

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

Vor einer Diskussion über die Höhe der Minderungspotentiale von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung in Baden-Württemberg ist es sinnvoll, die verschiedenen denkbaren Optionen eines verstärkten Erdgaseinsatzes in der Strom- und Fernwärmeerzeugung zusammengefaßt aufzuzeigen und kurz darzustellen (vgl. Kapitel 3.1). Die Kraftwerke, die für einen Zubau als Ersatz- oder Erweiterungsinvestition in Frage kommen, werden dann im Kapitel 3.2 hinsichtlich ihrer spezifischen Stromerzeugungsemissionen verglichen. Bei der Betrachtung der Methan-Emissionen werden auch die vorgelagerten Ketten berücksichtigt und die CO<sub>2</sub>-äquivalenten CH<sub>4</sub>-Werte angegeben.

#### **3.1 Technische Möglichkeiten**

Der betrachtete Ausschnitt der Energiewirtschaft Baden-Württembergs hat im Jahr 1987 insgesamt CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 14,031 Mio. t CO<sub>2</sub>/a verursacht (vgl. Kapitel 2). Bei einem auf die einzelnen Verursacher gleichverteilten Reduktionsziel einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 um 11 % bis zum Jahr 1998, um 30 % bis zum Jahr 2005 sowie um 50 % bis zum Jahr 2020 bedeutet dies, daß der betrachtete Ausschnitt der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung Baden-Württembergs im Jahr 1998 noch 12,488 Mio. t CO<sub>2</sub>/a, im Jahr 2005 noch 9,822 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und im Jahr 2020 noch 7,015 Mio. t CO<sub>2</sub>/a emittieren dürfte. Neben der Möglichkeit einer indirekten Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen über die Nachfrageseite durch eine Verringerung des Strombedarfs und damit einer Reduzierung der Stromerzeugung bestehen technische Möglichkeiten zu einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen direkt auf der Erzeugerseite durch die Wahl geeigneterer, kohlenstoffärmerer oder kohlenstofffreier Energieträger und der Verbesserung des Wirkungsgrades des Stromerzeugungsprozesses. Zusätzlich besteht noch die Option, Kohlenstoff vor seiner Oxidation aus dem Brennstoff zu entfernen bzw. den Anteil an Kohlenstoff im eingesetzten Energieträger zu vermindern. Letztlich könnten auch entstandene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch verschiedene Verfahren vor der Abgabe in die Umwelt gesammelt und in geeigneten Lagerstätten entsorgt werden. Auf diese zuletzt angesprochenen Möglichkeit wird im Kapitel 6.5 näher eingegangen werden.

Im folgenden wird zunächst die Möglichkeit eines verstärkten Einsatzes vorhandener Gas- und Ölkraftwerke bzw. Gasturbinen und die Möglichkeiten einer Umrüstung von Steinkohlenkraftwerken zu Gaskraftwerken (Brennstoffumstellung, Nachrüstung mit erdgasbetriebenen Gasturbinen) zur CO<sub>2</sub>-Minderung behandelt. Danach werden neue Kraftwerkstypen vorgestellt, die zukünftig für einen Zubau im Rahmen des Ersatz- oder Erweiterungsbedarfs in Frage kommen.

### 3.1.1 Einsatz vorhandener Gas- bzw. Ölkraftwerke und Gasturbinen

Eine einfache technische Möglichkeit zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im fossil gefeuerten Kraftwerkspark ist der Übergang bzw. Ersatz von Primärenergieträgern 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 theoretischen technischen Möglichkeit könnten die in Baden-Württemberg bereits vorhandenen Öl- und Gaskraftwerke bzw. Gasturbinen verstärkt für die Stromerzeugung genutzt werden.

Tabelle 3.1-1 zeigt eine Zusammenstellung der im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg vorhandenen Öl- und Gaskraftwerke, die für eine solche Maßnahmen überhaupt verfügbar wären. Außerdem sind in der Zusammenstellung die entsprechende Stromerzeugung der Anlagen in den Jahren 1987 und 1989 und die korrespondierenden Vollastbenutzungsstunden aufgeführt.

Tabelle 3.1-1: Öl- und Gaskraftwerke im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg

	Brennstoff(e)	Nettoleistung <sup>1</sup>	Nettoerzeugung 1987	Vollaststunden	Nettoerzeugung 1989	Vollaststunden
FDK Block 5 <sup>a</sup>	Eg, HÖ	175 MW	5.475 MWh	31,3 h	35.999 MWh	205,5 h
FDK Block 6 <sup>a</sup>	Eg, HÖ	175 MW	3.872 MWh	22,1 h	137.169 MWh	783,8 h
Mar Block 3 <sup>b</sup>	HÖ	245 MW	20.995 MWh	85,7 h	39.386 MWh	160,8 h
AR Block 4	HÖ, Eg	238 MW	336.127 MWh	1.412,3 h	67.297 MWh	282,8 h
GKM Block 5	Eg, HÖ	410 MW	175.000 MWh	427,0 h	366.000 MWh	941,5 h
GKM Block 6	Eg, HÖ	280 MW	252.000 MWh	900,0 h	333.000 MWh	1.189,3 h

HÖ = Heizöl; Eg = Erdgas

1 ohne Berücksichtigung einer Minderleistung aufgrund einer u. U. möglichen Fernwärmeauskopplung

a derzeit als Reservekraftwerk genutzt

b ab dem 1. April 1991 ohne Gasturbine; Wiederinbetriebnahme der Gasturbine 1994/95, dann 300 MW

In Tabelle 3.1-1 wird deutlich, daß die Öl- bzw. Gaskraftwerke, die im Regelfall - mit Ausnahme der Anlage in Marbach - aufgrund ihrer technischen Konzeption alternativ mit Erdgas oder leichtem Heizöl bzw. einem Gemisch aus beiden Brennstoffen betrieben werden können, im Durchschnitt der dargestellten Jahre mit deutlich weniger als 1.000 Vollaststunden gefahren würden. Dies liegt an den derzeit vergleichsweise hohen Brennstoffkosten für das leichte Heizöl bzw. das Erdgas. Ein weiterer Grund sind die Abnahmeverpflichtungen im Rahmen des sog. Jahrhundertvertrages (vgl. Kapitel 2.2), durch die eine Flexibilität bei der Brennstoffauswahl bei den einzelnen Stromversorgungsunternehmen sehr begrenzt ist



Durch die verstärkte Nutzung der bestehenden Öl- und Gaskraftwerke für die Stromerzeugung in Baden-Württemberg (d. h. eine größere Vollaststundenanzahl) könnte - wird unterstellt, daß eine gesetzliche Abnahmeverpflichtung für deutsche Steinkohle nicht bestehen würde - ein Beitrag zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen geleistet werden. Dadurch würde - gleicher Kernenergieanteil an der gesamten Bruttostromerzeugung des Kraftwerksparks unterstellt - der aus dem Brennstoff Kohle mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erzeugte Strom durch solchen aus den Brennstoffen Erdgas sowie leichtem und schwerem Heizöl mit niedrigeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen substituiert. Teilweise wird der dadurch erreichbare Effekt der CO<sub>2</sub>-Verminderung jedoch durch den gegenüber den modernen Kohlekraftwerken zum Teil schlechteren Wirkungsgrad der öl- bzw. gasgefeuerten Anlagen kompensiert. Unterstellt man, daß die in Tabelle 3.1-1 aufgeführten Anlagen - außer dem Kraftwerk in Marbach, hier wird ein Einsatz von leichtem Heizöl aufgrund des derzeit nicht existierenden Anschlusses an das Erdgasverteilungsnetz auch weiterhin unterstellt - ausschließlich mit Erdgas bei einer Vollaststundenanzahl von 3.500 bzw. 4.500 Stunden im Jahr betrieben würden und damit eine Stromerzeugung in entsprechender Größenordnung von Kohlekraftwerken ersetzen würden, dann könnten Emissionen von 1,704 Mio. t CO<sub>2</sub>/a bzw. von 2,203 Mio. t CO<sub>2</sub>/a vermieden werden. Werden zusätzlich die Blöcke 7 und 8 des Großkraftwerks Mannheim (Block 8 geht erst 1993 in Betrieb), die in der Regel ausschließlich mit Steinkohle befeuert werden, mit der schon heute möglichen Mischfeuerung von 90 % schwerem Heizöl und 10 % Steinkohle betrieben, so lassen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen noch einmal um 0,485 Mio. t CO<sub>2</sub>/a beim Betrieb dieser Anlagen mit einer Vollaststundenanzahl von 3.500 h/a bzw. um 0,525 Mio. t CO<sub>2</sub>/a bei einer Vollaststundenanzahl von 4.500 h/a senken.

Bei einer Realisierung dieses Minderungspotentials muß jedoch beachtet werden, daß die beiden Kraftwerke der Badenwerk AG (Rheinhafendampfkraftwerk Block 5 und 6 (vgl. Tabelle 3.1-1)) derzeit hauptsächlich als Reservekraftwerke genutzt werden. Dies gilt im wesentlichen auch für die Anlage in Marbach der Energie-Versorgung Schwaben AG (Marbach Block 3) und des Kraftwerks in Altbach der Neckarwerke AG (Altbach Block 4). Die beiden Blöcke im Großkraftwerk Mannheim (GKM Block 5 und 6), die für die Deckung der Grundlast (Block 5) bzw. der Spitzenlast (Block 6) konzipiert sind, werden derzeit als Kraftwerke für die Spitzenlasterzeugung eingesetzt. Sollen folglich diese zwar technisch verfügbaren, derzeit aber hauptsächlich als Reserve- oder Spitzenlastkraftwerke mit sehr geringer Vollaststundenanzahl genutzten Anlagen aus Gründen einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen verstärkt zur Stromerzeugung eingesetzt werden, würden höhere Kosten aufgrund von vermehrten Revisions- und Überholungsmaßnahmen anfallen. Jedoch dürften die dann anfallenden Revisionskosten in der gleichen Größenordnung bzw. noch unterhalb der Revisionsaufwendungen für die derzeit die Stromerzeugung in der Mittellast realisierenden Steinkohlekraftwerke liegen, da es sich bei den in diesen Kraftwerken eingesetzten fossilen Brennstoffen Erdgas bzw. leichtem Heizöl - im Gegensatz zu Steinkohle -

um relativ saubere und rückstandsfreie Energieträger handelt und damit nur geringere Standzeiten der Anlagen nötig sind. Rein netto betrachtet dürften damit die Revisionsaufwendungen in Baden-Württemberg aufgrund der verminderten Kosten bei den Kohlekraftwerken wegen der geringeren Betriebsweise dieser Anlagen etwa konstant bleiben oder leicht rückläufig sein.

Neben einem verstärkten Einsatz der vorhandenen Öl- und Gaskraftwerke können theoretisch auch die im Kraftwerkspark verfügbaren Gasturbinen stärker zur Erzeugung elektrischer Energie herangezogen werden. Gasturbinen, wie sie derzeit in Baden-Württemberg bestehen, sind als reine Spitzenlastkraftwerke konzipiert. Sie verfügen über nur geringe Nutzungsgrade im Bereich von 20 bis 30 % und demzufolge über einen vergleichsweise hohen spezifischen Brennstoffverbrauch. Tabelle 3.1-2 zeigt eine Zusammenstellung der einzelnen Gasturbinen, die für die öffentliche Versorgung in Baden-Württemberg bei den betrachteten Unternehmen verfügbar sind, zusammen mit der installierten Nettoleistung, der Stromerzeugung in den Jahren 1987 und 1989 sowie den korrespondierenden Volllaststunden.

Aus Tabelle 3.1-2 wird deutlich, daß der Einsatz dieser Gasturbinen, die für die öffentliche Versorgung in Baden-Württemberg zur Verfügung stehen, ähnlich den öl- und gasgefeuerten Mittellastkraftwerken, in den beiden dargestellten Jahren durch sehr niedrige Volllaststunden gekennzeichnet waren.

Tabelle 3.1-2: Gasturbinen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg

	Brennstoff(e)	Nettoleistung	Nettoerzeugung 1987	Volllaststunden	Nettoerzeugung 1989	Volllaststunden
Mer Gt 2	Hö	77 MW	310 MWh	4,0 h	1.351 MWh	17,5 h
Alt Gt-B	Hö, Eg	60 MW	1.930 MWh	32,2 h	2.212 MWh	36,9 h
Gt-C	Hö, Eg	87 MW	5.480 MWh	63,0 h	6.217 MWh	71,5 h
Wal Gt-D	Hö	120 MW	2.650 MWh	22,1 h	4.349 MWh	36,2 h
Gai Gt	Hö	55 MW	8.290 MWh	150,7 h	26.637 MWh	484,3 h
Mün Gt	Hö	70 MW	1.297 MWh	18,5 h	4.597 MWh	65,7 h

Gt = Gasturbine; Hö = Heizöl; Eg = Erdgas

Bei einem Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 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 Gesamtanlagenwirkungsgrades (20 bis 30 %) verglichen mit koh-



lenstaubgefeuerten Mittellastkraftwerken höher liegen. Ein Emissionsminderungseffekt bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist also nicht gegeben. Außerdem erscheint es aufgrund der technischen Konzeption solcher Anlagen wenig sinnvoll, diese für einen Schnellstart und die Spitzenstromerzeugung ausgelegten Anlagen in der Mittellast einzusetzen, da damit erhöhte Wartungsaufwendungen und folglich - zusätzlich zu den hohen Kosten für den Brennstoff bei niedrigem Wirkungsgrad - höhere Kosten für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen zu erwarten wären. Zudem würde die schnelle Reserveleistung, wie sie derzeit über die Gasturbinen bereitgestellt wird, bei einem stärkeren Einsatz dieser Kraftwerke nicht mehr zur Verfügung stehen, was Probleme bei der Ausregelung von Kraftwerksausfällen oder unerwarteten Nachfrageerhöhungen nach sich ziehen würde.

Damit könnte nur ein Ersatz der trockengefeuerten Steinkohlekraftwerke durch bereits vorhandene gasgefeuerte Anlagen eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Baden-Württemberg bewirken. Diese Verringerung der Kohlendioxidemissionen könnte - eine vollständige Nutzung der verfügbaren Anlagen mit dem Brennstoff Erdgas, soweit er aufgrund der derzeitigen Anlagenkonzeption ohne einen Kraftwerksumbau einsetzbar ist, unterstellt - im Vergleich zu den trockengefeuerten Steinkohlekraftwerken bei einem Betrieb mit 3.500 Vollaststunden knapp 2,2 Mio. t CO<sub>2</sub>/a und bei 4.500 Stunden 2,73 Mio. t CO<sub>2</sub>/a betragen. Dies entspricht 15,6 bzw. 19,5 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen der betrachteten Emittentengruppe des Jahres 1987.

### **3.1.2 Umrüstung von Steinkohlekraftwerken**

Neben einer verstärkten Nutzung der bereits vorhandenen Gaskraftwerke ist auch 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 als Maßnahme zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in die Überlegungen einzubeziehen. Durch solche Maßnahmen könnte - u. U. zusammen mit einem verstärkten Einsatz der bereits vorhandenen Öl- bzw. Gaskraftwerke (vgl. Kapitel 3.1.1) -, wenn unterstellt wird, daß der Jahrhundertvertrag zur Verstromung deutscher Steinkohle nicht erfüllt werden muß, der überwiegene Teil der Mittellaststromerzeugung auf den durch spezifisch deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen gekennzeichneten Primärenergieträger Erdgas umgestellt werden. Vor diesem Hintergrund werden im folgenden, die technischen Möglichkeiten und Grenzen einer Umrüstung der vorhandenen Steinkohlekraftwerke auf den Brennstoff Erdgas im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg näher untersucht. Dabei wird unterschieden zwischen einer Brennstoffumstellung der einzelnen Kesselanlagen von Steinkohle auf Erdgas und einer Nachrüstung mit Erdgas-Vorschaltturbinen.

Im Kraftwerkspark in und für Baden-Württemberg werden die in Tabelle 3.1-3 dargestellten primär zur Stromerzeugung konzipierten, aber auch teilweise noch mit der Möglichkeit einer

Fernwärmeauskopplung versehenen Mittellastkraftwerke mit Steinkohle befeuert. Dabei sind - neben der jeweils installierten Nettoengpaßleistung - in der Zusammenstellung auch die tatsächliche Erzeugung der Jahre 1987 und 1989 sowie die korrespondierenden Volllaststunden angegeben.

Tabelle 3.1-3: Steinkohlegefeuerte Anlagen im Kraftwerkspark in und für Baden-Württemberg

	Brennstoff(e)	Nettoleistung <sup>1</sup>	Nettoerzeugung 1987	Volllaststunden	Nettoerzeugung 1989	Volllaststunden
RDK Block 7	St, Hö	505 MW	1.479.650 MWh	2.930 h	2.616.776 MWh	5.182 h
Hib	Block 3	92 MW	417.579 MWh	4.539 h	238.138 MWh	2.588 h
	Block 4	92 MW	452.739 MWh	4.921 h	390.642 MWh	4.246 h
	Block 5	121 MW	187.489 MWh	1.549 h	422.085 MWh	3.488 h
	Block 6	121 MW	183.854 MWh	1.519 h	381.815 MWh	3.155 h
	Block 7	705 MW	2.240.810 MWh	3.178 h	2.375.206 MWh	3.369 h
Alt Block 5	St, Hö	420 MW	2.184.038 MWh	5.200 h	1.152.770 MWh	2.745 h
Wal	Block 1	103 MW	428.762 MWh	4.183 h	31.277 MWh	304 h
	Block 2	153 MW	348.794 MWh	2.280 h	355.636 MWh	2.324 h
GKM	Block 2	150 MW	600.000 MWh	4.000 h	402.000 MWh	2.680 h
	Block 3	203 MW	1.220.000 MWh	6.010 h	1.340.000 MWh	6.601 h
	Block 4	203 MW	1.361.000 MWh	6.704 h	1.304.000 MWh	6.424 h
	Block 7	425 MW	2.620.000 MWh	6.165 h	2.269.000 MWh	5.339 h
	Block 8	435 MW			in Bau	
Bex ges. Anl.	St, Gr	705 MW	2.884.323 MWh	4.091 h	3.348.601 MWh	4.750 h

St = Steinkohle; Hö = Heizöl; Gr = Grubengas

1 ohne Berücksichtigung einer Minderleistung aufgrund einer u. U. möglichen Fernwärmeauskopplung

Bei den in Tabelle 3.1-3 aufgelisteten Anlagen handelt es sich um Kraftwerke, die mit einer Kohlenstaubfeuerung ausgerüstet sind. Die sonstigen in Tabelle 3.1.3 aufgeführten Brennstoffe werden nur zum An- bzw. Hochfahren des jeweiligen Blockes benötigt. Vor der Verbrennung in den jeweiligen Anlagen wird die Kohle in Mahlanlagen bzw. Kohlemühlen zerkleinert, um die Brennstoffoberfläche zu vergrößern und damit die notwendigen Reaktionszeiten zu verkürzen bzw. günstigere Oxidationsbedingungen für den Kohlenstoff zu schaffen. Durch die Einblasung des Kohlenstaubs und die Gestaltung des Verbrennungsraums wird versucht, aus dem feinen Kohlestaub und der Verbrennungsluft ein pseudohomogenes Gemisch zu erzeugen; es wird damit näherungsweise eine Gasverbrennung imitiert /3.1-1/. Dabei werden bei der Verbrennung des Kohlenstaub-Luft-Gemisches im wesentlichen zwei unterschiedliche technische Möglichkeiten unterschieden. Neben der Schmelzfeuerung, die meist bei älteren Anlagen mit vergleichsweise geringer installierter Leistung (d. h. Heilbronn Block 3 bis 6, Großkraftwerk Mannheim Block 3 und 4, Walheim Block 1 und 2) genutzt wird, ist dies die Trockenfeuerung, die bei den neueren



Kraftwerksblöcken größerer installierter Leistung zum Einsatz kommt (d. h. Heilbronn Block 7, Rheinshafendampfkraftwerk Block 7, Großkraftwerk Mannheim Block 7 und 8, Altbach Block 5, Bexbach).

Bei der **Schmelzfeuerung** wird das Verbrennungsgut, d. h. die staubfein gemahlene Kohle und die notwendige Verbrennungsluft, bei sehr hohen Temperaturen von bis zu 1.700 °C verbrannt /3.1-2/. Dieses hohe Temperaturniveau im Verbrennungsraum führt zu einem Aufschmelzen der Asche. Sie läuft im flüssigen Zustand an den Begrenzungsflächen des Brennraumes auf den Boden; von dort wird sie anschließend abgezogen. Vorteil dieser Technik ist der hohe Ascheeinbindungsgrad im Schmelzraum und der dadurch geringe Flugaschenanteil; Nachteile sind die verstärkte NO<sub>x</sub>-Bildung, der - wenn auch geringe - Wärmeverlust infolge der flüssigen Ascheabführung sowie der vergleichsweise hohe Verschleiß des Brennraums.

Dagegen wird bei der **Trockenfeuerung** der mit der Verbrennungsluft verwirbelte Kohlenstaub im Verbrennungsraum nur bei einem Temperaturniveau von rund 1.200 °C verbrannt /3.1-1/. Es kommt dabei - aufgrund der verglichen mit der Schmelzfeuerung deutlich niedrigeren Verbrennungstemperatur - nicht zu einem Aufschmelzen der Asche. Sie liegt anschließend staubförmig in den gasförmigen Verbrennungsprodukten vor. Die nicht mit dem Rauchgas ausgetragene Asche wird am unteren Ende des meist rechteckigen Verbrennungsraums in trockenem, pulverförmigem Zustand abgezogen; der überwiegende Ascheanteil (ca. 90 %) wird jedoch mit den Rauchgasen aus dem Verbrennungsraum ausgetragen und muß - zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte - in einem nachgeschalteten Elektrofilter abgeschieden werden. Der Vorteil dieser Technik ist die vergleichsweise geringe Verschmutzungsneigung der Heizflächen und die dadurch bedingten niedrigen Reinigungs- und Reparaturkosten sowie die daraus resultierende hohe Anlagenlebensdauer; nachteilig wirkt sich der hohe Flugaschenanteil im Rauchgas aus.

Für die beiden Feuerungskonzepte sind die beiden Möglichkeiten einer Umrüstung von Steinkohle auf Erdgas bzw. einer Nachrüstung mit Erdgasvorschaltturbinen grundsätzlich verschieden. Sie werden im folgenden näher diskutiert.

### 3.1.2.1 Möglichkeiten einer Brennstoffumstellung

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 Probleme möglich. Für eine vollständige Umstellung der gesamten Anlage auf eine reine Erdgasfeuerung wären umfangreiche Umbauten am Kraftwerk und insbesondere an den Kesselanlagen und am Brenner notwendig, 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 Kosten für eine solche Maßnahme sind nur sehr schwer abschätzbar; aufgrund der deutlichen Unterschiede u. a. bezüglich dem Blockalter und dem technischen Zustand zwischen den einzelnen Anlagen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg sind zudem keine generellen Aussagen möglich. Trotzdem kann sehr groben Überlegungen zufolge davon ausgegangen werden, daß sich die Kosten in der Größenordnung zwischen etwa 10 und 20 Mio. DM pro Block bewegen könnten. Sonstige und zusätzliche Aufwendungen, wie sie beispielsweise für die Erweiterung eines bereits vorhandenen Gasanschlusses oder für einen Neuanschluß des entsprechenden Kraftwerksstandortes an das überregionale Gasverteilungsnetz aufgewendet werden müßten, sind dabei nicht enthalten.

Die Anlagen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg, die mit einer Schmelzfeuerung ausgerüstet sind, sind zum überwiegenden Teil vergleichsweise alt. Sie sind deshalb bereits heute durch eine hohe Betriebsstundenanzahl gekennzeichnet. Es ist daher zu prüfen, ob eine Umrüstung auf eine bis zu 50 %-ige Erdgasfeuerung überhaupt sinnvoll ist, zumal zumindest ein Teil der Anlagen, die für eine solche Maßnahme im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg in Betracht kämen, Anfang bis Mitte des ersten Jahrzehnts des nächsten Jahrtausends die technische Lebensdauer erreicht haben wird. Aus diesen und anderen Gründen ist nicht zu erwarten, daß eine Umrüstung der schmelzkammergefeuerten Anlagen in Baden-Württemberg realisiert wird, sie wird daher im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht.

Bei den Kraftwerken mit **Trockenfeuerung** kann davon ausgegangen werden, daß eine Brennstoffumstellung 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 von einer Erdgasverbrennung nicht grundsätzlich unterschiedlich ist. Zwar müßten kleinere technische Umrüstungen an den jeweiligen Anlagen erfolgen (d. h. Umbauten an den Brennern und eine Rauchgasrezirkulation), die jedoch kurzfristig (d. h. in weniger als zwei Jahren) durchgeführt werden könnten und keine grundsätzlichen technischen Probleme darstellen dürften. Näherungsweise kann auch unterstellt werden, daß der Kesselwirkungsgrad konstant bleibt oder nur sehr unwesentlich zurückgehen dürfte. Die Entstaubungsanlage und die Rauchgasentschwefelungsanlage werden dann nicht mehr benötigt, und ihr Energieeigenverbrauch entfällt. Offen ist noch die Frage, ob zum Erreichen des niedrigeren Stickoxidgrenzwertes bei Erdgasbetrieb die Entstickungsanlage u. U. erweitert werden müßte.



Durch eine derartige Brennstoffumstellung würden sich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 40 % vermindern. Die spezifischen Emissionen an Kohlendioxid würden sich dann von derzeit rund 850 g/kWh<sub>d</sub> bei der unterstellten vollständigen Umstellung auf Erdgas auf rund 500 g/kWh<sub>d</sub> verringern. Gleichzeitig ist damit jedoch eine deutliche Erhöhung der Brennstoffkosten verbunden. Betrachtet man beispielsweise das Jahr 2005, so ist gegenüber einem Importkohleinsatz, wo spezifische Brennstoffkosten von ca. 4,1 Pf(1990)/kWh<sub>d</sub> erzielt werden können, eine Erhöhung der Brennstoffkosten bei einer Gasfeuerung auf ca. 10,2 Pf(1990)/kWh<sub>d</sub> und damit um etwa den Faktor 2,5 zu erwarten.

Die Kosten für eine solche Maßnahme dürften sich bei den Anlagen, die bereits mit einer 90 %-Ölfeuerung ausgerüstet sind, in der Größenordnung von rund 10 Mio. DM pro Block bewegen. Dabei wurden jedoch nur Maßnahmen im Brennerbereich und keine Eingriffe an den Heizflächen bzw. eine u. U. notwendige Erweiterung der Entstickungsanlage unterstellt. Andernfalls liegen die Kosten für eine solche Umbaumaßnahme höher. Auch ist eine Erweiterung bzw. die Neueinrichtung eines Gasanschlusses der benötigten Kapazität von dem überregionalen Gasverteilungsnetz bis zum Kraftwerksstandort in diesen Angaben nicht berücksichtigt. Bei Kraftwerken, die konstruktionsbedingt nicht mit einem so hohen Heizölanteil gefahren werden können, liegen die Kosten für die Umrüstung auf den Brennstoff Erdgas höher. Hier könnten sich die Aufwendungen für die Brennerumrüstung und die sonstigen notwendigen technischen Maßnahmen auf rund 15 bis 29 Mio. DM je Block belaufen. Für die Anlagen mit großer Leistung liegen die Kosten dabei am oberen Ende dieser Bandbreite. Wiederum beinhalten diese Angaben nur die Kosten für den Brennerumbau. Mögliche sonstige Aufwendungen - wie beispielsweise eine u. U. notwendige Erweiterung der Entstickungsanlage - und die Kosten für die Erweiterung bzw. den Neuanschluß des Kraftwerksstandortes an das überregionale Gasverteilungsnetz sind nicht enthalten.

### 3.1.2.2 Nachrüstung mit Erdgas-Vorschaltturbinen

Neben der in Kapitel 3.1.2.1 diskutierten Brennstoffumstellung auf bzw. Zusatzfeuerung von Erdgas bei den im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg vorhandenen kohlegefeuerten Kesseln ist gegebenenfalls auch die Nachrüstung der Kohlekraftwerke mit Erdgas-Vorschaltturbinen eine 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. Durch die Kombination des konventionellen Kraftwerks und der Gasturbine kann ein höherer Gesamtsystemwirkungsgrad erzielt werden. Dabei können zwei verschiedene Schaltungsvarianten der Erdgasvorschaltturbine unterschieden werden. Bei der **Vorschaltvariante** (Kombiblock) wird dem konventionellen und bereits vorhandenen Dampferzeuger eine Gasturbine



vorgeschaltet. Die heißen Abgase der Gasturbine werden dem Dampferzeuger als Verbrennungsluft zugeführt (vgl. Abbildung 3.1-1). Bei der **Verbundvariante** (Verbundblock) wird die Gasturbine mit Abhitzekessel parallel zum kohlestaubgefeuerten Dampferzeuger geschaltet. Die dem Wesen nach eigenständigen und unabhängig voneinander einsetzbaren Einheiten werden nur dampf- und speisewasserseitig verbunden (vgl. Abbildung 3.1-2). Beide Varianten führen zu einer Leistungssteigerung der ursprünglichen Anlage durch die zusätzliche Gasturbinenleistung. Durch die Nutzung der Gasturbinenabwärme kommt es zu einer Erhöhung des Gesamtsystemwirkungsgrades der Anlage. Für eine maximale Steigerung des Wirkungsgrades der Gesamtanlage ist das Verhältnis von Gasturbinen- und Dampfturbinenleistung in Abhängigkeit des bestehenden Kraftwerks sorgfältig zu wählen, um eine höchst mögliche Absenkung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission je kWh erzeugten Stromes zu erreichen.

Bei der **Vorschaltvariante** (vgl. Abbildung 3.1-1) wird in einer Gasturbine durch die Verbrennung von Erdgas mit Umgebungsluft über einen nur an diese Kraftwerkskomponente gekoppelten Generator Strom erzeugt. Die heißen Gasturbinenabgase werden in den bereits existierenden Dampferzeuger des nachzurüstenden Kraftwerks geleitet. Durch die Kohlezusatzfeuerung unterstützt, wird hier Dampf erzeugt, der in einer Dampfturbine in mechanische Energie und diese im Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Bei den aus der Gasturbine kommenden Abgasen, die damit praktisch als Verbrennungsluft für den nachgeschalteten kohlegefeuerten Dampferzeuger dienen, ist der Sauerstoffgehalt gegenüber der normalerweise dem Dampferzeuger zugeführten Frischluft geringer (ca. 15 % statt ca. 21 % bei normaler Luft). Auch ist das Temperaturniveau am Gasturbinenausstritt höher als am Austritt der Luftvorwärmer, wie sie bei einem konventionellen Kohleblock derzeit im Einsatz sind. Der niedrigere Sauerstoffgehalt der Gasturbinenabgase bzw. der Verbrennungsluft für die Kohle bedingt - für die thermische Umsetzung bzw. Oxidation der Kohle muß nach wie vor die gleiche Menge Sauerstoff zur Verfügung gestellt werden - einen größeren Volumenstrom zum Dampferzeuger. Verbrennungsluftkanäle, Brenner und Saugzug der nachzurüstenden kohlestaubgefeuerten Anlage müssen deshalb neu, d. h. größer, ausgelegt werden; die in einem nachzurüstenden Kraftwerk bereits existierenden Komponenten müssen deshalb ausgetauscht werden.

Ausbrand und Flammenstabilität, die sich durch den geringen Sauerstoffgehalt der Verbrennungsgase aus der Gasturbine unter sonst gleichen Bedingungen verschlechtern, können durch eine bessere Ausmahlung der Kohle in den Kohlemühlen näherungsweise auf dem ursprünglichen Stand gehalten werden. Zur Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften zur Begrenzung der Schadstoffemissionen werden in der Rauchgasentschwefelungsanlage - bedingt durch die Abgasverdünnung aufgrund der größeren Volumenströme und der dadurch bedingten Verschiebung des Verhältnisses zwischen der Absorptionslösung und dem Rauchgas - zusätzliche Sprühebene erforderlich. Zur Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades der umgebauten Anlage



kann die Rauchgaswärme zur Vorwärmung des Speisewassers mit Hilfe von rauchgasbeheizten Wärmetauschern genutzt werden. Die derzeit bei solchen Anlagen vorhandene Speisewasservorwärmung mittels Anzapfdampf aus der Dampfturbine - die auch der Wirkungsgradverbesserung dient - ist daher umzubauen.

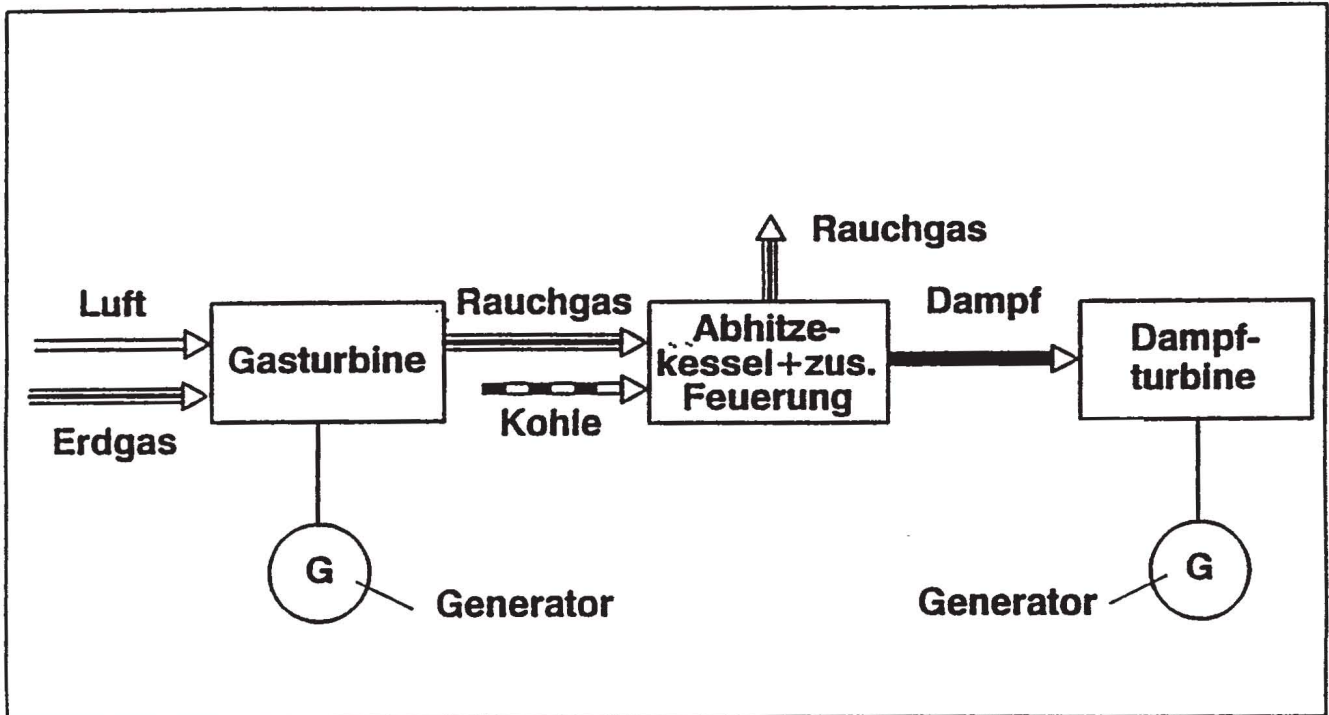


Abbildung 3.1-1: Kombiblock mit Gasturbine und kohlestaubgefeuerten Dampferzeuger (Variante I)

Ein derartiger Kombiblock aus einem mit Steinkohle trockenengefeuerten Dampferzeuger und einer vorgeschalteten Gasturbine sollte für den Einsatz in der Mittelast und als Regelkraftwerk neben dem normalen Kombibetrieb auch den Frischlüfterbetrieb (d. h. Alleinbetrieb des kohlegefeuerten Dampferzeugers z. B. bei Ausfall der Gasturbine) und den Gasturbinenalleinbetrieb (d. h. singulärer Betrieb der Gasturbine z. B. für die Spitzenlast oder als schnellstartende Reserve) ermöglichen. Dafür sind zusätzlich für den Alleinbetrieb des Dampferzeugers Frischlüfter mit Luftvorwärmern und Mühlenluftvorwärmern, die jedoch bei nachzurüstenden Anlagen bereits vorhanden sind, und für den Spitzenlastbetrieb eine Bypassleitung für die Gasturbinenabgase erforderlich.

Bei der **Verbundvariante** (Parallelschaltung von Abhitze-kessel und dem konventionell befeuerten Kessel (vgl. Abbildung 3.1-2)) wird in der Gasturbine mittels Erdgas und Luft mechanische Energie gewonnen, die in einem Generator in elektrische Energie gewandelt wird. Die heißen Rauchgase aus der Gasturbine werden in einen Abhitze-kessel geleitet, wo sie unter der Erzeugung von Hoch- und Niederdruckdampf abgekühlt werden. Der Niederdruckdampf kann dabei

prinzipiell direkt auf die bereits im nachzurüstenden Kraftwerk vorhandenen Niederdruckturbinen geleitet werden. Der Hochdruckdampf dürfte dagegen auf einem Temperaturniveau vorliegen, das voraussichtlich unter der Temperatur des im konventionellen Teil des Kraftwerks erzeugten Dampfes liegt. Deshalb muß er entweder durch eine Zusatzfeuerung weiter erhitzt oder vor dem Endüberhitzer des kohlegefeuerten Dampferzeugers in den dortigen Dampfkreislauf eingebracht werden. Auch könnte die Temperatur des im konventionellen Kessel erzeugten Dampfes erhöht werden, damit bei einer Mischung mit dem Heißdampf aus dem der Gasturbine nachgeschalteten Abhitzekegel das benötigte Temperaturniveau erreicht wird (hier wird die Grenze der Temperaturanhebung jedoch durch die verwendeten ferritischen Werkstoffe bestimmt). Bei dem konventionellen Kessel handelt es sich um den bereits vorhandenen kohlenstaubgefeuerten Dampferzeuger. Der entweder im Abhitzekegel oder im konventionellen Anlagenteil erzeugte Dampf wird in der bei einer nachzurüstenden Anlage bereits vorhandenen Dampfturbine entspannt, dabei in mechanische Energie gewandelt, die anschließend im Generator in elektrischen Strom umgewandelt wird.

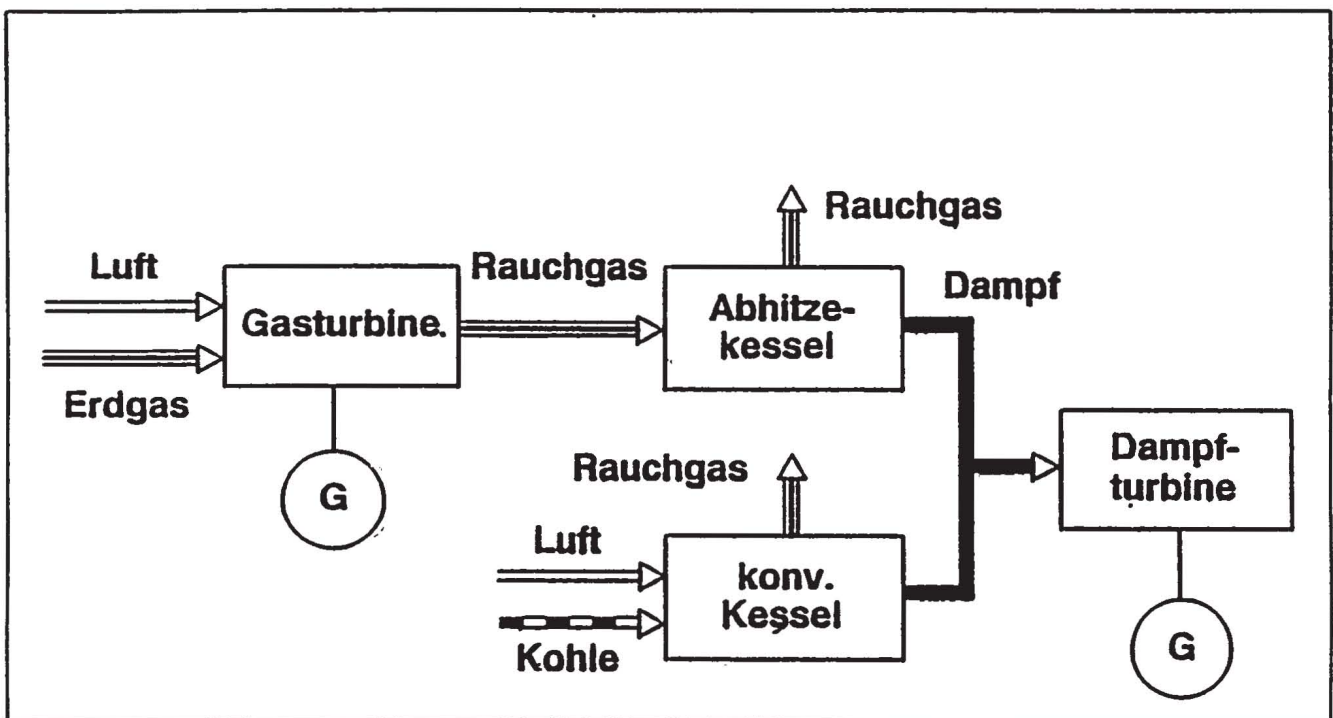


Abbildung 3.1-2: Verbundblock mit Dampferzeugung im Abhitzekegel und im kohlenstaubgefeuerten Dampferzeuger (Variante II)

Bei einer Umrüstung eines bestehenden Steinkohleblocks auf einen Verbundblock mit dieser beschriebenen prinzipiellen Funktionsweise müßte - neben dem Einbau der Gasturbine mit dem Abhitzekegel und der Sammelschiene - eigentlich die gesamte Dampfturbogruppe (d. h. die Dampfturbine, die Kondensatoren, die Vorwärmer und das komplette Rohrleitungssystem) erweitert werden, so daß die Dampfturbine nach dem Umbau mit einer höheren Leistung beauf-



schlagt werden kann. Da diese Umbaumaßnahmen wesentliche und substantielle Teile des gesamten Kraftwerks betreffen und infolge dessen sehr kostenintensiv sind, scheidet diese Möglichkeit - unabhängig von den mit einer Realisierung verbundenen technischen Schwierigkeiten - allein aus wirtschaftlichen Überlegungen prinzipiell aus, da dann ein vollständiger Kraftwerksneubau günstiger wäre. Bleibt also die vorhandene Dampfturbogruppe aufgrund dieser prinzipiellen Restriktionen erhalten, kann entweder der nach der Gasturbine zu installierende Abhitzekeessel oder der kohlegefeuerte konventionelle Dampferzeuger nur mit Teillast betrieben werden. Dies liegt in der begrenzten und für das Gesamtsystem nach dem Umbau prinzipiell zu geringen Schluckfähigkeit der Dampfturbine begründet. Die verglichen mit einem Umbau einschließlich der Dampfturbogruppe vergleichsweise geringeren Umbaumaßnahmen sind deshalb mit einem schlechteren Wirkungsgrad aufgrund des notwendigen Teillastbetriebs verbunden.

Bei der Verbundanlage muß aus energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten neben dem Normalbetrieb, d. h. dem Verbundbetrieb zwischen den Systemkomponenten (Gasturbine und konventioneller Dampferzeuger), auch der Alleinbetrieb des Kohleblockes (z. B. bei Ausfall der Gasturbine) und die alleinige Betriebsweise der Gasturbine (z. B. als schnellstartende Reserve) gewährleistet sein. Bei Anlagen mit unveränderter Dampfturbogruppe sind diese Bedingungen prinzipiell erfüllt. Ein Alleinbetrieb des Gasturbinenblocks ist bei Endüberhitzung des Dampfes im Kohlekeessel nicht möglich, jedoch könnte die Gasturbine ohne den Abhitzekeessel betrieben werden (konventionelle Betriebsweise der Gasturbine durch Bypassleitung und Ausleitung der heißen Gasturbinenabgase an die Atmosphäre), was allerdings mit einem geringeren Wirkungsgrad verbunden wäre.

In Tabelle 3.1-4 ist ein Vergleich der beiden Varianten (d. h. des Kombi- und des Verbundblockes) dargestellt. Hier werden - ausgehend von einem 700 MW<sub>a</sub>-Block - die beiden Umbauvarianten bezüglich der Wirkungsgrade, der spezifischen CO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen, der absoluten und spezifischen Investitionen und der Stillstandszeiten für den Umbau verglichen.

Aus Tabelle 3.1-4 wird deutlich, daß der Verbundblock geringfügig geringere Wirkungsgrade als der Kombiblock aufweist, da bei der letzteren Variante infolge des Einbindens des Dampfes direkt in den Dampferzeuger weniger Wärmeverluste auftreten und ein Teillastbetrieb einer der Komponenten ausbleiben kann. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind bei der Kombiblock-Variante etwas niedriger; sie bewegen sich jedoch bei beiden prinzipiellen Schaltungsmöglichkeiten in der gleichen Größenordnung. Die Kosten für die Kombiblock-Variante sind höher, die Stillstandszeiten für den Umbau deutlich länger als bei der Verbundblock-Variante.

Diese beiden Varianten sind prinzipiell bei schmelz- und trockenengefeuerten Anlagen technisch realisierbar. Dabei ist jedoch zu beachten, daß bei Kraftwerken mit einer Schmelzkammerfeue-

rung die verfahrenstechnischen Probleme bei der Einbindung der heißen Gasturbinenabgase in den Kessel (d. h. Kombiblock (vgl. Abbildung 3.1-1)) relativ hoch sein dürften. Da es sich bei den im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg befindlichen Anlagen mit dieser Verbrennungstechnik um relativ alte Kraftwerke mit einer bereits hohen Betriebsstundenanzahl und nur noch begrenzter Lebensdauer handelt, dürfte ein Umbau aus technischer Sicht zwar möglich, aber wirtschaftlich wenig sinnvoll sein. Diese Variante, d. h. die Umrüstung der mit Schmelzfeuerung ausgestatteten Anlagen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg mit Gasturbinen in der Vorschalt- und Kombivariante, wird deshalb im folgenden nicht weiter betrachtet.

Tabelle 3.1-4: Vergleich der Nachrüstung eines existierenden Steinkohlekraftwerks mit einer Erdgasvorschaltturbine als Kombi- und als Verbundblock

	Ausgangssituation Kohleblock 700 MW	Kombiblock 970 MW	Verbundblock 970 MW
Wirkungsgrad	39,5 %	44,5 %	43,9 %
spez. CO <sub>2</sub> -Emissionen	850 g/kWh <sub>el</sub>	645 g/kWh <sub>el</sub>	655 g/kWh <sub>el</sub>
spez. NO <sub>x</sub> -Emissionen	< 650 mg/kWh <sub>el</sub>	650 mg/kWh <sub>el</sub>	650 mg/kWh <sub>el</sub>
Investitionen - absolut		364 Mio. DM	295 Mio. DM
- spezifisch		1.340 DM/kW <sub>el</sub>	1.060 DM/kW <sub>el</sub>
Stillstand für Umbau		11,5 Monate	3 Monate

Bei der tatsächlichen Umsetzung dieser Maßnahmen im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg kann es vor allem aus Platzmangel zu technisch bedingten Schwierigkeiten kommen. Bei Kraftwerken, die für eine solche Maßnahme in Betracht kommen würden, jedoch durch extrem enge Standortverhältnisse gekennzeichnet sind, ist eine Nachrüstung mit einer Gasturbine nach dem Prinzip des Kombiblocks nur unter großen technischen Schwierigkeiten möglich, während die Verbundvariante hier dagegen durchaus realisierbar erscheint, da eine Integration der Dampfleitungen aufgrund der deutlich geringeren Abmessungen und der größeren überbrückbaren Entfernungen in die existierende Anlage eher möglich erscheint. Bei anderen Anlagen im Kraftwerkspark ist eine Nachrüstung mit Erdgasvorschaltturbinen sowohl als Kombiblock als auch als Verbundblock technisch möglich.

Die Nachrüstung mit Erdgas-Vorschaltturbinen bei Kohlekraftwerken kann demnach auf zwei unterschiedliche Varianten erfolgen. Bei der Vorschaltvariante (Kombiblock) werden die heißen Abgase der Gasturbine dem Dampferzeuger als Verbrennungsluft zugeführt. Bei der Verbundvariante (Verbundblock) wird parallel zum kohlegefeuerten Dampferzeuger ein Abhitzeessel



geschaltet, in dem die Abwärme der Gasturbine zur Dampferzeugung genutzt wird. Beide Varianten bringen eine Leistungs- und Wirkungsgradsteigerung gegenüber dem konventionellen Kohleblock. Die räumliche Anordnung der zusätzlichen Komponenten bereitet bei der Verbundvariante i. allg. keine größeren Schwierigkeiten aufgrund der größeren überbrückbaren Entfernungen. Außerdem birgt sie aus technischer Sicht weniger Risiken als die Vorschaltvariante, die damit erreichten Wirkungsgrade sind aber auch etwas geringer und damit die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen etwas höher. Die Kosten der Kombiblock-Variante liegen - je nach technischer Ausführung, den Verhältnissen am Standort, dem Anlagenalter und anderen Kriterien - für einen Dampfturbinenteil in der Größenordnung von 700 MW<sub>e</sub> bei ca. 320 bis 400 Mio. DM je Block, die der Verbundblock-Variante mit 260 bis 340 Mio. DM je Block geringfügig niedriger.

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 Faktor 10). Zudem zeigt sich bei einer Gesamtbilanz, daß die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der auf den Brennstoff Erdgas umgerüsteten Kraftwerke trotz der durchschnittlich geringeren Wirkungsgrade deutlich geringer sind. Dies liegt primär darin begründet, daß bei einem Anteil der Gasturbinenleistung an der gesamten Blockleistung von 20 bis 30 % auch nur dieser Anteil mit Erdgas zugefeuert werden kann. Damit kann die Vorschaltvariante mit einer 70 bis 80 %-igen Kohle- und 20 bis 30 %-igen Erdgasfeuerung, in Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht mit einer Anlage mit reiner Gasfeuerung konkurrieren.

Aufgrund dieser Zusammenhänge wird bei den in Kapitel 4 untersuchten Szenarien nur die Variante einer Umrüstung der derzeit trockenengefeuerten Steinkohlekraftwerke auf den Brennstoff Erdgas betrachtet, da dies die kosten- und umweltmäßig günstigere Möglichkeit der Umrüstung bestehender Kraftwerke darstellt.

### **3.1.3 Neubau fossilgefeuerter Kraftwerke**

Neue Kraftwerke führen dann zu geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen, wenn sie höhere Wirkungsgrade, einen kohlenstoffärmeren Brennstoff oder beides aufweisen. Dabei müssen neue Kraftwerkskonzepte auf jeden Fall besser sein, als die derzeit schon im Kraftwerkspark von Baden-Württemberg verfügbaren größeren, moderneren staubgefeuerten Anlagen (d. h. Heilbronn Block 7, Rheinshafendampfkraftwerk Block 7, Großkraftwerk Mannheim Block 7 bzw. 8, Altbach Block 5). Im folgenden sollen die wesentlichen Entwicklungstendenzen in der Kraftwerkstechnik erläutert werden.

Wirkungsgradsteigerungen sind bei den herkömmlichen Dampfkraftprozessen mit atmosphärischer Kohlenstaubfeuerung mit den zugehörigen Rauchgasreinigungsanlagen nur durch einen Übergang auf höhere Dampfzustände (Überlegungen über eine Steigerung bis auf 600 °C und 300 bar werden hier angestellt), der durch den Einsatz hochtemperaturfesterer Werkstoffe ermöglicht wird, und eine aufwendigere Prozeßführung, wie z. B. eine zweifache Zwischenüberhitzung, möglich. Hierdurch wird eine Wirkungsgradsteigerung bis auf 44 % erwartet.

Darüber hinaus gehende Wirkungsgradsteigerungen sind mit Mehrfachdampfprozessen möglich. Dabei wird im unteren Temperaturbereich der bekannte Wasserdampfkraftprozeß eingesetzt. Im oberen Temperaturbereich muß ein Dampfkraftprozeß mit einem Arbeitsmedium zum Einsatz kommen, das durch einen niedrigen Dampfdruck im Hochtemperaturbereich gekennzeichnet ist (wie z. B. Quecksilber, Kalium, Natrium), damit die Werkstofffestigkeit auch bei diesem Temperaturniveau noch sicher beherrscht werden kann. Studien auf der Grundlage eines Kalium-Wasserdampfprozesses ergaben, daß mit derzeit verfügbaren Werkstoffen und unter Berücksichtigung technisch unvermeidbarer Verluste Kraftwerkswirkungsgrade von über 50 % erreichbar wären. Aufgrund der noch mangelnden Kenntnisse über Kalium-Dampferzeuger, -Dampfturbine, und -Kondensator ist mit einer kommerziellen Einsetzbarkeit dieser Technik - selbst bei stark forcierter Förderung - frühestens in 10 bis 20 Jahren zu rechnen /3.1-3/.

Höhere Wirkungsgrade, als sie derzeit mit den konventionellen Kraftwerken erreicht werden, sind auch mit Gas-/Dampfturbinenprozessen (Kombiprozessen) möglich. Die technische Realisierung solcher Prozesse wurde durch die erheblichen Weiterentwicklungen im Bereich der Gasturbinentechnologie ermöglicht. Prozeßbedingt erreicht der derzeit meist eingesetzte offene Gasturbinenprozeß ohne nachgeschaltete Abwärmenutzung erst bei (heute nicht realisierbaren) sehr hohen Gasturbineneintrittstemperaturen Wirkungsgrade, die denen der derzeit eingesetzten Dampfkraftwerke vergleichbar wären. Hier bietet es sich deshalb an, die Abgase der Gasturbine - zumal sie auf einem relativ hohen Temperaturniveau anfallen - für die Erzeugung von Dampf zu nutzen. Gasturbine und Dampfkraftanlage ergänzen sich dabei, da sie durch eine thermische Hintereinanderschaltung das verfügbare Temperaturgefälle zwischen Wärmequelle und Umgebung weitgehend ausnutzen können. 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 vornehmlich Erdgas, u. U. auch leichtes Heizöl als Brennstoff in Frage /3.1-3/.

Abbildung 3.1-3 zeigt das prinzipielle Wärmeschaltbild eines derartigen erdgasbefeierten Gas-/Dampfturbinenprozesses /3.1-3/. Dabei sind mit dieser Systemkonfiguration mit den eingetragenen Prozeßparametern und einer Gasturbineneintrittstemperatur von 1.150 °C je nach



Kondensatortemperatur Wirkungsgrade von rund 52 % erreichbar. Die Standardanlagenkonfiguration eines erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerkes besteht in der Regel aus zwei Gas- und einer Dampfturbine. Je nach der Einheitsleistung der einzelnen Systemkomponenten liegen die installierten elektrischen Leistungen eines solchen Kraftwerkes zwischen 150 und 700 MW. Anlagen dieses Typs erreichen in Ambarli, Türkei, und in Utrecht, Niederlande bei einem kommerziellen Betrieb bereits Wirkungsgrade von 51 bis 52 % /3.1-4/. Weitere Anlagen sind weltweit geplant /3.1-5/.

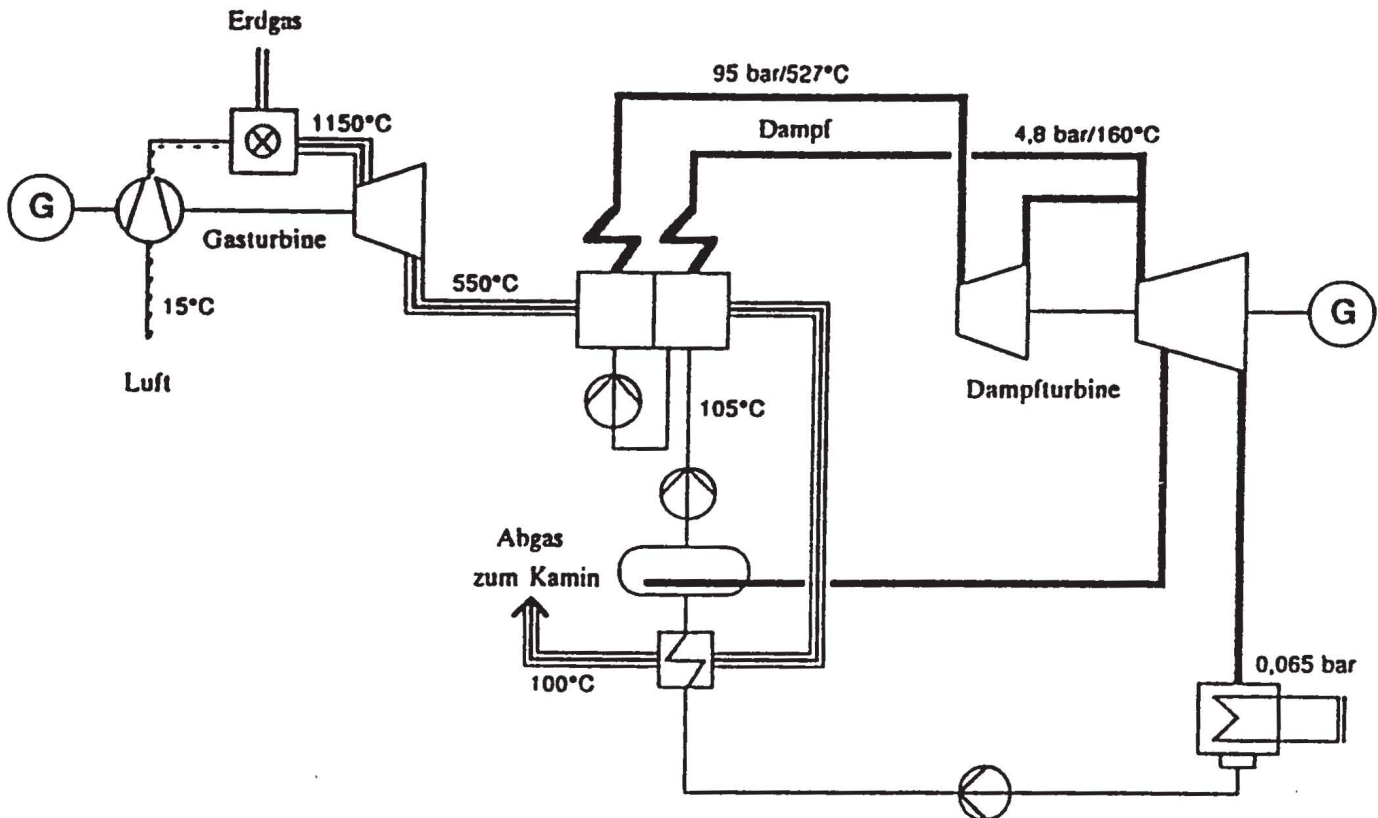


Abbildung 3.1-3: Wärmeschaltbild eines erdgasbefeuerten Gas/Dampfturbinenkraftwerkes /3.1-3/

Neben den hohen Wirkungsgraden dieser Technik ist ein zusätzlicher Vorteil die stufenweise Ausbaumöglichkeit der Kraftwerksleistung. Beispielsweise kann die Gasturbine bereits nach kurzer Bauzeit ans Netz gehen und der Zubau der Dampfturbine bzw. der Paralleleinheiten kann bedarfsgerecht zeitversetzt erfolgen.

Neben diesen reinen Erdgaskombiprozessen sind auch kombinierte Gas/Dampfturbinenprozesse mit erdgasgefeuerter Gasturbine und kohlegefeuerter Dampfkessel denkbar (vgl. Kapitel 3.1.2). Im Vergleich zum reinen Abhitze-prozeß, d. h. unbefeuertem Abhitze-kessel, kann der Leistungs-

anteil 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 /3.1-3/.

In der herkömmlichen Dampferzeugertechnik kommt es zu einem beträchtlichen Exergieverlust, der aus der Diskrepanz zwischen Rauchgas- und Dampftemperaturen herrührt. Hinsichtlich der Verringerung dieser Verluste sind auch für Steinkohlekraftwerke eine Reihe von Untersuchungen durchgeführt worden, wie z. B. zu Vorschaltprozessen, die mit organischen Verbindungen oder Flüssigmetallen arbeiten. Weit mehr verspricht man sich jedoch von dem Einsatz der Gas-/Dampfturbinentechnik für reine Kohlekraftwerke, was zu einer Anhebung der oberen Prozeßtemperatur und damit verbunden zu einer Wirkungsgradsteigerung führt. Die Nutzung der Gasturbine setzt jedoch eine Kohleumwandlung unter Druck voraus, da die Gasturbine Rauchgas hohen Druckes verlangt. Für die Kohleumwandlung unter Druck kommen im Prinzip die Druck-Wirbelschichtfeuerung, die Druck-Kohlenstaubfeuerung und die Kohlenvergasung in Frage, die im folgenden näher erläutert werden sollen /3.1-3, 3.1-6, 3.1-7/.

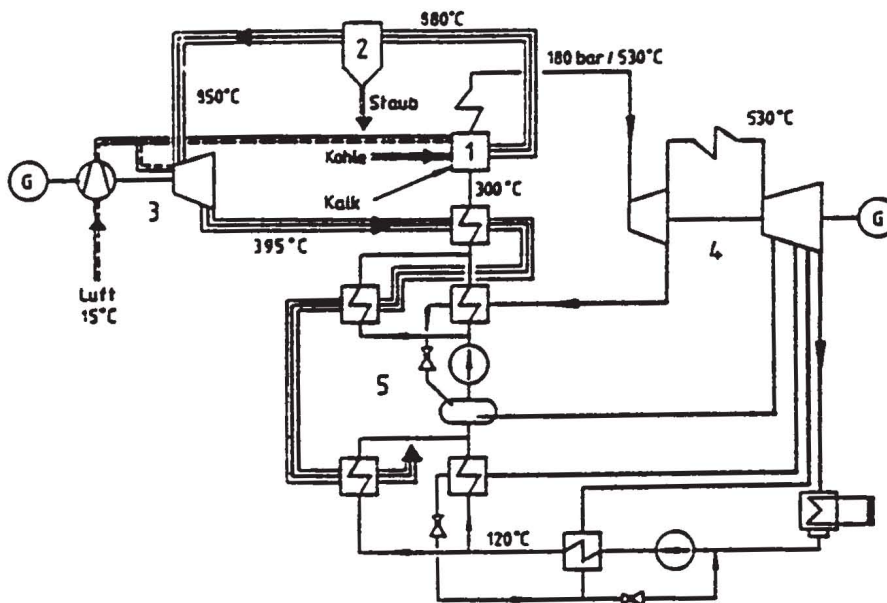
Für die druckbetriebenen Kohleumwandlungsverfahren bieten sich grundsätzlich drei verschiedene Schaltungen an, das Konzept mit ungefeuerten Dampferzeuger, mit aufgeladenem und mit nachgefeuerten Dampferzeuger. Der nachgefeuerte Dampferzeuger entspricht dem Konzept einer erdgasbefeuerten Gasturbine und einem kohlebefeuchten Dampfkessel, das bereits beschrieben wurde.

Beim ungefeuerten Dampferzeuger wird die gewünschte Gasturbineneintrittstemperatur durch Zumischung von Verdichterluft bzw. durch Verbrennung mit sehr hohem Luftüberschuß eingestellt. Eine Wärmeabgabe an den Wasser/Dampfkreislauf erfolgt dabei vor Gasturbineneintritt nicht. Aufgrund der geringen Gasturbinenaustrittstemperatur können in dem nachgeschalteten, ungefeuerten Abhitzekegel keine hohen Dampfzustände erreicht werden. Unter den drei hier betrachteten Konzepten hat der ungefeuerte Dampferzeuger insbesondere bei hohen Gasturbineneintrittstemperaturen dennoch die geringsten Exergieverluste und erreicht den höchsten Wirkungsgrad.

Beim aufgeladenen Dampferzeuger übernimmt der Dampferzeuger gleichzeitig die Funktion der Gasturbinenbrennkammer. Die Rauchgase geben bis zu ihrem Eintritt in die Gasturbine soviel Wärme an den Wasser-Dampfkreislauf ab, bis die gewünschte Gasturbineneintrittstemperatur erreicht ist. Die Gasturbinenabgase werden durch Wärmeabgabe im Economiser und Speisewasservorwärmer noch weiter abgekühlt. Trotz der hierbei erreichbaren, im Vergleich zum ungefeuerten Dampferzeuger hohen Dampftemperaturen können bei dieser Schaltung nur



geringere Wirkungsgrade erreicht werden. Abbildung 3.1-4 zeigt das Konzept des aufgeladenen Dampferzeugers am Beispiel der Druck-Wirbelschichtfeuerung.



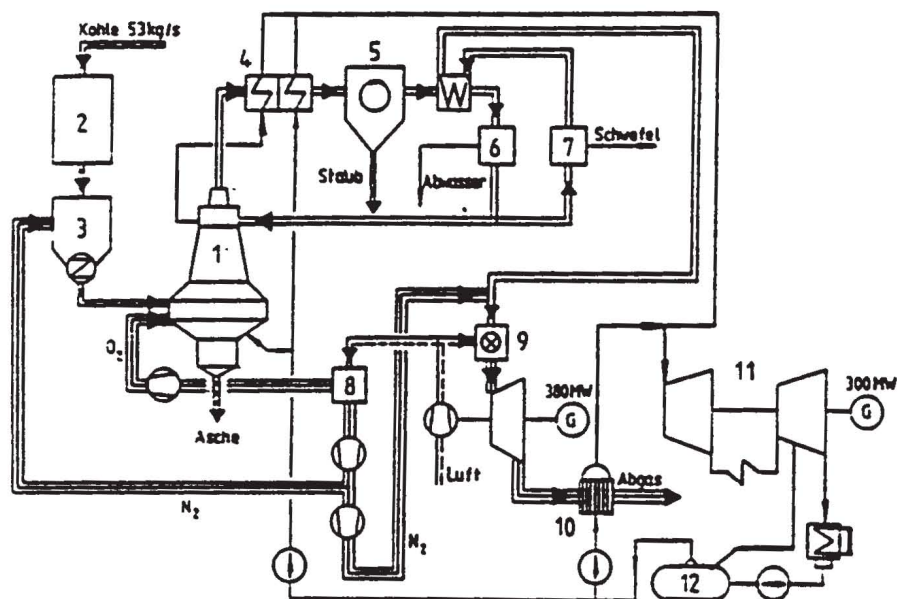
1 aufgeladene Wirbelschicht, 2 Staubabscheider, 3 offene Gasturbine, 4 Dampfturbine mit Zwischenüberhitzung, 5 Speisewasservorwärmung durch Turbinenabgas und Anzapfdampf

Abbildung 3.1-4: Kombiprozeß mit Druck-Wirbelschichtfeuerung /3.1-8/

In der Druck-Wirbelschichtverbrennung wird die Kohle bei Temperaturen (850 °C) verbrannt, wo die Asche noch fest ist. Die SO<sub>2</sub>-Einbindung erfolgt durch Kalkzugabe und die Bildung thermischer Stickoxide wird durch die geringe Verbrennungstemperatur unterdrückt. Die druckbetriebene Wirbelschichtverbrennung ist allgemein als zukunftssträftig anzusehen, mit ihr sind Wirkungsgrade bis etwa 45 % möglich. Um Erosionen an den Schaufeln der Gasturbinen zu vermeiden ist die Voraussetzung eine weitgehende Heißentstaubung des Rauchgases hinter der Wirbelschicht. Die erforderlichen Abscheidegrade von über 99,99 % scheinen in absehbarer Zeit bei hohen Drücken und bei den bei der Kohleverbrennung unter Druck vorliegenden Temperaturen erreichbar /3.1-7/

Demgegenüber steht die Entwicklung der Druck-Kohlenstaubfeuerung noch am Anfang. Neben dem Problem der Heißgasentstaubung treten bei der Direktverbrennung von Kohle bei hohen Temperaturen von 1.000 - 1.300 °C Probleme durch die Freisetzung von dampfförmigen Alkalien auf, die die Grenzwerte für den Betrieb von Gasturbinen (Korrosionsschutz) um zwei bis drei Größenordnungen überschreiten können /3.1-7/. Zur Lösung insbesondere dieses Problems sind noch Versuche in Pilotanlagen notwendig, so daß für die Direktverbrennung des Kohlenstaubes unter Druck keine mittelfristige Realisierungschancen bestehen.

Die Probleme der Rauchgasreinigung (Heißgasentstaubung, Entfernung dampfförmiger Alkalien) können bei der Kohlevergasung unter Druck umgangen werden. Zur Gaserzeugung aus Kohle können die derzeit bekannten Vergasungsprinzipien Festbett, Wirbelbett, Flugstrom und Eisenbad eingesetzt werden. Der endothermen Vergasungsreaktion muß dabei Wärme zugeführt werden, z. B. durch partielle Kohleverbrennung. Durch eine optimale Wärmerückgewinnung sowie durch eine sinnvolle Dampfwirtschaft können Vergasungswirkungsgrade von über 85 % erreicht werden. Abbildung 3.1-5 zeigt ein derartiges GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung inklusive Abhitzenutzung im Vergasungsprozeß.



1 Vergaser. 2 Kohlemahlung und -trocknung. 3 Kohlebunker. 4 Abhitzenutzung im Vergasungsprozeß. 5 Staubabscheider. 6 Naßabscheidung. 7 Gasreinigung. 8 Lufzterlegungsanlage. 9 offene Gasturbine 10 Abhitzekessel. 11 Dampfturbine mit Zwischenüberhitzer. 12 Speisewasserbehälter

Abbildung 3.1-5: GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung /3.1-8/

Durch den Einsatz fortschrittlicher Gasturbinentechnik mit Verbrennungstemperaturen oberhalb von 1150 °C, wo die Wirkungsgrade des Kombiprozesses über 50 % liegen, können Gesamtwirkungsgrade für ein Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung unter Einschluß aller Gasreinigungsschritte von bis zu 46 % realisiert werden /3.1-3/. Aufgrund der bei der Kohlevergasung vorgesehenen Gasreinigungsverfahren und feuerungstechnischer Maßnahmen können gegenüber herkömmlichen Kohlekraftwerken die SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen um bis zu 85 % und die Staubemissionen um mehr als 90 % reduziert werden. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen verringern sich entsprechend der Erhöhung des Kraftwerkswirkungsgrades.



Gegenüber der Verbrennung von Kohle unter Druck scheint die Kohlevergasung wegen des Vergasungsprozesses und den hiermit verbundenen Wärmerückgewinnungsmaßnahmen zwar technisch aufwendiger zu sein, der Wegfall der Heißgasentstaubung bei gleichzeitig geringeren Emissionen und einem gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken hohen Wirkungsgrad machen dieses Konzept jedoch interessant.

Von den neuen Kohlekraftwerken sind die Kohle-Kombikraftwerke mit Druckwirbelschichtfeuerung oder integrierter Kohle- bzw. Kohleteilvergasung 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 höheren Wirkungsgrad auszeichnenden Kombikraftwerke mit Druckkohlenstaubfeuerung befinden sich noch im Stadium der Forschung und Entwicklung und werden voraussichtlich auch im Jahre 2020 noch nicht kommerziell einsetzbar sein.

Von den zuvor beschriebenen Kraftwerkstechniken, kommen, aufgrund ihres derzeitigen Entwicklungsstandes und ihrer Entwicklungsperspektiven, für einen zukünftigen Einsatz in Baden-Württemberg die in Tabelle 3.1-5 aufgeführten Kraftwerkstypen in Frage. Dabei sind neben dem Kraftwerkstyp auch der einzusetzende Brennstoff, die zu erwartenden Wirkungsgrade und die spezifischen Kosten der Kraftwerke aufgeführt.

Tabelle 3.1-5: Charakteristische Daten der Referenzanlagen fossiler Kraftwerke für einen Zubau in Baden-Württemberg (reine stromerzeugende Anlagen)

Typ	Brennstoff	Netto-Wirkungsgrad bei Vollast	spezifische Kosten (DM/kW <sub>netto</sub> )
herkömmliche 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
fortgeschrittene Steinkohle-Kraftwerke	St	0,44	2.000 - 2.300 <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Schätzkosten, Inbetriebnahme nach 2010

Bezüglich der spezifischen Investitionen von Erdgas-GuD-Kraftwerken unter baden-württembergischen Verhältnissen liegen derzeit keine absolut verlässlichen Angaben vor. Nach Herstellerangaben /3.1-9, 3.1-10/ kann jedoch davon ausgegangen werden, daß unter Berücksichtigung der Genehmigungspraxis in Baden-Württemberg gegenüber bereits realisierten Anlagen in Südeuropa Mehrkosten von ca. 30 bis 50 % auftreten können, die sich jedoch bei der hier unterstellten Nettoleistung der Anlagen von ca. 640 MW<sub>e</sub> auf 20 bis 40 % reduzieren. Hieraus resultieren spezifische Investitionen eines Erdgas-GuD-Kraftwerkes zwischen 1.200 und 1.400 DM je kW elektrischer Nettoleistung für eine reine Stromerzeugungsanlage. Sollte eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage vorzusehen sein, so fallen für die Wärmeauskopplung entsprechende Mehrkosten an, die sich jedoch nicht grundsätzlich von denen einer kohlegefeuerten Anlage unterscheiden dürften.



### **3.2 Emissionsvergleich bei der Stromerzeugung in Kohle- und Gaskraftwerken**

Neben dem CO<sub>2</sub> werden bei der Stromerzeugung mittels fossiler Energieträger auch noch andere Schadstoffe emittiert. Bei der Betrachtung eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung ist deshalb zu untersuchen, wie sich dadurch die Emissionssituation bei den übrigen Schadstoffen neben CO<sub>2</sub> verändert. Im folgenden werden die Veränderungen bei den Schadstoffen Methan (CH<sub>4</sub>), Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und Staub analysiert. Zuvor zeigt Tabelle 3.2-1 noch einmal die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen (vgl. Tabelle 3.1-5) je erzeugter kWh elektrischer Energie (netto). Ein Erdgas-GuD-Kraftwerk weist weniger als halb soviel CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie auf wie ein konventionelles Steinkohlekraftwerk mit Staubfeuerung. Zum Vergleich sei noch erwähnt, daß aufgrund des hohen Anteils der auf die reine Umwandlung bezogenen CO<sub>2</sub>-freien Energieträger Kernenergie und Wasser der Durchschnitt der im Rahmen der Untersuchung betrachteten Emittentengruppe im Jahr 1987 bei 352 g CO<sub>2</sub>/kWh lag.

Tabelle 3.2-1: CO<sub>2</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für verschiedene fossile Kraftwerke

	Netto- Wirkungsgrad	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>
Steinkohlekraftwerk mit Staubfeuerung	41 %	817
Steinkohle-GuD-Kraftwerk	44 %	761
Kombi-Verbundblock Erdgas/Steinkohle	44 %	624
Gasturbine	32 %	619
Auf Erdgas umgerüstetes Steinkohlekraftwerk	40 %	495
Erdgas-GuD-Kraftwerk	52 %	381

Von den Spurengasen wird nach Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) dem Methan (CH<sub>4</sub>) in der Atmosphäre der zweithöchste Anteil am bisherigen anthropogenen Treibhauseffekt zugewiesen (vgl. Kapitel 2.5). Auf der anderen Seite ist Erdgas, das wiederum zu über 90 % aus Methan besteht, derjenige fossile Energieträger, dessen auf die Energieeinheit bezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen am geringsten sind. Deshalb steht Erdgas auch als potentiell günstigste kohlenstoffstämmige Austauschenergie für Substitutionsstrategien fossiler Energieträger im Mittelpunkt der vorliegenden Untersuchung.

Die zeitliche Entwicklung des troposphärischen CH<sub>4</sub>-Pegels läßt sich durch die Analyse der in Eisbohrkernen enthaltenen Luftblasen weit zurückverfolgen. Niedrige troposphärische CH<sub>4</sub>-

Konzentrationen (etwa 0,35 ppmv) wurden jeweils während der Kaltzeiten und Maximalwerte (0,65 ppmv) während der Warmzeiten beobachtet. Seit der vorindustriellen Zeit ist die mittlere globale troposphärische  $\text{CH}_4$ -Konzentration von 0,7 bis 0,8 ppmv exponentiell auf den heutigen Wert von 1,72 ppmv gestiegen. Der Anstieg des troposphärischen  $\text{CH}_4$  erfolgt nahezu parallel zum Wachstum der Weltbevölkerung.

Messungen des troposphärischen  $\text{CH}_4$ -Gehalts werden seit 1978 durchgeführt. In dieser Zeit ist die mittlere globale troposphärische Konzentration von 1,5 ppmv auf den heutigen Wert von 1,7 bis 1,8 ppmv angestiegen. Die Zuwachsraten betragen im Zeitraum zwischen 1962 und 1979 etwa 13 ppbv/a. In den vergangenen 8 Jahren lag der Anstieg im Mittel sogar bei 17 ppbv oder 1 %/a. Der beobachtete Anstieg des atmosphärischen  $\text{CH}_4$ -Gehalts wird durch den Anstieg der globalen  $\text{CH}_4$ -Emissionen erklärt. Über den Zeitraum von 1940 bis 1980 gemittelt, beträgt der Anstieg etwa 4 Mio. t/a.

Die gesamte Atmosphäre enthält etwa 4.900 Mio. t  $\text{CH}_4$ . Wegen der langen Verweilzeit des  $\text{CH}_4$  in der Troposphäre von etwa 8 bis 10 Jahren sind die Unterschiede zwischen den Hemisphären gering. Wie beim  $\text{CO}_2$  beobachtet man auch beim  $\text{CH}_4$  einen ausgeprägten Jahresgang in der Troposphäre mit einem Maximum im Frühjahr und einem Minimum im Herbst. Der Jahresgang des troposphärischen  $\text{CH}_4$  wird bestimmt durch die zeitlichen Schwankungen seiner Quellstärken sowie der Senkenstärken.

Das Methan entweicht aus einer Vielzahl von Quellen an der Erdoberfläche, deren Stärken zum größten Teil nur unzureichend bekannt sind. Die wichtigsten Quellen und Senken sind in Tabelle 3.2-2 zusammengefaßt. Derzeitig vorliegende Ergebnisse lassen darauf schließen, daß pro Jahr 590 Mio. t  $\text{CH}_4$  in die Atmosphäre abgegeben werden. Davon werden etwa 125 Mio. t aus fossilen Quellen freigesetzt; u. a. unbeabsichtigt bei der Exploration von Öl und Erdgas, durch Leckage bei der Speicherung und Verteilung von Erdgas (beispielsweise treten in der ehemaligen Sowjetunion bei der Förderung, Speicherung und dem Transport des Erdgases Verluste in der Größenordnung von mehr als 5 % des geförderten Gases auf) und bei der Kohleförderung. Eine quantitative Aufteilung des fossilen  $\text{CH}_4$  auf die einzelnen, zuvor genannten Quellen ist wegen des unzureichenden Datenmaterials äußerst schwierig.

Die Differenz zwischen der gesamten  $\text{CH}_4$ -Emissionsrate in Höhe von 590 Mio. t und der Emission aus fossilen Quellen muß durch andere Prozesse in die Atmosphäre emittiert werden. Der wichtigste  $\text{CH}_4$ -Produktionsmechanismus ist der mikrobielle Abbau von organischem Material durch methanogene Bakterien unter strikt anaeroben Umweltbedingungen. Biogene  $\text{CH}_4$ -Quellen, deren Emissionsraten durch menschliche Aktivitäten ansteigen, sind der Anbau von Naßreis, die Methan-Bildung im Pansen der Wiederkäuer und die anaerobe mikrobielle Zersetzung organischer



Abfälle in Mülldeponien. Auch die Verbrennung von Biomasse (vor allem in den Tropen) ist eine erhebliche Quelle für das troposphärische  $\text{CH}_4$ . Insgesamt hängen fast 50 % der gesamten jährlichen  $\text{CH}_4$ -Emissionen in die Atmosphäre mehr oder weniger direkt mit der Ernährung der wachsenden Weltbevölkerung zusammen. Es ist deshalb nicht überraschend, daß der zeitliche  $\text{CH}_4$ -Anstieg unmittelbar mit der Zunahme der Weltbevölkerung gekoppelt ist.

Tabelle 3.2-2: Quellen und Senken des Methans in der Troposphäre

	Globale Flüsse
	Mio. t $\text{CH}_4$ /a
<b>natürliche Quellen</b>	180 (68-453)
<b>Anthropogene Quellen</b>	
Reisfelder (Naßreis)	130 (70 - 170)
Fermentation durch Wiederkäuer (Viehhaltung)	75 (70 - 80)
Verbrennung von Biomasse	40 (20 - 80)
Mülldeponien	40 (20 - 60)
Erdgas-Verluste bei der Gewinnung und Verteilung	30 (10 - 50)
Kohlebergbau	35 (10 - 80)
alle anthropogenen Quellen	350 (200 - 520)
unbekannte fossile Quellen	60
<b>alle Quellen</b>	590 (268 - 973)
alle Senken	546 (432 - 662)
Akkumulierung in der Atmosphäre	44 (40 - 48)

In Permafrost-Böden und am Meeresboden der polaren Schelfgebiete ist  $\text{CH}_4$  in Form von  $\text{CH}_4$ -Hydraten fixiert, deren Gesamtmasse auf extrem hohe Werte von mehr als 10.000 Mrd. t  $\text{CH}_4$  geschätzt wird. Bei einem weltweiten Anstieg der Oberflächentemperaturen in Folge des zunehmenden Treibhauseffektes dürften aus diesem Reservoir große Mengen von  $\text{CH}_4$  in die Atmosphäre entweichen, die den Anstieg des atmosphärischen  $\text{CH}_4$ -Gehalts und dadurch wiederum den Treibhauseffekt verstärken können.

Im Vergleich zur Verweilzeit des anthropogenen  $\text{CO}_2$  von 120 Jahren ist die troposphärische Verweilzeit des  $\text{CH}_4$  mit etwa 10 Jahren relativ kurz. Dies bedeutet, daß das troposphärische  $\text{CH}_4$  relativ schnell auf eine Reduzierung der Emissionen reagieren wird. Um die mittlere globale  $\text{CH}_4$ -Konzentration bei dem heutigen Wert zu fixieren, fordert die Enquete-Kommission "Vorsorge

zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages /3.2-1/ eine sofortige Reduktion der globalen anthropogenen Emissionen um 10 bis 20 %.

Die für die Sektoren Energie- und Abfallwirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (alt) abgeschätzten jährlichen Methanemissionen /3.2-2, 3.2-3/ sind in Abbildung 3.2-1 dargestellt. Unterschieden ist dabei zwischen den  $\text{CH}_4$ -Emissionen, die bei der Verbrennung des fossilen Brennstoffs entstehen sowie denjenigen, die in den vorgelagerten Prozessen (z. B. Gewinnung, Transport, Lagerung usw.) als Verlustemissionen anfallen. Von den gesamten der Energie- und Abfallwirtschaft zuzurechnenden  $\text{CH}_4$ -Emissionen in Höhe von 2,63 Mio t/a entfallen 95 % auf die vorgelagerten Bereiche und nur 5 % auf die Verbrennung selbst. Die höchsten Emissionen entfallen auf den Steinkohlebereich, mit einem Anteil von 44 %, gefolgt vom Deponiebereich mit 31,5 %. Nennenswerte  $\text{CH}_4$ -Emissionen bei der Verbrennung (vgl. Abbildung 3.2-2) treten im Emittentenbereich Verkehr auf, die mit insgesamt ca. 73.000 t/a aber lediglich 2,7 % aller  $\text{CH}_4$ -Emissionen ausmachen.

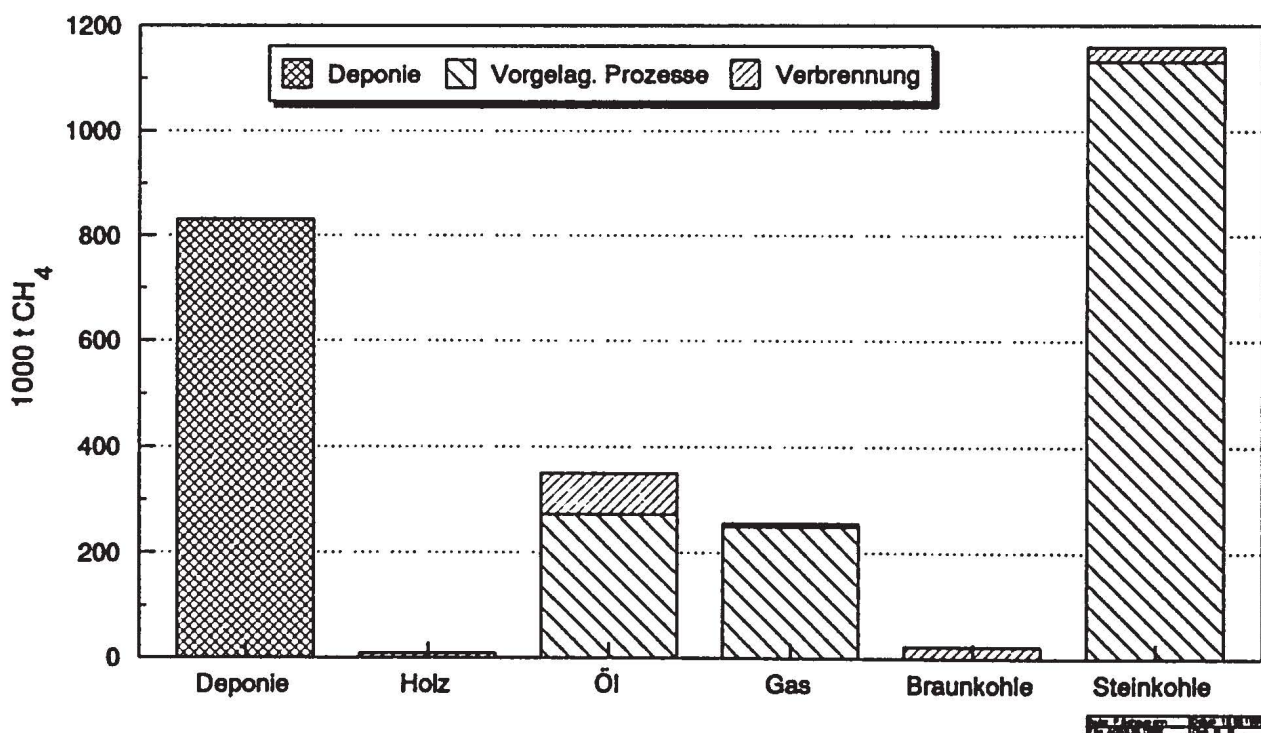


Abbildung 3.2-1:  $\text{CH}_4$ -Emissionen aus dem Energie- und Abfallsektor

Die Strahlungswirkung eines Treibhausgases wird als Treibhauspotential (GWP, Greenhouse Warming Potential) bezeichnet. In Tabelle 3.2-3 wird das relative GWP der wichtigsten anthropogenen Treibhausgase bezogen auf das  $\text{CO}_2$  angegeben. Es ist ein Maß dafür, wieviel



effektiver ein zusätzliches Molekül oder Kilogramm eines Treibhausgases in der Atmosphäre im Vergleich zum  $\text{CO}_2$  absorbiert. Hat beispielsweise das  $\text{CH}_4$  ein GWP von 21, so bedeutet dies, daß das GWP von einem Molekül  $\text{CH}_4$  21 mal größer ist als das eines Moleküls  $\text{CO}_2$ . Die Angabe eines GWP gilt jedoch nur für die gegenwärtige Konzentration in der Atmosphäre.

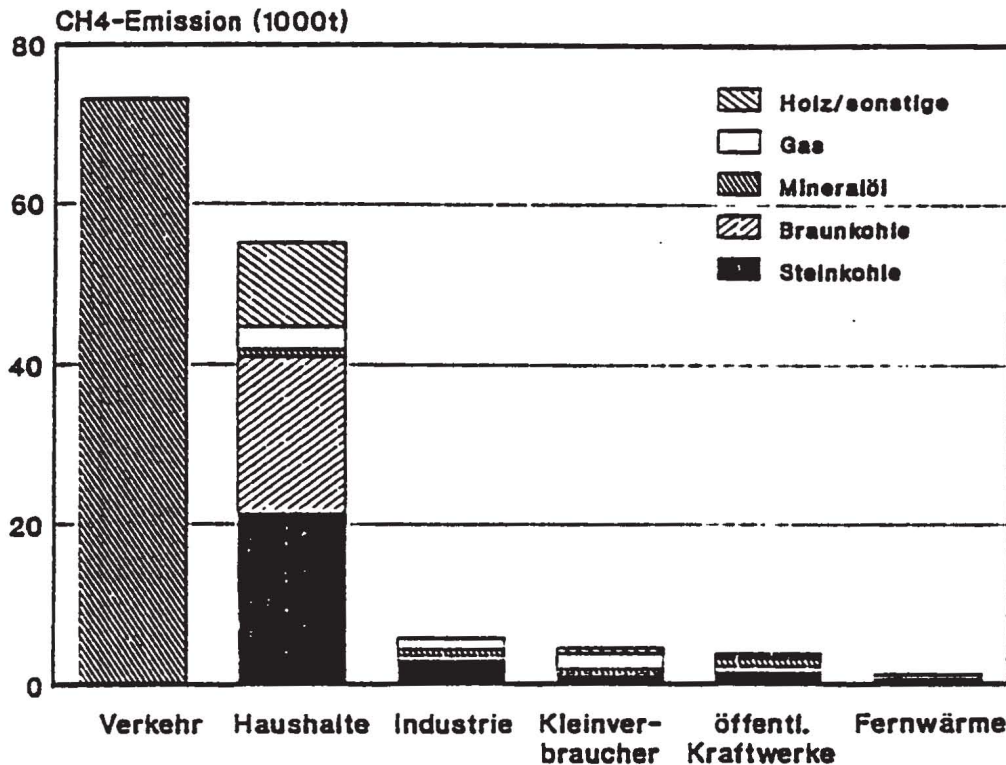


Abbildung 3.2-2: CH<sub>4</sub>-Emissionen aus Verbrennung nach Emittentenbereichen und Energieträgern (in Abbildung 3.2-1 mit schraffierter Bereich)

In Tabelle 3.2-3 fällt auf, daß  $\text{CO}_2$  das geringste Treibhauspotential aller anthropogenen Treibhausgase hat. Aus dieser Tabelle ist zusätzlich ersichtlich, daß in den achtziger Jahren dieses Jahrhunderts das  $\text{CO}_2$  etwa zur Hälfte den zusätzlichen Treibhauseffekt hervorrief, die FCKW etwa zu einem Viertel. Hierbei muß man berücksichtigen, daß die Strahlungswirkungen von  $\text{CH}_4$  und  $\text{N}_2\text{O}$  nicht so genau bekannt sind wie die von  $\text{CO}_2$ . Die Strahlungswirkung der FCKW ist noch weniger bekannt. Die Strahlungswirkung des Ozons läßt sich nur schwer bestimmen, da sie von einer Verteilung abhängt. Dasselbe gilt auch für jedes andere Treibhausgas, dessen Mischungsverhältnis ein ausgeprägtes Vertikalprofil aufweist.

In Tabelle 3.2-4 wird das auf die Einheitsmasse der Emission bezogene GWP von  $\text{CO}_2$  und  $\text{CH}_4$  für verschiedene Zeithorizonte dargestellt. Diese Berechnungsmethode ist für die Entscheidungen bei Emissionsminderungen sehr wichtig. Das emissionsbezogene GWP gibt an, wieviel Strahlung langfristig in der Atmosphäre durch die Emission eines kg eines Treibhausgases absorbiert wird. Hierbei wird - im Gegensatz zum GWP bezüglich der Konzentration (vgl. Tabelle 3.2-3) - auch der Abbau dieser Treibhausgase in der Atmosphäre berücksichtigt. Die Zeit, die normalerweise

vergeht, bis ein bestimmter Prozentsatz eines Treibhausgases in der Atmosphäre abgebaut wird, wird genannt. Meist wird der Abbau auf etwa ein Drittel, genauer 36,8 %, als Maß genommen.

In den in Tabelle 3.2-4 dargestellten unterschiedlichen Zeithorizonten kommt damit zum Ausdruck, daß die einzelnen Treibhausgase unterschiedlich schnell aus der Atmosphäre verschwinden. Das emissionsbezogene GWP eines kg CH<sub>4</sub> ist beispielsweise 63mal höher als das eines kg CO<sub>2</sub>, wenn man die Wirkung über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet. Betrachtet man hingegen einen Zeitraum von 100 Jahren, so vermindert sich die Treibhauswirksamkeit relativ zu CO<sub>2</sub> erheblich, da die Lebensdauer von CH<sub>4</sub> etwa 10 Jahre beträgt, die des anthropogenen CO<sub>2</sub> aber 120 Jahre (vgl. Tabelle 3.2-3). In diesen Zahlen jeweils mitenthalten sind auch die Effekte, die über die indirekte Klimawirksamkeit der einzelnen Treibhausgase resultieren.

Tabelle 3.2-3: Charakteristika der Treibhausgase /3.2-1/

Treibhausgas	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Ozon <sup>1)</sup>	FCKW 11	FCKW 12
c (in ppmv)	354	1,72	0,31	0,03	0,00028	0,00048
t (in Jahren)	120 <sup>2)</sup>	10	150	0,1	60	130
Δc/Δt (in %/a)	0,5	1,0	0,25	0,5 <sup>3)</sup>	5	3
rel. GWP (Mol.)	1	21	206	2.000	12.400	15.800
rel. GWP (kg)	1	58	206	1.800	3.970	5.750
Anteil in % <sup>3)</sup>	50	13 <sup>4)</sup>	5	7 <sup>6)</sup>	5	12

<sup>1)</sup> Sämtliche Angaben sind sehr grobe Mittelwerte, da die Ozonkonzentration in der Troposphäre räumlich und zeitlich sehr variabel ist.

<sup>2)</sup> Streng genommen besitzt CO<sub>2</sub> eine wesentlich kürzere Verweilzeit, wenn die Austauschvorgänge zwischen Atmosphäre und Biosphäre einerseits und Atmosphäre und Ozean bis in große Tiefen andererseits betrachtet werden. Die genannte Verweilzeit von 120 Jahren beinhaltet auch Phasen, in denen das CO<sub>2</sub> in andere Kohlenstoffverbindungen überführt wird. Mit dieser Verweilzeit wird zum Ausdruck gebracht, daß es etwa 120 Jahre dauert, bis eine freigesetzte CO<sub>2</sub>-Menge auf etwa ein Drittel ihres ursprünglichen Wertes im wesentlichen durch Aufnahme in den Ozean abgesunken ist.

<sup>3)</sup> Diese Anteile geben in der Summe nur 93 %, da die anderen FCKW nicht enthalten sind. Ihr Anteil liegt etwa bei 7 %, der Anteil des stratosphärischen Wasserdampfes bei 3 %.

<sup>4)</sup> In diesem Anteil von 13 % von CH<sub>4</sub> sind nur die direkten Effekte enthalten. Die indirekten Effekte sind in Tabelle 3.2-4 aufgeführt.

<sup>5)</sup> Anstieg nur in der Troposphäre der Nordhemisphäre.

<sup>6)</sup> Der Beitrag des Ozons kann nur sehr unsicher quantifiziert werden.

In der Tabelle 3.2-5 ist das emissionsbezogene GWP aufgrund der indirekten Klimawirksamkeit des Methans gesondert dargestellt. Hierin kommt zum Ausdruck, daß sich Ozon, CO<sub>2</sub> und Wasserdampf (vor allem in der Stratosphäre) aus CH<sub>4</sub> bilden können. Aus Tabelle 3.2-5 ist im Vergleich zu den Gesamtwerten (direkt und indirekt) der Tabelle 3.2-4 ersichtlich, daß die indirekte Wirkung des Methans größer ist als die direkte.



Demnach beträgt die relative Klimarelevanz des CH<sub>4</sub> (direkt und indirekt) (vgl. Tabelle 3.2-4), wenn die Klimarelevanz über einen Zeitraum von 500 Jahren betrachtet wird, 9, d. h., daß die Wirkung von 1 kg zusätzlich in der Atmosphäre emittierten CH<sub>4</sub> 9 mal so groß ist wie 1 kg in die Atmosphäre emittiertes CO<sub>2</sub>. Der Wert ergibt sich hauptsächlich aus der um den Faktor 10 geringeren Verweilzeit des CH<sub>4</sub> gegenüber dem CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre. Hier fließen aber auch die indirekten Effekte des CH<sub>4</sub> ein (vgl. Tabelle 3.2-5), nämlich daß sich aus CH<sub>4</sub> sowohl CO<sub>2</sub> als auch Ozon in der Troposphäre und unteren Stratosphäre bildet. Die Klimarelevanz des CH<sub>4</sub> über kürzere Zeiträume hinweg ist größer. Über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg ist CH<sub>4</sub> bezogen auf die Einheitsmasse 63 mal so klimawirksam wie CO<sub>2</sub>, bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren 21 mal so klimawirksam.

Tabelle 3.2-4: Relative auf die Einheitsmasse der Emission bezogene Treibhauspotentiale von Kohlendioxid und Methan für verschiedene Zeitabschnitte ab Emissionsdatum /3.2-1/

Treibhausgas	t (in Jahren)	Emissionsbezogenes GWP		
		20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
CO <sub>2</sub>	120 <sup>1)</sup>	1	1	1
CH <sub>4</sub> <sup>2)</sup>	10	63	21	9

<sup>1)</sup> Streng genommen besitzt CO<sub>2</sub> eine wesentlich kürzere Verweilzeit, wenn die Austauschvorgänge zwischen Atmosphäre und Biosphäre einerseits und Atmosphäre und Ozean bis in große Tiefen andererseits betrachtet werden. Die genannte Verweilzeit von 120 Jahren beinhaltet auch Phasen, in denen das CO<sub>2</sub> in andere Kohlenstoffverbindungen überführt wird. Mit dieser Verweilzeit wird zum Ausdruck gebracht, daß es etwa 120 Jahre dauert, bis eine freigesetzte CO<sub>2</sub>-Menge auf etwa ein Drittel ihres ursprünglichen Wertes im wesentlichen durch Aufnahme in den Ozean gesunken ist.

<sup>2)</sup> jeweils einschließlich der indirekten Effekte.

Tabelle 3.2-5: Relatives auf die Einheitsmasse der Emission von CO<sub>2</sub> bezogenes Treibhauspotential für die indirekte Klimawirksamkeit von CH<sub>4</sub><sup>1)</sup> /3.2-1/

Spurengas	entsprechendes Treibhausgas	Emissionsbezogenes GWP		
		20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
CH <sub>4</sub>	Ozon (troposph.)	24	8	3
CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	3	3	3
CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> O (stratosph.)	10	4	1

<sup>1)</sup> Die Tabelle ordnet den Treibhauseffekt des bei chemischen Umwandlungen entstandenen Treibhausgases dem ursprünglichen Spurengas CH<sub>4</sub> zu. CH<sub>4</sub> ist zusätzlich auch ein direktes Treibhausgas.



Der bezüglich der verschiedenen Zeitabschnitte ab Emissionsdatum (20 bzw. 500 Jahre) um den Faktor 7 (63 bzw. 9 (vgl. Tabelle 3.2-4)) unterschiedlichen Klimawirksamkeit von  $\text{CH}_4$  kommt eine gewisse Bedeutung für die Frage zu, inwieweit eine Substitution fossiler Energieträger zur Begrenzung des Treibhauseffektes beitragen kann. Auf die Auswirkungen der bestehenden Unsicherheit bezüglich der Klimawirksamkeit des  $\text{CH}_4$  soll anhand einer überschlägigen Rechnung nachgegangen werden. Werden die  $\text{CH}_4$ -Emissionen mit dem Faktor 63 bzw. dem Faktor 9 auf  $\text{CO}_2$ -Äquivalente umgerechnet und werden die direkten und indirekten  $\text{CO}_2$ -Emissionen noch mit hinzugenommen, so ergeben sich die in Abbildung 3.2-3 dargestellten spezifischen Emissionsfaktoren. Hieraus resultiert, daß eine Substitution C-reicher durch C-arme fossile Energieträger auch bei einer Mitbetrachtung der  $\text{CH}_4$ -Emissionen unter Klimagesichtspunkten sinnvoll erscheint. Allerdings würden bei einem Klimawirksamkeitsfaktor von 63 die äquivalenten  $\text{CO}_2$ - und  $\text{CH}_4$ -Emissionen der Steinkohle über denen der Braunkohle liegen.

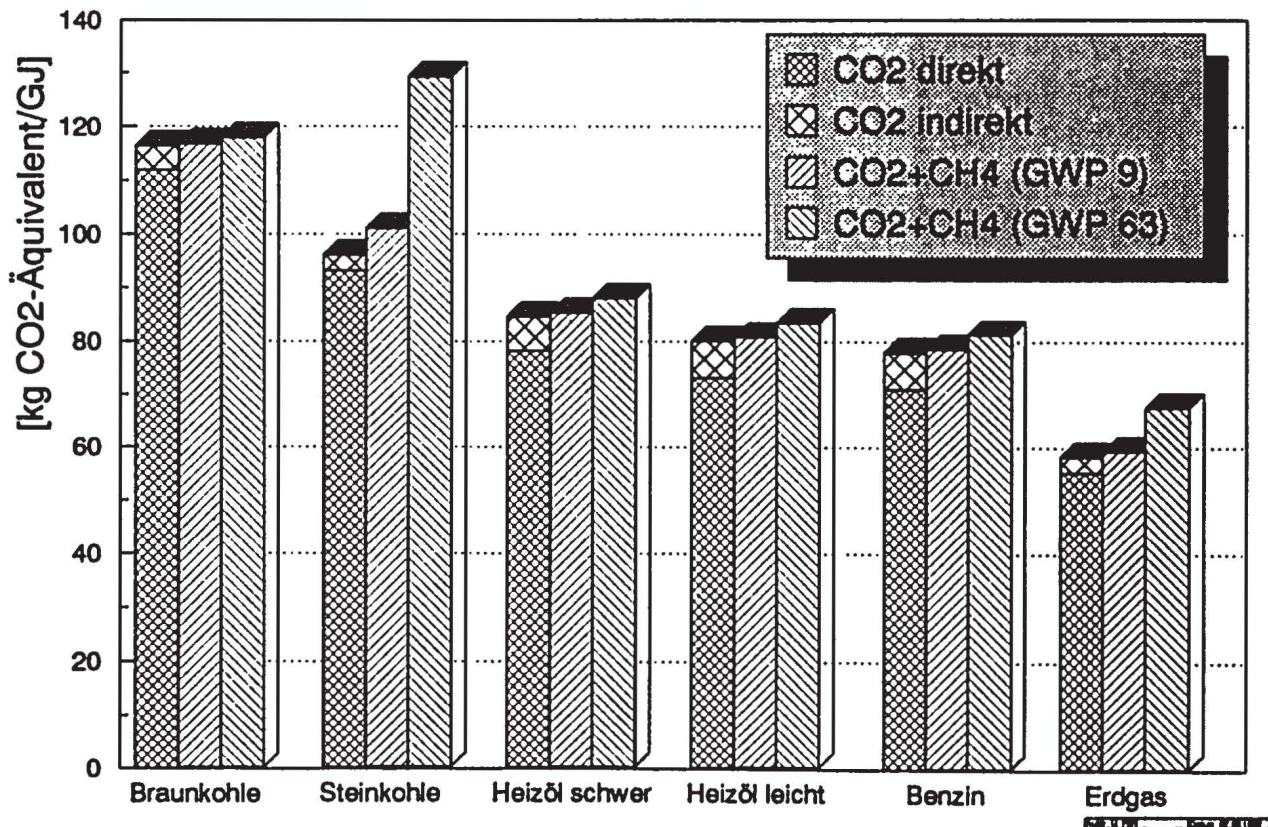


Abbildung 3.2-3: Spezifische Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern für  $\text{CO}_2$  und  $\text{CH}_4$  in  $\text{kg CO}_2$  Äquivalent je  $\text{GJ}_{\text{Input}}$

Ergänzend sind in Tabelle 3.2-6 noch die spezifischen  $\text{CO}_2$ - und  $\text{CH}_4$ -Emissionen (direkt und indirekt) für eine erzeugte kWh elektrischer Energie (netto) aufgeführt, wobei die im Jahr 1989 in Baden-Württemberg (für die Braunkohle in der Bundesrepublik Deutschland (alt)) in der öffentlichen Stromversorgung vorzufindenden durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrade für die



einzelnen Energieträger angesetzt wurden. Die dargestellten Ergebnisse des Vergleichs der verschiedenen Energieträger sind deshalb nur bedingt auf andere Länder bzw. auf ein anderes Untersuchungsjahr übertragbar. Bei dem dargestellten Vergleich der Tabelle 3.2-6 zeigt sich, daß unter Ansetzung der heutigen durchschnittlichen Netto-Wirkungsgrade bei Berücksichtigung der  $\text{CH}_4$ -Emissionen weiterhin Erdgas gegenüber Steinkohle einen deutlichen Vorteil aufweist. Dieser Vorteil wird sogar bei Beachtung der  $\text{CH}_4$ -Emissionen größer, da die vorgelagerten  $\text{CH}_4$ -Emissionen aus der Steinkohlengewinnung (Grubengas) hier wesentlich stärker ins Gewicht fallen wie die  $\text{CH}_4$ -Emissionen durch die Gasverluste auf dem Transportweg in die und in der Bundesrepublik.

Für die Frage der Vorteilhaftigkeit einer Substitution der Stromerzeugung aus Steinkohlenkraftwerken durch eine Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken in Bezug auf die Minderung klimarelevanter Spurengase ist jedoch nicht so sehr die heutige Situation von Relevanz, sondern die zukünftige Entwicklung der spezifischen Emissionen. Dabei sind zunächst die Steigerungen der Wirkungsgrade bei neuzubauenden Kraftwerken zu berücksichtigen. Ebenfalls wird sich die Situation dadurch verändern, daß sich zum einen der Deutsche Steinkohlenbergbauverband gegenüber der Bundesregierung verpflichtet hat, die  $\text{CH}_4$ -Emissionen im Steinkohlenbergbau in der Bundesrepublik Deutschland weiter zu senken, und daß angestrebt wird, die Verluste auf dem Erdgastransportweg in die Bundesrepublik Deutschland zu senken. Für den letzteren Fall liegen derzeit noch keine gesicherten Erkenntnisse über die mögliche zukünftige Entwicklung vor.

Beim untertägigen Abbau von Steinkohle wird zwangsläufig  $\text{CH}_4$  freigesetzt. Dies ist im gesamten Untertagebergbau der Welt der Fall. Bei der Weltkohleförderung fallen insgesamt 32 Mrd.  $\text{m}^3$  Methan an /3.2-2/. 1,73 Mrd.  $\text{m}^3$  betrug der  $\text{CH}_4$ -Anfall im deutschen Steinkohlenbergbau im Jahr 1989. Im deutschen Steinkohlenbergbau wird  $\text{CH}_4$  aus sicherheitstechnischen Gründen abgesaugt. Hier bestehen schon lange Bemühungen, das dann anstehende Methan-Luft-Gemisch, das sog. Grubengas, energetisch zu verwerten. Im Jahr 1989 wurden von den anfallenden 1,73 Mrd.  $\text{m}^3$   $\text{CH}_4$  0,53 Mrd.  $\text{m}^3$  abgesaugt und davon 0,37 Mrd.  $\text{m}^3$  (ca. 70 %) energetisch verwertet.

Der deutsche Steinkohlenbergbau hat sich zu einer weiteren Steigerung der energetischen Nutzung des anfallenden Methans verpflichtet. Neben den bereits in Betrieb befindlichen Verwertungsanlagen wurde Anfang 1990 ein weiteres Projekt realisiert /3.2-4/. Drei weitere Projekte befinden sich in der Planung. Es wird davon ausgegangen, daß etwa ab 1993 dadurch bis zu 49 Mio.  $\text{m}^3/\text{a}$  energetisch verwertet werden können. Bei ansonsten gegenüber 1989 ungeänderten Verhältnissen würde damit die Verwertungsrate um rund 13 % auf ca. 78 % gesteigert werden. Außerdem sind Forschungsvorhaben eingeleitet worden, mit denen die technischen und wirtschaftlichen Fragen der weiteren  $\text{CH}_4$ -Emissionsminderung untersucht werden.

Tabelle 3.2-6: Spezifische Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern für CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>

<b>Spezifische direkte Emissionsfaktoren für CO<sub>2</sub></b>							
	<b>Energieeinsatz</b>				<b>Öffentliche Stromerzeugung Baden-Württemberg 1989</b>		
	kg/GJ	g/kWh	kg/tSKE	SK= 100	Wirkungs- grad <sup>1)</sup>	g/kWh <sub>a</sub>	SK= 100
Braunkohle <sup>2)</sup>	112,0	403,2	3.282,5	120,4	0,334	1.207	131,2
Steinkohle	93,0	334,8	2.725,6	100,0	0,364	920	100,0
Heizöl S	78,0	280,8	2.286,0	83,9	0,333	843	91,6
Heizöl EL	73,0	262,8	2.139,5	78,5	0,333	789	85,8
Erdgas	55,0	198,0	1.611,9	59,1	0,362	547	59,5

<b>Spezifische direkte und indirekte Emissionsfaktoren für CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> in kg CO<sub>2</sub> Äquivalent bei einer Klimawirksamkeit des Methans pro kg von 9</b>							
	<b>Energieeinsatz</b>				<b>Öffentliche Stromerzeugung Baden-Württemberg 1989</b>		
	kg/GJ	g/kWh	kg/tSKE	SK= 100	Wirkungs- grad <sup>1)</sup>	g/kWh <sub>a</sub>	SK= 100
Braunkohle <sup>2)</sup>	116,7	420,1	3.420,2	115,9	0,334	1.258	126,3
Steinkohle	100,7	362,5	2.951,3	100,0	0,364	996	100,0
Heizöl S	84,9	305,6	2.488,2	84,3	0,333	918	92,2
Heizöl EL	80,4	289,4	2.356,4	79,8	0,333	869	87,2
Erdgas	59,2	213,1	1.735,0	58,8	0,362	589	59,1

<b>Spezifische direkte und indirekte Emissionsfaktoren für CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> in kg CO<sub>2</sub> Äquivalent bei einer Klimawirksamkeit des Methans pro kg von 63</b>							
	<b>Energieeinsatz</b>				<b>Öffentliche Stromerzeugung Baden-Württemberg 1989</b>		
	kg/GJ	g/kWh	kg/tSKE	SK= 100	Wirkungs- grad <sup>1)</sup>	g/kWh <sub>a</sub>	SK= 100
Braunkohle <sup>2)</sup>	117,8	424,1	3.452,5	91,4	0,334	1.270	99,6
Steinkohle	128,9	464,0	3.777,8	100,0	0,364	1.275	100,0
Heizöl S	87,6	315,4	2.567,4	68,0	0,333	947	74,3
Heizöl EL	83,1	299,2	2.435,5	64,5	0,333	898	70,4
Erdgas	67,4	242,6	1.975,4	52,3	0,362	670	52,5

<sup>1)</sup> Netto-Wirkungsgrad  
<sup>2)</sup> Öffentliche Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) im Jahr 1989



In Tabelle 3.2-7 sind für die in Tabelle 3.2-1 vorgestellten Kraftwerkstypen die spezifischen Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für die beiden Schadstoffe CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> unter Berücksichtigung der besseren Ausnutzung des anfallenden Methans im deutschen Steinkohlenbergbau angegeben. Dabei wird bei der Klimawirksamkeit des Methans wieder zwischen den (direkten und indirekten) Klimawirksamkeitspotentialen 9 und 63 unterschieden (vgl. Tabelle 3.2-4). Es zeigt sich, daß ein neuzubauendes Erdgas-GuD-Kraftwerk gegenüber den konkurrierenden Zukunftskraftwerken, die mit Steinkohle befeuert werden, auch bei Berücksichtigung der CH<sub>4</sub>-Emissionen direkt bei der Verbrennung und in den vorgelagerten Stufen weiterhin die geringsten Schadstoffbelastungen je erzeugter kWh elektrischer Energie aufweist (vgl. Tabelle 3.2-1). Mit deutlich schlechteren Werten folgt der Erdgas-Steinkohle-Verbundblock. Die beiden Steinkohlenkraftwerkstypen weisen weiterhin die ungünstigsten Werte auf. Die Verminderung der Schadstoffemissionen durch den Einsatz eines Erdgas-GuD-Kraftwerks anstelle eines konventionellen Steinkohlenkraftwerks beträgt nun zwischen 54 % (GWP 9) und 58 % (GWP 63) statt 53 % bei alleiniger Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dies bedeutet, daß auch bei Einbeziehung der CH<sub>4</sub>-Emissionen der Zubau von Erdgas-GuD-Kraftwerken anstelle eines Steinkohlenkraftwerks zu einer erheblichen Entlastung der Emission von klimawirksamen Spurengasen führt.

Tabelle 3.2-7: CO<sub>2</sub>- und äquivalente CH<sub>4</sub>-Emissionen je erzeugter kWh elektrischer Energie für verschiedene Kraftwerkssysteme

	Netto-Wirkungsgrad	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	g CO <sub>2</sub> Äquivalent/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
Gasturbine	32 %	619	666	759
Auf Erdgas umgerüst. Steinkohlekraftw.	40 %	495	533	607
Erdgas-GuD-Kraftwerk	52 %	381	410	467

Werden auch noch weitere Luftschadstoffe, wie das Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), die Stickoxide (NO<sub>x</sub>), der Staub und das Kohlenmonoxid (CO) betrachtet, so ergibt sich dann wieder im Vergleich zum CO<sub>2</sub> das in Abbildung 3.2-4 dargestellte Bild. Es zeigt sich, daß auch bei Betrachtung der anderen Schadstoffe das Erdgas-GuD-Kraftwerk die geringsten spezifischen Emissionen der hier betrachteten fossilen Kraftwerke aufweist. In Abbildung 3.2-4 ist dabei berücksichtigt, daß alle Anlagen die geltenden gesetzlichen Verordnungen (Großfeuerungsanlagenverordnung, TA Luft) erfüllen. Auffallend ist zudem, daß entgegen der Situation beim CO<sub>2</sub> und beim CH<sub>4</sub> die nächstgünstigste fossile Anlage bei diesen weiteren Schadstoffen /3.2-5/ das Steinkohlen-GuD-

Kraftwerk und nicht der Steinkohlen-Erdgas-Verbundblock ist, wenn von den CO-Emissionen abgesehen wird.

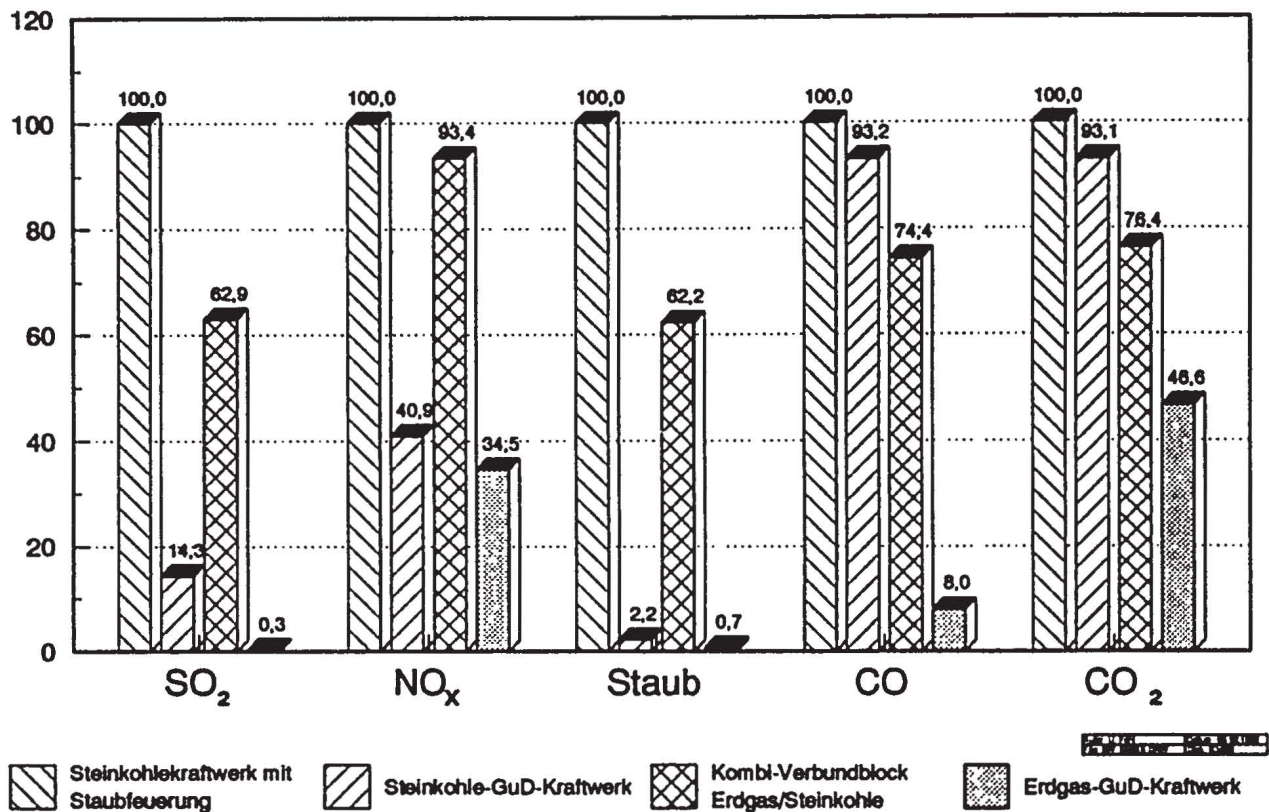


Abbildung 3.2-4: Vergleich der Schadstoffemissionen verschiedener Kraftwerkstypen

Die Betrachtung aller dieser Schadstoffe im Vergleich für verschiedene fossile Kraftwerke zeigt, daß eine Substitution der Stromerzeugung in Steinkohlenkraftwerken durch eine Stromerzeugung in Erdgas-GuD-Kraftwerken auch einen Minderungseffekt der Schadstoffe CH<sub>4</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub und CO bewirkt. Somit werden bei einer Strategie eines verstärkten Erdgaseinsatzes anstelle von Steinkohlenkraftwerken unter den getroffenen Annahmen neben einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gleichzeitig auch die Emissionen der übrigen betrachteten Schadstoffe vermindert. Diese Schadstoffe bleiben deshalb bei den weiteren Ausführungen außen vor.