

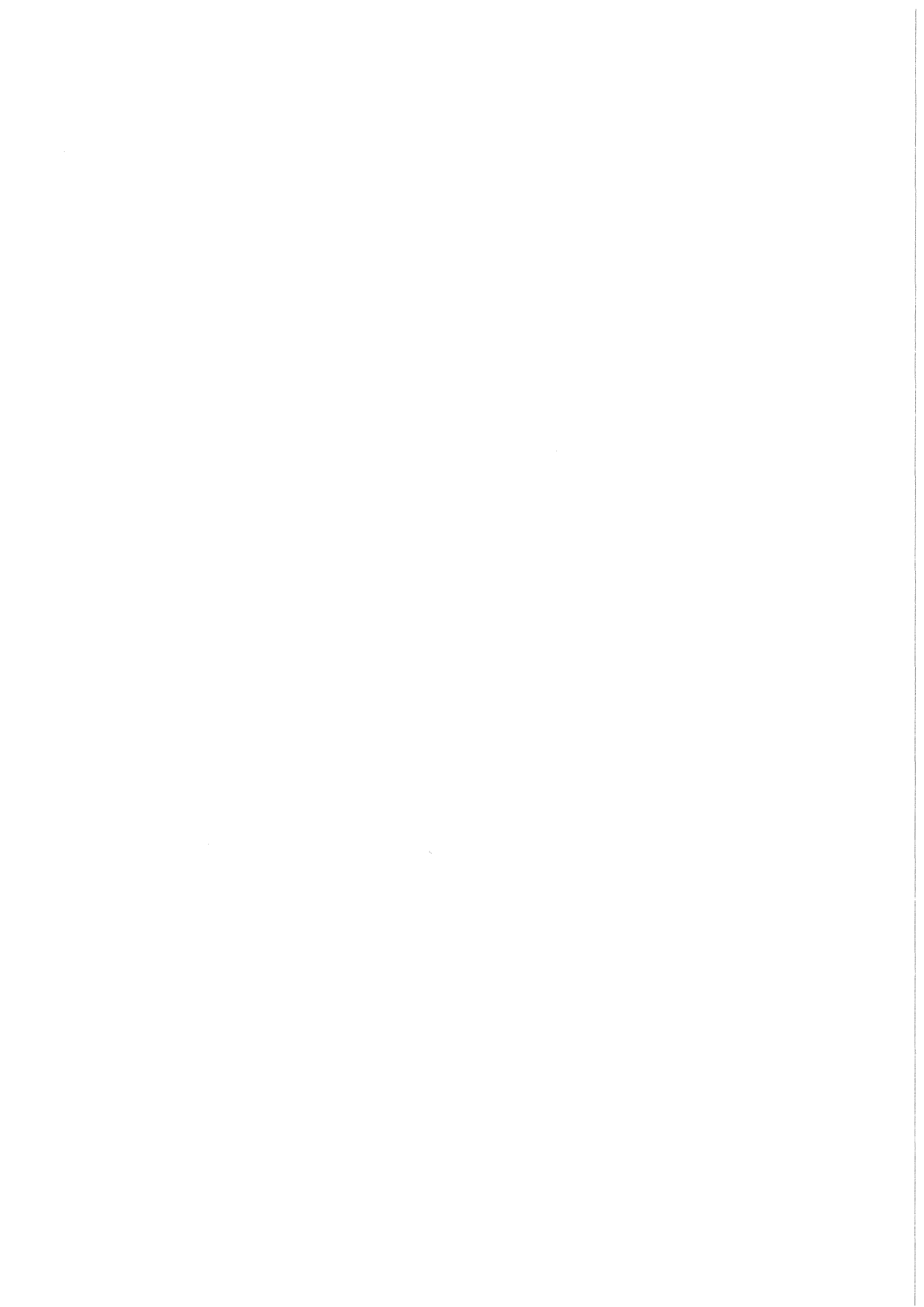
KfK 4463
November 1988

Kombi-Kraftwerke mit integrierter Vergasung von Steinkohle

**Entwicklungsstand, Wirkungsgrade,
Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen**

V. Schulz, B. Findling, E. Nieke, H. Tangen, D. Wintzer
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

Kernforschungszentrum Karlsruhe



KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE

Abteilung für Angewandte Systemanalyse

KfK 4463

KOMBI-KRAFTWERKE MIT INTEGRIERTER VERGASUNG
VON STEINKOHLE - ENTWICKLUNGSSTAND, WIRKUNGSGRADE,
WIRTSCHAFTLICHKEIT, UMWELTAUSWIRKUNGEN

V. Schulz, B. Findling, E. Nieke, H. Tangen, D. Wintzer

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

Als Manuskript vervielfältigt
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 3640, 7500 Karlsruhe 1

ISSN 0303-4003

Kombi-Kraftwerke mit integrierter Vergasung von Steinkohle -
Entwicklungsstand, Wirkungsgrade, Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen

Zusammenfassung

Dieser Bericht befaßt sich mit den technisch-ökonomischen Parametern und den Umweltauswirkungen von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken mit integrierter Steinkohlenvergasung. Zunächst wird der Entwicklungsstand dargestellt, insbesondere im Hinblick auf die Verfahren der Kohlevergasung. Darauf folgt eine Diskussion der Stromerzeugungswirkungsgrade. Besonderen Raum nimmt dabei die Identifizierung der wesentlichen Einflußgrößen ein. Anschließend erfolgt ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zum einen mit konventionellen Steinkohlekraftwerken, zum anderen mit der Stromerzeugung aus Erdgas als Alternative zum Kohlegas. Der Vergleich der Umweltauswirkungen von GuD-Kohlekraftwerken einerseits und konventionellen Kohlekraftwerken andererseits bildet den Abschluß dieses Berichts.

Combined-cycle power plants with integrated gasification of hard coal -
state of development, efficiency, cost effectiveness, environmental implications

Abstract

This report deals with the technical and economic parameters and the environmental aspects of coal-fired (hard coal) power plants with integrated gasification and combined-cycle process (IGCC). First, the current state of development is presented, with special regard to the different coal gasification technologies. Next, the efficiency potentials for electricity generation are discussed with special emphasis on identifying the main influencing factors. This is followed by a cost comparison with conventional coal-fired power plants and electricity generation from natural gas. A comparative analysis of the environmental aspects of IGCC power plants and conventional coal-fired power plants is given at the end of the report.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Beschreibung und Eingrenzung der Themenstellung	1
2. Kurzdarstellung der diskutierten Kraftwerkstechnologien	2
3. Stand der Entwicklung	12
4. Stromerzeugungswirkungsgrade von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung	18
5. Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken mit Kohlevergasung	26
5.1 Vergleich mit konventionellem Verfahren der Stromerzeugung aus Steinkohle	26
5.2 Sensitivitätsbetrachtungen und Kostenvergleich mit der Stromerzeugung aus Erdgas	30
6. Umweltauswirkungen von GuD-Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu konventionellen Steinkohlekraftwerken	34
6.1 Luftschadstoffe	36
6.2 Gewässerbelastung	41
6.3 Feste Rückstände	42
6.4 Zusammenfassung der Umweltauswirkungen	44
7. Literatur	46

1. BESCHREIBUNG UND EINGRENZUNG DER THEMENSTELLUNG

Aus Verfügbarkeitsgründen wird die Kohle eine wesentliche Stütze der weltweiten Energieversorgung bleiben. Neben neuen Anwendungsgebieten zum Zwecke der Substitution von knapper werdendem Öl und Erdgas ist auch die technische Weiterentwicklung der Kohletechnologien für die Elektrizitätserzeugung notwendig. Dies vor allem unter der Zielsetzung, den Ansprüchen an die Umweltverträglichkeit von Kohlekraftwerken gerecht zu werden. Hierfür bietet die Integration von Kohledruckvergasung mit dem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozeß eine Reihe von Vorteilen gegenüber der konventionellen Stromerzeugung aus Steinkohle.

In diesem Bericht soll auf den Entwicklungsstand, die Wirkungsgrade, die Wirtschaftlichkeit und die Umweltauswirkungen von Kombi-Kraftwerken mit integrierter Vergasung von Steinkohle eingegangen werden. Im Vordergrund stehen die derzeit aussichtsreichsten Verfahren der Vollvergasung für Großkraftwerke. Die Teilvergasung wird nur am Rande gestreift, da die Gesamtkonzeption gravierende Unterschiede aufweist. Einsatzbereiche, die über die alleinige Stromerzeugung hinausgehen, wie z.B. Koppelproduktion von Strom und Methanol, können im Rahmen dieses Berichts nur angerissen werden, ebenso wie Vergasungsverfahren, die sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Wegen der unterschiedlichen Randbedingungen bleibt ferner die Vergasung von Braunkohle hier weitgehend ausgeklammert.

2. KURZDARSTELLUNG DER DISKUTIERTEN KRAFTWERKSTECHNOLOGIEN

Das konventionelle Verfahren der Stromerzeugung aus Steinkohle besteht in der Verbrennung aufbereiteter Kohle zur Dampferzeugung mit anschließender Umwandlung der im Dampf enthaltenen Wärmeenergie in elektrische Energie. Aufgrund von Emissionsbegrenzungen ist eine Behandlung der Verbrennungsabgase erforderlich. Abbildung 1 zeigt den prinzipiellen Ablauf der konventionellen Stromerzeugung.

Der kombinierte Gas- und Dampfturbinenprozeß (Kombiprozeß) hat aus thermodynamischen Gründen höhere Umwandlungswirkungsgrade von Brennstoff in Strom, benötigt jedoch für die Gasturbine einen entsprechend reinen Brennstoff. Für den Kombiprozeß gibt es drei Schaltungsvarianten:

- Kombiprozeß mit atmosphärisch gefeuertem Kessel;
- Kombiprozeß mit druckgefeuertem Kessel;
- Kombiprozeß mit Abhitzeessel.

Die letztgenannte Schaltung wird häufig als GuD-Prozeß (Gas- und Dampfturbinenprozeß) bezeichnet. Im folgenden schließen wir uns dieser Begriffsbestimmung an, so daß der GuD-Prozeß als Sonderfall des Kombiprozesses anzusehen ist. Die Verknüpfung des GuD-Prozesses mit der Kohlevergasung ist schematisch in Abb. 2 dargestellt. Hierbei wird anstelle der Kohleverbrennung zunächst eine Vollvergasung der Steinkohle durchgeführt und danach das gereinigte Kohlegas als Brennstoff zur Stromerzeugung genutzt. Beim GuD-Verfahren erfolgt die Stromerzeugung durch einen Gasturbinenprozeß mit nachgeschaltetem Dampfturbinenprozeß. Der Dampf wird sowohl durch die heißen Abgase der Gasturbine erzeugt als auch durch die Nutzung der Abwärme aus der Kohlevergasung.

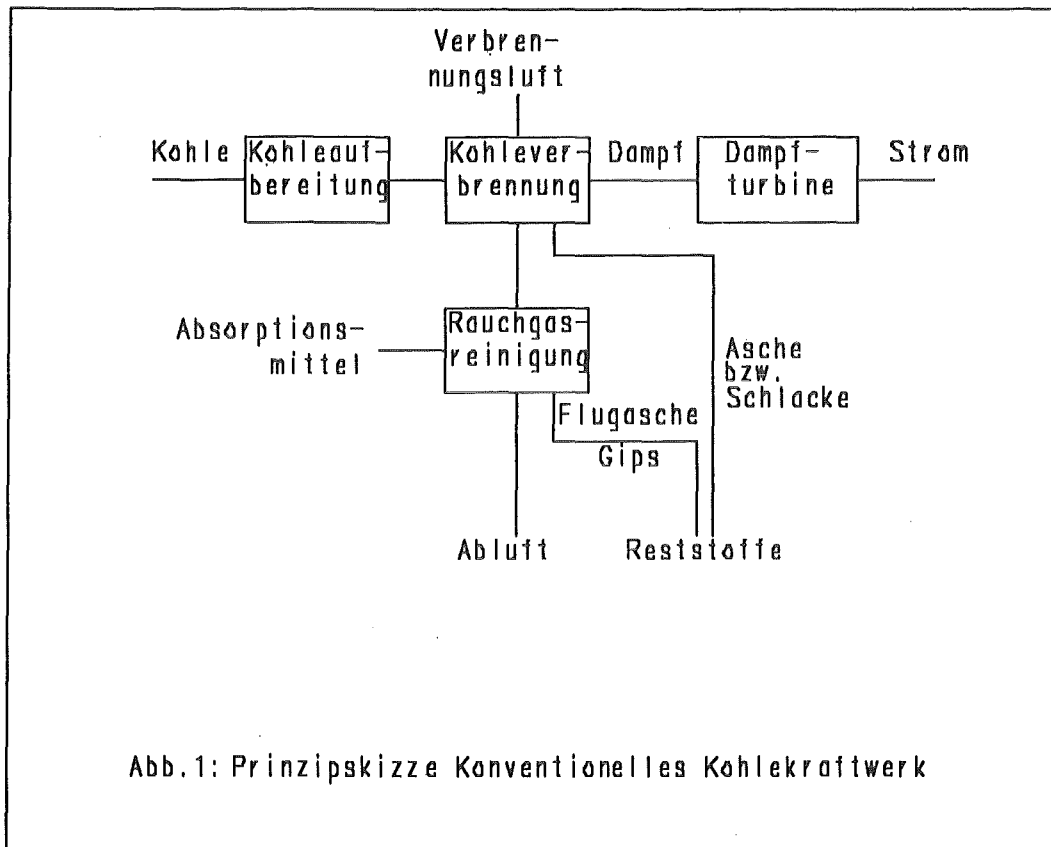


Abb.1: Prinzipskizze Konventionelles Kohlekraftwerk

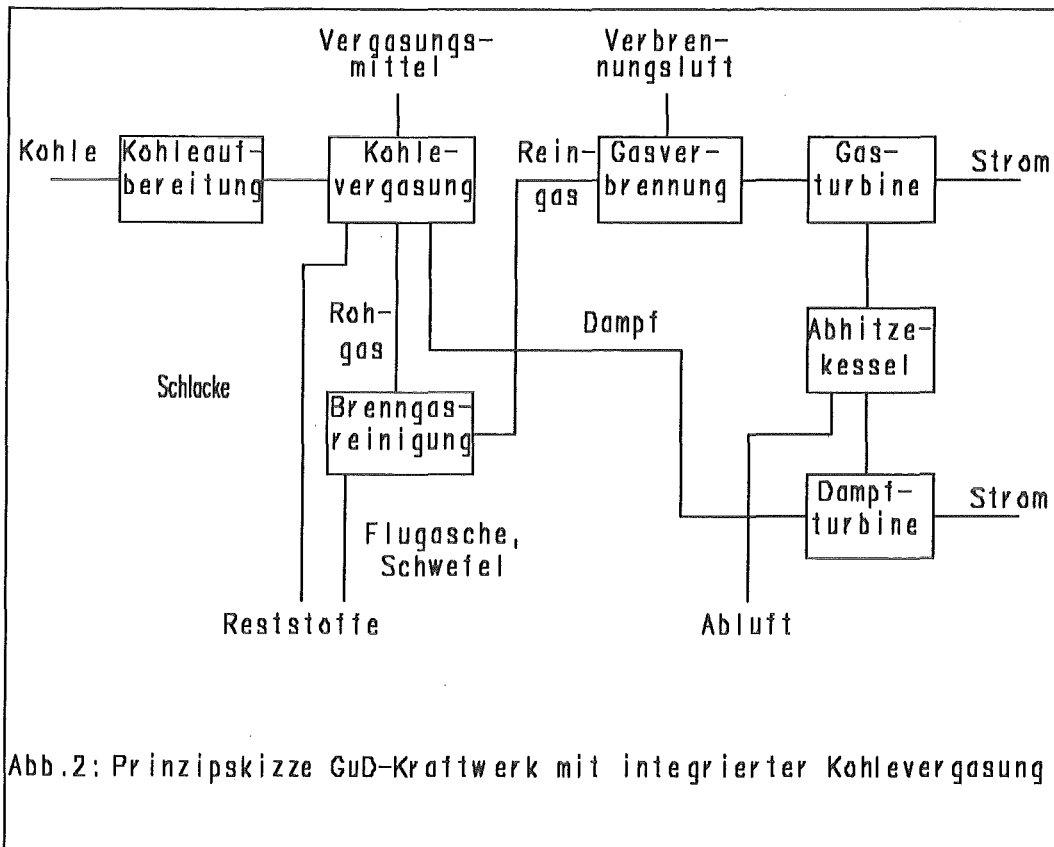


Abb.2: Prinzipskizze GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung

Technisch gesehen ist die Auftrennung der Kohleverbrennung in eine Kohlevergasung mit unmittelbar anschließender Verbrennung des gereinigten Kohlegases als Kernpunkt der GuD-Kraftwerkstechnik mit integrierter Kohlevergasung anzusehen. Diese Trennung hat folgende Vor- und Nachteile:

- Durch die Behandlung des Brenngases anstelle des Rauchgases wird die Schwefelrückhaltung erheblich vereinfacht. Das Brenngasvolumen ist erheblich geringer und die Schwefelverbindungen sind noch nicht oxidiert.
- Durch die Nutzung des Gas- und Dampfturbinenprozesses bei der Stromerzeugung aus Kohlegas ergibt sich ein höherer Wirkungsgrad als beim reinen Dampfturbinenprozeß. Zusätzlich werden die Investitionskosten des Stromerzeugungsteils gesenkt, da Gasturbinen leistungsspezifisch kostengünstiger sind als Dampfturbinen.
- Negativ schlagen sich bei diesem Verfahrensprinzip die hohen Anlagekosten der Kohlevergasung und deren Wirkungsgradverluste nieder.
- Für die Zuverlässigkeit der Stromerzeugung ist auch von Bedeutung, daß eine Abschaltung der Gasturbine erforderlich wird, wenn infolge eines Versagens der Gasreinigung die Brenngasspezifikation für die Gasturbine nicht eingehalten werden kann. Beim konventionellen Kraftwerk hingegen erfolgt die Abgasreinigung parallel zur Stromerzeugung, so daß bei Problemen mit der Abgasreinigung ein Weiterbetrieb des Kraftwerks - im Rahmen der Betriebsgenehmigung - möglich bleibt.

In Anbetracht dieser Vor- und Nachteile des GuD-Verfahrens mit integrierter Kohlevollvergasung ist auch die Möglichkeit eines technischen Kompromisses hervorzuheben, der aus einer Teilvergasung der Einsatzkohle besteht. Das Kohlegas wird dabei nur soweit gereinigt, daß es den technischen Anforderungen des Gasturbinenprozesses genügt. Der bei der Teilvergasung entstehende Restkoks wird unter Nutzung der Gasturbinenabgase im Dampfkessel verfeuert. Wenn die Restkoksverbrennung in einer

Wirbelschichtfeuerung erfolgt, könnten die gegenwärtigen Emissionsgrenzwerte ohne Entschwefelung und Entstickung der Rauchgase eingehalten werden. Weitere Konzepte der Nutzung des Kombi-Prozesses für Kohle basieren auf der Vergasung eines Teilstroms der Einsatzkohle und der Unterfeuerung eines Dampfkessels mit dem restlichen Teilstrom.

Wegen der zentralen Bedeutung der Kohlevergasung soll im folgenden näher auf die unterschiedlichen Verfahren eingegangen werden. Die Technik der Gaserzeugung aus Kohle hat zwar durch die Ortsgaswerke eine lange Tradition, ist aber in den meisten Industriestaaten durch das Vordringen des Erdgases überflüssig gemacht worden. Als Folge der Ölkrise in den 70-er Jahren wurde der Stellenwert der Kohle als krisensicherer Energieträger mit weitreichenden Reserven höher bewertet. Als Konsequenz hieraus wurden weltweit Verfahren forciert, durch die die Kohle zum Ersatz von Mineralölprodukten und Erdgas veredelt werden sollte. Aufgrund der Preisentwicklung für Mineralöl und Erdgas seit 1980 sind mittlerweile die energiepolitischen Ansätze für eine rasche direkte Substitution von Kohlenwasserstoffen durch Kohle weitgehend fallengelassen worden, trotzdem bleibt die Kohleveredlung als langfristige Perspektive eine wichtige Option für die Energieversorgung bei einer erwartbaren Knappheit von Kohlenwasserstoffen.

Die Weiterentwicklung der Vergasertechnologie in den 80-er Jahren war ein wichtiger Schritt für einen möglichen großtechnischen Einsatz von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung. Für die Nutzung in derartigen Kraftwerken sind aber zusätzliche Anforderungen zu stellen, die für die reine Kohleveredlung nicht zwangsläufig gelten: hinreichendes Lastwechselverhalten und günstige Teillastwirkungsgrade. Vor diesem Hintergrund sind optimierte GuD-Konzepte mit integrierter Kohlevergasung nicht als einfache Ankopplung von bisher erprobter Vergasertechnologie mit erprobter Kraftwerkstechnologie zu verstehen. Es ist vielmehr erheblicher Entwicklungsaufwand notwendig, um die vorhandenen Kohlevergaser an die Bedürfnisse des Kraftwerksprozesses anzupassen bzw. spezielle Vergasertypen für diesen Einsatzbereich zu konzipieren und zu erproben.

Üblicherweise werden die Vergasungsverfahren in vier Grundtypen eingeteilt:

- Festbettvergaser (z.B. LURGI, British Gas/LURGI-Schlackenabstichvergaser)
- Wirbelbettvergaser (z.B. Hochtemperatur-Winkler)
- Flugstromvergaser (z.B. TEXACO, PRENFLO, SHELL, VEW)
- Eisenbadvergaser (z.B. Humboldt)

Für den Einsatz in Kohlekraftwerken mit integrierter Vergasung sind bei den einzelnen Vergasertypen folgende Eigenschaften hervorzuheben:

Festbettvergaser haben einen hohen Umsetzungsgrad von Kohle in Brenngas, die Aufbereitung der Kohle (Feinkornanteil) und die Verwendung von backenden Kohlen erfordern erhöhten Aufwand. Da das Verfahren bei relativ niedrigen Temperaturen abläuft, ist zur Abscheidung von unerwünschten Bestandteilen eine aufwendige Gaswäsche notwendig. Für den Einsatz in Großkraftwerken ist auf Baubarkeitsgrenzen der Vergasergröße hinzuweisen.

Die *Wirbelbettvergasung* ist vor allem für reaktive Kohlen wie jüngere Braunkohlen geeignet. Für die Vergasung von Steinkohlen scheinen andere Verfahren überlegen, sofern eine Vollvergasung beabsichtigt ist.

Die *Flugstromvergasung* erfolgt bei sehr hohen Temperaturen (über 2000 ° C in der Flammenzone), wodurch die Aufenthaltszeit im Reaktionsraum im Vergleich zu Festbett- und Wirbelbettvergasern deutlich verkürzt werden kann. Hieraus ergibt sich eine günstige Raumleistung des Gaserzeugers. Weiterhin ist das Gas relativ leicht zu reinigen. Im allgemeinen sind Flugstromvergaser für alle Arten von Kohlen geeignet. Die Umsetzungsgrade in Kohlegas liegen generell niedriger als bei Festbettvergasern, der Anteil der fühlbaren Wärme ist bei Flugstromvergasern dafür relativ hoch, so daß bei diesem Verfahren besonderes Ge-

wicht auf eine energetisch günstige Nutzung der Vergaserabwärme gelegt werden muß.

Die *Eisenbadvergasung* hat ihre Wurzeln im konventionellen Verfahren der Stahlherstellung. Ein wichtiger Nachteil dieses Vergasertyps für die Kopplung mit GuD-Kraftwerken ist der geringe bisher erreichte Vergasungsdruck (ca. 3 bar), bei dem eine wirkungsgradverschlechternde Nachkomprimierung des Brenngases notwendig wird. Die Eisenbadvergasung ist vor allem auf Anwendungen in der Eisen- und Stahlindustrie zugeschnitten und wird deshalb hier nicht weiter untersucht.

Ein weiteres wesentliches Unterscheidungskriterium für Kohlevergaser besteht darin, ob Luft (mit hohem Anteil am Inertgas N_2) oder Sauerstoff zur Teiloxidation der Kohle eingesetzt wird. Hier scheinen sich für die Kohlevollvergasung in Großanlagen die sauerstoffbetriebenen Varianten durchzusetzen. Die Vorteile der Vergasung mit Sauerstoff bestehen im geringen Inertgasanteil im Vergaser und im Brenngas und weiterhin in einer problemlosen Erzielung hoher Kohlenstoffumsetzungsgrade. Die Stromerzeugungswirkungsgrade (netto) unterscheiden sich trotz des höheren Eigenbedarfs für die Sauerstofferzeugung nur geringfügig, so daß der wesentliche Nachteil der sauerstoffbetriebenen Varianten in der Trägheit der Luftzerlegungsanlage bei Anpassung an Lastwechsel liegt. Da Steinkohlekraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland vor allem für den Mittellastbetrieb vorgesehen sind, ist dieser Punkt besonders zu beachten.

Die zur Zeit aussichtsreichsten Konzepte für Großkraftwerke mit integrierter Vergasung von Steinkohle basieren auf folgenden Vergasertypen:

- dem British Gas (BGC) / LURGI - Schlackenabstichvergaser (Slagger,
- dem PRENFLO-Vergaser von KRUPP-KOPPERS,
- dem TEXACO-Vergaser,
- dem VEW-Verfahren zur Teilvergasung.

Der BGC/LURGI-Slagger ist ein Festbettvergaser mit Sauerstoff als Oxidationsmittel. Durch Zugabe von Zuschlagstoffen und entsprechender Temperaturcharakteristik wird sichergestellt, daß der Ascheerweichungspunkt sicher überschritten wird und somit ein flüssiger Ascheaustrag gewährleistet ist. Neben den bereits erwähnten Vor- und Nachteilen der Festbettvergasung ist als Besonderheit des Slagger hervorzuheben, daß das Gas einen relativ hohen Heizwert besitzt und dadurch ein Transport des Kohlegases zu interessanten energiewirtschaftlichen Perspektiven führen könnte, wie z. B. einer zentralen Kohlevergasungsanlage mit dezentralen gasbetriebenen Heizkraftwerken. Die wesentlichen Entwicklungsziele bestehen darin, das Spektrum der Einsatzkohlen zu erweitern und die Einheitengröße zu steigern.

Der PRENFLO-Vergaser (Pressurized Entrained Flow Gasification) ist ein sauerstoffbetriebener Flugstromvergaser. Er ist als druckbetriebene Weiterentwicklung des klassischen KOPPERS-TOTZEK-Verfahrens anzusehen. Wesentliches Merkmal ist der Trokенеintrag der Kohle in den Vergaser, was technisch aufwendiger ist, als der Eintrag als Kohle-Wasser-Suspension, aber auch mit höherem Gesamtwirkungsgrad verbunden ist. Hinsichtlich der großtechnischen Demonstration besteht ein Nachholbedarf gegenüber den konkurrierenden Verfahren, es wird aber ein ähnliches Verfahrensprinzip bereits im größeren Maßstab von SHELL in den USA erprobt. Neben der großtechnischen Darstellung des Vergasungsverfahrens besteht ein wichtiges Entwicklungsziel darin, die Vergaserabwärme in hochwertige Frischdampfzustände umzusetzen. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung, um zu vergleichbaren Wirkungsgraden wie beim Slagger zu gelangen.

Der TEXACO-Vergaser ist ebenfalls ein Flugstromvergaser, der üblicherweise mit Sauerstoff betrieben wird. Der Eintrag der Kohle erfolgt als Kohle-Wasser-Suspension. Wegen der technologischen Reife wäre zur Zeit der TEXACO-Vergaser die naheliegende Möglichkeit zur Entwicklung eines GuD-Großkraftwerks mit integrierter Kohlevergasung. Wegen des systembedingt niedrigeren Wirkungsgrades wäre allerdings die Konkurrenzfähigkeit zu konventionellen Steinkohlekraftwerken stark in Frage gestellt.

Sollte sich der PRENFLO-Vergaser mit der aufwendigeren Technik bewähren, so wäre er für die integrierte Kohlevergasung in GuD-Kraftwerken aus Wirkungsgradgründen die bessere Lösung im Vergleich zum TEXACO-Vergaser.

Das VEW-Verfahren besteht aus einem Flugstromvergaser mit Luft als Oxidationsmittel. Es eignet sich nur für eine Teilvergasung von Steinkohle, eine Vollvergasung nach diesem Verfahren würde zu einem Kohlegas mit derart niedrigem Heizwert führen, daß eine stabile Flammenbildung nicht mehr gewährleistet ist. Das besondere Merkmal dieses Verfahrens liegt darin, daß die Kohlevergasung als Vergasung mit Luft konsequent an die kraftwerksseitigen Erfordernisse angepaßt wurde. Wegen der Verbrennung des Restkokes sind die Emissionsminderungstechniken für SO_2 und Stickoxide eher mit denen von konventionellen Kohlefeuerungen bzw. von Wirbelschichtfeuerungen zu vergleichen als mit den entsprechenden Verfahrenstechniken von Kohlekraftwerken mit Vollvergasung.

Für das BGC/LURGI-Verfahren, das PRENFLO-Verfahren und das VEW-Verfahren existieren konkrete Projektstudien für die Verwendung in Großkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland. Eine Analyse der Studien für die beiden Verfahren mit Vollvergasung der Einsatzkohle offenbart die Problematik einer quantitativen Vergleichbarkeit der Verfahren im Hinblick auf Gesamtwirkungsgrade und Wirtschaftlichkeit. Es stellt sich nämlich heraus, daß diese wichtigen Beurteilungsgrößen nicht nur von der Vergasertechnologie abhängen sondern im erheblichen Maße auch von anderen Bedingungen. Besonders hervorzuheben sind dabei die Eigenschaften der Einsatzkohle, vor allem der Anteil an flüchtiger Substanz und der Ascheanteil. Das BGC/LURGI-Verfahren wurde für den Standort Emden mit Importkohle projektiert, das PRENFLO-Verfahren mit Saarkohle. Auf folgende Punkte ist in diesem Zusammenhang hinzuweisen:

1. Im Gegensatz zu einer qualitativen Diskussion der Vor- und Nachteile der einzelnen Verfahren müßte ein quantitativer Vergleich der GuD-Konzepte mit integrierter Kohlevergasung sich auf vergleichbare Kohlequalitäten beziehen. Berücksichtigt man dies nicht, so ist das Ergebnis u.U. mehr als

Aussage über die Eignung der Einsatzkohle als über den Vergasungsprozeß zu interpretieren.

2. Weder die Importkohle noch die Saarkohle sind für die in der Bundesrepublik Deutschland eingesetzten Kraftwerkskohlen als repräsentativ anzusehen.
3. Da in der Bundesrepublik Deutschland an verschiedenen Standorten sehr unterschiedliche Einsatzkohlen genutzt werden können (die zudem noch nicht einmal zeitlich konstante Eigenschaften besitzen müssen), sind prinzipiell nur standortbezogene Vergleiche gerechtfertigt, die aber keinesfalls verallgemeinert werden können.

Die Vergasungstechniken stehen deshalb im Vordergrund dieses Abschnitts, weil sie eine neuartige Komponente im Kraftwerk darstellen. Die Anwendung des kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozesses hat sich für den Brennstoff Erdgas schon seit langem durchgesetzt. Bei relativ niedrigen Gasturbineneintrittstemperaturen bietet sich aus Wirkungsgradgründen eine Schaltung an, bei der die sauerstoffhaltigen Abgase der Gasturbine als Oxidans für das Brenngas im befeuerten Dampfkessel genutzt werden (Kombiprozeß mit atmosphärisch gefeuertem Kessel). Bei dieser Schaltung entfällt nur ein verhältnismäßig geringer Anteil der elektrischen Erzeugungsleistung auf die Gasturbine. Mit steigenden Eintrittstemperaturen in die Gasturbine wird die GuD-Schaltung vorteilhafter, bei der die Abgase der Gasturbine in einem ungefeuerten Abhitzekessel zur Dampferzeugung genutzt werden. Eine derartige Anlage wird z.B. in München betrieben. Neuere Kraftwerksprojekte mit Erdgas als Brennstoff werden meist als GuD-Anlagen ausgeführt.

3. STAND DER ENTWICKLUNG

Die wichtigsten Argumente, die für die GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung angeführt werden, sind:

- Höherer Stromerzeugungswirkungsgrad;
- Geringere Emissionen von Luftschadstoffen;
- Günstigere Rückstandsverwertung.

Man hofft, diese Vorteile gegenüber konventioneller Kraftwerkstechnologie sogar mit etwas geringeren Stromgestehungskosten zu erreichen, allerdings wird wegen der Größenordnung und der Ungewißheiten diese Eigenschaft üblicherweise als weniger bedeutsam herausgestellt. Angesichts derartiger Perspektiven ist der derzeitige Entwicklungsstand im Hinblick auf Demonstrationsanlagen oder kommerzielle Anlagen recht bescheiden, jedoch ist das Interesse an derartigen Kraftwerkskonzepten in den letzten Jahren stark angestiegen.

Dieser Sachverhalt beruht auf einem zeitlichem Zusammenwirken verschiedener technisch-ökonomischer Entwicklungen. Durch die Wirkungsgradverbesserung der Gasturbinen von rd. 29 % im Jahre 1970 auf zur Zeit etwa 33 % wurde nicht nur der Wirkungsgrad des kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozesses verbessert, sondern zusätzlich auch der Gasturbinenanteil an der Stromerzeugung deutlich erhöht, was sich in günstigen Investitionskosten niederschlägt. Weiterhin ist die Einheitengröße der Gasturbinen auf z. Z. etwa 150 MW_e erheblich gesteigert worden. Konventionelle Steinkohlekraftwerke sind in jüngster Zeit in wichtigen Industrienationen aufgrund der Auflagen zur Entschwefelung und Entstickung deutlich verteuert worden, was auch zur gestiegenen Attraktivität der GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung beigetragen hat.

Zur Diskussion des Entwicklungsstandes von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung ist eine Dreiteilung in folgende Komponenten sinnvoll:

- GuD-Prozeß zur Stromerzeugung aus gasförmigen Brennstoffen;
- Vergasungsverfahren für Steinkohle;
- Gesamtoptimierung des Systems von Vergasung und GuD-Prozeß.

Für neuerrichtete Großkraftwerke mit Erdgas als Brennstoff wird üblicherweise das GuD-Verfahrensprinzip angewendet; die Wirkungsgrade der Stromerzeugung liegen bei etwa 50 %. Die Entwicklungsziele des GuD-Prozesses bestehen in einer Erhöhung des Wirkungsgrades durch Anhebung der zulässigen Gasturbineneintrittstemperatur (TET). Durch eine verbesserte Konvektionskühlung soll eine TET von 1200 ° C erreicht werden. Zur Zeit liegen die maximalen Gasturbineneintrittstemperaturen um etwa 100 bis 150 ° C niedriger. Die Abhängigkeit des Stromerzeugungswirkungsgrades von der TET ist in Abb. 3 dargestellt. Eine Erhöhung der Einheitenleistung der Gasturbinen von z. Z. etwa 150 MW ist auch für GuD-Großkraftwerke im Bereich von 800 MWe nicht notwendig, da ein modularer Aufbau der Gasturbinen zu Vorteilen im Teillastbetrieb führt. Ein weiteres Entwicklungsziel für die Gasturbinen besteht in der Minderung der NO_x-Bildung, speziell beim Übergang zu höheren TET. Hierbei verspricht man sich, entweder durch Zumischung von Stickstoff zum Brenngas (bei Vergasung mit Sauerstoff fällt der Stickstoff als Nebenprodukt an) oder durch Dampfeinspritzung in die Brennkammer auf eine nachgeschaltete Rauchgasentstickung verzichten zu können. Seriengasturbinen sind üblicherweise für den Einsatz von Erdgas oder leichtem Heizöl bestimmt. Beim Einsatz von Kohlegas ist u.U. eine Anpassung an die Brennstoffeigenschaften erforderlich. Dies betrifft in erster Linie das unterschiedliche Verhältnis der Massenströme von Verdichterluft und Turbinenabgas aufgrund der stöchiometrischen Bedingungen. Weiterhin ist noch nicht geklärt, ob die Staubbiladung des Kohlegases zu Problemen für zukünftige hocheffiziente Gasturbinen führt.

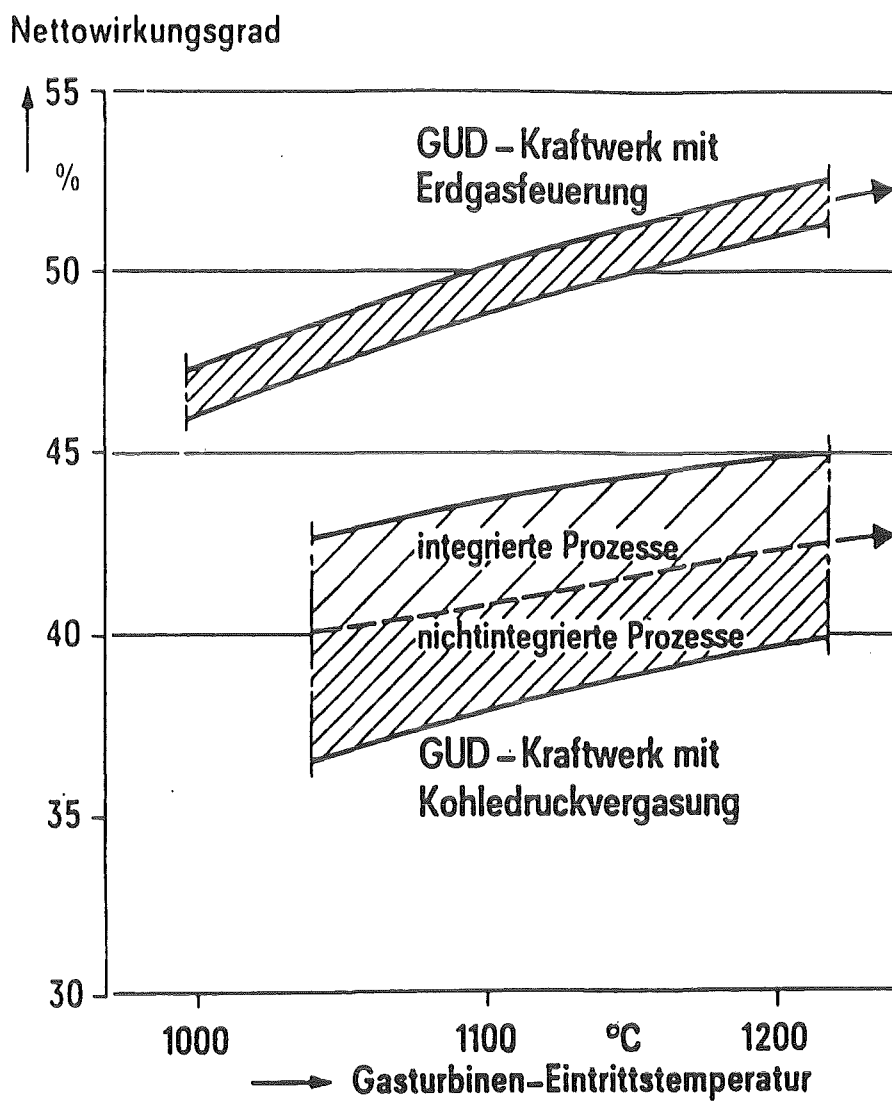


Abb. 3: Wirkungsgrade von GuD-Kraftwerken in Abhängigkeit von der Gasturbineneintrittstemperatur (Quelle: /1.2/)

Obwohl ein Prototypkraftwerk zur Einbindung der Kohlevergasung in den Kombi-Prozeß in Lünen bereits 1972 seinen Betrieb aufnahm, ist die Weiterentwicklung der Vergasertechnik speziell für den Einsatz in GuD- oder Kombi-Kraftwerken erst in jüngerer Zeit aufgenommen worden. Bisher stand die Vergaserentwicklung in erster Linie unter der Zielsetzung, Veredlungsprodukte als Substitute für Öl und Erdgas zu erzeugen. Die kraftwerksspezifischen Anforderungen unterscheiden sich davon in wesentlichen Punkten:

- Lastwechsel- und Teillastverhalten;
- keine besonderen Anforderungen an den Heizwert des Gases;
- geringere Anforderungen an Gaszusammensetzung als bei chemischer Weiterverarbeitung des Produktgases;
- Anpassung des Vergasungsdrucks an die Anforderung der Gasturbine;
- hohe Betriebszuverlässigkeit, da keinerlei externe Speichermöglichkeit für Gas als Zwischenprodukt;
- Variabilität bezüglich der Eigenschaften der Einsatzkohle;
- Einhaltung der Gasturbinenspezifikationen.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über Prototyp- und Demonstrationsanlagen, die auch für den Einsatz in Kraftwerken konzipiert worden sind. Aus dieser Aufstellung ist ersichtlich, daß bis auf wenige Ausnahmen die überwiegende Zahl der Anlagen sehr jungen Datums ist. Weiterhin ist der klare Trend zur Sauerstoffvergasung abzulesen. Von der Anzahl her ist außerdem eine Tendenz zugunsten der Flugstromvergaser zu erkennen.

Tabelle 1: Großprojekte der Kohlevergasung zur Stromerzeugung

A. Vollständige Projekte (Vergaser und Kombi-Kraftwerk)			
Projekt/Standort	Vergaser/Firma	Inbetriebnahme	Elektrische Leistung in MW
KDV-Lünen	Festbett/Lurgi (Luft)	1972 (Betrieb bis 1977)	177
Cool Water / USA	Flugstrom/Texaco (Sauerstoff)	1984	100
Dow Chemical / USA	Flugstrom/DOW (Sauerstoff)	1987*	155

* Erweiterung vorhandener Komponenten um Kohlevergaser

B. Vergaserprojekte, die auch als Vorstufe für Kopplung an Kombi-Kraftwerke gedacht sind			
Projekt/Standort	Vergaser/Firma	Inbetriebnahme	Leistung in t/d Kohledurchsatz
Hamburg-Harburg	Flugstrom/Shell-Koppers (Sauerstoff)	1978 (- 1983)	150
Tennessee Valley Authority (TVA) / USA	Flugstrom/Texaco (Sauerstoff)	1980	200
Schwarze Pumpe / DDR	Flugstrom (Sauerstoff)	1983	ca. 600
VEW/Werne	Flugstrom/VEW (Luft)	1985	240
Wood River / USA	Festbett/Allis-Chalmers (Luft)	1985	540
Lulea/Schweden	Eisenbad/KHD-SMI (Sauerstoff)	1985	240
Westfield/Schottland	Festbett/BGC-Lurgi (Sauerstoff)	1986	600
PRENFLO/Fürstenhausen	Flugstrom/Krupp-Koppers (Sauerstoff)	1986	48
Deer Park / Texas	Flugstrom/Shell (Sauerstoff)	1987	250

Die Gesamtoptimierung des Systems aus Kohlevergaser und Kombi-Kraftwerk war weder konkrete Zielsetzung des Lünener Projektes noch des Cool-Water-Projekts. Bei diesen Anlagen stand die Machbarkeit der Kopplung von kommerziell verfügbaren Komponenten im Vordergrund. Dies war mit ein Grund für die recht niedrigen Wirkungsgrade der Stromerzeugung. Auch das Projekt von DOW in Louisiana kann noch nicht als Vorbild für zukünftige Kraftwerke gelten, da es sich hierbei um eine Erweiterung vorhandener Anlagenteile um eine Kohlevergasungsanlage handelt. Fortschrittliche Konzepte, die mit einem höheren Wirkungsgrad als konventionelle Kohlekraftwerke aufwarten sollen, sind derzeit im wesentlichen noch in der Planungsphase. Die Konzepte zur optimalen Integration von Kohlevergasung und Kombikraftwerk hängen sehr stark vom jeweiligen Vergasertyp ab.

4. STROMERZEUGUNGSWIRKUNGSGRAD VON GUD-KRAFTWERKEN MIT INTEGRIERTER KOHLEVERGASUNG

Zur Diskussion der Wirkungsgrade der Stromerzeugung aus Kohle in GuD-Kraftwerken ist folgende Aufteilung nützlich:

- Wirkungsgrad der Stromerzeugung in einem gasbefeuereten GuD-Kraftwerk;
- Wirkungsgrad des Kohlevergasers;
- Wirkungsgrad der Ankopplung des Vergasers an ein gasbefeueretes GuD-Kraftwerk.

Diese Aufteilung dient einerseits der Darlegung der wesentlichen Einflußgrößen, andererseits einer besseren Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Gesamtkonzepten.

Generell können Stromerzeugungswirkungsgrade aus zwei Ansatzpunkten heraus angestrebt werden:

- Optimierung unter der Zielsetzung der Minimierung der Stromerzeugungskosten;
- Darstellung des technisch Machbaren.

Während bei kommerziell realisierten Projekten eindeutig der erste Gesichtspunkt bestimmend ist, sind Konzeptstudien tendenziell mehr am zweiten Gesichtspunkt orientiert, u.a. auch deshalb, weil Kostenschätzungen in einem frühen technischen Stadium nicht allzu genau sein können. Vor diesem Hintergrund erscheint ein unmittelbarer zahlenmäßiger Vergleich der Wirkungsgrade für unterschiedliche Kraftwerkstypen recht problematisch, insbesondere auch im Hinblick auf einen Vergleich mit konventionellen Verfahren der Stromerzeugung aus Steinkohle. Daher wird im folgenden überwiegend mit relativ pauschalen Angaben operiert, nicht zuletzt auch deshalb, weil detaillierte

Angaben sich nicht auf vergleichbare Randbedingungen, wie z. B. die Kohlequalität oder den technischen Aufwand beziehen.

Der Umwandlungswirkungsgrad von Gas in Strom hängt bei GuD-Kraftwerken kaum von der Art des Gases ab. Allerdings sind in Abhängigkeit von der Gaseigenschaft u.U. konstruktive Änderungen an Seriengasturbinen notwendig oder es ist durch konzeptionelle Maßnahmen zu gewährleisten, daß ein ähnliches Massenstromverhältnis von Verdichterluft und Abgasen wie beim Erdgas auftritt. Bei Vergasern mit Sauerstoff wird hierfür ein Teil der komprimierten Luft an die Luftzerlegungsanlage abgeführt. Wichtigster Parameter für den Wirkungsgrad des GuD-Prozesses ist die Gasturbineneintrittstemperatur, die für zukünftige Anlagenkonzepte bei etwa 1200°C liegt. Der Verdichterdruck sollte dann wegen des Wirkungsgrades nicht weniger als etwa 18 bar betragen. Entsprechend sind die Kohlevergaser auszulegen, um eine wirkungsgradverschlechternde Nachkomprimierung des Brenngases zu vermeiden. Mit einer TET von 1200°C beträgt der Nettowirkungsgrad für die Umwandlung von Gas in Strom (mit Zwischenüberhitzung im Dampfturbinenteil) etwa 52 %. Zur Zeit werden in neuerrichteten GuD-Kraftwerken auf Erdgasbasis (z.B. Utrecht) Wirkungsgrade von etwa 50 % erreicht. Wenn im weiteren bei Überschlagsrechnungen von einem GuD-Wirkungsgrad von 52 % ausgegangen wird, beinhaltet dies zahlenmäßig nur eine geringe Verbesserung gegenüber der heute kommerziell verfügbaren Technik.

Der Wirkungsgrad eines isoliert aufgestellten Kohlevergasers ist der Quotient aus dem Energieinhalt des erzeugten Gases und dem Energieinhalt der Einsatzkohle für Vergasung und Eigenbedarf. Zur Beschreibung des Wirkungsgrades eines Kohlevergasers, der mit einem GuD-Prozeß verknüpft ist, ist dieser Quotient jedoch wenig aussagekräftig, da hierbei der Energieoutput des Vergasers sowohl aus Brenngas als auch aus Dampf besteht (vgl. Abb.2). Weiterhin ist zu berücksichtigen, daß auch Energieströme vom GuD-Prozeß zum Vergaser laufen, wie z. B. der Strom für die Luftzerlegungsanlage. Im Endeffekt kommt es bei der Beschreibung des Vergaserwirkungsgrades in einem integrierten Prozeß darauf an, zu beziffern, welche energetischen Verluste im Gesamtprozeß der Stromerzeugung dadurch entstehen, daß an-

stelle von Brenngas als Einsatzenergie Steinkohle verwendet wird (vgl. Abb. 3). Der so umrissene Wirkungsgrad wird manchmal als Ankopplungswirkungsgrad des Vergasers bezeichnet; er ist der Quotient aus dem Stromerzeugungswirkungsgrad aus Kohle und dem Stromerzeugungswirkungsgrad aus Gas bei identischen Gasturbinenparametern. Für die hier diskutierten Vergasertypen kann überschlägig mit einem Ankopplungswirkungsgrad von 80 % gerechnet werden, mit einer Spanne von 5%-Punkten nach oben und unten.

Die Kopplung der Kohlevergasung mit dem nachgeschalteten Kraftwerksprozeß erfolgt in vielfältiger Weise durch Verknüpfung der Energie- und Stoffströme. Wichtigste Beispiele hierfür sind:

- Entnahme von komprimierter Luft für die Luftzerlegungsanlage aus dem Gasturbinenverdichter;
- Wiederaufheizung des Brenngases nach der Gaswäsche;
- Einkopplung von Abwärme aus dem Vergaser und den Nebenanlagen zur Dampferzeugung im Dampfturbinenprozeß;
- Dampfzufuhr für den Vergaser aus dem Kraftwerksteil.

Entsprechend der Vielzahl von Möglichkeiten ist eine Abwägung zwischen technischem Aufwand und ökonomischem Vorteil notwendig, die je nach den vorgegebenen Randbedingungen zu unterschiedlichen Ergebnissen führt. In dem vorgenannten Ankopplungswirkungsgrad von 80 % ist ein relativ hoher Integrationsgrad vorausgesetzt.

Im Prinzip wäre es wünschenswert, an dieser Stelle mit konkreten Zahlenangaben über die Ankopplungswirkungsgrade der aussichtsreichsten Kohlevergaser aufwarten zu können. Dieses ist aus mehreren Gründen nicht möglich:

- Bei den detailliert beschriebenen Konzepten wird meist nur der Gesamtwirkungsgrad der Stromerzeugung aus Kohle angegeben. Eine Rückrechnung des Ankopplungswirkungsgrades

über die Angaben der Gasturbineneintrittstemperatur ist nur als Überschlagsrechnung möglich, da die Relation von TET und GuD-Wirkungsgrad einer Bandbreite durch weitere Anlagenkenngrößen unterliegt.

- Auch hierbei taucht das bereits angeschnittene Problem auf, daß die unterstellten Einsatzkohlen sich stark unterscheiden und für die Verfahren mit Vollvergasung auch nicht repräsentativ für die gesamte Bundesrepublik Deutschland sind.
- Es bleibt zusätzlich eine gewisse Unklarheit darüber, inwieweit die technische Konzeption energieintensiver Nebenanlagen, wie z.B. der Luftzerlegungsanlage, in unterschiedlicher Weise den Ankopplungswirkungsgrad beeinflusst.

Wenn trotz dieser Einschränkungen in Tab.2 einige in der Literatur angeführten Werte des Gesamtstromerzeugungswirkungsgrades aufgezeigt werden, dient dies vor allem der Illustration und ist keinesfalls als Grundlage für eine Wertung mißzuverstehen.

Im folgenden sollen die Ankopplungswirkungsgrade auf der Basis der technischen Unterschiede der wichtigsten Vergasertypen umrissen werden. Bei vergleichbarer Einsatzkohle hat der Festbettvergaser von BGC/LURGI einen geringeren Sauerstoffbedarf und einen höheren Umsetzungsgrad von Kohle in Brenngas als die Flugstromvergaser von KRUPP-KOPPERS und TEXACO. Dies sind günstige Eigenschaften für einen hohen Stromerzeugungswirkungsgrad des Gesamtsystems. Die Wirkungsgrade von GuD-Konzepten mit Flugstromvergasern liegen jedoch i.a. nur geringfügig niedriger. Hierfür ist entscheidend, daß die Abwärme der Flugstromvergaser auf hohem Temperaturniveau anfällt und daher im Dampfturbinenprozeß mit vergleichsweise hohem Wirkungsgrad in Strom umgewandelt werden kann. Die technische Realisierung einer optimalen Abwärmenutzung ist jedoch nicht unproblematisch und befindet sich noch in der Erprobung. Der geringere spezifische Sauerstoffbedarf des Festbettvergasers wirkt sich besonders günstig bei solchen Einsatzkohlen aus, die einen gerin-

Tabelle 2: Wirkungsgrade von Kombi-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung

Projekt	Stromerzeugungswirkungsgrad	Gasturbineneintrittstemperatur	Einsatzkohle	Anmerkungen
1. Kohledruckvergasung Lünen	31,6 - 35,1 %	810° C	Ruhrkohle	Wirkungsgrad hochgerechnet aus Teillastbetrieb
2. Cool Water / Cal.	32,2 %		Utah-Kohle (0,5 % S)	Texaco-Vergaser
3. BGC / LURGI-Slagger mit NWK, BBC				
- Standort Emden	39,1 %	1070° C	Beuthener Kohle	projektiert
- Saarkohle	43,3 %	1220° C	Saarkohle	Rechnung von KWU
4. PRENFLO-KWU	44,8 %	1220° C	Saarkohle	projektiert
5. TEXACO	42,3 %	1220° C	Saarkohle	Rechnung von KWU
6. VEW-Teilvergasung	45,0 %	1250° C	Ruhrkohle	optimierte Frischdampfzustände

Quellen: 1.1 - 1.3; 1.4 ; 1.7; 2.3

gen Anteil flüchtiger Substanz besitzen. Für hochflüchtige Kohlen, wie z.B. der Saarkohle, ist der Sauerstoffbedarf weniger bedeutsam, so daß hierfür der Gesamtwirkungsgrad eines optimalen GuD-Konzeptes mit Flugstromvergasung sogar höher ausfallen kann als für den Festbettvergaser. Der Unterschied von TEXACO-Vergaser und PRENFLO-Vergaser beruht auf dem wirkungsgradmindernden Slurry-Eintrag der Kohle beim TEXACO-Verfahren gegenüber dem Trockeneintrag beim PRENFLO-Konzept.

Für die Frage, ob Luft oder Sauerstoff zur Vergasung des Kohlenstoffs dienen soll, ist bezüglich des Wirkungsgrades kein wesentlicher Unterschied zu erkennen. Zwar ist bei der Vergasung mit Sauerstoff ein erheblicher Energieaufwand für die Erzeugung des Sauerstoffs in der Luftzerlegungsanlage notwendig, hierfür werden je nach Kohlespezifikation und Vergasertyp zwischen 5 und 15 % der Einsatzkohle benötigt. Vorteilhaft für die Anwendung im GuD-Kraftwerk ist aber der hohe Umsetzungsgrad der Kohle in chemisch gebundene Energie. Die Vergasung mit Luft hat einen hohen Anteil von Inertgas im Vergaser und im Brenngas zur Folge, mit entsprechenden energetischen Nachteilen im Vergasungsprozeß und in der Gaswäsche. Dafür entfällt jedoch der Energieverbrauch für die Luftzerlegung.

Ein Vergleich der Wirkungsgrade von GuD-Kraftwerken mit denen von konventionellen Dampfkraftwerken kann - ebenso wie der Vergleich der GuD-Konzepte untereinander - nur überschlägigen Charakter haben. Bei einem Stromerzeugungswirkungsgrad des GuD-Prozesses mit Gas als Brennstoff in Höhe von 52 % und einem Ankopplungswirkungsgrad des Kohlevergasers von etwa 80 % ergibt sich ein Stromerzeugungswirkungsgrad der GuD-Verfahren mit integrierter Kohlevergasung von etwa 42 %. Konventionelle Steinkohlekraftwerke mit Rauchgasentschwefelung haben einen Wirkungsgrad von 37 - 39 %, insofern ergibt sich rechnerisch eine um 5 - 10 % bessere Brennstoffausnutzung in GuD-Kraftwerken mit Kohlevergasung. Teilweise wird bei GuD-Kohlekraftwerken mit einem Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 45 % argumentiert, was einer um bis zu 20 % besseren Brennstoffausnutzung entspricht. Hierzu sind jedoch in mehrfacher Hinsicht erläuternde Anmerkungen zu machen:

- Die sehr hohen Wirkungsgradangaben für GuD-Kraftwerke beruhen teilweise auf technischen Entwicklungspotentialen, die derzeit großtechnisch noch nicht realisiert sind, wie z.B. die Gasturbineneintrittstemperatur oder die optimale Nutzung der Vergaserabwärme.
- Auch hier gilt wiederum der Hinweis auf das Problem der Repräsentativität der Einsatzkohlen für GuD-Kraftwerke.
- Für den Mittellastbetrieb ist nicht nur der Wirkungsgrad bei Vollast heranzuziehen, sondern es sind auch die Teillastwirkungsgrade zu berücksichtigen. Diese haben aber für GuD-Kraftwerke eine andere Charakteristik als für Dampfturbinenkraftwerke und fallen tendenziell niedriger aus.
- Durch den technisch möglichen Übergang zu überkritischen Dampfzuständen läßt sich auch der Wirkungsgrad von Dampfkraftwerken noch deutlich erhöhen. In der Bundesrepublik Deutschland wird von derartigen Weiterentwicklungen aber wegen der Kosten und des Lastwechselerhaltens abgesehen. Für den Vergleich mit GuD-Kraftwerken ist aber anzumerken, daß das Wirkungsgradargument nur dann im vollen Umfang trägt, wenn die Stromerzeugungskosten nicht höher liegen als bei konventionellen Kohlekraftwerken.
- Als ein wesentlicher Vorteil der GuD-Kraftwerke wird hervorgehoben, daß hierbei die schwefelhaltigen Reststoffe als Elementarschwefel anfallen und nicht als Gips. Im Prinzip ist aber auch bei Rauchgasentschwefelungsanlagen eine Aufbereitung zu elementarem Schwefel möglich, wäre dann aber mit fühlbaren Wirkungsgradverlusten behaftet, so daß in diesem Falle die Vorteile für GuD-Kohlekraftwerke höher ausfallen würden.

In Anbetracht dieser Sachverhalte erscheint es hinreichend, die erwartbare Wirkungsgradverbesserung durch die zukünftige Nutzung von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung pauschal mit 10 % zu beziffern. Genauere Werte müßten standortbezogen ermittelt werden, wobei neben der Qualität der Einsatz-

kohle auch die Einsatzplanung des Kraftwerks eine Rolle spielen würde.

Bei einer zusammenfassenden Beurteilung der Stromerzeugungswirkungsgrade von GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung sind folgende Punkte festzuhalten:

1. Die in der Literatur aufgeführten unterschiedlichen Wirkungsgrade für unterschiedliche Kraftwerkskonzepte resultieren nur zum Teil aus den Eigenschaften des jeweiligen Vergasungsverfahrens, andere wesentliche Ursachen sind:
 - die zugrundeliegende Kohlequalität;
 - die angenommene Gasturbineneintrittstemperatur im GuD-Prozeß;
 - der unterschiedliche Integrationsgrad von Vergaser und Kraftwerksteil.
2. Mit Konzepten, die mit heutigem Stand der Technik realisierbar erscheinen, sind die Wirkungsgrade der GuD-Kraftwerke mit Kohlevergasung zwar etwas günstiger als diejenigen von konventionellen Steinkohlekraftwerken, liegen aber in der gleichen Größenordnung. Lediglich für besonders geeignete Kohlen ist eine deutliche Wirkungsgradverbesserung zu erwarten.
3. Auf der Basis von Wirkungsgradbetrachtungen läßt sich derzeit - trotz der vorhandenen Wirkungsgradunterschiede - für die aussichtsreichsten Verfahren der Vergasung von Steinkohle (BGC/LURGI-Slagger, PRENFLO, TEXACO) kein bedeutsamer Gesamtvorteil oder -nachteil für eines der Verfahren ableiten, da die höheren Wirkungsgrade von Slagger und PRENFLO auf verfahrenstechnisch aufwendigeren Konzepten im Vergleich zur TEXACO-Vergasung beruhen.

5. WIRTSCHAFTLICHKEIT VON GUD-KRAFTWERKEN MIT KOHLEVERGASUNG

5.1. Vergleich mit konventionellem Verfahren der Stromerzeugung aus Steinkohle

In den meisten Literaturangaben wird eine erhöhte Wirtschaftlichkeit der Kombi-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung gegenüber der konventionellen Stromerzeugung erwartet. Diese gründet sich einerseits auf Vorteile im Wirkungsgrad, andererseits auf geringere Investitionskosten, bezogen auf die installierte Nettoleistung.

Zusätzlich zur Höhe der erwarteten Wirkungsgradverbesserung hat auch der zugrundegelegte Kohlepreis, insbesondere die Unterscheidung nach einheimischer Kohle und nach Importkohle, Einfluß auf den Kostenvergleich. Bei den Stromgestehungskosten liegt der Brennstoffanteil bei der Verwendung von einheimischer Kohle bei etwa 60 %, bei Importkohle bei etwa 40 %. Eine Wirkungsgradverbesserung um etwa 10 %, die überschlagsmäßig für den Mittellastbetrieb in der Zukunft unterstellt werden kann, führt demnach zu Verminderungen in den Stromgestehungskosten von etwa 5 % (unter ceteris-paribus-Bedingungen).

Die Investitionskosten einschließlich der bauzeitbedingten Investitionsnebenkosten werden in der Größenordnung von 5 % niedriger angegeben als für konventionelle Steinkohlekraftwerke. Meist findet sich bei diesen Schätzungen der Hinweis, daß diese Verbesserung angesichts der Schätzunsicherheiten als nicht signifikant zu interpretieren ist. Auch ein Quervergleich der vorliegenden Kostenangaben zeigt deutlich die vorhandenen Unsicherheiten, vor allem bezüglich der Absolutwerte.

Die Aufgliederung der Investitionskosten gemäß Tabelle 3 zeigt, daß die Umweltauflagen gemäß Großfeuerungsanlagenverordnung erheblichen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit von GuD-Kohlekraftwerken im Vergleich zu konventionellen Kohlekraftwerken haben.

Tabelle 3: Investitionskostenstruktur von konventionellen Kohlekraftwerken und GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung

Konventionelles Steinkohlenkraftwerk		GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung		
Komponente	Anteil	Komponente	BGC-LURGI ¹⁾ Anteil	PRENFLO ²⁾ Anteil
Dampfkraftwerk	75 %	Kohleaufbereitung	7 %	7 %
		Vergaser incl. Entstaubung	29 %	20 %
		Luftzerlegung	11 % ³⁾	21 % ⁴⁾
Rauchgasreinigung (Entstaubung, Entschwefelung, DeNO _x)	25 %	Entschwefelung	5 %	7 %
		Kohlevergasung gesamt	52 %	55 %
		GuD-Anlage	48 %	45 %
Gesamtkosten (Stand 1984)	1850 DM/kW_{netto}	Gesamtkosten (Stand 1984)	1711 DM/kW_{netto}	1817 DM/kW_{netto}

1) Bezugskohle: Beuthener Kohle

2) Bezugskohle: Saarkohle

3) bei 0,63 kg Rein-O₂ pro kg Kohle (waf)

4) bei 1,0 kg Rein-O₂ pro kg Kohle (waf)

In konventionellen Steinkohle-Kraftwerken hat die Rauchgasreinigung (Entstaubung, Entschwefelung, Entstickung) einen Investitionskostenanteil von 25 % bis 30 %. Bei Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung liegt der entsprechende Anteil für die Schadstoffrückhaltung systembedingt erheblich niedriger. Dafür stellen jedoch die Vergaserkosten (einschl. der erforderlichen Nebenanlagen) mit 50 % bis 60 % der Gesamtinvestition einen erheblichen ökonomischen Aufwand dar, um einen Reibrennstoff zum Einsatz in Gasturbinen zu erzeugen. Die Investitionskosten für den gasbefeuerter GuD-Prozess sind jedoch deutlich niedriger als für die kohlebefeuerte Dampferzeugung mit nachgeschaltetem Dampfturbinenprozess, so daß insgesamt ein annäherndes Kostengleichgewicht der unterschiedlichen Kraftwerkskonzeptionen besteht.

Aus diesem Vergleich der Investitionskostenstruktur lassen sich folgende Schlußfolgerungen ableiten:

- Der hohe Anteil der Vergaserkosten (einschl. der Nebenanlagen) führt dazu, daß beim jetzigen Entwicklungsstand von Kohlevergasern für GuD-Kohlekraftwerke eine belastbare Aussage über die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkonzeptes nur unter großen Vorbehalten möglich ist.
- Die aufgrund der gegenwärtigen Emissionsgrenzwerte für SO_2 und NO_x erforderlichen Investitionskosten für die Schadstoffrückhaltung in konventionellen Kohlekraftwerken sind mit etwa 20 % erheblich. Bei den GuD-Kohlekraftwerken ist dieser Kostenanteil grob um einen Faktor 3 bis 4 geringer. Dies läßt erwarten, daß sich die Chancen für Kostenvorteile der GuD-Anlagen dann weiter erhöhen, wenn weitergehende Emissionsminderungen angestrebt und gefordert werden. Andererseits ist aber auch darauf hinzuweisen, daß nach dem Nachrüstungsboom von Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen auch Investitionskostenenkungen bei konventionellen Kohlekraftwerken in Erwägung zu ziehen sind.
- Die hohen Investitionskosten für die Kohlevergasung drängen die Frage eines ökonomischen Vergleichs mit der Stromerzeugung aus Erdgas auf (nächster Abschnitt). Für Staaten,

in denen die Kapitalbeschaffung für die Elektrizitätserzeugung ein ernsthaftes Problem darstellt, bietet sich u.U. der phasenweise Aufbau eines GuD-Kohlekraftwerks an. Dabei werden zunächst Gasturbinen mit Erdgas als Brennstoff zur Spitzenlastabdeckung errichtet. Danach erfolgt der Übergang in den Mittellastbereich durch die Nutzung der Abhitze in einem zusätzlichen Dampfturbinenteil (Verbesserung des Wirkungsgrades durch zusätzliche Investitionskosten). Für den Übergang in den Grundlastbereich oder bei entsprechenden Preisrelationen wird im Endausbau eine Kohlevergasung vorgeschaltet.

Die Kosten für Betrieb (ohne Brennstoffkosten), Wartung und Instandsetzung weisen für die Kohlevergasung erhebliche Unsicherheiten auf, deren Klärung im jetzigen Entwicklungsstadium kaum möglich sein dürfte. Es bestehen aber Anhaltspunkte dafür, daß GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung hierbei Nachteile gegenüber konventionellen Steinkohlekraftwerken haben. Allerdings ist der Anteil der Kosten für Personal, Instandhaltung und sonstige Betriebsmittel mit rd. 10 % an der Stromerzeugung so gering, daß selbst markante Unterschiede in diesem Teilbereich zwischen den Kraftwerkstypen nur geringe Auswirkungen auf die Gesamtkosten haben. Zusammenfassend ergibt sich aus den Brennstoffkosten, den Investitionskosten und den Betriebskosten für die Stromerzeugung aus GuD-Kohlekraftwerken ein Kostenvorteil in der Größenordnung von 5 bis 10 %, der jedoch angesichts der Unwägbarkeiten der Vergaserkosten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist.

Unter rein betriebswirtschaftlicher Betrachtung erscheint es fraglich, ob die zu erwartende Kostenreduzierung ausreicht, um einen breiten Durchbruch gegenüber der herkömmlichen Kohleverstromung allein durch Marktkräfte zu erzielen, da hierdurch eine gravierende Umstellung der Kraftwerkskonzeption notwendig wird. Jedoch ist auch zu berücksichtigen, daß der weltweite Markt für Kohlekraftwerke sehr groß ist, so daß auch eine gezielte Entwicklung für Marktnischen auf ein hinreichendes Anwendungspotential stoßen dürfte (z.B. für die Verstromung besonders schwefelhaltiger Kohle). Der hohe Kostenanteil des Kohlevergasers sollte ferner zu Überlegungen führen, durch ge-

eignete Koppelproduktion eine ökonomisch günstigere Nutzung anzustreben, als allein den Brennstoff für die Stromerzeugung im Mittellastbereich zu liefern. Beispiel hierfür könnte eine parallel durchzuführende Methanolproduktion oder die Abtrennung des relativ wertvollen Wasserstoffs vor der Gasverbrennung sein. In derartigen Konzepten, die über die reine Stromerzeugung hinausgehen, besteht ein wichtiges Feld für weiterführende Analysen.

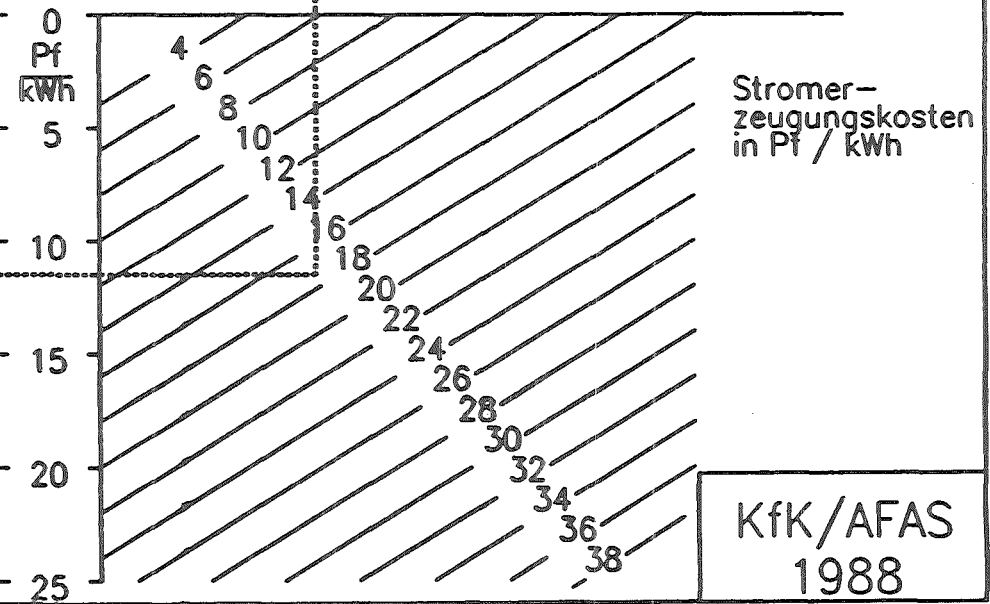
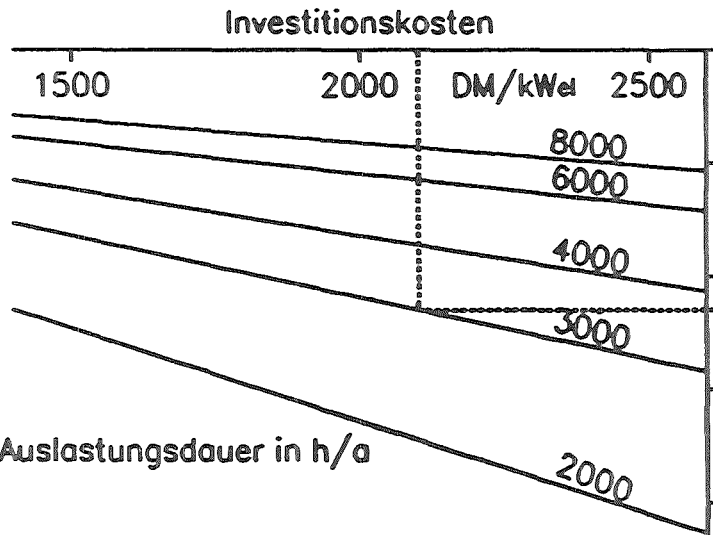
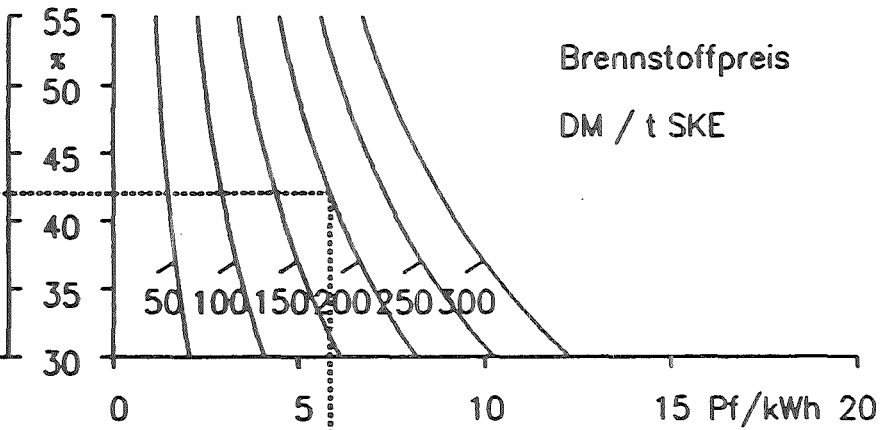
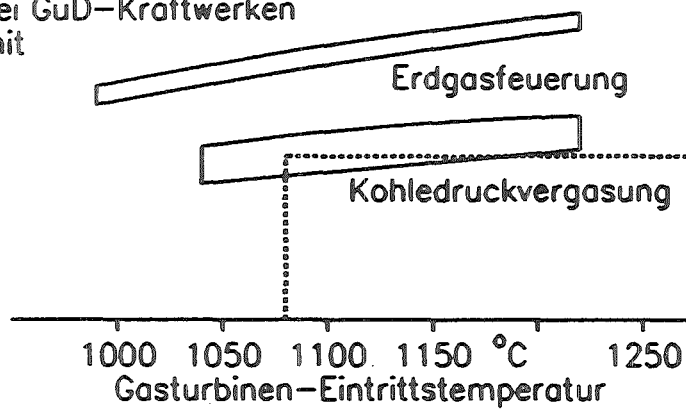
5.2 Sensitivitätsbetrachtungen und Kostenvergleich mit der Stromerzeugung aus Erdgas

Die wichtigsten Einflußgrößen auf die Stromerzeugungskosten sind mit ihren gegenseitigen Abhängigkeiten in Abb. 4 aufgetragen. Das eingezeichnete Beispiel soll die Vorgehensweise zur Bestimmung der Stromerzeugungskosten verdeutlichen. Die gesamten Stromerzeugungskosten (rechte Hälfte, unten) setzen sich zusammen aus den Fixkosten, bestimmt durch die Investitionskosten und die Auslastungsdauer (linke Hälfte unten) und den variablen Kosten, wobei der Brennstoffkostenanteil klar dominiert (rechte Hälfte oben). Die Gasturbineneintrittstemperatur und die Art des eingesetzten Brennstoffs (Kohle oder Erdgas) beeinflussen über den resultierenden Wirkungsgrad (linke Hälfte, oben) die Brennstoffkosten pro erzeugter kWh Strom. Eine Erhöhung der Gasturbineneintrittstemperatur ist im Prinzip nicht unabhängig von den zugehörigen Investitionskosten, eine derartige Abhängigkeit ist aber in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

Folgende Sachverhalte lassen sich aus dem Nomogramm ablesen:

- Die Erhöhung der Gasturbineneintrittstemperatur wirkt sich im betrachteten Rahmen nur gering auf die Stromerzeugungskosten aus. Dies liegt zum einen an dem relativ geringen Anstieg in der Wirkungsgradverbesserung, zum anderen im mäßigen Einfluß, den die Brennstoffkosten auf die Gesamt-

Nettowirkungsgrade
bei GuD-Kraftwerken
mit



Kap.-Kosten: Ann. 8% bei 20a (entspr. 10.2%)
fixe Betr.Kosten 6.2%/a

KfK/AFAS
1988

kosten der Kohlestromerzeugung im Mittellastbetrieb haben (Anteil ca. 30 - 40 %). Mit steigenden spezifischen Brennstoffkosten wirken sich Wirkungsgradverbesserungen naturgemäß stärker auf die Stromerzeugungskosten aus.

- Der Einfluß der Auslastungsdauer auf die Stromerzeugungskosten ist offenbar sehr ausgeprägt. Die Auslastungsdauer ist für ein konkretes Kraftwerk jedoch nur in sehr begrenztem Umfang als variabel anzusehen. Da bei GuD-Kohlekraftwerken aber Möglichkeiten bestehen, wesentliche Anlagenteile auch in lastschwachen Zeiten z.B. zur Erzeugung von Kohlekraftstoffen zu nutzen, sollte geprüft werden, ob durch Koppelproduktion die Wirtschaftlichkeit verbessert werden kann.
- Das Nomogramm eignet sich auch für einen Vergleich der Stromerzeugungskosten von Kohlekraftwerken mit denen von Erdgaskraftwerken. Zwar ist die Möglichkeit des Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland weitgehend reglementiert, um den Kohleabsatz zu stützen, so daß diese Möglichkeit hier nicht als reale Alternative anzusehen ist. Es lassen sich hieraus aber Aussagen über die Exportchancen der Kohletechnologie in solche Länder ableiten, in denen in der Elektrizitätserzeugung ein Wettbewerb der Energieträger besteht. Bei Brennstoffkosten für Erdgas von etwa 240 DM/t SKE im Jahresdurchschnitt 1986 und Investitionskosten von etwa 900 DM/kW_e für ein erdgasbetriebenes GuD-Kraftwerk ergeben sich Stromerzeugungskosten von ca. 11 Pf/kWh (bei 50 % Wirkungsgrad und 3000 h/a Auslastung). Dabei betragen die Brennstoffkosten etwa 6 Pf/kWh_e, die Fixkosten etwa 5 Pf/kWh_e. Ausschlaggebend für die Höhe der Kostendifferenz sind die weitaus geringeren Investitionskosten für ein Erdgaskraftwerk. Der bessere Wirkungsgrad gegenüber Kohlekraftwerken wirkt sich hingegen mit etwa 1 Pf/kWh_e (bei etwa 200 DM/t SKE Brennstoffkosten) deutlich geringer aus.

Zusammenfassende Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind, daß die betriebswirtschaftlichen Vorteile der GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung an eine Reihe von Bedingungen gebunden sind, und zwar:

- Realisierung der zukünftig erwarteten technisch-ökonomischen Parameter, insbesondere bei der Kohlevergasung;
- Hinreichende Eignung der Einsatzkohle für das gewählte Vergasungsverfahren;
- Auflagen für die Emissionen von SO_2 und NO_x zumindest in der Höhe der bundesdeutschen Großfeuerungsanlagenverordnung;
- Keine Konkurrenz durch Erdgas als Brennstoff zur Stromerzeugung.

6. UMWELTAUSWIRKUNGEN VON GUD-STEINKOHLEKRAFTWERKEN IM VERGLEICH ZU KONVENTIONELLEN STEINKOHLEKRAFTWERKEN

Dieses Kapitel ist im wesentlichen eine Zusammenfassung der Inhalte von zwei Berichten, die eigens für diese Studie erstellt worden sind, und zwar zum einen für GuD-Steinkohlekraftwerke, zum anderen für konventionelle Steinkohlekraftwerke. Insofern wird in diesem Kapitel, auch um den Gesamtrahmen nicht zu sprengen, auf detaillierte Beschreibungen von Verfahrenstechniken weitgehend verzichtet.

Grundlage eines bewertenden Vergleichs unterschiedlicher Technologien ist ein sinnvoller Vergleichsmaßstab. Dieses stellt bei ökonomischen Analysen i.a. nur ein untergeordnetes Problem dar, bei ökologischen Analysen hingegen ergibt sich häufig die Frage nach einer Vergleichbarkeit

- bei unterschiedlichen Arten von Emissionen,
- von technisch-ökonomischen Randbedingungen bei unterschiedlichen Konzepten für Minderungsmaßnahmen,
- von Anlagen bzw. Anlagenkonzepten mit unterschiedlichem technischen Entwicklungsstand,
- unter Berücksichtigung der oftmals vorhandenen Möglichkeiten der Verlagerung von Umweltauswirkungen.

Weil diese methodischen Unzulänglichkeiten auch für einen Vergleich von Umweltauswirkungen von konventionellen Kohlekraftwerken mit GuD-Kohlekraftwerken gelten, wird in diesem Kapitel nicht angestrebt, anhand einer fragwürdigen Vergleichsbasis Aussagen darüber zu machen, welches der Verfahren umweltfreundlicher ist. Vielmehr soll versucht werden, darzulegen, unter welchen Bedingungen welcher Kraftwerkstyp Umweltvorteile besitzt, welche Minderungspotentiale bestehen und inwieweit es möglich ist, bestimmte positive Eigenschaften, die inhärent mit

den GuD-Kohlekraftwerken verknüpft sind, auch in konventionellen Kraftwerken zu verwirklichen.

Da die Inhaltsstoffe der Kohle bzw. deren Verbrennungsprodukte prinzipiell im vollen Umfang in die Umwelt übergehen, hängt die Umweltbeeinträchtigung vor allem davon ab, welche Maßnahmen getroffen werden, um diese Stoffe in möglichst umweltneutrale Formen zu überführen. So können z.B. die Schwefelinhaltsstoffe als SO_2 in die Luft emittiert werden, zur Gipsherstellung dienen oder in Form von elementarem Schwefel als Rohstoff für industrielle Zwecke genutzt werden. Dieses Beispiel dient auch zur Verdeutlichung, daß die Wertung, welches Endprodukt letztlich umweltverträglicher ist, auch von den Verwertungsbedingungen am konkreten Standort abhängt.

Ein direkter Zusammenhang zwischen dem primären Ziel der Stromerzeugung und der Umweltverfahrenstechnik ist z.T. vorhanden, etwa bei Anforderungen der Gasturbine an den Staubgehalt, dies ist aber nicht der Regelfall. Jedoch korrelieren unterschiedliche Kraftwerkskonzeptionen i.a. mit bestimmten Verfahrenstechniken, um vorgegebene Umweltstandards zu erfüllen. Hierbei ist bezüglich der Art der Endprodukte aber meist ein Spielraum vorhanden.

In Anbetracht der Vielfalt möglicher Umweltauswirkungen erscheint eine Begrenzung auf die wesentlichen Stoffe bzw. Stoffgruppen sinnvoll, dies sind bei den Luftschadstoffen die Emissionen von Schwefel- und Stickoxiden und weiterhin die Staubemissionen. Halogenide und deren Begleitstoffe können entweder eine Gewässerbelastung darstellen oder als feste Rückstände ein Entsorgungsproblem bilden. Bei der Verwertung bzw. Deponierung von festen Rückständen sind die Aschen, die Rückstände der Entschwefelung und u.U. die Halogenide zu betrachten.

6.1 Luftschadstoffe

Für die Belange der Luftreinhaltung besteht der wesentliche technische Vorteil der GuD-Kohlekraftwerke in folgenden Eigenschaften:

- Das zu behandelnde Brenngasvolumen ist relativ klein (ca. 1% des Rauchgasvolumens von konventionellen Kraftwerken). Hierdurch werden auch aufwendige Reinigungsverfahren mit einem vertretbaren technischen Aufwand durchführbar. Speziell betrifft dies die Entschwefelung.
- Im GuD-Kohlekraftwerk wird Kohlegas anstelle von Kohle verbrannt. Daher lassen sich bei diesem Kraftwerkstyp allein durch verbrennungstechnische Maßnahmen relativ geringe Stickoxidemissionen erzielen.
- Auf längere Sicht ist eine deutliche Wirkungsgradverbesserung durch die GuD-Kraftwerke zu erwarten, so daß der Energieverbrauch pro erzeugter kWh Strom niedriger wird.

Inwieweit die unter den ersten beiden Punkten angeführten Sachverhalte in verminderte Emissionen umgesetzt werden, hängt in erster Linie von den Betreibern bzw. den Genehmigungsbehörden ab. Unmittelbar schlägt lediglich die Wirkungsgradverbesserung auf die Schadstoffemissionen durch, bedingt durch die Bemessungsgrundlage des Rauchgasvolumenstroms. Da es sich hierbei aber um eine Verbesserung im 10 %-Bereich handelt, ist dieser Effekt kaum zur Lösung von Umweltproblemen geeignet, sondern als erwünschte Begleiterscheinung zu interpretieren.

Für die Minderung von *Schwefeldioxidemissionen* in die Atmosphäre ist neben der geringeren Menge des Brenngasvolumens auch die unterschiedliche chemische Konsistenz der Schwefelverbindungen im Brenngas in Form von H_2S , COS , CS_2 und im Rauchgas als SO_2 von Bedeutung. Zur Schwefelentfernung in GuD-Kohlekraftwerken bieten sich verschiedene Verfahren an, die z. T. deutlich unterschiedliche Emissionsminderungspotentiale besitzen. Die derzeit geltende gesetzliche Mindestanforderung von

85 % Schwefelrückhaltung für Großkraftwerke wird jedoch von allen Verfahren, die sich in der Diskussion befinden, mühelos erreicht. Erst bei Abscheidegraden von über 95 % tritt eine gewisse Differenzierung ein. Vergleichsweise niedrig liegen dabei die erzielbaren Abscheidegrade des Stretford-Verfahrens, bei dem die Umsetzung von Schwefelwasserstoff in elementaren Schwefel bereits im Waschteil der Anlage erfolgt. Selbst mit einer vorgeschalteten teilweisen COS-Konvertierung wird ein maximaler Abscheidegrad von ca. 97 % genannt. Höhere Schwefelminderungen erfordern den Einsatz von speziellen Waschverfahren in Verbindung mit einer Clausanlage zur Umwandlung des erzeugten H_2S -Reichgasstroms in elementaren Schwefel. Die Emissionsminderung hängt dabei praktisch ausschließlich vom Waschverfahren ab. Aufgrund von Erfahrungen mit Schwefelwäschen und Schwefelumwandlung in einigen Industriebereichen, wie z.B. der Erdgasaufbereitung, erwartet man eine mögliche SO_2 -Minderung bis in den Bereich von 99 % und mehr. Sowohl die hierfür notwendigen hocheffizienten Waschverfahren als auch die Claus-Anlage reagieren relativ träge auf wechselnde Betriebszustände, wie sie für den Mittellastbetrieb von Steinkohlekraftwerken typisch sind. Deshalb müßten Vorkehrungen getroffen werden, um eine entsprechende Entkopplung der Betriebszustände von Kraftwerk und Entschwefelungsanlage zu gewährleisten.

Eine SO_2 -Emissionsminderung um etwa 99 % schien mit Rauchgasentschwefelungsanlagen vor einigen Jahren noch undenkbar. Die Erfahrungen der letzten Jahre mit Naßentschwefelungsanlagen auf Kalksteinbasis sind erheblich besser ausgefallen, als ursprünglich erwartet, außerdem sind technische Verbesserungen erprobt worden, so daß durch einstufige Kalkstein-Naßwäschen in Neuanlagen ein Rückhaltegrad in der Größenordnung von 95 % erreichbar erscheint. Dies ist in etwa der gleiche Bereich wie für die preisgünstigen Entschwefelungsverfahren von GuD-Kohlekraftwerken. Der Übergang auf höhere Rückhaltegrade erfordert bei konventioneller Rauchgasreinigung eine zusätzliche Reinigungsstufe. Hierfür ist für ein Münchener Heizkraftwerk eine Natronlaugenwäsche vorgesehen, mit der eine Gesamtrückhaltung von 99 % eingehalten werden soll. Auch die Ausführung der zweiten Stufe als Adsorption an Braunkohlenkoks verspricht extrem niedrige SO_2 -Emissionswerte für konventionelle Kohle-

kraftwerke. Natürlich werden hierdurch die Kosten der Rauchgasreinigung beträchtlich erhöht, aber die Stromerzeugungskosten insgesamt bleiben in einem kalkulierbaren Rahmen. Inwieweit die hohen Rückhaltegrade sich ökologisch und ökonomisch in Anbetracht der weiteren SO₂-Quellen im In- und Ausland rechtfertigen lassen, gehört zwar nicht zur Themenstellung dieser Studie, allerdings sollte die sich hieraus ergebende Problematik nicht unerwähnt bleiben.

Als Zusammenfassung des Vergleichs der SO₂-Emissionen ist also festzustellen, daß nicht nur bei GuD-Kohlekraftwerken, sondern auch bei konventionellen Kohlekraftwerken technische Möglichkeiten bestehen, in den Bereich der Schwefelrückhaltung bis 99 % vorzustoßen, sollte dies aus Umweltgründen erforderlich werden. Sowohl wegen des erheblich geringeren Gasvolumenstroms als auch wegen der reduzierenden Atmosphäre bei der Vergasung ist zu erwarten, daß derartige Entschwefelungsgrade in GuD-Kohlekraftwerken mit einem geringeren technischen und ökonomischen Aufwand möglich sind als ohne vorgeschaltete Vergasung.

Eine weitere wichtige Gruppe von Luftschadstoffen, die durch Kohlekraftwerke emittiert werden, sind die *Stickoxide*. Die Bedeutung der Kohlekraftwerke für die gesamten Stickoxidemissionen in der Bundesrepublik Deutschland ist jedoch erheblich geringer als für das Schwefeldioxid. Hauptemittent für Stickoxide ist der Kfz-Verkehr. Bezüglich der Minderung der Stickoxidemissionen hat das GuD-Konzept mit Kohlevergasung drei wichtige Vorteile:

- Der sogenannte Brennstoffstickstoff (NH₃, HCN) wird bei der Brenngasreinigung weitestgehend entfernt.
- Verbrennungstechnisch lassen sich mit Gas niedrigere Emissionen von thermischem Stickoxid erzielen als bei konventionellen Kohlestaubfeuerungen. Hierbei bestehen wegen der Forderung nach möglichst vollständigem Ausbrand eher technische Grenzen der NO_x-Minderung durch Primärmaßnahmen.

- Es besteht die Möglichkeit der NO_x -Minderung durch Erhöhung des Inertanteils (Zugabe von Stickstoff als Nebenprodukt bei der Luftzerlegung oder von Dampf).

Man erwartet, bei GuD-Kraftwerken den für Kohlekraftwerke geforderten Emissionsgrenzwert (200 mg/m^3 für Großanlagen) durch Ausnutzung dieser Vorteile einhalten zu können. Bis zu welchen Emissionswerten man unter Ausschöpfung aller aufgeführten Maßnahmen gelangt, ist zur Zeit noch offen, allerdings setzt die zu erreichende Gasturbineneintrittstemperatur einer Erniedrigung der Flammentemperatur Grenzen.

Die ökonomischen Auswirkungen von NO_x -Auflagen lassen sich folgendermaßen skizzieren: Sofern die derzeitigen Grenzwerte einzuhalten sind, ergeben sich hieraus Vorteile für die GuD-Kohlekraftwerke, vorausgesetzt, daß sich die Erwartungen hinsichtlich der Primärmaßnahmen erfüllen. Für den Fall einer weiteren Verminderung der Emissionen ist es gegenwärtig nicht gut einschätzbar, ob für GuD-Kraftwerke die ökonomischen Vorteile in vollem Umfang erhalten bleiben.

Die *Staubemissionen* werden sowohl durch die Staubabscheider als auch durch die nachgeschalteten Gaswäschen auf sehr niedrige Werte gedrückt. Beim GuD-Kraftwerk besteht eine technische Notwendigkeit hierfür durch die Anforderungen der Gasturbinenhersteller. Diese Anforderungen werden aber i.a. bereits durch die Staubabscheider und die Waschverfahren gewährleistet und erfordern deshalb keinen zusätzlichen Aufwand.

Im konventionellen Kraftwerk bedeutet die Rauchgaswäsche auch einen erheblichen Fortschritt für die Emissionsminderung von Stäuben. Hierdurch wird die Konzentration nach Elektrofilter in etwa halbiert und auf ein vergleichbares Niveau gebracht wie bei GuD-Kohlekraftwerken. Durch den Einsatz von Gewebefiltern anstelle von Elektrofiltern ist eine weitere Senkung der Staubemissionen möglich, jedoch wären hierfür noch technische Probleme zu lösen.

Die potentiellen Luftschadstoffe Chlor- und Fluorwasserstoff, die ohne Rauchgaswäsche in die Luft abgegeben werden, werden durch die Gaswäschen sowohl beim GuD-Kohlekraftwerk als auch beim konventionellen Kraftwerk praktisch vollständig zurückgehalten.

Zusammenfassend sind für einen Vergleich von konventionellen Kohlekraftwerken mit GuD-Kohlekraftwerken folgende Fakten bezüglich der Emission von Luftschadstoffen festzuhalten:

- Die derzeit gültigen Grenzwerte sind ohne Probleme einzuhalten.
- Die technischen Spielräume für weitere Emissionsminderungen sind bei beiden Kraftwerkskonzeptionen erheblich. Aus verfahrenstechnischen Gründen ist zu erwarten, aber noch zu bestätigen, daß GuD-Kohlekraftwerke bei Vorstößen in diese Spielräume ökonomische Vorteile gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken haben, wobei sich die Verhältnisse bei SO_2 und Partikeln deutlicher abzeichnen als bei Stickoxiden.

6.2 Gewässerbelastung

Vor der Einführung von Rauchgasentschwefelungsanlagen resultierte die wesentliche Gewässerbelastung von Wärmekraftwerken aus der Kondensationskühlung, die sich je nach Kühlverfahren in einer thermische Belastung des Vorfluters auswirkte oder Verdunstungsverluste erzeugte. Die Rauchgasentschwefelung in großen konventionellen Kohlekraftwerken erfolgt überwiegend durch Naßentschwefelungsverfahren mit Kalkstein. Hierbei muß Abwasser aus der REA ausgeschleust werden, um die geforderten Produkteigenschaften an den REA-Gips zu erfüllen (insbesondere sind die Chloride zu entfernen). Dieses Abwasser enthält Bestandteile der Einsatzkohle und Fremdstoffe des Kalksteins und wird aufbereitet. Nach diesem Prozeßschritt bestehen die Inhaltsstoffe aus Chloriden und Spuren von Schwermetallen, die üblicherweise in den Vorfluter geleitet werden. Prinzipiell lassen sich diese Einleitungen durch zwei Möglichkeiten vermeiden. Dazu kann man entweder das Abwasser eindampfen oder man weicht auf abwasserfreie Rauchgasentschwefelungsverfahren aus, die z.Z. aber nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Für GuD-Kohlekraftwerke besteht wegen der Anforderungen der Gasturbine die technische Notwendigkeit, Halogenide weitestgehend aus dem Brenngas zu entfernen. Weitere potentielle Abwasserbelastungen resultieren aus den Abwässern bei der Schlackeabscheidung und der Staubabscheidung in den Venturiwäschern. Auch für die Abwässer aus GuD-Anlagen ist eine Abwasseraufbereitung unumgänglich, inwieweit eine Einleitung von Schadstoffen in den Vorfluter erfolgt, hängt auch hierbei letztlich von der Konditionierung der Schadstoffe bzw. des Abwassers ab.

Sowohl GuD-Kohlekraftwerke als auch konventionelle Kohlekraftwerke benötigen eine Abwasseraufbereitung und können im Prinzip so betrieben werden, daß praktisch keine Schadstoffe ins Gewässer abgeleitet werden müssen. Ein günstiger Wirkungsgrad der GuD-Kohlekraftwerke bewirkt eine entsprechende Verringerung der thermischen Belastung bzw. von Verdunstungsverlusten. Zusätzlich wird durch den Einsatz von Gasturbinen die Aufteilung der Abwärmeabgabe auf die Medien Luft und Wasser zugunsten der

Lufterwärmung verändert, so daß hierdurch die Gewässerbelastung weiter vermindert wird.

6.3 Feste Rückstände

Je gravierender die Emissionsminderungsmaßnahmen für Luft- und Gewässerbelastungen ausfallen, desto mehr verlagert sich die Umweltproblematik auf die festen Rückstände. Vereinfachend läßt sich sagen, daß feste Rückstände in geeigneter chemischer Form das relativ höchste Maß an Umweltneutralität darstellen. Hierfür sprechen zum einen die Verwertungsmöglichkeiten für einige der festen Kraftwerksrückstände, zum anderen die Möglichkeit, durch geeignete Konditionierung und Deponierung die Diffusion von Schadstoffen in die Umwelt weitgehend zu unterbinden. Angesichts der Knappheit von Deponien sollte dabei den Verwertungsmöglichkeiten unbedingt der Vorzug gegeben werden.

Bei der Beurteilung der Kraftwerkstechnologien bezüglich der festen Rückstände sind für jede Rückstandsart die Verwertbarkeit und ggfs. die Menge und die Anforderungen an die Deponierung zu untersuchen. Bei einer vollständigen Verwertbarkeit ist die Menge im Prinzip zwar ohne Bedeutung, bei manchen Stoffen schränkt allerdings die anfallende Menge deren Verwertbarkeit ein. Auch für feste Rückstände gilt, daß sie nur zum Teil nach Art und Beschaffenheit auf die Technologie der Stromerzeugung zurückzuführen sind. Wichtige weitere Einflußgrößen sind die Kohleeigenschaften und die Maßnahmen zur Rückstandsbehandlung. Die Verwertung hängt sowohl von der chemisch-physikalischen Konsistenz als auch von den bestehenden oder zu schaffenden Verwertungsmöglichkeiten ab.

Die wesentlichen Unterschiede der Rückstände von GuD-Kohlekraftwerken einerseits und konventionellen Kohlekraftwerken andererseits lassen sich durch zwei Hauptpunkte umreißen:

- Die Asche wird bei den hier untersuchten Vergasertypen in eine Form überführt, die gegen Auslaugen weitgehend gesichert ist und deshalb leichter zu verwerten bzw. zu deponieren ist als insbesondere die Flugasche bei konventionellen Kraftwerken.
- Die ausgewaschenen Schwefelverbindungen verlassen die GuD-Kohlekraftwerke als elementarer Schwefel, bei der Kalkstein-REA wird Gips erzeugt.

Aus diesen Unterschieden resultieren allerdings nur dann Vorteile für ein GuD-Kohlekraftwerk, wenn für ein konventionelles Kraftwerk keine Verwertungsmöglichkeiten der Rückstände vorhanden sind. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, daß die festen Rückstände auch von konventionellen Kraftwerken in Schlacke und elementarem Schwefel umgesetzt werden können. Im ersten Fall müßte man auf Schmelzfeuerungen zurückgreifen, mit den bekannten Problemen bei der Stickoxid-Minderung. Zur Erzeugung von Schwefel läßt sich anstelle einer Kalkstein-REA das Wellmann-Lord-Verfahren einsetzen, allerdings müßten dann sowohl Nachteile im Stromerzeugungswirkungsgrad in Kauf genommen werden als auch weitere ökonomische Nachteile. In diesem Sinne sind die allgemein diskutierten Vorteile der GuD-Kraftwerke derart zu relativieren, daß konkrete Einzelprobleme der Entsorgung von Feststoffen im vergleichbaren Umfang auch durch Maßnahmen bei konventionellen Kohlekraftwerken lösbar sind, wobei die Folgen -insbesondere für die Wirtschaftlichkeit- aber negativer ausfallen als bei GuD-Kohlekraftwerken.

Bezüglich der Entsorgung von Katalysatorrückständen der Entstickungsanlagen haben die konventionellen Kohlekraftwerke eindeutige Nachteile. Für Rückstände, die aus einer möglichen Abwassereindampfung stammen, bestehen Vorteile für GuD-Kohlekraftwerke, da Begleitstoffe des Kalksteins, die bei der Rauchgasentschwefelung zu beachten sind, entfallen.

Insgesamt ergeben sich bei den festen Rückständen aus der Kohleverstromung Vorteile für die GuD-Kohlekraftwerke, in welchem Umfang sie bestehen, hängt jedoch entscheidend von den Gegebenheiten am konkreten Standort ab.

6.4 Zusammenfassung der Umweltauswirkungen

Aus dem Vergleich der Umweltauswirkungen von GuD-Kohlekraftwerken mit konventionellen Kohlekraftwerken lassen sich zusammenfassend folgende Schlüsse ziehen:

- Beim derzeitigen Kenntnisstand über die Umwelttechnologien ist es nicht erkennbar, daß es wesentliche einzelne Umweltauflagen gibt, die nur mit GuD-Kohlekraftwerken zu erfüllen sind, nicht jedoch mit konventionellen Kohlekraftwerken. Allerdings spricht das Bündel von potentiellen Umweltvorteilen deutlich für die GuD-Kohlekraftwerke, auch in Verbindung mit den tendenziell entstehenden Kostenvorteilen beim Übergang zu weiteren Emissionsminderungen.
- Besonders ausgeprägt erscheinen die Umweltvorteile von GuD-Kohlekraftwerken hinsichtlich der Verwertung von Kraftwerksrückständen, insbesondere angesichts der sich abzeichnenden Mengenprobleme bei der Verwertung von REA-Gips bzw. der Deponierung von Stabilisat.
- Wegen des erheblich geringeren Kühlwasserbedarfs sind diesbezüglich geringere Restriktionen für Kraftwerksstandorte vorhanden.

- Da eine Umstellung des Kraftwerksparks auf GuD-Kohlekraftwerke einen erheblichen Zeitraum beansprucht, können die Umweltvorteile nur längerfristig zum Tragen kommen. Daher sind bei der Bewertung der Umweltaspekte vor allem die Teilbereiche in den Vordergrund zu stellen, bei denen sich bereits jetzt abzeichnet, daß sie nur längerfristig lösbar sind. Des weiteren leitet sich gerade aus der Zeitperspektive ab, daß eine möglichst rasche technische Demonstration und Markteinführung notwendig ist.

7. LITERATUR

- 1. Konzepte für GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung
 - /1/ Veen, J.; Ceelen, D.; Höft, K.; Kreutzkamp, G.: Kombiniertes Gas-/Dampfturbinenkraftwerk basierend auf dem British Gas/Lurgi Kohlevergasungsverfahren.
BMFT-FB-T 86-047, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1986.
 - /2/ Schiffers, U. und Stocksmeier, H.: Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit Kohlevergasung, Projektdefinition (Phase 1).
BMFT-FB-T 86-036, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1986.
 - /3/ Kohledruckvergasung - Steinkohlevergasung in kombinierten Gas-/Dampfturbinenkraftwerken.
Schriftenreihe "Energiepolitik in Nordrhein-Westfalen, Band 12, Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf 1981.
 - /4/ Müller, R.: Kohleveredelung als Alternative zu Umweltschutzmaßnahmen im Kraftwerk.
VGB Kraftwerkstechnik 64 (1984), S. 1081 - 1086.
 - /5/ Müller, R.: Kohlevergasungsverfahren - Anwendung in kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozessen.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37 (1987), S. 238 - 244.
 - /6/ Maghon, H. und Becker, B.: Schadstoffarme Verbrennung von Kohlegas in GuD-Anlagen.
VGB-Kraftwerkstechnik 64 (1984), S. 999 - 1004.
 - /7/ Weinzierl, K. und Deggim, D.: VEW-Kohleumwandlungsverfahren: 10 t/h-Versuchsanlage.
Brennstoff-Wärme-Kraft 36 (1984), S. 211 - 215.

- /8/ Auf der Suche nach einem hohen Wirkungsgrad - Ist das GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung das Kohlekraftwerk der Zukunft? KWU-Report 49 (1987), S. 1 - 7.
- /9/ Schmidt-Traub, H. und Pohl, H.-Ch.: Entwicklungen zur Flugstrom-Vergasung nach dem Koppers-Totzek- und dem Prenflo-Verfahren. Chem.-Ing.-Tech 55 (1983), S. 850 - 855.
- /10/ Shell erprobt Vergasung. Energiespektrum 1987, S.8.
- /11/ Douglas, J: IGCC - Phased Construction for Flexible Growth. EPRI-Journal, September 1986, S.4 - 10.
- /12/ Grünes Licht für "Schwarze Pumpe". Energiespektrum 1987, S. 26 - 29.

• 2. Betriebserfahrungen von Vergasungsanlagen

- /1/ Schellberg, W.: PRENFLO-Demonstrationsanlage in Fürstenhausen - Betriebserfahrungen -. Brennstoff-Wärme-Kraft 39 (1987), S. 238 - 240.
- /2/ Henrich, G.; Pook, H; Waldhecker, H.D.: Im Test - Kohlevergasung im Eisenbad nach dem MIP-Prozeß. ENERGIE 38 (1986), S. 39 - 41.
- /3/ Spencer, D.: Cool Water Project Update. EPRI-Journal, März 1986, S. 34 - 37.
- /4/ Spencer, D.: Coal Gasification Tests at TVA. EPRI-Journal, Juli/August 1986, S.38 - 41.
- /5/ Schellberg, W. und Müller, R.: Gasification integrates well with combined cycle. Modern Power Systems. August 1987, S. 29 - 31.

- /6/ Clark, W.N.: Cool water has had a good year.
Modern Power Systems, Oktober 1985, S. 33 - 35.
- /7/ Sundstrom, D.G.: Early operation of Dow IGCC looks good.
Modern Power Systems, August 1987, S. 39 - 43.
- /8/ Petersen, G.T.: Gasification of high sulphur coal looks promising.
Modern Power Systems, Oktober 1985, S. 37 - 39.

• 3. Gasturbinenentwicklung und Fortschritte bei gasgefeuerten GuD-Anlagen

- /1/ Juran, H.: Der freundliche Wirkungsgrad - 60 MW-Kombikraftwerk
Enschede/Holland nach zwei Betriebsjahren.
ENERGIE 39 (1987), S. 60 - 68.
- /2/ Shepard, M.: Evolution in Combustion Turbines.
EPRI-Journal, Juni 1986, S. 16 - 21.
- /3/ Kombi-Heizkraftwerk mit weltweit höchstem Wirkungsgrad.
Elektrizitätswirtschaft, EW-aktuell 27.4.1987.
- /4/ Haselbacher, H.: Gasturbinen - Marktsituation.
Brennstoff-Wärme-Kraft 38 (1986), S. 254 - 258.
- /5/ Tsuji, T.: The Higashi Niigata combined cycle plant.
Modern Power Systems, November 1985, S. 60 - 63.
- /6/ Keller, S.C. und Studniarz, J.J.: Aeroderivative gas turbines
can meet stringent NO_x control requirements.
Modern Power Systems, April 1987, S. 33 - 37.

- 4. Entwicklungsmöglichkeiten für konventionelle Dampfkraftwerke
 - /1/ Aurin, G. und Stadie, L.: Erhöhung des Wirkungsgrades von Kohlekraftwerken durch Übergang auf höchste Dampfstände. BMFT-FB-T 83-033, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1983.
 - /2/ Harig, H.-D.: Primärenergiesparende Steinkohleverstromung - Möglichkeiten zur Verbesserung des Wirkungsgrades. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37 (1987), S. 324 - 328.
 - /3/ Shepard, M.: Tapping Global Expertise in Coal Technology. EPRI-Journal, Januar/Februar 1986, S. 6 - 15.

- 5. Energiewirtschaftliche Perspektiven für GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung in der Bundesrepublik Deutschland
 - /1/ Frewer, H.: Strukturwandel in der Technik fossilbeheizter Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland. VGB-Kraftwerkstechnik 66 (1986), S. 303 - 326.
 - /2/ Vorerst abwarten - Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung ist noch im Versuchsstadium. Energiespektrum 1987, S.11 - 12.
 - /3/ Diehl, H.: Fortschrittliche Kohletechnologien - Ein Gesamt-Überblick. ENERGIE 38 (1986), S 43 - 48.
 - /4/ Hirschfelder, G.: Steinkohle zur Stromerzeugung - Lage, Perspektiven, Probleme. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 36 (1986), S. 50 - 52.
 - /5/ Gut, besser, GuD ? Energiespektrum 1986, S. 11 - 15.

/6/ Auch die WSF hat noch Probleme.
Energiespektrum 1986, S.16 - 18.

/7/ Knizia, K.: Zur Entwicklung kombinierter Gastturbinen-
Dampfturbinenprozesse für unterschiedliche Primärenergien.
VGB-Kraftwerkstechnik 65 (1985) S. 545 - 557.

• 6. Energiepreise

/1/ Schiffer, H.-W.: Energiemarkt '86 - Mineralöl, Erdgas, Kohle,
Strom.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 37 (1987), S. 301 - 320.

• 7. Umweltauswirkungen

/1/ Findling, B. et al., Unveröffentlichter Bericht, KfK, 1988.

/2/ Schuch, P.-G., Unveröffentlichter Bericht, 1988.