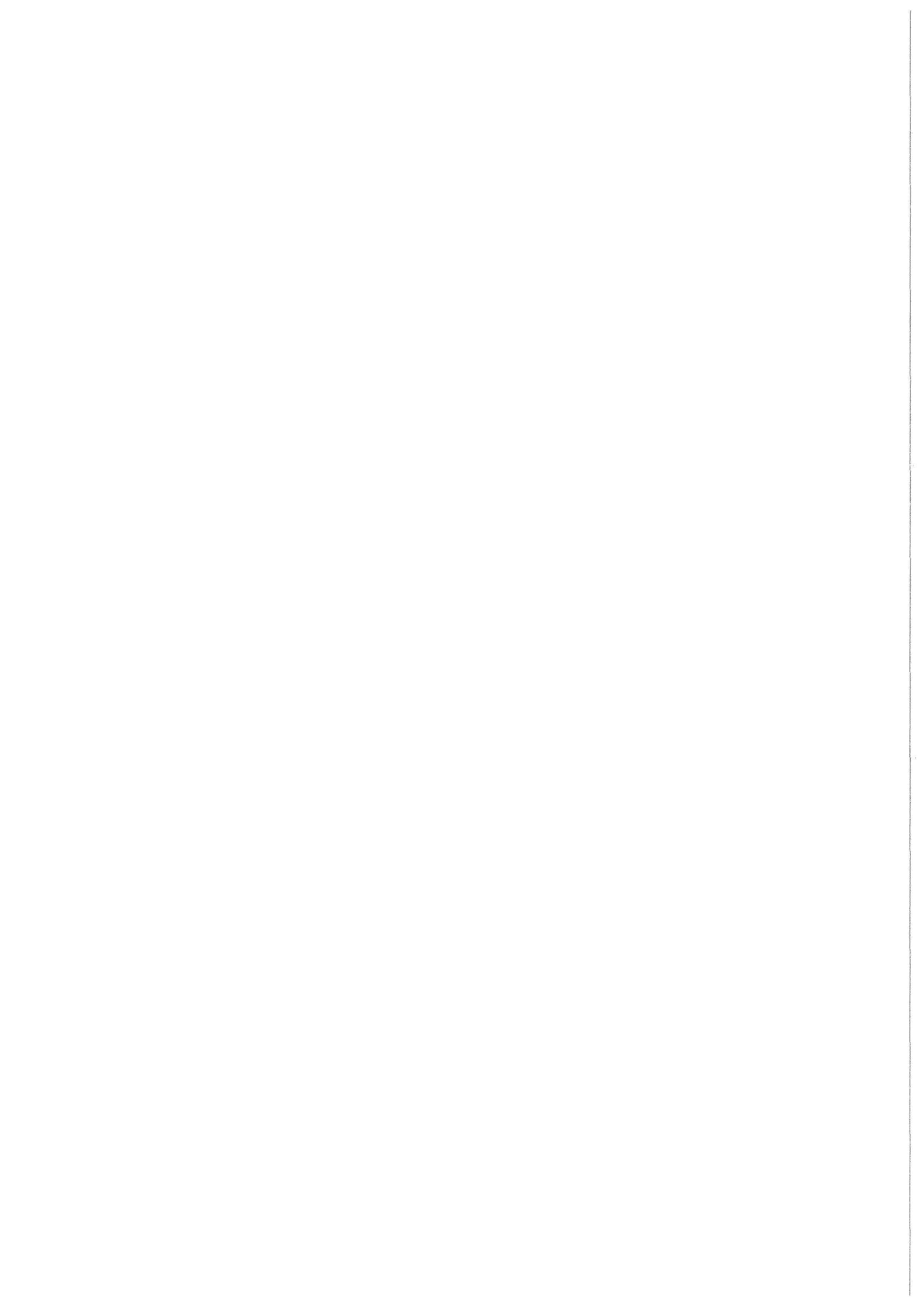


KfK 4412
April 1988

Technikfolgenabschätzung für verschiedene Kohle-Kraftstoff-Optionen

**R. Coenen, B. Findling, S. Klein-Vielhauer,
E. Nieke, H. Paschen, H. Tangen, D. Wintzer**
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

Kernforschungszentrum Karlsruhe



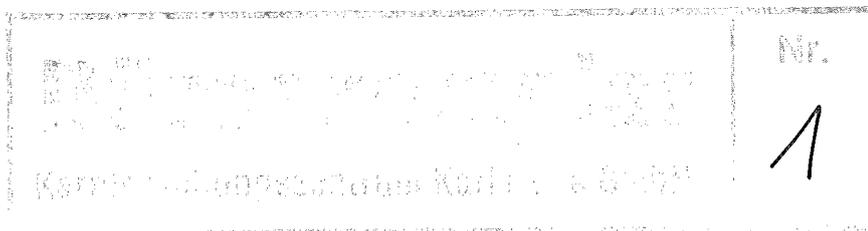
KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE

Abteilung für Angewandte Systemanalyse

KfK 4412

TECHNIKFOLGENABSCHÄTZUNG FÜR VERSCHIEDENE
KOHLE-KRAFTSTOFF-OPTIONEN

R. Coenen, B. Findling, S. Klein-Vielhauer,
E. Nieke, H. Paschen, 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

Technikfolgenabschätzung für verschiedene Kohle-Kraftstoff-Optionen

Zusammenfassung

Die in diesem Bericht dargestellte Technikfolgenanalyse zu Kraftstoffen auf Kohlebasis wurde im Auftrag des Bundesministers für Forschung und Technologie zur Unterstützung der Entscheidungsfindung des BMFT auf dem Gebiet der Kohleveredlung durchgeführt. Es wurden verschiedene technische Optionen der Kohleverflüssigung sowohl auf Stein- als auch auf Braunkohlebasis betrachtet: die direkte Kohleverflüssigung (Hydrierung) und verschiedene Varianten der indirekten Kohleverflüssigung, d.h. die Gewinnung von Kraftstoffen (Methanol, Benzin) über die Weiterverarbeitung von Produkten der Kohlevergasung. Die Technikfolgenabschätzung betrachtet die ganze Kette von der Kohlebeschaffung über die Kohleumwandlung bis zur Verwendung der Kohle-Kraftstoffe im Straßenverkehr. Der Schwerpunkt der Analyse liegt bei einzel- und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen (einschließlich Auswirkungen auf die Beschäftigung und staatlichen Haushalte) und bei den Umweltfolgen. Es werden jeweils Vergleiche zum Einsatz von Mineralölkraftstoffen durchgeführt. Weiterhin werden betrachtet: Infrastrukturelle Erfordernisse und sonstige Realisierungsprobleme für die Einführung von Kohlekraftstoffen sowie Exportperspektiven für Technologien der direkten und indirekten Kohleverflüssigung.

Technology Assessment of Various Coal Fuel-Options

Abstract

The technology assessment study of coal-based fuels presented in this report was performed for the Federal Ministry for Research and Technology. Its goal was to support decision-making of the Federal Ministry for Research and Technology in the field of coal conversion. Various technical options of coal liquefaction have been analyzed on the basis of hard coal as well as lignite - direct liquefaction of coal (hydrogenation) and different possibilities of indirect liquefaction, that is the production of fuels (methanol, gasoline) by processing products of coal gasification. The TA study takes into consideration the entire technology chain from coal mining via coal conversion to the utilization of coal-based fuels in road transport. The analysis focuses on costs of the various options, overall economic effects, which include effects on employment and public budgets, and on environmental consequences compared to the use of liquid fuels derived from oil. Furthermore, requirements of infrastructure and other problems of the introduction of coal-based fuels as well as prospects for the export of technologies of direct and indirect coal liquefaction have been analyzed in the study.

Gliederung

	Seite
I. Einführung	1
II. Technische Erläuterungen zur Erzeugung und Verwendung von Kraftstoffen aus Kohle	5
III. Ökonomische Folgenanalysen	10
III. A Kostenanalysen	10
1. Technische und ökonomische Ausgangsdaten	10
2. Methode der Kostenberechnungen und berechnete Kenngrößen	14
3. Ergebnisse der Kostenanalysen bei Referenzannahmen	15
4. Zusammenfassung der Ergebnisse der Kostenanalysen und Schlußfolgerungen	21
III. B Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen	24
1. Erläuterungen zur Berechnungsmethode	24
2. Ergebnisse bei Referenzannahmen	27
3. Zusammenfassung der Ergebnisse der Analysen zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen	36
IV. Umweltfolgenanalysen zu den Kohle-Kraftstoff-Optionen	38
V. Perspektiven für den Export von Kohleveredlungstechnologien	47
VI. Realisierungsprobleme der Kohle-Kraftstoff-Optionen	50
VII. Gesamtbewertung	53

I. Einführung

1. Die Analyse verschiedener Alternativen der Erzeugung von Kraftstoffen aus Kohle zur Substitution von Mineralölkraftstoffen wurde als Technikfolgenabschätzung konzipiert. In Technikfolgenabschätzungen werden Optionen, die aufgrund von Vorwissen und aufgrund bestimmter Ausgangsannahmen formuliert werden, im Hinblick auf ihre Voraussetzungen und potentiellen Folgen analysiert und anhand eines breiten Spektrums von Kriterien bewertet. Das Ergebnis von Technikfolgenabschätzungen ist daher nicht eine Prognose, sondern die Verdeutlichung, möglichst Quantifizierung, der mit den ausgewählten Optionen potentiell verbundenen positiven wie negativen Konsequenzen. Ziel solcher Analysen ist die Unterstützung politischer und unternehmerischer Entscheidungsprozesse.
2. Die hier präsentierte Untersuchung stellt eine Erweiterung der im Dezember 1984 von der Abteilung für Angewandte Systemanalyse (AFAS) des Kernforschungszentrums Karlsruhe, dem Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) und dem TÜV Rheinland vorgelegten Studie "Methanol für den Straßenverkehr" dar. Die Erweiterung besteht in der Berücksichtigung zusätzlicher Möglichkeiten der Kraftstoffherzeugung aus Kohle, nämlich der Benzinherstellung aus Stein- und Braunkohle über die Texaco- bzw. die HTW-Vergasung und den von Mobil entwickelten MTG-Prozeß (MTG = Methanol to Gasoline) sowie der Steinkohlehydrierung.
3. Die wesentlichen Ausgangsannahmen der Technikfolgenabschätzung sind folgende:
 - (1) Es wird von einem Umfang der Substitution von Mineralölkraftstoffen durch Kohlekraftstoffe in Höhe von 10 % des für 2000 erwarteten Kraftstoffverbrauchs (entsprechend etwa 110 PJ) ausgegangen. Hierzu werden je nach technischer Alternative 5 Mio t Methanol oder 2,5 Mio t MTG-Benzin oder 2,5 Mio t Hydrierkraftstoffe benötigt. Die hierfür erforderlichen Kohlemengen bewegen sich in Abhängigkeit vom Gesamtwirkungsgrad der betrachteten Optionen zwischen 5,8 und 7,2 Mio t SKE.
 - (2) Durch Methanol werden im Referenzfall Benzin und Dieselkraftstoff auf Mineralölbasis im Pkw- und Nutzfahrzeuggbereich im Verhältnis

von ca. 40 : 60 substituiert, und zwar mit M100 als Einheitskraftstoff (M100 = 93 % Methanol und 7 Gew.-% C₄- und C₅-Verbindungen, u.a. zur Kaltstartverbesserung). Als Alternativen werden auch die ausschließliche Benzin- und die ausschließliche Dieselölsubstitution durch Methanol bzw. M100 betrachtet.

Durch MTG-Benzin wird vorwiegend mineralölstämmiges Benzin im Pkw-Bereich ersetzt.

Durch Hydrierkraftstoffe werden Benzin und Dieselölkraftstoff auf Mineralölbasis im Pkw- und Nutzfahrzeugbereich im Verhältnis von etwa 50 : 50 ersetzt.

(3) Betrachtet werden insgesamt acht Optionen (s. Tab. 1). Diese hohe Zahl ergibt sich dadurch, daß erstens bei der Methanol- und MTG-Benzinerzeugung sowohl Braun- als auch Steinkohle als Erzeugungsbasis betrachtet werden und daß zweitens im Falle von Steinkohle zwei Alternativen der Beschaffung berücksichtigt werden:

- die erforderliche Steinkohle wird zusätzlich gefördert bzw. wird in anderen Verwendungsbereichen, z.B. in der Stahlerzeugung, durch Marktanpassungsprozesse freigesetzt;
- die Steinkohle wird aus der Verstromung abgezogen und dort durch Kernenergie ersetzt.

Im Falle der Verwendung von Braunkohle wird angenommen, daß die erforderliche Menge auf jeden Fall - aufgrund ökologischer Restriktionen für eine Ausdehnung der Braunkohleförderung - aus der Verstromung freigesetzt und dort durch Kernenergie ersetzt werden muß.

(4) Als Modelltechnologien für die verschiedenen Wege der Kohleveredlung wurden

- für die Braunkohlevergasung zur Methanol- und MTG-Erzeugung das Hochtemperatur-Winkler-Verfahren,
- für die Steinkohlevergasung zur Methanol- und MTG-Erzeugung das Texaco-Verfahren,
- für die Steinkohlehydrierung das IG-Neu-Verfahren (ergänzt durch im Labormaßstab abgesicherte Verfahrensmodifikation)

Tab. 1: Kohle-Kraftstoff-Optionen

Option 1	M100	aus Steinkohle, die zusätzlich gefördert wird.
Option 2	M100	aus Steinkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 3	M100	aus Braunkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 4	MTG	aus Steinkohle, die zusätzlich gefördert wird.
Option 5	MTG	aus Steinkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 6	MTG	aus Braunkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 7		Hydrierprodukte aus Steinkohle, die zusätzlich gefördert wird.
Option 8		Hydrierprodukte aus Steinkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.

nen) gewählt. Die Potentiale neuartiger Verfahren (Pyrosol-Verfahren, Hochdruckhydrierung) werden im Rahmen von Sensitivitätsüberlegungen berücksichtigt.

Aus analytischen Gründen werden energieautarke Anlagen angenommen. Dazu ist anzumerken, daß im konkreten Falle aufgrund der jeweiligen Standortbedingungen z.B. durch Fremdbezug von Strom, Erdgas oder Wasserstoff noch Optimierungen möglich sind.

Der Kohledurchsatz je Anlage wurde auf ca. 1 Mio t SKE jährlich festgelegt, d.h. die gewählten Anlagengrößen entsprechen den Erfordernissen einer großtechnischen Demonstration. Bei größeren Anlagen sind aber noch "economies of scale" zu erwarten.

4. Die ausgewählten Optionen werden unter verschiedenen Gesichtspunkten analysiert, insbesondere im Hinblick auf
 - ihre Kosten (Abschnitt III.A),
 - ihre gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen (Beschäftigung, Staatshaushalt usw.) (Abschnitt III.B),
 - ihre Umweltfolgen (Abschnitt IV),
 - industriepolitische Gesichtspunkte (Abschnitt V),
 - wichtige Realisierungsbedingungen (Abschnitt VI),und anschließend einer Gesamtbewertung unterzogen (Abschnitt VII).

Im folgenden Abschnitt II. werden zunächst einige technische Erläuterungen zu den Optionen gegeben.

II. Technische Erläuterungen zur Erzeugung und Verwendung von Kraftstoffen aus Kohle

Die Optionen 1 bis 6 beruhen auf Verfahren der sogenannten indirekten Kohle- verflüssigung (vgl. Tab. 2), bei denen die Kohle zunächst vergast und in weite- ren Stufen das gewonnene Gas verflüssigt wird. Die Optionen 7 und 8 beziehen sich auf die direkte Verflüssigung der Kohle auf dem Wege über die Hydrie- rung.

Tab. 2: Technische Gliederung der Kohle-Kraftstoff-Optionen

		Steinkohle		Braunkohle	
		zusätzliche Förderung	Freisetzung bei der Strom- erzeugung durch Kernenergie	zusätzliche Förderung	Freisetzung bei der Strom- erzeugung durch Kernenergie
Indirekte Verflüssigung	Vergasung → Methanol → M100	Option 1	Option 2	--	Option 3
	Vergasung → Methanol → Benzin	Option 4	Option 5	--	Option 6
Direkte Verflüssigung	Hydrierung - Benzin, Mittel- destillate, Flüssiggas	Option 7	Option 8	--	--

Indirekte Verflüssigung

Um Methanol aus Kohle zu gewinnen, ist ein Zwischenschritt erforderlich. Die Kohle muß zunächst vergast werden. Das dabei entstehende Rohgas wird anschließend gereinigt. Es enthält dann nur noch Wasserstoff (H₂) und Kohlen- monoxyd (CO) und wird als "Synthesegas" bezeichnet. Für die Methanolerzeu- gung ist von Bedeutung, daß das Synthesegas aus etwa zwei Anteilen H₂ und einem Anteil CO besteht. Da sich dieses Verhältnis nicht gleich bei der Verga- sung einstellt, muß ein Teil des CO des Synthesegases in einem Konvertie- rungsschritt mit Hilfe von Wasserdampf und Katalysatoren in H₂ umgewandelt werden.

Die Umwandlung des Synthesegases zu Methanol geschieht dann je nach Verfahren bei 40 bis 100 bar Druck in einem Synthese-Reaktor mit Kupferkatalysatoren.

Das Methanol kann direkt als Kraftstoff genutzt werden, z.B. ohne jegliche Beimischungen in Nutzfahrzeugmotoren, nach Zumischen von einigen Prozentanteilen an Kohlenwasserstoff-Verbindungen ¹⁾ als "M100" in Pkw-Ottomotoren oder zusammen mit Zündbeschleunigern und Lösungsvermittlern im Dieselöl als "Dieselmotor-Mischkraftstoff" ²⁾, aber auch indirekt, indem das Methanol (es kann Rohmethanol sein) nach dem Mobil-Verfahren mit Zeolith-Katalysatoren im sog. MTG-Prozeß (Methanol to Gasoline) in bleifreies Benzin umgewandelt wird. Dieses MTG-Benzin kann unmittelbar in Ottomotoren verwendet werden. Seine Klopfestigkeit (ROZ) liegt je nach Betriebsweise der MTG-Anlage über der, die gegenwärtig für Euro-Super vorgeschrieben ist. In einer MTO-Variante (Methanol to Olefins) des Mobil-Verfahrens kann aus Methanol statt Benzin auch ein schwefelfreier Dieselkraftstoff hergestellt werden.

Im folgenden werden die beiden Vergasungsverfahren, die als Modelltechnologien unterstellt wurden, kurz beschrieben. Auf andere Vergasungsverfahren wird hier nicht eingegangen.

Beim Texaco-Verfahren zur Vergasung von Steinkohle handelt es sich um eine Kohlestaubvergasung, bei der sehr fein gemahlene Kohle mit Wasser vermischt in den Vergasungsreaktor eingebracht wird. Außerdem wird Sauerstoff aus einer Luftzerlegungsanlage zugeführt. Ein Teil des Kohlenstaubs verbrennt mit dem Sauerstoff. Dabei entstehen Temperaturen über 1300°C. Der Kohlenstoff des nicht verbrannten Kohlenstaubs setzt sich mit dem gebildeten Wasserdampf dann zu dem schon genannten Rohgas um. Die aus dem Kohlenstaub entstehende Asche wird unten aus dem Vergasungsreaktor abgezogen. Zur Verbesserung des Verfahrens wird angestrebt, den Druck, bei dem die Vergasung abläuft, von 40 auf 100 bar anzuheben. In der Texaco-Vergasung können praktisch alle Steinkohlensorten vergast werden.

1) C₄- und C₅-Komponenten

2) Auf diese Möglichkeit wird hier nicht eingegangen.

Für die Vergasung von Braunkohlen hat sich das "Hochtemperatur-Winkler"-Verfahren (HTW) bewährt. Es ist eine Weiterentwicklung der Wirbelschicht-Vergasung und arbeitet bei 10 bar Druck und 800-1000°C. Wegen der gegenüber Steinkohle höheren Reaktionsfähigkeit der Braunkohle werden die hohen Temperaturen der Flugstrom-Vergasung nicht benötigt. Auch wird so der Ascheerweichungspunkt nicht erreicht, so daß die Ascheteilchen in der "dichter gepackten" Wirbelschicht nicht zusammenbacken können. Hier werden gemahlene und getrocknete Braunkohle sowie Sauerstoff und Wasserdampf eingesetzt. Der Sauerstoff dient wieder dazu, mit einem Teil der Braunkohle die Vergasungstemperatur zu erzeugen (sog. autotherme Vergasung) und die Reaktionsenergie bereitzustellen. Die Vergasung selbst läuft dann ähnlich wie bei der Steinkohle beschrieben ab.

Direkte Kohleverflüssigung (Hydrierung)

Bereits im Zweiten Weltkrieg wurde Flugbenzin nach dem IG-Farben-Verfahren aus mitteldeutscher Braunkohle und aus Steinkohle erzeugt. Dieses Verfahren wurde zum weiterentwickelten "IG-Neu"-Verfahren verbessert. In den letzten Jahren wurden in der Bundesrepublik Deutschland allerdings nur für die Hydrierung von Steinkohle detaillierte Auslegungskonzepte ausgearbeitet. Bei dem weiterentwickelten IG-Verfahren wird Steinkohle feingemahlen, mit einem aus dem Hydrierprozeß stammenden Destillatöl und einem Katalysator vermischt ("angemaischt") und zusammen mit gasförmigem Wasserstoff in die "Hydrierreaktoren" gepumpt. In den Hydrierreaktoren herrschen eine Temperatur von rund 450°C und ein Druck von 300 bar.

In nachgeschalteten Abscheidern werden die entstandenen dampf- und gasförmigen Produkte von dem schweren Hydrierrückstand getrennt. Über unterschiedliche Destillations- und Raffinationsprozesse werden diese Produkte dann zu Benzin, Mitteldestillat und Flüssiggas aufgearbeitet. Der Hydrierrückstand enthält noch Kohlenstoff, Schwefel und die gesamte Asche. Er kann vergast oder verschwelt werden, wobei die entstehenden Gase mit zur Erzeugung des für die Hydrierung notwendigen Wasserstoffs verwendet werden. Im Falle der Verschwelung wird der dann noch verbleibende Schwelrückstand in einer Wirbelschichtfeuerung verbrannt und liefert Prozeßenergie in Form von Dampf.

Außer der Kohleöl-Versuchsanlage in Bottrop, die täglich bis zu 200 t Kohle verarbeiten kann und nach dem IG-Neu-Verfahren arbeitet, befinden sich gegenwärtig in der Bundesrepublik Deutschland noch zwei Varianten in der Entwicklung. Bei dem Verfahren der sog. Hochdruckhydrierung werden Drucke bis über 1000 bar angewendet. Dabei besteht der Reaktionsraum aus langen Rohrschlangen und nicht mehr aus Druckbehältern mit großem Durchmesser. In diesen Rohrschlangen soll der Kohlenstoff vollständig umgesetzt werden, so daß der Hydrierrückstand im wesentlichen nur noch aus Asche besteht. Bei dem Pyrosolverfahren hingegen werden nur sehr "milde" Hydrierbedingungen (200 bis 250 bar) gewählt. Neben einem verbrennbaren bzw. vergasbaren Koks entsteht ein schwefelfreies Mitteldestillat, das entweder zum Zumischen zu hochschwefelhaltigem Öl verwendet oder in einer Spezial-Raffinerie zu Benzin weiterverarbeitet werden kann. Beide Verfahren können zu höherem Wirkungsgrad und zu niedrigeren Investitionskosten führen.

Methanoleinsatz in Kraftfahrzeugen

Kfz mit Ottomotoren

Dem Methanol werden gegenwärtig 7 Gew.-% an Kohlenwasserstoff-Verbindungen zugesetzt. In dieser Form wird es als M100 bezeichnet. Die Zusätze sollen im wesentlichen die Kaltstarteigenschaften verbessern und die Explosionsgrenzen eines Treibstoff-Luft-Gemisches in einen gefahrlosen Bereich verschieben.

Am Fahrzeug sind ggf. weitere Maßnahmen zur Verbesserung der Kaltstartfähigkeit erforderlich. Zusätzlich sind Anpassungen wegen des geringeren Heizwertes von M100 gegenüber Benzin erforderlich. So müssen der Tank vergrößert sowie Kraftstoff-System, Gemischaufbereitung und Zündkerzen modifiziert werden. Wegen der höheren Klopfestigkeit von Methanol können die Motoren höher verdichtet werden, dadurch steigen die spezifische Leistung und der Motorwirkungsgrad.

Bei den Emissionen könnten M100-Ottomotoren die neuen EG-Standards erreichen. Da sie aber deutlich mehr Formaldehyd als vergleichbare Benzinmotoren emittieren, ist zu unterstellen, daß sie mindestens mit einem Oxydationskatalysator ausgerüstet sein müssen.

Kfz mit Kammer-Dieselmotoren

Durch Zusätze von Zündwilligkeitsverbesserern mit erforderlichen Lösungsvermittlern läßt sich Methanol zu einem selbstzündenden Diesel-Kraftstoff weiterentwickeln. Die Forschungsarbeiten hierzu befinden sich noch in der Laborphase.

Kfz mit Direkteinspritz-Dieselmotoren

Diese Motoren werden in Nutzfahrzeugen (Lkw, Busse, Transporter) eingesetzt. Von verschiedenen Firmen werden unterschiedliche Lösungsansätze verfolgt und in Prototyp-Fahrzeugen erprobt. Hier kann nicht nur M100, sondern auch Methanol ohne Zusätze direkt verwendet werden.

Ein Konzept sieht die Verdampfung des Methanols und seine anschließende Verbrennung in einem Gas-Ottomotor vor. Die Verdichtung kann höher als bei Ottomotoren mit flüssigem Treibstoff gewählt werden. Ein zweites Konzept sieht einen Schichtlademotor mit Direkteinspritzung und einer elektrischen Zündanlage vor, bei dem die Verdichtung wie bei einem Dieselöl-Motor gewählt ist. Beim dritten Konzept handelt es sich um keinen reinen Methanolmotor, da ihm zum Zünden des Methanol-Luftgemisches ein Dieselölstrahl mit etwa der Leerlaufmenge des Dieselöl-Motors mit Hilfe einer zweiten Einspritzpumpe in den Brennraum eingespritzt wird. Im praktischen Fahrbetrieb werden in diesem Fall je nach Fahrzeug und Einsatzzweck zwischen 70 % und 85 % des Dieselöls energetisch durch Methanol ersetzt.

Bei den Konzepten, die ausschließlich Methanol verwenden, sind die NO_x-Emissionen um mindestens die Hälfte geringer als beim vergleichbaren Dieselölmotor. Rußemissionen treten nahezu überhaupt nicht mehr auf. Bei dem Verdampfungskonzept sind die Aldehydemissionen gering, beim Konzept mit elektrischer Zündung werden sie mit einem Oxydationskatalysator begrenzt. Die sonstigen HC- und CO-Emissionen sind vergleichbar. Auch das Zweistrahls-Konzept hat Umweltvorteile, jedoch sind sie wegen der Dieselölkomponente stärker vom jeweiligen Betriebspunkt des Motors abhängig.

III. Ökonomische Folgenanalysen

Dieser Abschnitt ist in Kostenanalysen und Analysen zu gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen gegliedert.

III. A Kostenanalysen

1. Technische und ökonomische Ausgangsdaten

Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die wichtigsten technisch-ökonomischen Kenndaten für die betrachteten Verfahrenswege zur Erzeugung von Kraftstoffen aus Kohle.

Bei den Kenndaten für Hydrieranlagen wird unterstellt, daß sich jüngere und im Labormaßstab abgesicherte Modifikationen des IG-Neu-Verfahrens in größeren Anlagen bewähren. Bei den Modifikationen handelt es sich u.a. um modifizierte Lösungsmittel bei der Anmischung der Kohle, die zu einem besseren Aufschluß der Kohle führen, und um die Verschwelung statt der Vergasung der Hydrierrückstände. Beides führt zu einem höheren Wirkungsgrad.

Die technisch-ökonomischen Kenndaten für Hydrieranlagen der betrachteten Größe sind mangels Erfahrung mit hinreichend großen Anlagen weniger abgesichert als im Falle der indirekten Verflüssigung.

Tab. 3: Technisch-ökonomische Kenndaten für Modellanlagen zur Kohleveredlung

		A	B	C	D	E
		Methanol aus Steinkohle (Texaco)	A + MTG (Texaco + Mobil)	Methanol aus Braunkohle (HTW)	C + MTG (HTW + Mobil)	Steinkohle-Hydrierung (IG-Neu)
Kohleeinsatz	t SKE/d	3540	3540	3140	3140	4150
<u>Produkte:</u>						
Methanol	t/d	2500	-	2500	-	-
LPG	t/d	-	130	-	130	310
Benzin	t/d	-	920	-	920	920 ²⁾
Mitteldestillate	t/d	-	-	-	-	550
$H_u(\text{Produkte})/H_u(\text{Einsatzkohle})$		0,47	0,46	0,53	0,52	0,64
Investitionskosten	Mio DM ¹⁾	1050	1350	1200	1500	1860
Personal, Instandhaltung, Versicherung	Mio DM/a ¹⁾	59	72	63	77	132
Variable Betriebskosten ³⁾	Mio DM/a ¹⁾	22	31	19	28	36

Gemeinsame Kenndaten: Bauzeit 5 Jahre, Lebensdauer 20 Jahre, 8000 Vollaststunden jährlich

1) Geldwert 1984

2) Dieses Benzin müßte raffinerietechnisch noch weiterverarbeitet werden, um zu spezifikationsgerechtem Fahrbenzin zu gelangen

3) Ohne Kohlekosten

Zur Berechnung von Kostendifferenzen, die beim Ersatz von Kohle durch Kernenergie im Bereich der Verstromung entstehen, werden die in Tabelle 4 zusammengestellten technisch-ökonomischen Kenndaten unterstellt.

Tab. 4: Technisch-ökonomische Kenndaten für Kohle- und Kernkraftwerke
- Betriebskosten-Annahmen für 2000, Geldwert 1984 -

	Einheit	Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie (DWR)
Bauzeit	Jahre	5	5	7
spezifische Investitionskosten	DM/kWe	1900	2200	3200
Erstkerninventar	DM/kWe	--	--	320
Energiekosten	DM/MWhe	105 ¹⁾	39 ²⁾	20
Entsorgungskosten	DM/MWhe	--	--	20
sonstige Betriebskosten	DM/MWhe	16	16	16

1) Steinkohlekosten (incl. Transportkosten): 317 DM/t SKE

2) Braunkohlekosten (incl. Transportkosten): 119 DM/t SKE

Bei allen Optionen wird von den in Tabelle 5 aufgeführten ökonomischen und energiewirtschaftlichen Referenzannahmen für die Kostenanalysen ausgegangen.

Zum Vergleich der unterschiedlichen Kohleveredlungsprodukte mit mineralölstämmigen Kraftstoffen werden folgende Preisrelationen zwischen Mineralölkraftstoffen und Rohöl für den Betrachtungszeitraum unterstellt:

Produkt	$\frac{\text{Preis je Tonne Produkt}}{\text{Preis je Tonne Rohöl}}$
Mitteldestillate	1,2
Benzin	1,3
LPG	1,2
C ₄ /C ₅ -Komponenten	1,5

Tab. 5: Ökonomische und energiewirtschaftliche Referenzannahmen

<u>Referenzannahmen für die Kostenanalysen</u>			
Zinssatz		8	%/a
Inflationsrate		4,5	%/a
Zinssatz (inflationbereinigt)		3,35	%/a
Steuern		4,4	%/a ¹⁾
Kostensteigerungsraten			
- Investitionskosten (inflationbereinigt)		0	%/a
- Fixe und variable Betriebskosten ²⁾ (inflationbereinigt)		1	%/a
<u>Referenzannahmen zur Entwicklung der Energiepreise</u>			
	Preisniveau 1984 in DM/t	Durchschnittliche Preissteigerungsrate (inflationbereinigt) in %/a	Preisniveau in 2000 (Geldwert 1984) in DM/t
Rohöl	620	1	726
- Benzin ³⁾	830		944
- Mitteldestillat ³⁾	755		871
Inländische Steinkohle	245 ⁴⁾⁵⁾	1	287 ⁴⁾
Braunkohle	88 ⁴⁾	1	103 ⁴⁾

1) Bezogen auf den Anlagenbarwert

2) Ohne Kohlekosten

3) Preis ab Raffinerie

4) DM/t SKE ohne Transportkosten

5) Für Hydrierkohle werden 255 DM/t SKE angesetzt, da die Anforderungen an die Kohlequalität bei der Hydrierung höher sind

2. Methode der Kostenberechnungen und berechnete Kenngrößen

Bei den Kostenberechnungen wird mit der Barwertmethode gearbeitet, die die Erfassung der Zeitabhängigkeit der verschiedenen Kostenbeiträge (z.B. Kohlekosten) ermöglicht. Aus den Barwerten der Kostenbeiträge werden "mittlere reale" Kosten im Geldwert von 1984 ermittelt, wodurch Zahlenaufblähungen durch Inflationseffekte vermieden werden. Beim Ansatz der Kapitalkosten wird eine Mindestverzinsung des eingesetzten Kapitals unterstellt.

Während bei den Optionen 4 bis 6 Kraftstoffe aus Kohle erzeugt werden, die den Spezifikationen für mineralölstämmige Kraftstoffe entsprechen, sind bei den M100-Optionen (Optionen 1 bis 3) verwendungsseitige Besonderheiten in den Kostenrechnungen zu berücksichtigen:

- Es entstehen Zusatzkosten, um Methanol durch mineralölstämmige C₄/C₅-Komponenten zu M100 zu ergänzen.
- M100 kann - insbesondere in Ottomotoren - energetisch besser genutzt werden als mineralölstämmige Kraftstoffe.
- Je Energieeinheit M100 sind die Kosten der Verteilung vom Herstellungsort bis zum Kfz-Tank aufgrund der geringeren Energiedichte fast doppelt so hoch wie im Falle mineralölstämmiger Kraftstoffe.
- Für den Betrieb mit M100 ausgelegte Kfz sind technisch etwas aufwendiger und teurer als konventionelle Kfz.

Im Falle der Optionen 7 und 8 muß das Hydrierbenzin raffinerietechnisch noch weiterverarbeitet werden, um zu einem spezifikationsgerechten Kraftstoff zu gelangen. Auf entsprechende Korrekturen wird auf S. 19 eingegangen.

Auf der Basis der Kostenanalysen werden jeweils drei Kenngrößen angegeben.

- (1) Herstellungskosten für die in den Modellanlagen erzeugten Produkte in DM pro Energieeinheit (GJ) Veredlungsprodukt.
- (2) "Anlegbare" Rohölpreise: Dabei handelt es sich um dasjenige Ölpreisniveau in 2000¹⁾, oberhalb dessen die jeweilige Option Kostenvorteile gegenüber der Nutzung mineralölstämmiger Kraftstoffe hätte - gleiche Verkehrsleistung und gleiches Aufkommen an Kraftstoffsteuern vorausgesetzt.

1) Genauer: der "mittlere reale" Ölpreis zwischen 1990 und 2010

- (3) "Bruttosubventionen": Unter dieser Kurzbezeichnung sind die Mehr- oder Minderkosten der Optionen gegenüber der Nutzung mineralölstämmiger Kraftstoffe (dem "Ölfall") bei einem angenommenen Rohölpreis in 2000 zu verstehen - gleiche Verkehrsleistung, gleiches Aufkommen an Kraftstoffsteuern und gleiche Energiemengen (108,5 PJ) der substituierten Mineralölkraftstoffe vorausgesetzt. Sie sind als die Subventionen zu interpretieren, die mindestens erforderlich sind, wenn bei der Herstellung, Verteilung und Nutzung der kohlestämmigen Kraftstoffe keine finanziellen Nachteile gegenüber dem "Ölfall" entstehen sollen. Die Bezeichnung "Bruttosubventionen" dient der Unterscheidung von der weiter unten (Abschnitt III B) erläuterten Kenngröße "Nettosubventionen".

3. Ergebnisse der Kostenanalysen bei Referenzannahmen

(1) Herstellungskosten

Läßt man zunächst die Optionen 2, 5 und 8, bei denen Steinkohle durch Kernenergie im Bereich der Verstromung freigesetzt wird, außer acht, so ergibt sich das in Abbildung 1 dargestellte Bild für die Herstellungskosten der Veredlungsprodukte in den verschiedenen Kohleveredlungsanlagen.

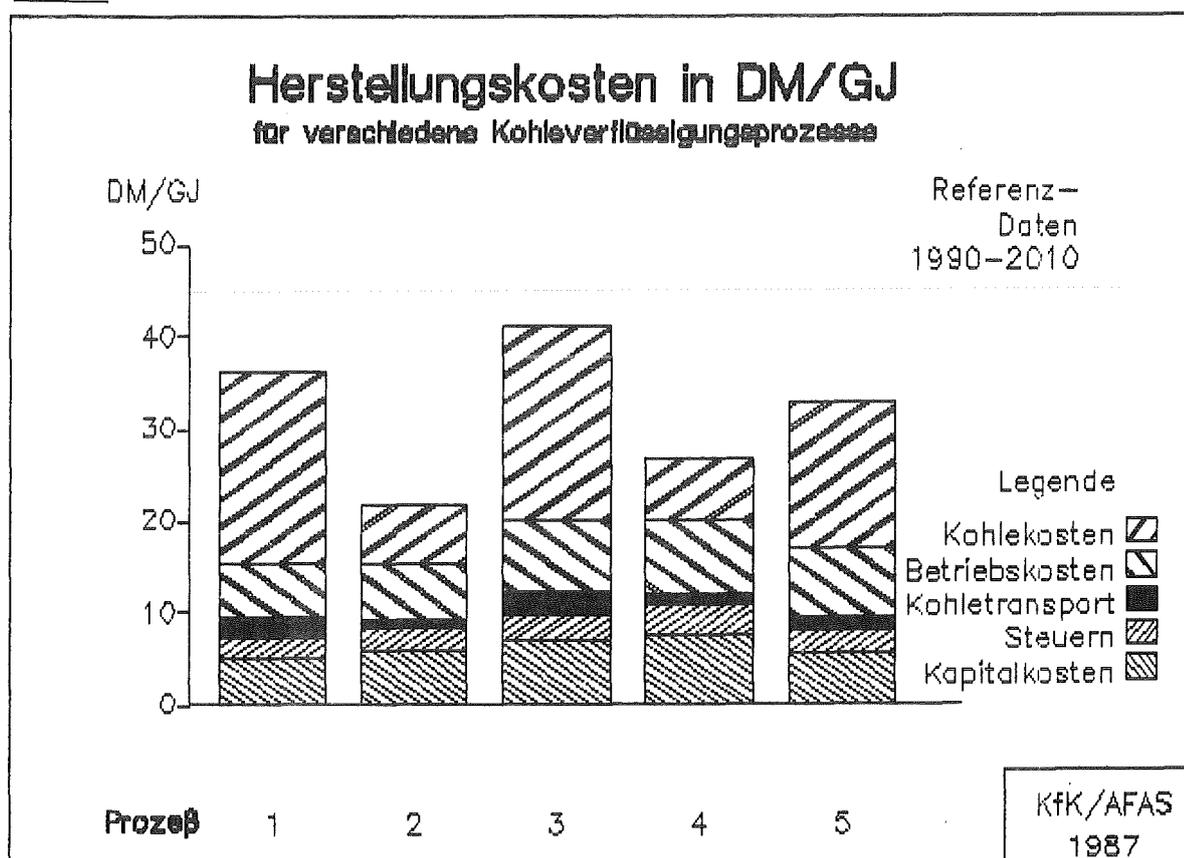
Die Struktur der Herstellungskosten macht den dominierenden Anteil der Kohlekosten im Falle der Steinkohleveredlungsanlagen deutlich (Optionen 1, 4, 7). Die wesentlich geringeren Kohlekosten bei der Braunkohle sind die Ursache für die vergleichsweise geringen Herstellungskosten bei den Optionen 3 und 6.

Vergleicht man die drei Verfahrensarten auf der Basis von Steinkohle (Methanolerzeugung, Benzin aus Methanol, Hydrierung) untereinander, so wird deutlich:

Die Hydrierung von Steinkohle ist zwar kapitalintensiver als die Methanolerzeugung, führt jedoch bei den unterstellten Referenzdaten aufgrund des höheren Umwandlungs-Wirkungsgrades zu insgesamt etwas geringeren Kosten je Energieeinheit der Produkte.

Der Aufwand für die Umwandlung von Methanol in Benzin schlägt sich in den Produktkosten mit zusätzlich rund 5 DM/GJ (umgerechnet rund 220 DM/t Benzin) nieder.

Abb. 1



- Prozeß 1: M 100 aus Steinkohle (Texaco)
- Prozeß 2: M 100 aus Braunkohle (HTW)
- Prozeß 3: Benzin aus Steinkohle über Texaco-Vergasung und MTG-Prozeß
- Prozeß 4: Benzin aus Braunkohle über Hochtemperatur-Winkler-Vergasung und MTG-Prozeß
- Prozeß 5: Benzin, Diesel und LPG über die direkte Kohlehydrierung

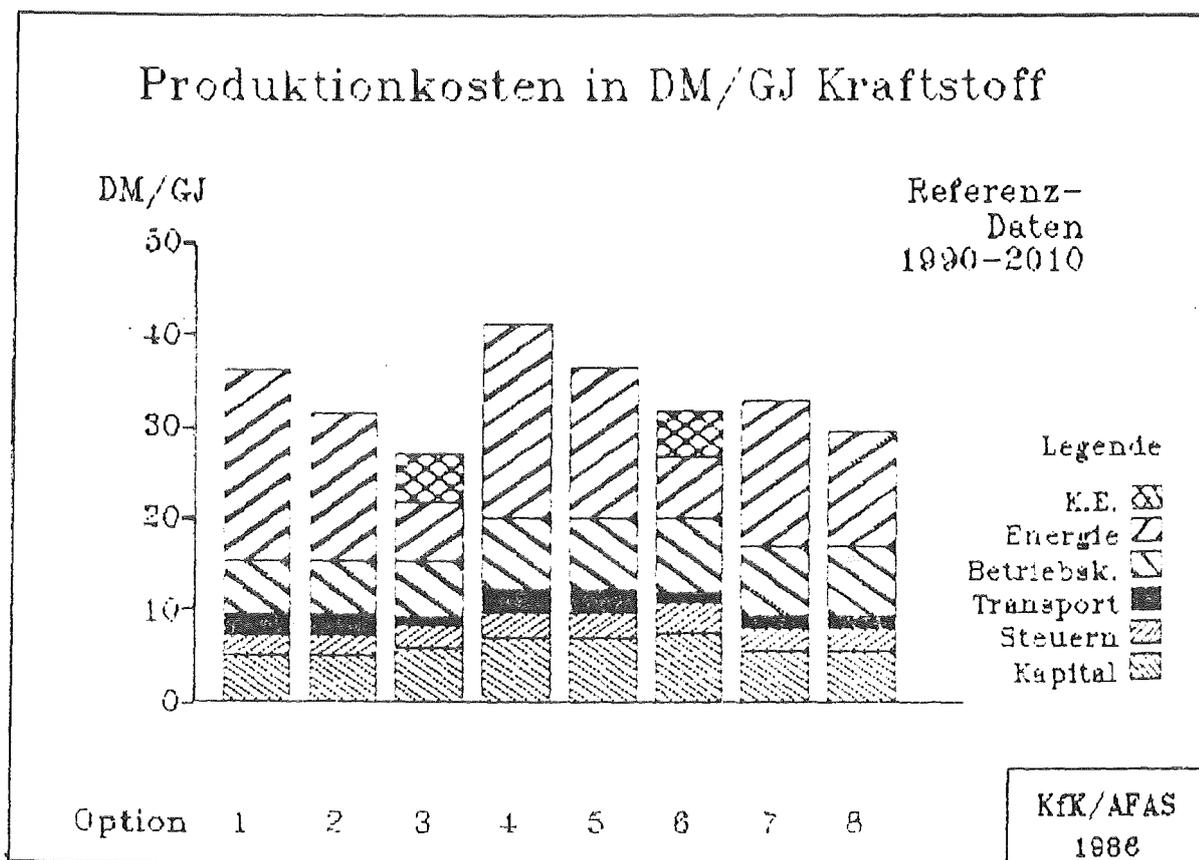
Bei den Optionen 2, 3, 5, 6 und 8 ist unterstellt, daß die Stein- bzw. Braunkohleförderung gegenüber der Vergleichssituation (Ölfall) unverändert bleibt und daß die erforderlichen Kohlemengen durch einen entsprechend höheren Kernenergieeinsatz bei der Stromerzeugung freigesetzt werden. Der erhöhte Kernenergieeinsatz führt gemäß Referenzdaten für 1990-2010 gegenüber der Verstromung von unsubventionierter Steinkohle zu Minderkosten, gegenüber der Verstromung von Braunkohle zu Mehrkosten bei der Stromerzeugung. Die Mehr- oder Minderkosten bei der Stromerzeugung dürften bei einer betriebswirtschaftlichen Sichtweise für Hersteller- und Betreiberunternehmen von untergeordneter Bedeutung sein. Für die Erfassung von Bilanzen der ge-

samtwirtschaftlichen Aufwandsänderungen ist es jedoch angebracht, die Mehr- oder Minderkosten bei den Produktkosten der Kohleumwandlungsanlagen anteilig zu verrechnen.

Die Höhe dieses Verrechnungsbetrags geht im Falle der Steinkohle aus einem Vergleich der Optionen 1 und 2, der Optionen 4 und 5 und der Optionen 7 und 8 in Abbildung 2 hervor.

Im Falle der Braunkohle ist der Verrechnungsbetrag (schraffierte Balkenfläche) in der Kostenstruktur der Optionen 3 und 6 ausgewiesen.

Abb. 2

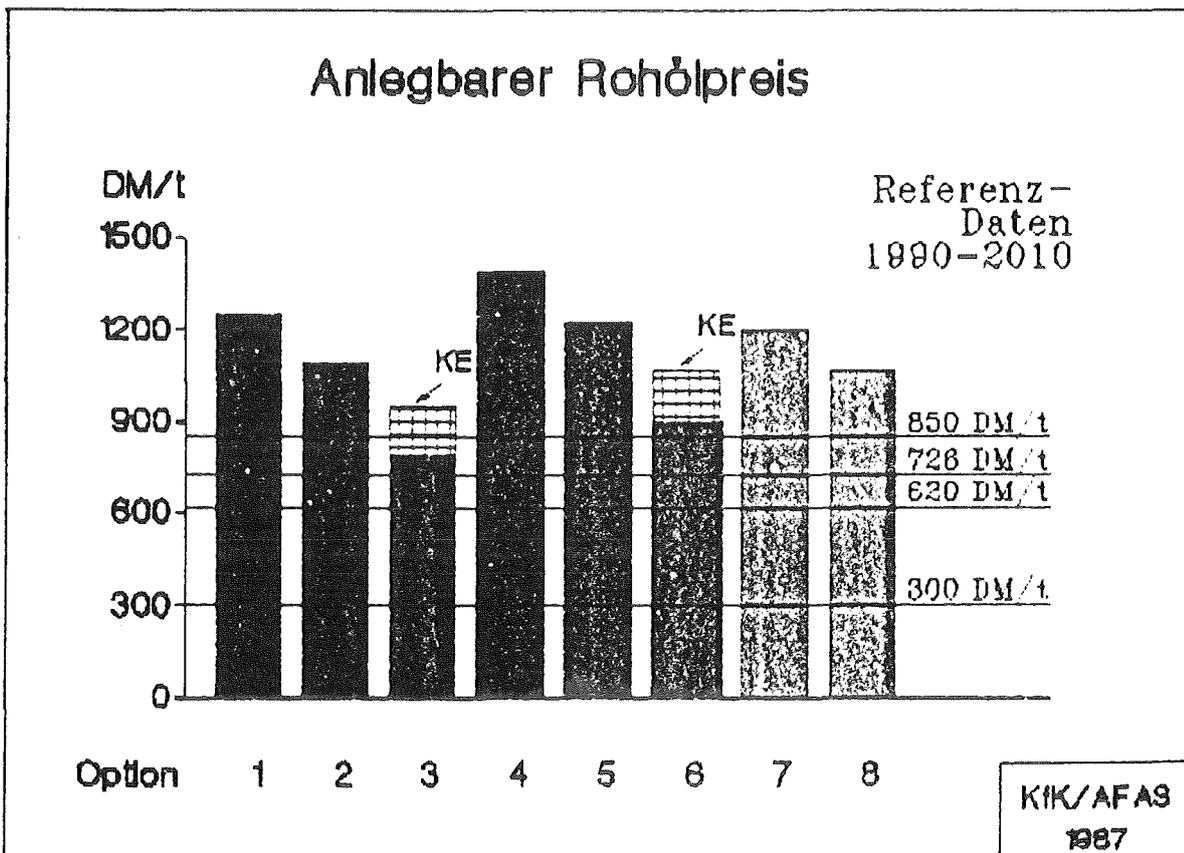


* KE = Verrechnungsbetrag für Verstromungsmehrkosten durch Ersatz von Braunkohle durch Kernenergie in der Elektrizitätserzeugung

(2) Anlegbare Ölpreise

Während die Herstellungskosten noch nicht diejenigen Kostenunterschiede erfassen, die bei den Optionen 1 bis 3 durch die erforderlichen C₄/C₅-Komponenten sowie bei der Verteilung von M100 und bei der Kraftstoffnutzung in den Fahrzeugen entstehen, sind diese Kostenunterschiede bei den anlegbaren Ölpreisen berücksichtigt. Der Wirkungsgradvorteil von M100 in Ottomotoren kompensiert dabei weitgehend die infrastrukturellen Kostennachteile gegenüber mineralölstämmigen Kraftstoffen. Deshalb sieht auch das Optionsmuster für die anlegbaren Ölpreise (Abb. 3) ganz ähnlich aus wie für die Produktkosten (Abb. 2).

Abb. 3



* KE = Verrechnungsbetrag für Verstromungsmehrkosten durch Ersatz von Braunkohle durch Kernenergie in der Elektrizitätserzeugung

Es zeigt sich, daß das Ölpreisniveau bei allen betrachteten Optionen inflationsbereinigt erheblich über dem Preisniveau von 1984 (etwa 620 DM/t Rohöl) und insbesondere über dem gegenwärtigen (Spotpreise Anfang 1987 250-300 DM/t bei gegenwärtigem Dollarkurs von ca. 1,80 DM) liegen müßte, um zu Kostenvorteilen gegenüber dem Ölfall zu führen. Durchschnittliche reale Preissteigerungsraten für Rohöl bis 2010 müßten für den günstigsten Fall (Option 3 bei Berücksichtigung der Verstromungsmehrkosten) mehr als 2,5 % jährlich (bezogen auf den Preis von 1984) betragen (ohne Berücksichtigung der Kostendifferenzen bei der Verstromung etwa 1,5 % jährlich, was ca. 800 DM/t in 2000 entsprechen würde).

Zum Vergleich sind in Abbildung 3 drei Ölpreislinsen eingetragen, die sich bei mittleren realen Ölpreissteigerungsraten von 0 %/a, 1 %/a und 2 %/a (jeweils ab 1984) in 2000 ergäben.

(3) Bruttosubventionen

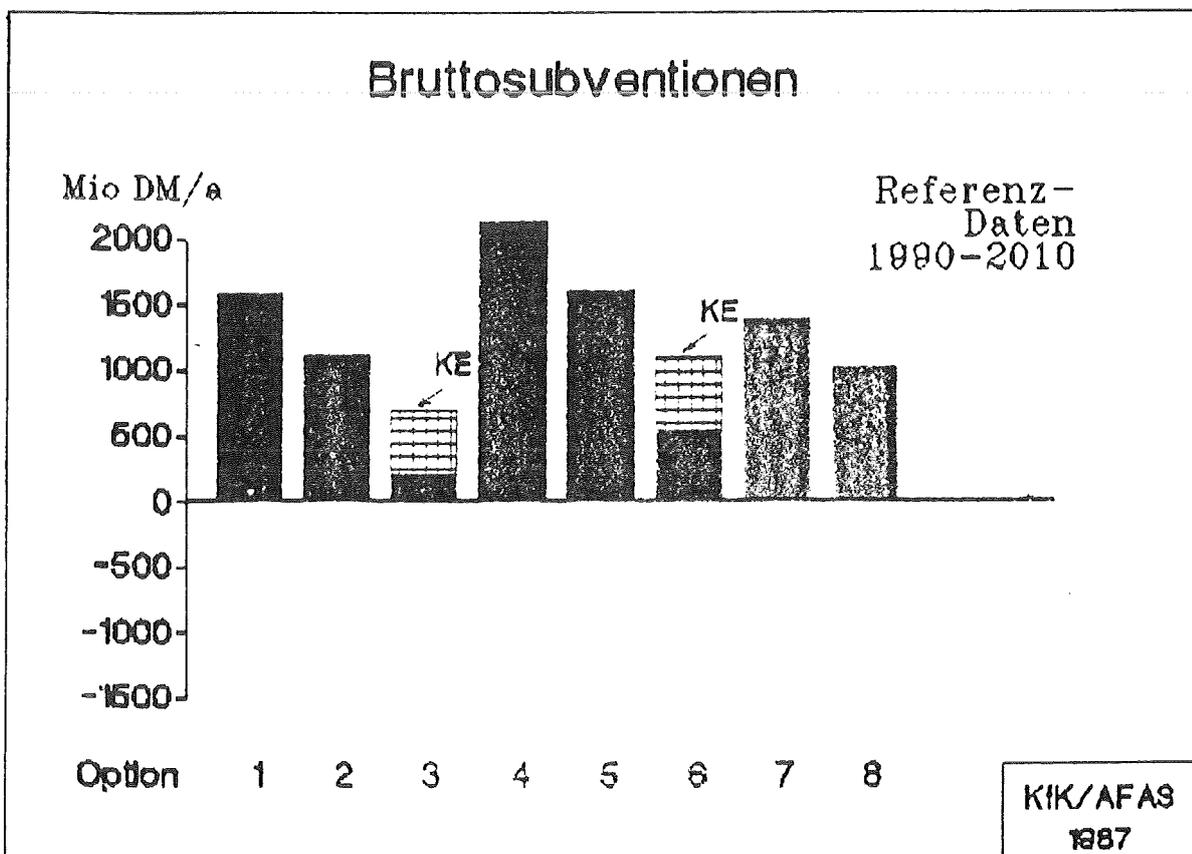
Unterstellt man eine mittlere reale Ölpreissteigerungsrate von 1 % pro Jahr ab 1984 (Referenzannahme), so ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten jährlichen Mehrkosten gegenüber dem Ölfall, die zugleich Schätzwerte für die jährlich mindestens erforderlichen Subventionen darstellen, unter der Annahme, daß diese gleichmäßig auf die Anlagenlebensdauer von 20 Jahren verteilt würden.

Bei den Optionen mit Steinkohle sind die Mehrkosten gegenüber dem Ölfall am größten für die Benzinherstellung aus Methanol (Optionen 4 und 5), am geringsten für die Herstellung von Kraftstoffen aus Hydrieranlagen (Optionen 7 und 8). Der Kostenvorteil letzterer gegenüber den Optionen 1 und 2 (M100 aus Steinkohle) liegt innerhalb einer durch Datenunsicherheiten bedingten Spanne. Die in den Abbildungen 3 und 4 dargestellten Ergebnisse berücksichtigen noch nicht, daß das Hydrierbenzin raffinerietechnisch weiterverarbeitet werden müßte, um Kraftstoffspezifikationen zu erzielen. Eine entsprechende Kostenkorrektur würde die anlegbaren Ölpreise im Falle der Optionen 7 und 8 um etwa 40 DM je Tonne Rohöl und den Bruttosubventionsbedarf um jährlich etwa 80 Mio DM erhöhen.

Bei Freisetzung der erforderlichen Steinkohlenmengen durch Kernenergie bei der Stromerzeugung verringern sich die Kostendifferenzen zum Ölfall je nach Verfahrenstyp um 380 bis 530 Mio DM jährlich.

Am günstigsten, d.h. am geringsten, ist die Kostendifferenz zum Ölfall für Option 3 (Methanolherstellung aus Braunkohle, Verwendung für M100-Kraftstoff).

Abb. 4

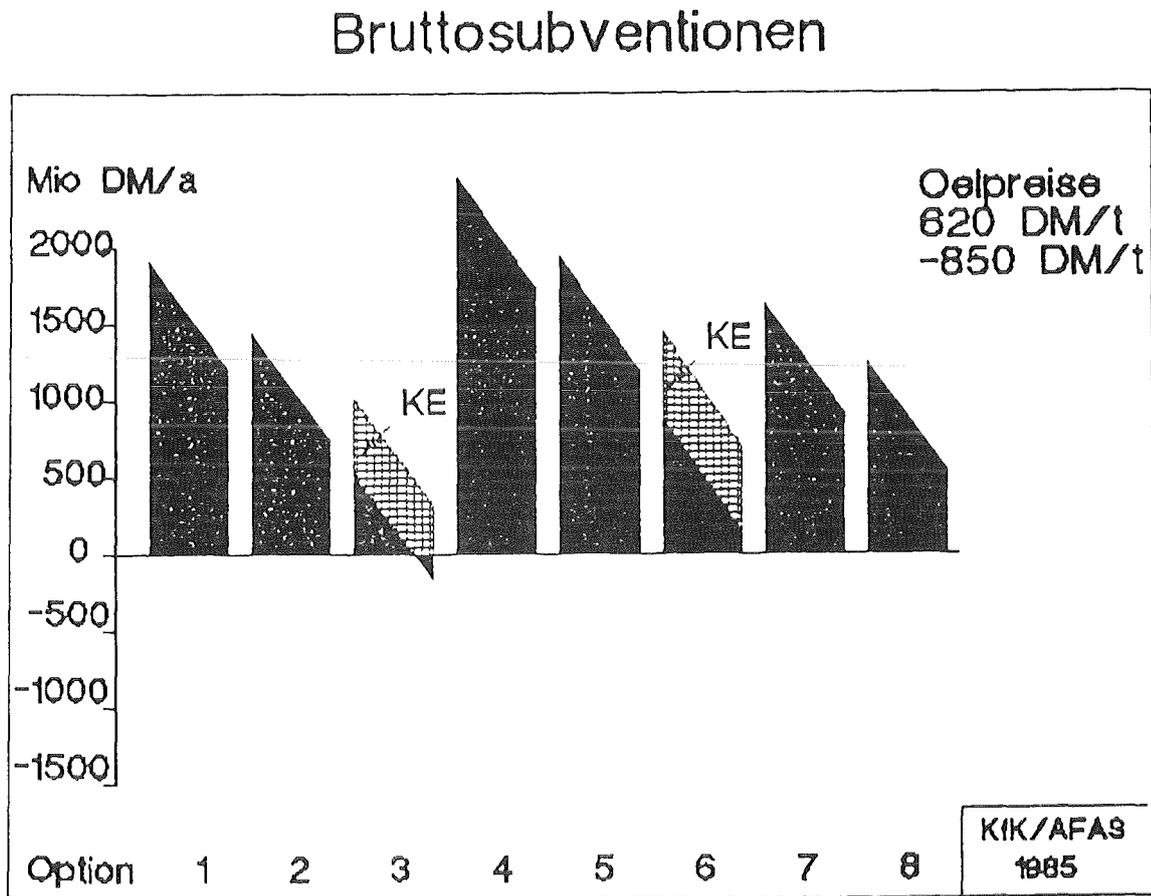


* KE = Verrechnungsbetrag für Verstromungsmehrkosten durch Ersatz von Braunkohle durch Kernenergie in der Elektrizitätserzeugung

Sensitivitätsanalysen sollen hier nicht im einzelnen dargestellt werden. Ein hoch sensibler Parameter sind jedoch die Ölpreise.

Abbildung 5 zeigt die erhebliche Abhängigkeit der Bruttosubventionen von Annahmen zum Ölpreisniveau um 2000. Die Abbildung verdeutlicht die Einschätzungsprobleme bei Aussagen über erforderliche Subventionen für größere Anlagen, die Anfang der 90er Jahre in Betrieb gehen könnten.

Abb. 5: Bruttosubventionen in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau.



Linke Seite der Balken: bei Ölpreis von 620 DM/t

Rechte Seite der Balken: bei Ölpreis von 850 DM/t

* KE = Verrechnungsbetrag für Verstromungsmehrkosten durch Ersatz von Braunkohle durch Kernenergie in der Elektrizitätserzeugung

4. Zusammenfassung der Ergebnisse der Kostenanalysen und Schlußfolgerungen

1. Für alle untersuchten Optionen sind um 2000 bzw. für den Betrachtungszeitraum 1990 - 2010 Kostennachteile gegenüber dem Einsatz mineralölstämmiger Kraftstoffe zu erwarten. Für alle Optionen wären bei den hier betrachteten Ölpreisstiegraten Subventionen erforderlich, wenn die Kohleveredlungsanlagen Anfang der 90er Jahre in Betrieb gingen. Wenn der Rohölpreis

um 2000 nicht über 900 DM je Tonne liegt (in gegenwärtigem Geldwert), wird keine der Optionen um 2000 in der Bundesrepublik Deutschland in Kostenvorteile hineinwachsen können. Zum Vergleich: Der Rohölpreis lag 1984 bei 620 DM je Tonne, Spotpreise Anfang 1987 250 bis 300 DM je Tonne. Tabelle 6 enthält weitere Angaben zur Orientierung.

Tab. 6: Wirtschaftlichkeitsschwellen für die Kohle-Kraftstoff-Optionen

	Anlegbarer Rohölpreis ²⁾ in DM/t ¹⁾	Diesem anlegbaren Rohölpreis entspricht bei einem Kurs von 2,00 DM/\$ ein Ölpreis in \$/barrel ¹⁾³⁾	Bei einem solchen Rohölpreis würde Benzin an der Tankstelle etwa kosten ⁴⁾ in DM/l ¹⁾
Im Falle der günstigsten Option (M100 aus Braunkohle)	ca. 950	ca. 60	ca. 1,70
Im Falle der anderen Optionen	1050 - 1400	70 - 95	1,80 - 2,15

- 1) Alle Angaben im Geldwert von 1984
- 2) Ölpreisniveau um 2000, oberhalb dessen sich erst Kostenvorteile für einige Optionen ergeben
- 3) Abgabepreise
- 4) Bei real unveränderter Besteuerung, Mittelwert von Normal- und Superbenzin

2. Trotz zu erwartender Kostennachteile für die Zeit um 2000 haben Kraftstoffe aus Kohle gute ökonomische Aussichten, langfristig Nachfolger von Kraftstoffen aus Mineralöl zu werden. Kraftstoffkosten, die ohne Subventionen gemäß Tabelle 6 einem Tankstellenpreis von grob 2 DM je Liter Benzin (in gegenwärtigem Geldwert) entsprechen, würden für einen Mittelklasse-Pkw je km Fahrleistung etwa 6 Pf mehr als 1984 (Benzinpreis ca. 1,40 DM je Liter) bedeuten. Der Vergleich mit Auto-Gesamtkosten pro km (1984) von ca. 50 Pf läßt erkennen, daß eine Zukunft mit Kohlekraftstoffen die Gesamtkosten des Autofahrens nur mäßig erhöhen würde und auch für einen Durchschnittsverdiener ver-

kraftbar wäre. Ob Wasserstoff oder Ethanol aus inländischer Biomasse als Kraftstoff oder Elektroautos Kostenvorteile gegenüber kohlestämmigen Kraftstoffen bringen könnten, erscheint als sehr fraglich.

Aus dieser Sicht muß man Kohlekraftstoffe als attraktive Nachfolger von Mineralölkraftstoffen sehen, obwohl die Zeit für die Einleitung forcierter Einführungsstrategien aus wirtschaftlicher Sicht gegenwärtig sicher noch nicht reif ist.

3. Wenn man die untersuchten Optionen kostenmäßig oder im Beurteilungsmaßstab anlegbarer Ölpreise vergleicht und Unsicherheitsbetrachtungen berücksichtigt, so ergibt sich qualitativ folgendes Bild:

- Wegen des hohen Anteils der Kohlekosten bei allen Optionen und wegen der Kostenvorteile der oberflächennahen Braunkohleförderung gegenüber der Steinkohleförderung haben die Optionen 3 und 6 Kostenvorteile gegenüber den veredlungstechnisch vergleichbaren Optionen auf der Basis von Steinkohle. Dies gilt auch, wenn man Kostennachteile berücksichtigt, die bei der Freisetzung der Braunkohle durch Kernenergie im Bereich der Grundlast-Stromerzeugung entstehen können. Auf der Basis technischer Erwägungen ist zu vermuten, daß diese Vorzugsstellung der Braunkohle auch im Falle der hier nicht betrachteten Hydrierung von Braunkohle besteht.
- Bei den veredlungstechnisch vergleichbaren Optionen der inländischen Herstellung von Kraftstoffen aus Steinkohle schneiden diejenigen Optionen kostengünstiger ab, bei denen die erforderlichen Steinkohlemengen nicht durch zusätzliche Förderung, sondern durch Freisetzung der Steinkohle im Bereich der Mittellast-Stromerzeugung bereitgestellt werden.
- Weitgehend unabhängig davon, ob Steinkohle oder Braunkohle zur Umwandlung in Kraftstoffe eingesetzt würde, ergeben sich beim Vergleich der veredlungstechnischen Wege für die M100-Optionen Kostenvorteile gegenüber den MTG-Optionen. Für die Hydrier-Optionen sind aufgrund mangelnder Erfahrungen mit größeren Anlagen größere Datenunsicherheiten zu veranschlagen als für die M100- und für die MTG-Optionen. Deshalb sollte man die berechneten Kostendifferenzen zwischen den Hydrier-Optionen und den vergleichbaren anderen Optionen auf Steinkohlebasis nicht überbewerten.

III. B Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen

1. Erläuterungen zur Berechnungsmethode

Die Realisierung der Kohle-Kraftstoff-Optionen hätte vielfältige Auswirkungen auf den gesamtwirtschaftlichen Kreislauf mit seinen realwirtschaftlichen und finanziellen Strömen. Zu ihrer Erfassung bietet sich das Input-Output-Instrumentarium an, das es erlaubt, die von Endnachfrageänderungen im Inland ausgelösten Produktions-, Einkommens- und Beschäftigungswirkungen beim unmittelbaren Lieferanten und bei dessen Vorlieferanten zu ermitteln. Dieses traditionelle Input-Output-Modell wurde für die Analysen im Rahmen dieser Studie insofern erweitert, als neben den jeweiligen optionsbedingten Endnachfrageänderungen auch folgende induzierte Endnachfrageänderungen mit ihren Auswirkungen berücksichtigt wurden:

- Endnachfrageentzug vor allem im Mineralölbereich bedingt durch die substituierte bzw. wegfallende Nachfrage nach mineralölstämmigen Kraftstoffen,
- Endnachfrageentzug zur Finanzierung der Mehrkosten der Kohle-Kraftstoff-Optionen gegenüber dem Ölfall,
- Endnachfrageerhöhung bedingt durch optionsbedingte zusätzliche Einkommen der privaten Haushalte (Einkommens- oder Konsummultiplikator unter Berücksichtigung der Abzüge für Steuern und Sozialbeiträge, der Sparquote sowie der nunmehr wegfallenden Unterstützungszahlungen an die zuvor Arbeitslosen),
- Endnachfrageerhöhung im Sektor Staat (Gebietskörperschaften und Sozialversicherung) bedingt durch optionsbedingte Mehreinnahmen bzw. Minderausgaben (Staatsausgabenmultiplikator) (100 % Nachfragewirksamkeit im Referenzfall),
- Änderungen der Exportnachfrage des Auslands bedingt durch Änderungen der Importnachfrage des Inlands (Export-Import-Kopplungsfaktor; $y = 0,25$ im Referenzfall, d.h. je 1 Mrd. DM Minderimport sinkt der Export um 0,25 Mrd. DM).

Als Kenngrößen werden die "zusätzlich Beschäftigten" und die "Nettosubventionen" berechnet, die sich durch Saldierung der im vorangegangenen Abschnitt

ermittelten Bruttosubventionen mit den optionsbedingten finanziellen Rückflüssen an den Sektor Staat ergeben.

Das wesentliche Charakteristikum des Input-Output-Instrumentariums ist es, die von einer Endnachfrageveränderung ausgelösten Produktions- und Einkommenswirkungen nicht nur bei den unmittelbar betroffenen Wirtschaftszweigen bzw. Produktionsbereichen, sondern auch bei deren Zulieferern und wiederum deren Vorlieferanten zu erfassen. Diese Wirkungen erfolgen in einer sich abschwächenden und schließlich gegen Null strebenden Wirkungskette über einen mehr oder weniger langen Zeitraum. Das Input-Output-Modell als solches schließt die Möglichkeit aus, daß zusätzliche Endnachfrageschübe auf den einzelnen Produktionsstufen auch durch Lagerentnahme bzw. intensiveren Einsatz der bereits beschäftigten Arbeitskräfte bei gleichbleibendem Arbeitsvolumen und damit bei gleichbleibendem Arbeitseinkommen aufgefangen werden können. Je geringer und je kürzer zeitlich andauernd der auslösende Endnachfrageschub und je zahlreicher die Stufen, über die sich die Produktions- und Einkommenswirkungen fortpflanzen, und je weniger die betroffenen Produktionsbereiche zuvor ausgelastet waren, desto geringer wird die Eintrittswahrscheinlichkeit der mit dem Input-Output-Modell berechneten Produktions- und Einkommenseffekte. Diese Möglichkeiten wurden in dem verwendeten Rechenmodell nicht gesondert berücksichtigt, sie dürfen aber bei der Interpretation der Berechnungsergebnisse nicht außer acht gelassen werden.

Im Hinblick auf die mit dem Input-Output-Instrumentarium berechneten Beschäftigungswirkungen ist außerdem einschränkend anzumerken, daß selbst bei voll wirksamen Produktions- und Einkommenseffekten die Zahl der neu geschaffenen Arbeitsplätze bzw. zusätzlich Beschäftigten in einem Produktionsbereich dann hinter dem rechnerischen Beschäftigungseffekt zurückbleiben kann, wenn die vorhandenen Arbeitskräfte ihre Arbeitszeit - gegen zusätzliches Entgelt - ausdehnen. Dies dürfte insbesondere dann der Fall sein, wenn Kurz- oder Teilzeitarbeit in dem betreffenden Produktionsbereich weit verbreitet ist. Bei den Berechnungen wird dem durch einen Abschlag von 25 % auf den rechnerischen Beschäftigungseffekt Rechnung getragen.

Für die Nachfrageänderungen, die durch die Finanzierung der Mehrkosten, den Einkommensmultiplikator, den Staatsausgabenmultiplikator und durch die Reaktion der Exportnachfrage auf Importnachfrageänderungen bedingt sind, werden pauschal entsprechend der durchschnittlichen Situation in der gesam-

ten Volkswirtschaft eine einheitliche Aufteilung auf im Ausland und im Inland wirksame Nachfrage (0,24 : 0,76) und eine einheitliche Nachfragestruktur (durchschnittliches volkswirtschaftliches Güterbündel) unterstellt. Tatsächlich sind hier, je nachdem, ob die Nachfrage von Unternehmen, von privaten Haushalten, von Gebietskörperschaften oder von Sozialversicherungsträgern ausgeübt wird, unterschiedliche Nachfragestrukturen zu erwarten. Auch innerhalb dieser Sektoren können situationsbedingt unterschiedliche Nachfragestrukturen wirksam werden. Insbesondere kann auch die Struktur marginaler, d.h. zusätzlich auftretender oder zusätzlich wegfallender, Nachfragegrößen von der Struktur der durchschnittlichen Nachfragegrößen erheblich abweichen. Für die hier verfolgten Analysezwecke hätten entsprechende Differenzierungen, für die zum Teil ebenfalls auf grobe Schätzungen zurückgegriffen werden müßte, jedoch einen zu hohen Aufwand erfordert.

Eine dem Einkommensmultiplikator ähnliche, durch die Endnachfrageänderungen induzierte Nachfrage der Unternehmen nach Investitionsgütern ("Akzeleratoreffekt") wird in den Modellrechnungen nicht berücksichtigt. Es wäre sowohl eine unterproportionale als auch eine überproportionale Reaktion denkbar. Insbesondere problematisch wäre eine für alle Produktionsbereiche einheitliche Annahme zum Investitionsverhalten, unabhängig davon, wie groß der Produktionsimpuls im jeweiligen Produktionsbereich ist und in welcher Nähe zum auslösenden Nachfrageimpuls er sich befindet. Dennoch ist eine verstärkte Investitionstätigkeit in relativ stark betroffenen Produktionsbereichen, wie insbesondere im Steinkohlenbergbau, ziemlich sicher zu erwarten. Die Berechnungen können insofern die positiven Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft unterschätzen.

Es bleibt darauf hinzuweisen, daß die rechnerisch erfaßten Auswirkungen auf den Produktions- und Produktivitätsverhältnissen zu Beginn der 80er Jahre beruhen. Die Auswirkungen der Kohle-Kraftstoff-Optionen würden aber erst beginnend Ende der 80er Jahre und dann über rund 25 Jahre verteilt anfallen. Mit einer Konstanz der hier unterstellten Strukturen über eine so große Zeitspanne hinweg kann nicht gerechnet werden. Angesichts der Vielzahl der zu berücksichtigenden möglichen Änderungen wüchse aber das entsprechende Schätzproblem ins Unendliche. Deshalb sind mit gegenwartsnahen Daten durchgeführte Modellrechnungen als eine vertretbare Lösung zu betrachten. Jedoch dürfen die nachstehend dargestellten Ergebnisse keinesfalls als belastbare Prognosen für die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Optionen inter-

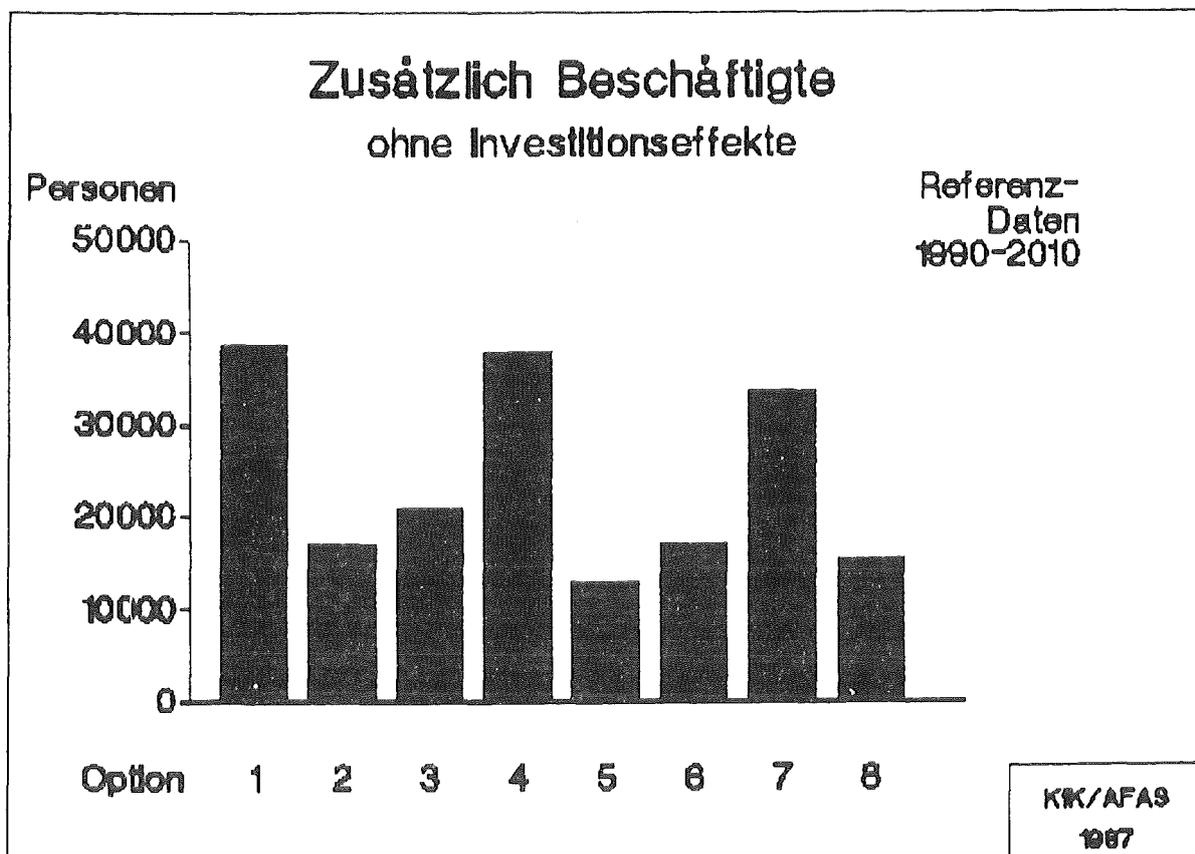
pretiert werden. Sie sollen in erster Linie tendenzielle Vergleiche der Optionen im Hinblick auf gesamtwirtschaftliche Auswirkungen ermöglichen.

2. Ergebnisse bei Referenzannahmen

(1) Beschäftigungseffekte

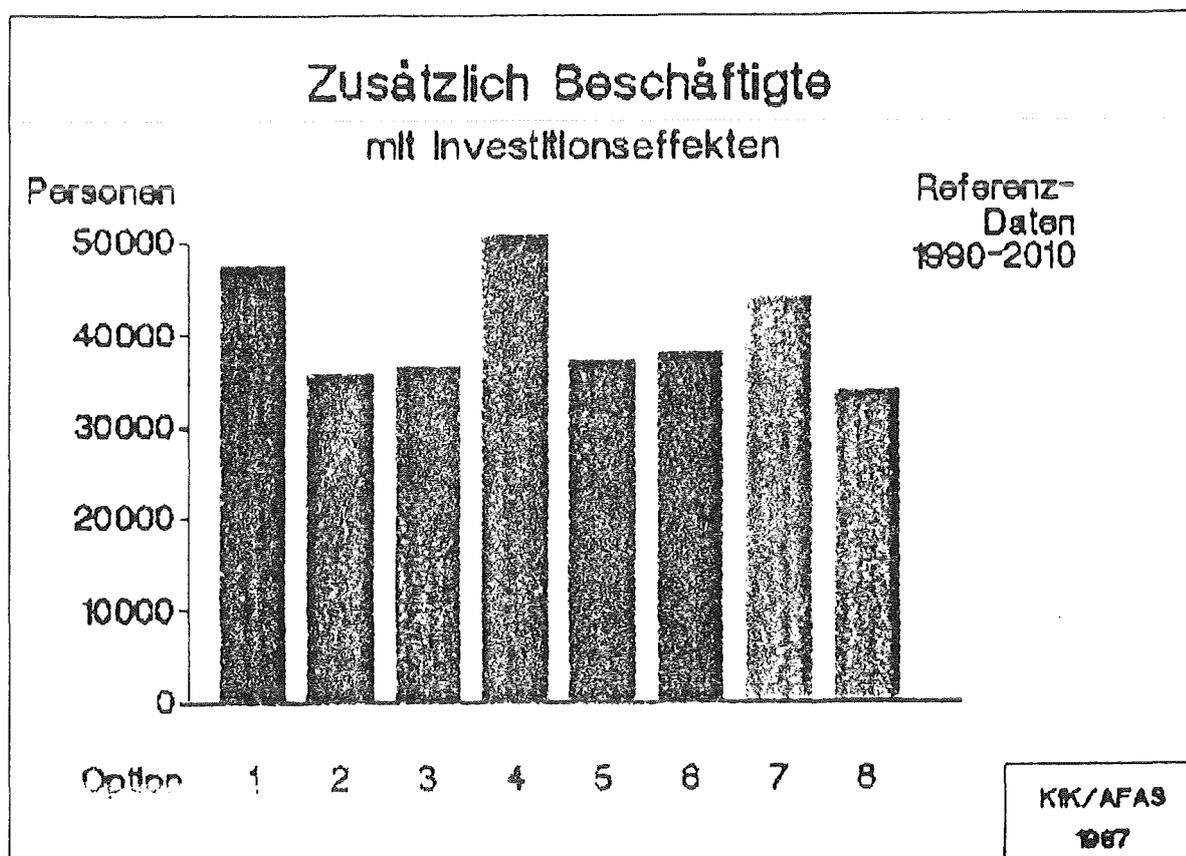
Betrachtet man zunächst nur die Betriebsphase der Anlagen (ohne "Investitionseffekte", Abb. 6), so ergeben sich erhebliche Unterschiede zwischen den Optionen. Die Optionen 1, 4 und 7, die von einer gegenüber dem "Ölfall" erhöhten (arbeitsintensiven) Steinkohlenförderung ausgehen, würden zu deutlich mehr neuen Dauerarbeitsplätzen führen als die anderen Optionen. Die anderen Optionen sind kapitalintensiver wegen des erforderlichen Zubaus von Kernkraftwerken. Das bedeutet aber auch, daß die ökonomischen Aktivitäten während der dem Betrieb vorgelagerten Investitionsphase bei diesen Optionen höher sind als bei den Optionen 1, 4 und 7. Dies wiederum schlägt sich in höheren Beschäftigungseffekten während der Investitionsphase nieder.

Abb. 6



Wenn man - um die Summe von Beschäftigungseffekten beider Phasen übersichtlich vergleichen zu können - die Beschäftigungseffekte der Investitionsphase auf die Betriebsdauer der Anlagen (20 Jahre) zeitlich gleichmäßig umlegt, so ergibt sich das in Abbildung 7 dargestellte Gesamtbild. Die Vorzugsstellung der Optionen 1, 4 und 7 bleibt bestehen, sie ist aber weniger ausgeprägt im Vergleich zu einer ausschließlichen Betrachtung der Effekte der Betriebsphase.

Abb. 7



(2) Nettosubventionen

Bei Berücksichtigung der unter III. B 1. genannten Endnachfrageänderungen ergeben sich bei den betrachteten Optionen insgesamt Erhöhungen der Wertschöpfung gegenüber dem "Ölfall". Damit verbunden sind positive Rückwirkungen auf die staatlichen Haushalte:

- zusätzliche Produktionssteuern
- zusätzliche Lohn- und Einkommensteuern

- höhere Sozialabgaben aufgrund höherer Einkommen
- Entlastungen der Sozialhaushalte durch weniger Zahlungen an Arbeitslose.

Unter der Bezeichnung "Nettosubventionen" ist der Saldo von Bruttosubventionen (gemäß Kostendifferenz zum "Ölfall") und den positiven Rückwirkungen auf die öffentlichen Haushalte zu verstehen. Der Nettosubventionsbedarf gibt also an, in welchem Umfang die öffentlichen Haushalte per Saldo belastet würden, wenn einerseits unterstellt wird, daß staatliche Finanzierungshilfen in Höhe der Mehrkosten der Optionen gegenüber dem "Ölfall" erfolgen, daß aber andererseits positive Rückwirkungen auf die öffentlichen Haushalte (Steuern, Sozialbeiträge, Entlastungen der Bundesanstalt für Arbeit) gegengerechnet werden.

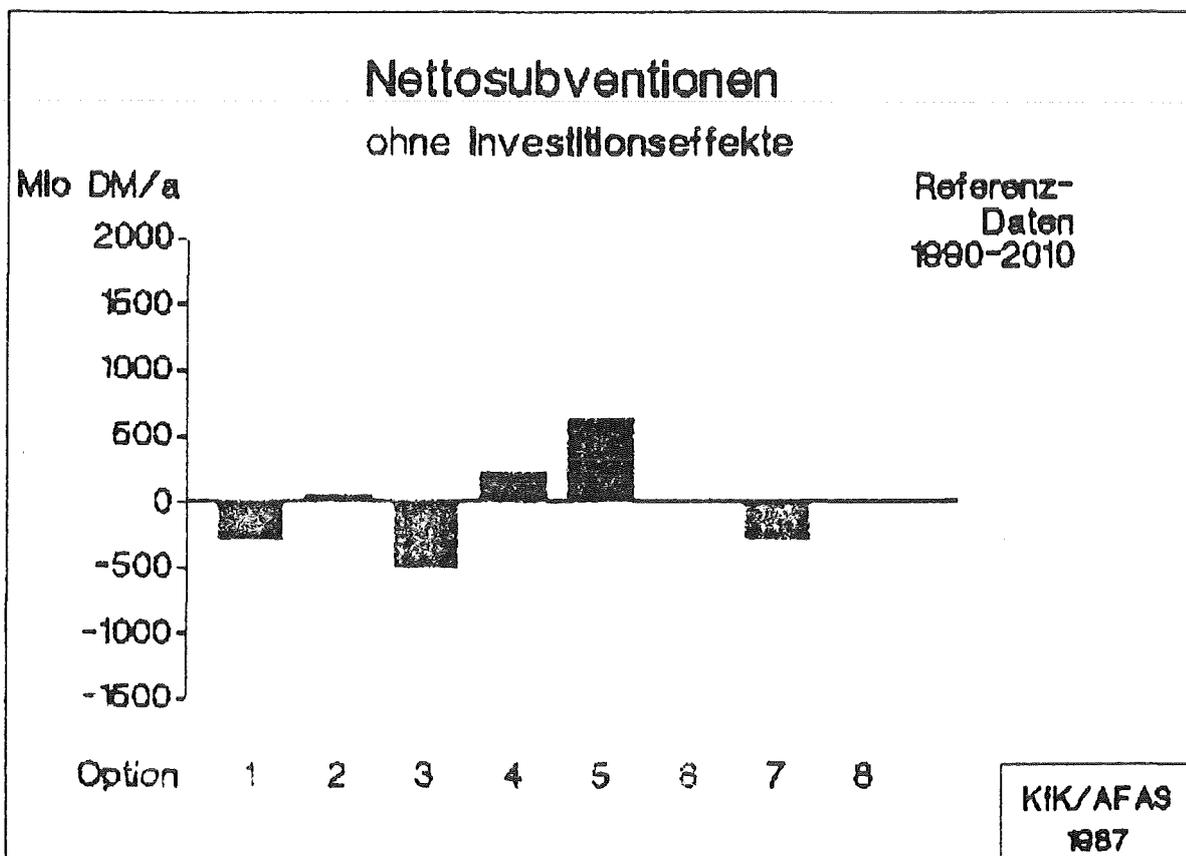
Ähnlich wie bei den Beschäftigungseffekten kann auch bei den positiven Rückwirkungen auf die öffentlichen Haushalte rechnerisch unterschieden werden, ob sie während der Betriebsphase oder der Investitionsphase ausgelöst werden. Unterstellt man, daß die jeweils erforderlichen staatlichen Finanzierungshilfen während der Betriebsphase erfolgen, so ergeben sich Nettosubventionen während dieser Phase gemäß Abbildung 8. Die Vorzugsstellung der Optionen 3 und 7 in Abbildung 8 ist auf zwei unterschiedliche Ursachen zurückzuführen.

Im Falle der Option 3 schlagen die relativ geringen Bruttosubventionen durch. Im Falle der Option 7 wird der Bruttosubventions-Nachteil gegenüber Option 3 (vgl. Abb. 4) nahezu ausgeglichen durch die mit den höheren Beschäftigungseffekten während der Betriebsphase verbundenen Vorteile für die staatlichen Haushalte.

Bei einer Saldierung der während der Betriebsphase und der Investitionsphase (nach zeitlicher Umlegung der Investitionsphase auf die Betriebsphase) entstehenden positiven Rückwirkungen auf die öffentlichen Haushalte ergibt sich für die Nettosubventionen das in Abbildung 9 dargestellte Bild. Es erscheint zunächst als erstaunlich, daß sich hier für alle Optionen negative Nettosubventionen, d.h. Nettovorteile für die öffentlichen Haushalte, ergeben. Dies liegt daran, daß bei allen Optionen in hohem Maße Ölimporte (Einkommen des Auslands) durch inländische Wertschöpfung ersetzt werden. Die dadurch im Inland entstehenden ökonomischen Vorteile werden im Falle der Option 4 durch die Kostennachteile dieser Option deutlich stärker beeinträchtigt als im Falle der Option 3. Außerdem wird das Muster in Abbildung 9 durch Unterschiede in

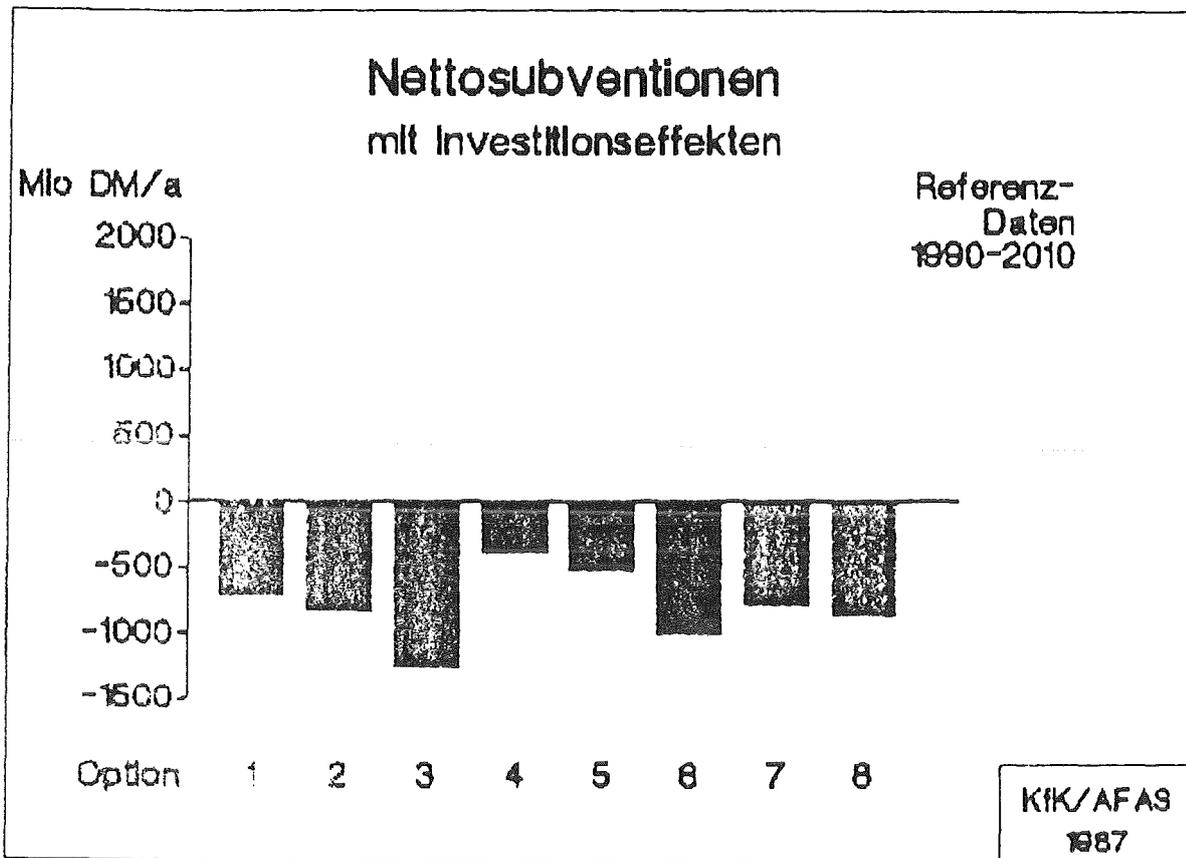
der Arbeitsintensität der ausgelösten Wertschöpfung geprägt. Dadurch ist zu erklären (vgl. auch Abb. 8), daß die Art der Beschaffung von Steinkohle (zusätzliche Förderung oder Freisetzung durch Kernenergie bei der Verstromung) einen deutlich geringeren Einfluß auf die Nettosubventionen hat als auf die Bruttosubventionen.

Abb. 8



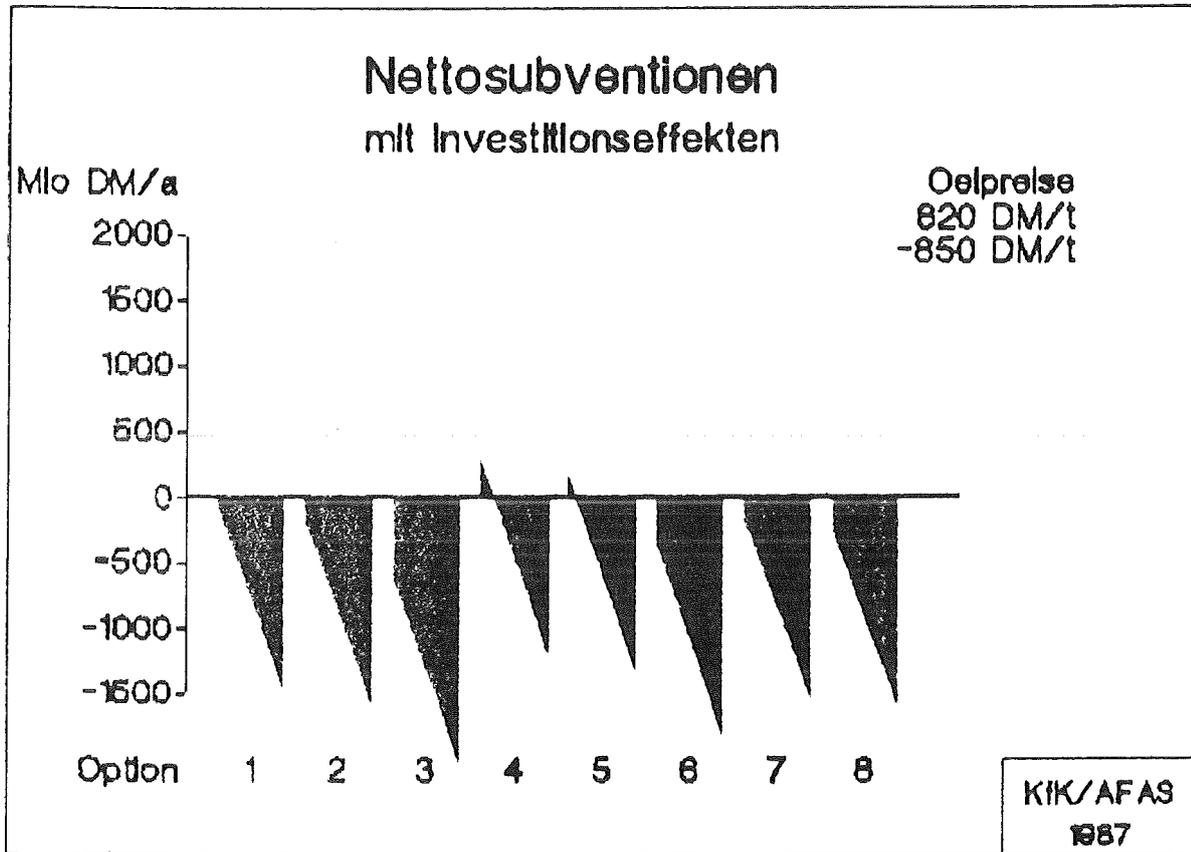
* Bei den Optionen 6 und 8 liegen die Nettosubventionen in der Nähe von 0 und können aus technischen Gründen nicht dargestellt werden.

Abb. 9



Wegen der Komplexität der makroökonomischen Zusammenhänge sind die Unsicherheiten der Aussagen über Beschäftigungseffekte und Nettosubventionen naturgemäß größer als bei den Kostenanalysen. Wie ein Vergleich der Abbildungen 10 und 5 zeigt, ist die Abhängigkeit der Nettosubventionen vom angenommenen Ölpreisniveau noch stärker ausgeprägt als die Abhängigkeit der Bruttosubventionen. Dies ist dadurch zu verstehen, daß die positiven Rückwirkungen auf die Staatshaushalte umso geringer ausfallen, je mehr Nachfrage zur Finanzierung der vom Ölpreis abhängigen Bruttosubventionen (vgl. Abb. 5) entzogen wird. Dies wirkt sich auch in einer Abhängigkeit der Beschäftigungseffekte (Abb. 11) vom Ölpreisniveau aus. Sowohl bei den Beschäftigungseffekten als auch bei den Nettosubventionen ist diese Abhängigkeit jedoch sehr ähnlich, so daß sich an den Unterschieden zwischen den Optionen kaum etwas ändert.

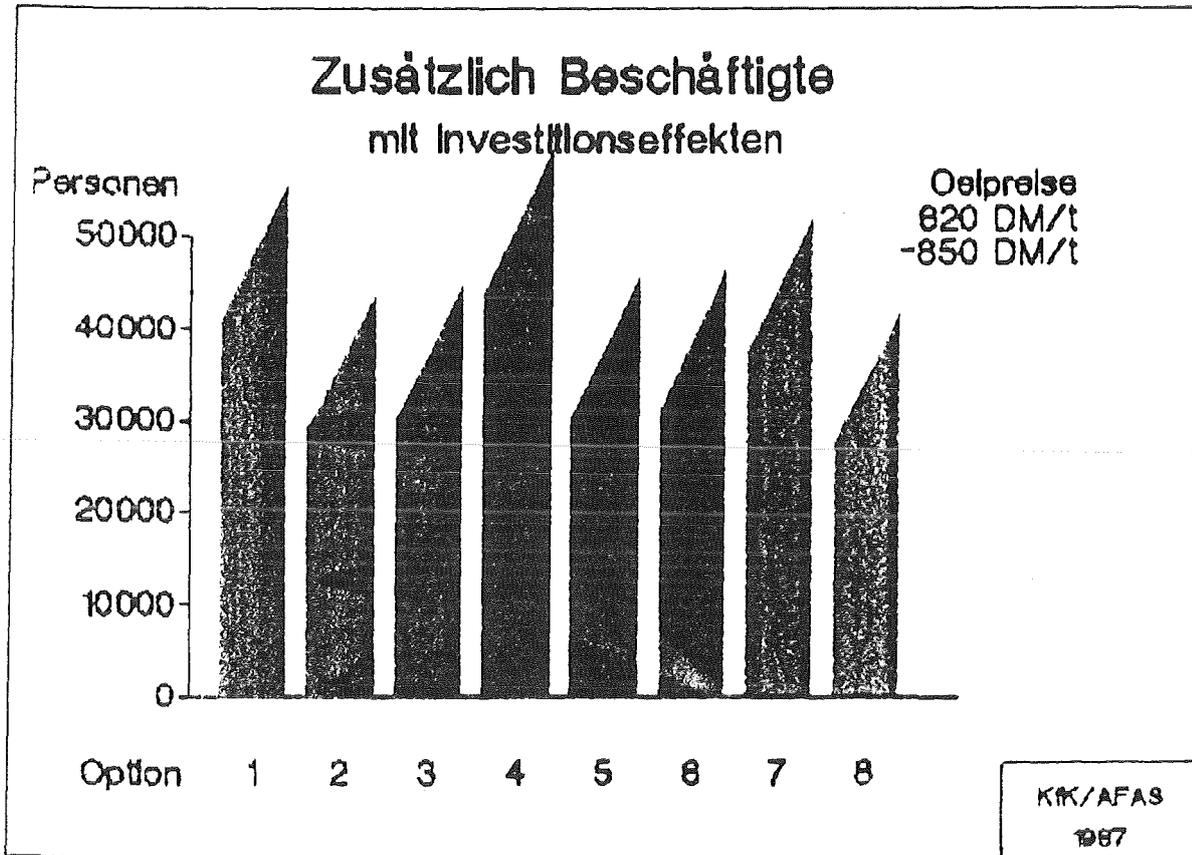
Abb. 10: Nettosubventionen in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau



Linke Seite der Balken: bei Ölpreis von 620 DM/t

Rechte Seite der Balken: bei Ölpreis von 850 DM/t

Abb. 11: Zusätzlich Beschäftigte in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau

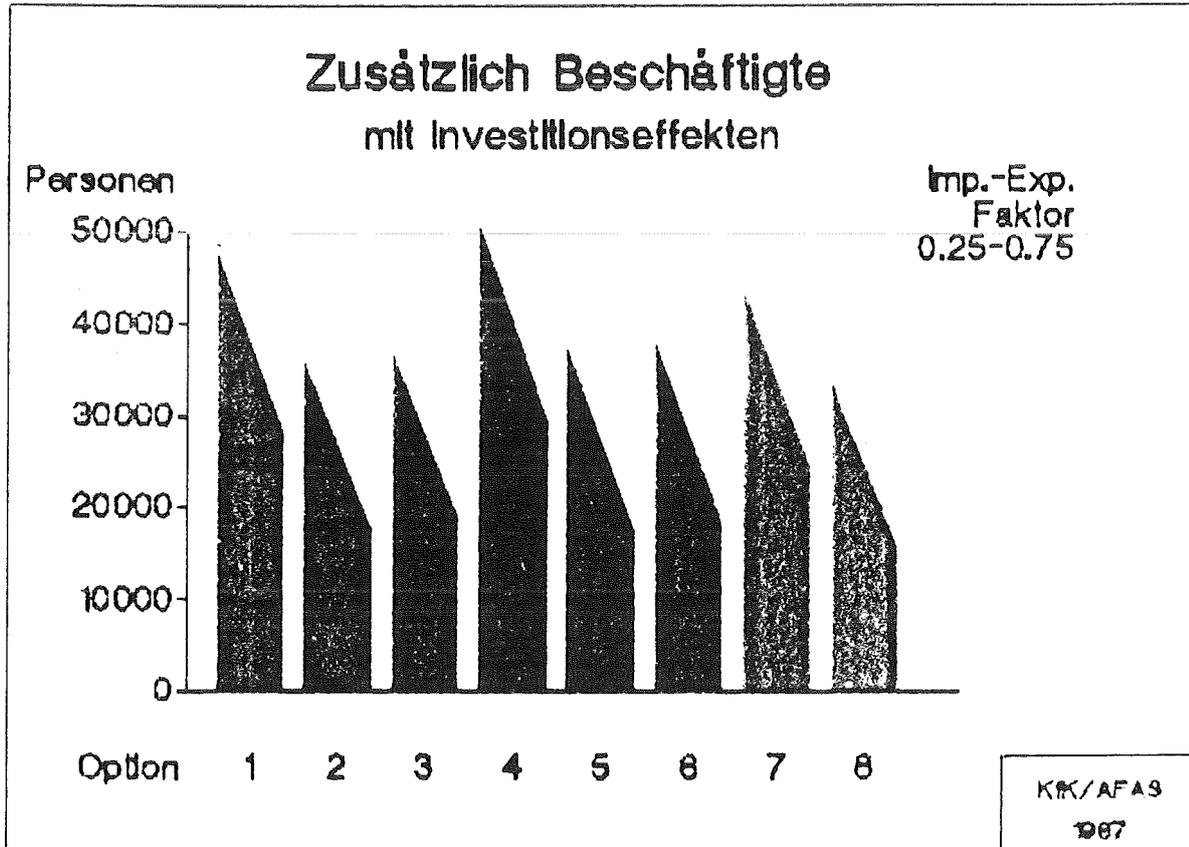


Linke Seite der Balken: bei Ölpreis von 620 DM/t

Rechte Seite der Balken: bei Ölpreis von 850 DM/t

Entsprechendes gilt auch für einen zweiten wichtigen Parameter: die Abhängigkeit der Beschäftigungseffekte und Nettosubventionen von dem angenommenen Kopplungsfaktor zwischen Import- und Exportänderungen (vgl. Abb. 12 und 13).

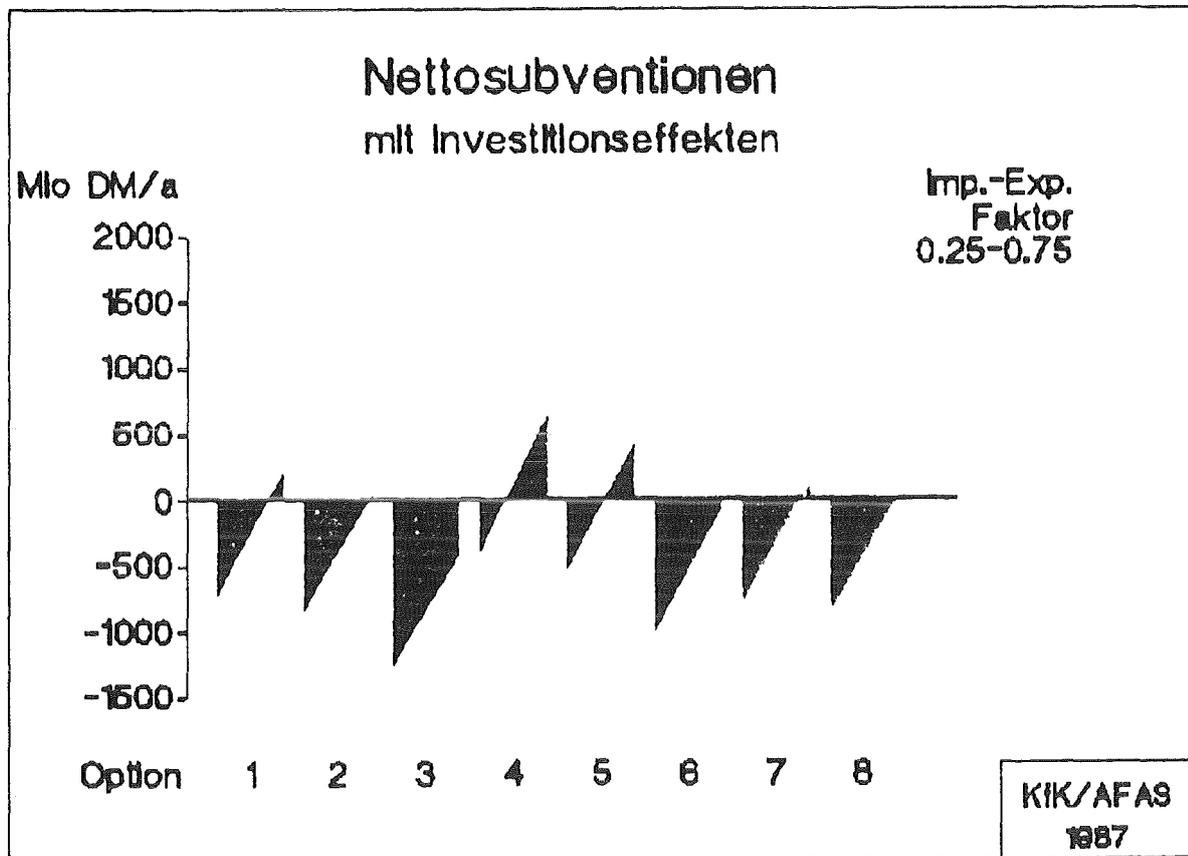
Abb. 12: Zusätzlich Beschäftigte in Abhängigkeit vom Import-Export-Faktor



Linke Seite der Balken: bei Kopplungsfaktor $\gamma = 0,25$

Rechte Seite der Balken: bei Kopplungsfaktor $\gamma = 0,75$

Abb. 13: Nettosubventionen in Abhängigkeit vom Import-Exportfaktor



Linke Seite der Balken: bei Kopplungsfaktor $\gamma = 0,25$

Rechte Seite der Balken: bei Kopplungsfaktor $\gamma = 0,75$

Aus einem Vergleich der linken Balkenseiten in Abbildung 13 ($\gamma = 0,25$) mit den rechten ($\gamma = 0,75$) wird deutlich, daß der Nettosubventionsbedarf umso günstiger ausfällt, je geringer die Kopplung zwischen Import- und Exportänderungen ist.

Für den Grenzfall $\gamma = 1$ ergeben sich für den Nettosubventionsbedarf mit Ausnahme der arbeitsintensiven Optionen 1, 4 und 6 ganz ähnliche Ergebnisse wie für den Bruttosubventionsbedarf. Bei diesem Grenzfall, der den Effekt der vereinfachend gesagt - Umschichtung ausländischer Einkommen in inländische Einkommen aufhebt, ergeben sich für einige Optionen negative Beschäftigungseffekte, die durch den Nachfrageverlust zur Finanzierung der erforderlichen Subventionen bedingt sind.

Leider ist es gegenwärtig kaum möglich anzugeben, was denn nun ein realistischer Kopplungsfaktor für den Betrachtungszeitraum ist, zumal es hierbei sicher auch darauf ankommt, von welchen Ländern z.B. weniger Öl importiert würde. Es spricht aber einiges für einen Kopplungsfaktor deutlich unterhalb von 1, so daß der Nettosubventionsbedarf vermutlich zumindest wesentlich niedriger als der Bruttosubventionsbedarf sein dürfte.

3. Zusammenfassung der Ergebnisse der Analysen zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen

Die Beschäftigungseffekte sind bei den Optionen 1, 4 und 7 aufgrund der arbeitsintensiven Steinkohleförderung während der Betriebsphase der Veredlungsanlagen deutlich höher als bei den anderen Optionen, während der Investitionsphase aber geringer. Legt man das Beschäftigungsvolumen während der Investitionsphase auf die Betriebsphase von 20 Jahren um, so ergeben sich per Saldo für die Optionen 1, 4 und 7 rund 10 000 bis 15 000 Arbeitsplätze (Personenjahre/Jahr) mehr als bei den anderen Optionen.

Der Umfang der Beschäftigungseffekte hängt in einem für alle Optionen ähnlich hohen Maße vom Ölpreisniveau um 2000 ab und davon, inwieweit sich negative Rückwirkungen auf die Exporte daraus ergeben, daß insbesondere die Öllieferländer auf verringerte Ölimporte der Bundesrepublik reagieren. Deshalb ist es - insbesondere im Falle niedriger Ölpreise - durchaus nicht klar, ob alle Optionen per Saldo positive Beschäftigungseffekte zur Folge haben würden.

Der Nettosubventionsbedarf (Saldo von Bruttosubventionsbedarf und positiven Rückwirkungen auf die öffentlichen Haushalte) hängt ebenfalls für alle Optionen stark von schwer einschätzbaren Rückwirkungen der bei allen Optionen verringerten Ölimporte auf die Exporte und vom Ölpreisniveau um 2000 ab. Je geringer die Kopplung zwischen Import- und Exportänderungen eingeschätzt wird, desto günstiger fällt der Nettosubventionsbedarf bei allen Optionen im Vergleich zum Bruttosubventionsbedarf aus.

Beim Vergleich der Optionen untereinander ergibt sich ein ähnliches Muster wie bei den Kostenanalysen, d.h. wie beim Bruttosubventionsbedarf. Der einzige qualitative Unterschied ergibt sich dahingehend, daß bei den Steinkohle-Optionen der Kostennachteil (höhere Bruttosubventionen) der Optionen 1, 4 und 7

(mit zusätzlicher Förderung der Steinkohle) gegenüber denen mit Freisetzung der Steinkohle im Bereich der Verstromung durch Kernenergie (Optionen 2, 5 und 8) durch die höheren Beschäftigungseffekte und die damit verbundenen Entlastungen der Sozialhaushalte ungefähr ausgeglichen wird.

IV. Umweltfolgenanalysen zu den Kohle-Kraftstoff-Optionen

Bei den Umweltfolgenanalysen wurde versucht, alle nach unserer Einschätzung relevanten Umweltbe- und -entlastungen gegenüber dem Einsatz von Mineralölkraftstoffen zu bestimmen. Dies erforderte

- einerseits die Analyse der gesamten Kette von der Kohlebeschaffung über die Kohleumwandlung bis zur Nutzung der Kohlekraftstoffe und
- andererseits die Analyse der entsprechenden Kette im Ölfall, d.h. die Analyse der Entlastungen durch den Rückgang inländischer Rohölverarbeitung und den Mindereinsatz von Mineralölkraftstoffen im Straßenverkehr. 1)

Bei den Optionen, bei denen die erforderliche Kohle aus der Verstromung abgezogen und dort durch Kernenergie ersetzt wird, wurden auch die daraus resultierenden Be- und Entlastungen abgeschätzt.

Betrachtet wurden die Emissionen von luftverunreinigenden Stoffen, der Anfall an Abwässern und festen Rückständen, in gewissem Umfang auch Unfallrisiken für Beschäftigte im Bergbau und teilweise auch Unfallrisiken für die Bevölkerung.

Bevor auf einige Umweltbe- und -entlastungen (SO₂- und NO_x-Emissionen) näher eingegangen wird, soll anhand von Tabelle 7 ein Überblick über das Spektrum der betrachteten Umweltbe- und -entlastungen gegeben werden.

In Tabelle 7 wird unterschieden zwischen

- beschaffungsseitigen,
- umwandlungsseitigen und
- verteilungs- und verwendungsseitigen Be- und Entlastungen.

1) Umweltbelastungen und -risiken der Beschaffung des Rohöls (z.B. Seetransport von Rohöl) werden allerdings nicht berücksichtigt, obwohl hier nicht zu vernachlässigende Risiken bestehen (Tankerunfälle, Emissionen von Tankern/Verklappungen)

Tab. 7: Potentielle Umweltvor- und -nachteile der Kohlekraftstoff-Optionen gegenüber dem Mineralölkraftstoffeinsatz

	Option 1 (M100/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)	Option 2 (M100/ Steinkohle/ Kernener- gie)	Option 3 (M100/ Braunkohle/ Kernener- gie)	Option 4 (MTG/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)	Option 5 (MTG/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)	Option 6 (MTG/ Braunkohle/ Kernener- gie)	Option 7 (Hydrierung/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)	Option 8 (Hydrierung/ Steinkohle/ Kernener- gie)
1. Beschaffungs- seitige Umwelt- folgen und Risiken	- Berge - Grubenwasser - Unfall- und Gesundheitsrisiken im Bergbau	- geringfügig höhere Strahlenbelastung durch Kernenergie - KE-Unfallrisiken - höherer spezifischer Kühlwasserbedarf bei Kernkraftwerken als bei Kohlekraftwerken - Nuklear-Abfall + Entlastung SO ₂ , NO _x , CO ₂ , Staub, Asche; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere Strahlenbelastung durch Kernenergie - KE-Unfallrisiken - höherer spezifischer Kühlwasserbedarf bei Kernkraftwerken als bei Kohlekraftwerken - Nuklear-Abfall + Entlastung SO ₂ , NO _x , CO ₂ , Staub, Asche; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- Berge - Grubenwasser - Unfall- und Gesundheitsrisiken im Bergbau	- geringfügig höhere Strahlenbelastung durch Kernenergie - KE-Unfallrisiken - höherer spezifischer Kühlwasserbedarf bei Kernkraftwerken als bei Kohlekraftwerken - Nuklear-Abfall + Entlastung SO ₂ , NO _x , CO ₂ , Staub, Asche; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere Strahlenbelastung durch Kernenergie - KE-Unfallrisiken - höherer spezifischer Kühlwasserbedarf bei Kernkraftwerken als bei Kohlekraftwerken - Nuklear-Abfall + Entlastung SO ₂ , NO _x , CO ₂ , Staub, Asche; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- Berge - Grubenwasser - Unfall- und Gesundheitsrisiken im Bergbau	- geringfügig höhere Strahlenbelastung durch Kernenergie - KE-Unfallrisiken - höherer spezifischer Kühlwasserbedarf bei Kernkraftwerken als bei Kohlekraftwerken - Nuklear-Abfall + Entlastung SO ₂ , NO _x , CO ₂ , Staub, Asche; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung
2. Umwand- lungsseitige Umweltfolgen	- geringfügig höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen als bei entfallender Mineralölverarbeitung - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen als bei entfallender Mineralölverarbeitung - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen als bei entfallender Mineralölverarbeitung - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen als bei entfallender Mineralölverarbeitung - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen als bei entfallender Mineralölverarbeitung - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- geringfügig höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen als bei entfallender Mineralölverarbeitung - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen bei Verbrennung des geschwulsten Hydrierrückstandes - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung	- höhere SO ₂ - und NO _x -Emissionen bei Verbrennung des geschwulsten Hydrierrückstandes - Asche und Klärschlämme; Rückstände und Abwässer der Rauchgasreinigung
3. Verteilungs- und anwen- dungsseitige Umweltfolgen	- höhere Formaldehyd-Emissionen bei winterlichem Stop- and Go-Verkehr - mengenmäßig höhere Verdampfungsemissionen an Kohlenwasserstoffen + geringere NO _x -Emissionen + verringerte Rußemissionen + weniger Emissionen von polyzyklischen Aromaten + geringere SO ₂ -Emissionen	- höhere Formaldehyd-Emissionen bei winterlichem Stop- and Go-Verkehr - mengenmäßig höhere Verdampfungsemissionen an Kohlenwasserstoffen + geringere NO _x -Emissionen + verringerte Rußemissionen + weniger Emissionen von polyzyklischen Aromaten + geringere SO ₂ -Emissionen	- höhere Formaldehyd-Emissionen bei winterlichem Stop- and Go-Verkehr - mengenmäßig höhere Verdampfungsemissionen an Kohlenwasserstoffen + geringere NO _x -Emissionen + verringerte Rußemissionen + weniger Emissionen von polyzyklischen Aromaten + geringere SO ₂ -Emissionen	(+ geringere SO ₂ -Emissionen bei ergänzender MTO-Fahrweise zur Substitution schwefelhaltigen Dieselkraftstoffes auf Mineralölbasis)	(+ geringere SO ₂ -Emissionen bei ergänzender MTO-Fahrweise zur Substitution schwefelhaltigen Dieselkraftstoffes auf Mineralölbasis)	(+ geringere SO ₂ -Emissionen bei ergänzender MTO-Fahrweise zur Substitution schwefelhaltigen Dieselkraftstoffes auf Mineralölbasis)	(+ geringere SO ₂ -Emissionen durch Substitution schwefelhaltigen Dieselkraftstoffes auf Mineralölbasis)	(+ geringere SO ₂ -Emissionen durch Substitution schwefelhaltigen Dieselkraftstoffes auf Mineralölbasis)

+ = Vorteile; - = Nachteile

Beschaffungsseitig ergeben sich bei den Optionen, bei denen die Kohle aus zusätzlicher Förderung kommt, d.h. bei den Optionen 1, 4 und 7, folgende zusätzliche Belastungen:

- ein zusätzlicher Anfall an Bergematerialien
- ein zusätzlicher Anfall an salzhaltigen Grubenwässern und
- zusätzliche Unfall- und Gesundheitsrisiken für Beschäftigte im Bergbau.

Bei dem hier betrachteten Umfang zusätzlicher Förderung erscheinen uns diese Belastungen allerdings nicht prohibitiv zu sein; entsprechende zusätzliche Mengen an Bergematerialien und Grubenwässern konnten in der Vergangenheit bei dem damaligen höheren Förderniveau des Kohlebergbaus ohne größere Probleme entsorgt werden; die spezifischen Unfall- und Gesundheitsrisiken für die Beschäftigten im Steinkohlenbergbau (pro Mio t geförderter verwertbarer Steinkohle) werden sich durch weitere Fortschritte beim Arbeitsschutz voraussichtlich noch verringern.

Bei den Optionen, bei denen die erforderliche Kohle in der Verstromung durch Kernenergie freigesetzt wird, d.h. bei den Optionen 2, 3, 5, 6 und 8, ergeben sich beschaffungsseitig

- durch den Mindereinsatz von Stein- bzw. Braunkohle in Kraftwerken Entlastungen bei den SO₂-, den NO_x-, den CO₂- und den Staub-Emissionen sowie beim Anfall von Asche, Rückständen und Abwässern der Rauchgasreinigung.

Dem stehen gegenüber

- geringfügige zusätzliche Strahlenbelastungen durch den Betrieb der Kernkraftwerke und der Anlagen des nuklearen Brennstoff-Kreislaufes,
- weiterhin nukleare Unfallrisiken mit allerdings geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten,
- ein zusätzlicher Anfall an nuklearen Abfällen und
- der höhere spezifische Kühlwasserbedarf für Kernkraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerken, der möglicherweise zu Problemen bei der Findung geeigneter Standorte führen könnte.

Eine saldierende quantitative Aufrechnung dieser sehr unterschiedlichen Be- und Entlastungen durch den Kohleersatz durch Kernenergie in der Verstro-

mung und eine quantitative umweltpolitische Bewertung im Vergleich zu den Optionen mit Kohle aus zusätzlicher Förderung stößt auf nicht überwindbare Datenprobleme bzw. Kenntnislücken über Ursache-Wirkungszusammenhänge sowie prinzipielle methodische Probleme, die hier im einzelnen nicht diskutiert werden können.

Sieht man von den noch später zu diskutierenden SO₂- und NO_x-Emissionen ab, so würden wir aber nach unserer subjektiven qualitativen Einschätzung bei dem hier betrachteten Umfang des optionsbedingten Kohlemehreinsatzes (5,8 bis 7,2 Mio t SKE) keine gravierenden Unterschiede zwischen den verschiedenen Optionen sehen.

Auf der Umwandlungsebene, d.h. bei der Kraftstoffherstellung, ergeben sich bei allen Optionen per Saldo höhere SO₂-, NO_x-, CO₂- und Staubemissionen als im "Ölfall", d.h. die im wesentlichen bei der Prozeßenergiebereitstellung für die Kohleveredlung entstehenden SO₂-, NO_x- und Staubemissionen sind höher als die durch Verminderung der Rohölverarbeitung entfallenden Emissionen dieser Schadstoffe aus Raffinerien. Weiterhin gibt es einen zusätzlichen Anfall an festen Rückständen, und zwar an Vergaseraschen, Hydrierrückständen, Klärschlamm und sonstigen Rückständen (z.B. Rückstände der Rauchgasreinigung). Bei der Entsorgung der festen Rückstände aus der Kohleveredlung lassen sich einige Aspekte noch nicht endgültig beurteilen, da entsprechende Analysen nicht bekannt sind bzw. noch keine Erfahrungen vorliegen. Dies betrifft die Klärschlämme und die festen Rückstände aus der HTW-Vergasung, bei denen nach dem Konzept von Uhde/Rheinbraun eine Verbrennung vorgesehen ist; es betrifft weniger die als auslaugstabile Schmelzgranulate anfallenden Rückstände bei der Texaco-Vergasung. Bei der Verschwelung der Hydrierrückstände fällt ein stark schwefelhaltiger Koks an; entsprechendes gilt auch für das Pyrosol-Verfahren, bei dem eine Verkokung bereits nach dem zweiten Hydrierreaktor vorgesehen ist. Die Entsorgung der bei der Verbrennung dieses Kokes in einer Wirbelschichtfeuerung anfallenden Rückstände (Wirbelschicht-Bett-Asche) müßte noch hinreichend geklärt werden. Die ursprünglich vorgesehene Vergasung der Hydrierrückstände mit dem Texaco-Verfahren wäre unter Umweltaspekten günstiger.

Verteilungs- und anwendungsseitig haben wir im wesentlichen nur bei den M100-Optionen umweltrelevante Veränderungen gegenüber dem "Ölfall".

Zusätzliche Belastungen ergeben sich

- durch höhere Formaldehyd-Emissionen beim Kaltbetrieb, z.B. beim winterlichen Stop-and-Go-Verkehr, weil im Kaltbetrieb der Katalysator, den wir sowohl beim Benzin-Otto-Pkw als auch beim M100-Otto-Pkw unterstellen, zunächst unwirksam ist. Inwieweit hier ein relevantes Umweltproblem vorliegt, läßt sich derzeit kaum beantworten, da
 - einerseits Messungen der Formaldehyd-Emissionen für entsprechende Wetterverhältnisse und Fahrzyklen nicht vorliegen,
 - andererseits auch die gesundheitliche Bewertung von geringen Dosen an Formaldehyden noch umstritten ist.

Weiterhin ergeben sich mengenmäßig größere Verdampfungsemissionen an Kohlenwasserstoffen wegen des geringeren spezifischen Energiegehalts von M100 und der damit verbundenen größeren Mengen an zu verteilendem Kraftstoff. Die M100-stämmigen Kohlenwasserstoffe werden aber als weniger gesundheitsschädlich eingestuft als benzin-stämmige.

Entlastungen ergeben sich

- bei den PAH-Emissionen
- bei den Partikel-Emissionen
- bei den SO₂-Emissionen und
- bei den NO_x-Emissionen.

Letztere sind es vor allem, die die Optionen unter umweltpolitischen Gesichtspunkten unterscheiden. Dies zeigt die Gesamtbilanzierung der NO_x- und SO₂-Emissionen, die in der Tabelle 8 dargestellt sind. Dieser Gesamtbilanzierung liegen die in Tabelle 9 aufgelisteten Annahmen bezüglich Grenzwerten und Emissionsfaktoren zugrunde.

Im folgenden wird diese Gesamtbilanzierung für NO_x und SO₂ kurz erläutert:

- (1) Beschaffungsseitig ergeben sich Entlastungen bei den NO_x- und SO₂-Emissionen für die Optionen, bei denen unterstellt wird, daß die erforderliche Kohle aus der Verstromung abgezogen und dort durch Kernenergie ersetzt wird. Diese Entlastungen durch Mindereinsatz von Kohle in Kraftwerken bewegen sich bei den Optionen 2, 3, 5, 6 und 8 zwischen 17 000 und 28 000 t/a bei SO₂ und zwischen 10 000 und 18 000 t/a bei NO_x (vgl. Zeile 1, Tab. 8).

Tab. 8: NO_x- und SO₂-Emissionsbilanzen für verschiedene Kohle-Kraftstoff-Optionen (in t/a) a)

	Option 1		Option 2		Option 3		Option 4		Option 5		Option 6		Option 7		Option 8	
	(M100/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)		(M100/ Steinkohle/ Kernener- gie)		(M100/ Braunkohle/ Kernener- gie)		(MTG/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)		(MTG/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)		(MTG/ Braunkohle/ Kernener- gie)		(Hydrierung/ Steinkohle/ zusätzliche Förderung)		(Hydrierung/ Steinkohle/ Kernener- gie)	
	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x
1. Ersatz der Kohle in der Verstromung durch Kernenergie	-	-	-24900	-15700	-17700	-13600	-	-	-28300	-17900	-20100	-15500	-	-	-16850	-10600
2. Kohleumwandlung	+4600	+1550	+4600	+1550	+4250	+4200	+5200	+2200	+5200	+2200	+4850	+4850	+20800 b) +11200 c)	+13050 b) +5600 c)	+20800 b) +11200 c)	+13050 b) +5600 c)
3. Rohölverarbeitung	-3000	-800	-3000	-800	-3000	-800	-3000	-800	-3000	-800	-3000	-800	-3000	-800	-3000	-800
4. Kfz-Betrieb	-5200	-34800	-5200	-34800	-5200	-34800	-	-	-	-	-	-	-4400	-	-4400	-
5. Insgesamt	-3600	-34050	-28500	-49750	-21650	-45000	+2200	+1400	-26100	-16500	-18250	-11450	+13400 b) +3800 c)	+12250 b) +4800 c)	-3450 b) -13050 c)	+1650 b) -5800 c)

- a) Es handelt sich um Berechnungen auf Basis vorgeschriebener oder geplanter Grenzwerte bzw. Emissionsfaktoren, Unterschreitungen dieser Grenzwerte, d.h. geringere Emissionen, sind in vielen Fällen technisch möglich
- b) Der bei der Schwelung des Hydrierrückstandes verbleibende Koks wird in einer eigenständigen (im Sinne der GFAVO) Wirbelschichtfeuerungsanlage verbrannt, wobei der Schwefel zu 75 % zurückgehalten wird
- c) Kraftwerk, Wirbelschichtfeuerungen und andere Feuerungen werden als eine Anlage im Sinne der GFAVO betrachtet; deshalb ist eine höhere Schwefelrückhaltung erforderlich

- (2) Die Emissionen dieser Stoffe aus der Kohleumwandlung zu Kohlekraftstoffen, die vorwiegend aus der Prozeßenergieerzeugung resultieren, sind bei den auf der Kohlevergasung beruhenden Optionen (1-6) zwar höher als die Emissionen, die im Bereich der Rohölverarbeitung entfallen würden, die Mehrbelastungen sind aber geringfügig (vgl. Tab. 8, Zeilen 2 und 3). Deutlich höhere SO₂- und NO_x-Emissionen ergeben sich im Vergleich dazu bei der Hydrierung (Optionen 7 und 8), da hier zur Erzielung eines höheren Wirkungsgrades eine Verschwelung des Hydrierrückstandes und die Verbrennung des stark schwefelhaltigen Schwelrückstandes angenommen werden (und nicht eine Rückstandsvergasung wie im bisherigen Konzept).
- (3) Der umweltpolitisch relevante Effekt ist beim Kfz-Betrieb (Tab. 8, Zeile 4) festzustellen; die M100-Optionen würden eine nicht unbeträchtliche Entlastung bei den NO_x-Emissionen - etwa 6 % der im Jahre 2000 zu erwartenden NO_x-Emissionen aus dem Verkehr bzw. 3 % der insgesamt für 2000 zu erwartenden NO_x-Emissionen von 1,1 Mio t - mit sich bringen. Dieser Effekt resultiert aus der Dieselmotorsubstitution im Bereich der Nutzfahrzeuge > 3,5 t, die gleichzeitig auch noch eine Entlastung bei den Partikel-Emissionen bewirken würde.

Es ergäbe sich ein erhebliches Umweltentlastungspotential, wenn man z.B. eine Substitutionsstrategie so anlegen würde, daß der gesamte Dieselmotoreinsatz im Bereich großer Nutzfahrzeuge durch Methanol substituiert wird; man könnte so eine Entlastung um gut 200 000 t/a NO_x und ca. 3500 t/a Partikel erreichen. Beim NO_x entspräche dies fast 20 % der für 2000 erwarteten Gesamtemissionen an NO_x.

Bei der Dieselmotorsubstitution würden auch Entlastungen bei den SO₂-Emissionen auftreten, und zwar sowohl bei der Substitution durch M100 bzw. Methanol als auch bei der Substitution durch Hydrier-Dieselmotorsubstitution, da beide keine bzw. zu vernachlässigende Mengen Schwefel enthalten. Für die MTG-Optionen ergibt sich hier keine SO₂-Gutschrift, da unterstellt wird, daß nur Benzin substituiert wird. Allerdings könnte zukünftig durch eine MTO (Methanol to Olefins)-Fahrweise einer MTG-Anlage, die in der MTG-Demonstrationsanlage Wesseling erfolgreich demonstriert wurde, auch ein hochwertiger Dieselmotorsubstitutionsstoff erzeugt werden, so

daß sich für die Optionen 4, 5 und 6 entsprechende Schwefelgutschriften ergäben.

- (4) Prinzipiell hat auch der M100-Otto-Motor gegenüber dem Benzin-Otto-Motor ein günstigeres Emissionsverhalten bezüglich NO_x und auch bezüglich der anderen limitierten Schadstoffe. Zur Einhaltung der in den Berechnungen dieser Studie als geltend unterstellten US-amerikanischen 49-Staaten-Grenzwerte würde aber auch der M100-Otto-Motor besondere Maßnahmen zur Abgasreinigung benötigen. Die auf EG-Ebene beschlossenen Grenzwerte für Pkw unter 2 l Hubraum könnten bei den limitierten Schadstoffen allerdings von M100-Otto-Motoren eher als von Benzin-Otto-Motoren ohne besondere Abgasreinigungsmaßnahmen erreicht werden. Andererseits würden aber die deutlich höheren Formaldehyd-Emissionen des M100-Otto-Pkw gegenüber dem Benzin-Pkw einen ungeregelten Abgaskatalysator erfordern, wenn man davon ausgeht, daß es im Falle der M100-Einführung zu einer Limitierung der Formaldehyd-Emissionen kommt.
- (5) Bei der Gesamtbilanzierung ergeben sich deutliche Vorteile der M100-Optionen bei den NO_x -Emissionen sowohl im Vergleich zum Ölfall als auch im Vergleich zu den anderen Optionen. Nennenswerte Entlastungen bei den SO_2 -Emissionen ergeben sich im wesentlichen nur bei den Optionen, bei denen die für die Veredlung erforderliche Kohle in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird. Eine Ausnahme bildet die entsprechende Hydrier-Option (Option 8). Hier stehen diesen Entlastungen zusätzliche SO_2 -Emissionen aus der Verbrennung der stark schwefelhaltigen Schwelrückstände in etwa gleicher Größenordnung gegenüber, und bei der Hydrier-Option mit Kohle aus zusätzlicher Förderung (Option 7) ergeben sich durch die SO_2 -Emissionen aus der Rückstandsverbrennung sogar nennenswerte zusätzliche Belastungen im Vergleich zum Ölfall.

So schwierig eine umweltpolitische Gesamtbewertung bei der Vielfalt unterschiedlicher Be- und Entlastungen ist, würden wir doch eine Präferenz für die M100-Optionen sehen. Diese Einschätzung stützt sich auf das Umweltentlastungspotential in erster Linie bei den NO_x -Emissionen, in zweiter Linie bei den Partikel- bzw. Rußemissionen, für die sich zur Zeit keine technisch sinnvollen und wirtschaftlichen Lösungen für vergleichbare Verbesserungen des Emissionsverhaltens von Diesel-Lkw anbieten.

Tab. 9: Verwendete Grenzwerte und Emissionsfaktoren

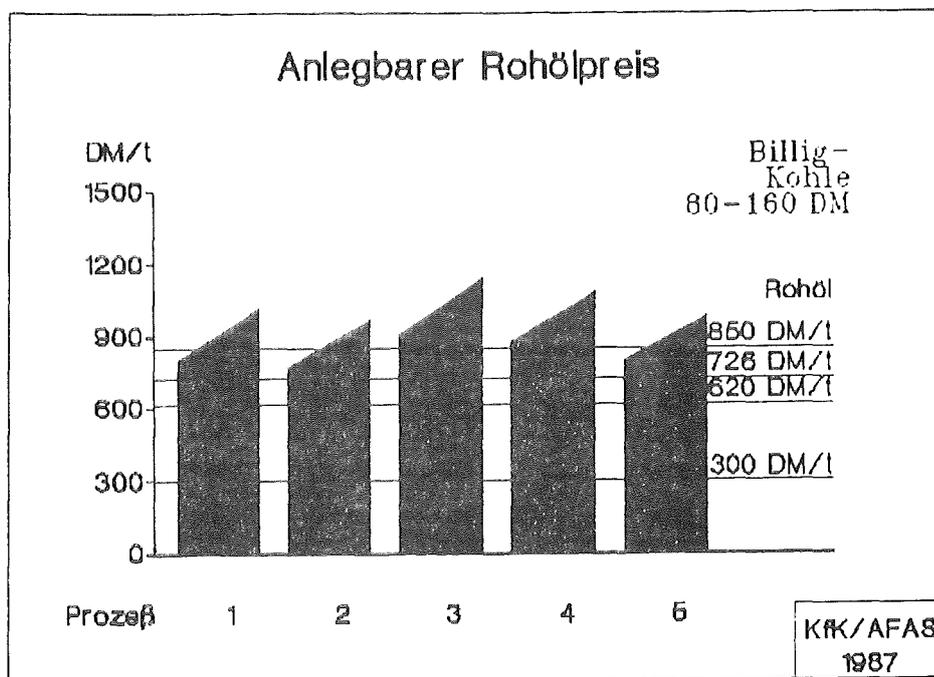
-	<p><u>Für Feuerungen</u> (Kraftwerke, Dampferzeuger und Raffinerie- feuerungen):</p> <p>Vorschriften der Großfeuerungsanlagenverordnung und ergänzender Beschluß der Umweltministerkonferenz vom April 1984</p>
-	<p>Für Gasreinigungsanlagen in Vergasungs- und Hydrieranlagen:</p> <p>1 Gew.-% des eingebrachten Schwefels wird emittiert</p>
-	<p><u>Für Kfz</u></p> <p>Pkw und Kleinlaster < 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht</p> <p>Amerikanische 49-Staaten-Grenzwerte, d.h., beim jetzigen Stand der Technik Ausrüstung mit geregeltm Dreiweg-Katalysator bei Benzin- und M100-Pkw</p> <p>Nfz > 3,5 t</p> <p>Für NO_x: 1200 g/GJ Kraftstoff (UBA-Emissionsfaktor abzüglich 20 % gemäß Konzept der Bundesregierung, zur Verminderung der Schadstoffemissionen aus Nutzfahrzeugen und Krafträdern vom 12. August 1985 bzw. freiwillige Zusage der deutschen Auto- mobilindustrie)</p> <p>Für Partikel: 10 g/GJ Kraftstoff (UBA-Emissionsfaktor abzüglich 80 % durch Einsatz von Rußabbrennfiltern)</p> <p>Schwefelanteil</p> <p>Im Dieselkraftstoff auf Mineralölbasis 0,15 Gew.-% (im Benzin Null)</p> <p>Im Diesel-Kraftstoff auf Kohlebasis kein Schwefel</p>

V. Perspektiven für den Export von Kohleveredlungstechnologien

Aus den Kostenanalysen geht hervor, daß für keine der betrachteten Optionen in der Bundesrepublik Deutschland um das Jahr 2000 mit Kostenvorteilen gegenüber mineralölstämmigen Kraftstoffen zu rechnen ist. Dies wirft unter Exportperspektiven die Frage auf, wie die Verhältnisse in Ländern liegen, die über kostengünstig im Tagebau abbaubare "Billigkohle" verfügen.

Orientierende Aussagen zu dieser Frage ergeben sich aus Abbildung 14, in der anlegbare Ölpreise dargestellt sind, die sich für Kohlepreise zwischen 80 DM und 160 DM je Tonne SKE ergeben. Es zeigt sich, daß der Rohölpreis auch in diesem Falle deutlich über dem Niveau von 1984 liegen müßte (umgerechnet in der Gegend von 45 \$ je Barrel), um in einigen Fällen zu Kostenvorteilen gegenüber mineralölstämmigen Kraftstoffen zu gelangen. Ein Ölpreisniveau von 45 \$ je Barrel (inflationbereinigt) für die Zeit um 2000 erscheint wohl als möglich, liegt aber im oberen Bereich der aus gegenwärtiger Sicht zu veranschlagenden Unsicherheitsspanne.

Abb. 14: Anlegbare Ölpreise bei "Billig-Kohle"



- Prozeß 1: M 100 aus Steinkohle (Texaco)
- Prozeß 2: M 100 aus Braunkohle (HTW)
- Prozeß 3: Benzin aus Steinkohle über Texaco-Vergasung und MTG-Prozeß
- Prozeß 4: Benzin aus Braunkohle über Hochtemperatur-Winkler-Vergasung und MTG-Prozeß
- Prozeß 5: Benzin, Diesel und LPG über die direkte Kohlehydrierung

Linke Seite der Balken: bei Kohlepreis von 80 DM/t SKE
Rechte Seite der Balken: bei Kohlepreis von 160 DM/t SKE

In konkreten Einzelfällen können die Verhältnisse hinsichtlich der anlegbaren Ölpreise bzw. der wirtschaftlichen Attraktivität deutlich anders liegen, weil eine Reihe von ökonomisch relevanten Gegebenheiten von Land zu Land verschieden sind. Dies betrifft u.a.

- die Investitions- und Betriebskosten (sie können z.B. wegen langer Transportwege von Baumaterialien und Anlagenteilen oder wegen einer erforderlichen Ansiedlung von Fachpersonal für Montage und Wartung deutlich höher sein als in der Bundesrepublik Deutschland, sie können aber auch niedriger sein, z.B. wegen besonders günstiger Produktionsbedingungen für Anlagenteile oder wegen niedrigerer Umwelt- und Sicherheitsstandards)
- die Anpassung der technischen Auslegung der Veredlungsanlagen an das Kohlepreisniveau und an das vorhandene Kraftstoff- und Energieversorgungssystem
- die vorhandene Infrastruktur für den Transport von Energieträgern.

Im Hinblick auf die Frage nach Perspektiven für den Export von Technologien zur Herstellung von Kraftstoffen aus Kohle ist außerdem darauf hinzuweisen, daß wirtschaftliche Gesichtspunkte auch im Ausland nicht die einzigen Motive für mögliche Kohleveredlungsprojekte sind; so werden in einigen Ländern auch außenhandelspolitische (z.B. Devisensituation) oder versorgungspolitische Gesichtspunkte eine Rolle spielen.

Vor diesem Hintergrund ist das bestehende Interesse einiger ausländischer Unternehmen an Kooperationen mit Firmen der Bundesrepublik Deutschland im Bereich der Kohleveredlung zu verstehen.

Dieses Interesse dürfte bei wieder ansteigenden Ölpreisen insbesondere dann wachsen, wenn im Bereich Forschung, Entwicklung und Demonstration in der Bundesrepublik Deutschland weitere Fortschritte gemacht werden.

Angesichts der in Abbildung 14 dargestellten Ergebnisse für den Fall billiger Kohle zeichnet sich dabei gegenwärtig keine klare Präferenzstellung für einen bestimmten veredlungstechnischen Weg ab.

Die technischen Entwicklungspotentiale sind in allen Fällen noch nicht voll ausgeschöpft. Die Beispiele der zunächst im kleintechnischen Maßstab in Ent-

wicklung befindlichen neuen Hydrierkonzepte (Hochdruckhydrierung im Röhrenreaktor und Pyrosolverfahren) zeigen, daß Potentiale für mehr als marginale technisch-ökonomische Verbesserungen bestehen.

Für die Hydrierung ergeben sich u.E. in der längerfristigen Perspektive gute Chancen für Technologieexporte, da dann mit einem höheren Ölpreisniveau und einem zumindest teilweisen Nachziehen der Kohlepreise zu rechnen ist, wodurch die Wirkungsgradvorteile der Hydrierung stärker zum Tragen kämen. Interessant erscheint die Hydrierung auch für Länder mit einem hohen Importbedarf am gesamten Spektrum von Mineralölprodukten und gleichzeitigen Devisenproblemen (Ostblockländer). Schließlich hat die Bundesrepublik Deutschland bei der Hydrierung in unserer Einschätzung eine Führungsrolle in der Technologieentwicklung, während bei der Vergasung diese nicht in dem Maße gegeben ist.

In der mittelfristigen Perspektive bestehen einige Vorteile für die Kraftstoffherzeugung über den Weg der Vergasung:

- Die Vergasung ist eine vergleichsweise einfache Technologie, die sich eher für Exporte in Länder mit technisch nicht so hoch qualifizierten Personalressourcen eignet als die Hydrierung.
- Die Vergasung zur Methanolerzeugung ist weniger kapitalintensiv als die Hydrierung, und damit ist die Investitionsschwelle für kapitalschwache Länder vielleicht eher zu überschreiten.
- Die Vergasung ist mit nahezu beliebigen Kohlequalitäten und damit mit sehr billiger Kohle zu betreiben; dadurch kann ihr Wirkungsgradnachteil gegenüber der Hydrierung ausgeglichen werden, bei der höhere Anforderungen an die Kohlequalität zu stellen sind.

Potentiell kommen aufgrund einfacherer Technik, geringerer Investitionskosten und geringerer Anforderungen an die Qualität der Kohle alle Länder mit billigen Kohlen für den Einsatz der Kohlevergasungstechnologie in Betracht, auch solche, deren Kapitalausstattung und technisch-personellen Infrastrukturen nicht die besten sind. Anzumerken ist allerdings, daß, wenn sich der Treibstoffmarkt für Methanol nicht öffnet, die Investitionskostenvorteile der Optionen auf Vergasungsbasis in Investitionskostennachteile umschlagen können, wenn ein MTG-Prozeß nachgeschaltet werden muß, d.h. daß Methanol in Benzin umgewandelt werden muß.

VI. Realisierungsprobleme der Kohlekraftstoff-Optionen

Das größte Realisierungsproblem aller hier betrachteten Kohlekraftstoff-Optionen dürfte zur Zeit die mangelnde Wirtschaftlichkeit sein. Weitere Realisierungsprobleme betreffen im wesentlichen die M100-Optionen, denn die Einführung eines neuen Kraftstoffes bringt einen erheblichen Anpassungs-, Regelungs- und Abstimmungsbedarf mit sich. Bei den MTG- und Hydrier-Optionen ist dies nicht der Fall, da hier Kraftstoffe erzeugt werden, die mit den Mineralölkraftstoffen weitgehend austauschbar sind.

Mit der Einführung von M100 wären insbesondere die folgenden Realisierungsprobleme verbunden:

(1) Erforderlich würde die Anpassung verschiedener rechtlicher Regelungen im Zusammenhang mit Sicherheitsfragen und Gesundheitsschutz. So fällt z.B. Methanol bisher unter die Giftverordnungen der Bundesländer. Es müßte aus dem Zuständigkeitsbereich dieser Verordnungen herausgenommen werden. Nach einer BMFT-Studie aus dem Jahre 1983 wird dies bei entsprechenden Schutzmaßnahmen als vertretbar angesehen. Als Schutzmaßnahmen kommen z.B. die Kennzeichnung durch Einfärbung, die Vergällung oder konstruktive Maßnahmen gegen Anzapfen in Frage.

(2) Notwendig würden Änderungen internationaler Richtlinien, z.B. von EG-Richtlinien. Als bestes Beispiel für potentielle Schwierigkeiten können die Probleme bei der europaweiten Einführung des bleifreien Benzins angeführt werden. Die Probleme dürften jedoch beim M100 nicht ganz so gravierend sein, da M100 nicht verbindlich als ausschließlicher sondern nur als zusätzlicher Kraftstoff eingeführt würde.

(3) Herauszuheben ist auch, daß für M100 eine Sonderregelung bei der Kraftstoffbesteuerung getroffen werden müßte. Abgesehen davon, daß aus fiskalischen Gründen nicht auf eine Kraftstoffbesteuerung von M100 verzichtet werden könnte, ist M100 wegen der Zumischung von mineralölstämmigen C₄- und C₅-Verbindungen mineralölsteuerpflichtig. Bei der geltenden volumetrischen Besteuerung ergäbe sich wegen des geringeren spezifischen Energiegehalts eine fast doppelt so hohe Besteuerung - bezogen auf den Energiegehalt - wie bei Benzin und Dieselkraftstoff. Deshalb

müßte - wie schon beim Versuchsbetrieb mit M100-Fahrzeugen - eine Sonderregelung getroffen werden, wie z.B. Festsetzung eines halb so hohen Steuersatzes wie bei Mineralölkraftstoffen, was in etwa einer energetisch gleichen Besteuerung entspräche.

(4) Erforderlich würde selbstverständlich auch eine neue Infrastruktur, u.a. zusätzliche Tanklager und ein ausreichend dichtes Versorgungsnetz, nicht nur national, sondern auch europaweit, weil bei den hier betrachteten Mengen an M100 eine Beschränkung des M100-Einsatzes auf Flotten- und/oder Inselversorgungen ausgeschlossen ist. Insel- und/oder Flotten-Konzepte können aber im Rahmen einer Einführungsstrategie von großer Bedeutung sein.

(5) Notwendig wären auch Kfz-seitige Anpassungen, z.B. wäre für gleiche Reichweite wie bei Mineralöl-Kraftstoff-Kfz ein größerer Tank erforderlich, was möglicherweise mit Komfort- oder Stauraumeinbußen verbunden sein und Akzeptanzprobleme seitens der Kfz-Käufer hervorrufen könnte.

(6) Während der Einführungsphase eines neuen Kraftstoffes ist auch mit einigen ökonomischen Problemen zu rechnen, die bei den Kostenanalysen nicht erfaßt wurden, z.B. mit einem Auseinanderklaffen von Angebot und Nachfrage von M100. Während fehlende Mengen auf dem Weltmarkt beschaffbar sein dürften, könnte ein zu großes Angebot aus inländischer Produktion größere Probleme aufwerfen; Teillastbetrieb der Produktionsanlagen oder verschiedene Möglichkeiten, das überschüssige Methanol anderweitig einzusetzen (z.B. Beimischung in kleineren Konzentrationen zu Benzin, Weiterverarbeitung zu Benzin über den MTG-Prozeß, Einsatz im Wärmemarkt oder Export), dürften in der Regel mit ökonomischen Nachteilen verbunden sein. Unterauslastungen sind auch bei den Infrastruktureinrichtungen (Tanksäulen etc.) während der Einführungsphase zu erwarten. Schließlich kann auch nicht ohne weiteres die Investitionsbereitschaft seitens der Automobilindustrie, des Kraftstoffhandels und des Tankstellengewerbes vorausgesetzt werden.

(7) Kaufanreize für M100-Pkw und M100-Nutzfahrzeugkäufer werden zumindest in der Anfangsphase erforderlich sein, solange M100 keine ökonomischen Vorteile bietet, da in der Anfangsphase Nachteile in der Tankstellenversorgung potentielle Käufer abschrecken könnten.

(8) Schließlich könnte die Beschaffung der C₄- und C₅-Verbindungen aus inländischer Produktion bei weiter zurückgehender inländischer Rohölverarbeitung gefährdet sein; beim Import dieser Verbindungen begäbe man sich wieder in stärkere Abhängigkeit.

Diese Realisierungsprobleme sind nicht unüberwindlich; die Einführung eines neuen Kraftstoffes wie M100 setzt aber ein gut aufeinander abgestimmtes, konzentriertes Vorgehen staatlicher Stellen, der Industrie, des Handels, des Tankstellengewerbes und auch der EG voraus.

Hinzuweisen ist noch darauf, daß die Einführung von Methanolkraftstoff im Bereich schwerer Nutzfahrzeuge möglicherweise weniger Probleme aufwirft, da die Kraftstoffversorgung in diesem Bereich zu über 90 % über Betriebsstellen erfolgt. Wenn es gelänge, Unternehmen in diesem Bereich zum Übergang auf Methanolkraftstoff zu bewegen, würde für die überregionale öffentliche Versorgung ein Stützpunktsystem möglicherweise ausreichen. Außerdem ist aus technischen Gründen für die Dieselmotorsubstitution eine Beimischung von C₄- und C₅-Verbindungen nicht erforderlich; damit verbundene Probleme könnten so vermieden werden. Allerdings ist die Dieselmotorsubstitution im Nfz-Bereich durch Methanol wirtschaftlich ungünstiger als die Benzinsubstitution im Pkw-Bereich durch M100.

Als Resümee läßt sich feststellen, daß unter dem Gesichtspunkt der Realisierungsproblematik bei den M100-Optionen deutliche Abstriche zu machen sind im Vergleich zu den anderen betrachteten Optionen. Am unproblematischsten dürfte in dieser Hinsicht die Hydrier-Option sein. Bei Realisierung der MTG-Optionen ohne MTO-Fahrweise, bei denen dann kein mineralölstämmiger Dieselmotorsubstituiert würde, könnte es bei größerem Substitutionsvolumen aufgrund der Ausbringungsstrukturen der Raffinerien zu strukturellen Problemen auf dem Mineralölproduktmarkt kommen (Überangebot an Benzin oder Unterangebot an Mitteldestillaten).

VII. Gesamtbewertung

1. Wegen des gleichen Substitutionsvolumens werden alle Optionen dem primären energiepolitischen Ziel, die Abhängigkeit der Kraftstoffversorgung vom Mineralöl durch Einführung von Kohle-Kraftstoffen zu verringern, in etwa gleichermaßen gerecht. Für eine differenzierende Gesamtbewertung der Optionen sind deshalb andere Bewertungsaspekte heranzuziehen.

Ausgewählt wurden sechs Bewertungsaspekte: Wirtschaftlichkeit, gesamtwirtschaftliche Effekte, Beschäftigungseffekte, Umwelteffekte, Realisierungsaspekte, Exportgesichtspunkte. Die Einordnungen der Optionen in bezug auf diese Kriterien in die Stufen "vergleichsweise günstig", "eine mittlere Position einnehmend", "vergleichsweise ungünstig" spiegeln, soweit sie sich nicht ausschließlich auf quantitative Abschätzungen stützen, Bewertungen von Informationen und Gewichtungen von Einzelaspekten aus der Sicht des Untersuchungsteams wider (vgl. Tab. 10).

2. Die gewählten Bewertungsaspekte und die vom Untersuchungsteam erstellten Einordnungen der Optionen werden im folgenden kurz erläutert.

- (1) Unter dem Aspekt "Wirtschaftlichkeit" soll die einzelwirtschaftliche Rentabilität der Optionen bzw. der erforderliche Umfang staatlicher Finanzhilfen (Bruttosubventionen) bewertet werden. Für alle Optionen sind Kostennachteile gegenüber dem "Ölfall" zu erwarten, deshalb würden staatliche Finanzhilfen für alle Optionen erforderlich. Die dem Vergleich der Optionen untereinander dienende Einordnung in Tabelle 10 wurde aus den Abbildungen 3 und 4 abgeleitet.

Am günstigsten ist die Option 3 (M100 aus Braunkohle) einzustufen, am zweitgünstigsten die Option 6 (MTG aus Braunkohle), wenn man von dem der Braunkohle zugerechneten "Kernenergie-Malus" (Mehrkosten aufgrund des Ersatzes von Braunkohle durch Kernenergie in der Verstromung) absieht, was bei einer einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise vertretbar ist. Die nächste Position nehmen die auf der Steinkohlenhydrierung und der M100-Erzeugung aus Steinkohle basierenden Optionen (7, 8; 1, 2) ein, wobei die etwas günstigeren Ergebnisse für die Steinkohlenhydrierung nicht überbewertet werden sollten, da die Unterschiede zur M100-Erzeugung aus Steinkohle

Tab. 10: Bewertung der Optionen unter verschiedenen Bewertungsaspekten

Klasseneinteilung ¹⁾	Vergleichsweise günstig	Mittlere Position	Vergleichsweise ungünstig
Wirtschaftlichkeit	Optionen 3, 6	Optionen 7 und 8, 1 und 2	Optionen 4 und 5
Gesamtwirtschaftliche Effekte	Option 3	Optionen 8, 7, 6, 2, 1	Optionen 5, 4
Beschäftigungsaspekt	Optionen 1, 4, 7		Optionen 3, 2, 6, 8, 5
Umwelteffekte	Optionen 2, 3, 1	Optionen 5, 6, 8	Optionen 4, 7
Realisierungsaspekte	Optionen 7, 8, 4, 5, 6		Optionen 1, 2, 3
Industriepolitische Bedeutung	Methanol und MTG mittelfristig, Hydrierung langfristig		

1) Die Reihenfolge der Optionen innerhalb der Klassen wurde aufgrund kleinerer Bewertungsunterschiede festgelegt.

im Unsicherheitsbereich solcher Berechnungen liegen. Relativ am ungünstigsten schneiden die MTG-Optionen auf Basis von Steinkohle (4, 5) ab.

- (2) Eine etwas andere Rangfolge der Optionen ergibt sich unter dem Bewertungsaspekt "Gesamtwirtschaftliche Effekte", mit dem die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen, die sich vor allem durch die Substitution von Importen an Rohöl und Mineralölprodukten durch Kraftstoffe auf inländischer Erzeugungs- und Rohstoffbasis und durch die daraus resultierenden neuen Arbeitsplätze und weitere Folgeeffekte ergeben würden, in die Bewertung einbezogen werden sollen. Als globaler Indikator für diesen Effekt wurden in Abschnitt III. B die Salden der Be- oder Entlastungen staatlicher Haushalte - hier als Nettosubventionen bezeichnet - gewählt, die sich bei Berücksichtigung solcher Effekte insgesamt ergäben. Die Einordnung ergibt sich aus Abbildung 9.
- (3) Beschäftigungseffekte sind einerseits als Komponente gesamtwirtschaftlicher Effekte zu betrachten, andererseits sind aber bei den hier auftretenden Beschäftigungseffekten auch regionalwirtschaftliche und soziale Komponenten in die Bewertung einzubeziehen. Denn die Beschäftigungseffekte der Optionen - insbesondere derjenigen auf Basis zusätzlich geförderter oder freiwerdender Kohle - würden stark regional konzentriert in den Bergbaugebieten mit derzeit sehr hoher struktureller Arbeitslosigkeit auftreten. Aus diesem Grund werden die Beschäftigungseffekte als eigenständiger Bewertungsaspekt berücksichtigt. Bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung sind die Unterschiede in den Beschäftigungseffekten der Optionen nicht als bedeutend einzustufen (vgl. Abb. 7). Regionalwirtschaftlich könnten sie aber durchaus von erheblicher Bedeutung sein. Als Bewertungsgrundlage wäre dafür in erster Linie die Abbildung 6 "Zusätzlich Beschäftigte ohne Investitionseffekte" heranzuziehen, da es sich hier zu einem großen Teil um Dauerarbeitsplätze (für die Förderung von Kohle und den Betrieb der Anlagen) in den Bergbauregionen handelt. Hier gibt es eindeutige Vorteile für die Optionen 1, 4 und 7, deren Erzeugungsbasis zusätzlich geförderte bzw. freiwerdende Steinkohle ist. Die Unterschiede zwischen den anderen Optionen sind vergleichsweise gering.

- (4) Bei der Bewertung der Umwelteffekte ist zu berücksichtigen, daß die Umweltanalysen im Rahmen der Studie - soweit sie quantitativ durchgeführt wurden - nur auf der Emissionsebene ansetzen. Quantitative Immissions- und Schadensbetrachtungen wurden nicht durchgeführt, weil aufgrund der Erfahrungen der von der AFAS durchgeführten Studie zu den Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes ¹⁾ erwartet werden kann, daß bei dem hier zur Diskussion stehenden Umfang an Emissionen bzw. Emissionsveränderungen mit den verfügbaren methodischen Instrumentarien kaum Effekte auf der Immissions-, geschweige den auf der Schadensebene nachgewiesen werden können. Die umweltpolitische Bewertung wird deshalb auf der Emissionsebene vorgenommen und berücksichtigt Immissionsaspekte nur qualitativ. Für die Einordnung der Optionen wurden in erster Linie Veränderungen der NO_x-, Partikel- und SO₂-Emissionen herangezogen. Bei Hervorhebung dieser Effekte schneiden die M100-Optionen deutlich am besten und die Hydrier-Optionen am ungünstigsten ab, sieht man von beschaffungsseitigen Entlastungen (Ersatz von Kohle durch Kernenergie in der Verstromung und daraus resultierende SO₂- und NO_x-Emissionsminderungen) ab. Die Berücksichtigung dieser beschaffungsseitigen Entlastungen führt zu einer weiteren Differenzierung, ändert aber nichts an der Präferenz der M100-Optionen.

Einige Punkte erscheinen uns für eine umweltpolitische Bewertung allerdings noch nicht hinreichend geklärt zu sein - die Relevanz der Formaldehyd-Emissionen bei Einsatz von M100 beim winterlichen Stop-and-Go-Verkehr und zum Teil die Entsorgung fester Rückstände (Klärschlämme und Aschen).

- (5) Bei der Bewertung unter Realisierungsaspekten schneiden die M100-Optionen deutlich am ungünstigsten ab, da ein hoher Regelungs-, Abstimmungs- und Anpassungsbedarf bei Einführung eines neuen Kraftstoffes erforderlich würde - es sei denn, es erfolgte eine Beschränkung auf Flotten- oder Inselbetrieb, was aber der hier betrach-

1) R. Coenen (Hrsg.): Steinkohle - Technikfolgenabschätzung ihres verstärkten Einsatzes in der Bundesrepublik Deutschland, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1985

tete Umfang des M100-Einsatzes ausschließt. Bei den anderen Optionen sind anwendungsseitig, abgesehen von der fehlenden Wirtschaftlichkeit, keine wesentlichen Realisierungsprobleme zu erwarten. Beschaffungsseitig sind Akzeptanzprobleme seitens der Bevölkerung bei denjenigen Optionen nicht auszuschließen, bei denen zur Freisetzung der erforderlichen Kohle in der Verstromung der Bau von Kernkraftwerken erforderlich ist.

- (6) Unter dem Bewertungsaspekt "Exportgesichtspunkte" sollen die Exportchancen der betrachteten Verfahren beurteilt werden. Nach unseren Überlegungen ergeben sich hierbei in mittelfristiger Perspektive Vorteile für die Vergasung, die geringe Ansprüche an die Kohlequalität stellt und als vergleichsweise einfache Technologie nicht nur in hochindustrialisierten Ländern infrage kommt.

Für die Hydrierung ergeben sich u. E. in der längerfristigen Perspektive wegen des günstigeren Wirkungsgrades bei der Kraftstofferzeugung gute Chancen für Technologieexporte.

3. Resümee

Die vorangehenden Erörterungen zeigen, daß keine der Optionen durchgehend günstige Bewertungen erfährt.

Die M100-Optionen bieten ausgeprägte Vorteile unter umweltpolitischen Gesichtspunkten, unter Kostengesichtspunkten dann, wenn die Methanolerzeugung auf Braunkohlebasis erfolgt. Sie haben andererseits aber ausgeprägte Nachteile bei den Realisierungsbedingungen.

Die Steinkohlehydrierung nimmt insgesamt im Vergleich mittlere Positionen ein, die günstige Einstufung bei den Realisierungsbedingungen ist nämlich ebenso wenig ausgeprägt wie die ungünstige Einstufung bei den Umwelteffekten.

Die MTG-Optionen sind insgesamt über alle Bewertungsaspekte für die Bundesrepublik Deutschland vielleicht am ungünstigsten einzustufen. Dies gilt zumindest für die auf Steinkohle basierende MTG-Option, während man sich bei MTG auf Basis von Braunkohle durchaus eine Einsatzmöglichkeit im Rahmen einer Einführungsstrategie für M100 vorstellen könnte.