52	1.200 - 1.400
fortgeschrittenes Steinkohle-Kraftwerk (nach 2010)	St	0,44	2.000 - 2.300*

\* Schätzkosten, Inbetriebnahme nach 2010

Der Beitrag des Methans zum Treibhauseffekt läßt sich für den jeweiligen fossilen Brennstoff über die Bildung eines spezifischen CO<sub>2</sub>-Äquivalenz-Emissionsfaktors erfassen. Die relative Klimawirksamkeit eines kg CH<sub>4</sub> gegenüber derjenigen eines kg CO<sub>2</sub> beträgt rund 63. Bezieht man die Klimarelevanz des Methans auf einen Zeitraum von 500 Jahren, dann wirkt sich die geringere Verweilzeit des Methans - gegenüber CO<sub>2</sub> - in der Atmosphäre aus, so daß die Wirkung von einem kg zusätzlich in die Atmosphäre emittierten CH<sub>4</sub> über diesen Zeitraum etwa 9 mal so groß ist wie die eines kg in die Atmosphäre emittierten CO<sub>2</sub>. In Tabelle 0.3-2 sind nun die direkten CO<sub>2</sub>- und die CO<sub>2</sub>-äquivalenten Emissionen, die die entsprechenden CH<sub>4</sub>-Emissionen einer Nutzung deutscher Steinkohle und von Erdgas beinhalten, je erzeugter kWh elektrischer Energie für die verschiedenen Kraftwerkstypen aufgeführt.

Aufgrund der noch unzureichenden Kenntnisse, der der Kohle- und Erdgasnutzung zuzurechnenden CH<sub>4</sub>-Emissionen, sind die CO<sub>2</sub>-Äquivalente in Tabelle 0.3-2 nur als Orientierung aufzufassen. Sie zeigen aber, daß sich die Klimarelevanz von Steinkohle und Erdgas nicht nennenswert verschiebt, wenn die jeweiligen CH<sub>4</sub>-Emissionen mit einbezogen werden. Vergleicht man darüber hinaus die im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Referenzkraftwerke auch hinsichtlich anderer Schadstoffemissionen (vgl. Abbildung 0.3-1), dann läßt sich feststellen, daß ein verstärkter Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung - zu Lasten einer Kohleverstromung -

neben einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch eine entsprechende Verminderung der Schadstoffemissionen an NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO und Staub zur Folge hätte. Aus diesem Grund stehen im folgenden die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Mittelpunkt der Betrachtungen.

Tabelle 0.3-2: CO<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-äquivalente Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für die Referenzkraftwerke

	Netto-Wirkungsgrad	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	g CO <sub>2</sub> Äquivalent/kWh <sub>el</sub>	
			GWP 9	GWP 63
Steinkohlekraftwerk mit Staubfeuerung	41 %	817	883	1.124
Steinkohle-GuD-Kraftwerk	44 %	761	823	1.047
Kombi-Verbundblock Erdgas/Steinkohle	44 %	624	674	829
Erdgas-GuD-Kraftwerk	52 %	381	410	467

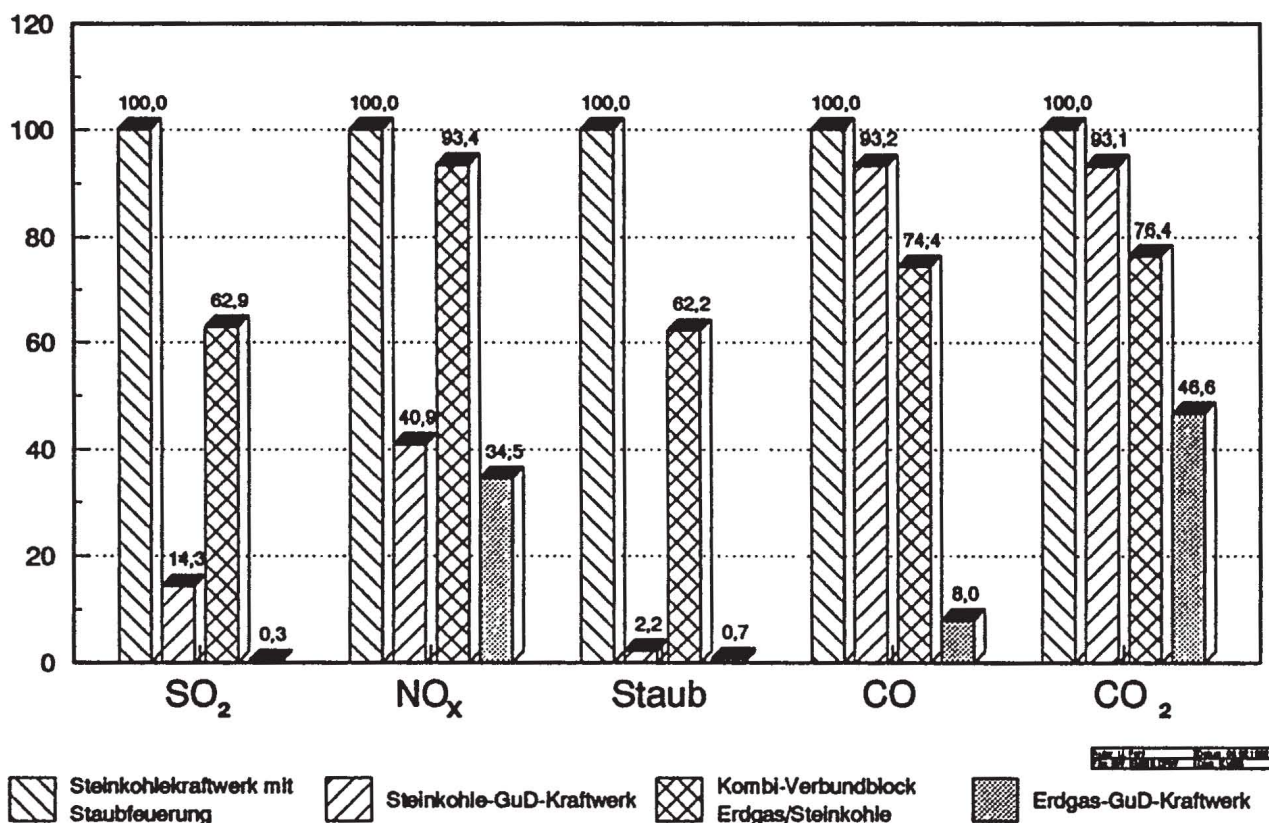


Abbildung 0.3-1: Vergleich der Schadstoffemissionen verschiedener Kraftwerkstypen

Die in diesem Abschnitt angesprochenen Möglichkeiten einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung durch eine verstärkte Erdgasnutzung sind natürlich im Zusammenhang mit der Nutzung CO<sub>2</sub>-freier Stromerzeugungssysteme und der Stromersparung

zu sehen und zu beurteilen. Dies erfolgt im Rahmen der szenariogestützten Analyse, deren Vorgehensweise ebenso wie die Rahmenannahmen im nächsten Abschnitt erläutert werden.

#### **0.4 Vorgehensweise, Rahmenannahmen und Szenariendefinition**

Um der zu beantwortenden Fragestellung gerecht zu werden und zu belastbaren Aussagen zu kommen, ist eine methodische Vorgehensweise zu wählen, die der komplexen Fahrweise eines Kraftwerksparks zur Deckung der zeitabhängigen Strom- und Fernwärmenachfrage Rechnung trägt, um die emissionsseitigen Effekte hinreichend realitätsnah quantifizieren zu können. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde eine Vorgehensweise gewählt, die die elektrischen Netze und die Fernwärmeeinspeisung der einzelnen Unternehmen getrennt und in einer zeitlich hohen Auflösung behandelt. Zur Erfassung des zeitlichen Verlaufes der Strom- und Fernwärmenachfrage werden repräsentative Wochenganglinien auf Stundenbasis verwendet (vgl. Abbildung 0.4-1). Unter Berücksichtigung der Bezugs- und Lieferverpflichtungen, der verfügbaren Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke sowie anderer Randbedingungen wird dann mit Hilfe des Kraftwerkseinsatzplanungsmodells PROFAKO die kostenoptimale Fahrweise der Kraftwerke für jedes betrachtete Unternehmen bestimmt (vgl. Abbildung 0.4-2). Aus der Fahrweise der einzelnen Kraftwerksblöcke ergeben sich dann die Brennstoffeinsätze und die damit korrespondierenden Emissionen. Schließlich werden noch die absoluten und spezifischen Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung errechnet.

Um die Auswirkungen alternativer Maßnahmen im Kraftwerkssystem von Baden-Württemberg in Bezug auf die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung im Zeitverlauf quantifizieren zu können, wird ein Szenarioansatz gewählt. Dabei werden für einen Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2020 die Effekte einzelner Maßnahmen oder Maßnahmengruppen im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ermittelt.

Bei den Szenarien zum verstärkten Gaseinsatz innerhalb der Strom- und Fernwärmebedarfsdeckung wird hinsichtlich des zeitlichen Bezugs zwischen zwei Maßnahmengruppen unterschieden. Zum einen können **Sofortmaßnahmen** ergriffen werden, d. h. solche Maßnahmen, die ohne großen zeitlichen Verzug wirksam werden können. Als Untersuchungsjahr, für das die Auswirkungen der Sofortmaßnahmen abgeschätzt werden, wird das Jahr **1998** ausgewählt. Zum anderen können auch Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs ergriffen werden, die eine gewisse Vorlaufzeit bedingen. Hier wird von **zukünftigen Maßnahmen** gesprochen. Ihre Wirkungen werden für das Jahr **2005** und für das Jahr **2020** quantifiziert.



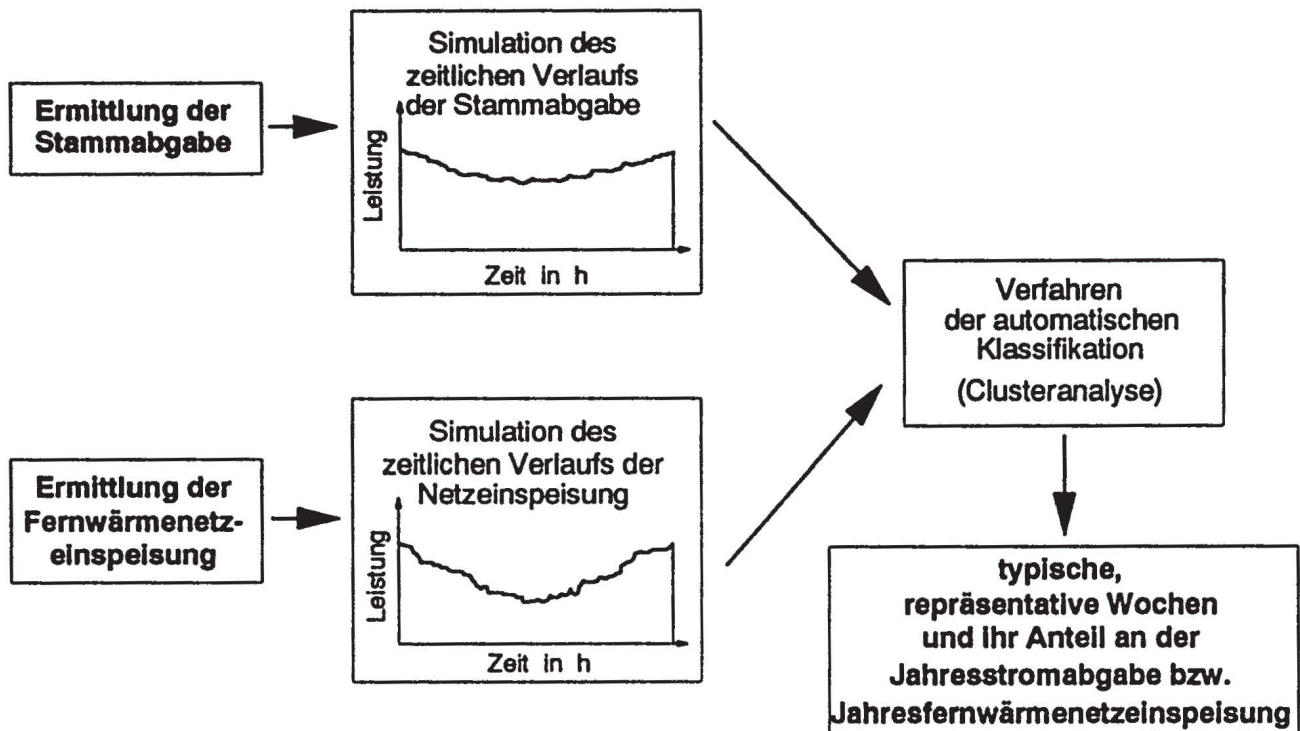


Abbildung 0.4-1: Prinzipielle Vorgehensweise bis zur Ermittlung der repräsentativen Wochenganglinien der Stromabgabe und Fernwärmenetzeinspeisung

Neben dem Zeitrahmen der Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ist auch bei der Art der Maßnahmen zu differenzieren. Im Mittelpunkt der Szenarienanalyse steht die Frage nach den Möglichkeiten eines verstärkten Gaseinsatzes zu Lasten der Steinkohle. Entsprechend sind auch die untersuchten Maßnahmen bzw. Maßnahmengruppen ausgewählt worden. Zunächst werden für die verschiedenen Betrachtungsjahre die Möglichkeiten einer verstärkten Auslastung der mit Gas befeuerten Kraftwerke untersucht, die bereits heute im Kraftwerkspark Baden-Württembergs verfügbar sind (Szenario "Verstärkte Auslastung"). Danach erfolgt eine Analyse der Möglichkeiten einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen allein mittels fossiler Brennstoffe. Dabei werden sowohl technische Umrüstmaßnahmen am bestehenden Kraftwerkspark unterstellt als auch neue Erdgas-GuD-Kraftwerke zugebaut (Szenario "Maximale fossile Minderung"). In beiden Szenarien wird gegenüber der Referenzentwicklung keine Veränderung der Stromnachfrage und der - bezogen auf die reine Umwandlung - CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung unterstellt.

In weiteren Szenarien werden diese Optionen ausgehend vom Szenario "Maximale fossile Minderung" untersucht. Zunächst werden die CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale bei einer Ausschöpfung der technischen Stromeinsparmöglichkeiten (Szenario "Fossile Minderung und Stromeinsparung"), eines weiteren Kernkraftwerkszubaues (Szenario "Fossile Minderung und Kernenergiezubaues") und

einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen (Szenario "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger") jeweils getrennt voneinander analysiert. Werden alle diese Minderungsmaßnahmen zusammengefaßt, so ergibt sich das Szenario "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen", das in etwa die untere Grenze für die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeversorgung aufzeigt.

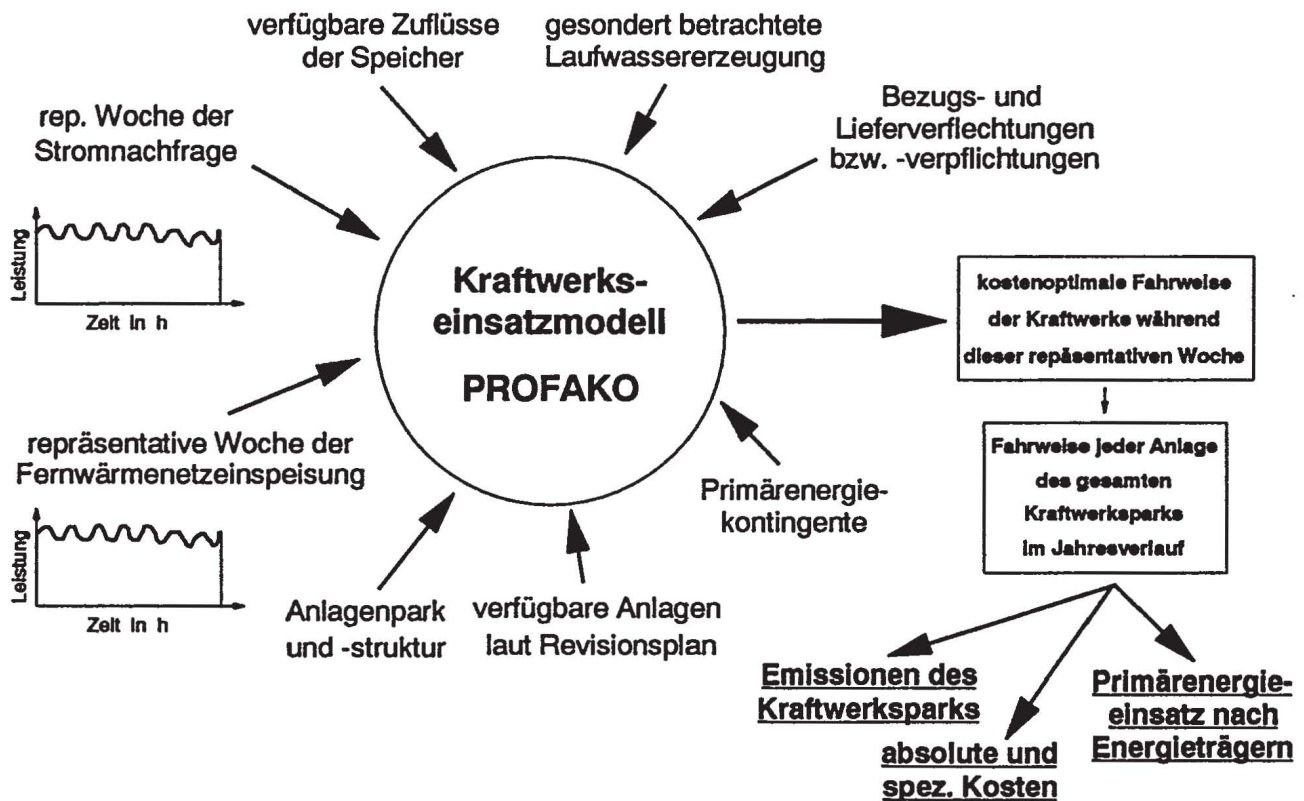


Abbildung 0.4-2: Prinzipielle Vorgehensweise zur Ermittlung der Kraftwerksfahrweise auf der Basis repräsentativer Wochenganglinien

Eine andere Zielrichtung verfolgt das Szenario "Kosten-effiziente Minderung", das die Maßnahmen kombiniert, die im Rahmen der getroffenen Annahmen, eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erlauben, ohne die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung zu steigern.

Allen diesen Szenarien der Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs vorgelagert sind zwei Szenarien, die von einer weiteren Nutzung der Steinkohle in der Stromversorgung Baden-Württembergs ausgehen. Sie tragen unter anderem dem Umstand Rechnung, daß es voraussichtlich zu einer Fortschreibung des Jahrhundertvertrages kommen wird. Dabei wird eine dieser beiden Varianten auch als Referenzentwicklung genutzt, d. h. als Vergleichsmaßstab, um die Wirkungen der in den anderen Szenarien unterstellten Minderungsmaßnahmen quantifizieren zu können. Das diesem Zweck dienende Referenzszenario ist

dabei durch eine Deckung des notwendigen Kraftwerkszubaues durch Steinkohle-Erdgas-Verbundblöcke und einer gegenüber heute konstanten Kernenergiekapazität gekennzeichnet (Szenario "Referenzfall"). Daneben wird auch der Zubau von konventionellen Steinkohlenblöcken untersucht (Szenario "Fossiler Zubau"). Dieses Szenario stellt mit seinen hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen den Gegenpol zu dem Szenario "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen" dar.

Neben der allgemeinen Charakterisierung der Szenarien sind für eine Quantifizierung der Auswirkungen der Entwicklung der Strom- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen noch eine Reihe von generellen bzw. szenariospezifischen Annahmen zu treffen. Diese betreffen insbesondere auch die Rahmenannahmen und Umfeldbedingungen, die, wie die Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, die Stromnachfrageentwicklung wesentlich mitbestimmen oder die Energieträgerpreisentwicklung, die die Kosten von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen beeinflusst.

Die den Szenarien zugrundeliegende Entwicklung der fossilen Brennstoffpreise für den Einsatz in Kraftwerken ist in Tabelle 0.4-1 dargestellt. Den moderaten Energiepreissteigerungen liegt hier die Annahme zugrunde, daß die Bemühungen zur Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen eher zu einer Dämpfung des Verbrauchs fossiler Energieträger und damit auch des Preisanstiegs führen werden. Für Erdgas ist allerdings nicht auszuschließen, daß es aufgrund einer aus Klimaschutzgründen verstärkten weltweiten Nachfrage zu einem stärkeren Preisanstieg kommen kann. Diesem Umstand wird dadurch Rechnung getragen, daß für Erdgas eine weitere Preisentwicklung (vgl. Tabelle 0.4-1; verstärkte Nachfrage) mit einem stärkeren Preisanstieg in die Rechnungen mit einbezogen wird. Für die heimische Steinkohle wird unterstellt, daß mit dem geplanten Kapazitätsabbau Kosteneinsparungen zu realisieren sind, die zu leichten Kostensenkungen (in Preisen des Jahres 1990) führen.

Die Entwicklung der Bevölkerung wird im Rahmen dieser Untersuchung in Anlehnung an die neuesten Vorausschätzungen des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg festgelegt. Demnach steigt die Wohnbevölkerung in Baden-Württemberg von 9,829 Mio. im Jahr 1990 auf 10,586 Mio. im Jahr 2005 an und geht dann bis zum Jahr 2020 wieder auf 9,783 Mio. zurück.

Die wirtschaftliche Entwicklung des Landes ist ein Maß für das Aktivitätsniveau der verschiedenen Wirtschaftsbereiche. Die Produktion von Gütern und Dienstleistungen wiederum ist Auslöser für den Energie- und Stromverbrauch in den verschiedenen Wirtschaftssektoren. Zudem beeinflusst die Wirtschaftsentwicklung das verfügbare Einkommen der Haushalte sowie die verfügbare Freizeit und damit auch den Energie- und Stromverbrauch bei den privaten Haushalten. In Anlehnung an neuere Untersuchungen, die positive Wachstumsimpulse durch die Vereinigung der beiden deutschen Staaten und den europäischen Binnenmarkt erwarten, wird

davon ausgegangen, daß das Bruttoinlandsprodukt in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2000 um durchschnittlich 2,8 %/a wächst. Danach sinken die Wachstumsraten ab. Der Trend zur Ausweitung des Dienstleistungsbereiches wird sich weiter fortsetzen, so daß das Gewicht des Warenproduzierenden Gewerbes weiter abnehmen wird.

Tabelle 0.4-1: Angenommene Energiepreisentwicklung für Kraftwerke in Baden-Württemberg in Preisen von 1990 in DM/GJ (ohne MWSt.)

	1989	1995	2000	2005	2010	2020
<b><u>Kraftwerke:</u></b>						
Heimis. Steinkohle	9,25	8,84	8,53	8,46	8,53	8,60
Importkohle	3,33	3,62	4,00	4,38	4,76	5,52
Heizöl EL	11,01	11,16	12,33	13,50	14,67	17,02
Heizöl schwer	5,86	6,14	6,78	7,43	8,07	9,36
Erdgas unterbrechb.	6,53	6,68	7,38	8,08	8,78	10,18
Erdgas nicht unterb.		8,33	9,11	9,89	10,66	12,14
Erdgas nicht unterb. (verstärkte Nachfrage)		9,91	12,00	14,09	16,17	20,28
Preisangaben für Erdgas beziehen sich generell auf den oberen Heizwert ( $H_u$ ) und beinhalten nicht die Erdgassteuer; für den nicht unterbrechbaren Liefervertrag wurde eine Benutzungsdauer von 4000 h/a zugrundegelegt						

Ausgehend von der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung wird zunächst eine Trendentwicklung der Stromnachfrage in Baden-Württemberg ermittelt, die davon ausgeht, daß die Tendenzen der Effizienzverbesserungen sich für die einzelnen Stromanwendungen weiter fortsetzen, aber keine massiven energiepolitischen Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs ergriffen werden, wobei die Verbraucher nach einem betriebswirtschaftlichen Kalkül entscheiden. Der Trendentwicklung beiseite gestellt werden zwei Varianten der Stromverbrauchsentwicklung, wie sie sich bei einer Realisierung der wirtschaftlichen bzw. der technischen Stromeinsparpotentiale ergeben könnten. Die wirtschaftlichen Stromeinsparpotentiale werden hierbei aus einem volkswirtschaftlichen Blickwinkel ermittelt, d. h., für die mittels der Kapitalwertmethode durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung bleiben die Steuern und Subventionen außen vor und als Abschreibungszeit wird die Lebensdauer der einzelnen Maßnahmen zugrunde gelegt. Die Stromeinsparpotentiale umfassen dabei die durch Effizienzverbesserungen bei der Stromanwendung erzielbaren Stromverbrauchsminderungen, nicht aber die Substitution von Strom durch andere Energieträger. Für alle Stromverbrauchsentwicklungen gilt, daß sie nicht als exakte Vorhersage der zukünftigen

Stromnachfrage zu verstehen sind, sondern als eine plausible, denkbare Bezugsentwicklung, um die Auswirkungen von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen quantitativ abschätzen zu können.

Insgesamt wächst in der Trendentwicklung der Gesamtstromverbrauch in Baden-Württemberg von 56,3 TWh im Jahr 1989 (58,0 TWh im Jahr 1990) über 74,1 TWh im Jahr 2005 auf 86,2 TWh im Jahr 2020. Bezogen auf das Jahr 2005 bedeutet dies eine durchschnittliche Zuwachsrate von 1,7 %/a, ausgehend von 1989, bzw. von 1,6 %/a, ausgehend von 1990. Im Vergleich hierzu betrug die durchschnittliche Stromverbrauchszuwachsrate in der Dekade von 1980 bis 1990 2,7 %/a.

Die der Trendentwicklung zugrundeliegenden Effizienzsteigerungen werden deutlich, wenn man die Stromnachfrageentwicklung mit der bei konstanter Effizienz (konstanter spezifischer Stromverbrauch) vergleicht (vgl. Abbildung 0.4-3). In der Trendentwicklung liegt der Stromverbrauch im Jahr 2005 um ca. 5,6 TWh (dies entspricht 7 %) und im Jahr 2020 um rund 13 TWh (dies entspricht 14 %) unter dem bei konstanter Effizienz.

Insgesamt sinkt in der Trendentwicklung die Stromintensität des Bruttoinlandsproduktes in Baden-Württemberg von 196,3 Wh/DM(80) im Jahr 1990 über 166,9 Wh/DM(80) im Jahr 2005 auf 138,7 Wh/DM(80) im Jahr 2020. Im Jahr 1980 lag die Stromintensität noch bei 192,2 Wh je DM(80). Sie ist dann über 205,4 Wh/DM(80) im Jahr 1985 wieder auf die bereits erwähnten 196,3 Wh/DM(80) im Jahr 1990 zurückgegangen. Dieser Vergleich der Stromintensität des realen Bruttoinlandsproduktes in der Vergangenheit mit der Stromintensität, wie sie sich in der Trendentwicklung ergibt, zeigt, welche erheblichen Anstrengungen zur Stromeinsparung ergriffen werden müssen, um ein Wachstum des Stromverbrauchs um nur 1,7 %/a bis zum Jahr 2005 erreichen zu können. Es sind jedoch Tendenzen in den einzelnen stromverbrauchenden Sektoren und bei den unterschiedlichen Stromanwendungen vorhanden, die es aufgrund der sektoralen Betrachtung als plausibel erscheinen lassen, daß es in Zukunft zu einer Entkopplung zwischen Stromverbrauchs- und Wirtschaftsentwicklung kommen wird. Gründe hierfür sind neben der bereits erwähnten Tendenz zu immer effizienteren Verfahren in den Produktionsprozessen u. a. noch der Trend zur weniger stromintensiven "Dienstleistungsgesellschaft" und die in Zukunft nicht mehr so stark wachsende Bevölkerung zusammen mit dem bereits erreichten hohen Sättigungsgrad mit Elektrogeräten. Würde für Baden-Württemberg insgesamt eine auf dem Niveau des Jahres 1990 konstante Stromintensität des Bruttoinlandsproduktes unterstellt werden, so läge der Stromverbrauch im Jahr 2005 bei ca. 88,7 TWh/a und im Jahr 2020 bei rund 124,1 TWh/a. Die Variante mit einem unterstellten konstanten spezifischen Verbrauch bei den einzelnen Stromanwendungen bzw. stromverbrauchenden Sektoren führt dagegen zu einem Nettostromverbrauch in Baden-Württemberg von 79,7 TWh/a im Jahr 2005 bzw. von 99,8 TWh/a im Jahr 2020. Ein Teil der Entkopplung von Stromverbrauchs- und Wirtschaftsentwicklung kann folglich alleine

schon durch die Veränderung der Wirtschaftsstruktur und der Struktur des Gerätebestandes erreicht werden ("Struktureffekt").

Aufgrund von Hemmnissen bei der Ein- und Durchführung von Maßnahmen zu einer rationelleren Stromanwendung stellt sich in der Regel keine, volkswirtschaftlich jedoch wünschenswerte, vollständige Ausnutzung aller wirtschaftlichen Stromeinsparpotentiale ein. Dabei sind aufgrund der unterschiedlich gelagerten Hemmnisse in den einzelnen Sektoren die Unterschiede zwischen der Trendentwicklung des Stromverbrauchs und der Stromverbrauchsentwicklung bei Ausschöpfung der wirtschaftlichen Einsparpotentiale z. B. im Haushaltssektor und im Sektor Öffentliche Einrichtungen schwächer ausgeprägt wie im Industrie- und Gewerbesektor. Für diese beiden Sektoren erscheint es insbesondere notwendig, das Problem der Diskrepanz zwischen der geforderten Amortisationsdauer für energietechnische Anlagen und deren technischen Lebensdauer zu lösen. Ein möglicher Ansatzpunkt wäre hier eine Veränderung der bislang bestehenden Abschreibungsmodalitäten, einhergehend mit der Gewährung von staatlichen Zuschüssen. Über die wirtschaftlichen Stromeinsparpotentiale hinausgehende Einsparungen wären möglich, wenn die vorhandenen technischen Stromeinsparpotentiale, unter Berücksichtigung von verfügbaren Nutzungstechniken und Nutzungsgraden, der Verfügbarkeit von Standorten und konkurrierenden Nutzungen, den maximalen Zubaumöglichkeiten aufgrund produktionsseitiger Begrenzungen sowie struktureller und ökologischer Beschränkungen, genutzt würden. Zur Umsetzung dieser technischen Stromeinsparpotentiale wären, über das Maß bei der Realisierung der wirtschaftlichen Stromeinsparpotentiale hinausgehend, erhebliche Anstrengungen aller Beteiligten (Energiepolitik, Energieversorgungsunternehmen, Handel, Verbände, Verbraucher etc.) notwendig, um durch entsprechende Maßnahmen zu einer Umsetzung dieser technischen Stromeinsparpotentiale beizutragen.

Die volkswirtschaftlichen und technischen Stromeinsparmöglichkeiten wurden ausgehend von den technischen Entwicklungsperspektiven der verschiedenen Stromanwendungen und mit Hilfe von Kosten-Potential-Kurven der Stromeinsparung abgeschätzt. Die unterschiedlichen Stromverbrauchsentwicklungen in den betrachteten Fällen konstante spezifische Verbräuche, Trendentwicklung, wirtschaftliche Stromeinsparung und Ausschöpfung der technischen Stromeinsparmöglichkeiten sind in Abbildung 0.4-3 dargestellt. Es zeigt sich, daß insgesamt durch eine Verwirklichung der wirtschaftlichen Stromeinsparmaßnahmen der Stromverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 2005 um 3,3 TWh oder 4,4 % sowie im Jahr 2020 um 6,0 TWh oder 6,2 % unter dem Stromverbrauch der Trendentwicklung liegen könnte. Durch die Umsetzung der technischen Stromeinsparpotentiale könnten zusätzlich noch Stromverbrauchsminderungen von 3,2 TWh im Jahr 2005 bzw. 5,8 TWh im Jahr 2020 erreicht werden. Gegenüber der Trendentwicklung bedeutet dies eine Verminderung des Stromverbrauchs um 8,7 % im Jahr 2005 und um 13,7 % im Jahr 2020. Die nur relativ geringen Einsparmöglichkeiten resultieren daraus, daß schon in der

Trendentwicklung eine erhebliche Effizienzsteigerung (insbesondere bei den Haushalten und den öffentlichen Einrichtungen) unterstellt ist.

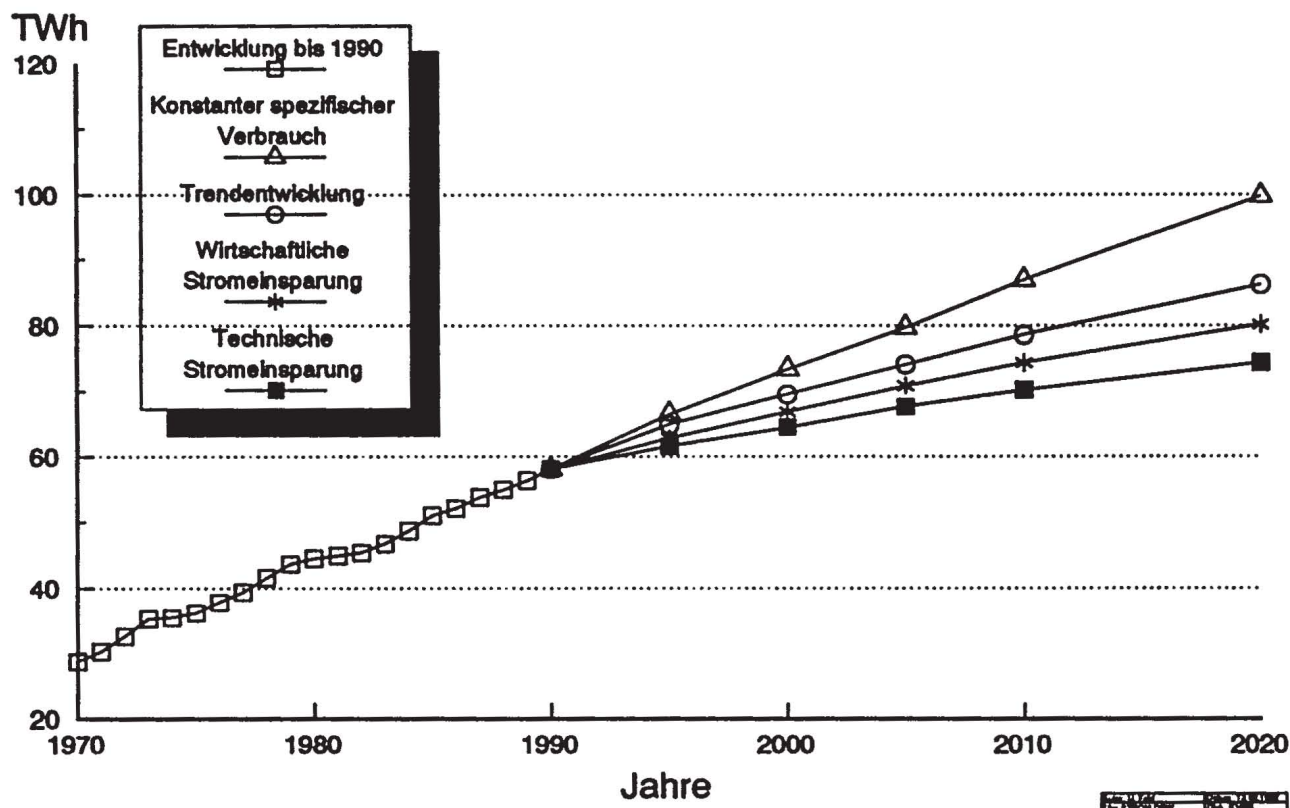


Abbildung 0.4-3: Vergleich der Stromverbrauchsentwicklung in Baden-Württemberg in verschiedenen Varianten in TWh/a

Hinsichtlich der Fernwärmenachfrage wird hier unterstellt, daß diese sich im Durchschnitt der hier betrachteten Fernwärmeeinspeisestandorte von 1989 19.534 TJ/a über 24.499 TJ/a im Jahr 2005 auf 26.651 TJ/a im Jahr 2020 erhöht. Dies entspricht bezogen auf das Jahr 2005 einer durchschnittlichen Zuwachsrate von 1,4 %/a ausgehend von 1989 und von 1,0 %/a bezogen auf das Jahr 2020.

In den Szenarien, in denen eine Fortschreibung der Steinkohleabnahmeverpflichtung unterstellt wird, wird davon ausgegangen, daß sich die Abnahme von deutscher Steinkohle für die Energieversorgungsunternehmen in einer Nachfolgeregelung des jetzigen Jahrhundertvertrages um etwa 15 % auf 4,1 Mio. t SKE/a reduziert und daß nach dem Jahr 2005 keine Abnahmeverpflichtung mehr besteht.

Einen Überblick über die die verschiedenen Szenarien charakterisierenden Annahmen gibt zusammenfassend Tabelle A-1 (siehe Anhang). Für die Bewertung der einzelnen CO<sub>2</sub>-Minde-

rungsmaßnahmen in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs werden im Rahmen der szenariogestützten Analysen zwei Kenngrößen, nämlich das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten ermittelt. Letztere geben den Aufwand in DM an, der mit den verschiedenen Maßnahmen verbunden ist, um gegenüber der Referenzentwicklung die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 1 t zu senken. Negative spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten bedeuten dabei, daß diese Maßnahmen auch ohne Berücksichtigung ihres CO<sub>2</sub>-Minderungseffektes wirtschaftlich sinnvoll wären.

### **0.5 CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs**

Ausgehend von den zuvor erläuterten Rahmenannahmen wurden die CO<sub>2</sub>-seitigen Wirkungen der Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündel der verschiedenen Szenarien untersucht. Dabei wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen der im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Versorgungsunternehmen, mit Ausnahme der Stadtwerke Pforzheim und Karlsruhe, bilanziert, die in Baden-Württemberg 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht berücksichtigt. Die wesentlichen Ergebnisse der Szenarioanalysen werden im folgenden erläutert. Dabei wird zur Beschreibung kurzfristig möglicher Veränderungen das Jahr 1998 und für die Diskussion der mittel- bzw. langfristigen Auswirkungen das Jahr 2005 bzw. 2020 herangezogen.

In dem Referenzszenario, das eine Fortschreibung der gegenwärtigen Trendentwicklungen und keine aktive Treibhausgasreduzierungs politik unterstellt, steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung im Zeitverlauf weiter an und zwar von 14,0 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 1987 auf 15,0 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 1998 und 17,1 bzw. 25,0 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2005 bzw. 2020. Bezogen auf den Ausgangswert des Jahres 1987 entspricht dies Zunahmen von 7,1, 21,6 bzw. 78,2 %. Diese Entwicklung resultiert aus einer angesichts der steigenden Stromnachfrage und einer konstanten Kernenergiekapazität notwendigen Ausweitung der Stromerzeugung auf fossiler Basis, die hier mittels Gas-Kohle-Verbundanlagen erfolgt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung des Referenzszenarios dient im folgenden, neben dem Emissionswert des Jahres 1987, als Bezugswert für die Diskussion der Wirkungen CO<sub>2</sub>-mindernder Maßnahmen.

Untersucht man die im bestehenden Kraftwerkspark von Baden-Württemberg möglichen Maßnahmen zu einer kurzfristig wirksam werdenden Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, so ergibt sich, daß die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur Referenzentwicklung bis zum Jahr 1998 vermindert werden können, wenn



- die Steinkohleverstromungspflicht ausgesetzt bzw. erheblich reduziert wird und ein größerer Teil der bereitzustellenden elektrischen Arbeit bzw. der Fernwärme durch eine verstärkte Auslastung der existierenden gas- bzw. ölgefeuerten Anlagen sowie der Kernkraftwerke bereitgestellt wird (Szenario "Verstärkte Auslastung"). Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential eines solchen Maßnahmenbündels liegt mit 3,2 Mio. t CO<sub>2</sub> in einer Größenordnung von etwas mehr als 20 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Referenzentwicklung. Die erzielbare CO<sub>2</sub>-Reduktion wäre mit Mehrkosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung im Jahr 1998 von etwa 578 Mio. DM verbunden, wenn von den Preisen der Importkohle als Bezugsbasis ausgegangen wird (Mehrkosten von 88 Mio. DM bei Zugrundelegung des Preises für heimische Steinkohle).

- zusätzlich noch die existierenden trockenengefeuerten Steinkohlekraftwerke auf den Brennstoff Erdgas umgestellt werden (Szenario "Maximale fossile Minderung"). Damit ließen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahre 1998 gegenüber der Referenzentwicklung um rd. ein Drittel, d. h. um 5,4 Mio. t CO<sub>2</sub>, reduzieren. Geht man von den Importkohlepreisen aus, so bestimmen sich Mehrkosten, die dieser CO<sub>2</sub>-Minderung zuzurechnen sind, von ca. 655 Mio. DM/a. Dies entspricht CO<sub>2</sub>-Minderungskosten von etwa 120 DM/t CO<sub>2</sub>. Bei den Preisen der heimischen Steinkohle als Bezugspunkt errechnen sich insgesamt geringere Strom- und Fernwärmebereitstellungskosten gegenüber der Referenzentwicklung.

Mit den beiden zuvor angesprochenen Maßnahmenbündeln ließen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmebereitstellung im Jahr 1998 um 15 % bzw. 31 % gegenüber denen des Jahres 1987 reduzieren, und dies obwohl die Stromerzeugung von 1987 bis 1998 um 35 % zunimmt. Hiermit wäre ein Gaseinsatz in der Strom- und Fernwärmeerzeugung von 89,7 PJ (2.224 Mio. m<sup>3</sup>) bzw. 174,3 PJ (4.322 Mio. m<sup>3</sup>) im Jahr 1998 verbunden.

Die mit verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen bis zum Jahr 2005 erzielbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen sind für die verschiedenen Szenarien in Abbildung 0.5-1 dargestellt. Durch eine verstärkte Auslastung der gas- bzw. ölgefeuerten Kraftwerke bzw. Heizkraftwerke zu Lasten der kohlegefeuerten Anlagen ließen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 2005 nur um etwa 7,3 % gegenüber der Referenzentwicklung reduzieren, wobei die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten mit 570 DM/t CO<sub>2</sub> vergleichsweise sehr hoch wären. Unterstellt man zusätzlich die Umrüstung der trockenengefeuerten Steinkohlekraftwerke auf Erdgas sowie den Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken zur Abdeckung des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs, so ergeben sich die im Rahmen einer Nutzung fossiler Energieträger möglichen CO<sub>2</sub>-Minderungen, die sich auf rd. ein Drittel, bezogen auf die Referenzentwicklung belaufen (Szenario "Maximale fossile Minderung").

Weitere CO<sub>2</sub>-Minderungen sind möglich, wenn bis zum Jahr 2005 zusätzlich die technischen Möglichkeiten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, die technischen Stromesparpotentiale ausgeschöpft würden oder ein Ausbau der Kernenergie erfolgen würde. Gegenüber der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario "Maximale fossile Minderung" ließen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen noch einmal um 0,8 bis 3,4 Mio. t CO<sub>2</sub> reduzieren. Bezogen auf die Referenzentwicklung sind mit diesen Maßnahmenbündeln Minderungen von 36,4 bis 51 % zu erreichen.

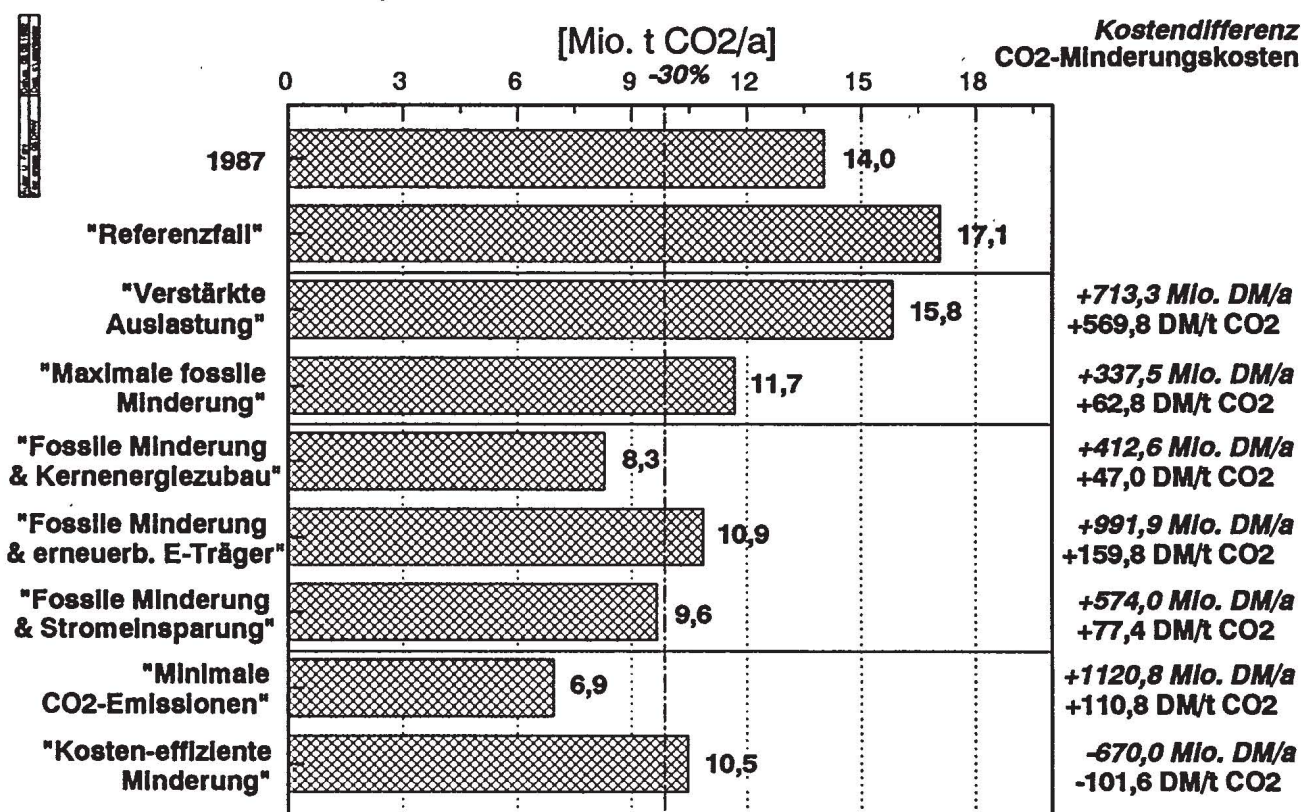


Abbildung 0.5-1: CO<sub>2</sub>-Emissionen, Kostendifferenz und CO<sub>2</sub>-Minderungskosten in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2005 im betrachteten Ausschnitt

Eine Kombination aller dieser Maßnahmen führt zu der maximal erreichbaren CO<sub>2</sub>-Minderung. Mit 6,9 Mio. t CO<sub>2</sub>/a betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Fall nur noch rd. 40 % der Emissionen des Referenzfalls. Werden alle Minderungsmaßnahmen durchgeführt, die im Rahmen der hier getroffenen Preisannahmen wirtschaftlich sind, so ließe sich mit 10,5 Mio. t CO<sub>2</sub>/a ein Emissionsniveau erreichen, das fast 40 % geringer wäre als im Referenzfall. Gleichzeitig wäre damit eine Kosteneinsparung bei der Strom- und Fernwärmebereitstellung von rd. 670 Mio. DM im Jahr 2005 verbunden. Die wesentlichen Elemente dieses effizienten Maßnahmenbündels sind unter der Voraussetzung einer ausgesetzten Kohleabnahmeverpflichtung neben der Ausschöpfung des wirtschaftlichen Stromesparpotentials sowie der wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen der Zubau von Kernkraftwerken für die

Stromerzeugung in der Grund- und oberen Mittellast sowie der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken für die Stromerzeugung in der unteren Mittellast und die Fernwärmeerzeugung.

Bei allen anderen zuvor diskutierten Reduktionsszenarien ist die CO<sub>2</sub>-Minderung mit Mehrkosten gegenüber der Referenzentwicklung verbunden. Wie Abbildung 0.5-1 zeigt, spannen die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten dabei eine Bandbreite von 47 bis 570 DM/t CO<sub>2</sub> auf.

Die Szenarioergebnisse zeigen, daß das 30 %-Reduktionsziel in der Strom- und Fernwärmeerzeugung des Landes mit Maßnahmen, die allein auf eine kosteneffiziente Minderung oder den Einsatz kohlenstoffärmerer Brennstoffe setzen, nicht zu erreichen ist. Das 30 %-Reduktionsziel wird nur in den Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergiezubau", "Fossile Minderung und Stromeinsparung" und "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen" erreicht. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten ergeben sich dabei zu 47,0, 77,4 und 110,8 DM/t CO<sub>2</sub>, was einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von 0,7, 1,1 und 2,1 Pf/kWh<sub>d</sub> entspricht.

Im Falle der "Kosten-effizienten Minderung" ergeben sich, wie bereits erwähnt, gegenüber der Referenzentwicklung zwar beachtliche Kosteneinsparungen, mit einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 25,4 % gegenüber dem Wert von 1987 wird das angestrebte Reduktionsziel für das Jahr 2005 jedoch nicht erreicht.

Bis zum Ende des zweiten Jahrzehnts des nächsten Jahrhunderts sind aufgrund des Erreichens der Anlagenlebensdauer einer Reihe von Kraftwerken weitgehende Veränderungen im Kraftwerkspark des Landes möglich. Von den derzeit im Betrieb befindlichen Kernkraftwerken wird im Jahre 2020, bei der hier unterstellten Lebensdauer von 35 Jahren, nur noch der neuere Block des Kernkraftwerkes Neckarwestheim (GKN II) Strom ins Netz speisen. Ebenso wird der größte Teil der fossilen Anlagen ihre technische Lebensdauer erreicht haben.

Für das Referenzszenario wurde unterstellt, daß die außer Betrieb gehenden Kernkraftwerke durch neue Kernkraftwerke gleicher Leistung ersetzt werden und ansonsten Gas-Kohle-Verbundkraftwerke zugebaut werden. Mit steigender Strom- und Fernwärmeerzeugung steigen dabei die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 von 14,0 Mio. t im Jahr 1987 auf 25,0 Mio. t CO<sub>2</sub> an. Eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020 ist allein durch eine auf den kohlenstoffarmen Energieträger Erdgas setzende Strategie nicht mehr möglich. Im Szenario "Maximale fossile Minderung" wird zwar die Kohle nahezu vollständig durch Erdgas ersetzt, gleichzeitig muß das Erdgas aber auch den größten Teil der auslaufenden nuklearen Stromerzeugung übernehmen und insgesamt den überwiegenden Anteil der gegenüber 1987 stark gestiegenen Stromnachfrage decken, so daß in Summe die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020 mit 24,9 Mio. t fast so hoch sind wie im Referenzfall (vgl. Abbildung 0.5-2).

Selbst durch eine Ausschöpfung des Stromerzeugungspotentials der erneuerbaren Energieträger - soweit netzseitig integrierbar - sowie des technischen Stromeinsparpotentials ist nur eine CO<sub>2</sub>-Minderung in der Größenordnung von 10 bzw. 17,5 % gegenüber der Referenzentwicklung möglich. Sie können damit einen deutlichen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht vermeiden.

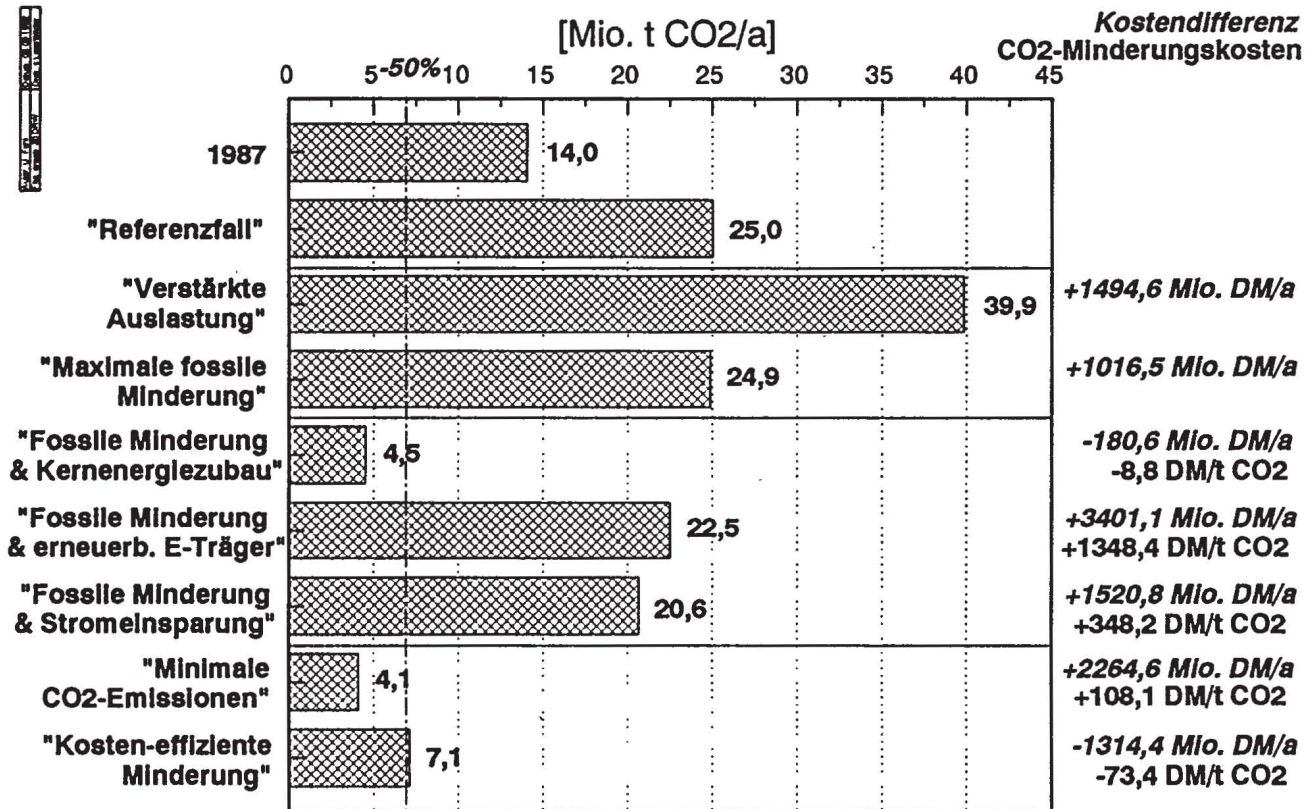


Abbildung 0.5-2: CO<sub>2</sub>-Emissionen, Kostendifferenz und CO<sub>2</sub>-Minderungskosten in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2020 im betrachteten Ausschnitt

Geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen als die des Jahres 1987 weisen unter den hier getroffenen Randbedingungen nur die Szenarien aus, in denen eine Ausweitung der Stromerzeugung durch Kernenergie unterstellt wird. In diesen Szenarien ("Fossile Minderung und Kernenergiezubau", "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen", "Kosten-effiziente Minderung") liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020 um 50 bis 71 % unter denen des Jahres 1987 und sie sind um bis zu 84 % geringer als in der Referenzentwicklung (vgl. Abbildung 0.5-2).

Ein Erreichen des Reduktionszieles für das Jahr 2020 - Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf 1987 - erscheint damit möglich. Wichtig ist dabei noch der Hinweis, daß dieses Ziel im Szenario "Kosten-effiziente Minderung" mit einer gleichzeitigen Kosteneinsparung von rd. 1,3 Mrd. DM/a gegenüber den Strom- und Fernwärmebereitstellungskosten in der Referenzentwicklung erreicht werden kann.

Verläßt man die zeitpunktbezogene Betrachtung und wendet sich der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen über den ganzen Betrachtungszeitraum zu, so ergibt sich das in Abbildung 0.5-3 dargestellte Bild der zeitabhängigen Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in den verschiedenen Szenarien. In Tabelle 0.5-1 sind darüber hinaus die zusätzlichen Kosten (gegenüber der Referenzentwicklung), die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten sowie die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für die verschiedenen Szenarien aufgeführt. Diese Gesamtschau zeigt den deutlichen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Referenzentwicklung. Ebenso wird deutlich, daß eine Strom- und Fernwärmeerzeugung auf Kohlebasis (Szenario "Fossiler Zubau") zu noch deutlich höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen führen würde und daß eine verstärkte Auslastung der vorhandenen gas- bzw. ölgefeuerten Kraftwerke nur kurzzeitig zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion beitragen kann.

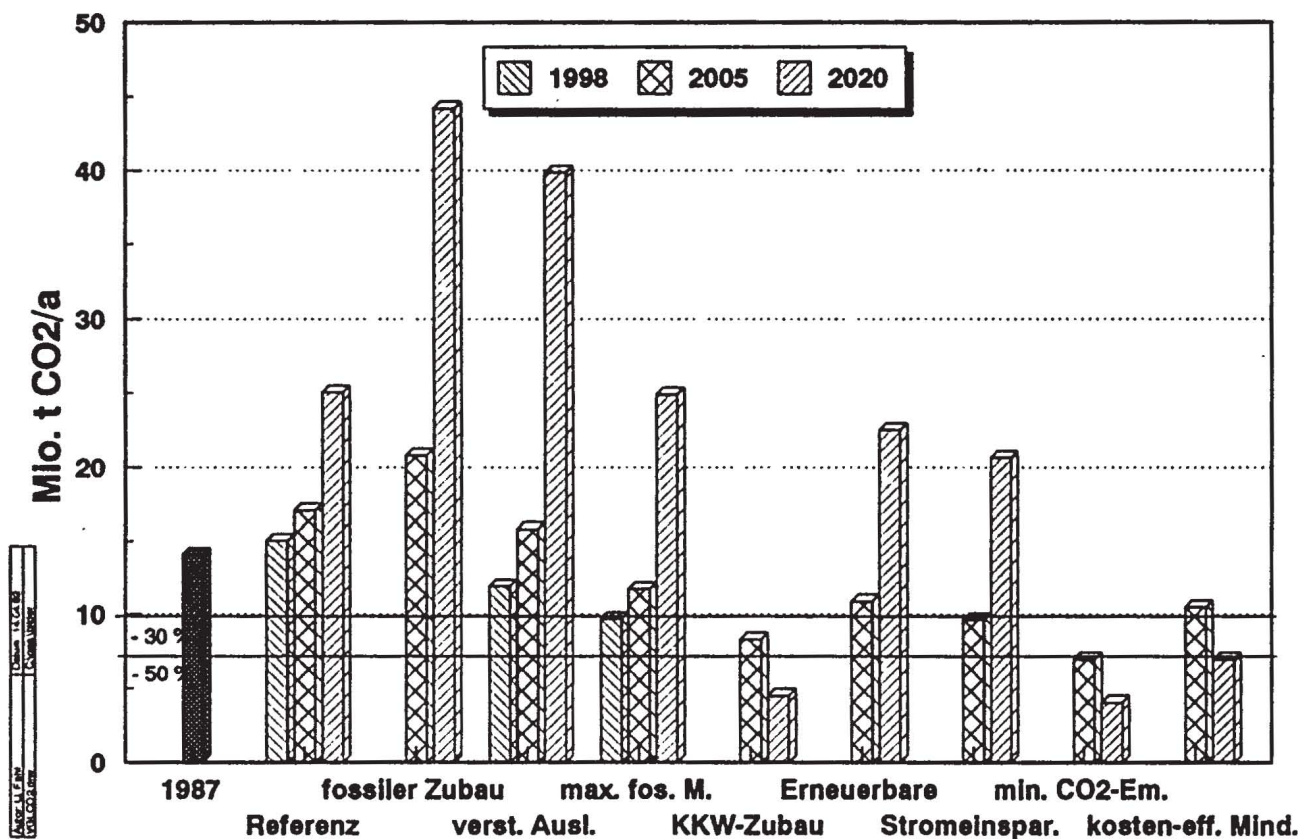


Abbildung 0.5-3: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den verschiedenen Szenarien im betrachteten Ausschnitt

Eine Ausrichtung der Strom- und Fernwärmeversorgung auf den Energieträger Erdgas kann nur mittelfristig (bis 2005) zu einer nennenswerten Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, ohne daß damit das 30 %-Reduktionsziel im Jahr 2005 erreichbar wäre. Auch durch einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung wird das Reduktionsziel nicht erreicht.

Im Szenario "Fossile Minderung und Stromeinsparung" gelingt dies für das Jahr 2005, bis zum Jahr 2020 verdoppeln sich dann allerdings die CO<sub>2</sub>-Emissionen wieder.

Letztlich verbleiben für das Erreichen insbesondere der langfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele aus dem Spektrum der betrachteten Szenarien nur die Varianten "Fossile Minderung und Kernenergie-zubau", "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen" und "Kosten-effiziente Minderung". In allen diesen Szenarien ist ein Ausbau der Kernenergie unterstellt.

Tabelle 0.5-1: CO<sub>2</sub>-Emissionen, CO<sub>2</sub>-Minderungskosten und spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen je kWh elektrischer Energie für die unterschiedlichen Szenarien im betrachteten Ausschnitt

Szenario	Jahr	Emissionen in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	Abweichung gg. 1987	Kostendifferenz ("Trend") in Mio. DM/a <sup>1)</sup>	CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in DM/t CO <sub>2</sub>	Kostendifferenz (Konkurrenz) in Mio. DM/a <sup>2)</sup>	CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in DM/t CO <sub>2</sub>	spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen in g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>	Abweichung gg. 1987
"Referenzfall"	1987	14,031						352,0	
	1998	15,028	+ 7,1 %					273,5	- 22,3 %
	2005	17,063	+ 21,6 %					283,2	- 19,5 %
	2020	25,009	+ 78,2 %					355,1	+ 0,9 %
"Fossiler Zubau"	2005	20,785	+ 48,1 %	- 163,2	-	- 163,2	-	348,8	- 1,0 %
	2020	44,215	+ 215,1 %	+ 464,5	-	+ 1110,2	-	614,7	+ 74,6 %
"Verstärkte Auslastung"	1998	11,873	- 15,4 %	+ 577,8	180,6	+ 742,9	235,5	216,1	- 38,6 %
	2005	15,811	+ 12,7 %	+ 713,3	569,8	+ 936,7	748,3	262,4	- 25,5 %
	2020	39,852	+ 184,0 %	+ 1.494,6	-	+ 3113,0	-	578,9	+ 64,5 %
"Maximale fossile Minderung"	1998	9,673	- 31,1 %	+ 655,0	122,3	+ 984,7	183,9	176,1	- 50,0 %
	2005	11,687	- 16,7 %	+ 337,5	62,8	+ 922,0	171,5	192,3	- 45,4 %
	2020	24,865	+ 77,2 %	+ 1.616,5	-	+ 5223,3	-	357,8	+ 1,6 %
"Fossile Minderung und Kernenergie-zubau"	2005	8,282	- 41,0 %	+ 412,6	47,0	+ 700,8	79,8	132,2	- 62,4 %
	2020	4,516	- 67,8 %	- 180,6	- 8,8	+ 424,8	20,7	53,8	- 84,7 %
"Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger"	2005	10,858	- 22,6 %	+ 991,9	159,8	+ 1520,3	245,0	177,8	- 49,5 %
	2020	22,486	+ 60,3 %	+ 3.401,9	1.348,4	+ 6684,0	2646,2	323,3	- 8,2 %
"Fossile Minderung und Stromeinsparung"	2005	9,643	- 31,3 %	+ 574,0	77,4	+ 999,2	134,7	170,6	- 51,5 %
	2020	20,642	+ 47,1 %	+ 1.520,8	348,2	+ 4527,4	1036,7	341,0	- 3,1 %
"Minimale CO <sub>2</sub> -Emissionen"	2005	6,943	- 50,5 %	+ 1.120,8	110,8	+ 1383,8	136,7	118,8	- 66,3 %
	2020	4,068	- 71,0 %	+ 2.264,6	108,1	+ 2850,5	136,1	54,7	- 84,5 %
"Kosten-effiziente Minderung"	2005	10,469	- 25,4 %	- 670,0	- 101,6	- 741,3	- 112,4	172,8	- 50,9 %
	2020	7,101	- 49,4 %	- 1.314,4	- 73,4	- 1194,6	- 66,7	95,1	- 73,0 %

<sup>1)</sup> Kosten gegenüber Importkohlepreis bestimmt

<sup>2)</sup> Beinhaltet erhöhte Preisentwicklung für Erdgas aufgrund erhöhter Nachfrage

Das Szenario "Minimale CO<sub>2</sub>-Emissionen" quantifiziert die erreichbare Untergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zeitverlauf. Bis zum Jahr 2005 wäre demnach eine Minderung auf 50 % und bis zum Jahr 2020 auf 30 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1987 möglich. Dazu wäre neben einem Ausbau der Kernenergie auch der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken, die Realisierung der technischen Stromerzeugungspotentiale der erneuerbaren Energieträger und die Umsetzung der technischen Stromeinsparmöglichkeiten notwendig. Die zusätzlichen Kosten dieses Maßnahmenbündels zur CO<sub>2</sub>-Minderung belaufen sich, unter Zugrundelegung des Importkohlepreises, gegenüber der Referenzentwicklung auf 1,1 Mrd. DM im Jahr 2005 und auf 2,3 Mrd. DM im Jahr 2020 (vgl. Tabelle 0.5-1).

Das Szenario "Kosten-effiziente Minderung" macht deutlich, daß eine CO<sub>2</sub>-Minderungspolitik, die die Umsetzung der effizienten CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen befördert, eine deutliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg in der Größenordnung der derzeit diskutierten Minderungsziele erlaubt, ohne die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung zu erhöhen.

Da die Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergiezubau", "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" und "Fossile Minderung und Stromeinsparung" lediglich Varianten des Szenarios "Maximale fossile Minderung" darstellen, bei denen jeweils eine weitere technische Möglichkeit zur CO<sub>2</sub>-Minderung zusätzlich in die Betrachtung aufgenommen wurde, wird in Tabelle 0.5-2 ein Vergleich dieser Szenarien mit dem Ausgangsszenario "Maximale fossile Minderung" vorgenommen. Es zeigt sich, daß der größte zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt zu dem verstärkten Einsatz von Erdgas durch den Bau von Kernkraftwerken zu erzielen ist, wobei sich hier auch die günstigsten CO<sub>2</sub>-Minderungskosten ergeben. Dagegen ist der zusätzliche Minderungseffekt eines Einsatzes der erneuerbaren Energiequellen und einer verstärkten Stromeinsparung deutlich geringer. Dabei weist die Stromeinsparung wesentlich niedrigere spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten auf wie die stärkere Nutzung der erneuerbaren Energiequellen. Der CO<sub>2</sub>-Minderung im Szenario "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" sind gegenüber dem Szenario "Maximale fossile Minderung" spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten von rund 750 bis 790 DM/t CO<sub>2</sub> zuzurechnen. Dagegen führt ein Kernenergiezubau zumindest längerfristig (kurz- und mittelfristig überwiegt hier, bei gleichzeitig relativ hohen spezifischen Investitionskosten der Kernkraftwerke, noch der verstärkte Gaseinsatz) gegenüber der reinen fossilen Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt zu geringeren Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung bei gleichzeitig deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Kernenergie müßte dann aber bis in den Bereich der Mittellast hinein genutzt werden.

Die zuvor erläuterten und in Tabelle 0.5-1 dargestellten spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten, insbesondere die bei einem verstärkten Erdgaseinsatz, werden ganz wesentlich durch die Energieträ-

gerpreisrelation zwischen dem substituierenden und dem substituierten Energieträger bestimmt. Die Energieträgerpreisentwicklung und damit auch die Entwicklung der Energieträgerpreisrelationen ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Hinzu kommt, daß eine Strategie der CO<sub>2</sub>-Reduktion durch Austausch fossiler Energieträger über die damit verbundenen Nachfrageeffekte (verstärkte Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-armen und reduzierte Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-reichen fossilen Energieträgern) auf den Weltenergiemärkten zu Preiswirkungen führen kann, die die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten erhöhen und die Kosteneffizienzen einer Erdgassubstitutionsstrategie erheblich verschlechtern können. Ein stärkerer Anstieg der Erdgaspreise als bisher unterstellt, würde somit die ausgewiesenen spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten für die einzelnen Maßnahmen verändern. Damit verschieben sich insbesondere die Gesamtkosten der CO<sub>2</sub>-Minderung in den Szenarien, in denen ein hoher Gaseinsatz unterstellt wird, zu höheren Werten, was entsprechend zu höheren CO<sub>2</sub>-Minderungskosten führt. Geht man von einem stärkeren Erdgaspreisanstieg (vgl. Tabelle 0.4-1) aus, so führt dies beispielsweise zu einer Verdopplung der CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten für das Szenario "Fossile Minderung und Stromeinsparung" und zu einer Verdreifachung für das Szenario "Maximale fossile Minderung" im Jahre 2005 (vgl. Tabelle 0.5-1)

Tabelle 0.5-2: Vergleich der Szenarien "Fossile Minderung und Kernenergiezubaue", "Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger" und "Fossile Minderung und Stromeinsparung" mit dem Szenario "Maximale fossile Minderung" im betrachteten Ausschnitt

Szenario	Jahr	Emissionen in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	CO <sub>2</sub> -Differenz in Mio. t CO <sub>2</sub> /a	Kostendifferenz in Mio. DM/a	CO <sub>2</sub> -Minderungskosten in DM/t CO <sub>2</sub>	spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen in g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>e</sub>	Abweichung
"Maximale fossile Minderung"	2005	11,687				192,3	
	2020	24,865				357,6	
"Fossile Minderung und Kernenergiezubaue"	2005	8,282	- 3,405	+ 75,1	22,1	132,2	- 31,3 %
	2020	4,516	- 20,349	- 1.797,1	- 88,3	53,8	- 85,0 %
"Fossile Minderung und erneuerbare Energieträger"	2005	10,858	- 0,829	+ 654,4	789,4	177,8	- 7,5 %
	2020	22,486	- 2,379	+ 1,785,4	750,5	323,3	- 9,6 %
"Fossile Minderung und Stromeinsparung"	2005	9,643	- 2,044	+ 236,5	115,7	170,6	- 11,3 %
	2020	20,642	- 4,223	- 95,7	- 22,7	341,0	- 4,6 %

Jährliche Mehrkosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung im Szenario "Maximale fossile Minderung" von mehr als 900 bzw. mehr als 5.000 Mio. DM im Jahr 2005 bzw. 2020 gegenüber der Referenzentwicklung machen die ökonomischen Risiken einer auf Erdgas setzenden CO<sub>2</sub>-Minderungstrategie deutlich. Die geplante Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe oder CO<sub>2</sub>-Steuer wird zwar tendenziell die Risiken des Erdgases gegenüber der Steinkohle verringern, kann aber - so wie sie derzeit in der Diskussion steht - die Preisrisiken beim Erdgas nicht nachhaltig reduzieren.



Die Ergebnisse für die im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Versorgungsunternehmen, die im Jahr 1989 einen Anteil von 85,3 % der gesamten Nettostromerzeugung des Landes realisierten, sind nur bedingt auf die gesamte Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg übertragbar. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, daß der Anteil der Stromerzeugung des hier betrachteten Ausschnittes in der Zukunft wohl eher noch zunehmen wird, da für die hier untersuchten Unternehmen durchschnittlich höhere Zuwachsraten der Stromnachfrage zu erwarten sind als im Landesdurchschnitt. Bei den hier nicht berücksichtigten Energieversorgungsunternehmen handelt es sich durchweg um kleinere Unternehmen. Diese Unternehmen decken in der Regel nur einen kleinen Anteil der Strom- und Fernwärmeerzeugung durch den Einsatz des Energieträgers Steinkohle, der Anteil an CO<sub>2</sub>-freier Stromerzeugungsleistung ist ebenfalls gering und beschränkt sich im wesentlichen auf die Wasserkraftnutzung, die nur noch im vergleichsweise geringen Umfang erhöht werden kann. Dies deutet darauf hin, daß es für diese Unternehmen nur wenige Möglichkeiten zu einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gibt, die in der Zukunft ausgeschöpft werden können. Angesichts des vergleichsweise kleinen Anteils der Strom- und Fernwärmeerzeugung im Lande, die diese Unternehmen realisieren, sind bei einer zusätzlichen Betrachtung dieser Unternehmen für die gesamte Strom- und Fernwärmeerzeugung von Baden-Württemberg keine grundsätzlich anderen Ergebnisse zu erwarten, als für den hier betrachteten Ausschnitt der Strom- und Fernwärmeversorgung.

## **0.6 Alternative Verwendungsmöglichkeiten von Erdgas**

Neben den zuvor diskutierten Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Minderung durch eine Ausweitung des Erdgaseinsatzes in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, kann Erdgas natürlich auch in anderen Bereichen zur Substitution kohlenstoffreicherer Energieträger verwendet werden, um damit zu Minderungen von CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen. Entsprechende Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Minderung bestehen bei der Raumwärme- und Warmwasserversorgung der privaten Haushalte und im Zusammenhang mit der Wärme- bzw. Prozeßwärmeerzeugung im Sektor Industrie und im Gewerbe.

Das hier bestehende gesamte technische CO<sub>2</sub>-Minderungspotential einer Substitution von festen und flüssigen Brennstoffen durch Erdgas in den Sektoren Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie wurde für das Jahr 2005 zu rd. 5,6 Mio. t CO<sub>2</sub> abgeschätzt. Dies entspricht etwa 7,5 % der gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg im Jahr 1987 und 40 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der zuvor betrachteten Strom- und Fernwärmeerzeugung im Jahr 1987. Für eine Ausschöpfung dieses technischen CO<sub>2</sub>-Minderungspotentials wäre eine zusätzliche Erdgasmenge von 340 PJ/a (ca. 9,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a) notwendig, was in etwa eine Verdopplung des aus gegenwärtiger Sicht für das Jahr 2005 geschätzten Erdgasverbrauches bedeuten würde.

Für die Beurteilung der verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten von Erdgas zur CO<sub>2</sub>-Minderung, sind neben dem jeweiligen Minderungspotential vor allem die spezifischen Minderungskosten von Bedeutung. Eine hohe Kosteneffizienz, d. h. niedrige spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten, weist ein verstärkter Erdgaseinsatz im Endverbraucherbereich dann auf, wenn leichtes Heizöl und Steinkohle in Feuerungsanlagen kleiner Leistung ersetzt werden kann. Werden alle Möglichkeiten eines verstärkten Erdgaseinsatzes in den Sektoren Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie aufsummiert, die im Rahmen der hier getroffenen Energieträgerpreisannahmen negative spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungskosten aufweisen, d. h. die auch ökonomisch vorteilhaft sind, so ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Minderung von rd. 3 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 2005. Damit wäre ein Erdgasmehrverbrauch von 121 PJ/a (ca. 3,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a) verbunden. Dies entspricht in etwa dem Mehrverbrauch an Erdgas in der Strom- und Fernwärmeerzeugung im Jahr 2005 in Höhe von 139 PJ/a (ca. 3,8 Mrd. m<sup>3</sup>/a), wenn die Szenarien "Referenzfall" und "Maximale fossile Minderung" miteinander verglichen werden. Bei einer Verwendung dieser zusätzlichen Erdgasmengen in den Endverbrauchssektoren ergibt sich jedoch eine Kosteneinsparung in Höhe von rd. 270 Mio. DM/a, während die Verwendung zur Strom- und Fernwärmeerzeugung Mehrkosten von rd. 290 Mio. DM/a erfordern würde. Auch wenn man berücksichtigt, daß dabei in der Strom- und Fernwärmeerzeugung eine etwa 80 % höhere CO<sub>2</sub>-Minderung (5,4 Mio. t CO<sub>2</sub>/a, da vornehmlich Steinkohle ersetzt wird) als in den Endverbrauchssektoren (3,0 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) erreicht wird, deuten diese Ergebnisse darauf hin, daß ein verstärkter Erdgaseinsatz bei den Haushalten und Kleinverbrauchern sowie in der Industrie zur CO<sub>2</sub>-Minderung aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoller erscheint als im Bereich der Strom- und Fernwärmeerzeugung im Grundlast- und oberen Mittellastbereich (> 3.500 bis 4.000 Vollaststunden).

Darüber hinaus kann auch ein Einsatz von Erdgas in Blockheizkraftwerken (BHKW) in gewissen Fällen zu einer effizienteren Nutzung dieses Energieträgers und damit auch zur CO<sub>2</sub>-Minderung beitragen. Ein Einsatz von Erdgas in BHKW alternativ zur gekoppelten Strom- und Fernwärmeerzeugung, z. B. in Erdgas-GuD-Heizkraftwerken oder in einem auf Erdgas umgerüsteten trocken-gefeuerten Steinkohleheizkraftwerk ist in der Regel nicht mit einer Brennstoffeinsparung und damit auch nicht mit einer CO<sub>2</sub>-Minderung verbunden.

Vergleicht man die CO<sub>2</sub>-Minderung und ihre spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten einer Erdgasverwendung in einem BHKW mit der einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme, z. B. mittels eines Erdgas-GuD-Kraftwerkes und einem Erdgas-Brennwertkessel, dann hängt es von den jeweiligen Verhältnissen, z. B. bezüglich der Relation und des jahreszeitlichen Verlaufs des Strom- und Wärmebedarfs, ab, ob sich eine CO<sub>2</sub>-Minderung ergibt und wie die CO<sub>2</sub>-Minderungskosten ausfallen.

Zur quantitativen Abschätzung einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der damit verbundenen Mehr- oder Minderkosten, d. h. für eine Aussage, in wie weit ein Erdgaseinsatz in BHKW gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung auf der Basis Erdgas zu einer Effizienzsteigerung führt, sind, aufgrund der vielen Einfluß nehmenden Faktoren, detaillierte Einzelfalluntersuchungen erforderlich. Diese sind im Rahmen dieser Untersuchung nicht zu leisten. Eine Potentialabschätzung für Baden-Württemberg zeigt aber, daß selbst durch eine vollständige Ausschöpfung des wirtschaftlichen BHKW-Potentials nur ein Bruchteil der in der Zukunft zuzubauenden elektrischen Leistung abgedeckt werden kann. Damit wären mit einer alternativen Erdgasverwendung in BHKW auch nur geringe zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderungen möglich.

### **0.7 Weitere Aspekte im Kontext eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung**

Hinsichtlich eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Strom- und Fernwärmeerzeugung von Baden-Württemberg sind noch weitere Aspekte zu berücksichtigen, die im folgenden kurz erläutert werden.

#### **Versorgungssicherheit**

Eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg auf der Basis des kohlenstoffarmen Energieträgers Erdgas erfordert nennenswerte zusätzliche Erdgasmengen. Während, wie bereits gezeigt wurde, ausreichende Reserven grundsätzlich verfügbar sind und auch entsprechende Transportkapazitäten bereitzustellen sind, stellt sich darüber hinaus die Frage nach der Versorgungssicherheit einer Strom- und Fernwärmeversorgung, die zum überwiegenden Anteil auf dem Energieträger Erdgas beruht.

Von der Gaswirtschaft werden eine Reihe von Maßnahmen zur Vorsorge gegenüber Lieferausfällen und Störungen im Transportsystem sowie gegenüber einer unerwartet hohen Nachfrage getroffen. Zusammengefaßt gehören zu diesen Maßnahmen Vereinbarungen mit Großverbrauchern (unterbrechbare Lieferungen), die Bezugsdiversifikation, die Sicherung des Gasbezugs über langfristige Verträge und Infrastrukturmaßnahmen, wie Gasspeicherung und ein Netzaufbau, der Umleitungen bei Lieferausfällen oder Transportstörungen erlaubt. Zukünftig könnte zudem eine Beteiligung von Großabnehmern, wie z. B. Kraftwerksbetreiber, an den Investitionskosten für den Ausbau der Infrastruktur zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen. Wird für Erdgas-GuD-Kraftwerke eine bivalente Fahrweise vorgesehen, d. h. die Möglichkeit zu einem alternativen Betrieb mit Erdgas oder leichtem Heizöl, so kann die Installation eines HEL-Speichers die Abhängigkeit von der Gasbelieferung verringern.

Darüber hinaus dürften die politischen Veränderungen, die in den letzten Jahren stattfanden, zu einer Erhöhung der Bezugssicherheit von Erdgas führen. In diesem Zusammenhang sind der Abbau der Ost-West-Konfrontationen sowie der hohe Devisenbedarf für den Aufbau verschiedener gasexportierender Länder (ehemalige Sowjetunion) zu nennen. Die Europäische Energiecharta, deren Ziele der Ausbau der Kooperationen der europäischen Energiewirtschaft, insbesondere der Zusammenarbeit zwischen den westlichen und östlichen Ländern, sowie der optimale Einsatz der Energie und der Schutz der Umwelt sind, kann hier eine bindende Funktion einnehmen.

Damit ist zu erwarten, daß ein vermehrter Erdgasverbrauch, trotz der Leitungsgebundenheit des Energieträgers Erdgas, innerhalb der Strom- und Fernwärmeversorgung in Baden-Württemberg nicht mit einer wesentlichen Verringerung der Versorgungssicherheit verbunden sein muß.

### **CO<sub>2</sub>-Abgabe**

In Hinblick auf die Höhe der spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten der einzelnen Maßnahmen eines verstärkten Erdgaseinsatzes ist die Entwicklung der Energieträgerpreise von entscheidender Bedeutung. Darüber hinaus kann die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe/-Steuer oder Energiesteuer einen Einfluß auf die spezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten der verschiedenen Maßnahmen üben.

Eine CO<sub>2</sub>-Abgabe/-Steuer führt zu Kostenvorteilen für den kohlenstoffarmen Energieträger Erdgas gegenüber Kohle und Öl, aber zu Kostennachteilen gegenüber CO<sub>2</sub>-freien Energieträgern und gegenüber einer Energieeinsparung. Demgegenüber wirkt eine allgemeine Energiesteuer nur über den Wirkungsgrad der Umwandlung auf die Kosten der Strom- und Fernwärmeerzeugung ein, hier ergeben sich dann Kostenvorteile für effiziente Umwandlungstechniken, wie z. B. Erdgas-GuD-Kraftwerke, und für Einsparmaßnahmen.

Betrachtet man die von der Europäischen Gemeinschaft für das Jahr 2000 geplante Einführung einer kombinierten CO<sub>2</sub>- und Energiesteuer (10 \$/bl Rohöl), so bestimmt sich daraus ein nominaler Anteil der CO<sub>2</sub>-Steuer von 19,13 DM/t CO<sub>2</sub> (5 \$/bl Rohöl). Die zusätzliche Erhebung dieser Steuer würde dazu führen, daß die Stromerzeugung in Erdgas-GuD-Kraftwerken gegenüber konventionellen Steinkohlekraftwerken (Preisbasis Importkohle) bis zu einer Auslastung von fast 4.500 h/a wirtschaftlich würde (ohne CO<sub>2</sub>-Steuer zwischen 3.500 und 4.000 h/a). Werden dagegen Steinkohle-GuD-Kraftwerke, die jedoch voraussichtlich erst nach dem Jahr 2010 kommerziell verfügbar sein werden, betrachtet, so liegt der nach der Erhebung der CO<sub>2</sub>-Steuer der EG resultierende Schnittpunkt bei einer Auslastung von fast 3.000 h/a (ohne CO<sub>2</sub>-Steuer bei etwa 2.500 h/a).

## **Externe Kosten**

Die Internalisierung externer Kosten kann prinzipiell Fehlallokationen knapper volkswirtschaftlicher Ressourcen verringern. Dabei sind jedoch möglichst alle Wirtschaftsaktivitäten und nicht nur die Stromerzeugung zu betrachten. Das Hauptproblem bei der Anwendung des Konzepts der Internalisierung externer Kosten besteht darin, die externen Kosten zu quantifizieren, weil ungenaue oder fehlende Verfahren zur Quantifizierung externer Effekte, fehlende Dosis-Wirkungs-Beziehungen und Zuordnungsprobleme die exakte Berechnung externer Kosten in den meisten Fällen verhindern.

Verwendet man verfügbare Kostenabschätzungen trotz deren Ungenauigkeiten, so ergeben sich für die Stromerzeugungssysteme Wind, Photovoltaik, Kohle und Kernenergie quantifizierbare externe Kosten, die in einem Bereich von wenigen Prozent der Stromerzeugungskosten liegen. Eine grobe Abschätzung der externen Kosten der Stromerzeugung mittels Erdgas-GuD-Kraftwerken ergibt, daß hier Vorteile für die Erdgaskraftwerke gegenüber den Steinkohlekraftwerken bestehen. Da jedoch die Unterschiede in den externen Kosten nur sehr gering sind, hätte eine Internalisierung der externen Kosten keinen wesentlichen Einfluß auf die im Rahmen der Untersuchung ermittelten CO<sub>2</sub>-Minderungskosten einer Substitution von in Steinkohlekraftwerken erzeugten Strom durch in Erdgaskraftwerke erzeugten Strom.

## **Stromimport**

Mit der Durchführung des EG-Binnenmarktes sind auch Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland verbunden. Dies betrifft zum einen eine Öffnung der europäischen Brennstoffmärkte und zum anderen die Möglichkeit, den länderübergreifenden Stromhandel auszuweiten.

Neben dem freien Zugang zu den Brennstoffmärkten verspricht sich die EG-Kommission insbesondere von einem verstärkten europäischen Stromverbund, der zu einer erheblichen Ausweitung der gegenseitigen Stromlieferungen führen soll, spürbare Kostensenkungen. Diese Erwartungen erscheinen insofern begründet, als die Auslastung der bestehenden Kraftwerksparks in den meisten Ländern der Europäischen Gemeinschaft verbessert werden könnte. Dies gilt in erster Linie für die Kernkraftwerke in Frankreich, deren Jahresausnutzung noch deutlich unterhalb der bestehenden technischen Möglichkeiten liegt.

Ein Stromimport aus dem Ausland könnte also eine Alternative zur CO<sub>2</sub>-Minderung durch Erdgas sein. Natürlich gilt dies nur dann, wenn die Erzeugung des Importstromes mit geringeren CO<sub>2</sub>-

Emissionen verbunden wäre als die Erzeugung dieser Strommenge mittels Erdgas in Baden-Württemberg.

Unabhängig von technischen Problemen (begrenzte Kapazitäten der Grenzkupplung) ist ein vermehrter Strombezug aus Frankreich jedoch nur dann attraktiv, wenn der Strompreis nicht nur die Stromkostenbelastung einzelner Abnehmer begünstigt, sondern zu einer Verringerung der Erzeugungskosten insgesamt beiträgt. In diesem Zusammenhang wird häufig auf die im Vergleich zu deutschen Kernkraftwerken deutlich niedrigeren Erzeugungskosten in französischen Kernkraftwerken verwiesen. Bei diesem Vergleich wird jedoch außer acht gelassen, daß in der Bundesrepublik nicht nur Kernenergie, sondern in erheblichem Umfang auch Braunkohle zur Erzeugung von Grundlaststrom eingesetzt wird. Aus einem isolierten Kostenvergleich einzelner Kraftwerkstypen lassen sich daher nur begrenzte Rückschlüsse auf die Vorteilhaftigkeit vermehrter Stromimporte ziehen. Hinsichtlich eines kurzfristigen Stromimports ist darüber hinaus zu bedenken, daß bei unveränderter Leistung und nahezu konstantem Stromverbrauch ein vermehrter Import von Strom entsprechende Erzeugungseinbußen im Inland nach sich zieht. Damit verteilen sich aber die in ihrer Höhe festliegenden Fixkosten, insbesondere die Kapitalkosten, der bestehenden Kraftwerke auf eine geringere geleistete Arbeit, so daß die Belastungen je Kilowattstunde ansteigen.

Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge folgt, daß ein kurzfristiger Import von Strom nur dann zu einer Senkung der Erzeugungskosten insgesamt beiträgt, wenn der Importpreis so niedrig liegt, daß er die variablen Kosten des zurückgefahrenen Kraftwerkstyps um den Betrag unterschreitet, der zum Ausgleich der erhöhten Kapitalkosten notwendig ist. Da aufgrund der vertraglichen Vereinbarungen des sog. Jahrhundertvertrages in der Bundesrepublik Deutschland der Einsatz von Steinkohle jedoch nicht zurückgenommen werden kann, die Erzeugung von Strom auf Basis von Erdgas oder Heizöl ausschließlich für den Bereich der Spitzenlast bzw. im Reservebereich erfolgt und daher ebenfalls kaum noch zu reduzieren ist, verschiebt sich das Anpassungsproblem für die Bundesrepublik Deutschland auf Braunkohle- und Kernkraftwerke, für Baden-Württemberg allein auf Kernkraftwerke. Es erscheint in diesem Zusammenhang trotz der im Vergleich zu deutschen Kernkraftwerken niedrigeren Erzeugungskosten der französischen Kernkraftwerke zweifelhaft, ob das französische Energieversorgungsunternehmen (EdF) Strom zu entsprechenden Preisen anbieten kann. Damit ist ein zusätzlicher kurzfristiger Stromimport aus Frankreich nach Baden-Württemberg zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg bei den gegebenen vertraglichen Bindungen in den nächsten Jahren nicht zu erwarten.

Differenzierter sind hingegen die Wirkungen zu beurteilen, wenn der Import von Strom an die Stelle eines sonst notwendigen Neubaus von Steinkohle-, Erdgas- oder Kernkraftwerken tritt. In

diesem Fall kann ein vermehrter Stromimport, der gesichert und langfristig zur Verfügung stünde, zu wirtschaftlichen Vorteilen führen und damit auch zu geringeren CO<sub>2</sub>-Verminderungskosten, wenn der Preis für Importstrom (inklusive Transport und Verteilung) für den gewünschten Lastbereich unter den Erzeugungskosten eines neu zu errichtenden Kraftwerks in Baden-Württemberg liegt und seine Erzeugung mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen als in Baden-Württemberg verbunden ist.

Grundsätzlich setzt ein vermehrter Stromimport aus Frankreich nach Baden-Württemberg aber voraus, daß ein ausreichendes Angebot an gesicherter Leistung und darüber hinaus genügend freie Transportkapazitäten vorhanden sind, um den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Während der Stromexport und die für das Ausland vorgehaltene Leistung Frankreichs bis zum Ende dieses Jahrzehntes - bedingt durch den Zubau neuer nuklearer Leistung - voraussichtlich noch ansteigen wird, wobei der Absatz dieser Strommengen bereits heute zum überwiegenden Anteil vertraglich abgesichert ist, ist für das nächste Jahrzehnt mit einem deutlichen Rückgang der Überschußmengen zu rechnen. Damit ist abzusehen, daß für mittel- bis langfristige Stromimporte aus Frankreich, die einen eigenen Kraftwerkszubau ersetzen könnten, wohl kaum Möglichkeiten bestehen.

### **CO<sub>2</sub>-Entsorgung**

Grundsätzlich ist auch eine nicht klimabeeinflussende Nutzung fossiler Energieträger denkbar, wenn das bei der Verbrennung entstehende CO<sub>2</sub> zurückgehalten und so end- bzw. zwischengelagert werden kann, daß es dauerhaft bzw. längerfristig von der Atmosphäre ferngehalten wird. Grundbedingung für alle Überlegungen zur CO<sub>2</sub>-Rückhaltung und -Entsorgung ist, daß der damit verbundene Energieaufwand kleiner ist als der Heizwert jener Menge an fossilem Brennstoff, aus der das CO<sub>2</sub> entstanden ist.

Als Endlager für das in der Strom- und Fernwärmeerzeugung anfallende CO<sub>2</sub> kommen wegen der großen Mengen praktisch nur leere Erdgasfelder oder die Tiefsee in Betracht. Die Erdgasfelder können theoretisch nur die Mengen CO<sub>2</sub> aufnehmen, die der CO<sub>2</sub>-Erzeugung aus Erdgas entsprechen. Der Ozean stellt zwar ein großes Reservoir für die Endlagerung bzw. Zwischenlagerung von CO<sub>2</sub> dar, ungeklärt sind aber noch eventuelle ökologische Auswirkungen einer Tiefseelagerung und das tatsächliche Rückhaltevermögen der Tiefsee. Ebenso noch ungewiß sind die mit der Tiefseeverbringung des CO<sub>2</sub> verbundenen Kosten. Mit japanischen Versuchen wurde zumindest die prinzipielle technische Machbarkeit der Meeresendlagerung von CO<sub>2</sub> vor kurzem demonstriert.

Unter dem Gesichtspunkt des Energieaufwandes stellt sich die Vergasung von Kohle mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung im Rahmen eines Gasturbinen/Dampfturbinenkraftwerks (GuD-Kraftwerk) als die derzeit interessanteste technische Möglichkeit dar. In Abhängigkeit von der CO<sub>2</sub>-Entsorgungstechnik (Vereisung bzw. Verflüssigung und Deponierung in der Tiefsee, Deponierung in leeren Erdgaslagerstätten) lassen sich dann Gesamtwirkungsgrade von 27 bis 38 % erreichen. Kommt statt dessen ein CO<sub>2</sub>-freies erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk zum Einsatz, dann können Wirkungsgrade erreicht werden, die unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Abtrennung im Bereich von über 40 % liegen.

Aufgrund der mit einer CO<sub>2</sub>-End- bzw. Zwischenlagerung verbundenen Möglichkeit der zumindest mittelfristig (50 bis 100 Jahre) weiteren Nutzung fossiler Energieträger sollten in dieser Richtung auch zukünftig weitere Untersuchungen erfolgen. Derzeit bestehen hier jedoch noch große Unsicherheiten insbesondere in Hinblick auf die ökologischen Folgen und die Rückhaltezeiten einer Tiefseeverbringung.

## **0.8 Zusammenfassende Einordnung**

Nimmt man die Warnungen der Klimatologen ernst, so stehen die Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländer vor einer der gewaltigsten Herausforderungen, der sich die Menschheit je gegenüber sah. Auf dem Weg zu einer klimaverträglichen Energieversorgung, die globales Handeln erfordert, kommt in internationaler Abstimmung den Industrienationen, insbesondere in Ost- und Westeuropa, eine Schrittmacherrolle, eine wegweisende Funktion zu.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es in diesem Zusammenhang, die technischen Möglichkeiten zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg durch einen verstärkten Erdgaseinsatz aufzuzeigen und sie hinsichtlich ihrer Minderungspotentiale, ihrer Kosten und sonstigen Auswirkungen zu quantifizieren. Die Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Verminderung durch eine verstärkte Erdgasnutzung in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sind dabei zu vergleichen mit anderen denkbaren Maßnahmen, die wie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und aus Kernenergie oder eine rationellere Stromanwendung zur Reduktion der auf die Strom- und Fernwärmebereitstellung zurückzuführenden Treibhausgasemissionen beitragen können. Desweiteren ist die Verwendung von Erdgas in der Strom- und Fernwärmebereitstellung alternativen Verwendungsmöglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Minderung in anderen energieverbrauchenden Bereichen gegenüberzustellen.

Um die Auswirkungen alternativer Maßnahmen im Kraftwerkssystem von Baden-Württemberg in Bezug auf die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung im Zeitverlauf quantifizieren zu können, wird ein Szenarioansatz gewählt. Dabei



werden für einen Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2020 die Effekte einzelner Maßnahmen oder Maßnahmengruppen im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ermittelt. Die CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale der einzelnen Maßnahmengruppen werden darüber hinaus hinsichtlich des gegenüber dem Jahr 1987 formulierten Reduktionszieles bewertet. Im Mittelpunkt der Szenarienanalyse steht die Frage nach den Möglichkeiten eines verstärkten Gaseinsatzes zu Lasten der Steinkohle. Dabei wird zur Bewertung kurzfristig möglicher Veränderungen das Jahr 1998 und für die mittel- bis langfristigen Auswirkungen das Jahr 2005 bzw. 2020 herangezogen.

In dem Referenzszenario, das eine Fortschreibung der gegenwärtigen Trendentwicklungen und keine aktive Treibhausgasreduzierungs politik unterstellt, steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen des hier betrachteten Ausschnittes der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung des Landes im Zeitverlauf weiter an und zwar von 14,0 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 1987 auf 15,0 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 1998 und 17,1 bzw. 25,0 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2005 bzw. 2020. Bezogen auf den Ausgangswert des Jahres 1987 entspricht dies Zunahmen von 7,1 %, 21,6 % bzw. 78,2 %. Diese Entwicklung resultiert aus einer angesichts der steigenden Stromnachfrage und einer konstanten Kernenergiekapazität notwendigen Ausweitung der Stromerzeugung auf fossiler Basis.

Eine zwingende Voraussetzung zur Erreichung der diskutierten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele ist eine deutliche Reduzierung bzw. Aufhebung der Steinkohleabnahmeverpflichtung. Ausgehend von den derzeit diskutierten, nach Auslaufen des Jahrhundertvertrages, zu verstromenden Steinkohlemenge, würden bei einem unverändertem Anteil der Energieversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg allein mit der Verstromung von Steinkohle CO<sub>2</sub>-Emissionen von rd. 11,3 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verbunden sein, dies entspricht 80 % der Emissionen des Bezugsjahres 1987.

Bei einer deutlich reduzierten bzw. nicht weiter bestehenden Abnahmeverpflichtung von deutscher Steinkohle könnten kurzfristig, d. h. bis zum Jahr 1998, durch eine verstärkte Auslastung der derzeit bestehenden gas- bzw. ölgefeuerten Kraftwerke und durch eine Umrüstung der bestehenden trockenengefeuerten Steinkohlenkraftwerke auf den Brennstoff Erdgas nennenswerte Minderungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen (bis 31 %) gegenüber dem Jahr 1987 erreicht werden. Dies wäre allerdings mit Mehrkosten der Strom- und Fernwärmeerzeugung von rd. 650 Mio. DM verbunden, wenn man die Preise von Importkohle zugrunde legt. Beim bezug auf heimische Steinkohle würde sich demgegenüber eine Kosteneinsparung von rd. 50 Mio. DM einstellen.

Trotz steigender Strom- und Fernwärmennachfrage kann eine Ausrichtung der Strom- und Fernwärmeerzeugung auf den Energieträger Erdgas auch mittelfristig zu einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, ohne daß jedoch das 30 %-Reduktionsziel für das Jahr 2005 erreichbar wäre. Dieses wäre zu erreichen, wenn zusätzlich noch die technischen Möglichkeiten der Stromeinsparung ausgeschöpft würden. Gegenüber der Referenzentwicklung wäre dies jedoch

mit Mehrkosten der Strom- und Fernwärmeerzeugung im Jahr 2005 von rd. 575 Mio. DM verbunden, was CO<sub>2</sub>-Minderungskosten von etwa 77 DM/t CO<sub>2</sub> entspricht. Langfristig lassen sich bei weiter steigender Strom- und Fernwärmennachfrage aber auch durch eine auf Erdgas setzende Erzeugung selbst gravierende Zunahmen der CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht mehr vermeiden. Kohle würde dann zwar nahezu vollständig durch Erdgas ersetzt werden, gleichzeitig muß das Erdgas aber auch den größten Teil der bis dahin auslaufenden nuklearen Stromerzeugung übernehmen und insgesamt den überwiegenden Anteil der gegenüber 1987 stark gestiegenen Stromnachfrage decken. Damit wird das für das Jahr 2020 formulierte Reduktionsziel, der Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987, deutlich verfehlt. Dies ändert sich auch nicht, wenn zusätzlich verstärkt erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt werden und das technische Stromeinsparpotential ausgeschöpft wird.

Letztlich verbleiben für das Erreichen insbesondere der langfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele aus dem Spektrum der betrachteten Szenarien nur die Varianten, in denen ein Kernenergiezubau im Rahmen des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs unterstellt wurde. Mit diesen Maßnahmenbündeln ist dann aber eine deutliche Steigerung - soweit dies technisch möglich ist - des Anteils an Kernenergie an der gesamten installierten elektrischen Leistung verbunden, was zu einem verstärkten Einsatz der Kernenergie auch im Mittellastbereich führt. Als Untergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung kann bis zum Jahr 2005 eine Minderung um 50 % und bis zum Jahr 2020 um 70 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1987 erreicht werden. Dazu wäre neben einem Ausbau der Kernenergie auch der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken, die Realisierung der technischen Stromerzeugungspotentiale der erneuerbaren Energieträger und die Umsetzung der technischen Stromeinsparmöglichkeiten notwendig. Die zusätzlichen Kosten dieses Maßnahmenbündels zur CO<sub>2</sub>-Minderung belaufen sich gegenüber der Referenzentwicklung auf 1,1 Mrd. DM im Jahr 2005 und auf 2,3 Mrd. DM im Jahr 2020. Dies entspricht durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten von rd. 110 DM/t CO<sub>2</sub>.

Eine deutliche Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen erscheint nach den durchgeführten Analysen aber auch möglich, ohne die Kosten der Strom- und Fernwärmebereitstellung gegenüber der Referenzentwicklung zu erhöhen. Werden alle Minderungsmaßnahmen durchgeführt, die im Rahmen der hier getroffenen Preisannahmen wirtschaftlich sind, so ließen sich das 30 %-Reduktionsziel für das Jahr 2005 zwar nicht ganz (- 25,4 %), das für das Jahr 2020 gesteckte Ziel der Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 jedoch nahezu (- 49,4 %) erreichen. Gleichzeitig wäre damit eine Kosteneinsparung bei der Strom- und Fernwärmebereitstellung gegenüber der Referenzentwicklung von rd. 670 Mio. DM im Jahr 2005 und von rd. 1,3 Mrd. DM im Jahr 2020 verbunden. **Die wesentlichen Elemente dieses effizienten Maßnahmenbündels für die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Baden-Württemberg sind, neben der Ausschöpfung des wirtschaftlichen Stromeinsparpotentials sowie der wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Stromerzeugung**

**aus erneuerbaren Energiequellen, der Zubau von Kernkraftwerken für die Stromerzeugung in der Grund- und oberen Mittellast sowie der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken für die Stromerzeugung in der unteren Mittellast (unter 3.500 bis 4.000 Volllaststunden) und für die Fernwärmeerzeugung. Die Voraussetzung für die Umsetzung dieser Maßnahmen ist dabei jedoch, daß es für die baden-württembergischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu keiner weiteren Abnahmeverpflichtung von heimischer Steinkohle über das Jahr 1995 hinaus kommt bzw. zu einer Verpflichtung mit erheblich reduzierten Steinkohlemengen.**

Eine Ausweitung der Strom- und Fernwärmeerzeugung auf der Basis von Erdgas zur Erzielung einer nennenswerten CO<sub>2</sub>-Reduktion wäre mit einer deutlichen Erhöhung des Erdgasverbrauchs verbunden. Angesichts der Erdgasreserven, der bereits bestehenden und zukünftig erschöpfbaren Erdgasbezugsmöglichkeiten erscheinen aus heutiger Sicht die zusätzlichen Erdgasmengen auf den Weltmärkten beschaffbar zu sein. Mit einer größeren Unsicherheit ist demgegenüber die Erdgaspreisentwicklung verbunden. Gerade eine aus Klimagründen verstärkte Nachfrage nach Erdgas könnte zu nachfrageinduzierten Preissteigerungen führen, die für eine auf Erdgas setzende CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie mit erheblichen Kostenkonsequenzen verbunden wäre. In der Unsicherheit bezüglich der Erdgaspreisentwicklung liegt demnach ein ökonomisches Risiko einer CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie mittels Erdgas.

Neben den zuvor diskutierten Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Minderung durch eine Ausweitung des Erdgaseinsatzes in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, kann Erdgas natürlich auch in anderen Bereichen zur Substitution kohlenstoffreicherer Energieträger verwendet werden, um damit zu Minderungen von CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen. Dabei zeigt sich z. B., daß ein Mehreinsatz von Erdgas in der Größenordnung, wie er im Jahr 2005 bei der Durchführung der reinen fossilen Minderungsmaßnahmen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung gegenüber der Referenzentwicklung notwendig wäre, bei der Raumwärme- und Warmwasserversorgung der privaten Haushalte und der Wärme- bzw. Prozeßwärmeerzeugung im Sektor Industrie und im Gewerbe zwar nur zu geringeren CO<sub>2</sub>-Minderungen führen würde (3,0 Mio. t CO<sub>2</sub>/a gegenüber 5,4 Mio. t CO<sub>2</sub>/a), jedoch weitaus effizienter eingesetzt wäre, da hiermit eine Kosteneinsparung in der Höhe von rd. 270 Mio. DM/a verbunden wäre, während der Einsatz der gleichen Menge Erdgas in der Strom- und Fernwärmeerzeugung zu Mehrkosten von rd. 290 Mio. DM/a führen würde. Diese Zahlen deuten darauf hin, daß ein verstärkter Erdgaseinsatz zur CO<sub>2</sub>-Minderung in den privaten Haushalten, bei den Kleinverbrauchern und in der Industrie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoller erscheint als im Bereich der Grund- und oberen Mittellaststromerzeugung (mehr als 3500 Volllaststunden). Eine Fundierung dieser Aussage ist, wie die Entwicklung einer tragfähigen Gesamtstrategie der Minderung der energiebedingten Treibhausgase, nur im Rahmen einer integrierten, gesamtsystemaren Analyse aller relevanten nachfrage- und angebotsseitigen Bereiche des Energiesystems, einschließlich des Verkehrs, möglich. Diese Analyse ist noch zu leisten.

## **1    Einleitung**

Vor fast 20 Jahren leitete der Club of Rome mit seinem Bericht "Die Grenzen des Wachstums" eine weltweite, bis heute anhaltende Diskussion über die begrenzte Tragfähigkeit unseres Planeten Erde ein. Seine zentrale Aussage war, daß bei einem weiteren Wachstum der Weltbevölkerung, des Nahrungsmittelbedarfs und der Industrieproduktion aufgrund schwindender Rohstoff- und Energievorräte sowie einer Überbelastung der Umwelt und der Regenerationskraft der Natur eine weltweite Katastrophe unmittelbar bevorsteht. Inzwischen wissen wir, daß die Verfügbarkeit von Rohstoffen und Energie für absehbare Zeiten kein wachstumsbegrenzender Faktor darstellt. Unklar ist aber, ob der Belastungen von Umwelt und Natur durch die unerwünschten Nebeneffekte unserer industriellen Produktion und eines steigenden Energieverbrauchs sich nicht als Grenze des Wachstums erweisen. Die Stimmen derjenigen, die die Zerstörung unserer natürlichen Lebensgrundlagen für unausweichlich halten, mehren sich.

Waren es in den achtziger Jahren die sog. neuartigen Waldschäden, die im Mittelpunkt der Umweltdiskussion standen, so ist es heute die Gefahr einer anthropogenen Klimaveränderung mit ihren weitreichenden Konsequenzen, die als die zentrale Herausforderung angesehen wird, der sich die Menschheit gegenüber sieht. Es kann davon ausgegangen werden, daß es trotz der noch bestehenden Wissenslücken über einzelne Aspekte des komplexen Klimageschehens und über die Auswirkungen von Klimaveränderungen, ausreichend wissenschaftlich fundierte Hinweise und Indizien gibt, die es allein aus Vorsorgegesichtspunkten und aus unserer Verantwortung für die kommende Generation notwendig machen, heute bereits Maßnahmen zur Begrenzung der drohenden Klimaveränderung einzuleiten und nicht erst der Klärung der noch offenen Fragen abzuwarten.

Am 13. Juni 1990 hatte die Bundesregierung beschlossen, sich bei der Erarbeitung von Vorschlägen zum Schutz der Erdatmosphäre an einer 25 %-igen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2005 - bezogen auf das Emissionsvolumen des Jahres 1987 - als wichtigen Baustein eines Gesamtkonzeptes zu orientieren. Am 7. November 1990 wurde dieser Beschluß des Bundeskabinetts nicht zuletzt im Hinblick auf die deutsche Vereinigung dahingehend aktualisiert /1-1/, daß künftig eine Orientierung an einer 25 %-igen Minderung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bundesgebiet, sowie angesichts der nach dem damaligen Kenntnisstand erwarteten hohen CO<sub>2</sub>-Minderungspotentiale in den neuen Bundesländern an einer dort deutlich höheren prozentualen Minderung bis 2005 - bezogen wiederum auf das Emissionsvolumen des Jahres 1987 - erfolgen soll. Bundeskanzler Kohl sprach in seiner Regierungserklärung vom 20. Januar 1991 von einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 25 - 30 % bis zum Jahr 2005. Bis zum Jahr 2020 bzw. 2050 seien noch weitreichendere Reduktionsziele zu erreichen. Das energiepolitische Gesamtkonzept vom 11. Dezember 1991 fügt sich in diese Überlegungen ein /1-2/.

Die Landesregierung von Baden-Württemberg legt in ihrem Energieprogramm /1-3/ entsprechend den Empfehlungen der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages /1-4/ als Orientierung ein CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel bis zum Jahr 2005 von 30 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1987 für das Bundesland Baden-Württemberg zugrunde, obwohl Baden-Württemberg mit rd. 8 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr bereits im Jahr 1987 um 32 % niedrigere Pro-Kopf-Emissionen aufweist als die alte Bundesrepublik Deutschland mit ca. 11,7 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr und um 43 % niedrigere Pro-Kopf-Emissionen als das vereinte Deutschland mit rd. 14 t CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr. Bis zum Jahr 2020 sind nach Aussagen der Enquete-Kommission die CO<sub>2</sub>-Emissionen um insgesamt 50 % und bis zum Jahr 2050 um 80 % zu vermindern.

Unabhängig von dem letztendlich notwendigen Umfang der Treibhausgasminde rung kommt bei der Formulierung von energiepolitischen Strategien und Konzepten zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung der Differenzierung zwischen dem technisch Möglichen, dem wirtschaftlich Darstellbaren und dem ökologisch Effizienten eine besondere Bedeutung zu. Rein technisch gesehen stehen zumindest auf längere Sicht sehr weitgehende Treibhausgasminde rungsmöglichkeiten zur Verfügung. 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.

Eine Politik, die die Klimagefahren auf ein tolerierbares Maß eingrenzen will, ist auf ein gleichgerichtetes Handeln aller Staaten angewiesen. Dies wird wohl nur zu erreichen sein, wenn die Lasten gerecht verteilt und so gering wie möglich sind, damit insbesondere die Länder der Dritten Welt auch ihre anderen, ihnen derzeit viel wichtigeren Entwicklungsziele erreichen können. Aus diesem Grund gewinnen kosten-effiziente CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen ihre große Bedeutung. Anders ausgedrückt, eine klimaverträgliche Begrenzung der Treibhausgasemissionen wird wohl nur erreicht werden können, wenn die dafür verfügbaren, begrenzten Aufwendungen streng nach dem ökonomischen Prinzip verwendet werden, mit jeder aufgewendeten Mark eine möglichst hohe Treibhausgasminde rung zu erreichen. Dies ist ein zentrales Kriterium für die Erarbeitung von Strategien und Konzepten zur Abwendung der Klimagefahren.

Prinzipiell lassen sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch eine Palette unterschiedlichster Maßnahmen reduzieren (vgl. Abbildung 1-1). Darunter fallen

- eine Minderung des Verbrauchs fossiler Energieträger durch **rationelle Energienutzung** oder **Energiesparen** (z. B. durch Steigerung der Nutzungsgrade in Kraftwerken oder Einsatz von GuD-Anlagen) oder durch **Konsumverzicht**,

- eine **Substitution** kohlenstoffreicher Energieträger (z. B. Kohle) durch kohlenstoffärmere Energieträger (z. B. Erdgas),
- den Ersatz fossiler Energieträger durch CO<sub>2</sub>-freie Energiequellen wie die **Kernenergie** und die **regenerativen Energiequellen**,
- durch eine Vermeidung der Freisetzung des bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre (**CO<sub>2</sub>-Rückhaltung und Entsorgung**).

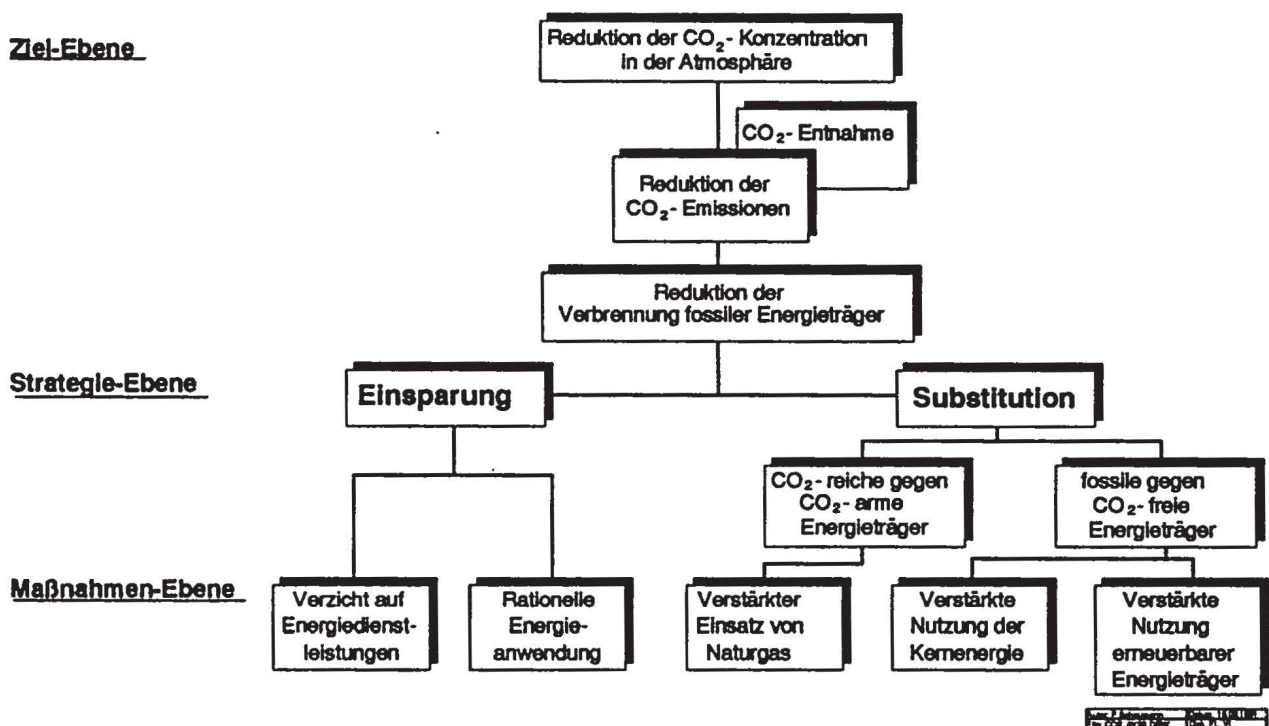


Abbildung 1-1: Strategien und Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Nach Auffassung der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages ist Erdgas aufgrund der geringeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission bei der Verbrennung im Vergleich zu Kohle und Erdöl geeignet, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern und vorübergehend in größerem Umfang eingesetzt zu werden /1-4/. Dies gilt auch für den Umwandlungssektor.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, die technischen und die wirtschaftlichen Potentiale zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsver-

sorgung Baden-Württembergs zu ermitteln. D. h. zu den technischen Potentialen werden jeweils auch die entstehenden volkswirtschaftlichen Aufwendungen abgeschätzt. Dabei steht die Substitution der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken im Vordergrund. Dieser Untersuchungsteil wird entsprechend ausführlich behandelt. Des weiteren stehen für die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs neben einem verstärkten Erdgaseinsatz noch weitere Minderungsoptionen (stärkere Stromeinsparung, regenerative Energiequellen, Kernenergie, Stromimport) zur Verfügung, die ebenfalls hinsichtlich ihrem technischen und wirtschaftlichen Potential zur CO<sub>2</sub>-Minderung charakterisiert werden. Schließlich ist ein verstärkter Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund der nur begrenzt verfügbaren Erdgasmengen und aufgrund der nur begrenzt zur Verfügung stehenden volkswirtschaftlichen Mittel mit den konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten des Erdgases in Baden-Württemberg und in der Bundesrepublik Deutschland (auch in den neuen Bundesländern) zu vergleichen.

Im Jahr 1987 hatte die öffentliche Elektrizitätsversorgung einen Anteil von rund 88,4 % an der gesamten Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg. Deshalb wird die Untersuchung auf diesen Teilbereich der Stromversorgung eingeschränkt, d. h., die industrielle Eigenstromerzeugung und die Stromerzeugung der Deutschen Bundesbahn werden nicht mit betrachtet. Da sich jedoch die Stromerzeugungskapazitäten der Deutschen Bundesbahn in Baden-Württemberg aus Beteiligungen an Kraftwerken zusammensetzen, die gemeinsam mit der öffentlichen Elektrizitätsversorgung betrieben werden, sind die Ergebnisse der Studie auch auf diesen Teil der gesamten Stromversorgung übertragbar.

Des weiteren sind noch einige zusätzliche Randbedingungen zu beachten, die jedoch zum Teil nicht in der Tiefe wie der Hauptteil der Untersuchung behandelt werden. Da die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für die Zeit nach dem Jahr 2005 noch weitaus höher ausfallen müssen, um die weltweite Klimagefahr zu bannen, ist es angebracht, den Betrachtungszeitraum nicht auf die Zeit bis zum Jahr 2005 zu begrenzen, sondern die Auswirkungen eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Elektrizitätsversorgung auch längerfristig mit zu betrachten. Ebenso müssen bei der ökologischen Bewertung die gesamten Auswirkungen eines verstärkten Erdgaseinsatzes in Baden-Württemberg betrachtet werden, also etwa auch die außerhalb Baden-Württembergs verursachten Methanemissionen bei Förderung, Handhabung und Transport des Erdgases, da der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre und die daraus resultierenden Klimaveränderungen ein globales Problem sind. In gleicher Weise ist auch für die Umweltauswirkungen des Steinkohleeinsatzes die gesamte Prozeßkette von der Steinkohlegewinnung bis hin zur -verbrennung zu betrachten. In einigen der baden-württembergischen Stromerzeugungsanlagen wird gleichzeitig auch Fernwärme ausgekoppelt. Dies bedeutet für die Systemgrenze der Untersuchung, daß auch die Fernwärmeerzeugung mit bilanziert wird. Für die Stromnachfragestruktur bis zum Jahr 2020

wird zunächst von einer Trendentwicklung ausgegangen, wie sie sich ohne Eingriffe aufgrund des Treibhauseffektes ergibt. Diese Trendentwicklung des Stromverbrauchs wird dann auch dahingehend variiert, daß der Einfluß einer Umsetzung der wirtschaftlichen oder der technischen Stromeinsparpotentiale auf die Einsatzmöglichkeiten von Erdgas in der Stromerzeugung analysiert wird.

Die einzelnen angesprochenen Punkte werden im folgenden nacheinander abgehandelt. Zunächst wird im Kapitel 2 die energiewirtschaftliche Ausgangslage in Baden-Württemberg dargestellt. Dabei wird insbesondere auf die Situation der Elektrizitätswirtschaft und der Gaswirtschaft Baden-Württembergs eingegangen. Des weiteren werden auch noch die energiepolitischen Rahmenbedingungen und die heutigen Erkenntnisse zum Themenkomplex Energie und Treibhausproblematik kurz geschildert.

Im Kapitel 3 werden die technischen Möglichkeiten eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs untersucht. Zunächst wird die Möglichkeit eines verstärkten Einsatzes vorhandener Gas- und Ölkraftwerke bzw. Gasturbinen und die Möglichkeiten einer Umrüstung von Steinkohlenkraftwerken zu Gas- bzw. Kombikraftwerken (Brennstoffumstellung, Nachrüstung mit Erdgas-Vorschaltturbinen) behandelt. Ebenso werden neue Kraftwerkstypen vorgestellt, die für einen künftigen Zubau als Ersatz- oder Erweiterungsbedarf in Frage kommen. Diese Kraftwerke werden dann hinsichtlich der durch den Kraftwerksbetrieb resultierenden Emissionen verglichen, wobei für die Methan-Emissionen sowohl die vorgelagerten Ketten betrachtet werden als auch die  $\text{CO}_2$ -äquivalenten  $\text{CH}_4$ -Werte angegeben werden.

Das Kapitel 4 bildet den Kern der Untersuchung. Hier werden alternative Strukturen der Strombereitstellung hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die  $\text{CO}_2$ -Emissionen und die entstehenden Kosten analysiert. Dabei werden drei Zeitpunkte bezüglich der Wirksamkeit der Maßnahmen betrachtet, das Jahr 1998 für eher kurzfristig wirkende Maßnahmen, das Jahr 2005 für die mittelfristige Zukunft und das Jahr 2020 für längerfristig zu beurteilende Maßnahmen. Bei den untersuchten Szenarien steht der mögliche Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung im Vordergrund. Darauf aufbauend werden dann weitere Möglichkeiten der Strombedarfsdeckung und Möglichkeiten der Stromverbrauchsminderung mit in die Analyse einbezogen.

Die alternativen Verwendungsmöglichkeiten von Erdgas außerhalb der Stromerzeugung werden im Kapitel 5 untersucht. Dabei wird unterschieden zwischen den Einsatzchancen von Erdgas in Baden-Württemberg und in der Bundesrepublik Deutschland. Hierbei werden auch die fünf neuen Bundesländer mit betrachtet. Wird im folgenden von der Bundesrepublik Deutschland (neu) gesprochen, so umschließt dies den Gebietsstand nach dem 3. Oktober 1990. Dagegen meint der



Begriff Bundesrepublik Deutschland (alt) die elf alten Bundesländer und der Begriff ehemalige DDR die fünf neuen Bundesländer.

Das Kapitel 6 faßt einige zusätzliche Aspekte eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung zusammen. Die Punkte reichen von der Versorgungssicherheit der Stromerzeugung aus Erdgas, über eine mögliche Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe und der Internalisierung der externen Kosten bis hin zu den Stromexportmöglichkeiten aus EG-Ländern (insbesondere aus Frankreich) und den Möglichkeiten einer CO<sub>2</sub>-Entsorgung.

Es muß noch einmal betont werden, daß das Schwergewicht der Untersuchung auf den Einsatzmöglichkeiten von Erdgas zur Strom- und Fernwärmeversorgung liegt. Damit bleiben aber solche Systeme explizit ausgeschlossen, die außerhalb dieses Betrachtungsfeldes sind. Beispiele hierfür sind die gesamten Maßnahmen zur rationellen Energieanwendung (außer rationelle Stromanwendung), der weitaus größte Teil der Einsatzmöglichkeiten der erneuerbaren Energiequellen (bis auf die Stromerzeugungssysteme), weitere Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie, wie z. B. der Hochtemperaturreaktor oder die Kernheizwerke, sowie die neuen Sekundärenergieträger (Wasserstoff, Methanol usw.) und der gesamte Bereich des Verkehrs. Erst eine gleichgewichtige Betrachtung aller dieser Bereiche zusammen, d. h. des Gesamtsystems der Energienachfrage und der Energieversorgung, kann letztlich eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die Ausgestaltung einer effizienten Strategie zur Erreichung der angestrebten Minderung energiebedingter Treibhausgase in Baden-Württemberg liefern.