

energie

Bedeutung des Wasserstoffs bei der zukünftigen Energiebedarfsdeckung

H.-G. EICKHOFF, D. MARTINSEN, R. PATZAK, A. VOSS
KFA – Jülich

Forschungsvertrag Nr. 603-78-10 EHD

ABSCHLUSSBERICHT

Generaldirektion
Informationsmarkt und Innovation

**Veröffentlicht durch
KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN**

**Generaldirektion
Informationsmarkt und Innovation**

**Bâtiment Jean Monnet
LUXEMBOURG**

HINWEIS

Weder die Kommission der Europäischen Gemeinschaften noch Personen, die im Namen dieser Kommission handeln, sind für die etwaige Verwendung nachstehender Informationen verantwortlich

EINLEITUNG

Das am 22. August 1975 vom Rat angenommene Energieforschungs- und Entwicklungsprogramm der Europäischen Gemeinschaften ist eine der Massnahmen, mit denen die Gemeinschaft der Herausforderung der infolge der Energiepreiskrise begegnet.

Dieses Vierjahresprogramm mit einer Laufzeit vom 1. Juli 1975 bis 30 Juni 1979 umfasst die folgenden Teilprogramme ("Ziele"):

- Energieeinsparung
- Produktion und Verwendung von Wasserstoff
- Sonnenenergie
- Erdwärme
- Systemanalyse/Ausarbeitung von Modellen

Das Programm wird im Rahmen der sogenannten "indirekten Aktionen" durchgeführt, d.h. durch den Abschluss von Forschungsverträgen zwischen der Kommission der Europäischen Gemeinschaften und Forschungslaboratorien, Industrieunternehmen, Universitäten oder anderen Vertragspartnern in den Mitgliedstaaten auf der Grundlage der Kostenteilung.

Die Ergebnisse der im Rahmen dieses Programmes durchgeführten Forschungsvorhaben werden mit den Schlussberichten verfügbar, die zum Abschluss jedes Vertrags ausgearbeitet und von den Dienststellen der Europäischen Gemeinschaften in Form dieses Berichtes veröffentlicht werden.

Dieser Bericht ist das Ergebnis eines Vertrags auf dem Gebiet des Teilprogramms über Produktion und Verwendung von Wasserstoff., das sich in folgende Hauptvorhaben oder Aktionen aufgliedert:

- Projekt A : Thermochemische Wasserstoffproduktion
- Projekt B : Elektrolytische Wasserstoffproduktion
- Projekt C : Transport, Speicherung und Verwendung

Eine weitere Verbreitung der bei der Durchführung des Programmes erworbenen Kenntnisse erfolgt auf nachstehendem Wege:

- Seminare zur Darstellung und Erörterung von Inhalt und Fortschritt der Arbeiten,
- Symposien und Konferenzen (von der Kommission oder Drittparteien veranstaltet), auf denen die Arbeiten den EG-Vertragnehmer "im freien Wettbewerb" mit wissenschaftlichen Dokumenten aus aller Welt vorgelegt werden,
- Veröffentlichung in wissenschaftlichen Zeitschriften,
- jährlicher Bericht über den Stand des ganzen Energieprogramms.

Über alle von der Kommission direkt veröffentlichten Berichte erscheint in der Regel eine Kurzfassung in "EURO-ABSTRACTS", die Berichte können von allen Interessenten entweder in gedruckter Form oder auf Mikroplanfilm über folgende Anschrift erhalten werden:

AMT FÜR AMTLICHE VERÖFFENTLICHUNGEN DER EUROPÄISCHEN
GEMEINSCHAFTEN
Postfach 1003
LUXEMBURG

Weitere Information über das ganze Energieprogramm oder die Teilprogramme erteilt die

KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN
Generaldirektion Forschung, Wissenschaft und Bildung
200, Rue de la Loi,
B - 1049 BRUSSEL

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
EINFÜHRUNG	I
1. LANGFRISTIGE ENTWICKLUNG DER ENERGIE- NACHFRAGE IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND	1
1.1 Die Entwicklung des Energieverbrauches und seiner Determinanten	1
1.1.1 Haushalte und Kleinverbrauch	9
1.1.1.1 Determinanten des Verbrauchs	9
1.1.1.2 zukünftige Verbrauchsentwicklung	18
1.1.2 Industrie	23
1.1.2.1 Determinanten des Verbrauchs	23
1.1.2.2 zukünftige Verbrauchsentwicklung	27
1.1.3 Verkehr	30
1.1.3.1 Determinanten des Verbrauchs	30
1.1.3.2 zukünftige Verbrauchsentwicklung	34
1.1.4 Nichtenergetischer Einsatz	36
1.2 Wasserstoffpotential	38
1.2.1 Einsatz zur Rohstoffveredlung	40
1.2.1.1 Chemie- und Raffineriebereich	40
1.2.1.2 Stahlindustrie	49
1.2.2 Einsatz als Energieträger	52
1.2.2.1 Haushalte und Kleinverbraucher	53
1.2.2.2 Industrie	56
1.2.2.3 Verkehr	58
1.2.3 Potentialzusammenstellung und Ausblick	60
2. VORAUSSICHTLICHE VERFÜGBARKEIT AN ENERGIETRÄGERN AUFGRUND HEIMISCHER ENERGIEVORRÄTE UND WELTWIRTSCHAFTLICHER RAHMENBEDINGUNGEN	62
2.1 Erdöl	72
2.2 Erdgas	74
2.3 Kohle	77

2.3.1	Steinkohle	78
2.3.2	Braunkohle	80
2.4	Uran	81
2.5	Regenerative Energiequellen	85
2.6	Zusammenfassende Darstellung der energieversorgungspolitischen Rahmen- bedingungen	88
3.	VERGLEICH DER WASSERSTOFFTECHNOLOGIE MIT ANDEREN ENERGIETRÄGERSYSTEMEN	92
3.1	Technische Beschreibung der Wasserstoff- erzeugungsverfahren	92
3.1.1	Thermochemische Verfahren	92
3.1.1.1	Verfahren der Wasserstofferzeugung auf fossiler Basis	92
3.1.1.2	Verfahren der Wasserspaltung mit Hilfe von Kernreaktorwärme	105
3.1.1.2.1	Gruppe der Gas-Feststoff-Prozesse	112
3.1.1.2.2	Gruppe der Prozesse mit gasförmigen, flüssigen und festen Komponenten	119
3.1.1.2.3	Gruppe der Gas-Flüssigkeits-Prozesse	125
3.1.1.2.4	Gruppe der Hybrid-Verfahren	129
3.1.2	Elektrolyse-Verfahren	140
3.1.2.1	Niederdruck-Elektrolyse	140
3.1.2.2	Hochdruck-Elektrolyse	142
3.1.2.3	Solid-Polymer-Elektrolyse	144
3.1.2.4	Hochtemperatur-Elektrolyse (HOT-ELLY)	150
3.1.2.5	Elektrolyse von Wasser in Schmelzen	152
3.2	Möglichkeiten des Transportes und der Verteilung von leitungsgebundenen Energieträgern	155
3.2.1	Ferntransport	155
3.2.1.1	Voraussetzungen	155
3.2.1.2	Elektrizitätsübertragung	155
3.2.1.3	Gasferntransport	159
3.2.1.3.1	Wasserstofferferntransport	160

3.2.2	Unterverteilung	164
3.2.2.1	Gasverteilung	167
3.2.2.2	Elektrizitätsverteilung	170
3.2.2.3	Kosten der Hausverteilung	175
3.2.3	Anmerkungen zur Vorgehensweise	176
3.3	Speicherung	177
3.3.1	Überblick	177
3.3.2	Stationäre Speicher	181
3.3.2.1	Speicher der Elektrizitätswirtschaft	181
3.3.2.2	Gasspeicher	189
3.3.2.2.1	Erdgasspeicher	189
3.3.2.2.2	Wasserstoffspeicher	192
3.3.3	Nichtstationäre Speicher	195
3.3.3.1	Überblick	195
3.3.3.2	Wasserstoffspeicher	196
3.4	Technische Voraussetzungen zur Bedarfsdeckung	198
3.4.1	Anforderungen an die Sicherheit bei Übergang von Kohlenwasserstoffbrenngasen auf Wasserstoff	198
3.4.2	Ausbau bzw. Einführung von Wasserstoff in das leitungsgebundene Energieversorgungssystem	199
3.5	Investitions- und Kostenvergleiche ausgewählter Verfahren der Gas- und Stromerzeugung	202
3.5.1	Hydrierende Vergasung von Steinkohle zu SNG	206
3.5.2	Kosten von thermochemischen und hybriden Verfahren	208
3.5.3	Kosten von elektrolytischen Verfahren	222
3.5.4	Vergleichende Übersicht der Produktgestehungskosten	229

3.6	Kostenvergleich beim Endverbraucher für Strom und Gas als Funktion der Systemauslastung unter Angabe von Nutzungsgraden in der Bundesrepublik Deutschland	234
3.6.1	Haushalte und Kleinverbraucher	235
3.6.2	Verkehrssektor	242
3.6.3	Industrie	244
3.7	Europäische Perspektiven für eine Wasserstoffversorgung	245
3.7.1	Haushalte und Kleinverbraucher	245
3.7.2	Industrie	248
4.	EINSATZ VON WASSERSTOFF IM RAHMEN DER KOHLEVEREDLUNG	249
5.	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	258
	LITERATURVERZEICHNIS	261

Einführung

Die drastische Ölpreiserhöhung im Herbst 1973 und die in den folgenden Jahren häufig aufgetretenen Versorgungsengpässe, die weitere Preissteigerungen zur Folge hatten, zeigen deutlich die hohe Abhängigkeit der Industriestaaten von den Öllieferungen aus den Förderländern. Eine weitgehend auf Ölbasis aufgebaute Energieversorgung bei oft geringer heimischer Förderung ließ den Industriestaaten nur einen geringen Handlungsspielraum, sich den Preisforderungen der Lieferländer zu entziehen. Auf die politischen und wirtschaftspolitischen Auswirkungen dieser Abhängigkeiten soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden. Generell ist zu dieser gesamten Thematik festzustellen, daß in zahlreichen Publikationen und öffentlichen Diskussionen die Entwicklung von langfristigen Energieversorgungsoptionen gefordert werden, die das Angebot an Erdöl und Erdgas in naher Zukunft ergänzen und später ersetzen helfen. Zu begleiten sind diese Maßnahmen von einer weitgehenden Einsparung an Energieträgern. Die Einsparung betrifft einmal den Energieeinsatz pro nachgefragter Nutzenergie, wie auch den verringerten Einsatz von Primärenergieträgern, deren Vorräte zu verknappen drohen bzw. deren Zugang von Seiten der Energienutzer sich in Zukunft immer beschwerlicher und unsicherer gestaltet. In den langfristigen Energieversorgungsstrategien spielen die Kernenergie und die umfangreichen Kohlevorkommen eine überragende Rolle, wobei auch die regenerativen Energiequellen einen bedeutenden Beitrag zur Energiesicherung leisten können.

Bei der Erarbeitung von Strategien zur Einführung neuer Energieversorgungssysteme ist das vorhandene Versorgungssystem, das die Bereitstellung, den Transport, die Verteilung, den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage beispielsweise durch Speicher und die Nutzung beim Verbraucher umfaßt, mit in das Entscheidungskalkül einzubeziehen. Kurzfristige Umstellungen erfordern vom Betreiber wie vom Anwender unter Umständen hohe finanzielle Aufwendungen, die das allgemeine Energiepreisniveau erhöhen können. Sind keine gravierenden ökonomischen oder umweltspezifischen Vorteile zu erwarten, kann sich der Prozeß der Markteinführung von neuen Energiesystemen oder die Ausweitung von bestehenden Systemen er-

heblich verzögern. Es ist daher vorteilhaft, wenn die von der Primärenergie abgeleiteten Sekundärenergieträger das vorhandene System nutzen können. Um frühzeitig entsprechende Aufschlüsse über die Auswirkungen neuer Systeme zu erhalten, ist eine Einbettung derselben in die gesamte Versorgung zu simulieren. Korrekturen in der Planung können so besser vorgenommen werden, als wenn schon umfangreiche Investitionen getätigt wurden.

Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, die Bedeutung des Wasserstoffs als langfristige Energieversorgungsoption aufzuzeigen. Die Darstellung erfolgt am Beispiel der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland. Für andere Nationen werden sich auf Grund anderer Rahmenbedingungen die eine oder andere Aussage etwas anders gestalten, aber das gemeinsame Problem der hohen Importabhängigkeit von Erdöl und Erdgas und die Suche nach langfristigen Optionen lassen die Grundtendenz der Aussagen auch für weitere Länder gültig erscheinen. In vielen Ländern wie z.B. USA, Italien, Japan, Belgien, Frankreich und Bundesrepublik Deutschland finden Aktivitäten auf dem Gebiete der Verfahrensentwicklung zur Wasserspaltung für die Wasserstoffproduktion statt.

Zur methodischen Vorgehensweise bei der Abfassung der vorliegenden Arbeit ist folgendes zu bemerken. Zunächst erfolgt eine Analyse der sektoralen Entwicklung des Endenergiebedarfs bis zum Jahre 2025 und es werden Angaben zur voraussichtlichen Verfügbarkeit an Energieträgern auf Grund heimischer Vorräte und der weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemacht. Dabei lassen die Angaben zur Bedarfsentwicklung schon erste Aussagen über das mögliche Einsatzpotential von Wasserstoff zu.

Der Vergleich der Wasserstofftechnologien mit anderen Energieträgersystemen schließt die technische Beschreibung der Wasserstofferzeugungsverfahren, deren Entwicklungsstand und Entwicklungspotentiale mit ein. Die Aussagen werden durch eine umfangreiche Literaturzusammenstellung dokumentiert. Unter Beachtung aller Vorbehalte gegenüber Kostenaussagen von Energiewandlungssystemen unterschiedlichen Entwicklungsstandes, erfolgt ein Investitions- und Kostenvergleich mit gleicher Kalkulationsgrundlage für ausgewählte Verfahren der Gas- und Stromerzeugung. Die Angaben sind als Orientierungshilfe gedacht.

Bis zur Nutzung der Endenergie sind die weiteren Systemelemente, wie der Ferntransport und die Unterverteilung mit den dazugehörigen Speichermöglichkeiten, für die mit Gas und Strom versorgten leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme zu beachten.

Abschließend findet ein Kostenvergleich beim Endverbraucher für Strom, SNG⁺ und Wasserstoff als Funktion der Systemauslastung unter Angabe von Nutzungsgraden, die die gesamte Kette von der Primärenergie bis zur Nutzenergie umfaßt, statt. Als Markteinführungshilfe für eine weitgehende Wasserstoffversorgung kann die Veredlung fossiler Energieträger mit Hilfe von Wasserstoff angesehen werden. Es wurden daher Verfahren der Kohleveredlung zur Erzeugung flüssiger und gasförmiger Produkte angegeben und ein Vergleich zwischen einer wasserautarken und einer mit extern erzeugtem Wasserstoff betriebenen SNG⁺-Anlage wird vorgenommen.

⁺SNG: substitute natural gas

1. Langfristige Entwicklung der Energienachfrage in der Bundesrepublik Deutschland

1.1 Die Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Determinanten

Seit dem Jahre 1950 ist der Verbrauch an Primärenergie in der Bundesrepublik Deutschland von 135 auf 386 Mio t SKE im Jahre 1977 angestiegen. Im gleichen Zeitraum stieg der Endenergieverbrauch, dies ist die Energie, die der Letztverbraucher zur Erzeugung von Nutzenergie einsetzt, von 86.7 auf 249.2 Mio t SKE an.

Wie aus Abb. 1.1 ersichtlich, vollzog sich dieser Energiever-

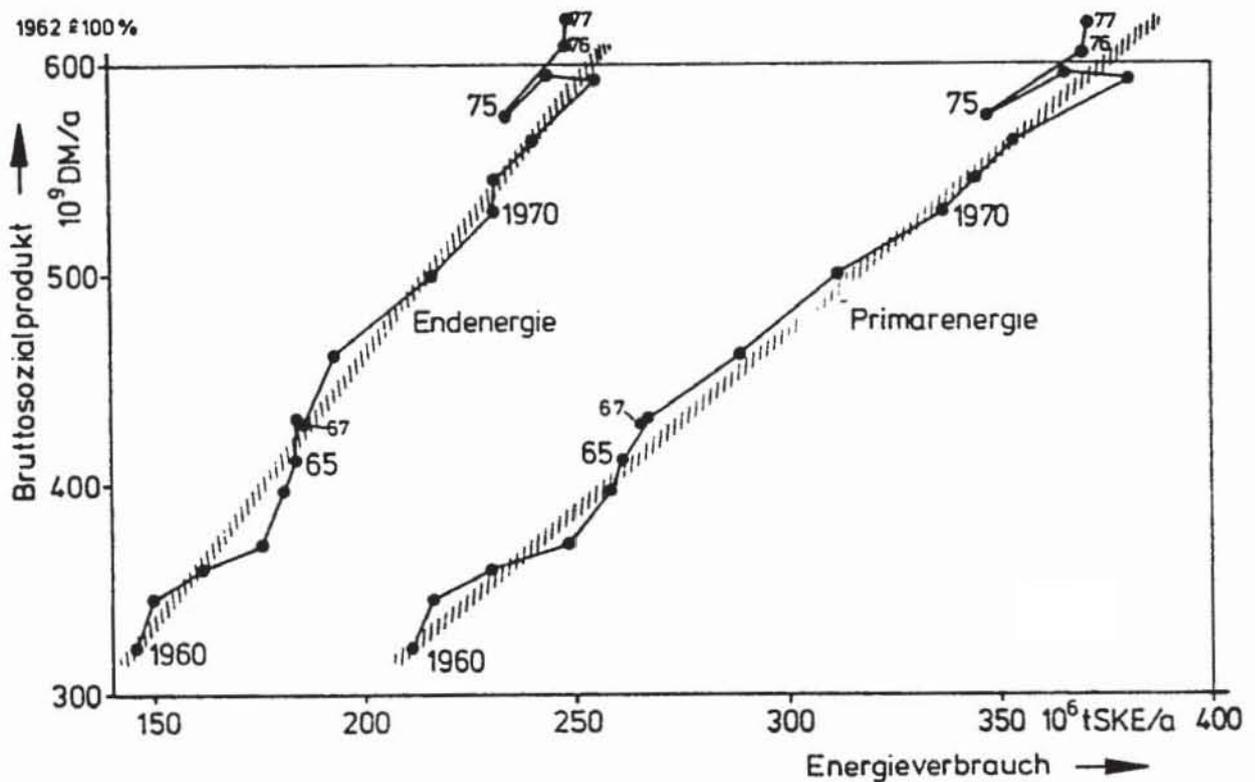


Abb. 1.1: Darstellung der Wechselbeziehungen zwischen Energieverbrauch und Bruttosozialprodukt

brauchsanstieg in signifikanter Proportionalität mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Rein statistisch läßt sich für die Vergangenheit eine enge Korrelation zwischen dem Energieverbrauch und der Entwicklung des realen Bruttosozialproduktes

feststellen. Aus Abb. 1.2 wird dies noch deutlicher. Hier sind

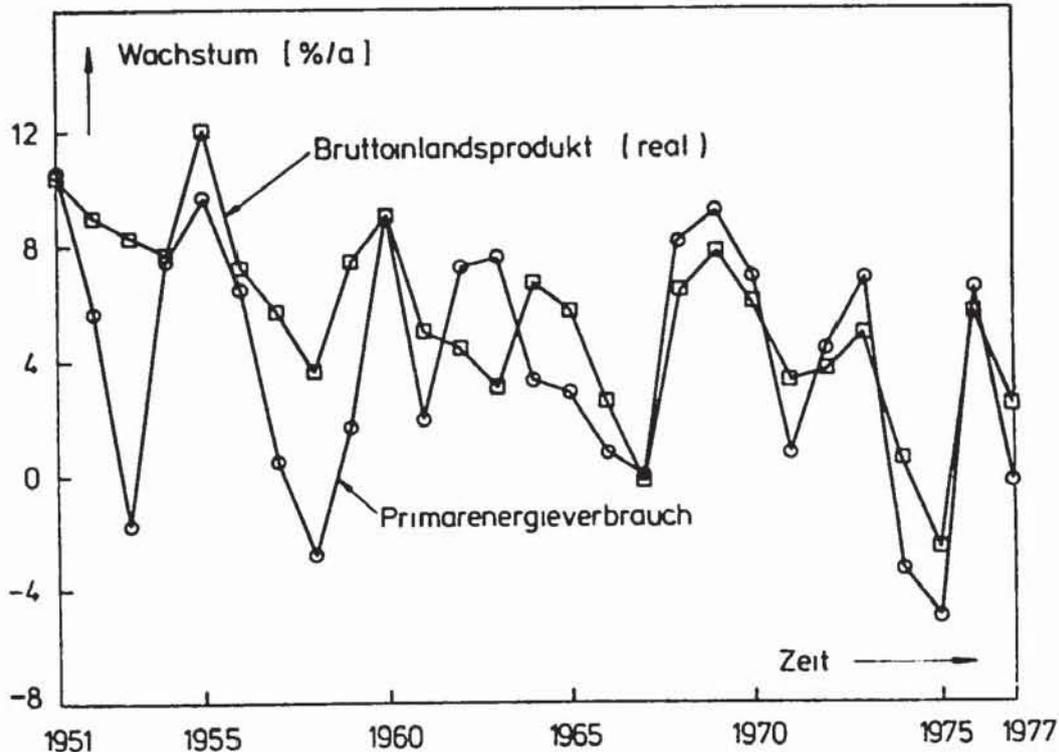


Abb. 1.2: Jährliches Wachstum des Primärenergieverbrauchs und des realen Bruttoinlandsprodukts; 1950-1977

das jährliche Wachstum des Primärenergieverbrauchs und des realen Bruttoinlandsproduktes einander gegenübergestellt. Veränderungen im Wachstum des Bruttosozialproduktes waren in der Regel, und insbesondere in den Rezessionsperioden um 1967 und 1975, immer mit gleichgerichteten Änderungen des Energieverbrauchswachstums verbunden. Dennoch stellt dieser in der Vergangenheit zu beobachtende Zusammenhang kein Naturgesetz dar, sondern er ist abhängig von einer Vielzahl von Faktoren, wie z.B. den eingesetzten Energiewandlungs- und Nutzungstechnologien, den Maßnahmen zu einer rationelleren Energienutzung und sicher auch vom Energiepreinsniveau. Beide Größen, Primärenergieverbrauch und Bruttosozialprodukt, sind hochaggregierte Größen, die die Auswirkungen von Einzelentwicklungen nicht erkennen lassen. Eine Fortschreibung des in der Vergangenheit beobachteten Zusammenhangs zwischen der Entwicklung des Bruttosozialproduktes und dem Energieverbrauch ist deshalb wenig geeignet für eine Analyse der zukünftigen Entwicklung des Ener-

giebedarfs und der bevorstehenden strukturellen Änderungen. Eine derartige Analyse muß vielmehr von den finalen Verwendungszwecken der Energie, d.h. den Produktionserfordernissen und -strukturen in den verschiedenen Wirtschaftssektoren, sowie den Bedürfnissen der Bürger im privaten Bereich ausgehen.

Im folgenden sollen deshalb die Entwicklung des Energieverbrauchs und seine Determinanten in den wichtigsten energieverbrauchenden Sektoren unserer Volkswirtschaft näher untersucht werden.

In Abb. 1.3 ist die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Abnehmergruppen Industrie, Haushalte und Kleinverbraucher, Verkehr und die militärischen Dienststellen dargestellt. Er hat sich, wie vorher schon erwähnt, von 1950 bis heute nahezu verdreifacht. Neben diesem Wachstum war die Entwicklung durch starke Strukturverschiebungen zwischen den einzelnen Verbrauchssektoren gekennzeichnet. Machte der industrielle Energieverbrauch im Jahre 1950 noch fast die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs aus, so beträgt sein Anteil heute nur noch 35,3 %. Die privaten Haushalte und die Kleinverbraucher hingegen haben ihren Anteil von 35 % auf heute 42,7 % gesteigert. Der Verkehrssektor, als der drittgrößte energieverbrauchende Sektor, hat seinen Anteil nur langsam von 17 % auf heute 20,6 % gesteigert. Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung dieser Energieverbräuche ist es notwendig, Annahmen zur volkswirtschaftlichen Entwicklung zu machen.

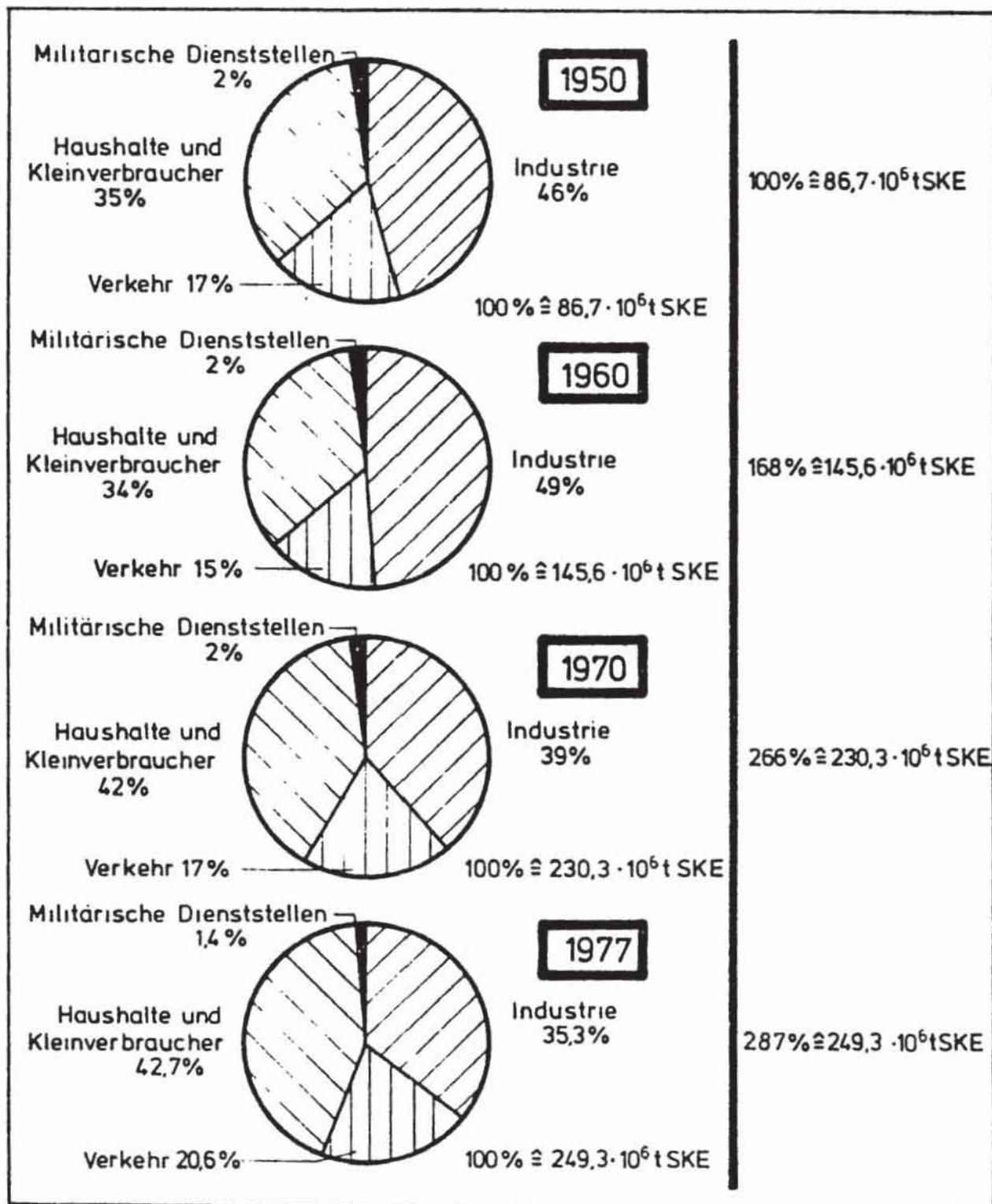


Abb. 1.3: Struktur des Endenergiebedarfs

Annahmen zur volkswirtschaftlichen Entwicklung

Die wirtschaftliche Entwicklung einer Volkswirtschaft, quantifiziert durch das Bruttoinlands- bzw. Bruttosozialprodukt, hat - zumindest im historischen Trend - eine alle anderen Energiebedarfsdeterminanten überragende Bedeutung für Abschätzungen des Energieverbrauchs. Auch für die Zukunft, zumindest für die nahe, kann man davon ausgehen, daß dieser Sachverhalt bestehen bleiben wird, da Strukturveränderungen einer Volkswirtschaft, und diese sind unabdingbare Voraussetzung für eine stärkere Entkopplung des Energiemehrverbrauchs vom Wirtschaftswachstum, nur langsam vonstatten gehen können und sollen. Als erster Schritt wurden deshalb zwei Fortschreibungsszenarien erarbeitet, die davon ausgehen, daß der historische Trend in den Strukturen von Energieverbrauch und -versorgung anhalten wird. Sie gehen von folgenden gesamtwirtschaftlichen Wachstumsraten aus (Tab. 1.1):

Zeitraum	3-2-1 Fall	4-3-2 Fall
	(% p.a.)	
1975 - 1985	3	4
1985 - 2000	2	3
2000 - 2025	1	2

Tab. 1.1: Durchschnittliche BIP-Wachstumsraten der Fortschreibungsszenarien

In einem niedrigen Wachstumsfall (im folgenden auch 3-2-1 Fall genannt) wird von 3 % durchschnittlichem Wirtschaftswachstum zwischen 1975 und 1985 ausgegangen, 2 % zwischen 1985 und 2000 sowie 1 % zwischen 2000 und 2025. Für einen hohen Wachstumsfall (im folgenden auch 4-3-2 Fall genannt) wurden entsprechend 4 % von 1975 bis 1985, 3 % von 1985 bis 2000 und 2 % von 2000 bis 2025 angenommen. Abb. 1.4 zeigt für die beiden angenommenen Wachstumspfade die zeitliche Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) in Preisen von 1970.

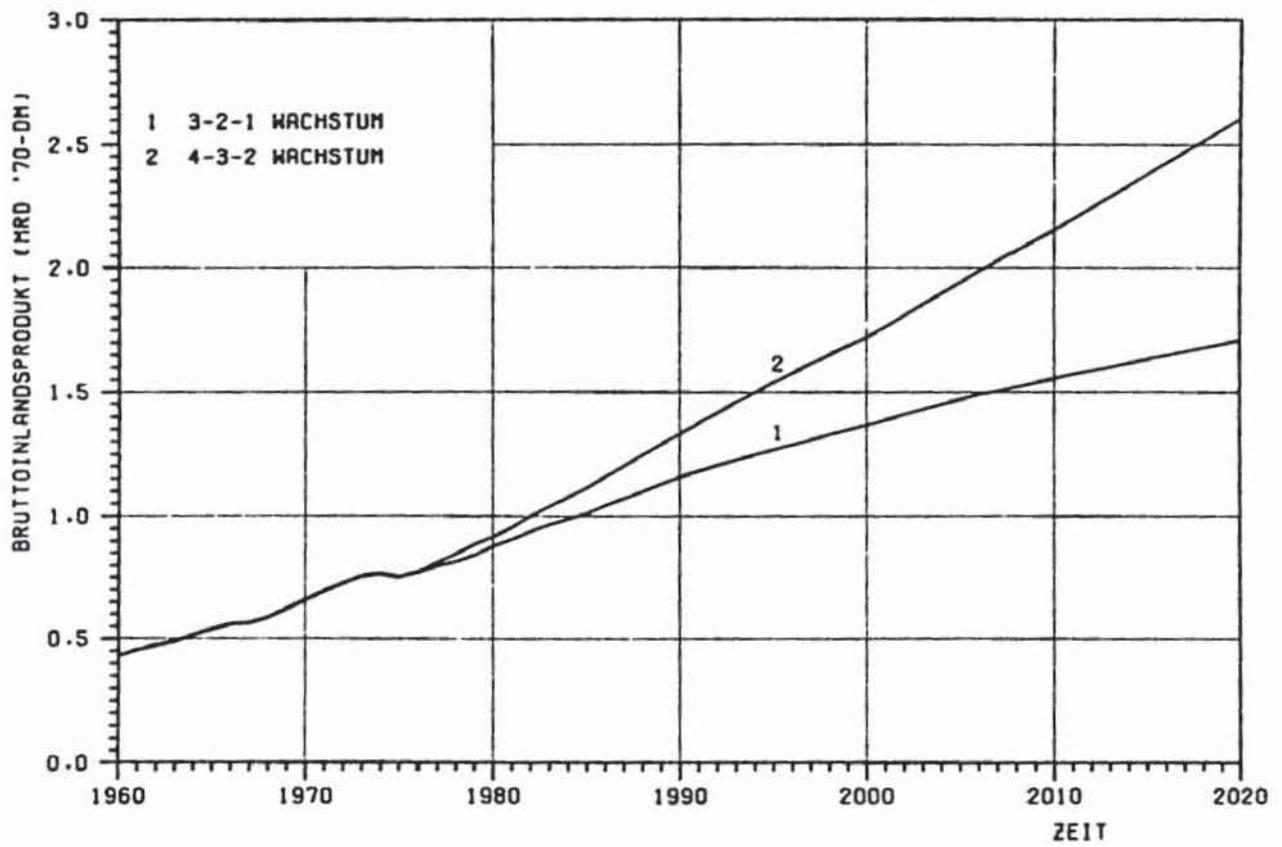


Abb. 1.4: Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes im 3-2-1- und 4-3-2-Fall (in Preisen von 1970)

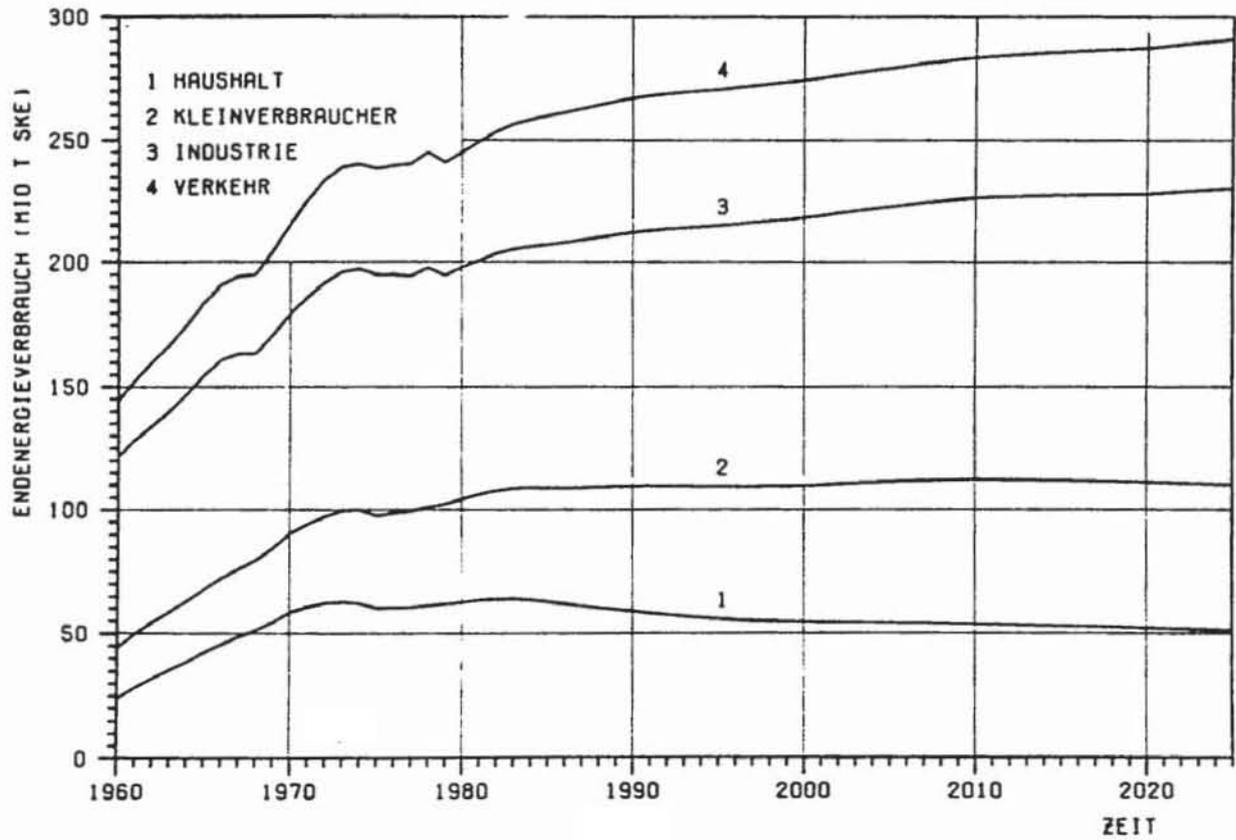


Abb. 1.5: Endenergieverbrauch in den Sektoren:
Haushalt, Kleinverbraucher, Industrie und Verkehr
(3-2-1)

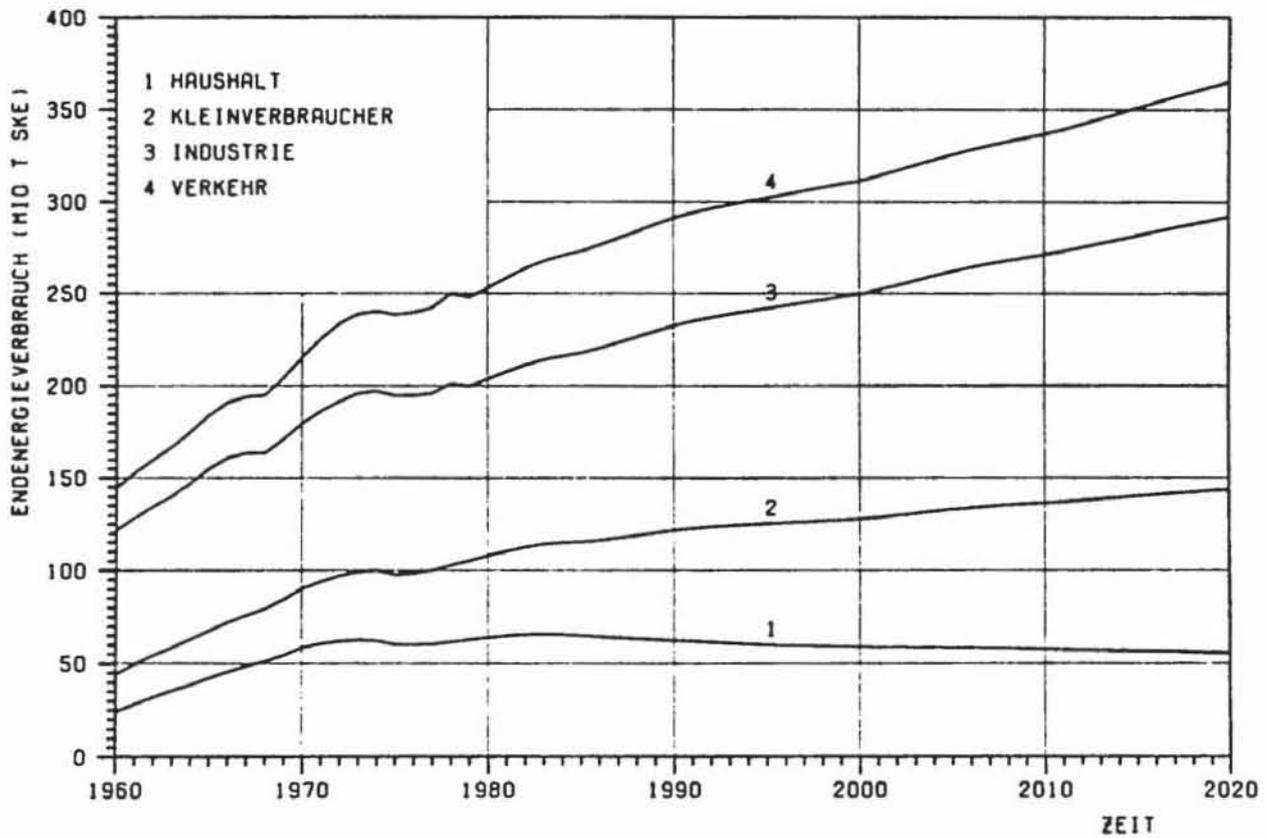


Abb. 1.6: Endenergieverbrauch in den Sektoren:
Haushalt, Kleinverbraucher, Industrie und Verkehr
(4-3-2)

Entsprechend diesen beiden Wachstumsraten errechnen sich folgende Endenergieverbräuche für die Sektoren Haushalt und Kleinverbrauch, Industrie und Verkehr im 3-2-1 Fall (Abb. 1.5) und im 4-3-2 Fall (Abb. 1.6).

1.1.1 Haushalte und Kleinverbraucher

1.1.1.1 Determinanten des Verbrauchs

Mit einem Anteil von 42,7 % an dem gesamten Endenergieverbrauch des Jahres 1977 ist der Haushalts- und Kleinverbrauchersektor der Sektor mit dem höchsten Energieverbrauch. Abb. 1.7 zeigt die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs in diesem

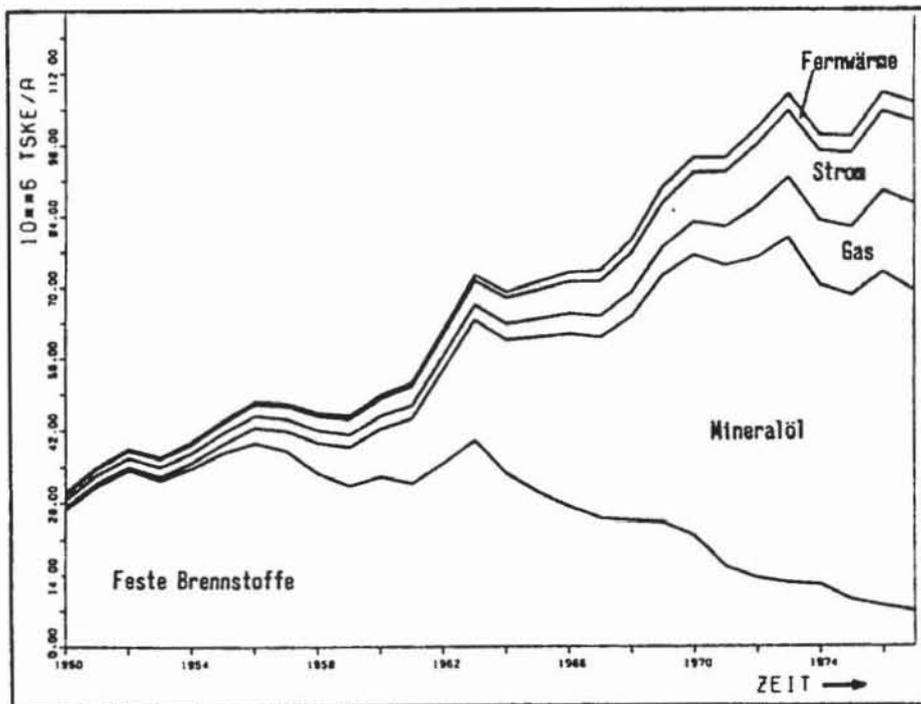


Abb. 1.7: Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher (1950-1977)

Sektor, der seit 1950 mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 3,7 %/a angewachsen ist. Von den 106,5 Mio t SKE,

die dieser 1977 verbrauchte, entfielen fast 60 % auf Mineralölprodukte, d.h. leichtes Heizöl. Diese Entwicklung ist die Folge des langanhaltenden und starken Substitutionsdruckes, den das Mineralöl insbesondere auf dem Raumwärmemarkt ausübte. Denn seit etwa 1957 hat, begünstigt durch niedrige Ölpreise, ein Verdrängungswettbewerb stattgefunden, der im wesentlichen zu Lasten der festen Brennstoffe ging. Erst in den letzten Jahren haben auch andere Energieträger, insbesondere Erdgas und teilweise auch Strom (vorzugsweise in Form von Nachtstrom für Speichergeräte) in den Markt eindringen können.

Abb. 1.8 zeigt die Aufteilung des Energieverbrauchs dieses Sektors auf die privaten Haushalte und die Kleinverbraucher,

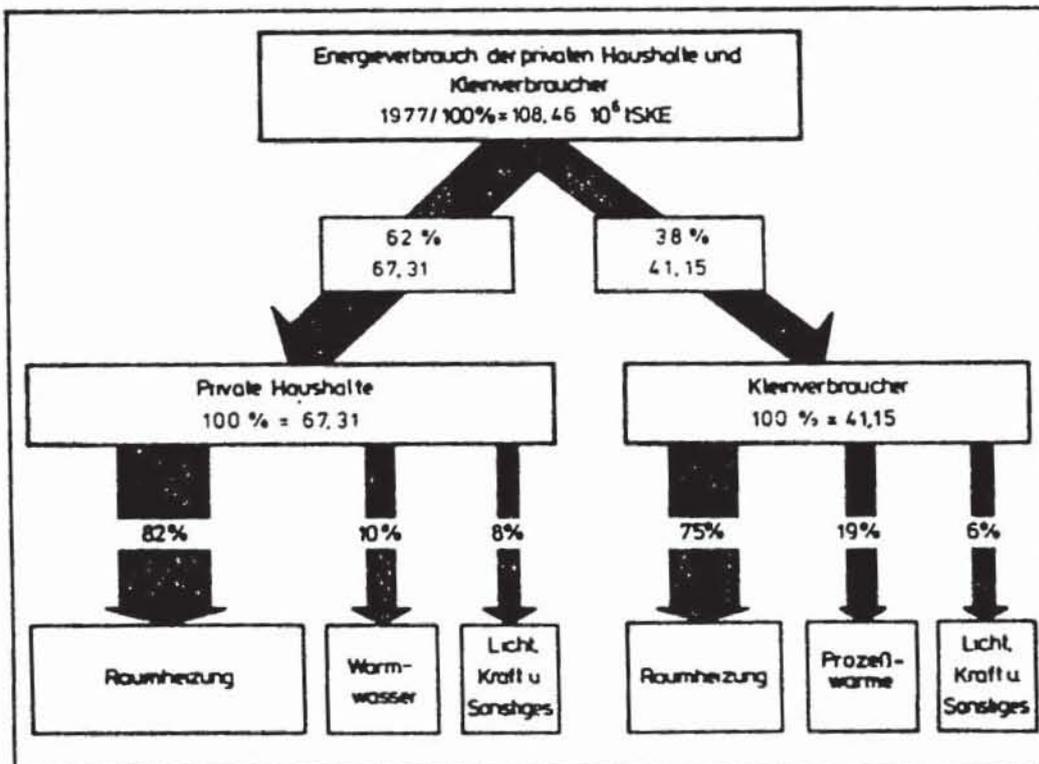


Abb. 1.8: Struktur des End- und Nutzenergiebedarfs der Haushalte und Kleinverbraucher (1977)

wobei die Gruppe der Kleinverbraucher den Bereich Handel und Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und die Landwirtschaft umfaßt.

Über 60 % des Gesamtverbrauchs entfallen auf den Verbrauch in den privaten Haushalten.

Die Verwendungszwecke der eingesetzten Energieträger sind in beiden Bereichen ähnlich, wie Abb. 1.8 zeigt. Der überwiegende Teil der Energie dient der Raumheizung. In den privaten Haushalten sind es etwa 82 % und bei den Kleinverbrauchern sind es etwa 75 %. Rechnet man den Energieverbrauch für die Warmwasser- und Prozeßwärmebereitung noch hinzu, so werden über 90 % der Energie zur Wärmedarbietung und nur 8 bzw. 6 % für die Lichterzeugung und den Antrieb von Maschinen verwendet. Diese Zahlen machen eindrucksvoll deutlich, daß eine rationellere Energieverwendung bei der Raumheizung anzusetzen hat.

Der Raumheizwärmebedarf wird im wesentlichen durch folgende Faktoren bestimmt,

- die Bevölkerungsentwicklung und daraus abgeleitet die Zahl der zu beheizenden Wohnungen,
- die Wohnungsgröße,
- die Heizungsart, die Bauweise und die Heizgewohnheiten.

Die Wohnbevölkerung hat in der Bundesrepublik Deutschland seit 1950 von 50 Millionen auf heute 61.5 Millionen zugenommen. In den letzten Jahren war aber bereits ein leichter Rückgang der Bevölkerungszahl zu verzeichnen und es wird angenommen, daß sich diese Entwicklung auch in der Zukunft fortsetzt, so daß im Jahre 2000 die Bevölkerungszahl auf etwa 56 Millionen zurückgegangen sein wird. Die Bevölkerungsentwicklung wird also in Zukunft nicht mehr zur Bedarfssteigerung im Raumheizsektor beitragen.

Die zweite wichtige Kenngröße für den Raumwärmebedarf ist die Wohnfläche. Die Wohnfläche pro Einwohner hat seit 1950 kontinuierlich von 14 auf 29 m² pro Kopf zugenommen. In neuerbauten Einfamilienhäusern beträgt heute die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf etwa 48 m². Unter der Annahme, daß auch in Zukunft eine Zunahme der Wohnfläche erfolgt, kann mit einer weiteren Zunahme des Raumheizwärmebedarfs gerechnet werden.

Die dritte wichtige Gruppe der Bestimmungsfaktoren des Raumheizwärmebedarfs sind die Heizungsart und die Bauweise der

Gebäude. In Abb. 1.9 ist die Entwicklung der Beheizungsstruktur der Wohnungen dargestellt. Aus den Zahlen für das Jahr 1977 geht

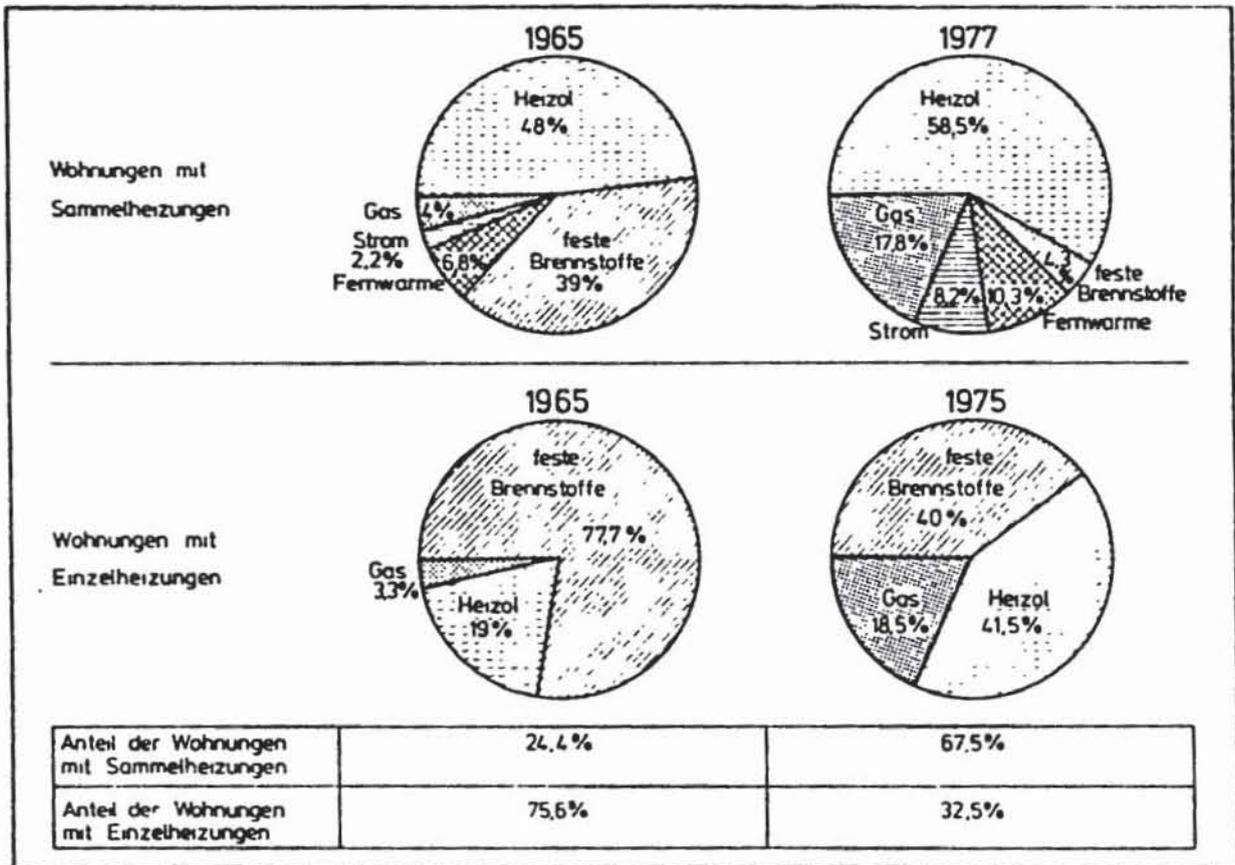


Abb. 1.9: Beheizungsstruktur der Wohnungen

die überragende Bedeutung des Heizöls für die Raumheizung hervor, das bei den sammelbeheizten Wohnungen fast einen Anteil von 60 % hat. Den Rest teilen sich das Gas, der Strom, die Fernwärme und die festen Brennstoffe.

Weiterhin ist bemerkenswert, daß der Anteil der mit Einzelöfen beheizten Wohnungen auch heute noch über 30 % beträgt. Die wohl auch in Zukunft zu erwartende weitere Zurückdrängungen der Einzelofenheizung wird wegen der damit verbundenen Änderung der Heizungsgewohnheiten - anstatt eines Raumes werden in der Regel mehrere Räume beheizt - zu einem Ansteigen des Raumheizwärmebedarfs führen.

Die bessere Isolierung der Wohnungen ist zweifelsohne die wichtigste technische Maßnahme zur Reduzierung des spezifischen Wärmebedarfs.

Die ab 1.11.1977 in Kraft getretene neue Wärmedämmvorschrift für Neubauten führt zu einer Reduzierung des Raumheizwärmebedarfs um etwa 40 % bei neuerstellten Wohnungen. Dies heißt aber nicht, daß die gesamte Raumheizwärme nun um 40 % zurückgeht, sondern der Einspareffekt wird nur langsam wirksam, da heute bereits 80 % des Gebäudebestandes des Jahres 2000 existieren.

Zusammenfassend läßt sich sagen, daß die zukünftige Entwicklung des Raumheizwärmebedarfs der privaten Haushalte von zwei gegenläufigen Tendenzen bestimmt wird. Da ist einmal der zu erwartende Rückgang der Wohnbevölkerung und die Einführung energiesparender Maßnahmen, die zu einem tendenziellen Rückgang des Bedarfs beitragen während die Zunahme der Wohnfläche und der zu erwartende weitere Rückgang der Einzelofenheizung eine Zunahme des Raumheizwärmebedarfs bewirken.

Für den Raumheizwärmebedarf des Sektors Kleinverbrauch gelten ähnliche Tendenzen wie die zuvor für den Haushaltssektor beschriebenen. Neben den Maßnahmen zur rationelleren Energienutzung wird der zukünftige Raumheizwärmebedarf im wesentlichen durch die Ausweitung der Wirtschaftsaktivität dieses Bereiches, - der von vielen als Wachstumsbereich angesehen wird - und die damit verbundene Vergrößerung der Geschäfts- und Produktionsflächen bestimmt werden.

Neben dem Raumheizwärmebedarf ist der übrige Energiebedarf im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher, wie zuvor schon ausgeführt, heute nur von untergeordneter Bedeutung. Der übrige Energieverbrauch umfaßt dabei die Verwendung von Energie für die

- Warmwasserbereitung
- Prozeßwärmebereitstellung
- Krafterzeugung und die
- Beleuchtung.

Im privaten Bereich wird der übrige Energieverbrauch zum überwiegenden Teil durch den Energieträger Strom gedeckt. Aus diesem Grund ist die Ausstattung der privaten Haushalte mit

den verschiedenen Elektrogeräten ein Indikator für den übrigen Energieverbrauch. In Bild 1.10 ist die zeitliche Entwicklung der Ausstattung der privaten Haushalte mit wichtigen Elektro-

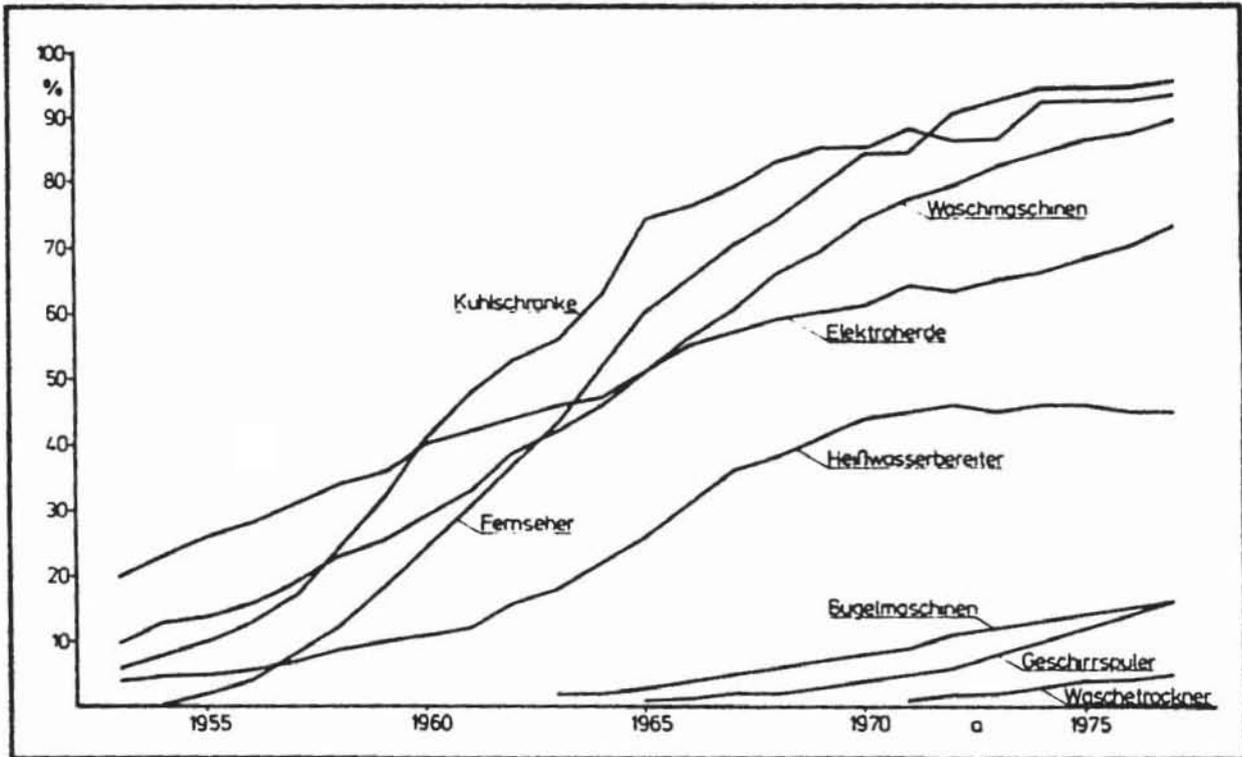


Abb. 1.10: Entwicklung des Sättigungsgrades bei ausgewählten Elektrogeräten (Quelle: HEA)

geräten aufgetragen. So sind heute beispielsweise schon 93 % aller Haushalte mit Kühlschränken und 89 % mit Waschmaschinen ausgerüstet und 95 % haben einen Fernseher. Andererseits besteht bei noch relativ jungen Produkten wie Geschirrspülern, Gefriergeräten, Saunen und Solarien noch ein Nachholbedarf, der in Zukunft zu einem weiteren Anstieg des übrigen Energieverbrauchs führen wird.

Neben der absoluten Höhe des Raumheizwärme- und Warmwasserbedarfs ist für alle Fragen, die mit der Verteilung von leitungsgebundenen Energieträgern und der dezentralen Anwendung regenerativer Energiequellen in Verbindung stehen auch die regionale Verteilung des Bedarfs von außerordentlicher Bedeutung. Einmal weil die Verteilungskosten leitungsgebundener Energieträger

sehr stark von der Energiebedarfsdichte des Versorgungsgebietes abhängen und zum anderen, weil die Energiemenge, die die "regenerativen" Energiequellen pro Flächeneinheit nutzbar machen können, in der Regel beschränkt ist.

Für die räumliche Wärmeverteilung sowie für die Höhe des Wärmebedarfs in einer Siedlungsstruktur ist die Einwohnerdichte ein wichtiger Bestimmungsfaktor, da sie die Gebäudestruktur einer Siedlung festlegt. Zudem sind für die Anschlußdichte die Bauweise der Gebäude, das Klima, die Komfortansprüche der Bewohner sowie die Nutzungsart der Gebäude maßgeblich. In Abb. 1.11 sind die 24 Verdichtungsräume der Bundesrepublik Deutschland

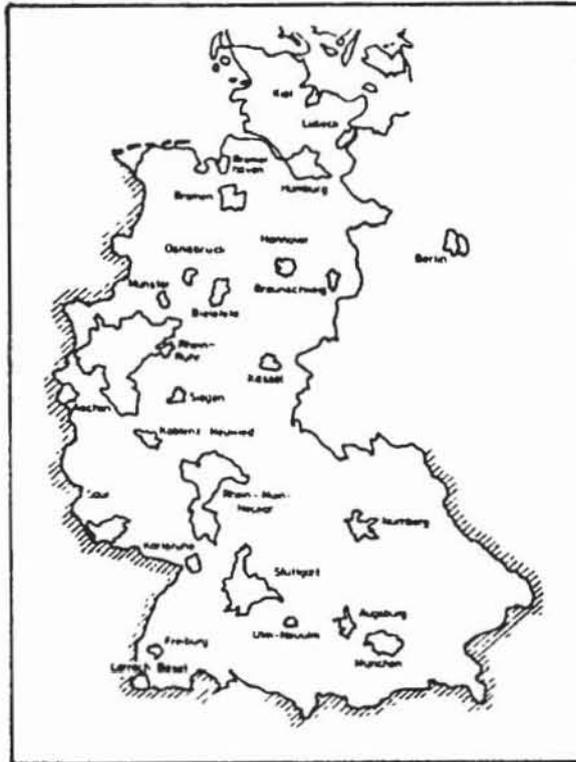


Abb. 1.11: Verdichtungsräume in der Bundesrepublik Deutschland

eingezeichnet. In diesen Verdichtungsräumen, die gleichzeitig auch räumliche Ballungen des Energieverbrauchs darstellen, leben etwa 27 Mio Menschen, dies sind 45 % der Gesamtbevölkerung, auf einer Fläche von nur $18,2 \cdot 10^3 \text{ km}^2$, was einem Anteil von 7,3 % an der Gesamtfläche der Bundesrepublik entspricht. Ordnet man,

wie dies in Tabelle 1.2 geschehen ist, die Bevölkerung verschiedenen Stadtgrößenklassen zu, so sieht man, daß in den 13 Städten

	STRUKTURDATEN				WÄRMEBEDARF H u. K		
	Häufigkeit	Einwohner E 10^6	Bebaute Fläche FB km^2_{FB}	Einwohnerdichte $\text{E}/\text{km}^2_{\text{FB}}$	Anschlußwert PAW 10^3 MW	%	Anschlußdichte PAD $\text{MW}/\text{km}^2_{\text{FB}}$
SGK I > 500 000	13	11.6	1595	7285	64.71	20.8	40.6
SGK II 100 - 500 000	56	10.4	1570	6617	52.99	17.0	33.8
SGK III 20 - 100 000	394	14.9	3294	4532	73.64	23.7	22.4
SGK IV 0 - 20 000	10460	25.0	7422	3375	119.99	38.5	15.5
BRD	10923	61.9	13881	4466	311.33	100	22.4

Tab. 1.2: Kriterien zur Beurteilung der Stadtgrößenklassen (SGK) /1.4/

mit mehr als 500.000 Einwohnern 18,7 % der Gesamtbevölkerung leben, während über 40 % der Bevölkerung in Gemeinden mit weniger als 20.000 Einwohnern zu Hause sind. Bezogen auf die bebaute Fläche ergeben sich dabei Einwohnerdichten, die im Bereich von 3375 bis 7285 Einwohner pro km^2 liegen. Entsprechend den unterschiedlichen Einwohnerdichten schwanken auch die durchschnittlichen Wärmeanschlußdichten in den verschiedenen Stadtgrößenklassen von 15,4 bis 40,6 MW/km^2 bebaute Fläche. Aber auch in den einzelnen Städten und Gemeinden ist die Wärmeanschlußdichte natürlich nicht gleichmäßig über die Fläche verteilt, sondern es ist meist eine von der Stadtmitte, der sog. Kernzone, nach außen zum Stadtrand abfallende Wärmedichte zu beobachten. Analysiert man die Wärmeanschlußdichten in den einzelnen Stadtgrößenklassen genauer, so erhält man die in

Abb. 1.12 dargestellte Verteilung des Wärmeanschlußwertes im Haushalts- und Kleinverbraucherbereich. Über 65 % des gesamten

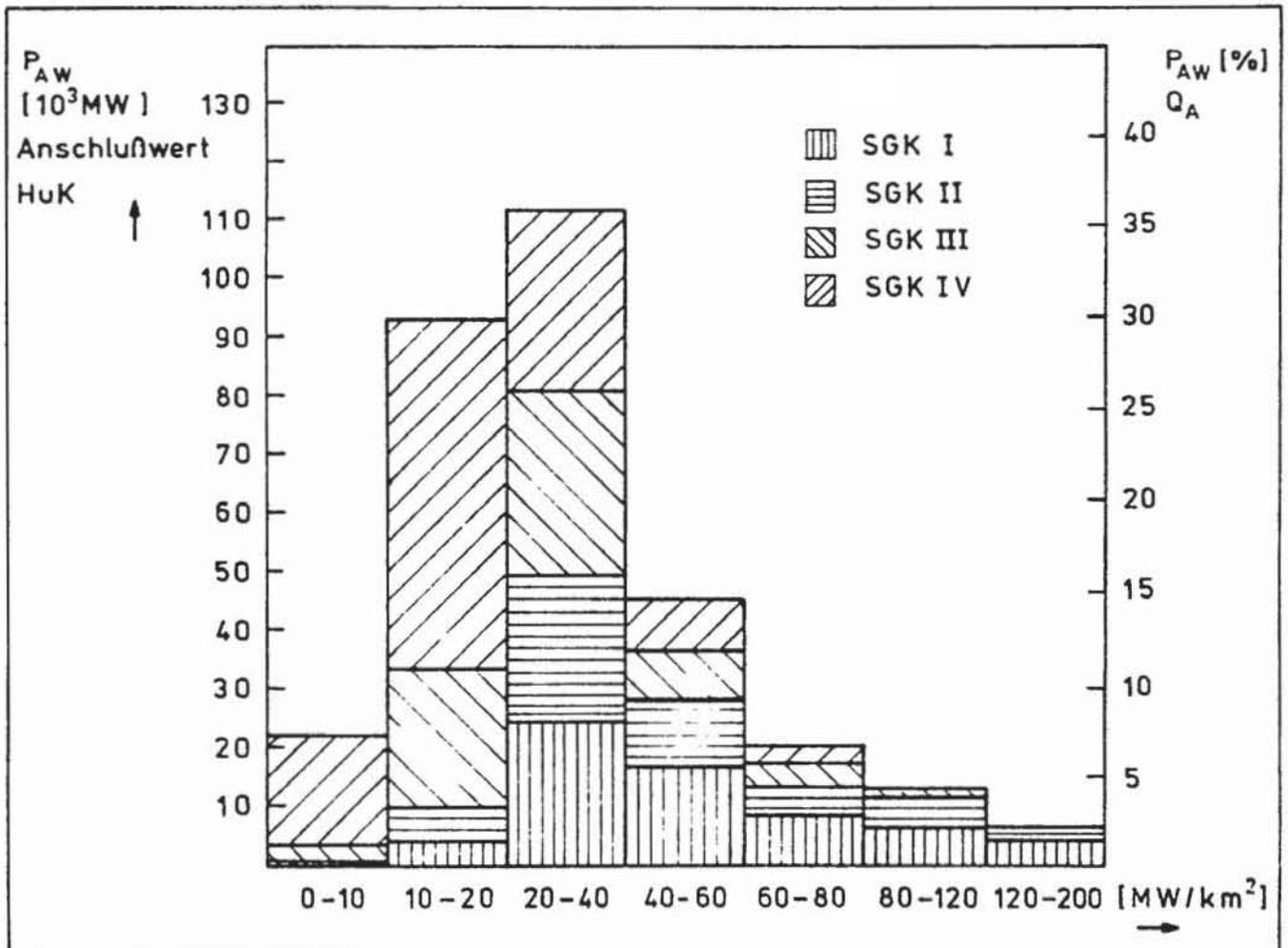


Abb. 1.12: Verteilung des Anschlußwertes der Haushalte und Kleinverbraucher nach Stadtgrößenklassen (SGK) und Wärmedichteklassen in der Bundesrepublik Deutschland (1974) /1.4/

Anschlußwertes des Wärmebedarfs entfallen auf Wärmedichte im Bereich von 10-40 MW/km^2 bebaute Fläche. Die Spitzenwerte der Wärmedichte im Bereich von 120-200 MW/km^2 , die in den Kernzonen der Großstädte erreicht werden, haben nur einen Anteil von 2,5 % an der gesamten Wärmeanschlußleistung. Demgegenüber sind Wärmedichten von weniger als 10 MW/km^2 , die in den dünnbesiedelten Gebieten anzutreffen sind, mehr als doppelt so häufig. Abb. 1.12

zeigt somit deutlich, daß Wärmeversorgungssysteme, die im Bereich relativ geringer Wärmedichten wirtschaftlich sind, das größte Marktpotential haben.

1.1.1.2 Zukünftige Verbrauchsentwicklung

Die Verbrauchsabschätzung für die Zukunft erfolgt unter Zugrundelegung der beschriebenen Sättigungstendenzen und Markteinführung von Wärmepumpen und Sonnenkollektoren mit bescheidenen Einführungsraten (- so werden z.B. im Jahre 2000 je 5 % aller neugebauten Einfamilienhäuser mit Wärmepumpen und Sonnenkollektoren ausgestattet). Unter diesen Annahmen errechnen sich folgende Verbräuche für Haushalte im 3-2-1 Fall (Abb. 1.13) und im 4-3-2 Fall (Abb. 1.14) und für Kleinverbraucher im 3-2-1 Fall (Abb. 1.15) und im 4-3-2 Fall (Abb. 1.16).

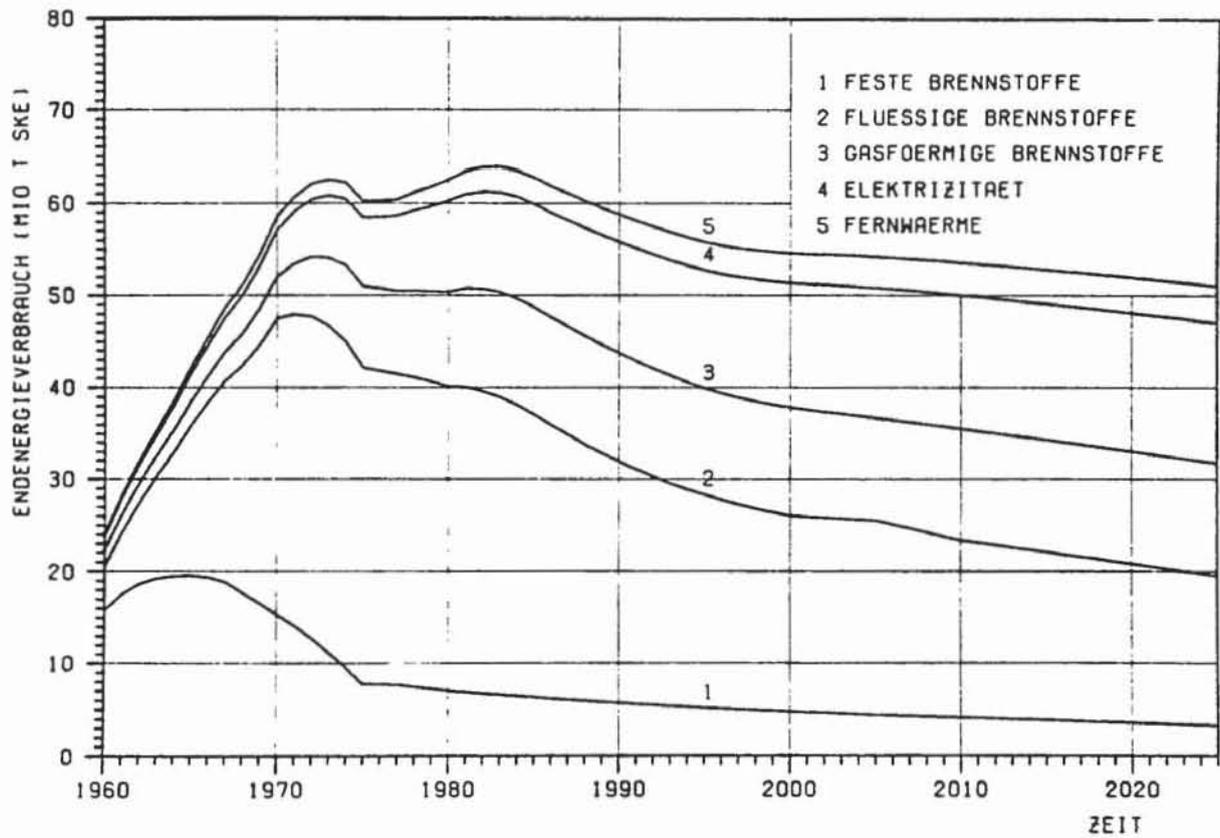


Abb. 1.13: Endenergieverbrauch im Haushalt nach Energieträgern
(3-2-1)

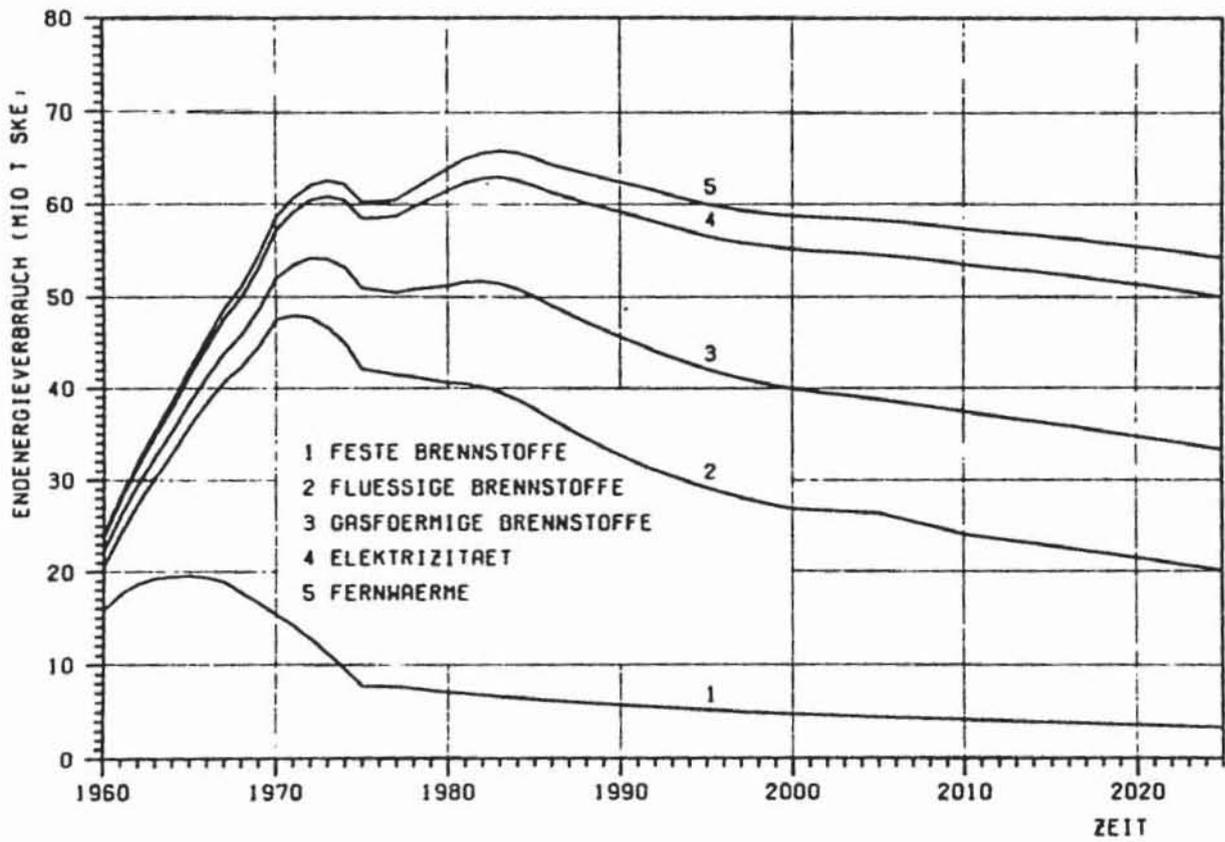


Abb. 1.14: Endenergieverbrauch im Haushalt nach Energieträgern
(4-3-2)

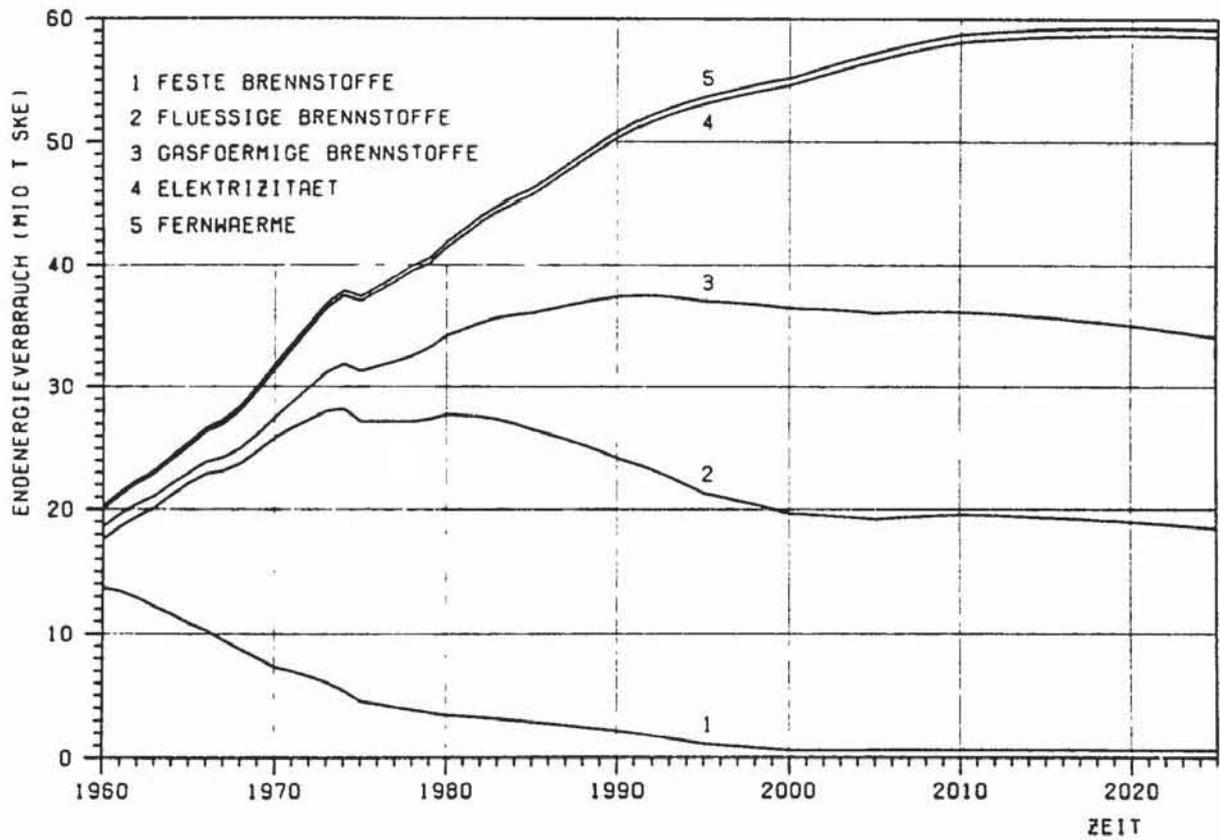


Abb. 1.15: Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher nach Energieträgern (3-2-1)

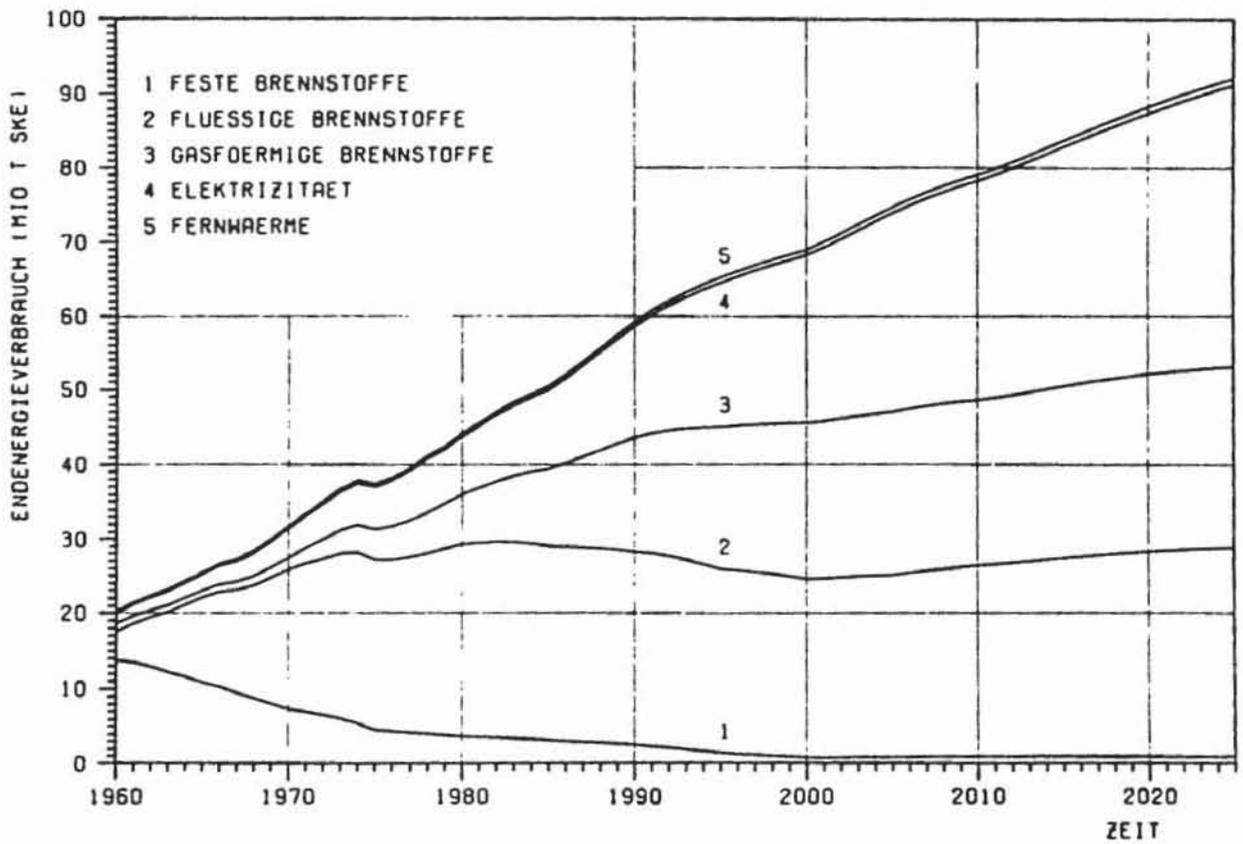


Abb. 1.16: Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher nach Energieträgern (4-3-2)

1.1.2 Industrie

1.1.2.1 Determinanten des Verbrauchs

Der Anteil des Industriesektors am Endenergieverbrauch aller Verbrauchssektoren ist, wie eingangs erwähnt, in den letzten beiden Jahrzehnten ständig zurückgegangen. Mit 35,3 % ist er heute um mehr als 10 % Punkte niedriger als 1950. Die Verbrauchergruppe Industrie läßt sich unterteilen in

- den Nichtkohlenbergbau
- die Grundstoffindustrie
- die Investitionsgüterindustrie
- die Verbrauchsgüterindustrie
- die Nahrungs- und Genußmittelindustrie

Vom Standpunkt des Energieverbrauchs aus gesehen, kommt der Grundstoffindustrie die größte Bedeutung zu. Wie aus Abb. 1.17 ersichtlich, hat die Grundstoffindustrie heute einen Anteil

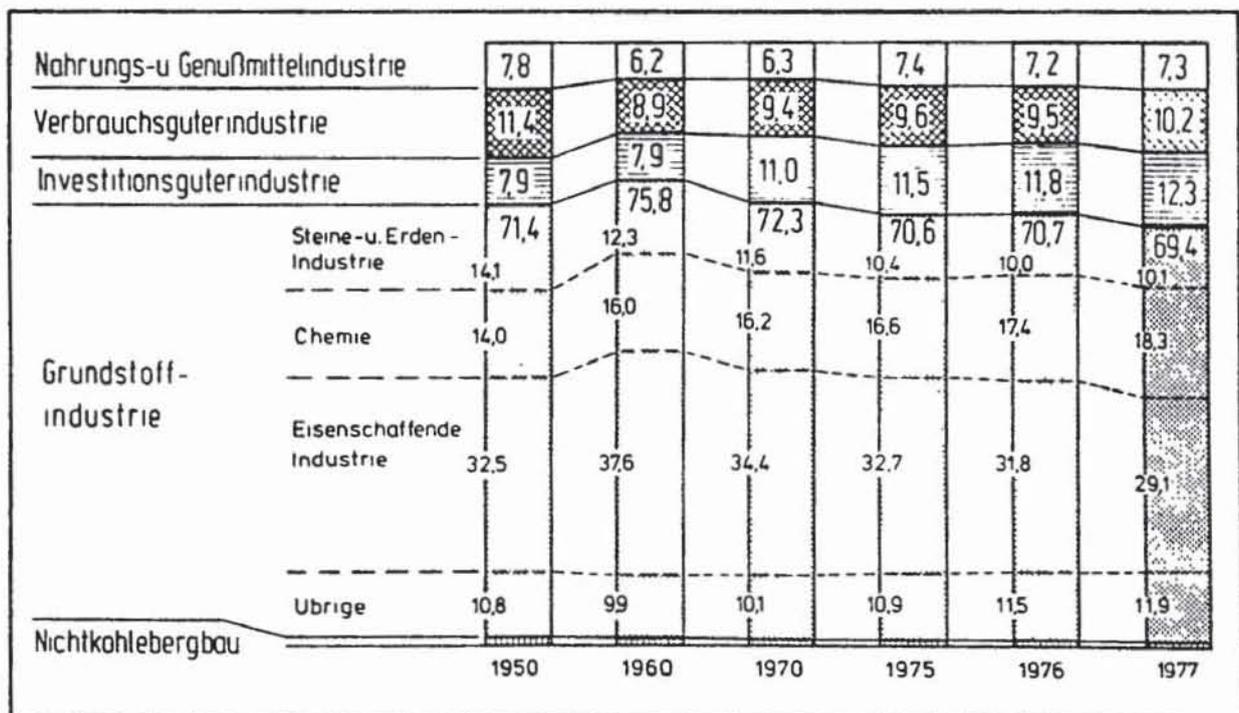


Abb. 1.17: Anteil der übergeordneten Verbrauchergruppen am Endenergieverbrauch der Industrie

von 70 % am industriellen Energieverbrauch, während alle anderen Gruppen des verarbeitenden Gewerbes zusammen nur einen Anteil von 30 % haben.

Mit einem Anteil von 29,1 % ist die Eisenschaffende Industrie der größte industrielle Energieverbraucher, gefolgt von der Chemie mit 18,3 % und der Industrie der Steine und Erden mit 10,1 %.

Wie stark der industrielle Energieverbrauch durch konjunkturelle Einflüsse geprägt wird, geht aus Abb. 1.18 hervor. Aufgetragen

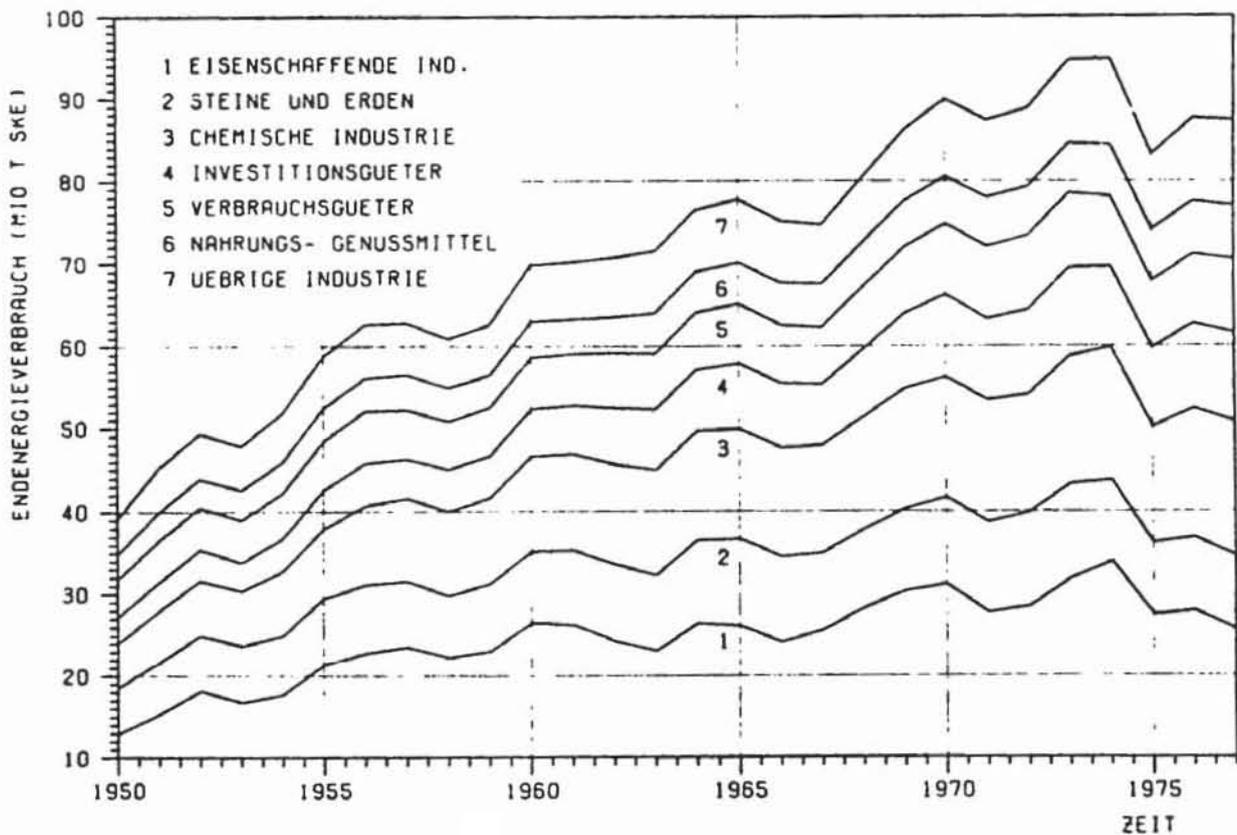


Abb. 1.18: Entwicklung des Endenergieverbrauches der Industrie

ist hier die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs der wichtigsten Industriesektoren. Neben der Rezession des Jahres 1967 wird vor allem der vorwiegend konjunkturell bedingte Rückgang seit 1974 deutlich. Im Jahre 1977 lag der industrielle Gesamtenergieverbrauch noch um 7,6 Mio t SKE unter dem des Jahres 1974.

Aufgrund der nun schon mehrere Jahre anhaltenden Stahlkrise, die dazu führte, daß 1977 die Rohstahlproduktion noch 14 Mio Tonnen unterhalb der des Rekordjahres 1974 lag, verbrauchte dieser Sektor 1977 nur 25,6 Mio t SKE gegenüber 33,9 Mio t SKE im Jahre 1974.

Vom gesamten industriellen Energieverbrauch werden ca. 80 % für die Prozeßwärmeerzeugung benötigt. Wie Abb. 1.19 zeigt, wird die Wärme überwiegend auf den Temperaturstufen 200-300 °C

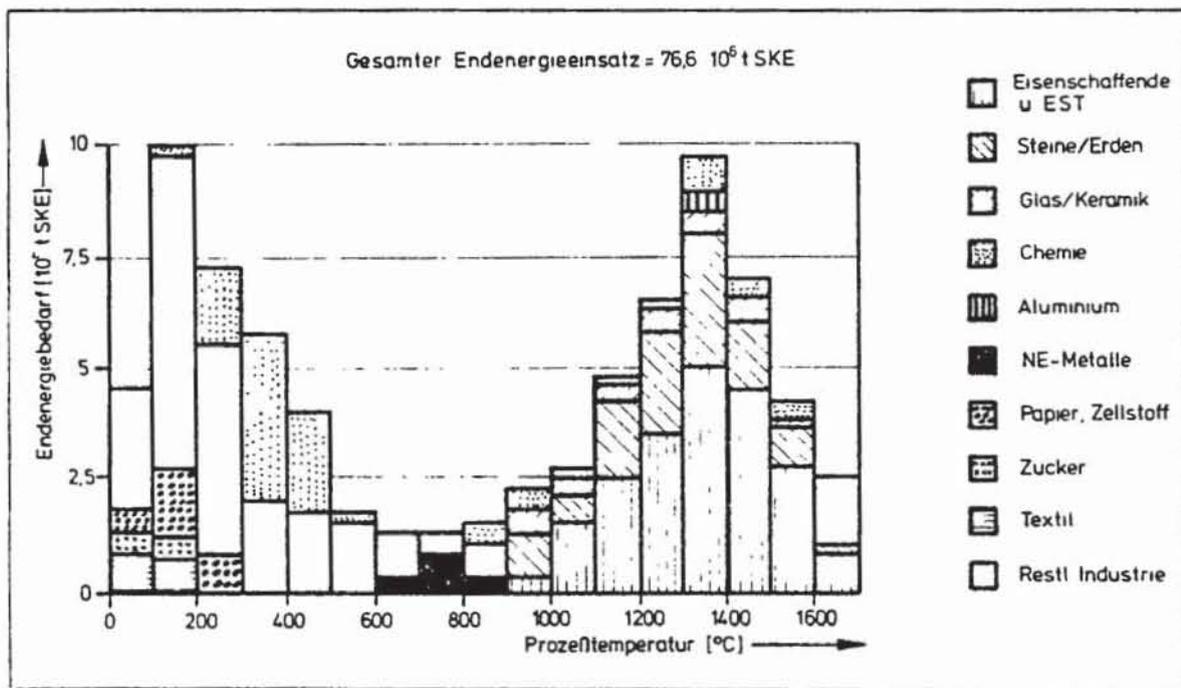


Abb. 1.19: Prozeßwärmebedarf der Industrie in Abhängigkeit von der Temperatur (1973)

und 1000 bis 1600 °C nachgefragt. Während im Niedertemperaturbereich die Chemische Industrie sowie die zusammengefaßte Gruppe "Restliche Industrie" dominieren, sind im Bereich über 1000 °C die Eisenschaffende- und die Steine- und Erden-Industrie die Hauptenergieverbraucher.

In der Industrie, und hier insbesondere in der Grundstoffindustrie, war wegen der hohen Energiekostenbelastung die

rationelle Energienutzung seit jeher eine ökonomische Notwendigkeit. Es ist deshalb nicht verwunderlich, daß der spezifische Energieverbrauch je Nettoproduktionseinheit (Wertschöpfungseinheit) in den vergangenen Jahren stets rückläufig war. In Abb. 1.20 ist dies für die drei energieintensivsten Industriesektoren dargestellt.

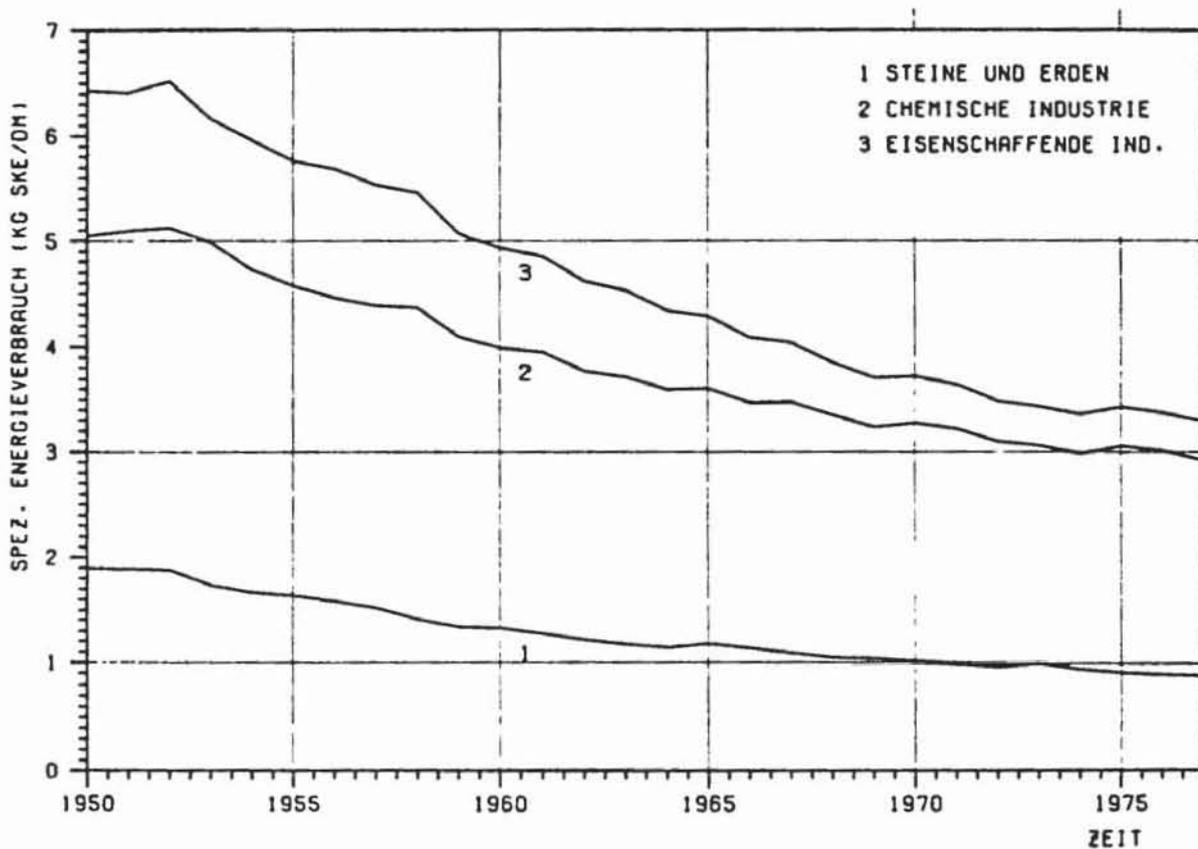


Abb. 1.20: Entwicklung des Endenergieverbrauchs je Nettoproduktionseinheit ausgewählter Industriezweige

Neben dem Rückgang des spezifischen Endenergieverbrauchs war die vergangene Entwicklung im Industriebereich auch durch Verschiebungen der Endenergeträgerstruktur gekennzeichnet. Die festen Brennstoffe, deren Anteil 1950 bei 74 % lag, sind durch Mineralöl, Gas und Strom auf einen Anteil von 17,5 % zurückgedrängt worden, dabei ist aber in den letzten Jahren eine Stabilisierung eingetreten. Auch der Anteil des Mineralöls ist in den letzten Jahren rückläufig und ist heute mit 31,8 % kaum höher als der des Gases mit 29,8 %. Gas und Strom sind die beiden Energieträger, die heute einen wachsenden An-

teil zu verzeichnen haben.

Für die Zukunft wird die Entwicklung des industriellen Energieverbrauchs entscheidend von den folgenden drei Faktoren bestimmt werden:

1. von der Entwicklung der industriellen Produktion, d.h. von der Wirtschaftsentwicklung,
2. von Änderungen der Industriestruktur, z.B. relativer Rückgang des Anteils der Grundstoffindustrie an der Wertschöpfung der Industrie und
3. von der weiteren Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche, d.h. auch von dem Umfang gezielter Maßnahmen zur rationelleren Energienutzung.

1.1.2.2 Zukünftige Verbrauchsentwicklung

Zur Berechnung der zukünftigen Energieverbräuche wurde unter Konstanthaltung der derzeitigen Industriestruktur Energieeinsparungen berücksichtigt, wie sie von Fichtner Beratende Ingenieure /1.6/ erarbeitet wurden. Diese Arbeit differenziert zwischen rationellerer Energieverwendung von Elektrizität einerseits und von anderen Energieträgern andererseits. Grob gesprochen kann von Einsparungen bis ca. 20 % im Jahre 2000 ausgegangen werden. Es ergeben sich damit Verbräuche, wie sie in Abb. 1.21 (3-2-1 Fall) und in Abb. 1.22 (4-3-2 Fall) gezeigt werden.

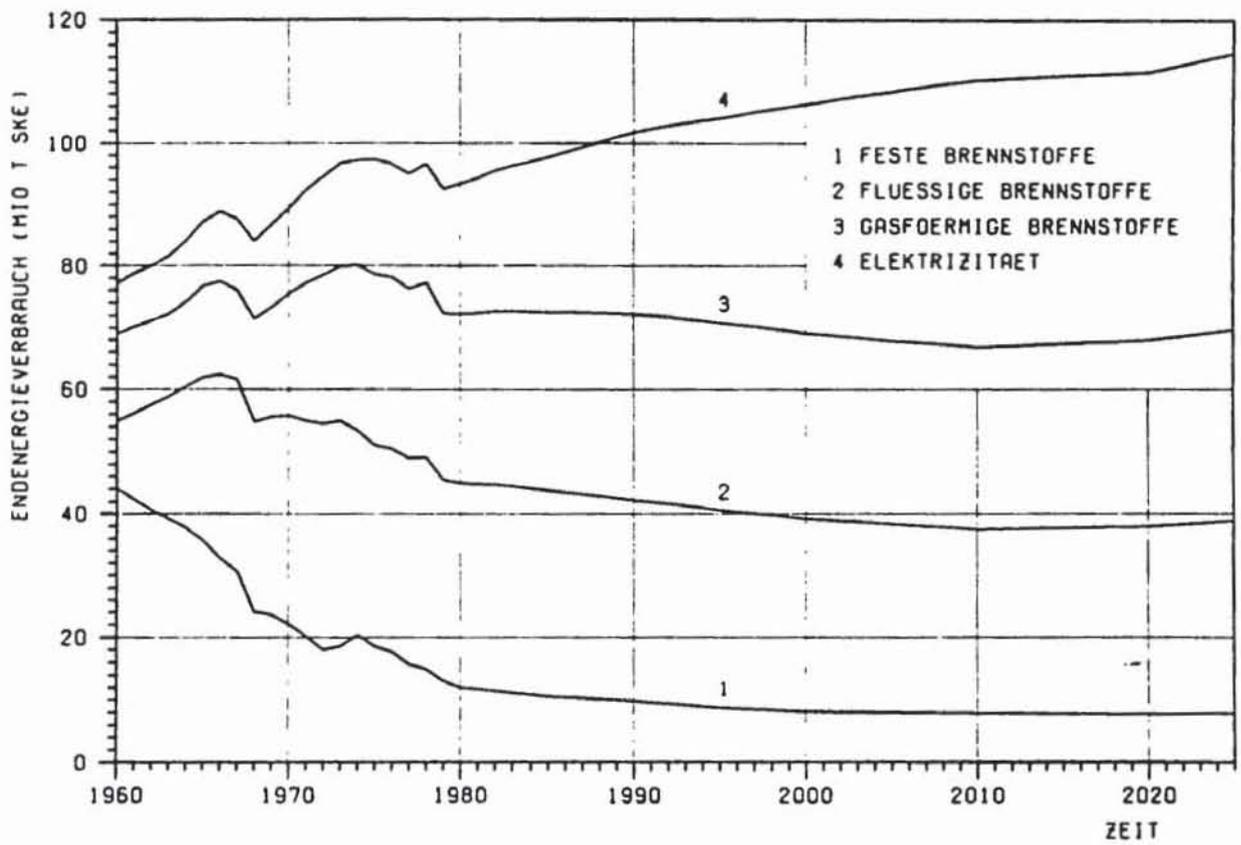


Abb. 1.21: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern
(3-2-1)

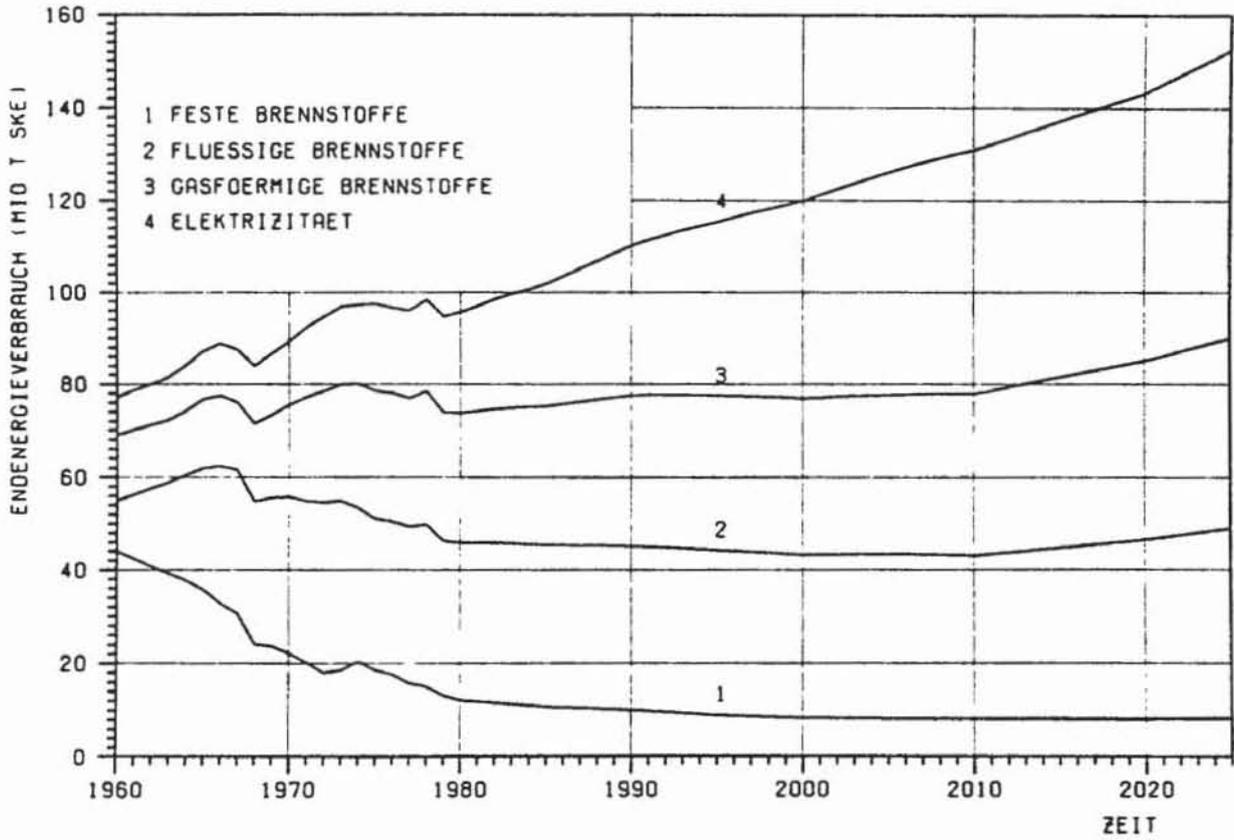


Abb. 1.22: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern
(4-3-2)

1.1.3 Verkehr

1.1.3.1 Determinanten des Verbrauchs

Der Energieverbrauch im Bereich Verkehr kann folgenden Verbrauchsgruppen zugeordnet werden:

- Bahnen
- Straßenverkehr
- Luftverkehr und
- Küsten- und Binnenschifffahrt.

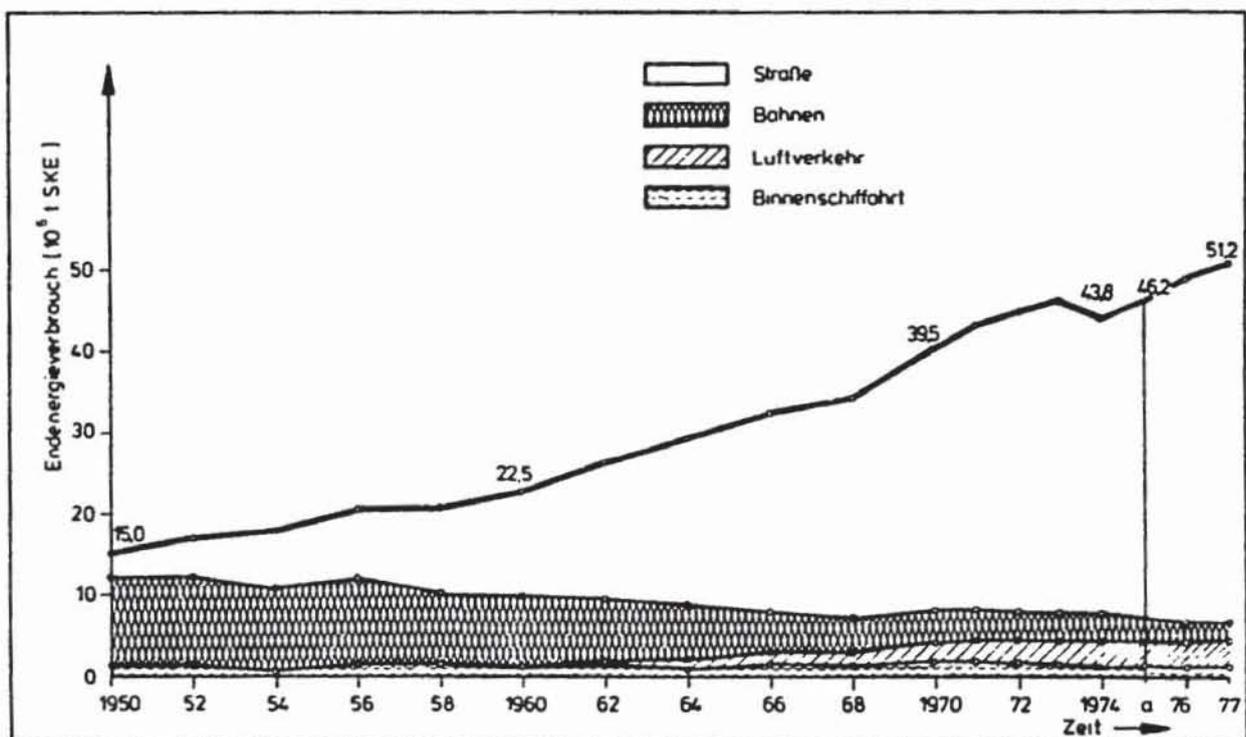


Abb. 1.23: Entwicklung des Endenergiebedarfs der Verkehrsträger

In Abb. 1.23 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors, unterteilt nach den oben genannten Verkehrsträgern, aufgetragen. Die überragende Rolle des Straßenverkehrs wird unmittelbar deutlich. Vom gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in Höhe von 51,2 Mio t SKE im Jahre 1977 entfielen über 86 % auf den Straßenverkehr. Dadurch ist gleichzeitig auch die überwiegende Nachfrage nach bestimmten Brennstoffarten, nämlich nach Vergaser- und Dieselkraftstoffen im Sektor Verkehr bedingt. Über 97 % des Verbrauchs entfielen

1977 auf flüssige Brennstoffe, nur 2,2 % auf Strom und 0,3 % verblieben für feste Brennstoffe, die 1950 noch einen Anteil von 75 % hatten.

In Abb. 1.24 sind die Anteile der verschiedenen Verkehrssysteme am Endenergieverbrauch dieses Sektors und an der Verkehrsleistung noch einmal für das Jahr 1977 detailliert dargestellt.

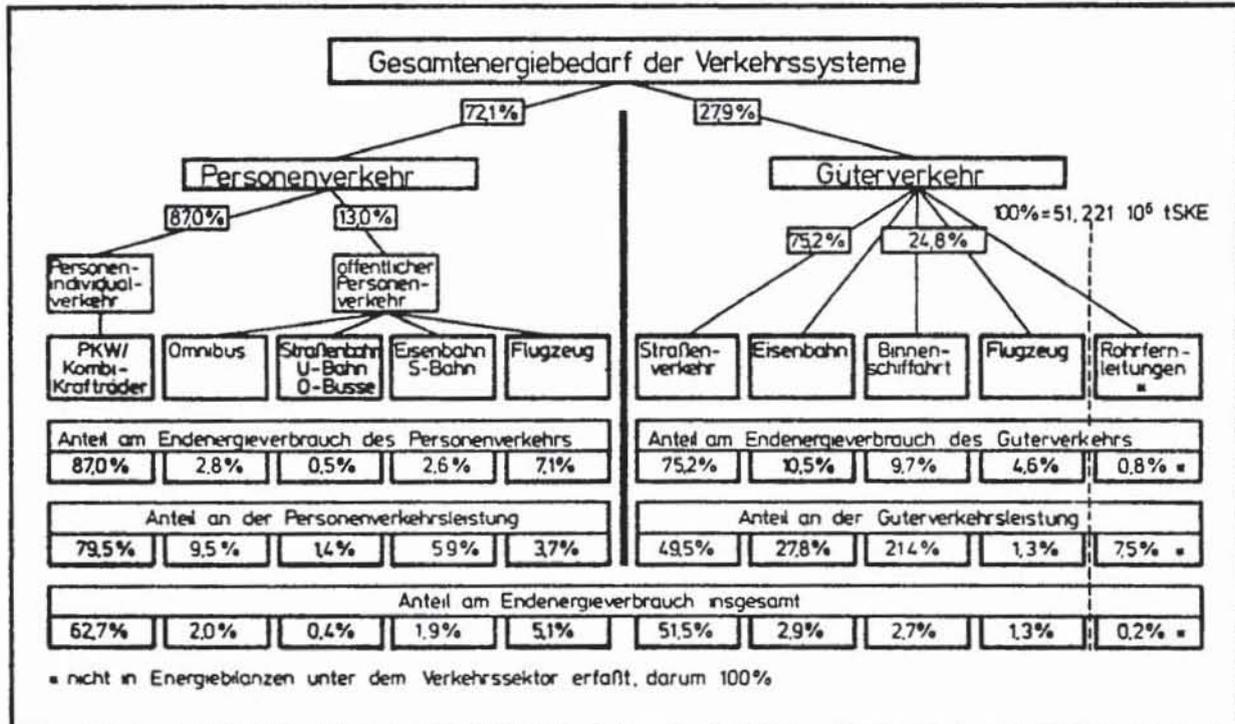


Abb. 1.24: Anteile der Verkehrssysteme am Endenergiebedarf

Im einzelnen ergibt sich:

- der Energieverbrauch im Verkehrssektor wird überwiegend durch den Personenverkehr verursacht.
- der bedeutendste Verkehrsträger ist der Personenindividualverkehr. Personenkraftwagen, Kombis und Krafträder verbrauchen fast 63 % der Energie im Verkehrssektor.
- auf den gesamten öffentlichen Personenverkehr entfallen lediglich 13 % des Energieverbrauchs bei einem Anteil von 21,3 % an der gesamten Personenverkehrsleistung.
- Im Bereich des Güterverkehrs erbringt der Straßenverkehr

etwa die Hälfte der Transportleistung, wobei er mehr als 75 % der Energie des Güterverkehrs verbraucht.

- Eisenbahnen und Binnenschifffahrt, die einen wesentlich geringeren spezifischen Energieverbrauch haben, erbringen mit einem Anteil von etwa 20 % am Energieverbrauch etwa 49 % der Transportleistung.

Wie aus Abb. 1.25 ersichtlich, hat der Bestand an PKW und Kombis seit 1970 von 13,9 auf heute 20 Millionen zugenommen. Gleichzeitig hat sich aber die durchschnittliche jährliche Fahrleistung um 8 % auf 13.200 km verringert. Die Gründe hierfür liegen unter anderem in der Zunahme der Zahl der Zweitwagen, die weniger benutzt werden. Obwohl sich der Hubraum der PKW's erhöht hat, ist in den letzten Jahren der durchschnittliche Benzinverbrauch je 100 Kilometer mit 11,2 Liter konstant geblieben. Für die Zukunft ist zu erwarten, daß bei Weiterentwicklung der Motoren und bei einem erhöhten Anteil von Dieselfahrzeugen trotz eines weiter steigenden PKW-Bestandes Sättigungserscheinungen im Kraftstoffverbrauch der privaten PKW's eintreten werden. Für die zukünftige Entwicklung der Güterverkehrsleistung und damit des Energieverbrauchs für den Güterverkehr wird in erster Linie die industrielle Entwicklung entscheidend sein. Darüber hinaus ist von Bedeutung, ob der Trend - weg von der Bahn, hin zur Straße - sich weiter fortsetzen wird.

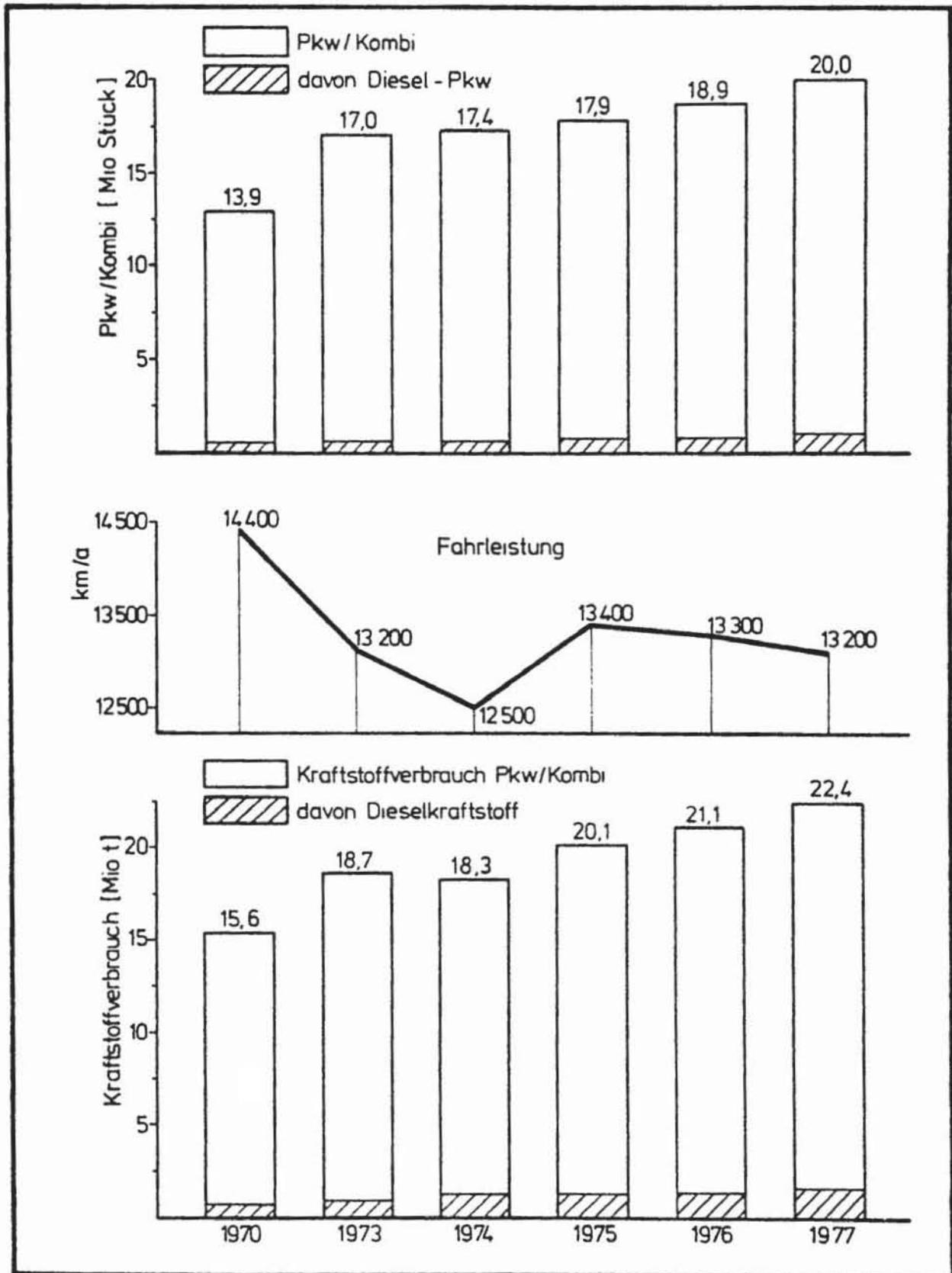


Abb. 1.25: Entwicklung des PKW/Kombi-Bestandes und der dazugehörige Kraftstoffbedarf /1.5/

1.1.3.2 Zukünftige Verbrauchsentwicklung

Unter Zugrundelegung dieser Annahmen, wurde ein zukünftiger Endenergiebedarf des Verkehrs errechnet, der sich an den Energieeinsparungen, wie sie von Fichtner Beratende Ingenieure /1.6/ dargestellt wurden, orientiert. Auch hier ergeben sich Energieeinsparungen, die gegenüber einem reinen Fortschreibungsszenario rund 20 % im Jahre 2000 betragen. Folgende Verbräuche wurden für den 3-2-1 Fall (Abb. 1.26) und für den 4-3-2 Fall (Abb. 1.27) errechnet.

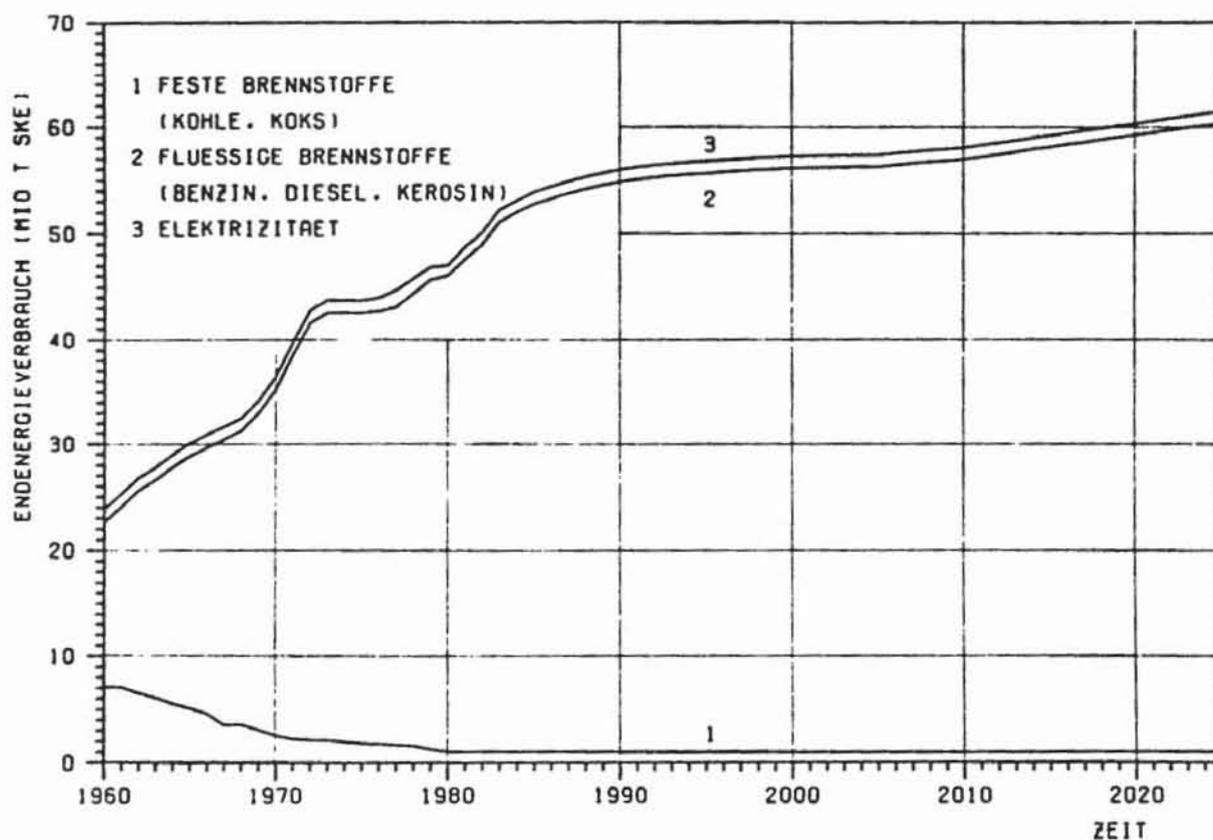


Abb. 1.26: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern (3-2-1)

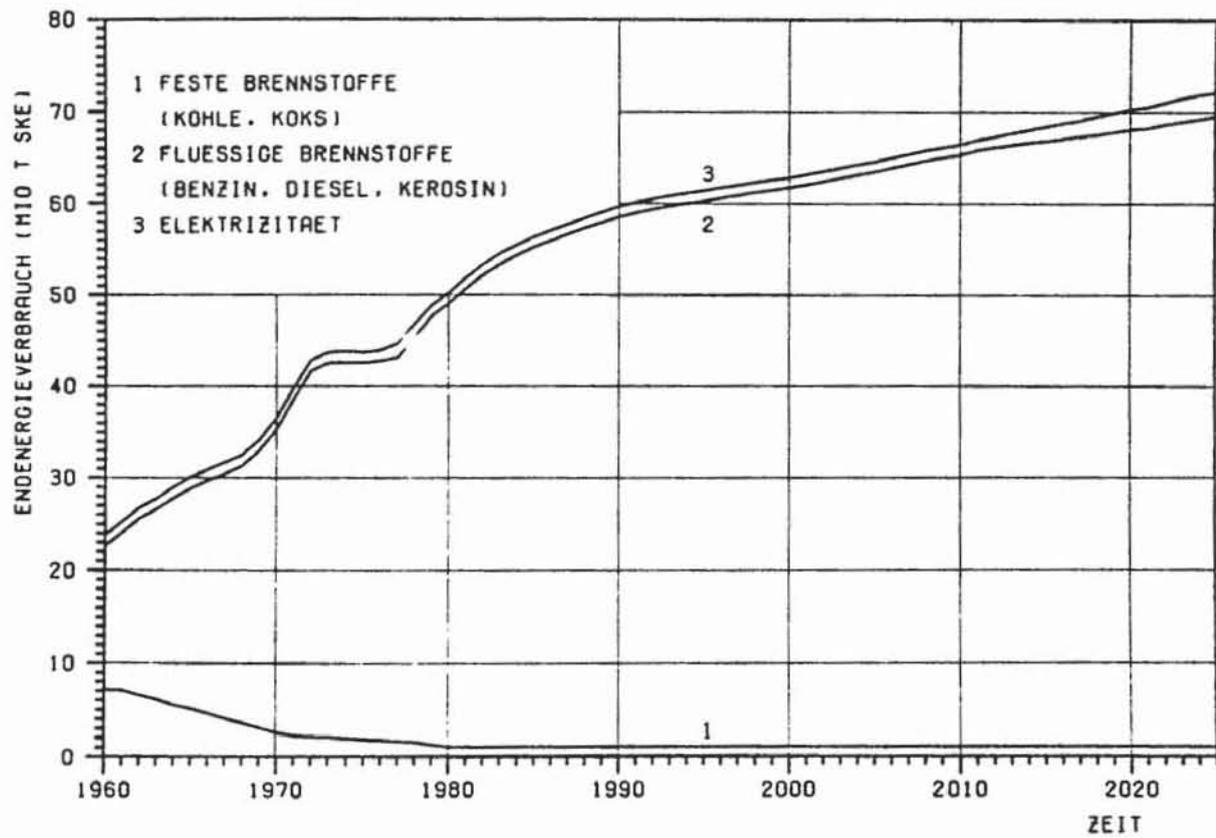


Abb. 1.27: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern (4-3-2)

1.1.4 Nichtenergetischer Einsatz

Zur Berechnung des zukünftigen nichtenergetischen Verbrauchs wurde gemäß Eurostat /1.7/ nur von einem Verbrauch flüssiger und gasförmiger Brennstoffe ausgegangen. Die Berechnungen speziell der flüssigen Energieträger stützen sich auf Abschätzungen der Deutschen Shell /1.8/, die entsprechend der Eurostat Nomenklatur abgeändert wurden. Wobei im vorliegenden Fall wegen der geringfügig höheren Wachstumsraten beim BSP mit 10 % höheren Verbräuchen im Jahre 2025 gerechnet wird. Bei den Rechnungen wurde zwischen den Sektoren Chemie, andere industrielle Bereiche und Verkehr unterschieden. Während in der Chemie die Korrelation zwischen Nettoproduktion und nichtenergetischem Verbrauch in der Zukunft aufrechterhalten wird, zeigt sich für die anderen industriellen Bereiche eine Verbrauchsminderung um ca. 50 % im Jahre 2000 gegenüber der reinen Fortschreibung. Abb. 1.28 (3-2-1 Fall) und Abb. 1.29 (4-3-2 Fall) zeigen die errechneten Werte für die Zukunft.

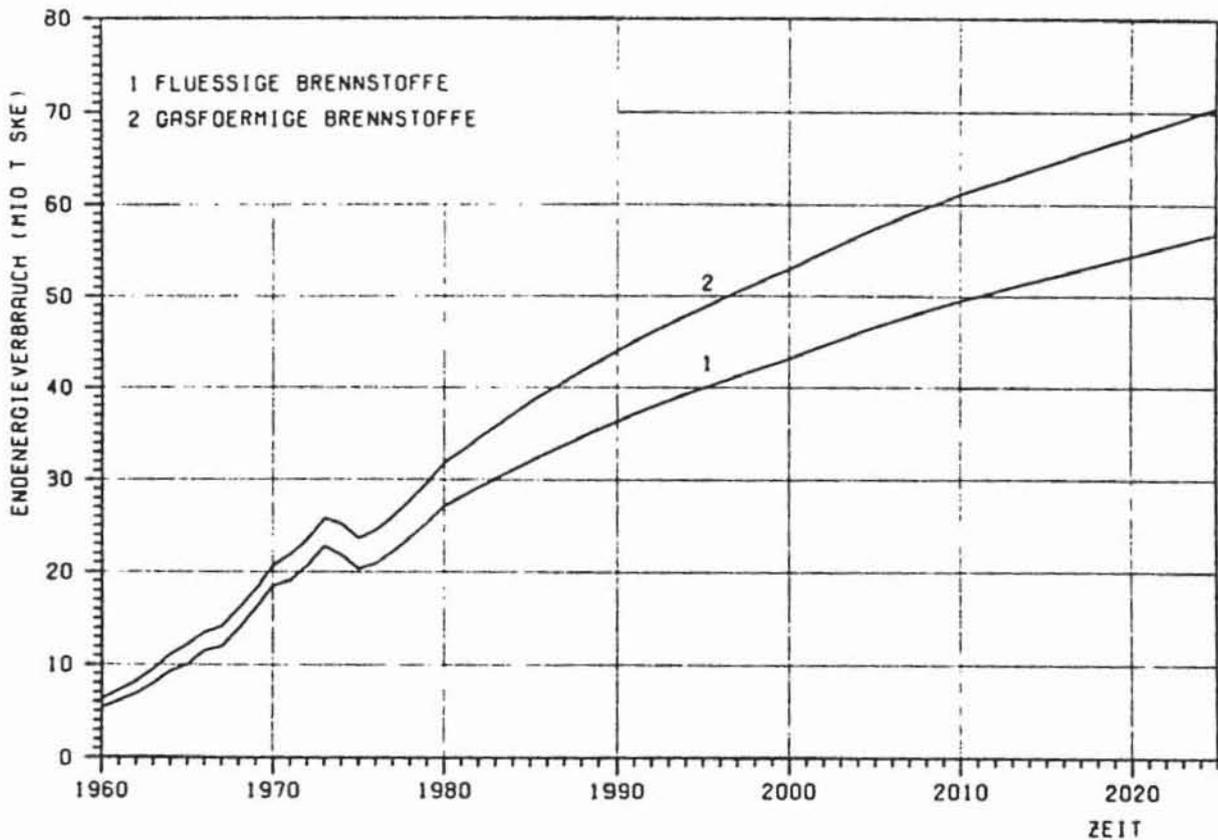


Abb. 1.28: Nichtenergetischer Verbrauch nach Energieträgern
(3-2-1)

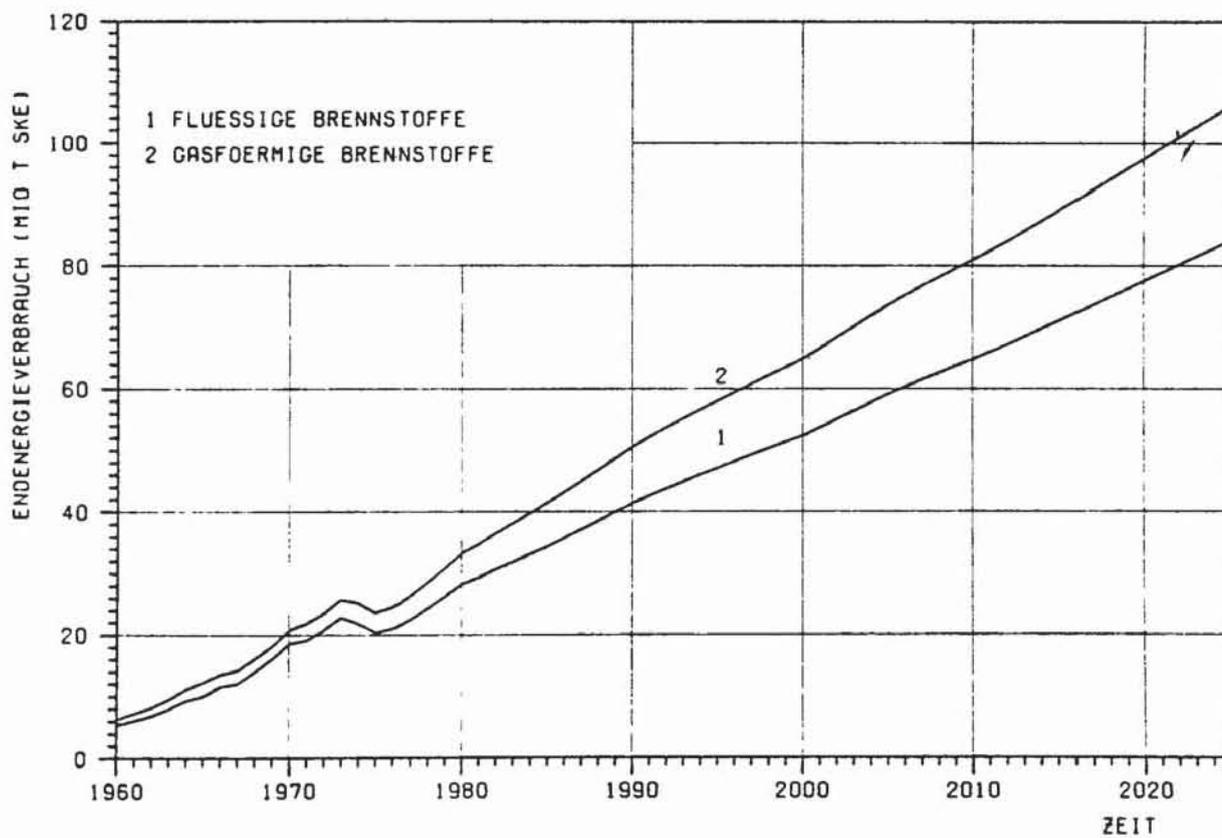


Abb. 1.29: Nichtenergetischer Verbrauch nach Energieträgern
(4-3-2)

1.2 Wasserstoffpotential

Wasserstoff ist aufgrund seiner chemischen und physikalischen Eigenschaften in vielen Bereichen der Energie- und Rohstoffwirtschaft einsetzbar. Zu unterscheiden ist der direkte Einsatz beim Endenergieverbraucher und die Verwendung im Wandlungsbereich (Abb. 1.30)

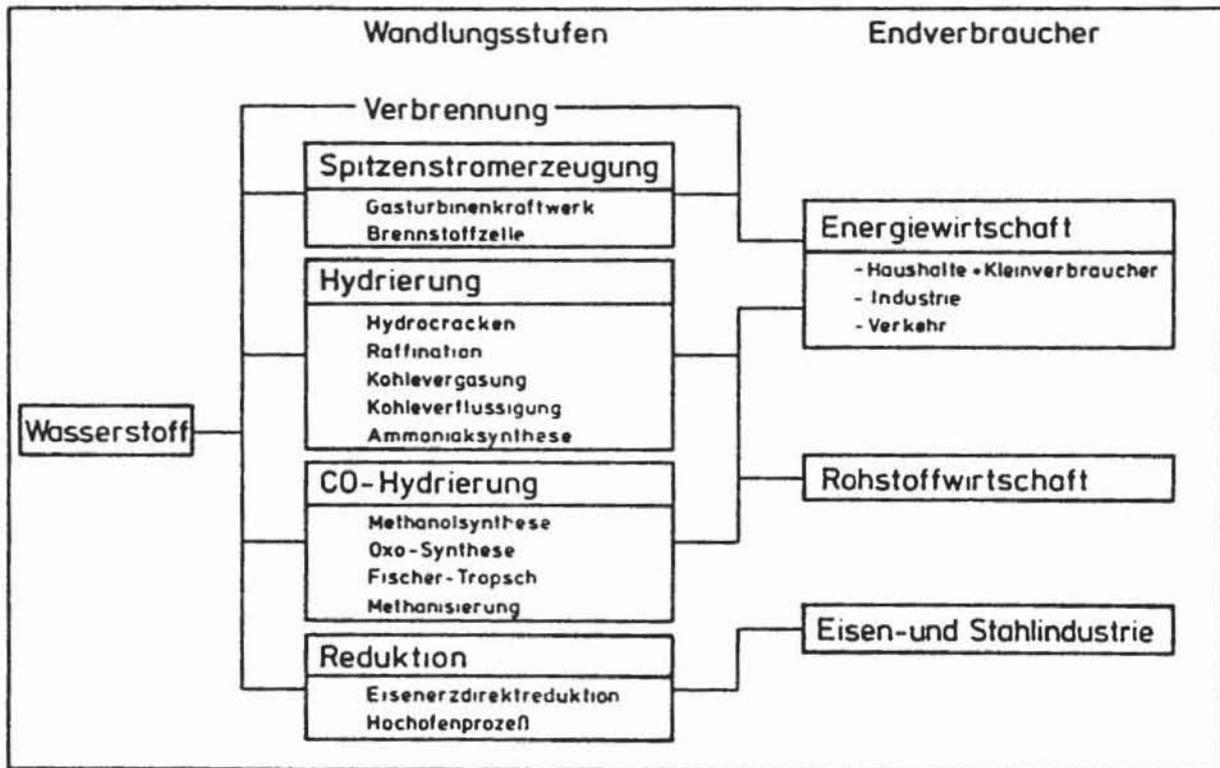


Abb. 1.30: Mögliche Einsatzgebiete von Wasserstoff

Prinzipiell ist der Wasserstoff direkt als Endenergieträger in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher, Industrie und Verkehr /1.9, 1.10/ einzusetzen. Eine weitere Möglichkeit, den Wasserstoff in der Energiewirtschaft zu nutzen, besteht bei der Bedarfsdeckung von Spitzenstrom. Eingesetzt werden können hierzu Gasturbinen und Brennstoffzellen, die in der Lage sind, den geforderten Lastwechseln in der Spitzenstromnachfrage zu folgen. Wegen der guten Umweltverträglichkeit derartiger Stromerzeugungsaggregate und den Speichereigenschaften von Wasserstoff kann

die Stromerzeugung vorzüglich in Verbrauchernähe durchgeführt werden. In den Starklastzeiten werden somit die übergeordneten Transport- und Verteilernetze der Stromwirtschaft nicht übermäßig stark beansprucht.

Im Wandlungsbereich ist der Wasserstoff für die Hydrierung von gasförmigen, flüssigen und festen Stoffen zu nutzen. Das vorliegende Produktspektrum ist unter Beachtung bestimmter Produktspezifikationen, die unter Umständen eine Nachverarbeitung erfordern, in der Lage, weitgehend den Anforderungen der Verbraucher zu genügen. Als Beispiel sei die Kohleumwandlung in gasförmige und flüssige Energieträger genannt, die der Kohle neue Einsatzgebiete erschließen und das Erdöl- und Erdgasangebot ergänzen.

Ein weiteres Einsatzgebiet von Wasserstoff besteht in der Eisen- und Stahlindustrie. Hier wird der Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt.

In welchem Umfang Wasserstoff nun zukünftig verwandt wird ist weitgehend abhängig von den Entwicklungen auf den nationalen und internationalen Energie- und Rohstoffmärkten, von den Umweltschutzauflagen und von den vom Verbraucher geforderten Nutzungseigenschaften. In diesem, häufig von unterschiedlichen Zielvorstellungen geprägten Spannungsfeld liegt das Aufgabengebiet des Wasserstoffs als Energie- und Rohstoffquelle. Um die komplexen Zusammenhänge bei der hier durchgeführten Marktanalyse auszuschalten, werden Marktpotentiale angegeben. In welchem Maße die Potentiale erreicht werden, ist u.a. von den genannten Marktbedingungen abhängig. Bei den Potentialangaben wird ein vorhandenes Wasserstoffverbundnetz vorausgesetzt. Ansätze für den Aufbau eines derartigen Netzes sind durch den Betrieb eines Wasserstoff-Verbundes der Region Rhein-Ruhr /1.11/ vorhanden. Die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff werden sicherlich den weiteren Ausbau unterstützen. Positive Auswirkungen der Verbundwirtschaft auf den Anlagenbetrieb der Wasserstoffabnehmer sind zu erwarten. Durchgeführte Untersuchungen über den Verbundeinsatz von Großanlagen zur Kohleveredlung und Fernenergieversorgung /1.12, 1.13/ bestätigen diese Aussage.

1.2.1 Einsatz zur Rohstoffveredlung

1.2.1.1 Chemie- und Raffineriebereich

Ausgehend von der gegenwärtigen Verbrauchsstruktur soll das zukünftige Einsatzpotential für Wasserstoff abgeschätzt werden

Gegenwärtiger BedarfChemie

Im Bereich der Chemie stellen gegenwärtig Ammoniak, Methanol und Oxoprodukte mengenmäßig die wichtigsten wasserstoffhaltigen Produkte dar. Weiter wird Wasserstoff in der chemischen Industrie zur Herstellung von Cyclohexan, Benzol durch Dealkylierung von Toluol, Fetthärtung etc. verwendet. Aus den in Tab. 1.3 angegebenen Mengenangaben für die Synthesegasprodukte, ist unter Verwendung spezifischer Verbrauchswerte der

Produkte (Pr)	Menge	Spezif. Einsatz m ³ SG/t Pr.	Synthesegas (SG) 10 ⁹ m ³	H ₂ /CO -
Ammoniak	1,99 (N)	2250	4,50	nur H ₂
Methanol	0,89	2300	2,05	2,3
Oxo-Produkte	0,90	1000	0,90	1,8
	<u>3,78</u>		<u>7,45</u>	

Volumenangaben im Normalzustand

Tab. 1.3: Synthesegasbedarf der Chemie (1977)

Synthesegasbedarf abzuschätzen. Der erforderliche Wasserstoffbedarf kann aus der jeweiligen Konditionierung des Einsatzgases für die heute übliche Synthesefahrweisen ermittelt werden.

Raffinerie

Der Wasserstoffverbrauch der Raffineriebetriebe in der Bundesrepublik Deutschland beträgt gegenwärtig etwa 2,5 Mrd m³/a. Eingesetzt wird der Wasserstoff hauptsächlich für die Raffination von Erdölprodukten. Die Bedarfsdeckung erfolgt überwiegend durch den zwangsweise anfallenden Wasserstoff beim Reformingverfahren. Es kann festgestellt werden, daß die Wasserstoffbilanz in den Raffineriebetrieben bei der heutigen Verarbeitungsstruktur ausgeglichen ist.

Gesamter Bedarf

Insgesamt beträgt der Synthesegasbedarf 1977 für den Bereich Chemie und Raffinerie ca. 10 Mrd m³, wobei der Wasserstoff

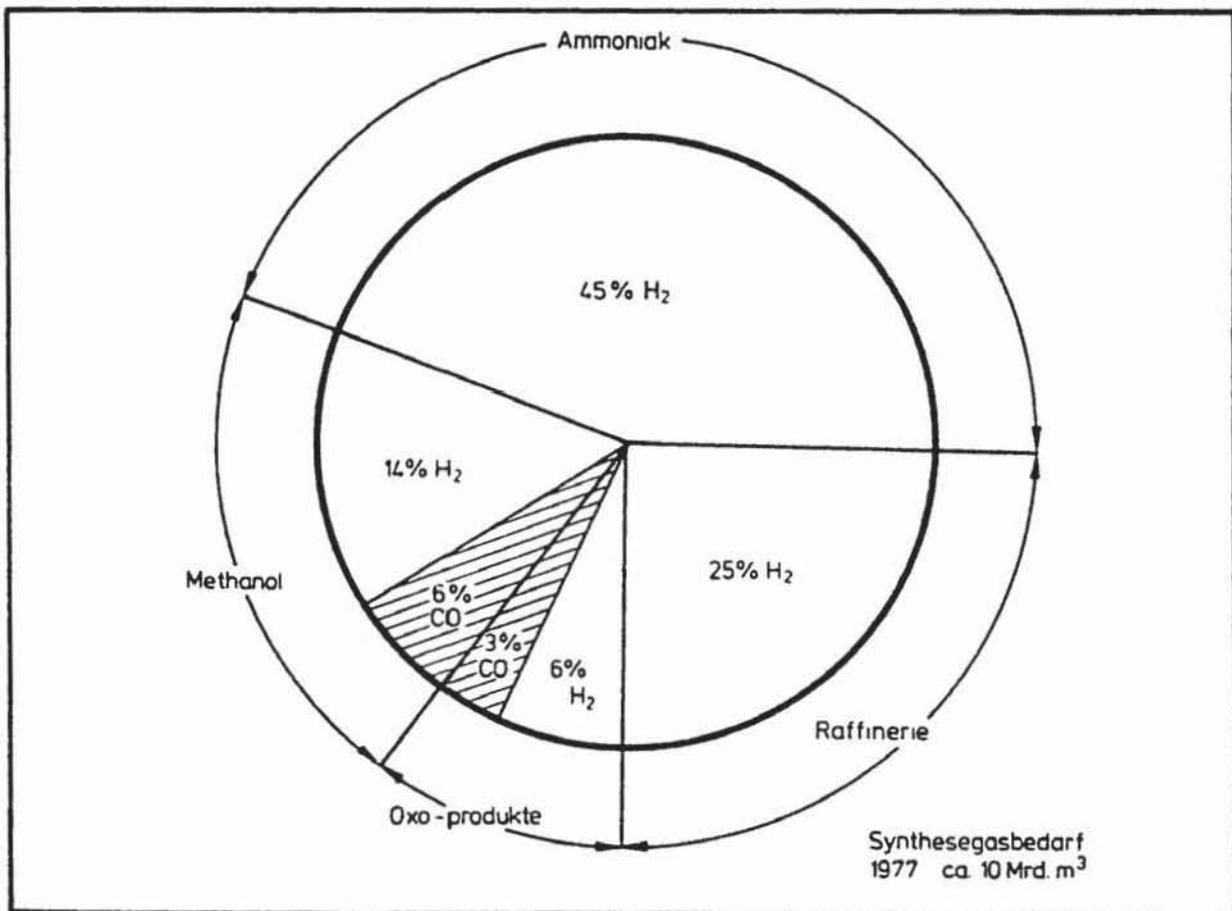


Abb. 1.31: Synthesegasbedarf in der BRD (1977)

einen Anteil von über 90 % aufweist (Abb. 1.31). Die Ammoniakproduktion stellt den größten Einzelverbraucher dar.

Künftiges Potential (2025)

Chemie

Ausgehend von der Verwendungsstruktur der Produkte Ammoniak, Methanol und Oxoprodukte (Abb. 1.3.2) in der Chemie, wird ein Produktionspotential für das Jahr 2025 angegeben.

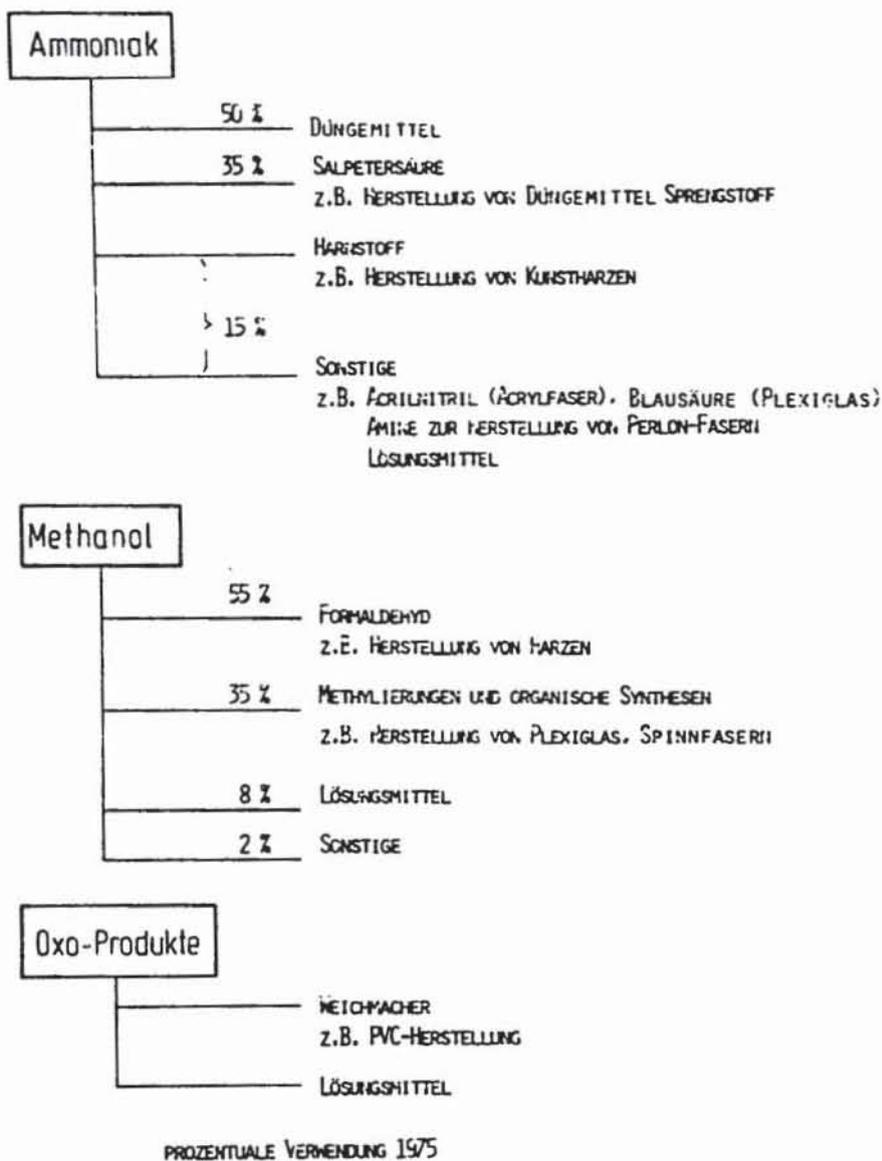


Abb. 1.32: Verarbeitungsstruktur der Synthesegasprodukte Ammoniak, Methanol und Oxoprodukte

Eine Analyse der Ammoniakverwendung zeigt gegenwärtig eine weitgehende Entkopplung von der petrochemischen Industrie. Nur etwa 15 % der Produktion werden hier abgesetzt. Zukünftig kann mit einem höheren Anteil gerechnet werden, da die Nachfrage aus dem petrochemischen Bereich stärker steigen wird als aus dem anorganischen Verwendungsbereich. Wegen der schon heute hohen landwirtschaftlichen Verbrauchsrate an Düngemitteln von ca. 250 kg (N + P₂O₅ + K₂O)/ha kann hier nur noch mit geringen Wachstumsraten gerechnet werden. Um den potentiellen Wasserstoffbedarf im Jahre 2025 zu bestimmen, wurden die in Tab. 1.4 angegebenen zeitlichen Entwicklungen der Wachstumsraten angegeben.

	1977-85 %/a	1985-2000 %/a	2000-25 %/a
Ammoniak	2	1	0,5
Methanol	4	3	1,5
Oxo-Produkte	3	2	1

Tab. 1.4: Wachstumsraten für die Produktion von Synthesegasprodukten in der Chemie

Methanol und Oxo-Produkten werden überwiegend im petrochemischen Bereich weiterverarbeitet, so daß voraussichtliche Wachstumsraten für die Produktion in diesem Bereich weitgehend auch für die genannten Syntheseprodukte gelten. Vorausgesetzt wird dabei, daß sich die Importe aus Drittländern, die RGW und OPEC, in Grenzen halten. Die Wachstumsraten in Tab. 1.4 berücksichtigen nicht die Verwendung von Methanol als Endenergieträger.

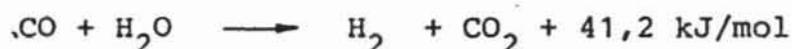
Bei den Oxo-Produkten kann mit einem verhaltenen Produktionswachstum gerechnet werden, da der Absatz eng von der, mit geringen Wachstumsraten eingeschätzten, PVC-Produktion abhängt.

Bei den vorausgesetzten jährlichen Wachstumsraten ergeben sich die in Tab. 1.5 angegebenen Produktmengen für den nichtenergetischen Verbrauch.

Produkte	Menge	Synthesegas- bedarf
	Mio t	Mrd m ³
Ammoniak	3	6,75
Methanol	3,5	8,05
Oxo-Produkte	2	2,00
Gesamt	7,5	16,80

Tab. 1.5: Synthesegasprodukte für den Chemiebedarf (2025) und deren Synthesegasbedarf

Wie aus Tab. 1.3 entnommen werden kann, bestehen unterschiedliche Anforderungen an die Gaszusammensetzungen. Im Gegensatz zur Ammoniakproduktion erfordert die Herstellung von Methanol und Oxo-Produkten neben dem Wasserstoffeinsatz die Bereitstellung von Kohlenstoff in Form von Kohlenmonoxid (CO). Das Synthesegas kann aus einer Vergasung gewonnen werden, wobei je nach den vorliegenden H₂/CO-Verhältnissen weiterer Wasserstoff durch eine Konvertierung von CO



oder aber durch eine externe Wasserstoffquelle dem Prozeß zugeführt werden muß. In den folgenden Ausführungen wird beispielsweise für die CO-Erzeugung eine Kohlestaub-Druckvergasung (z.B. Texaco-Verfahren /1.12/) zu Grunde gelegt.

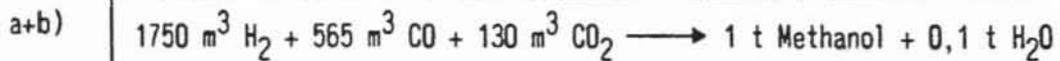
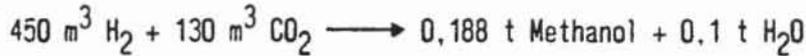
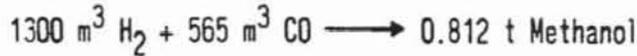
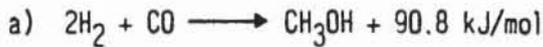
Methanolherstellung

Aus der Bruttobilanzierung für die Methanolherstellung (Abb. 1.33) ist zu entnehmen, daß durch die zusätzliche Bereitstellung von Wasserstoff aus der Wasserspaltung ca. 55 % Kohle eingespart

zusätzliche H₂-bedarf: 1275 m³/t Methanol

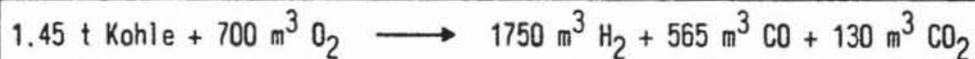
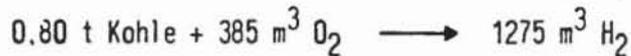
werden kann, gegenüber einer Fahrweise nur auf Kohlebasis.

I Methanolproduktion

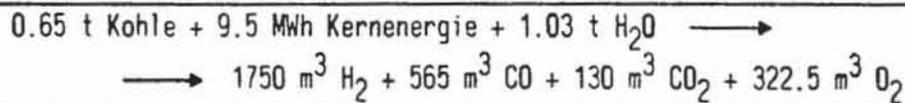
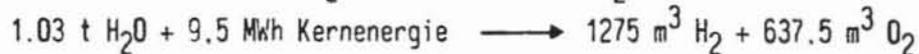


II Synthesegasbereitstellung

a) Kohlebasis



b) Kohlebasis + Wasserspaltung



$$1 \text{ t Kohle} \approx 29,3 \text{ GJ} \approx 1 \text{ t SKE}$$

Abb. 1.30: Möglichkeiten der Methanolerzeugung

Oxoprodukte

Um das Synthesegas nach der Kohlevergasung auf das erforderliche H_2/CO -Verhältnis einzustellen, wird dem Gemisch folgende Wasserstoffmenge zugeführt

zusätzlicher H_2 -Bedarf: $340 \text{ m}^3 H_2/t$ Oxoprodukt.

Gegenüber einem ausschließlichen Kohleeinsatz kann durch die Wasserspaltung $1/3$ des Kohleeinsatzes gespart werden.

Synthesegasbereitstellung

Der in Tab. 1.5 angegebene Synthesegasbedarf für die Produktion von Ammoniak, Methanol und Oxo-Produkten kann je nach den Anforderungen an das Synthesegas durch die Kohlevergasung plus Wasserstofferzeugung durch die Wasserspaltung erfolgen (Tab. 1.6).

Produkt	Synthesegas- bedarf (H_2, CO) 10^9 m^3	davon	
		auf Kohle- basis 10^9 m^3	Wasser- spaltung $10^9 \text{ m}^3 H_2$
Ammoniak	6,75	-	6,75
Methanol	8,05	4,1 (H_2, CO, CO_2)	4,45
Oxo-Produkte	2,00	1,3 (H_2, CO)	0,70
Gesamt	16,8	5,4	11,90

Tab. 1.6: Synthesegasbedarf der Chemie und die mögliche Bereitstellung durch die Kohlevergasung und Wasserspaltung (2025)

Die Wasserstofferzeugung durch die Wasserspaltung reduziert den Kohleeinsatz beträchtlich. Unter Zugrundelegung der folgenden spezifischen Kohleeinsätze für die Herstellung der Synthesegasprodukte unter dem alleinigen Einsatz der autothermen Kohlevergasung

1,4 t Kohle/t Ammoniak
 1,45 t Kohle/t Methanol
 0,63 t Kohle/t Oxoprodukte

ergeben sich die in Tab. 1.7 ausgewiesenen Kohleeinsätze.

Produkt	Menge Mio t	Kohleeinsatz	
		nur autotherme Kohlevergasung Mio t	autotherme Kohle- vergasung + H ₂ O-Spalt. Mio t
Ammoniak	3	4,2	-
Methanol	3,5	5,1	2,3
Oxo-Produkte	2	1,3	0,8
gesamt	8,5	10,6	3,1

Tab. 1.7: Kohleverbrauch bei alternativen Fahrweisen (2025)

Bei dem angegebenen Produktspektrum mindert die Wasserstoff-
 erzeugung durch die Wasserspaltung den Kohleeinsatz um ca. 3/4
 gegenüber einer ausschließlichen Synthesegaserzeugung durch
 die autotherme Kohlevergasung.

Raffinerie

Langfristig wird beim Öl mit zunehmenden Anteilen an schweren
 Fraktionen gerechnet, während sich der Nachfragetrend nach
 leichten Produkten (wie z.B. Benzin) verstärken wird. In den
 folgenden Betrachtungen wird von einer weltweiten durchschnitt-
 lichen Ölzusammensetzung ausgegangen, die je zur Hälfte dem
 arabian heavy und zur Hälfte dem arabian light entspricht. Die
 fraktionelle Zusammensetzung des angebotenen Rohöles könnte
 dann in etwa wie folgt betragen:

durchschnittliche	50 % Heizöl S
Rohölfractionierung	35 % Heizöl L
	13 % Benzin
	2 % Ölgas.

Durch den Einsatz von Wasserstoff zur Verbesserung des H/C-Verhältnisse können die natürlichen Ölfractionen der Nachfragesituation angepaßt werden. Für die Umwandlung von Heizöl S in leichte Produkte ist mit $480 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{t}$ zu rechnen. Eine Entschwefelung benötigt etwa $180 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{t}$.

Unter der Annahme, daß im Jahre 2025 ca. 100 Mio t Öl zum Einsatz gelangen und das Heizöl S wie folgt verarbeitet wird

40 Mio t Verbesserung der H/C-Verhältnisse
10 Mio t Entschwefelung,

ergibt sich unter Beachtung des Zwangsanfalles an Wasserstoff bei Reformierungsprozessen von ca. 1 Mrd m^3 , ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf in Höhe von

H_2 -Bedarf 20 Mrd m^3
(2025)

Der spezifische Wasserstoffbedarf pro verarbeitete Tonne Rohöl beträgt somit

spez. Bedarf $200 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{t}$ Rohöl.

Bei dem genannten Wasserstoffeinsatz liegen die gewonnenen Produkte zu 15 - 20 % (Energieäquivalente) als Ölgas $\text{C}_1 \dots \text{C}_4$ vor. Auf Grund der vorliegenden Stoffeigenschaften eignen sich die $\text{C}_2 - \text{C}_4$ Produkte gut für die Erzeugung von Petrochemikalien und das Flüssiggas kann als Kraftstoff verwandt werden.

1.2.1.2 Stahlindustrie

Einsatzmöglichkeiten für Synthesegas ergeben sich beim Hochofenbetrieb und bei der Eisenerzdirektreduktion.

Reduktionsgas im Hochofen

Gegenüber dem Normalbetrieb mit Koks und Öl würde der Zusatz von 600 m^3 Reduktionsgas/t Roheisen etwa 110 kg Koks substituieren. Das eingesetzte Gas hat ein H_2/CO -Verhältnis von 3/1.

Eisenerzdirektreduktion

In den letzten Jahrzehnten sind eine Anzahl von Verfahren entwickelt worden, die sich teilweise im großtechnischen Einsatz befinden. Der Anteil der Direktreduktion an der weltweiten Stahlproduktion von ca. 660 Mio t (1975) betrug etwa 1 %.

Für den künftig zu erwartenden Synthesegasbedarf wird mit einem spezifischen Gaseinsatz von

$$\text{ca. } 1600 \text{ m}^3/\text{t Eisenschwamm}$$

gerechnet, wobei das nicht umgesetzte Synthesegas als Heizgas Verwendung findet. Eine Rückführung der Synthesegase erfordert eine Gasreinigungsanlage, die die Investitionen erheblich erhöhen.

Die Aufarbeitung des Eisenschwamms kann in einem nachgeschalteten Elektroofen erfolgen. Neuere Überlegungen gehen dahin, an Stelle eines Elektroofens einen gasbeheizten Schmelzofen zu verwenden. Durch diese Maßnahme kann Energie eingespart werden. Generell ist festzustellen, daß wegen der zu erzielenden hohen Reinheitsgrade beim Eisenschwamm qualitativ hochwertige Stahlsorten produziert werden können.

Zur Zeit ist eine Anlage bei Hamburg mit einer Kapazität von 450 000 t/a Eisenschwamm in Betrieb. Mit der Inbetriebnahme der Direktreduktionsanlagen bei Bremen (2 X 800 000 t/a Eisenschwamm) steht der Stahlerzeugung in der Bundesrepublik eine Kapazität von ca. 2 Mio t/a zur Verfügung.

Die Entwicklung der Stahlproduktion in der Bundesrepublik Deutschland, und dies gilt in einem ähnlichen Maße für die EG, wird stark vom außereuropäischen Wirtschaftsgeschehen beeinflusst. Aufstrebende Industrienationen sind aufgrund vorteilhafter Standortbedingungen zukünftig in der Lage, kostengünstig Massenstähle zu produzieren und sie preisgünstig auf den Weltmärkten anzubieten /1.14/.

Um die Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Wirtschaftsgefüge zu verbessern, ist eine Umstrukturierung in der Stahlindustrie hinsichtlich der Erzeugung von mehr hochwertigen Produkten erforderlich. Der verstärkte Import von Massenstählen aus den sogenannten "Billigexportländer" lassen für die heimische Stahlproduktion nur noch geringe Zuwachsraten erwarten. Jährliche Raten von 5 - 6 %/a /1.15/ gelten nur weltweit. Nach /1.16/ wird mit einer langfristigen Anlagenerweiterung von 0 - 3 %/a gerechnet. Im pessimistischen Fall können die vorhandenen Anlagen bereits durch Strukturverbesserungen oder durch den Einsatz effektiverer Techniken auf höhere Leistungen gebracht werden.

Für die Produktionserwartungen werden mit folgenden Steigerungsraten gerechnet

1,1 %/a bis 2000
abnehmende Steigerungsraten ab 2000

Produktionszahlen:

1976	1985	2000	2025	
42,2	48	55	60	Mio t

In der künftigen Produktionsstruktur ist mit einer Ergänzung der heutigen Hochofentechnologie durch den Einsatz von Reduktionsgas im Hochofen und mit dem verstärkten Einsatz von Eisenerzdirektreduktionsanlagen zu rechnen. Für die Bundesrepublik Deutschland wird nach /1.15/ der Anteil der Erzreduktion an der Stahlherstellung im 1. Jahrzehnt des 21. Jahrhundert mit 15 - 20 % angegeben.

Unter Verwendung der Produktionsstruktur der Stahlerzeugung in Abb. 1.34 und unter der Annahme, daß die genannten spezifischen Synthesegasverbräuche auch für den Wasserstoffeinsatz gelten, errechnet sich das in Tab. 1.8 angegebene Wasserstoffpotential.

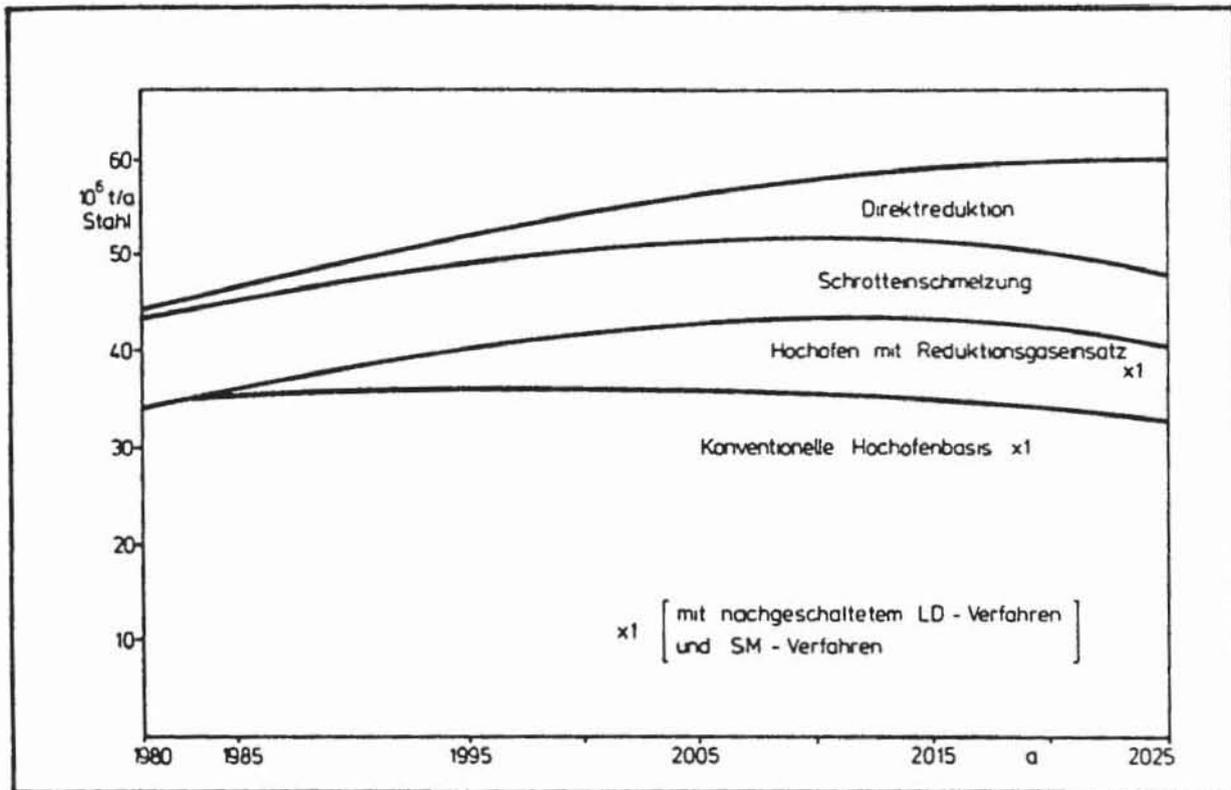


Abb. 1.34: Produktionsstruktur der Stahlerzeugung in der BRD

	Stahlpro- duktion Mio t	Wasserstoff- bedarf Mrd m ³
Konventioneller Hochofen	34	-
Hochofen mit Reduktionsgaseinsatz	8	5
Erzdirektreduktion	10	16
Schrottbasis	8	-
Gesamt	60	21

Tab. 1.8: Wasserstoffbedarf der Eisen- und Stahlindustrie (2025)

1.2.1.3 Gesamtes Wasserstoffpotential zur Rohstoffveredlung in den Bereichen Chemie, Raffinerie und Stahlindustrie

Der gesamte Wasserstoffbedarf berechnet sich nach den vorgehenden Ausführungen, wie folgt:

Chemiebereich	12	Mrd m ³ H ₂	≈ 23 %
Raffineriebereich	20	Mrd m ³ H ₂	≈ 38 %
Stahlbereich	21	Mrd m ³ H ₂	≈ 39 %
	53	Mrd m ³ H ₂	≈ 100 %

Der Einsatz von 53 Mrd m³ H₂ entspricht einem Sekundärenergie-trägerverbrauch von 23 Mio t SKE.

1.2.2 Einsatz als Energieträger

Als Energieträger ist der Wasserstoff in den Bereichen Verkehr, Haushalte und Kleinverbraucher und Industrie zur Verbrennung einsetzbar. Im folgenden soll das theoretische Einsatzpotential des Wasserstoffs für das Jahr 2025 abgeschätzt werden.

1.2.2.1 Haushalte und Kleinverbraucher

Wenn man davon ausgeht, daß im Jahre 2025 ein Gesamtbedarf von rd. 100 Mio t SKE für Raumheizung, Warmwasser und Prozeßwärme im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher besteht, kann diese Menge an Endenergie prinzipiell mit Wasserstoff gedeckt werden. Dies würde ein Wasserstoffpotential von 230 Mrd m³ bedeuten.

Wenn der Wasserstoff zur energetischen Versorgung eingesetzt wird, dann würde zuerst die Erdgasversorgung in eine Wasserstoffversorgung umstrukturiert. In dieser Übergangsphase wird ein Erdgas/Wasserstoff-Gemisch dem Verbraucher zugeführt. Wie in Kap. 3.4. ausführlich beschrieben, wird der mit dem Zubau der Wasserstofferzeugung steigende Wasserstoffanteil im Gasgemisch eine Umrüstung des heutigen Gasbrenners bedeuten. Dabei sind drei Phasen der Wasserstoffeinführung denkbar.

1. Phase: H₂-Volumenanteil bis zu 20 %,
keine Änderungen des Gasbrenners
2. Phase: H₂-Volumenanteil 60 %,
 - Umstellungsarbeiten am Brenner und Rohrnetz
3. Phase: H₂-Volumenanteil 100 %,
 - weitere Änderungen am Brenner und Rohrnetz.

Je nach erreichter Einführungsphase im Jahr 2025 ergeben sich folgende Wasserstoffpotentiale für die Gasversorgung:

(Abb. 1.35) (Gasbedarf 2025: ca. 25 Mio t SKE)

1. Phase: 4,4 Mrd m³H₂
2. Phase: 19 Mrd m³H₂
3. Phase: 59 Mrd m³H₂

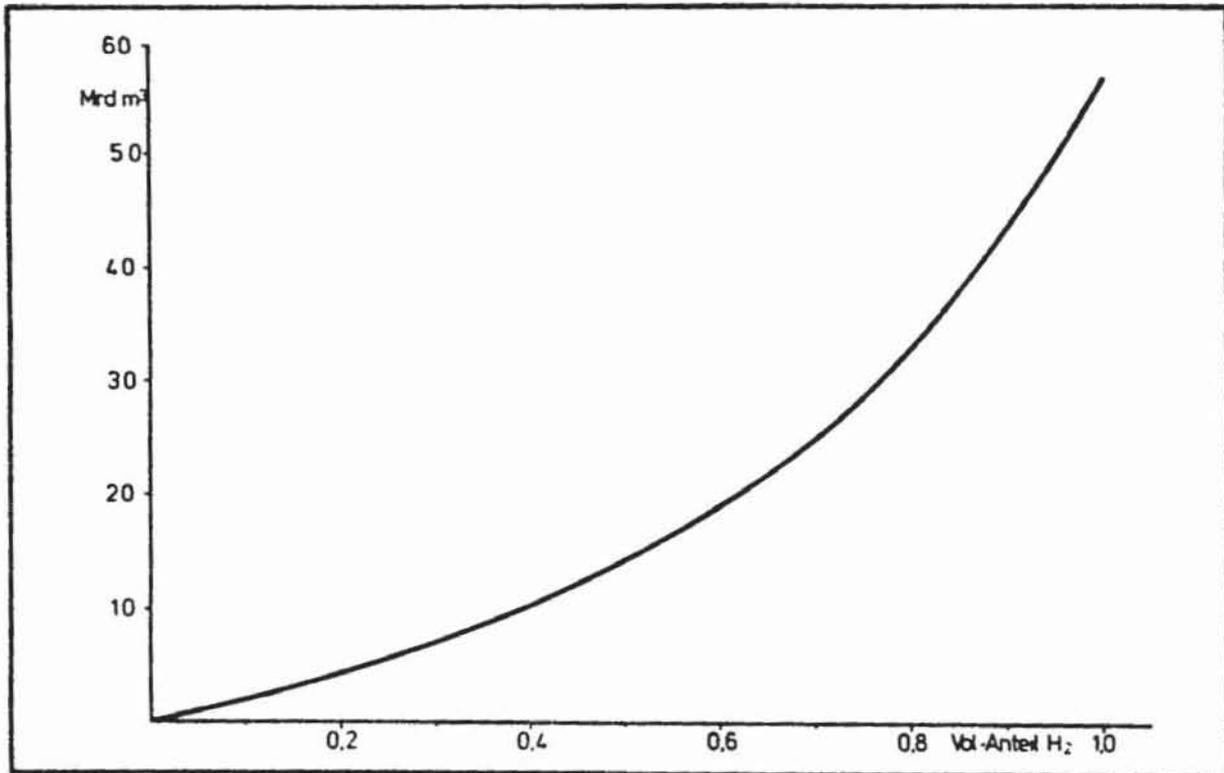


Abb. 1.35: Wasserstoffbedarf in Abhängigkeit des H₂-Anteils im Gasgemisch für die Gasversorgung im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher (2025)

Eine weitere Substitution der flüssigen Energieträger für den Heizungsbedarf durch den Einsatz von Wasserstoff ist bis zum Jahr 2025 ebenso möglich. Bei einem großtechnischen Einsatz von Wasserstoff wird mit dem zu erwartenden rapiden Anstieg der realen Ölpreise eine Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Heizung gegeben sein. Eine entsprechende Umstellung von Öl auf Wasserstoff oder H₂/Erdgas-Mischung wird dann auch für die Verbraucher interessant. Auf dem Stromsektor ist eine Substitution mit Wasserstoff nicht zu erwarten, wenn man davon ausgeht, daß der Ausbau der Kernenergie zur Stromerzeugung stattfindet. Alles in allem ergibt sich ein energetischer Wasserstoffbedarf von 70 Mio t SKE entsprechend 160 Mrd m³ H₂, der sich aus der Brennstoffsubstitution ableiten läßt.

Zu erwarten ist allerdings ein geringeres Potential. Vom Sicherheitsstandpunkt her (siehe Kap. 3.4) wird Wasserstoff sicherlich nicht in Wohnräumen und dortigen Einzelraumheizungen verwendet werden können, da eine erforderliche Entlüftung nicht gewährleistet werden kann. Bei Zentralheizungen können aber hinreichende Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, damit der Feuerraum entlüftet wird.

Auf Grund der zunehmenden Anteile von Sammelheizung und Fernheizung, wird angenommen, daß im Jahre 2025 nur etwa 20 % der Raumheizung mit Einzelheizung gedeckt wird /1.9/. Weiter ist mit einem Einsatz von Wasserstoff hauptsächlich in den Verdichtungsräumen zu rechnen, wo Sammel- oder Fernheizung überwiegend die Raumheizung abdecken. Die Verdichtungsräume nehmen heute etwa 50 % der auf fossiler Basis verbrauchten Energie im Haushalt- und Kleinverbrauchersektor auf /1.9/. Geht man davon aus, daß

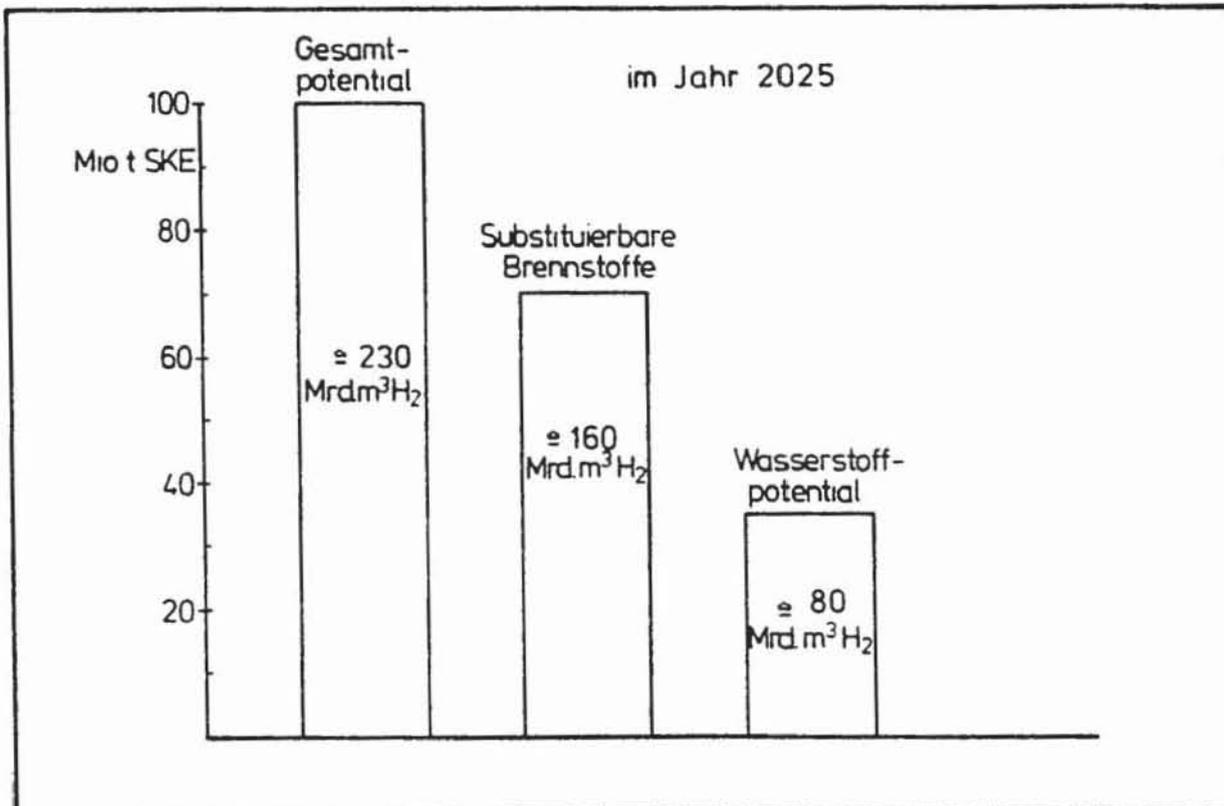


Abb. 1.36: Energiebedarf und Substitutionspotentiale im Sektor Haushalte u. Kleinverbraucher für Raumheizung, Brauchwasser und Prozeßwärme

Wasserstoff also vornehmlich in diesen Gebieten eingesetzt wird, so können ca. 50 % der substituierbaren Brennstoffe durch Wasserstoff ersetzt werden. Hieraus ergibt sich für Wasserstoff ein Potential von 35 Mio t SKE, entsprechend rd. 80 Mrd m³ H₂, wenn nur die Verdichtungsräume versorgt werden. Eine Übersicht gibt Abb. 1.36.

1.2.2.2 Industrie

Vom industriellen Endenergieverbrauch werden heute für Prozeßwärme 75 %, für Raumheizung 15 % und für Licht und Kraft 10 % verwendet. Unterstellt man für das Jahr 2025 dieselbe Aufteilung, scheidet zunächst 10 % des Verbrauchs für Licht und Kraft aus. Die Energie für Raumheizung könnte mit Wasserstoff gedeckt werden. Bei dem Prozeßwärmebedarf handelt es sich um einen Temperaturbereich bis etwa 1700 °C. Der Endenergiebedarf für Prozeßwärme zeigt heute eine deutliche Trennung zwischen einem Nieder- und einem Hochtemperaturbereich, wobei ca. 50 % der Prozeßwärme für den unteren Temperaturbereich bis 950 °C eingesetzt wird.

Insgesamt wird ein industrieller Endenergieverbrauch von 115 Mio t SKE für das Jahr 2025 angenommen. Aufgeschlüsselt nach den herkömmlichen Energieträgern wird zur Deckung dieses Endenergieverbrauchs folgende Aufteilung erwartet:

Feste Brennstoffe	:	10 Mio t SKE
Flüssige Brennstoffe	:	30 Mio t SKE
Gasförmige Brennst.	:	30 Mio t SKE
Strom	:	45 Mio t SKE.

Als substituierbare Brennstoffe für die Ermittlung des Wasserstoffpotentials sind die flüssigen und gasförmigen Energieträger einzubeziehen. Dagegen wird angenommen, daß der Energiebedarf, der mit Strom gedeckt werden soll, kein Wasserstoffpotential darstellt.

Dies wird auch für die festen Brennstoffe angenommen. Zwar ist die Bedarfsmenge hierfür in der Vergangenheit stark zurückgegangen; es wird aber erwartet, daß sich diese rückläufige Tendenz auf einem Grenzwert von ca. 10 Mio t SKE stabilisiert.

Mit diesen Annahmen ergibt sich dann folgende Situation im Jahre 2025:

Endenergiebedarf:	115 Mio t SKE
davon feste Brennstoffe:	10 Mio t SKE
Strom	45 Mio t SKE
Wasserstoffpotential:	<u>60 Mio t SKE</u> \cong 135 Mrd m ³ H ₂ (Abb. 1.37).

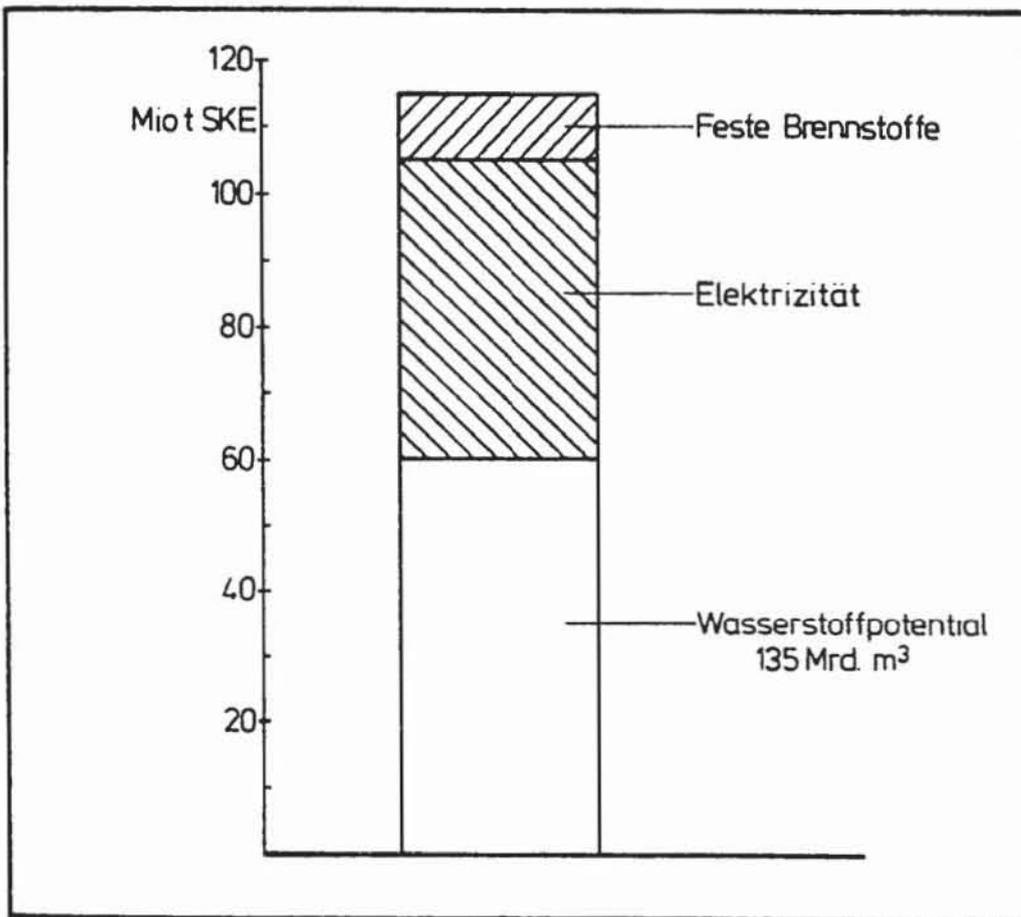


Abb. 1.37: Wasserstoffpotential für die Energieversorgung der Industrie (2025)

1.2.2.2.3 Verkehr

Während die Substitutionsmöglichkeiten des Wasserstoffs in den Bereichen Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie noch einigermaßen optimistisch zu bewerten sind, stellt der Wasserstoffeinsatz im Verkehrsbereich ein Problem besonderer Art dar.

Wenn man annimmt, daß der Endenergiebedarf von Kraftstoffen im Verkehr 60 Mio t SKE im Jahr 2025 betragen wird, und wenn man weiter annimmt, daß diese Energiemenge durch Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff auch gedeckt werden kann, ergibt sich dann hieraus ein maximales theoretisches Wasserstoffpotential von 140 Mrd m³. Als Ersatz für die im heutigen Verkehrssektor mit 97 % am Endenergieverbrauch beteiligten Mineralölkraftstoffe bieten sich neben Wasserstoff Strom und Methanol an. Abb. 1.38 zeigt, daß über 60 % des Energiebedarfs im Verkehr durch Benzin gedeckt werden. Daher sind zunächst die Substitutionsmöglichkeiten für Ottokraftstoffe untersucht worden.

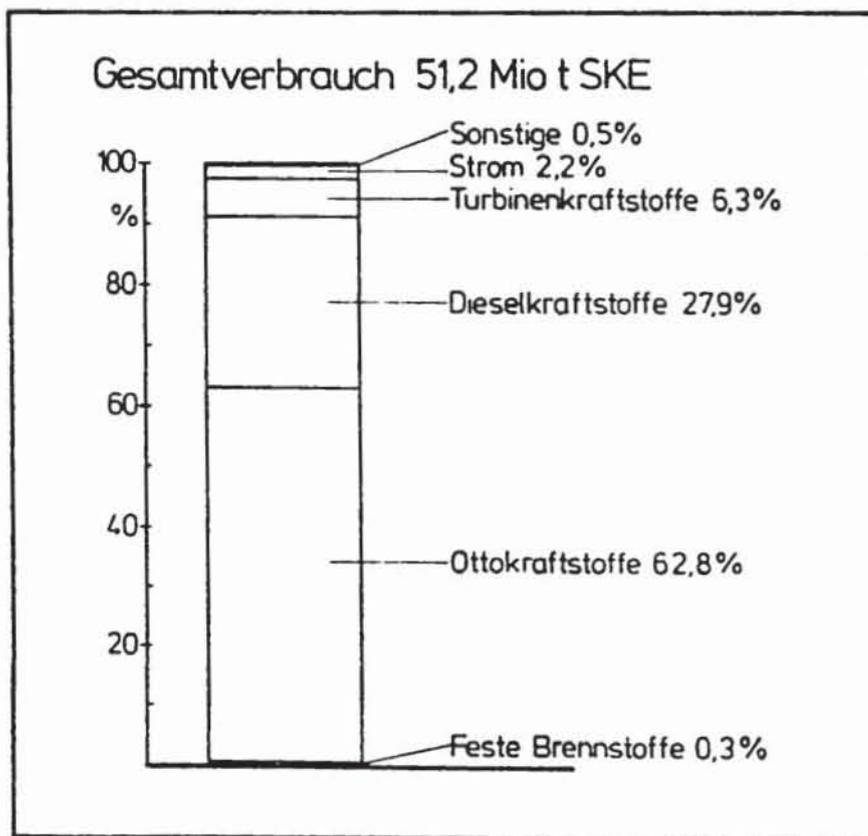


Abb. 1.38: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern (1977), Gesamtverbrauch 51,2 Mio t SKE

Hier kann Methanol dem Fahrbenzin zugemischt oder direkt eingesetzt werden. Denkbar wäre auch eine Umwandlung in Fahrbenzin nach dem zur Zeit in den USA im Versuchsmaßstab erprobten Mobilprozeß /1.17/. Die Beimischung von 15-20 Vol % (M15-M20) Methanol zum Fahrbenzin wurde in umfangreichen Fahrversuchen positiv getestet /1.18/. Unter der Annahme, daß der Verbrauch an Fahrbenzin im Jahre 2025 ca. 25 Mio t beträgt und M15 zum Einsatz gelangt, ergibt sich folgende Situation:

Benzineinsparung : 2,7 Mio t $\hat{=}$ 11 %

Methanolverbrauch : 4,2 Mio t

Wasserstoff für die Methanolherstellung: 5,3 Mrd m³.

Schon heute sind auch Otto-Motoren für Wasserstoff entwickelt und erprobt worden. Dieser Entwicklung gegenüber steht aber eine noch viel zu geringe Fahrenergiespeicherdichte des Wasserstoffs. Aufgrund der erfolgversprechenden Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Wasserstoffspeicherung, ist aber zu erwarten, daß die Energiespeicherdichte in Zukunft erheblich verbessert werden kann. Der Einsatz einer Kraftstoffmischung aus Wasserstoff und Benzin in konventionellen Verbrennungsmotoren stellt eine Übergangslösung bis zum Einsatz von reinem Wasserstoff dar. Versuche haben gezeigt, daß eine Zumischung von 10-20 % Wasserstoffmassenanteil zum Benzin einen Kompromiß in der Optimierung der gesamten Betriebsparameter des Motors darstellt /1.19/. Da hier auch geringere Wasserstoffmengen als beim reinen Wasserstoffbetrieb benötigt werden, vermindern sich auch die Speicherprobleme.

Nimmt man an, daß Wasserstoff-Mischkraftstoffe in Otto-Motoren eingesetzt werden mit einem Wasserstoffmassenanteil von 10-20 %, ergibt sich hieraus ein Potential von 2,0-3,4 Mio t H₂ oder 23-38 Mrd m³. Die entsprechende Benzineinsparung wäre 6,6 Mio t $\hat{=}$ 26,6 % bzw. 11,2 Mio t $\hat{=}$ 45 %.

1.2.3 Potentialzusammenstellung und Ausblick

Die zusammengefaßten Wasserstoffpotentiale für den energetischen Verwendungszweck und für den Einsatz im Wandlungsbereich sind in Abb. 1.39 und Abb. 1.40 angegeben.

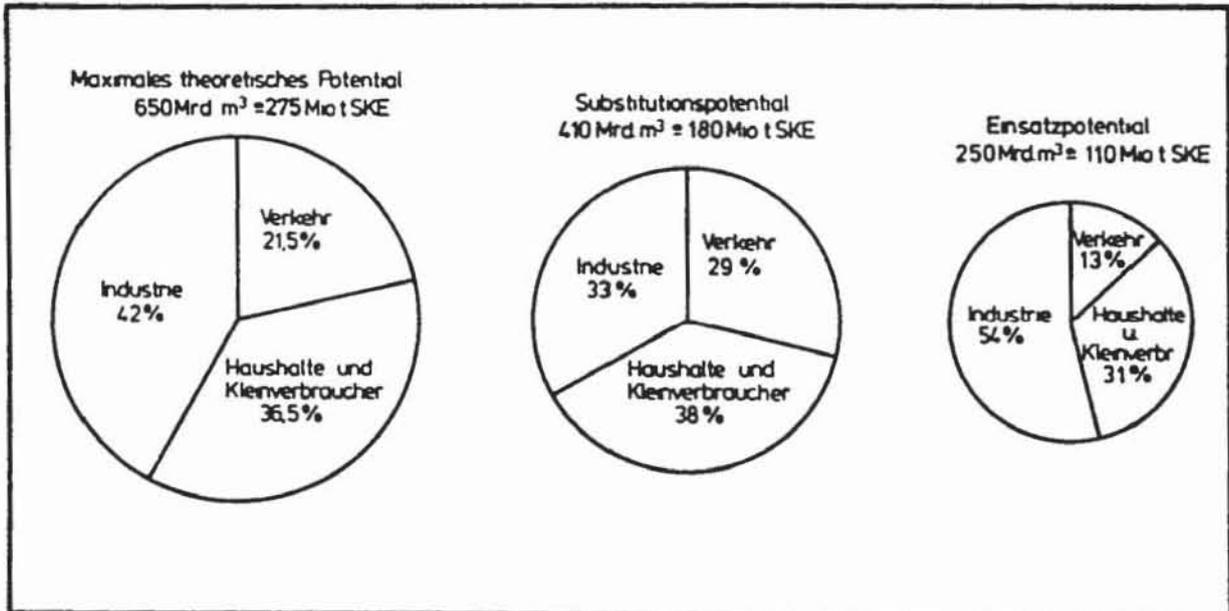


Abb. 1.39: Potentiale für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger (2025)

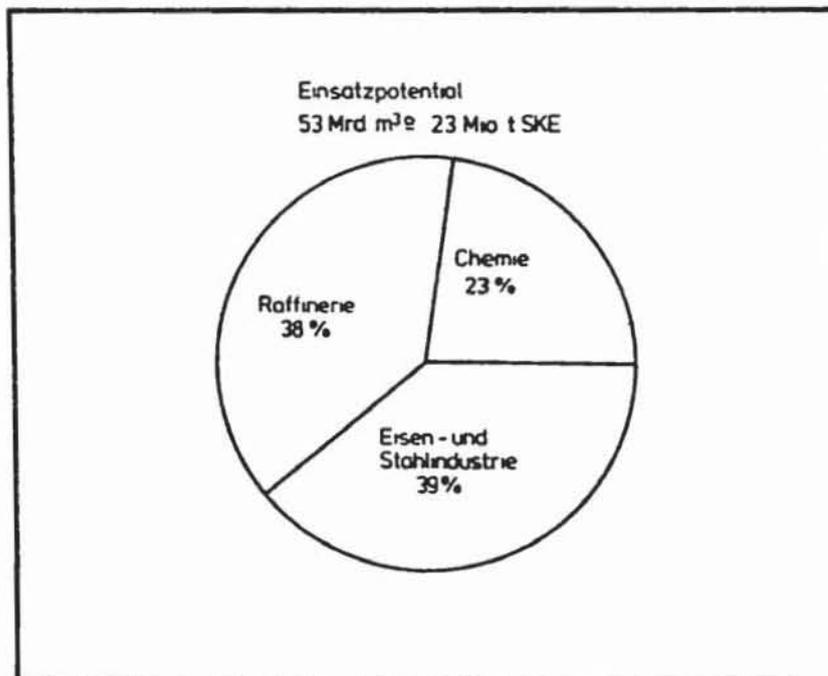


Abb. 1.40: Wasserstoffpotential in den Bereichen Chemie, Raffinerie und Eisen- und Stahlindustrie zur Rohstoffveredlung

Das gesamte Wasserstoffpotential von ca. 300 Mrd $m^3 \approx 133$ Mio t SKE basiert zu 85 % auf dem Einsatz als Energieträger. Sollte der Wasserstoff zukünftig verstärkt für Hydrierzwecke eingesetzt werden (z.B. Kohlevergasung, Kohleverflüssigung), so wird der Wandlungsbereich einen größeren Anteil am Wasserstoffpotential erhalten. Der damit erreichte Mehrverbrauch wird allerdings den Wasserstoffeinsatz im Energiebereich senken. Diese Wechselwirkungen, d.h. wenn in einem Bereich etwas geändert wird, erfolgt eine Veränderung in einem anderen, wurden durch die hier zugrunde gelegte statische Ermittlungsmethode nicht betrachtet.

Unter der Annahme eines Gasverbrauchs im Jahre 2025 in Höhe von 55 Mio t SKE (Kap. 1.1) und der folgenden Bedarfsdeckung

20 Mio t SKE	SNG	mit anlagenextern erzeugtem Wasserstoff produziert (Kap. 4)
35 Mio t SKE	Erdgas	einschließlich 20 Vol % H_2 Zumischung

kann mit folgendem Wasserstoffbedarf gerechnet werden:

28 Mrd $m^3 H_2$	Einsatz in der hydrierende Kohlevergasung
6 Mrd $m^3 H_2$	Zumischung zum Erdgas
<hr/>	
34 Mrd m^3	

Diese Menge entspricht etwa 15 % des Einsatzpotentials in Höhe von 250 Mrd m^3 .

Die komplexen Zusammenhänge der Einordnung von Wasserstoff in die Energieversorgung lassen sich mit Hilfe von EDV unterstützten Modellrechnungen vorteilhaft abbilden.

2. Voraussichtliche Verfügbarkeit von Energieträgern auf Grund heimischer Energievorräte und weltwirtschaftlicher Rahmenbedingungen /1.2/

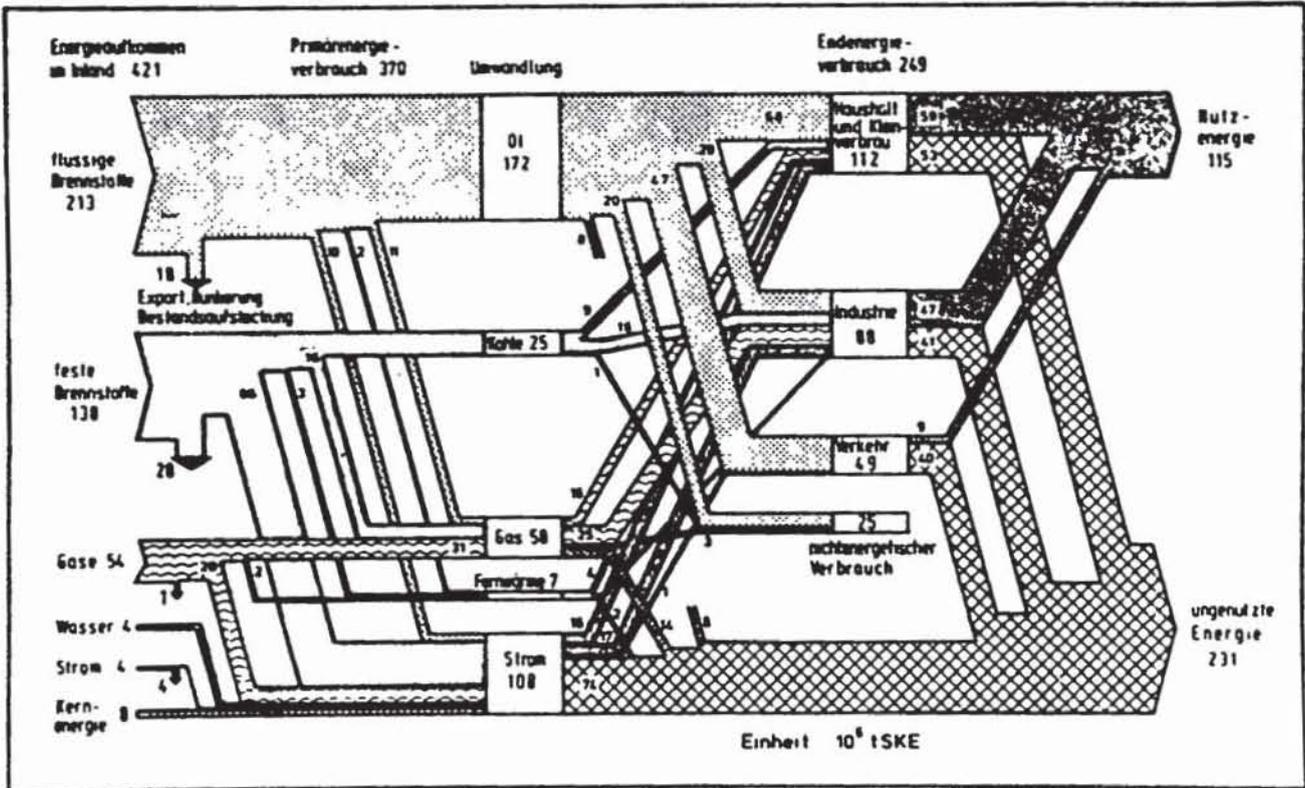


Abb. 2.1: Vereinfachtes Energieflußbild für 1977

Wenn man die derzeitige Energieverbrauchsstruktur in der Bundesrepublik Deutschland analysiert, so vermittelt das obige vereinfachte Energieflußdiagramm eine Momentaufnahme über die im Jahre 1977 in den verschiedenen Bereichen nachgefragten Energieträgermengen und die Art ihrer Bereitstellung (Abb. 2.1). In diesem Flußbild sind die wesentlichen Quellen und Senken für die Energieströme, angefangen vom Primärenergieaufkommen und -verbrauch über Umwandlung und Endenergieverbrauch bis hin zu einer Abschätzung des Nutzenergieverbrauchs, aufgetragen. Verfolgt man die zeitliche Entwicklung des Primärverbrauchs, d.h. aller nach der Bilanzierung von inländischer Gewinnung, Einfuhr, Ausfuhr, Bestandsentnahmen, -aufstockungen und Hochseebunkerungen in einer Volkswirtschaft verbrauchten Energieträger (Abb. 2.2), so erhält man das in Abb. 2.3 dargestellte Bild.

	Gewinnung im Inland
+	Einfuhr
+	Bestandsentnahmen
=	Energieaufkommen im Inland
./.	Ausfuhr
./.	Hochseebunkerungen
./.	Bestandsaufstockungen
=	Primärenergieverbrauch im Inland

Abb. 2.2: Primärenergiebilanz

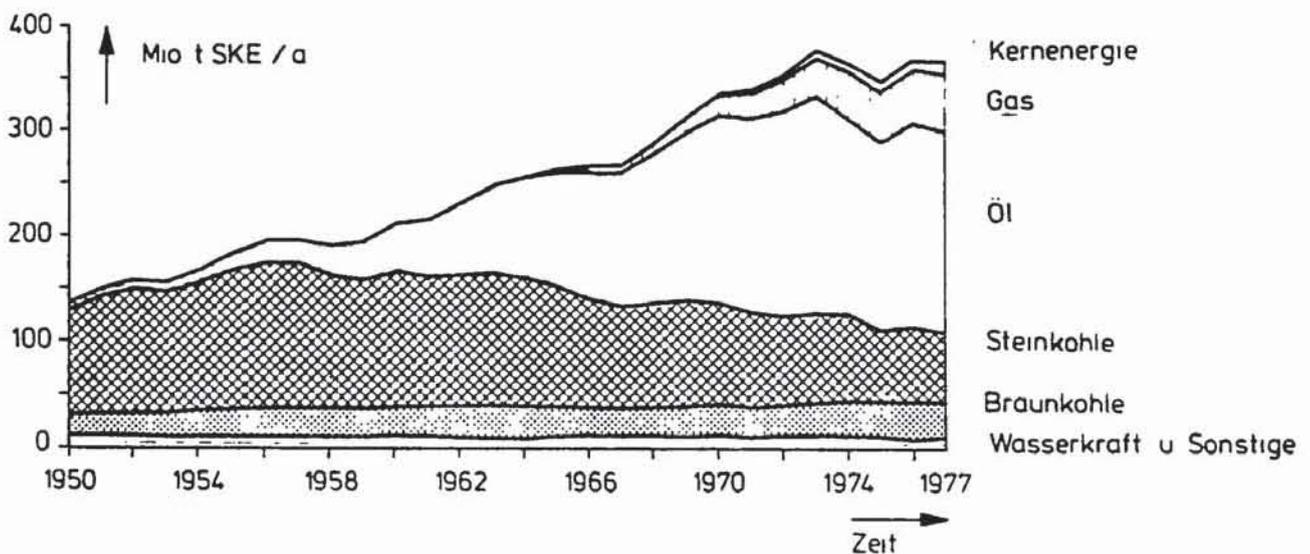


Abb. 2.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern, 1950 - 1977

Einer Phase wachsenden Primärenergieverbrauchs von 1950 bis 1957, die durch einen steigenden Einsatz an Kohle getragen war, folgte eine Periode, die ein Ende der traditionellen Kohleära einleitete. Ab 1958 drang nämlich das Mineralöl mit einer derartigen Hefigkeit in den Markt ein, daß nicht nur eine weitere Steigerung des Primärenergieverbrauchs sich hierauf abstützen konnte, sondern daß auch eine starke Substitution der Kohle erfolgte. Ab 1970 dann

traten zum Mineralöl steigende Anteile an Gas, hiervon insbesondere Erdgas, und die stärker beginnende Nutzung der Kernenergie hinzu. Ein deutliches Bild dieses Verdrängungs- und Substitutionsprozesses ergibt sich aus Abb. 2.4.

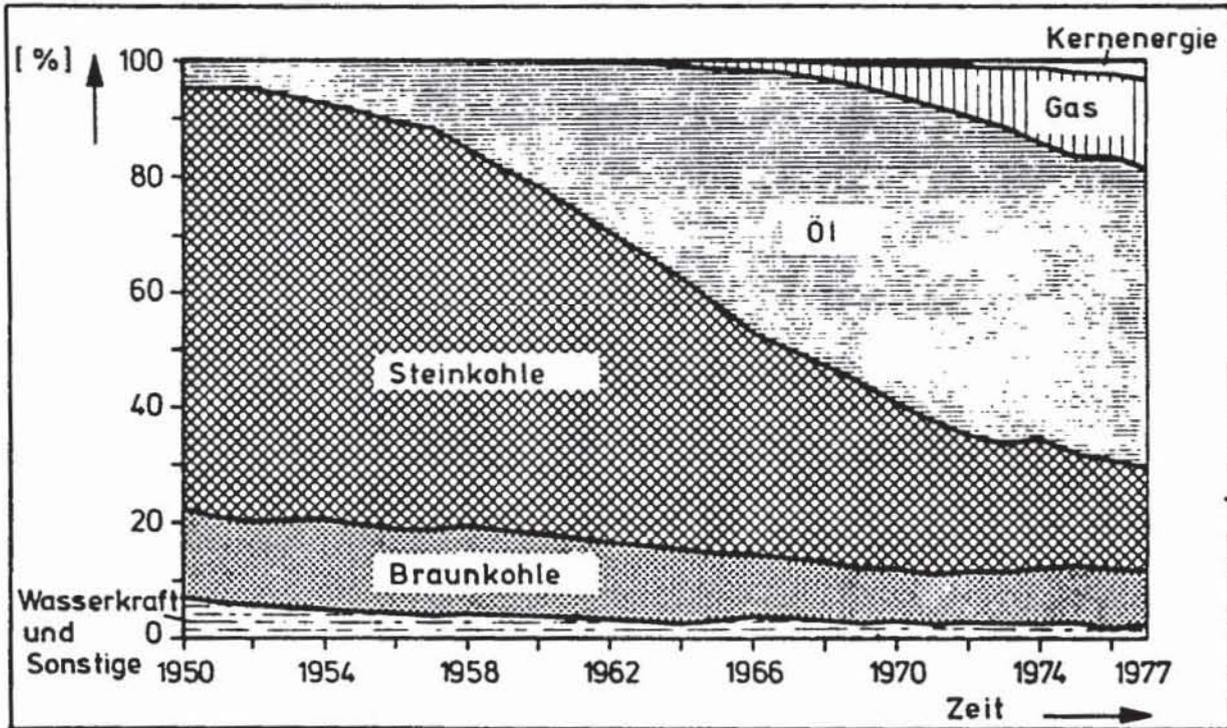


Abb. 2.4: Entwicklung der Primärenergieverbrauchsstruktur nach Energieträgern, 1950 - 1977

Der gleiche Prozeß ist - parallel zu der Entwicklung im Primärenergiebereich - auch im Stromerzeugungsbereich zu beobachten. Auch hier wurde die Kohle zunehmend durch Mineralöl, Gas und letztlich auch Kernenergie verdrängt (Abb. 2.5). Dafür ist insbesondere die Steinkohle verantwortlich, die im Gegensatz zur Braunkohle erheblich an Boden verlor. Ihr Anteil an der Stromerzeugung sank von über 50 % im Jahre 1950 auf knapp 30 % im Jahre 1976, während der Anteil der Braunkohle leicht von etwa 20 % auf ca. 30 % angestiegen ist.

Die Angebotssituation an Energieträgern auf dem deutschen Energiemarkt kann nicht als losgelöst angesehen werden von der Entwicklung auf dem Weltenergiemarkt, insbesondere dann, wenn parallele Entwicklungen in der Energieträgerverbrauchsstruktur zu beobachten sind (siehe Abb. 2.6 und Abb. 2.7), die zu einer Beeinträchtigung der weltweiten Verfügbarkeit und damit der Versorgungssicherheit der Bundesrepublik führen könnten. Wie sich die Höhe und der Anteil von Inlands- und Einfuhrenergie am gesamten Primärenergieverbrauch im Laufe der Zeit entwickelt haben, läßt sich aus Abb. 2.8 und Abb. 2.9 erkennen. Besonders große Abhängigkeit besteht beim Mineralöl. Während 1976 alle Energieeinfuhren am gesamten Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik 64 % ausmachten, lag dieser Anteil bezogen auf den Mineralölbereich über 95 %. Diese Situation muß umso bedenklicher erscheinen, wenn man berücksichtigt, daß das Mineralöl seit 8 Jahren (ab 1969) mit über 50 % an der Energieversorgung beteiligt ist (siehe auch Abb. 2.4).

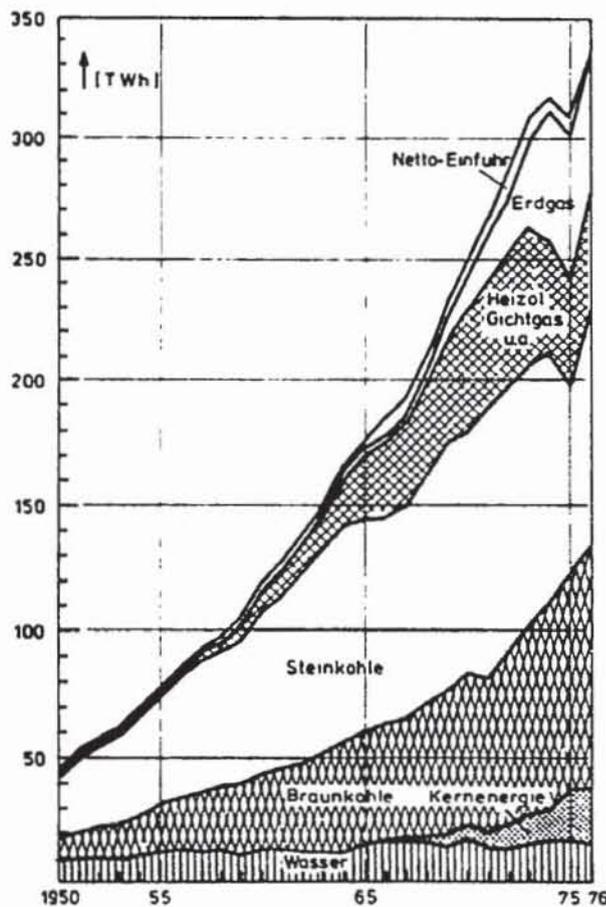


Abb. 2.5: Deckung des Strombedarfs nach Energieträgern

Wenn man auch lange Zeit - trotz dieser starken Importabhängigkeit - von einer zukünftigen Bereitstellung dieses Energieträgers (Mineralöl) in immer größeren Mengen ausging, so wurden dennoch künftige Gefährdungen in der Versorgung nicht ausgeschlossen. Die Energiepolitik stellte sich darauf ein, und noch vor den Ereignissen auf dem Ölmarkt zum Jahresende 1973 wurde ein Energieprogramm verabschiedet, das als konkretes Ziel die Verminderung der Risiken im Mineralölbereich zum Inhalt hatte. Neben Maßnahmen der Bevorratung (Erhöhung der Vorratspflicht für Hersteller und Importeure ab 1.1.1975 und Anlegen einer Bundesrohölreserve) sollte insbesondere ein schneller Ausbau im Bereich Kernenergie, Erdgas und Braunkohle angestrebt werden.

Unter dem Eindruck der Veränderung im Zuge der sogenannten "Ölkrise" wurde in einer ersten Fortschreibung des Energieprogramms im Oktober 1974 eine neue Gewichtung der Prioritäten vorgenommen. Neben der Absicht einer noch stärkeren Zurückdrängung des Mineralölanteils an der Energieversorgung und der wiederholten Forderung einer beschleunigten Nutzung der Energieträger Erdgas, Kernenergie und Braunkohle erhielt die deutsche Steinkohle eine neue Position. Die Bundesregierung ging davon aus, daß mittelfristig eine Förderkapazität von ca. 95 Mio t aufrechtzuerhalten sei und ein erhöhter Einsatz in Kraftwerken gesetzlich geregelt werden sollte.

Es zeigte sich schon recht bald, daß sowohl die Aussagen über das erwartete wirtschaftliche Wachstum als auch die anvisierten Zielwerte für die Kernenergie nicht haltbar waren. Im März 1977 erfolgte daher eine Überprüfung der Situation unter Vorlage neuer Grundlinien und Eckwerte der Energiepolitik, die als Basis einer später vorzunehmenden zweiten Fortschreibung des Energieprogramms dienen würden. Erneut wurde der erwartete Beitrag aller Energieträger gesenkt, insbesondere bei Mineralöl und Erdgas. Der Einsatz von deutscher Steinkohle in Kraftwerken wurde mit durchschnittlich 33 Mio t pro Jahr auf eine längerfristige Grundlage (1978 bis 1937) gestellt¹⁾ und durch die Bundesregierung dahingehend unterstützt,

¹⁾ Der deutsche Steinkohlenbergbau und die Elektrizitätswirtschaft hatten ein grundsätzliches Einvernehmen über eine langfristige Bezugsvereinbarung erzielt.

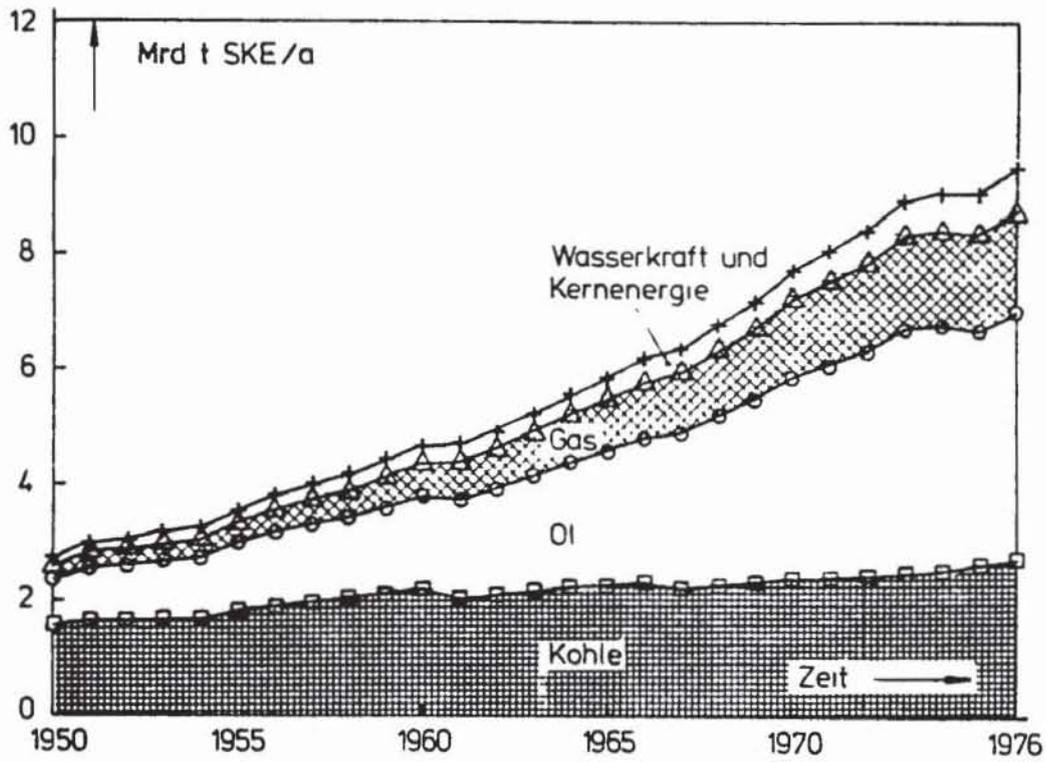


Abb. 2.6: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der Welt nach Energieträgern, 1950 - 1976

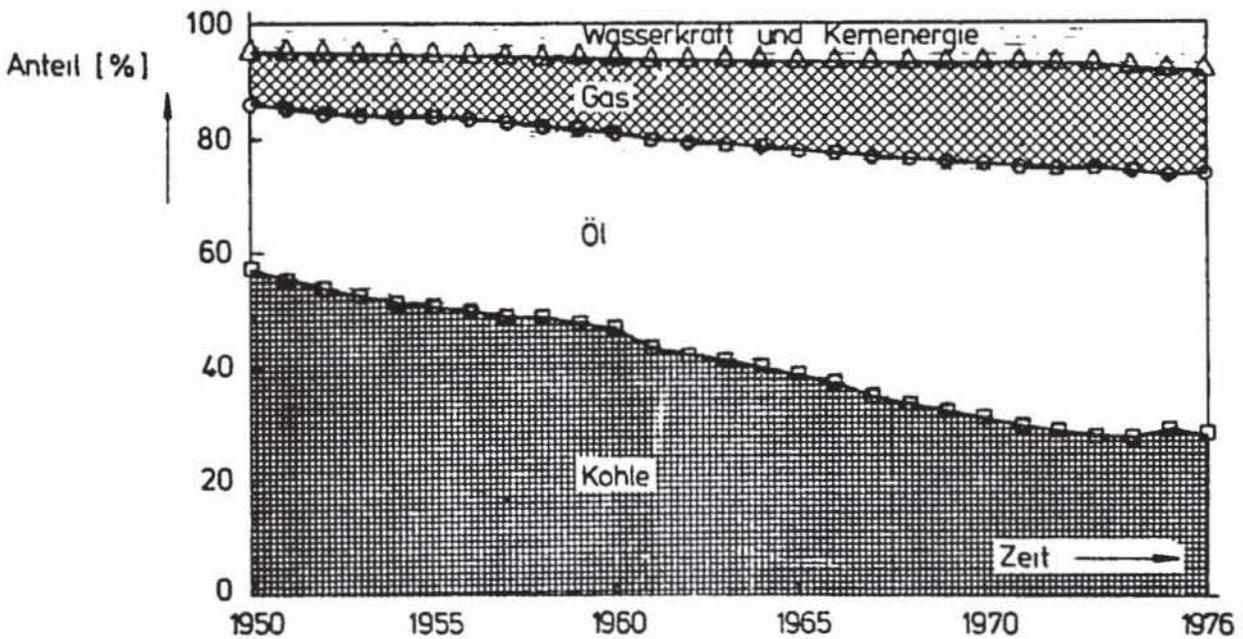


Abb. 2.7: Entwicklung der Struktur des Welt-Primärenergieverbrauchs, 1950 - 1976

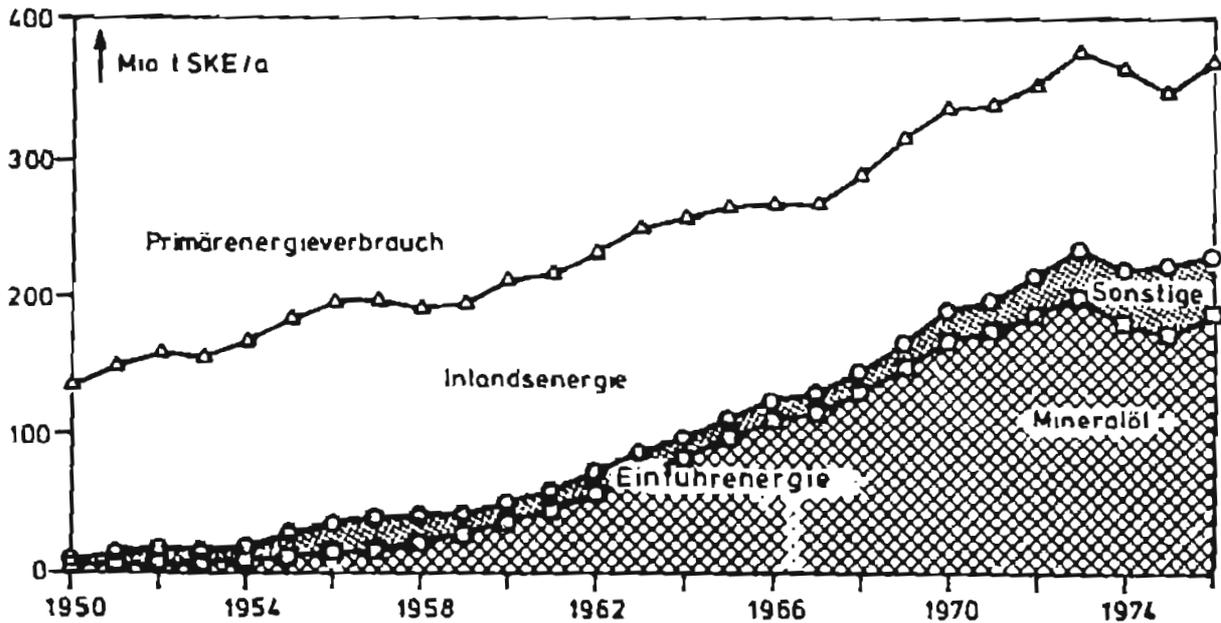


Abb. 2.8: Primärenergieverbrauch - Inlands- und Einfuhrenergie, 1950 - 1976

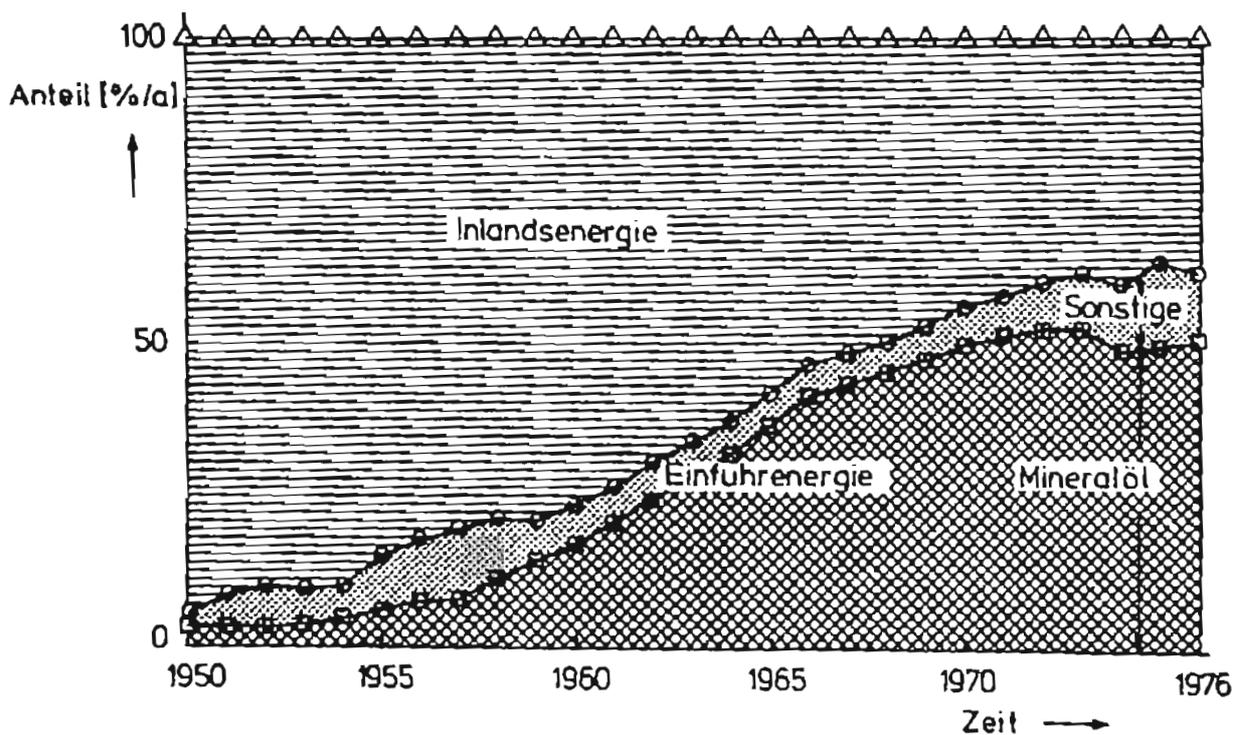
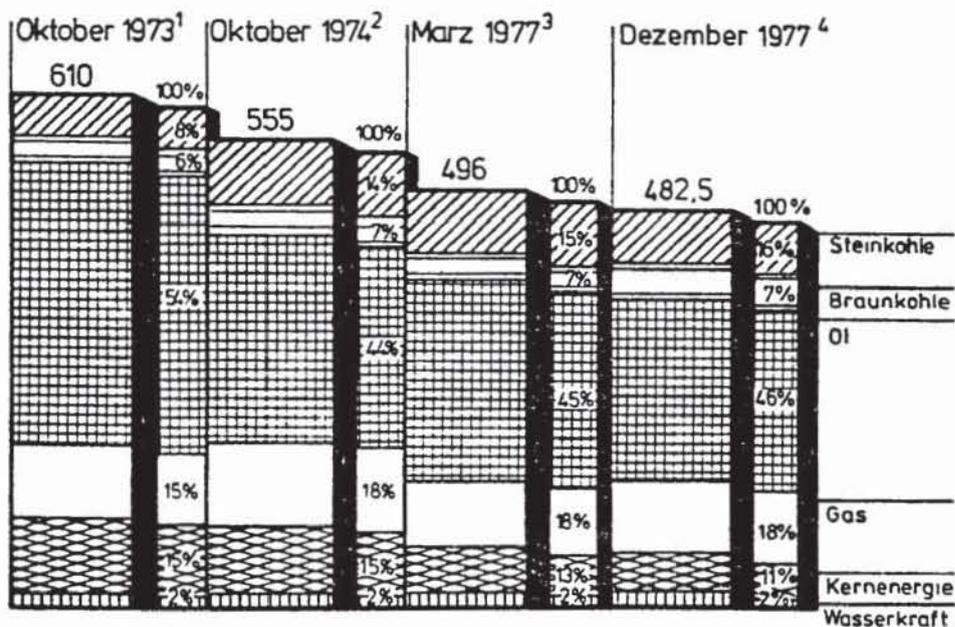


Abb. 2.9: Primärenergieverbrauchsstruktur, aufgeteilt nach Inlands- und Einfuhrenergie, 1950 - 1976

daß der Ausgleich der Preisdifferenz zwischen Kohle und Öl auch für diese Zusatzmengen in Aussicht gestellt wurde (Ankündigung einer Novelle zum 3. Verstromungsgesetz vom 13. Dez. 1974)¹⁾.

Am 14. Dezember 1977 legte die Bundesregierung die zweite Fortschreibung des Energieprogramms vor. Sie enthielt gegenüber der vorläufigen Fassung vom März 1977 eine Reihe von Änderungen, insbesondere die Erfassung der Konsequenzen zusätzlicher energiepolitischer Maßnahmen zur rationellen und sparsamen Energieverwendung, eine Novellierung des Verstromungsgesetzes sowie eine überdachte Haltung in der Frage der Kernenergie. Unter Berücksichtigung der neuen inzwischen eingetretenen Gegebenheiten wurde der Primärenergieverbrauch im Jahre 1985 auf ca. 483 Mio t SKE geschätzt (Abb. 2.10). Die Steinkohle behält ihre bevorzugte Rolle, während der Beitrag der Kernenergie an die mittlerweile stark veränderte Situation in diesem Bereich angepaßt wurde. Ob die Kernenergie in der Lage sein wird, sich in dem



1) Energieprogramm der Bundesregierung

2) Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung

3) Grundlinien und Eckwerte für die Fortschreibung des Energieprogramms

4) 2. Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung

Abb. 2.10: Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Energieprognosen der Bundesregierung für das Jahr 1985

¹⁾ Die Novelle wurde am 10. November 1977 vom deutschen Bundestag verabschiedet und ist am 1. Januar 1978 in Kraft getreten.

vorgesehenen Ausmaße an der Deckung des Energiebedarfs zu beteiligen, ist jedoch nicht gesichert, denn einschneidende Verzögerungen bei den Genehmigungsverfahren für Kernkraftwerke sowie die nach den neuen Vorstellungen der Bundesregierung erforderlichen Bedingungen für Bau- und Betriebsgenehmigungen lassen berechtigte Zweifel aufkommen.

In Abb. 2.11 ist die zukünftige Bereitstellung elektrischer Leistung aus Kernkraftwerken dargestellt. Aus heutiger Sicht sind von diesen Kernkraftwerkskapazitäten nur rd. 18.000 MW gesichert, vorausgesetzt, daß beim Bau und der Inbetriebnahme sowie bei der Abwicklung des Genehmigungsverfahrens keine

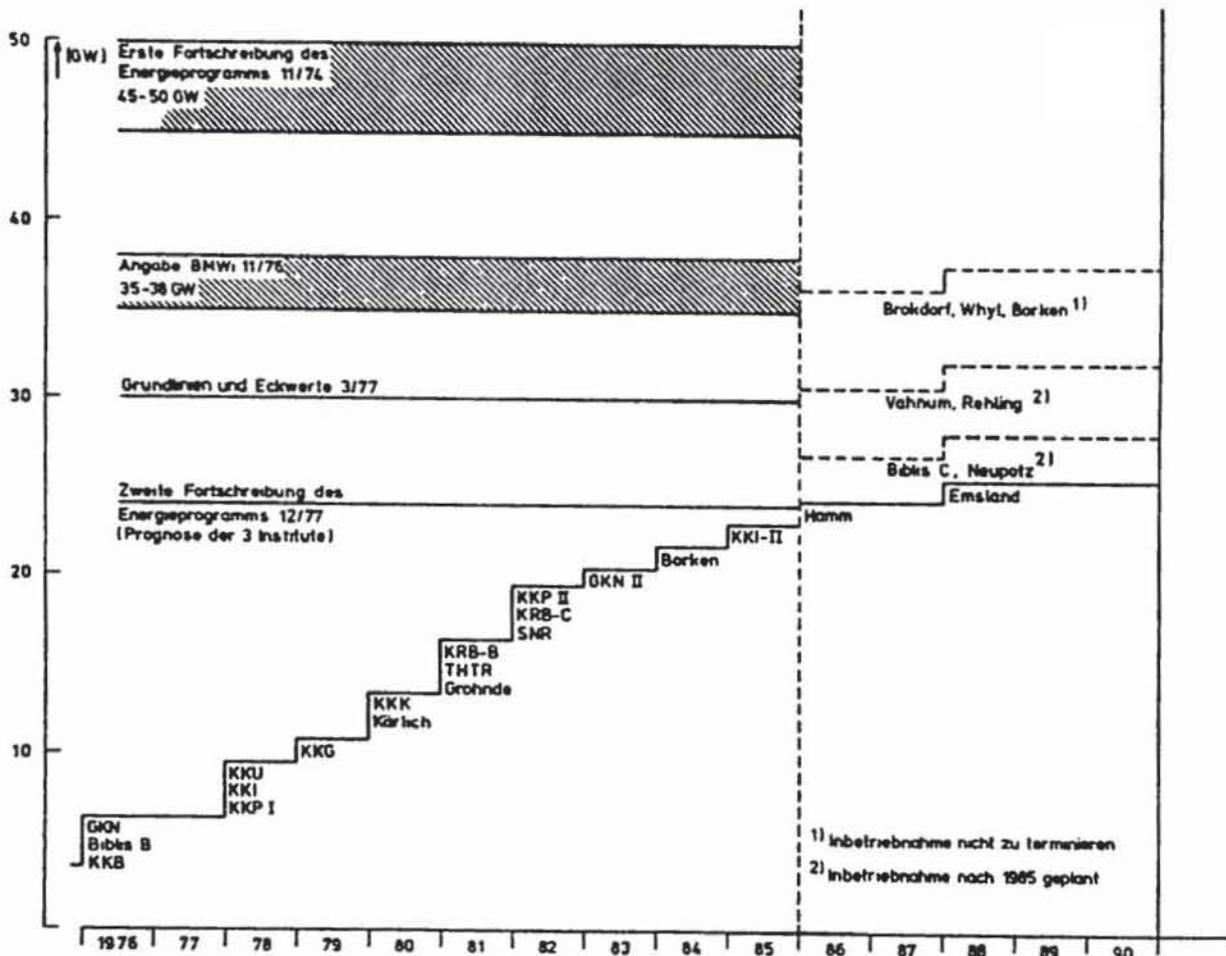


Abb. 2.11: Bereitstellung elektrischer Leistung aus Kernkraftwerken

wesentlichen Schwierigkeiten auftreten. In Abb. 2.11 würde dies der installierten Leistung im Jahre 1982 entsprechen, allerdings ohne die Anlage Grohnde, wo die Bautätigkeit durch Gerichtsentscheid mittlerweile auch zum Erliegen gekommen ist. Die in der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms angestrebten 24.000 MW sind daher nur erreichbar, wenn die gestoppten Anlagen Whyl, Brokdorf und Grohnde unverzüglich weitergebaut werden bzw. wenn die ersten Teilerrichtungsgenehmigungen (1. TEG) für weitere geplante Kraftwerke erteilt werden und sofort mit dem Bau begonnen wird. Ein derartiges Bauprogramm stellt jedoch zeitlich gesehen erhebliche Anforderungen an die Kernkraftwerkslieferer sowie an die Hersteller von kerntechnischen und konventionellen Großkomponenten.

Die starke Einbindung der deutschen Energiewirtschaft in den Weltenergiemarkt macht eine Überprüfung der Angebotssituation und ihrer zukünftigen Tendenzen erforderlich, denn eine sichere Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland ist in einem entscheidenden Maße von dem Funktionieren des Weltenergiemarktes abhängig und zugleich den sich daraus ergebenden Risiken ausgesetzt. Hinzu kommt, daß alle neueren bekannt gewordenen Studien von einem weiteren weltweiten Anstieg der Energienachfrage bis zum Ende dieses Jahrhunderts ausgehen, wenn auch mit allmählich abnehmenden Zuwachsraten. Immerhin wird im Jahr 2000 etwa das 2 bis 2,5-fache des heutigen Verbrauchs erwartet.

2.1 Erdöl¹⁾

Die Deckung des deutschen Erdölbedarfs wird aufgrund der heimischen Reservensituation (gewinnbare, sichere und wahrscheinliche Erdölvorräte am 1. Januar 1978: 67,5 Mio t) fast ausschließlich über den Weltmarkt erfolgen müssen. Selbst wenn es gelingen würde, den Entölungsgrad durch Sekundär- und Tertiärmaßnahmen noch zu erhöhen, könnte diese Entwicklung nur um wenige Jahre hinausgezögert werden. Die Frage, wie groß das Welthandelsvolumen an Mineralöl in Zukunft sein wird und wieviel davon für die Bundesrepublik zur Verfügung steht, hängt neben der Reservensituation (Abb. 2.12) von vielen anderen Faktoren ab, z.B. von der Preisentwicklung, dem Verbrauch der Förderländer, der Neuentdeckungsrate von Reserven, den internationalen Zahlungsbilanzen u.a.. Eine Beurteilung gestaltet sich daher äußerst schwierig. Eine Studie der BP kommt zu dem Ergebnis, daß durch die Förderländer nach Deckung ihres Eigenbedarfs im Jahr 2000 ungefähr 2200 Mio t SKE zur Verfügung gestellt werden können (Abb. 2.13). Berücksichtigt man, daß die USA - trotz der Funde in Alaska - bis zum Jahr 2000 ihre Erdölimporte auf mindestens 1000 Mio t SKE/a steigern müssen, Japan etwa 700 Mio t SKE/a des Weltmarktvolumens für sich beansprucht und die übrigen Regionen der Welt, einschließlich Entwicklungsländer noch einmal 2200 Mio t SKE/a der Welterdölförderung benötigen werden, so muß aufgrund dieser Ergebnisse die Situation als äußerst kritisch angesehen werden. So kommt die BP-Studie für die Bundesrepublik Deutschland zu dem Schluß, daß im Jahre 2000 das Mineralöl gegenüber dem geschätzten Verbrauch in 1985 keinen weiteren Zuwachs erfährt und bei 225 Mio t SKE/a stehenbleibt.

¹⁾ Öl in Schiefen (ca. 500 Mrd t) und Öl in Sanden (ca. 250 Mrd t) sind aus der Betrachtung ausgeklammert.

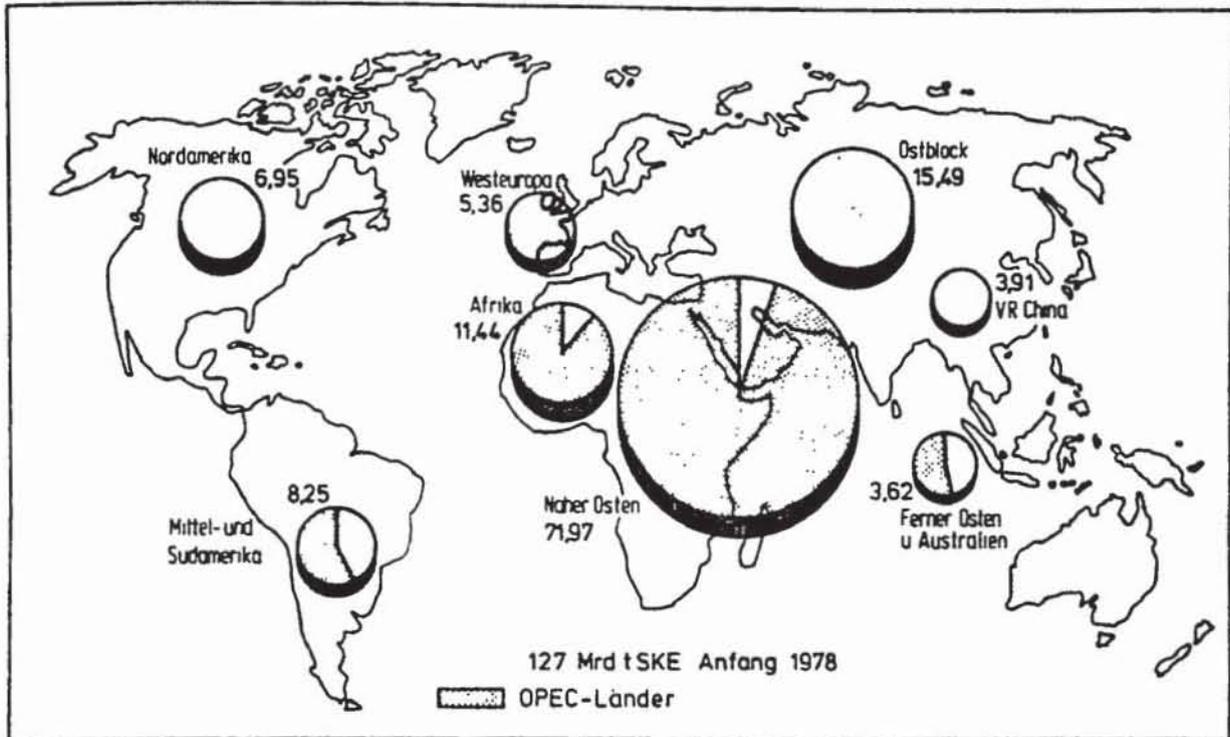


Abb. 2.12: Wirtschaftlich gewinnbare Vorräte an Erdöl bei jetzigem Stand der Technik (1978)

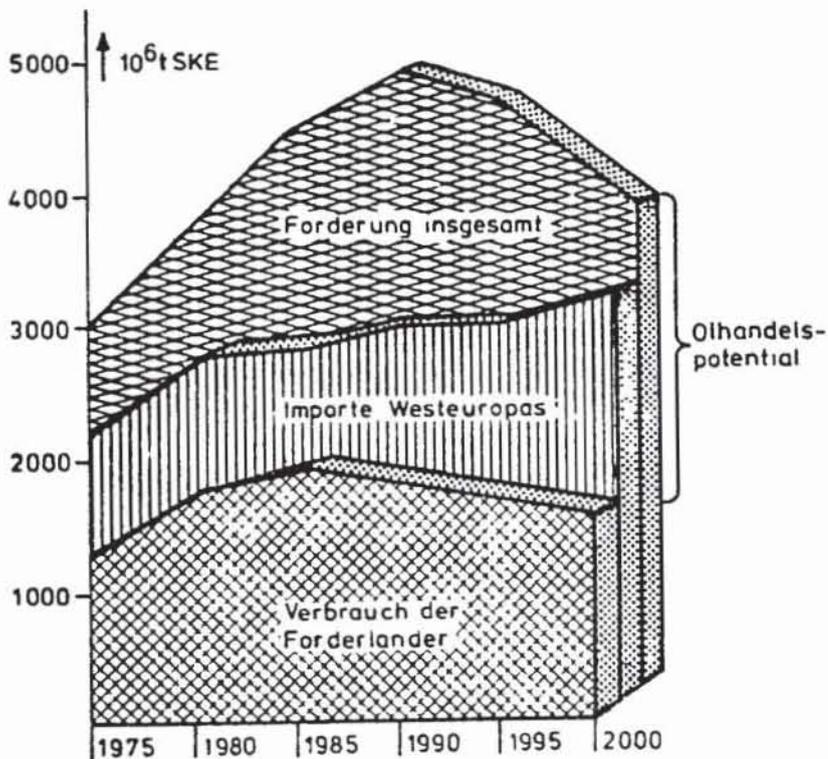


Abb. 2.13: Ölhandelspotential der westlichen Welt

Ähnliche Ergebnisse wurden auch in verschiedenen Szenarien der WAES-Studie erzielt. Hier rechnet man für 1985 mit 191 bis 250 Mio t SKE und für 2000 mit 201 bis 228 Mio t SKE, wobei im günstigsten Fall (maximales Angebotspotential an Erdöl) nur die unteren Bedarfswerte befriedigt werden könnten¹⁾.

Fazit: Die begrenzte Verfügbarkeit von Erdöl, die zu erwartenden Probleme bei seiner Verteilung und die starke Abhängigkeit lassen es ratsam erscheinen, das energiepolitische Ziel "Weg vom Öl" möglichst schnell zu realisieren.

2.2 Erdgas

Die Situation des Erdgases wird allgemein günstiger eingeschätzt als die des Erdöls. Bis zum Ende dieses Jahrhunderts wird in keiner Studie ein Rückgang der Welterdgasförderung erwartet, obschon die Nachfrageentwicklung auch in Zukunft mit steigenden Zuwachsraten eingeschätzt wird. Die Bundesregierung erwartet deshalb auch keine Beeinträchtigung des notwendigen Importbedarfs, selbst wenn man unterstellt, daß in Zukunft ein Teil der jetzigen Gasexporteure (Abb. 2.14) nicht geneigt sein dürfte, z.B. aus Selbstversorgungsgründen ihre Lieferverträge zu verlängern²⁾. Wesentlich für die Einschätzung des Welthandels von Erdgas ist die regionale Verteilung der Vorräte (Abb. 2.15). Von den wirtschaftlich gewinnbaren Vorräten, bei jetzigem Stand der Technik in Höhe von 71,1 Mrd t SKE lagen Anfang 1977 etwa 40 % im Ostblock (fast ausschließlich in der UdSSR), 34 % in OPEC-Ländern, 12 % in Nordamerika und nur 6 % in Westeuropa³⁾.

¹⁾ Vorausgesetzt, daß der übrige Weltölbedarf auch nur die untersten der geschätzten Werte erreicht.

²⁾ Diese Aussage ist mit Vorsicht zu handhaben: gerade in jüngster Vergangenheit erfolgte eine Verlängerung der beiden bis 1993 laufenden Bezugsverträge für Sowjetgas bis zum Jahre 2000.

³⁾ Von diesen 6 % entfallen nur ca. 8 % auf die Bundesrepublik Deutschland, nämlich 330 Mio t SKE.

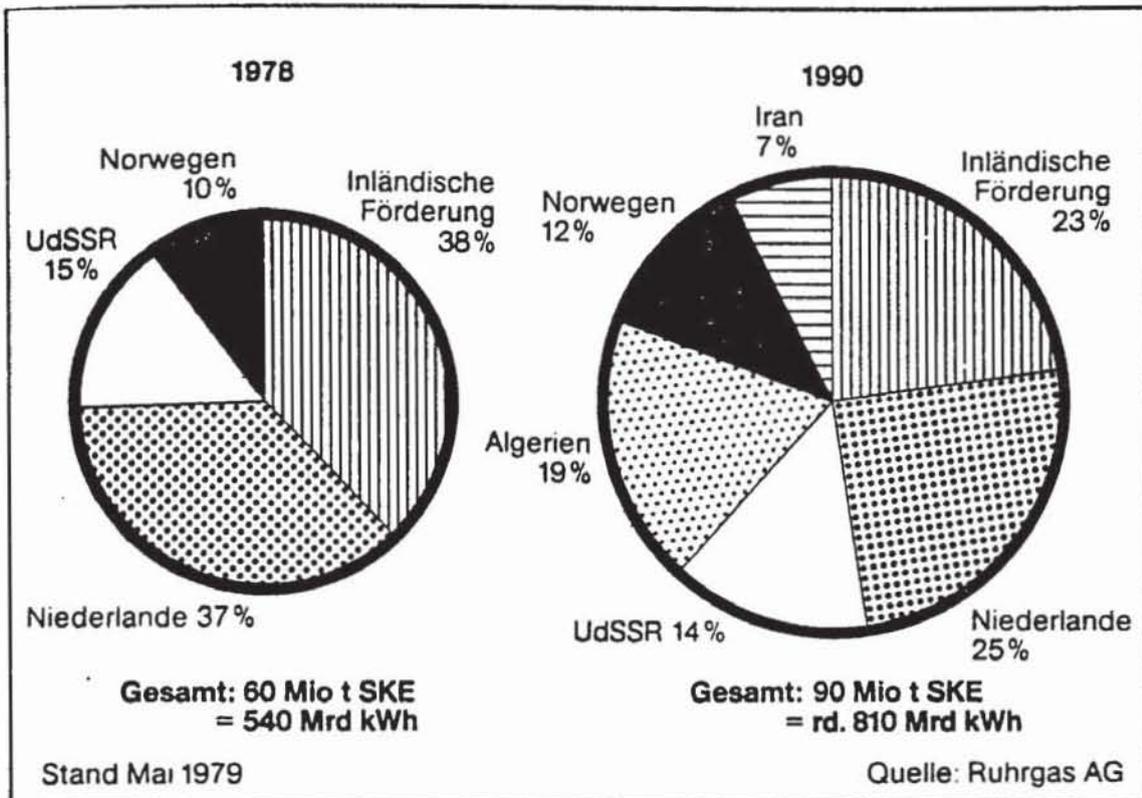


Abb. 2.14: Bereitstellung von Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 1990

Die größten Erdgasverbraucher im Jahre 1977 waren (Tab. 2.1):

Region	Verbrauch (Mio t SKE)	Anteil (%)
Ostblock und VR China	500	29
Nordamerika	785	46
Westeuropa	260	15
Rest	160	10
GESAMT	1705	100

Tab. 2.1: Erdgasverbrauch in verschiedenen Regionen der Welt 1977

Tab. 2.1 und Abb. 2.15 machen deutlich, wie ungleich Reserven und Nachfrage nach Erdgas auf der Welt verteilt sind. Zwar trifft diese Tatsache auch für das Erdöl zu, jedoch bestehen beim Erdöl keine Schwierigkeiten, diese geographischen Hindernisse mit Riesentankern zu überbrücken. Das ungünstige Verhältnis aus

Volumen und nutzbarem Energieinhalt macht jedoch einen Transport des Erdgases über sehr weite Entfernungen durch Pipelines zu einem limitierenden Faktor, insbesondere von der Kostenseite.

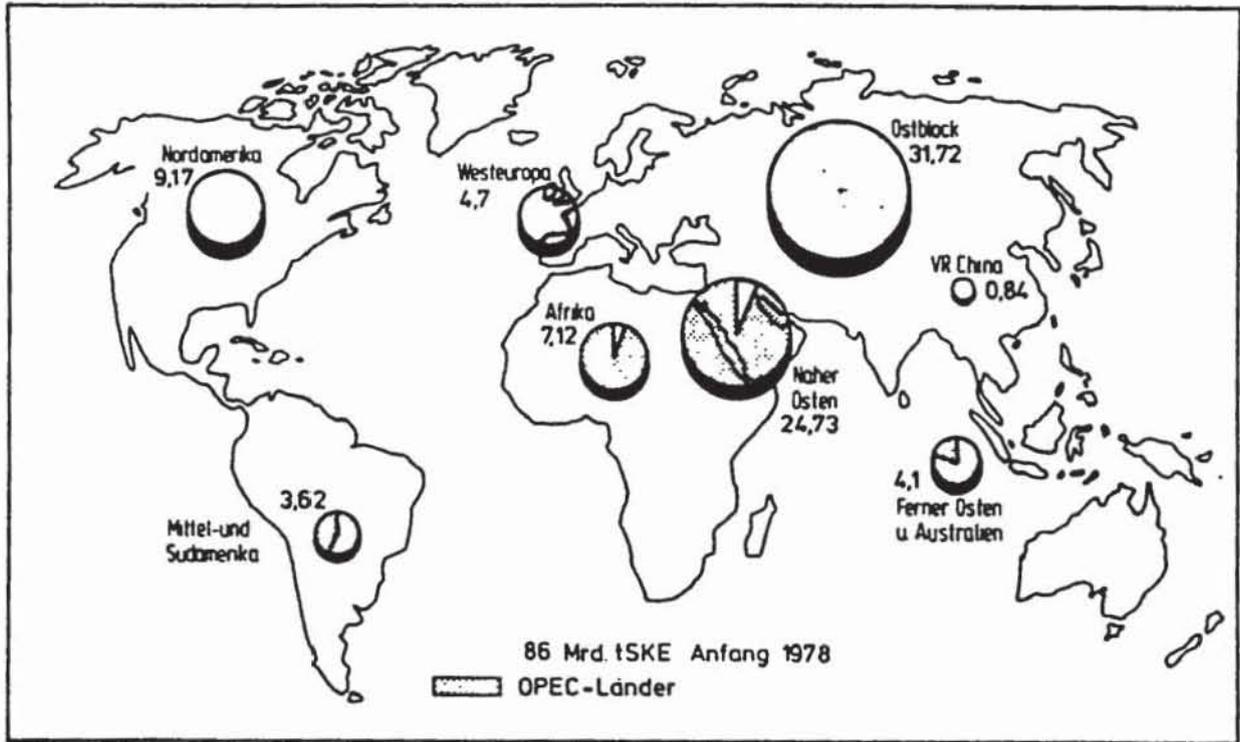


Abb. 2.15: Wirtschaftlich gewinnbare Vorräte an Erdgas bei jetzigem Stand der Technik

Eine neue Perspektive könnte der Transport in verflüssigter Form bieten, der ab einer Transportentfernung von 8000 - 9000 km gegenüber dem Pipelinetransport als wirtschaftlicher angesehen wird. Schon heute (1977) werden ca. 27 Mio t SKE verflüssigtes Erdgas (LNG)¹⁾ weltweit gehandelt, und einige Länder weisen schon einen beachtlichen LNG-Anteil an ihrem gesamten Gasverbrauch auf (z.B. Japan 80 %, Frankreich 20 %, Italien 10 %, Spanien 100 %). Der Anteil von LNG-Projekten an allen weltweit in der Vorbereitungsphase befindlichen oder für Mitte der 80er Jahre vorgeschlagenen Erdgas-Projekten macht zur Zeit 74 % aus und wird, bei Abschluß der Verträge, 50 % des internationalen Handelsvolumens stellen. Eine Reihe von Prognosen geht daher schon für die Jahre 1985 und 1990 von einem Flüssigerdgasmarkt aus, der für 1985 zwischen 74 und 134 Mio t SKE und für 1990 zwischen 164 und 251 Mio t SKE pro Jahr liegt.

¹⁾ LNG = Liquefied Natural Gas

Auch die Bundesrepublik Deutschland wird ab 1984 zu den Beziehern von Flüssigerdgas gehören (Abb. 2.14). Algerien soll aufgrund eines bis zum Jahre 2004 laufenden Vertrages ca. 4 Mio t SKE/LNG/a liefern.

Zusammenfassend läßt sich feststellen: Die Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit Erdgas scheint eher ein Transportproblem als ein Reservenproblem zu sein. Weltweit projektierte LNG-Geschäfte sowie die Bereitschaft potentieller LNG-Lieferländer, ihre Erdgasexporte auch in die Bundesrepublik zu steigern, lassen erwarten, daß zumindest bis zur Jahrhundertwende keine Importprobleme für die Bundesrepublik entstehen.

2.3 Kohle

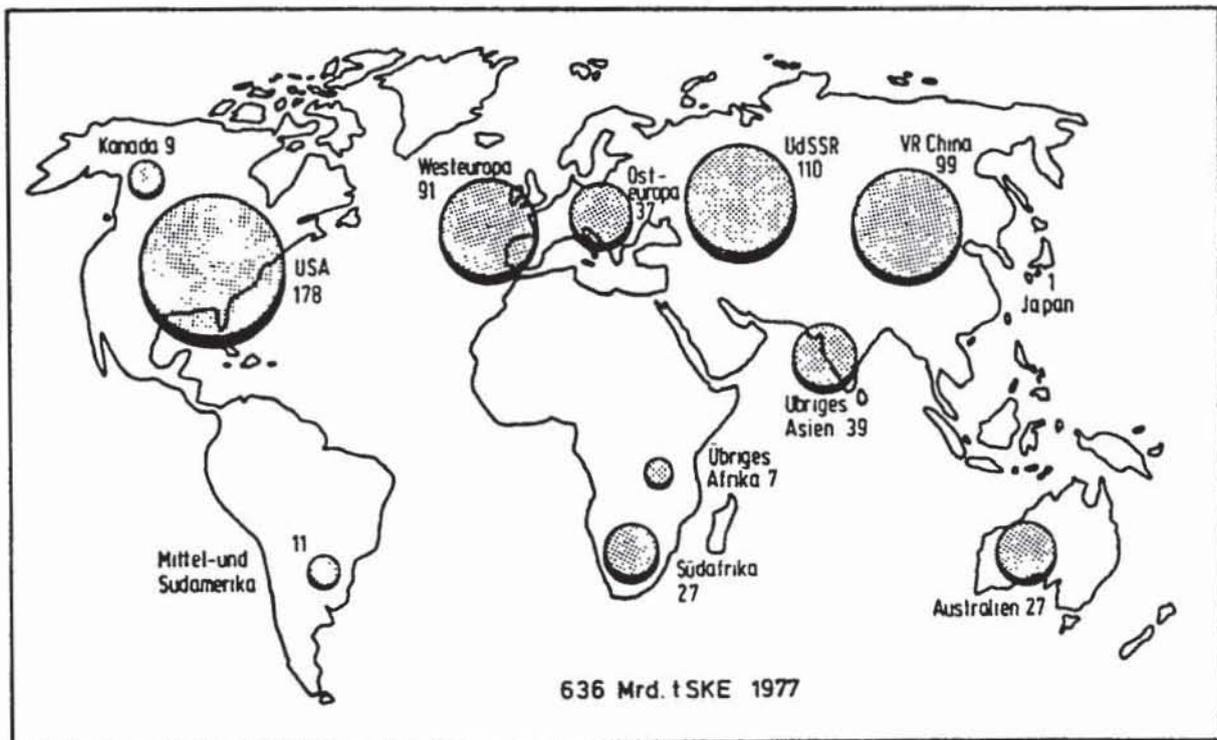


Abb. 2.16: Wirtschaftlich gewinnbare Vorräte an Kohle bei jetzigem Stand der Technik

Die weltweiten Vorräte an Kohle (Steinkohlenanteil > 90 %) belaufen sich auf etwa das 6-fache der Erdölvorräte (Abb. 2.16) und betragen damit 77 % aller mit heutiger Technologie wirtschaftlich gewinnbaren fossilen Energievorräte. Auf die Bundesrepublik Deutschland entfallen davon etwa 6 - 12 Mrd t Steinkohle¹⁾ und etwa 2,7 Mrd t SKE Braunkohle²⁾. Von der Vorratssituation aus gesehen könnte die Kohle also einen weitaus höheren Beitrag zur Energieversorgung leisten, als das bisher der Fall ist. So betrug der Anteil des Kohlenverbrauchs im Jahre 1976 sowohl weltweit als auch für die Bundesrepublik nur knapp 30 % des Gesamtverbrauchs an Energie.

2.3.1 Steinkohle

Die Steinkohle hat zwei traditionelle Absatzbereiche: die Kraftwerkswirtschaft und die Zechen- und Hüttenkokereien. Sie nehmen fast 90 % des inländischen Steinkohlenangebots auf. Der übrige Inlandsabsatz erstreckt sich auf die Bereiche Endenergieverbrauch, Fernheizwerke, Steinkohlenbrikettfabriken und Ortsgaswerke. Damit wird deutlich, daß der Steinkohlenmarkt stark von der Nachfrageentwicklung in den beiden Hauptverbrauchssektoren abhängig und deren Schwankungen unterworfen ist. Im Gefolge der Stahlflaute, seit dem Jahr 1975, ist daher auch eine Kohleflaute zu beobachten. Langfristig jedoch dürfte sich die deutsche Kokskohle, insbesondere aufgrund ihrer guten Qualität (Ruhr) und ihrer dominierenden Stellung im Hochofenprozeß, wieder erholen und den Absatz der deutschen Steinkohle sichern helfen.

Im Bereich der Elektrizitätswirtschaft bildet die vereinbarte Absatzgarantie von durchschnittlich 33 Mio t pro Jahr von 1978 bis 1987 eine weitere Stütze des deutschen Steinkohlenbergbaus, und längerfristig erscheint ein Einsatz von mehr als 40 Mio t pro Jahr zur Stromerzeugung möglich.

1) Lagerstätten bis zu einer Tiefe von 1500 m und einer Flözmächtigkeit von 60 cm

2) Die Angabe bezieht sich auf geplante Abbaufelder, die im Jahre 2000 erschlossen sein sollen.

Eine wesentliche Steigerung der derzeitigen Förderkapazität von 94 Mio t pro Jahr ist jedoch zunächst nicht geplant. Langfristig sollte jedoch davon ausgegangen werden, daß die zur Zeit noch größtenteils in der Entwicklung befindlichen Kohleveredelungstechnologien (Vergasung und Verflüssigung) ein neues Absatzgebiet darstellen können und damit eine Erhöhung der Förderkapazität notwendig machen würden. Denn es ist fraglich, ob es gelingt, die dann erforderlichen zusätzlichen Mengen über Importe zu beschaffen. Zum einen ist das Welthandelsvolumen nicht sehr groß (Abb. 2.17); zum anderen wären unerwartete Infrastruktur- und Transportprobleme zu lösen; und schließlich ist nicht sicher, ob potentielle Lieferländer, wie etwa die USA (1977: 22 % des gesamten Exportvolumens) bereit sein werden, diese großen Mengen zur Verfügung zu stellen. Selbstversorgung und Umweltschutz dürften hier eine große Rolle spielen.

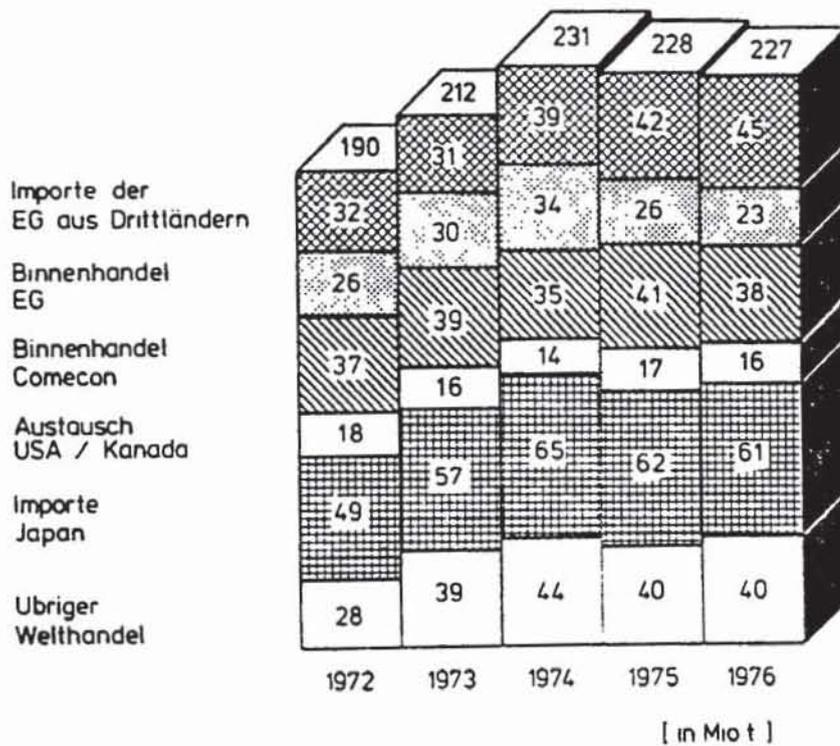


Abb. 2.17: Welthandelsvolumen an Steinkohle, 1972 - 1977

Der Ausbau, aber auch die Erhaltung der heutigen Förderkapazität des deutschen Steinkohlenbergbaus erfordern umfangreiche Explorations- und Investitionsmaßnahmen, die schon 10 - 15 Jahre vor Förderbeginn einsetzen müssen. Es muß daher erwartet werden, daß die deutsche Steinkohle bis zum Jahre 2000 nicht über eine Förderkapazität von ungefähr 100 Mio t pro Jahr gesteigert werden kann.

2.3.2 Braunkohle

Die Braunkohle schließt aufgrund ihres ungünstigen spezifischen Volumenverhältnisses¹⁾ einen Welthandel praktisch aus. Daher ist für die Bundesrepublik Deutschland ausschließlich die heimische Reserven- und Fördersituation maßgebend.

Im Jahre 1976 wurden 90 % der im Inland geförderten Braunkohle in der Verstromung eingesetzt, da sie hier gegenüber Alternativen konkurrenzlos kostengünstig ist. Nach heute vorliegenden Planungen dürfte sich die Braunkohlegewinnung auch langfristig auf ein Förderniveau einstellen, wie es heute existiert. Das heißt, daß 35 - 40 Mio t SKE pro Jahr zur Verfügung stehen werden. Geringfügige Fördersteigerungen über diese Mengen hinaus sind durch den zusätzlichen Einsatz von Tagebaugeräten möglich; eine wesentliche Steigerung wäre nur durch den Aufschluß weiterer, bisher nicht geplanter Abbaufelder zu erreichen. Ebenso wie für die Steinkohle besteht auch für die Braunkohle zukünftig ein großes Marktpotential für die Vergasung und die Verflüssigung. In dem Maße aber, wie Braunkohle vergast und verflüssigt würde, müßte die Stromerzeugung auf Braunkohlebasis zurückgehen.

¹⁾ Gewichtsvolumen: Energieinhalt

2.4 Uran¹⁾

Die Bundesrepublik Deutschland ist bei ihrem Uranbedarf fast völlig von Importen abhängig, da die eigene Vorratsbasis von etwa 1000 t nicht ins Gewicht fällt. Die Entwicklung des Welturanbedarfs und der Versorgungsmöglichkeiten beeinflussen daher die Situation in der Bundesrepublik entscheidend.

Im Gegensatz zu den fossilen Energiereserven werden die Uranreserven nach Kostenklassen abgeschätzt. Diese Tatsache ist zum Teil historisch bedingt - die ersten in den USA vorgenommenen Abschätzungen von Uranreserven spiegelten die Schätzungen der Industrie wider, wieviel Uran bei einem bestimmten staatlich festgesetzten Preis (8 \$/lb) wirtschaftlich gewinnbar war - erklärt aber, warum es wenig Interesse nach teurem Uran auf seiten der Wirtschaft gab und die derzeit nachgewiesenen Reserven in höheren Kostenklassen sozusagen ein Nebenprodukt der Suche nach kostengünstigen Uranvorkommen sind.

Auf der Weltenergiekonferenz 1977 wurden die bis zu diesem Zeitpunkt gültigen Kostenklassen - < 15 \$/lb U_3O_8 und 15 bis 30 \$/lb U_3O_8 - zum erstenmal durch neue Kostenkategorien abgelöst: < 30 \$/lb U_3O_8 und 30 - 50 \$/lb U_3O_8 . Ein Vergleich der in verschiedenen Studien - OECD, BRG und WEC - angegebenen Vorräte ist in Tabelle 3 angegeben:

Quelle	Reserven (100 t)	
	< 30 \$/lb U_3O_8	30 - 50 \$/lb U_3O_8
OECD	1810,0	-
BRG	1795,6	-
WEC	1453,4	553,6

Tab. 2.2: Nachgewiesene Uranreserven der westlichen Welt

¹⁾ Die Versorgung mit Thorium wurde aus der Betrachtung der Brennstoffsituation für Kernreaktoren ausgeklammert, da Thorium bisher in nur sehr geringem Maße als Primärenergieträger genutzt wurde und dementsprechend nur wenig danach gesucht worden ist. Die Vorkommen werden aber auf die gleiche Größenordnung wie bei Uran geschätzt, so daß aufgrund der geringen Nachfrage auch weit über das Jahr 2000 hinaus der Bedarf gedeckt werden kann.

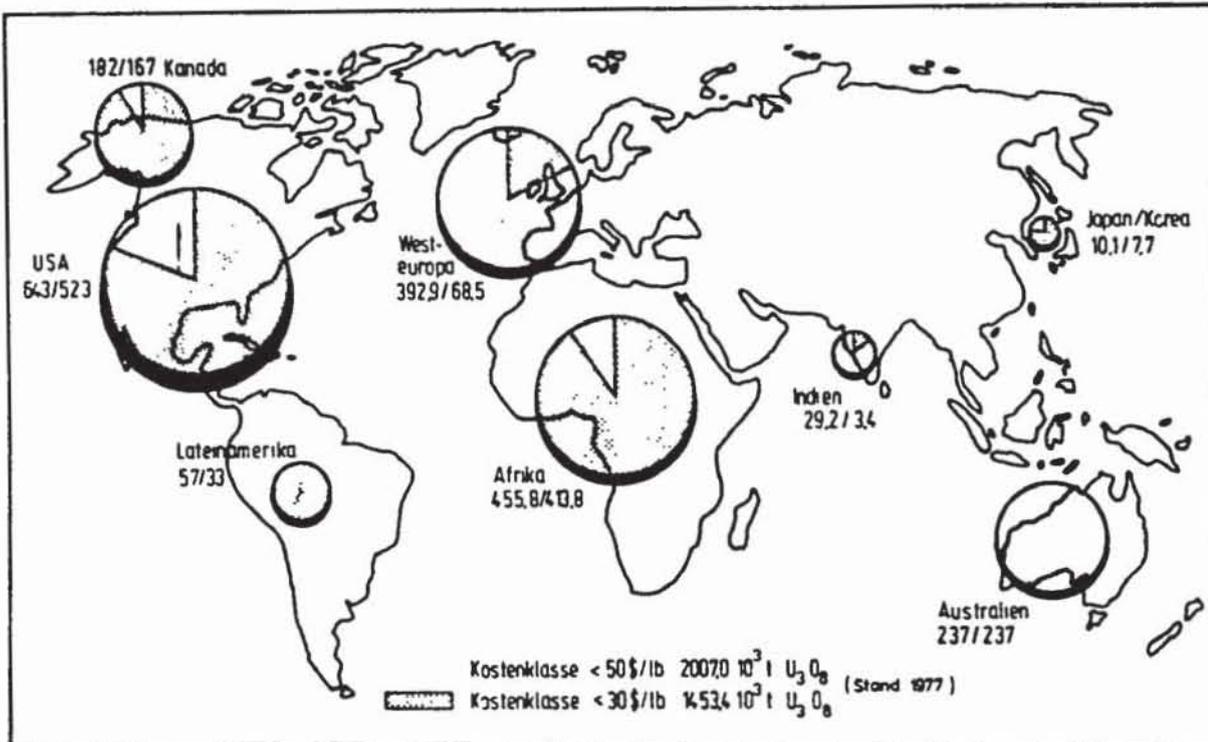


Abb. 2.18: Uranvorräte der westlichen Welt

Abb. 2.18 zeigt die Verteilung dieser nachgewiesenen Uranreserven¹⁾ in der westlichen Welt. Es ist zu beobachten, daß anders als bei Erdgas und Erdöl die Reserven zum erheblichen Teil in den Industrieländern liegen.

Für eine Beurteilung der längerfristigen Versorgungssituation mit Kernbrennstoff sind neben den Vorratsangaben eine Reihe weiterer Faktoren von entscheidender Bedeutung. Neben einer Abschätzung der weltweit installierten Leistung an Kernkraftwerken sind folgende Fragen zu beantworten:

- Welche Reaktortypen kommen zum Einsatz?
- Welche Brennstoffkreisläufe werden geschlossen?
- Wie wird das Problem der "Endlagerung" gelöst?

Diese Fragen sind nicht unabhängig voneinander und können nur mit sehr vielen Unsicherheiten beantwortet werden, da sie von politischen Entscheidungen mitbestimmt werden.

¹⁾ Reasonably assured resources (nach Angaben, die auf der Weltenergiekonferenz 1977 in Istanbul gemacht wurden)

Der heute vorherrschende Reaktortyp ist der sogenannte Leichtwasserreaktor. Mit ihm lassen sich die verfügbaren Uranvorräte nur zu einem sehr geringen Teil (ca. 1 %) ausnutzen. Bei einer Rückführung von Uran und Plutonium in den Brennstoffkreislauf durch Wiederaufarbeitung könnte der Natururanbedarf um mehr als ein Viertel verringert werden.

Auch die Entscheidungen über die Einführung fortgeschrittener Reaktorlinien beeinflussen die Ausnutzung der Uranvorräte. Schnelle Brutreaktoren nutzen das verfügbare Uran etwa 60 mal besser als Leichtwasserreaktoren und würden damit die Versorgungssituation wesentlich entlasten. Ob es aber zum weltweiten Bau dieses Reaktortyps in großem Maße kommen wird, ist eine Frage, in welchem Ausmaß diejenigen Industrienationen, die derzeit schnelle Brutreaktoren entwickeln (USA, Frankreich, Großbritannien und Bundesrepublik), zukünftig diese Technologie einführen werden. Vor 1990/95 erscheint eine kommerzielle Einführung jedoch nicht wahrscheinlich. Damit wird der mögliche Beitrag dieses Systems zur Energieversorgung bis zur Jahrhundertwende noch relativ klein sein.

Ähnliche Überlegungen gelten auch für den Hochtemperaturreaktor. Allerdings hat dieser Reaktor den Vorteil, daß er auch mit Thorium als Brennstoff betrieben werden kann und damit zu einer Entlastung des Uranmarktes beisteuern würde.

Bis zum Jahre 2000 muß aufgrund obiger Überlegungen davon ausgegangen werden, daß ein weltweites Zubauprogramm an Kernreaktoren vorwiegend auf Leichtwasserreaktoren abgestützt sein wird. Schätzungen verschiedener Studien gehen von einer installierten Gesamtleistung im Jahre 2000 aus, die zwischen 913 und 2481 GW für die westliche Welt liegen. Das würde bei der gegebenen Technologie zu einer Entwicklung des kumulierten Uranbedarfs führen, wie er in Abb. 2.19 dargestellt ist. Vergleicht man diese Werte mit den in Tab. 2.2 angegebenen Zahlen, so muß man feststellen, daß sich der Uranmarkt ähnlich problematisch entwickeln kann wie der Ölmarkt. Allerdings darf bei diesem Vergleich nicht übersehen werden, daß die Explorationstätigkeit für Uran bei weitem noch

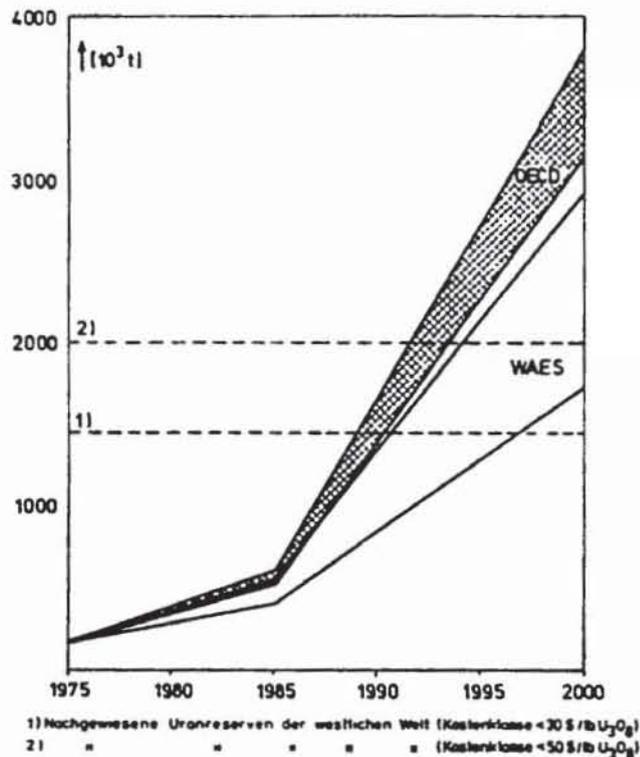


Abb. 2.19: Kumulierter Uranbedarf der westlichen Welt

nicht abgeschlossen ist und die Ausdehnung der gezielten Suche nach Vorkommen auch in höheren Kostenklassen zu einer beträchtlichen Aufstockung der sicheren Reserven führen würde. So werden die geschätzten Uranvorkommen in Schiefer und Granit bei Produktionskosten bis etwa 200 \$/lb U_3O_8 mit ca. 1800 Mio t angegeben. Ein limitierender Faktor könnte jedoch aus den Produktionskapazitäten des Uranbergbaus resultieren, da der zu erwartende explosionsartige Anstieg des Uranverbrauchs eine erheblich Erweiterung der Bergbaukapazität zur Bedingung haben würde. Zudem gestaltet sich der Abbau zunehmend schwieriger. In den USA z.B. wurden 1964 80 % aller Entwicklungsbohrungen in Tiefen von 0 - 122 m durchgeführt, während 1975 der gleiche Prozentsatz an Bohrungen in Tiefen von 122 - 610 m niedergebracht wurde. Unter der Annahme eines steigenden Uranpreises kann jedoch mit einer erhöhten Aktivität auf dem Prospektions- und Bergbausektor gerechnet werden, so daß das Angebot in dem Maße steigen kann wie die Nachfrage, zumindest in diesem Jahrhundert.

Zusammenfassend läßt sich also konstatieren, daß es außerordentlich schwierig ist, eine Aussage über die Entwicklung der Uranversorgung zu machen. Es gibt derzeit jedoch keine gewichtigen Gründe, die es gerechtfertigt erscheinen ließen, von einer Unterdeckung des Uranbedarfs bis zum Jahre 2000 auszugehen. Dies gilt sowohl weltweit als auch für die Bundesrepublik Deutschland. Dafür spricht auch die Tatsache, daß in allen Ländern ein stark verlangsamter Zubau von Kernkraftwerken zu beobachten ist, was zu der Annahme berechtigt, daß eher die unteren Werte an installierter Kraftwerksleistung bzw. an Uranverbrauch erreicht werden. Das bestätigen auch allerletzte Schätzungen (Stichtag 30. Juni 1977), die für den Zeitraum bis 1985 von nunmehr nur 190.00 t Reaktor-Brennstoff ausgehen.

2.5 Regenerative Energiequellen¹⁾

Die regenerativen Energiequellen können nur einen relativ kleinen Beitrag zur Energiebedarfsdeckung der Bundesrepublik Deutschland leisten. Das liegt zum großen Teil an der speziellen geographischen und klimatischen Lage der Bundesrepublik. So scheiden beispielsweise die Meeresenergien aus, da der schmale Küstenraum an Nord- und Ostsee weder über ausreichende Wellenhöhen und Gezeitenbewegungen noch über genügend Meeresströmungen und -wärmegradienten verfügt von den immensen technischen Problemen einmal abgesehen.

Die Nutzung der Laufwasserenergie ist bereits sehr nahe an der wirtschaftlich nutzbaren Grenze. Die geothermische Energie bietet ebenfalls keine großen Potentiale, da nur wenige kleine Bereiche mit geothermischen Anomalien bekannt sind und zudem ihre Nutzung mit sehr großen Kosten verbunden ist. Windenergiekonverter

¹⁾ Sonnenenergie, Windenergie, Meeresenergien (Wellenenergie, Gezeitenenergie, Meeresströmung und Meereswärme), geothermische Energie und Wasserenergie. Aus Gründen der Darstellung werden die Wärmepumpen, die keine regenerative Energiequelle, sondern eine Form der rationellen Energieverwendung darstellen, mitbehandelt.

zur Stromerzeugung (WEK-Systeme) haben zwar sowohl als Kleinanlagen als auch als Großanlagen einen technischen Stand erreicht, der eine großtechnische Nutzung ermöglichen würde, jedoch bestehen bei einer Anwendung in großtechnischem Maßstab weiterhin zum Teil ungelöste Probleme der Speicherung und Regelung.

Am erfolgversprechendsten scheint die Nutzung der Solarenergie zu sein, aber auch hier muß der Bereich der Stromerzeugung ausgeklammert werden, weil hohe Kosten von etwa 5 DM/kWh bei Solarzellensystemen sowie ungünstige Strahlungsverhältnisse (ca. 1600 Sonnenscheinstunden pro Jahr) für Hochtemperaturkollektoren¹⁾ eine wirtschaftliche Durchführung nicht ermöglichen.

Im Bereich der Niedertemperaturwärme ($T < 200^{\circ}\text{C}$) bieten sogenannte Niedertemperatur-Flachkollektoren die Möglichkeit, Heiz- und Brauchwasser bereitzustellen. Kurzfristig möglich erscheinende Kollektorkosten von 100 DM/m^2 - bei großen Produktionsmengen - rücken eine Solaranlage zur Bereitstellung von Raumheizwärme und Warmwasser in die Nähe der Wirtschaftlichkeit. Immerhin könnten bei entsprechender Ausrüstung eines Einfamilienhauses bis zu 70 % der benötigten Wärmeenergie durch Sonnenenergie substituiert werden.

Ein nennenswerter Beitrag zur Energieversorgung kann für die Zukunft auch von elektrisch oder gasgetriebenen Wärmepumpen erwartet werden. Dabei bietet die gasgetriebene Wärmepumpe den Vorteil, daß eine zusätzliche Abwärmenutzung des Verbrennungsmotors möglich ist. Aufgrund der mit tieferen Außentemperaturen sinkenden Leistungszahl²⁾ werden Wärmepumpen in bivalentem Betrieb (alternativ oder parallel zu einer konventionellen Heizung) eingesetzt. 60 - 100 % der benötigten Jahreswärme für Raumheizung können hierdurch in einem Wohnhaus gedeckt werden. Im Gegensatz zu Niedertemperatur-Sonnenkollektoren, die nur in einer begrenzten Anzahl von Wohnhäusern eingesetzt werden können - Ein-/Zweifamilienhäuser mit ausreichend großen ($> 65 \text{ m}^2$, wegen Kollektorfläche) Dachflächen zum Süden und

1) Hochtemperaturkollektoren ($T > 200^{\circ}\text{C}$) nutzen vorzugsweise den direkten Anteil der solaren Strahlung.

2) Leistungszahl einer Wärmepumpe = Verhältnis aus Nutzen (vom Wärmepumpenprozeß gelieferte Wärme) zu Aufwand (Antriebsleistung des Kompressors).

Möglichkeiten der Unterbringung von Beton-Warmwasserspeichern ($> 15 \text{ m}^3$) -, sind Wärmepumpen in praktisch allen Wohngebäuden einsatzfähig. Ihr mögliches Einsatzpotential kann daher höher eingeschätzt werden.

Zusammenfassend soll eine Übersicht über die wirtschaftlich nutzbaren Potentiale der verschiedenen regenerativen Energiequellen (einschließlich Wärmepumpen) wiedergegeben werden (Tab. 2.3):

Regenerative Energiequelle	Potential im Jahr 2000 10^6 t SKE/a
NT-Kollektor-Anlagen	< 10
Solarzellen-Anlagen	0
WEK-Verbundsysteme	< 4
Hot-Dry-Rock-Heizwerke	< 1
Hot-Dry-Rock-Kraftwerke	0
Laufwasser-Kraftwerke	< 3
Wärmepumpen	< 20

Tab. 2.3: Wirtschaftlich nutzbare Potentiale der regenerativen Energiequellen in der Bundesrepublik Deutschland (einschließlich Wärmepumpen)

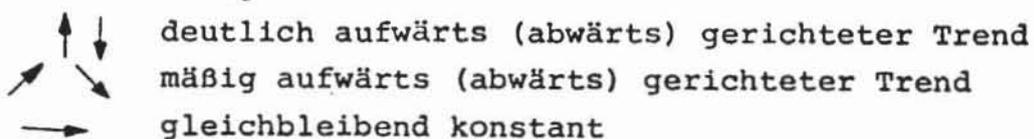
2.6 Zusammenfassende Darstellung der energieverorgungs- politischen Rahmenbedingungen

Die Diskussion der einzelnen Energieträger und -quellen bezüglich ihrer zukünftigen Verfügbarkeit bis zur Jahrhundertwende hat deutlich gemacht, wie schwierig es ist, eine zahlenmäßige Fixierung, zum Teil auch nur einen nach oben oder unten gerichteten Trend, anzugeben. Insbesondere nach dem Jahr 2000 bestehen erhebliche Unsicherheiten. In Tab. 2.4 wird eine Abschätzung über die möglichen Obergrenzen der verschiedenen Energieträger und -quellen angegeben. Für die Zeit nach 2000 wird jedoch ein möglicher Trend ausgewiesen.

Energieträger bzw. -quelle	Bezug	Jahr 1976	Jahr 2000	nach 2000
Steinkohle	Eigenförderung	89,6	< 100	→
	Nettoimport	- 12,4	< 40	→
Braunkohle	Eigenförderung	36,3	< 45	→
	Nettoimport	1,2	-	-
Mineralöl	Eigenförderung	8	-	-
	Nettoimport	194,9	< 200	↓
Erdgas	Eigenförderung	20,1	< 15	↓
	Nettoimport	31,0	< 100	↘
Uran/Thorium	Nettoimport	7,9	< 250	→
Regenerative Energie- quellen (einschließ- lich Wärmepumpen)	Inland	-	< 50	↑

Tab. 2.4: Mögliche Grenzen des zukünftigen Primärenergieaufkommens in der Bundesrepublik Deutschland (10^6 t SKE)

1) Zeichenerklärung:



Die heutige Förderkapazität der deutschen Steinkohle von 94 Mio t pro Jahr läßt sich nur bei Inbetriebnahme von Anschlußanlagen und Neuaufschlüssen aufrechterhalten. Seitens der Lagerstätten bestehen keine Beschränkungen, es ist jedoch zu beachten, daß Abbauverluste existieren und unterfahrene Flözpartien teilweise nicht mehr hereingenommen werden können. Zwar befindet sich der deutsche Steinkohleabsatz derzeit in einer nachfrageseitig ausgelösten Krise, aber die Zusicherung der Bundesregierung, sich für eine vorrangige Nutzung im Rahmen der deutschen Energieversorgung einzusetzen, die Absatzgarantien der Elektrizitätswirtschaft, die Unentbehrlichkeit bei der Stahlproduktion sowie die zukünftig zu erwartenden Marktpotentiale durch Vergasung und Verflüssigung dürften einen Erhalt bzw. eine geringfügige Steigerung der Förderkapazitäten als realistisch erscheinen lassen, so daß im Jahre 2000 ungefähr 100 Mio t pro Jahr zur Verfügung stehen könnten. Diese Fördermenge wird auch im Jahre 2025 bereitstehen können. Der Markt für Importsteinkohle ist wegen des geringen Weltmarktvolumens sowie aufgrund von Umweltschutz-, Transport- und Infrastrukturproblemen angebotsseitig stark begrenzt. Nicht ganz die Hälfte der Eigenförderung könnte unter Umständen für die Bundesrepublik Deutschland an Nettoimporten zur Verfügung stehen.

Die inländische Gewinnung von Braunkohle kann aufgrund der geplanten Aufschlüsse nicht höher als ungefähr 40 Mio t SKE pro Jahr ausfallen. Bei der hohen Besiedlungsdichte in weiteren potentiellen Braunkohlerevieren muß davon ausgegangen werden, daß eine weitere Steigerung erhebliche Schwierigkeiten mit sich bringen würde. Eine Überwindung dieser Schwierigkeiten könnte jedoch eine Förderung von 45 Mio t SKE pro Jahr möglich machen. Aufgrund hoher entstehender Transportkosten kann man davon ausgehen, daß - bis auf Sonderfälle - ein Braunkohleimport nicht in Frage kommt.

Die deutschen Erdölvorräte werden wahrscheinlich schon vor dem Jahre 2000 erschöpft sein. Ein steigender Weltbedarf und erkennbare Angebotsrestriktionen, die aus den Fördermöglichkeiten und der Reservensituation resultieren, werden die Verfügbarkeit von Mineralöl in der Bundesrepublik Deutschland limitieren. Eine obere Nettoimportgrenze von 200 Mio t SKE im Jahr 2000 erscheint noch möglich, wenn keine weltweiten Beschränkungen des Verbrauchszuwachses

erfolgen. Danach muß aber mit einem steilen Abfall der Importmöglichkeiten gerechnet werden.

Die Situation der inländischen Erdgasreserven ist in jüngster Zeit (Ende 1977) deutlich günstiger eingeschätzt worden als noch vor einem Jahr. Bei einer Jahresproduktion von ca. 20 Mio t SKE pro Jahr bis 1995 wäre eine Lebensdauer über das Jahr 2000 hinaus möglich. 15 Mio t SKE aus heimischer Produktion dürften demnach im Jahre 2000 noch als wahrscheinlich angenommen werden. Danach wird aber von einem starken Rückgang auszugehen sein. Es scheint, daß die Beschaffung ausreichender Mengen an Erdgas auf dem Weltmarkt in diesem Jahrhundert mit großer Wahrscheinlichkeit keinerlei Beschränkungen hinsichtlich der Mengenverfügbarkeit unterworfen sein wird. Die Verflüssigung von Erdgas bietet hier neue Perspektiven in den Transportmöglichkeiten. Die Bundesrepublik Deutschland stellt sich auf diesen Markt ein, und der Bau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven durch die Deutsche Flüssigerdgas-terminal Gesellschaft mit einer Anlandekapazität von 6 Mrd m³ pro Jahr ist so gut wie sicher. Eine Obergrenze von ca. 100 Mio t SKE soll demnach erreichbar sein. Nach der Jahrhundertwende wird man sich auf beginnende Einschränkungen der Importmöglichkeiten einstellen müssen, da die Erschöpfungen der Erdgasvorräte dann deutlicher erkennbar werden.

Die heute unter realistischen Bedingungen abgeschätzten weltweiten Zubauprogramme an Kernkraftwerken lassen keine Verknappung des dafür notwendigen Kernbrennstoffes bis zum Jahr 2000 erwarten. Voraussetzung ist aber eine intensiviertere Suche nach neuen Uranlagerstätten und eine Ausweitung der Förderkapazitäten. Geht man von einem freizügigen Importmarkt des verfügbaren Urans aus, so dürfte es für die Bundesrepublik bis zum Jahre 2000 keine Versorgungsengpässe geben. Selbst eine denkbare obere Grenze der zu diesem Zeitpunkt installierten Leistung von 80 oder 100 GW, die einen Uraneinsatz von umgerechnet 160 - 200 Mio t SKE/a erfordern dürften zu beschaffen sein. Zu Beginn des folgenden Jahrhunderts könnte sich ein Anstieg dieser möglichen Importmengen recht schwierig gestalten, so daß sich zunächst ein Stillstand auf diesem Niveau einstellen wird. Wegen der Unsicherheiten bezüglich der langfristig zum Einsatz kommenden Nukleartechnologien (SBR, HTR, Brennstoff-

kreislauf) ist diese Entwicklung aber mit vielen Fragezeichen behaftet.

Von den in der Bundesrepublik Deutschland einsetzbaren und noch ausbaubaren regenerativen Energiequellen kommt nur die Sonnenenergie in Form niedertemperaturiger Wärme sowie die Nutzung der Umgebungswärme mittels Wärmepumpen in Frage. Allein diese Formen der Energiegewinnung versprechen, einen nennenswerten Beitrag zur Energieversorgung liefern zu können. Im Jahre 2000 könnte ein Beitrag aller regenerativen Energiequellen einschließlich Wärmepumpen von ca. 50 Mio t SKE pro Jahr erwartet werden. Dieser Beitrag ließe sich bei entsprechender Nachfrageentwicklung in den darauffolgenden Jahren noch einmal spürbar steigern.

- 3. VERGLEICH DER WASSERSTOFFTECHNOLOGIE MIT ANDEREN ENERGIETRÄGERSYSTEMEN
- 3.1 TECHNISCHE BESCHREIBUNG DER WASSERSTOFFERZEUGUNGSVERFAHREN
- 3.1.1 THERMOCHEMISCHE VERFAHREN
- 3.1.1.1 VERFAHREN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG AUF FOSSILER BASIS

Wasserstoff aus Erdgas und Erdöl

Derzeit angewandte Verfahren der großtechnischen Wasserstoff-erzeugung beruhen nahezu ausschließlich auf den fossilen Primär-energieträgern Erdgas und Erdöl mit Hilfe von Reformieranlagen bzw. der Vergasung von Rückstandsöl im Raffineriebereich. Die Erzeugung umfaßt die Schritte:

- Endotherme Umwandlung des Einsatzstoffes (z.B. Dampf-Reformieren)
- Gasaufarbeitung und Gastrennung (Konvertieren und CO₂-Wäsche)
- Gasreinigung (Entfernen von Schwefelverbindungen)

Derzeitige und zukünftige Anwendungen der Wasserstoff-erzeugung sind (Kap. 1.2):

- Ammoniak-Synthese
- Methanolsynthese
- Hydrocracken
- Hydrierende Kohlevergasung
- Eisenerzreduktion
- Verfahren der Kohleverflüssigung
- Fischer-Tropsch-Synthese
- Oxosynthese

Daneben dient Wasserstoff im Raffineriewesen auch zur Entschwefelung von Rohölfraktionen. Ein zukünftiger Einsatz als Erdgasersatz im energetischen Bereich ggf. im Gemisch mit Erdgas oder SNG, ist denkbar.

Bei einem Erdgaspreis von etwa 5 - 6 DM/GJ beträgt der Wasserstoffpreis ab Erzeuger je nach Reinheit etwa 8 - 10 DM/GJ (1976).

Aufgrund von Bedarfsanalysen /3.1/, /3.2/ im Vergleich mit den vorhandenen Vorkommen an Mineralöl und Erdgas erscheint langfristig eine weiterhin preisgünstige und versorgungssichere Erzeugung auf der Basis der beiden Primärenergieträger nicht mehr möglich. Dank erheblicher Vorräte bietet sich in Mitteleuropa eine Alternative mit der Vergasung von Braun- und Steinkohle zur Erzeugung von SNG, Synthesegas und damit auch von Wasserstoff an.

Kohlevergasungsverfahren zur Erzeugung von Synthesegas, SNG oder Wasserstoff

Funktionsweise:

Braun- oder Steinkohle wird mit Hilfe eines Vergasungsmittels umgesetzt:

Vergasungsmittel	Zielprodukt	Verwendungsformen
Wasserstoff	Methan	SNG
Luft	Schwachgas (CO/H ₂)	Elektrizitätserzeugung
Wasserdampf/ Sauerstoff	CO/H ₂ -Gemisch	verschiedene Synthesen/ Stadtgas

Man unterscheidet die verschiedenen Vergasungsverfahren nach Gruppen ähnlicher Verfahrenstechnik, d.h. nach Typ des Vergasungsreaktors - oder auch nach Art der Deckung des Wärmebedarfes in:

- autotherme und
- allotherme Vergasungsverfahren.

Während bei den autothermen Verfahren die notwendige Reaktionswärme im Vergaser selbst durch exotherme Kohlenstoffumsetzung erzeugt wird, muß sie den allothermen Verfahren zugeführt werden. Eine Übersicht gibt Tabelle 3.1.

Prinzip	Möglichkeiten
indirekter Wärmeübergang	Verbrennen von Heizgasen Verwendung von Hochtemperaturreaktor-Wärme
direkter Wärmeübergang	1) flüssige Wärmeübertragungsmedien a) Schlacke b) Salzschnmelze c) Bleischnmelze d) Eisenschnmelze 2) feste Übertragungsmedien a) aufgeheizte Wärmesteine Al ₂ O ₃ -Pebbles (Lurgi-Ruhrgas-Verfahren, /3.4/ b) hochaschehaltiger Vergasungsrückstand (ICI-Verfahren)
Einsatz chemischer Reaktionswärme	$\text{CaO} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3, \Delta H \approx -180 \text{ [KJ/mol]}$ CO ₂ -Acceptor-Verfahren)
elektrische Heizung	Energiezufuhr durch Elektroden (Wiberg-Verfahren, /3.5/

Tab. 3.1: Beheizung allothermer Vergasungsprozesse nach /3.3/

Eine weitere Einteilungsart der Vergasungsverfahren ergibt sich aus der Wahl des eingesetzten Vergasungsmittels. Mit Ausnahme der hydrierenden Kohlevergasung und der allothermen Wasserdampfvergasung benutzt der überwiegende Teil aller Verfahren Sauerstoff bzw. Luft im Gemisch mit Wasserdampf. Um ein Produkt mit möglichst geringem Oxidationsgrad, d.h. mit möglichst hohem Heizwert zu erhalten, wird das Vergasungsmittel vorgewärmt in den Generator eingeblasen. Luft wird als Vergasungsmittel nur zur Produktion eines Schwachgases zur Elektrizitätserzeugung verwendet. Alle autothermen Verfahren zur Erzeugung von Starkgas setzen aus wirtschaftlichen Gründen Sauerstoff/Dampf-Gemische ein.

Stand der Technik, technische Daten

Es werden heute drei in Deutschland entwickelte Verfahren kommerziell genutzt:

Name:	Generatortyp:	Prinzip:
- Lurgi-Druckvergasung	Festbett	Gegenstrom
- Winkler-Prozeß	Wirbelbett	Gleichstrom
- Koppers-Totzek-Prozeß	Flugstrom	Gleichstrom

In Abb. 3.1 sind die Generatortypen schematisch dargestellt, in Tab. 3.2 sind die kennzeichnenden technischen Daten kommerzieller Kohlevergasungsverfahren bei Einsatz von Braunkohle aufgeführt, wie sie /3.6/ entnommen wurden.

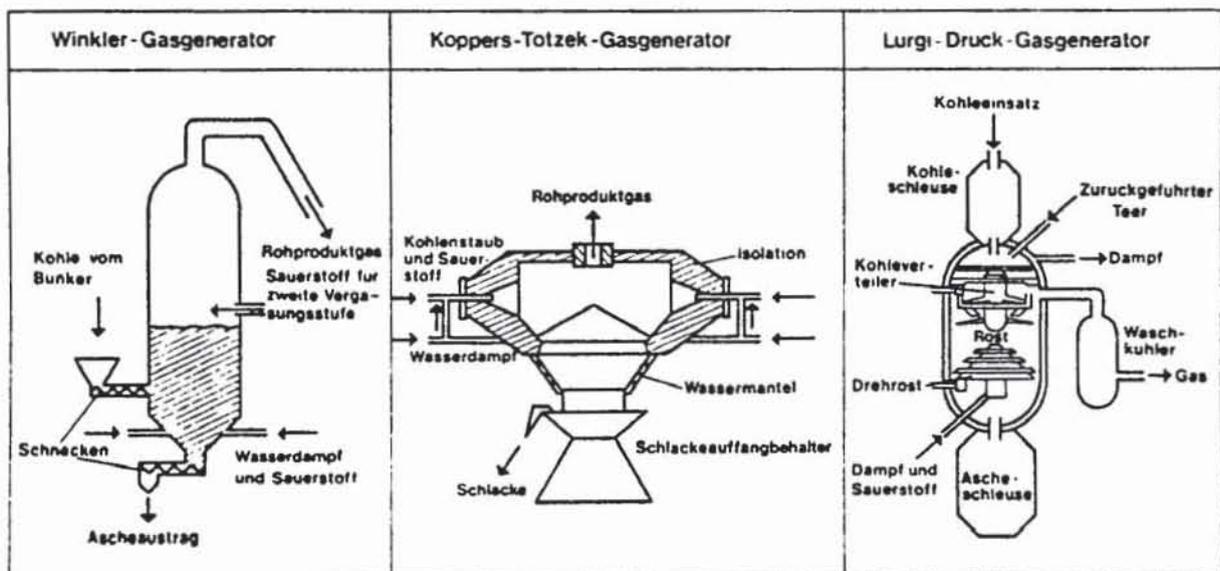


Abb. 3.1: Kommerziell eingesetzte Gasgeneratoren

Parameter	Winkler	Koppers- Totzek	Lurgi
H ₂ O in Kohle [Gew.-%]	12 (TBK _w)	8 (TBK _k)	18 (TBK _l)
Kohle-Bedarf [kg TBK _w , 10 ³ m ³ Rohg.]	590	591	610
Körnung [mm]	6	0,09	Briketts
Sauerstoff-Bedarf [m ³ O ₂ , t TBK ₀]	425	564	188
Dampf-Bedarf [t Dampf, t TBK ₀]	0,170	-	1
C-Umsetzung [%]	91	98	98
Gas-Zusammensetzung [Vol.-%]			
CO	48,6	62,6	17,6
H ₂	35,3	25,7	36,8
CO ₂	13,4	10,3	32,4
CH ₄	1,8	0,1	12,0
N ₂ + Sonstiges	0,9	1,3	0,5
C _n H _m	-	-	0,7

* TBK_w = Trockenbraunkohle (TBK) mit einem Wassergehalt von x Gew.-%.

Tab. 3.2: Kennzeichnende Daten kommerzieller Kohlevergasungsverfahren

Nach /3.6/ besitzen die Verfahren folgende Vor- und Nachteile:

	Vorteile	Nachteile
<u>Winkler</u>	<ul style="list-style-type: none"> - Flexibilität in der Rohgasleistung - Betriebssicherheit bei Ausfall der Kohlezufuhr - geringe Anforderungen an den Aschegehalt 	<ul style="list-style-type: none"> - Schwierigkeiten beim Einsatz backender Kohle - Vergasungstemperatur unterhalb der Ascheerweichung - C-Umsatz bisher unterhalb 90 %
<u>Koppers-Totzek</u>	<ul style="list-style-type: none"> - weitgehend unabhängig von den phys. und chem. Eigenschaften der Einsatzkohle 	<ul style="list-style-type: none"> - hoher Sauerstoffbedarf - aufwendige Kohlevorbereitung
<u>Lurgi</u>	<ul style="list-style-type: none"> - gute Wärmenutzung, dadurch geringer O₂-Bedarf - hoher Vergasungsdruck (25 bar) 	<ul style="list-style-type: none"> - Einsatz stückiger Kohle - (Brikettierung von Braunkohle notwendig) - aufwendige Rohgasaufarbeitung - Prozeß ist nicht dampfautark

Nach /3.7/ ergibt sich für den Lurgi-Druckvergasungsprozeß bei einem oberen zulässigen Feuchtegehalt von etwa 30 %, einem maximalen Gesamtballastgehalt von etwa 45 % und nicht zu großem Feinstkornanteil die Rohgaszusammensetzung in Tab. 3.3.

	"typisch"	Sasol	Dorsten
H ₂	38 Vol. %	40 Vol. %	39,1 Vol. %
CO	24 "	18 "	22,8 "
CO ₂	28 "	31 "	27,4 "
CH ₄	10 "	9 "	9,6 "
N ₂	k. A.	1 "	0,5 "
H ₂ S	k. A.	1 "	0,5 "
Brennwert:	11,8 MJ/m ³ (iN)	11,2 MJ/m ³ (iN)	11,7 MJ/m ³ (iN)
	(= 2830 kcal/ m ³ (iN))	(= 2670 kcal/ m ³ (iN))	(= 2788 kcal/ m ³ (iN))

Tab. 3.3: Rohgaszusammensetzung der Lurgi-Steinkohle-Druckvergasung, wasser- und teerfrei

Kennzeichnende Anlagenädaten bei der Vergasung von Steinkohle /3.7/ in Sasolburg

Generatordurchmesser:	ca. 3,6 ... 4 m
Kohledurchsatz:	15 t/h
Gaserzeugung:	34.700 m ³ (iN)/h , (trocken)
spez. Kohledurchsatz:	1,2 t/m ² h
spez. Gaserzeugung:	2.750 m ³ (iN)/m ² h

Aktivitäten

Abb. 3.2 zeigt eine Übersicht über die neuen Verfahrensvarianten der Kohlevergasung, an denen in der Bundesrepublik Deutschland gearbeitet wird /3.3/.

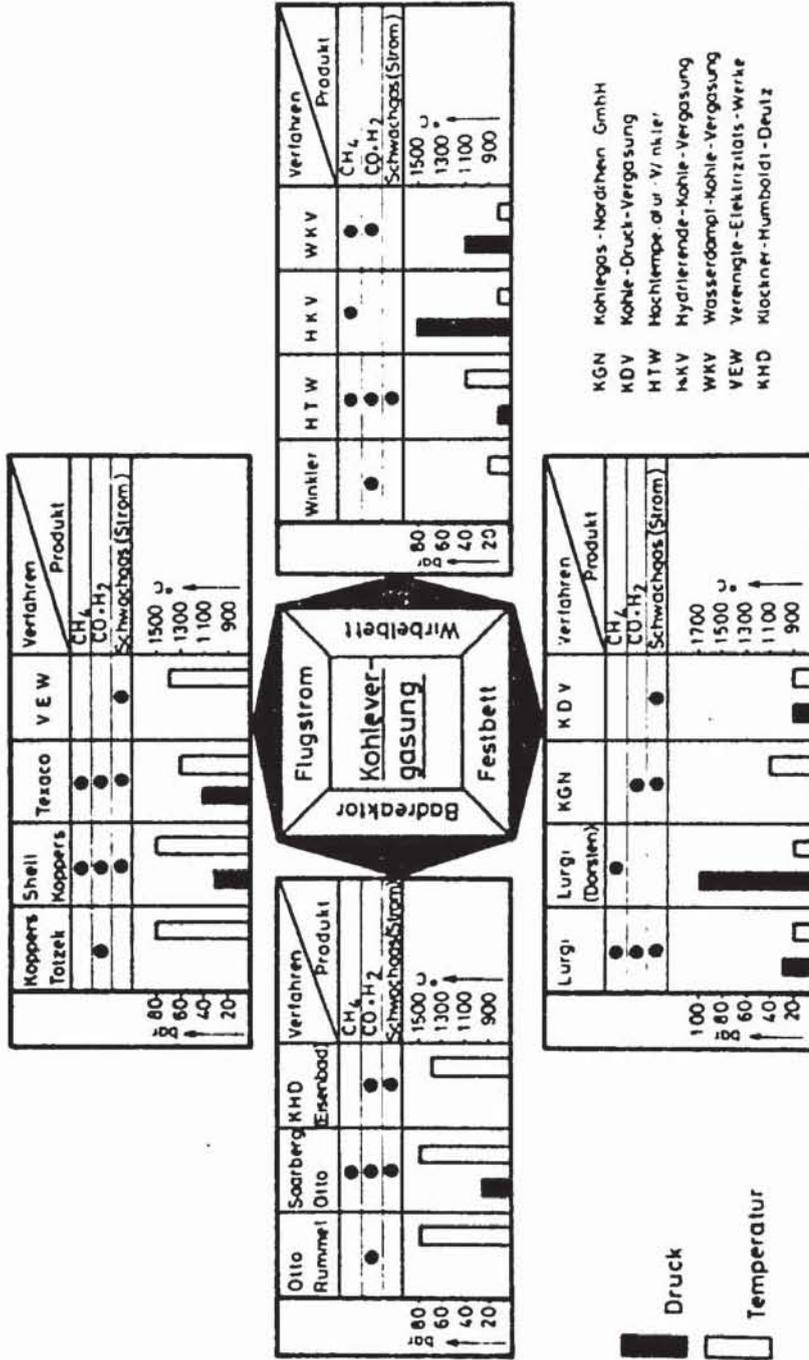


Abb. 3.2: Weiterentwicklung von Vergasungsverfahren in der Bundesrepublik Deutschland /3.6/

Bei allen Weiterentwicklungen - auch der drei schon kommerziell genutzten - geht man in Richtung auf höhere Vergasungsdrucke mit dem Ziel einer erhöhten spezifischen Reaktorleistung und einer kostengünstigeren Gasaufarbeitung. In Tab. 3.4 sind ergänzende Angaben zu den Weiterentwicklungen aufgeführt.

Verfahren	Vergasungsmittel	Standort	Projekt-partner	Jahr	Durchsatz ⁺ t/h
Lurgi (100 bar)	O ₂ /H ₂ O	Dorsten	Ruhrkohle STEAG Ruhrgas	1978/79	6 BK SK
Hochtem.- -Winkler	O ₂ /H ₂ O (Luft)	Frechen	Rheinbraun (Uhde)	1978	1 BK SK
Shell Koppers	O ₂ /H ₂ O	Hamburg	Shell Krupp- Koppers	1978	5 BK SK
Texaco	O ₂ /H ₂ O (Luft)	Holten	Ruhrkohle Ruhrchemie	1978	6 BK SK
Saarberg Otto	O ₂ /H ₂ O (Luft)	Völklingen	Saarberg Otto	1978	5...10 BK SK
KDH- -Eisenbad	O ₂ /H ₂ O (Luft)	Sulzbach	KHD	1977	2,5 BK SK
PCV	O ₂ /H ₂ O (Luft)	Hückelho- ven	Zeche Sophia -Jacoba Kohlegas NR	1980	1...6 BK SK
VEW	Luft	Stockum	VEW Steinmüller	1976	1 BK SK
KDV	Luft	Lünen	STEAG Bergbau- Forschung	1975	76 BK SK
HKV (H ₂ -Verg.)	H ₂	Wesseling	Bergbau- Forschung KFA-Jülich Rheinbraun	1976	0,2 BK SK
WKV	H ₂ O	Essen	"	1976	0,2 BK SK

⁺BK ≙ Braunkohle
SK ≙ Steinkohle

Tab. 3.4: Weiterentwicklungen der Kohlevergasung in der Bundesrepublik Deutschland

Die Problematik der autothermen Kohlevergasungsverfahren in bezug auf die Schonung der Kohlenvorräte ergibt sich an den folgenden Beispielen /3.8/:

Zur Erzeugung von etwa 10^3 m^3 (iN) Methan sind nötig

<u>autotherm:</u>	<u>allotherm</u> , mit Hilfe der Wärme eines Hochtemperaturkernreaktors:
- 1,8 t Steinkohle	- 1,1 t Steinkohle
- 3,2 t Wasser	- 2,9 t Wasser
- 0,9 t Sauerstoff	- kein Sauerstoff

An den Weiterentwicklungen zur allothermen, nuklearen Kohlevergasung sind die Firmen und Institutionen - Bergbauforschung, Essen; Rheinische Braunkohlenwerke, Wesseling; Kernforschungsanlage, Jülich; Hochtemperaturreaktortechnik, Bensberg; Hochtemperatur-Reaktorbau, Mannheim - beteiligt.

Abb. 3.3 zeigt das Schema der hydrierenden Vergasung mit Hilfe der Wärme eines Hochtemperaturkernreaktors nach /3.9/, wobei hier im Fall der Verwendung von Steinkohle als wesentliche Änderung nur der Trockner entfällt.

Als ein Beispiel werden in Tab. 3.5 die technischen Daten der hydrierenden Vergasung von Gasflammkohle nach /3.9/ angegeben.

Wirtschaftliche Daten

Die von /3.9/ ermittelten Kosten für verschiedene Vergasungsverfahren basieren auf dem Preisstand Mitte 1976 und wurden von kompetenten Firmen ermittelt. Im Kapitel 3.5.1 werden die Wasserstofferzeugungskosten mit nahezu gleichen Eingangsparametern und Referenzwerten berechnet, so daß sie mit denen nach Tab. 3.6 verglichen werden können.

Die Gaserzeugungskosten beziehen sich auf das 1. Betriebsjahr einer n-ten Anlage für die hydrierende (HKV), die Wasserdampf-Kohlevergasung (WKV) und auf eine Kombination aus beiden Verfahren.

Verfahren	Braunkohle	Steinkohle
HKV	32,07	45,4 ¹⁾
WKV	29,31	40,85 ²⁾ 44,65 ³⁾
autotherm (Lurgi)	36,89	62,36
HKV/WKV - Kombi-Verfahren		39,65 ¹⁾

1) Gasflammkohle

2) WKV, nicht backende SK hoher Reaktivität

3) WKV, SK mit niedriger Reaktivität

Tab. 3.6: Kosten von SNG aus Braun- und Steinkohle bei 7500 [h/a] Auslastung, Preisbasis Mitte 1976, 3000 MW thermische Kernreaktorleistung; in [DM/Gcal H₀] nach Abzug aller Gutschriften für Nebenprodukte /3.9/

Als Kohlekosten wurden zugrundegelegt:

- Braunkohle 7 DM/Gcal H_u
- Gasflammkohle 21 DM/Gcal H_u
- nicht backende
Steinkohle 20,7 DM/Gcal H_u

In den Kosten der autothermen Lurgi-Druckvergasung sind enthalten:

- Dampfkraftanlage
- Rauchgasentschwefelung
- Sauerstoffanlage

In Abb. 3.4 sind die auf das Veredelungsprodukt von Braunkohle bei Verwendung autothermer Verfahren bezogenen Investitionskosten über dem Veredelungswirkungsgrad nach /3.6/ aufgetragen.

Zur Erzeugung von Wasserstoff aus dem Synthesegas (CO/H_2) sind die Prozeßschritte

- Dampfkonzentrierung
- Kohlendioxidtrennung

zusätzlich erforderlich. Die relativenspezifischen Investitionskosten entsprechen damit etwa denen der Erzeugung von SNG, der Veredelungswirkungsgrad liegt dann etwa in der Mitte zwischen dem der Methanol- und dem der SNG-Herstellung, so daß sich für die ausschließliche Wasserstoffherzeugung mit den primär CO/H_2 herstellenden Vergasungsverfahren eine Verteuerung des Endpreises von bis zu ca. 20 % ergibt. Eine Zusammenstellung der Wasserstoffherzeugungskosten aus fossilen Energieträgern in Abhängigkeit vom Rohstoffpreis findet sich bei /3.10/.

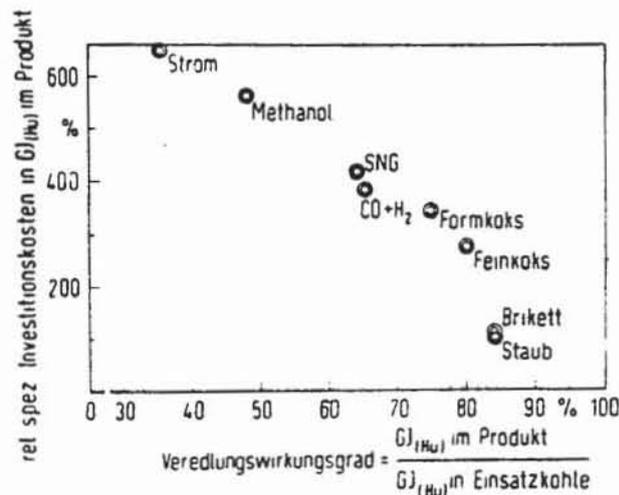


Abb. 3.4: Investitionsaufwand und Wirkungsgrad der Braunkohlen-Veredelung /3.6/

Autotherme Kohlevergasungsverfahren benötigen nach Tab. 3.2 etwa 190 (Lurgi) bis $600 \text{ m}^3 \text{O}_2$ (i.N.)/t Trockenkohle. Die Sauerstofferzeugungskosten durch Luftzerlegung nach dem Linde-Fränkler-Verfahren betragen etwa $0,18 \text{ DM/m}^3 \text{O}_2$ (i.N.)¹⁾ (im Jahre 1976 für Vergasungsanlagen).

Die anteiligen Sauerstoffkosten der Lurgi-Druckvergasung von Steinkohle nach Tab. 3.6 errechnen sich zu $9,4 \text{ DM/Gcal H}_2\text{O}$ Produktgas; bei allen anderen autothermen Verfahren, die nicht nach dem energetisch günstigeren Gegenstromprinzip arbeiten, sind sie entsprechend der benötigten Sauerstoffmenge erheblich höher.

Erläuterung Sauerstoffkosten

Die Sauerstoffkosten aus Luftzerlegungsanlagen betragen für Großverbraucher, wie z.B. die Hüttenindustrie, ab Pipelinenetz des Ruhrgebietes etwa $0,12 \text{ DM/m}^3 \text{O}_2$ (i.N.)¹⁾. Selbst die heute geplanten autothermen Kohlevergasungsanlagen stellen dagegen Kleinverbraucher dar, die mit erheblich höheren Preisen von ca. $0,18 \text{ DM/m}^3 \text{O}_2$ (i.N.) zu rechnen haben. Es wird hier aber bei allen Kostenrechnungen und Angaben einheitlich ein O_2 -Preis von $0,12 \text{ DM/m}^3 \text{O}_2$ (i.N.) zugrundegelegt.

1) pers. Mitteilung der Forschungsstelle für techn. wirtschaftliche Unternehmensstrukturen der Stahlindustrien an der RWTH Aachen; Leiter: Prof. Dr. H. Schenck

- sie gleichzeitig Sauerstoff oder Wasserstoff in molekularer Form bilden
- und gleichzeitig nahezu reversibel verlaufen müßte.

Die Einhaltung aller drei Bedingungen erscheint aufgrund von Überlegungen zum chemischen Mechanismus nicht möglich /3.12/, bzw. es wurde bei /3.11/ und auch später kein Zweistufenverfahren gefunden, bei dem die maximale Temperatur unter ca. 1000°C liegt.

In Abb. 3.5 ist der prinzipielle Ablauf eines Verfahrens mit drei chemischen Reaktionsstufen nach /3.12/ dargestellt.

In den Zwischentrennungen (Z.T.) werden das jeweilige Reaktionsprodukt vom anderen, von den Nebenprodukten, von den Einsatzstoffen A, B und Wasser getrennt. Als Sekundärkreismedium kommt vor allem Helium, daneben nach /3.13/ auch H_2O , CO_2 , N_2 und H_2 in Frage.

Als Wärmequelle für Kreisprozesse ist ein Prozeßwärmekernreaktor entsprechend /3.14/ (PR 3000) vorgesehen, wie er auch von der KFA-Jülich/Bergbauforschung Essen:Rheinische Braunkohlenwerke Köln u.a. für die allotherme Kohlevergasung zugrunde gelegt wird, s. auch /3.15, .16/, und wie er auch zur Durchführung der Wasserdampf-Reformierung von Methan /3.17, .18/ ausgelegt wurde.

Im Gegensatz zum Steam-Reformer bedingt die hohe Korrosivität der Komponenten und die komplizierte Verfahrenstechnik der wärmeaufnehmenden Reaktionen bisher bei allen vorgeschlagenen Wasserspaltungsprozessen - wie auch im Fall der nuklearen Wasserdampf-Kohlevergasung - einen Sekundärkreis.

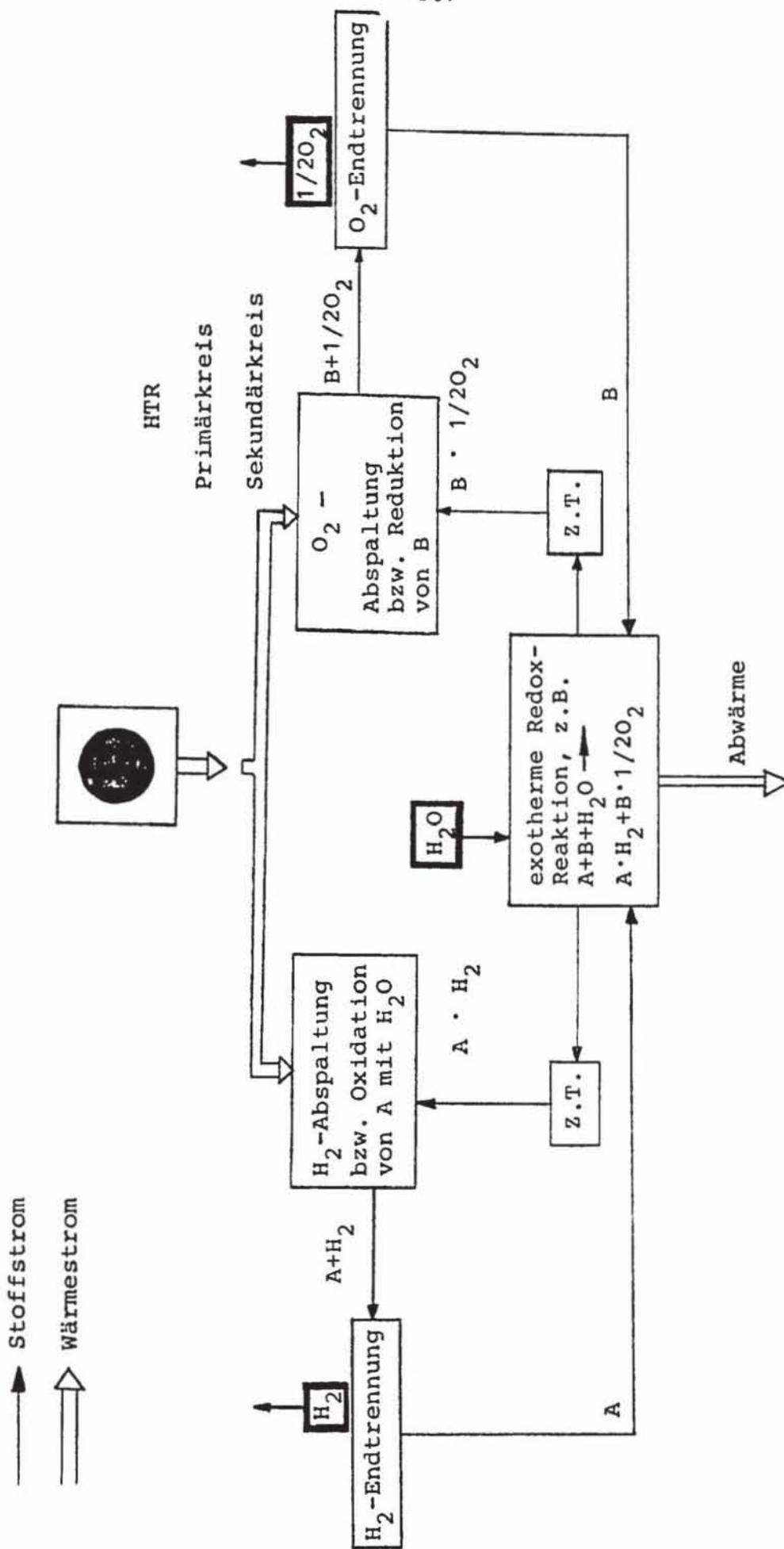


Abb. 3.5: Ablauf eines Wasserspaltungsverfahrens mit drei chemischen Reaktionsstufen

Wirkungsgrad

Der maximal erreichbare thermische Wirkungsgrad (H_O) der Wasserspaltung errechnet sich mit jeweils 50° - Temperaturdifferenz (ΔT) der Wärmetauschvorgänge im sonst reversiblen Fall nach

$$\eta_{th} \leq \frac{\Delta h^\circ}{\Delta g^\circ} \left(1 - \frac{T_u}{T_o - (T_R - 2 \cdot \Delta T)} \cdot \ln \frac{T_o}{(T_R - 2 \cdot \Delta T)} \right)$$

$\Delta h^\circ, \Delta g^\circ$	Standardenthalpie, freie Enthalpie der Bildungsreaktion von Wasser bei 298° K, 1 bar
T_u, T_o	Untere und obere Prozeßtemperatur
T_R	He-Primärkreis: Rücklauf­temperatur
T_C	He-Primärkreis-Austrittstemperatur ($T_o + 2 \cdot \Delta T$)

Mit

- je 50° Temperaturdifferenz für die Wärmetauschvorgänge Primär-/Sekundärkreis/Prozeß
- ohne Berücksichtigung weiterer Irreversibilitäten, wie sie z.B. das Primär- und das Sekundärkreisgebläse hervorrufen
- einer unteren Prozeßtemperatur von 348° K - Abwärmeabgabe

ergibt sich der in Abb. 3.6 dargestellte, auf den oberen Heizwert von Wasserstoff bezogene Wirkungsgrad.

Nach Abb. 3.6

- ist eine Vergleichbarkeit verschiedener thermochemischer oder auch thermoelektrischer Wasserspaltungsprozesse untereinander in Bezug auf den Wirkungsgrad nur mit Angabe des benötigten Temperaturniveaus gegeben;
- beträgt der maximal erreichbare Wirkungsgrad der Wasserspaltung mit einem heute für den Hochtemperaturkernreaktor vorgesehenen Temperaturniveau von $T_C/T_R \sim 1000/300^\circ$ C ca. 66 % (H_O); berechnet man die Verdichterleistungen der Primär- und Sekundärkreisgebläse mit ca. $120 [MW]_{el}$ bei $3000 [MW]_{thermisch}$ und $\eta_{el} = 41$ %, so ergibt sich für den maximal erreichbaren Wirkungsgrad der Wasserspaltung

$$\eta_{th,max} = 62 \% (H_O)$$

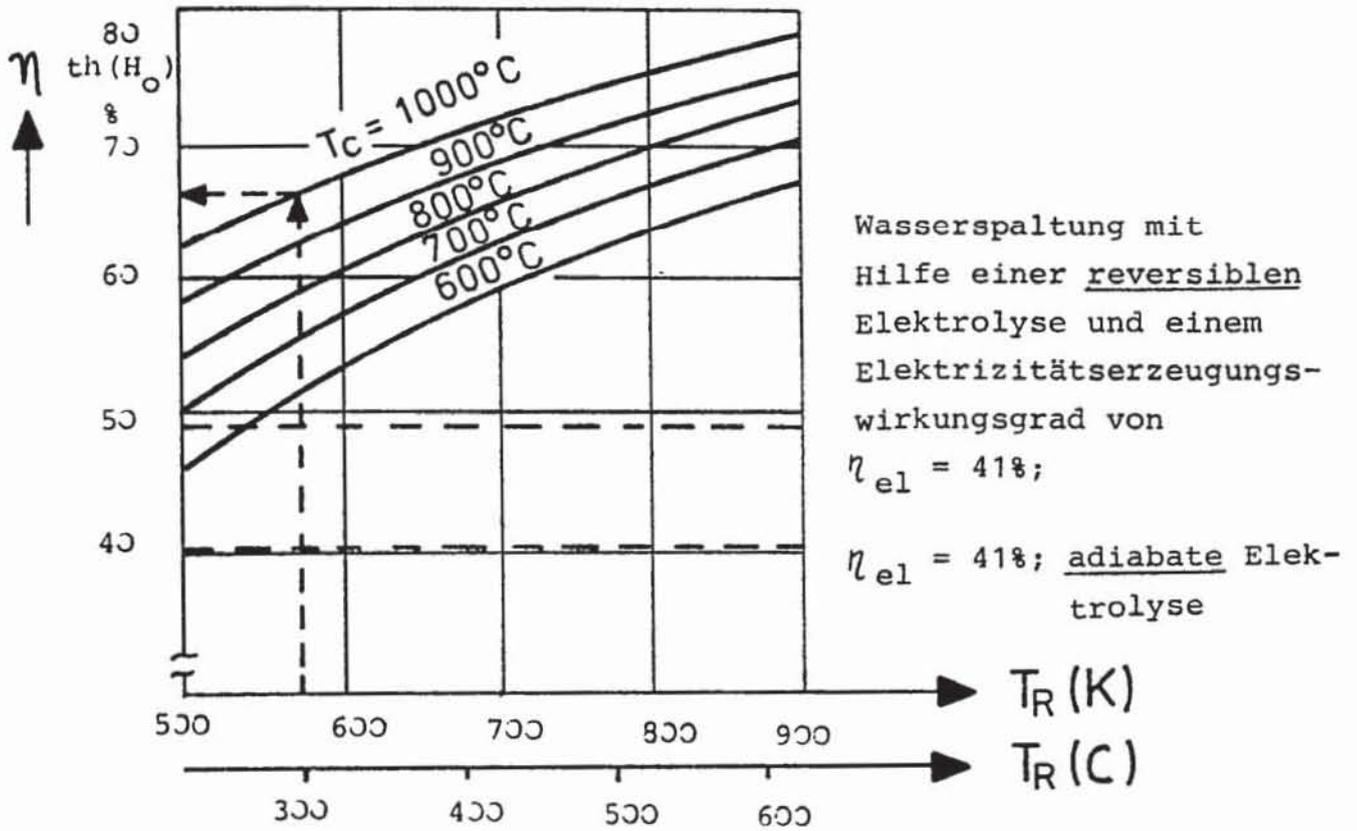


Abb. 3.6: Maximal erreichbarer Wirkungsgrad (H_2O) bei Berücksichtigung von je 50° Temperaturdifferenz der Wärmetauschvorgänge als Funktion der Primärkreis-Rücklauf-temperatur (T_R) mit der mittleren Austritts-temperatur des Primärkreises (T_C) als Parameter

- ist ein Vergleich der Wasserspaltungsverfahren mit denen der nuklear-allothermen Kohlevergasung auf Basis der Wirkungsgrade nicht sinnvoll, weil der überwiegende Teil des Heizwertes der Vergasungsprodukte aus Kohle und nicht aus Kernwärme stammt.

Nach dem Stand der Technik erscheint eine Primärkreis-Rücklauf-temperatur von ca. 400°C erreichbar, wie sie z.B. für das HHT-Projekt der KFA-Jülich u.a. vorgesehen ist. Sie bedingt höhere Kosten des primären Systems, weil

- ein höherer Kühlmitteldurchsatz bei gleicher thermischer Leistung erforderlich ist
- kompliziertere Kühlungsmaßnahmen für die Koaxialleitungen und die Primärwärmetauscher- bzw. Rekuperator-Aufhängungen erforderlich werden.

Einordnung von thermochemischen Kreisprozessen

Seit der Veröffentlichung eines Kreisprozesses durch Funk und Reinström /3.11/ - Vanadium/Chlor - und fünf Jahre später durch Marchetti und de Beni - Mark 15, Calcium/Brom/Quecksilber - wurde eine große Anzahl weiterer vorgeschlagen. Sie lassen sich unter verschiedenen Gesichtspunkten in Gruppen oder auch Prozeß-Familien einordnen:

- Bezeichnung nach der endothermen Reaktion, die den überwiegenden Teil der gesamten einzukoppelnden Wärme aufnimmt, d.h. Prozeßfamilien, z.B. Familie der Schwefelsäureprozesse;
- Bezeichnung nach der Anzahl der Reaktionsstufen, wobei als Stufe ein Verfahrensschritt gilt, bei dem mindestens ein chemischer Reaktionspartner einen Wertigkeitswechsel erfährt und jede Stufe von Produkt-Edukt-Trennungen eingeschlossen ist, z.B. ein 3-Stufen-Prozeß nach Abb. 3.5;
- Bezeichnung nach dem physikalischen Zustand der Reaktionspartner während der Wärmeein- und -auskoppelung, z.B. Gruppe der Gas-Feststoffprozesse.

Unter dem letzten Gesichtspunkt werden hier die Verfahren zu Gruppen zusammengefaßt, da sie über untereinander ähnliche verfahrenstechnische Eigenschaften verfügen und eine Entwicklungstendenz erkennen lassen.

Aktivitäten

Die Wasserspaltung in Form von thermochemischen Kreisprozessen und Hybridverfahren wird seit mehreren Jahren an vielen Stellen der Welt untersucht:

- | | |
|-------------|---|
| USA | - Westinghouse, Los Alamos, IGT-Chicago, General Atomic, Oak-Ridge, Argonne Nat. Lab., Lawrence Livermore |
| Italien | - CCR Ispra |
| Japan | - Mitsubishi, Univ. Tokyo, Univ. Yokohama |
| Belgien | - Mol |
| Frankreich | - Saclay |
| Deutschland | - RWTH Aachen, KFA-Jülich |

Kostenanalysen wurden bisher nur für den an der RWTH Aachen entwickelten Methan-Methanol-Zyklus von Lummus im Auftrag der EPRI und für das Schwefelsäure-Hybridverfahren von Westinghouse in jeweils nicht optimierter Form, aber aufgrund detaillierter Fließschemata erstellt. Kostenberechnungen zu Schwefelsäure-Hybridverfahren liegen auch aus Ispra vor /3.19/.

3.1.1.2.1 GRUPPE DER GAS-FESTSTOFF-PROZESSE

Dieser Prozeßtyp wurde bis zum Jahre 1976 intensiv im Bereich der Eisen-Chlor-Prozeßfamilie besonders im CCR Ispra und an der RWTH Aachen untersucht. Es wurde - wie auch unter den Prozeßvorschlägen anderer Arbeitsgruppen - kein dreistufiges Verfahren entsprechend Abb. 3.5 gefunden, bei dem

- der Thermovektor eines HTR (ca. 300 - 1000^o C) in geeigneter, angepaßter Form genutzt wird, und gleichzeitig
- alle Einzelreaktionen im Verfahren ein für technische Zwecke geeignetes Verhältnis Produktgas-Eduktgasstrom besitzen /3.20/, und gleichzeitig
- alle Einzelreaktionen aufgrund der jeweiligen thermodynamischen Daten hohe Gleichgewichtsumsätze erreichen können, so daß der energetische Trennaufwand nicht den Wirkungsgrad erheblich verschlechtert, und
- eine für großtechnische Anlagen geeignete Verfahrenstechnik ermöglicht wird.

In Tab. 3.7 ist ein Teil der bisher vorgeschlagenen Prozesse dieser Gruppe aufgeführt; eine übersichtliche Zusammenstellung fast aller bisher vorgeschlagenen thermochemischen Prozesse führte C.E. Bamberger durch /3.21,.22/. Ein Teil der dort aufgeführten Verfahren wurde hier weggelassen, wenn z.B. eine der beteiligten Reaktionen im chemischen Mechanismus offensichtlich nicht möglich erscheint oder auch wenn der energetische Aufwand zur Trennung einer der Komponenten in einer ähnlichen Größenordnung wie der Heizwert des Wasserstoffs liegt. Dies ist z.B. bei Verfahren der Fall, die mit der thermischen Spaltung von Jodwasserstoff arbeiten, wenn er in einem vorhergehenden Schritt nur mit einer etwa 1-molaren Konzentration erzeugt werden kann. Andere Kreisprozesse wurden hinzugefügt. Die Auflistung der Verfahren kann hier nicht vollständig sein, weil z.B. in der Fe/Cl-Prozeßfamilie mehrere hundert verschiedene Varianten möglich sind. Dies gilt auch für alle anderen Prozeßfamilien.

Tab. 3.7: Gas-Feststoffprozesse der thermochemischen
Wasserspaltung

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente außer H und O	auftretende Verbindungen außer $H_2O/H_2/O_2$	Stufenzahl	T_{max} °C
1	/3.11/	V, Cl	VCl_2, VCl_3, Cl_2 HCl, VCl_4	4	~ 800
2	/3.23/	Ca, Br, Hg	$CaBr_2, Ca(OH)_2$	4	~ 730
	/3.24/	in Abwandlungen:	$HBr, HgO, HgBr_2$	4	~ 900
		Cu statt Hg oder Sr	$Hg_2Br_2, CuBr_2$	3	~ 800
		Sr statt Ca, oder zusätzlich C	$SrBr_2, SrO$ statt $Ca(OH)_2$ hier $CaCO_3$	5	~ 900
3	/3.25/	As, S, Cd	AsH_3, CdO, SO_2	5	~ 750
		in Abwandlungen:	$CdSO_4, SO_3$		~ 850
		statt As Bi oder Sb, statt Cd CO, Fe, Mn, Ni, Zn, auch Fe	Cd_3As_2	5	
4	/3.26/	C, Cl, Fe	$CO, CO_2, FeCl_2$ Fe_2O_3, Fe_2Cl_6 $HCl, FeCl_3$	5	~ 900
5	/3.26/	C, Cl, Fe in Abwandlung	$CO, CO_2, FeCl_2$ FeO, HCl	4	~ 950
	/3.26/	Mn statt Fe	statt FeO	4 bzw. 5	~ 950
	/3.27/		$FeCl_2$ dann: $Mn_2O_3, MnO_2,$ $MnCl_2$		~ 950

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente außer H und O	auftretende Verbindungen außer $H_2O/H_2/O_2$	Stufenzahl	$T_{max} \text{ } ^\circ C$
6	/3.28/	C, S, Al, statt Al auch Co, Cu, Mn, Ni, Sn, Zn	$CH_4, CO, CH_3OH,$	4	~ 900
			$SO_2, Al_2O_3,$	4	~ 900
			$Al_2(SO_4)_3$	4	~ 900
				4	~ 900
7	/3.29/	Cd, I, Ga, Pb	$CdO, Cd(IO_3)_2$ $CdI_2, PbI_2,$ GaI_3	6	~ 800
8	/3.30/	Ce, Cl	$CeOCl, CeO_2$	4	
	/3.31/		$CeCl_3, HCl$		
	/3.31/	Ce, Cl	$CeCl_3$ -Hydrat CeO_2, HCl	3	
	/3.30/	Ce, Cl, C	zusätzlich $Ce_2(CO_3)_3$	5	
	/3.31/	Ce, S, Br	$CeBr_3$ -Hydrat CeO_2, HBr H_2SO_4, SO_2	4	
9	/3.32/	Cr, Co, Br	$CrBr_2, CoO, Co_3O_4$ $CoBr_2, HBr$	5	~ 1000
10	/3.33/	Cr, Mn, Br	$CrBr_2, CrBr_3$ $MnO, MnBr_2,$ MnO_2	5	~ 1100
11	/3.33/	Cu, Cl, N, S	$NH_4Cl, CuCl, NH_3$ $Cu_2O, CuSO_4$ CuO, SO_3, SO_2	6	~ 1100
12	/3.32/	Eu, Cl, Co in Abwandlung Mg, Ni Y statt Co, auch Sm	$EuCl_2, EuCl_3$	4	~ 850
			$HCl, CoO, CoCl_2$	4	~ 900
			oder statt $CoO,$ $CoCl_2$	4	bis ~ 1700
			- Y_2O_3, YCl_3		

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente außer H und O	auftretende Verbindungen außer $H_2O/H_2/O_2$	Stufenzahl	T_{max} °C
13	/3.34/	Eu, I, Sr	EuO, Eu_2O_3 SrI ₂ , SrO	3	~ 1100
14	/3.35/	Fe, Br	FeBr ₂ , Fe_3O_4 HBr, Br ₂	3	~ 1000
15	/3.36/	Fe, Cl	FeCl ₂ , Fe_3O_4 FeCl ₃ , HCl, Cl ₂	4	~ 850 ... ~ 900
16	/3.36/	Fe, Cl	FeCl ₂ , HCl, Fe_3O_4 FeCl ₃ , Cl ₂	4	~ 850
17	/3.37/	Fe, Cl	FeCl ₂ , FeCl ₃ , Fe_3O_4 Fe_2O_3 , HCl, Cl ₂	5	~ 950
18	/3.36/	Fe, Cl	Fe, FeCl ₂ , FeCl ₃ Fe_3O_4 , Cl ₂ , HCl	5	~ 950
19	/3.38/	Fe, Cl	s. lfd. Nr. 18	5	~ 950
20	/3.36/	Fe, Cl	s. Lfd. Nr. 18	5	~ 950
21	/3.40/	Fe, Cl	FeO, Fe_3O_4 , HCl FeCl ₂ , Cl ₂	4	~ 900
22	/3.41/	Fe, Cl	FeCl ₂ , Fe_3O_4 , HCl FeCl ₃ , Cl ₂	4	~ 850
23	/3.42/	Fe, Cl, C, Cu, Mg	FeCl ₂ , FeCl ₃ , Fe_2O_3 , HCl, CO, COCl ₂ , Cl ₂ , CuCl, CuCl ₂ , Mg(OH)Cl, MgCl ₂	8	~ 800

weitere Hydrolyseverfahren mit Alkali- oder Erdalkali-
Verbindungen /3.67, .68, .69, .64/

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente außer H und O	auftretende Verbindungen außer $H_2O/H_2/O_2$	Stufenzahl	$T_{max} \text{ } ^\circ C$
24	/3.43/	Fe, Cl, Mg	$FeCl_2, FeCl_3, HCl$ $Fe_3O_4, Fe_2Cl_6,$ MgO, $MgCl_2$	6	~ 650
25	/3.44/	Fe, Cl	Fe, Fe_3O_4, HCl $FeCl_2$	3	~ 1350
26	/3.45/	Fe, Cl	FeO, Fe, Fe_3O_4 HCl, $FeCl_2$	3	~ 1050
27	/3.46/	Fe, K, analog Na	$Fe_3O_4, KFeO_2$ KOH, Fe_2O_3	3	~ 1400
28	/3.47/	Fe, Cl, Cu	$Fe_3O_4, FeCl,$ $FeCl_3, CuCl$ $CuCl_2, HCl$	4...5	~ 850
weitere Fe/Cl-Prozesse finden sich bei /3.63, .64, .65, .66/					
29	/3.48/	Fe, Cl	$FeCl_2, Fe_2Cl_6$ Fe_3O_4, Fe	5	~ 900
30	/3.48/	Fe, Cl	Fe, Fe_3O_4, Fe_2O_3 $FeCl_2, Fe_2Cl_6$	5	~ 900
31	/3.49/	Fe, Cl	Fe, $FeCl_2, FeCl_3$ Fe_3O_4, Cl_2	4	~ 950
32	/3.51/	Ge, Co, S statt Co auch Pb oder Cu	Ge, GeO, Co_3O_4 SO_2, SO_3, CoO	3 oder 4	~ 850... ~ 1050
33	/3.52/	Hg, N, $I_2, C,$ K	NH_4I, NH_3, HgI_2 $KHCO_3, K_2CO_3$	4	~ 650

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente außer H und O	auftretende Verbindungen außer $H_2O/H_2/O_2$	Stufenzahl	T_{max} °C
34	/3.53/	I, Br, Ni, S	HI, H_2S , $NiBr_2$, S_2 NiO	6	~ 900
35	/3.54/	I, N, Ba, C	NH_4I , NH_3 , I_2 $BaCO_3$, BaI_2 , CO_2	3	~ 850
		auch zusätzlich Fe	zusätzlich FeI_2 , Fe_3O_4	5	~ 850
		auch zusätzlich Mg	zusätzlich MgO , MgI_2	5	~ 850
36	/3.12/	I, C, N, Na	NH_4I , NH_3 , I_2 , NaI, $NaHCO_3$, Na_2CO_3 , CO_2 , $NaIO_3$	6	~ 650
37	/3.29/	Ni, I, C	Ni, $Ni(OH)_2$, NiO $Ni(IO_3)_2$, CO $Ni(CO)_4$	6	~ 400
38	/3.55/	Ni, I, N, Na	NH_4I , NH_3 , NiI_2 Na_2CO_3 , NaI, CO_2	4	~ 850
39	/3.56/	S, Ca, Zn	H_2S , CaS, $CaSO_4$, S ZnS, SO_2 , $ZnSO_4$, SO_3 , ZnO	6	~ 900
weitere Sulfat-Prozesse bei /3.60, .61, .62, .70/					
40	/3.57/	S, La, C	H_2S , La_2O_3 $La_2S_2O_2$, SO_2 , CO_2 $La_2(CO_3)_2$, H_2SO_4	6	~ 900
41	/3.56/	S, Zn	H_2S , S_2 , SO_2 , ZnO, $ZnSO_4$, SO_3	4	~ 900

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente außer H und O	auftretende Verbindungen außer $H_2O/H_2/O_2$	Stufenzahl	T_{max} °C
42	/3.58/	S, Se, Zn, Cl	$H_2Se, Se, ZnO, SO_2, ZnSO_4, ZnSe, HCl, ZnCl_2$	5	~ 900
43	/3.59/	U, C	$U_3O_8, CO_2, UO_2CO_3, UO_3$	3	~ 900

Die Bewertung der Gruppe der Gas-Feststoff-Prozesse wird im Zusammenhang mit den Verfahren des folgenden Kapitels durchgeführt.

3.1.1.2.2 GRUPPE DER PROZESSE MIT GASFÖRMIGEN, FLÜSSIGEN
UND FESTEN KOMPONENTEN

In diese Gruppe wurden die Verfahren aufgenommen, bei denen der überwiegende Anteil aller Reaktionswärmen in flüssig-gasförmig betriebene Verfahrensstufen eingekoppelt werden kann. Dies sollte als Weiterentwicklung zu den Verfahren nach Kapitel 3.1.1.2.1 wesentliche Erleichterungen in der möglichen großtechnischen Auslegung ergeben.

Tab. 3.8: Zusammenstellung der mit gasförmigen, flüssigen und festen Komponenten betriebenen Kreisprozesse

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente	Verbindungen	Stufenzahl	T _{max} [° C]
1	/3.71/	Cu, Br, S	Cu, Br ₂ , CuBr, CuBr ₂ , H ₂ SO ₄ , SO ₂	6	~ 850
2	/3.72/	Cr, K	Cr ₂ O ₃ , KOH, K ₃ CrO ₄ K ₂ CrO ₄	3	~ 950
3	/3.73/	Cr, Sr	Cr ₂ O ₃ , Sr(OH) ₂ Sr ₂ CrO ₄ , Sr ₅ (CrO ₄) ₃ OH, SrCrO ₄	3	~ 1050
4	/3.74/	Cu, S, Br, Mg	Cu, HBr, CuBr, MgO, MgBr ₂ , S, SO ₂ , H ₂ SO ₄	6	~ 950
5	/3.75/	Cu, Cl, Mg S	Cu, HCl, CuCl, MgCl ₂ , MgO, Cu ₂ O SO ₂ , H ₂ SO ₄	6	~ 950
6	/3.76/ auch /3.79/	Fe, S, C, s.	FeS, Fe ₃ O ₄ , FeS ₂ SO ₂ , CH ₃ OH, CH ₃ HSO ₄ H ₂ SO ₄	5	~ 900

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente	Verbindungen	Stufenzahl	T _{max} [° C]
7	/3.75/	Fe, Cl, S	FeCl ₂ , Fe ₃ O ₄ , HCl FeS, FeS ₂ , Fe ₃ O ₄ SO ₂ , H ₂ SO ₄	7	~ 850
8	/3.76/	I, S, C	HI, I ₂ , C ₂ H ₆ O, SO ₂ , H ₂ SO ₄	4	~ 850
9	/3.75/	P, S	H ₃ PO ₄ , P ₄ O ₆ , H ₃ PO ₃ SO ₂ , H ₂ SO ₄	5	~ 900 ... ~ 950
10	/3.75/	S	H ₂ S, SO ₂ , S ₂ , H ₂ SO ₄	4	~ 1000
11	/3.77/	S, Ca, C	H ₂ S, CaO, CaS CaCO ₃ , CO ₂ , SO ₂	6	~ 900
12	/3.77/	S, C, Mn	H ₂ S, MnCO ₃ , MnS CO ₂ , SO ₂ , H ₂ SO ₄	5	~ 1000
13	/3.78/	Se, As, K	H ₂ Se, KOH, SeO ₂ As ₂ O ₃ , As ₂ O ₅ K ₂ Se	5	~ 750
14	/3.78/	Se, Cu, S	H ₂ Se, CuO, CuSe SeO ₂ , H ₂ SeO ₃ , CuSe H ₂ SO ₄ , CuSO ₄ , SO ₂	6	~ 900
15	/3.78/	Se, K, S	H ₂ Se, KOH, K ₂ Se SeO ₂ , H ₂ SO ₄	5	~ 850
16	/3.80/	S, Sb, C	CH ₃ I, Sb ₂ O ₃ , CH ₄ CH ₃ OH, CO ₂ , H ₂ SO ₄	5	~ 850
17	/3.81/	S, Na, C	CH ₄ , CO, NaHSO ₄ Na ₂ SO ₄ , SO ₂	4	~ 850

Problemzonen bei der Verwendung fester Komponenten

a) Wärmetauscher- und Instrumentierungswerkstoffe:

Die Materialproblematik konnte bisher bei keinem thermochemischen oder hybriden Kreisprozeß hinreichend geklärt werden. Die Kostenrechnungen im Kapitel 3.5 sind deshalb mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

b) Trennung der Produktgase von den Eduktgasen

In den Tab. 3.7, .8 sind nur wenige Prozesse aufgeführt, bei denen nur eine gasförmige Komponente von einer weiteren, leicht kondensierbaren, bei jeder der notwendigen Zwischen- und Endtrennungen abgetrennt werden muß. In der Regel handelt es sich um weitaus schwieriger zu separierende Gasgemische. Dieser Punkt wird hier am Beispiel eines Prozesses der Eisen-Chlor-Familie erläutert, weil diese Separierung von Gasgemischen in diesem Fall mit thermodynamisch und verfahrenstechnisch optimierenden Methoden behandelt worden ist /3.82/.

Abb. 3.7 wurde /3.82/ entnommen und zeigt ein für Fe/Cl-Prozesse typisches Blockdiagramm.

Unter den folgenden Annahmen wurde ein Gesamtwirkungsgrad von 37 % (H_0) ermittelt:

- die Chlorabspaltung aus $FeCl_3$ wird mit Hilfe eines Zusatzstoffes zur Gleichgewichtsverlagerung betrieben, $CO + 2FeCl_3 \longrightarrow COCl_2 + FeCl_2$, wobei $COCl_2$ (Phosgen) thermisch unter Chlorfreisetzung gespalten wird,
- alle Rückwärmennutzungen, auch die Abkühlung fester Stoffe, werden mit einer Temperaturdifferenz von $50^\circ C$ durchgeführt, soweit das jeweilige Temperaturniveau dies erlaubt.

Aus der Analyse eines teilloptimierten, detaillierten Fließbildes ergibt sich, daß ca. 57 % aller im Prozeß vernichteten reversiblen Arbeit durch die Separierung von Gasgemischen hervorgerufen werden /3.82/.

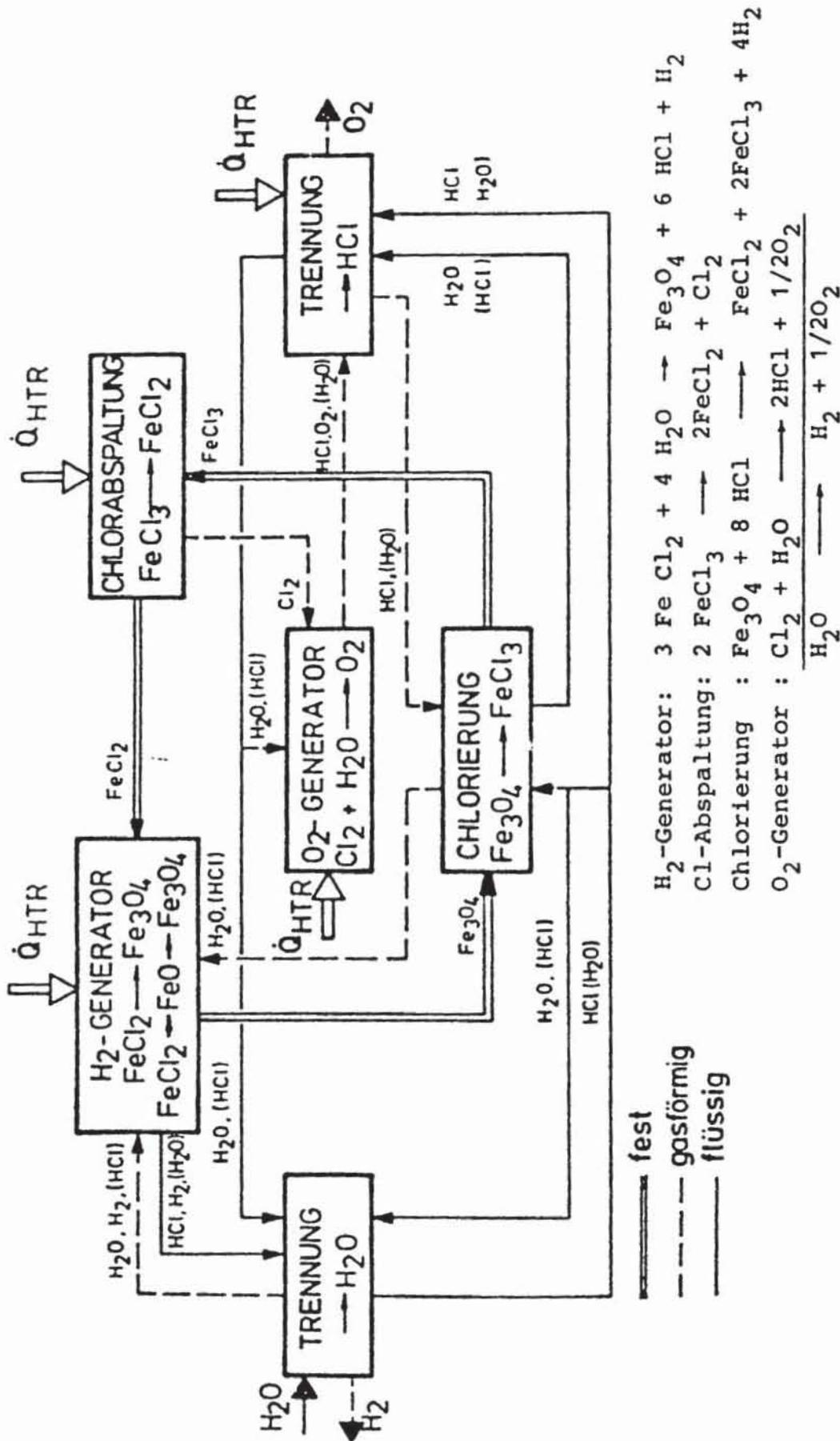


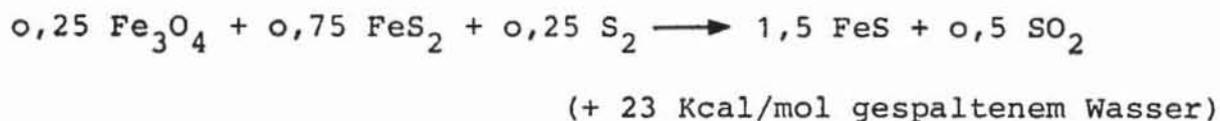
Abb. 3.7: Blockdiagramm eines Eisen/Chlor-Prozesses

Nach /3.83/ ist nicht die Anzahl der Prozeßstufen für den Wirkungsgrad eines Verfahrens entscheidend, sondern im Vergleich mit /3.82/, der mit erhöhter Stufenzahl steigende Trennaufwand.

c) Handhabung großer Feststoffmengen - verfahrenstechnische Durchführbarkeit

Als Wärmequelle für thermochemische und hybride Kreisprozesse sind Hochtemperaturkernreaktoren mit einer Leistung von 500 MW bis etwa 3000 MW vorgesehen. Für 3000 MW_{th}-Anlagen ergeben sich für die Prozesse nach Tab. 3.7 und 3.8 bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 40 % (H₀), Feststoffdurchsätze von in der Regel mehr als 40 000 t/Tag. Teilweise müssen bis zu 10⁵ t/Tag zur Erreichung eines geeigneten Wirkungsgrades mindestens rekuperativ vorgewärmt bzw. abgekühlt und in einer endothermen Reaktion umgesetzt werden.

Kreter, K. /3.84/ zeigt, daß nach heutigem Stand der Technik für diesen Zweck wohl nur die Wirbelschichttechnik in Frage kommt. Am Beispiel eines Kreisprozesses der Schwefelsäure-Prozeßfamilie, bei dem, pro Mol gespaltenen Wassers, die Reaktion



auftritt, zeigt sich, daß selbst bei einer zugrundgelegten minimalen Anströmgeschwindigkeit der Wirbelbetten der Wirkungsgrad von in etwa erreichbaren 50 %-Punkten (H₀) auf etwa 40 % gesenkt wird. Die zusätzlichen Verluste an reversibler Arbeit treten auf:

- durch endliche Temperaturdifferenz der rekuperativen Wärmetauschvorgänge im Zusammenhang mit den großen Feed-Gasströmen,
- Druckverluste der Wirbelbetten,
- Trennung des jeweiligen Produktgases aus dem Feed-Gas.

Wie /3.84/ kommt auch Partridge u.a. /3.85/ im Fall der Eisen-Chlor-Prozeßfamilie zu dem Ergebnis, daß die Handhabung von Feststoffen bei den vorgesehenen Anlagegrößen einen erheblichen

apparativen Aufwand erfordert. Der Aufwand ist nicht etwa durch die kinetischen Eigenschaften der jeweilig untersuchten chemischen Reaktionen bedingt, sondern überwiegend durch den für die Wärmetauschvorgänge notwendigen Einsatz der Wirbelschichttechnologie.

3.1.1.2.3 GRUPPE DER GAS-FLÜSSIGKEITS-PROZESSE

Mit den wenigen Ausnahmen der Prozesse, die mit geschmolzenen Hydroxiden der Alkali- und Erdalkalimetalle hauptsächlich im Wärme einkoppelnden Schritt arbeiten, besteht die Gruppe der mit gasförmigen, flüssigen und mit festen Komponenten betriebenen Verfahren nach Tab. 3.9 aus Prozessen der Schwefelsäurefamilie. Dieser Trend setzt sich hier fort. Wegen der Schwierigkeiten in der Verarbeitung großer Feststoffmengen bemühen sich die jeweiligen Arbeitsgruppen in den letzten Jahren verstärkt, flüssig-gasförmig betriebene Verfahren zu finden und zu entwickeln. Dies gilt besonders in Bezug auf Möglichkeit und Notwendigkeit, die Wärme der endothermen Reaktionen in eine schmelzflüssige oder auch gasförmige Phase einzukoppeln, auch wenn teilweise noch der Transport und der Austausch der latenten Wärme mit festen Komponenten als Kompromiß in Kauf genommen wird.

Tab. 3.9: Prozesse mit flüssig-gasförmigen Komponenten

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente	Verbindungen	Stufenzahl	T _{max} [°C]
1	/3.86/ /3.87/ /3.88/ /3.89/	C, S	CO, CO ₂ , CH ₃ OH CH ₄ , SO ₂ , H ₂ SO ₄	5	~ 850
2	/3.89/	I, S, C	HI, C ₂ H ₆ O, I ₂ CH ₃ I, SO ₂ , H ₂ SO ₄	4	~ 850
3	/3.90/	I, S, C	C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ SO ₂ , H ₂ SO ₄	3	~ 850
4	/3.91/	P, S	H ₃ PO ₄ , H ₃ PO ₃ P ₄ O ₆ , SO ₂ , H ₂ SO ₄	5	~ 900

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente	Verbindungen	Stufenzahl	T _{max} [°C]
5	/3.91/	S	H ₂ S, S ₂ , SO ₂ H ₂ SO ₄	4	~ 950
6	/3.92/	Se, As, K	H ₂ Se, KOH, SeO ₂ As ₂ O ₃ , As ₂ O ₅ K ₂ Se	5	~ 800
7	/3.92/	Se, K, S	H ₂ Se, KOH, K ₂ Se, SeO ₂ , H ₂ SO ₄ , SO ₂	5	~ 850
8	/3.93/	C, S, I	SO ₂ , H ₂ SO ₄ Benzen, HI	3...4	~ 850
9	/3.94/ /3.95/ /3.96/ /3.97/	I, S	SO ₂ , HI _{3...5} , H ₂ SO ₄ , I ₂	3...4	~ 850
10	/3.93/	S, C	SO ₂ , H ₂ SO ₄ , CO COS	6	~ 850
11	/3.94/	S, C I als Katalysator	SO ₂ , H ₂ SO ₄ , CH ₂ O, CH ₃ OH	3	~ 850

Dank der thermodynamischen Eigenschaften und der physikalischen Eigenschaften der Schwefelsäure als Ausgangsstoff zur Sauerstoffabspaltung haben sich die Arbeiten in den letzten Jahren auf die Schwefelsäureprozeßfamilie konzentriert, wie man aus dem Proceeding der zweiten Welt-Wasserstoff-Energie-Konferenz, Zürich (1978) entnehmen kann. Eine sichtbare Ausnahme bilden nur die Untersuchungen, die mit dem Namen Bamberger, Nat.Lab., Oak Ridge, verknüpft sind und neue Vorschläge zu Hybridverfahren von der RWTH Aachen, s. Kapitel 3.1.1.2.4 und 3.5.

Problemzonen der Gas-Flüssigkeits-Prozesse

Abgesehen von den nichtgelösten Werkstoffproblemen im Zusammenhang mit der Bildung und Spaltung von Schwefelsäure, wird der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad dieser Prozeß-Gruppe wesentlich gesenkt durch

- einen hohen Energieaufwand zur Separierung der Gasgemische der wasserstoffabspaltenden Prozeßseite
- einen hohen Energieaufwand zur Konzentrierung von Schwefelsäure.

Es liegen bisher keine experimentellen Ergebnisse vor, wonach Schwefelsäurekonzentrationen von etwa 70 % und mehr erreicht wurden - mit Ausnahme der Prozesse 2 und 5 nach Tab. 3.9. Prozeß 2 scheiterte bisher am Energieaufwand der Hydrolyse von Methyljod /3.88/, bzw. an dem der Spaltung des in geringer Konzentration erzeugten Jod-Wasserstoffs. Zu Arbeiten an diesem Problem wird bei /3.98/ berichtet.

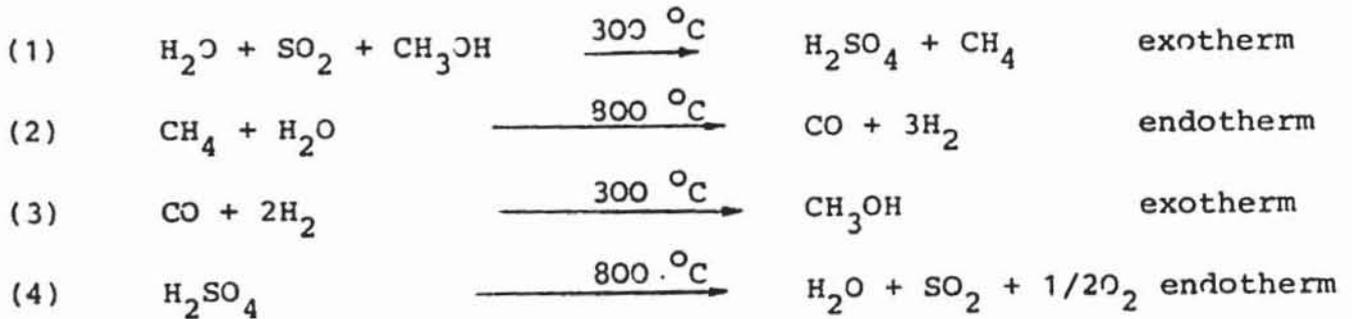
Verfahren, die primär Schwefelsäure und Schwefel aus Schwefeldioxid-Wasser erzeugen, setzen den Wasserstoff mit der Spaltung von H_2S frei. Die nicht zufriedenstellende Gleichgewichtslage der Schwefelwasserstoffspaltung versucht man durch Zusatzstoffe, wie im Prozeß 10, zu verbessern, oder man weicht auf die Komponente Selen wie im Verfahren 7 aus.

Die wasserstoffseitig C-H-O-Verbindungen benutzenden Verfahren zeigen bisher keine zufriedenstellenden Umsatzraten der exothermen Redox-Reaktion. Die Bildung von Nebenprodukten konnte bisher nicht unterdrückt werden /3.93/.

Da detaillierte Fließbilder vorliegen, wird das Methan- Methanol-Verfahren nach /3.87/ im Kapitel 3.5 zur Berechnung der H_2 -Erzeugungskosten zugrundegelegt.

Beschreibung des Methan-Methanol-Verfahrens

Das Verfahren besteht aus den Reaktionsschritten:



Die Redoxreaktion (1) ist die Schlüsselreaktion des Verfahrens. Nach Berechnungen des Gleichgewichtes /3.88/ soll eine H_2SO_4 -Konzentration von ca. 80 %-Gew. erreicht werden können. Es wird Jol als Katalysator verwendet.

RK(2) stellt den Steam-Reformingschritt dar, wie er auch bei der allothermen, hydrierenden Kohlevergasung Anwendung findet.

RK(3) kennzeichnet die Methanolsynthese. Anstelle der thermodynamisch günstigen Niederdrucksynthese /3.88/ wird nach /3.136/ des Kapitels 3.5.2 aus Kostengründen eine Hochdrucksynthese für die Auslegung gewählt.

RK(4) stellt die Sauerstofffreisetzung aus Schwefelsäure dar.

Die Auslegung nach /3.136/ (Kap. 3.5.2) geht von einer thermischen Leistung des HTR von 3345 MW, einer H_2SO_4 -Konzentration von 80 %-Gew. und einem Wirkungsgrad von 37,5 % (H_0) aus. Es wird noch ein zusätzlicher organischer Zwischenkreis zur H_2SO_4 -Konzentrierung und -Verdampfung verwendet, wie er in einer früheren Auslegung der Firma Westinghouse vorgesehen war. Abweichend von der Konzeption zur hydrierenden Kohlevergasung der KFA-Jülich wird bei /3.136/ (Kap. 3.5.2) auch zur Beheizung des Steam-Reformingschrittes ein Sekundärkreis verwendet.

Nach /3.88/ könnte das Verfahren geeignet sein, aus Wasser und Kohlendioxid (z.B. aus Rauchgasen) Methan oder auch CO/H_2 -Gemische und Sauerstoff herzustellen. Der apparative und thermische Aufwand zur Abtrennung von Gasen aus Gasgemischen könnte so wesentlich gegenüber der Auslegung nach /3.136/, (Kap. 3.5.2) gesenkt werden.

3.1.1.2.4 GRUPPE DER HYBRID-VERFAHREN

Das Ziel der Entwicklung von Hybridverfahren besteht darin, die Vorteile von thermochemischen mit denen von elektrolytischen Methoden zu verknüpfen. Thermochemische Reaktionen sollen zu höheren Wirkungsgraden unter Einsparung eines Energieumwandelungs-schrittes führen - die Benutzung von Elektrolysen führt zur Senkung des Energiebedarfs für die Trennungen der Reaktionsprodukte, die hier überwiegend entfallen. Außerdem kann die Auswahl der chemischen Komponenten, bzw. des thermochemischen Schrittes ausschließlich unter verfahrenstechnischen Gesichtspunkten erfolgen.

Die Funktionsweise der Hybridverfahren beruht auf der Depolarisation einer oder auch beider Elektrodenreaktionen mit Hilfe chemischer Komponenten im Anoden- oder Kathodenraum, die einem Wertigkeitswechsel unterliegen. Hierdurch wird die Zellspannung bzw. der Elektrizitätsbedarf im Vergleich zur Elektrolyse von Wasser gesenkt. In Tab. 3.10 sind einige bisher vorgeschlagene Hybridverfahren aufgeführt.

Tab. 3.10: Hybridverfahren

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente	Verbindungen	maximale Prozeßtemperatur [° C]
1	/3.99/	S, Br	HBr, SO ₂ , Br ₂ H ₂ SO ₄	~ 850
2	/3.100/	Cd	Cd, CdO, Cd(OH) ₂	~ 1250
3	/3.101/	Cl	Cl ₂ , HCl	~ 800
4	/3.102/	Cu, Br, S	H ₂ CuBr ₄ , HBr, H ₂ SO ₄ , CuSO ₄ CuO, Cu ₂ O, Cu	~ 1100

Lfd. Nr.	Lit.	Elemente	Verbindungen	maximale Prozeßtemperatur [° C]
5	/3.102/	S	SO ₂ , H ₂ SO ₄	~ 850
6	/3.103/	S, I-ano- discher Kataly- sator	HI, aq., H ₂ SO ₄ SO ₂	~ 850
7	/3.104/	Li, oder andere Alkali- Erdalkali- metalle	LiH, Li	~ 800
8	/3.93/	Cu, Cl	CuCl, CuCl ₂ , HCl	~ 800

Problemzonen bei der Gruppe der Hybridverfahren

Abgesehen von ungelösten Werkstoffproblemen des thermochemischen Schrittes besteht das Hauptproblem in der Entwicklung einer kostengünstigen und nahezu reversibel arbeitenden Elektrolysezelle. Man ist bemüht

- hohe Stromdichten bei geringen Spannungsverlusten zu erreichen,
- Edelmetalle als Elektrodenmaterialien zu vermeiden,
- eine spannungsverlustarme, aber korrosionsstabile Membran zur Trennung des Anoden- vom Kathodenraum zu entwickeln.

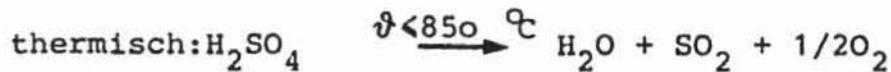
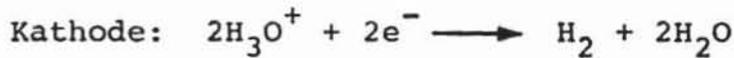
Bei Schwefelsäure ergibt sich zudem die Notwendigkeit der Erreichung einer hohen, anodischen Säurekonzentration.

Andernfalls müssen aufwendige verfahrenstechnische Methoden, wie die der Brüdenkompressionen, eingesetzt werden, um Gesamtwirkungsgrade von mehr als ca. 40 % (H_2O) erhalten zu können. Weiterhin muß nach /3.105/ die Säurekonzentration im Kathodenraum gering gehalten werden, um bei erhöhter Temperatur des elektrolytischen Schrittes eine Reaktion der Säure mit Wasserstoff und damit eine Vergiftung der Kathode zu vermeiden. Die Entwicklung einer dreiteiligen Zelle mit einer Spülung des Diaphragmenzwischenraumes und die Benutzung der durch Jod katalysierten Anodenreaktion nach /3.103/ erscheint als ein erfolgversprechender Weg /3.106/.

Beschreibung und technische Daten der Verfahren 5 und 7 nach Tab. 3.10

Schwefelsäure-Hybridprozeß nach Westinghouse

Der Schwefelsäure-Hybridprozeß ist wohl eines der bisher am weitesten entwickelten Verfahren auf seinem Gebiet. Die insgesamt zur Wasserspaltung notwendige elektrische Arbeit wird mit Hilfe von Schwefeldioxid in einer anodischen Depolarisation gesenkt. Die Produkte des elektrochemischen Schrittes sind Wasserstoff und Schwefelsäure:



Die theoretische, reversible Spannung gegen Wasserstoff NE steigt von 0.17 [Volt], Raumtemperatur und einer 1-molaren, wässrigen Säurekonzentration /3.105/ auf:

$$- 0,22 \text{ [Volt] , } 60^\circ\text{C} \text{ und } 44 \text{ \%-wt } \text{H}_2\text{SO}_4$$

$$- 0,4 \text{ [Volt] , } 60^\circ\text{C} \text{ und } 85 \text{ \%-wt } \text{H}_2\text{SO}_4$$

Der Auslegungsfall 1 nach /3.107/ mit 0.4 Volt und 80 %-wt H_2SO_4 erscheint deshalb unrealistisch - im Kapitel 3.5 wird für die Kostenermittlung vom Fall 2 mit 0.6 [Volt] und 80 %-wt H_2SO_4 ausgegangen (Tab. 3.11).

Einige Stromdichte/Zellspannungswerte zum Vergleich in Tab. 3.11.

Als Membran- bzw. Diaphragmamaterialien werden Nafion bzw. Gummi verwendet.

Tab. 3.11: Technische Daten der elektrochemischen Reaktion;
Versuche; Fall 2, /3.107/

Literatur (Name)	/3.107/ (Farbmann)	/3.105/ (Appleby)	/3.106/ (Struck)	Fall 2 /3.107/
Stromdichte [mA/cm ²]	200	ca. 60	300 ca. 130	200
%-wt H ₂ SO ₄	50	44	50 55	80
Temperatur [°C]	50	50	88 88	100
Zellspannung [V]	0,6	0,6	0,6 0,6	0,6
Elektroden- material	C + Pt	Pt-Schwarz	C C	C
Gesamtdruck [b]	1	1	1 1	20

Abb. 3.8 zeigt den prinzipiellen Ablauf des H₂SO₄-Hybridverfahrens mit einer Dreikammer-Elektrolyse nach /3.106/.

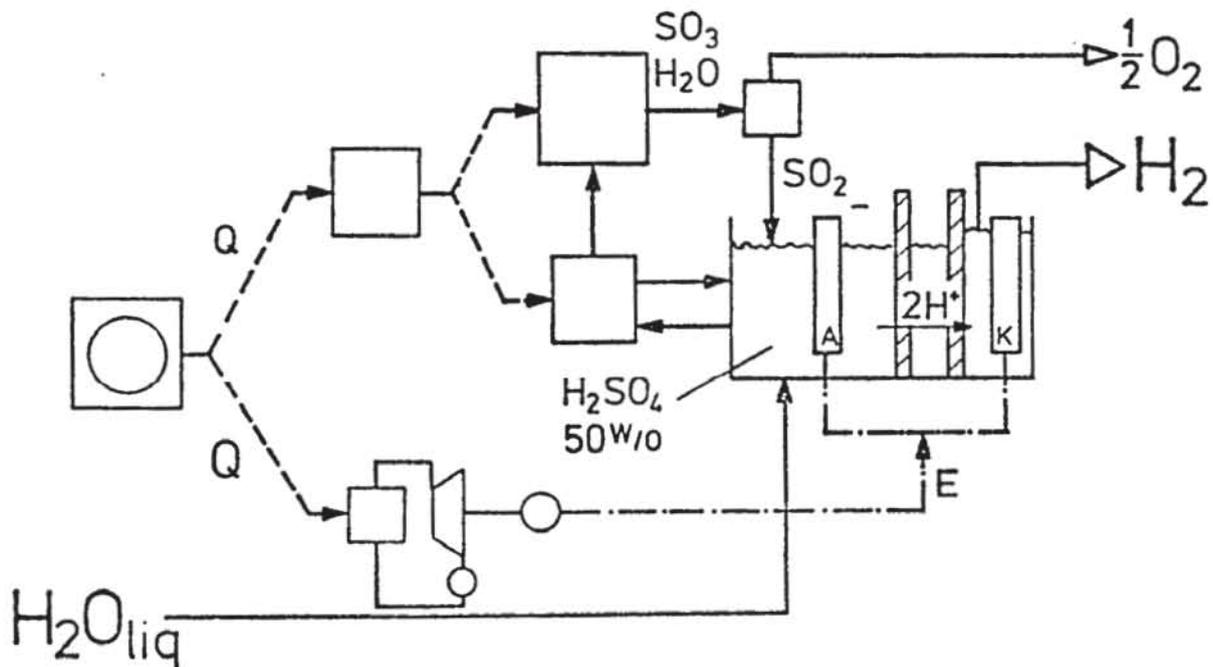


Abb. 3.8: Blockdiagramm des H₂SO₄-Hybridverfahrens

Die weiteren, wesentlichen Auslegungsparameter im Fall 2 sind:

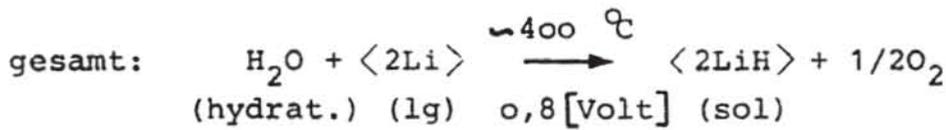
thermische Reaktorleistung	[MW]	3221
Kühlmittelaustrittstemperatur	[°C]	1010
Gesamtwirkungsgrad	[%]	46,8
Wärmeauskopplung		
1. Sekundärkreis	[MW]	1448
$T_{\max} - T_{\min}$, primärseitig	[°C]	1010 - 422
2. Sekundärkreis	[MW]	1715
$T_{\max} - T_{\min}$, primärseitig	[°C]	835 - 414
Elektrische Nettoleistung		
der He-Turbine (bei 1010 bis 835 °C)	[MW]	81

Das LiH-Hybridverfahren nach Schulten, Behr, Wenzl

Dieses Verfahren befindet sich erst im Anfangsstadium der Untersuchung. Die insgesamt zur Wasserspaltung notwendige elektrische Arbeit wird mit Hilfe von Lithium in einer kathodischen Reaktion gesenkt. Die Produkte des elektrochemischen Schrittes sind Lithiumhydrid und Sauerstoff. Lithium bzw. Lithiumhydrid werden vom Elektrolyten, hygroskopische Salze bzw. Wasser enthaltende Hydroxide, mit Hilfe einer nur für Wasserstoff durchlässigen Metallwand bzw. Folie getrennt. Es werden mehrere Effekte genutzt:

- die Überspannungen im Elektrolyten und der Elektrodenreaktionen werden mit zunehmender Temperatur (ca. 250 - 450 °C) sehr gering,
- die Wasserstoffdiffusion in Form von Atomen bzw. Protonen in bestimmten Metallen und Metallegierungen kann bei geringen Verlusten an reversibler Arbeit zu großen Stromdichten führen,
- die Abwärme der Elektrolyse kann in geeigneter Weise zur Stromherstellung genutzt werden,
- es sind vergleichsweise kleine Stoffmengen umzusetzen.

Eine Reihe technologischer Fragen können noch nicht als gelöst angesehen werden. Nach /3.104/ konnten bisher Stromdichten von etwa 700 mA/cm^2 bei ca. 400°C , 1 bar und einer Verlustspannung von etwa 0,1 Volt im Experiment erreicht werden. Als Elektrolyt diente mit Wasserdampf gesättigtes Natriumhydroxid. Dank der hohen elektrischen Leitfähigkeit flüssiger Alkalimetalle bildet die Metallmembran gleichzeitig die Kathode, Wasserstoff diffundiert aufgrund eines durch das Alkalimetall hervorgerufenen Konzentrationsgradienten. Nach /3.104/ kommen auch andere Depolarisatoren als Alkalimetalle in Frage. Die Elektrodenreaktionen und der physikalisch-chemische Ablauf lauten:



< > durch Membran getrennt

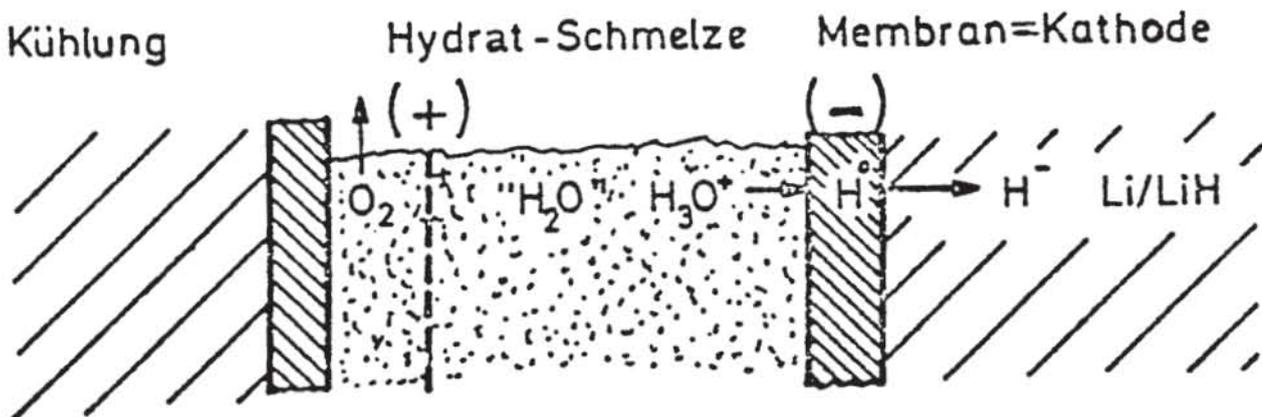


Abb. 3.9 erläutert den Ablauf des Verfahrens.

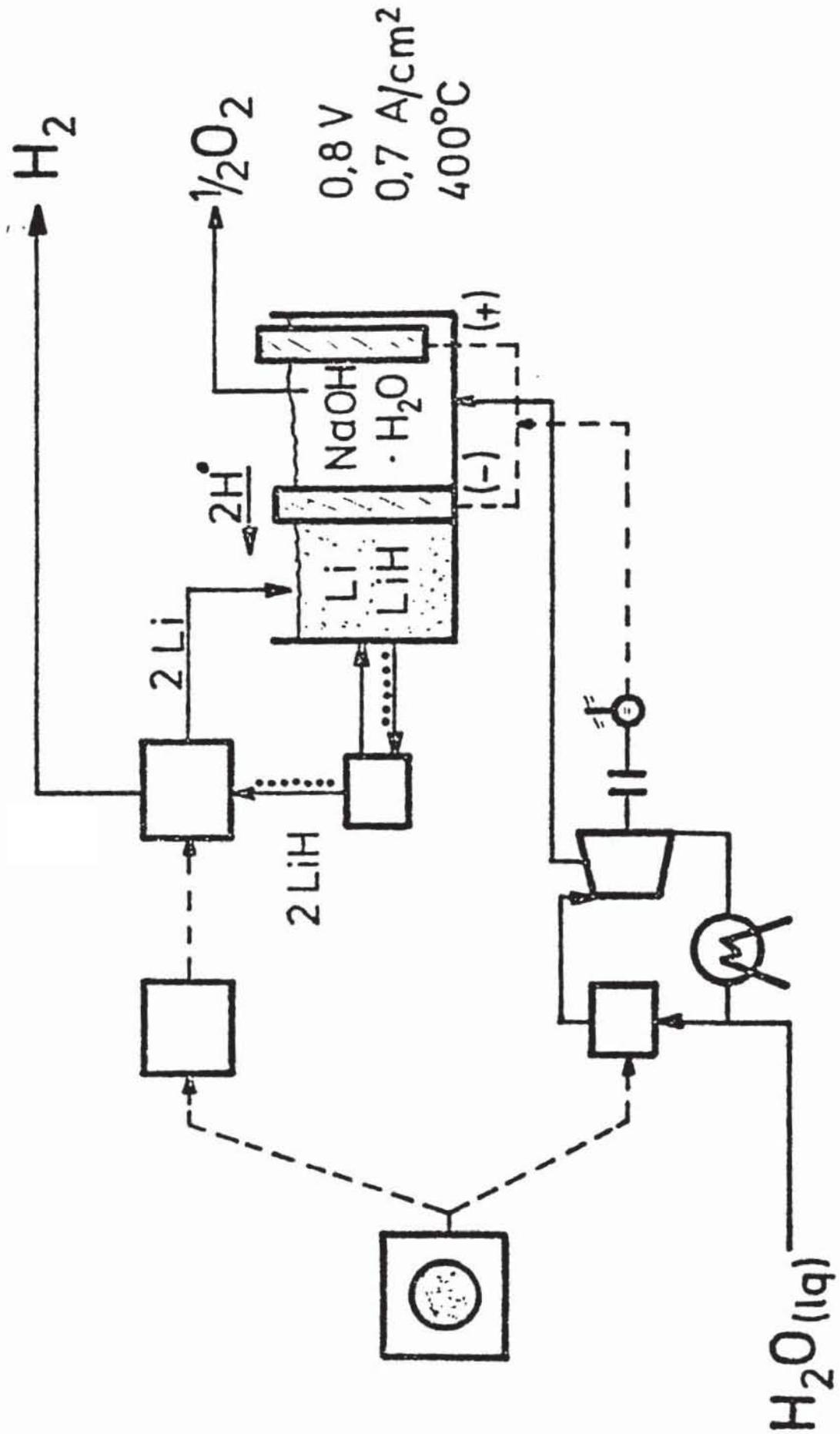


Abb. 3.9: Blockdiagramm des LiH-Hybridverfahrens

Abb. 3.11 zeigt den Wärmebedarf, wie er sich aus Abb. 3.10 errechnet.

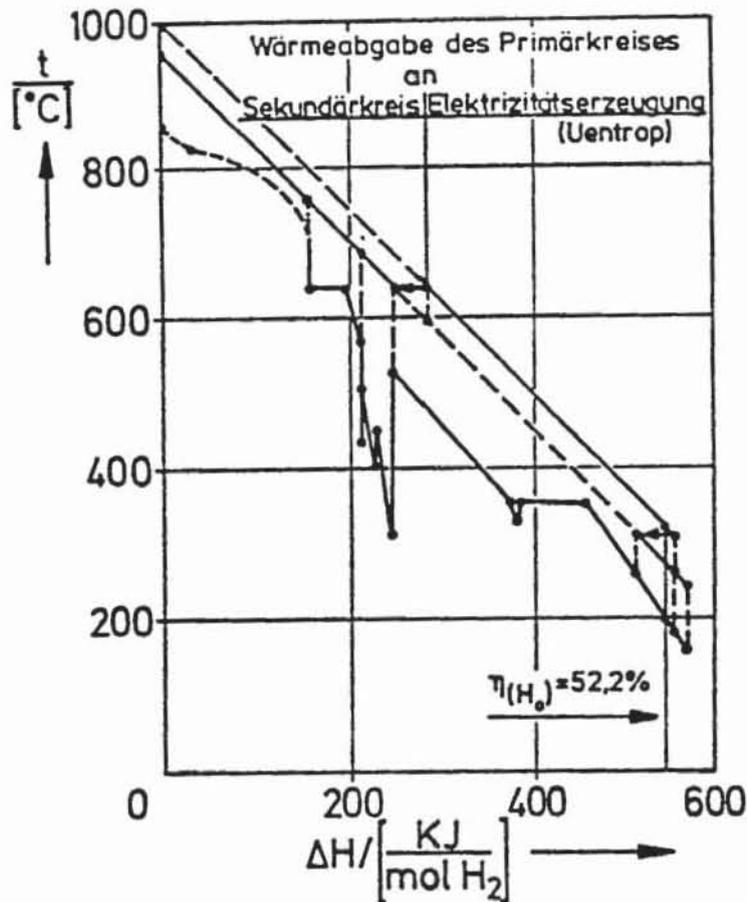


Abb. 3.11: Erwarteter Wärmebedarf des LiH-Verfahrens in nicht optimierter Form

Tab. 3.12 gibt die technischen Daten der Auslegung an. Es werden bei der Abspaltung von Wasserstoff aus Lithiumhydrid zusätzliche Stoffe eingesetzt, um einen Druck von ca. 3 bar im Temperaturbereich von ca. 700 - 860 $^{\circ}\text{C}$ zu erhalten und um gleichzeitig das Temperaturniveau des Schmelzpunktes zu senken. Dies beruht auf Literaturangaben und ist zur Zeit Gegenstand experimenteller Arbeiten. Der Wärmebedarf der thermochemischen Reaktion wird hierdurch im Vergleich zu dem der Spaltung reinen Lithiumhydrids erhöht.

Tab. 3.12: Daten der Auslegung nach Abb. 3.10

<u>Reaktorseitig:</u>		
thermische Leistung, Reaktor	[MW]	3256
- netto, keine Stromabgabe -		
Stromherstellung am Primärkreis	[MW] _{el}	829,5
Stromherstellung am Primärkreis	[MW] _{th}	1920 ⁺
Temperaturniveau, Primärkreis	[°C]	1000 - 325
thermische Auskopplung		
Primär-Sekundärkreis (LiH-Spaltung)	[MW]	1476
Summe der He-Gebläseleistungen	[MW]	140
<u>Elektrolyse und Prozeß:</u>		
Strombedarf der Elektrolyse	[MW]	916
Strombedarf der H ₂ -Verdichtung (60 b)	[MW]	40
Strombedarf der Speisepumpen	[MW]	6
Stromerzeugung aus Zellkühlung und Rückwärmenutzung	[MW]	316
Elektrolysetemperatur	[K]	700
Zellspannung bei 5000 - 7000 [A/m ²]	[Volt]	0,812
Zelldruck	bar	5
⁺ abzüglich 140 [MW] Gebläseleistung		
Transformatorverlust	[MW]	7,5
Generator-Verlust	[MW]	17
Gleichrichter-Verlust incl. Stromzuführung	[MW]	19
O ₂ -Output	[kg/sec]	94,45
H ₂ -Output	[kg/sec]	11,9
H ₂ -Output (H ₂ O)	[MW]	1700
Wirkungsgrad (H ₂ O)	[%]	52,2

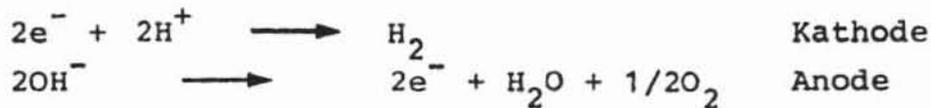
3.1.2 ELEKTROLYSE-VERFAHREN

3.1.2.1 NIEDERDRUCK-ELEKTROLYSE

Das ND-Verfahren wird heute zur Wasserstoffherzeugung für die chemische Industrie (z.B. zur Ammoniakherstellung) großtechnisch angewendet, wo preiswerte elektrische Energie zur Verfügung steht. Es wurden Anlagen von mehr als 100 MW elektrischer Leistung gebaut /3.108/. Die technische Lebensdauer beträgt bis zu 30 Jahren. Geringe Stromdichten (0,1 - 0,2 A/cm²) bei hoher Zellspannung (2,1 - 2,3 V) bewirken einen schlechten Wirkungsgrad und sehr hohe Anlagekosten.

Funktionsweise

Als Elektrolyt dient eine wässrige KOH-Lösung. Die Elektrodenreaktionen lauten:



Anoden- und Kathodenraum werden durch ein Asbestdiaphragma voneinander getrennt. Die an den Elektroden gebildeten Gase werden durch Umpumpen des Elektrolyten aus der Zelle geführt und in Gasabscheidern abgetrennt. In Filterpressenbauweise können mehr als hundert Zellen hintereinandergeschaltet werden. Die Elektroden bestehen aus Nickel bzw. vernickeltem Stahlblech. Es werden die folgenden Hilfseinrichtungen benötigt:

- Gleichstromversorgung
- Gasabscheider
- Umwälzpumpen
- Reinigungsanlage für Frischwasser
- Kühlsystem der Zelle
- Kompressoren des Niederdruck-Wasserstoffes
(~ 2 mWS)

Tab. 3.13: Technische Daten

	bisher	neuere Entwicklungen
Anlagengröße [Nm ³ H ₂ /h]	~ 30.000	~ 100.000
Elektrische Leistungsaufnahme [MW]	~ 100...160	
spez. elektrische Leistungsaufnahme [kWh/Nm ³ H ₂]	~ 5...5,4	4,5...4,7
Elektrolysetemperatur [°C]	70...80	80...100
Elektrolysedruck bar	1,1...1,2	1,1...2
Elektrolysespannung [V]	2,1...2,3	1,9...2,1
Elektrolysestromdichte [A/cm ²]	0,1...0,2	0,2...0,4
Elektrolysewirkungsgrad [%] ($\frac{H_2}{E_{el}}$)	65...70	ca. 75

Die spezifischen Investitionskosten betragen 1976 etwa 500 ... 600 DM/kW_{input}.

Die prozentuale Aufteilung der Gesamtkosten ergibt sich nach /3.109/ zu:

	[%]
Kapitalkosten (20 % Annuität)	14,9
Betriebsmittel	
- Strom (4,76 kWh/Nm ³ H ₂)	78,6
- Kühlwasser	3,7
- sonstige	0,9
Personalkosten	0,4
Wartungskosten	<u>1,5</u>
	100 %

3.1.2.2 HOCHDRUCK-ELEKTROLYSE

Aufbau, Funktionsweise, Materialien der Elektroden und des Diaphragmas entsprechen weitgehend dem der ND-Elektrolyse. Als Elektrolyt wird 25 %-ige KOH-Lösung verwendet.

Die Vorteile der höheren Betriebstemperatur (bis 110°C) und Drucken bis zu etwa 30 bar liegen in gesenktem Strombedarf, höheren Stromdichten und darin, den Wasserstoff nicht weiter verdichten zu müssen. Die Zellen sind üblicherweise in einem Druckbehälter untergebracht. Die Betriebstemperatur von 110°C kann wegen des Arbeitsdiaphragmas und mangelnder Beständigkeit der Dichtungen nicht höher gewählt werden. Da bisher nicht alle Entwicklungsprobleme gelöst werden konnten, wurden nur Anlagen von wenigen Megawatt gebaut /3.110/.

Tab. 3.14: Technische Daten der HD-Elektrolyse

Anlagengröße	$[\text{Nm}^3\text{H}_2/\text{h}]$	~ 1000
Elektrische Leistungsaufnahme, gesamt	$[\text{MW}]_{\text{input}}$	~ 5
spez. elektrische Leistungsaufnahme	$[\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{H}_2]$	4,3...4,8
Elektrolysetemperatur	$[\text{°C}]$	$\sim 100\dots 110$
Elektrolysedruck	$[\text{bar}]$	30
Elektrolysespannung	$[\text{Volt}]$	1,8...2,1
Elektrolysestromdichte	$[\text{A}/\text{cm}^2]$	0,2...0,4
Elektrolysewirkungsgrad $\left(\frac{H_o}{E_{el}}\right)$	$[\%]$	$\sim 70\dots 80$

Die technische Lebensdauer beträgt bisher weniger als etwa zehn Jahre. Die spezifischen Investitionskosten $[\text{DM}/\text{kW}]_{\text{input}}$ liegen etwa 10 - 20 % über denen der ND-Elektrolyse. Die durchschnittlichen Investitionserhöhungen von 15 % führen zu folgenden spezifischen Werten

HD-Investitionen: 575 - 690 DM/kW_{el} .

Ein erhöhter Mehraufwand ist ebenfalls gegenüber der SP-Elektrolyse (SPE) festzustellen. Nach den Angaben in Kap. 3.5.3 betragen die spezifischen Anlagekosten etwa 525 DM/kW-H₂. Unter Zugrundelegung des Referenzwertes für den spezifischen Energieverbrauch von 4,49 kWh/Nm³H₂ lauten die Kosten etwa

$$415 \text{ DM/kW}_{el}$$

Die Annahme ein 10 %-igen Unsicherheitsaufschlages führt zu der SPE-Investition in Höhe von 460 DM/kW_{el}.

Die geringeren Investitionen gegenüber der HD-Elektrolyse sind u.a. in erster Linie auf die höheren Stromdichten zurückzuführen.

Neue Entwicklungen bzw. Weiterentwicklungen des HD-Verfahrens /3.111/ mit bis zu 260° C-Elektrolysetemperatur und 60 bar Druck, ca. 1 A/cm² unter Verwendung eines keramischen Diaphragmas /3.119/ lassen es aber möglich erscheinen, daß die erwarteten Kosten der SP-Elektrolyse zukünftig erreicht werden.

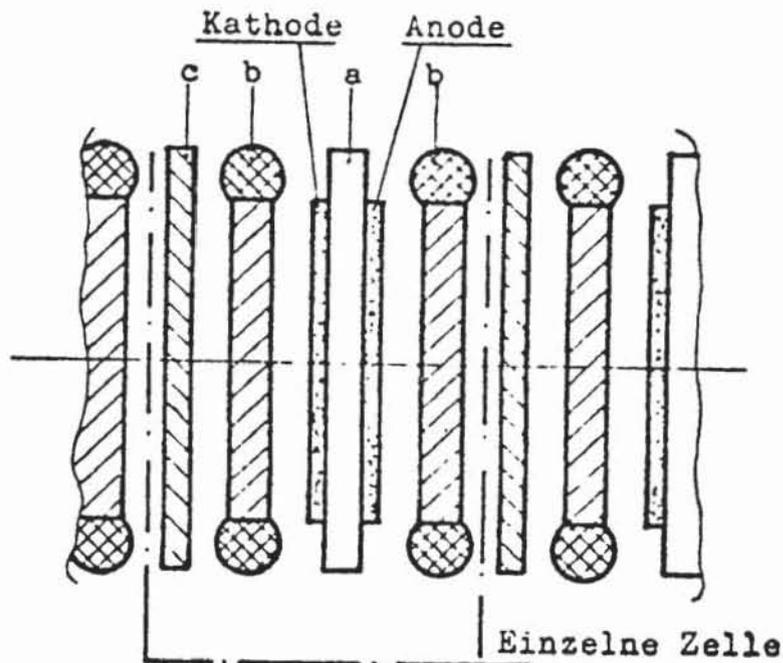


Abb. 3.13: Schematische Darstellung der General Electric Elektrolysezelle

- a) Ionenaustauschermembran mit Elektroden
- b) Stromkollektoren aus Metallgittern mit äußeren Dichtungsringen
- c) Trennwand (Separator), die die Wasserstoff- und Sauerstoff/Wasserseite trennt und bipolar als Stromzuführung dient

können. Die Ionenaustauschermembran ist 0,3 mm dick und besteht aus sulfoniertem Polytetrafluoräthylen. Dieses Polymer ist ein hervorragender Ionenleiter, wenn es mit Wasser gesättigt ist. Als Elektroden werden kathodenseitig dünne Schichten von Platin-Mohr verwendet ($1-5 \text{ mg/cm}^2$).

Die beiden Metallgitter mit den Dichtringen pressen die Elektroden gegen die Ionenaustauschermembran und dienen gleichzeitig als Stromkollektoren für die Elektroden. Als Material

für diese Kollektoren und die Trennwand wird Niob oder Titan verwendet, um Korrosion zu verhindern. Durch die zusätzliche abstützende Wirkung dieser Stromkollektoren auf die Ionenaustauschermembran ist eine hohe Druckdifferenz (>71 bar) zwischen Kathoden- und Anodenraum möglich.

Die Elektrolysezelle von GE ermöglicht sehr hohe Stromdichten, wie Abb. 3.14 zeigt.

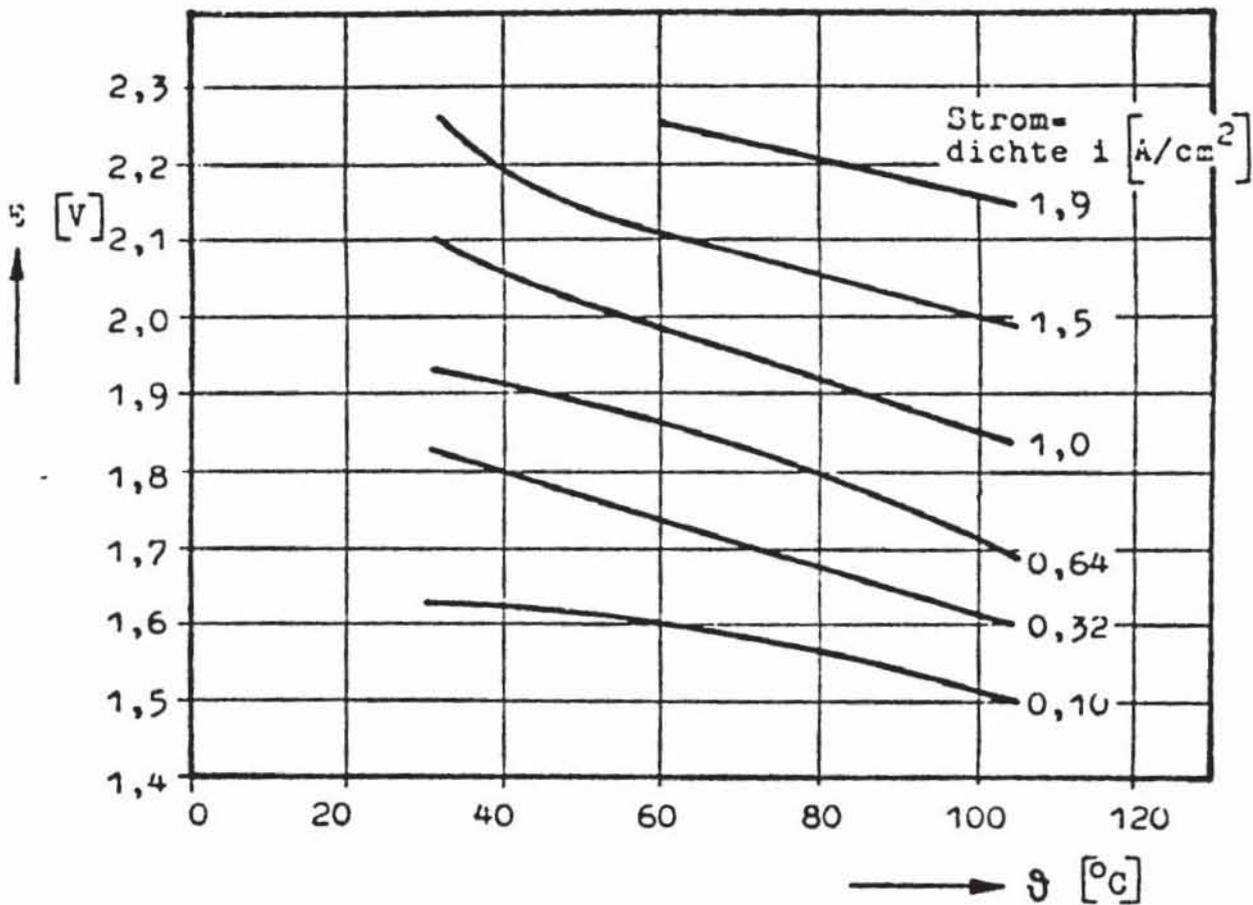


Abb.3.14: Spannungs- (E) Stromdichte-Verhalten einer einzelnen Elektrolysezelle in Abhängigkeit von der Temperatur /96/

In Abb. 3.15 ist der elektrochemische Wirkungsgrad (H_0/E_{el}) als Funktion der Stromdichte dargestellt /3.115/.

Hohe Stromdichten sind für diese Zellen bisher wichtig, um die hohen Herstellungskosten über eine große erzeugte Wasserstoffmenge pro Fläche auffangen zu können. Durch Erhöhung der Betriebstemperatur bis zu 200°C könnte der Wirkungsgrad noch gesteigert werden. Eine Lebensdauer von mehr als 4 Jahren bei $1\dots 2\text{ A/cm}^2$ konnte bisher nicht wesentlich überschritten werden.

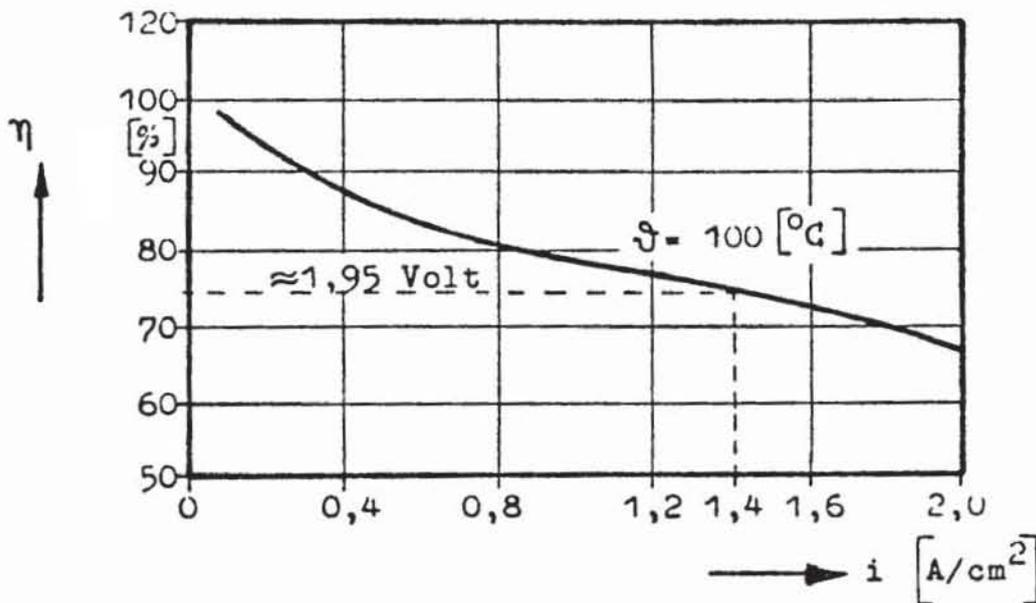


Abb. 3.15: Elektrochemischer Wirkungsgrad η als Funktion der Stromdichte (i) bei konstanter Temperatur $\vartheta = 100$ $^{\circ}\text{C}$ für Elektrolysezellen mit Polymermembranen (Entwicklungsstand 1974)

Stand der Entwicklung der GE-Zelle 1978 im Vergleich zu 1974

Die an einer im Labormaßstab getesteten Elektrolysezelle aufgenommenen Strom-Spannungskurven sind in Abb. 3.16 dargestellt.

Durch eine Temperaturerhöhung bei Betrieb der Zelle konnte eine Absenkung der Zellspannung bei 1 A/cm^2 von $1,82\text{ V}$ auf $1,68\text{ V}$ erzielt werden. Dies entspricht einem elektrochemischen Wirkungsgrad von 88% . Bis 1980 soll durch Entwicklung und Anwendung

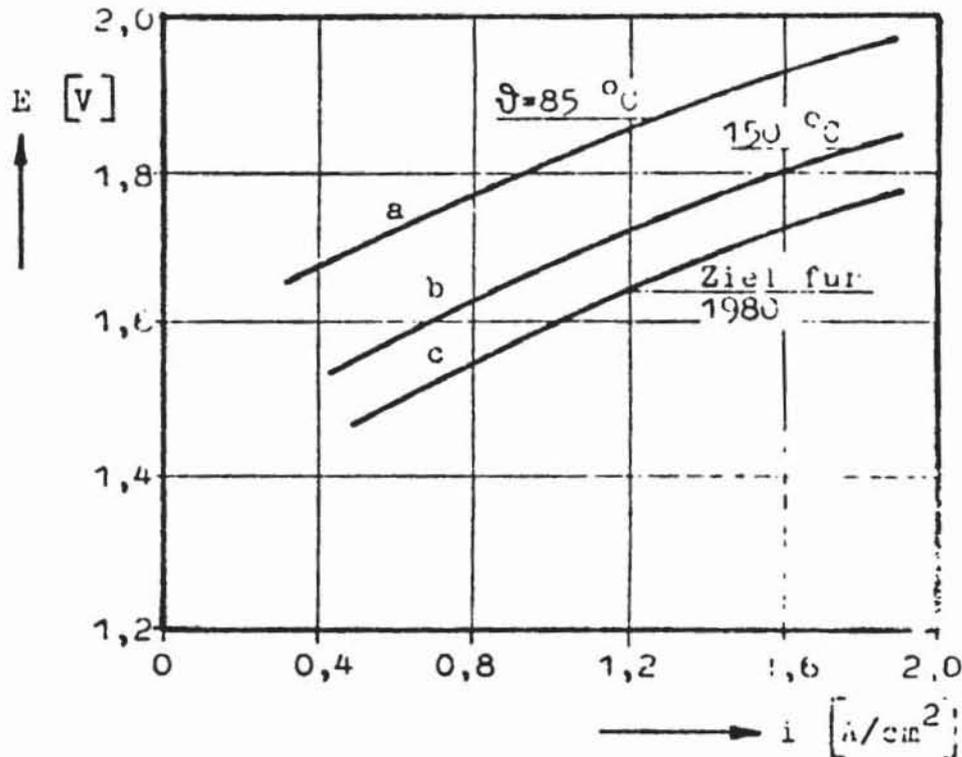


Abb. 3.16: Stromdichte (i)/Zellspannung (E) für GE-Zelle mit $0,25$ [mm] dicker Nafionmembrane (Entwicklungsstand 1978) /99/

eines neuen katalytischen Anodenmaterials der Kurvenverlauf c in Abb. 3.16 erreicht werden /3.116/.

Mit dieser Testzelle wurden nach /3.116/ Stromdichten von $3,22$ A/cm^2 bei einer Zellspannung von $2,19$ V und einem Wasserstoffdruck von $6,88$ bar erreicht.

Eine Kostenverminderung konnte durch Entwicklung eines neuen Stromkollektors und Separators, hergestellt aus einem gepreßten Kohlenstoff- und Phenolgemisch und durch Entwicklung eines neuen Katalysators an der Anode, der nicht genauer bezeichnet wird, an den in Tab. 3.15 angeführten Komponenten erzielt werden /3.116/.

Die Kosten für die Ionenaustauschermembran liegen bei der Darstellung in Tab. 3.15 sehr viel höher als sie von anderen Autoren angegeben werden, dabei ist wohl der Preis von Tab. 3.15 als der zutreffendere anzusehen.

Tab. 3.15: Kostendarstellung der einzelnen Zellkomponenten

Zellkomponenten	Stand 1975	Stand 1978
Stromkollektor	4305 [DM/m ²]	307 [DM/m ²]
Katalytische Elektrode	1856 "	403 "
Ionenaustauscher Polymer	672 "	672 "
sonstige Teile	161 "	161 "
Gesamt	6994 [DM/m ²]	2043 [DM/m ²]

3.1.2.4 HOCHTEMPERATUR-ELEKTROLYSE (HCT-ELLY)

Hierbei wird Wasserdampf bei 800...1000 °C elektrolysiert. Der Vorteil liegt in der Thermodynamik begründet. Die reversible Arbeit zur Spaltung von Dampf nimmt mit steigender Temperatur ab, während die notwendigerweise aufzubringende Bildungswärme nur wenig mit der Temperatur zunimmt. Dank der hohen Temperaturen sind als Elektrodenmaterialien keine Edelmetalle notwendig, obwohl hohe Stromdichten verwirklicht werden. Die spezifische Leitfähigkeit des Feststoffelektrolyten (für O^{--}) ist von wesentlicher Bedeutung und Gegenstand der Entwicklung.

Abb. 3.17 gibt den Ablauf des Verfahrens in Zusammenschaltung mit einem Hochtemperaturkernreaktor wieder. Hohe Stromdichten ($\sim 0,4 \text{ A/cm}^2$) werden aber bisher nur bei adiabater Prozeßführung ermöglicht, so daß die Kernwärme wohl nur zur Erzeugung von Elektrizität und Dampf herangezogen werden kann /3.17/.

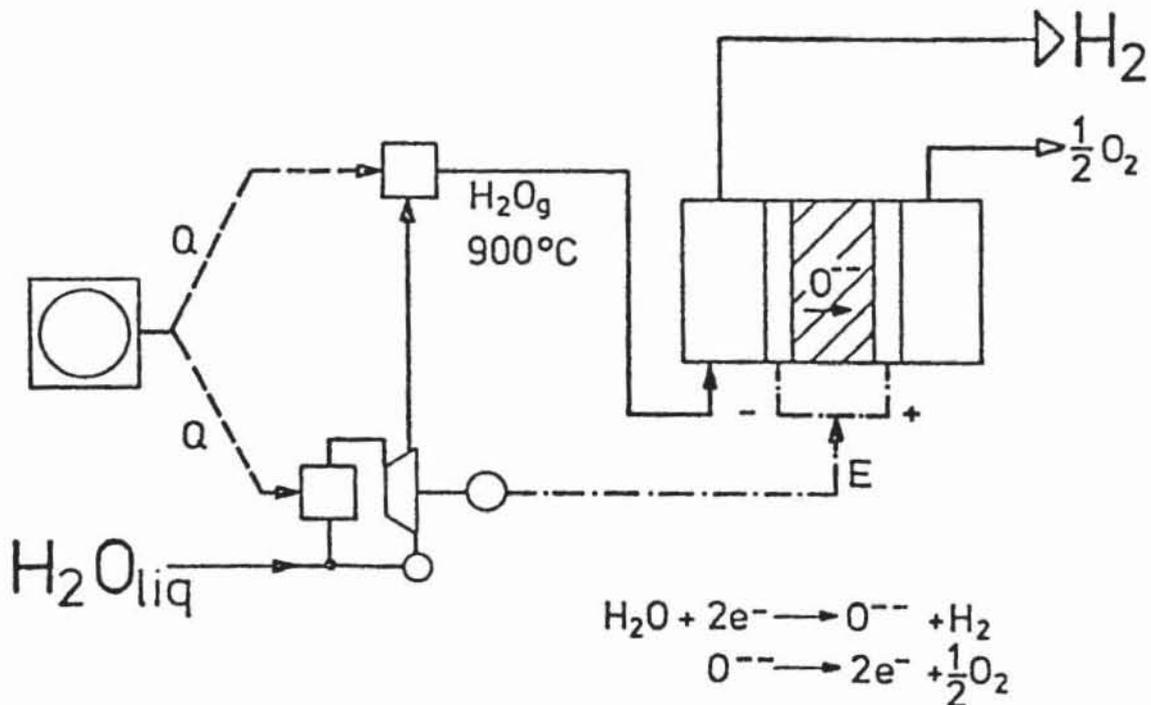


Abb. 3.17: Blockdiagramm der Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse

Die Zelle besteht aus einem dünnwandigen Keramikrohr aus mit Y_2O_3 dotiertem Zirkonoxid. Auf der Innen- und Außenseite des gasdichten Elektrolytrohrs sind poröse Elektrodenschichten aufgebracht - auf der Wasserstoffseite aus Nickel bzw. Ni-Legierungen, auf der Sauerstoffseite aus elektronenleitenden Metalloxiden, wie z.B. $LaNiO_3$. Dampf wird im Inneren der rohrförmigen Zelle dissoziiert. Die Sauerstoffionen wandern als O^{--} durch den Elektrolyten zur Anode.

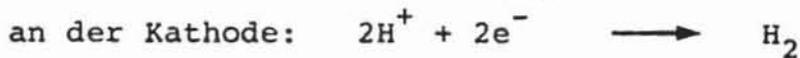
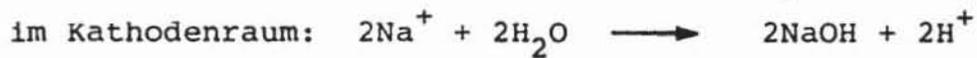
Größere Einheiten werden aus den relativ kleinen, ringförmigen Einzelzellen gasdicht und elektrisch leitend miteinander verbunden. Weiterhin sind Dünnschicht-Modulkonzepte in der Entwicklung.

Ein Vorteil besteht darin, daß diese Zelle durch einfache Umkehrung der Gasströme auch als Hochtemperaturbrennstoffzelle betrieben werden kann.

Die Entwicklung des Verfahrens befindet sich noch im Laborstadium. Eine Reihe technologischer Fragen konnte noch nicht geklärt werden. Die Stromdichte/Spannungscharakteristik der Dünnschichtbauweise ist in der letzten Abbildung dieses Kapitels aufgeführt. Berechnungen der Wasserstoffherstellungskosten liegen bei diesem Verfahren nicht vor.

3.1.2.5 ELEKTROLYSE VON WASSER IN SCHMELZEN

Die Funktionsweise dieser Elektrolyse beruht auf der hohen Ionenleitfähigkeit von β -Aluminiumoxid für Na^+ -Ionen. Dies wird von verschiedenen Firmen zum Bau der "Natrium-Schwefel-Batterie" genutzt. Devisek, J., /3.113/, Kernforschungsanlage Jülich, nutzt die hohe Na^+ -Leitfähigkeit zur Wasserspaltung. Die elektrochemischen Reaktionen lauten:



Natriumhydroxid wird vom Kathoden- zum Anodenraum gepumpt. Die Zelltemperatur beträgt etwa $300 \dots 450 [^\circ\text{C}]$. Abb. 3.18 zeigt den prinzipiellen Ablauf des Verfahrens. Abb. 3.19 demonstriert die Reaktionen /3.118/.

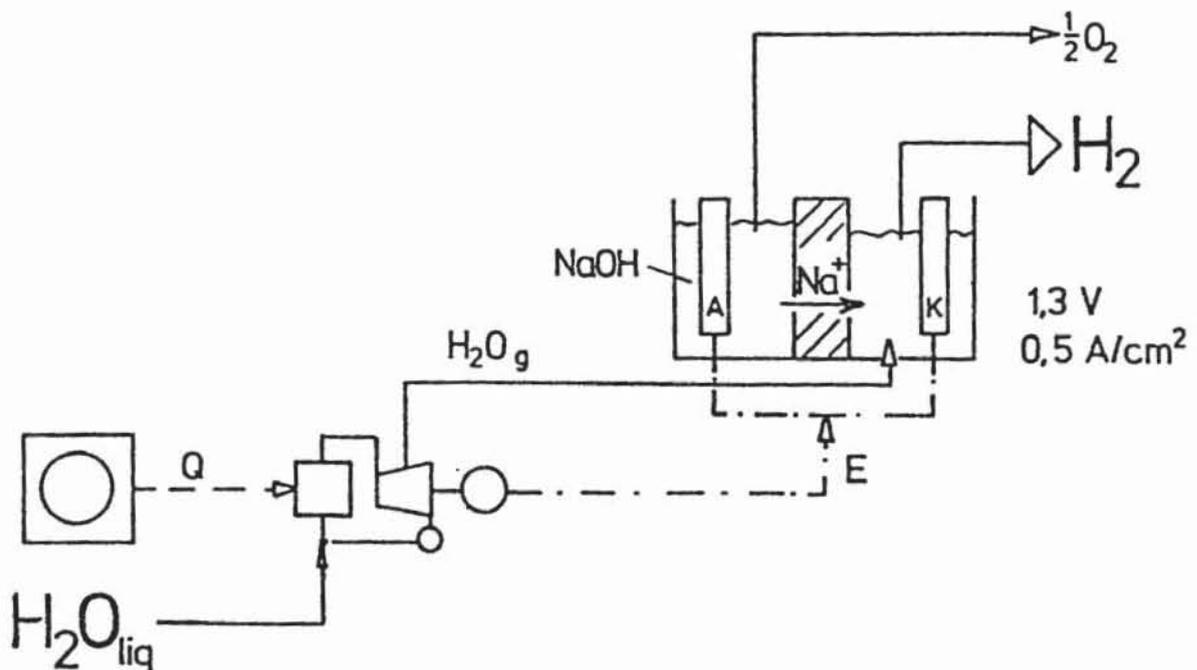


Abb. 3.18: Blockdiagramm der Salzschmelzenelektrolyse

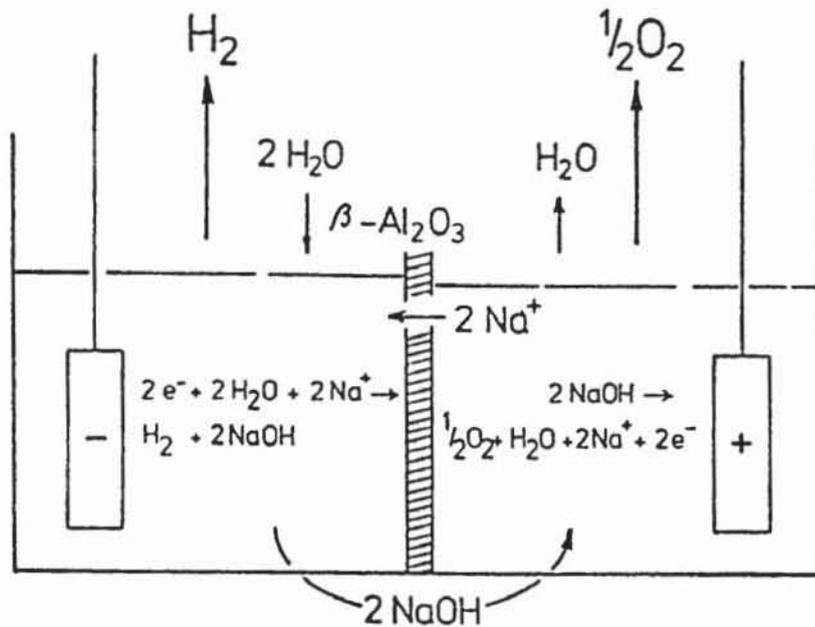


Abb. 3.19: Elektrochemische Reaktionen des Salzschnmelzen-Verfahrens nach /3.118/

Die Elektroden bestehen aus spezialaktiviertem Nickel, ohne daß Edelmetalle verwendet werden.

Dieses Verfahren wurde durch die überraschende Entdeckung von Devisek, J. ermöglicht, wonach $\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$ gegen wässrige Alkali-hydroxidschmelzen recht korrosionsstabil ist. Dauertestversuche von bis zu 300 h bei 1,3 V und $0,5 \text{ A/cm}^2$ verliefen erfolgreich. Unter Annahme eines Wirkungsgrades von etwa 100 % (adiabate Fahrweise) wurde dieses Verfahren im Kapitel 3.5 mit zur Berechnung - als Abschätzung - der Wasserstoffproduktionskosten herangezogen.

In Abb. 3.20 sind die Stromdichte-Spannungscharakteristiken der Elektrolyseverfahren gegenübergestellt, wobei sich die Kurve 50 % KOH/260 °C auf Messungen von /3.119/ bezieht.

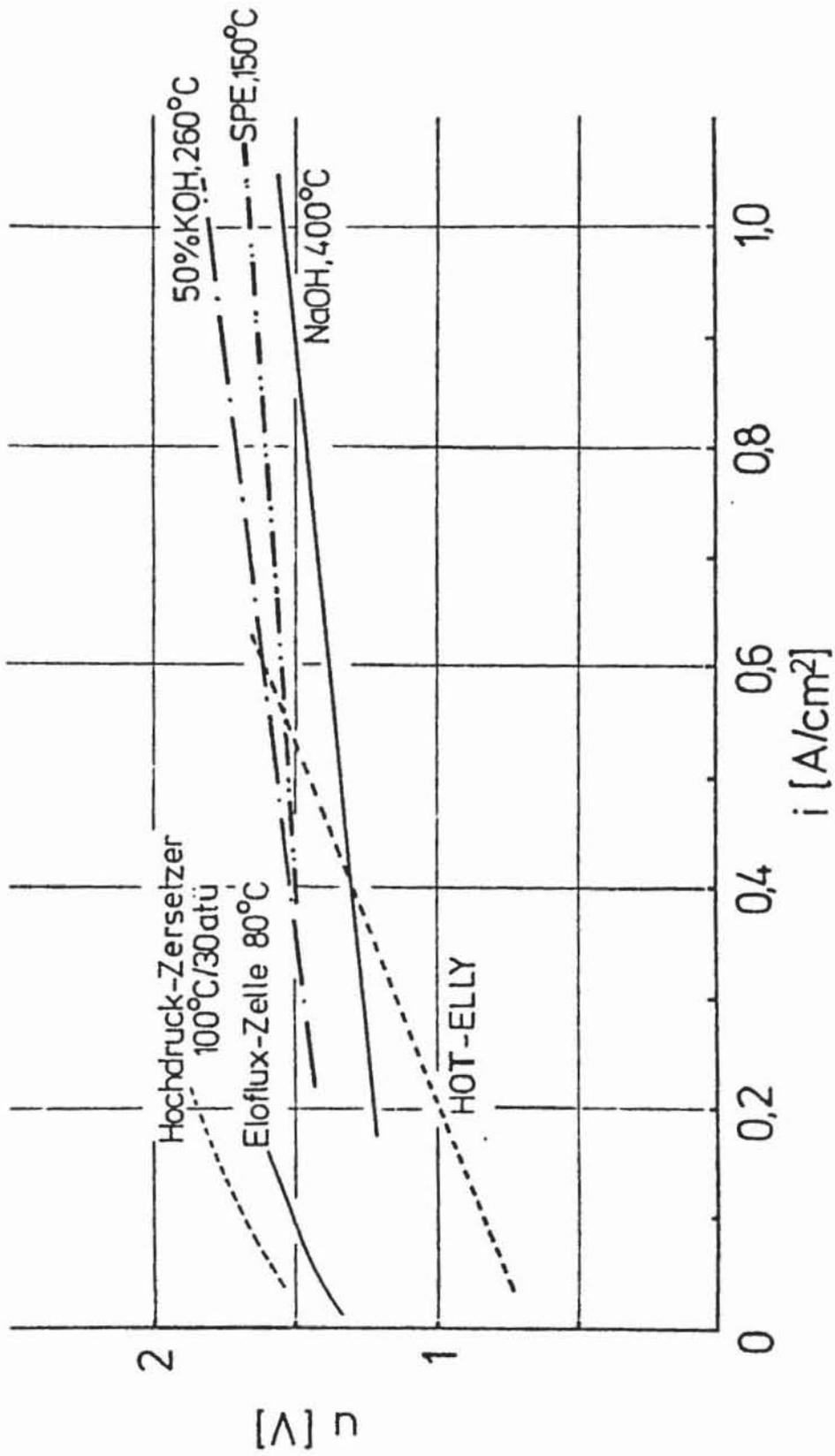


Abb. 3.20: Stromdichte als Funktion der Zellspannung fortschrittlicher Elektrolyseverfahren aus Experimenten zum Vergleich (entnommen aus /3.118/)

3.2 Möglichkeiten des Transports und der Verteilung von leitungsgebundenen Energieträgern

3.2.1 Ferntransport

3.2.1.1 Voraussetzungen

- Allgemein wird von Ferntransport gesprochen, wenn Entfernungen größer 50 km vorliegen.
- Es entfällt daher die Betrachtung der Fernwärme.
- Es werden betrachtet: Elektrizität, Erd- bzw. Synthesegas und Wasserstoff.
- Die Aufspannung bzw. die Erzeugung des Transportdruckes ist Sache des Energieerzeugers und fällt nicht in den Transportbereich.
- Die Druckminderung bzw. Abspannung wird dem Transportbereich zugerechnet.
- Es werden gleichmäßige Belastungen bzw. Auslastungen zugrunde gelegt.
- Für die hier gewählte Modellbetrachtung sollen Leistungsentnahmen entlang der Leitung nicht betrachtet werden.
- Der Elektrizitätstransport geschieht im Bereich des Ferntransportes nur durch Freileitungen.

3.2.1.2 Elektrizitätsübertragung

Das 380-KV Netz in seinem jetzigen Aufbau dient der Übertragung über mittlere Entfernungen von ca. 50-200 km und stellt auch einen Teil der Reservehaltung dar.

Als Resultat vieler Untersuchungen sieht die Deutsche Verbundgesellschaft keine Notwendigkeit, das z.Zt. betriebene 380 KV-Netz auf eine höhere Spannungsebene zu heben. Nach derzeitigen Abschätzungen kann z.B. bis zur Mitte der achtziger Jahre nur ein maximaler Leistungsfluß von ca. 2,4 GW über längere Übertragungsdistanzen erwartet werden. Dies entspricht der Kapazität von nur einer 380 KV Freileitungstrasse. Aus den derzeitigen Netzzubauten läßt sich erkennen, daß große Versorgungsgebiete weiträumig von einem 380 KV-Freileitungsring umschlossen werden.

Aus dieser Zubaustrategie läßt sich entnehmen, daß Freileitungssysteme in ihrer heutigen Technik den Anforderungen der nächsten 30 Jahre genügen werden.

Zwangsgekühlte Kabelsysteme werden dort, wo Freileitungen nicht installiert werden können, ihre Verwendung finden. Dies wird vornehmlich innerhalb von Verdichtungszentren der Fall sein.

Erst die Gleichstromfernübertragung läßt die Einführung höherer Spannungsebenen wirtschaftlich sinnvoll erscheinen.

Den günstigen Fortleitungskosten stehen allerdings die hohen Kosten der Wechsel- und Gleichrichter in den Kopfstationen gegenüber.

Erst für Projekte, wie die ehemals geplante Trasse Berlin-Königsberg mit einer Länge von ca. 600 km, ist diese Übertragungsform sinnvoll.

Für den gedachten Fall, daß die Elektrizitätswirtschaft zusätzlich einen Teil des Wärmemarktes versorgt, kann angenommen werden, daß die bekannte Freileitungstechnik im Fernverkehr stärker ausgebaut wird und lediglich innerhalb der Einspeisetrassen in Verdichtungsräumen verstärkt zwangsgekühlte Kabelsysteme eingesetzt werden.

Bei der Berechnung der Stromtransportkosten werden daher nur konventionelle Freileitungssysteme betrachtet.

Für die Darstellung der Übertragungskosten in Abb. 3.21 wurden folgende allgemeine Annahmen getroffen:

- Als Leistungsangabe gilt nur die Nennleistung.
- Die Abschlußimpedanz soll gleich dem Wellenwiderstand sein.
- Bei Längen über 100 km muß eine Blindleistungskompensation berücksichtigt werden.
- Es wird nur ein System mit vollbehangenen Masten betrachtet.
- Es wird keine Leistungsentnahme entlang der Leitung zugelassen.

- Die Kosten berücksichtigen die Fixkosten für das aufgewendete Kapital, die lastunabhängigen Kosten der Leerlaufverluste, die lastabhängigen Verluste in den Umspannern und die Stromwärmeverluste.

Für die Energieübertragung und für die Umspannung gelten im einzelnen folgende Datensätze:

Energieübertragung mittels Freileitung /3.120, 121/

Übertragungsleitung	MVA	2100	1200	600	240
Spannung	KV	380	380	220	110
Spezif. Verluste	kW/km	103	34	29	72
Gesamtkosten	DM/m	1162	670	472	276
Betriebsdauer	5000 h/a				
60 % Fremdkapital; Zinssatz	8 %/a				
40 % Eigenkapital; Zinssatz	10 %/a				
Abschreibungsdauer	35 a				
Wartung, Instandhaltung	1,5 %/a von Invest.				
Kapitaldienst	13 %/a				
Kosten der Arbeitsverluste	6 Dfg/kWh				

Umspannung /3.121, 122/

Untersetzungsstufen	KV	380/110	220/110	110/30
Belastungsverhältnis	S/S _n	0,65	0,65	0,65
Leerlaufverluste	%	0,5	0,5	1,0
Kurzschlußverluste	%	0,3	0,3	0,5
Spezif. Anlagekosten	DM/KVA	28-35	35-45	50-60
Abschreibungsdauer	20 a			
Wartung	1,5 %/a von Invest.			
Betriebsdauer	7000 h/a			

Kompensation

Anlagekosten	3,5 - 4 DM/KVA · 100 km
Abschreibungsdauer	20 Jahre
Wartung	1,5 %/a von Inst.
Betriebsdauer	7000 h/a

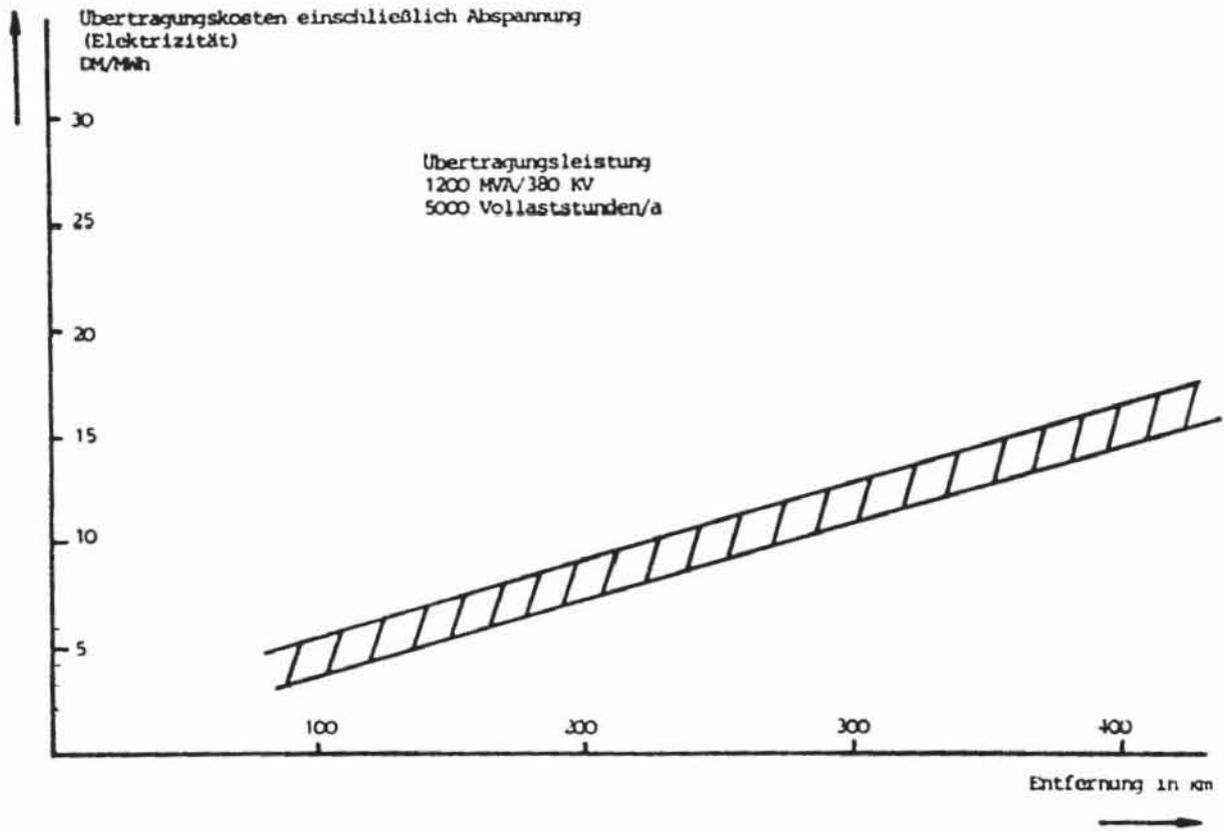


Abb. 3.2.1: Elektrizitätsübertragungskosten einschließlich der Abspannung in Abhängigkeit von der Transportentfernung

3.2.1.3 Gasferntransport

Das Volumen heutiger Erdgastransporte übersteigt die Transportmengen früherer Kokereigasverteilungen um mehr als eine Größenordnung. Für den Ferntransport von Gasen sind mittlerweile große Rohrdurchmesser bei gleichzeitig hohen Drücken möglich.

Die Erstellungskosten sind abhängig von einem vom Durchmesser unabhängigen Fixkostenanteil, dies sind allgemeine und Verwaltungskosten, Wegerechtskosten sowie Planungs- und Vermessungskosten. Weiterhin gehen die örtlichen Verhältnisse ein, wie z.B. Gelände und Bodenart, Siedlungs- oder Bebauungsdichte und die Zugänglichkeit der Rohrleitungsstrasse.

Da eine Gasleitung nicht immer voll ausgelastet werden kann, spielen Verdichterstationen und Speichieranlagen eine wichtige Rolle. Der entscheidende Faktor in den Kosten bleibt jedoch die Nennweite der Leitung.

Eine genaue Zuordnung des Leitungsdurchmessers und der Anzahl notwendiger Kompressoren kann erst bei exakter Trassenkenntnis und hinreichend ermittelten Abnahmecharakteristika bestimmt werden. Die Erstellung von Rohrleitungen erfolgt gewöhnlich unter dem Gesichtspunkt der niedrigsten Anfangsinvestition. Das heißt, daß erst bei steigender Gasnachfrage nachträglich durch Zwischenverdichterstationen die Transportkapazität der Gasleitungen erhöht wird.

Tab. 3.16: Physikalische und chemische Daten verschiedener Gase

		Erdgas	Kokerei- gas	Wasser- stoff	Methan
Wichte γ_0	kp/Nm ³	0,7758	0,4913	0,0898	0,7168
Dyn. Viskosität	kp sec/m ²	1,13x10 ⁻⁶	1,34x10 ⁻⁶	0,89x10 ⁻⁶	1,05x10 ⁻⁶
Heizwert	kcal/Nm ³	7740	5000	2580	8850
Adiabaten- exponent x		1,30	1,37	1,407	1,31

Die Höhe der Verdichtungskosten beim Ferntransport hängt vor allem von der Leistung und der Verdichterart ab. Die durchschnittliche Leistung eines Turboverdichters liegt heute zwischen 16.000 und 25.000 KW.

Die Anlagekosten der Kopfstationen werden nur in Ausnahmen mit angegeben, da die Armaturen im wesentlichen in den Leitungskosten enthalten sind. Die betriebsabhängigen Kosten sind die Druckverluste.

Eine genaue Ermittlung des Druckabfalles ist nur dann möglich, wenn man aufgrund der expandierenden Fortleitung die variable Kompressibilität der Gase als Funktion des Druckes über die Leitungslänge berücksichtigt. Mit hinreichender Genauigkeit läßt sich jedoch der Druckabfall mit einer konstanten mittleren Kompressibilität berechnen.

3.2.1.3.1 Wasserstoffferntransport

Aufgrund seiner geringen Dichte ist Wasserstoff wesentlich fluider als Erdgas. Bei gleichem Druckabfall kann Wasserstoff mit etwa der 2,6-fachen Fließgeschwindigkeit transportiert werden.

Dieser Faktor ergibt sich aus dem Verhältnis der Wichten, den um 5 % verschiedenen Rohrreibungsziffern und den etwa um 20 % verschiedenen Kompressibilitäten. Das Heizwertverhältnis Naturgas - Wasserstoff beträgt, bezogen auf den Normkubikmeter, derzeit etwa 3.

Bezogen auf Methan, das heizwertmäßig einen Mittelwert zwischen niederkalorischem und hochkalorischem Erdgas darstellt, ergeben sich folgende Verhältnisse für ein Wärmeäquivalent Wasserstoff und Methan:

- Druckabfall H_2 / Druckabfall CH_4 : 1,23
- Übertragungslänge bei gleichem Druckabfall H_2/CH_4 : 0,81
- Verhältnis der Rohrdurchmesser H_2/CH_4 : 1,08

Dies bedeutet, daß bezogen auf gleichen Heizwert die Transportkapazität gleicher Rohrleitungen bei Erdgas ca. 15 % höher liegt als bei Wasserstoff.

Bei Verdichtung und Speicherung sieht das Verhältnis ungünstiger aus. Die Verdichterleistung eines Normkubikmeters (Nm^3) Erdgas und eines Nm^3 Wasserstoff unterscheidet sich nur um ca. 3 %. Ein Heizwertäquivalent Wasserstoff erfordert daher ca. die dreifache Verdichterleistung im Vergleich zu Naturgas.

Infolge der höheren Anforderungen an die Dichtigkeit von Verdichtern, Armaturen und Verbindungselementen liegen die Kosten dieser Teile bei Wasserstofftransport höher. Es werden Mehrkosten von etwa 10 bis 20 % genannt.

Für Wasserstofftransportleitungen genügen die für Erdgas üblichen Materialien.

Erfahrungen bestehen über ein weitläufiges Wasserstoffverteilungssystem der Chemischen Werke Hüls. Nach Angaben der zuständigen Abteilungen liegen die Leckraten dieses Verteilungssystems unterhalb von 1 %. Zur Flanschabdichtung wird normales Bleiasbestmaterial benutzt. Zur Reparatur werden die Rohre mit Stickstoff ausgeblasen. Bei spannungsfreier Rohrverlegung und üblichen Drücken kann Wasserstoff nicht festigkeitsmindernd wirken, da er nicht in dissoziierter Form in das Gefüge eindringen kann. Erst bei plastischer Stahlverformung kann Wasserstoff infolge katalytischer Wirkung frischer Metalloberflächen (Rissen) dissoziieren und das Material weiter verspröden. Infolge der Wasserstoffreinheit benötigen bestehende Leitungen im Gegensatz zur Verteilung anderer Gase kaum Wartung.

Revisionen von 30 Jahre alten Leitungen zeigten, daß innerhalb des CWH-Werknetzes im Gegensatz zu anderen Gasleitungen kaum nennenswerte Ablagerungen sowie Korrosionsschäden vorlagen.

Aufgrund höherer Anforderungen an die Rohrverlegung (Spannungsfreiheit) sowie größerer Aufwendungen für Armaturen und Kompressoren kann man davon ausgehen, daß die Investitionskosten von

Wasserstofffernleitungsstraßen in den bereits genannten Prozentbereichen über denen der Erdgasleitungen bei gleichem Heizwertdurchsatz liegen.

Die Verdichterkosten liegen grob dreimal so hoch. Genaue Zahlen sind nicht nennbar, da bisher im Wasserstoffbereich nur kleine Kolbenkompressoren und keine Turbokompressoren für großen Mas sendurchsatz verwendet wurden.

Für die Darstellung der Ferngastransportkosten in Abb. 3.22 wurden neben den dort angegebenen Zahlenwerten noch folgende Annahmen getroffen:

Verlegungskosten /3-120/

Die Angaben pro m beinhalten

- Kosten für Planung, Bauüberwachung, Trassierung und Grundstücksbereitstellung
- Material und Armaturen
- Tiefbau und Verlegung

Kosten in DM/m für					
Rohrdurchmesser in mm	200	400	600	800	1000
	Kosten in DM/m				
Einfaches Gelände	235	460	790	1125	1600
Schwieriges Gelände	290	580	930	1290	1800
Wohngebiete	370	750	1200	1700	2350

Nach Angaben der Ferngaswirtschaft ist der Schwierigkeitsgrad der Trassenverlegung wie folgt aufgeteilt:

Einfaches Gelände	60 %
Schwieriges Gelände	30 %
Wohngebiete	10 %

Damit ergeben sich mittlere Investitionskosten:

Rohrdurchmesser in mm	200	400	600	800	1000
	DM/m				
Mittlere Kosten	265	525	873	1232	1735

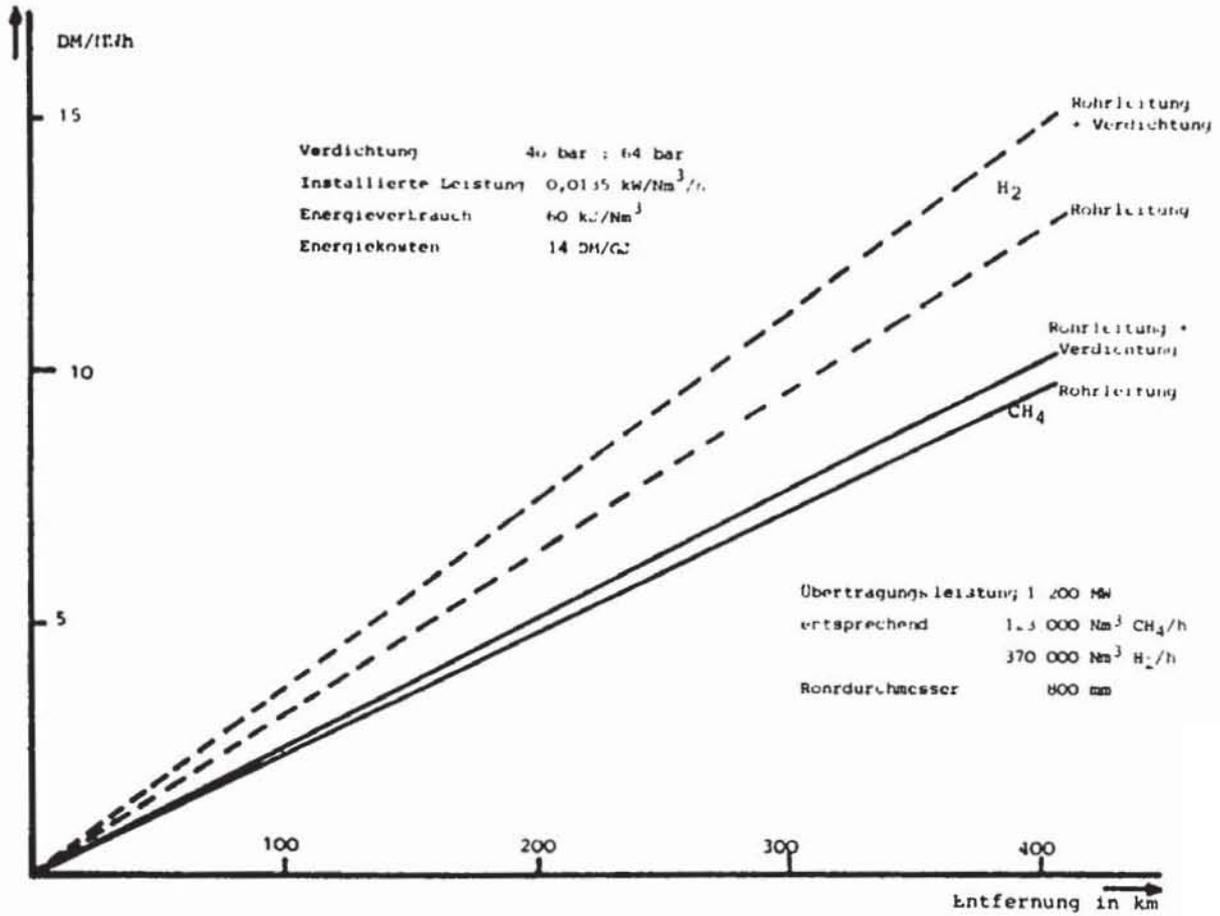


Abb. 3.22: Ferngastransportkosten in Abhängigkeit von der Entfernung

Abschreibungsdauer 40 Jahre
 Wartung und Instandhaltung 1 % der Investition pro Jahr

Untersuchungen zur Markteinführung der nuklearen Fernenergie /1.13/ ergaben ähnliche Kostenstrukturen für die Verlegung von Wasserstoffleitungen.

Zwischenverdichtung /3-123/

Anlagekosten einschließlich

Grundstück, Gebäude	1350 DM/kW
Wartung, Unterhaltung	21 DM/kWa
Versicherungskosten	0,4 %/a von Invest.

Übergabestation /3-123/

Investitionen für Technische Anlage,

Schallschutz, Gebäude	15 - 25 DM/(Nm ³ /h)
-----------------------	---------------------------------

Für die Ermittlung der Kapitalkosten wurde ein Kapitaldienst von 15 %/a festgelegt.

3.2.2 Unterverteilung /3-120, 123, 124, 125/

Ein Vergleich zweier Energieversorgungssysteme fordert gleiche Anschlußdichten und Auslastungen. Entscheidend für den Endverbrauch sind immer die Nutzwärme­kosten.

Diese beinhalten

- die Abspann- bzw. Druckminderstationen
 - die Mittelverteilung
 - die Unterverteilung
 - die Hausanschlüsse
 - die Hausstation
- und die Hausverteilung.

Der Vergleich der Energieverteilungskosten muß sich auf statistisch erfaßte Daten (Mittelwerte) oder modellhafte Vorgaben stützen. Er kann nicht die jeweils tatsächlichen Verhältnisse erfassen.

Schon vorhandene Infrastruktur, die Finanzierungskraft der Unternehmen, langfristig gesicherte Absatz- und Bezugsverträge sind ebenfalls wesentliche Bestimmungsgrößen für den Ausbau eines Verteilungssystems.

All diese Größen sollen bei diesem vereinfachten Vergleich, der nur auf den Investitionskosten neu angelegter Systeme beruht, nicht berücksichtigt werden.

Vergleiche dieser Art liegen vor für die leitungsgebundenen Energieträger Fernwärme, Gas, Elektrizität /3-120, 125/.

Die Unterverteilungskosten werden mittels Modellräumen ermittelt.

Modellstädte: München
 Hannover
 Münster
 Koblenz
 Heidenheim
 Friedberg/Hessen

Entsprechend der statistischen Daten der untersuchten Städte werden 16 Siedlungseinheiten definiert, die 8 verschiedene Wärmeleistungsdichten beinhalten.

Die Flächengröße der Siedlungseinheiten beträgt 80.000 m². Durch die Abbildung tatsächlich vorhandener untersuchter Stadtteile auf Modelleinheiten, die sich in unterschiedliche Bebauungsvarianten aufteilen, werden im Hinblick auf verschiedene Versorgungsziele repräsentative Kosten der Unterverteilung angegeben.

Der Versorgungsgrad beträgt alternativ 30 bzw. 90 %. Mit dieser Variation wird ein Vergleich von Fernwärme und Erdgas bezogen auf zukünftige Versorgungsziele angestrebt.

Die Leistungsdichte ist in drei Größenklassen aufgeteilt:

Zone I	Leistungsdichte > 120 MW/km ²
Zone II	30 < Leistungsdichte < 120 MW/km ²
Zone III	15 < Leistungsdichte < 30 MW/km ²

Eine Auswertung der untersuchten Gebiete führte zu 16 Modellgebieten mit einer Wärmedichte zwischen 20 und 600 MW/km².

Die Gebiete werden abgestuft versorgt.

<u>Zone 1</u>	<u>Zone 2</u>	<u>Zone 3</u>
80 %	60 %	40 %
40 %	30 %	20 %
	15 %	

Hieraus ergeben sich durch Variation 16 Versorgungsziele.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tabelle 3.17 zusammengefaßt.

Für die Kostenberechnung des Netzes wird eine Finanzierung von Eigen- und Fremdkapital im Verhältnis von 40 %/60 % gewählt. Daraus resultiert ein Kalkulationszinsfuß von 12,7 %.

	Unterverteilung	Mittel- und Hauptverteilung	Netz- und Übernahmestation und Reserveleistung	Hausstationen
	DM/MWh	DM/MWh	DM/MWh	DM/MWh
München	1,54 - 11,57	0,63-4,97	6,3	8,07 - 17,34
Hannover	1,39 - 10,17	0,44-6,28	6,63	7,40 - 18,87
Münster	1,43 - 15,59	1,25-7,15	7,36	7,63 - 21,41
Koblenz	1,43 - 15,24	1,08-20,98	8,09	7,71 - 22,16
Heidenheim	- - 9,70	- -10,08	0,5	- - 18,81

Tab. 3.17: Bandbreite der Gasverteilungskosten sowie der Hausstationskosten (Versorgungsgrad 20 - 80 % bei unterschiedlicher Leistungsdichte)

Bei Zugrundelegung von derzeitigen Energiekosten von ca. DM 31-34/Gcal teilen sich die Kosten im Mittel wie folgt auf:

Hausstation	18 - 26 %
Unterverteilung	4 - 9 %
Mittel- und Hauptverteilung	2 - 5 %
Erzeugung/Bezug	60 - 76 %

Dabei fallen bei den gesamten Nutzwärmekosten die Kosten der Verteilung lediglich mit 6 - 14 % ins Gewicht.

In einem 2. Verfahren zur Ermittlung der Gasverteilungskosten wird über die Gasstatistik gearbeitet. Je gasversorgte Wohnung wird unter Berücksichtigung des Versorgungsgrades die anteilige Länge am Verteilungsnetz ermittelt. Hierbei wird der Anteil am Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetz erfaßt und für 3 Gebietstypen

- Großstadt
- Mittelstadt
- Landgebiet

charakterisiert.

3.2.2.1 Gasverteilung

In die Gesamtkostenrechnung gehen folgende Größen ein:

Gleichzeitigkeitsfaktor für alle Strecken	0,72
Baukosten der Hauptverteilung	DM 200 - 300/m NW 150 - NW 300
Baukosten der Mittelverteilung	DM 150 - 300/m NW 100 - NW 400
Übernahme- und Netzstationen (Gebäude 30 %, Technik 65 %, Schallschutz 5 %)	DM 100.000 - 500.000 5000 - 20.000 Nm ³ /h
Mittelwert	DM 2000/MW

Hausstationen	
Mittlere Länge pro Hausanschluß	9,6 m
Kosten pro Hausanschluß	DM 1300 - 2500

Anlagekosten der Hausstationen

Aufteilung

Übergabestation	8 %
Kessel	40 %
Armaturen	28 %
Kamin und Schalldämpfung	24 %

Leistung

0,1 MWth	DM 240.000/MW
1 MWth	DM 80.000/MW
2 MWth	DM 60.000/MW

Der Kostenerfassung sind folgende Daten zugrunde gelegt:

	Netz	Hausstation
Abschreibungszeit in Jahren	33	20
Feste Betriebskosten (Reparatur, Wartung)	1 % d.I./a	2 % d.I./a
Steuer und Versicherung	2 % d.I./a	0,5 % d.I./a
Personal, Verwaltung	1,5 % d.I./a	0 % d.I./a

Mit Hilfe spezifischer Investitionskosten für Rohrleitungen, Netzstationen und Hausanschlüsse ergeben sich für die drei Gebietstypen Investitionskosten pro Wohnung. Bei einer mittleren Abnahme pro Wohnung von ca. 850 m³ pro Jahr werden Verteilungskosten ermittelt, die allerdings in einer Größenordnung höher als die bisher ermittelten liegen. Beide Betrachtungen sind nicht vergleichbar, da sie von unterschiedlichen Versorgungsgraden ausgehen. Kosten für die Gasverteilung ohne und mit Hausstation sind in Abb. 3.23 angegeben.

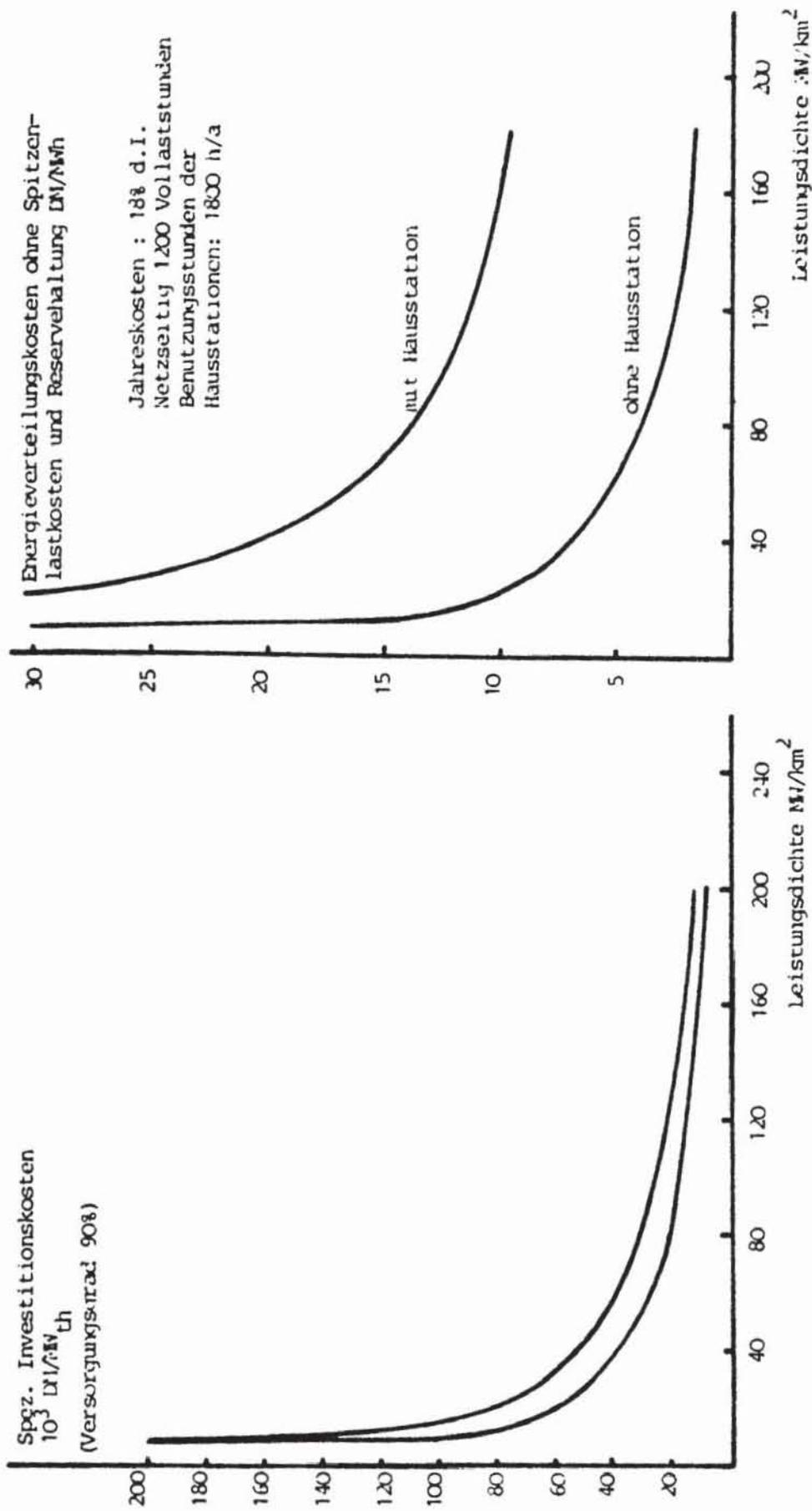


Abb. 3.23: Kosten der Gasverteilung

3.2.2.2 Elektrizitätsverteilung

In bezug auf die kostenmäßige Erfassung der Gasverteilung liegen für die Elektrizitätsverteilung keine vergleichbaren Daten vor. Ein Vergleich ist auch nur dann sinnvoll, wenn ein Netz zur allelektrischen Versorgung betrachtet wird und zwar mit den Komponenten

- Mittelspannungsverteilung
- Abspannung auf Niederspannung
- Niederspannungsverteilung
- Hausanschlüsse

Je nach Leistungsdichte wird man dazu übergehen, annähernd das gesamte Unterverteilungsnetz auf Mittelspannung zu betreiben und in nächster Nähe zu den einzelnen Verbrauchern die Abspannungen vorzunehmen.

Bisherige Netze sind so ausgelegt, daß sie ca. 10 % der Haushalte ohne Zusatzaufwendungen versorgen können. Höhere Versorgungsgrade verlangen andere Netzaufbauten, die auch von der Kostenseite her nur bedingt mit den üblichen Unterverteilungen vergleichbar sind.

Das Nachrüsten solcher Systeme in bestehenden Wohngebieten ist ca. 40 % teurer als das Ausrüsten eines Neubaugebietes.

Um eine Vergleichbarkeit der Kosten mit der Gasunterverteilung zu erreichen, wurden in vorgegebene Siedlungselemente vollelektrische Versorgungen mit gleichem Versorgungsgrad eingeplant. Bei hohen Leistungsdichten oberhalb von 30 MW/km^2 wurde die vollständige Unterverteilung auf der 10 KV-Ebene vorgenommen. Die Abspannung erfolgt innerhalb der Gebäude in Kompaktstationen.

Die Berechnungen stellen eine grobe Schätzung dar, da eine Optimierung durch ein Netzmodell in diesem Zusammenhang nicht möglich ist. Es werden willkürlich einige Modellzellen herausgegriffen, so daß die ermittelten Kosten nur als eine Art Richtwert anzusehen sind.

Bei der Kostenbetrachtung werden die Kosten der Anbindung an die 110 KV-Ebene nicht mit erfaßt.

Die Gegenüberstellung der Kosten der Unterverteilung einer Elektrizitäts- und einer Gasversorgung erfolgt in Abb. 3.24. Die Annahmen, die zur Stromunterverteilung führen, werden der Abb. 3.24 vorangestellt.

KOSTENABSCHÄTZUNG

10 KV Mittelspannungskabel

Installationskosten in Innenstadt- gebieten (schwierige Verlegung)	DM 175 - 190/m
Mittelschwere Verlegung	DM 125 - 130/m
Leichte Verlegung	DM 90 - 110/m
Verlegung in Neubaugebieten	DM 85 - 90/m

Kostenaufteilung für schwierige Verlegung

Ingenieurleistungen	ca. 13 %
Tiefbaukosten	ca. 60 %
Kabel- und Armaturenkosten	ca. 23 %
Materialtransportkosten	ca. 4 %

Die Verlegekosten für 0,4 KV Kabelstrecken liegen im Vergleich zu 10 KV-Strecken ca. 20 % tiefer. Die Kosten für Tiefbau und Oberflächenwiederherstellung sind in Innenstadtgebieten ca. 80 bis 100 % höher als in Neubaugebieten anzusetzen.

Hausanschlüsse (Niederspannung)

Gesamtkosten	ca. DM 900 - 1000
--------------	-------------------

Kostenaufteilung

Baugemeinkosten	ca. 6 %
Montage, Transport	ca. 35 %
Erdarbeiten	ca. 34 %
Material	ca. 25 %
Mittelspannung 10 KV	ca. DM 2000

Netzstationen

400 KVA 10/0,4 KV	Kompaktbauweise	DM 17.000
	Gebäudestation	DM 28.000

Lebensdauer der Anlagen (wirtschaftlich)	
Leistungen	40 Jahre
Stationen	30 Jahre
Zinssatz	8 %/a
Fixe Betriebskosten	
(Wartung und Instandhaltung)	
Kabel	1,5 % der Invest.
Stationen	3,5 % der Invest.
Verwaltung und Versicherung	1,5 - 2 % der Invest.
Variable Betriebskosten	
Verlustbarkeit	6 Dfg/KWh
Bewertung der Verlustleistung	DM 1500/KW
Benutzungsstunden pro Haushalt	1900 h/a
Gleichzeitigkeitsfaktor infolge	
Rundsteueranlagen	0,65 - 0,7
Transformatorverluste	
Leerlaufverluste	0,2 - 0,3 % der Nennleistung
Leerlaufzeit	8760 h/a
Arbeitsverluste	abhängig von dem Quadrat der Umfor- merbelastung; hier wird als Mittelwert 0,5 % angesetzt
Dauer der Arbeitsverluste	1200 h/a
Hausanschlußverluste	0,1 % der Nennleistung
Dauer der Hausanschlußverluste	1900 h/a
Leistungsverluste	
spez. Widerstand	0,2 - 0,3 Ohm/km

		600 MW/km ² 48 MW/Zelle	200 MW/km ² 16 MW/Zelle	80 MW/km ² 6,4 MW/Zelle	40 MW/km ² 3,2 MW/Zelle
Länge der Kabel	m	900	900	600	1150
Anlagekosten der Kabelstrecken	DM	ca. 160.000	ca. 160.000	106.600	ca. 200.000
Anlagekosten der Umspannung	DM	ca. 2,8 Mio.	ca. 1 Mio.	448.000	224.000
Hausanschlüsse	DM	60.000	ca. 35.000	ca. 25.000	ca. 15.000
Verlustleistung	KW	550	180	73	39
Ersatzkosten der Verlustleistung	DM	ca. 495.000	ca. 162.000	65.700	35.100
Feste Jahreskosten Annuität 15 %/a	DM	ca. 527.250	ca. 203.550	96.795	71.115
Verlustkosten (6 Dfg/KWh)		ca. 100.000	ca. 32.000	13.300	7.105
abgegebene Megawattstunden (Gleichzeitigkeitsfaktor 0,6 - 0,7 %)		57.600	19.200	7.680	3.840
Verteilungskosten	DM/MWh	10,9	12,3	14,3	20,36

Tab. 3.18: Stromversorgungskosten von Modellräumen nach Leistungsdichten (MW/km²)

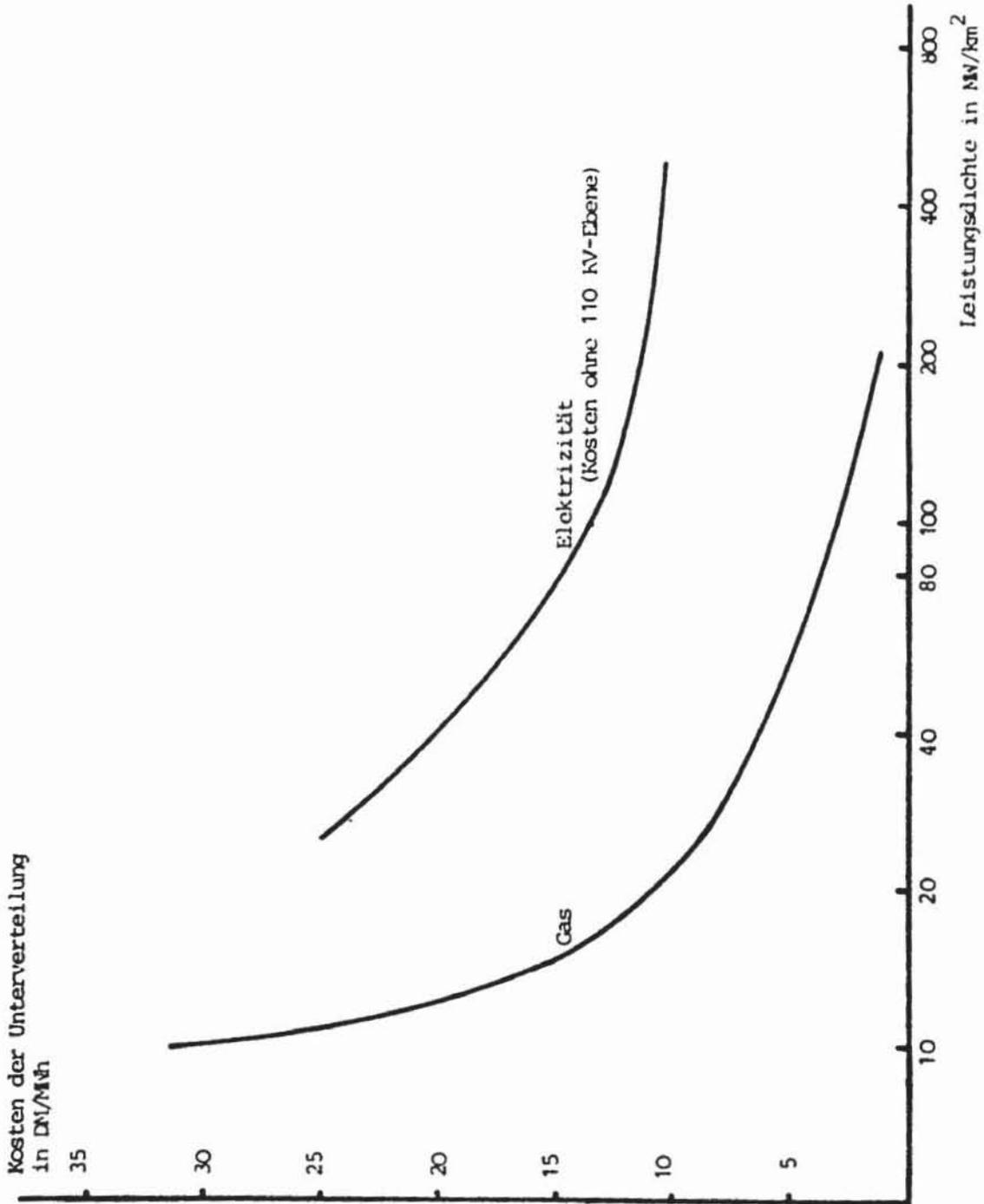


Abb. 3.24: Kostenvergleich der Unterverteilung von Gas und Elektrizität

3.2.2.3 Kosten der Hausverteilung

ELEKTRIZITÄT	GAS
Direktheizung (Einzelradiatoren)	Einzelöfen
Nachtspeicher	nichts Vergleichbares
Zentralspeicher (Warmwasserunterverteilung)	Kessel (Warmwasserunterverteilung)

Für die nachträgliche Installation sind die elektrischen Direkt-
heiz- und Nachtspeichereinzelofensysteme am besten geeignet.

Gaseinzelöfen werden aus Gründen der Sauerstoffökonomie von
Wohnräumen nicht betrachtet. Am besten vergleichbar sind Zen-
tralheizungssysteme mit Warmwasserunterverteilung. Die Kosten-
unterschiede ergeben sich dann lediglich aus dem Vergleich der
Hausstationen. Elektrische Direktheizsysteme für mittlere und
hohe Leistungen existieren derzeit nicht zur Bereitstellung
von Raumwärme. Die Kosten sind jedoch in etwa aus den derzei-
tigen Kosten für Durchlauferhitzer abschätzbar.

Zur besseren Netzgestaltung eignen sich besser zentrale Warm-
wasserspeicher, die über Rundsteueranlagen angefeuert werden.

Die Kosten der Hausstationen für Erdgasheizungen (Übergabesta-
tion, Kessel, Brauchwassererwärmung) betragen derzeit

Anlagengröße	Kosten	spez. Kosten	Kaminkosten
50 KW	DM 6.750	DM 135/KW	DM 54/KW
100 KW	DM 12.000	DM 120/KW	DM 48/KW
200 KW	DM 19.000	DM 95/KW	DM 38/KW
400 KW	DM 28.000	DM 70/KW	DM 28/KW

Die Kosten für elektrisch beheizte Wasserzentralspeicher sind
überschläglich mit DM 300 - 400 anzugeben. Die Kosten für Durch-
flußheizgeräte liegen abgeschätzt bei ca. DM 50 - 100/KW.

Die Kosten des zusätzlichen Raumbedarfs für den Wärmespeicher

bei der Elektroheizung glichen sich in etwa aus, gegenüber den Kaminkosten bei Gasheizungen, die ca. 20 % der Anlagekosten einer Hausheizung ausmachen.

Der Kesselwirkungsgrad liegt bei Gaskesseln bei ca. 75 %, wogegen Elektroheizungen verlustfrei arbeiten. Infolge von Abgasverlusten, Leitungs- und Strahlungsverlusten läßt sich ein durchschnittlicher jährlicher Nutzungsgrad von nur ca. 60 % ermitteln.

Durch konstant laufende Kleinbrenner, die ebenfalls auf Warmwasserspeicher arbeiten, ließe sich durch Vermeidung ungünstiger Teillastverluste der Nutzungsgrad auf ca. 75 % steigern.

Die Wärmeverluste bei Heißwasserspeichern können mit heutigen Isolationen auf einen vernachlässigbaren Wert herabgesetzt werden.

Bei Wärmeleistungen von $419 \text{ KJ/m}^2\text{h}$ ist für eine 100 m^2 Wohnung ein Speichervolumen von $2,5 \text{ m}^3$ erforderlich.

3.2.3 Anmerkungen zur Vorgehensweise

Ein Vergleich der Verteilungs- und Transportkosten mit anderen Berechnungen ergibt eine Bandbreite von ca. $\pm 20 \%$, abhängig von der jeweiligen Leistungsdichte innerhalb der Unterverteilung. Die Schwankungen sind vorwiegend auf den unterschiedlichen Aufbau von betrachteten Siedlungseinheiten zurückzuführen.

Echte Kostenvergleiche sind nur bei der Wahl eines genau definierten Gebietes möglich, wobei auch dann nicht unternehmensrelevante Gesichtspunkte mit in den Vergleich einbezogen werden können.

3.3 Speicherung

3.3.1 Überblick

Man unterscheidet zwischen der

- saisonalen (langfristigen) Speicherung
- Wochenspeicherung
- Kurzzeitspeicherung

Es gibt

- natürliche Speicher zum saisonalen und wöchentlichen Ausgleich, z.B.
Kavernen,
Aquifere,
- Kurzzeitspeicher, z.B.
Niederdruckspeicher,
Hochdruckspeicher,
Adsorptionsspeicher,
Chemische Speicher,
Flüssiggasspeicher.

Die Speicherung von Elektrizität ist nur in anderen Energieformen möglich.

Tab. 3.19: Möglichkeiten der Energiespeicherung

Energieart	Umwandlung durch	Speicherart
potentielle Energie	Pumpe-Wasserturbine bzw. Wasserturbine mit Umkehrbetrieb	Pumpspeicher
thermische Energie	Dampfkessel-Dampfturbine Gestein	Dampfspeicher Nachtspeicher
kinetische Energie	Motor-Generator	Schwungradsp.
chemische Energie	Elektrolyse-Brennstoff- zelle Batterie-Stromrichter	Wasserstoff- speicher Batteriespeicher
pneumatische Energie	Verdichter-Gasturbine	Druckluft- speicher

Die natürlichen Speicher zur Gasbevorratung und auch die Pumpspeicher sind an günstige natürliche Gegebenheiten gebunden, so daß sie nicht beliebig Verbraucherzentren zuzuordnen sind. Man kann davon ausgehen, daß wirtschaftlich günstig zu erschließende und zu betreibende Naturspeicher schon genutzt werden. Das gleiche gilt auch für Pumpspeicheranlagen. Lediglich in der Norddeutschen Tiefebene, wo durch Aussohlen von Salzstöcken Hohlräume geschaffen werden können, vermag man Großraumspeicher den großen Städten zuzuordnen.

Entsprechend der Größe und der Abnahmestruktur eines Versorgungsgebietes sind die Bedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz von Energiespeichern verschieden.

Sie richten sich nach

- den Transportkosten einer Leitung bei unterschiedlicher Belastung
- dem Ausmaß der zu überbrückenden Schwankungen in Abhängigkeit von der Strukturierung eines Versorgungsgebietes
- der Höhe der temperaturabhängigen Grundlast
- den Speicherkosten
- der Entfernung zwischen Energiequelle und Verbraucher

Die spezifische Speicherfähigkeit der einzelnen Konzepte ist aus Abb. 3.25 zu ersehen.

Zum Vergleich sind die Speicherleistungen bekannter oder in Entwicklung befindlicher Kraftspeicher nachfolgend zusammengestellt:

Elektrochemische Speicher	ca. 100 MW
Wasserstoffspitzenlastspeicher (Hochdruckspeicher)	ca. 300 MW
Dampfspeicher	ca. 400 MW
Schwungradspeicher	150 MW
Druckluftspeicher	300 MW
Pumpspeicher	900 MW (2400 MW geplant)

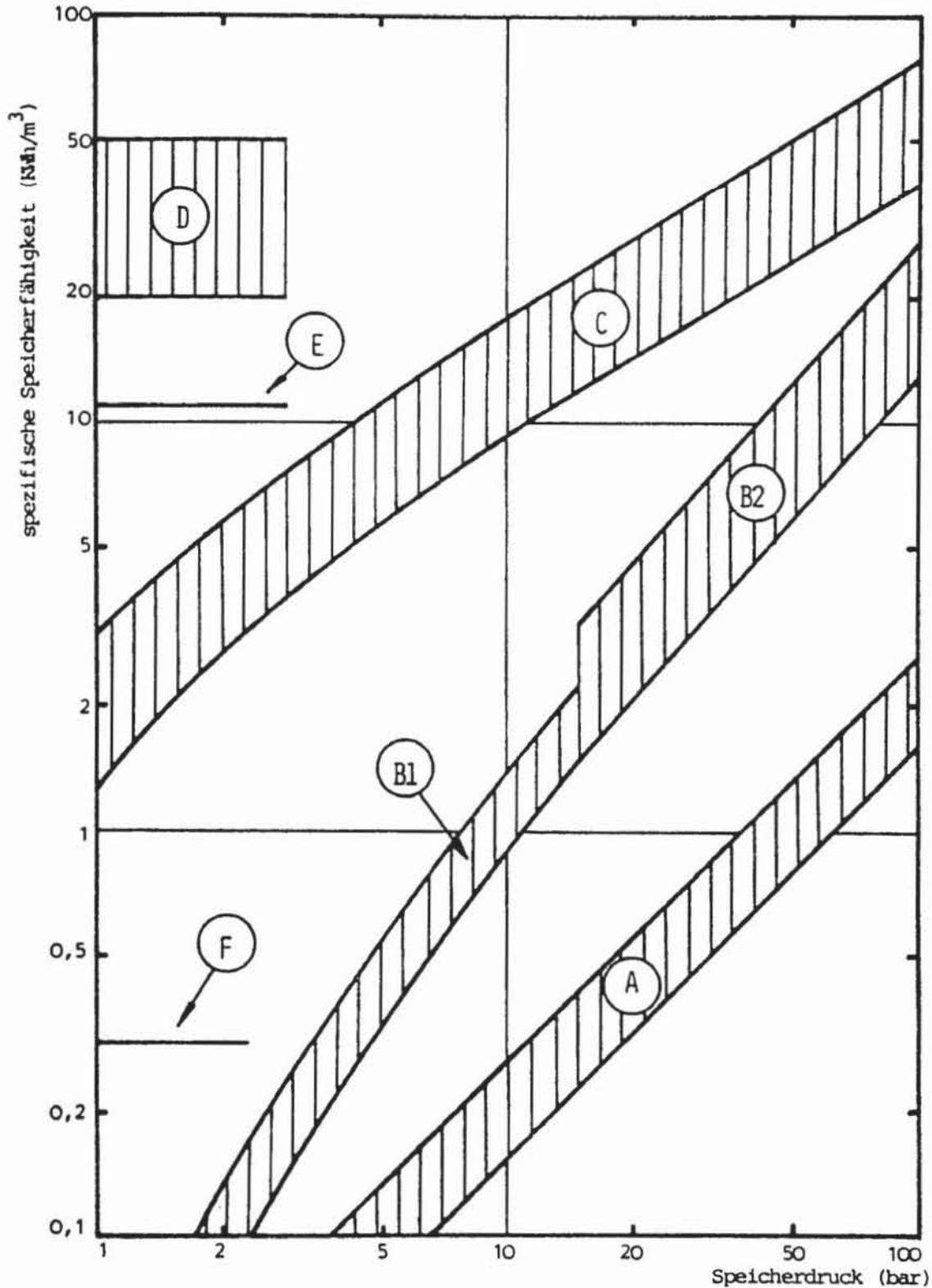


Abb. 3.25: Spezifische Speicherfähigkeit (elektrische Arbeit pro 1 m³ Speichervolumen)

A Pumpspeicher, B1 Luftspeicher mit Gasturbine ohne Zwischenüberhitzung, B2 mit Zwischenüberhitzung, C Dampfspeicher, D Akkumulator-Batterie, E supra-leitender Magnet-Speicher, F elektrischer Kondensator

Würden alle Schwankungen gegenüber einem gedachten Mittelwert der Mittellast durch Speicherung ausgeglichen, so müßten als Tagesspeicherkapazität derzeitig ca. 60 GWh zur Verfügung stehen. Der saisonale Ausgleich würde dagegen ca. 16000 GWh Speicherkapazität erfordern.

Die Speicherkapazität der derzeit installierten Pumpspeicher beträgt ca. 60 GWh. Dagegen sind alle anderen Einheiten in ihrer Kapazität pro Einheit begrenzt.

-	Elektrochemische Speicher	100 MWh
-	Dampfspeicher	800 MWh
-	Schwungradspeicher	10 MWh
-	Druckluftspeicher	ca. 600 MWh
	(hängt vom Standort und ggfs. der Kavernengröße ab)	
-	Wasserstoffspitzenlast- speicher (Hochdruckspeicherung)	ca. 600 MWh

Mit Pumpspeicherwerken läßt sich bisher die größte Speicherkapazität realisieren. Sie stellen bei längerer Entladungsdauer auch das derzeit kostengünstigste Kraftspeichersystem dar.

Druckluftspeicher und Dampfspeicher sind direkt dem Elektrizitätserzeuger zugeordnet, während elektrochemische und Schwungradspeicher aus Gründen der Netzauslegung den Verbrauchern zugeordnet sein sollten.

Als direkte Speicherung durch den Verbraucher ist die elektrische Speicherheizung anzusehen.

3.3.2 Stationäre Speicher

3.3.2.1 Speicher der Elektrizitätswirtschaft

a) Pumpspeicher

Die Anlagen können wie folgt eingesetzt werden:

- Zwischenspeicherung von Energie
- Leistungsreserve
- Energiereserve
- Phasenschieber

Der erste Anwendungsbereich entspricht der eigentlichen Aufgabe, überschüssige Energie aus Schwachlastzeiten für den Einsatz in Spitzenlastzeiten zwischenzuspeichern. Die Mehrzahl aller bisher errichteten Anlagen ist für diesen Zweck erbaut.

Je nachdem, ob die Speicherbecken natürliche Zuflüsse haben, unterscheidet man in

- Reine Pumpspeicher
- und gemischte Pumpspeicher

Die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern hängt von der räumlichen Zuordnung von Ober- und Unterbecken ab und wird ausgedrückt durch das Verhältnis der Länge der Triebwasserleitung und der geodätischen Fallhöhe.

Dieser Wert hängt vorwiegend von den geomorphologischen und geologischen Standortverhältnissen ab, so daß eine eindeutige Zuordnung zum Erzeuger oder zu den Verbraucherzentren nicht möglich ist. Die Anlagekosten bewegen sich bei einer reinen Pumpspeicheranlage zwischen 500 und 700 DM/kW und bei einer gemischten Pumpspeicheranlage bei 600 bis 1000 DM/kW.

Bei der Speicherung geht es generell um die Sicherstellung der Versorgung und um einen zeitlich gleichmäßigen Energietransport.

Die Sicherstellung der Versorgung übernimmt bei der Elektrizitätswirtschaft

tät das übergeordnete Verbundnetz, das über Lastverteiler gesteuert wird.

Unterschiedlich ausgelegte Kraftwerkstypen übernehmen nach Fahrplan die Versorgung. Außer der hydraulischen Speicherung gibt es bisher keine nennenswerten Speicher in der Elektrizitätswirtschaft.

In Abhängigkeit der Jahresbetriebsstunden, die im Mittel zwischen 1000 und 2000 h/a liegen, werden 22 bis 12 Dfg/kWh Energiespeicherkosten genannt /3.126/.

In der Bundesrepublik sind ca. 3,5 GW in Betrieb, 1,3 GW im Bau und 3,8 GW sind geplant. Dies entspricht derzeit einem Anteil von rund 5 % an der installierten Gesamtleistung.

b) Dampfspeicher

Die in der Bundesrepublik installierte Leistung der Spitzenlastwerke teilt sich ungefähr auf in

-	Pumpspeicherwerke	ca. 12 %
-	Gasturbinenanlagen	ca. 25 %
-	thermische Kraftwerke	ca. 50 %

wobei die Leistung der thermischen Kraftwerke statistisch nicht als Spitzenlast erfaßt wird.

Da der Bau von Pumpspeicherwerken an geographische Voraussetzungen gebunden ist, die nur noch eine begrenzte Zubauleistung dieses KW-Typs erwarten lassen, würden neue Spitzenlast-Kraftwerke, wie in jüngster Vergangenheit, auch fossil beheizte Anlagen, Gasturbinen und Dampfkraftanlagen mit Leichtöl und Gasfeuerung sein.

Mittellastkraftwerke könnten in Verbindung mit Heißwasserspeichern die Funktion von Spitzenlastkraftwerken übernehmen, wenn eine wirtschaftliche Speichertechnologie dies erlaubt. Die Vorteile wären:

- Fortfall der An-, Abfahr- und Warmhalteverluste in den Spitzenlastkraftwerken dadurch, daß Speicher als Momentanreserve zur Verfügung stehen
- Reduzierung des spez. Brennstoffeinsatzes in Richtung Grundlastkraftwerke

Für Spitzenlastbetriebsweise sollen erhöhte Brennstoffkosten durch ein Mehr an Anlagekosten ersetzt werden. Bisherige Berechnungen /3.127/ ergaben folgende Forderungen an die Speichertechnik:

- Die Speicher müssen auf dem Enthalpie-Niveau der Zwischenüberhitzer betrieben werden.
- Der Wasserdruck muß eine Speisewasserverdampfung verhindern.
- Bei Spitzenlastbereitstellung müssen die Hochdruckvorwärmstufen geschlossen werden.

Es sind 2000 m³ Hochdruckspeicher, die gemeinsam mit Blockgrößen von ca. 200 MW betrieben werden, in der Planung. Durch Parallelschaltung ist eine Speicherung für derzeitige Blockgrößen von 600 MW möglich.

Bei dieser Leistung (Speichervolumen von 2000 m³ bei Speicherung von 240 °C-Wasser) kann eine zusätzliche Spitzenlastbereitstellung von ca. 33 MW (15 %) erreicht werden. Dies gilt bezogen auf 200 MW Kraftwerksgröße.

Die Aufladezeit beträgt bei Reduzierung der elektrischen Leistung auf 70 % ca. 7 Std. Die Spitzenlast von 33 MW steht dann über 2 h 25 min bei Schließung der Mittel- und Niederdruckvorwärmung zur Verfügung.

Investitionskosten

Die Investitionskosten für den Speicherkreislauf und seine Einbindung in das bestehende Kraftwerk belaufen sich auf ca. 24 Mio DM, wobei der Speicher allein 12,5 Mio DM kostet.

Für die Ertüchtigung der Dampfturbine müssen nach einer Schätzung der KWU ca. 5 Mio DM veranschlagt werden, so daß die Ge-

samtinvestitionen ca. 29 Mio DM betragen werden.

Durch das Laden des Speichers bei 70 % elektrischer Leistung ergibt sich ein erhöhter Brennstoffverbrauch. Außerdem sind irreversible Verluste beim Ausspeichern sowie der Wärmeverlust des Heißwasserspeichers zu berücksichtigen. Wird dieser Mehrverbrauch allein auf die zusätzliche Spitzenlast bezogen, ergibt sich hierfür ein Wärmeverbrauch von 10500 KJ/kWh.

Die Stromgestehungskosten für eine vergleichbare Gasturbinenanlage betragen ca. 14 - 18 Dpf/kWh. Erst wenn eine Umweltschutzgesetzgebung eine Stickoxidreduktion verlangen wird, könnten Dampfspeicheranlagen gegenüber Gasturbinen konkurrenzfähig arbeiten.

c) Druckluftspeicher /3.128/

Ein weiterer Weg, die niedrigen Investitionskosten von Spitzenlastkraftwerken mit den Verbrauchsvorteilen von Mittellastkraftwerken zu verbinden, ist die Kopplung von Druckluftspeichern mit Gasturbinen. Natur-Kavernenspeicher sind hierfür geeignet, sind jedoch auch an günstige natürliche Gegebenheiten gebunden und daher nicht standortneutral.

Die Einschaltung eines Druckspeichers zwischen Luftverdichter und Brennkammer einer Gasturbine ermöglicht es, die Förderung der Verbrennungsluft zeitlich vom Gasturbinenbetrieb zu trennen. Die Luftförderung beansprucht etwa zwei Drittel der Wellenleistung, die mit niedrigem Wirkungsgrad und hochwertigem Brennstoff erbracht werden muß. Ein wirtschaftlicher Gewinn ergibt sich, wenn in Schwachlastzeiten der Druckspeicher geladen wird und die Turbine später die gesamte Wellenleistung abgeben kann. Die Leistung einwelliger Turbinen steigt damit von ca. 70 - 90 MW auf rund 300 MW.

Je nach Speicherkonstruktion wird der Druck der Kaverne konstant gehalten oder sinkt mit zunehmender Entfernung ab. Gleichdruckspeicher arbeiten mit einem ebenerdigen Wasserbecken, das

Über den hydrostatischen Druck den Luftdruck einer unterirdischen Kaverne konstant hält. Gleitdruckspeicher verzichten auf die Druckkonstanthaltung, so daß der Speicherinhalt nur bis zu einer unteren Druckstufung nutzbar ist. Das Volumen muß bei gleicher gespeicherter Arbeit entsprechend größer sein.

An Volumen wird benötigt:

0,12 - 0,20 m ³ /KWh	für den Gleichdruckspeicher
0,45 - 0,65 m ³ /KWh	für den Gleitdruckspeicher

Zwischen Bremen und Oldenburg werden durch die NWK 2 Kavernen mit einem Volumen von zusammen 300.000 m³ ausgesolt.

Das Verhältnis von Turbinen- zu Verdichterbetrieb soll ein Viertel sein. Der Verdichtersatz benötigt bei 290 MW Nutzleistung eine Leistung von 60 MW.

Daraus resultieren spez. Kosten von DM 35/kW, die im Vergleich zu normalen Gasturbinenanlagen mit ca. 400 DM/kW niedrig liegen.

Für die Pumparbeit aus dem Netz müssen 0,83 kWh pro erzeugte Spitzen-kWh aufgebracht werden.

Bei Bereitstellung durch Grundlastkraftwerke werden ca. 10.000 KJ/kWh an Brennstoffeinsatz benötigt (Brennstoffkosten ca. DM 5/GJ).

Der Verbrauch der Luftspeicherturbine beläuft sich auf 5,9 MJ/kWh (Brennstoffkosten ca. DM 7/GJ).

Überschlägige Rechnungen ergeben Stromgestehungskosten von ca. 12 - 14 Dpf/kWh. Dies sind etwa 70 % der Kosten, die bei Jet-Kraftwerken anfallen.

Diese Berechnungen gelten nur dann, wenn der vorgesehene Hochdruckturbinenteil der Luftspeicheranlage bei den vorgesehenen Auslegungsdrücken arbeitet.

Vergleich der Stromgestehungskosten	
Jet-Anlage / Luftspeicher	1,25

Die Speicherkosten hängen entscheidend von den Kosten des Auslösens einer Kaverne ab. Dies ist eine Frage der kostengünstigen Wasserbereitstellung und Soleabführung.

d) Schwungradspeicher

Schwungradspeicher werden heute für Stoßleistungsstromversorgungen bei plasmaphysikalischen Gasexperimenten eingesetzt.

Bisher wird hochfester Stahl zur Schwungradherstellung verwendet. Höhere Festigkeiten und damit höhere Werte der spez. Speicherdichte werden bei Verwendung anderer Materialien erzielt.

Erfahrungen über diese Technik sind gering. Sie resultieren im wesentlichen aus dem Großgeneratorenbau und seit einiger Zeit aus einem 223 to Stahlschwungrad mit einer Gesamtlänge von 5,7 m und einem Durchmesser von 2,9 m /3.128/.

Diese Anlage liefert 167 MVA Spitzenleistung bei einer bei 1500 U/min gespeicherten Energie von 1000 kWh und einer nutzbaren von 402 kWh. Mit 1,8 Wh/kg nutzbarem Speichervolumen ist dieses Schwungrad noch weit von den angestrebten Werten entfernt.

Maßgeblich für die Lebensdauer eines Schwungrades ist der Drehzahlhub, der bei ausgeführten Anlagen etwa bei 1,3 liegt.

Derzeitige Kalkulationen gehen bei 50 MW Netzspeise-Kurzbetrieb mit ca. 15 MW für Hochfahr- und Wartebetrieb einschließlich Gebäude von 550 - 600 DM/kW Investitionskosten aus.

Der Vorteil wird in der Standortunabhängigkeit gesehen und in der Sofortverfügbarkeit, die eine Überbrückung bis zum Zuschalten der Spitzenkraftwerke mit längeren Anlaufzeiten ermöglicht.

e) Nachtspeichersysteme

Der Anschlußwert der elektrischen Raumspeicherheizungsanlagen ist auf ca. 24,8 GW gestiegen. Nach hohen Zuwachsraten der Anschlußwerte in den sechziger Jahren gingen diese mit wachsendem Anteil der Raumspeicherheizungen zurück. Die Steigerungsraten des Anschlußwertes nähern sich jetzt den Zuwachsraten des Gesamtelektrizitätsverbrauches, da nur noch in beschränktem Maße freie Leistung in der Nacht zur Verfügung steht. Die Elektrizitätswirtschaft läßt Elektronachtspeicherheizungen nur in dem Umfang zu, wie sie geeignet sind, die vorhandenen Stromerzeugungs- und Verteilungsanlagen optimal auszulasten.

Der derzeitige Anschlußwert beträgt etwa 25 % der gesamten Engpaßleistung öffentlicher und industrieller Kraftwerke im Jahr 1976.

1976 hatten rund 1,6 Mio Haushalte oder 6,5 % aller Wohnungen eine elektrische Raumspeicherheizung.

84	% der Anschlußleistung entfielen auf die Haushalte
3,5	% auf die Landwirtschaft
6,5	% auf das Gewerbe
6,0	% auf öffentliche Gebäude

21 % des Haushaltsverbrauchs an elektrischer Energie entfällt auf die Nachtspeicher.

1974 lag folgende Systemaufteilung vor:

Fußbodenheizung	5,3 %
Zentralspeicher	2,4 %
Speicherheizgeräte	92,3 %

Die Bedeutung dieses Speichersystems ist so angewachsen, daß derzeit schon 7 % der erzeugten elektrischen Energie zeitverschoben angeboten werden.

Dem Zubau von Nachtspeichereinrichtungen sind nicht nur netzseitig, sondern auch gebrauchsseitig Grenzen gesetzt.

Speicherheizgeräte bestehen vorwiegend aus einem gut isolierten Magnesitkern, der über eine Widerstandsheizung bis zu $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ erwärmt wird.

Elektrischer Anschlußwert und Speichervolumen werden entsprechend dem maximalen Raumwärmebedarf und der Heizzeit dimensioniert /3-129/. Bei Investitionen von 400 - 500 DM/installierter Leistung, 10 %/a Annuität und 200-fachem Lastwechsel betragen die Speicherkosten 3,2 bis 3,5 Dpf/kWh.

f) Elektro-Zentralspeicher

Obwohl Wasser die geringste spez. Wärmekapazität besitzt, sind heutige zentrale Anlagen vorwiegend als Wasserspeicher ausgeführt, da die Technik unkompliziert ist.

Andere Systeme werden erst dann sinnvoll, wenn größere Wärmemengen gespeichert werden müssen.

g) Flächenheizsysteme

Unter Ausnutzung der Wärmespeicherfähigkeit einer um 4 bis 6 cm verstärkten Estrichschicht kann ein Teil der benötigten Wärme auf diese Art gespeichert werden. Bedingt durch die niedrige Fußbodenoberflächentemperatur ergibt sich jedoch nur eine maximale Wärmeabgabe vom Fußboden an den Raum von $240\text{ KJ/m}^2\text{h}$. Die Differenz des Wärmebedarfs muß über andere Geräte bereitgestellt werden, so daß diese Beheizungsart immer in Kombination mit anderen Speicher- oder Direktheizungssystemen betrieben werden muß. Aufgrund der begrenzten Fußbodenoberflächentemperatur beträgt die maximale Wärmeabgabe vom Fußboden an den Raum nur $240\text{ KJ/m}^2\text{h}$. Die Differenz zu rund $400\text{ KJ/m}^2\text{h}$ Bedarf muß aus anderen Systemen abgedeckt werden, so daß nur systemkombinationsabhängige Mischkosten genannt werden können.

3.3.2.2 Gasspeicher

3.3.2.2.1 Erdgasspeicher /3-130, 131/

a) Kurzzeitspeicher

I. Niederdruckbehälter

Innerhalb der früheren Kokereigaswirtschaft existieren vorwiegend Gasometer mit Einheiten bis zu 600.000 Nm^3 bei Drücken bis 500 mm WS.

Diese Systeme werden aufgrund ihrer begrenzten Speicherfähigkeit nicht mehr gebaut.

II. Hochdruckspeicher

Mit zunehmender Erdgasversorgung wurden Gaskugeln installiert, die bei Drücken bis zu 14 bar etwa 50.000 Nm^3 zwischenspeichern. Diese Hochdruckspeicher sind aufgrund des 3-fachen Volumenbedarfs des Wasserstoffs bei gleichem Wärmeinhalt nur begrenzt wirtschaftlich einsetzbar. Auch dürften die Sicherheitsauflagen besonders in der Nähe von Wohngebieten die Wirtschaftlichkeit wieder einschränken.

Unter Zugrundelegung von spezifischen Investitionen in Höhe von 35 DM/m^3 Gas und einem Kapitaldienst von 15 %/a errechnen sich bei einem 200-fachen Lastwechsel pro Jahr die Speicherkosten zu

Speicherkosten (200 Wechsel/a)	2,6 Dpf/m ³ .
--------------------------------	--------------------------

III. Speicherung in Pipelines

Pipelines können oberhalb der Auslegungslast betrieben werden und besitzen damit eine gewisse Speicherkapazität zum Ausgleich von Spitzenlasten. Das Druckverhältnis im Nachtbetrieb liegt bei 1,1 bis 1,2 und liegt unterhalb des Druckverhältnisses im Tagebetrieb, 1,3 bis 1,5. Die Gesamtspeicherkapazität beträgt bei einer Rohrlänge von 500 km, einem Meter Rohrdurchmesser und

70 bar Betriebsdruck etwa $2,7 \times 10^7 \text{ Nm}^3$ Gas. Diese Kapazität läßt sich je nach Druckstufung um 10 bis 20 % nutzen.

In der Bundesrepublik ist diese Speicherart auf Grund der geringen Entfernungen nur beschränkt anwendbar.

b) Langzeitspeicher

I. Ausgebeutete Erdöl- und Erdgasfelder

In der Bundesrepublik sind nur zwei Speicher dieser Art, eine ehemalige Öllagerstätte und ein Erdgaslager mit Kapazitäten von 100 bzw. $300 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ im Betrieb. Diese Speicher liegen bei Hamburg und München und arbeiten mit Drücken von 70 bar und mit einer nutzbaren Kapazität von $100 \times 10^6 \text{ Nm}^3$.

Die Investitionskosten für diese Speicher sind gering, da der Explorationsaufwand und zusätzliche Abdichtungen entfallen. Die Handhabung dieser Lagerstätten ist bekannt. Bauzeiten von 1 bis 2 Jahre sind für die Erstellung der Zusatzbohrungen und die Errichtung der Befüll- und Entleereinrichtungen notwendig.

Es werden spez. Investitionskosten von $0,50 \text{ DM/Nm}^3$ genannt.

II. Aquifere

Geologisch günstige Formationen ermöglichen durch Gaseinfüllung die Verdrängung von Wasser. In der Bundesrepublik gibt es 7 Speicher dieses Typs, die mit einem Fassungsvermögen von 30 bis 300 Mio Nm^3 sowohl Stadt- als auch Erdgas speichern.

Die Speicher werden mit einem Kissengas gefüllt, das letztlich nicht mehr rückgewinnbar ist. Die Aufbereitung eines solchen Feldes ist aufwendiger als bei ausgebeuteten Öl- oder Gasfeldern. Die Speicherkosten betragen bei 1 x Umschlag im Jahr etwa 8 Dpf/m^3 .

III. Speicherung in Kavernen

Es gibt 3 Salzstockkavernen in der Bundesrepublik zur Gasspeicherung. Weltweit sind Kavernenvolumina zwischen 20.000 und 800.000 m³ erreicht worden, was, abhängig vom Betriebsdruck, Mengen zwischen einer Million und 50 Millionen Nm³ Gas entspricht. Drücke um 60 bar sind üblich, Drücke bis 200 bar erscheinen möglich. Die entscheidenden Kostenfaktoren sind die Bohrungen und das Aussohlen der Kaverne, die Bauzeit beträgt ca. 7 Jahre.

Bei günstigen Aussohlbedingungen sind die Kavernenspeicher in den Investitions- und Betriebskosten jedem oberirdischen Tank überlegen.

Der Hohlraum ist druckfester und bedarf keinerlei Wartung. Erfolgt der Umschlag 1 x im Jahr, so dürften die Speicherkosten ca. 8 - 20 Dpf/m³ betragen.

IV. Gasverflüssigung

Die Lagerung von Flüssiggas ist wegen der hohen Volumenverdichtung und der freien Standortwahl interessant. Bei Naturgas ergibt sich eine Volumenverringerung von 1/587. Dem eingeschränkten Lagervolumen stehen erhöhte Aufwendungen durch die Temperaturabsenkung entgegen.

Erdgasverflüssigungen werden für den Schiffstransport und zur Bevorratung in großem Stile durchgeführt. Stuttgart ist als Beispiel zu nennen. Die Rentabilität dieses Speichers ergibt sich einerseits durch Transportkostenverminderung infolge gleichmäßiger Bezüge und andererseits durch die Verbraucherstruktur.

Der Flüssiggasspeicher wird an 200 Tagen gefüllt und in 400 h entleert. Dementsprechend sind die Verflüssigungs- und Verdampferleistungen ausgelegt. Die Verdampferleistung der Speicher liegt in einem sehr niedrigen Bereich von 0,05 %/Tag bezogen auf das geometrische Volumen, was an den Isolationsaufwand hohe Anforderungen stellt.

Der Aufbau ist eine Anordnung von kaltzähem Nickelstahl als Be-

hälter, der durch einen weiteren Spannbetonbehälter geschützt wird. Der Zwischenraum wird mit hochwertigen Isolationsmitteln (Foamglas, Perlit) ausgefüllt. Die Verflüssigung geschieht durch stufenweise Abkühlung nach dem Kaskadenverfahren, da der Energiebedarf im Vergleich zu anderen Verfahren niedrig ist.

Die Speicherkosten dürften etwa $20 - 30 \text{ Dpf/Nm}^3$ Erdgas betragen.

3.3.2.2.2 Wasserstoffspeicher

Während bei der Fortleitung von Wasserstoff nur geringe Kostenunterschiede vorhanden sind, wird für die Speicherung generell der dreifache Aufwand im Vergleich zum Naturgas anzusetzen sein.

Die klassischen Verfahren der Gaslagerung gestalten sich aufgrund des Heizwertverhältnisses Methan/Wasserstoff von ca. 3/1 ungünstig, gegenüber der reinen Fortleitung. Die Kosten in der Fortleitung unterscheiden sich nicht wesentlich. Wasserstoffsysteme sollten jedoch noch stärker auf einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch hin ausgelegt werden, damit Speicher und Verdichter in geringerem Maße eingesetzt werden müssen.

Bisherige Gassysteme weisen ein Belastungsverhältnis von etwa 0,5 (durchschnittliche Monatsabgabe/maximale Monatsabgabe) auf, das kurzfristig auch den Wert 0,2 erreichen kann.

Wasserstoffsysteme sollten im industriellen Verbund so aufgebaut sein, daß Speicherungen möglichst minimiert werden.

a) Speicherung in Drucktanks

Prinzipiell können Tanks, vergleichbar den der Naturgastanks, auch für Wasserstoff verwendet werden. Der Prozeß der Stahlversprödung durch Lösung oder Diffusion von Wasserstoff tritt erst ab Drücken von 1000 bar bei Raumtemperatur auf. Kohlenstoffhaltige Stähle sollen wegen CH_4 -Bildung bei erhöhter Temperatur nicht verwendet werden.

Die guten Diffusionseigenschaften des Wasserstoffs wirken dem weiten Entzündbarkeitsbereich gepaart mit der geringen notwendigen Zündenergie entgegen. Im freien Raum ist die Gefahr einer Detonation nur bei fast stöchiometrischem Mischungsverhältnis mit Luft gegeben /3-132/. Im Gegensatz zu geschlossenen Räumen ist diese Gefahr bei freier Tankaufstellung nahezu ausgeschlossen.

Als zusätzliche Anforderung an die Sicherheit sollte folgendes installiert werden:

- Druck- und Temperaturkontrolle des Tanks
- schnelle Sicherheitsventile
- Abfackelung

Mehrere Tanks sollten nicht nebeneinander aufgestellt werden. Die Speicherkosten betragen bezogen auf den Heizwert des Methangases etwa das Dreifache.

b) Unterirdische Lager

Kavernenspeicher genügen in ihren Dichtigkeitsanforderungen den Gegebenheiten des Wasserstoffs. Sie sind jedoch nur im nördlichen Deutschland anlegbar.

Stark wasserstoffhaltige Gase und Helium werden bereits in Aquiferspeichern und ausgebeuteten Naturgasfeldern gespeichert. Inwieweit diese Formationen zur Lagerung von Wasserstoff herangezogen werden können, hängt von den jeweiligen geologischen Gegebenheiten ab. Die Deckstrukturen von Naturspeichern, die Wasserstoff aufnehmen sollen, müssen durch Wasser in den Kapillarporen verriegelt sein.

c) Kryo-Speicher

Die abzuführende Wärme bei der Wasserstoffverflüssigung besteht aus

- spezifischer Wärme

- Verdampfungswärme bei 20 K
- Ortho-para-Umsetzungswärme

Vergleich physikalischer Eigenschaften von Methan und Wasserstoff:

		CH ₄	H ₂
Verflüssigungstemperatur	°C	- 161	- 252
Volumenverringierung	-	1/587	1/865

Bei den heute üblichen Verfahren der Wasserstoffverflüssigung (Raketentreibstoff) werden ca. 50 % des Wasserstoffheizwertes (5800 KJ/Nm³) verbraucht. Dieser Wert kann bei größeren Anlagen auf ca. 3800 KJ/Nm³ gesenkt werden. Innerhalb des Kaskadenverfahrens wird die Umsetzung von ortho- zu para-Wasserstoff katalytisch beschleunigt.

Die Kosten der Anlage sind hoch, da für Anwendung im Tieftemperaturbereich nur tiefkaltzähe, schweißbare Stähle in Betracht kommen.

Die Mehrzahl aller im Raumfahrtbereich verwendeten Lagertanks sind Doppelwandtanks mit evakuierter Perlit-Isolationsschicht. Die Wärmeleitwerte von 0,0015 W/mK unterscheiden sich noch um eine Größenordnung von Vakuumisolation.

Über die Art der Lagerung kryogener Gase in unterirdischen Tanks liegen keine Erfahrungen vor.

Vorteile wären ggfs. einfachere Isolationen und eine erhöhte Sicherheit.

Sowohl Wasserstoffverflüssigung als auch Flüssigwasserstofflagerung werden bisher für nicht kommerzielle Zwecke eingesetzt. Von daher ist ein bestimmtes Entwicklungspotential in Richtung Wirtschaftlichkeit gegeben.

3.3.3 Nichtstationäre Speicher

3.3.3.1 Überblick

Zum Antrieb von Fahrzeugen haben sich bisher Kohlenwasserstoffe bewährt.

Spezifischer Energieinhalt sowie isolations- und druckfreie Lagermöglichkeit ergeben ein günstiges Gesamtbild. Wasserstoff bzw. Elektroantriebe gestalten sich aufgrund der schlechten Lagereigenschaften der Energieträger schwieriger.

Während Methanol bei gleichem Energieinhalt in drucklosem Zustand bei Normaltemperatur nur etwa das doppelte Volumen einnimmt, sind alle anderen Systeme aufgrund von physikalisch-chemischen Gegebenheiten ungünstiger.

Theoretisch mögliche Energiedaten von Akkumulatoren und praktisch erzielbare unterscheiden sich erheblich. Das ist in Wärmeverlusten, den Verlusten bei der Elektronen- und Ionenfortleitung begründet. Der Bleiakkumulator mit der theoretischen Energiedichte von 161 Wh/kg hat bisher in der Praxis im günstigsten Fall 40 Wh/kg erreicht. Auch bei der bisher erfolgreichsten Weiterentwicklung des Na-S-Akkumulators wird man nach bisherigem Stand des Wissens nur 200 statt der theoretisch möglichen 800 Wh/kg erreichen können /3-133/.

Ein 30-l-Tank beinhaltet ca. 10^6 KJ bzw. 277 kWh, wenn er mit heutigem Treibstoff gefüllt ist.

Sein Gewicht beträgt etwa 30 kg. Selbst die aussichtsreichsten Batterieentwicklungen, wie die Natrium-Schwefel-Batterie, verursachen bei gleicher Energiespeicherung 2,2 to Gewicht.

Einen Überblick über den Energieinhalt von nichtstationären Speichersystemen ist in Tab. 3.20 angegeben.

Tab. 3.20: Energieinhalte einiger Speichermedien

Speichermedium	Energieinhalt	
	kWh/kg	kWh/m ³
Benzin	11,8	8680
Diesel	11,5	9950
Flüssiggas (LPG)	12,7	7370
Methanol	5,4	4370
H ₂ (gasförmig)	30	3
H ₂ (flüssig)	30	2100
Hydridspeicher ¹⁾	0,65	450
Pb-Akkumulator ¹⁾	0,03	50

1) mit Gewicht des Behälters

3.3.3.2 Wasserstoffspeicher

Nach bisherigen Untersuchungen ist das Betreiben von Verbrennungsmaschinen mit Wasserstoff möglich. Testläufe an kleineren Maschinen zeigen Zuverlässigkeit, hohe Lebensdauer, wobei konstruktive Änderungen in der Kolbenform, der Ausführung des Zylinderkopfes sowie der Treibstoffzuführung vorgenommen wurden. Entsprechend den Entflammbarkeitsgrenzen, Zündtemperaturen und Flammgeschwindigkeiten sind Änderungen im Mischungsverhältnis mit Luft und in der Einstellung des Zündzeitpunktes erforderlich. Die eigentliche Problematik ist die Speicherung von Wasserstoff.

Die Kriterien für ein brauchbares Tanksystem sind

- keine konstruktiven Einschränkungen infolge zu großen Volumens und Gewichtes
- die Tankfüllung bzw. der Tankwechsel soll nicht mehr als maximal 10 bis 15 Minuten beanspruchen.
- hinreichende Sicherheit

Verschiedene Arten der Wasserstoffspeicherung sind möglich, die jedoch eines der vorgenannten Kriterien nur bedingt erfüllen.

Die verschiedenen Speichersysteme für die Speicherung von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gemischen gibt Tab. 3.21 an. Als Referenzgröße dient der Energieinhalt von 40 l Benzin.

Tab. 3.21: Speichervergleich /1.9, 1.10, 3-132/.

	Volumen l	Gewicht ohne Tank kg	Gewicht mit Tank kg
Isooctan	40	30,4	35
Hydrazin	75,5	76,25	80
Methan	61	25,35	70- 80
Methanol	79	62,4	65- 70
Wasserstoff			
a) Gas (400 bar)	145	-	500-600
b) Hydridspeicher	95		200-700
c) flüssig	140	10	ca. 80- 90

Von allen Systemen arbeiten lediglich Isooctan, Methanol und Flüssig-Methan mit vertretbaren Speichergrößen und Speichergewichten.

Die Speicherkosten sind bei Isooctan und Methanol unwesentlich, während bei Flüssig-Methan besonders die Verflüssigung höhere Kosten verursacht. Der Flüssigwasserstofftank sollte als Ganzes wechselbar sein und verlangt eine konstruktive Umgestaltung des Automobils.

Hydrazin und Ammoniak sind toxisch und daher bei nicht 100 %-iger Verbrennung im Verkehr gefährlich. Hydrazin zersetzt sich bei der Erwärmung gepaart mit Luft sehr leicht in Richtung Knallgasgemisch.

Intermetallische Verbindungen

In intermetallischen Verbindungen nach der Summenformel Metall - NiH_n und Metall - H_n läßt sich Wasserstoff in fast doppelter Packungsdichte wie in reiner flüssiger Wasserstoffkonfiguration auf Zwischengitterplätzen anordnen. Metall und Wasserstoff gehen keine schwer trennbare Bindung ein, sondern die Hydridform kann in Abhängigkeit von Temperatur und Druck in weiten Bereichen geregelt werden.

	TiFeH _{2-x}	Pb-Akku (Traktion)
Speicherichte (Wh/kg)	570-670	20-25
Mittlerer Wirkungsgrad	20% (Otto-Motor)	60% (E-Motor)
15 kWh (mech.) Energie	150 kg	1000 kg
Volumen (15 kWh)	35 l	300 l
Verhältnis der Reichweiten bei gleicher Masse	6 :	1
Arbeitsdruck	1-20 bar	1 bar
Selbstentladung	keine	ja
Wartung	keine	ja
Lebensdauer	unbegrenzt	stark begrenzt
Ladezeit	5-15 Min.	etwa 1h
Ladewirkungsgrad	100%	80%

Tab. 3. 22: Vergleich zwischen Hydrid- und Elektroantrieb /3-132/

3.4 Technische Voraussetzungen zur Bedarfsdeckung

3.4.1 Anforderungen an die Sicherheit bei Übergang von Kohlenwasserstoffbrenngasen auf Wasserstoff

Wasserstoff und Erdgas sind gänzlich ungiftig, so daß die eigentlichen Gefahren für die Umwelt von einer möglichen Explosion oder von einem Brand abhängen.

Für einen Vergleich der sicherheitstechnischen Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff werden als Beurteilungskriterien

- die Zündtemperatur und die daraus abgeleitete Gefahrenklasse nach VDE
- die obere und untere Zündgrenze
- der maximale Explosionsdruck und die Explosionsklasse herangezogen.

Die Zündtemperatur ist ein Maß für die zur Zündung des Gases erforderliche Zündenergie. Die Zündtemperatur von Erdgas liegt bei 670 °C und die von Wasserstoff bei 510 °C. In der Gefahren-

klasse nach VDE sind beide Gase in die Klasse 1 (das ist die niedrigste Klasse) eingestuft.

Zwischen der oberen und unteren Zündgrenze ist ein Gas in Gemischen mit Luft entzündbar. Bei Erdgas liegt der zündfähige Bereich zwischen 5 und 15 Vol.-% Gas im Gas/Luft-Gemisch, bei Wasserstoff ist die Spannweite erheblich größer und liegt zwischen 4 und 74 Vol.-% im Gas/Luft-Gemisch.

Der maximale Explosionsdruck ist der Druck, der sich bei einem geschlossenen Behälter bei verschiedener Gemischzusammensetzung mit Luft während der Verbrennung einstellt. Er liegt bei Methan und Wasserstoff jeweils bei 7 kp/cm^2 . Nach der Explosionsklasse der VDE, die die Zünddurchschlagfähigkeit der brennbaren Gase bewertet, wird der Wasserstoff in die höchste Klasse 3 eingestuft, während Erdgas die niedrigste Stufe einnimmt. Somit ist durch die Zündgrenzen und die Explosionsklasse rein nominell eine höhere Gefährlichkeit des Wasserstoffs gegeben. Bei reiner Anwendung als Brenngas im Haushalt ist er jedoch dem Erdgas in etwa vergleichbar.

Zur Suche von Undichtigkeiten in Rohrleitungen und Behältern werden die gleichen Geräte eingesetzt, wie sie bei anderen entflammaren Gassystemen üblich sind. Die Gefahr der Versprödung von unlegierten Stählen durch Wasserstoffeinwirkungen scheint nur bei hohen Drücken und Temperaturen zu bestehen. Die Chemischen Werke Hüls (CWH) betreiben seit etwa 40 Jahren ein umfangreiches Wasserstoffverbundnetz. In dieser Zeit zeigten Materialuntersuchungen keinerlei Werkstoffschäden an /3-134/. Das Netz ist gegenwärtig 875 km lang und wird im Druckbereich zwischen 25 und 40 bar betrieben.

3.4.2 Ausbau bzw. Einführung von Wasserstoff in das leitungsgebundene Energieversorgungssystem

In der bisherigen Gaswirtschaft existieren verschiedene Gasgruppen, die sich durch unterschiedlichen Wasserstoffgehalt

auszeichnen. Dementsprechend müssen jeweils andere Brenner eingesetzt werden. Derzeit ist das wasserstofflose Erdgas vorherrschend. In Zukunft könnte bei zunehmendem Einsatz von Wasserstoff der Kohlenwasserstoffanteil in den Brenngasen wieder rückläufig werden, so daß in einer Übergangsphase Gasgemische mit Wasserstoffgehalten auftreten, wie sie den bislang bekannten Starkgasen entsprechen (40 - 50 Vol.-% H_2). Die Folgen der Einführung H_2 -reicher Erdgasgemische sollen am Beispiel eines normalen Gasbrenners gezeigt werden.

Die Gestaltung eines Gasbrenners hängt vom Brennverhalten der Gase ab. Dabei ist das Brennverhalten gekennzeichnet durch

- Wärmeleistung
- Flammenstabilität
- und Verbrennungsgüte

Aufbauend auf diesen Größen entwickelte Weaver eine Kennzahlmethode mit sechs Bewertungskennzahlen, die Aufschluß über die Austauschbarkeit von Gasen geben. Unter "austauschbar" wird hier verstanden, daß die betreffenden Gase in gegebenen Brennern unter gleichen Bedingungen störungsfrei benutzt werden können.

Zur Beurteilung der Austauschbarkeit bezieht Weaver die Eigenschaften der Tauschgase auf die entsprechenden Eigenschaften des Grundgases. Der Formalismus des Weaver-Verfahrens stützt sich auf empirische Ermittlungen.

Die Methode von Weaver wird hier im folgenden zur Bestimmung der sinnvollen Gemischzusammensetzung in den 3 Stufen der Wasserstoffeinführung benutzt. Sie sei in ihren Grundzügen daher kurz erläutert /1.9/.

Weaver benutzt folgende Kennzahlen:

zur Wärmeleistung

- 1) die Wobbezahl und
- 2) die Primärluftansaugung

zur Flammenstabilität	3) das Abheben und
	4) das Zurückschlagen der Flamme
zur Verbrennungsgüte	5) die Rußbildungsneigung und
	6) die CO-Bildungsneigung

Im folgenden werden nur die ersten vier Kennzahlen für Wärmeleistung und Flammenstabilität eingehender betrachtet, da die Verbrennungsgüte bei Erdgas-Wasserstoff-Gemischen im Vergleich zu Erdgas besser wird und für die Austauschbarkeit kein begrenzendes Kriterium ist.

Die Betrachtungen für die Abhebe- und Rückschlagneigungen gelten für nicht flammenstabile Brenner, d.h. für Brenner, die keine Vorrichtung zur Vermeidung von Abhebe- und Rückschlag-effekten der Flamme haben.

Auf flammenstabile Brenner, wie sie zum Teil bei der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas in Form von Mehrgas und Allgasbrennern eingeführt worden sind, können die Kennzahlen von Weaver für Abheben und Rückschlagen der Flamme nicht ohne weiteres angewandt werden. Diese Brenner sind bis zu Flammengeschwindigkeiten von 60 bis 70 cm/s rückschlagsicher.

Phasen der H₂-Markteinführung unter Beachtung der Weaver-Kennzahlen /1.9/.

Phase_I

Bis zu 20 % Vol.-% Wasserstoff können dem Erdgas (Grundgas) zugegeben werden, ohne daß beim Erdgasbrenner Betriebsstörungen auftreten.

Phase_II

In der Übergangsphase der Umstellung wird bei steigendem H₂-Gehalt des Gasgemisches ein möglichst weiter Betriebsbereich der Brenner gefordert. Als Grundgas wird ein Gemisch aus 60 Vol.-% H₂ und 40 Vol.-% Erdgas gewählt, wonach der Brenner auf ein optimales Brennverhalten ausgerichtet wird.

Die Kennzahlen für die Wärmebelastung und Primärluftansaugung erlauben eine Variation der H_2 -Zumischung zwischen 40 und 90 Vol.-%. Bei einem nicht flammenstabilisierten Brenner schlägt allerdings die Flamme bei größer als 60 Vol.-% H_2 -Zumischung zurück. Verhindert werden kann diese negative Erscheinung durch den Einsatz von Siebbrennern. Das Abheben der Flamme tritt bei H_2 -Anteilen unterhalb 30 Vol.-% auf.

Aus den eben genannten Gegebenheiten läßt sich folgende Strategie entwickeln:

Wasserstoff wird zusammen mit Erdgas im Grundlastbereich eingesetzt (Gemisch bei 90 Vol.-%), während in Zeiten steigender Gasnachfrage der Erdgasanteil (z.B. aus Speichern) erhöht wird (bis 40 Vol.-% H_2).

Phase III

Der Übergang zur Reingasversorgung mit Wasserstoff wird in der Endphase vollzogen. Rechnungen mit den Weaver-Kennzahlen zeigen, daß reiner Wasserstoff mit den betrachteten Erdgas/Wasserstoffgemischen nicht mehr austauschbar ist. Der Brenner hat bei 100 % H_2 -Zuführung nur einen Betriebspunkt und muß entsprechend angepaßt werden.

3.5 Investitions- und Kostenvergleiche ausgewählter Verfahren der Gas- und Stromerzeugung

Ziel der folgenden Rechnungen ist es, Erzeugungskosten von Wasserstoff aus thermochemischen und hybriden Kreisprozessen sowie der Wasserelektrolyse zu erarbeiten und diese sowohl untereinander als auch mit denen alternativer Sekundärenergien zu vergleichen, um letztlich Aussagen über die heutige und zukünftig zu erwartende Wettbewerbssituation machen zu können.

Die Berechnungen wurden unter heutigen wirtschaftlichen Randbedingungen mit z.T. aus Veröffentlichungen bekannten Investitionskosten durchgeführt, wobei jedoch ausdrücklich darauf hinzuweisen ist, daß die publizierten Kosten von Prozeßanlagen für

die nukleare Wasserspaltung wegen der heute noch unbefriedigend bekannten Auslegung mit großen Unsicherheiten behaftet sind.

Die Kosten für den HTR, der die Prozeßwärme für den thermochemischen bzw. hybriden Kreisprozeß sowie für die Kohlevergasung bereitstellen soll, basieren auf den im PNP-Statusbericht /3.9/ genannten Werten für Prozeßwärmereaktoren zur nuklearen Kohlevergasung, deren Unsicherheit mit $\pm 15\%$ angegeben wird, die jedoch aufgrund der besonderen Forderungen hinsichtlich der Koppung mit Prozessen der nuklearen Wasserspaltung modifiziert wurden. Die in Verbindung mit Verfahren der Wasserspaltung von amerikanischer Seite genannten Reaktorkosten wurden nicht verwendet, da diese weitgehend nicht nachvollzogen werden konnten und darüber hinaus in der deutschen Reaktorentwicklung ein anderes Konzept verfolgt wird.

Folgende Spezifizierung der Reaktoranlage wurde zugrunde gelegt:

- vollintegrierte Bauweise mit Spannbeton-Druckbehälter
- Kugelhaufencore mit OTTO-Beschickung
- 4-Loop-Nachwärmeabfuhrsystem mit jeweils mehr als 50 % Abfuhrleistung
- Reaktorkühlung mit Helium
- mittlere Kühlmittelaustrittstemperatur 950 °C

Die thermische Leistung des Hochtemperaturreaktors variiert je nach Auslegung des entsprechenden Prozesses zwischen 3000 MJ/s und 3345 MJ/s.

Sowohl die Kostenangaben für den Reaktor als auch für den prozeßseitigen Teil unterstellen die schlüsselfertige Errichtung einer kommerziell eingeführten n-ten Anlage.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird unter dem Kriterium "Konkurrenzfähigkeit im 1. Betriebsjahr" durchgeführt, da unter rein betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten "Break-even Kosten" eine gewichtige Bedeutung bei einem Bauentscheid haben dürften.

Bei der Berechnung der Erzeugungskosten in einem ersten fiktiven Inbetriebnahmejahr 1976 werden ausgehend von einem Anlagenabschlußpreis zu diesem Zeitpunkt mit Ausnahme einer preissteigerungsbedingten Eskalation während der Bauzeit und einer Stilllegungsrücklage für den Reaktor alle unter industrieller Rechnungslegung üblichen Kostenelemente berücksichtigt. Diese umfassen die gesamten Anlagekosten, bestehend aus direkten und indirekten Anteilen des Anlagenabschlußpreises, Bauherrenleistungen sowie während der Bauzeit anfallende Zinsen und Steuern.

Zur Ermittlung des Gesamtkapitalbedarfs bis zum Inbetriebnahmezeitpunkt wurde ein Umlaufkapitalbedarf in Höhe von etwa 10 % der Brutto-Jahreskosten kalkuliert und in die Kostenrechnung miteinbezogen.

Für die Berechnung der Erzeugungskosten und die vergleichenden Wettbewerbsbetrachtungen werden folgende Prozesse herangezogen:

1. Hydrierende Vergasung von Steinkohle (Gasflammkohle) zu SNG
2. Elektrizitätserzeugung mit Druckwasserreaktor
3. Westinghouse Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß (H_2)
4. Methan-Methanol-Schwefelsäure-Prozeß (H_2)
5. LiH-Hybrid-Prozeß (H_2)
6. Druckwasserreaktor mit SPE-Elektrolyse (H_2)
7. Druckwasserreaktor mit Schmelzfluß-Elektrolyse (H_2)

Die Kosten der beiden ersten Verfahren zur Erzeugung von Sekundärenergieträgern werden als heutige und langfristig verfügbare Vergleichsmaßstäbe gegenüber denen der Wasserstoffproduktion angesehen.

Die wichtigsten verwendeten Grunddaten und Annahmen zur Berechnung der Erzeugungskosten sind in nachfolgender Tabelle 3.23 aufgelistet.

Bezeichnung	Einheit	Anlagenbereich ¹⁾				
		HTR	TCC	EL	HKV	DWR
Kosten- bzw. Preisbasis	-	<u>Mitte 1976</u>				
Bauzeit	Jahre	7 ²⁾	3,5	2	3,5	6
Abschreibungsdauer	Jahre	25	25	25	25	25
Ausnutzung	h/a	Variation von 6000 - 7500				
Bauherreneigenleistung	Mio DM	100		40	150	160
Zinssatz während Bauzeit und Abschreibungsdauer zur Ermittlung der Annuität sowie zur Umlaufkapitalverzinsung	%/a		8			
Steuersatz während Bauzeit und Abschreibungsdauer	%/a		2			
Nukleare Haftpflichtversicherung	Mio DM/a	1	-	-	-	1
Allgemeine Anlagenversicherung (zu beziehen auf direkte Anlagekosten)	%/a	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8
Wartung und Instandhaltung (zu beziehen auf direkte Anlagekosten)	%/a	1,5	4	2,5	4	1,5
Personalbedarf	MJ/a	140	240-260	120	400	165
Personalbedarf (inci. Sozialabgaben und Werksgemeinkosten)	DM/MJ		80.000			
Nukleare Brennstoffkosten (HTR)		0,005 DM/KWth · h				
Wasserstoffheizwert (HHV)		12,753 MJ/Nm ³				
Sauerstoffgutschrift		12 Dpf/Nm ³				
Umrechnungsfaktor		1 ¢ = 2,30 DM				

- 1) HTR Hochtemperaturreaktor (teilweise einschließlich Dampfkraftanlage)
TCC Thermochemischer oder hybrider Kreisprozeß
EL Wasser-Elektrolyse
HKV Hydrierende Vergasung von Gasflammkohle
DWR Druckwasserreaktor

2) Bauzeit bei paralleler Ausführung der Prozeßwärmeanlage

Tab. 3.23: Grunddaten und Annahmen zur Kostenrechnung

3.5.1 Hydrierende Vergasung von Steinkohle zu SNG

Für den Kostenvergleich wird ein Vergasungsverfahren auf der Basis von Steinkohle herangezogen. Die für die Berechnung benutzten Investitionskosten sind identisch mit den in der PNP-Wirtschaftlichkeitsstudie /3.9/ gemachten Angaben, jedoch wurden, um eine direkte Vergleichbarkeit mit den anderen hier betrachteten Sekundärenergien zu erreichen, andere Eingangsparameter in der Erzeugungskostenberechnung verwendet, wobei sich aber zeigte, daß die Unterschiede in den errechneten Kosten unbedeutend sind.

Die wichtigsten Daten für das hier betrachtete Verfahren der hydrierenden Steinkohlevergasung zu SNG mit Hochtemperaturreaktorwärme bei einer Auslastung von 7500 h/a sind die folgenden:

Thermische Reaktorleistung	3000 MJ/s
Kohleeinsatz	6,53 Mio t/a
SNG-Erzeugung (HHV)	118,07 Mio GJ/a
Restkoks	2,60 Mio t/a
Stromabgabe	2978 Mio kWh/a
Anlagenabschlußpreise:	
Reaktor	1190 Mio DM
Dampfkraftanlage (Bauteil Reaktoranlage)	800 Mio DM
Gasfabrik	1480 Mio DM

Mit den vorstehenden Angaben ergeben sich unter Verwendung der Grunddaten und Annahmen (Tab. 3.23) die nachstehenden jährlichen Kosten (Tab. 3.24), bzw. der Einfluß der Auslastung auf die SNG-Kosten kann dargestellt werden (Tab. 3.25).

	Reaktor und Dampfkraft- anlage Mio DM	Gasfabrik Mio DM
Annuität, Umlaufkapitalverzinsung, Steuern	336,7	231,9
Nukleare Haftpflichtversicherung	1,0	-
Allgemeine Anlagenversicherung	12,9	12,3
Wartung und Instandhaltung	24,2	49,2
Personalkosten	11,2	32,0
Betriebsmittel (pauschal bei 7500 l)	3,0	10,0
Kohlekosten (7500 h)	-	-
Nukleare Brennstoffkosten	112,5	-

Tab. 3.24: Jährliche Kosten für die hydrierende Vergasung von Gasflammkohle zu SNG mit HTR-Wärme

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jährliche SNG-Erzeugung	10^6 GJ	94,45	102,33	110,20	118,07
	10^6 Gcal	22,56	24,44	26,32	28,20
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	DM/GJ _{SNG}	6,02	5,56	5,16	4,82
Kapitalabhängige Kosten	DM/GJ _{SNG}	1,05	0,97	0,90	0,84
Personalkosten	DM/GJ _{SNG}	0,46	0,42	0,39	0,37
Betriebsmittel	DM/GJ _{SNG}	0,11	0,11	0,11	0,11
Kohlekosten	DM/GJ _{SNG}	8,19	8,19	8,19	8,19
Nukleare Brennstoffkosten	DM/GJ _{SNG}	0,95	0,95	0,95	0,95
<u>Bruttoerzeugungskosten</u>	DM/GJ	16,78	16,20	15,70	15,28
	DM/Gcal	70,25	67,83	65,73	63,97
Gutschriften:					
- Restkoks	DM/GJ _{SNG} (DM/Gcal _{SNG})			3,16 (13,25)	
- Strom	DM/GJ _{SNG} (DM/Gcal _{SNG})			1,26 (5,27)	
<u>Nettoerzeugungskosten</u>	DM/GJ	12,36	11,78	11,26	10,86
	DM/Gcal	51,73	49,31	47,21	45,45

Tab. 3.25: SNG-Erzeugungskosten für die hydrierende Vergasung von Gasflammkohle mit HTR-Wärme als Funktion der Auslastung

3.5.2 Kosten von thermochemischen und hybriden Verfahren

Betrachtet werden folgende Verfahren zur Wasserspaltung:

- I. Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß
- II. Methan-Methanol-Schwefelsäure-Prozeß
- III. Li-Hydrid-Hybrid-Prozeß

Die Darstellung der Anlagenkonzeptionen mit den jeweiligen prozesstypischen Merkmalen kann Kapitel 3.1.1.2 entnommen werden.

I. Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß

Die hier angegebenen Investitionskosten für diesen Prozeß stützen sich mit Ausnahme derer für den Reaktor im wesentlichen auf neueste Angaben von Westinghouse /3.135/.

Die Reaktorkonfiguration - Reaktorleistung 3221 MJ/s - sieht vor, daß in einem "Topping Cycle" eine horizontal im Druckbehälter integrierte He-Turbine mit einer Stromerzeugung von 81 MW vorgeschaltet ist. Die übrige Wärme wird in Zwischenwärmetauschern an Sekundär-He-Kreisläufe ausgetauscht und in die verschiedenen Prozeßschritte eingekoppelt.

Die von Westinghouse durchgeführte Auslegung des Prozesses beruht auf einer Kühlmittelaustrittstemperatur von 1010 °C, wohingegen der hier in den Kostenangaben vorgesehene Prozeßwärmereaktor eine solche von 950 °C hat. Die Beeinflussung der Investitionskosten aus diesem Temperaturunterschied konnte nicht quantifiziert werden und blieb unberücksichtigt.

Als Anlagenabschlußpreis für den Reaktor wurde ein Wert von 1680 Mio DM ermittelt, in dem 50 Mio DM für die He-Turbine enthalten sind.

Thermischer Wirkungsgrad
Produktionskapazität
beim 3221 MW Reaktor

$$\eta_{th} = 46,8 \%$$

$$425.400 \text{ Nm}^3 \text{H}_2/\text{h} \quad (5.425 \text{ GJ/h})$$

Für den elektrochemischen Unterprozeß, die Oxidation von SO_2 zu H_2SO_4 , werden folgende Auslegungsparameter angegeben:

Zellspannung	0,6 V
Stromdichte	2000 A/m ²
Betriebstemperatur	100 °C
Betriebsdruck	20 bar
Schwefelsäurekonzentration	80 Gew.-%

Diese den Investitionskosten zugrundeliegenden Werte sind teilweise bisher nicht erreicht - insbesondere nicht die angegebene Schwefelsäurekonzentration.

In Laborzellen konnten bei Westinghouse obige Zellspannung und Stromdichte bei 50 °C und Atmosphärendruck sowie einer Schwefelsäurekonzentration von nur 50 Gew.-% demonstriert werden. Die veröffentlichten Investitionskosten beziehen sich also auf eine Auslegung, die als Entwicklungsziel (zusätzlich Senkung der Zellspannung auf etwa 0,4 V) anzusehen ist.

Anmerkungen zu Tabelle 3.26:

In der nachfolgenden Auflistung der Investitionskosten ist anzumerken, daß die indirekten Kosten mit nur 6,5 % der direkten Investitionskosten veranschlagt sind. Dieser Satz ist im Vergleich zu dem von Lummus beim Methan-Methanol-Prozeß /3-126/ verwendeten (25 %) außerordentlich gering.

Der hier angesetzte Betrag für Zinsen und Steuern während der Bauzeit beruht auf eigener Berechnung mit einer Baudauer von 3,5 Jahren. Zur Bestimmung des Gesamtkapitalbedarfs wurden Anlaufausgaben und Umlaufkapitalbedarf hinzugefügt, die in der Westinghouse-Kostenaufstellung nicht berücksichtigt waren, jedoch von Lummus für den CH_4 - CH_3OH -Prozeß ausgewiesen sind.

Die ursprünglich angesetzten Kosten für Baugrund von 200.000 \$ wurden europäischen Verhältnissen mit einer Summe von 20 Mio DM angepaßt, wobei ein Flächenbedarf von 0,5 km² mit Kosten von 40 DM/m² angenommen wurde.

 ON-SITES

Elektrolytischer Schritt:	
Elektrolyseeinheit	332,6 Mio DM
Elektrolysehilfsausrüstungen	60,4
Elektrische Ausrüstung	59,6
Thermochemischer Schritt:	
Schwefelsäurezerlegung und SO ₃ -Spaltung	333,0 Mio DM
SO ₂ /O ₂ -Trennung	47,0
Prozeßelektrizitätserzeugung: (ohne He-Turbine)	135,2
ON-SITES INVESTITIONSKOSTEN	<u>968,0 Mio DM</u>

OFF-SITES

	127,8
Katalysatoren, Chemikalien etc.	<u>1.095,8 Mio DM</u>
	2,7
Zuschlag für Unvorhergesehenes (20 %)	<u>1.098,5 Mio DM</u>
	219,7
Indirekte Investitionskosten	<u>1.318,2 Mio DM</u>
Gesamte Anlagekosten	85,7
Zinsen und Steuern während der Bauzeit	<u>1.403,9 Mio DM</u>
(Bauzeit 3,5 Jahre)	262,7
Anlaufausgaben	25,0
Abschreibungswert	<u>1.691,6 Mio DM</u>
Umlaufkapitalbedarf	29,0
Baugrund	<u>20,0</u>
GESAMTKAPITALBEDARF	<u>1.740,6 Mio DM</u> =====

Tab. 3.26: Investitionskosten und Gesamtkapitalbedarf
für den Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß für
1510 MW H₂-Leistung

Bauherreneigenleistungen für den Wasserspaltungsprozeß werden nicht mehr der Kostenrechnung hinzugefügt, da diese Werte bereits in den angegebenen enthalten sind.

Für die Kostenrechnung werden die gleichen Annahmen getroffen, wie sie bei der hydrierenden Vergasung zugrunde gelegt wurden und in Tab. 3.22 fixiert sind. Die nachfolgend angegebenen jährlichen Kosten beziehen sich auf eine jährliche Betriebszeit von 7500 h/a. Die Wasserstoffproduktion beträgt dabei:

$$\text{H}_2\text{-Produktion} \quad 3,2 \times 10^9 \frac{\text{Nm}^3 \text{H}_2}{\text{a}} \cong 11,3 \times 10^6 \text{ MWh}$$

Der Einfluß der jährlichen Minderauslastung auf die Produktgestehungskosten ist in Tab. 3.28 angegeben, während in Tab. 3.27 die jährlichen Kosten angegeben sind.

	Reaktor Mio DM	Kreisprozeß Mio DM
Annuität, Umlaufkapitalverzinsung	287,0	197,2
Nukleare Haftpflichtversicherung	1,0	-
Allgemeine Anlagenversicherung	11,4	13,2
Wartung und Instandhaltung	21,4	52,7
Personalkosten	11,2	19,2
Betriebsmittel		
(pauschal bei 7500 h)	3,0	5,0
Nukleare Brennstoffkosten		
(7500 h)	120,8	-

Tab. 3.27: Jährliche Kosten für den Westinghouse Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jahreswasserstofferzeugung	10^6 GJ	32,551	35,263	37,976	40,688
	10^6 Gcal	7,775	8,422	9,070	9,718
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	DM/GJ _{H₂}	14,88	13,73	12,75	11,90
Kapitalabhängige Kosten	DM/GJ _{H₂}	3,06	2,83	2,63	2,45
Personalkosten	DM/GJ _{H₂}	0,93	0,86	0,80	0,75
Betriebsmittel	DM/GJ _{H₂}	0,20	0,20	0,20	0,20
Nukleare Brennstoffkosten	DM/GJ _{H₂}	2,97	2,97	2,97	2,97
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	22,04	20,59	19,35	18,27
	DM/Gcal	92,28	86,21	81,01	76,49
Sauerstoffgutschrift	DM/GJ _{H₂} (DM/Gcal _{H₂}), bei 0,12 DM/m ³ (iN):				4,70 (19,70)
Wasserstofferzeugungskosten	DM/GJ	17,34	15,89	14,65	13,57
	DM/Gcal	72,58	66,51	61,31	56,79

Tab. 3.28: Wasserstofferzeugungskosten für den Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß als Funktion der Auslastung

II. Methan-Methanol-Schwefelsäure-Prozeß

Grundlage der zu diesem Prozeß genannten Investitionskosten ist eine technisch-ökonomische Analyse von Lummus /3-136/.

Die in der Studie vorgesehene Einkopplung der HTR-Prozeßwärme in den thermochemischen Kreisprozeß bedarf hinsichtlich ihrer Auslegung zunächst einer Diskussion.

Basierend auf der Westinghouse-Konzeption für den Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß wurde davon ausgegangen, daß die gesamte HTR-Wärme in zwei IHX ausgetauscht wird und die Bereitstellung der benötigten Prozeßwärme über He-Zwischenkreisläufe erfolgt.

Legt man jedoch die Reaktorauslegung für die hydrierende Kohlevergasung entsprechend dem Statusbericht zum Ende der PNP-

Konzeptphase zugrunde, so ist festzustellen, daß durch die Integration von Anlagenkomponenten in den Spannbeton-Druckbehälter ein großer Teil der Prozeßwärme direkt, ohne IHX, in die Unterprozesse eingekoppelt werden könnte. Unter diesen Überlegungen ist vor allem an die Röhrenspaltöfen für das Methan-
Steam-Reforming sowie die Dampferzeuger und Überhitzer zu denken. Dagegen scheint es aus sicherheitstechnischen Gründen notwendig, die Wärmeeinkopplung in die von der Materialseite wegen der erheblichen Korrosionsprobleme zur Zeit problematischen Schritte der Schwefelsäurezerlegung und SO_3 -Reduktion über einen He-Zwischenkreislauf vorzunehmen.

Für die Bestimmung der Reaktorkosten wurde deshalb von einer integrierten Bauweise der Röhrenspaltöfen ausgegangen, während die übrige Wärme weiterhin über einen He/He-Wärmetauscher an einen Sekundärkreislauf übertragen wird.

Die in der als Referenz dienenden Studie erarbeiteten Energie- und Massenbilanzen gehen von einer Verfügbarkeit des sekundärseitigen Heliums bei einer Temperatur von 927°C aus. Da der hier für die Kostenkalkulation herangezogene Reaktor eine solche von 900°C hat, dürfte eine Kostenbeeinflussung aus den Temperaturunterschieden des Kühlmittels nicht wesentlich sein.

Als Anlagenabschlußpreis für den Reaktor mit einer thermischen Leistung von 3345 MJ/s wurden 1590 Mio DM ermittelt.

Thermischer Wirkungsgrad	$\eta_{\text{eff}} = 37,5 \%$
H_2 -Kapazität beim 3345 MW Reaktor	$354.000 \text{ Nm}^3/\text{h} = 4515 \text{ GJ/h}$

Die von Lummus ausgerechneten Investitionskosten beziehen sich auf ein Anlagenkonzept, das nach heutigem technologischem Stand als "machbare" Auslegung anzusehen ist, ohne im Design in Zukunft möglicherweise zu erwartende fortschrittlichere apparativ-technologische Lösungen zu berücksichtigen. Demzufolge sind auch die Investitionskosten - im Gegensatz zu denen von Westinghouse - als realistisch bzw. konservativ einzustufen.

In der folgenden Investitionskostenaufstellung wurden in der Sektion "Methan Steam Reforming" die Kosten für die Röhrenspaltöfen abgezogen, da diese in die Kosten des Reaktors miteinbezogen sind.

Das Auslegungskonzept für die Schwefelsäurezerlegung und die SO_3 -Spaltung ist identisch mit dem einer zeitlich vorausgehenden von Westinghouse. Es beinhaltet noch einen Zwischenkreislauf mit einem organischen Wärmetransportmedium, der aus technologischen Gründen zwischengeschaltet wurde. Diese Auslegung ist zwischenzeitlich von Westinghouse geändert worden; die neueren beim Westinghouse-Prozeß genannten Werte sehen eine direkte Einkopplung der Sekundär-He-Wärme, ohne weiteren Zwischenkreislauf, vor. Die hier angegebenen Kosten von Lummus enthalten diesen jedoch noch, so daß man in dieser Sektion mit einer Kostenreduzierung zu rechnen hätte. Die Kosten für Offsites enthalten in der folgenden Aufstellung eine Elektrizitätserzeugung von etwa 100 MW. Unter diesem Gesichtspunkt scheinen sie im Vergleich zu denen bei Westinghouse zu gering angesetzt zu sein.

Der Zuschlag für Unvorhergesehenes (Lummus 15 %, Westinghouse 20 %) wird wie in der Westinghouse Investitionskostenaufstellung auf die Summe aus On-sites und Off-sites sowie Katalysatoren, ohne die indirekten Kosten miteinzubeziehen - wie dies im Original gemacht wurde -, angesetzt.

Wie bereits bei der Erörterung der Investitionskosten für den Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß angesprochen, sind die hier mit einem Satz von 25 % zugeschlagenen indirekten Kosten im Vergleich zu den dort genannten (6,5 %) außerordentlich hoch und bringen den Methan-Methanol-Prozeß dadurch zusätzlich stark in Nachteil.

Für die Berechnung der Zinsen und Steuern während der Bauzeit sowie der Kosten für den Baugrund gelten die gleichen Aussagen, wie sie beim Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß gemacht wurden.

In den folgenden Aufstellungen sind die Investitionskosten und der Gesamtkapitalbedarf sowie die Erzeugungskosten in Abhängigkeit der Auslastung für den Methan-Methanol-Prozeß wiedergegeben.

 ON-SITES

Methan Steam Reforming	110,2 Mio DM
Methanol Synthese	236,9
H ₂ -Reinigung	142,6
Methan-Schwefelsäure Synthese	66,7
Schwefelsäurezerlegung geringerer Konzentration als bei Westinghouse und SO ₃ -Spaltung	409,4
SO ₂ /O ₂ -Trennung	85,1

ON-SITES INVESTITIONSKOSTEN 1.050,9 Mio DM

OFF-SITES

	142,6
	1.193,5 Mio DM
Katalysatoren, Chemikalien etc.	13,8
	1.207,3 Mio DM
Zuschlag für Unvorhergesehenes (15 %)	181,1
Direkte Investitionskosten	1.388,4 Mio DM
Indirekte Investitionskosten (25 %)	298,4
Gesamte Anlagekosten	1.686,8 Mio DM
Zinsen und Steuern während der Bauzeit (Bauzeit 3,5 Jahre)	314,1
Anlaufausgaben	30,0
Abschreibungswert	2.030,9 Mio DM
Umlaufkapitalbedarf	33,0
Baugrund	20,0
GESAMTKAPITALBEDARF	2.083,9 Mio DM

Tab. 3.29: Investitionskosten und Gesamtkapitalbedarf
für den Methan-Methanol-Prozeß

	Reaktor Mio DM	Kreisprozeß Mio DM
Annuität, Umlaufkapitalverzinsung, Steuern	272,2	236,2
Nukleare Haftpflichtversicherung	1,0	-
Allgemeine Anlagenversicherung	9,5	13,9
Wartung und Instandhaltung	17,9	55,5
Personalkosten	11,2	20,8
Betriebsmittel (pauschal bei 7500 h)	3,0	7,0
Nukleare Brennstoffkosten (7500 h)	125,4	-

Tab. 3.30: Jährliche Kosten für den Methan-Methanol-Prozeß

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jahreswasserstofferzeugung	10 ⁶ GJ	27,087	29,345	31,602	33,859
	10 ⁶ Gcal	6,470	7,009	7,548	8,087
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	DM/GJ _{H₂}	18,77	17,32	16,09	15,02
Kapitalabhängige Kosten	DM/GJ _{H₂}	3,61	3,33	3,09	2,89
Personalkosten	DM/GJ _{H₂}	1,18	1,09	1,01	0,95
Betriebsmittel	DM/GJ _{H₂}	0,30	0,30	0,30	0,30
Nukleare Brennstoffkosten	DM/GJ _{H₂}	3,70	3,70	3,70	3,70
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	27,56	25,74	24,19	22,86
	DM/Gcal	115,39	107,77	101,28	95,71
Sauerstoffgutschrift	DM/GJ _{H₂} (DM/Gcal _{H₂})				4,70 (19,70)
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	22,86	21,04	19,49	18,16
	DM/Gcal	95,69	88,07	81,58	76,01

Tab. 3.31: Wasserstofferzeugungskosten für den Methan-Methanol-Prozeß als Funktion der Auslastung

III. Li-Hybrid-Prozeß

Der Li-Hybrid-Prozeß /3-104/ ist ein erst kürzlich vorgeschlagenes, im Labor getestetes neues Verfahren, über das bisher keine ökonomischen Betrachtungen vorliegen. Die nachfolgenden Investitionskosten sind demzufolge als eine erste Abschätzung anzusehen.

Die wichtigsten technischen Daten einer großtechnischen Anlage, die der Investitionskostenabschätzung zugrunde liegen, sind die folgenden:

Thermische Reaktorleistung	3256 MJ/s
Thermischer Wirkungsgrad (HHV _{H2})	52,2 %
Wasserstoffherzeugung (HHV _{H2})	479.887 Nm ³ /h (6120 GJ/h)
Stromdichte der Elektrolysezelle	5000 - 7000 A/m ²
Strombedarf der Elektrolysezelle	936 MW
Stromerzeugung	
- mit Primärkreiswärme	829,5 MW
- aus Zellenkühlung und Rückwärmenutzung	316,0 MW

Die Reaktorkonfiguration sieht vor, daß 1476 MJ/s über einen He/He Zwischenwärmetauscher zur Prozeßwärmenutzung ausgekoppelt und 1920 MJ/s über Dampferzeuger und Zwischenüberhitzer im Primärkreis zur Elektrizitätserzeugung verwendet werden.

Diese Komponenten sind in den Spannbetonbehälter integriert. Die Dampfkraftanlage ist als Bauteil der Reaktoranlage zu qualifizieren; die Kosten hierfür umfassen auch Anteile für erweiterte Bauteile der Reaktoranlage, z.B. des Reaktorschutzgebäudes. Die Turbosätze werden ohne Dampfanzapfungen für die Gasfabrik betrieben, so daß sich gegenüber den Kosten für die Dampfkraftanlagen in der PNP-Wirtschaftlichkeitsstudie geringere Kosten ergeben.

Als Anlagenabschlußpreise wurden für den Reaktor ein Betrag von 1390 Mio DM und für die Dampfkraftanlage von 720 Mio DM ermittelt.

Im elektrolytischen Schritt des prozeßseitigen Teils wurden für die Investitionskosten der Elektrolysezelle und des Zubehörs die bei Darrow, Biedermann und Konopka /3-137/ für die SPE-Elektrolyse genannten Kosten (auf 1976 eskaliert: 208,4 DM/kW_{H2}) aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den anderen hier berechneten Verfahren verwendet. Den Kosten für die elektrische Ausrüstung lag ein spezifischer Wert von 115 DM/kWe (50 \$/kWe) zugrunde. Dieser wird in der Literatur, u.a. auch in /3-137/, häufig angeführt. Die Investitionskosten für Kühler in der Elektrolysezelle basieren auf solchen von Dampferzeugern, da die Zellkühlung durch Umpumpen des Elektrolyten außerhalb der Zelle erfolgen soll; die weitere Überhitzung mit He bzw. H₂ aus der LiH-Spaltung ist eine in etwa analoge Technik wie bei der Ausführung der Prozeßwärmeanlagen zur Kohlevergasung und wurde deshalb mit dort angeführten Kosten für Zwischenüberhitzer kalkuliert.

Die Abschätzung für die LiH-Spalter incl. Rekuperatoren wurde in Anlehnung an die Kosten der Röhrenspaltöfen für die hydrierende Kohlevergasung gemacht, wobei jedoch ein beträchtlicher Betrag für höherwertige Wärmetauschermaterialien zugeschlagen wurde. Der Sammelposten "Schmelzenauffangbehälter, Elektrische Zusatzheizung, Schutzgaseinrichtungen und Leckageüberwachung" sowie die Investitionskosten für das LiH-Slurry-Transportsystem wurden grob überschlägig, aber pessimistisch angesetzt, da hierfür keine Kostenreferenzen bekannt sind.

Für die Kostenabschätzung der Wasserstoffverdichtung von 3 bar auf einen Pipelinedruck von 60 bar wurden bei Escher und Donakowski /3-138/ angegebene Werte herangezogen, die sich auf Informationen von Ingersoll-Rand stützen.

Die Investitionskosten für die Elektrizitätserzeugung aus der Nutzung der abzuführenden Wärme des elektrolytischen Prozesses und der LiH-Spaltung sind mit 350 DM/kWe berechnet. Sie stützen sich auf /3-138/, wo mit Preisbasis Mitte 1975 Turbinenkosten von 103 \$/kWe und für Generator und sonstige elektrische Ausrüstungen mit 36 \$/kWe angegeben sind. Diese Werte sind ähnlich denen, die im Westinghouse Schwefelsäurehybridprozeß für die Elektrizitätserzeugung im Case 1 (Zellspannung 0,4 V) angegeben sind.

Die Off-Sites wurden mit einem Satz von 13,2 % der On-Sites Investitionskosten in gleicher Größe wie beim Westinghouse-Prozeß angesetzt.

Der Zuschuß für Unvorhergesehenes in Höhe von 15 % der On-Sites und Off-Sites sowie der Kosten für Chemikalien wurde aus den Angaben von Lummus für den Methan-Methanol-Prozeß übernommen.

Die indirekten Investitionskosten in Höhe von 10 % der direkten Investitionen liegen aus Gründen der Vergleichbarkeit zwischen diesem Prozeß und dem Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß in einer ähnlichen Größe.

Als Anlaufausgaben und Kosten für den Baugrund wurden gleiche Werte wie beim Westinghouse-Prozeß verwendet.

In der nachfolgenden Aufstellung sind die Investitionskosten sowie die übrigen Positionen zur Ermittlung des Gesamtkapitalbedarfs dargestellt.

An dieser Stelle ist noch einmal darauf hinzuweisen, daß sowohl die Prozeßauslegung als auch teilweise die hier angegebenen Kosten mit beträchtlichen Unsicherheiten verbunden sind und es sich um eine erste Grobabschätzung handelt, die bei besserer Kenntnis der Reaktions- und Verfahrenstechnik, insbesondere der LiH-Spaltung, Korrekturen unterliegen dürfte.

 ON-SITES

Elektrolytischer Schritt:	
Elektrolysezelle und Zubehör	354,3 Mio DM
Elektrische Ausrüstung	107,6
Elektrolysezellen-Kühlung und Dampfüber-	
hitzung mit He bzw. H ₂	43,3
Thermochemischer Schritt:	
LiH-Spalter incl. Rekuperator und Zusatz-	
kosten für teurere Wärmetauscher-	
materialien	174,8
Schmelzauffangbehälter, Elektr. Zusatz-	
heizung, Schutzgaseinrichtungen, Leckage-	
überwachung	80,0
LiH-Slurry Transportsystem	30,0
H ₂ -Verdichtung	60,0
Prozeßelektrizitätserzeugung	110,6
ON-SITES INVESTITIONSKOSTEN	<u>960,6 Mio DM</u>

OFF-SITES

	<u>126,8</u>
	1.087,4 Mio DM
Chemikalien	5,0
	<u>1.092,4 Mio DM</u>
Zuschlag für Unvorhergesehenes (15 %)	163,9
Direkte Investitionskosten	1.256,3 Mio DM
Indirekte Investitionskosten (10 %)	125,6
Gesamte Anlagekosten	<u>1.381,9 Mio DM</u>
Zinsen und Steuern während der Bauzeit	258,7
Anlaufausgaben	25,0
Abschreibungswert	<u>1.665,6 Mio DM</u>
Umlaufkapitalbedarf	28,0
Baugrund	<u>20,0</u>
GESAMTKAPITALBEDARF	<u>1.713,6 Mio DM</u>
	=====

Tab. 3.32: Investitionskosten und Gesamtkapitalbedarf
für den Li-Hybrid-Hybrid-Prozeß

	Reaktor Mio DM	Kreisprozeß Mio DM
Annuität, Umlaufkapitalverzinsung, Steuern	356,1	194,1
Nukleare Haftpflichtversicherung	1,0	-
Allgemeine Anlagenversicherung	14,9	12,6
Wartung und Instandhaltung	27,9	50,2
Personalkosten	11,2	19,2
Betriebsmittel (pauschal bei 7500 h)	3,0	5,0
Nukleare Brennstoffkosten (7500 h)	122,1	-

Tab. 3.33: Jährliche Kosten für den Li-Hydrid-Hybrid-Prozeß

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jahreswasserstofferzeugung	10^6 GJ	36,720	39,780	42,840	45,900
	10^6 Gcal	8,770	9,501	10,232	10,963
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	DM/GJ _{H₂}	14,99	13,83	12,84	11,99
Kapitalabhängige Kosten	DM/GJ _{H₂}	2,90	2,68	2,49	2,32
Personalkosten	DM/GJ _{H₂}	0,83	0,76	0,71	0,66
Betriebsmittel	DM/GJ _{H₂}	0,17	0,17	0,17	0,17
Nukleare Brennstoffkosten	DM/GJ _{H₂}	2,66	2,66	2,66	2,66
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	21,55	20,10	18,87	17,80
	DM/Gcal	90,23	84,15	79,00	74,53
Sauerstoffgutschrift	DM/GJ _{H₂} (DM/Gcal _{H₂})	(0,12 DM/m ³ (1N))		4,70 (19,70)	
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	16,85	15,40	14,17	13,10
	DM/Gcal	70,53	64,45	59,30	54,83

Tab. 3.34: Wasserstofferzeugungskosten für den Li-Hydrid-Hybrid-Prozeß als Funktion der Auslastung

3.5.3 Kosten von elektrolytischen Verfahren

Alternative Verfahren zu den thermochemischen und thermochemisch/elektrochemischen Kreisprozessen zur Wasserstoffherzeugung aus Wasser sind die der reinen Wasserelektrolyse.

Die in der Vergangenheit verwendeten Wasserelektrolysatoren hatten jedoch neben dem relativ geringen Gesamtwirkungsgrad von etwa 22 - 26 % des Energieinhalts der eingesetzten Primärenergie den weiteren Nachteil, daß sie mit geringen Stromdichten (und damit hohen Investitionskosten) und einem hohen spezifischen Energiebedarf durch die alleinige Verwendung von Strom arbeiteten und damit nicht konkurrenzfähig für den Wärmemarkt produzieren können. Neuere Entwicklungen in der Wasserstoffelektrolysetechnik zielen darauf ab, die Stromdichte zu erhöhen und/oder durch die direkte teilweise Einkopplung von Wärme den spezifischen Strombedarf zu senken, um damit insgesamt einen geringeren spezifischen Energieverbrauch zu erreichen.

Für die nachfolgende Kostenbetrachtung werden LWRs zur Stromerzeugung eingesetzt. Daher werden zunächst die Stromgestehungskosten für diesen Reaktortyp ermittelt, so daß ebenfalls die Kosten des Sekundärenergieträgers Strom in eine vergleichende Systembetrachtung einbezogen werden können.

Stromgestehungskosten aus LWR

Die den folgenden Berechnungen zugrunde liegenden Investitionskosten stützen sich ausschließlich auf zwei Reports von Bohn und Kolb /3-139; 140/, wobei jedoch wiederum aus Gründen einer einheitlichen Vergleichsbasis andere Parameter für die Kostenberechnung verwendet wurden.

Für einen DWR mit einer Bruttoleistung von 1303 MWe bzw. einer Nettoleistung von 1226 MWe ($\eta_n = 32,6 \%$) wurde bei einem spezifischen Preis von 1400 DM/kW_n ein Anlagenabschlußpreis von 1.720 Mio DM mit Preisbasis Mitte 1976 angesetzt. Als Bauherreneigenleistung wurden etwa 130 DM/kW_n veranschlagt, für Zinsen und Steuern während der Bauzeit ergab sich ein Wert von ca. 507 DM/kW_n.

Annuität, Umlaufverzinsung, Steuern	Mio DM	289,5
Nukleare Haftpflichtversicherung	"	1,0
Allgemeine Anlagenversicherung	"	11,0
Wartung und Instandhaltung	"	20,6
Personalkosten	"	13,2
Betriebsmittel	Dpf/kWh _n	0,12
Nukleare Brennstoffkosten	je nach Nutzungsdauer	

Tab. 3.35: Jährliche Kosten für die Stromerzeugung mit DWR-Reaktoren

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jährliche Nettostromerzeugung	10 ⁹ kWh	7,386	7,982	8,596	9,210
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	Dpf/kWh _n	3,93	3,63	3,37	3,14
Kapitalabhängige Kosten	Dpf/kWh _n	0,44	0,41	0,38	0,36
Personalkosten	Dpf/kWh _n	0,18	0,16	0,15	0,14
Betriebsmittel	Dpf/kWh _n	0,12	0,12	0,12	0,12
Nukleare Brennstoffkosten	Dpf/kWh _n	1,65	1,61	1,58	1,57
Stromgestehungskosten	Dpf/kWh _n	6,32	5,93	5,60	5,33
Kosten des elektrischen Wärmeäquivalents	DM/GJ	17,55	16,47	15,55	14,80
	DM/Gcal	73,49	68,95	65,12	61,98

Tab. 3.36: Stromgestehungskosten für DWR-Kernkraftwerk in Abhängigkeit von der Jahresnutzungsdauer

Die auftretenden Produktgestehungskosten von einer Koppelung zwischen einem DWR und einem Elektrolyseverfahren werden beispielsweise für die folgenden Kombinationen aufgezeigt.

- I. Druckwasserreaktor mit SPE-Elektrolyse
- II. Druckwasserreaktor mit Schmelzfluß-Elektrolyse.

Zunächst zur

I. SPE-Elektrolyse von General Electric

Ein solches fortschrittliches Elektrolyseverfahren ist die bei General Electric in der Entwicklung befindliche Elektrolyse mit "Solid Polymer" Elektrolyten, für die als Entwicklungsziel folgende Daten denkbar sind/3-137; 141/:

Stromdichte	10.000 A/m ³
Zellspannung	1,6 - 1,8 V
Strombedarf	4,1 - 4,5 kWh/Nm ³ H ₂

Darrow, Biedermann, Konopka /3-137/ nennen mit Referenzdaten Mai 1975 für eine vergleichsweise kleine Anlage mit einem Zellenwirkungsgrad von 82,2 % bzw. einem Wirkungsgrad ab Stromquelle von 78,9 % folgende spezifische Investitionskosten, die mit einem CE Plant Lost Index von 178 auf 192 für Mitte 1976 eskaliert wurden:

Elektrolysezelle und Zubehör	209 DM/kW _{H2}
Transformator und Gleichrichter	141 DM/kW _{H2}
Kosten der Ausrüstung	<u>350 DM/kW_{H2}</u>
Anlagekosten (1,5 x Kosten der Ausrüstung)	525 DM/kW _{H2} (1860 DM/Nm ³ H ₂ /h)

Der relativ grobe Faktor von 1,5 zur Ermittlung der gesamten Anlagekosten aus den Kosten der Ausrüstung resultiert nach Aussage von Darrow et al. aus geplanten "Fuel Cell" Anlagen und aus Informationen von Lurgi. Schlägt man hierauf noch einen

Satz von ca. 10 % für mögliche Unsicherheiten hinzu, so ergeben sich Investitionskosten von etwa 2050 DM/Nm³H₂/h (580 DM/kW_{H2})¹.

Wie vorher bereits erwähnt, beziehen sich die Kosten auf eine kleine Elektrolyseeinheit. Da solche Anlagen aus standardisierten Modulen multiplikativ aufgebaut werden, wird für die Berechnung der Investitionskosten einer großen Anlage kein Degressionssexponent verwendet.

Die Koppelung einer solchen "Solid Polymer" Wasserelektrolyse mit dem im vorausgehend ausgeführten DWR-Kernkraftwerk von 1228 MWe würde ein Kernwasserstoffwerk mit einer Erzeugungskapazität von 969 MW_{H2} bzw. 273.547 Nm³H₂/h bedeuten, für das sich mit den obigen Werten ein Anlagenabschlußpreis von 560,8 Mio DM errechnen läßt.

Der spezifische Strombedarf liegt unter den gegebenen Bedingungen bei 4,49 kWh/Nm³H₂.

Annuität, Umlaufkapitalverzinsung,		
Steuern	Mio DM	76,6
Allgemeine Anlagenversicherung	"	5,1
Wartung und Instandhaltung	"	12,8
Personalkosten	"	9,6
Betriebsstoffe	Dpf/Nm ³ H ₂	1,2
Stromkosten	je nach Nutzungsdauer	

Tab. 3.36: Jährliche Kosten für SPE-Elektrolyseeinheit

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jahreswasserstofferzeugung	10^6 GJ	20,931	22,676	24,420	26,164
	10^6 Gcal	4,999	5,416	5,833	6,249
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	DM/GJ _{H₂}	3,66	3,38	3,14	2,93
Kapitalabhängige Kosten	DM/GJ _{H₂}	0,85	0,79	0,73	0,68
Personalkosten	DM/GJ _{H₂}	0,46	0,42	0,39	0,37
Betriebsmittel	DM/GJ _{H₂}	0,94	0,94	0,94	0,94
Stromkosten	DM/GJ _{H₂}	22,25	20,87	19,71	18,76
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	18,16	26,40	24,91	23,68
	DM/Gcal	117,90	110,53	104,29	99,14
Sauerstoffgutschrift	DM/GJ _{H₂} (DM/Gcal _{H₂})			4,70 (19,70)	
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	23,46	21,70	20,21	18,98
	DM/Gcal	98,20	90,83	84,59	79,44
	DM/Nm ³	29,92	27,67	25,77	24,21

Tab. 3.38: Wasserstofferzeugungskosten für die SPE-Elektrolyse in Abhängigkeit von der Jahresnutzungsdauer

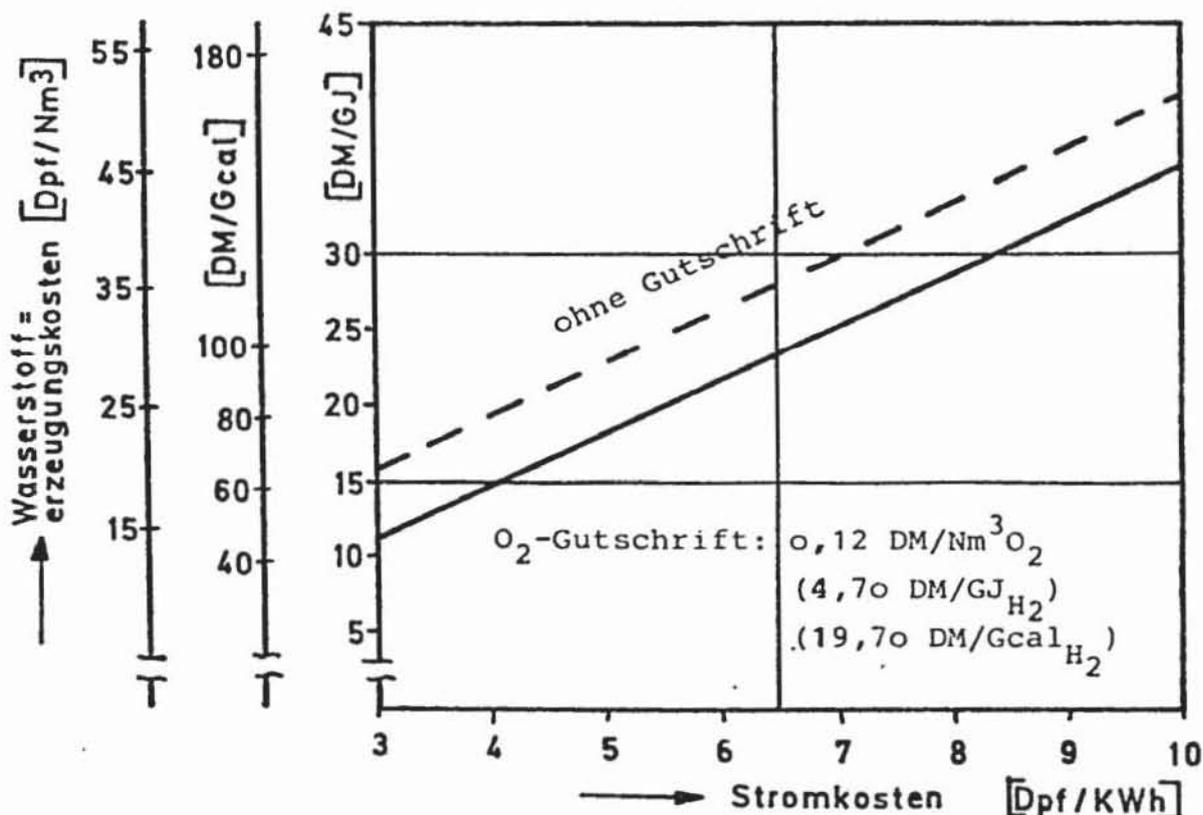


Abb. 3.26: Wasserstofferzeugungskosten für die SPE-Wasserelektrolyse bei einer jährlichen Auslastung von 7000 h ($1,915 \times 10^9$ Nm³H₂/a entsprechend $24,42 \times 10^6$ GJ_{H₂}) in Abhängigkeit der Stromkosten

II. Salzschmelzen-Wasserelektrolyse

Ein weiteres, erst in letzter Zeit vorgeschlagenes, fortschrittliches Wasserelektrolyseverfahren ist die adiabate Salzschmelzenelektrolyse, bei der Wasserdampf durch oder in eine als Elektrolyt dienende Schmelze eines Salzes oder Salzgemisches geleitet wird /3-142/. Für diese Technologie der elektrolitischen Wasserzersetzung sind gegenüber kommerziellen Verfahren wesentliche Verbesserungen hinsichtlich Zellspannung, Stromdichte und spezifischen Stromverbrauch zu erwarten. Darüber hinaus ist infolge der Einbringung des Wassers in Dampfform (d.h. teilweise Wärmeeinkoppelung) und des adiabaten Betriebes mit einem Zellenwirkungsgrad von etwas mehr als 100 % zu rechnen.

Da für ein solches Verfahren bisher ebenfalls keine ökonomischen Betrachtungen bekannt sind, soll eine Grobschätzung auf der Basis der im voraufgehenden Unterkapitel genannten spezifischen Investitionskosten für die PSE-Wasserelektrolyse mit folgenden Werten erfolgen:

Elektrolysezelle und Zubehör	209 DM/kW _{H2}
Transformator und Gleichrichter	116 DM/kW _{H2}
Kosten der Ausrüstung	<u>325 DM/kW_{H2}</u>

Fügt man diesen Kosten der Ausrüstung zur Bestimmung der gesamten Anlagekosten wiederum einen Zuschlag von 50 % und darauf einen weiteren von 10 % als Unsicherheitszuschlag hinzu, so ergeben sich Investitionskosten für die Salzschmelzenelektrolyse von etwa 1900 DM/Nm³H₂/h (ca. 537 DM/kW_{H2}).

Eine Koppelung einer solchen "Salzschmelzen-"Wasserelektrolyse mit dem bereits mehrfach angeführten DWR-Kernkraftwerk von 1228 MW_n ergibt unter der Nebenbedingung eines Gesamtwirkungsgrades der Elektrolyse von 97,9 % (Zellenwirkungsgrad 102 %, Transformator- und Gleichrichterwirkungsgrad 97 %, Elektrische Verluste 1 %) ein Kernwasserstoffwerk mit einer Erzeugungskapazität von etwa 1.202 MW_{H2} bzw. 339.438 Nm³H₂/h, wobei der spezifische Stromverbrauch bei 3,62 kWh/Nm³H₂ liegt.

Für die obige Anlage läßt sich mit den voraufgehenden Werten ein Anlagenabschlußpreis für die Elektrolyseeinheit von etwa 650 Mio DM errechnen.

Annuität, Umlaufkapitalverzinsung,			
Steuern	Mio DM	87,8	
Allgemeine Anlagenversicherung	"	5,9	
Wartung und Instandhaltung	"	14,8	
Personalkosten	"	9,6	
Betriebsstoffe	Dpf/Nm ³ H ₂	1,2	
Stromkosten	je nach Nutzungsdauer		

Tab. 3.39: Jährliche Kosten für die Salzschnmelzen-Wasserelektrolyse (nur Elektrolyse-Anlage)

Jährliche Auslastung		6000 h	6500 h	7000 h	7500 h
Jahreswasserstofferzeugung	10 ⁶ GJ	25,973	28,138	30,302	32,466
	10 ⁶ Gcal	6,204	6,721	7,237	7,754
<u>Spezifische Kosten</u>					
Kapitalkosten	DM/GJ _{H₂}	3,38	3,12	2,90	2,70
Kapitalabhängige Kosten	DM/GJ _{H₂}	0,80	0,73	0,68	0,64
Personalkosten	DM/GJ _{H₂}	0,37	0,34	0,32	0,30
Betriebsmittel	DM/GJ _{H₂}	0,94	0,94	0,94	0,94
Stromkosten	DM/GJ _{H₂}	17,93	16,82	15,89	15,12
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	23,42	21,95	20,73	19,70
	DM/Gcal	98,05	91,90	86,79	82,48
Sauerstoffgutschrift	DM/GJ _{H₂} (DM/Gcal _{H₂}), d.h.	0,12 DM/m ³ (1N): 4,70 (19,70)			
<u>Wasserstofferzeugungskosten</u>	DM/GJ	18,72	17,25	16,03	15,00
	DM/Gcal	78,35	72,20	67,09	62,78
	DM/Nm ³	23,87	22,00	20,44	19,13

Tab. 3.40: Wasserstofferzeugungskosten für die Salzschnmelzen-elektrolyse in Abhängigkeit der Jahresnutzungsdauer

3.5.4 Vergleichende Übersicht der Produktgestehungskosten

Die in den vorstehenden Unterkapiteln aufgeführten Investitionskosten und darauf aufbauend die Erzeugungskosten, die in der nachfolgenden Abb. 3.27 in ihrer Gesamtheit als Funktion der Auslastung vergleichend wiedergegeben sind, bedürfen einer Charakterisierung.

Großtechnische nukleare Kohlevergasung ist bisher nicht Stand der Technik, doch gibt es bereits heute eine Vielzahl von Komponenten, die industriell erprobt sind und für die Investitionskosten mit einem hohen Wahrscheinlichkeitsgrad angenommen werden können. Die Investitionskostenabschätzungen wurden zudem von potenten Industrieunternehmen durchgeführt, die über das nötige Know-how und detaillierte Einzelinformationen der abzuschätzenden Prozeßanlagen verfügen.

Die Stromerzeugung mit DWR-Kernkraftwerken wird bereits seit längerer Zeit im großen Rahmen betrieben; die angesetzten Investitionskosten sowie die Stromgestehungskosten bzw. die Kosten des elektrischen Wärmeäquivalents dürfen als reeller Vergleichsmaßstab angesehen werden.

Dagegen sind die Kosten für die nukleare Wasserspaltung mit großen Unsicherheiten behaftet, die sich sowohl auf die Prozeßauslegung als auch auf die angesetzten Kosten beziehen. Des Weiteren bestehen Unterschiede in der bewerteten Technologie, die einerseits als erwartet bzw. technologisches Entwicklungsziel, andererseits als mit heutiger Technik "machbar" eingestuft werden müssen.

Die Investitions- und Erzeugungskosten des Westinghouse Schwefelsäure-Hybrid-Prozesses beziehen sich auf Auslegungsparameter, die heute nicht einmal in Laborzellen realisiert werden konnten. Die Erreichung der Parameter, insbesondere die anodisch hohe Konzentration der Schwefelsäure von 80 Gew.-% muß mit dem für die Kosten herangezogenen Zellentyp in Frage gestellt werden, da eine solche Konzentration im Kathodenraum schon aus thermodynamischen Gründen nicht erreicht werden kann. Neuere Entwick-

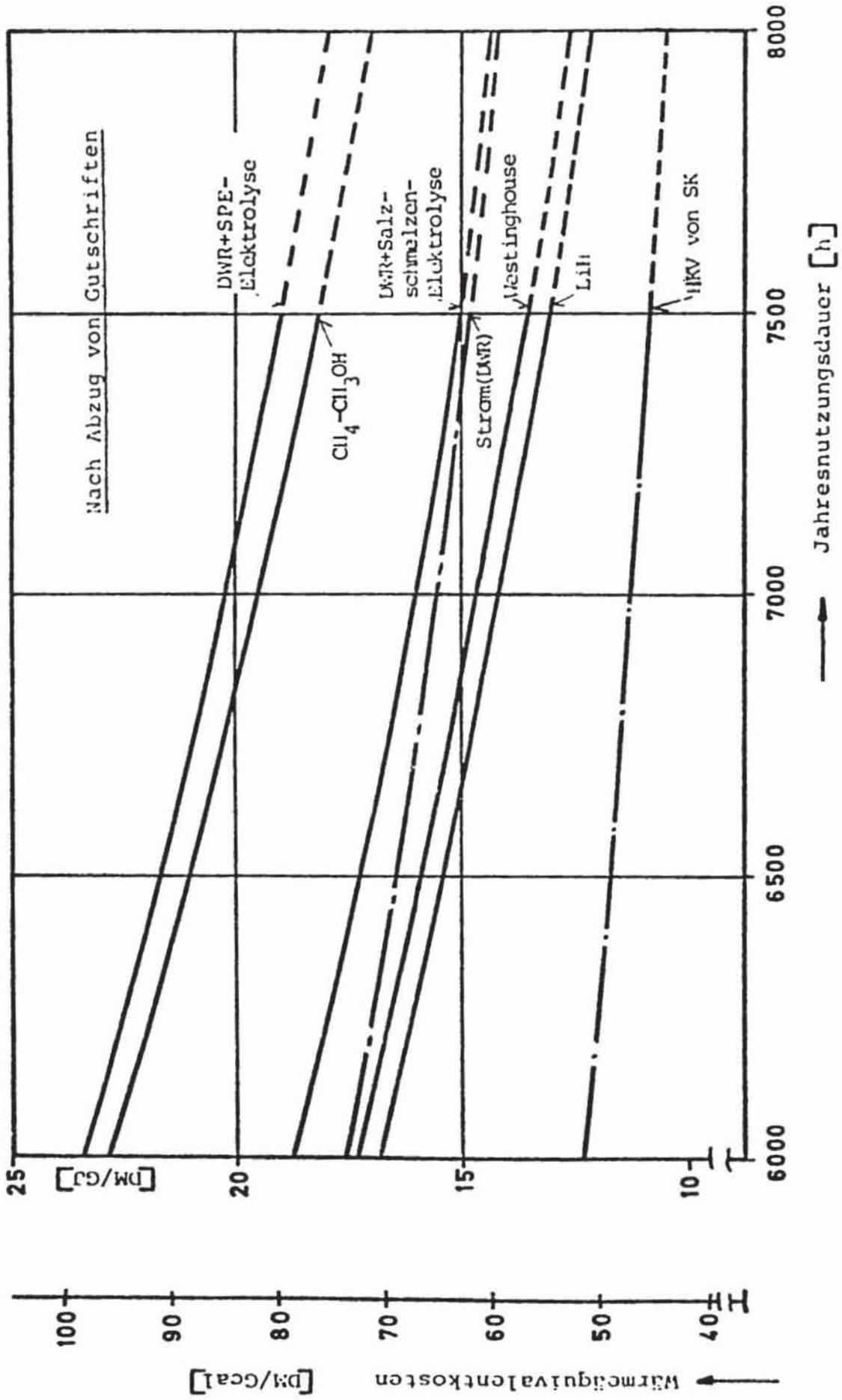


Abb. 3.27: Erzeugungskosten für verschiedene Verfahren der Produktion von Sekundärenergien (Strom, SNG, Wasserstoff) im ersten Betriebsjahr 1976

lungen in der KFA Jülich sehen dreigeteilte, aber damit wohl teurere Elektrolysezellen vor, die möglicherweise zu einer Lösung dieses Problems beitragen könnten.

Des weiteren erscheinen verschiedene Positionen im Vergleich mit Kostenangaben in der Literatur unterbewertet, z.B. die Kosten der Elektrolysezelle.

Beim Methan-Methanol-Prozeß wurde zum großen Teil heutige Technik von der Firma Lummus, also mit dem Know-how eines renommierten Ingenieurunternehmens, kostenmäßig bewertet. Die vergleichsweise hohen, jedoch den üblichen Kalkulationspraktiken wahrscheinlich näherkommenden indirekten Kosten tragen dazu bei, dieses Verfahren gegenüber anderen in Nachteil zu setzen. Jedoch ist anzuführen, daß nach zwischenzeitlich durchgeführten Untersuchungen des Methan-Schwefelsäure-Syntheseschrittes ein beachtlicher apparativer und damit kostenmäßig erhöhter Aufwand für Trennung und Reinigung der Reaktionsprodukte erforderlich ist. Entscheidend dürfte jedoch der geringe Wirkungsgrad sein, der insbesondere durch die großen Irreversibilitäten in der Methanolsynthese entsteht und in der Durchführung zweier exothermer Reaktionen bei hohem Temperaturniveau ($> 200^{\circ}\text{C}$) begründet ist.

Der LiH-Hybrid-Prozeß steht erst am Anfang der Untersuchung; die Kosten sind als eine erste Grobabschätzung zu werten, die mit fortschreitendem Kenntnisstand über diesen Prozeß der Überarbeitung und weitergehenden Verifikation bedarf. Es wurde jedoch Sorge getragen, die angegebenen Investitionskosten so realistisch wie möglich auf bekannte Daten abzustützen oder aus Gründen der Vergleichbarkeit - mit anderen, veröffentlichten Investitionskosten für Prozesse der nuklearen Wasserspaltung - Positionen in ähnlicher oder gleicher Größenordnung zu übernehmen. Der LiH-Hybrid-Prozeß wurde als erstes Beispiel eines neuen, mit Salzschmelzen arbeitenden Prozeßtyps gewählt. Optimierende Maßnahmen in thermodynamischer und verfahrenstechnischer Hinsicht könnten durchaus zur Verbilligung des Wasserstoffes um bis zu etwa 15 DM/Gcal führen. In diesem Zusammen-

hang darf darauf hingewiesen werden, daß zur Stromerzeugung incl. Kernreaktor für den LiH-Prozeß hier wesentlich höhere direkte Kosten pro installierter elektrischer Leistung ermittelt wurden, als sie von Westinghouse angegeben und hier zum Teil auch für den Schwefelsäurehybridprozeß zugrundegelegt wurden.

Die Kostenangaben von Darrow, Biedermann und Konopka für die SPE-Elektrolyse sind bezüglich der Zellenkosten erwartete Werte, die möglicherweise mit einer ~ 10 -jährigen technologischen Weiterentwicklung der Zelle erreicht werden können.

Die Koppelung der SPE-Elektrolyse mit einem DWR-Kernkraftwerk als Stromerzeuger ist wegen des relativ geringen Stromerzeugungswirkungsgrades nicht als optimale Lösung anzusehen. Als fortschrittliches Konzept wäre die Koppelung mit einem einkreisigen Hochtemperaturreaktor mit Heliumturbine denkbar, der einen beträchtlich höheren Wirkungsgrad in der Stromerzeugung und damit auch einen höheren Gesamtwirkungsgrad realisieren würde, der jedoch immer noch in einer Größenordnung von etwa 33 - 36 % und damit beträchtlich unter den erwarteten Werten für thermochemische und hybride Kreisprozesse liegen dürfte.

Die sich auf dem Gebiet der Elektrolyseentwicklung abzeichnenden Tendenzen, die bei einer hohen Stromdichte und einem vergleichsweise niedrigen spezifischen Strombedarf der Elektrolysezelle Wirkungsgrade von 100 % ($\eta_c = \frac{\Delta H_O}{\Delta E_{el}}$) und darüber erwarten lassen, heben den Gesamtwirkungsgrad dann auf etwa 40 % und damit auf diskutablere Werte an.

Die Kosten für die Salzschnmelzen-Wasserelektrolyse sind ebenfalls eine erste Grobabschätzung, die sich auf die künftig möglichen Zellenkosten der SPE-Wasserelektrolyse abstützt und bei fortschreitendem Kenntnisstand der Überarbeitung bedarf. Insbesondere sind erhöhte Kosten der Wärmeeinkoppelung durch die Einbringung des Wassers in dampfförmigem Zustand in die Salzschnmelze zu ermitteln, wobei in der Form von Anzapfturbinen in der Stromerzeugung Wirkungsgradverluste zu berücksichtigen sind. Es ergaben erste Untersuchungen bisher noch hohe Dampf-

Überschüsse an der Anode, die neben Wirkungsgradeinbußen zu einer Vergrößerung der Zelle und damit möglicherweise zu höheren Investitionskosten führen können. Die Untersuchungen befinden sich jedoch erst im Anfangsstadium - die Kostenermittlung bezieht sich aber hier, wie bei allen anderen Wasserspaltungsverfahren auch, auf das jeweilige Entwicklungsziel.

Der Vergleich der Erzeugungskosten für die verschiedenen Verfahren zur Erstellung der Sekundärenergie Strom, SNG und thermochemischer, thermochemisch/elektrochemischer sowie elektrolytischer Wasserstoff zeigt, daß Wasserstoff aus den hybriden Kreisprozessen des Westinghouse- und Li-Hybrid-Verfahrens bereits in einem fiktiven ersten Betriebsjahr 1976 gegenüber dem Stromwärmeäquivalent konkurrenzfähig ist. Sehr deutlich ist auch die Vorteilhaftigkeit gegenüber dem elektrolytischen und rein thermochemischen Wasserstoff der SPE-Wasserelektrolyse und des CH_4 - CH_3OH -Verfahrens. Geringer ist der Kostenunterschied zu dem Verfahren der Salzschnmelzen-Wasserelektrolyse, wobei bei Koppelung mit Stromerzeugern mit höherem Wirkungsgrad die Differenzen weiter verringert werden könnten.

Die Kosten des LiH-Hybrid-Prozesses sind geringfügig niedriger als die des Westinghouse-Prozesses. Es muß jedoch noch einmal auf mögliche Kostenunterbewertungen bei Westinghouse hingewiesen werden, wobei z.B. für die Elektrolysezelle mit Zubehör bei einer Stromdichte von 2000 A/m^2 spezifische Kosten von etwa $247 \text{ DM/kW}_{\text{H}_2}$ verwendet wurden. Weiterhin enthält die Investitionskostenaufstellung für das LiH-Verfahren Wasserstoffkompressionskosten für einen Pipelinedruck von 60 bar, während den Westinghouse-Kosten ein Wasserstoffabgabedruck von etwa 21 bar zugrundeliegt.

Beide Verfahren, sowohl der Westinghouse- als auch der LiH-Prozeß, können im ersten fiktiven Betriebsjahr 1976 nicht mit den Erzeugungskosten für SNG aus der hydrierenden Vergasung von Steinkohle (Gasflammkohle) konkurrieren.

Zum Vergleich der Erzeugungskosten der einzelnen Verfahren

in Abb. 3.27 werden die Marktpreise für einige Sekundärenergieträger (1978) angegeben.

Erdgas	27 DM/Gcal
Heizöl L	28 DM/Gcal
Benzin	31 DM/Gcal

Abb. 3.27: Marktpreise für einige Sekundärenergieträger

3.6 Kostenvergleich beim Endverbraucher für Strom und Gas als Funktion der Systemauslastung unter Angabe von Nutzungsgraden in der Bundesrepublik Deutschland

Um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit machen zu können, ist es notwendig, die Wasserstoffversorgung mit anderen alternativen Energieträgern zu vergleichen. Weiter ist es notwendig, die Gesamtkosten vor dem Primärenergieeinsatz bis zur Nutzenergie zu betrachten. In dieser Energieumwandlungskette entstehen zwangsläufig auch Verluste, die kostenmäßig ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Die in Form von Kohle, Öl, Kernbrennstoffen usw. eingesetzte Primärenergie wird dem Verbraucher in umgewandelter Form - Sekundärenergie - angeboten. Wasserstoff ist ein möglicher Sekundärenergieträger. Als alternative Energieträger bieten sich SNG und Strom an. Der Transport und die eventuelle Speicherung der Sekundärenergieträger ist ebenfalls mit Verlusten verbunden und reduziert weiter die Menge an Energie, die beim Verbraucher ankommt - Endenergie. Beim Verbraucher wird dann die Endenergie unter weiteren Verlusten in Wärme, mechanische Energie etc. umgesetzt.

Im folgenden werden die Kosten der Wasserstoffversorgung vom Erzeuger bis zum Endverbraucher mit den entsprechenden Kosten der leitungsgebundenen Konkurrenzenergieträger SNG und Strom verglichen. Die für die Kostenrechnung benötigten Daten sind Kapitel 3.2.3.3 und 3.5 entnommen worden. Direkt einsetzbar ist der Wasserstoff in den Bereichen Haushalt und Kleinverbraucher, Verkehr und Industrie.

3.6.1 Haushalt und Kleinverbraucher

Der Anteil der Haushalte und Kleinverbraucher am Endenergiebedarf ist seit 1950 von 35 % auf 43 % angestiegen und sie stellen heute die größte Abnehmergruppe dar. Von dem gesamten Verbrauch in dieser Gruppe entfallen etwa 80 % auf die Bereitstellung von Raumheizwärme und etwa 10 % auf die Bereitstellung von Warmwasser. Aufgrund dieser Aufteilung wird im Bereich Haushalte und Kleinverbraucher eine Kostenberechnung für die Heizungssysteme durchgeführt. Zugrundegelegt wird ein Versorgungsgrad von 90 %.

Die Kosten der jeweiligen Heizungssysteme sind von der Bebauungsstruktur abhängig. Die unterschiedlichen Bebauungsstrukturen führen auch zu einem unterschiedlichen Leistungsbedarf pro Flächeneinheit (Leistungsdichte). In dicht besiedelten Gebieten mit Hochhäusern sind die spezifischen Kosten für das Verteilungsnetz niedriger als in den dünner besiedelten Gebieten mit z.B. Einfamilienhäusern, da die anteilige Länge am Verteilungsnetz je versorgte Wohnung mit zunehmender Leistungsdichte abnimmt. Die Hausinvestitionskosten sind ebenfalls von der Bebauungsstruktur oder Leistungsdichte abhängig, da die Kosten pro Leistungseinheit für große zentrale Hausinstallationen (z.B. Hochhäuser) niedriger sind als die für kleine einzelne Anlagen (Einfamilienhäuser).

Im folgenden wird diese Abhängigkeit durch die Ermittlung der Kosten für zwei Leistungsdichten gezeigt:

15 MW/km ²	entsprechend einer Siedlung mit Einfamilienhäusern,
40 MW/km ²	entsprechend einer Siedlung mit Mehrfamilienhäusern.

Folgende Heizungsvarianten werden verglichen:

H ₂ und SNG	Gaskessel, monovalente Wärmepumpe
Strom	Nachtspeicherheizung, bivalente Wärmepumpe (elektrische Wärmepumpe und Ölkessel)

Zunächst werden die Nutzungsgrade der verschiedenen Heizungssysteme verglichen. Der Nutzungsgrad ist hier Nutzenergie beim Verbraucher, normiert auf die eingesetzte Primärenergie bei der Erzeugung. Für die hier vorkommenden Energieträger zeigt Tabelle 3.41 die energetischen Wirkungsgradketten von der Primärenergie bis zur Endenergie.

Energieträger	Erzeugung	Transport + Verteilung	Endenergie/Primärenergie
Heizöl	0,93	0,98	0,911
SNG	0,67	0,98	0,667
H ₂	0,47	0,97	0,455
Strom	0,33	0,92	0,304

Tab. 3.41: Nutzungsgrade von Heizungssystemen

Die Erzeugungsprozesse, die hier zugrundegelegt wurden, sind:

H ₂ -Erzeugung	Westinghouse Schwefelsäure-Hybrid-Prozess
SNG-Erzeugung	Hydrierende Vergasung von Steinkohle mit HTR-Wärme
Strom-Erzeugung	LWR-Kernkraftwerk

Die Energiebilanzen bei der Umwandlung von Endenergie zu Nutzenergie zeigt Abb. 3.28.

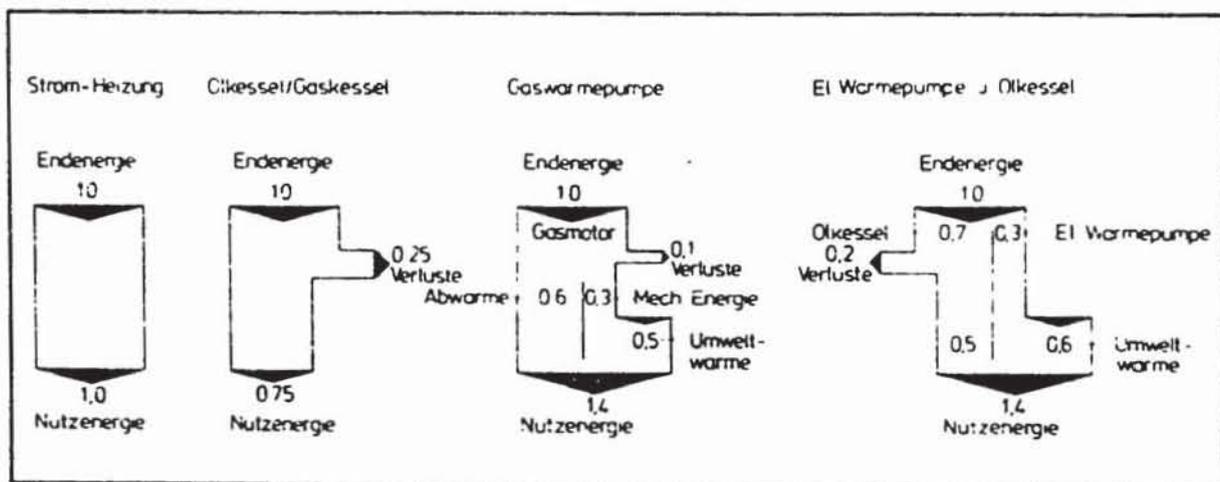


Abb. 3.28: Energiebilanzen von der Endenergie bis zur Nutzenergie

Hier ist für die Gaskessel ein Wirkungsgrad von 75 % angesetzt. Bei den monovalenten Wärmepumpen ist ein Wirkungsgrad des Kompressors um 30 % angenommen worden, wobei die restlichen 60 % Abwärme (10 % Verluste) genutzt werden. Bezogen auf die gasbetriebene Wärmepumpe beträgt die durchschnittliche Leistungszahl ca. 2,7. Bei der elektrischen Wärmepumpe mit Ölkessel liefert der Ölkessel ca. 1/3 der Nutzwärme (Wirkungsgrad des Ölkessels 75 %) und die elektrische Wärmepumpe ca. 2/3 der Nutzwärme (mit durchschnittlicher Leistungsziffer 3.0).

Abbildung 3.29 zeigt die drei Stufen:

- | | | | | | |
|----|-----------------|---|-----------------|---|--------------------------------|
| 1) | Primärenergie | → | Sekundärenergie | ≅ | Wirkungsgrad bei der Erzeugung |
| 2) | Sekundärenergie | → | Endenergie | ≅ | Transportverluste |
| 3) | Endenergie | → | Nutzenergie | ≅ | Gewonnene Heizwärme |

Den höchsten Nutzungsgrad (ca. 90 %) weist die SNG-betriebene Wärmepumpe auf, gefolgt von der elektrischen Wärmepumpe mit Ölkessel und H₂-Wärmepumpe (80 % bzw. 65 %). Die Nutzungsgrade bei den Gaskesseln und beim Nachtstromspeicher sind erwartungsgemäß niedriger, wobei der SNG-betriebene Gaskessel am besten mit ca. 50 % abschneidet.

In der Kostenkette ist die Reihenfolge anders. Die Abbildungen 3.30 und 3.31 zeigen die Kosten der Heizungsvarianten bezogen auf Nutzenergie beim Verbraucher. Die Gesamtkosten setzen sich zusammen aus Wärmekosten, Transportkosten und Verteilungskosten und Hausinvestitionskosten. Sie beziehen sich auf das erste Betriebsjahr mit Geldwert 1977. Bei den gasförmigen Energieträgern wird eine Auslastung von 7000 h/a für die Erzeugung unterstellt. Um dann der Jahresbenutzung von 1800 Vollaststunden im Haushalt-/Kleinverbrauchersektor gerecht zu werden, werden Speicher eingesetzt. Dabei ist es notwendig, ca. 30 % der erzeugten Gasmenge zu speichern. Eine niedrige Auslastung bei der Erzeugung würde zu extrem hohen Erzeugerkosten führen.

Bei den Transport- und Verteilungskosten sind für die Strom-, Nachtspeicherheizung keine Kosten angerechnet, da davon ausge-

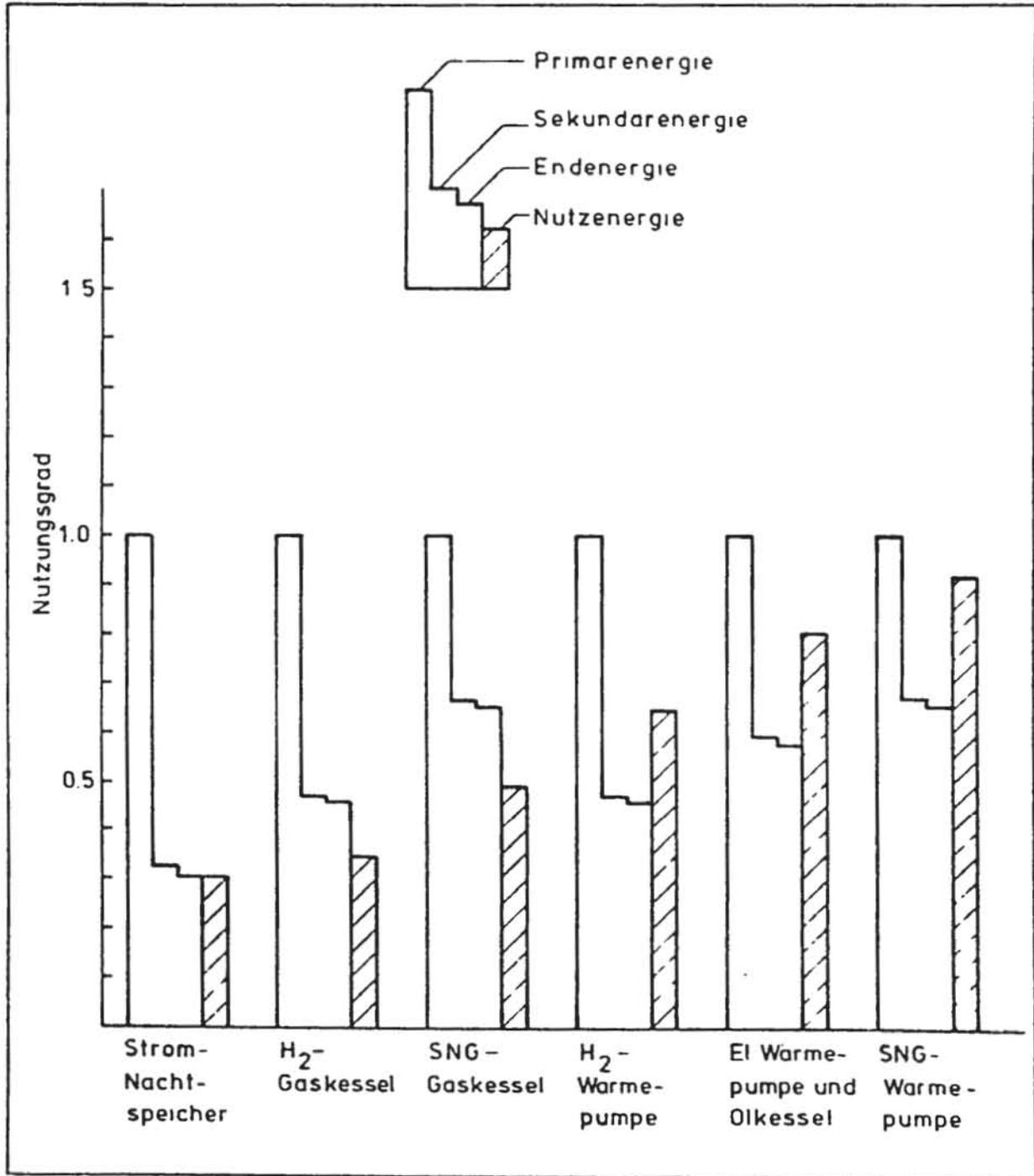


Abb. 3.29: Vergleich der Nutzungsgrade von Primärenergie bis zur Nutzenergie

gangen wird, daß das vorhandene Transport- und Verteilungsnetz benutzt werden kann (Teilkosten). Dies ist nur bei einem begrenzten Potential möglich, d.h. solange das vorhandene Stromverteilungsnetz nicht überlastet wird. Für die Heizungsvariante elektrische Wärmepumpe und Ölkessel sind die vollen Kosten gerechnet, d.h. mit Transport- und Verteilungskosten für ein neu zu errichtendes Verteilungsnetz. Legt man aber ein vorhandenes Verteilungsnetz zugrunde, ergibt sich ein um 20 - 25 % reduzierter Kostenaufwand (13,5 Dpf/kWh bei 15 MW/km² und 11 Dpf/kWh bei 40 MW/km²).

Die Kostenannahmen zur Ermittlung der Hausinvestitionskosten sind:

Gaskessel	300 - 400 DM/kW _N
Gas-Wärmepumpe	1000 - 1300 DM/kW _N
El. Wärmepumpe und Ölkessel	800 - 1050 DM/kW _N
Strom-Nachtspeicher	400 - 500 DM/kW _N

Die Ölkosten betragen 5,3 Dpf/kWh (Preisstand Mitte 1979, Geldwert 1977).

Den Abbildungen 3.30 und 3.31 ist zu entnehmen, daß die Wärmepumpen am teuersten sind, gefolgt von H₂-Gaskessel, SNG-Gaskessel und Strom-Nachtspeicherheizung.

Der Unterschied zwischen den Kosten des H₂-Gaskessels und denen des SNG-Gaskessels bzw. der Strom-Nachtspeicherheizung liegt hauptsächlich in den relativ hohen Erzeugungskosten des Wasserstoffs. Da die Erzeugungskosten des Wasserstoffs einen sehr hohen Kapitalkostenanteil enthalten, ist aber zu erwarten, daß die Kostenpönale des Wasserstoffs über die Lebensdauer des Systems gerechnet vermindert wird. Dies ist in Abb. 3.32 gezeigt. Aufgetragen sind die Gesamtkosten und die Kapitalkosten über eine Lebensdauer von 20 Jahren mit Geldwert 1977 (dabei wurde eine Inflationsrate von 4 % angenommen). Während die Kapitalkosten über die Lebensdauer konstant sind, werden die anderen Kostenkomponenten mit der Inflationsrate fortgeschrieben. Ein nur für

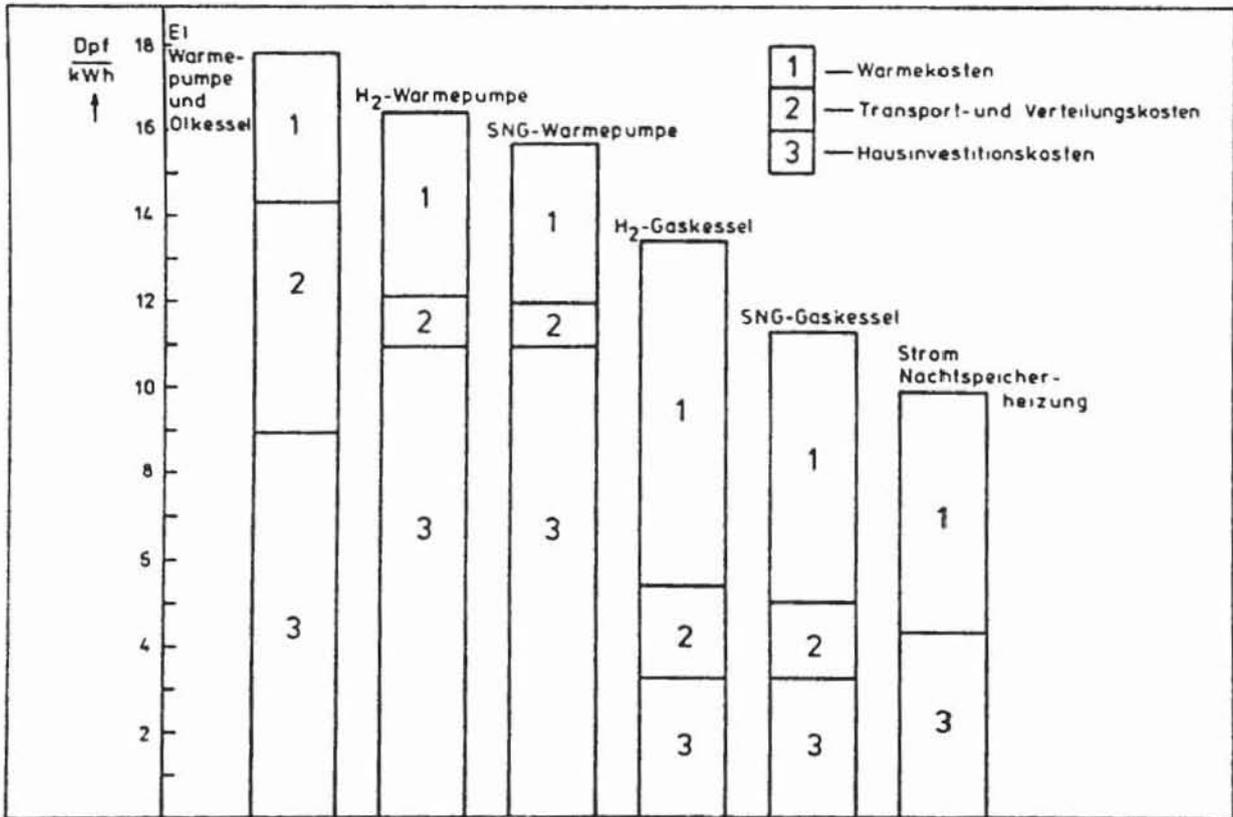


Abb. 3.30: Vergleich der Gesamtkosten von Heizungssystemen für Haushalte und Kleinverbraucher bei 15 MW/km²

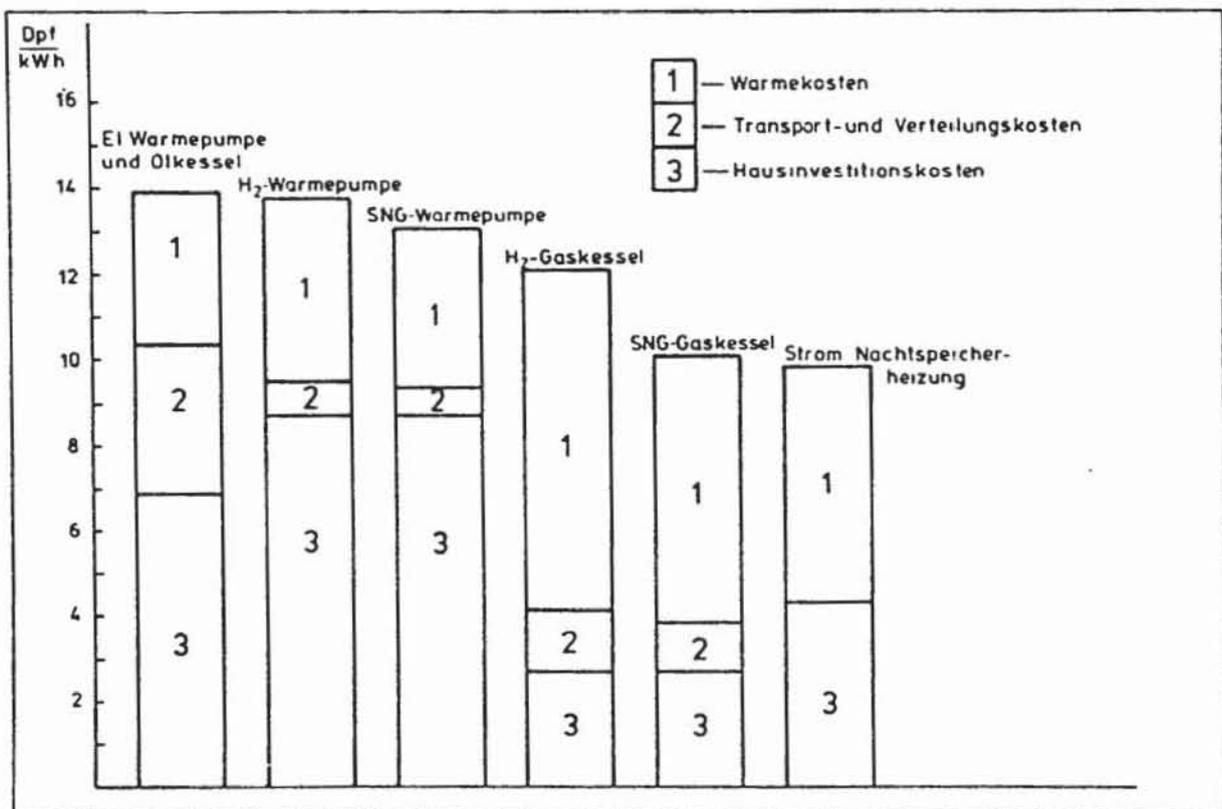


Abb. 3.31: Vergleich der Gesamtkosten von Heizungssystemen für Haushalte und Kleinverbraucher bei 40 MW/km²

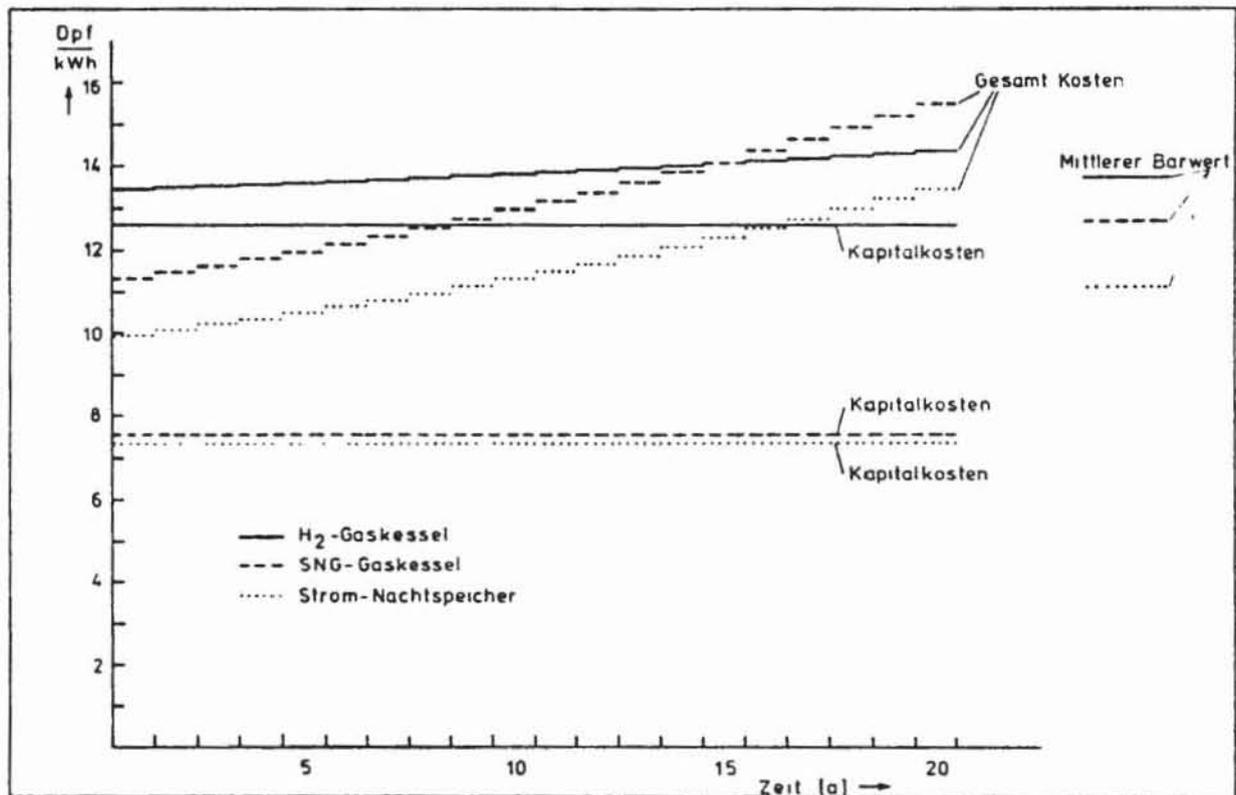


Abb. 3.32: Kostenentwicklung der Heizungssysteme für Haushalte und Kleinverbraucher bei 15 MW/km^2 (fiktive Inbetriebnahme 1977)

das erste Betriebsjahr angestellter Vergleich benachteiligt daher den Wasserstoff, dessen Gesamtkosten einer schwächeren jährlichen Eskalation unterliegt. Ausschlaggebend für einen wirtschaftlichen Vergleich ist daher eine Mittelung der Kosten über die Lebensdauer der Anlagen. Um die jährlichen Kosten auf einen Nenner zu bringen, müssen diese auf einen Zeitpunkt diskontiert werden (Barwerte). Diese Barwerte sind dann gleichzusetzen mit einem auf denselben Zeitpunkt diskontierten Mittelwert. Dieser nach der sogenannten finanzmathematischen Durchschnittsmethode berechnete Mittelwert wird im folgenden "mittlerer Barwert" genannt.

Die in Abb. 3.32 eingetragenen mittleren Barwerte (Diskontsatz 7 %) zeigen, daß eine H₂-Gaskessel-Heizung heute nicht gegen SNG oder Strom konkurrenzfähig ist.

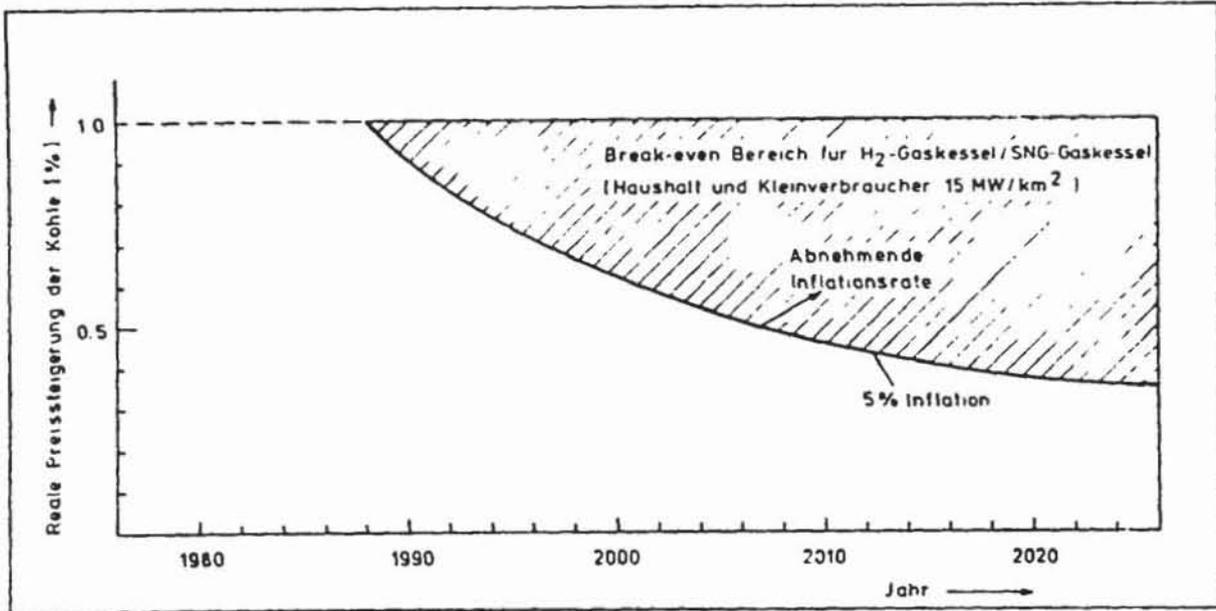


Abb. 3.33: Wirtschaftlicher Bereich des Wasserstoffeinsatzes im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher

Der Kostenunterschied zwischen H₂- und SNG-Gaskessel-Heizung könnte sich aber in Zukunft zugunsten des Wasserstoffs ändern, wenn der Kohlepreis eine über die allgemeine Preissteigerung (Inflation) reale Steigerung aufweist. In Abb. 3.33 ist ein Break-even Bereich für H₂-Gaskessel/SNG-Gaskessel berechnet. Dabei wird eine reale Preissteigerung der Kohle von maximal 1 % (d.h. marginal 6 %) und eine allgemeine Inflationsrate von maximal 5 % angesetzt. Diese zwei Extremwerte repräsentieren die für Wasserstoff optimalen Bedingungen (Optimalpunkt). Eine niedrigere Inflationsrate oder eine niedrigere reale Preissteigerung der Kohle führt zu einem späteren wirtschaftlichen Wasserstoffeinsatz als in Abb. 3.32 angedeutet. Hier sollte auch erwähnt werden, daß die Wärmekosten des Wasserstoffs möglicherweise recht niedrig angesetzt sind, und daß der Break-even Punkt sehr stark von diesen Kosten abhängig ist. So würde z.B. ein um nur 15 % erhöhter Investitionskostenaufwand bei der Wasserstoffherstellung den Optimalpunkt um 25 Jahre verschieben.

3.6.2 Verkehrssektor

Hier läßt sich eine Kostenberechnung nur mit sehr großen Unsicherheiten durchführen, da hierfür zur Zeit noch keine spezifischen Angaben vorliegen. Ein direkter Vergleich ist aber in bezug

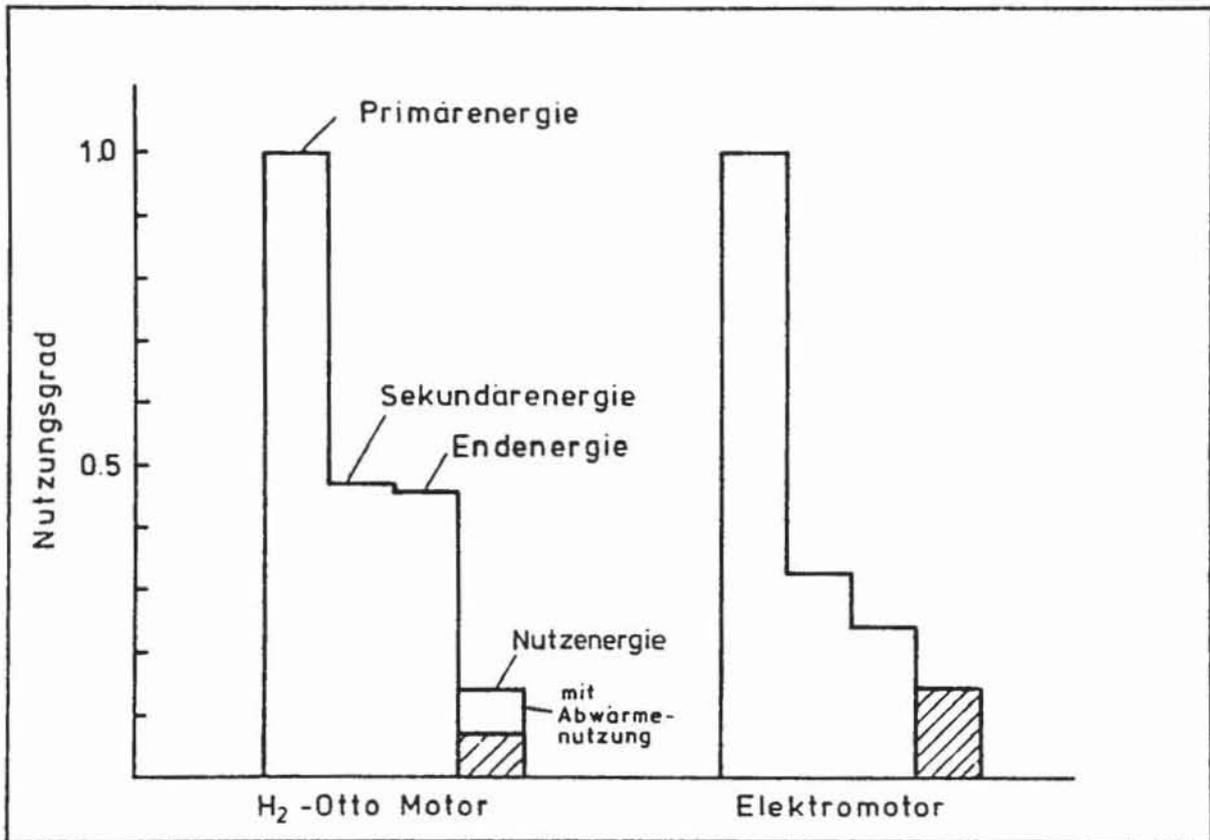


Abb. 3.34: Vergleich der Nutzenergie im Verkehrssektor

auf Nutzungsgrade durchgeführt worden, wobei vom gleichen Nutzeffekt ausgegangen wurde.

Abbildung 3.34 zeigt analog zu Abb. 3.28 einen Vergleich der Antriebsarten H₂-Otto-Motor und Elektromotor. Die erste Stufe zeigt wiederum den Wirkungsgrad des Erzeugungsprozesses. Die zweite Stufe enthält Transport und Ladeverluste, und die dritte Stufe zeigt den Wirkungsgrad des Motors (letzterer ist mit 15 % für H₂-Otto-Motor und 60 % für Elektromotor angesetzt). Eine Gegenüberstellung der Nutzungsgrade ist in Abb. 3.34 dargestellt.

Bei der Ermittlung des Wirkungsgrades des H₂-Antriebs ist angenommen, daß die für die Freisetzung des Wasserstoffs aus dem Speicher benötigte Energie vernachlässigbar ist, bzw. aus der Abgas-Wärme genommen wird. Letzteres wäre bei den Metallhydridspeichern der Fall, wo die Bindungsenergie des Wasserstoffs im

Metall dieselbe Größenordnung hat wie die Antriebsenergie. Hier ist auch die Möglichkeit gegeben, die beim Betanken wieder freiwerdende Abwärme aus dem Speicher für Heizzwecke nutzbar zu machen, wie sie z.B. von der Firma Daimler Benz AG vorgeschlagen wurde /3-143/. Wenn man diese nutzbare Abwärme in der Energiebilanz nun zugunsten des Fahrzeuges rechnet, erzielt man eine Verdoppelung des Nutzungsgrades der eingesetzten Primärenergie gegenüber dem System ohne Abwärmenutzung.

3.6.3 Industrie

Im Industriesektor sind die Bereitstellungskosten, d.h. Wärmekosten + Transportkosten für die drei Energieträger Strom, H_2 und SNG berechnet worden.

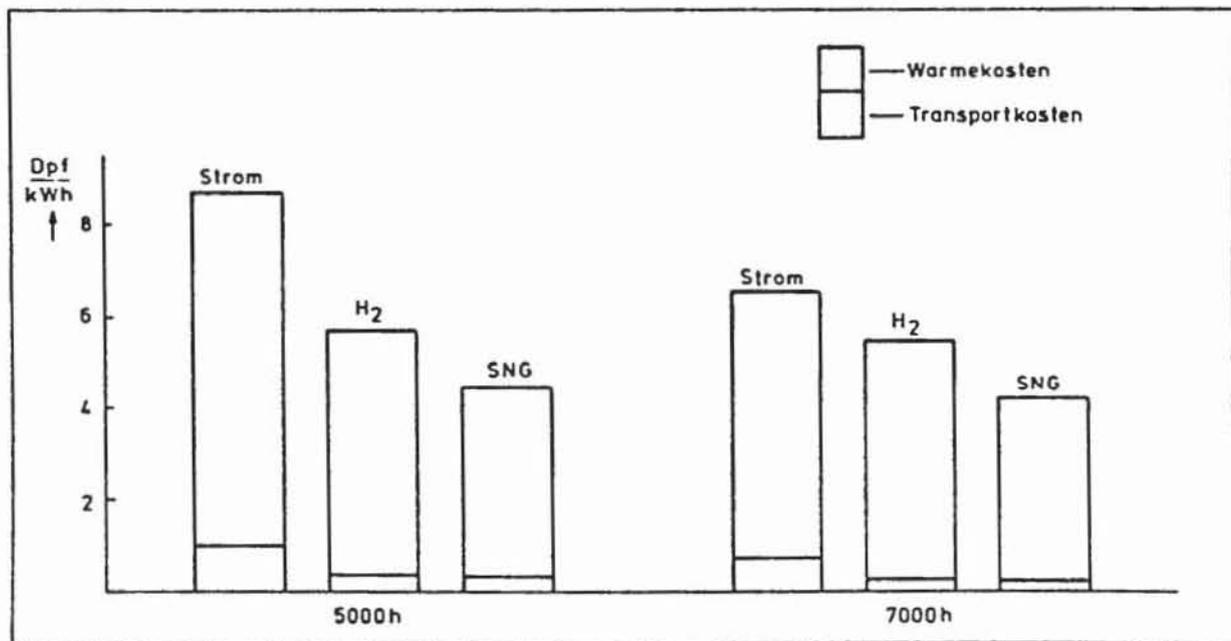


Abb. 3.35: Vergleich der Bereitstellungskosten in der Industrie

Das Ergebnis zeigt Abb. 3.35. Als Beispiel für die Abhängigkeit der Kosten von der Auslastung sind Kosten bei 5000 und 7000 Abnahmestunden im Jahr aufgetragen.

Bei den gasförmigen Energieträgern H_2 und SNG werden auch bei 5000 Abnahmestunden 7000 Stunden erzeugt, um dann 10 % des Gases zu speichern. Bei der Stromerzeugung wird, da hier keine Speicher eingesetzt werden, entsprechend der Abnahme auch erzeugt. Die Transportkosten sind im Industriebereich wesentlich niedriger als im Haushaltssektor. Dies kommt daher, daß die Industrie in der Regel durch eine Direktleitung versorgt wird und daß das kostenintensive Unterverteilungssystem, wie es im Haushaltssektor existiert, hier wegfällt.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, daß eine Strombereitstellung die teuerste Variante ist, gefolgt von H_2 -Bereitstellung und SNG-Bereitstellung.

3.7 Europäische Perspektiven für eine Wasserstoffversorgung

Die Ergebnisse der Kostenrechnungen der drei leitungsgebundenen Energieträger Strom, H_2 und SNG, die in Abb. 3.29 bis 3.32 und Abb. 3.34 dargestellt sind, beruhen auf Daten der Bundesrepublik Deutschland. Aus europäischer Sicht müssen diese Rechnungen modifiziert werden. Dabei spielen die unterschiedlichsten Kohlepreise eine wichtige Rolle. In der Bundesrepublik Deutschland liegt der Steinkohlepreis ca. 50 % höher als der Preis der Importkohle, der in einer europäischen Perspektive zugrunde gelegt werden muß.

3.7.1 Haushalt und Kleinverbraucher

Abb. 3.36 und 3.37 zeigen die Ergebnisse der Kostenrechnungen für Europa im Sektor Haushalt und Kleinverbraucher. Aufgetragen sind die Kosten im ersten Betriebsjahr mit Preisbasis 1977. Aufgrund des verbilligten Kohlepreises ist hier die Wasserstoffversorgung in Relation zur SNG-Versorgung teurer geworden.

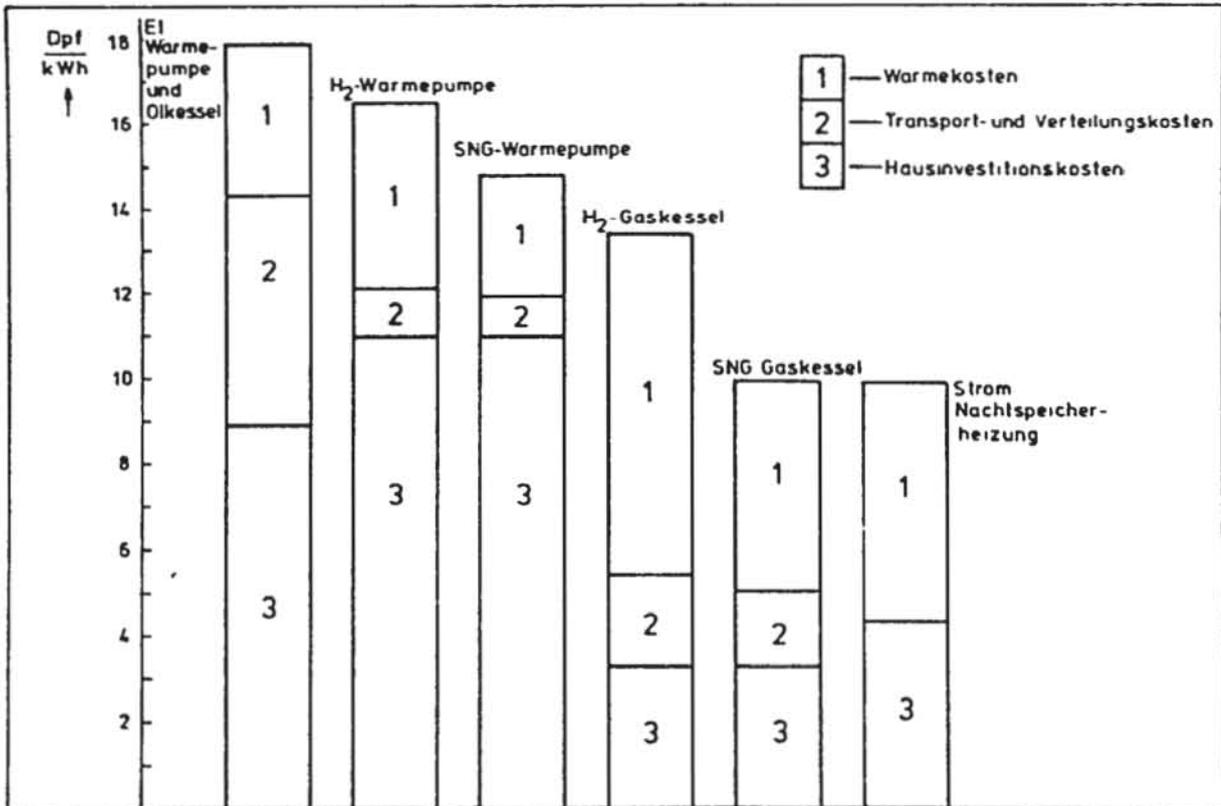


Abb. 3.36: Vergleich der Gesamtkosten von Heizungssystemen für Haushalte und Kleinverbraucher in Europa (15 MW/km²)

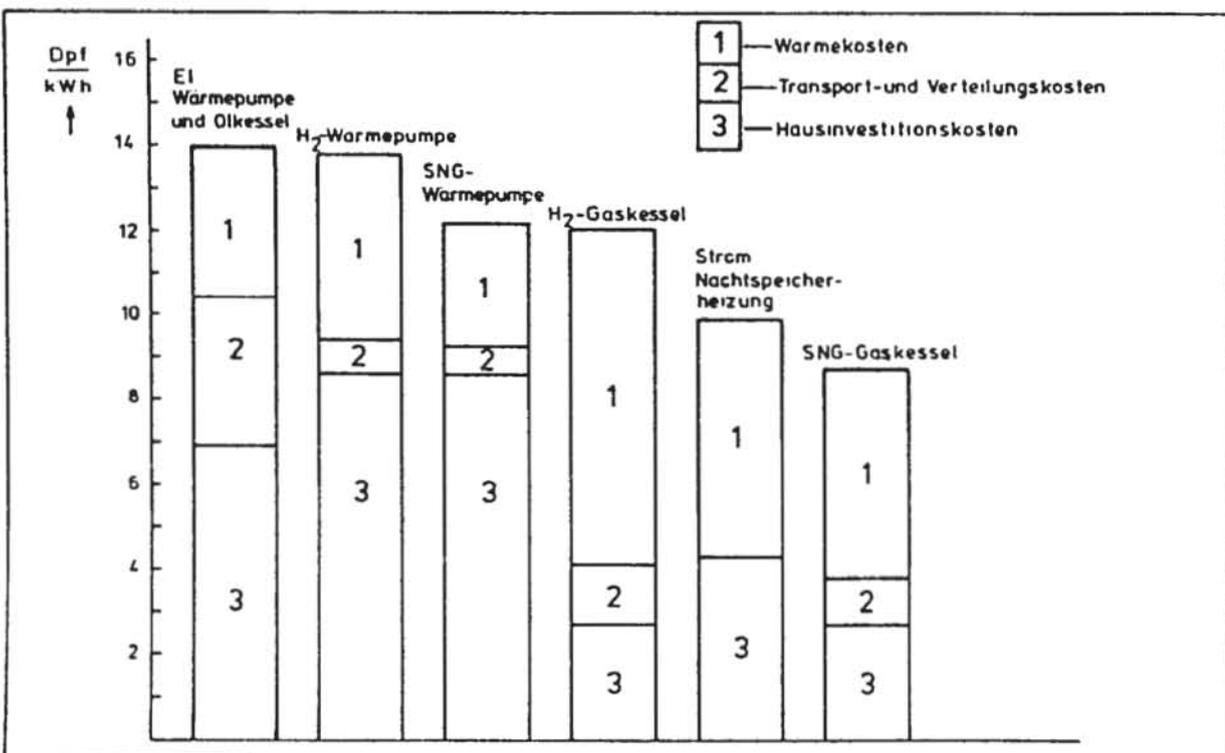


Abb. 3.37: Vergleich der Gesamtkosten von Heizungssystemen für Haushalte und Kleinverbraucher in Europa (40 MW/km²)

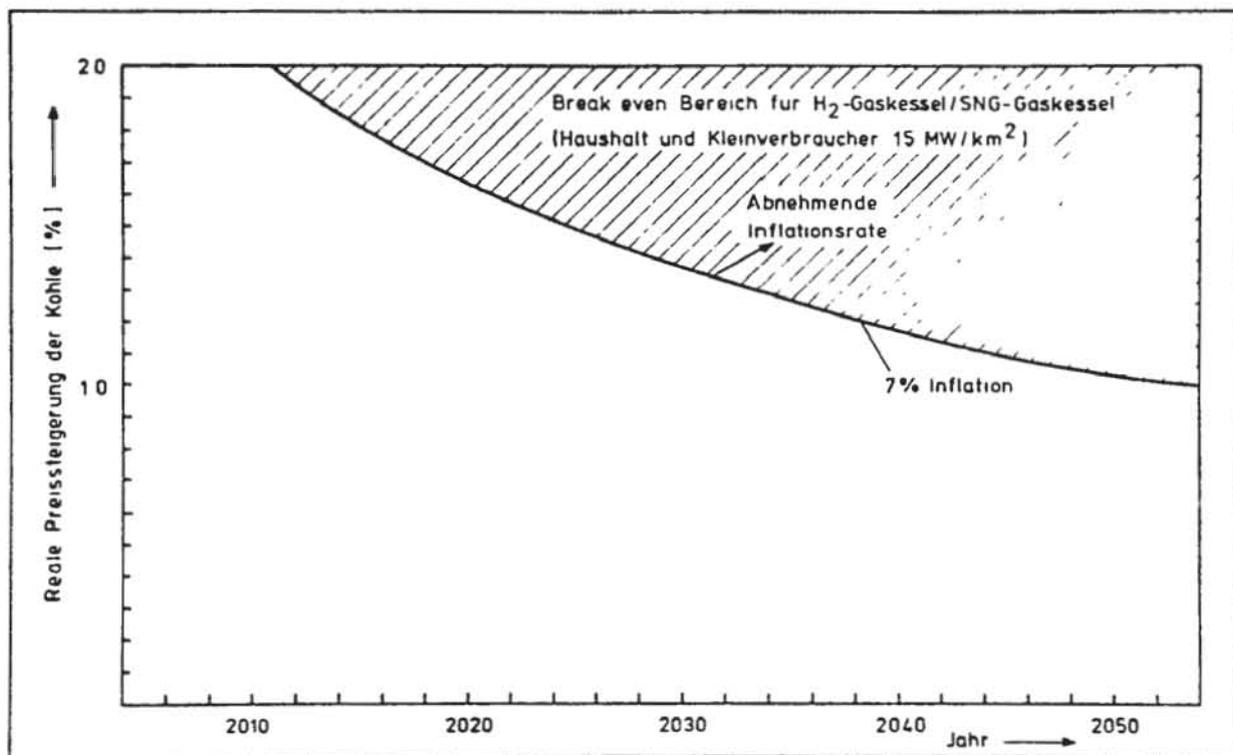


Abb. 3.38: Wirtschaftlicher Bereich des Wasserstoffeinsatzes im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher in Europa

Die SNG-Gaskessel-Heizung ist hier mit 8 - 9 Dpf/kWh um ca. 30 % billiger als H₂-Gaskessel-Heizung. Die Wärmepumpen sind mit den höchsten Kosten belastet.

Eine Wirtschaftlichkeit des H₂-Gaskessels im Vergleich zum SNG-Gaskessel ist nach der gemittelten Barwertmethode nur unter einer hohen Inflationsrate und real steigenden Kohlepreisen zu erwarten. Wie Abb. 3.38 zeigt, ist die Wirtschaftlichkeit des H₂-Gaskessels/SNG-Gaskessels nicht vor dem Jahre 2010 zu erwarten. Vorausgesetzt wird eine jährliche 7-prozentige Inflationsrate und ein ab heute um 2 %/a real steigender Importkohlepreis.

3.7.2 Industrie

Die Bereitstellungskosten der Versorgungsvarianten Strom, H_2 und SNG, wie in Abb. 3.39 aufgetragen, zeigen einen deutlichen wirtschaftlichen Vorteil des SNG. Eine Stromversorgung oder Wasserstoffversorgung würde beinahe 250 % bzw. 150 - 180 % teurer als die SNG-Versorgung werden (1. Betriebsjahr)

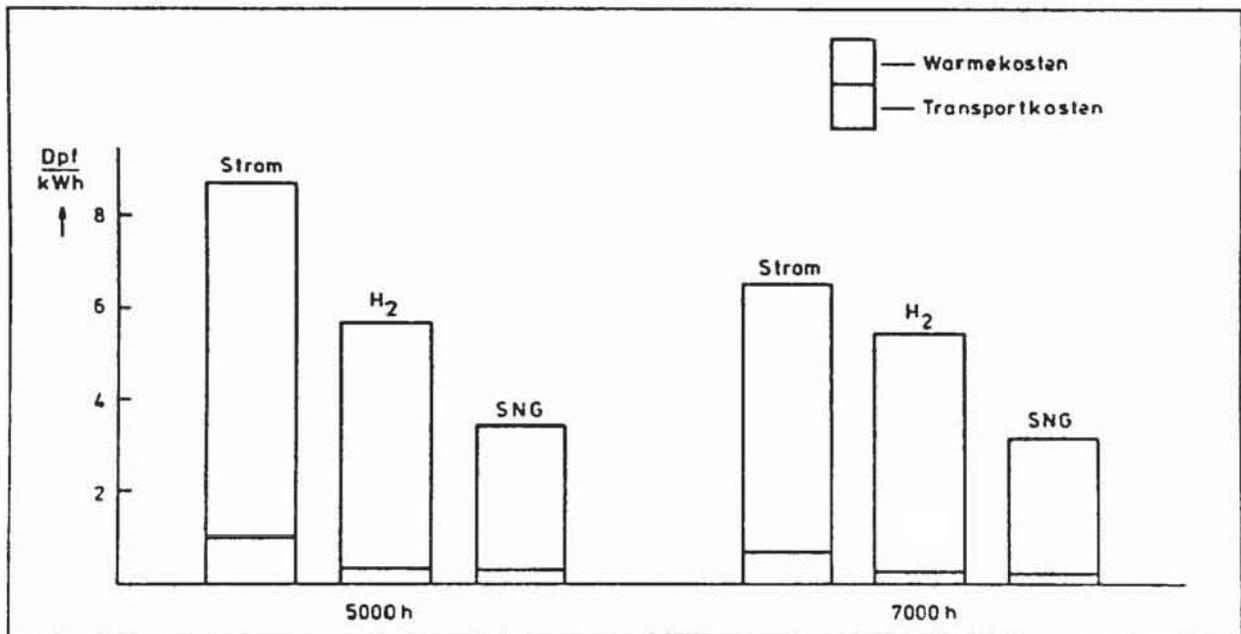


Abb. 3.39: Vergleich der Bereitstellungskosten in der Industrie in Europa

4. Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Kohleveredlung

In Ländern, die über umfangreiche Kohlevorkommen, aber über geringe Vorkommen an Erdöl und Erdgas verfügen, rückt die Kohleveredlung zur Produktion dieser Energieträger seit den drastischen Ölpreiserhöhungen immer mehr in den Vordergrund des Interesses. Durch den Einsatz derartiger Technologien kann ein weltweites Mehrangebot an Öl und Gas erreicht werden und eine Entspannung auf den Energiemärkten könnte die Folge sein.

Eine zentrale Stellung bei den Veredlungen nimmt der Wasserstoff ein. Die Kohle besteht von Natur aus unter anderem aus komplexen Kohlenwasserstoffverbindungen, die von heterogenen Bestandteilen, wie z.B. S, N, O durchsetzt sind. Durch die Anlagerung von weiterem Wasserstoff (Hydrierung) bei gleichzeitiger Molekülverkleinerung wird ein verbessertes H/C-Verhältnis erreicht und die Heteroatome werden größtenteils als Wasserstoffverbindungen aus dem Gemisch entfernt. Rein formal kann die Kohlehydrierung wie folgt beschrieben werden:

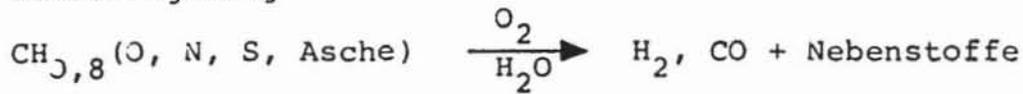


Somit liegen Kohlenwasserstoffe vor, die weitgehend frei von Schadstoffen sind und daher als umweltfreundliche Energieträger eingestuft werden können. Ein weiterer Vorteil derartiger Kohleveredlungsprodukte ist darin zu sehen, daß sie von den vorhandenen Energieverteilungs- und -nutzungssystemen aufgenommen werden können.

Neben der direkten Kohlehydrierung besteht durch den Einsatz der CO-Hydrierung die Möglichkeit, Kohlenwasserstoffe zu produzieren. Erzeugt werden können die H₂/CO-Gemische z.B. durch die Kohlevergasung.

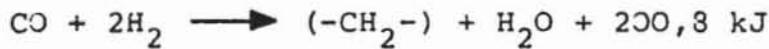
Die formale Beschreibung lautet wie folgt:

a) Kohlevergasung



b) Synthese

z.B.



Die aufgeführte Synthese ist auch unter dem Namen "Fischer-Tropsch-Synthese" bekannt. Weitere Verfahren, die nach dem Prinzip der CO-Hydrierung arbeiten, sind beispielsweise die Methanolsynthese und die Methanisierung.

Alle Kohleveredlungsprodukte sind dadurch gekennzeichnet, daß sie zur Produktion mehr oder weniger große Wasserstoffmengen benötigen. Wie in der Tab. 4.1 dargestellt, wird für die

	$\frac{\text{g O,S,N}}{100 \text{ g C}}$	$\frac{\text{g H}}{100 \text{ g C}}$	$\frac{\text{K H}_{\text{diap.}}}{100 \text{ g C}}$	$\frac{\text{H}_2 \text{ theor. } [\text{Nm}^3]}{\text{t Benzin}}$	Molgewicht g/mol
Rohstoffe					
Flammkohle	14,6	6,67	4,7	1170	5000
Gaskohle	9,4	6,15	4,9	1148	
Braunkohle	39,2	7,64	3	1330	
Erdöl, H - arm	5	12,7	12,1	460	550
Erdöl, H - reich	2	14,5	14,2	258	380
Vakuurrückstand	2,22	12,18	11,5	518	870
Fertigprodukte					
Dieselmotortreibstoff		15,7			200
Benzin		16,7			100
Methan		33,3			16

Tab. 4.1: Elementare Zusammensetzung und Molgewichtsverteilung fossiler Primärenergieträger und Veredlungsprodukte

Überführung von Flammkohle in Benzin eine theoretische Wasserstoffmenge von 1170 Nm^3 pro Tonne Benzin benötigt und das Molekulargewicht von 5000 auf ca. 100 g/mol verkleinert.

Besteht das Produktionsziel in der Erzeugung von Methan, so zeigen die Wasserstoffverhältnisse, daß gegenüber einer Benzinproduktion mehr als die doppelte Wasserstoffmenge benötigt wird.

Für die Erzeugung derartiger Wasserstoffmengen stehen gegenwärtig thermochemische Verfahren zur Verfügung bzw. werden weiterentwickelt. Als Einsatzstoff dienen fossile Energieträger, deren Kohlenstoffe in Form von CO_2 an die Atmosphäre freigegeben werden. Eine bessere Nutzung des Kohlenstoffs wird allerdings erreicht, wenn in naher Zukunft die Verfahren der nuklearen Kohlevergasung zur Verfügung stehen. Der Einsatz der nuklearen Energie senkt den fossilen Energieträgereinsatz ca. um die Hälfte.

Einen weiteren Schritt zur Einsparung fossiler Energieträger bei der Wasserstoffherzeugung würde die Entwicklung und der Betrieb von Wasserspaltungsanlagen bedeuten. Um den Bereich der Einsparung an fossilen Energieträgern aufzuzeigen, soll im folgenden die Erzeugung von Methangas und Benzin einmal auf rein fossiler Basis und ein anderes Mal unter zusätzlicher Verwendung von extern erzeugtem Wasserstoff aus Wasserspaltungsanlagen betrachtet werden. Die Betrachtungen erfolgen unter Zugrundelegung der direkten Kohleverflüssigung und der Verfahren der Vergasung. Die Bruttogleichung für die Verflüssigung wurde vorstehend angegeben. Für die Methangasproduktion werden 2 verschiedene Varianten der Kohlevergasung betrachtet.

a) hydrierende Vergasung

Die Prozeßführung der hydrierenden Vergasung kann durch folgende Gleichungen beschrieben werden:

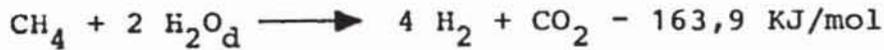
Gl. 1 hydrierende Vergasung

$$T = 800 - 900 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

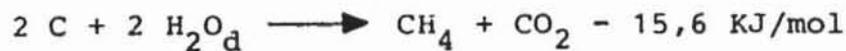


Gl. 2 Methanspaltung

$$T \sim 800 \text{ }^{\circ}\text{C}$$



Summengleichung



Verwirklicht wird der aufgezeigte Weg zur Methanherstellung bei der hydrierenden Vergasung unter Einkopplung von hochtemperaturiger nuklearer Prozeßwärme.

Im 1. Verfahrensschritt findet die Umsetzung von Kohle mit Wasserstoff zu Methan statt (Gl. 1). Wegen der exothermen Wärmetönung, es werden etwa 10 % des Heizwertes von Methan freigesetzt, wird im allgemeinen keine zusätzliche Wärmeenergie benötigt. Wirtschaftliche Umsatzgeschwindigkeiten sind bei den Betriebsparametern, $T = 800 - 900 \text{ }^{\circ}\text{C}$ und $p = 40 - 100 \text{ bar}$, zu erreichen. Unter den derzeitigen Konzeptionsbedingungen der hydrierenden Kohlevergasung betragen die Umsatzraten des Kohlenstoffes 60 - 70 %, der Betriebsdruck beträgt 80 bar und die Vergasungstemperatur liegt bei $850 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Gefahren wird die Anlage mit einem Wasserstoffüberschuß, so daß am Vergaserausgang in etwa folgende Gaszusammensetzung vorliegt, bezogen auf 100 % ($\text{H}_2 + \text{CH}_4$), :

$$\begin{aligned} \text{H}_2 &= 70 \% \\ \text{CH}_4 &= 30 \% . \end{aligned}$$

Der vorliegende Wasserstoff wird vom Produktstrom abgetrennt und in einem internen Recycle dem Vergasungsreaktor zugeführt.

Eine interessante Variante der Fahrweise hinsichtlich einer zukünftigen wasserstoffreichen Erdgasversorgung (Kap. 3.4) ergäbe sich bei einem offenen Betrieb, d.h. es wird ohne H_2 -Recycle gefahren. Die mit relativ hohen Investitionen und Energiekosten behaftete Tieftemperaturtrennung könnte dann entfallen. Weitere Erleichterungen ergäben sich durch den verringerten Aufwand an Kompressoren, wenn der Wasserstoff mit 80 bar aus einem Verbundnetz entnommen werden könnte. Wohl müßte eine Brennwertminderung von ca. 50 % gegenüber der CH_4 -Erzeugung akzeptiert werden.

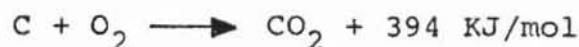
Brennwert	CH_4	39860 KJ/m ³ (9520 Kcal/m ³)
Brennwert	30 % CH_4 70 % H_2	20880 KJ/m ³ (4860 Kcal/m ³)

Das Gasgemisch hätte in etwa die heutige Stadtgasqualität.

Im 2. Verfahrensschritt erfolgt bei der Konzeption der hydrierenden Vergasung unter Einkoppelung von nuklearer Prozeßwärme die Spaltung von Methan in Wasserstoff. Diese Prozeßstufe kann z.B. entfallen, wenn der Wasserstoff aus Wasserspaltungsanlagen vorliegt. Die von der Anlage abgegebene Methanmenge ist dann bezogen auf den Kohleeinsatz etwa doppelt so hoch.

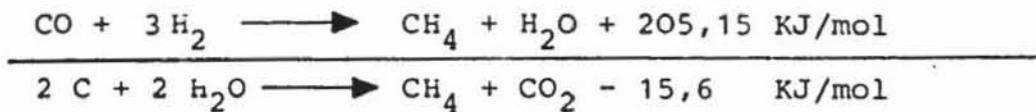
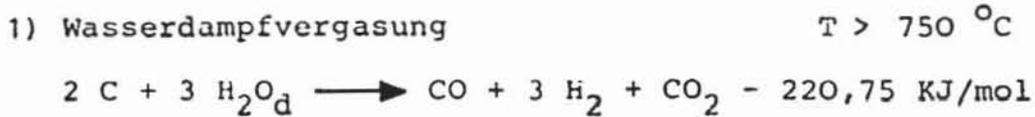
b) autotherme Wasserdampfvergasung (Lurgi)

Eine weitere Möglichkeit, SNG zu produzieren, besteht in dem Einsatz von autothermen Kohlevergasungsverfahren. Bei diesen Verfahren wird neben dem Einsatz von Vergasungskohle auch Kohle verbrannt zur Energieversorgung der Vergasungsanlage.



Als Beispiel eines derartigen Anlagentyps kann die Lurgi-Vergasung gesehen werden. Der Kohlemehrbedarf gegenüber den nuklearen Kohlevergasungsverfahren beträgt etwa 40 %.

Die Reaktionsgleichungen der Vergasung können näherungsweise wie folgt beschrieben werden:



Spezifische Kohleverbräuche

Unter Verwendung der aufgezeigten Prozesse ergeben sich die in Tab. 4.2 angegebenen relativen Kohleeinsätze, wobei folgende Nettobilanzierungen gelten:

direkte Kohleverflüssigung

nur Kohlebasis



mit H₂O-Spaltung

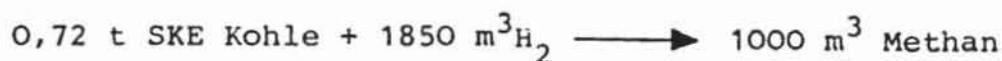


Kohlevergasung

nur Kohlebasis (Lurgi)



mit Wasserspaltung (hydrierend)



Verfahren	Kohleeinsatz	
	Einheit Benzin	Einheit SNG
Kohleverflüssigung		
nur Kohlebasis	1	
mit nukl. Prozeßwärme	0,75	
mit H ₂ O Spaltung	0,6	
Kohlevergasung (SNG)		
nur Kohlebasis (Lurgi)		1
hydrierend mit nukl. Prozeßwärme		0,6
hydrierend mit Wasserspaltung		0,3

Tab. 4.2: Relativer Kohleeinsatz verschiedener Kohle-
veredlungsverfahren

Erwartungsgemäß ist die relative Kohleersparung bei der SNG-Erzeugung am größten.

Ähnliche Relationen in Bezug auf die Einsparung fossiler Energieträger liegen bei der Methanolherstellung unter Einkopplung von Wasserstoff aus Wasserspaltungsanlagen vor (Kap. 1.2.1.1). Die Einsparung beträgt hier ca. 55 % gegenüber dem alleinigen Einsatz der autothermen Kohlevergasung zur Synthesegasbereitstellung.

Wirtschaftlichkeit

In Kap. 3.5 werden Angaben zu den Produktgestehungskosten von Wasserstoff gemacht. Die Kosten der hier vorgestellten Anlagen sind differenziert zu betrachten, da der Entwicklungsstand recht unterschiedlich ist. Zum Teil werden künftig noch zu realisierende Entwicklungsziele als erreicht hingestellt und mit entsprechenden Kosten versehen. Es ist natürlich problematisch, Technologien unterschiedlichen Entwicklungsstandes kostenmäßig miteinander zu vergleichen. Daß dieser Vergleich trotzdem durchgeführt wird, dient der Schaffung einer Orientierungshilfe bei der kosten-

mäßigen Bewertung. Aus diesem Grunde soll auch an dieser Stelle der kostenmäßige Einfluß der Wasserspaltung auf die hydrierende Vergasung aufgezeigt werden. Als Verfahrensvariante für den Wasserspaltungsprozeß wird der Westinghouse Schwefelsäure-Hybrid Prozeß zugrunde gelegt.

Ein Vergleich mit anderen Verfahren der Gaserzeugung wird in Tab. 4.3 durchgeführt. Grundlagen für die Kostenangaben bilden die Zahlenangaben aus Kapitel 3.5. Wie der Tabelle zu entnehmen ist, sind die spezifischen Investitionen für die autotherme Lurgi-Vergasung und der hydrierenden Vergasung unter Einkopplung nuklearer Prozeßwärme in etwa gleich hoch. Ein merklich höherer Investitionsaufwand ist erforderlich, wenn der Wasserstoff aus nuklear betriebenen Wasserspaltungseinrichtungen

Verfahren	Produkt	Investition DM/kW	Produktgestehungskosten DM/GJ
Lurgi-Vergasung	SNG	650	14,9
hydr. Vergasung + CH ₄ -Spaltung (HTR-Wärme)	SNG	750	10,8
hydr. Vergasung + H ₂ O-Spaltung	SNG	1570	13,7
H ₂ O-Spaltung	H ₂	2260	13,6

Tab. 4.3: Vergleich der Investitionen und Produktgestehungskosten von Gaserzeugungsanlagen

verwendet wird. Eine andere Relation liegt bei den Produktgestehungskosten vor. Hier sind diejenigen Verfahren benachteiligt, deren Produktgestehungskosten überwiegend durch Kohlekosten bestimmt werden.

Der Unterschied der Produktgestehungskosten zwischen der hydrierenden Vergasung mit Wasserstoffeinsatz aus einer Wasserspaltanlage und der reinen Wasserspaltungsanlage ist minimal. In dem einen Fall liegt ein gleichkaloriges Austauschgas für Erdgas vor, während in dem anderen Fall der Brennwert niedriger ist.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Die sektorale Analyse über den Endenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland ergibt unter Zugrundelegung zwei verschiedener Wachstumsraten und unter Beachtung energiesparender Maßnahmen eine Zunahme des gegenwärtigen Endenergieverbrauches von ca. 240 Mio t SKE auf 290 bis 370 Mio t SKE im Jahre 2025. Wird dieser Nachfrage das entsprechende Angebot an Energieträgern gegenübergestellt, so könnten sich künftig bei den z.Zt. vorliegenden Entwicklungstendenzen Engpässe bei der Rohölversorgung und zeitlich etwas verschoben auch beim Erdgas ergeben. Möglichkeiten zur Verhinderung derartiger Schwierigkeiten sind durch die Entwicklung alternativer Energieversorgungssysteme gegeben. Ein potentiell bedeutsames Versorgungssystem zur Energiebedarfsdeckung ergibt sich durch den Einsatz von Wasserstoff. Basierend auf einem EDV gestützten Energieversorgungsszenario und unter Berücksichtigung der regionalen Versorgungsstruktur leitungsgebundener Energieträger, sowie der physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff errechnet sich im Falle eines niedrigen Wirtschaftswachstums das max. Wasserstoffpotential für den Einsatz als Endenergieträger zu 110 Mio t SKE und für den nichtenergetischen Einsatz in der Höhe von 23 Mio t SKE. Vorausgesetzt wird bei den Betrachtungen ein weitverzweigtes Wasserstoff-Verbundsystem. Ansätze für den Aufbau eines derartigen Systems sind in dem langjährigen Betrieb des Wasserstoffverbundnetzes zur Versorgung von Betrieben in der Rhein-Ruhr-Region zu sehen. Der Wasserstoffbedarf verringert sich z.B. auf ca. 15 % des max. Wasserstoffpotentials, wenn angenommen wird, daß dem Erdgas 20 Vol % H_2 zugemischt und daß für die SNG-Erzeugung anlagenextern erzeugter Wasserstoff verwandt wird.

Neben dem direkten Einsatz von Wasserstoff als Endenergieträger erhält der Wasserstoff in naher Zukunft eine besondere Bedeutung auf dem Gebiete der Umwandlung von fossilen Energieträgern in verbrauchergerechte Produkte. Die Energiewirtschaft ist durch die Hydrierung in der Lage, sich schnell dem Marktgeschehen anzupassen.

Abstract (H₂)

A sectoral analysis of the final energy consumption in the Federal Republic of Germany yields an increase of the final energy consumption from 240.10⁶ TCE to 290-370.10⁶ TCE in the year 2025 (lower limit for a low growth rate; upper limit for a high growth rate). Comparing this energy demand to the respective energy supply, it is possible that a shortage of crude oil, and a somewhat delayed shortage of natural gas might occur. A possible solution for preventing this kind of difficulties is given by the development of alternative energy supply systems. A potentially important solution is the use of hydrogen as an energy carrier. Considering the regional structure of supply networks as well as the physical and chemical properties of hydrogen, one can estimate the maximum hydrogen potential to be 110 million TCE. This estimate is based on a computer energy scenario for a low growth rate and it is assumed that a hydrogen supply network does exist. The hydrogen pipeline network in the Rhein-Ruhr area has been used for several years to supply the industry demands in this area, and might be considered as a beginning for the future hydrogen supply system. If one assumes that hydrogen is mixed with natural gas to an extent of 20 Vol % H₂ and that a production of SNG is based on externally produced hydrogen, the hydrogen potential will diminish to about 15% of the maximum potential specified above.

Besides its direct use as a final energy carrier, hydrogen ought to be of special importance in the near future for the conversion of fossil energy carriers to products accommodating the requests of the consumers. Using hydrogenation, energy economics is capable of rapidly adapting itself to changes in the market.

If hydrogen is produced in water-splitting plants, the utilization of the present fossil primary energy resources could be increased. This can be clearly demonstrated for the coal refinement process. For example, from an actual amount of coal, three times as much SNG could be produced in a coal gasification plant compared to a technology based on coal only, if hydrogen from water-splitting is coupled with the process.

Findet die Wasserstofferzeugung in Wasserspaltungsanlagen statt, so können die vorhandenen fossilen Primärenergiereserven besser genutzt werden. Deutlich demonstriert werden kann diese Aussage bei der Kohleveredlung. Aus einer vorhandenen Kohlemenge kann z.B. unter Einkopplung von Wasserstoff aus Wasserspaltungsanlagen die 3-fache SNG-Menge gegenüber einer Kohlevergasungsanlage, die nur auf Kohlebasis arbeitet, produziert werden.

Von der anwendungstechnischen Seite geben die überwiegend positiven Akzente (z.B. Nutzung vorhandener Energieversorgungssysteme, umweltfreundliche Verbrennung) gute Voraussetzungen für eine rasche Markteinführung. Wichtig hierfür dürfte allerdings die Existenz ausgereifter Wasserspaltungsanlagen sein. Gegenwärtig findet die Wasserstofferzeugung überwiegend auf der Basis der fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas statt. Werden Heizöl S oder Erdgas eingesetzt, so betragen die Gesteungskosten für Wasserstoff ca. 14 Pf/m³. Damit haben sich die Kosten innerhalb eines halben Jahrzehnts durch die gestiegenen Einstandspreise mehr als verdoppelt. Weit größere Preissteigerungen liegen beim Naphthaeinsatz vor. Die hier vorliegenden Wasserstoffkosten betragen ca. 17 Pf/m³, so daß hier schon die Konkurrenzfähigkeit der Kohlevergasung gegeben ist. Für die Gesteungskosten von Wasserstoff aus einer Wasserspaltungsanlage, die nach der SPE-Elektrolyse arbeitet, werden ca. 26 Pf/m³ errechnet. Verbesserte Elektrolyseprozesse sollen beispielsweise den Stromverbrauch reduzieren und damit die Kosten senken. Weitere Kostensenkungen versprechen die thermochemischen und hybriden Wasserspaltungsprozesse. Die Kostenrechnungen gehen dabei von der Existenz noch zu erreichender Entwicklungsziele aus, die sicherlich nur nach einer intensiven Forschungs- und Entwicklungstätigkeit vorliegen werden. Für den Schwefelsäure-Hybrid-Prozeß nach Westinghouse werden z.B. Gesteungskosten von ca. 19-20 Pf/m³ Wasserstoff genannt.

Entwickelt wurden die hybriden Prozesse, um die Vorteile der thermochemischen und der elektrolytischen Verfahren zu kombinieren. Die Vorteile kommen allerdings nur dann zur Geltung, wenn die nicht unerheblichen Werkstoffprobleme im thermochemischen Schritt

The mainly positive aspects from the technical application of hydrogen (for example utilization of the present energy supply systems, nonpollutant combustion) show good possibilities for a rapid introduction into the market. The present hydrogen production costs amount to 0.14 DM/m^3 if heavy oil or natural gas is used. Due to increasing costs, this amount is twice as much as 5 years ago. Using naphtha, an even higher increase has led to a hydrogen price of 0.17 DM/m^3 . In this case coal gasification would already be competitive. Hydrogen production costs for a water-splitting plant, based on SPE electrolysis, are calculated to be approximately 0.26 DM/m^3 . Improvement of the electrolytic refining process would reduce the consumption of electric power and therefore lower the costs. Further reduction of production costs is expected from thermochemical and hybrid water-splitting processes. The cost calculations for these processes are based on the existence of intended technological improvements which could certainly only be achieved as a result of intensive R&D activity. For example, using the sulphuric acid hybrid process of Westinghouse, hydrogen production costs are estimated to be 0.20 DM/m^3 .

Hybrid processes were developed to combine the advantages of both thermochemical and electrolytic techniques. However, these advantages can only take effect if the considerable material problems are solved and if progress is made in the development of suitable electrolytic cells, which for example

- allow high current density together with a small voltage drop
- avoid precious metals as electrodes
- use an anticorrosive membrane with a low voltage drop to separate the anode region from the cathode region.

In the field of thermochemical processes more than 70 process groups were documented by systematic work. According to present knowledge, the information is centred on gas-solid processes followed by gas-liquid-solid processes and ending up with the group of gas-liquid processes; the latter being just recently intensively investigated.

gelöst und Fortschritte in der Entwicklung von geeigneten Elektrolysezellen erzielt werden, die z.B.

- hohe Stromdichten bei geringen Spannungsverlusten erlauben,
- Edelmetalle als Elektroden vermeiden
- und eine spannungsverlustarme, aber korrosionsbeständige Membran zur Trennung des Anoden- und Kathodenraums verwenden.

Auf dem Gebiete der thermochemischen Verfahren wurden in einer systematischen Arbeit über 70 Prozeßfamilien dokumentiert. Der Schwerpunkt der Angaben liegt dabei entsprechend dem gegenwärtigen Kenntnisstand bei den Gas-Feststoffprozessen. Es folgen Angaben über Gas-Flüssigkeits-Feststoffprozesse und schließlich enden die Angaben mit der Gruppe der Gas-Flüssigkeitsprozesse, die erst in der letzten Zeit verstärkt erforscht werden. Die Problemzonen bei den Prozessen, die Feststoffe verwenden, sind wie folgt zu charakterisieren:

- auftretende Materialprobleme bei den Wärmetauschern und Instrumentierungen
- relativ hoher Energieaufwand bei den Produkt- und Eduktgasen
- große Feststoffmengen (bis 10^5 t/Tag) müssen gehandhabt werden.

Wegen dieser großen Schwierigkeiten wird in der letzten Zeit mehr der Blickpunkt auf die Entwicklung von Gas-Flüssigkeitsprozessen gelegt. Sollte hier ein Prozeß entwickelt werden, der nur wenige Gaskomponenten zu trennen braucht und der die flüssigen Stoffe beispielsweise in heute im Chemiebereich üblichen Rektifizierkolonnen aufarbeitet, so wäre dies ein wesentlicher Fortschritt im Hinblick auf eine technische Realisierung eines thermochemischen Wasserspaltungsprozesses. Angesichts des hohen Entwicklungs- und Einsatzpotentials von Wasserspaltungsanlagen sollten Forschungsarbeiten durchgeführt werden, die die Option des Wasserstoffeinsatzes zur künftigen Energieversorgung offenhalten.

The problems connected to processes using solid materials may be characterized as followed:

- material problems occuring in heat exchangers and instrumentations
- a relative high energy consumption for gas-products and educts
- handling of large amounts of solid material (up to 10^5 t/d).

Because of these great difficulties more attention is now being paid to the gas-liquid processes. Significant progress towards a technical realization of thermochemical water-splitting would be the development of a process where only a few gas components are to be separated and where the liquids are re-processed in customary rectifying columns.

In view of the high development- and operation potential of water-splitting plants, research work should be carried out leaving the option of using hydrogen for the future energy supply open.

Literaturverzeichnis

- /1.1/ H. Reents
Die Entwicklung des sektoralen End- und Nutzenergiebedarfs in der Bundesrepublik Deutschland,
Jül-1452, August 1977, KFA-Jülich
- /1.2/ Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit Hilfe eines dynamischen Simulationsmodells,
Jül-Spez-1, Bd. I, November 1977, KFA-Jülich
- /1.3/ A. Voss
Substitutionsmöglichkeiten bei der Energie-Bedarfsdeckung, in VDI-Bericht 300, VDI-Verlag, Düsseldorf 1977
- /1.4/ K. Düring, et al.
Zentrale und dezentrale Energieversorgungssysteme, in Vorbereitung
STE/KFA-Jülich
- /1.5/ Reaktionen
Esso Magazin 2, 1978
- /1.6/ Technologien zur Einsparung von Energie.
Studie erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie,
Fichtner Beratende Ingenieure, Stuttgart, Mai 1977
- /1.7/ Eurostat
Luxembourg, Centre Européen
Jahrgang 1976
- /1.8/ Trendwende im Energiemarkt
Aktuelle Wirtschaftsanalysen der Deutschen Shell AG,
August 1976
- /1.9/ Auf dem Wege zu neuen Energiesystemen
Teil III: Wasserstoff und andere nichtfossile Energieträger
Bundesministerium für Forschung und Technologie,
Bonn 1975

- /1.10/ Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme
Teil III: Wasserstoff
Bundesministerium für Forschung und
Technologie, Bonn 1975
- /1.11/ Kraske, G.
Petrochemische Wasserstoff-Herstellung,
Transport und Verwendung;
Chem.-Ing.-Techn. 48 (1976)2, S. 95/99
- /1.12/ Veredlung von Kohle in Verbundanlagen,
Studie im Auftrage des Bundesministeriums
für Forschung und Technologie, Dez. 1978
- /1.13/ Planstudie über eine halboffene Fernenergie-
versorgung insbesondere für den Raum
Frankfurt mit Heißwasserversorgung für
den Raum Köln,
Studie im Auftrage des Bundesministeriums
für Forschung und Technologie
- /1.14/ Naumann, G.; Müller, F.
Gegenwart und Zukunft der Eisenhüttenindustrie
in Asien, Afrika und Lateinamerika
Neue Hütte 23 (1978)5, S. 159/164
- /1.15/ Hamersley Iron PTY
Limited Technology Forecasting Study Iron
and Steel Industrie
Australien April 1977
- /1.16/ Messerschmidt, H.
Die Steinkohle als Energierohstoff und ihre Bedeutung
für die Stahlerzeugung, Bergbau-Rohstoffe-Energie,
Bd. 10
Verlag Glückauf GmbH, Essen 1976

- /1.17/ Meisel, S.L.; et al.
Gasoline from methanol in one step,
Chemical Technology, 6 (1976) Febr. 1, S. 86/89
- /1.18/ International Symposium on
Alcohol Fuel Technology - Methanol and
Ethanol, Wolfsburg, Nov. 21 - 23., 1977
- /1.19/ Methanol und Wasserstoff
Automobil-Kraftstoffe der Zukunft
Verlag TÜV Rheinland GmbH 1976

- /3.1/ Bundesminister für Forschung und Technologie
"Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme"
Programmstudie, Bonn((1975) Teil I, 7-IV)
- /3.2/ KFA-Jülich, Programmgruppe STE
Programmstudie " Sekundärenergiesysteme"
im Auftrag des BMFT
JÜL-1148-SE (1974)
- /3.3/ Franke, F.H.; Sitte, W.
Braunkohlevergasung zur Eisenerzreduktion
Forschungsbericht des Landes NRW,Nr. 2769
Westdeutscher Verlag, Opladen, 1978, S. 42
- /3.4/ Gratkowski, H.W.
Kohlevergasung
in: Ullmanns Encyklopädie der technischen Chemie
3. Auflage Bd. 10, München 1958
- /3.5/ Stahlhed, J.
Das Wiberg-Soderhof-Verfahren
Stahl und Eisen 72(1952), S. 459/466
- /3.6/ Franke, F.M.
Zum Stand der Kohlevergasung
Chem.-Ing.-Techn. 50(1978),Nr. 12,
S. 917-923, Verlag Chemie, Weinheim
- /3.7/ Schilling, H.D. u.a.
Kohlevergasung
Bd.4 (1976),S. 67 ff.
Verlag Glückauf GmbH, Essen
- /3.3/ Berg, J.
Benzin und Gas aus Kohle
Bild d. Wissenschaft 12(1978)

- /3.9/ Bergbau-Forschung, GmbH; Ges. für HTR-Technik mbH;
HRB, GmbH; KFA-Jülich, GmbH; Rheinische Braunkohlenwerke AG
Statusbericht zum Ende der Konzeptphase vom 1.8.1975 -
30.11.1976 "Markt und Wirtschaftlichkeitsstudie zur
nuklearen Kohlevergasung"
PNP, KFA-Jülich, (1976)
- /3.10/ Getoff, N.
Wasserstoff als Energieträger
Springer-Verlag Wien, New York, (1977), S. 110 ff.
- /3.11/ Funk, J.E.; Reinström, R.M.
System Study of Hydrogen Generation by Thermal Energy,
V.2, Supplement A of G.M. Report TID 20441, Wash.D.C.,
June 1964
- /3.12/ Behr, F.
Kreisprozesse zur thermochemischen Wasserspaltung mit Jod
und Lösungsreaktionen
Diss. RWTH Aachen, (1976)
s. auch Dt. Patente 2435182 und 2435229 (1974)
- /3.13/ Sammeck, K.H.
Untersuchung von Möglichkeiten zur Wasserdampfvergasung
rheinischer Braunkohle mit Kernwärme
Diss. RWTH Aachen (1973)
- /3.14/ Schulten, R. et al.
JÜL-1113-RG, KFA-Jülich, August (1974)
- /3.15/ Kugler, K. et al.
Nuclear Engineering and Design
Vol.34, No.1, p.33 ff. (1975)
- /3.16/ Schrader, H.; Strauss, W. Teggers, H.
Nuclear Engineering and Design
Vol. 34, No 1, (1975)
- /3.17/ Jüntgen, H.; van Heek, K.H.
Nuclear Engineering and Design
Vol. 34, (1975)

- /3.18/ Schulten, R.; Kugler, K. et al.
Studies For Intermediate Heat Transfer Loops In Process-
Heat-Reactors
Specialists Meeting "High Temp. Gas Cooled Reactor Safety"
Petten, 13th - 15th May (1975)
- /3.19/ Broggi, A.; Joels, K. et al.
A Method For the Techno-Economic Evaluation of Chemical
Processes
2nd World Hydrogen Energy Conf., Zürich, 21.-24. August (1978),
Vol. 4, S. 2205 ff.
- /3.20/ Cremer, H. Breywich, D. et al.
Entwicklung von Mehrstufenprozessen zur Wasserstoffher-
zeugung mit Hilfe von Kernwärme
Forschungsbericht zum Projekt ET 4031A im Schwerpunkt
Energieumwandlung - Wasserstoffherzeugung des Energie-
forschungsprogramms der Bundesrepublik Deutschland, im
März 1978, RWTH Aachen
- /3.21/ Bamberger, C.E.; Richardson, D.M.,
Cryogenics, 16 (1976) 197
- /3.22/ Bamberger, C.E.
Cryogenics, March (1978), 170
- /3.23/ De Beni, Französisches
Patent No. 2.035.558 (1970)
- /3.24/ Euratom
Progress Rep. 3, EUR-5059 e (1972)
- /3.25/ Dreyfuss, R.M.
US Patent 3969495 (July 1976)
- /3.26/ Sato, S. et al.
I. Nuclear Sc. Techn. 12, 10, (1975), 659
- /3.27/ Sato, S. et al.
U.S. Patent 4029754 (1977)
- /3.28/ Dreyfuss, R.M.; Hickman, R.G.
U.S. Patent 3984530 (1976)
- /3.29/ du Pont, A.A.
U.S. Patent 4010249 (1977)

- /3.30/ Bowman, M.G.
Proc. of ERDA Contr.Rev., Meetings on Chem.Eng. storage
and Hydrogen Energy Systems
CONF-761134 (1976),102
- /3.31/ Bowman, M.G.
AIChE Meeting, Kansas City (1976)
- /3.32/ Dorrance, W.H. et al.
U.S. Patent 4027003 (1977)
- /3.33/ Tanno, S. et al.
Chem. Econ. & Engn. Review 81,2(92), (1976),53
- /3.34/ Russel, J.L. et al.
Proceedings of Theme Conf. (1974),11ff.
- /3.35/ Anonymous,
Chem.Econ. & Engn. Review 94(104), (1977),29
- /3.36/ Pangborn,J.;Sharer,J.C.
U.S. Patent 3998942
- /3.37/ Broggi, A.; de Beni, G.; Van Velzen, D.
Proceedings of the 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach,1,(1976),8A-69
- /3.38/ Knoche, K.F.; Cremer, H.; Steinborn, G.
Proceedings of Symp. on Hydrogen Energy Fundamentals,
Miami Beach,(1975), S.2-29
- /3.39/ Pangborn, J.; Sharer, J.C.
Proceedings of THEME Conf. (1974), S. 11-35
- /3.40/ Knoche, K.F.; Cremer, H.; Eisermann, W.
Proceedings of 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach,1(1976),6A-69
- /3.41/ Van Velzen, D.; Langenkamp, H.
Intl. J. Hydrogen Energy 2,107,(1977)
- /3.42/ Schulten, R.
U.S. Patent 4013781, (1977)
- /3.43/ Anonymous,
EPRI-EM-287 Proj. 467,(1976), s.a.
Cycle 15 in Cryogenics, (1976), 197
- /3.44/ Knoche, K.F.; Cremer, H. Steinborn, G.
U.S. Patent 4024230 (1977)

- /3.45/ Schulten, R.; Knoche, K.F.
U.S. Patent 4011305, (1977)
- /3.46/ Bamberger, C.E. et al.
U.S. Patent 3929979, (1975)
und: Trans. ANS 23. Toronto, (1976), 105
- /3.47/ Gahimer, J.; Pangborn, J. et al. (IGT)
Reaction Experiments For Thermochemical Watersplitting
Symp. on the Thermochemical Hydrogen Prod., April 4-9,
1976, New York
- /3.48/ Cremer, H.; Steinborn, G.; Knoche, K.F.
Thermochemische Verfahren zur Wasserstoffherstellung
I. Chem.E. Symposium Series No. 43, 29-1, ff.
- /3.49/ Knoche, K.F.
Thermochemische Erzeugung von Wasserstoff
VGB-Kraftwerkstechnik, 54. Jahrgang, 9, (1974) 582 - 585
- /3.50/ Knoche, K.F.
Großtechnische Wasserstoffherzeugung
Umschau 75, (1975), Heft 10, S.313 ff.
- /3.51/ Takeuchi, N.
U.S. Patent 3970745 (1975)
- /3.52/ Abraham, B.M.; Schreiner, F. et al.
U.S. Patent 4002729 (1977)
- /3.53/ Yoshida, K. et al.
Proceedings of 1st. World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach, 1, (1976) 6A-51
- /3.54/ Ishikawa, H. et al.
U.S. Patent 3996342 (1976)
- /3.55/ Hitachi
Chem.Econ. & Engn. Review 9, 1(102), (1977), 25
- /3.56/ Funk, J.
EPRI EM-287 Proj. 467, (1976)
- /3.57/ Bowman, M.G. et al.
Proceedings of 1st World Hydrogen Energy Conference,
Miami Beach 1, (1976), 8A-109
- /3.58/ Otsuki, H.H. et al.
Proceedings of the 12th Intersociety Energy Conversion
Engn. Conf., Washington D.C., (1977)

- /3.59/ Bowman, M.G.
Proceedings of the 1st National Topical Meeting of
Nuclear Process Heat Application ANS, Los Alamos (1974)
- /3.60/ Soliman, M.A.; Carty, R.H.; Conger, W.L.; Funk, G.E.
Can.J.Chem.Engn. 53(1975),164
- /3.61/ Beghi, G.
"Non-electric applications ...
CCR-Ispra,Annual Rep.,EUR-5260e (1973)
- /3.62/ Dreyfuss, R.M.; Kikorian, O.H.
Exploration of a Selenium Based Cycle
Lawrence Livermore Lab. Rept. URCL-51741 (1975)
- /3.63/ Euratom
Progress Rept. No.3(up to Dec. 1972) EUR 5059e (1974)
- /3.64/ Wentorf, R.H.; Hanneman, E.E.; Shinar, R.
Science 185,(1974),311, Science 188,(1975),1036
- /3.65/ Hardy-Grena, C.
Euratom Rept. EUR 4958,f, (1973)
- /3.66/ Abraham, B.M.; Schreiner, F.
Ind.Eng.Chem.Fund. 13,(1974),305
- /3.67/ Bamberger, C.E.; Richardson, D.M. et al.
Science 189,(1975),715
- /3.68/ Bowman, M.G. (compiler)
Los Alamos Sc. Lab., Quaterly Rept. (1974)
LA-5731-PR
- /3.69/ Ramsey, W.J.
Lawrence-Livermore Lab. Rept. UCID 16298 (1973)
- /3.70/ Sonderforschungsbereich 163 der RWTH Aachen,
Teilprojekt C
Nutzung der Prozeßwärme aus Hochtemperaturreaktoren
Arbeits- und Ergebnisbericht 1.9.1973 - 31.12.1975

- /3.71/ Bowman, M.G. (compiler)
Los Alamos Scientific Lab., Quaterly Rept. (1974),
LA-5731-PR
- /3.72/ Bamberger, C.E. et al.
U.S. Patent 3927192
- /3.73/ Bamberger, C.E. et al.
Chem. Techn. (1976), 330
- /3.74/ Bowman, M.G.
Proceedings of ERDA Contr. Review
CONF.-761134 (1976), 102
- /3.75/ Bowman, M.G.
Proceedings 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach 1 (1976), 5A, 32
- /3.76/ Behr, F.
Kreisprozesse zur thermochemischen Wasserspaltung
Diss. RWTH Aachen, (1976)
- /3.77/ Bowman, M.G. et al.
Proceedings of 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach 1 (1976), 8A-109
- /3.78/ Krikorian, O.
U.S. Patent 3928549 (1975)
- /3.79/ Kreter, K.; Behr, F.
Dt. Patent-Offenlegungsschrift 2541824, (1975)
- /3.80/ Schulten, R.; Behr, F.
Dt. Patent 2606 886, (1976)
Niederl. Patent 77.00893, (1977)
- /3.81/ Behr, F.
Dt. Patent 2440387, (1974)

- /3.82/ Cremer, H. u.a., RWTH Aachen, Lehrstuhl für Techn. Thermodynamik, (Prof. Dr. K.F. Knoche)
Überarbeiteter und zusammenfassender Forschungsbericht zum Projekt ET 4o31 A im Schwerpunkt Energieumwandlung; Wasserstofferzeugung des Energieforschungsprogrammes der Bundesrepublik Deutschland,
Entwicklung von Mehrstufenprozessen zur Wasserstofferzeugung mit Hilfe von Kernwärme
- /3.83/ Cremer, H.
Thermodynamische Auslegung und Bewertung von Kreisprozessen der Eisen-Chlor-Familie zur Wasserstoffproduktion
Habil.-Schrift, RWTH Aachen, (1976)
- /3.84/ Kreter, K.
Untersuchung zu Kreisprozessen zur thermochemischen Wasserspaltung unter Beteiligung heterogener (Gas-Feststoff)Umsetzungen
Diss. RWTH Aachen, (1978)
- /3.85/ Partridge, B.A. et al.
Hydrogen Production Assessment Study
EEG Study Contract No. 167-74-12 ECIUK (1977)
- /3.86/ Behr, F.
Dt. Patent P 244o287 (1974)
- /3.87/ Schulten, R.; Behr, F.
Dt. Patent P 245823o (1974)
- /3.88/ Behr, F.
Kreisprozesse zur thermochemischen Wasserspaltung mit Jod und Lösungsreaktionen
Diss. RWTH Aachen, 1976
- /3.89/ Schulten R.; Behr, F.
U.S. Patent 791,72o (1977)
- /3.90/ Behr, F.
Dt. Patent P 26oo666 (1976)
- /3.91/ Bowman, M.G.
Proc. of the 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach 1(1976)5A,32
- /3.92/ Krikorian, O.
U.S. Patent 3928549 (1975)

- /3.93/ Dokiya, M.; Fukuda, K. et al.
A Feasibility Study on Thermochemical Water-Splitting
Cycles Using Sulfur Compounds
Proc. of 2nd World Hydrogen Energy Conf.,
Vol.2,(1978), 499 ff.
- /3.94/ Norman, J.H.; Mysels, K.J. et al.
Chemical Studies on the General Atomic Sulfur-Iodine-Cycle
Proc. of the 2nd World Hydrogen Energy Conf.,
Vol.2,(1978), 513 ff.
- /3.95/ Norman, J.H. et al.
"Water-Splitting - The Chemistry of the $I_2-SO_2-H_2O$
Reaction and the Progressing of H_2SO_4 and HI Products"
General Atomic Report GA-A14746, Dec. 1977
- /3.96/ Schütz, G.H.
Hydrogen from Water as a Byproduct
Lux. Appl. 68,993, 12.Dez. 1973
- /3.97/ Russell, J.L. et al.
"Watersplitting - A Progress Report"
Proc. 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach, Vol. I,1A-105,(1976)
- /3.98/ Yeheskel, J. et al.
Thermal Decomposition of Hydroiodic Acid And Hydrogen
Separation
Proc. 2nd.World Hydrogen Energy Conf., Zürich,
Vol.2.,(1978), 569 ff.
- /3.99/ Schuetz, G.H.
Proc. 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach, 1(1976),8A-49
- /3.100/ Pangborn, J.
Proc. 1st World Hydrogen Energy Conf.,
Miami Beach, 1(1976), 7A-59
- /3.101/ Chao, R.E.
Ind. Eng.Chem.Prod.Res. Develop 13(1974)94
- /3.102/ Brecher, L.E.; Wu, C.
Dt. Offenlegungsschrift 2501726, US-Priorität vom
29.1.1974, Westinghouse El.Corp.
- /3.103/ Schulten, R.; Behr, F.
Dt. Patent P 2542935 (1975),
P 2545455 (1975) und U.S. 4,059,496

- /3.104/ Behr, F. et al.
2nd World Hydrogen Energy Conf., Zürich,
(1978), LiH-Hybridprozeß, vorgetragen, kein Paper
- /3.105/ Appleby et al.
Electrochemical Aspects of the H_2SO_4 - SO_2 Thermoelectro-
chemical Cycle
Proc. 2nd World Hydrogen Energy Conf., Zürich,
(1978), Vol.2, 687 ff.
- /3.106/ Struck, B.D.
The Anodic Oxidation of Sulfur Dioxide in the Frame of
the Sulfuric Acid Hybrid Cycle
2nd World Hydrogen Energy Conf., Zürich,
(1978), vorgetragen, kein Paper
- /3.107/ Farbman, G.H. et al.
Economic Comparison of Hydrogen Production Using Sulfuric
Acid Electrolysis and Sulfur Cycle Water Decomposition
EM-789, Research Project 1086-2, Final Rep. June 1978
- /3.108/ D.P. Gregory
Scientific American, 228 (1973) 1, 13-21
- /3.109/ Dönitz, W.
Chem. Ing. Techn. 48, 159 (1976)
- /3.110/ Lurgi
Schnellinformation Nr. T-1073/5.73
- /3.111/ U.S. Army Eng. Res. and Development Lab., ERDA-Rep.,
DA-44009-AMC-827
- /3.112/ Nuttal, L.J. et al.
Hydrogen Generation
2nd. Theme Conf. (1974), Hydrogen Energy A, 441 ff.
- /3.113/ Titterington, W.A.
8th Intersociety Energy Conf., Philadelphia, 13(1973),
S.574...579
- /3.114/ Konopka, A.J.; Gregory, D.P.
10th Intersociety Energy Conv. Conf., Wilmington, IECED 75,
(1975), Record S. 1184...1193
- /3.115/ Getoff, N.
Wasserstoff als Energieträger,
Springer-Verlag (1977)

- /3.116/ Nuttal, L.J.; Russel, J.H.
Proc. 2nd. World Hydrogen Energy Conf., Zürich, Vol.1,(1978),
392 ff.
- /3.117/ Dönitz, W. et al.
Hydrogen Production by High Temperature Electrolysis
of Water Vapor,
Proc. 2nd World Hydrogen Energy Conf., Zürich (1978) Vol.1,
S. 403 ff.
- /3.118/ Devisek, J. et al.
Production of Hydrogen by Elektrolytic Decomposition
of Water in Sodium Hydroxide
Int.J.of Hydrogen Energy, Veröffentlichung demnächst
- /3.119/ Fischer, J. et al.
Material und Elektro-chem.Eng.
Problems of Advanced Water Electrolysis,
29th Meeting, Int.Soc. of El.Chemistry, Budapest 1978
- /3.120/ Schiffer, H.W.; Schmitt, D.
Kosten der Energieverteilung bei der Deckung des
Raumwärmebedarfs im Haushaltsbereich
Schriftenreihe des EWI/Uni Köln Band 9/77
Oldenburgverlag
- /3.121/ Elektrische Hochleistungsübertragung und -verteilung
in Verdichtungsräumen Forschungsgemeinschaft
Hochspannung FGH/Mannheim 1977
- /3.122/ Netzverluste
Eine Richtlinie für ihre Bewertung und Verminderung
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW
Verlag VDEW 1963, Frankfurt 70, Stresemannallee
- /3.123/ Schiffer, H.W.
Kostenfunktionen der Energieträger als Grundlage für
Wirtschaftlichkeitsvergleiche auf dem Haushaltswärme-
markt
Schriftenreihe des EWI der Uni Köln, Bd. 23/79

- /3.124/ Systemvergleich Fernwärme/Erdgasversorgung
im Auftrage der Ruhrgas AG/Essen
Fichtner, Beratende Ingenieure GmbH
Stuttgart (Federführer)
Dr. Eversheim, Dr. Stuible KG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Düsseldorf/Stuttgart
Schmidt-Reuter
Ingenieurgesellschaft mbH, Köln
Prof. Dr.-Ing. H. Schäfer, München
wissenschaftliche Beratung
Im Juni 1977, Bonn
- /3.125/ Gesamtstudie über die Möglichkeiten der
Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken
in der Bundesrepublik Deutschland
Bundesministerium BMFT/Teil A 1/4/7, B 1/7
Bonn 1977
- /3.126/ Energiequellen für morgen?
Teil 6 Nutzung der Wasserenergie
Studie im Auftrag des B'IFT; Umschau-Verlag, Frankfurt
- /3.127/ VDI-Bericht 288
Rationelle Energienutzung durch Wärmespeicherung
- /3.128/ VDI-Bericht 223
Speichersysteme für Sekundärenergie
- /3.129/ RWE-Bauhandbuch-Technischer Ausbau
Ausgabe der Hauptberatungsstelle für
Elektrizitätsanwendung
- /3.130/ Stahlknecht, R.
Spitzendeckung bei Erdgasversorgung - sind auch
Niederdruck- und Hochdruckgasbehälter noch aktuell
gwf-gas-erdgas 117 (1976) 6, S. 243/251
- /3.131/ Görling, H.
Erdgasspeicherung in Salzkavernen
Gas- und Wasserfach 117 (1976) 6, 229/235

- /3.140/ Kolb, G. (Redaktion)
Studie über die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung
mit Hochtemperatur-Reaktoren
Berichte der Kernforschungsanlage Jülich, JÜL-1527
August 1978
- /3.141/ Nuttall, L.J.
Conceptional Design of Large Scale Water Electrolysis
Plant Using Solid Polymer Electrolyte Technology
International Journal of Hydrogen Energy, Vol.2 (1977),
S. 395-403)
- /3.142/ Devisek, J; Mergel, J.; Niessen, H.F.
Production of Hydrogen by Electrolytic Decomposition
of Water in Sodium Hydroxide
Hydrogen-Energy,
Veröffentlichung demnächst
- /3.143/ Buchner, H.
Das Wasserstoff-Hydrid-Energie-Konzept
Chemie-Technik 7 (1968) S. 371/377 ebenso:
Proceedings of the 2nd World Hydrogen Energy
Conference Zürich CH 1978

- /3.132/ Neuen Kraftstoffen auf der Spur
Studie im Auftrag des B'IFT, Bonn 1974
- /3.133/ Fischer, W.; Haar, W.
Die Natrium-Schwefel-Batterie, ein neuer Hoch-
energiespeicher
BBC-AG Zentrales Forschungslabor Heidelberg
- /3.134/ Isting, Chr.
Wasserstoff - ein Energieträger der Zukunft?
gwf-gas/erdgas 117 (1976) 12, S. 511/516
- /3.135/ Farbmann, G.H. et al.
Economic Comparison of Hydrogen Production Using
Sulfuric Acid Electrolysis and Sulfur Cycle Water
Decomposition
EM-789, Research Project 1086-2; Final Report, Juni 1978
- /3.136/ Funk, J.E. et al.
A Technoeconomic Analysis of Large Scale Thermochemical
Production of Hydrogen
EPRI EM-287, Research Project 467; Final Report,
Dec. 1978
- /3.137/ Darrow, K. et al.
Commodity Hydrogen from Off-peak Electricity
International Journal of Hydrogen Energy, Vol 2 (1977),
S. 175-187
- /3.138/ Escher, W.J.D. et al.
A Preliminary Systems-Engineering Study of an advanced
Nuclear-Electrolytic Hydrogen -Production Facility
IGT Project 8962; Final Report, Dezember 1975
- /3.139/ Bohn, Th. et al.
Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken
Berichte der Kernforschungsanlage Jülich, JÜL-Spez.-2
November 1977