

Prof. Dr. rer. nat. Rudolf Schulten

Lehrstuhl für Reaktortechnik  
Rhein.-Westf. Techn. Hochschule Aachen

Bearbeiter:

Hans-Günter Eickhoff, Herbert Engelhardt

Christian Manthey, Stefan Rath-Nagel

und:

Bernhard Jehle, Helmut Schwarz

Hans Günter Thissen, Alfred Voss

Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie  
zur Deckung des Wärmebedarfs  
einer hochindustrialisierten Region  
und die sich daraus  
ergebenden Strukturänderungen

(dargestellt am Beispiel Nordrhein-Westfalen)



© 1975 by Westdeutscher Verlag GmbH, Opladen  
Gesamtherstellung: Westdeutscher Verlag  
Printed in Germany

ISBN 3-531-02493-0

## Zusammenfassung

Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die mögliche Verwendung der Kernenergie, speziell der Hochtemperaturreaktor-Technologie, auf dem Wärme- und Elektrizitätsmarkt einer hochindustrialisierten Region. Es wird gezeigt, inwieweit die Kernenergie eine Chance bietet, die fossilen Primärenergieträger Kohle, Erdöl und Erdgas zu substituieren, damit diese ihrer in Zukunft an Bedeutung gewinnenden Rolle als Rohstoff in stärkerem Umfang gerecht werden können. Neben einer Beschreibung der Einsatzmöglichkeiten und des Einsatzpotentials für Hochtemperaturreaktoren in NRW werden die sich aus dem Einsatz ergebenden Konsequenzen im betriebs- und regionalwirtschaftlichen Bereich, sowie auf dem Sektor Umwelt untersucht.

Für die Ermittlung des Kernenergie-Einsatzpotentials ist es zunächst erforderlich, die momentane energiewirtschaftliche Situation des Landes Nordrhein-Westfalen zu beschreiben und eine mögliche zukünftige Entwicklung abzuschätzen. Es werden dabei sowohl die Gesamtregion als auch die für den Reaktoreinsatz interessanten Teilbereiche Industrie, Haushalte und Verkehr betrachtet (Kapitel 1).

Im zweiten Kapitel wird die Substitutionsmöglichkeit fossiler Energieträger durch Kernenergie auf dem Wärme- und Elektrizitätsmarkt eingehend untersucht. Die für diesen Bereich im Vergleich zu anderen Reaktorkonzepten besondere Eignung des Hochtemperaturreaktors ergibt sich aus seiner spezifischen Eigenschaft, Prozeßwärme und Strom im Verbund anbieten zu können. Als spezielle Einsatzmöglichkeiten für die hochtemperaturige nukleare Wärme werden u. a. die Umwandlung und Veredelung fossiler Energieträger, die nukleare Fernwärme und Fernenergie wie auch die nukleare Wasserspaltung bearbeitet. Spezielle Einsatzbereiche für Hochtemperaturreaktoren sind die Chemische Industrie (großer Bedarf an Prozeßwärme, Prozeßdampf und Strom), die Eisen- und Stahlindustrie (Übergang von der "Koksmetallurgie" zur "Eisenschwammtechnologie") und die Haushalte (verstärkter Einsatz der verschiedenen leitungsgebundenen Energien). In Verbindung mit

den in Kapitel 1 ermittelten Energieverbrauchsdaten wird das Einsatzpotential für Hochtemperaturreaktoren in den beschriebenen Einsatzbereichen abgeschätzt.

Die betriebswirtschaftlichen Konsequenzen des Reaktoreinsatzes sind in Kapitel 3 am Beispiel der Chemischen- sowie Eisen- und Stahlindustrie aufgezeigt. Insbesondere wurden quantitative Aussagen über den Investitionsbedarf zur Energieerzeugung in der Chemischen Industrie und zu möglichen Kosteneinsparungen bei chemischen Verfahren sowie der Eisen- und Stahlerzeugung gemacht.

Im Rahmen regionalwirtschaftlicher Untersuchungen sind die Standortwirkungen des HTR-Einsatzes in der Chemischen- sowie Eisen- und Stahlindustrie im ersten Teil von Kapitel 4 dargestellt. Es zeigt sich, daß derartige Industriekomplexe - insbesondere Anlagen der Eisen- und Stahlindustrie - eine größere Standortunabhängigkeit erhalten. Im zweiten Teil des Kapitels wird versucht, die Effekte einzelwirtschaftlicher Veränderungen in den verschiedenen Bereichen des Reaktoreinsatzes auf die Struktur der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens zu ermitteln.

Sowohl Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential einer neuen Technologie, als auch betriebs- und regionalwirtschaftliche Effekte, lassen sich ohne Berücksichtigung des Sektors Umwelt nicht mehr beurteilen, da Umweltfaktoren in immer stärkerem Maße zu Kosten- und Standortfaktoren werden. Kapitel 5 zeigt, daß die Substitution fossiler Energieträger durch Kernenergie eine Verminderung der Umweltbelastung mit sich bringt. Den bei fossiler Verbrennung auftretenden Schadstoffemissionen steht eine relativ geringe radiologische Belastung gegenüber. Dazu kommt, daß auch die Schonung der Ressourcen als positiver Umweltaspekt angesehen werden muß.

Die vorliegende Arbeit hat gezeigt, wie komplex die Frage der Einsatzmöglichkeiten bzw. der Wirkungen des Einsatzes einer neuen Technologie ist. Aufgrund dieser Komplexität der Probleme werden die Grenzen einer isolierten Betrachtungsweise deutlich. Daher wurden als Abschluß der vorliegenden Studie einige Gedanken und Vorschläge erarbeitet, die ausgehend von einer ganzheitlichen Betrachtung Ansätze einer dynamischen Gesamtanalyse der regionalen Entwicklung des Landes Nordrhein-Westfalen aufzeigen.

Gesamtgliederung

	Seite	
1	<u>Die energiewirtschaftliche Situation des Landes NRW und die Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs</u>	1-5
1.1	Der Energiebedarf in NRW	1-5
1.2	Die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs in NRW	1-6
1.3	Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte in NRW	1-12
1.4	Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr	1-16
1.5	Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs in NRW	1-27
2	<u>Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie (speziell des HTR' s)</u>	2-9
2.1	Die Möglichkeit der Kernenergie zur Substitution fossiler Primärenergieträger auf dem Wärme- und Elektrizitätsmarkt	2-9
2.2	Spezielle Einsatzmöglichkeiten des HTR' s (einschließlich einer Kostenabschätzung)	2-11
2.2.1	Untersuchung von Veredelungsverfahren fossiler Energieträger auf ihren Energiebedarf und die Möglichkeit nuklearer Wärmeeinkopplung	2-11
2.2.2	Endotherme Leichtbenzinspaltung (Naphthaspaltung) zur Olefinerzeugung (Äthylen und Folgepunkte)	2-44
2.2.3	Nukleare Wasserspaltung	2-50
2.2.4	Methanolerzeugung	2-58
2.2.5	Nukleare Fernwärme und nukleare Fernenergie	2-60
2.3	Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in speziellen Verbrauchergruppen des Landes	2-66
2.3.1	Die Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in der Chemischen Industrie	2-66

	Seite	
2.3.2	Die Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperaturreaktoren in der Eisen- und Stahlindustrie	2-91
2.3.3	Die Versorgung des Sektors Haushalte und Kleinver- braucher mit leitungsgebundenen Energien	2-113
3	<u>Betriebswirtschaftliche Untersuchungen</u>	3-4
3.1	Betriebswirtschaftliche Aspekte des HTR-Einsatzes in der Chemischen Industrie	3-4
3.2	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen des HTR-Ein- satzes in der Eisen- und Stahlindustrie	3-23
4	<u>Regionalwirtschaftliche Untersuchungen</u>	4-6
4.1	Standortwirkungen in ausgewählten Industriezweigen des Landes NRW	4-6
4.1.1	Die Chemische Industrie	4-6
4.1.2	Die Eisen- und Stahlindustrie	4-33
4.2	Auswirkungen des HTR-Einsatzes auf Entwicklung und Struktur der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens	4-46
4.2.1	Einzelwirtschaftliche Veränderungen durch den HTR- Einsatz als Ausgangspunkt regionalwirtschaftlicher Auswirkungen	4-46
4.2.2	Konsequenzen der einzelwirtschaftlichen Veränderungen für die Entwicklung und Struktur der nordrhein- westfälischen Wirtschaft	4-48
4.2.3	Zusammenfassung der Einzelwirkungen des HTR-Ein- satzes und weitere mögliche Regionaleffekte	4-98
5	<u>Umweltbelastungsminderung durch den HTR-Einsatz</u> (aufgezeigt an zwei Beispielen)	5-4
5.1	Die ökologischen Konsequenzen des Kernenergieeinsatzes in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW	5-4
5.2	Einfluß des HTR-Einsatzes auf die Umweltbelastung bei der Eisen- und Stahlerzeugung	5-15

	Seite
6	6-3
<u>Ausblick auf neuere systemtechnische Methoden zur Analyse der energiewirtschaftlichen Entwicklung des Landes NRW</u>	
6.1	6-3
Anwendung systemtechnischer Methoden für regionale wirtschaftliche Studien	
6.2	6-6
Entwurf eines kybernetischen Simulationsmodells für die Gesamtanalyse der Energiewirtschaft des Landes NRW	

Kapitel 1

1. Die energiewirtschaftliche Situation des Landes NRW und die Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs
  - 1.1. Der Energiebedarf in NRW
  - 1.2. Die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs in NRW
  - 1.3. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte in NRW
  - 1.4. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr
    - 1.4.1 Straßenverkehr
    - 1.4.2 Bahnverkehr
    - 1.4.3 Flugverkehr und Binnenschifffahrt
  - 1.5. Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs in NRW

Verzeichnis der Abbildungen zu Kapitel 1

- Abb. 1-1 Prognoseschema für den industriellen Endenergiebedarf
- Abb. 1-2 Prognose des Nettoproduktionsindices für die vier Haupt- und fünf Untergruppen der nordrhein-westfälischen Industrie (1962 = 100) (Tab. 1-1)
- Abb. 1-3 Prognose des spezifischen Endenergieverbrauchs für die vier Haupt- und fünf Untergruppen der nordrhein-westfälischen Industrie (Tab. 1-2)
- Abb. 1-4 Prognose des Endenergieverbrauches für die Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie (Tab. 1-3)
- Abb. 1-5 Prognose des Endenergieverbrauchs für die gesamte Industrie und ihre vier Hauptgruppen (Tab. 1-3)
- Abb. 1-6 Prognoseschema für den Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte
- Abb. 1-7 Prognose des künftigen Wohnungsbestandes (Tab. 1-5)
- Abb. 1-8 Prognose des spezifischen Raumheizwärmeverbrauchs und des Quotienten des übrigen Verbrauchs (Tab. 1-5)
- Abb. 1-9 Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalt (Tab. 1-5)
- Abb. 1-10 Prognoseschema für den Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr - Straßenverkehr
- Abb. 1-11 Prognose der KFZ-Dichte in NRW (Tab. 1-6)
- Abb. 1-12 Prognose des KFZ-Bestandes in NRW, aufgeschlüsselt nach PKW- und LKW-Anteilen (Tab. 1-6)
- Abb. 1-13 Prognose des spezifischen Energieverbrauchs im Straßenverkehr in NRW mit Vergleichswerten aus der BRD (Tab. 1-7)

- Abb. 1-14 Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Straßenverkehr in NRW (Tab. 1-6)
- Abb. 1-15 Prognose der Förderleistung der DB in NRW (Tab. 1-7)
- Abb. 1-16 Prognoseschema für den Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr – Bahnverkehr
- Abb. 1-17 Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr – Bahnverkehr in NRW (Tab. 1-7)
- Abb. 1-18 Prognoseschema für den Endenergiebedarf im Sektor Verkehr – Luftverkehr und Binnenschifffahrt
- Abb. 1-19 Prognose für die Leistung im Luftverkehr und Binnenschifffahrt in NRW (Tab. 1-8)
- Abb. 1-20 Prognose des spezifischen Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr – Luftverkehr und Binnenschifffahrt (Tab. 1-8)
- Abb. 1-21 Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr – Luftverkehr und Binnenschifffahrt in NRW (Tab. 1-8)
- Abb. 1-22 Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr in NRW (Tab. 1-9)
- Abb. 1-23 Prognose des Endenergieverbrauchs in NRW, aufgeschlüsselt nach den Sektoren: Industrie, Haushalt und Verkehr (Tab. 1-10)

Verzeichnis der Tabellen zu Kapitel 1

- Tab. 1-1      Nettoproduktionsindex (1962 = 100) und Nettoproduktionswert für 1962
- Tab. 1-2      Spez. Energieverbrauch
- Tab. 1-3      Energieverbrauch im Sektor Industrie
- Tab. 1-4      Endenergieverbrauch im Sektor Industrie 1971
- Tab. 1-5      Energieverbrauch im Sektor Haushalt und Kleinverbrauch
- Tab. 1-6      Energieverbrauch im Sektor Straßenverkehr
- Tab. 1-7      Energieverbrauch im Sektor Bahnverkehr
- Tab. 1-8      Energieverbrauch im Sektor Luftverkehr und Binnenschifffahrt
- Tab. 1-9      Energieverbrauch im Sektor Verkehr
- Tab. 1-10     Gesamter Endenergieverbrauch

# 1. DIE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE SITUATION DES LANDES NRW UND DIE ABSCHÄTZUNG DES ZUKÜNFTIGEN ENERGIEBEDARFS

## 1.1 Der Energiebedarf in NRW

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für das Funktionieren jeder hochentwickelten Volkswirtschaft oder eines regional abgegrenzten Teils von ihr, ist die Bereitstellung eines ausreichenden Energieangebots. Mit fortschreitender wirtschaftlicher Expansion wird die Erfüllung dieser Forderung jedoch fraglich, wenn Grenzen an Ressourcen, Boden und Kapital einerseits sowie Folgen der Umweltbelastung andererseits sichtbar werden. Hier müssen grundlegende Untersuchungen über neue Energie-Technologien und ihre Auswirkungen auf die regionale Gesamtentwicklung ansetzen. An erster Stelle einer solchen Arbeit muß naturgemäß eine möglichst exakte Bedarfsermittlung erfolgen, also eine Prognose über die Entwicklung der Endenergie gegeben werden. Mittels Sektorenanalyse, die die Gruppen Industrie, Haushalt und Verkehr berücksichtigt, werden nachfolgend die regionalen Wachstumstendenzen des Endenergieverbrauchs in NRW bis zum Jahr 2000 vorausgeschätzt. Die Methodik besteht in der Trendextrapolation der ökonomischen Faktoren, die als erklärende Größen den Endenergieverbrauch bestimmten, wobei Querschnittsanalysen und Informationen anderer Bundesländer und des Auslands verarbeitet wurden, einerseits und der Kontrolle dieses Ergebnisses durch eine Trendextrapolation des derzeitigen Energieverbrauchs andererseits. So kann ein Höchstmaß an Genauigkeit, die im Rahmen solcher Trendextrapolationen überhaupt möglich ist, garantiert werden. Es versteht sich, daß alle Ergebnisse mit der der Zeitreihenanalyse eigenen Ungenauigkeit gesehen werden müssen.

Als Zeitreihe wurden die statistischen Daten von 1960 - 1971 zugrunde gelegt, da einmal in dieser Periode das statistische Material für die Bundesländer der BRD vollständiger ist als in der Vorperiode, zum anderen aber auch, weil die 60iger Jahre als eine Zeit "normalen" Wirtschaftswachstums anzusehen sind, als eine Periode, in der die enormen Anstrengungen des wirtschaftlichen Wiederaufbaus nach dem 2. Weltkrieg abgeschlossen waren. Es darf dennoch

nicht unerwähnt bleiben, daß auch für diese Zeit die Datenerfassung und -aufarbeitung mit vielfältigen Problemen hinsichtlich der Abgrenzung, Vollständigkeit und Interpretation belastet waren. Sieht man von evtl. politischen Veränderungen ab, die nicht zu prognostizieren sind und die Einfluß auf die Wachstumsbedingungen der Volkswirtschaft nehmen können, so wird auch in Zukunft das Wachstumsgesetz gelten, dem die Volkswirtschaft in den letzten 12-13 Jahren unterworfen war. Es ist offensichtlich, daß die Gültigkeit einer Prognose im wirtschaftlichen Bereich eng mit einer Aussage über die politische Kontinuität verbunden ist.

## 1.2 Die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs in NRW

Die Industrie repräsentiert in NRW den größten Nachfragebereich für Energie (Anteil am Endenergieverbrauch 1970; 52,3 %) und hat damit einen entscheidenden Einfluß auf die energiewirtschaftliche Entwicklung des Landes. Steigende Energiekosten ziehen Strukturveränderungen und unterschiedliche Entwicklungen in den Wachstumstendenzen der industriellen Verbraucher nach /1-1/. Der industrielle Energieverbrauch ist zugleich eine der maßgeblichen Kenngrößen für die wirtschaftliche Entwicklung eines Landes. Wirtschaftliche Expansion, d. h. steigendes Brutto- bzw. Nettosozialprodukt gehen mit steigendem Energieverbrauch Hand in Hand.

Als Kenngröße für den Produktionswert der Industrie wird der Nettoproduktionsindex (1962 = 100) gewählt. Der gesamte Energiebedarf der Industrie läßt sich aus der Entwicklung der industriellen Produktion und des spezifischen Energieverbrauchs (formuliert als Energieverbrauch je Einheit des Nettoproduktionsindex) ableiten, siehe Prognoseschema (Abb. 1-1). Die Entwicklungstendenz des spezifischen Endenergieverbrauchs ist rückläufig. Das bedeutet, daß mit gleichem Energieverbrauch in der Zukunft immer größere Wertschöpfungen möglich werden. Maßgeblich hierfür sind /1-2/:

- a) Rationalisierung des Energieeinsatzes durch Verwendung effizienterer Energieträger und -wandler (Technischer Fortschritt)

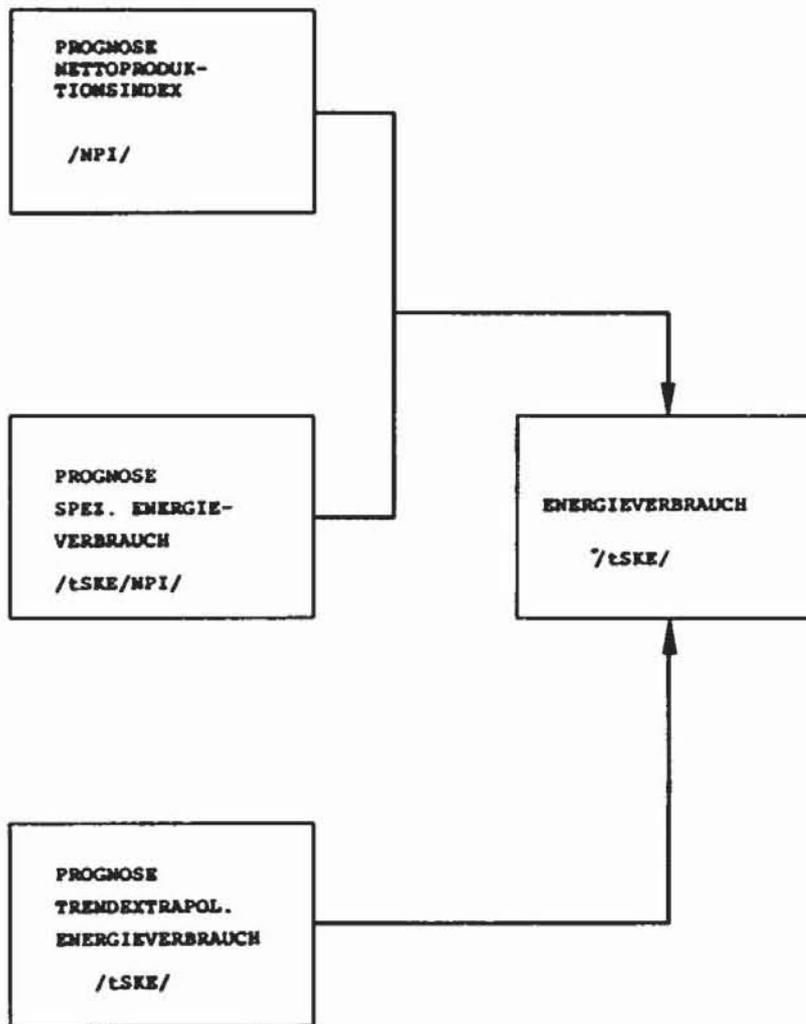


Abb. 1-1: Prognoseschema für den industriellen Endenergiebedarf

- b) Veränderungen der industriellen Produktionsstruktur (Struktureffekt)
- c) Schwankungen der Kapazitätsauslastung der technischen Aggregate (Konjunkturlinien)

Da für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs mit den Nettoproduktionsindices der Industrie Exponentialfunktionen als Wachstumsfunktionen zugrunde gelegt werden, muß auch der spezifische Energieverbrauch mit einer Exponentialfunktion abnehmen. Hier drängt sich die Frage auf, inwieweit diese Annahme berechtigt ist und ob es nicht vielmehr einen "Minimalwert" des spezifischen Energieverbrauchs gibt, der trotz aller technischen Verbesserungen

und wirtschaftlichen Beeinflussung-n nicht mehr unterschritten werden kann. Die ausführliche Diskussion dieser Frage würde hier zu weit führen. Jedoch läßt sich anmerken, daß in den vergangenen Jahren der spezifische Energieverbrauch in allen Branchen tendenziell mehr oder weniger abgenommen hat und es nun auch nicht so ohne weiteres einzusehen ist, daß der spezifische Verbrauch in den nächsten Jahren einen konstanten Wert annehmen soll. Interessant in diesem Zusammenhang ist auch, daß schon für die einzelnen Bundesländer der BRD unterschiedliche Absolutwerte und Entwicklungstendenzen im spezifischen Energieverbrauch ermittelt wurden /1-3/. So lagen zwischen 1958 und 1966 NRW und Niedersachsen mit -30 % bzw. -35 % in der Größenordnung des durchschnittlichen Rückgangs (BRD = -33 %); mit -16 % verzeichnete Bayern eine schlechte und mit -44 % Rheinland-Pfalz eine äußerst günstige Tendenz.

Wird jedoch nicht die exponentielle Abnahme des spezifischen Energieverbrauchs verwirklicht werden, so ist diese Annahme für eine Prognose dennoch sinnvoll, da dadurch zumindest ein Minimalbetrag prognostiziert wird, ein Energiebetrag, der in den nächsten Jahren mindestens aufgebracht werden muß, um das exponentielle Industriewachstum zu gewährleisten.

Da sich die Exponentialfunktionen im halblogarithmischen Maßstab als Geraden darstellen und die Tendenz einer Zeitreihe besser durch eine Gerade als durch eine Kurve ermittelt werden kann, wurde die Prognose für die Nettoproduktionsindices, den spezifischen Endenergieverbrauch und den Endenergieverbrauch in halblogarithmischer Darstellung erstellt (Abb. 1-2, 1-3, 1-4, 1-5).

Die gesamte Industrie setzt sich aus vier Energieverbrauchsgruppen zusammen. Die Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie als größter Energiekonsument des Sektors Industrie wurde aus der Analyse von fünf Untergruppen prognostiziert.

1. Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie
  - a) Steine-/Erden
  - b) Hochofen-/Stahl- u. Warmwalzwerke
  - c) NE - Metallurgie (NE-Metallhütten-, Umschmelzwerke-, Scheideanstalten-, Metallhalbwerkzeuge)
  - d) Chemie
  - e) Holz/Zellulose/Pappe/Papiererzeugende Industrie
2. Investitionsgüterindustrie
3. Verbrauchsgüterindustrie
4. Nahrungs- und Genußmittelindustrie

Die Energiewirtschaft (Elektrizitätswirtschaft, Gas- u. Wasserw., Erdöl/Erdgasgewinnung, Mineralölverarbeitung) und der Kohlenbergbau sind aus der industriellen Berichterstattung ausgegliedert worden. Alle restlichen Industriegruppen sind nicht getrennt aufgeführt, aber als "Rest" der Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie zugerechnet.

Die Prognose der Nettoproduktionsindices und des spezifischen Endenergieverbrauchs zeigen die Abb. 1-2, 1-3.

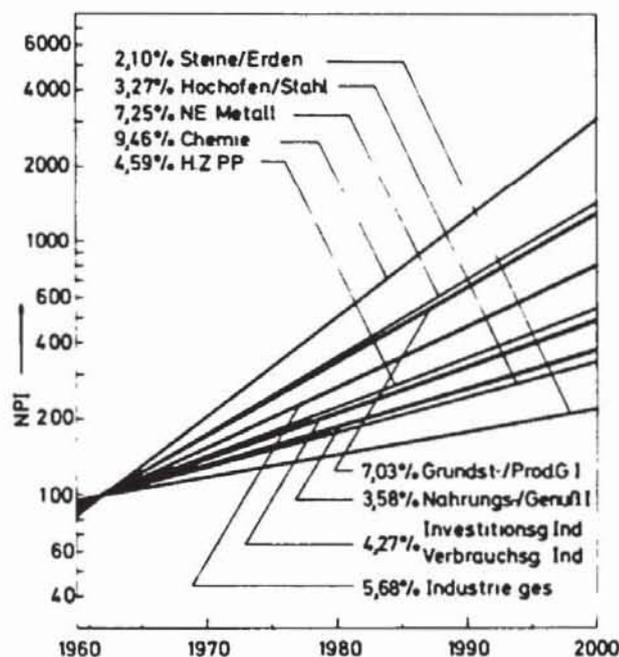


Abb. 1-2: Prognose der Nettoproduktionsindices für die vier Haupt- und fünf Untergruppen der nordrhein-westfälischen Industrie (1962 = 100) (Tab. 1-1)

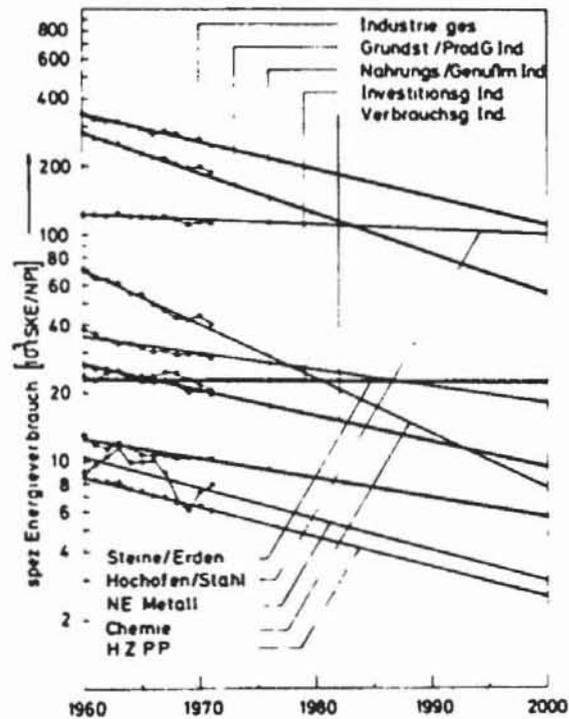


Abb. 1-3: Prognose des spezifischen Endenergieverbrauchs für die vier Haupt- und fünf Untergruppen der nordrhein-westfälischen Industrie (Tab. 1-2)

Mit einer jährlichen Steigerung des Nettoproduktionsindex von 9,46 % wird für die Chemische Industrie in NRW ein überproportionales Wachstum (gesamte Industrie 5,68 %) prognostiziert. Dieses überdurchschnittliche Wachstum läßt auch überproportionale Nachfrage nach Energie erwarten. Doch aufgrund der sehr günstigen Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs dieser Branche - Abnahme von 1960 bis 1971 von 64,4 auf 40,1  $10^3$  t SKE/NPI - ermittelt man mit 3,57 % jährlicher Zuwachsrates an Endenergie - siehe Abb. 1-4, 1-5 gegenüber der gesamten Industrie mit 2,27 % zwar einen überdurchschnittlichen Wert, doch werden mit 3,99 % für die NE-Metallurgie und mit 4,19 % für die Investitionsgüterindustrie noch größere Energie-Wachstumsraten erwartet. Die stark rückläufige Tendenz des spezifischen Energieverbrauchs der Chemie resultiert im wesentlichen aus den mit Veränderungen des umfangreichen Produktionsprogramms verbundenen Energieersparnissen.

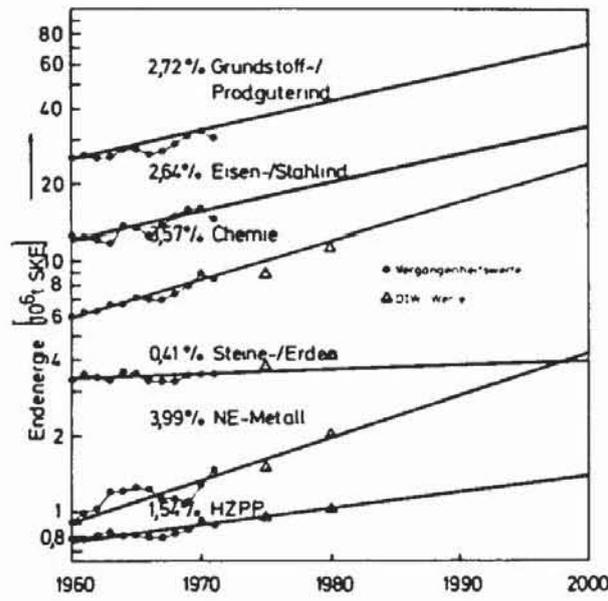


Abb. 1 - 4: Prognose des Endenergieverbrauchs für die Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie (Tab. 1-3)

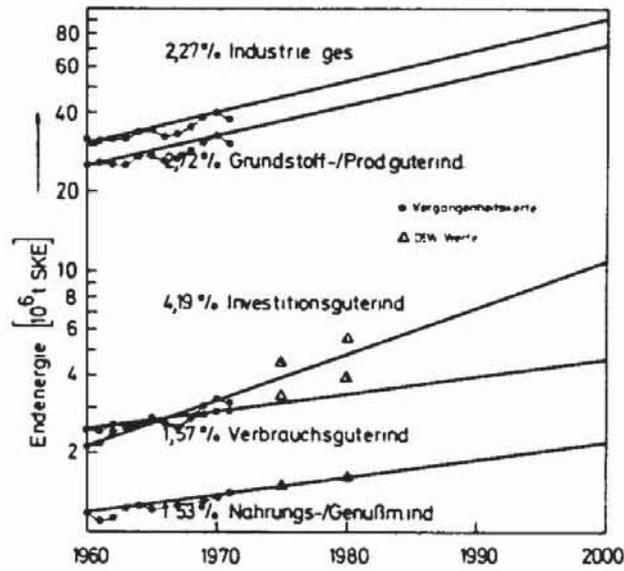


Abb. 1-5: Prognose des Endenergieverbrauchs für die gesamte Industrie und ihre vier Hauptgruppen (Tab. 1-3)

Die Eisen- und Stahlindustrie wird mit 3,27 % Produktionszuwachs nur ein mäßiges Wachstum erleben, doch wird sie auch im Jahre 2000 noch 37,4 % (1970 - 40,1 %) des Endenergieverbrauchs der Industrie nachfragen. Die Chemie wird in derselben Zeit ihren Anteil von 22,3 % (1970) auf 26,8 % (2000) erhöhen. Vergleicht man diese Werte mit einer Prognose, die vom DIW /1-4/ erstellt worden ist, so muß auf die unterschiedliche Abgrenzung des Endenergieverbrauchs aufmerksam gemacht werden. In der hier vorliegenden Studie ist der Rohstoffverbrauch der Chemie und der Eisen- und Stahlindustrie (also der Reduktionseinsatz der Hochöfen) mit in den Endenergieverbrauch einbezogen. Das erklärt auch, warum im Jahr 2000 die Eisen- und Stahlindustrie der noch größte Abnehmer für Endenergie innerhalb der Industrie sein wird.

Soweit vergleichbar, sind die vom DIW ermittelten Zahlen in die Abbildungen eingetragen. Es ist allerdings anzumerken, daß der Untersuchung des DIW keinerlei weitere Angaben zu entnehmen sind, die Auskunft über die Annahmen bzw. Prämissen geben, die die angegebenen Zahlen begründen.

### 1.3 Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte in NRW

Nach der Industrie stellt in NRW die Gruppe der privaten Haushalte und Kleinverbraucher den bedeutendsten Energieverbrauchssektor dar. Unter privaten Haushalten versteht man alle nicht gewerblich orientierten Wohngemeinschaften; unter Kleinverbrauchern werden üblicherweise folgende Gruppen zusammengefaßt:

- Anstaltshaushalte (Alters-, Ledigen-, Jugendheime usw.)
- Öffentliche und private Einrichtungen (Krankenhäuser, Schulen, Theater, Amts- und Verwaltungsgebäude)
- Geschäftsgebäude und Räume gewerblicher Art (Banken, Versicherungen, Hotels und Gaststätten)
- Gewerbliche Produzenten (Handwerksbetriebe, Gewerbebetriebe, industrielle Betriebe, soweit sie Kleinmengenabnehmer für Energie sind bzw. soweit sie weniger als 10 Beschäftigte haben) sowie landwirtschaftliche Betriebe
- Handelsbetriebe (Groß-, Einzelhandel, Versandhäuser usw.) /1-5/.

Im Sektor Haushalte läßt sich der Energieverbrauch nach zwei Hauptverwendungsgruppen trennen:

- 1) Energie für Raumheizung
- 2) Übriger Energiebedarf, d. h. Energie für Kochzwecke, Warmwasserbereitung, Licht, Kraft, Klimatisierung usw.

Der gesamte Endenergieverbrauch im Sektor Haushalte hängt von der Durchschnittsgröße der Wohnungen, der Belegungsdichte, den Außentemperaturen, den Ausstattungen der Wohnungen mit Energieverbrauchsgeschirrspülmaschinen, Kühlschränke usw.) ab.

Die Prognose des Endenergieverbrauchs wurde als Partialprognose - siehe Abb. 1-6 - für beide der genannten Hauptverwendungsgruppen erstellt.

Mit Hilfe der Bevölkerungsentwicklung in NRW und der erwarteten Belegungsdichte der Wohnungen wird der künftige regionale Wohnungsbestand prognostiziert - siehe Abb. 1-7. Multipliziert man dann den Wohnungsbestand mit der spezifischen Raumheizwärme - siehe Abb. 1-8, so erhält man den Endenergieverbrauch für die Raumheizwärme. Mit einer Bevölkerungsexplosion ist in den kommenden Jahren in NRW nicht zu rechnen. Vielmehr wird sich sogar, ab Mitte der 70iger Jahre der "Pillenknick" bemerkbar machen, d. h. aufgrund gezielter Familienplanung ist mit einem starken Geburtenrückgang in den nächsten Jahren zu rechnen. Ein Ausgleich dieses Wachstumsrückganges wird in naher Zukunft auch nicht durch die Ansiedlung von Gastarbeitern geschehen können. Die Beispiele anderer europäischer Länder wie Schweiz, England und Südfrankreich zeigen, daß die Integrationsfähigkeit der Bevölkerung begrenzt ist. Somit ist anzunehmen, daß die Gesamtbevölkerung NRWs nicht exponentiell, sondern vielmehr degressiv wächst. Andererseits wird unterstellt, daß die Belegungsdichte der Wohnungen annähernd auf dem heutigen Stand einfriert, da sich die Kleinfamilie (2 Kinder) schon weitgehend durchgesetzt hat. Das bedingt einen nur mäßig steigenden Wohnungsbedarf. Die degressive Zunahme der spezifischen Raumheizwärme läßt sich aus dem allgemeinen Trend nach größeren Wohnungen erklären.

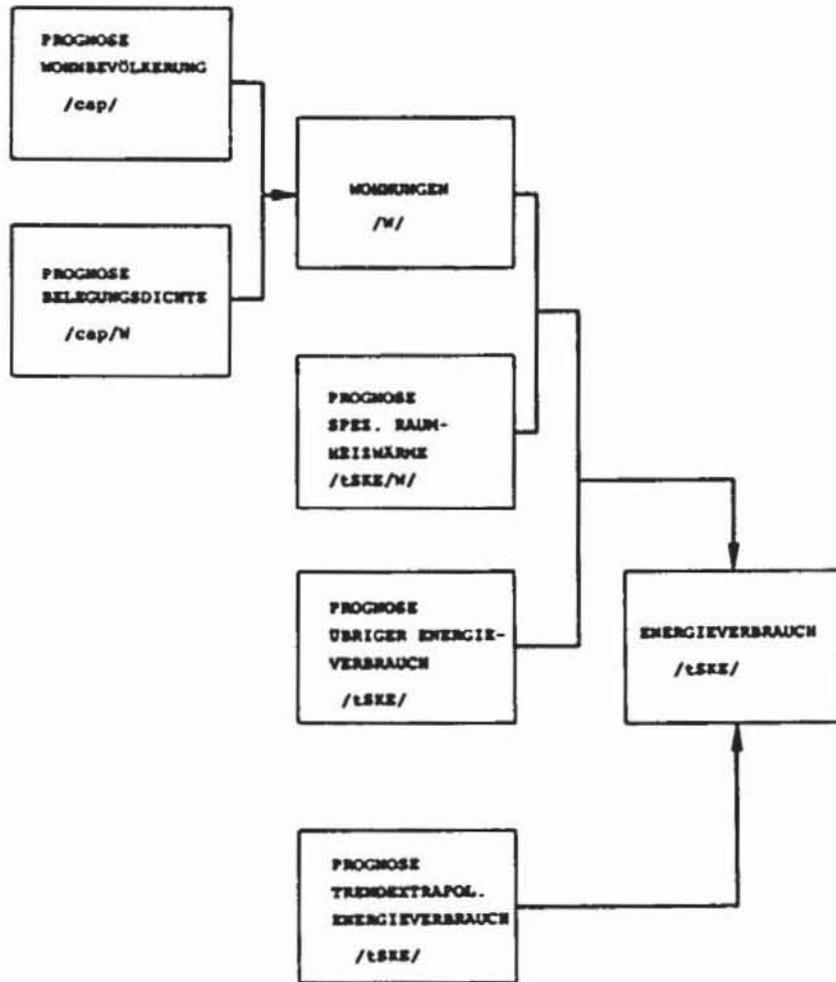


Abb. 1-6: Prognoseschema für den Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte

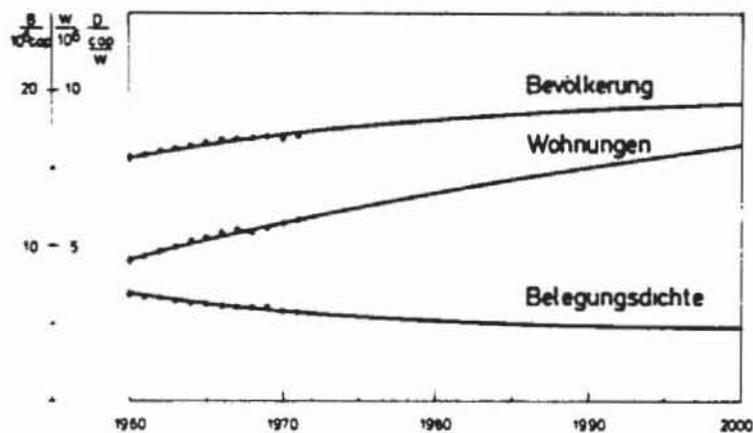


Abb. 1-7: Prognose des künftigen Wohnungsbestandes (Tab. 1-5)

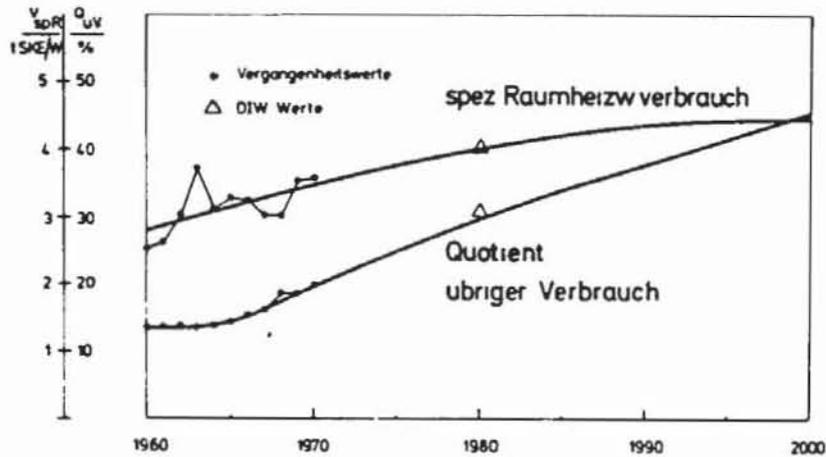


Abb. 1-8: Prognose des spezifischen Raumheizwärmeverbrauchs und des Quotienten des übrigen Verbrauchs (Tab. 1-5)

Zur Analyse und Prognose des übrigen Energieverbrauchs wurden die relativen Anteile des Restbedarfs am Endenergieverbrauch der Haushalte (Quotient übrigen Verbrauch) in der Vergangenheit ermittelt und extrapoliert. Die Energienachfrage für diesen Verwendungszweck wird in den kommenden Jahren einen überproportionalen Anstieg erleben. Hierin drückt sich der Wunsch der Bevölkerung nach mehr Lebensstandard und Komfort im privaten Bereich aus.

Aus den dargestellten Partialprognosen - Abb. 1-3 - ergibt sich eine Steigerung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte von ca. 260 % bis zum Jahre 2000.

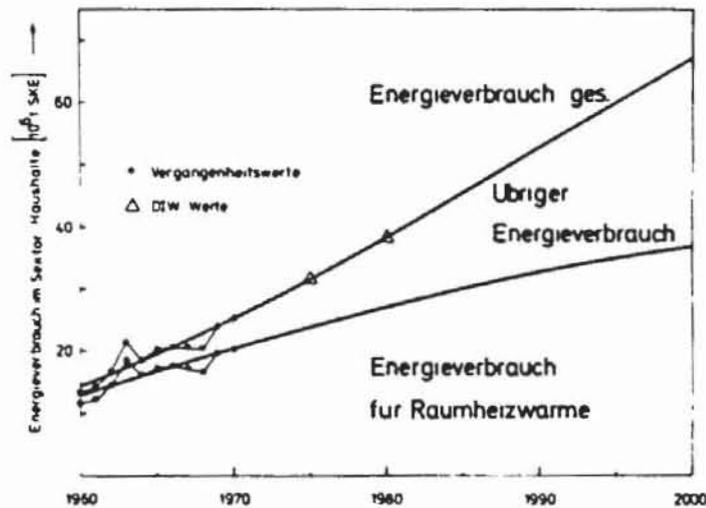


Abb. 1-9: Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte (Tab. 1-6)

#### 1.4 Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr

Mit zur Zeit etwa 15 % Anteil am gesamten Endenergieverbrauch in NRW stellt der Sektor Verkehr zwar die kleinste, so doch eine nicht unwichtige Verbrauchergruppe dar. Die Prognose für diesen Bereich wurde wiederum als Partialprognose, getrennt nach Straßen-, Bahn-, Luftverkehr und Binnenschifffahrt, erstellt. Die angeführte Reihenfolge gibt zugleich die Bedeutung der einzelnen Gruppen für den Gesamtkomplex an.

##### 1.4.1 Straßenverkehr

Wie das Prognoseschema - Abb. 1-10 - zeigt, wurde die Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Straßenverkehr nach den beiden hier relevanten Energieträgern Vergaser (VK) - und Dieselkraftstoff (DK) getrennt vorgenommen.

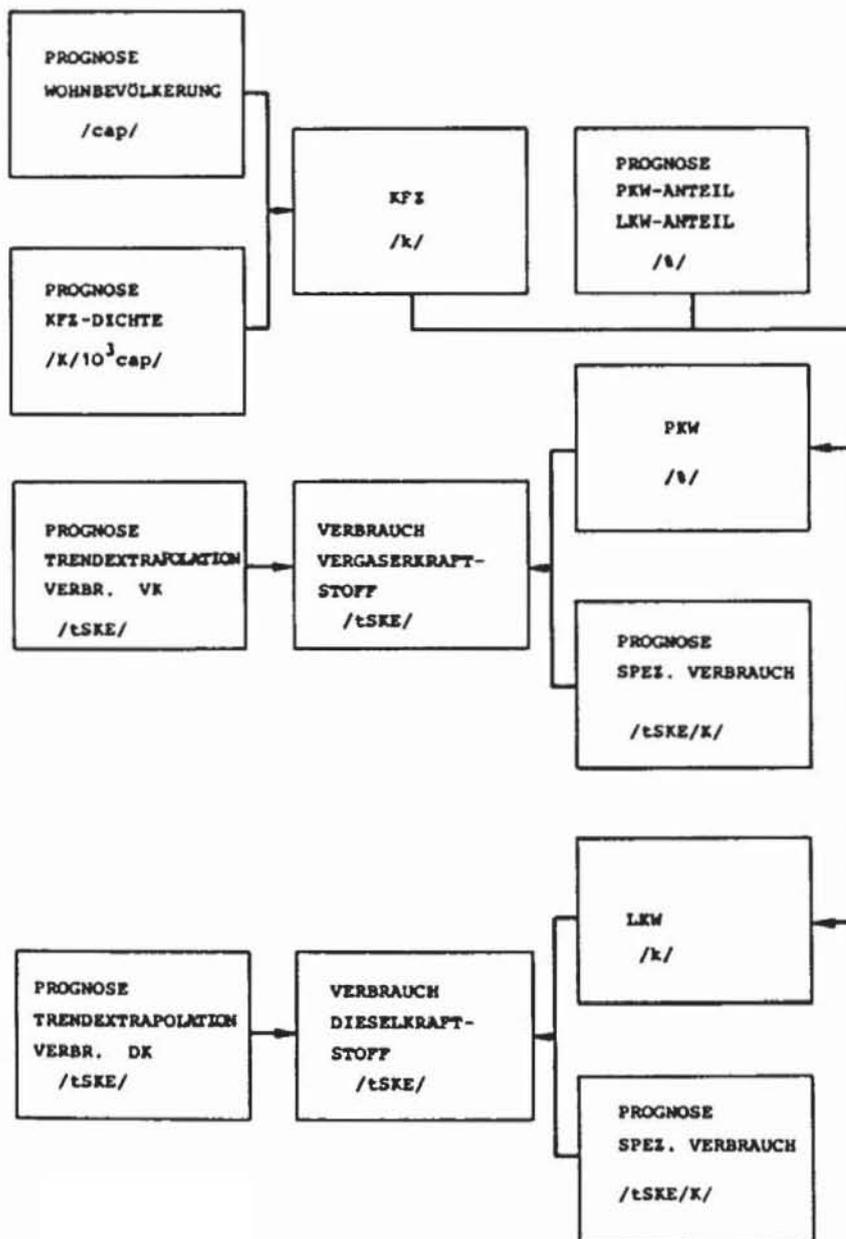


Abb. 1-10: Prognoseschema für den Endenergieverbrauch  
im Sektor Verkehr – Straßenverkehr

Die Prognose des Vergaser- wie der Dieselkraftstoffverbrauchs ist das Ergebnis einer Projektion des Kraftfahrzeugbestandes und des spezifischen Kraftstoffverbrauchs. Dabei wurde der Kraftfahrzeugbestand als Produkt von Kraftfahrzeugdichte (KFZ pro 1000 Einwohner) und Bevölkerung ermittelt. Die prognostizierte KFZ-Dichte in NRW ist mit Vergleichswerten aus der BRD und den USA in Abb. 1-11 dargestellt.

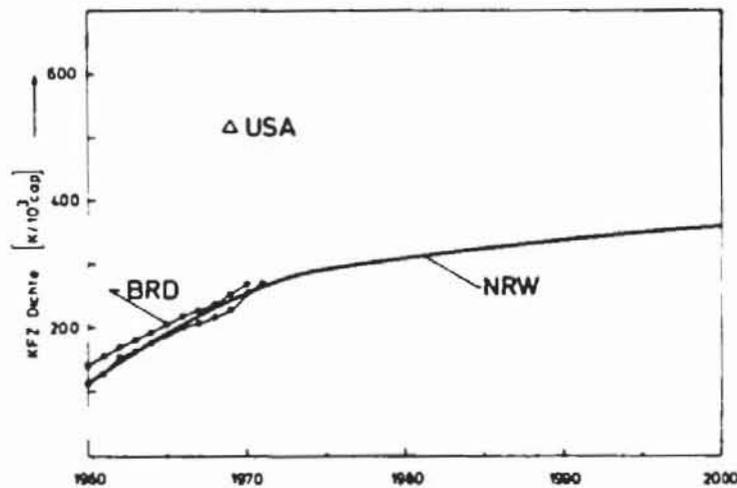


Abb. 1-11; Prognose der KFZ-Dichte in NRW (Tab. 1-6)

Da schon heute der Straßenbau der Zunahme der Kraftfahrzeuge kapazitätsmäßig nicht folgen kann und die politischen Aktivitäten darauf hinzielen, in den Verdichtungsräumen den Individualverkehr einzuschränken und kollektive Transportsysteme zu fördern, wird damit gerechnet, daß die KFZ-Dichte kein rapides Wachstum mehr erleben wird.

Der aus der prognostizierten KFZ-Dichte und der Bevölkerungszunahme resultierende KFZ-Bestand, aufgeschlüsselt nach PKW- und LKW-Anteilen ist in Abb. 1-12 dargestellt.

Für die Entwicklung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs - siehe Abb. 1-13 - wird eine leicht steigende Tendenz unterstellt, da höhere Hubraumklassen mit mehr Sicherheit und Komfort (z. B. Automatisches Getriebe, Klimaanlage) bei steigendem Einkommen stärker besetzt sein werden. Auch durch die Überlastung der Straßen, die den Verkehr zu häufigeren Standphasen zwingen sowie durch eine Zunahme der Fahrleistung je Kfz und Jahr muß eine Erhöhung des spezifischen Brennstoffverbrauchs (Brennstoffverbrauch je KFZ) in Kauf genommen werden.

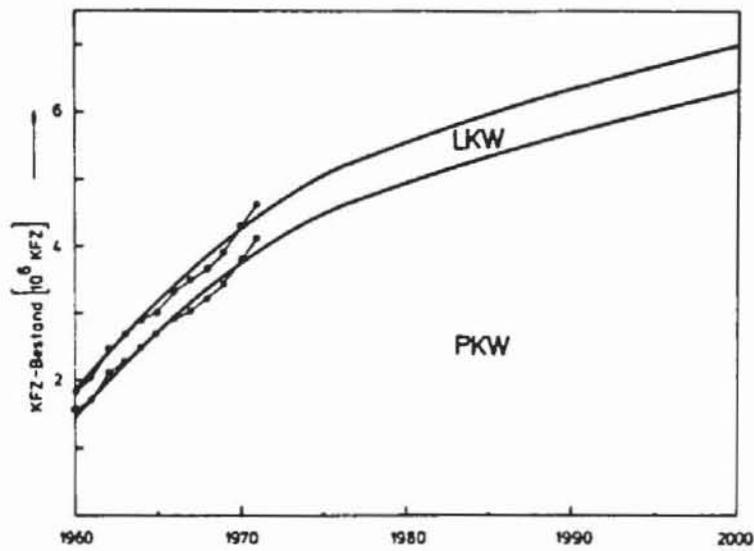


Abb. 1-12: Prognose des KFZ-Bestandes in NRW, aufgeschlüsselt nach PKW- und LKW-Anteilen (Tab. 1-6)

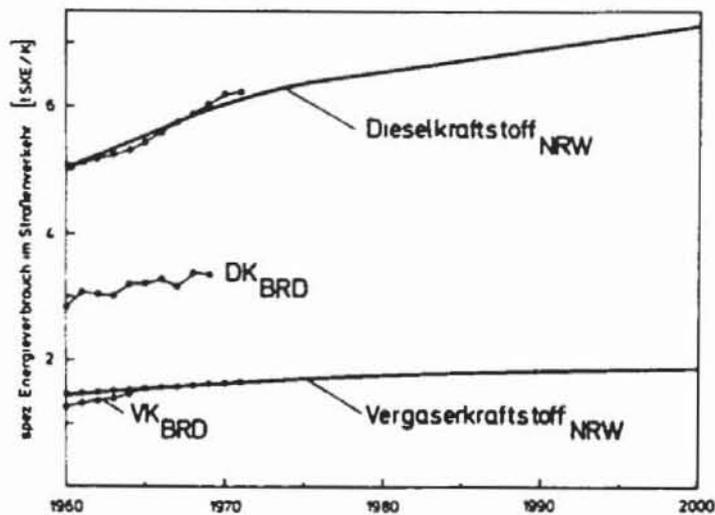


Abb. 1-13: Prognose des spezifischen Energieverbrauchs im Straßenverkehr in NRW mit Vergleichswerten aus der BRD (Tab. 1-6)

Für den Energieverbrauch im Straßenverkehr - siehe Abb. 1-14 - zeichnet sich eine leichte Verschiebung zwischen den Energieträgern Vergaser- und Dieselkraftstoff ab, die auf das relativ schnellere Wachstum der mit Vergaserkraftstoff betriebenen Kraftfahrzeuge zurückzuführen ist. So wird sich zu Gunsten des Vergaserkraftstoffes der Anteil von 66,8 % im Jahre 1970 auf rund 70 % im Jahre 2000 verschieben. In der gleichen Zeitspanne wird sich der gesamte Endenergieverbrauch dieser Verbrauchergruppe um 83 % erhöhen.

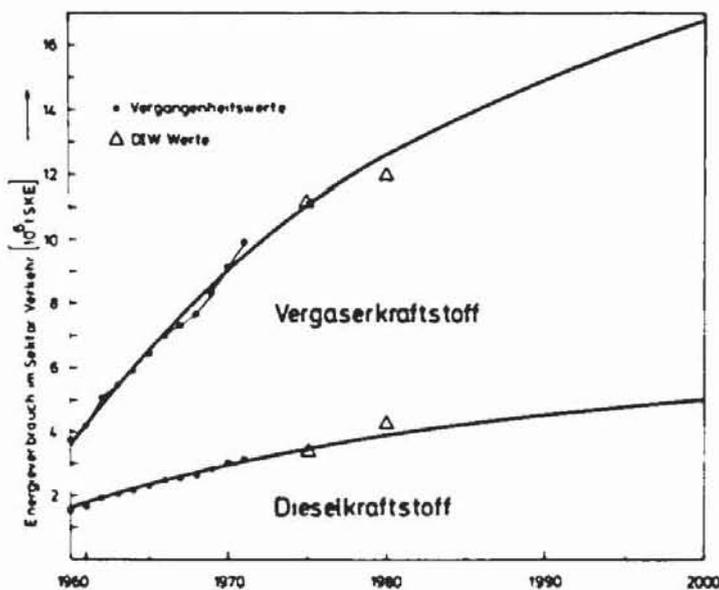


Abb. 1-14: Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Straßenverkehr in NRW (Tab. 1-6)

#### 1.4.2 Bahnverkehr

Die Förderleistungen der Deutschen Bundesbahn (DB) sind seit 1950 um rd. 50 %, die aller Verkehrsträger um rd. 130 % gestiegen. Der unterproportionale Anstieg der Förderleistungen der DB findet seine Erklärung in einer grundlegenden Verkehrsumschiebung. Straßen- und Luftverkehr, Binnenschifffahrt und Rohrleitungstransporte nahmen einen starken Aufschwung. Die Massenguttransporte auf der Schiene dagegen stagnieren /1-6/. Diese Analyse gilt besonders für die Situation des Bahnverkehrs in NRW. Da

anzunehmen ist, daß auch weiterhin die Tendenz besteht, Massenguttransporte anders als auf dem Schienenwege durchzuführen, wird für die Förderleistung der DB in NRW - siehe Abb. 1-15 - ein dem Vergangenheitstrend entsprechendes gemäßigt d. h. lineares Wachstum prognostiziert.

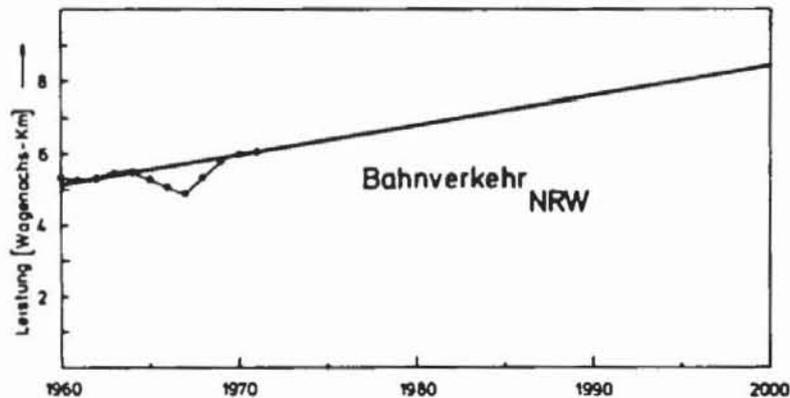


Abb. 1-15: Prognose der Förderleistung der DB in NRW (Tab. 1-7)

Als Energieträger im Bahnverkehr werden heute noch Kohle, Strom und Dieselkraftstoff verwandt.

Kennzeichnend für die künftige Entwicklung ist die günstigere Energieverwendung und -ausnutzung infolge der Beendigung der Umstellung von Dampf- auf Diesel- und elektrische Traktion. Der spezifische Energieverbrauch im elektrischen Betrieb wird leicht steigend prognostiziert, da mit weiter steigenden Geschwindigkeiten der Energieaufwand zur Überwindung des Luftwiderstandes ganz erheblich wächst. Zur Steigerung des Komforts im Reiseverkehr muß die elektrische Zugsammelschiene, vor allem für die Klimatisierung der Reisewagen, immer größere Energiemengen liefern. Da die Diesellokomotiven im Gegensatz zu den beiden anderen Betriebsarten überwiegend im Rangierverkehr und auf wenig befahrenen Strecken eingesetzt werden, erklärt sich der zur Zeit noch höhere spezifische Energieverbrauch gegenüber der elektrischen Traktion.

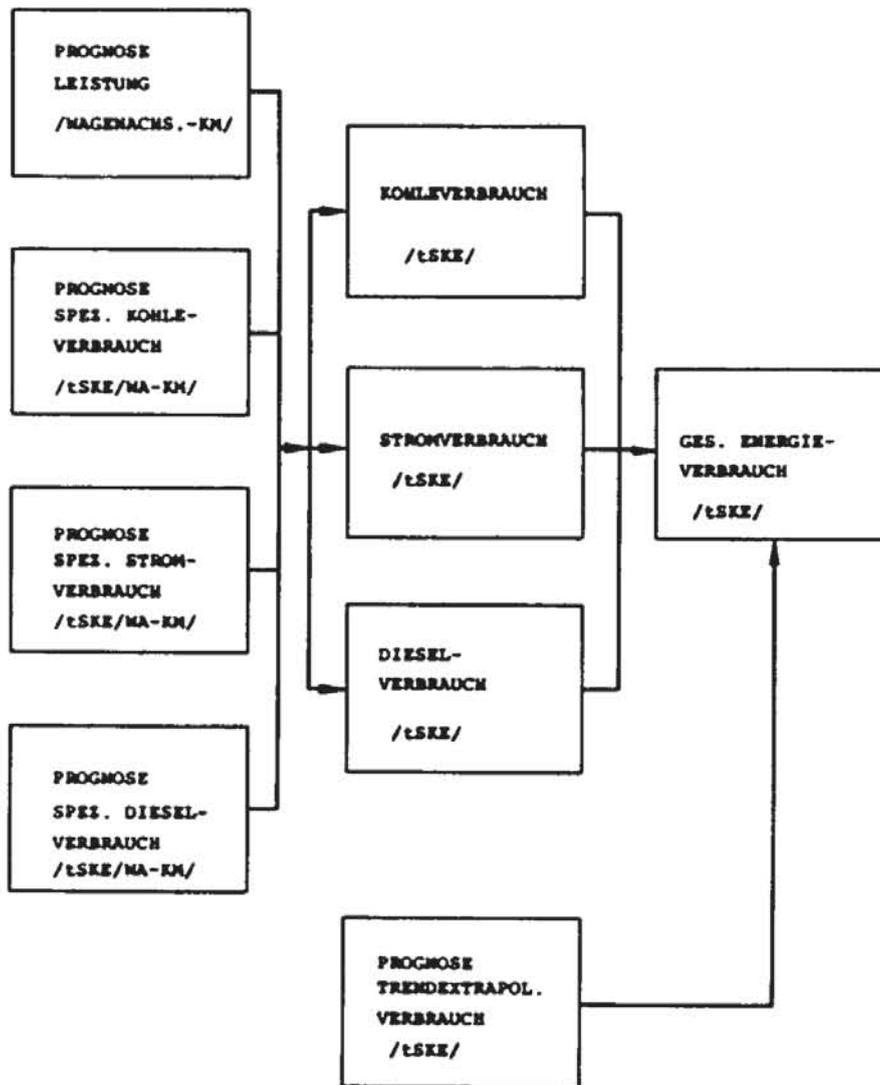


Abb. 1-16: Prognoseschema für den Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr – Bahnverkehr

In Abb. 1-17 ist der gesamte Endenergiebedarf für Bahnverkehr in NRW in kumulierter Darstellung wiedergegeben. Bis 1975 wird in NRW die Umstellung im Antrieb abgeschlossen sein, so daß infolge der günstigeren Energieverwendung trotz wachsender Fahrleistungen mit einem sinkenden Energiebedarf im Bahnbetrieb gerechnet werden darf. Danach werden die steigenden Fahrleistungen jedoch nicht mehr durch einen Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs kompensiert werden können. Die für den Antrieb benötigten Dieselkraftstoff- und Strommengen werden den gesamten Energiebedarf nach 1975 wieder weiter ansteigen lassen.

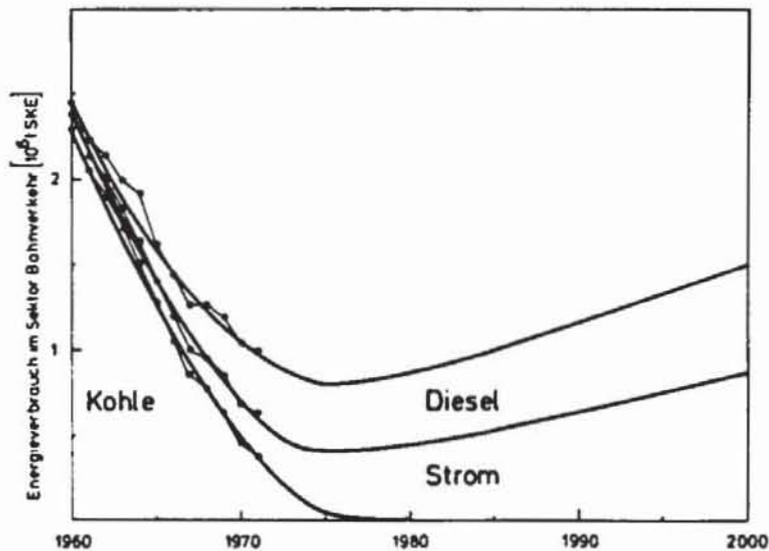


Abb. 1-17: Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr  
- Bahnverkehr in NRW (Tab. 1-7)

#### 1.4.3 Flugverkehr und Binnenschifffahrt

Die beiden kleinsten Energieverbraucher im Verkehrsbereich, Luftverkehr und Binnenschifffahrt, werden im folgenden zusammen diskutiert. Das Prognoseschema zur Ermittlung des Endenergiebedarfs dieser beiden Gruppen ist in Abb. 1-18 wiedergegeben. Ein Kennzeichen der letzten 20 Jahre war das ständig steigende Mobilitätsbedürfnis der Bevölkerung und der zunehmende Transport von Rohstoffen, Zwischenprodukten und Fertigwaren. Es wird vorausgesetzt, daß sich die Tendenz des zunehmenden Reiseverkehrs und des ständig steigenden Warenaustausches im Prognosezeitraum fortsetzen wird. Der Luftverkehr partizipiert an beidem, am wachsenden Personen- als auch Gütertransport; in der Binnenschifffahrt ist aufgrund der günstigen Kostenstruktur für Schwertransporte und sperrige Güter mit einer weiteren Expansion zu rechnen. Somit wird für den Luftverkehr als auch die Binnenschifffahrt eine entsprechend dem bisherigen Trend leicht progressive Leistungssteigerung angenommen - siehe Abb. 1-19.

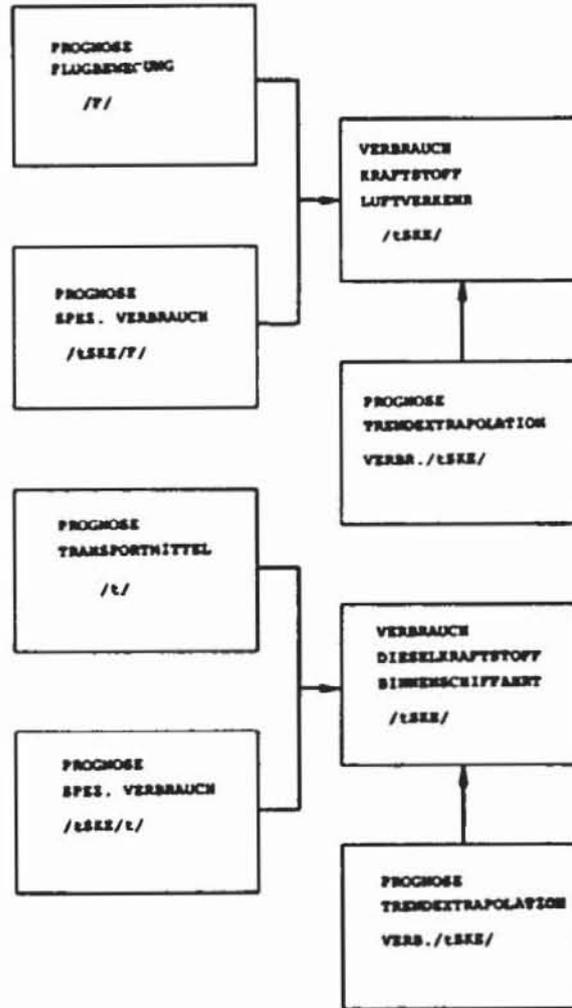


Abb. 1-18: Prognoseschema für den Endenergiebedarf im Sektor Verkehr – Luftverkehr und Binnenschifffahrt

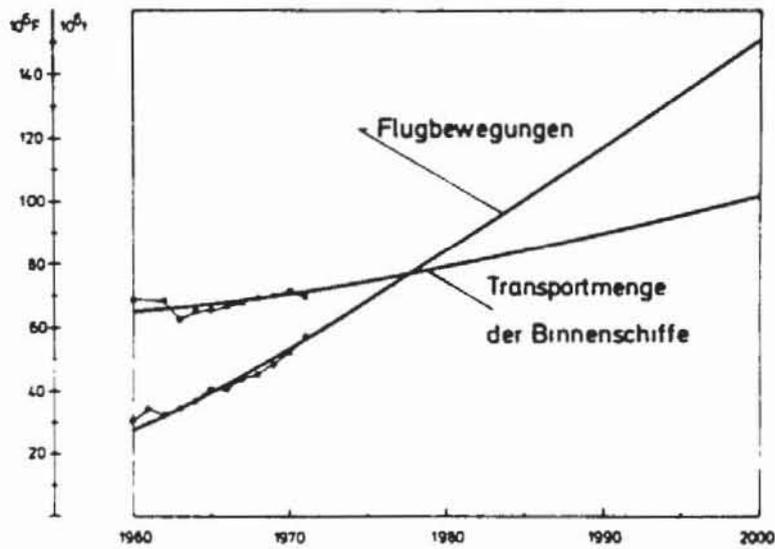


Abb. 1-19: Prognose für die Leistung von Luftverkehr und Binnenschifffahrt in NRW (Tab. 1-8)

Während für die Binnenschifffahrt der spezifische Energieverbrauch (Energieverbrauch je  $10^3$  t Transportmenge) - siehe Abb. 1-20 - nahezu stagniert, denn hier werden zwar größere Maschinen eingesetzt, aber aufgrund moderner Konzeption werden bessere Wirkungsgrade erzielt, muß beim Luftverkehr mit steigendem spezifischen Energieverbrauch (Energieverbrauch je Flugbewegung) gerechnet werden. Dafür sind mehrere Gründe maßgebend: Zum einen zielt die Entwicklung auf größere geräusch- und abgasarme Turbinen, die schnellere Reisegeschwindigkeiten verwirklichen und weitere Entfernungen überbrücken hinaus, zum anderen wird aber auch der Flugnahverkehr ausgebaut, wodurch häufigere Starts und Landungen nötig werden.

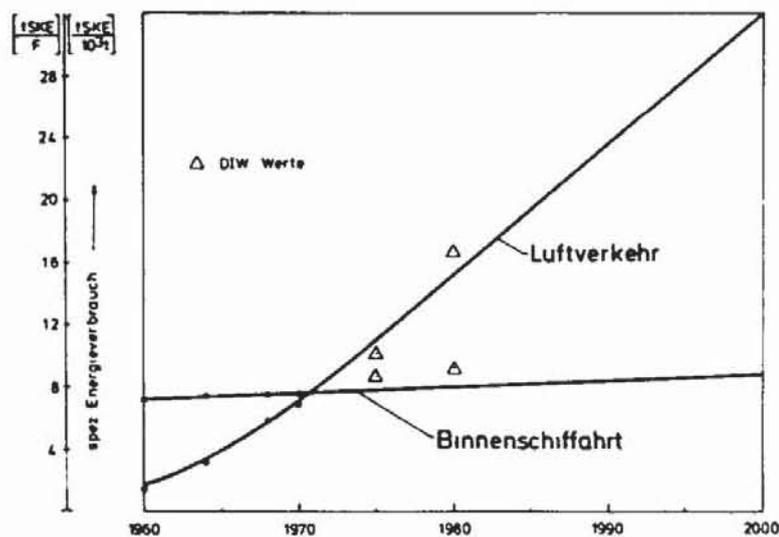


Abb. 1-20: Prognose des spezifischen Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr – Luftverkehr und Binnenschifffahrt (Tab. 1-8)

Aus den Prognosen für die Verkehrsleistung und für den spezifischen Energieverbrauch ergibt sich der in Abb. 1-21 wiedergegebene Endenergieverbrauch im Luftverkehr und in der Binnenschifffahrt

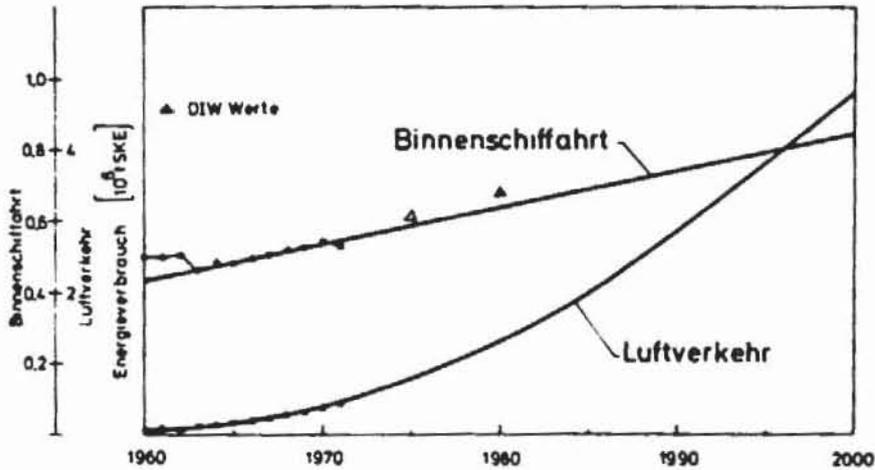


Abb. 1-21: Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr  
- Luftverkehr und Binnenschifffahrt in NRW (Tab. 1-8)

In der Binnenschifffahrt wird man mit einem nahezu linearen Zuwachs des Endenergieverbrauchs von  $540 \cdot 10^3$  t SKE auf  $850 \cdot 10^3$  t SKE in 30 Jahren, entsprechend 1,5 % p. a. rechnen. Dem Luftverkehr wird man hinsichtlich der Energieversorgung mehr Aufmerksamkeit schenken müssen, da hier im gleichen Zeitraum die Nachfrage auf das etwa Zehnfache steigen wird.

Aus den Prognosen für den Straßen-, Bahn-, Luftverkehr und die Binnenschifffahrt ergibt sich der in Abb. 1-22 in kumulierter Darstellung gezeigte Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr. Im Prognosezeitraum wird sich der Endenergieverbrauch in diesem Sektor - entsprechend einem linearen Trend - in etwa verdoppeln und im Jahre 2000 einen Betrag von nahezu 24 Mill. t SKE ausmachen. Den größten relativen Zuwachs - siehe Abb. 1-21 - verzeichnet der Luftverkehr in den kommenden Jahren. Sein Anteil am Energieverbrauch im Sektor Verkehr steigt von 3,9 % im Jahre 1970 auf 20 % im Jahre 2000. Verbrauchte der Straßenverkehr 1970 noch 82,5 %, so wird er im Jahre 2000 nur noch 70,4 % der benötigten Energie im Sektor Verkehr nachfragen.

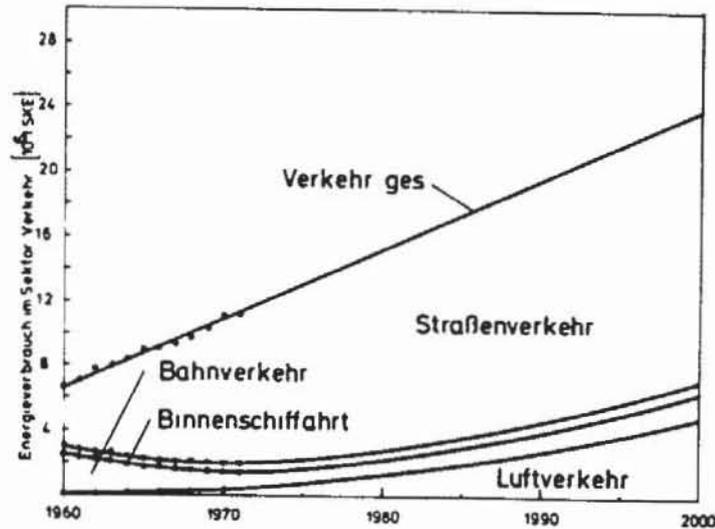


Abb. 1-22: Prognose des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr in NRW (Tab. 1-9)

Die relativen Anteile des Bahnverkehrs wurden im gleichen Zeitraum von 8,9 % auf 6,2 % und die der Binnenschifffahrt von 4,7 % auf 3,4 % sinken.

### 1.5 Die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs in NRW.

Als Ergebnis der vorangegangenen Sektorenanalyse und -prognose für NRW wurden die in Abb. 1-23 gezeigten regionalen Wachstumstendenzen des Endenergieverbrauchs ermittelt.

So wird in den 30 Jahren von 1970 bis 2000 der Endenergieverbrauch in NRW um 2,75 % p. a. wachsen und im Jahre 2000 einen Beitrag von ca. 180 Mill. t SKE ausmachen. Bezogen auf den Verbrauch 1970 von 76,4 Mill. t SKE bedeutet das eine Steigerung um knapp 240 %. Die relativen Anteile der Sektoren Industrie, Haushalt und Verkehr am Endenergieverbrauch des Landes verschieben sich im Prognosezeitraum leicht zu Gunsten des Sektors Haushalte, doch mit 50 % des gesamten Energieverbrauchs im Jahre 2000 (52,2 % für 1970) bleibt die Industrie auch weiterhin der bedeutendste Energienachfrager in NRW.

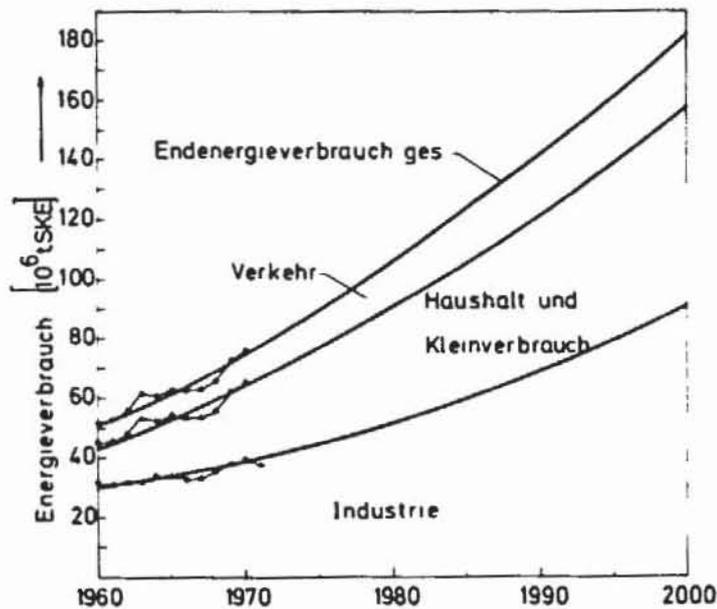


Abb. 1-23: Prognose des Endenergieverbrauchs in NRW, aufgeschlüsselt nach den Sektoren Industrie, Haushalt und Verkehr (Tab. 1-10)

Der Anteil des Sektors Verkehr sinkt in der gleichen Zeit von 14,5 % (1970) auf 13,1 % (2000).

Mit dieser Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs ist noch keine Aussage über Möglichkeiten zur Deckung der Nachfrage verknüpft. Die hier unter der Voraussetzung einer kontinuierlichen Wirtschaftsentwicklung in NRW ermittelten Zahlenzusammenhänge sollen erst Grundlagen für eine Diskussion über die Entwicklungschancen der Energieversorgung NRW's bis zum Jahre 2000 bilden. Eine Möglichkeit zur Deckung der Energienachfrage ist der verstärkte Einsatz von Kernenergie in den Bereichen Stromerzeugung, industrielle Prozeßwärme, Synthesegas und Fernwärme. In den folgenden Beiträgen werden die Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in NRW im einzelnen diskutiert, wobei die Wirtschaftlichkeit der Verfahren, die Beeinflussung der Umwelt und die regionalwirtschaftlichen Wirkungen detailliert dargestellt werden.

Industriehauptgruppe Industriegruppe	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Grundstoff. /Prod. G. I. <sup>1)</sup>	94	97	20156	102	115	120	120	123	141	157	163	162	340	671	1323
darunter															
Steine/Erden	89	96	1499	101	111	112	110	103	112	117	120	125	145	179	220
Hochofen/Stahl	106	103	7894	95	112	111	106	112	129	144	141	128	179	246	340
NE-Metallurgie <sup>2)</sup>	101	104	749	105	123	126	122	127	154	180	176	187	353	710	1430
Chemie	87	97	6464	109	121	131	143	152	170	190	203	210	509	1256	3100
H. Z. P. P. <sup>3)</sup>	97	98	562	103	108	111	113	115	126	135	144	149	224	351	550
Investitions-g. Ind.	90	98	17196	103	111	116	113	103	115	138	151	155	212	313	490
Verbrauchsg. Ind.	92	96	8967	101	108	115	117	112	127	140	143	149	212	313	490
Nahrungs- /Genußm. Ind.	92	95	3870	103	110	115	115	119	122	128	132	137	188	267	380
Industrie ges. <sup>4)</sup>	92	97	50189	102	112	116	117	115	127	144	150	154	270	470	816

1) Ohne Mineralölverarbeitung

2) Zwei Industriegruppen: NE - Metallhütten, - Umschmelzwerke, - Schneide-  
anstalten

NE - Metallhalbwerkzeuge

3) Holz, Zellstoff, Papier und Pappe Industrie

4) Ohne Bergbau und Mineralölverarbeitung

Tab. 1-1: Nettoproduktionsindex (1962=100) und Nettoproduktionswert für 1962

Industriehauptgruppe Industriegruppe	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Grundstoff. /Prod. G. I <sup>1)</sup>	272	267	256	250	238	229	219	204	197	199	188	126	83	55	
Steine/Erden	38.0	36.5	34.4	32.9.	32.7	31.7	30.2	29.5	29.8	29.3	28.2	25.4	21.5	18.2	
Hochofen/Stahl	118	121	122	125	121	120	119	116	111	114	113	113	107	100	
NE-Metallurgie <sup>2)</sup>	8.91	9.62	10.5	11.5	9.90	9.98	10.2	8.89	6.62	6.09	7.37	7.90	5.58	4.10	3.00
Chemie	69.4	63.9	63.1	61.2	55.1	54.7	49.2	46.1	42.7	41.8	44.0	40.1	23.4	13.4	7.7
H. Z. P. P. <sup>3)</sup>	8.19	8.03	8.12	8.14	7.51	7.37	7.11	6.97	6.56	6.35	6.35	6.01	4.60	3.42	2.55
Investitionsg. Ind.	23.6	22.3	24.5	24.9	23.4	23.8	23.2	24.5	24.2	22.6	21.6	20.3	23.8	23.3	22.4
Verbrauchsg. Ind.	26.8	25.2	25.6	25.3	23.5	22.6	22.1	22.4	21.5	20.0	20.2	19.6	15.9	12.6	9.4
Nahrungs. /Genußm. Ind.	13.0	11.7	11.3	12.1	11.6	10.7	10.6	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	8.6	7.1	5.8
Industrie ges. <sup>4)</sup>	345	326	318	313	302	294	279	288	280	265	266	246	195	147	111

1) Ohne Mineralölverarbeitung

2) Zwei Industriegruppen: NE - Metallhütten, - Umschmelzwerke, - Scheide-  
anstanlen

NE - Metallhalbwerkzeuge

3) Holz, Zellstoff, Papier und Pappe Industrie

4) Ohne Bergbau und Mineralölverarbeitung

Tab. 1-2: Spez. Energieverbrauch (10<sup>3</sup> t SKE/NPI)

Industriehauptgruppe	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Industriegruppe															
Grundstoff. /Prod. G. I. 1)	25.5	25.9	25.7	25.5	27.4	27.5	26.3	26.8	28.8	31.0	32.4	30.4	37.4	48.8	73.0
Steine/Erden	3.38	3.51	3.44	3.32	3.63	3.55	3.32	3.15	3.30	3.48	3.51	3.53	3.69	3.84	4.00
Hochofen/Stahl	12.5	12.4	12.3	11.8	13.5	13.3	12.6	13.5	14.9	15.9	16.0	14.5	17.7	23.0	34.0
darunter															
NE-Metallurgie 2)	.90	1.00	1.05	1.21	1.22	1.26	1.24	1.13	1.02	1.10	1.30	1.48	1.97	2.91	4.30
Chemie	6.04	6.20	6.31	6.67	6.67	7.16	7.04	7.01	7.25	7.94	8.93	8.41	11.9	16.9	24.0
U. Z. P. P. 3)	.79	.79	.81	.84	.81	.82	.80	.80	.83	.86	.92	.90	1.03	1.20	1.40
Investitionsgr. Ind.	2.13	2.18	2.45	2.56	2.59	2.76	2.62	2.52	2.78	3.12	3.26	3.15	4.84	7.30	11.0
Verbrauchsg. Ind.	2.47	2.42	2.56	2.55	2.54	2.60	2.60	2.51	2.73	2.80	2.89	2.92	3.37	3.94	4.60
Nahrungs- /Genußm. Ind.	1.20	1.11	1.13	1.25	1.28	1.23	1.22	1.27	1.26	1.32	1.37	1.42	1.62	1.89	2.20
Industrie ges. 4)	31.7	31.6	31.8	31.9	33.8	34.1	32.7	33.1	35.5	38.2	39.9	37.9	52.5	68.9	90.8

1) Ohne Mineralölverarbeitung

2) Zwei Industriegruppen: NE - Metallhütten, - Umschmelzwerke  
- Scheideanstalten, - Metallhalbwerkzeuge

3) Holz, Zellstoff, Papier und Pappe Industrie

4) Ohne Bergbau und Mineralölverarbeitung

Tab. 1-3: Energieverbrauch im Sektor Industrie (10<sup>6</sup> t SKE): Endenergie und Rohstoffverbrauch der Chemie und Stahlindustrie  
ohne Brennstoffverbrauch ind. Kraftwerke, ohne Gichtgasanfall der Stahlindustrie

	%	10 <sup>6</sup> t SKE
Steinkohle	6.22	2.355
Steinkohlekoks	20.29	7.685
Braunkohle	1.25	.474
Heizöl	31.64	11.987
Gas	23.34	8.843
Strom	17.26	6.540
Ges. Endenergie	100.	37.884

Tab. 1-4: Endenergie- und Rohstoffverbrauch der Chemie und  
Hochofen-/Stahlind., ohne Brennstoffverbrauch ind.  
Kraftwerke, ohne Gichtgasanfall der Hochofen-/Stahlindustrie

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1980	1990	2000
Wohnbevölkerung (10 <sup>6</sup> cap)	15.7	15.9	16.1	16.3	16.5	16.7	16.8	16.8	16.9	17.0	16.9	17.5	18.5	19.5
Wohnungen (10 <sup>6</sup> W)	4.53	4.68	4.85	4.99	5.15	5.29	5.42	5.55	5.46	5.59	5.70	6.7	7.5	8.3
Belegungsdichte (cap/W)	3.46	3.40	3.32	3.26	3.20	3.15	3.10	3.03	3.09	3.05	2.97	2.61	2.47	2.35
Energiebed. f. Raumheizzwecke	11.55	12.29	14.58	18.55	16.03	17.36	17.60	17.30	16.65	19.68	20.39	27.0	33.0	37.0
übriger Energiebedarf	1.81	1.93 <sup>+</sup>	2.29 <sup>+</sup>	2.93 <sup>+</sup>	2.54	2.92 <sup>+</sup>	3.17 <sup>+</sup>	3.34 <sup>+</sup>	3.82	4.53 <sup>+</sup>	5.03	12.0	20.0	30.0
Energiebedarf ges.	13.36	14.22	16.87	21.48	18.57	20.28	20.77	20.64	20.47	24.21	25.42	39.0	53.0	67.0
Steinkohle (+Brick)	3.63	3.60	4.13	5.38	3.43	3.55	3.48	3.11	2.70 <sup>+</sup>	2.80 <sup>+</sup>	2.57 <sup>+</sup>	1.0	1.0	1.0
Steinkohlekoks	3.48	3.37	3.68	5.03	4.10	4.22	3.80	3.32	2.67	2.66	2.16	1.0	1.0	1.0
Braunkohle	2.53	2.61	2.76	2.87	2.79	2.43	2.28	2.08	1.64	1.69	1.66	.0	.0	.0
Heizöl	1.91	2.71	4.01	5.27	5.71	6.88	7.72	8.35	9.64	12.37	14.00	21.00	24.00	26.00
Gas	.82	.85	.86	1.15	.98	1.22	1.36	1.42	1.47	1.82	1.97	7.00	11.00	15.00
Strom	.99	1.08	1.25	1.79	1.56	1.98	2.13	2.36	2.35	2.86	3.06	9.00	16.00	24.00
spez. Energieb. f. Raumheiz- wärme (tSKE/W)	2.55	2.63	3.01	3.72	3.11	3.29	3.25	3.12	3.05	3.52	3.57	4.03	4.40	4.46
Quotient übr. Verbrauch	13.55	13.57 <sup>+</sup>	13.72 <sup>+</sup>	13.65 <sup>+</sup>	13.68	14.30 <sup>+</sup>	15.25 <sup>+</sup>	16.18 <sup>+</sup>	18.66	18.70 <sup>+</sup>	19.79	30.80	37.70	44.80

+ geschätzt

Tab. 1-5: Energieverbrauch im Sektor Haushalt und Kleinverbrauch (10<sup>6</sup> T SKE)

	Einheit	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Bevölkerung	$10^6$ cap	15.7	15.9	16.1	16.3	16.5	16.7	16.8	16.8	16.9	17.0	16.9	17.1	17.5	18.5	19.5
PKW <sup>1)</sup>	$10^6$ K	1.52	1.70	2.10 <sup>3</sup>	2.29	2.48	2.70	2.92	3.06	3.21	3.44	3.81	4.13	4.90	5.65	6.30
LKW <sup>2)</sup>	$10^3$ K	302	323	374 <sup>3</sup>	391	408	425	443	443	452	469	491	510	600	660	700
KFZ	$10^6$ K	1.83	2.02	2.48	2.68	2.89	3.12	3.36	3.50	3.65	3.91	4.30	4.64	5.50	6.31	7.00
KFZ-Dichte	K/ $10^3$ cap	114.8	127.2	153.6	164.4	175.4	187.1	200.0	207.9	216.8	229.3	254.4	271.4	314.3	341.3	359.
PKW-Anteil	%	83.5	84.0	84.9	85.4	85.9	86.4	86.8	87.3	88.6	88.0	88.6	89.0	89.1	89.5	90.0
LKW-Anteil	%	16.5	16.0	15.1	14.6	14.1	13.6	13.2	12.7	12.4	12.0	11.4	11.0	10.9	10.5	10.0
spez. Verbr. VK	tsKE/K	1.46	1.47 <sup>+</sup>	1.48 <sup>+</sup>	1.49 <sup>+</sup>	1.51	1.53 <sup>+</sup>	1.55 <sup>+</sup>	1.56 <sup>+</sup>	1.57	1.59	1.61	1.63 <sup>+</sup>	1.74	1.81	1.86
spez. Verbr. DK	tsKE/K	5.06	5.12 <sup>+</sup>	5.18 <sup>+</sup>	5.24 <sup>+</sup>	5.30	5.44 <sup>+</sup>	5.59 <sup>+</sup>	5.74 <sup>+</sup>	5.88	6.04 <sup>+</sup>	6.20	6.23 <sup>+</sup>	6.50	6.97	7.29
Verbr. VK	$10^6$ tsKE	2.22	2.50	3.11	3.41	3.74	4.12	4.52	4.77	5.03	5.47	6.12	6.73	8.50	10.20	11.7
Verbr. DK	$10^6$ tsKE	1.53	1.65	1.94	2.05	2.16	2.31	2.48	2.54	2.66	2.83	3.05	3.18	3.90	4.60	5.10
Verbr. ges.	$10^6$ tsKE	3.75	4.15	5.05	5.45	5.90	6.43	7.00	7.31	7.69	8.30	9.17	9.91	12.40	14.80	16.8

1) Einschließlich Kombi- und Krasträder

2) Einschließlich Omnibusse, Zugmaschinen, Sonder-KFZ

3) Neue Zählung + geschätzt

Tab. 1-6: Energieverbrauch im Sektor Straßenverkehr

	Einheit	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Leistung	$10^6$ WAKm	5307	5228	5296	5457	5476	5270	5062	4 896	5312	5793	5980	6075	6800	7600	8400
spez. Kohleverbr.	$\frac{tSKE}{10^6}$ WA-Km	432	392	360	315	275	242	208	175	146	110	75	62			
spez. Stromverbr.	$\frac{tSKE}{10^6}$ WA-Km	16	17	19	21	24	25	29	32	36	38	41	43	63	83	103
spez. Diesilverbr.	$\frac{tSKE}{10^6}$ WA-Km	13	19	24	30	35	40	45	50	55	56	57	58	62	67	73
Verbr. Kohle 1)	$10^6$ tSKE	2.30	2.05	1.91	1.72	1.51	1.28	1.05	.86	.78	.64	.45	.38			
Verbr. Strom	$10^3$ tSKE	85	89	101	115	129	132	147	157	191	220	244	261	430	630	870
Verbr. Diesel 2)	$10^3$ tSKE	68	99	127	164	192	211	228	245	295	327	344	352	420	510	610
Verbr. gas.	$10^6$ tSKE	2.45	2.24	2.14	2.00	1.83	1.62	1.43	1.26	1.26	1.18	1.04	.99	.85	1.14	1.48

1) Steinkohle, Steinkohlekoks, Steinkohlebriketts, Braunkohle

2) Einschl. Petroleum, Heizöl, Gas

Tab. 1-7: Energieverbrauch im Sektor Bahnverkehr

	Einheit	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Flugbewegungen <sup>1)</sup>	10 <sup>3</sup> F	30,4	34,2	32,2	34,3	36,7	40,4	40,6	44,0	45,2	48,2	52,2	57,1	86	118	150
spez. Verbr.	tSKE/F	1,5	1,9 <sup>+</sup>	2,3 <sup>+</sup>	2,8 <sup>+</sup>	3,2	3,8 <sup>+</sup>	4,6 <sup>+</sup>	5,2 <sup>+</sup>	5,9	6,4 <sup>+</sup>	6,9	7,7	15,2	23,6	32
Verbr. Kraftst. <sup>2)</sup>	10 <sup>3</sup> tSKE	46	65	74	94	117	154	185	229	266	309	360	440	1310	2790	4800
Transportmenge <sup>3)</sup>	10 <sup>6</sup> t	69,0	68,5 <sup>+</sup>	68,6	62,8	65,1	65,6	66,5	68,0 <sup>+</sup>	69,0 <sup>+</sup>	70,2 <sup>+</sup>	71,7	69,7	79,0	90,0	100,
spez. Verbr.	tSKE/ 10 <sup>3</sup> F	7,3	7,3 <sup>+</sup>	7,3 <sup>+</sup>	7,4 <sup>+</sup>	7,4	7,5 <sup>+</sup>	7,5 <sup>+</sup>	7,5 <sup>+</sup>	7,5	7,5 <sup>+</sup>	7,6	7,6 <sup>+</sup>	8,0	8,3	8,5
Verbr. Diesel <sup>4)</sup>	10 <sup>3</sup> tSKE	501	500	504	464	484	489	496	508	516	528	542	530	630	740	850

1) Starts

2) Flugbenzin und Turbinenkraftstoff

3) Versand von Gütern

4) Einschl. Kohleverbr., Heizöl, Heizöl S

+ geschätzt

Tab. 1-8: Energieverbrauch im Sektor Luftverkehr und Binnenschifffahrt

	Einheit	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Straßenverkehr	10 <sup>3</sup> tSKE	3746	4153	5047	5454	5901	6431	6999	7312	7686	8301	9168	9907	12400	14800	16800
Bahn	↑	2448	2237	2135	1998	1826	1618	1428	1259	1262	1184	1039	990	850	1140	1480
Luftverkehr	↑	46	65	74	94	117	154	185	229	266	309	360	440	1310	2790	4800
Binnenschifffahrt	↑	501	500	504	464	484	489	496	508	516	528	542	530	630	740	850
Vergaserkr.	↑	2217	2499	3110	3405	3740	4119	4523	4769	5030	5468	6122	6730	8500	10200	11700
Diesel Kr <sup>1)</sup>	↑	2098	2253	2568	2677	2837	3012	3200	3296	3467	3688	3932	4059	4950	5850	6560
Flugbenzin <sup>2)</sup>	↑	46	65	74	94	117	154	185	229	266	309	360	440	1310	2790	4800
Kohle <sup>3)</sup>	↑	2295	2049	1907	1719	1505	1275	1053	857	776	637	451	337	—	—	—
Strom	↑	85	89	101	115	129	132	147	157	191	220	244	261	430	630	870
Energieverbr. rccs.	10 <sup>3</sup> tSKE	6741	6955	7760	8010	8328	8692	9108	9308	9730	10322	11109	11867	15190	19470	23930

1) Einschl. Turbinenkr.

2) Einschl. Petroleum, Heizöl, Gas

3) Steinkohle, Steinkohlekoks, Steinkohlebriketts, Braunkohle

Tab. 1-9: Energieverbrauch im Sektor Verkehr

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1980	1990	2000
Industrie	31.8	31.6	31.8	31.9	33.8	34.1	32.7	33.1	35.5	38.2	39.9	37.9	52.5	68.9	90.8	
Haush. -/Kleinverbr.	13.4	14.2	16.7	21.5	18.6	20.3	20.8	20.6	20.5	24.2	25.4	26.7	39.0	53.0	67.0	
Verkehr	6.7	7.0	7.8	8.0	8.3	8.7	9.1	9.3	9.7	10.3	11.1	11.2	15.2	19.5	23.9	
Ges. Endenergie	51.9	52.8	56.3	61.4	60.7	63.1	62.6	63.0	65.7	72.7	76.4	77.8	106.7	141.4	181.7	

Tab. 1-10: Gesamter Endenergieverbrauch ( $10^6$  t SKE)

Literaturverzeichnis zu Kapitel 1

- /1-1/ Der wirtschaftliche Einfluß des Energiepreises,  
Bericht einer unabhängigen Sachverständigengruppe,  
Kollektion EWG-Studien, Reihe Wirtschaft und Finanzen  
Nr. 4, Brüssel, 1966
- /1-2/ Schreiber, B.  
Der spezifische Energieverbrauch der Industrie,  
Duncker & Humblot, Berlin 1964
- /1-3/ Westmeier, C. A.  
Regionale Entwicklungstendenzen,  
Vierteljahreshefte für Wirtschaftsforschung,  
Berlin, 1969
- /1-4/ Dolinski, U.; Ziesing, H. -J.  
Die Entwicklungstendenzen des Energieverbrauchs in  
Nordrhein-Westfalen bis 1980
- /1-5/ Festschrift für Th. Wessels,  
Ordnungsprobleme und Entwicklungstendenzen in der deutschen  
Energiewirtschaft
- /1-6/ Kniffler, A.  
Wandlungen in der Energieverwendung und in der Energie-  
ausnutzung bei den Eisenbahnen, Brennstoff - Wärme - Kraft,  
H. 23, 1971

Kapitel 2

- 2 Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie (speziell des HTR)
- 2.1 Die Möglichkeit der Kernenergie zur Substitution fossiler Primärenergieträger auf dem Wärme- und Elektrizitätsmarkt
- 2.2 Spezielle Einsatzmöglichkeiten des HTR's (einschließlich einer Kostenabschätzung)
  - 2.2.1 Untersuchung von Veredelungsverfahren fossiler Energieträger auf ihren Energiebedarf und die Möglichkeit nuklearer Wärme-einkopplung
    - 2.2.1.1 Synthesegaserzeugung
      - 2.2.1.1.1 Einsatz von leichten Kohlenwasserstoffen
      - 2.2.1.1.2 Einsatz von schwerem Heizöl
      - 2.2.1.1.3 Erzeugung von synthetischem Erdgas aus Heizöl S
      - 2.2.1.1.4 Einsatz von Kohle
    - 2.2.1.2 Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen
      - 2.2.1.2.1 Kohlehydrierung
      - 2.2.1.2.2 Fischer-Tropsch-Synthese
  - 2.2.2 Endotherme Leichtbenzinspaltung (Naphtaspaltung) zur Olefinerzeugung (Äthylen u. Folgeprodukte)
  - 2.2.3 Nukleare Wasserspaltung
  - 2.2.4 Methanolerzeugung
  - 2.2.5 Nukleare Fernwärme und nukleare Fernenergie
- 2.3 Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in speziellen Verbrauchergruppen des Landes
  - 2.3.1 Die Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in der Chemischen Industrie
    - 2.3.1.1 Vergleich verschiedener Kraftwerkstypen (HTR- LWR- und Öl-Kraftwerk) hinsichtlich ihrer Eignung für die Industriegruppe Chemie (technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte)

- 2.3.1.2 Die Einsatzmöglichkeiten von Kernkraftwerken (speziell des HTR's) in der Chemie, aufgezeigt anhand einiger Beispiele
- 2.3.1.3 Quantifizierung des Einsatzpotentials der Kernenergie in der Industrie gruppe Chemie des Landes
  - 2.3.1.3.1 Das Potential für die Lieferung von hochtemperaturiger nuklearer Wärme (hier nur der HTR-Typ möglich)
  - 2.3.1.3.2 Das Potential für die Lieferung von Prozeßdampf und Strom (Möglichkeit für alle Kernkraftwerkstypen)
- 2.3.2 Die Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperaturreaktoren in der Eisen- und Stahlindustrie
  - 2.3.2.1 Der HTR als Energielieferant dieser Industriegruppe
  - 2.3.2.2 Roheisen- bzw. Eisenschwammerzeugung mit HTR-Einsatz
    - 2.3.2.2.1 Entwicklungstendenzen bei der Roheisenerzeugung
    - 2.3.2.2.2 Stand der Anwendung von Direktreduktionsverfahren
    - 2.3.2.2.3 Kopplung des HTR mit Direktreduktionsanlagen
    - 2.3.2.2.4 Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten von Eisenschwamm
  - 2.3.2.3 Rohstahlerzeugung mit HTR-Einsatz
    - 2.3.2.3.1 Entwicklungstendenzen bei der Rohstahlerzeugung
    - 2.3.2.3.2 Elektrostahlerzeugung mit Eisenschwamm-Einsatz
  - 2.3.2.4 Abschätzung des HTR-Einsatzpotentials in dieser Industriegruppe
- 2.3.3 Die Versorgung des Sektors Haushalte und Kleinverbraucher mit leitungsgebundenen Energien
  - 2.3.3.1 Die Verdichtungsräume in NRW
  - 2.3.3.2 Immissionen in Wohngebieten
  - 2.3.3.3 Leistungsdichten und Energieverteilungskosten
  - 2.3.3.4 Limitierende Größen für saubere Endenergieträger

- 2.3.3.4.1 Elektrizität
- 2.3.3.4.2 Gasversorgung
- 2.3.3.5 Die Möglichkeiten einer Netzerweiterung
  - 2.3.3.5.1 Erweiterungsmöglichkeiten elektrischer Netze
  - 2.3.3.5.2 Gasnetze
  - 2.3.3.5.3 Die Trassenbreiten
- 2.3.3.7 Die Einsatzpotentiale für Endenergieträger geschaffen durch nukleare Prozeßwärme
  - 2.3.3.7.1 Methangas (SNG)
  - 2.3.3.7.2 Wasserstoff
  - 2.3.3.7.3 Sicherheitsbedingungen für eine Wasserstoffverteilung
  - 2.3.3.7.4 Das Potential für Wasserstoff
  - 2.3.3.7.5 Das Potential für Fernwärme

Verzeichnis der Abbildungen zu Kapitel 2

- Abb. 2-1      Prinzipschaltbild eines Kraftwerks mit HTR bei Ausnutzung  
hochtemperaturiger nuklearer Wärme
- Abb. 2-2      Verfahrensschema zur Methanspaltung
- Abb. 2-3      Energetische Bilanzierung der Methanspaltanlage
- Abb. 2-4      Herstellungskosten von Wasserstoff unter Einkopplung nuklearer  
Prozeßwärme
- Abb. 2-5      Koppelanlage Hydrocracker - Naphtaspaltung
- Abb. 2-6      Energiebilanz der Koppelanlage Hydrocracker - Naphtaspaltung
- Abb. 2-7      spez. Investitionen von Hydrocrackanlagen (1,5 Mio m<sup>3</sup>/a  
Kapazität)
- Abb. 2-8      Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Heizölkosten
- Abb. 2-9      Kosten des "synthetischen Erdgases" in Abhängigkeit von Naphta-  
bzw. Heizöl S - Preis unter Einkopplung nuklearer Prozeßwärme
- Abb. 2-10     Verfahrenstechnische Anordnung des COED - Prozesses
- Abb. 2-11     Verfahrensschema Hochtemperaturreaktor-Kohlehydrierung
- Abb. 2-12     Benzinkosten einer H - Coal - Anlage unter Einkopplung  
nuklearer hochtemperaturiger Prozeßwärme
- Abb. 2-13     Mengenbilanz am Synthesereaktor unter der Restriktion einer  
max. Benzinausbeute
- Abb. 2-14     Verfahrensschema, Hochtemperaturreaktor und Fischer-Tropsch-  
Synthese
- Abb. 2-15     Benzinkosten der Fischer-Tropsch-Synthese und der Kohle-  
hydrierung
- Abb. 2-16     Schema der Naphtaspaltung mit Hochtemperaturreaktor
- Abb. 2-17     Jahreskosten von Äthylenanlagen auf Naphtabasis mit dem  
Hochtemperaturreaktor
- Abb. 2-18     Wirtschaftlichkeit von Äthylenanlagen auf Naphtabasis mit dem  
Hochtemperaturreaktor

- Abb. 2-19 3-stufiger thermischer Wasserspaltungsprozeß, Fe-S-Familie.
- Abb. 2-20 Reaktionsparameter des Fe-S-Prozesses
- Abb. 2-21 Stromverbrauch der Wasserelektrolyse
- Abb. 2-22 Wasserstofferzeugungskosten  
Vergleich: Thermische Wasserspaltung - Elektrolyse
- Abb. 2-23 Grenzkosten der thermischen Wasserspaltung
- Abb. 2-24 Methanolerzeugung auf Kohlebasis
- Abb. 2-25 Prinzipschaltbild für die Bereitstellung der nuklearen Fernenergie
- Abb. 2-26 Fließschema Methanisierung
- Abb. 2-27 Kosten der Heizwärme beim Verbraucher
- Abb. 2-28 Sekundärkreislauf des Industriekraftwerks mit HTR bzw. mit fossil beheizten Kessel
- Abb. 2-29 Sekundärkreislauf des Industriekraftwerks mit dem LWR
- Abb. 2-30 Elektrische Bruttoleistung von 500 MW<sub>th</sub> - Industriekraftwerken in Abhängigkeit von Prozeßdampfabgabemengen
- Abb. 2-31 Abwärme von 500 MW<sub>th</sub> - Industriekraftwerken in Abhängigkeit von Prozeßdampfabgabemengen
- Abb. 2-32 Jahreskosten und Gestehpreis des Stroms bei der 1000MW<sub>th</sub> -Anlage mit konstanter Ausgangsleistung und für beliebige Strom-Dampf-Abnahmeverhältnisse (Belastungsgrad  $8000 \frac{b}{a}$ )
- Abb. 2-33 Jahreskosten zweier Kraftwerksanlagen mit jeweils 1000 MW<sub>th</sub> - Nennleistung bei Leistungsschwankungen infolge Prozeßnachfrageschwankungen
- Abb. 2-34 Erforderliche Drosselung der thermischen Leistung für Kostengleichheit von Hochtemperaturreaktor- und KK-Anlage (Break Even Point)
- Abb. 2-35 Petrochemische Anlage
- Abb. 2-36 Kunststoff- und Kunstharzanlage
- Abb. 2-37 Synthetische Fäden- und Fasernanlage

- Abb. 2-38 Synthetische Kautschukanlage
- Abb. 2-39 Koksverbrauch westdeutscher und japanischer Hochöfen
- Abb. 2-40 Änderung des Sauerstoffpotentials bei der Stahlerzeugung
- Abb. 2-41 Berechnete Leistungszahlen der wichtigsten Reduktionsverfahren
- Abb. 2-42 Schema der Eisenerzdirektreduktion mit Wasserstoff im Schachtofen
- Abb. 2-43 Anteil der Verfahren an der Rohstahlerzeugung der BRD und mögliche Entwicklung bei HTR-Einsatz
- Abb. 2-44 Beziehung zwischen Transformatorleistung und dem Abstichgewicht einiger Hochleistungslichtbogenöfen in der BRD
- Abb. 2-45 Veränderung des Gesamtenergieverbrauchs im Elektrolichtbogenofen in Abhängigkeit vom eingesetzten Eisenschwammanteil
- Abb. 2-46 Rohstahl-, Roheisen- und Eisenschwammerzeugung der BRD mit Abschätzung bis zum Jahre 2000
- Abb. 2-47 Abschätzung der Eisenschwammerzeugung in NRW bis zum Jahre 2000 und dazu einsetzbare Reaktorleistung
- Abb. 2-48 Die Anteile der sauberen Energien am Endenergieverbrauch der Haushalte (Gas, Strom)
- Abb. 2-49 Die Verdichtungsräume in NRW
- Abb. 2-50 Anteil der Wohnungen mit Einzel- oder Mehrraumfeuerung
- Abb. 2-51 Elektrische Nahverteilungskosten in Abhängigkeit von der Leistungsdichte
- Abb. 2-52 Die Investitionen einer Gasversorgung in Abhängigkeit von der Leistungsdichte
- Abb. 2-53 Vergleich der Nahverteilungskosten Strom/Gas zu Heizzwecken
- Abb. 2-54 Die zukünftige Zusammensetzung der Heizungsarten
- Abb. 2-55 Wärmekostenvergleich: Gasversorgung - Fernwärme

- Abb. 2-56 Der elektrische Leistungsbedarf in NRW
- Abb. 2-57 Standorte der Kraftwerke im Rhein-Ruhr-Raum
- Abb. 2-58 Abwärme durch Kraftwerke
- Abb. 2-59 Anteil der elektrizitätsbeheizten Haushalte
- Abb. 2-60 Übertragungskosten ohne Schaltfeld und Zwischenverdichtung
- Abb. 2-61 Die Leistungssteigerung bei Parallellegen von Kabeln
- Abb. 2-62 Durchsatzsteigerung durch Druckerhöhung innerhalb des Niederdruckbereiches
- Abb. 2-63 Energieversorgung von Verdichtungsräumen durch Strom und Gas
- Abb. 2-64 Zusammensetzung der bezogenen Kosten eines 110 kV-Dreileiter-Kryokabels
- Abb. 2-65 Vergleich der Transportkosten ohne Armaturen und Endverschlüsse
- Abb. 2-66 Darbietung von Kokereigas
- Abb. 2-67 Mögliche Gaslieferungen und deren Verbrauch in der BRD
- Abb. 2-68 Bestehendes Wasserstoffverbundnetz
- Abb. 2-69 Gasverluste in Abhängigkeit des Alters der Anlage
- Abb. 2-70 Die benötigte Zündenergie
- Abb. 2-71 Zündbereiche von  $H_2$ - $Ch_4$ -Luftgemischen
- Abb. 2-72 Flammengeschwindigkeiten von  $H_2$ - $Ch_4$ -Luftgemischen

Verzeichnis der Tabellen zu Kapitel 2

Tab. 2-1	Investitionskosten der Koppelanlage: Methanspaltung - Hochtemperaturreaktor
Tab. 2-2	Kostenrechnung der Naphtaspaltung zur Wasserstofferzeugung unter Einsatz nuklearer Prozeßwärme
Tab. 2-3	Mengenbilanz einer zweistufigen Hydrocrackanlage
Tab. 2-4	Kostenverteilung von Fischer-Tropsch-Anlagen
Tab. 2-5	5-Stufen-Prozeß der Eisen-Chlor-Familie zur thermischen Wasserspaltung
Tab. 2-6	Stromgestehkosten verschiedener Kraftwerkstypen
Tab. 2-7	Wasserstoffgestehkosten durch Wasserelektrolyse
Tab. 2-8	Wärmekosten zur Wasserstofferzeugung
Tab. 2-9	Entwicklung der chemischen Industrie in der BRD nach Produktbereichen
Tab. 2-10	Dampfkapazitäten in der chemischen Industrie
Tab. 2-11	Stromerzeugung pro Jahr bei HTR- bzw. LWR Kraftwerksanlagen
Tab. 2-12	Zu installierende Kernkraftwerksleistung in der Industriegruppe des Landes NRW zur Strom- und Dampfproduktion
Tab. 2-13	Chemieprodukte mit HT-Wärmeverbrauch
Tab. 2-14	Entwicklung der Äthylenvolumina für NRW
Tab. 2-15	Verdichtungsräume in NRW
Tab. 2-16	Anteil des Verdichtungsraumes Rhein-Ruhr am Landesverbrauch
Tab. 2-17	Kosten der Heizwärme
Tab. 2-18	Emissionen verschiedener Feuerungen
Tab. 2-19	Elektrische Leistungsdichten
Tab. 2-20	Trassenbreiten für elektrische Kabel
Tab. 2-21	Die Verbrauchsanteile von Erd- und Ferngas 1971
Tab. 2-22	Zündgrenzen von Gasen
Tab. 2-23	Endenergieverbrauch in NRW 1971

## 2. EINSATZMÖGLICHKEITEN DER KERNENERGIE (SPEZIELL DES HTR'S)

### 2.1 Die Möglichkeiten der Kernenergie zur Substitution fossiler Primärenergieträger auf dem Wärme- und Elektrizitätsmarkt

Seit Jahren werden in der BRD und auch im Ausland Überlegungen angestellt, in welcher Weise in Zukunft der wachsende Energiebedarf bei sich verknappenden und verteuernenden fossilen Primärenergievorräten durch den Einsatz von Kernenergie gedeckt werden kann.

In öffentlichen Kraftwerken, die vornehmlich der Stromerzeugung dienen, arbeiten Kernreaktoren (in der Hauptsache Leichtwasserreaktoren) bereits seit einigen Jahren wirtschaftlich. Da jedoch nur etwa 30 % der verbrauchten Nutzenergie (in allen Bereichen, also: Industrie, Haushalte, Verkehr) in Form von Elektrizität und etwa 70 % in der Energieform Wärme benötigt werden /2-1/, muß die Frage gestellt werden, ob Kernreaktoren nicht auch sinnvoll auf dem Wärmemarkt eingesetzt werden können.

Neben den sich bei Einsatz der Kernenergie auch auf dem Wärmemarkt ergebenden ökonomischen Vorteilen (Punkt 3.1.2, 3.2.1, 3.2.2; /2-1, 2-2/ ) ist von großer Bedeutung, daß zum einen fossile Primärenergieträger geschont werden, damit diese ihrer in Zukunft an Bedeutung gewinnenden Rolle als Rohstoffträger gerecht werden können (z. B. Punkt 2.3.1), zum anderen die bei der Verbrennung fossiler Primärenergieträger auftretende Schadstoffemission vermindert bzw. verhindert wird. (z. B. Punkt 5). Ein weiterer Vorteil ist der hohe Wirkungsgrad bei der Umwandlung der Kernenergie in fühlbare Wärme.

Für den Einsatz auf dem Wärmemarkt (ebenso auf dem Elektrizitätsmarkt) eignet sich ein Kernreaktorkonzept besonders, das Wärme auf hohem Temperaturniveau zur Verfügung stellen kann (Punkt 2.3.1.1), da zum einen Wärme nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik desto wertvoller ist, je höher die Temperatur der Wärme ist und zum anderen das Einsatzpotential eines Kernreaktors, der fühlbare Wärme hoher Temperatur liefern kann, wesentlich

größer ist als das herkömmlicher Kernreaktoren (z. B. 2. 2, 2. 3. 1. 3. 1 und 2. 3. 2. 2. 2)

Herkömmliche Kernreaktoren (wassergekühlte Reaktoren, LWR bzw. SWR) stellen konzeptbedingt Wärme nur bis zu einer Temperatur von etwa  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  zur Verfügung. Somit können endotherme Reaktionen nur bis zu diesem Reaktionstemperaturniveau von diesen Kernreaktoren mit der notwendigen Wärme versorgt werden. Außerdem kann bei einer gewünschten gleichzeitigen Erzeugung zweier Sekundärenergieformen (Wärme + Strom; energetisch günstige Lösung, Punkt 2. 3. 1. 1), beim Wasserreaktor-Konzept die Zurverfügungstellung von Elektrizität und Wärme, ausgehend von dem mit niedrigen Kernreaktor-Kühlmitteltemperaturen erzeugtem Frischdampf, nur im Parallelbetrieb erfolgen. Diese Tatsache beeinträchtigt erheblich den Gesamtkraftwerkswirkungsgrad (Punkt 2. 3. 1. 1).

Mit der Entwicklung des Hochtemperatur-Kernreaktors (HTR) ist es nun möglich, Wärmeenergie auf einem Temperaturniveau von etwa  $950\text{ }^{\circ}\text{C}$  (später  $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ , gilt für den sog. Kugelhaufen-HTR) anzubieten. Das Prinzipschaltbild eines Kraftwerks mit HTR bei Ausnutzung hochtemperaturiger nuklearer Wärme zeigt Abb. 2-1.

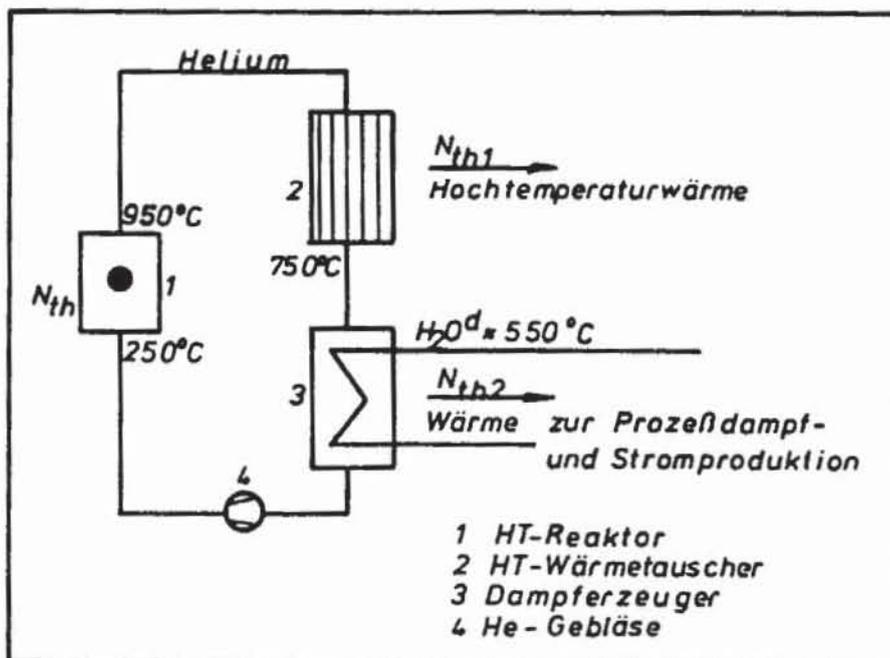


Abb. 2-1: Prinzipschaltbild eines Kraftwerks mit HTR bei Ausnutzung hochtemperaturiger nuklearer Wärme

Ein HTR dient also nicht ausschließlich der Stromerzeugung, sondern liefert gleichzeitig nutzbare hochtemperaturige Wärme und niedertemperaturige Wärme (meist gebunden im Wasserdampf, Prozeßdampf).

Mit dem Hochtemperaturreaktor sind die in Punkt 2.2 und 2.3 aufgezeigten Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie realisierbar.

Bedingt durch die mögliche hohe Temperatur, mit der die fühlbare Wärme aus dem Hochtemperaturreaktor ausgekoppelt werden kann, ist also nun auch eine Substitution fossiler Energieträger durch Kernenergie auf dem Wärmemarkt in weitem Maße möglich. Erst dadurch wird das Kernenergie-Einsatzpotential eine nennenswerte Größenordnung auf dem Energiemarkt ausmachen können. Nur bei einem großen Einsatzpotential kann die Kernenergie in entscheidendem Maße fossile Primärenergieträger schonen und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Preisstabilisierung anderer Primärenergien leisten.

## 2.2 Spezielle Einsatzmöglichkeiten des HTR's (einschließlich einer Kostenabschätzung)

### 2.2.1 Untersuchung von Veredlungsverfahren fossiler Energieträger auf ihren Energiebedarf und die Möglichkeit nuklearer Wärmegekoppelung

#### 2.2.1.1 Synthesegaserzeugung

Für die Synthesegaserzeugung verwendet man die Rohstoffe: Kohle, flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe. Als Umwandlungsverfahren dienen allotherme oder autotherme Prozesse. Auf Grund der zur Zeit günstigeren Rohstoffkosten (DM/G cal) von Kohlenwasserstoffen gegenüber Kohle erfolgt die Herstellung von Synthesegas überwiegend durch Vergasung von Kohlenwasserstoffen. Die Vergasung ist eine Oxydation von Kohlenwasserstoffen bei erhöhter Temperatur, bei der als Hauptprodukte Wasserstoff und Kohlenoxid entstehen. Der benötigte Sauerstoff kann in Form von reinem Sauerstoff, Luft, Wasserdampf oder Kohlendioxyd eingebracht werden. Wird die Umwandlung ohne Katalysatoren durchgeführt

und als Reaktionspartner Sauerstoff eingesetzt, so spricht man von der partiellen Oxydation (autotherme Verfahren). Im Gegensatz dazu werden beim Reforming-Verfahren (allotherm) Katalysatoren und Dampf oder  $\text{CO}_2$  als Vergasungsmittel eingesetzt. Die Ausbeute an Synthesegas pro kg Einsatzprodukt ist bei dem Reforming-Verfahren größer als bei der partiellen Oxydation, weil ein Teil des Einsatzproduktes bei der partiellen Oxydation verbrannt wird, um die benötigte endotherme Reaktionswärme zu decken. Bei den Reforming-Verfahren erfolgt die Wärmeerzeugung außerhalb des Reaktionsraumes, indem preisgünstige Energieträger eingesetzt werden. Denkbar ist in Zukunft z. B. der Einsatz von Hochtemperaturreaktoren für die Erzeugung der hochtemperaturigen Wärme, so daß der Verbrauch an fossilen Energieträgern pro  $\text{Nm}^3$  Synthesegas minimiert wird.

Die heutigen chemischen Synthesen (z. B. Ammoniakherzeugung, Hydrierung) benötigen beträchtliche Mengen an mehr oder weniger reinem Wasserstoff sowie an geeigneten Mischungen von Wasserstoff und Kohlenoxyd (z. B. Methanherzeugung  $\text{H}_2/\text{CO} = 2 \dots 2,2$ ) in verschiedenen Verhältnissen, die aber meist reich an Wasserstoff sind /2-3/.

#### Verfahren zur Wasserstoffherzeugung

##### a) gegenwärtig angewandte Technologien

- katalytisches Reformieren von Schwerbenzin zur Verbesserung der Oktanzahl von Vergaserkraftstoffen.

Hierbei werden pro t Einsatz  $160 \text{ Nm}^3 \text{H}_2$  und 0,9 t Reformat mit ROZ (unverbleit) = 90 gewonnen /2-4/. Die Kapazität der Reformieranlagen in der BRD betrug 1971  $15 \cdot 10^6 \text{ t/a}$  /2-5/, so daß sich bei einer Auslastung von 90 % eine Wasserstoffproduktion von 2,1 Mrd  $\text{Nm}^3 \text{H}_2$  ergab. Diese Menge entspricht etwa 50 % des Wasserstoffbedarfs der Ammoniaksynthese (1971). Da in Zukunft mit geringen Zuwachsraten an Vergaserkraftstoffen aber mit einem großen Wasserstoffbedarf gerechnet werden muß, scheidet dieses Verfahren als potentieller Wasserstoffherzeuger aus.

- Steam-Reforming Verfahren leichter Kohlenwasserstoffe (Methan, Benzin)
- partielle Oxydation von Heizöl S

Die beiden zuletzt genannten Verfahren sollen auf ihren wirtschaftlichen Einsatz für eine Wasserstoffproduktion untersucht werden.

b) zukünftige Entwicklungen

- Wasserdampfvergasung von Kohle nach Pattenhausen durch den Einsatz nuklearer Wärme /2-6/
- Wasserspaltung durch nukleare Prozeßwärme (Kap. 2. 2. 3)

2. 2. 1. 1. 1 Einsatz von leichten Kohlenwasserstoffen (Methan und Benzin)

Die Gleichungen für die katalytische Spaltung von Methan mit Wasserdampf lauten:



Die endotherme Bruttoreaktion erfolgt in katalysatorgefüllten Röhrenöfen und bei indirekter Wärmezufuhr, wobei der erforderliche Wärmebedarf durch den Einsatz fossiler Energieträger (Erdgas, Heizöl) oder hochtemperaturiger nuklearer Prozeßwärme gedeckt werden kann. Beträgt die Reaktionstemperatur  $800^\circ\text{C}$  und das C/H<sub>2</sub>O-Verhältnis 3:1, so ergeben sich auf Grund thermodynamischer Berechnungen folgende Gleichgewichtszusammensetzungen des entstehenden Produktgases:

<u>Einsatz</u>	<u>Produktgas</u>	
1 Kmol CH <sub>4</sub>	2,04 Kmol H <sub>2</sub> O	38,6 %
3 Kmol H <sub>2</sub> O	2,25 Kmol H <sub>2</sub>	42,6 %
	0,328 Kmol CO	6,2 %
	0,317 Kmol CO <sub>2</sub>	6,0 %
	0,355 Kmol CH <sub>4</sub>	6,6 %
	<hr/>	
	5,290 Kmol	100,0 %

Das in Abb. 2-2 dargestellte Verfahrensschema zur Methanspaltung mit

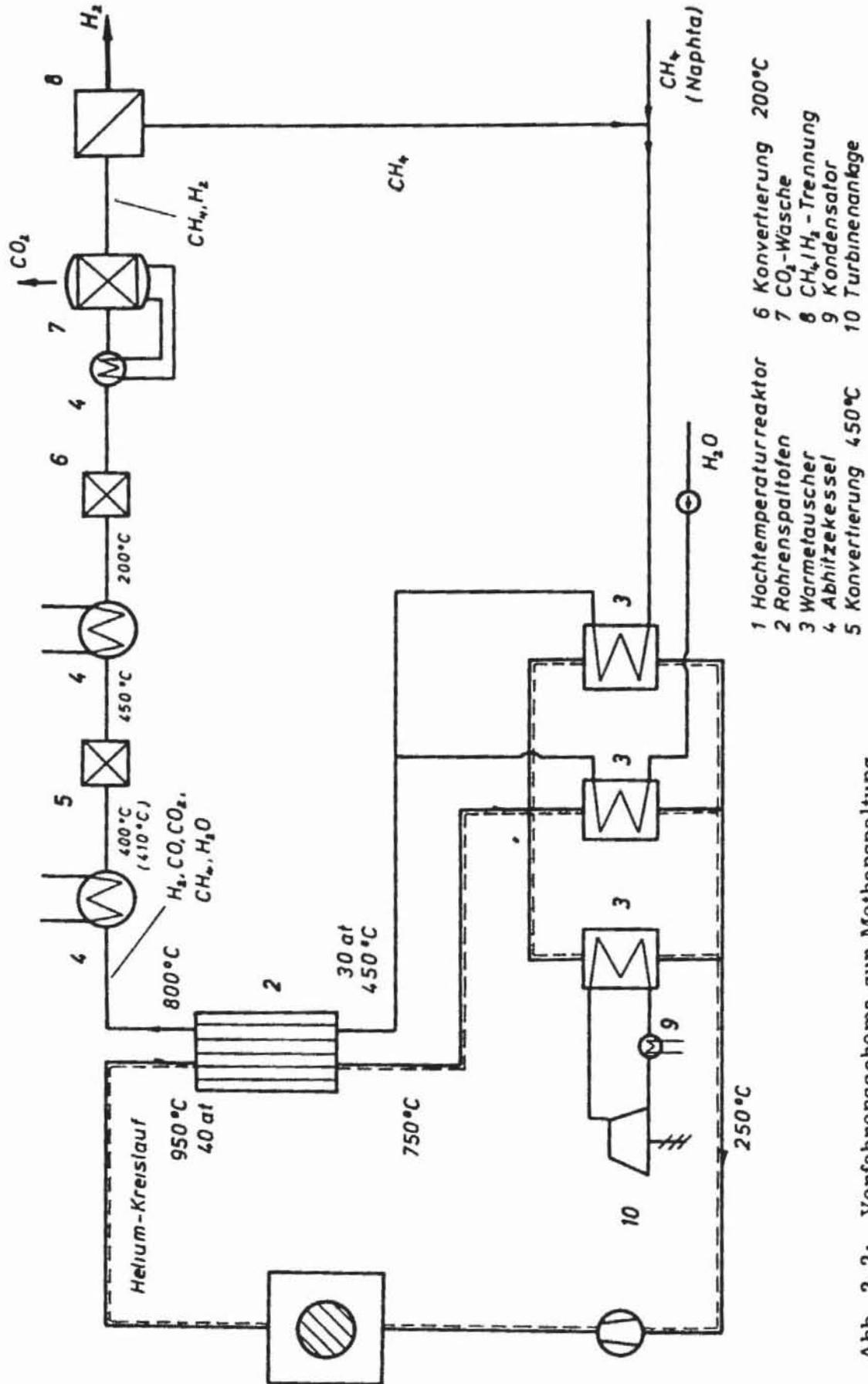


Abb. 2-2: Verfahrensschema zur Methanspaltung

nuklearer Prozeßwärme setzt sich im wesentlichen aus folgenden Verarbeitungsstufen zusammen:

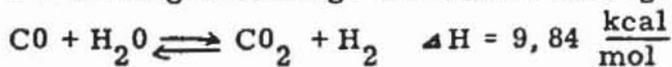
- a) Vorwärmung von Methan und Erzeugung von Wasserdampf (400-500 °C)  
 b) Methanspaltung (800 °C, p = 30 at)

Katalysator: Chrom/Nickel

Für die Zusammensetzung des Produktgases am Ausgang des Röhrenspaltofens wurde angenommen, daß sich ein thermodynamisches Gleichgewicht einstellt,

- c) Hochtemperaturkonvertierung HTK

Infolge der Gleichgewichtslage der Konvertierungsreaktion



kann mit den Eisen-Chrom-Katalysatoren bei 350 - 500 °C und unter ökonomischem Dampfeinsatz nur eine Umsetzung von 90 bis 95 % des Kohlenmonoxids erreicht werden /2-7/. Somit muß ein Restgehalt an CO im Synthesegas verbleiben. Die HTK ist jedoch zur Zeit das einzige technisch ausgearbeitete Verfahren, mit dem der CO-Gehalt bis zu einem bestimmten Restwert gesenkt werden kann.

- d) Tieftemperaturkonvertierung TTK

Eine weitere Herabsetzung des CO-Gehaltes im Synthesegas ist nur bei tieferen Temperaturen möglich. Unterhalb einer Arbeitstemperatur von 350 °C werden Eisen-Chrom-Kontakte katalytisch unwirksam, so daß Katalysatoren auf Kupfer-Zink-Basis Verwendung finden. Diese Katalysatoren arbeiten bei 180 - 260 °C und der erreichbare Rest-CO-Gehalt liegt um eine Zehnerpotenz niedriger gegenüber dem Verfahren der Hochtemperaturkonvertierung

- e) Gasreinigung

Da der CO<sub>2</sub>-Gehalt im trocknen Gas ca. 18 % beträgt, wurde das Heißpottascheverfahren nach Giammarco - Vetrocoke gewählt, dessen Arbeitstemperatur 110-140 °C beträgt /2-7, 2-8/.

- f) Tieftemperaturtrennung von CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>

Die energetische Bilanzierung der gesamten Methanspaltanlage wird in der Abb. 2-3 dargestellt. Hiernach beträgt die verwertbare Abwärme im Tempe-

EingangVerbrennungswärme

$$1 \text{ Kmol CH}_4 = 213,3 \text{ Mcal}$$

Vorwärmung (450°C)

$$1 \text{ Kmol CH}_4 = 5,06 \text{ Mcal}$$

$$3 \text{ Kmol H}_2\text{O} = 43,10 \text{ Mcal}$$

$$\underline{\hspace{1.5cm}} \\ 48,16 \text{ Mcal}$$

Überhitzung (450-800°C)

$$1 \text{ Kmol CH}_4 = 5,54 \text{ Mcal}$$

$$3 \text{ Kmol H}_2\text{O} = 10,16 \text{ Mcal}$$

$$\underline{\hspace{1.5cm}} \\ 15,70 \text{ Mcal}$$

Reaktionswärme: 31,84 Mcal

AusgangVerbrennungswärme

$$2,25 \text{ Kmol H}_2 = 154,0 \text{ Mcal}$$

$$0,328 \text{ Kmol CO} = 22,2 \text{ Mcal}$$

$$0,355 \text{ Kmol CH}_4 = 75,6 \text{ Mcal}$$

$$\underline{\hspace{1.5cm}} \\ 251,8 \text{ Mcal}$$

Abwärme (800°C)

$$2,040 \text{ Kmol H}_2\text{O} = 36,30 \text{ Mcal}$$

$$2,250 \text{ Kmol H}_2 = 12,73 \text{ Mcal}$$

$$0,328 \text{ Kmol CO} = 1,94 \text{ Mcal}$$

$$0,317 \text{ Kmol CO}_2 = 2,96 \text{ Mcal}$$

$$0,355 \text{ Kmol CH}_4 = 3,77 \text{ Mcal}$$

$$\underline{\hspace{1.5cm}} \\ 57,70 \text{ Mcal}$$

ausgekoppelte Abwärme

$$800-400^\circ\text{C} = 19,0 \text{ Mcal}$$

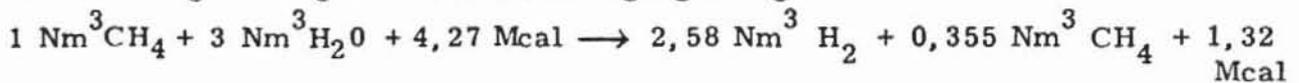
$$450-200^\circ\text{C} = 10,5 \text{ Mcal}$$

$$\underline{\hspace{1.5cm}} \\ 29,5 \text{ Mcal}$$

Abb. 2-3: Energetische Bilanzierung der Methanspaltanlage

raturbereich von 800 - 450 °C ca. 31 % der dem Prozeß zugeführten nuklearen Prozeßwärme. Diese Abwärme wird in der Kostenrechnung als Gutschrift berücksichtigt, wobei der Wärmepreis der nuklearen Prozeßwärme zugrunde gelegt wird.

Die Umsatzgleichung nach der Gasreinigungsanlage lautet somit

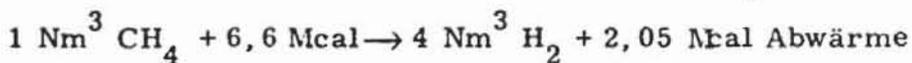


Das Methan wird von dem Wasserstoff in einer Tieftemperaturanlage getrennt und der Methanspaltung wieder zugeführt. In Abhängigkeit der Betriebsbedingungen der Gasreinigungsanlagen erhält man den Wasserstoff in einer Reinheit von 98 - 99 %.

#### Kosten der Methanspaltung

Für die Kostenrechnung wird der Einsatz eines 3000 MW<sub>th</sub> Hochtemperaturreaktors zugrunde gelegt.

Gleichung für den vollständigen Umsatz von CH<sub>4</sub>



Die Investitionskosten der Koppelanlage:

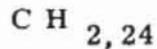
Methanspaltung - Hochtemperaturreaktor kann aus der Tab. 2-1 entnommen werden. Die Abhängigkeit der H<sub>2</sub>-Kosten vom Methanpreis wird in Abb. 2-4 dargestellt

Kernreaktorleistung	3000 MW <sub>th</sub>	
für Methanspaltung	857 MW <sub>th</sub>	(950-750°C)
	868 MW <sub>th</sub>	(750-250°C)
	<hr/>	
	1725 MW <sub>th</sub>	(950-250°C)
Stromerzeugung	1275 MW <sub>th</sub>	
$\eta_{el} = 40\%$	510 MW <sub>el</sub>	
mittlere Spalttemperatur	800°C	
H <sub>2</sub> O/CH <sub>4</sub> -Verhältnis	3:1	
Betriebsstunden	8000 h/a	
Methaneinsatz	1,8 · 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup> /a	
Wasserstofferzeugung	7,2 · 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup> /a	
Anlagenkosten: Reaktor	400 Mill DM	Annuität 15%
Röhrenspaltofen	110 Mill DM	Annuität 25%
Gasreinigung	110 Mill DM	Annuität 25%
Wärmekosten: Fixkosten	0,29 Pf/Mcal	
Brennstoffkreislaufkosten	0,20 Pf/Mcal	
	<hr/>	
	0,49 Pf/Mcal	
Verarbeitungskosten	0,764 Pf/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	
<u>Kosten pro Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub></u>		
1,655 Mcal Reaktorwärme	0,810 Pf	
Verarbeitungskosten	0,764 Pf	
	<hr/>	
	1,574 Pf	
Gutschrift 0,51 Mcal Abwärme	0,25 Pf	
	<hr/>	
	1,324 Pf	
0,25 Nm <sup>3</sup> Methan 8 Pf/Nm <sup>3</sup>	2,0 Pf	
	<hr/>	
	3,324 Pf	

Tab. 2-1: Investitionskosten der Koppelanlage:  
Methanspaltung - Hochtemperaturreaktor

Naphtaspaltung

Die Umwandlung von Heizöl S in leichte Benzinfraktionen kann durch den Einsatz von Hydrocrackern erfolgen (Kap. 2. 2. 1. 1. 2). Bei dem Einsatz von Heizöl S aus dem Mittleren Osten erhält man z. B. ein Kohlenwasserstoffgemisch, dessen Siedeende  $\leq 180$  °C beträgt und das sich durch die fiktive Summenformel /2-3/



beschreiben läßt,

Die Kohlenstoffabscheidung bei der endothermen, katalytischen Röhrenspaltung wird weitgehend verhindert, indem ein  $H_2O/C$ -Verhältnis von 4:1 gewählt wird.

Bei den Betriebsbedingungen

$$T = 800 \text{ °C}$$

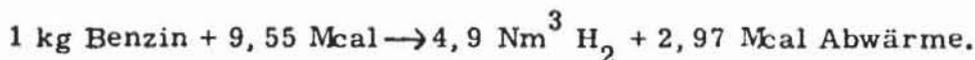
$$p = 30 \text{ at}$$

$$H_2O/CH_{2,24} = 4:1$$

erhält man aus thermodynamischen Gleichgewichtsberechnungen folgende Gaszusammensetzungen am Reformerausgang:

<u>Einsatz</u>	<u>Produktgas</u>	
1 Kmol $CH_{2,24}$	2,68 Kmol $H_2O$	46,6 %
4 Kmol $H_2O$	2,07 Kmol $H_2$	36,0 %
	0,345 Kmol $CO$	6,0 %
	0,483 Kmol $CO_2$	8,4 %
	0,172 Kmol $CH_4$	3,0 %
	<u>5,750 Kmol</u>	<u>100,0 %</u>

Die Verarbeitungsstufen der Naphtaspaltung und deren verfahrenstechnische Anordnung entsprechen denen der Methanspaltung (Abb. 2-2). Die in /2-3/ aufgestellte Energiebilanz der gesamten Naphtaspaltanlage gibt folgende Bruttogleichung für den vollständigen Umsatz an:



Eine Kostenrechnung der Naphtaspaltung zur Wasserstoffherzeugung unter Einsatz nuklearer Prozeßwärme gibt Tab. 2-2 wieder, während Abb. 2-4 die Abhängig-

Kernreaktorleistung	3000 MW <sub>th</sub>	
für Naphtaspaltung	857 MW <sub>th</sub>	(950-750°C)
	1310 MW <sub>th</sub>	(750-250°C)
	<hr/>	
Stromerzeugung	2167 MW <sub>th</sub>	
$\eta_{el} = 40\%$	833 MW <sub>th</sub>	
	333 MW <sub>el</sub>	
mittlere Spalttemperatur	800°C	
H <sub>2</sub> O/C-Verhältnis	4:1	
Betriebsstunden	8000 h/a	
Benzineinsatz	$1,56 \cdot 10^6$ t/a	
Wasserstofferzeugung	$7,65 \cdot 10^9$ Nm <sup>3</sup> /a	
Anlagenkosten: Reaktor	400 Mill DM	Annuität 15%
Röhrenspaltfen	130 Mill DM	Annuität 25%
Gasreinigung	130 Mill DM	Annuität 25%
Wärmekosten: Fixkosten	0,29 Pf/Mcal	
Brennstoffkreislaufkosten	0,20 Pf/Mcal	
	<hr/>	
	0,49 Pf/Mcal	
Verarbeitungskosten	0,85 Pf/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	
<u>Kosten pro Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub></u>		
1,96 Mcal Reaktorwärme	0,955 Pf	
Verarbeitungskosten	0,85 Pf	
	<hr/>	
	1,805 Pf	
Gutschrift 0,608 Mcal Abwärme	0,298 Pf	
	<hr/>	
	1,507 Pf	
0,204 Kg Benzin 10 Pf/Kg	2,04 Pf	
	<hr/>	
	3,547 Pf	

Tab. 2-2: Kostenrechnung der Naphtaspaltung zur Wasserstofferzeugung unter Einsatz nuklearer Prozeßwärme

keit der Wasserstoffkosten vom Naphtapreis zeigt. Der Vergleich der katalytischen Naphta- und Methanspaltung ergibt, daß die thermische Effizienz bei der letzteren größer ist und die Anlagenkosten sinken (Abb. 2-4); somit ist bei gleichem Wärmepreis der beiden Rohstoffe die Wasserstofferzeugung durch Methaneinsatz kostengünstiger /2-3/.

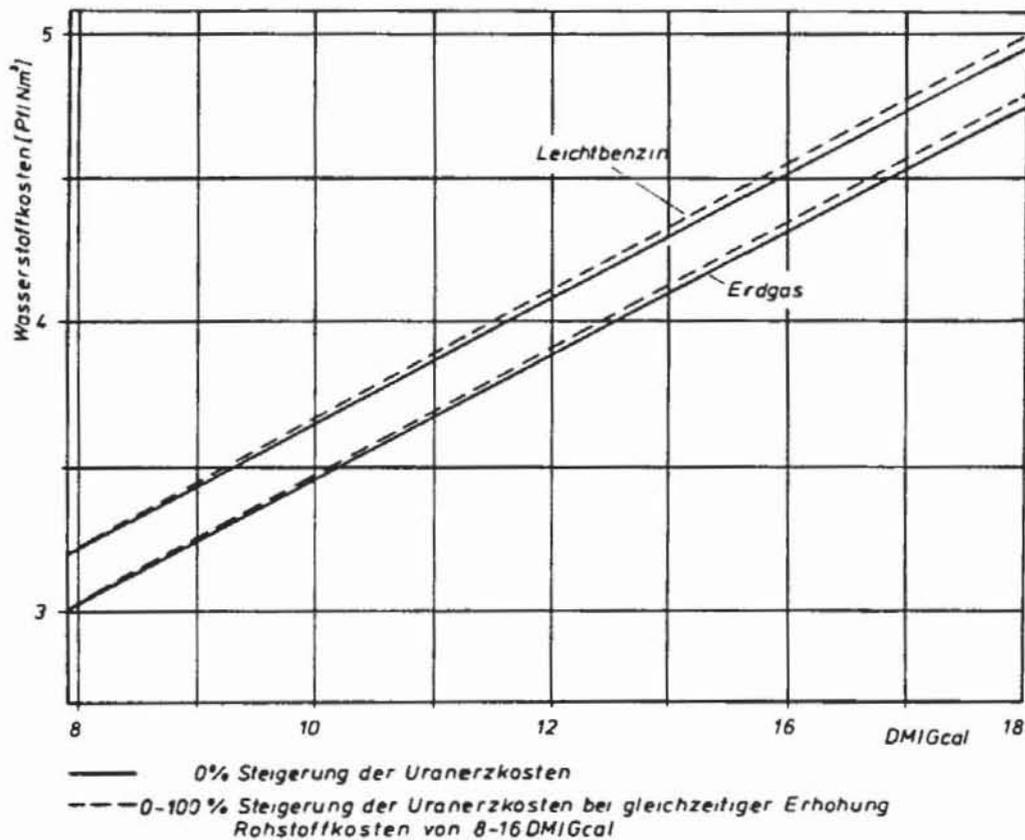


Abb. 2-4: Herstellungskosten von Wasserstoff unter Einkopplung nuklearer Prozeßwärme

Aus Abb. 2-4 kann der Einfluß steigender Uranerzpreise auf die Wasserstoffkosten entnommen werden. Eine 100 %ige Steigerung des Uranerzpreises, bei gleichzeitiger Steigerung der Rohstoffkosten, erhöht die Brennstoffkreislaufkosten um 20 % /2-9/ und die Wasserstoffkosten um 1 %.

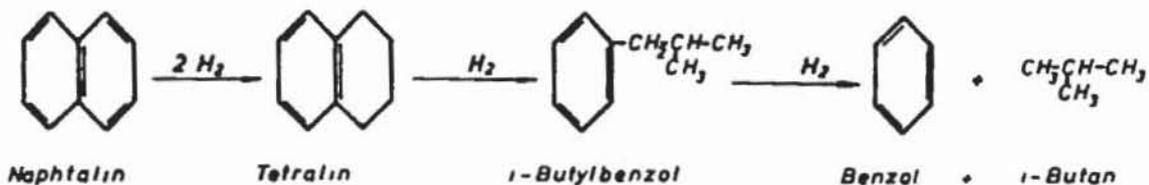
#### 2. 2. 1. 1. 2 Einsatz von schwerem Heizöl

In Hydrocrackanlagen kann schweres Heizöl in Benzinfraktionen umgewandelt werden. Die durch das Hydrocracken gewonnenen leichten Kohlenwasserstoffe

sind weitgehend schwefelfrei, so daß sie direkt dem katalytischen Röhrenspalt-ofen zugeführt werden können (Abb. 2-5).

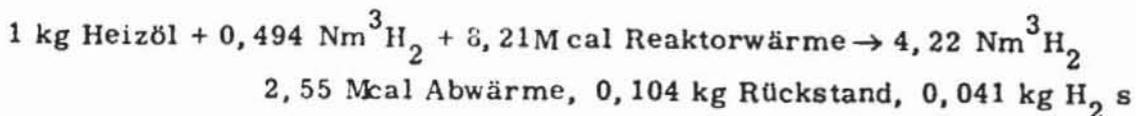
Mit Hydrocracken wird die katalytische Spaltung von Kohlenwasserstoffen unter einem hohen Wasserstoffpartialdruck bezeichnet. Aus den unterschiedlichen Rohstoffeigenschaften der Einsatzmaterialien wie z. B. dem Gehalt an Asphalt, Salzen, Vanadium und Nickel ergeben sich Unterschiede in: den Prozeßbedingungen (p, T), dem Katalysatoreinsatz, den Reaktionsmechanismen, der Reaktionswärme, dem Wasserstoffverbrauch und den Produktqualitäten /2-10, 2-11/. Unterschieden wird deshalb zwischen dem Hydrocracken von Destillationsrückständen und dem von Destillaten /2-3/. Das Hydrocrackbenzin kann neben dem Einsatz in den katalytischen Röhrenspaltöfen zur Wasserstoffherzeugung als Mischkomponente für Vergaserkraftstoffe verwendet werden. Diese Tatsache wird auf die überwiegende Bildung von Isoparaffinen und auf die Hydrierung von Aromaten und die Ringöffnungen der kondensierten Aromaten-Systeme zurückgeführt.

zum Beispiel:

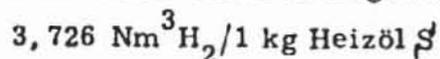


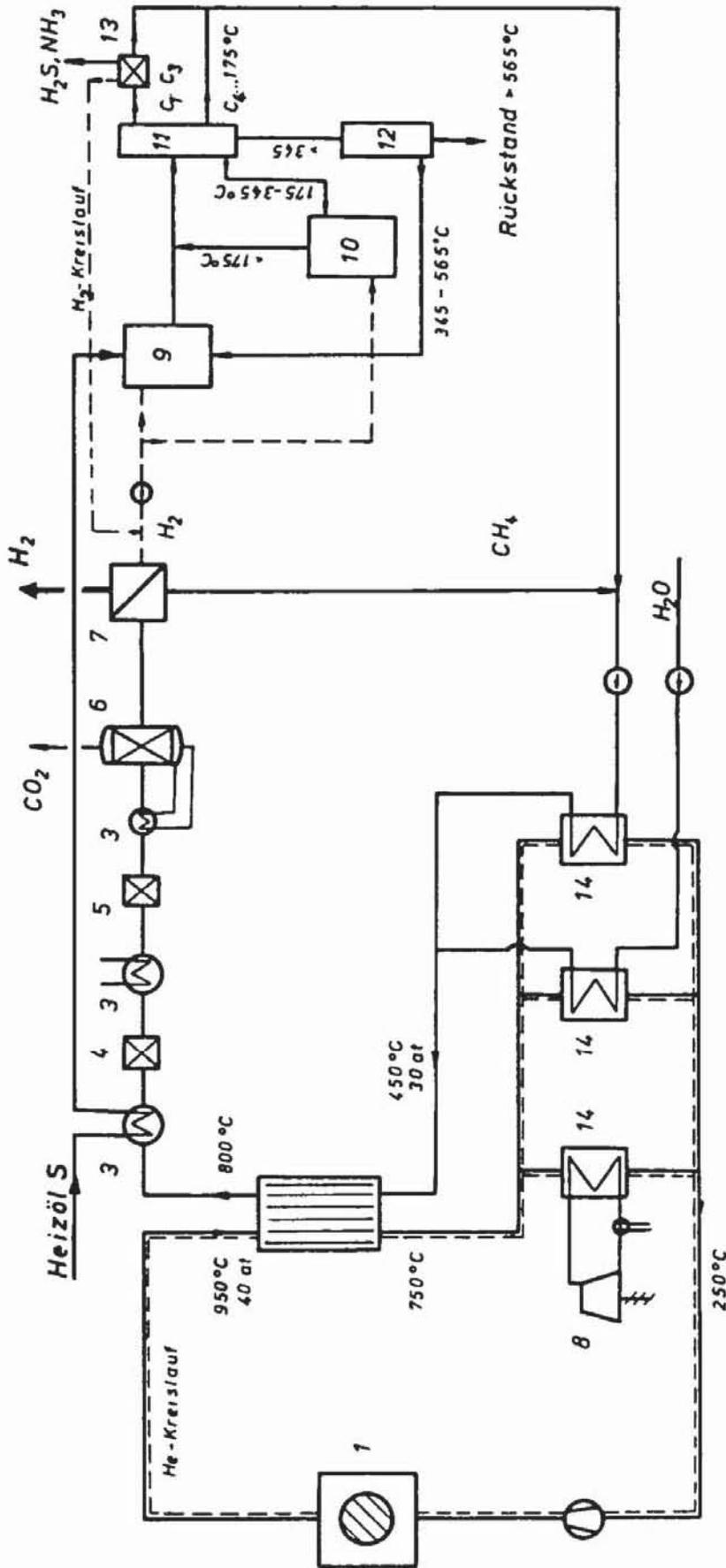
Die Mengenbilanz einer zweistufigen Hydrocrackanlage, bestehend aus Hydrocrackern für den Einsatz von Rückstandsölen und Mitteldestillaten, gibt die Tab. 2-3 an. Bei der Aufstellung der Bilanz wurden die Betriebsergebnisse großtechnischer Anlagen berücksichtigt /2-3/. Für die in der Abb. 2-5 dargestellte Koppelanlage: Hydrocracker - Naphtaspaltung zur Wasserstoffherzeugung zeigt die Abb. 2-6 eine Energiebilanz.

Aufgrund der Ergebnisse für die Naphtaspaltung ergibt sich die Bruttogleichung für den vollständigen Naphtaumsatz



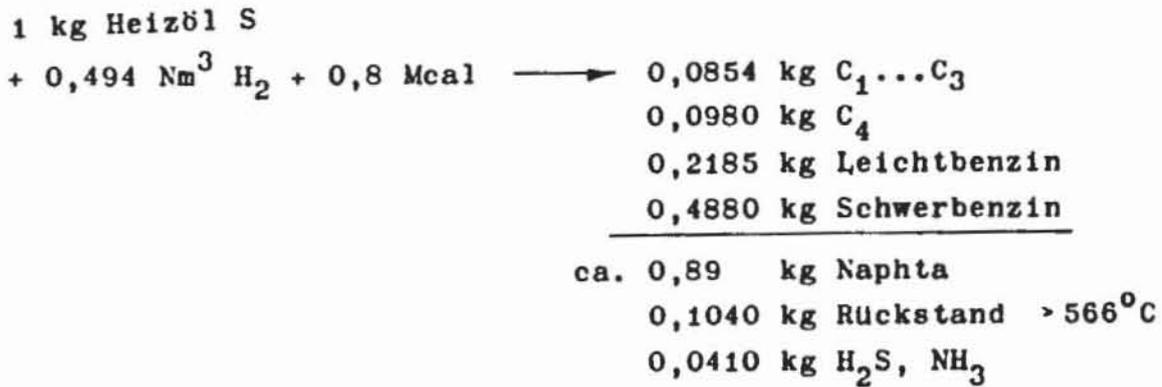
Die Nettoproduktion an Wasserstoff beträgt somit





- |                         |  |                          |
|-------------------------|--|--------------------------|
| 1 Hochtemperaturreaktor | 6 CO <sub>2</sub> - Wasche                   | 11 Fraktionierung atm    |
| 2 Rohrenspaltofen       | 7 CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> - Trennung | 12 Fraktionierung Vakuum |
| 3 Abhitzeessel          | 8 Turbinenanlage                             | 13 Gasaufbereitung       |
| 4 Konvertierung 450°C   | 9 Hydrocracker Heizöl S                      | 14 Wärmetauscher         |
| 5 Konvertierung 200°C   | 10 Hydrocracker Mitteldestillat              |                          |

Abb. 2-5: Koppelanlage: Hydrocracker - Naphtaspaltung

Gesamtbilanz

Tab. 2-3: Mengenbilanz einer zweistufigen Hydrocrackanlage

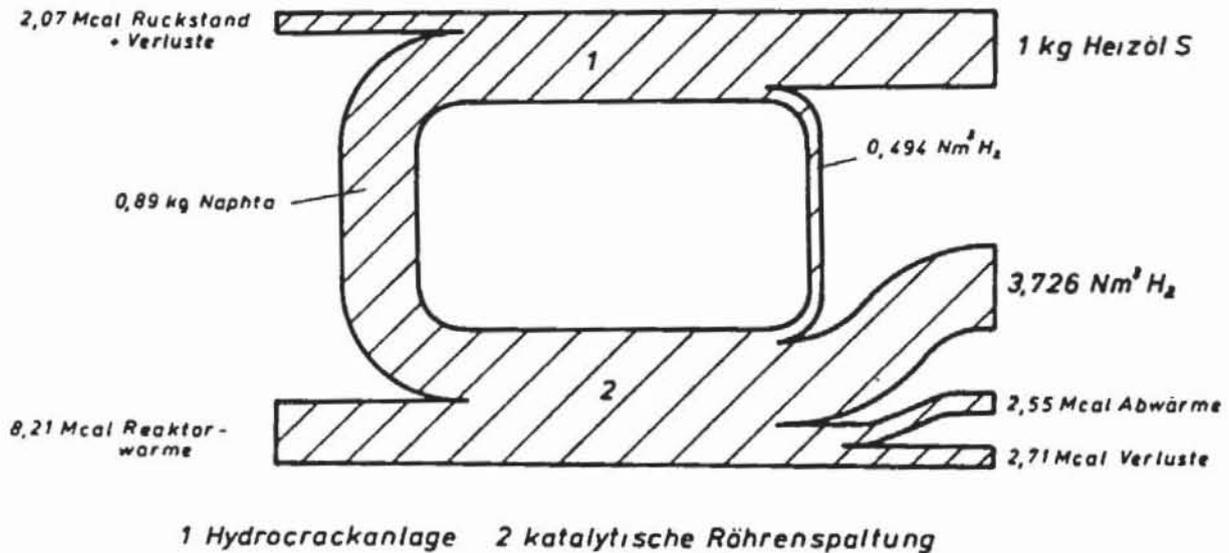


Abb. 2-6: Energiebilanz der Koppelanlage: Hydrocracker - Naphtaspaltung

### Kosten der Wasserstofferzeugung aus Heizöl S

Über die Investitionskosten von Hydrocrackanlagen finden sich in der Literatur /2-12, 2-13, 2-19, 2-15, 2-16, 2-17/ aufgrund der neu entwickelten Technologien unterschiedliche Angaben. Deshalb wurden Mittelwerte gebildet, und mit Hilfe des Degressionskoeffizienten  $d = 0,73$  /2-16/ konnten die Investitionskosten auf eine Hydrocrackanlage von  $1,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$  Kapazität umgerechnet werden. Handelte es sich dabei um ältere Kostangaben, so wurden sie mittels des "Chemical Engineering Plant Cost Index" /2-18/ für das Jahr 1972 aktualisiert, wobei ein Dollar - Umrechnungswert von 3,20 DM angenommen wurde. Die Anlagengröße konnte eliminiert werden, indem die spez. Investitionskosten pro Jahresdurchsatz (in Abhängigkeit vom Wasserstoffbedarf ermittelt wurden (Abb. 2-7). Die Differenz in den Anlagekosten für das Hydrocracken von Destillaten und Destillatrückständen ist eine Folge der unterschiedlichen vorliegenden Angaben.

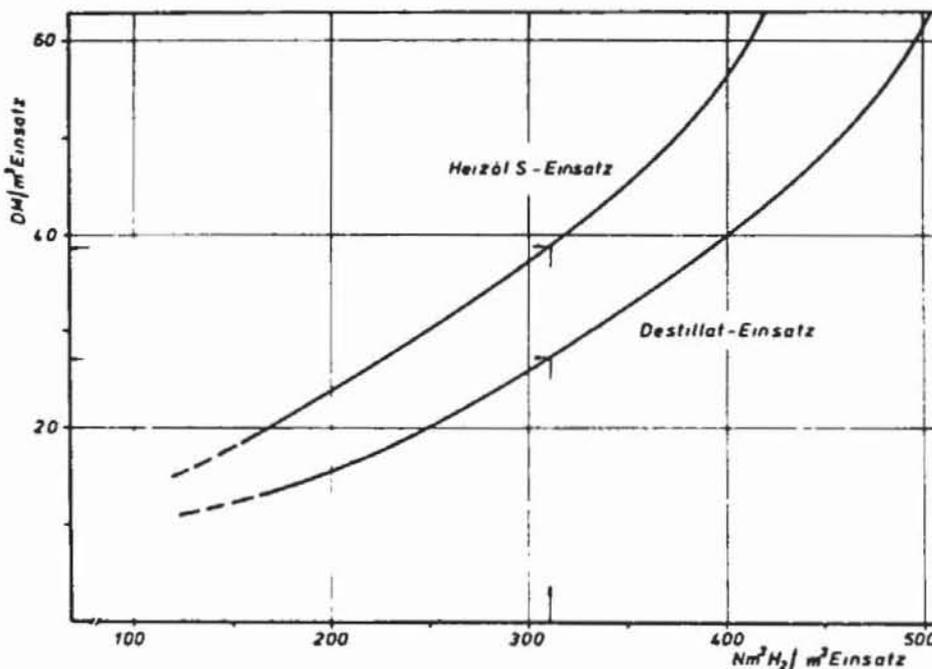


Abb. 2-7: spez. Investitionen von Hydrocrackanlagen ( $1,5 \text{ Mio m}^3/\text{a}$  Kapazität)

Aus Abb. 2-7 ist ersichtlich, daß bei abnehmendem Wasserstoffverbrauch die Investition von Hydrocrackanlagen sich denen der katalytischen Crackanlagen nähern. Da die Investition für Hydrocrackanlagen erheblich vom Wasserstoffeinsatz abhängt, wird dieser aus wirtschaftlichen Überlegungen begrenzt.

## Anlagenkapazität und Kosten der Hydrocrackanlage

Kernreaktorleistung		3000 MW <sub>th</sub>
für Naphtaspaltung		2167 MW <sub>th</sub>
Stromerzeugung		833 MW <sub>th</sub>
$\eta_{el} = 40 \%$		333 MW <sub>el</sub>
Betriebsstunden		8000 h/a
Heizöl S - Einsatz		$1,81 \cdot 10^6$ t/a
Naphtaproduktion		$1,56 \cdot 10^6$ t/a
Wasserstofferzeugung		$7,65 \cdot 10^9$ Nm <sup>3</sup> /a
Wasserstoffverbrauch		$0,90 \cdot 10^9$ Nm <sup>3</sup> /a
Nettowasserstoffproduktion		$6,75 \cdot 10^9$ Nm <sup>3</sup> /a
Anlagekosten		
Hydrocracker 1. Stufe	aus Abb.14	$68,5 \cdot 10^6$ DM
Hydrocracker 2. Stufe	aus Abb.14	$38,0 \cdot 10^6$ DM
H <sub>2</sub> S - Wäsche u. Kompressoren		$20,0 \cdot 10^6$ DM
Fixkosten bei 25 %/a Annuität		$31,6 \cdot 10^6$ DM
Katalysator, Lizenz		
Hydrocracker 1. Stufe	4,90 DM/1 t	$8,86 \cdot 10^6$ DM
Hydrocracker 2. Stufe	3,00 DM/1 t	$3,22 \cdot 10^6$ DM
Verarbeitungskosten		28 DM/1 t Naphta
Rohstoffkosten		
Heizöl S		40...120 DM/t
Gutschrift 1 t Rückstandsöl	35..115 DM	3,64..12 DM/t Heizöl S
Gesamtenergiebedarf		800 Mcal/1 t Heizöl S

Der Energiebedarf der Hydrocrackanlage kann durch die Abwärme der katalytischen Crackanlage gedeckt und mit den nuklearen Wärmekosten 0,49 Pf/Mcal (einschließlich der Kernreaktoranlagekosten) bewertet werden. Die Kosten der Naphtaspaltung unter Einkopplung nuklearer Wärme wurden in Kap. 2.2.1.1.1 berechnet. Abb. 2-8 gibt eine graphische Darstellung der Wasserstoffkosten in Abhängigkeit von den Heizölkosten wieder.

zum Beispiel:

$$\text{Heizöl S} = 60 \text{ DM/t} \rightarrow 3,93 \text{ Pf/Nm}^3 \text{ H}_2$$

Um zu einem Kostenvergleich zu kommen, weist Abb. 2-8 auch die Wasserstoffkosten der katalytischen Methan- und Naphtaspaltung sowie die der partiellen Oxidation von Heizöl S auf. Die Deckung des erforderlichen Energiebedarfs erfolgt durch den Einsatz fossiler Energieträger.

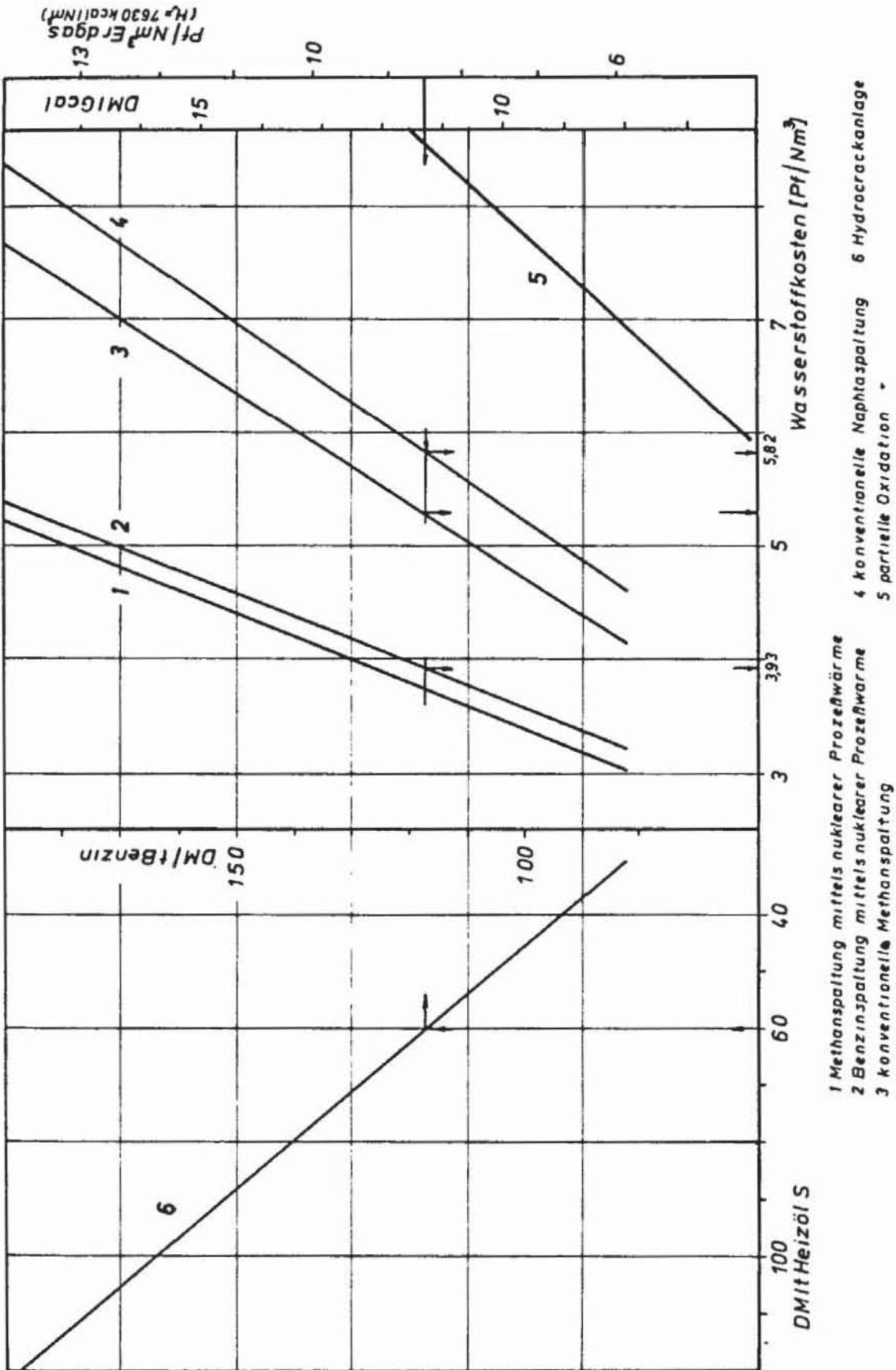


Abb. 2-8: Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Heizölkosten

Bei steigenden Rohstoffkosten wird der Kostenvorteil der nuklearen Prozeßwärme gegenüber den konventionellen Verfahren zur Wasserstoff-erzeugung immer deutlicher. Eine 100 %ige Steigerung der Naphtakosten erhöht die Wasserstoffkosten der konventionellen Spaltung in Relation zu der Spaltung mit nuklearer Prozeßwärme um 72 %.

### 2. 2. 1. 1. 3 Erzeugung von synthetischem Erdgas aus Heizöl S

Durch die Entwicklung der katalytischen Reichgasprozesse ist die Möglichkeit verwirklicht worden, synthetisches Erdgas aus Benzin zu gewinnen. Aufgrund reaktionskinetischer und thermodynamischer Gegebenheiten bei der katalytischen Spaltung von Benzin mit Wasserdampf findet die Umsetzung zu Methan in dem Temperaturbereich von 400 - 550 °C adiabatisch statt /2-41/. Die jeweilige Prozeßtemperatur ist weitgehend abhängig von dem vorliegenden Betriebsdruck und dem H<sub>2</sub>O/C - Verhältnis im Reaktor.

Der Hydrocrackeeinsatz von 1100 kg Heizöl S ergibt eine Benzinausbeute von 785 kg, so daß die Reichgasanlage 1000 Nm<sup>3</sup> synthetisches Erdgas (98 Vol. % CH<sub>4</sub>) erzeugt /2-3/. Für die in Abb. 2-9 dargestellten Kosten des synthetischen Erdgases liegt folgende Kostenrechnung zugrunde:

Anlagekosten:  $145 \cdot 10^6$  DM für die Produktion von  $4 \cdot 10^9$  Nm<sup>3</sup>/a  
 Synthesegas bei 8000 Betriebsstunden/a /2-3/

#### Fixkosten:

Bedienung und Verwaltung	5 %	$7,25 \cdot 10^6$ DM	
Instandhalt. u. Versicherung	5 %	$7,25 \cdot 10^6$ DM	
Kapitaldienst			
10 Jahre 8 % Zinsen	15 %	$21,80 \cdot 10^6$ DM	
		$36,30 \cdot 10^6$ DM	= 0,91 Pf/Nm <sup>3</sup> SG

#### Variable Kosten:

1,02 Mcal Wärme	0,49 Pf/Mcal	0,50 Pf/Nm <sup>3</sup> SG
0,026 kWh Strom	2 Pf/kWh	0,052 Pf/Nm <sup>3</sup> SG
		0,552 Pf/Nm <sup>3</sup> SG
0,785 kg Benzin	80..160 DM/t	6,28..12,56 Pf/Nm <sup>3</sup> SG

Bei einem Einstandspreis für Heizöl S von 60 DM/t ergeben sich nach Kap. 2.2.1.1.2 Benzinkosten von 117,80 DM/t, so daß der Methanpreis 10,7 Pf/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> beträgt (Abb. 2-9).

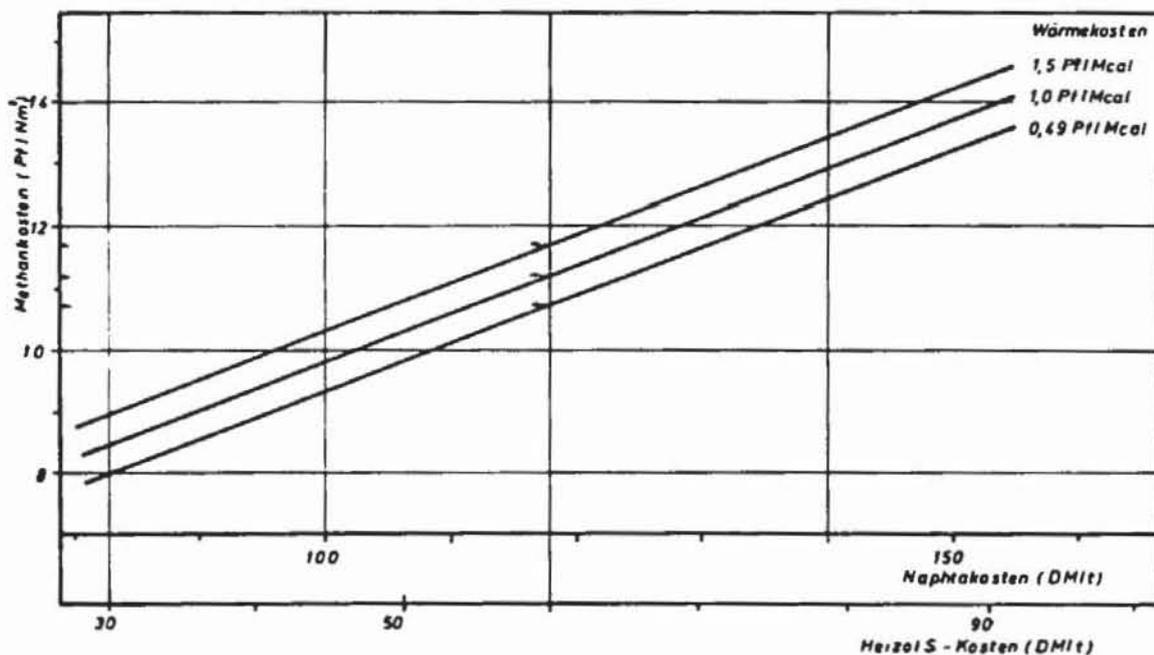


Abb. 2-9: Kosten des "synthetischen Erdgases" in Abhängigkeit von Naphta - bzw. Heizöl S - Preis unter Einkopplung nuklearer Prozeßwärme

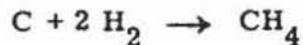
#### 2.2.1.1.4 Einsatz von Kohle

Die Wärmebilanz der Kohlevergasung zeigt, daß etwa ein Drittel des im Brennstoff eingebrachten Heizwertes notwendig ist, um den Wärmebedarf der Vergasung zu decken. Allen bisherigen Verfahren ist gemeinsam, daß die Wärmeerzeugung innerhalb des Reaktionsraumes durch partielle Verbrennung der Einsatzkohle mit Sauerstoff erfolgt (z. B. Lurgi-Druckvergasung). Der hohe spezifische Kohleverbrauch macht diese Verfahren in der BRD für die Gewinnung von synthetischem Erdgas oder Synthesegasen unwirtschaftlich, da der Kohlepreis maßgeblich den Gaspreis beeinflusst.

Ausgehend von dieser energiewirtschaftlichen Situation werden in der Bergbauforschung und von der Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff AG in Kooperation mit der Kernforschungsanlage Jülich neue Technologien zur Kohlevergasung entwickelt. Die für diese Verfahren notwendige Umwandlungsenergie soll durch hochtemperaturige, nukleare Prozeßwärme gedeckt werden. Die eingesetzte Kohle wird somit nur zur Synthesegaserzeugung verwandt.

Die Kohlevergasungsverfahren lauten:

a) hydrierende Vergasung zur Methangaserzeugung /2-19, 2-20/



b) Heißdampfvergasung zur Wasserstoffherstellung /2-5, 2-20/



Die gesamten Verfahren befinden sich in der Entwicklungsphase des Labormaßstabes, so daß für die Bestimmung der Synthesegaskosten erst die technologischen Daten erarbeitet werden müssen.

#### 2. 2. 1. 2 Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen

Die Umwandlung von Kohle in flüssige Kohlenwasserstoffe hat ein besonderes Interesse in Ländern gefunden, die geringe Erdölreserven jedoch große Kohlevorkommen besitzen. Aus diesem Grunde wurden in Deutschland und England Forschungsarbeiten durchgeführt, die zum Ziel hatten, aus Kohle erdölähnliche Produkte herzustellen. Es wurden zwei voneinander unabhängige Verfahrenstechniken entwickelt

a) Kohlehydrierung

b) Fischer-Tropsch-Synthese

##### Kohlehydrierung

Unter Kohlehydrierung versteht man die Umsetzung von Stein- oder Braunkohle mit Wasserstoff unter einem hohen Druck (300 - 700 at) und bei Temperaturen von 450 - 500 °C zu synthetischem Öl. Die Kohlehydrierung wurde von Bergius-Pier in Deutschland entwickelt und 1927 zur großtechnischen Anwendung

gebracht /2-21, 2-22/. 1944 gab es in Deutschland 12 Werke mit einer Gesamtkapazität von ca. 4 Mio t Treibstoffe/Jahr, die nach diesem Verfahren arbeiteten. Der Anteil am deutschen Mineralölbedarf betrug somit ca. 30 %. Der Kohleeinsatz pro Tonne Produkt war recht erheblich. Um beispielsweise aus Steinkohle 1 t Fertigprodukte, bestehend aus 0,8 t Benzin und Dieselöl sowie 0,2 t Flüssiggas herzustellen, waren insgesamt 3,6 t Kohle erforderlich. Von dieser Menge wurden 1,25 t zur Hydrierung, 1,36 t zur Wasserstoff-erzeugung und 1 t zur Energieerzeugung verbraucht /2-23/. Bei den zur Zeit in der BRD geltenden Steinkohlenpreisen um ca. 100 DM/t würde der Anteil der Rohstoffkosten 360 DM/t Fertigprodukt betragen. Daraus kann gefolgert werden, daß die Kohlehydrierung nach der obigen Fahrweise unwirtschaftlich ist.

#### Fischer-Tropsch-Synthese

Das Verfahren der katalytischen Kohlenoxid-Hydrierung nach Fischer-Tropsch erzeugt aus Synthesegasen ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ) flüssige Kohlenwasserstoffe /2-24/. Die in Deutschland vor 1945 betriebenen Synthesewerke erzeugten das erforderliche Synthesegas aus Stein- oder Braunkohle. Die Produktion von 1 t verwertbarer Produkte erforderten den Einsatz von 4,5 bis 7 t Kohle. Damit arbeitet auch dieser Prozeß bei steigenden Kohlepreisen unwirtschaftlich.

In der folgenden Abhandlung sollen daher neuzeitliche Entwicklungen von Verfahren untersucht werden, die bei einem Minimum an Rohstoffeinsatz flüssige Kohlenwasserstoffe produzieren.

#### 2.2.1.2.1 Kohlehydrierung

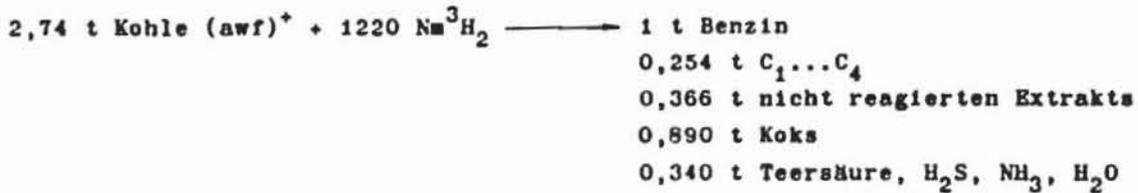
In den USA werden auf dem Gebiete der Kohlehydrierung Verfahren im halotechnischen Maßstab erprobt. Im wesentlichen handelt es sich um die drei Verfahren.

Consol-Verfahren der Consolidation Coal Company /2-25/.

Das Consol-Verfahren stellt eine Weiterentwicklung des Pott-Broche Prozesses dar, mit dem 1946 in Deutschland keine befriedigenden Ergebnisse erzielt wurden /2-26, 2-27/. Die Kohle wird bei diesem Verfahren mit einem Lösungsmittel unter schwacher Hydrierung extrahiert. In der sich anschließenden

Hydrierstufe wird aus dem aschefreien Kohleextrakt ein Rohöl gewonnen, das z. B. durch raffinierende Prozesse in Benzin umgewandelt werden kann.

#### Einsatzstoffe und Reaktionsprodukte



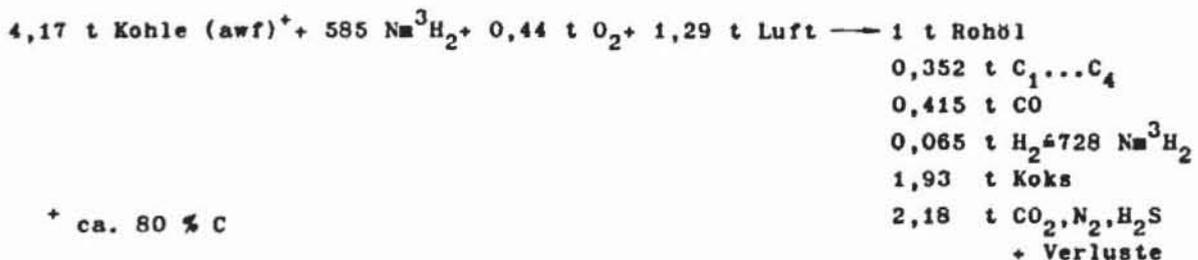
<sup>†</sup>awf = asche - und wasserfrei mit ca. 80 % C

$$\text{Umwandlungsgrad} = \frac{\text{Kohlenwasserstoffausbeute}}{\text{Kohleeinsatz}} = 0,46$$

Der H<sub>2</sub>-Bedarf wird zu 70 % durch die partielle Oxidation des nicht reagierten Extrakts und zu 30 % durch die katalytische Spaltung gasförmiger Kohlenwasserstoffe gedeckt.

COED (Char Oil Energy Development) der FMC - Corporation /2-27, 2-28/  
Beim COED-Verfahren wird die Kohle in vier Stufen pyrolysiert (Abb. 2-10). Die für die Schwelung notwendige Wärme in der 2. bis 4. Stufe wird in der 4. Stufe durch Verbrennung eines Teils des Kokes mit O<sub>2</sub> gewonnen und durch das entstehende Gas auf die 2. und 3. Stufe übertragen. Die Beheizung der 1. Stufe erfolgt durch extern erzeugte Verbrennungsgase und durch Wasserdampf. Es schließt sich eine hydrierende Raffination des entstandenen Pyrolyseöls an.

#### Einsatzstoffe und Reaktionsprodukte



<sup>†</sup> ca. 80 % C

$$\text{Umwandlungsgrad} = \frac{\text{Kohlenwasserstoffausbeute}}{\text{Kohleeinsatz}} = 0,325$$

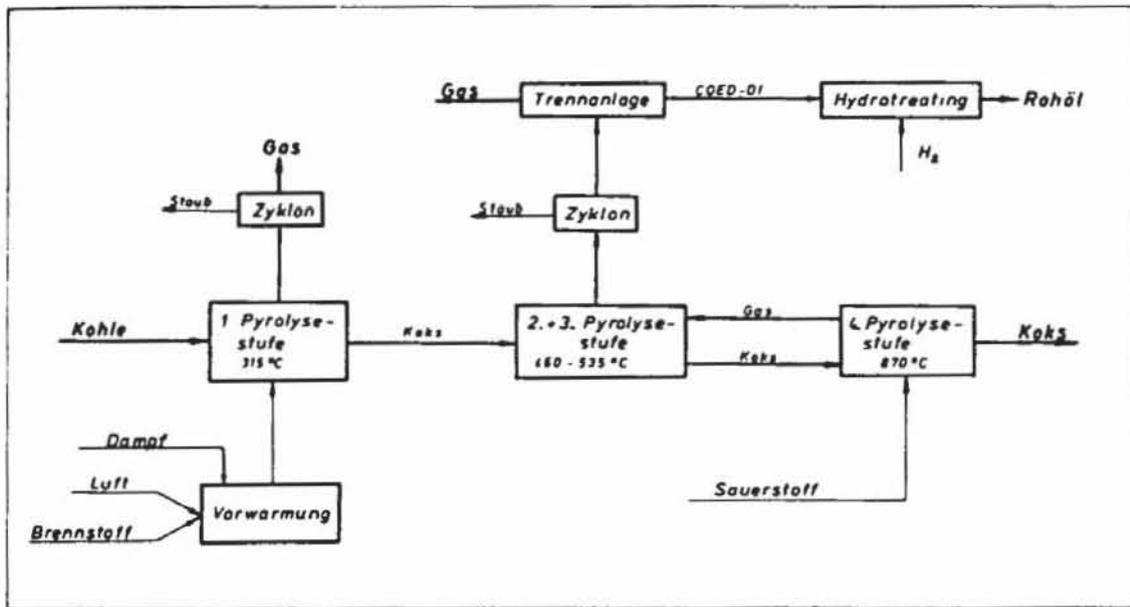
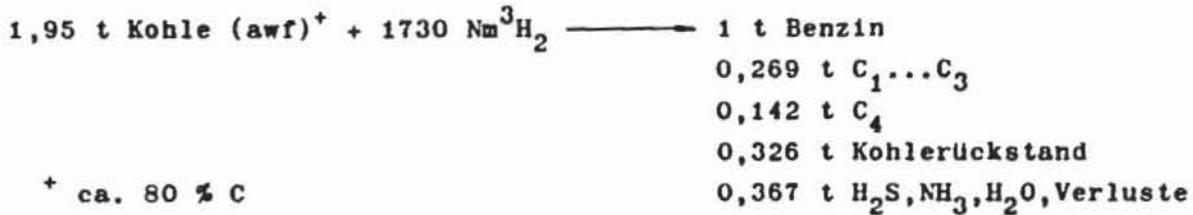


Abb. 2-10: Verfahrenstechnische Anordnung des COED-Prozesses

H-Coal-Verfahren der Hydrocarbon Research Inc /2-29, 2-30, 2-31/

Die Entwicklung des H-Coal-Prozesses basiert auf Erfahrungen mit deutschen Kohlehydrieranlagen und den Betriebsergebnissen des H-Oil-Prozesses /2-14/. Der Einsatz beim H-Coal-Verfahren besteht aus getrockneter, pulverisierter Kohle, die in einem Verhältnis von Kohle: Schweröl = 1:1 zusammen mit dem notwendigen Wasserstoff dem Reaktor zugeführt wird. Die Kohle wird in einem "wallenden Katalysatorbett" hydriert und in flüssige und gasförmige Produkte umgewandelt. Im Gegensatz zu der Arbeitsweise ehemaliger deutscher Hydrieranlagen wird der Katalysator vom Produktstrom nicht ausgetragen. Die die Fraktionieranlage verlassenden Destillate werden dem konventionellen Raffinerieprozeß zugeführt, während das Schweröl für das Anmischen der Einsatzkohle verwendet wird (Abb. 2-11). Als Katalysator dient Kobalt/Molybdän auf Aluminiumoxid.

## Einsatzstoffe und Reaktionsprodukte



$$\text{Umwandlungsgrad} = \frac{\text{Kohlenwasserstoffausbeute}}{\text{Kohleeinsatz}} = 0,725$$

78 % des Wasserstoffs werden dem Kohlehydrierreaktor und der Rest wird den Hydrocrackanlagen zugeführt.

Von den drei genannten Verfahren erfüllt das H-Coal-Projekt am besten die Voraussetzungen, um in Deutschland aus Kohle flüssige Kohlenwasserstoffe herzustellen:

- a) Minimaler Kohleverbrauch, der durch den Einsatz von Rückstandsölen auf die Hälfte gesenkt werden kann.
- b) Die Rohölgewinnung durch die Schwelung der Kohle nach dem COED-Verfahren dürfte aufgrund der geringen Vorkommen an schwelwürdiger Kohle (20 % Teerausbeute) in der BRD kaum Anwendung finden /2-26/.
- c) Der erhöhte Wasserstoffbedarf des H-Coal-Prozesses gegenüber dem Consol-Verfahren bedingt eine Kostensteigerung, die aber durch den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren zur Wasserstofferzeugung nach dem Steam-Reforming Verfahren minimal gehalten werden kann.
- d) Bei einer großtechnischen Anlage kann beim Consol-Verfahren der apparative Aufwand für die Extraktion der Kohle zu höheren Investitionen gegenüber dem H-Coal-Verfahren führen.
- e) Nach /2-27/ wird das Consol-Verfahren nicht mehr vom Office of Coal Research gefördert, während die Mineralölindustrie den H-Coal-Prozess weiter entwickelt.

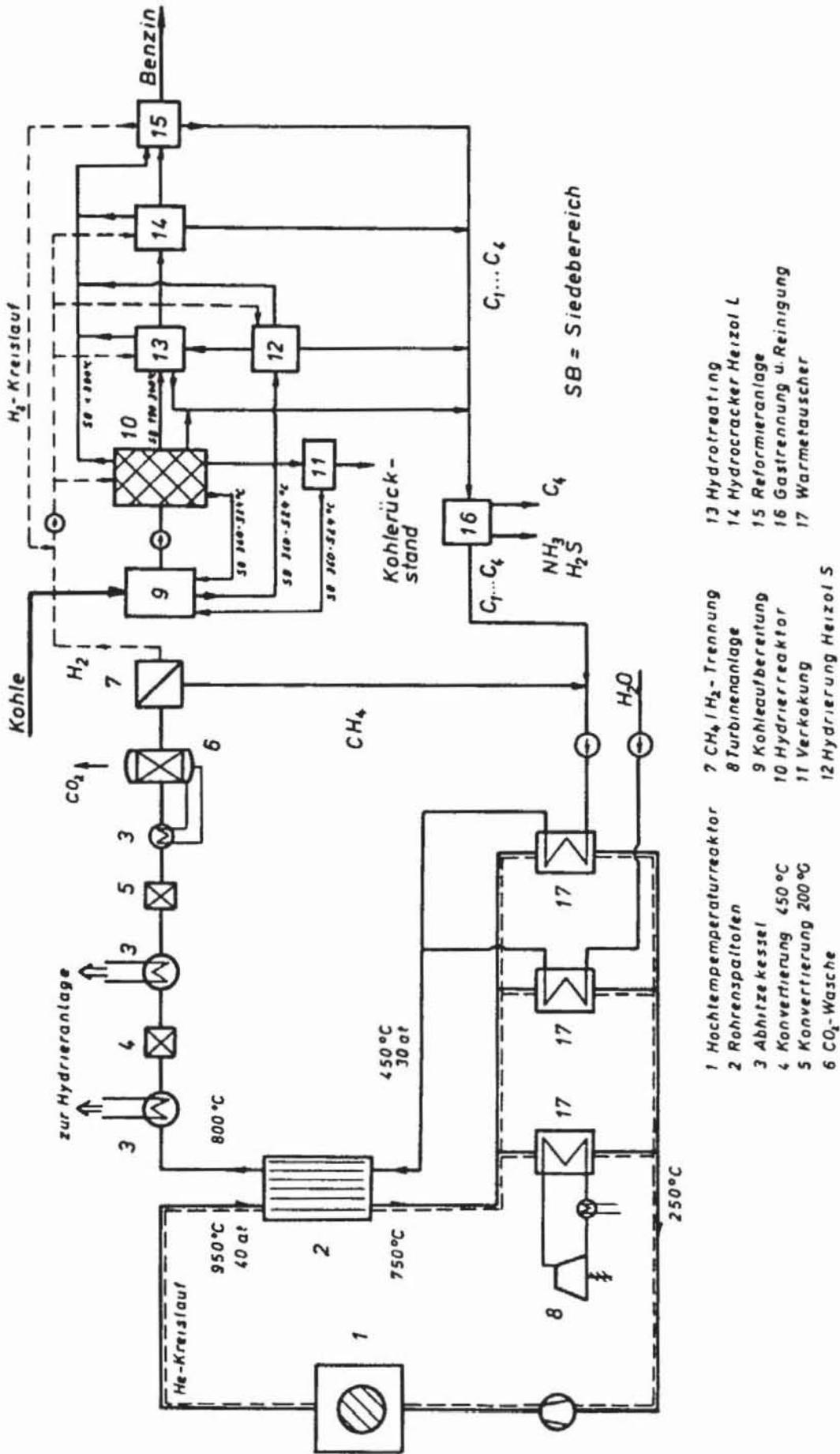
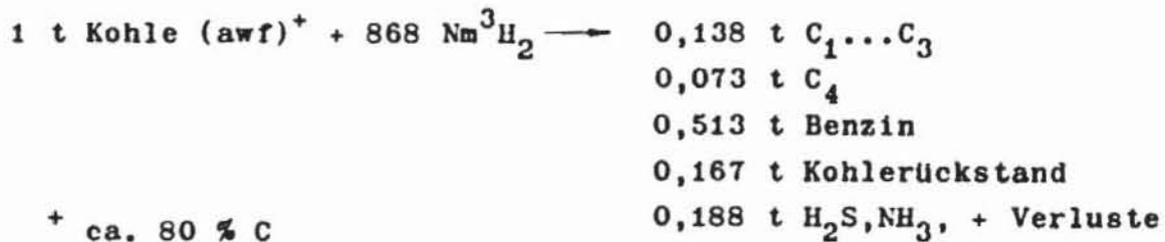


Abb. 2-11: Verfahrensschema Hochtemperaturreaktor - Kohlehydrierung

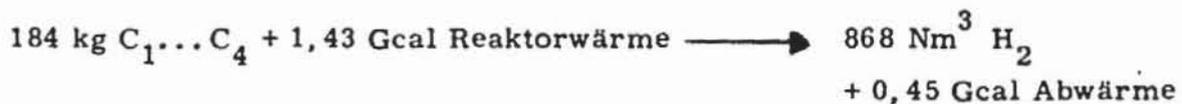
### Kostenrechnung zum H-Coal-Verfahren

Die Kostenrechnung basiert auf Investitionsangaben der American Oil Co., die im Jahre 1967 aufgrund von Laborergebnissen des HRI's eine Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellte. Die Investitionen wurden mittels des "Chemical Engineering Plant Cost Index" für 1972 aktualisiert (Dollar-Umrechnungswert = 3,20 DM) und mit einem Aufschlag von 20 %, bezogen auf die Investitionssumme, für erforderliche off-sites versehen.

### Mengenbilanz



Aus der Energie- und Mengenbilanz der Methanspaltung (Kap. 2.2.1.1.1) ergibt sich die erforderliche Reaktorwärme zu



Die Abwärme der Methanspaltanlage wird zur Deckung des Wärmebedarfs der Kohlehydrieranlage eingesetzt.

Die elektrische Energie beträgt

$$\frac{360 \text{ kWh}_{el}}{1 \text{ t Kohle (awf)}}$$

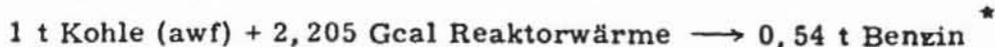
was einem Energieäquivalent von

$$(1 \text{ el} = 40 \%)$$

$$\frac{0,775 \text{ Gcal}}{1 \text{ t Kohle (awf)}}$$

entspricht.

Umsatzgleichung für den integrierten Prozeß



\* 0,513 t Benzin und 0,027 t C<sub>4</sub> wurden von der Erlössituation als gleichwertig betrachtet.

Kernreaktorleistung	3000 MW <sub>th</sub>
für H <sub>2</sub> - Produktion	1725 MW <sub>th</sub>
Betriebsstunden	8000 h/a
Kohleeinsatz	8,25 · 10 <sup>6</sup> t Kohle (awf)/a
Benzinproduktion	4,45 · 10 <sup>6</sup> t Benzin/a

Kostenrechnung

	Investitionen	Annuität	Kosten/a
Reaktorkosten	400 Mio DM	15 %/a	60,0 Mio DM
Röhrenspaltöfen	110 Mio DM	25 %/a	27,5 Mio DM
Gasreinigung	110 Mio DM	25 %/a	27,5 Mio DM
Dampfturbinenanlage	150 Mio DM	15 %/a	22,5 Mio DM
Hydrieranlage	1470 Mio DM	20 %/a <sup>+</sup>	294,0 Mio DM
	<u>2020 Mio DM</u>		<u>431,5 Mio DM</u>

Fixkosten 97 DM/1 t Benzin

* Kapitaldienst (15 Jahre, 8% Zinsen)	12 % der Anlagekosten
Unterhaltung	4 % der Anlagekosten
Versicherung etc.	1 % der Anlagakosten
allg. Geschäfts- u. Personalkosten	3 % der Anlagekosten

Betriebskosten

Katalysator		11,50 DM/1 t Benzin
Reaktorwärme	Brennstoffkreis- laufkosten	0,20 Pf/Mcal
		<u>8,20 DM/1 t Benzin</u>
		19,70 DM/1 t Benzin

Fix - und Betriebskosten 116,70 DM/1 t Benzin  
 Rohstoffkosten f (Kohlekosten)

Die Produktionskosten können Abb. 2-12 entnommen werden.

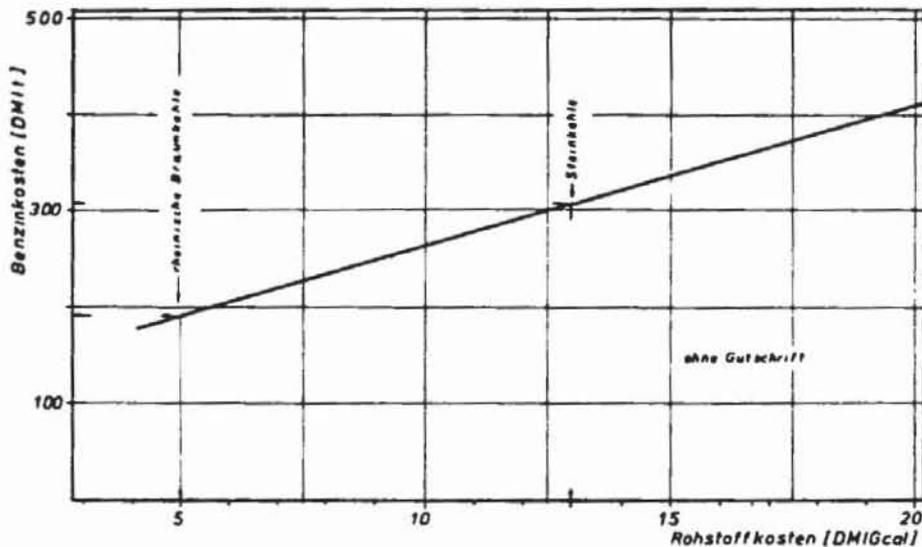


Abb. 2-12: Benzinkosten einer H-Coal-Anlage unter Einkopplung nuklearer hochtemperaturiger Prozeßwärme

### 2. 2. 1. 2. 2 Fischer-Tropsch-Synthese

Entwicklungen auf dem Gebiete der Fischer-Tropsch-Synthese, die nach 1945 durchgeführt wurden, zeigen, daß der Einsatz von Eisenkatalysatoren zu optimalen Ergebnissen führt /2-32/. Es liegen zwei Arten von Prozeßführungen vor:

a) Einsatz von  $H_2$ -reichen Synthesegasen  $H_2/CO > 1$

Lurgi/Ruhrchemie entwickelten in Deutschland das Festbett /2-33/ und Kellogg in den USA das Flugstaubverfahren /2-34/. In Südafrika werden beide Verfahren zur Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen eingesetzt /2-35/.

b) Einsatz von  $CO$ -reichen Synthesegasen  $CO/H_2 > 1$

Diese von Kölbel-Rheinpreußen entwickelte Synthese arbeitet mit in Öl suspendierten Eisenkatalysatoren (Flüssigphase-Verfahren) /2-36/. Es liegen die Betriebsergebnisse einer halbtechnischen Anlage vor /2-37/.

Verfahren, die mit fest angeordnetem oder staubförmig bewegtem Katalysator arbeiten, sind auf Gase angewiesen, die mehr Wasserstoff als Kohlenoxid enthalten, um die Kohlenstoffabscheidung am Katalysator und die damit verbundene Verstopfung der Kontaktrohre zu verhindern. Wasserstoffreiche Gase entsprechen aber nicht der Reaktionsweise des Fe-Katalysators, so daß erst durch aufwendige Maßnahmen (z. B. Kreislaufführung der Gase, Stufenanordnung und Entfernung des Reaktionswassers nach jeder Stufe) eine artgerechte Verarbeitung der Gase erfolgen kann. Diese zusätzlichen Maßnahmen erschweren und verteuern den Betrieb und erhöhen die Anlagekosten /2-36/. Beim Flüssigphase-Verfahren dagegen wurden in einer Stufe und ohne Kreislaufführung 90 %ige  $(CO+H_2)$ -Umsätze erzielt. Die Erzeugung von  $CO$ -reichen Gasen wird durch die katalytische Methanspaltung und die Zugabe von  $CO_2$  erreicht. Somit kann ein kostengünstiger Kohlenstoffträger zur Produktion von flüssigen Kohlenwasserstoffen eingesetzt werden. Es erfolgt eine Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Kölbel-Rheinpreußen-Verfahrens unter Einsatz von hochtemperaturiger Prozeßwärme.

## Kölbel-Rheinpreußen-Verfahren

Das Kölbel-Rheinpreußen-Flüssigphase-Verfahren arbeitet nach dem Prinzip der Blasensäule, indem das Synthesegas in Blasenform von unten durch eine stationär gehaltene Säule von flüssigen Kohlenwasserstoffen geführt wird /2-36/. Der Eisenkatalysator ist feinkörnig in dem flüssigen Medium suspendiert und wird durch den Gasstrom in gleichmäßiger Verteilung über die gesamte Höhe und Breite der Flüssigkeitssäule gehalten. Durch den Einbau von Kühlflächen im Synthesereaktor, die vom Wasser unter Druck durchflossen werden, kann die Reaktionswärme gut abgeführt werden.

Das Flüssigphaseverfahren zeichnet sich besonders durch seine hohe Anpassungsfähigkeit an Gase unterschiedlicher  $\text{CO}/\text{H}_2$ -Verhältnisse aus. Hinsichtlich des zu erzeugenden Produktspektrums ist durch unterschiedliche Fahrweise der Anlage die Möglichkeit gegeben, die Gewichtsverteilung in weiten Bereichen zu variieren /2-3/.

Aufgrund von Betriebsergebnissen halbtechnischer Anlagen und in /2-3/ durchgeführten Mengenbilanzen ergibt sich der in Abb. 2-13 dargestellte Ausbeutestruktur.

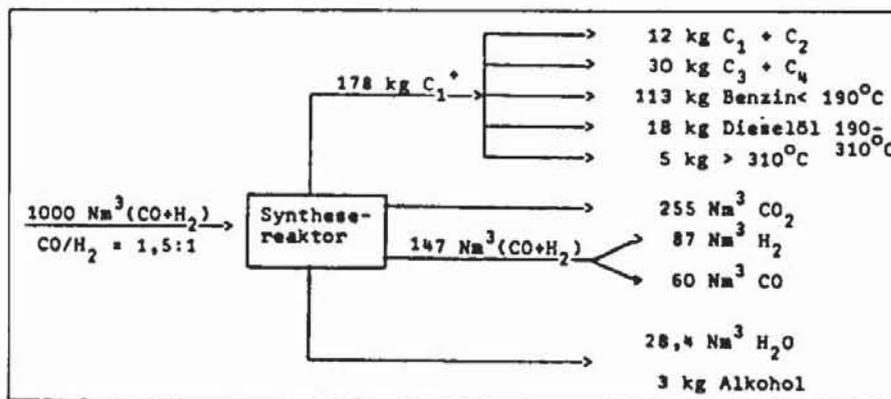


Abb. 2-13: Mengenbilanz am Synthesereaktor unter der Restriktion einer max. Benzinausbeute

Die Synthese nach dem Kölbel-Rheinpreußen-Verfahren setzt für eine maximale Benzinausbeute ein  $\text{CO}/\text{H}_2$ -Verhältnis am Reaktoreingang von 1,5 : 1 voraus.

Die Rückführung des nicht umgesetzten Synthesegases bedingt ein  $\text{CO} : \text{H}_2$ -Verhältnis am Ausgang der katalytischen Methanspaltanlage von 1,7 : 1. Aus thermodynamischen Gleichgewichtsberechnungen /2-38/

ergibt sich für die Betriebsparameter

$$p = 12 \text{ at}$$

$$T = 800^{\circ}\text{C}$$

folgende Mengenbilanz am Röhrenspaltofen:

<u>Einsatz</u>	<u>Produktgas</u>	
1 kmol $\text{CH}_4$	1,65 kmol $\text{CO}_2$	26,2 %
3 kmol $\text{CO}_2$	2,23 kmol $\text{CO}$	35,4 %
0,52 kmol $\text{H}_2\text{O}$	0,98 kmol $\text{H}_2\text{O}$	15,5 %
	1,32 kmol $\text{H}_2$	21,0 %
	0,12 kmol $\text{CH}_4$	1,9 %
	<hr/>	<hr/>
	6,30 kmol	100,0 %

In einer nachfolgenden Rectisol-Gasreinigungsanlage (Abb. 2-14) wird das  $\text{CO}_2$  aus dem Produktgas entfernt und der Methanspaltanlage wieder zugeführt. Die in der Energiebilanz angegebene Abwärme des Produktgases wird für die Vorwärmung der Einsatzprodukte verwandt.

Energiebilanz am Röhrenspaltofen (bezogen auf Ho)

<u>Eingang</u>	<u>Ausgang</u>
<u>Verbrennungswärme:</u>	<u>Verbrennungswärme:</u>
1 kmol $\text{CH}_4 = 213,3 \text{ Mcal}$	2,23 kmol $\text{CO} = 151,0 \text{ Mcal}$
	1,32 kmol $\text{H}_2 = 90,4 \text{ Mcal}$
	0,12 kmol $\text{CH}_4 = 25,6 \text{ Mcal}$
	<hr/>
	267,0 Mcal
<u>Vorwärmung: (600<sup>o</sup>C)</u>	<u>Abwärme: (800<sup>o</sup>C)</u>
1 kmol $\text{CH}_4 = 7,05 \text{ Mcal}$	1,65 kmol $\text{CO}_2 = 15,00 \text{ Mcal}$
3 kmol $\text{CO}_2 = 19,35 \text{ Mcal}$	2,23 kmol $\text{CO} = 13,00 \text{ Mcal}$
0,52 kmol $\text{H}_2\text{O} = 8,20 \text{ Mcal}$	0,98 kmol $\text{H}_2\text{O} = 17,3 \text{ Mcal}$
<hr/>	1,32 kmol $\text{H}_2 = 7,25 \text{ Mcal}$
34,60 Mcal	0,12 kmol $\text{CH}_4 = 1,25 \text{ Mcal}$
	<hr/>
	53,80 Mcal
<u>Überhitzung: (600-800<sup>o</sup>C)</u>	
1 kmol $\text{CH}_4 = 3,3 \text{ Mcal}$	
3 kmol $\text{CO}_2 = 7,8 \text{ Mcal}$	
0,52 kmol $\text{H}_2\text{O} = 1,02 \text{ Mcal}$	
<hr/>	
12,12 Mcal	
<u>Reaktionswärme:</u> 60,78 Mcal	

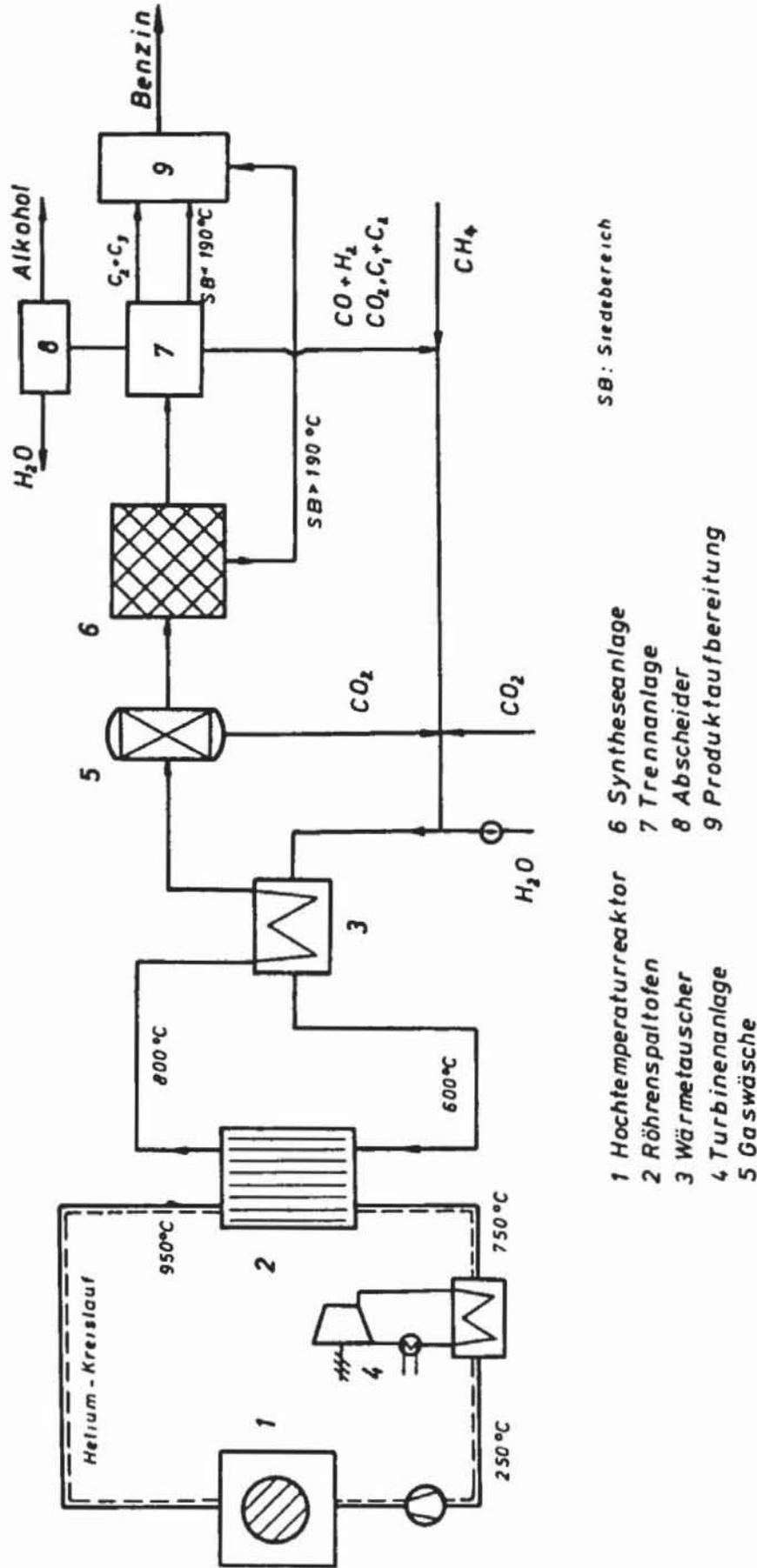
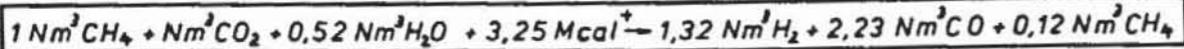


Abb. 2-14: Verfahrensschema, Hochtemperaturreaktor und Fischer-Tropsch-Synthese

Umsatzgleichung nach der Gasreinigung



<sup>+</sup>hochtemperaturige Prozeßwärme (950-750°C)

#### Kostenrechnung

Für das Kölbel-Rheinpreußen-Verfahren standen keine detaillierten Kostenangaben zur Verfügung. In /2-39/ werden lediglich die Gesamtinvestitionskosten angegeben, wobei die Investitionen für das Flüssigphase-Verfahren um 30 % niedriger angegeben werden als die für das Festbett-Verfahren nach Lurgi.

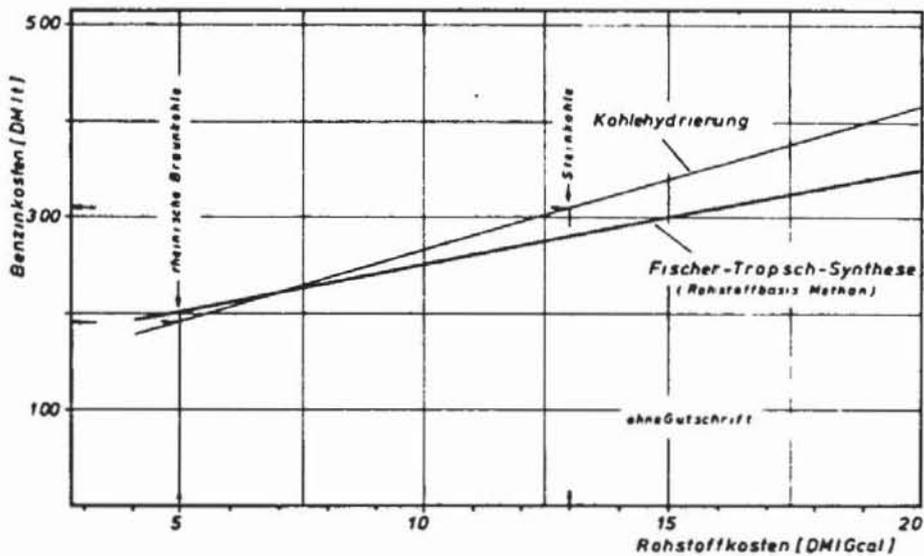
Für diese Differenz lassen sich folgende Gründe anführen /2-36, 2-37/:

- der große Aufwand an Einrichtungen und Betriebskosten für den Gaskreislauf entfällt
- 90 % iger (CO+H<sub>2</sub>)-Umsatz beim einmaligen Gasdurchgang, gegenüber 70 % beim Lurgi-Verfahren
- der Synthesereaktor ist von einfacher Bauart und hat eine gute Gasverteilung und Wärmeabfuhr.  
Nach /2-37/ entfallen 7 % des Gesamtkapitalbedarfs auf die Synthesereaktoren
- es sind keine Einrichtungen und Betriebsmittel für die Reduktion des Katalysators erforderlich.

Detaillierte Kostenunterlagen für großtechnische Anlagen, die in Südafrika gebaut wurden, stehen für die Festbettsynthese nach Lurgi /2-27/ und für die Flugstaubsynthese nach Kellogg /2-40/ zur Verfügung. Tab. 2-4 gibt die prozentuale Kostenverteilung der beiden Anlagen wieder.

	Lurgi-Verfahr.  3 1	Kellogg-Verfahr.  8 5	Projekt nach Rheinpreußen
Kohlevergasung + Reinigung Dampferzeugung Kraftwerk Sauerstofferzeugung	3 0, 0 %	3 2, 7 %	Methanspaltung
	2 6, 0 %	2 4, 6 %	Reaktoreinsatz
	<u>5 6, 0 %</u>	<u>5 7, 3 %</u>	
Nebenproduktanlage	6, 5 %	6, 5 %	6, 5 %
<u>Syntheseanlage</u>			
Synthesereaktoren	1 6, 8 %	1 5, 7 %	1 0, 0 %
Kreislaufkompressoren	7, 8 %	7, 3 %	entfällt
Nachverarbeitung	<u>9, 1 %</u>	<u>1 0, 3 %</u>	<u>9, 7 %</u>
	3 3, 7 %	3 3, 3 %	1 9, 7 %
Nebeneinrichtung	<u>3, 8 %</u>	<u>3, 9 %</u>	<u>3, 8 %</u>
	1 0 0, 0 %	1 0 0, 0 %	3 0, 0 %

Tab. 2-4: Kostenverteilung von Fischer-Tropsch-Anlagen

Abb. 2-15: Benzinkosten der Fischer-Tropsch-Synthese  
und der Kohlehydrierung

Ein Vergleich der Kohlehydrierung und der Fischer-Tropsch-Synthese nach dem Kölbel-Rheinpreußen-Verfahren zeigt, daß bei steigenden Rohstoffkosten die Synthese einen Kostenvorteil gegenüber der Hydrierung besitzt. Dieser Vorteil wird durch den Kohlenstoffübergang des  $\text{CO}_2$  in die Syntheseprodukte verursacht. In der Kostenrechnung wurde dieser Kohlenstoffanteil nicht bewertet. Unter der Annahme, daß das Kohlendioxid quantitativ an den Kosten einer Gasreinigungsanlage (Rectisol-Verfahren) beteiligt ist, ergeben sich die  $\text{CO}_2$ -Kosten zu 0,19 Pf/ $\text{Nm}^3$ . Diese Tatsache führt zu einer Kostenerhöhung von 0,88 DM/t Benzin.

Die spezifischen Anlagekosten für die Festbetsynthese werden von Lurgi mit 900 DM/jato Primärprodukte ( $\text{C}_3^+$ ) angegeben /2-40/.

Daraus errechnen sich die spez. Anlagekosten für das vorliegende Projekt zu:

$$\text{Syntheseanlage} + \text{Nebeneinrichtungen} = 300 \text{ DM/jato } \text{C}_3^+$$

Mengenbilanz für den integrierten Prozeß



Die Produktionskosten können der Abb. 2-15 entnommen werden.

Für den integrierten Prozeß (Methanspaltung und Synthese) (Abb. 2-14) wird vorausgesetzt, daß das Kohlendioxid, Methan, Äthan und die nicht umgesetzten Synthesegase dem Prozeß wieder zugeführt werden. Die entstehenden  $\text{C}_3^+$ -Produkte lassen sich von der Erlössituation als gleichwertig betrachten und werden innerhalb der Kostenrechnung als "Benzin" bezeichnet.

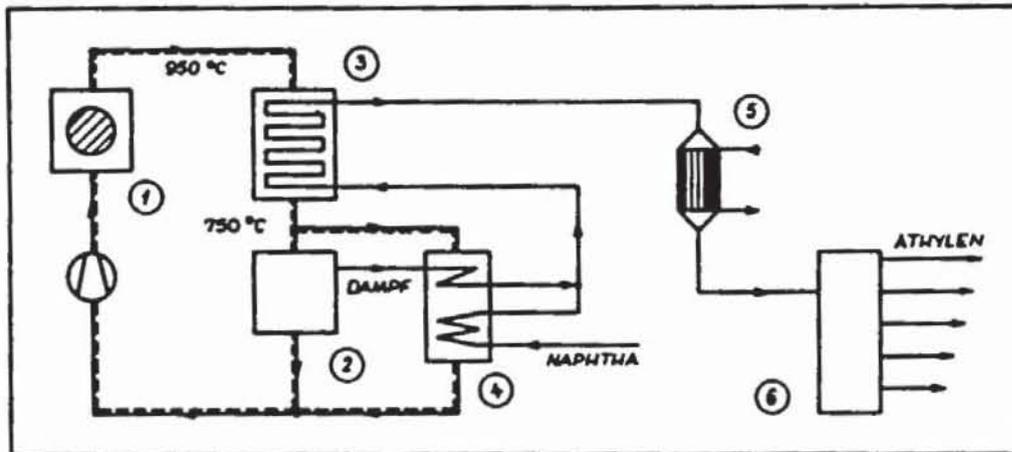
### 2.2.2 Endotherme Leichtbenzinspaltung (Naphtaspaltung) zur Olefinerzeugung (Äthylen + Folgeprodukte)

In Westeuropa basiert die Äthylenerzeugung auf dem Prinzip der endothermen Spaltung und Dehydrierung von Benzinfraktionen im Röhrenspaltofen. Die für die endotherme Reaktion nötige Energie wird heute durch Verbrennung von Heizgas oder Öl aufgebracht. Die Reaktion läuft im allgemeinen bei Maximaltemperaturen von  $850^\circ\text{C}$  (scharfe Spaltung) bis  $750^\circ\text{C}$  (milde Spaltung) ab. Hier besteht die Möglichkeit, Kernenergie in den Prozeß einzukoppeln, indem das im Hochtemperaturreaktor nuklear erhitzte Helium im oberen Temperatur-

Kernreaktorleistung	3000 MW <sub>th</sub>	
für (CO+H <sub>2</sub> )-Produktion	856 MW <sub>th</sub>	(950-750°C)
Stromerzeugung	2144 MW <sub>th</sub>	
$\eta_{el} = 40 \%$	857 MW <sub>el</sub>	
Betriebsstunden	8000 h/a	
mittlere Spalttemperatur	800°C	
Methaneinsatz	1,50 · 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup> /a	
Synthesegas (Reaktoreingang)	0,96 · 10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /a	
Benzinproduktion	1,28 · 10 <sup>6</sup> t/a	
Anlagekosten: Kernreaktor	400 Mio DM	Annuität 15 %
Röhrenspaltofen	130 Mio DM	Annuität 25 %
Gasreinigung	140 Mio DM	Annuität 25 %
Syntheseanlage	385 Mio DM	Annuität 20 % <sup>+</sup>
<sup>+</sup> Kapitaldienst	12 %	der Anlagekosten
(15 Jahre, 8% Zinsen)		
Unterhaltung	4 %	der Anlagekosten
Versicherung	1 %	der Anlagekosten
allg. Geschäfts- u. Personalkosten	3 %	der Anlagekosten
Wärmekosten: Reaktorfixkosten		2,90 DM/Gcal
Brennstoffkreis- laufkosten		<u>2,00 DM/Gcal</u>
		4,90 DM/Gcal
<u>Kosten pro jato Benzin</u>		
Fixkosten: Methanspaltung		52,8 DM
Syntheseanlage		<u>60,1 DM</u>
		112,9 DM
Betriebskosten: Katalysator u. Chemikalien		16,1 DM
4,62 Gcal Reaktorwärme		<u>22,6 DM</u>
		38,7 DM
Fix - und Betriebskosten		151,6 DM
1170 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> = 10 Gcal	f	(Methanpreis)

bereich bringt, während der untere Temperaturbereich ( $750^{\circ}\text{C} - 250^{\circ}\text{C}$ ) zur Vorwärmung und Verdampfung des Spaltgutes und zur Dampferzeugung dienen kann /2-42/.

Das mögliche Prinzipschaltbild ist in Abb. 2-16 dargestellt:



- |                  |                       |
|------------------|-----------------------|
| 1 Reaktor        | 4 Vorwärmer           |
| 2 Stromerzeugung | 5 Quenchkühler        |
| 3 Naphtaspaltung | 6 Komponententrennung |

Abb. 2-16: Schema der Naphtaspaltung mit Hochtemperaturreaktor /2-1/

Die Olefinerzeugung eignet sich besonders für eine nukleare Wärmeeinkopplung, aus vornehmlich folgenden Gründen:

1. Das Reaktionstemperaturniveau wird vom Hochtemperatur-Kernreaktor erreicht.
2. Das Verfahren ist äußerst einergieintensiv /2-1, 2-2, 2-42, 2-43/.
3. Es besteht ein hoher Äthylen- ( + Folgeprodukte) -Bedarf und die Prognosen weisen weitere hohe Wachstumsraten aus (z. B. /2-44, 2-45, 2-46, 2-47, 2-48, 2-49/).

Der Punkt 1 ermöglicht technisch die Anwendung der Kernenergie, während die Punkte 2 und 3 Voraussetzungen für einen ökonomischen Einsatz der Nuklearenergie sind.

Die Kosten von Äthylenanlagen auf Naphtabasis mit dem Hochtemperaturreaktor wurden mit folgenden Daten für unterschiedliche Kapazitäten durchgerechnet und sind in Abb. 2-17 dargestellt:

Fixkosten

Abschreibung, Verzinsung	14	% p.a.
Verzinsung des Betriebskapitals	1	% p.a.
Instandhaltung, Wartung	7	% p.a.
Löhne, Gehälter, Sonstiges	2	% p.a.

Proportionale Kosten

Katalysator, Chemikalien	3,20 DM/t Äthylen
sonstige Betriebsmittel	6,55 DM/t Naphtha

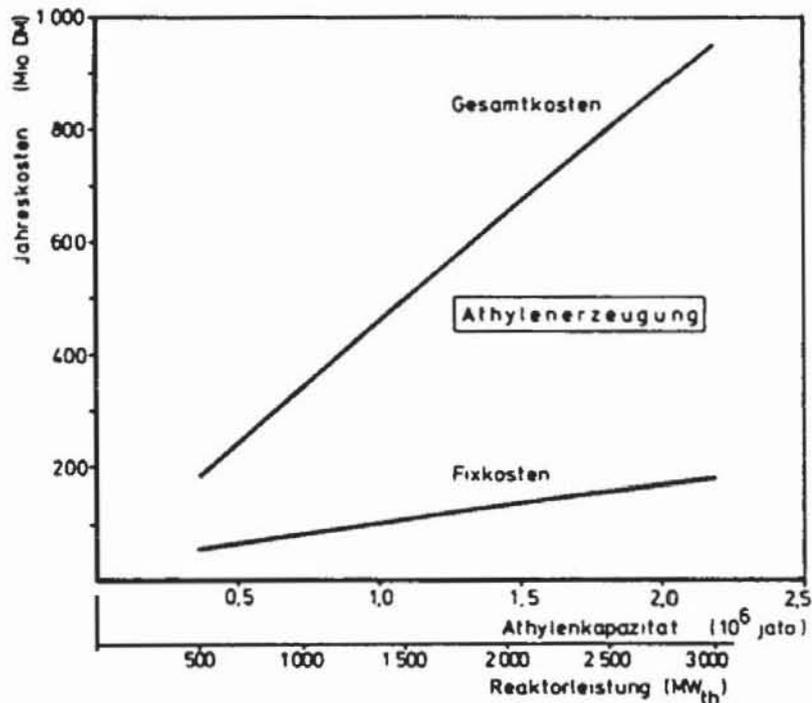


Abb. 2-17: Jahreskosten von Äthylenanlagen auf Naphtabasis mit dem Hochtemperaturreaktor

In einer Äthylenanlage aus Naphta entstehen etwa 4 Tonnen Nebenprodukte pro Tonne  $C_2H_4$ . (Die Äthylenausbeute kann in weiten Grenzen durch Spaltendtemperatur, Verweilzeit, Paraffingehalt und Siedeende des Benzins variiert werden; z. B. /2-43, 2-50, 2-51, 2-52/. Es ist deshalb nicht sinnvoll, die exakten Produktionskosten von Äthylen zu kalkulieren, da eine kostenverursachende Zuordnung der Gemeinkosten nicht möglich ist. Wegen der Vielzahl der Beiprodukte wäre auch eine Parameterstudie mit variierten Gutschriften unübersichtlich. Aus diesen Gründen wurden in Abb. 2-17 die Jahreskosten ermittelt, die sich bei einem Naphtabezugspreis von 80 DM/t ergeben.

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit (Abb. 2-18) waren folgende Durchschnittspreise von Grundchemiegütern im Frühjahr 1971 /2-1, 2-53/ die Berechnungsbasis:

Äthylen	264, --	DM/t
Propylen	128, --	DM/t
$C_4$ -Fraktion	296, --	DM/t
$C_5$ -Fraktion	25, --	DM/t
Pyrolysebenzin	106, --	DM/t
Heizgas	6, --	Pfg/Nm <sup>3</sup>
Rückstände	45, --	DM/t

Hohe Rentabilitäten und die daraus resultierenden niedrigen Amortisationszeiten lassen sich nur bei großen Äthylenkapazitäten, die hohe Reaktorleistungen implizieren, erreichen, da die spezifischen Investitionen für Kernreaktoren (einschließlich der Hochtemperaturreaktoren) und die davon abhängenden spezifischen Fixkosten für die Sekundärenergie, bedingt durch den kleinen Größendegressionsexponenten für Kernreaktoren, in stärkerem Maße mit zunehmender Größenordnung des Kraftwerks abnehmen, als das bei fossil beheizten Anlagen der Fall ist.

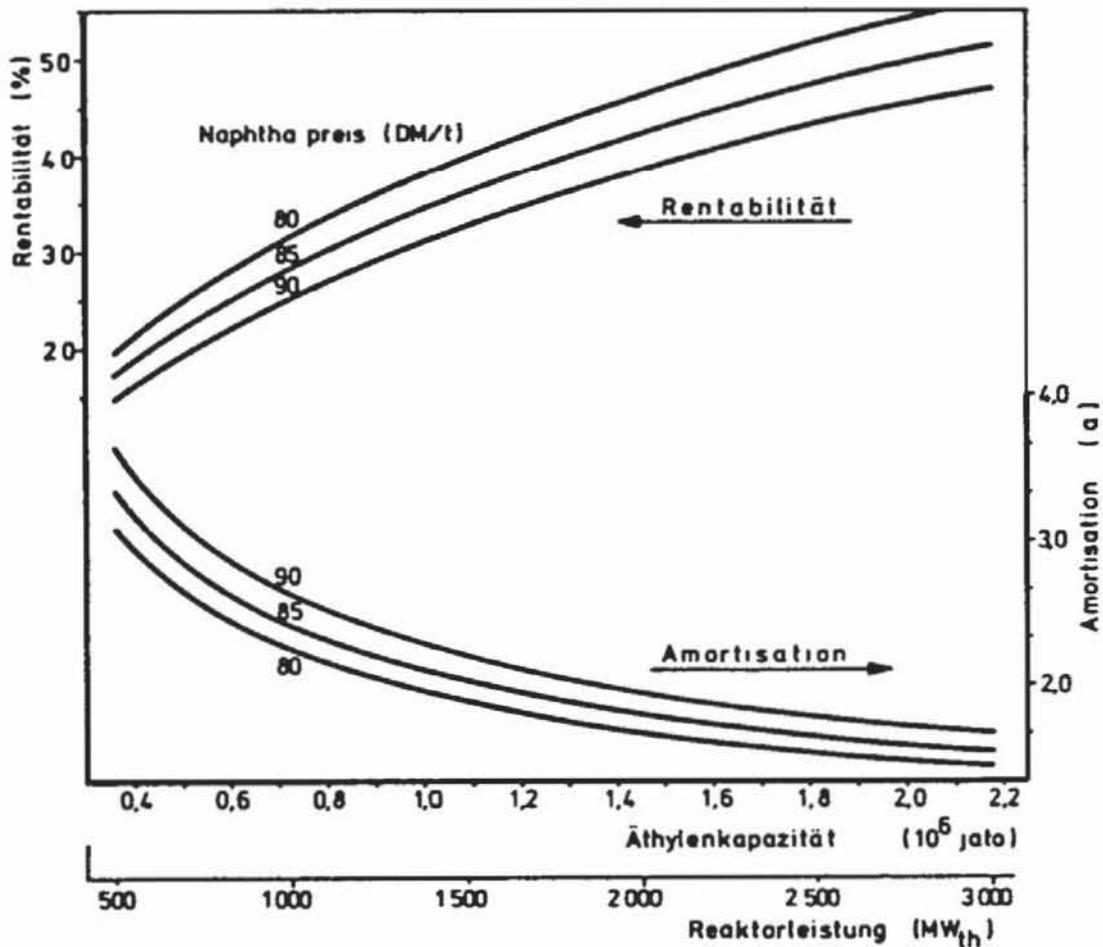


Abb. 2-18: Wirtschaftlichkeit von Äthylenanlagen auf Naphtabasis mit dem Hochtemperaturreaktor /2-1/

Die hohen Rentabilitäten der Äthylenanlage werden besonders durch die günstigen Kosten für die hochtemperaturige nukleare Wärme erreicht; sie sind aber auch bedingt durch die niedrigen Kosten für Prozeßdampf und Strom aus der nuklearen Anlage (siehe auch Punkt 3, 1).

### 2.2.3 Wasserspaltung

Für die fernere Zukunft ist man bestrebt, die Energieversorgung von fossilen Energieträgern unabhängig zu machen. Man sucht hierfür Lösungen, die es gestatten, kostengünstige Reaktorwärme anders als über den Weg der energetisch relativ ungünstigen Stromerzeugung verteilbar zu machen. Insbesondere ist man bestrebt, den Endenergiemarkt mit sauberen Brennstoffen wie z. B. Brenngasen zu versorgen, da dieser Markt zu 85 % ein Wärme und nur zu 15 % im Elektrizitätsmarkt ist.

Eine Möglichkeit hierzu ist die thermische Wasserspaltung in Mehrstufenprozessen unter Einkopplung hochtemperaturiger Reaktorwärme.

Eine merkliche Dissoziation von Wasser tritt erst bei Temperaturen über 2500 °K auf. Bei technisch beherrschbaren, weit tieferen Temperaturen kann ein thermisches Wasserzersetzungungsverfahren nur in mehreren Prozeßstufen unter Zuhilfenahme von Reaktionsmittlern ablaufen. Mehrstufenprozesse, bei denen Wasser thermisch in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff unter Ausnutzung von Kernwärme zerlegt wird, sind verschiedentlich vorgeschlagen /2-54, 2-55, 2-57/ und unter thermodynamischen Gesichtspunkten systematisch zusammengestellt worden /2-57, 2-58/. Die für eine einzelne Reaktion eines derartigen Mehrstufenprozesses erforderlichen Stoffe werden in anderen Reaktionen desselben Prozesses zurückgewonnen. Außer Wasser werden keine Stoffe verbraucht.

Als Reaktionsmittler bieten sich 3 Gruppen an: Metalle, Metalloxyde, Nichtmetalle und Halogene. Diese Gruppen werden zu ihrer möglichen Verwendung auf folgende Kriterien hin untersucht:

- (1) Die Kosten der Reaktionsmittler.
- (2) Das chemische Verhalten der gebildeten Zwischenprodukte.
- (3) Die Thermodynamik der einzelnen Reaktionsabläufe.
- (4) Der Bekanntheitsgrad der Teilreaktionen in bezug auf die Reaktionskinetik.
- (5) Die Trennbarkeit der Ausgangsstoffe und Zwischenprodukte.

Als Beispiel sei ein dreistufiger Prozeß der 2-Elementfamilie Eisen - Schwefel dargestellt

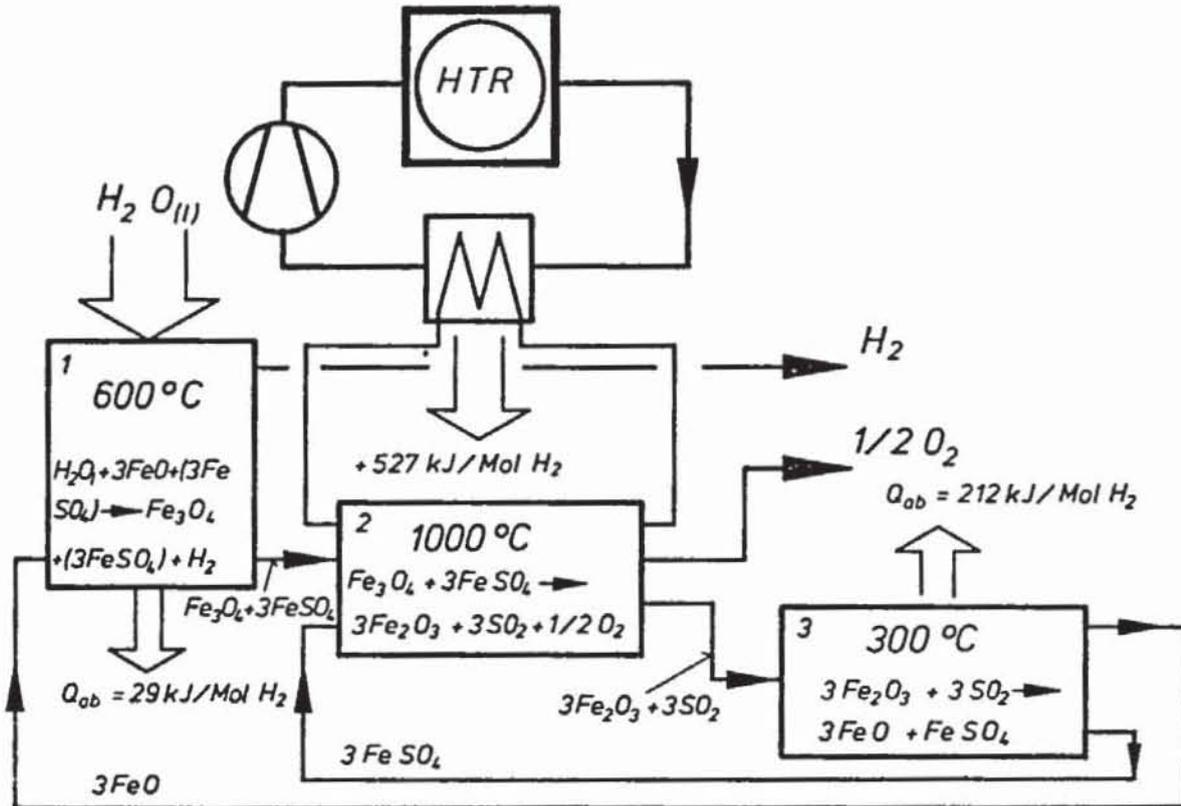


Abb. 2-19; 3-stufiger thermischer Wasserspaltungsprozeß, Fe-S-Familie  
/2-59/

Die Reaktionsmittel sind Eisenoxyd und Eisensulfat, gängige Stoffe, deren Kosten niedrig sind. Die gebildeten chemischen Zwischenprodukte sind nicht korrosiv, so daß verfahrenstechnische Mehraufwendungen vermieden werden. Die Reaktionskinetik der ersten beiden Teilreaktionen ist bekannt.

Reaktion 2 verläuft endotherm. Zur Erzielung eines hohen Reaktionsgrades und eines ausreichenden Sauerstoffpartialdruckes muß hier die hochtemperaturige Wärme in der Größenordnung  $1000^\circ C$  eingekoppelt werden.

Die bestimmende Größe für diesen Prozeß ist Reaktion 3, deren Umsatzgeschwindigkeit den gesamten Prozeßablauf bestimmt (Abb. 2-20). An dieser Stelle ist es notwendig, durch geeignete Katalysatoren die Reaktionskinetik zur Rückführung der Reaktionsmittel in ihren Ausgangszustand zu beschleunigen. Die freiwerdende Wärme fällt in einem nutzbaren Temperaturbereich an. Unter Berücksichtigung der Prozeßverluste und des Einflusses des chemischen Nicht-Gleichgewichtes sowie der Entropiezunahme ergibt sich ein Prozeß-Gesamtwirkungsgrad zwischen 50 und 60 % /2-60/.

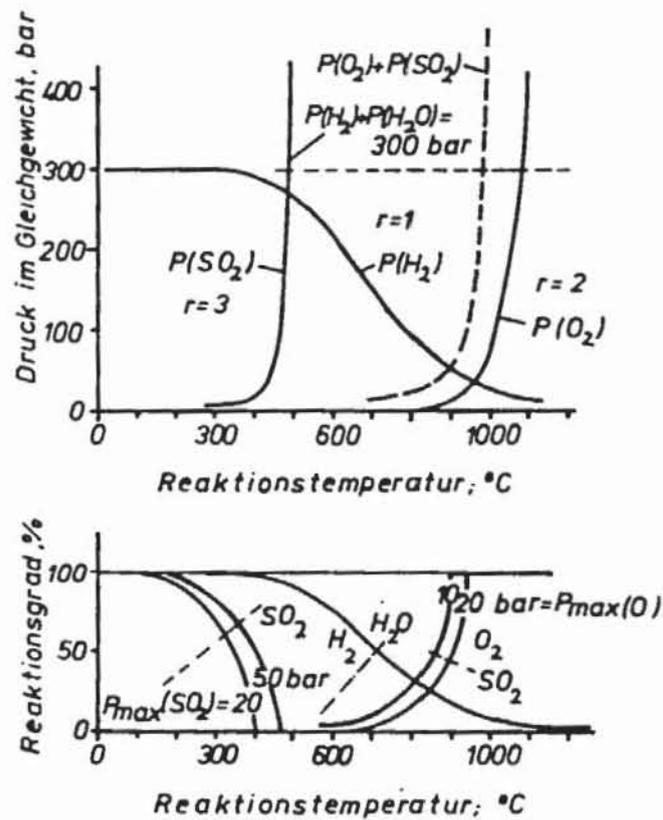


Abb. 2-20: Reaktionsparameter des Fe-S-Prozesses

Ähnliche Untersuchungen wurden mit 4 "2-Element-Familien", Eisen-Chlor-Eisenschwefel, Mangan-Schwefel und Magnesium-Schwefel durchgeführt. Hierbei wurden 600 Mehrstufenprozesse mit maximal 5 Stufen unter thermodynamischen Gesichtspunkten ermittelt, wobei als Randbedingungen eine maximale Wärmeeinkopplung von 1000 °C vorgegeben war [2-61/].

Nach diesen Untersuchungen erscheinen Eisen-Chlor-Prozesse für die technische Wasserspaltung geeignet zu sein, da einige Teilreaktionen gut bekannt und technisch erprobt sind.

				T °C	H (kJ/mol)
1)	3 Fe	+ 4 H <sub>2</sub> O	= Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> + 4 H <sub>2</sub>	300	
2)	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	+ 4,5 Cl <sub>2</sub>	= 3 FeCl <sub>3</sub> + 2 O <sub>2</sub>	960	+ 304
3)	3 FeCl <sub>3</sub>		= 3 FeCl <sub>2</sub> + 1,5 Cl <sub>2</sub>	300	
4)	3 FeCl <sub>2</sub>	+ 3 H <sub>2</sub>	= 3 Fe + 6 HCl	900	+ 294
5)	6 HCl	+ 1,5 O <sub>2</sub>	= 3 H <sub>2</sub> O + 3 Cl <sub>2</sub>	700	
brutto			H <sub>2</sub> O = H <sub>2</sub> + 0,5 O <sub>2</sub>		

Tab. 2-5: 5-Stufen-Prozeß der Eisen-Chlor-Familie zur thermischen Wasserspaltung

Bei diesem Prozeß ist die Chlorabspaltung (Reaktion 3) die ablaufbestimmende Reaktion, da im Reaktionsgleichgewicht nur eine geringe Ausbeute von 4 % Chlor erreicht wird. Versuche ergaben, daß unter Nichtgleichgewichtsbedingungen durch zonenweise Heizung und Kühlung des Reaktionsgefäßes eine Chlorausbeute von 50 % erreicht werden kann /2-61/.

Mit der Möglichkeit der thermischen Wasserspaltung ist man in der Lage, sich von Standort und Kosten fossiler Energieträger zu lösen und ist ausschließlich von der Uranversorgung abhängig.

Das zu spaltende Wasser läßt sich in den benötigten Mengen problemlos bereitstellen. Es werden benötigt:

$$\begin{array}{l} 0,803 \text{ l H}_2\text{O}_{2\text{iq}}/\text{Nm}^3 \text{H}_2 \\ 311,45 \text{ l " /Gcal H}_2 \text{ (H}_u = 2580 \text{ kcal/Nm}^3\text{)} \\ 2180 \text{ l " /tSKE H}_2 \end{array}$$

Um einen Überblick über die Größenordnung zu geben, sei angenommen, daß der gesamte Endenergiebedarf von NRW 1970 ( $67,4 \cdot 10^6$  to SKE) durch Wasserstoff gedeckt wurde. Hierzu wurden  $146 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  Wasser benötigt, das entspricht einem Zehntel der öffentlichen Wasserversorgungsmenge.

Ein Reaktor der Größenordnung  $10 \text{ GW}_{\text{th}}$ , was eine für die Zukunft realisierbare Größenordnung darstellt, liefert pro Jahr bei 8000 Benutzungsstunden  $13,14 \cdot 10^3 \text{ Nm}^3 \text{H}_2$ . Das entspricht einem Äquivalent von  $6 \cdot 10^6$  to SKE, was wiederum ca. 10 % des Endenergieverbrauches von NRW im Jahre 1970 ausmacht.

Eine Wirtschaftlichkeitsaussage über die thermische Wasserspaltung ist derzeit nur als Grenzkostenbetrachtung möglich. Als Vergleichsprozess ist die elektrolytische Wasserspaltung sinnvoll, da nur diese unabhängig von fossilen Rohstoffen Wasserstoff über die Zwischenschaltung der Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie und Wasser bereitstellen kann. Die höchsten zulässigen Kosten der Wasserspaltung sind die Wasserstofferzeugungskosten der Wasserelektrolyse.

Herkömmliche Verfahren benötigen zur Erzeugung eines  $\text{Nm}^3$  Wasserstoffs 4 bis 5 kWh. Fortgeschrittene Systeme reduzieren den spezifischen Elektrizitätsverbrauch entsprechend der Beschaffenheit von Elektrolyt und Elektroden (Abb. 2-21).

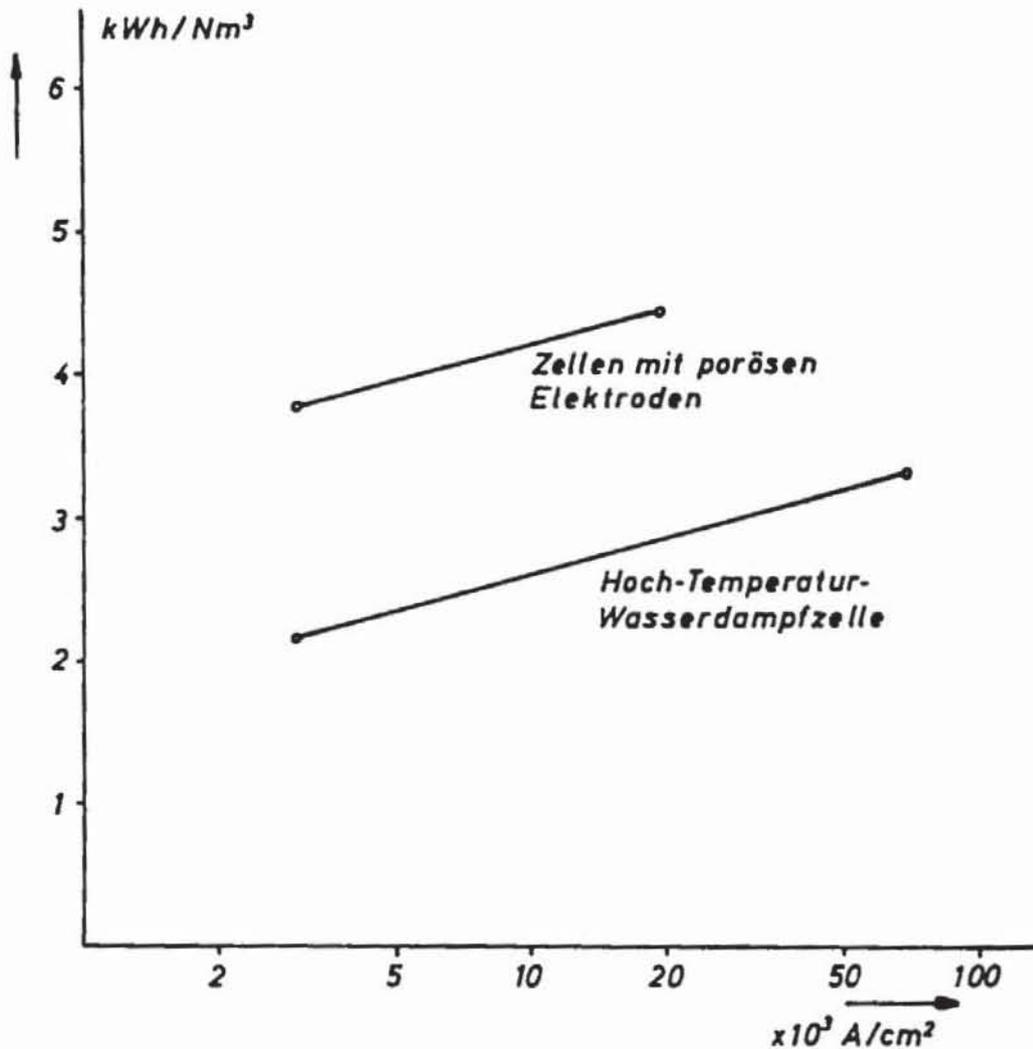


Abb. 2-21: Stromverbrauch der Wasserelektrolyse

Poröse Elektroden (Allis-Chalmers-Zelle) ermöglichen Stromdichten, die bei geringeren Spannungsverlusten um den Faktor 20 höher liegen. Noch höhere Stromdichten erzielt General Electric durch einen Zusatz von Zircon-Oxyd zu dem Elektrolyten. Die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten steigt dann mit zunehmender Temperatur. In Versuchen wurden bei Temperaturen von  $790^\circ\text{C}$  Stromdichten bis zu  $70.000 \text{ A/m}^2$  erreicht.

Selbst mit neuen Kraftwerkskonzepten werden die Stromgestehungskosten oberhalb von DM 0,35 liegen, so daß auch bei neueren Elektrolysezellen mit Stromkosten (ohne Transport) von ca.  $14\text{-}16 \text{ Pfg/Nm}^3 \text{ H}_2$  Pg. gerechnet werden muß (Tab. 2-6).

	Anlage kosten DM/KW	Strom+ kosten Pfg/KWh
Steinkohle	980	6,8
Braunkohle	950	4
Erdöl	790	9
Erdgas	740	7,2
Kernenergie LWR	1100	3,8
Kernenergie HTR	1150	3,6

+ 7000 Benutzungsstunden/Jahr

Tab. 2-6: Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen

Die Abschätzung der Wasserstoffherstellungskosten erfolgt in Tab. 2-7 für die beiden obengenannten fortgeschrittenen Elektrolyseverfahren.

Bei minimalen Stromgestehungskosten von 3,74 DPfg, wie sie durch HTR-Reaktoren nach den genannten Kosten /2-63/ zu erwarten sind, ergeben sich Wasserstoffherstellungskosten von ca. 70-80 DM/Gcal. Hierbei gehen die Stromkosten zu 70 % ein.

Es muß jedoch darauf hingewiesen werden, daß diese stromsparenden Elektrolyseanlagen auch erst in halbtechnischen bzw. Laboranlagen existieren, und die genannten Kosten Untergrenzen darstellen.

Anlagengröße 20000 Nm <sup>3</sup> /h	Poröse Elektroden Allis-Chalmers	Hochtemperatur- Dampfphasenzelle
Investitionskosten 10 <sup>6</sup> DM	38 10 <sup>6</sup> DM	30,7 10 <sup>6</sup> DM
Kapitaldienst 10 %/a	3,8 10 <sup>6</sup> DM	3,07 10 <sup>6</sup> DM
Erhaltung 1 % d.J.	0,38 10 <sup>6</sup> DM	0,38 10 <sup>6</sup> DM
<b>Feste Kosten</b>	<b>4,18 10<sup>6</sup> DM</b>	<b>3,45 10<sup>6</sup> DM</b>
Arbeit, Leitung	0,20 DPfg/Nm <sup>3</sup>	0,2 DPfg/Nm <sup>3</sup>
Stromkosten (2,54 DPfg/kWh)	16,6 DPfg/Nm <sup>3</sup>	7,12 DPfg/Nm <sup>3</sup>
Herstellungskosten	13,9 DPfg/Nm <sup>3</sup>	15,25 DPfg/Nm <sup>3</sup>
	41,86 DM/Gcal	59,01 DM/Gcal <sup>+</sup>

<sup>+</sup> zuzüglich Reduktionsgas  
und Wärmekosten

Tab. 2-7: Wasserstoffgestehungskosten durch Wasserelektrolyse  
/2-64, 2-65/

Nach dem erstgenannten Beispiel der vorhin aufgeführten Wasserspaltungsprozesse wird an hochtemperaturiger Wärme 527 kJ für ein Mol erzeugten Wasserstoff benötigt.

Es wird daran gedacht, zur Wärmebereitstellung für die thermische Wasserspaltung aus Gründen der zu erwartenden Kostendegression große Hochtemperaturreaktoreinheiten zu erstellen. Eine an die heutige Technik anschließende realisierbare Größenordnung sind Reaktoren, die oberhalb einer Leistung von 10 GW<sub>th</sub> liegen.

Zur nachfolgenden Abschätzung der Wärmekosten wird eine Reaktorgröße von 3000 MW<sub>th</sub> herangezogen /2-65/.

Die Abwärme des Prozesses fällt bei 300 bzw. 600 °C an, so daß eine Nutzung zur Stromerzeugung möglich ist. Die anfallende Wärme wird entsprechend der Temperaturstufung bewertet.

Nach Abb. 2-22 bleibt ohne Wärmegutschrift ein Spielraum von 40 DM/Gcal Investitionskosten, um die Wasserstoffgestehungskosten der Wasserelektrolyse zu erreichen.

Bei einer Wasserstoffproduktion von  $3,21 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3/\text{Jahr}$  (3 GW<sub>th</sub> Reaktorleistung, 8000 h/a) und einem Kapitaldienst von 20 %/a bedeutet das eine Investitionssumme von  $2,2 \cdot 10^9 \text{ DM}$  (40 DM/Gcal), die für Reaktionsbetten, Wärmetauscher und Gastrennanlagen zur Verfügung steht.

Reaktorgröße	:	3000 MW <sub>th</sub>
Anlagekosten	:	463 Mio DM
Bauzinsen	:	8 % für 5 Jahre
Wärmeauskopplung	:	250 Mio DM
Betriebszeit	:	7000 h/a
Abgegebene Wärme	:	$21 \cdot 10^9 \text{ kWh}$
Produzierter Wasserstoff	:	3,21 Mrd. Nm <sup>3</sup>
Kapitaldienst	:	15 %
Brennstoffkosten	:	0,2-0,3 Pfg/KW <sub>th</sub>
Wärmekosten	:	10,05 DM/Gcal H <sub>2</sub>
Wärmeauskopplung	:	5,81 DM/Gcal H <sub>2</sub>
Brennstoffkosten	:	4,33-6,52 DM/Gcal

Tab. 2-8: Wärmekosten zur Wasserstoffherzeugung

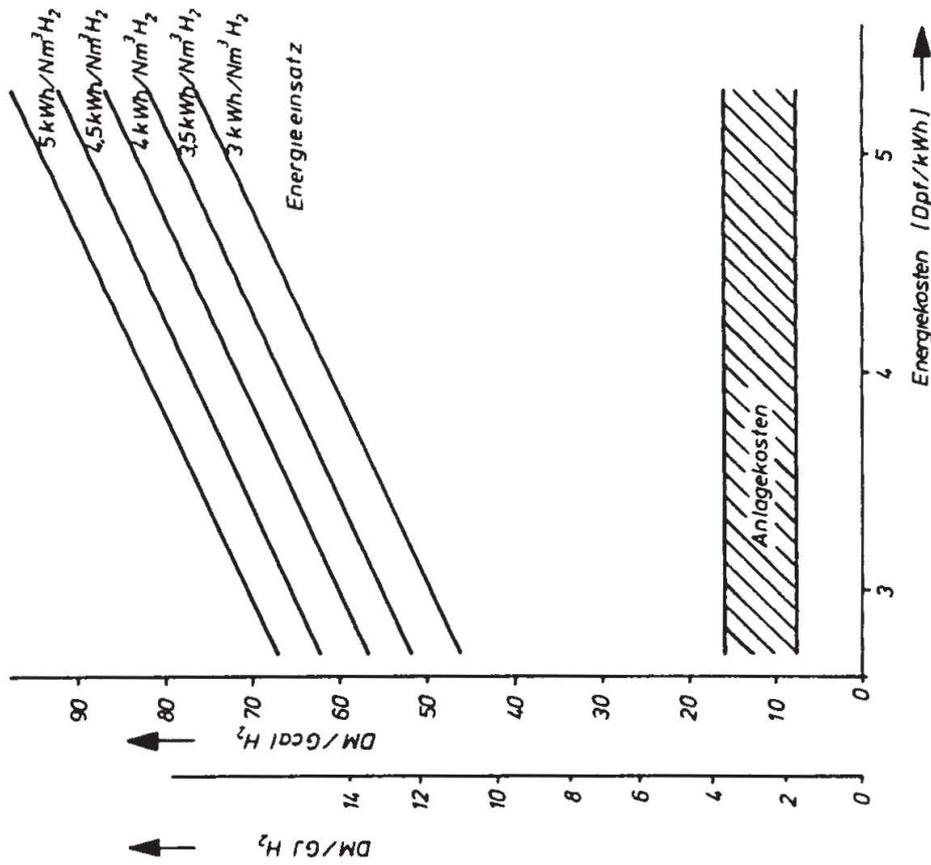
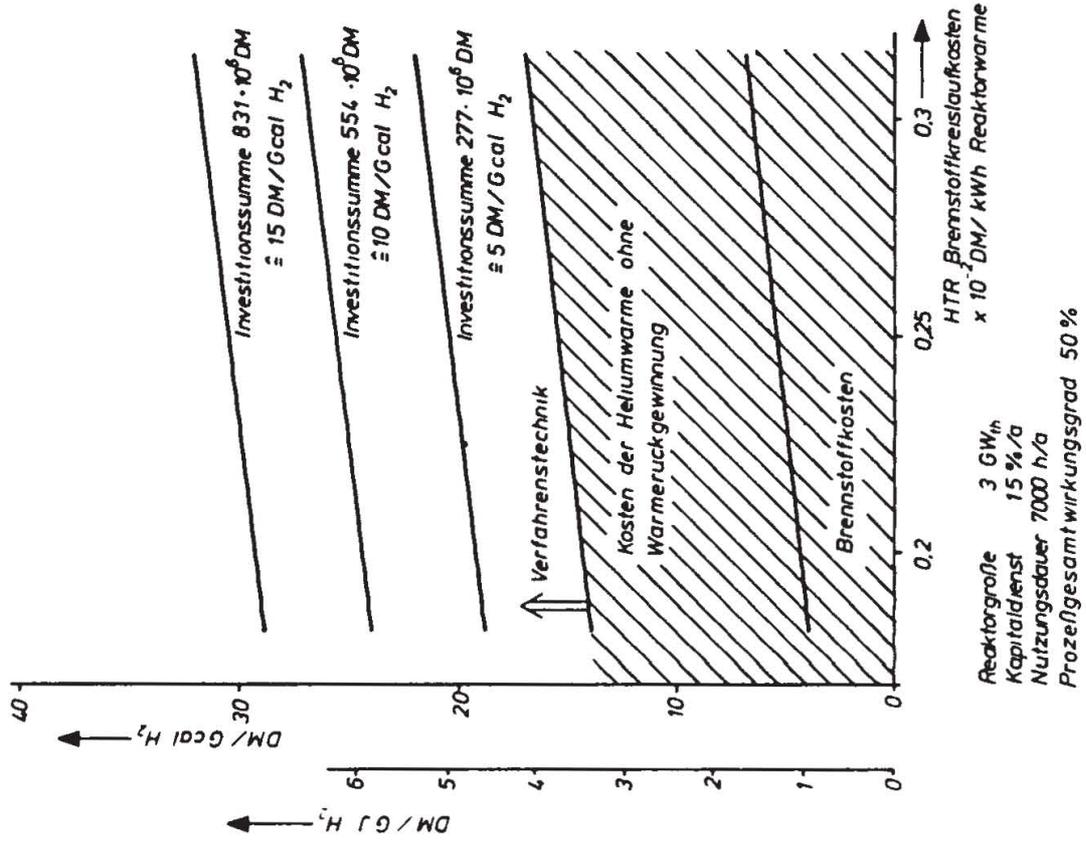


Abb. 2-22: Wasserstoffherstellungskosten;

Elektrolyse

Abb. 2-23: Grenzkosten der thermischen Wasserspaltung

Im Vergleich hierzu betragen die Investitionskosten der Elektrizitätserzeugung (1000 DM/kW, 8000 h/a) 14,5 DM/Gcal und einer Raffinerie (10 Mio. Jato, 8000 h) 1,5 DM/Gcal bezogen auf den Rohöldurchsatz. Innerhalb dieses Bereiches werden sich die Anlagekosten der Wasserspaltung bewegen. Aus Abb. 2-23 ist ersichtlich, daß selbst bei hohen Investitionskosten die Wasserstoffgestehungskosten in einem diskutablen Bereich liegen. Hierbei werden eventuelle Sauerstoffgutschriften noch nicht berücksichtigt.

#### 2.2.4 Methanolerzeugung

Die Herstellung von Methanol erfolgt in zwei Stufen. In der ersten Stufe wird Synthesegas erzeugt, das in der zweiten zu Methanol umgewandelt wird

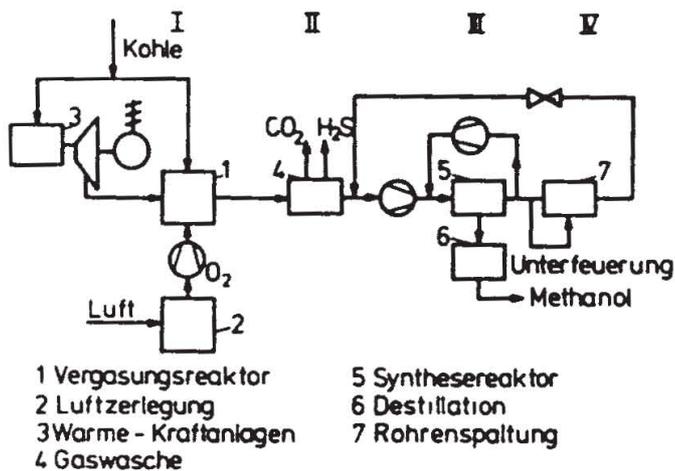


Abb. 2-24: Methanolerzeugung auf Kohlebasis

#### Synthesegaserzeugung

Die Synthesegaserzeugung für die Methanolproduktion erfolgt zu etwa 75 % auf Erdgas- und Naphtabasis, während die Kohlevergasung einen Anteil von ca. 5 % hat. Der verstärkte Kohleeinsatz erfordert sicherlich eine Leistungssteigerung der zur Zeit bekannten Vergasungstechnologien.

Die konventionelle Synthesegaserzeugung zeichnet sich dadurch aus, daß die notwendige Vergasungswärme durch einen Teil des eingesetzten Einsatzmaterials gedeckt wird (Eigenwärme). Diese Energie kann in vorteilhafter Weise durch

Wärme aus Hochtemperaturreaktoren gedeckt werden (Fremdwärme).

Dadurch können bei der Herstellung von Methanol ca. 50 - 60 % des sonst eingesetzten Primärenergieträgers eingespart werden.

Syntheseverfahren /2-66 bis 2-73/

Bei der Methanolsynthese kann auf leistungsfähige Syntheseeinheiten zurückgegriffen werden. Die größte in Betrieb befindliche Anlage hat eine Kapazität von 2500 sh t/Tag. Aber auch hier zeigt sich eine Tendenz, die Kapazität zu vergrößern. Von Ingenieurfirmen werden max. Anlagengrößen von 9000 t/Tag genannt. Der Betrieb von derartigen Einstranganlagen ist sicherlich mit Schwierigkeiten verbunden, so daß Anlagenkapazitäten von 5000 t/Tag realistisch erscheinen.

Es ist zwischen der Hochdruck- und Niederdrucksynthese zu unterscheiden. Der Hochdruck-Prozeß (z. B. nach BASF) wird an Chromoxid /Zinkoxid-Katalysatoren bei 300 atü und 320 - 380 °C durchgeführt. Ein niedriger Kohlenoxid-Partialdruck bewirkt hohe Umsetzungsgrade.

Der Einsatz von Kupferkatalysatoren ermöglicht die Niederdrucksynthese, die bei niedrigem Druck und niedriger Temperatur stattfindet. Der Einsatz der Niederdrucksynthese bietet z. B. folgende Vorteile

- geringere Investitionen im Syntheseteil
- Verwendung von Kreiselkompressoren

Im folgenden soll die Methanolerzeugung auf Kohlebasis beschrieben werden, die im wesentlichen in vier Prozeßstufen erfolgt (Abb. 2-24).

- I Vergasungsanlage mit Sauerstoffwerk, Wärmekraft-Anlage, Kohleaufbereitung
- II Gasreinigung mit Clausanlage
- III Methanolsynthese mit Synthesereaktor, Kreislaufführung, Destillationskolonne
- IV katalytische Spaltung des Methananteils im Restgas und Rückführung des Synthesegases in den Syntheseprozess.

Der Einsatz einer konventionellen Gaserzeugungsanlage ergibt bei einem Kohlenpreis von 5 DM/Gcal Methanolkosten, die etwa 200 DM/t (43 DM/Gcal) betragen. Die Einkopplung von nuklearer Prozeßwärme in den Vergasungsprozeß läßt neben einer 60 %igen Rohstoffeinsparung noch weitere Kostenvorteile erwarten. Als Verwendungsgebiete für Methanol sind z. B. zu nennen: Heiz- und Kraftstoffsektor.

#### 2.2.5 Nukleare Fernwärme und nukleare Fernenergie

In der letzten Zeit, besonders seit der Mineralölversorgungskrise Ende 1973, wird diskutiert, inwieweit es möglich und sinnvoll ist, nukleare Wärme auch für die Raumheizung einzusetzen.

Wie nämlich die Energiebilanz der BRD zeigt, wird der Energiebedarf zu etwa 60 % durch Mineralölprodukte gedeckt; etwa 2/3 davon werden für Heizzwecke, größtenteils von der Verbrauchergruppe Haushalte und Kleinverbrauch benötigt.

Aus heutiger Sicht kommen neben dem elektrischen Strom, dem Wasserstoff und den synthetischen Kohlenwasserstoffen - hergestellt aus Kohle - folgende Sekundärenergieträger für die Erdölsubstitution in Frage:

- Fernwärme (auch aus Kernkraftwerken) in Form von Heißwasser und Dampf, erzeugt durch
  - Wärme-Kraft-Kopplung
  - Heizkraftwerke bzw. Heizreaktoren
- Wärmetransport in Form chemisch gebundener Energie (Nukleare Fernenergie) im geschlossenen Kreislauf, hergestellt unter Verwendung von HTR-Wärmeenergie, für Heizzwecke und für Industrierwärme und ggf. auch für die verbrauchernahe Stromerzeugung.

Die Kraftwerksschaltung zur Auskopplung von nuklearer Fernwärme ist den konventionellen Schaltungen zur Fernwärmeversorgung völlig identisch, lediglich wird anstelle des fossil befeuerten Kessels ein Kernreaktor die Wärmeerzeugung vornehmen.

Das Prinzipschaltbild für die nukleare Fernenergie zeigt die Abb. 2-25

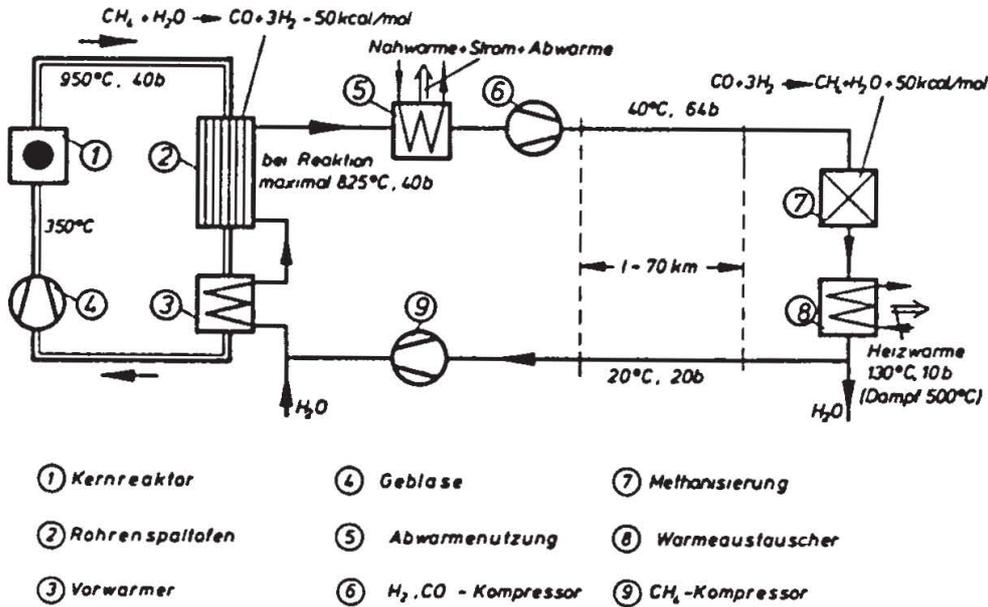
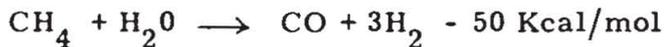


Abb. 2-25: Prinzipschaltbild für die Bereitstellung der nuklearen Fernenergie /2-74/

Im Spaltrohr wird Methan zusammen mit Wasserdampf entsprechend der Grundreaktion



katalytisch umgesetzt. Das abgekühlte Spaltgas wird ohne Zwischenschaltung einer Gasaufbereitungsanlage auf einen Druck, der heute beim Ferntransport von Gasen üblich ist ( $\sim 64\text{b}$ ), komprimiert und kalt zu einem weit entfernten Verbraucher geleitet. Dieser Verbraucher ist eine sog. Methanisierung, in der das Spaltgas unter Wärmegewinn katalytisch wieder zu Methan und Wasserdampf umgesetzt wird. Hierbei wird der Wärmebetrag, der bei der Spaltung in Form von nuklearer Wärme aufgewendet wurde, zurückgewonnen. Nach dem heutigen Stand der Technik können in der Methanisierung Gastemperaturen von  $450^\circ\text{C}$  erreicht werden. Dieses Wärmeangebot reicht aus, um Heißwasser ( $130^\circ\text{C}/10\text{b}$ ) oder Dampf (z. B.  $350\dots 400^\circ\text{C}/100\text{b}$ ) herzustellen.

In einem folgenden Entwicklungsschritt ist anzustreben, die Gastemperaturen auf  $600^\circ\text{C}$  anzuheben, wodurch dann die Erzeugung von Turbinendampf ( $530^\circ\text{C}/180\text{b}$ ) realisiert wird. Dies ermöglicht eine verbrauchernahe Strom-

erzeugung mit Hilfe der Wärmekraftkopplung mit allen damit verbundenen bekannten thermodynamischen Vorteilen. Dies wird, wie später noch näher ausgeführt wird, eine Frage des eingesetzten Katalysators sein. Das entstandene Methan wird wieder über eine Ferngasleitung zum Spaltofen zurückgeführt. Nach entsprechender Vorwärmung wird es zusammen mit Wasserdampf wieder als feed für den Spaltofen genutzt. Bei dem hier vorgeschlagenen Prozeß kann je nach Schaltung ein Anteil der Reaktorleistung von 50 bis 75 % in Fernenergie umgesetzt werden. Der Rest der Wärme wird entweder in elektrische Energie und sog. Nahwärme (Heißwasser von  $145^{\circ}\text{C}/15\text{ b}$ ) oder nur in elektrische Energie umgewandelt. Das System hat keinen Rohstoffverbrauch, wenn man von den kleinen Leckverlusten absieht, ermöglicht auch die Versorgung anderer Synthesegasinteressenten und bietet Tagesspeicherungsmöglichkeiten durch das große Rohrleitungssystem.

Eine prinzipielle Schaltung zur Methanisierung ist in Abb. 2-26 dargestellt. Das ankommende kalte Gas wird hiernach auf  $70^{\circ}\text{C}$  vorgewärmt, tritt in den ersten Reaktor ein, verläßt diesen mit  $450^{\circ}\text{C}$ , danach erfolgt die Auskopplung der Wärme in Form von heißem Wasser oder Dampf. Dem Produktgas der ersten Stufe wird Frischgas zugemischt und der zweiten Stufe zugeführt, wo es aufgrund der Reaktionsenthalpie wieder auf  $450^{\circ}\text{C}$  aufgeheizt wird. Nach erneuter Wärmeauskopplung und Frischgaseinspritzung erfolgt im dritten Methanisierungsreaktor eine Aufheizung auf  $350^{\circ}\text{C}$ . Das Produktgas des dritten Reaktors wird zum Teil zum ersten Reaktor zurückgeführt und zum anderen Teil auf  $40^{\circ}\text{C}$  rückgekühlt und in die Methanleitung eingespeist.

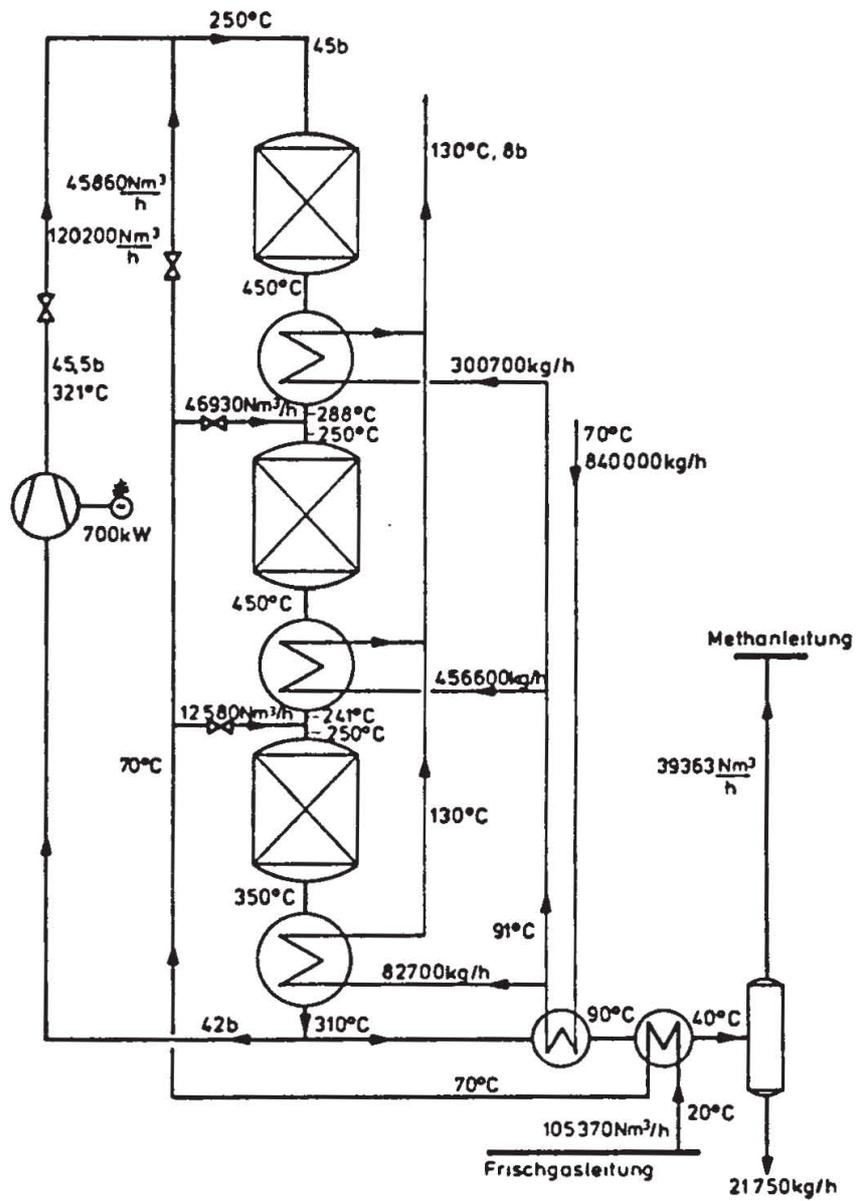


Abb. 2-26: Fließschema Methanisierung /2-74/

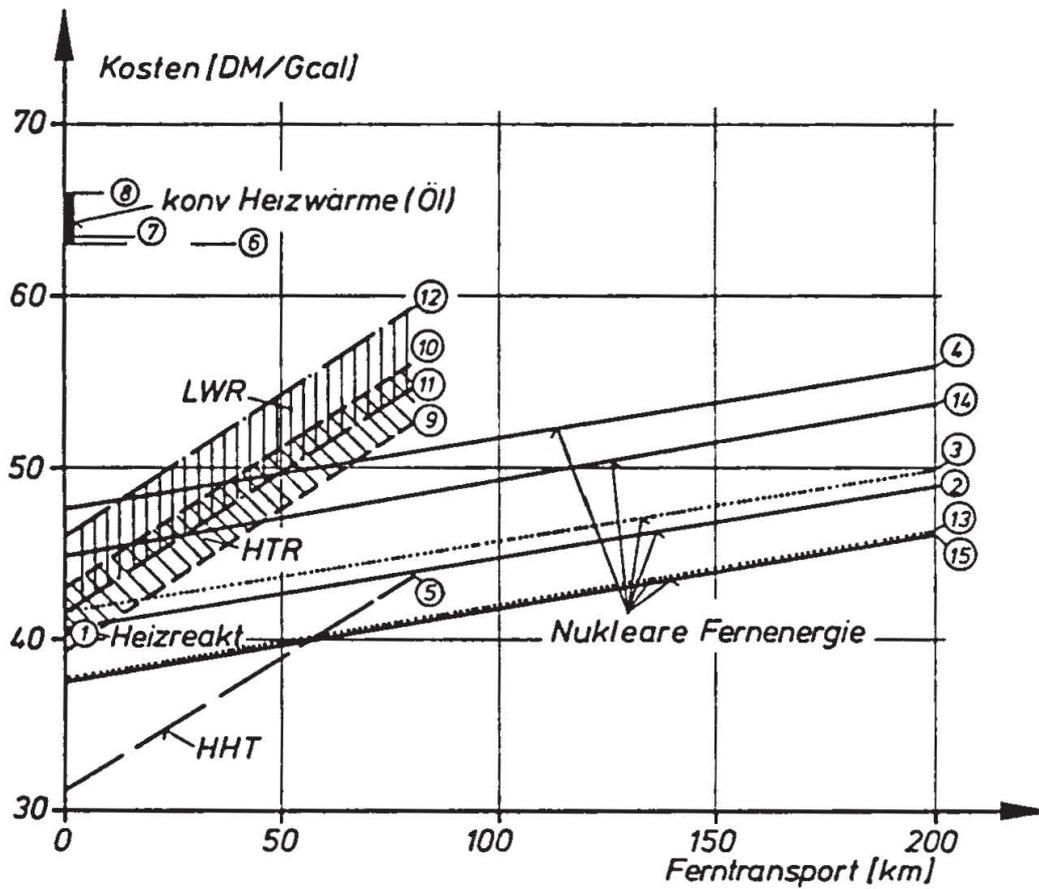
Die Wärmeversorgung auf nuklearer Basis scheint eine vielversprechende Alternative zu werden, egal ob sie über die Wärmekraftkopplung mit "Nuklearer Fernwärme" oder über den Wärmetransport in Form chemisch gebundener Energie, kurz "Nukleare Fernenergie", erfolgt.

In Abb. 2-27 ersieht man die mit heutigen Kenntnissen abgeschätzten Wärmekosten, die dem Verbraucher entstehen werden, wenn er in einem Ballungsgebiet mit "Nuklearer Heizwärme" versorgt wird. Die konventionellen Heizwärmeerzeuger liegen in ihren Kosten weit über allen nuklearen Verfahren und werden sicher über kurz oder lang in den dichtbesiedelten Gebieten aus diesem Markt gedrängt werden.

Unter den nuklearen Erzeugungsverfahren werden sowohl Kosten- als auch zeitliche Gesichtspunkte bei der Einsatzhäufigkeit eine Rolle spielen. Der kostenmäßig teuerste Konkurrent, der Leichtwasserreaktor, hat den frühest möglichen Einsatzzeitpunkt auf seiner Seite. Bei den anderen Verfahren, HTR-Zweikreis - HHT<sup>+</sup> - Heizreaktor - Nukleare Fernenergie, sind noch einige Entwicklungsschritte durchzuführen, bis diese Anlagen in einem großtechnisch-wirtschaftlichen Maßstab in den Markt eingeführt werden.

Das weiteste Anwendungsspektrum von allen hier vorgestellten nuklearen Wärmeversorgungsmöglichkeiten hat die "Nukleare Fernenergie". Die Entfernung des Reaktors vom Abnehmer spielt hier keine so große Rolle wie bei der "Nuklearen Fernwärme", die vielfältigen Schaltungsmöglichkeiten der Wärmeeinkopplung in das Übertragungssystem und die Variationsmöglichkeit bei der Wärmeauskopplung zeichnen dieses Verfahren aus. Zu diesen Vorteilen kommen die niedrigen Kosten hinzu, die bei Ausschöpfung aller Möglichkeiten, wie starke Einschaltung von Prozeßwärmeverbrauchern (Industrie), noch gesenkt werden können. Außerdem ist hierbei die Schaffung eines großen Verbundsystems, ähnlich der Stromversorgung, möglich, was dann die Konzentration der nuklearen Anlagen in großen Nuklearparks wegen der geringen Transportkosten fördert.

<sup>+</sup>HHT = Hochtemperatur-Helium-Turbine



- ① Heizreaktor am Stadtrand
- ② Nukleare Fernenergie mit 6000 h/a ortsnahe Stromerzeugung zu 5 Dpf/kWh
- ③ " " 4000h/a " " 6 Dpf/kWh
- ④ " " ohne ortsnahe Stromerzeugung
- ⑤ Fernwärme aus HHT-Abwärmennutzung
- ⑥ Ölheizung im Mehrfamilienhaus
- ⑦ Fernwärme aus abgefeuerter Heizzentrale
- ⑧ Ölheizung im Einfamilienhaus
- ⑨ Fernwärme aus HTR bei Bewertung des Stromausfalls mit 4 Dpf/kWh
- ⑩ " " " " " " " " 6 Dpf/kWh
- ⑪ " " LWR " " " " " " 4 Dpf/kWh
- ⑫ " " " " " " " " 6 Dpf/kWh
- ⑬ Nukleare Fernenergie wie ③, zusätzlich Nahwärmeabgabe zu 12 DM/Gcal
- ⑭ " " " " ④ " " " " 12 "
- ⑮ " " " " ② " " " " 12 "

Abb. 2-27: Kosten der Heizwärme beim Verbraucher /2-74/

### 2.3 Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in speziellen Verbrauchergruppen des Landes

#### 2.3.1 Die Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in der Chemischen Industrie

Die Frage, ob und in welchem Maße die Kernenergie in einer Industriegruppe einsetzbar ist, stellt sich vornehmlich aus folgenden zwei Gründen:

- die Industrie ist in der BRD die größte Energieverbrauchsgruppe  
/2-75, 2-76, 2-77/
- die von der Industrie benötigte Sekundärenergie wird zum größten Teil in industrieeigenen Kraftwerksanlagen hergestellt.

Industriebetriebe mit Wärmeverbrauch sind zur Installation eigener Nutzenenergieerzeugungsanlagen in der unmittelbaren Nähe der wärmeverbrauchenden Betriebe gezwungen, da Prozeßwärme, sei es als niedertemperaturige Wärme (meist gebunden in Wasserdampf bis etwa 300 °C) oder als hochtemperaturige Wärme (bisher durch direkte Befuerung in endotherme Prozesse eingebracht), nicht kostengünstig über weitere Strecken transportiert werden kann.

Für Industriebetriebe mit hohem Prozeßwärmebedarf ist daher ein hoher Eigenenergieerzeugungsanteil gemessen am Energiebedarf charakteristisch.

In diesem Punkt werden die Einsatzmöglichkeiten und das Einsatzpotential der Kernenergie in der Industriegruppe Chemie des Landes untersucht. Diese Industriegruppe läßt ein besonders hohes Kernenergieeinsatzpotential erwarten aus folgenden Gründen:

- hoher Energiebedarf der Gruppe; die Chemie ist neben der Industriegruppe "Eisen und Stahl" der größte industrielle Energieverbraucher.
- hoher Prozeßwärmebedarf, daher hoher Eigenenergieerzeugungsanteil gemessen am Energiebedarf
- starke räumliche Konzentration; die traditionell größten Energieverbrauchsbezirke Gelsenkirchen, Köln, Mannheim und Frankfurt vereinigen drei Viertel des gesamten Energieverbrauchs der Gruppe auf sich /2-78/. Dieser Punkt gilt für das Bundesland NRW in besonderem Maße. Die Industriegruppe Chemie des Landes verbraucht etwa 45 % des Energieverbrauchs, beschäftigt etwa 40 % und setzt 42,5 % um, gemessen an den Zahlen der Industriegruppe für die BRD

- gegenüber der Gesamtindustrie überdurchschnittliche Wachstumsraten /2-79/.

Die Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie in der Industriegruppe Chemie des Landes werden in dieser Arbeit nicht lediglich aus der technisch möglichen Substituierbarkeit bisher verwendeter Primärenergien durch Nuklearenergie berechnet, sondern durch einen Kostenvergleich zwischen modernen ölgefeuerten Kraftwerken und HTR-Kraftwerken wird die Kostengünstigkeit der aus HTR-Anlagen erzeugten Sekundärenergie (zumindest ab einem bestimmten Auslastungsgrad der Kraftwerksanlagen; Punkt 2.3.1.1) nachgewiesen. Ebenso soll in diesem Punkt die Frage nach dem für diese Gruppe sinnvollsten Kernreaktorkonzept (HTR- oder LWR-Konzept) beantwortet werden.

Darüber hinaus wird versucht, die Auswirkungen billiger Sekundärenergie für den "Mikro-Ökonomischen" Bereich zu quantifizieren (Punkt 3.1). Durch eine exakte Aufteilung der einzelnen Kostenarten der Erzeugung energieintensiver Chemieprodukte in einen reinen Energiekostenanteil und einen nichtenergetischen Kostenanteil (z. B. Personalkosten, Kapitalkosten, Rohstoffkosten...) wird eine mögliche Herstell- und Fertigungskostenreduzierung dieser Chemieprodukte bei Verwendung billiger HTR-Energie berechnet.

Außerdem werden die ökologischen Auswirkungen eines Kernenergieeinsatzes quantifiziert, da davon ausgegangen werden muß, daß über reine Rentabilitätsbetrachtungen neuer Technologien hinaus, in Zukunft Umweltfaktoren die Höhe des Einsatzpotentials entscheidend mitbeeinflussen (Punkt 5.1).

#### 2.3.1.1 Vergleich verschiedener Kraftwerkstypen (HTR-, LWR- und konventionelles Ölkraftwerk) hinsichtlich ihrer Eignung für die Industriegruppe Chemie (technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte)

In den Kraftwerksanlagen der Industriegruppe Chemie werden die Sekundärenergieformen Strom und Prozeßdampf aus energetischen und ökonomischen Gründen vornehmlich in der Kraftwerksschaltung "Wärme-Kraft-Kopplung" erzeugt /2-2, 2-75, 2-80, 2-81/.

Der nun durchzuführende Vergleich dreier unterschiedlicher Kraftwerkstypen hinsichtlich ihrer Eignung für die Industriegruppe Chemie berücksichtigt diesen Tatbestand. Ebenso werden andere wichtige Kenngrößen des Kraftwerkswesens

dieser Industriegruppe (Größenordnung der Kraftwerksanlagen, Auslastungsgrad, Prozeßdampfdaten, Bewertungsmethoden der energetischen Kuppelproduktion /2-2/ in den Vergleich einbezogen.

Von den einzelnen Chemiebetrieben soll Prozeßdampf zweier unterschiedlicher Druckstufen

- Hochdruck - Prozeßdampf (HD-PD) 20 at
- Niederdruck - Prozeßdampf (ND-PD) 5 at

und elektrischer Strom nachgefragt werden. Insgesamt soll eine installierte Kraftwerksleistung von  $500 \text{ MW}_{\text{th}}$  gefordert sein. Zur Erfüllung der oben gestellten Aufgaben kann mit HTR- oder modernen Öl-Kraftwerken die Kraftwerksschaltung in Abb. 2-28 bzw. mit Leichtwasserreaktor-Kraftwerken die Kraftwerksschaltung in Abb. 2-29 realisiert werden.

Auffällig ist das Fehlen einer Vorschaltturbinenanlage bei LWR-Einsatz (Abb. 2-29), da hier nur Frischdampf des gleichen Temperaturniveaus, wie es von den Chemiebetrieben als Prozeßdampf gefordert wird, erzeugt werden kann.

Bedingt durch die sehr viel kleinere mögliche Frischdampf Temperatur bei LWR-Konzept ergibt sich in allen angenommenen Betriebsfällen (Prozeßdampf abgasschwankungen von Null /t/h/ bis 500 /t/h/, dadurch schwankende Stromerzeugung bei gleicher thermischer Nennleistung) eine um 28 % bis 60 % kleinere elektrische Leistung der LWR-Anlage gegenüber der HTR- bzw. der fossilen Anlage (Abb. 2-30)

Die geringere mögliche Nutzenenergieerzeugung der LWR-Anlage gegenüber anderen Kraftwerkskonzeptionen impliziert bei gleicher thermischer Nennleistung eine Vergrößerung der Abfallwärme (Abb. 2-31). Die in jedem Betriebszustand größere Abwärme beim LWR-Kraftwerk ist nicht nur ein Kostenfaktor (das sog. "kalte Ende" muß aufwendiger ausgelegt werden), sondern belastet auch erheblich die Umwelt. Diese Umweltbeeinträchtigung wird in Punkt 5.1 aus dem für das Bundesland NRW möglichen Kernenergieeinsatzpotentials in der Industriegruppe Chemie quantifiziert.

Wie aus Abb. 2-28, 2-30 und 2-31 hervorgeht, verhalten sich HTR-Kraftwerke und moderne fossile Kraftwerke im Wasser-Dampf-Kreislauf auf Grund gleicher möglicher Frischdampfverhältnisse völlig identisch. Der Grund für eine Präferenz der chemischen Industrie für den Kernreaktor kann daher nur aus einem ökonomischen Vorteil der Kernenergieanlage erklärt werden. Dieser Punkt ist daher zu untersuchen.

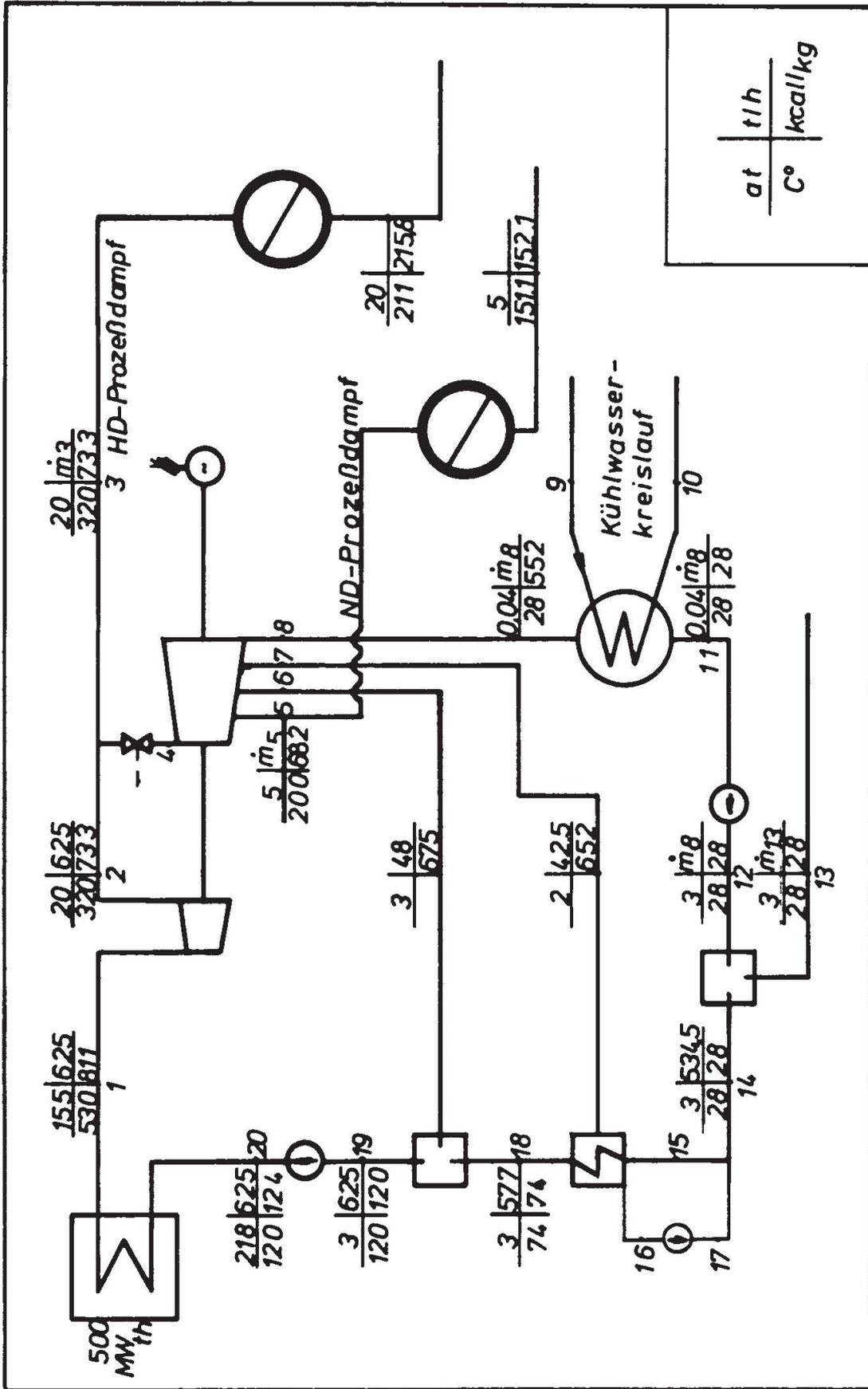


Abb. 2-28: Sekundärkreislauf des Industriekraftwerks mit HTR bzw. mit fossil beheiztem Kessel.

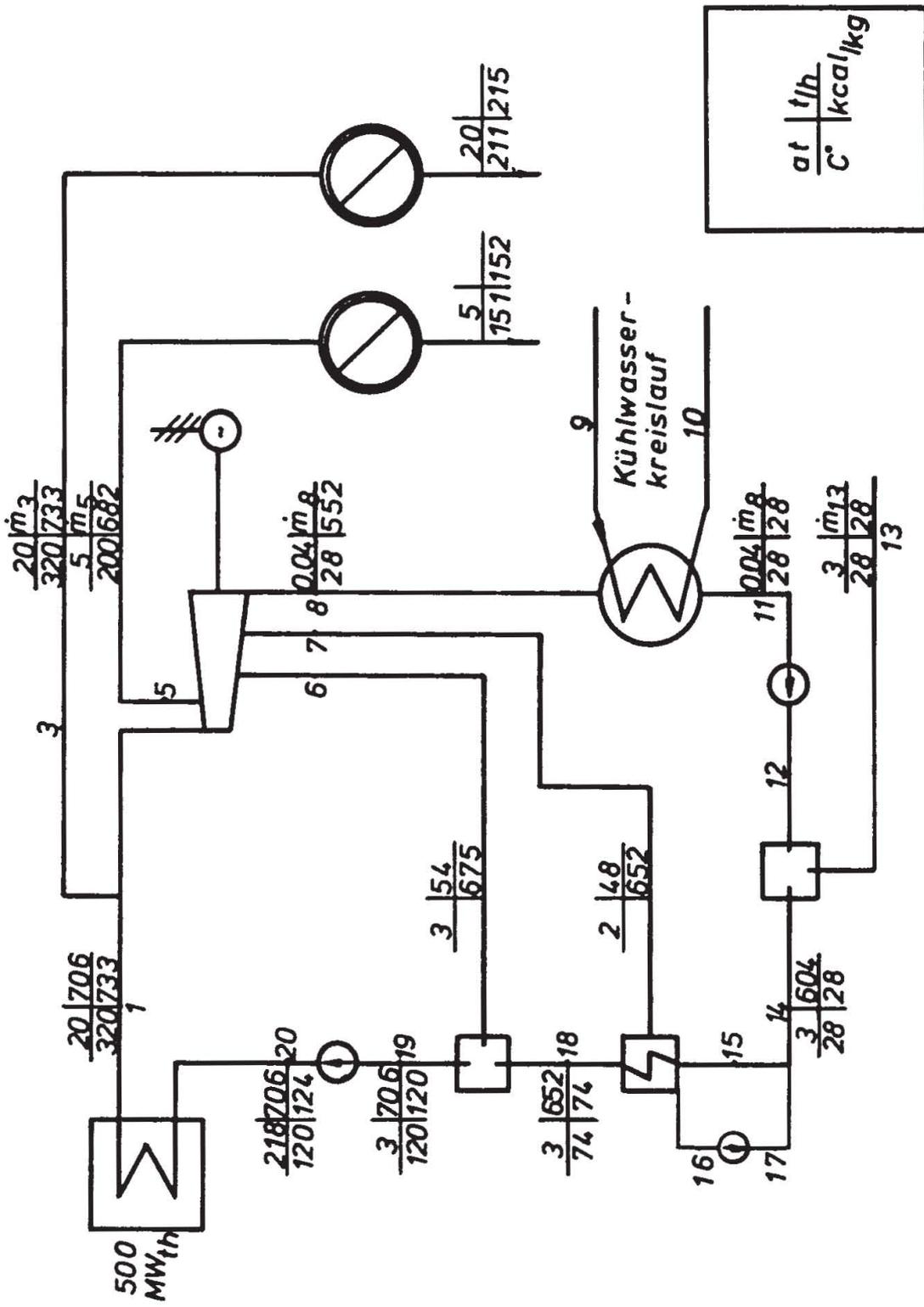


Abb. 2-29: Sekundärkreislauf des Industriekraftwerks mit dem LWR.

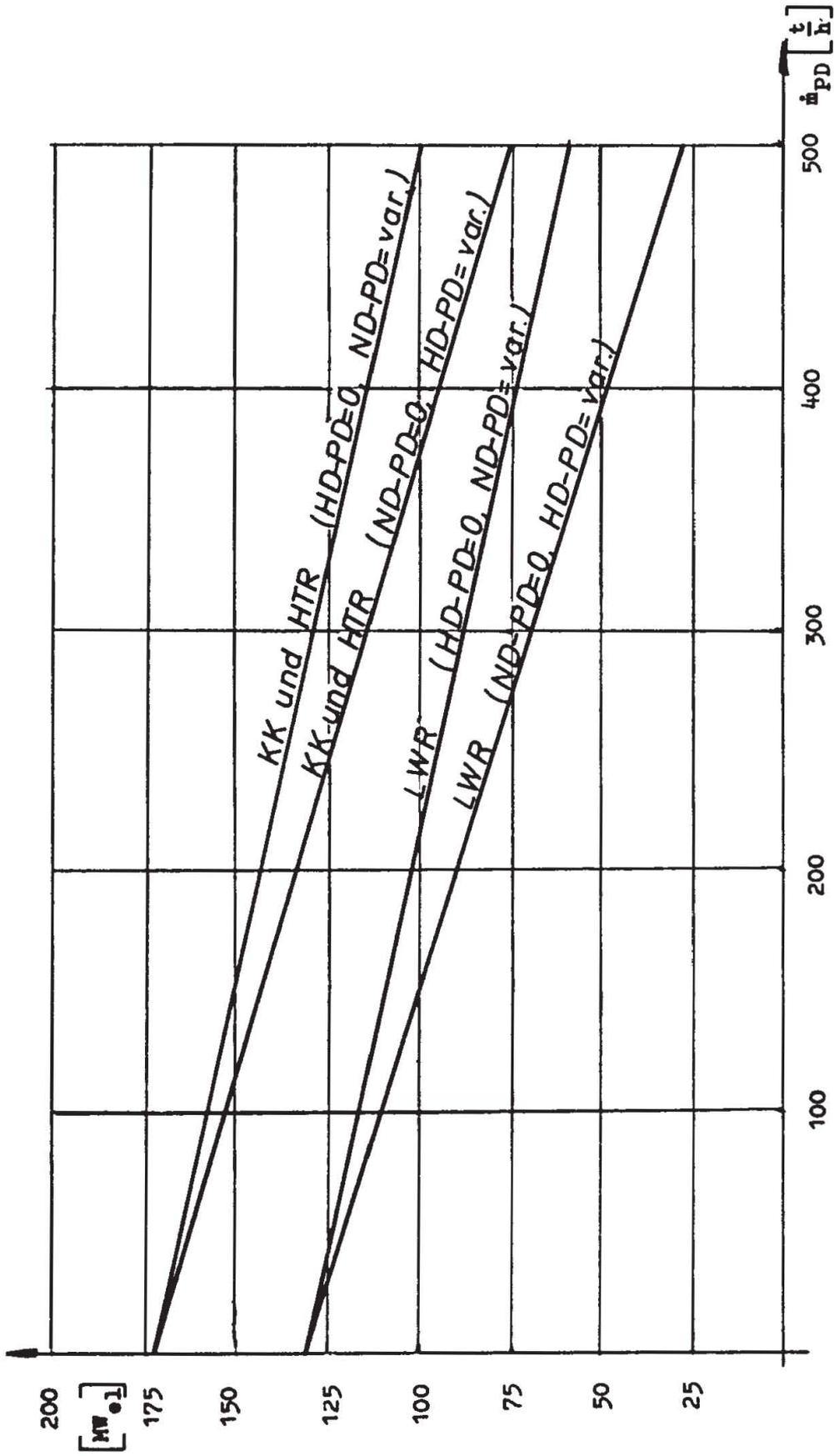


Abb. 2-30: Elektrische Bruttoleistung von 500 MW<sub>th</sub>-Industriekraftwerken in Abhängigkeit von Prozessdampfabgabemengen.

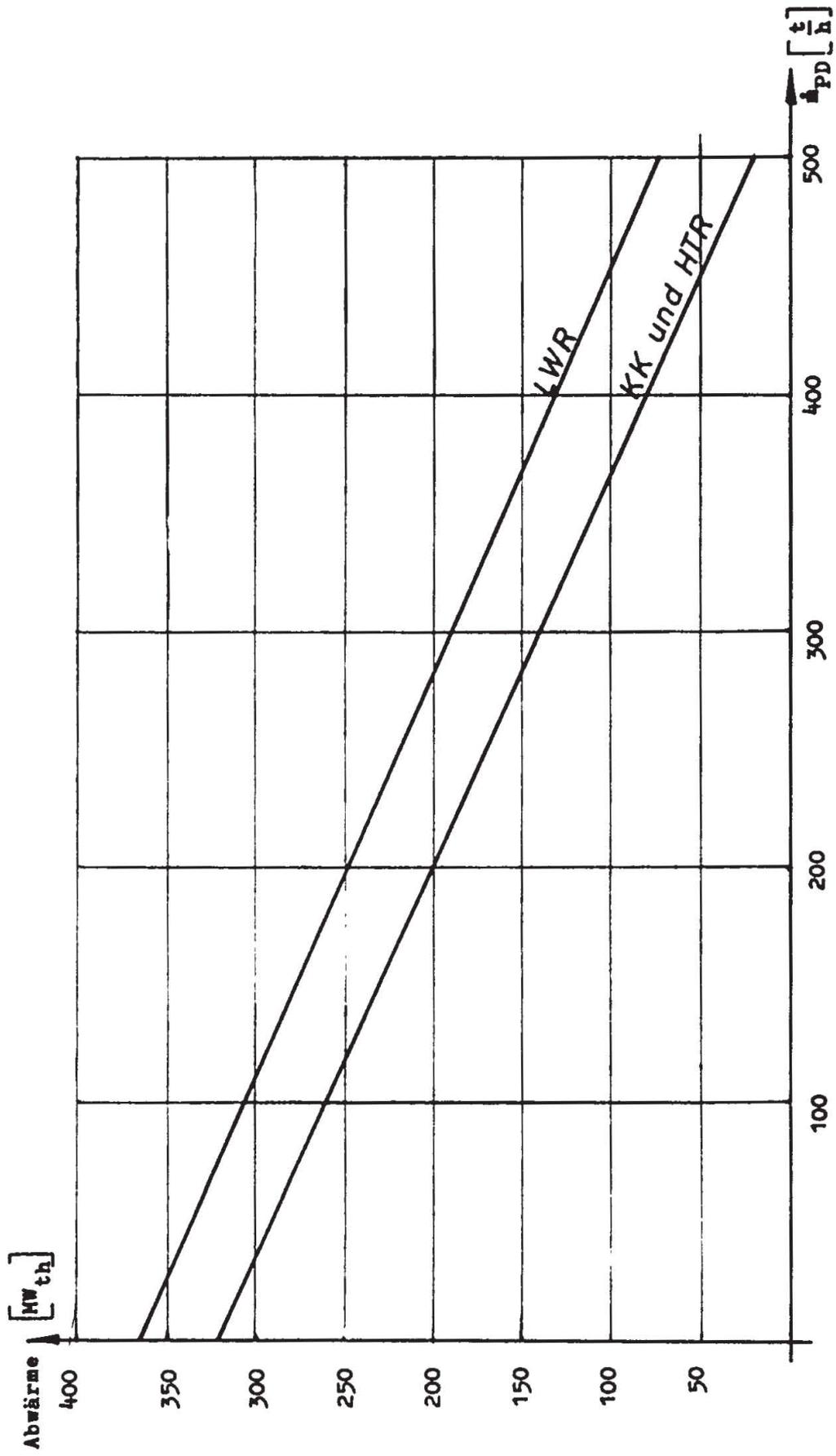


Abb. 2-31: Abwärme von 500 MW<sub>th</sub>-Industriekraftwerken in Abhängigkeit von Prozessdampfabgabemengen.

Für den im folgenden durchzuführenden Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen einem ölgefeuerten Kraftwerk und einem leistungsgleichen Kugelhaufen - HTR - Kraftwerk werden folgende Voraussetzungen gemacht:

- Nennleistung  $1000 \text{ MW}_{\text{th}}$
- Frischdampfmenge  $1250 \text{ t/h}$
- Prozeßdampfmenge  $0 \text{ t/h} - 1000 \text{ t/h}$   
bei konstanten Verhältnis  $80 \% \text{ HD} - \text{PD}$   
 $20 \% \text{ ND} - \text{PD}$
- Investitionen für HTR-Kraftwerke /2-1/  
für konventionelle Kesselanlagen KK /2-82/
- die Kapitalkosten (Abschreibung und Verzinsung) werden bei beiden Kraftwerkstypen für eine Laufzeit von 15 Jahren und dem Zinsfuß von  $8 \%$  mit  $11,7 \%/\text{a}$  kalkuliert.
- da die Brennstoffzykluskosten für nukleare Anlagen heute für zukünftige Serienproduktion kaum genau kalkulierbar sind, werden in dieser Gegenüberstellung - bei großen Leistungen eher pessimistische - Brennstoffzykluskosten von  $0,2 \frac{\text{DPf}}{\text{kW}_{\text{th}} \text{ h}}$  angenommen /2-1/.
- die Brennstoffkosten für die konventionelle Kesselanlage werden für einen Heizwert  $H_u = 9,40 \frac{\text{Kcal}}{\text{t}}$  und einem Ölpreis von  $10 \frac{\text{DM}}{\text{Gcal}}$  berechnet.

Bei Industriekraftwerken wird die Auslegung der Kraftwerksleistung primär von der Dampfnachfrageseite her festgelegt. Wird nun die Dampfnachfrage geringer, so gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten der Ausgleichsregelung. Einmal kann man die thermische Ausgangsleistung, d. h. die Frischdampfmenge, entsprechend dem Rückgang der Dampfnachfrage drosseln, zum zweiten kann man die Frischdampfmenge konstant lassen und den Rückgang der Dampfnachfrage durch Steigerung der Stromproduktion ausgleichen.

Die Gesamtjahreskosten beider Anlagen sowie die Stromgestehpreise  $\text{DPf}/\text{kW}_{\text{el}} \text{ h}$  sind aus Abb. 2-32 für unterschiedliche Prozeßdampfabgabemengen und konstanter thermischer Kraftwerksleistung (also Elektrizitätserzeugungsvergrößerung bei Prozeßdampfabgabeverringern) ersichtlich.

Bleibt die thermische Ausgangsleistung und damit die Frischdampfmenge konstant, so ändern sich auch die Jahresgesamtkosten und der Gestehpreis nicht. Der nicht benötigte Prozeßdampf bleibt im Sekundärkreislauf und produziert dort zusätzlich elektrischen Strom. So geht z. B. aus Abb. 2-32 hervor, daß bei der maximalen

Prozeßdampfabnahmemenge von  $1000 \frac{t}{h}$  die Stromproduktion nur  $148 \text{ MW}_{el}$  be-  
trägt, während sie, wenn überhaupt kein Prozeßdampf benötigt wird, um ca. 130 %  
auf  $338,9 \text{ MW}_{el}$  ansteigt. Da jedoch bei jedem beliebigen Strom-Prozeßdampf-  
Abgabeverhältnis die Frischdampfmenge konstant bleibt, bleiben die Jahreskosten  
des Kraftwerks auch bei Prozeßdampfnachfrageschwankungen konstant und damit  
der Gestehpreis für Strom bzw. Prozeßdampf. (Der Gestehpreis für Strom wurde  
als reiner Kondensationsstrompreis berechnet /2-2/).

(In dieser Betrachtung werden die geringen Kostenunterschiede durch vermehrte  
Speisewasseraufbereitung bei hoher Prozeßdampfabgabe aus Gründen der Vereinfachung vernachlässigt).

Die großen Kostenvorteile des Kernkraftwerks gegenüber dem leistungsgleichen  
konventionellen Ölkraftwerk erklären sich aus den sehr viel niedrigen variablen  
Kosten bei Kernkraftwerken und dem hohen Auslastungsgrad von 8000 h/a.

Die zweite Regelmöglichkeit bei einem Rückgang der Dampfnachfrage besteht  
nun darin, die thermische Ausgangsleistung und damit die Frischdampfmenge ent-  
sprechend der Dampfabnahme zu verringern. Damit ändern sich natürlich auch  
die Jahreskosten der Anlage, denn die variablen Kosten (Brennstoffkosten) nehmen  
mit der thermischen Leistung linear ab. Im Falle des Hochtemperaturreaktors  
sinken die Brennstoffkosten mit  $0,2 \text{ Pfg./kWh}$ , im Falle des ölgefeuerten Kessels  
mit  $0,86 \text{ Pfg./kWh}$  bei einem Ölpreis von  $10 \text{ DM/Gcal}$  und einem Heizwert von  
 $9,40 \frac{\text{Gcal}}{t}$ . Die Fixkosten bleiben natürlich von einer Änderung der thermischen  
Leistung unberührt. In Abb. 2-33 sind die Gesamtkosten pro Jahr bei einem  
Belastungsgrad von  $8000 \frac{h}{a}$  für Anlagen mit  $1000 \text{ MW}_{th}$ -Nennleistung mit dem  
Hochtemperaturreaktor und dem ölgefeuerten Kessel als Energiequelle darge-  
stellt. Obwohl die Fixkosten der Anlage mit konventionellen ölgefeuerten Kessel  
(KK) um etwa 38 % geringer sind als die der gleichen Anlage mit dem Hochtempe-  
raturreaktor als Energiequelle, sind durch den starken Einfluß der variablen  
Kosten in einer KK-Anlage die Gesamtbetriebskosten der HTR-Anlage über einen  
weiten Teillastbereich niedriger. Erst bei Drosselung der thermischen Ausgangs-  
leistung von  $1000 \text{ MW}_{th}$  (Nennleistung) auf  $350 \text{ MW}_{th}$  schneiden sich die Kosten-  
geraden und für geringere Leistungen sind die Betriebskosten der KK niedriger  
als die der Anlage mit dem HTR.

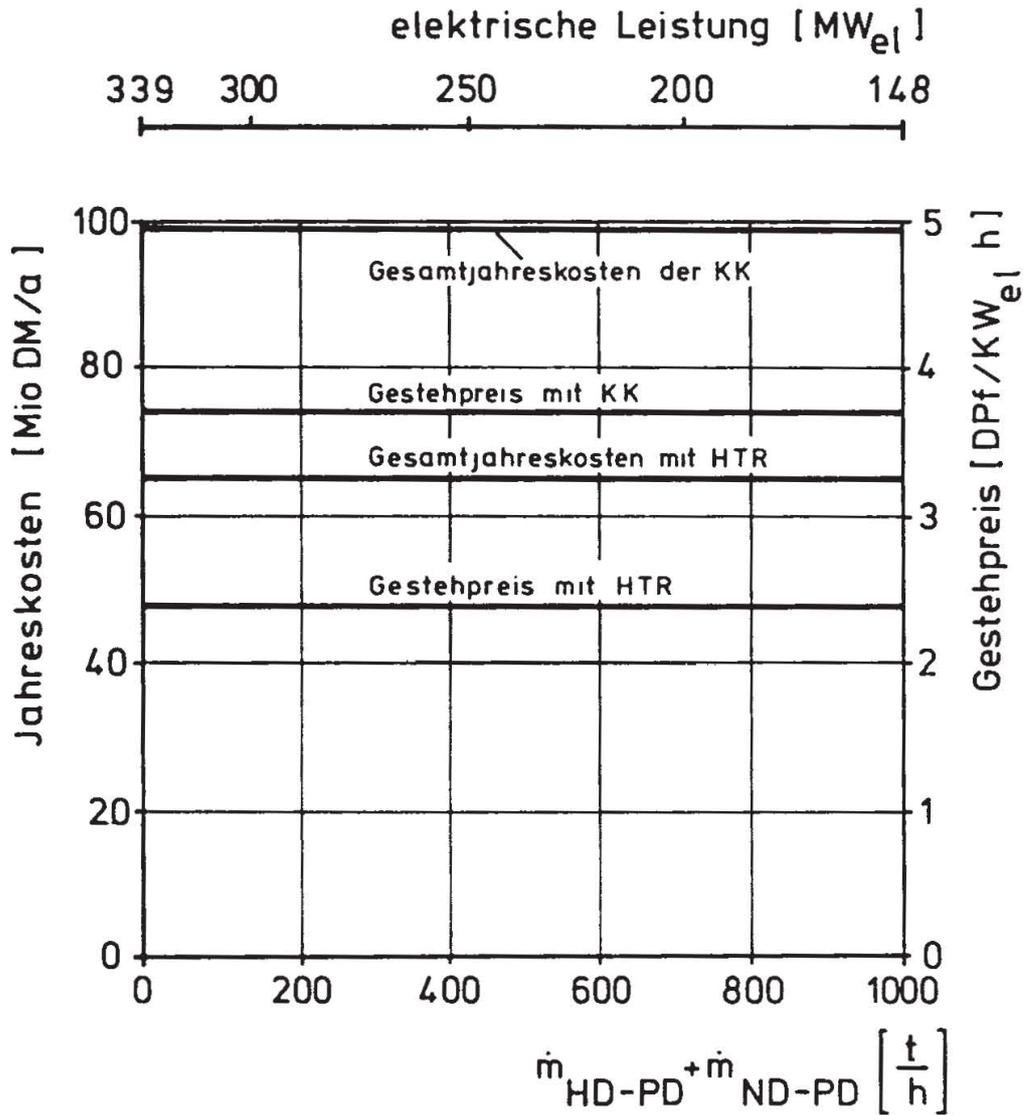


Abb. 2-32: Jahreskosten und Gestehpreis des Stroms bei der  $1000 MW_{th}$ -Anlage mit konstanter Ausgangsleistung und für beliebige Strom-Dampf-Abnahmeverhältnisse (Belastungsgrad  $8000 \frac{h}{a}$ ).

$\dot{m}_{HD-PD}$	t/h	Hochdruckprozeßdampfmengen
$\dot{m}_{ND-PD}$	t/h	Niederdruckprozeßdampfmengen
HTR		Hochtemperaturreaktor-Kraftwerk
KK		Konventionelle Kesselanlage

Der Schnittpunkt der Kostengeraden hängt von der Kraftwerkskapazität (Nennleistung) ab. In Abb. 2-34 ist das Verhältnis der tatsächlich "gefahrenen" Leistung zur Nennleistung für Kostengleichheit beider Anlagen in Abhängigkeit der Kraftwerkskapazität ( $500 \text{ MW}_{\text{th}}$  -  $3000 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) angegeben.

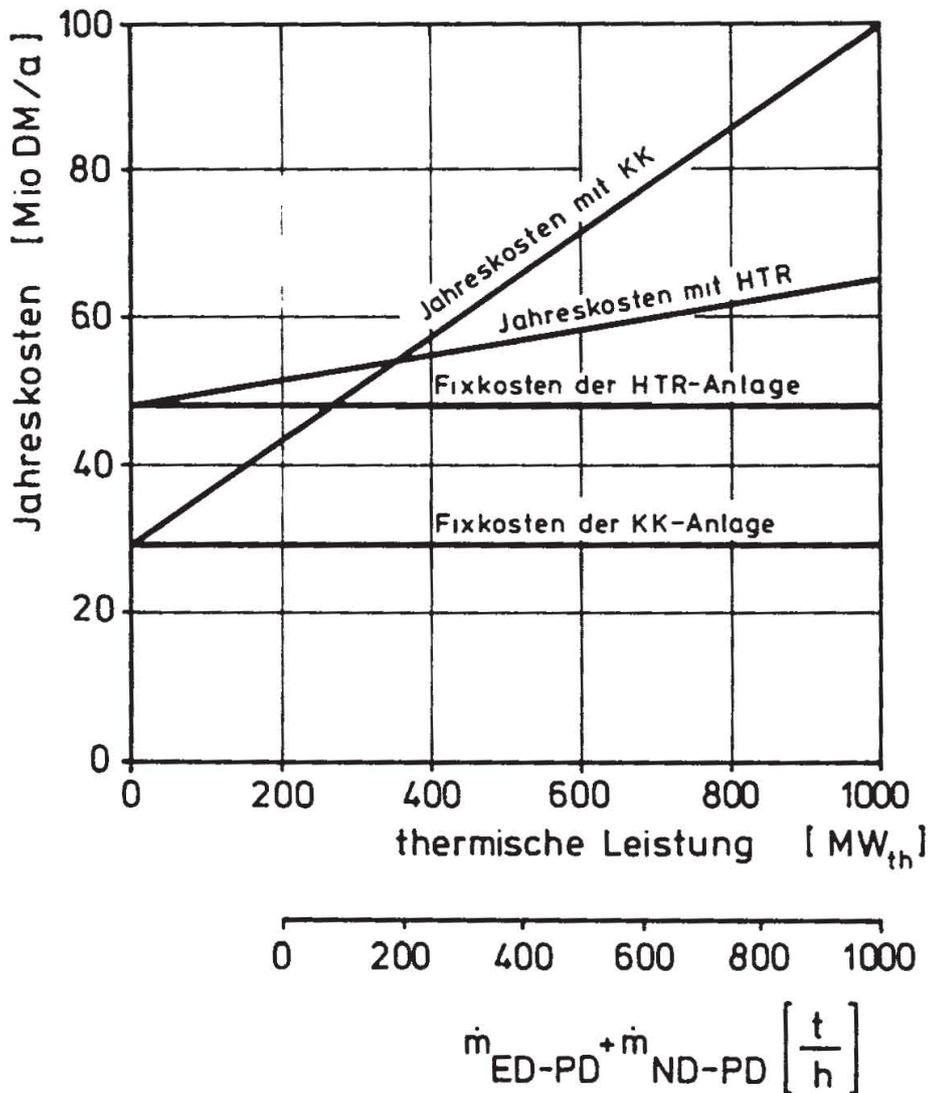


Abb. 2-33: Jahreskosten zweier Kraftwerksanlagen mit jeweils  $1000 \text{ MW}_{\text{th}}$  - Nennleistung bei Leistungsschwankungen infolge Prozeßnachfrageschwankungen.

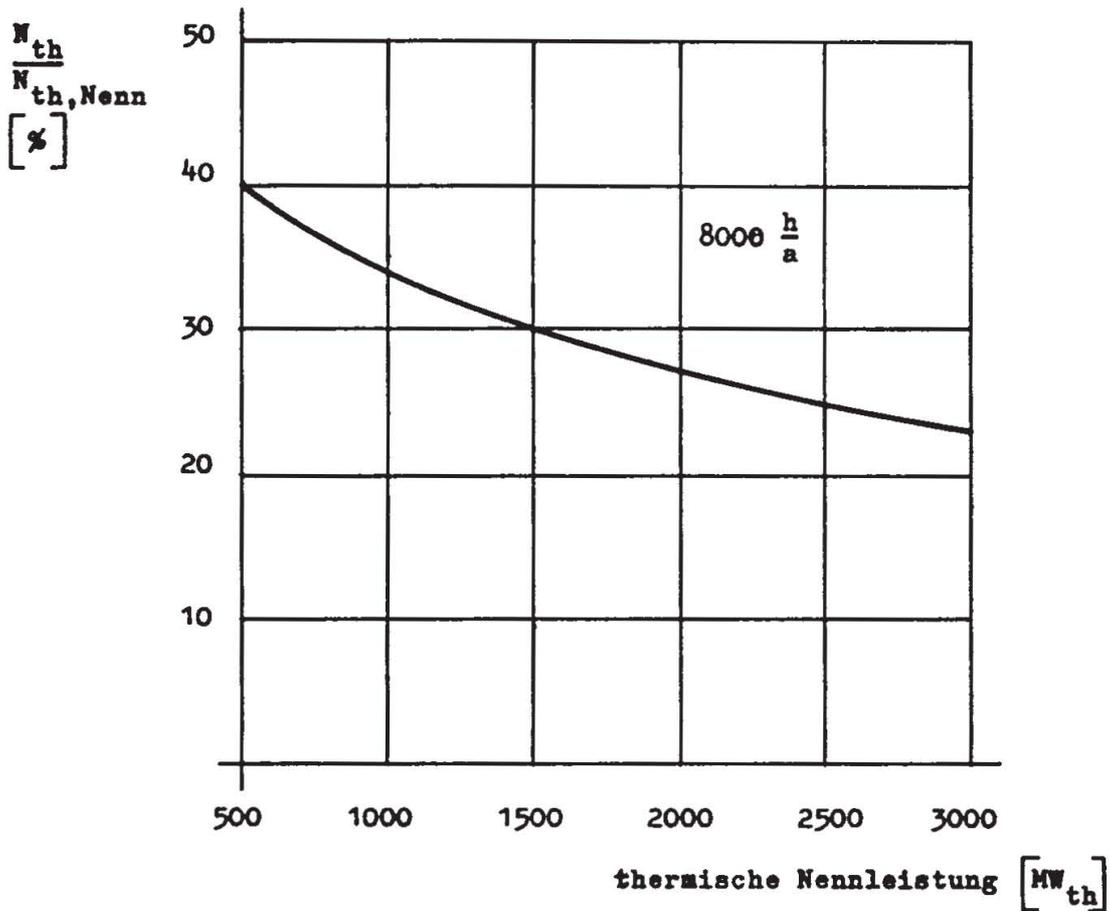


Abb. 2-34: Erforderliche Drosselung der thermischen Leistung für Kostengleichheit von Hochtemperaturreaktor- und KK-Anlage (Break Even Point).

Es zeigt sich, daß sich aufgrund unterschiedlicher Degressionen der Anlagekosten und der sich daraus teilweise ergebenden Fixkosten mit steigender Anlagegröße bei einer  $500 MW_{th}$ -Anlage schon bei 40 % der Vollast Kostengleichheit einstellt, während dies bei einer  $3000 MW_{th}$ -Anlage erst bei etwa 23 % der Vollast der Fall ist. Das heißt mit anderen Worten, daß der Vorteil der Anlagen mit dem Hochtemperaturreaktor als Energiequelle mit steigender Anlagengröße aufgrund des abnehmenden Einflusses der hohen Fixkosten und des steigenden Einflusses der niedrigen variablen Kosten gegenüber der Anlage mit konventioneller Energiequelle größer wird.

Aus dem bisher Gesagten geht hervor, daß ein HTR-Industriekraftwerk ab einer bestimmten Kraftwerkskapazität ( $500 MW_{th} \hat{=} 625 \text{ t/h}$  Frischdampfmenge) und einem bestimmten Auslastungsfaktor ( $\geq 40 \text{ %/a}$ ) gegenüber einem modernen Öl-

kraftwerk ökonomische Vorteile aufweist. Für Reservekessel und Kessel kleinerer Größenordnungen ( $\leq 625$  t/h Dampfkapazität) wird man aber fossile Kesselanlagen bevorzugen.

Zusammenfassend läßt sich sagen, daß ein HTR-Kraftwerk einem LWR-Kraftwerk technisch überlegen ist, während es gegenüber der fossilen Kesselanlage mit den oben angegebenen Einschränkungen ökonomische Vorteile verspricht. Die ökologischen Vorteile des HTR-Kraftwerks werden in Punkt 5 diskutiert.

### 2.3.1.2 Die Einsatzmöglichkeiten von Kernkraftwerken (speziell des HTR's) in der Chemie, aufgezeigt anhand einiger Beispiele

Ein HTR kann die in der Industriegruppe Chemie benötigten Sekundärenergieformen hochtemperaturige Wärme (heute bis etwa  $950^{\circ}\text{C}$ ), Prozeßdampf und Strom liefern. In diesem Punkt sollen Beispiele für die Eingliederung eines HTR in einige ausgewählte Anlagen der chemischen Industrie gegeben werden.

Die in Abb. 2-35 bis 2-38 ausgeführten Chemieanlagen wurden bezüglich des Produktionsspektrums und der Höhe des Produktionsvolumens so ausgewählt und ausgelegt, daß die gesamte, von einem HTR erzeugte Sekundärenergie, gleichgültig welcher Form, innerbetrieblich verbraucht werden kann.

Es kann also vermieden werden, daß Chemiebetriebe als Energieanbieter (in Form von elektrischer Energie) auf den Markt treten müssen. Die durch einen Überschuß an elektrischer Energie bedingten niedrigen Rentabilitäten der Gesamtanlagen (z. B. /2-1/) fußen auf dem Gedanken, daß die EVU's den von der Hochtemperaturanlage als Beiprodukt erzeugten Strom nur zu den Kosten in ihr Netz übernehmen werden, zu denen sie selbst den Strom erzeugen können. In 2-1 wurden für Chemiekomplexe mit dem HTR als Energiequelle, die den bei Erzeugung von hochtemperaturiger Prozeßwärme und Prozeßdampf als Beiprodukt gewonnenen elektrischen Strom zumindest teilweise intern verbrauchen können, spürbare Rentabilitätsverbesserungen gegenüber einer Kraftwerksbetriebsweise mit deutlichem Stromüberschuß berechnet. Die ausgewählten Produkte, die nach den Warengruppen Petrochemie, Kunststoff- und Kunstharz, Fasern und Fäden, Kautschuk und Anorganika zusammengefaßt sind, wurden einmal wegen der Energieintensität zu ihrer Herstellung (vornehmlich Prozeßdampfintensität) zum anderen wegen ihrer für die Zukunft zu erwartenden Produktionsvolumenerweiterung (z. B. Tab. 2-9) ausgewählt. Die in dieser Tabelle unter dem Begriff

Organica zusammengefaßten Produkte sind die für die Bereiche Kunststoff, 1 Chemiefasern und Pharmaceutika benötigten Vorprodukte, also im wesentlichen die in Abb. 2-35 aufgeführten Erzeugnisse, die dort petrochem. Produkte genannt werden.

Bei der für die Jahre 1969 bis 1985 geschätzten jährlichen Zunahmen von 6,9 % für die Summe sämtlicher Chemieprodukte wachsen demnach die Organica, die Kunststoffe und die Chemiefasern überproportional. Wie aus der Zeichenerklärung der Abb. 2-35 bis 2-38 hervorgeht, sind die aufgeführten Produktionsvolumena die der BRD 1970, bzw. die, die sich aus einer Kopplung der betreffenden Anlage mit dem kleinsten wirtschaftlichen Kugelhaufen-HTR ( $PR\ 500: 500\ MW_{th} = 625\ t/h$  Frischdampfkapazität; z. B. /2-2/) ergeben.

Eine geringe Abweichung ergibt sich für die Petrochemische Anlage (Abb. 2-35). Hier wird ein Beispiel für die Einkopplung von hochtemperaturiger nuklearer Prozeßwärme gegeben (siehe Punkt 2.3.1.3.1). Zur Äthylen- (+ Beiprodukte)-Erzeugung aus Naphtha in Steam-Cracker sind etwa  $3 \frac{Gcal}{tC_2H_4}$  auf hohem Temperaturniveau (etwa  $750\ ^\circ C$  bis  $850\ ^\circ C$ ) notwendig (z. B. /2-42, 2-43/). Für diesen Fall soll die thermische Leistung des HTR  $700\ MW_{th}$  betragen. Damit können  $200\ MW_{th}$  auf hohem Temperaturniveau ausgekoppelt werden, während  $500\ MW_{th}$  (wie in den Beispielen Abb. 2-36 bis 2-38) in den Dampferzeuger eingebracht werden.

Bei Verwendung der Produktionsvolumina eines bestimmten Jahres einer Region (z. B. BRD) kann der Energieverbrauch der angegebenen Anlagen mit den Gesamtenergieverbrauch der Industriegruppe Chemie des gleichen Jahres verglichen werden. Wird dieser Vergleich für die BRD für das Jahr 1970 durchgeführt, ergibt sich, daß die ausgewählten Anlagen über 56 % des Endenergiebedarfs der Chemischen Industrie ausmachen, obwohl nur etwa 35 Produkte aus den fast 600 verschiedenen Positionen der amtlichen Produktionsstatistik, die meistens schon Zusammenfassungen sind, ausgewählt wurden. Das heißt, daß die wichtigsten energieverbrauchenden Produkte in den aufgeführten Anlagen erfaßt sind.

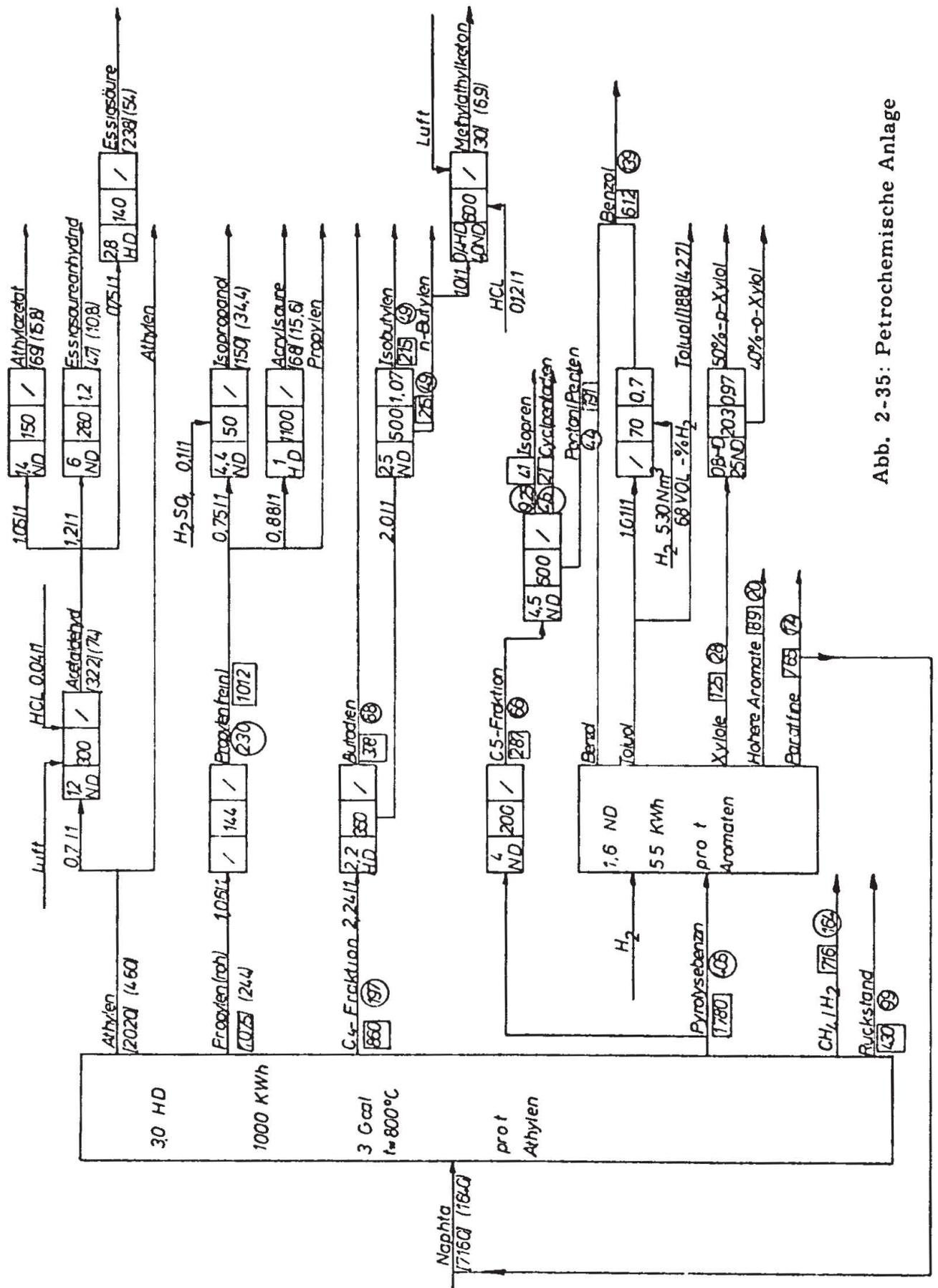


Abb. 2-35: Petrochemische Anlage

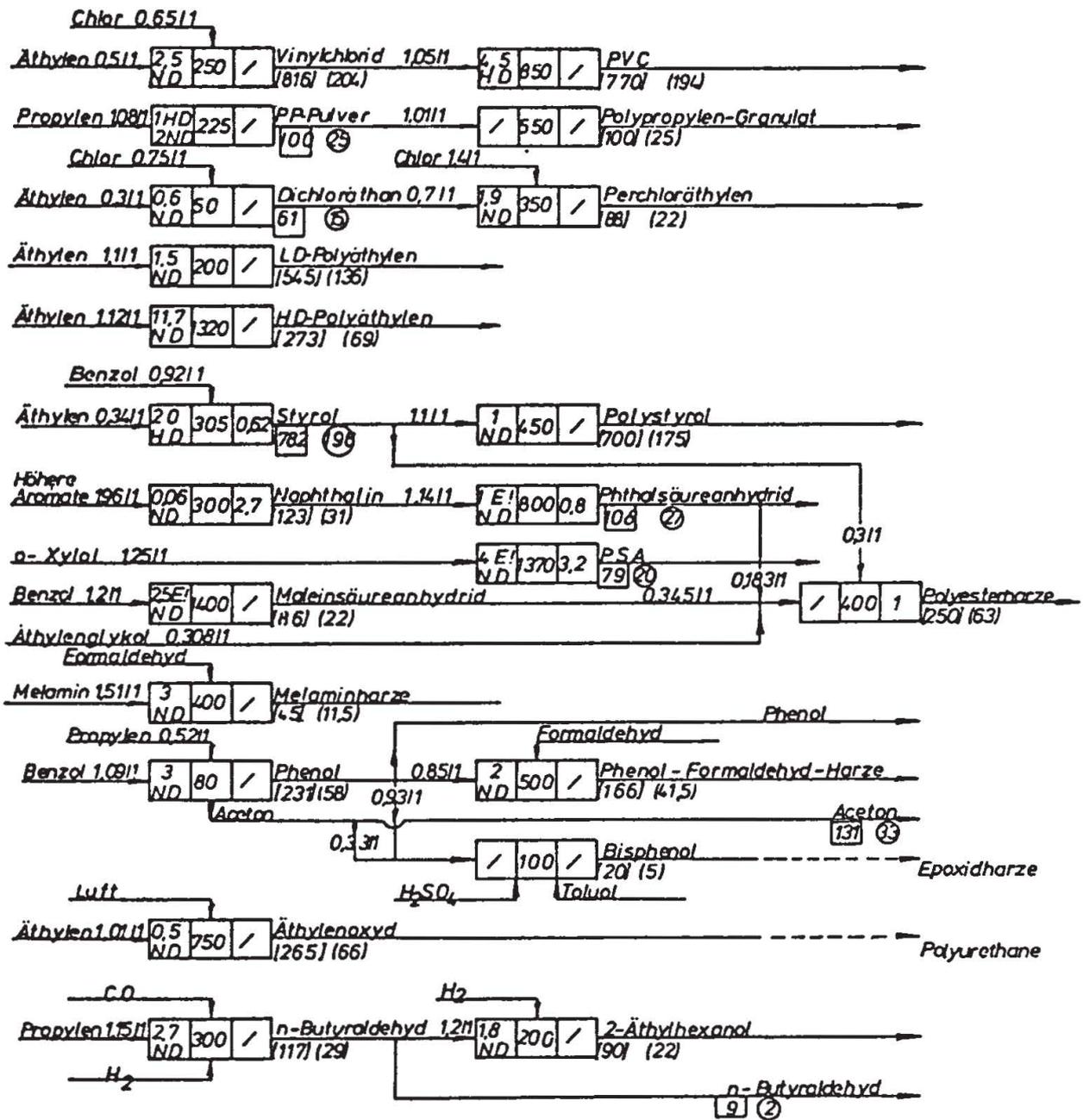


Abb. 2-36: Kunststoff- und Kunstharzanlage

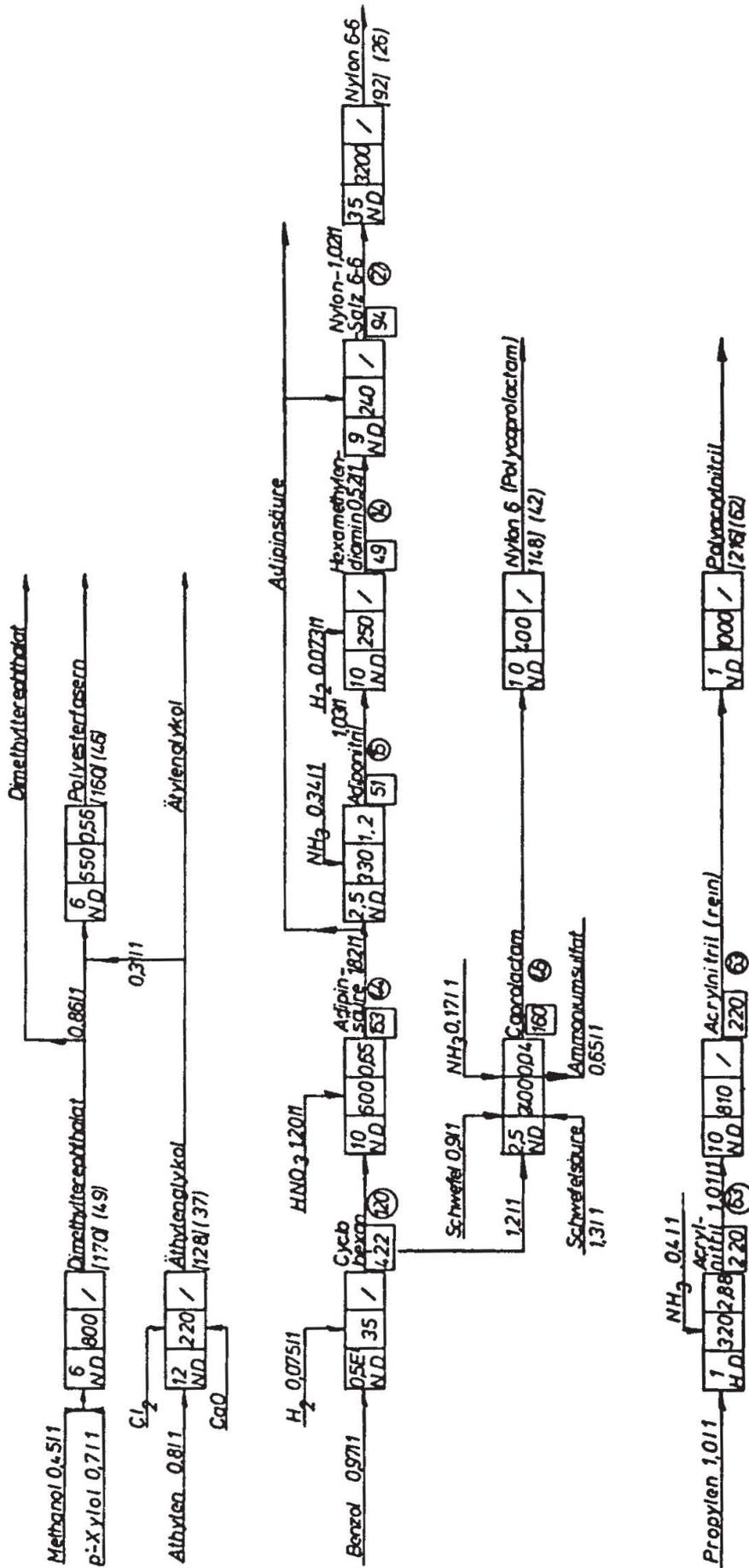


Abb. 2-37: Synthetische Fäden- und Fasern Anlage

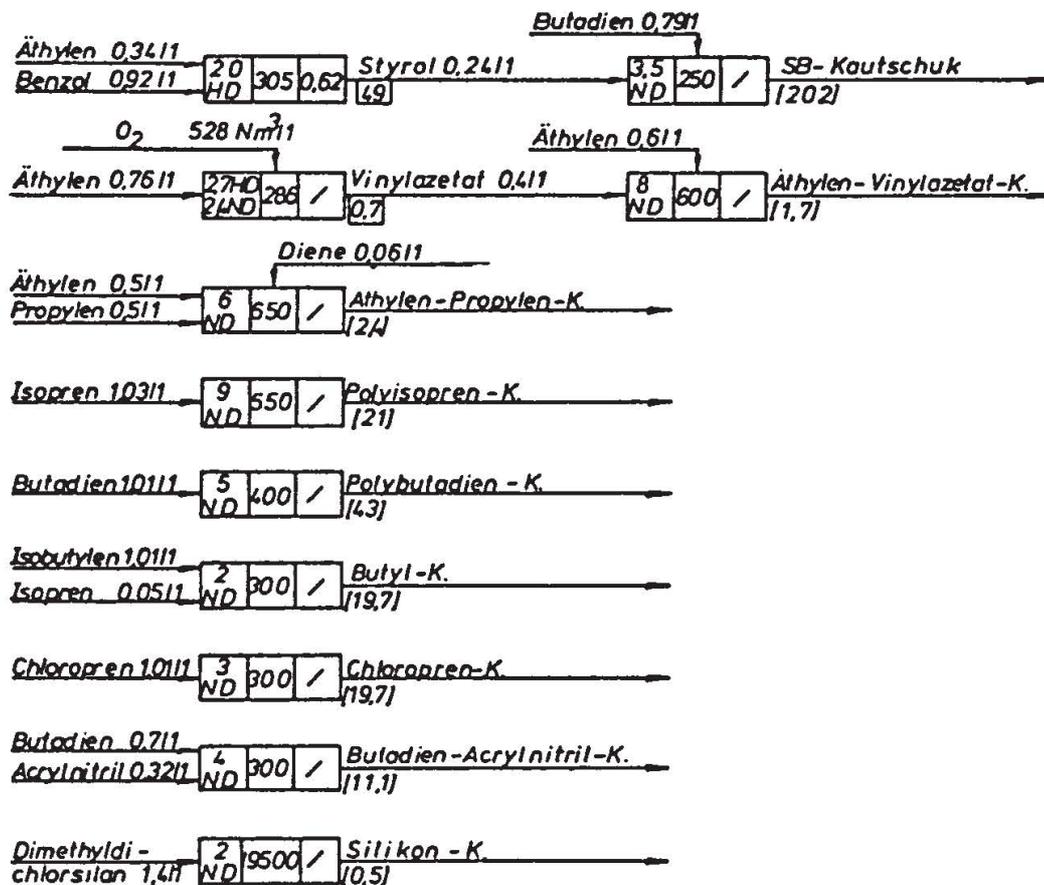
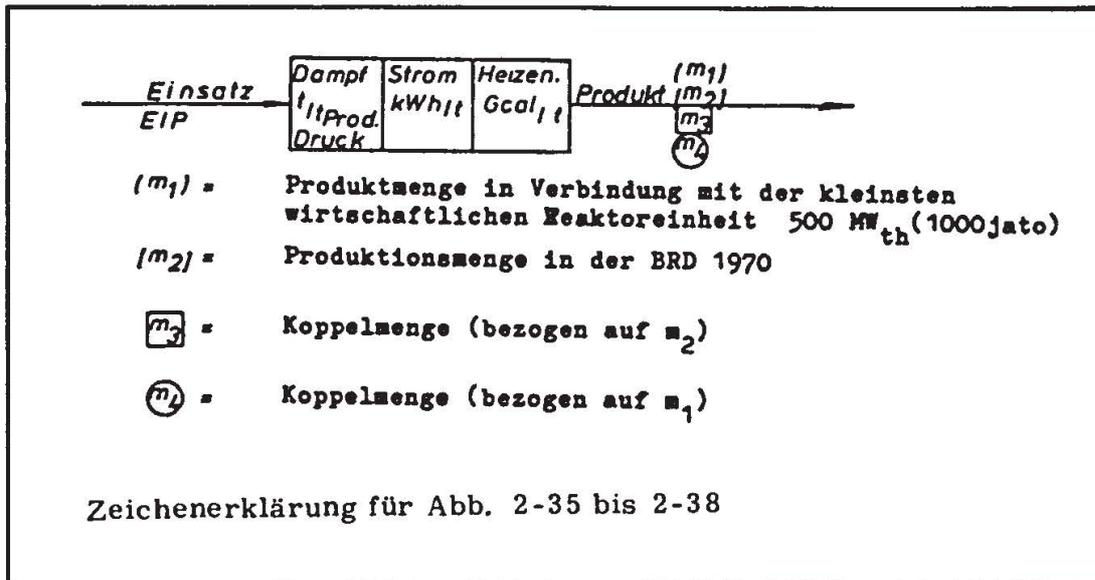


Abb. 2-38: Synthetische Kautschukanlage

Insgesamt ist zur energetischen Versorgung dieser Anlagen eine thermische Kraftwerksleistung von 8530 MW<sub>th</sub> notwendig (Annahme: Auslastungsgrad 8000 h/a).

Produktbereich	1953	1961	Zunahme in JD		1969	Zunahme in JD		1977	Zunahme in JD		1985	Zunahme in JD		1993/69	Zunahme in JD		
	in Mio DM			%	in Mio DM		%	in Mio DM		%	in Mio DM		%	in Mio DM		%	
Anorganisch	1 442	2 725	158	8,1	3 945	152	4,7	5 570	203	4,4	7 500	241	3,8	1 15	6,4	222	4,1
Anteil in %	12,9	11,0			8,4			6,7			5,6			1,5	6,4	222	4,1
Organisch	1 700	3 671	246	10,1	6 755	385	7,9	11 960	651	7,4	20 500	1 067	7,0	315	9,0	859	7,2
Anteil in %	15,0	14,8			14,5			14,5			15,2			315	9,0	859	7,2
Lebensmittel	1 067	1 751	86	6,4	2 259	63	3,2	2 750	61	2,5	3 300	69	2,4	75	4,8	65	2,4
Anteil in %	9,4	7,1			4,8			3,3			2,4			75	4,8	65	2,4
Pflanzenschutz, Schädlingsbekämpfung	111	338	28	15,2	799	58	11,4	1 540	93	8,5	2 700	145	7,3	43	11,1	119	7,9
Anteil in %	1,0	1,4			1,7			1,9			2,0			43	11,1	119	7,9
Kunststoffe	814	1 040	278	17,8	6 514	434	10,1	13 170	832	9,2	23 700	1 316	7,6	356	11,9	1 074	8,4
Anteil in %	7,2	12,3			13,9			15,9			17,6			356	11,9	1 074	8,4
Chemiefasern	947	1 879	117	8,9	4 289	301	10,9	9 800	689	10,9	18 600	1 100	8,4	209	9,9	894	9,6
Anteil in %	8,4	7,6			9,2			11,9			13,8			209	9,9	894	9,6
Mineralfarben	287	618	41	10,1	1 050	54	6,9	1 700	81	6,2	2 500	100	5,0	48	8,5	91	5,5
Anteil in %	2,5	2,5			2,3			2,1			1,9			48	8,5	91	5,5
Textilfarbstoffe	483	747	33	5,6	1 423	85	8,4	2 560	142	7,6	4 300	205	6,4	59	7,2	174	7,0
Anteil in %	4,3	3,0			3,1			3,1			3,1			59	7,2	174	7,0
Lacke, Öl- u. Leinwandfarben	631	1 524	112	11,6	2 414	111	5,9	3 470	132	4,6	4 700	154	3,9	111	8,7	143	4,2
Anteil in %	5,6	6,2			5,2			4,2			3,5			111	8,7	143	4,2
Druck-, Kunstoff- u. Lebensmittelfarben	87	243	20	13,8	520	25	10,0	1 010	65	9,1	1 900	107	7,8	27	11,8	60	8,4
Anteil in %	0,8	1,0			1,1			1,3			1,4			27	11,8	60	8,4
Pharmazeutische Erzeugnisse	1 063	2 528	183	11,4	5 871	418	11,1	11 150	660	8,4	18 000	856	6,2	300	11,2	738	7,3
Anteil in %	9,4	10,2			12,6			13,5			13,4			300	11,2	738	7,3
Klebstoffe, Bindemittel	168	392	28	11,2	583	24	5,1	870	36	5,1	1 200	41	4,1	20	8,1	39	4,7
Anteil in %	1,5	1,6			1,3			1,0			0,9			20	8,1	39	4,7
Leder-, Pelz-, Textilhilfsmittel	240	499	32	9,6	972	49	8,7	1 760	98	7,7	2 800	130	6,0	46	9,2	114	6,8
Anteil in %	2,1	2,0			2,1			2,1			2,1			46	9,2	114	6,8
Dachpappe, Bautenschutzmittel	230	308	12	3,7	520	27	6,8	708	23	3,8	900	25	3,2	19	5,8	24	1,1
Anteil in %	1,9	1,2			1,1			0,8			0,7			19	5,8	24	1,1
Photochemische Materialien	176	466	36	12,9	760	37	6,3	1 170	51	5,5	1 700	66	4,8	37	9,6	59	1,2
Anteil in %	1,6	1,9			1,6			1,4			1,3			37	9,6	59	1,2
Seifen, Wasch- u. Spülmittel	654	1 204	69	7,9	2 359	144	8,8	3 800	180	6,2	5 500	213	4,7	107	8,3	196	1,4
Anteil in %	5,8	4,9			5,1			4,6			4,1			107	8,3	196	1,4
Körperpflegemittel	277	804	66	14,3	1 983	147	12,0	3 550	196	7,5	5 400	231	1,4	107	11,1	214	6,1
Anteil in %	2,4	3,2			4,2			4,3			4,0			107	11,1	214	6,1
Chemischer Bürobedarf	100	196	12	8,8	349	19	7,5	620	34	7,3	1 000	48	6,2	16	8,2	41	6,8
Anteil in %	0,9	0,8			0,8			0,8			0,7			16	8,2	41	6,8
Räumungs-, Putz- u. Pflegemittel	229	537	39	11,2	807	34	5,2	1 210	50	5,2	1 800	74	5,1	36	8,2	62	5,1
Anteil in %	2,0	2,2			1,7			1,5			1,3			36	8,2	62	5,1
Pyrotechnische Erzeugnisse	158	305	18	8,6	296	-1	-0,3	300	0	0	300	0	0	9	4,0	9	9
Anteil in %	1,4	1,2			0,6			0,4			0,2			9	4,0	9	9
Übrige chem. u. chem.-techn. Erzeugnisse	407	985	65	9,8	2 214	154	10,7	3 910	212	7,4	6 500	324	6,0	109	10,2	268	7,1
Anteil in %	4,1	4,0			4,7			4,7			4,8			109	10,2	268	7,1
<b>Summe</b>	<b>1330</b>	<b>4 681</b>	<b>7 679</b>	<b>10,3</b>	<b>21 181</b>	<b>2 740</b>	<b>8,2</b>	<b>42 000</b>	<b>4 489</b>	<b>7,4</b>	<b>1 4700</b>	<b>5 512</b>	<b>6,3</b>	<b>4210</b>	<b>9,1</b>	<b>502</b>	<b>6,9</b>

Tab. 2-9: Entwicklung der chemischen Industrie in der BRD nach Produktbereichen

### 2.3.1.3 Quantifizierung des Einsatzpotentials der Kernenergie in der Industrie-gruppe Chemie des Landes NRW

Das mögliche Einsatzpotential der Kernenergie in der Industrie-gruppe Chemie hängt im wesentlichen von zwei Fragen ab.

- Wie entwickelt sich der Gesamtenergiebedarf der Industrie-gruppe ?
- Wieviel Prozent des Gesamtenergiebedarfs können durch Kernenergie abgedeckt werden?

Die Entwicklung des Energiebedarfs einer Industrie-gruppe wird durch die Entwicklung der Einflußfaktoren "spezifischer Energieverbrauch" und "Höhe des Produktionsvolumens" bestimmt. Als spezifischer Energieverbrauch wird hier-

bei der Energieverbrauch je Einheit des Nettoproduktionsindex der Industrie-  
gruppe verstanden:

$$\frac{E}{P} = \frac{\text{Energieverbrauch in t SKE}}{\text{Nettoproduktionsindex}}$$

Multipliziert man den spezifischen Energieverbrauch mit dem entsprechenden  
Nettoproduktionsindex der Industriegruppe, erhält man den Gesamtenergiever-  
brauch der Industriegruppe.

Eine Änderung des spezifischen Energiebedarfs wird durch zwei Faktoren bewirkt:

- Verringerung des spezifischen Energiebedarfs bei der Erzeugung der  
einzelnen Chemieprodukte durch Wirkungsgradverbesserungen und Ver-  
besserungen der Verfahrensabläufe; der hierdurch bedingte Einfluß auf  
den Energieverbrauch der Gesamtchemie wird meist als "technischer  
Fortschritt" bezeichnet (z. B. /2-84/).
- Veränderungen der Erzeugungsanteile der einzelnen Produkte an der  
Gesamtproduktion der Chemie; der durch diese Verschiebungen in der  
Produktionsstruktur bedingte Einfluß auf den Energieverbrauch der  
Gesamtchemie wird als "Struktureffekt" bezeichnet.

Die hinter uns liegenden Jahre weisen eine permanente Abnahme des spez.  
Energiebedarfs aus, wobei jedoch die Verringerung des spezifischen Energiebe-  
darfs eine zunehmende Abschwächung erfuhr (siehe Punkt 1).

Bei der Abschätzung der Produktionsvolumenentwicklung (im Hinblick auf die  
Energiebedarfsentwicklung) ist es ausreichend, die Produktionsvolumenentwicklung  
von energieintensiven Produkten zu untersuchen, da die Herstellung einiger weniger  
Schlüsselprodukte den Großteil der in einer Industriegruppe benötigten Energie-  
mengen ausmacht (z. B. /2-2, 2-84/).

Mit Hilfe der Kenntnis der zukünftigen Energiebedarfsentwicklung einer Industrie-  
gruppe (Punkt 1) läßt sich aber noch nicht das Einsatzpotential einer neuen  
Energietechnologie abschätzen. Dazu bedarf es einer genauen Analyse der Substi-  
tutionsmechanismen.

### 2.3.1.3.1 Das Potential für die Lieferung von Prozeßdampf und Strom

Bei der Ermittlung, in welchem Umfang die Kernenergie in der Industriegruppe  
Chemie fossile Primärenergien ersetzen kann, wurde (z. B. /2/) berücksichtigt,  
daß

- ein Teil der in den Statistiken ebenfalls als Energieverbrauch ausgewiesen Primärenergieträger Rohstoff-Funktion haben und nicht durch Kernenergie zu ersetzen sind;
- aufgrund der unterschiedlichen Kostendegression bei fossil beheizten Kraftwerken und Kernkraftwerken, letztere erst ab einer bestimmten Leistungsgröße Sekundärenergien kostengünstig produzieren können;
- Industriekraftwerke wegen des im allgemeinen kleinen Abnehmerkreises für die produzierte Sekundärenergie und aus Gründen der Reservehaltung im Vergleich zu öffentlichen Kraftwerken als kleinere Einheiten erstellt werden;
- Kernkraftwerke im Gegensatz zu fossil beheizten Anlagen durch die hohen Anlagekosten nur für Grund- und Mittellasteinsatz in Frage kommen.

Die Abschätzung des Kernenergie-Einsatzpotentials erfolgt am sichersten an Hand der Entwicklung der Dampfleistungskapazität der Industriegruppe aus folgendem Grund:

Dampf kann nicht wirtschaftlich über eine größere Entfernung ( $\leq 5$  km) transportiert werden. Betriebe mit Dampfbedarf sind daher zur Installation eigener Sekundärenergieerzeugungsanlagen in der unmittelbaren Nähe des Wärmeverbrauchers gezwungen. Für den Energiebedarf in der Sekundärenergieform "elektrische Strom" gibt es hingegen zwei Möglichkeiten der Beschaffung: den Fremdbezug oder die Eigenerzeugung, bzw. aus energiewirtschaftlichen oder aus ökonomischen Gründen eine Kombination dieser Möglichkeiten.

Für eine Abschätzung der Höhe des Kernenergieeinsatzpotentials zur Prozeßdampf- und Stromproduktion in industrieeigenen Kraftwerken der Chemie an Hand der Entwicklung der installierten Dampfleistung wird davon ausgegangen, daß sich das Verhältnis von Stromeigenerzeugung zu Stromfremdbezug gegenüber dem Jahr 1970 (etwa 47 zu 53) nicht verändert.

Die Untersuchung oben aufgeführter Punkte führt zu dem Ergebnis, daß bis zu 30 % der in der Industriegruppe Chemie installierten Dampfleistung durch Kernenergie versorgt werden können, während etwa 70 % (Reservekessel, Kessel geringerer Auslastung  $\leq 45$  %/a, Kessel kleinerer Größenordnung  $\leq 625$  t/h, z. B. /2-2/) aus ökonomischen Gründen konventioneller Natur bleiben werden. Mit der in Punkt 1 geschätzten Entwicklung des Endenergiebedarfs in der Industriegruppe Chemie, errechnen sich bis zum Jahr 2000 folgende Dampfleistungs-

kapazität für NRW:

Jahr	install. Dampfkapazität t/h	install. Nukleare Dampfkapazitäten t/h
1970	12000	0
1980	17.042 <sup>*</sup>	0
1990	24.203 <sup>*</sup>	7.260
2000	34.372 <sup>*</sup>	10.312
<sup>*</sup> geschätzt		

Tab. 2-10: Dampfkapazitäten in der Chemischen Industrie

Es kann erwartet werden, daß etwa 1980 die Kernenergie in Industriekraftwerken eingesetzt wird, bis zu 30 % der installierten Dampfleistung.

Die erzeugte Elektrizitätsmenge aus einer Tonne Frischdampf schwankt beim HTR-Konzept zwischen 120 und 270 KWh bzw. beim LWR-Konzept zwischen 40 und 184 KWh je nach Prozeßdampfabgabemenge ( $0 \leq m_{PD} \leq 500 \frac{t}{h}$ ) und Prozeßdampfzustand (5 bzw. 20 at). (siehe Punkt 2.3.1.1). Damit betragen die Stromgutschriften aus den Frischdampfkesselanlagen bei  $8000 \frac{h}{a}$  im Jahre 1990 bzw. 2000:

Jahr	Anlage	Stromerzeugung $10^9 \cdot KWh$
1990	HTR	6,97 - 15,68
2000	HTR	9,9 - 22,27
1990	LWR	2,32 - 10,68
2000	LWR	3,3 - 15,18

Tab. 2-11: Stromerzeugung pro Jahr bei HTR-bzw. LWR Kraftwerksanlagen in Wärme-Kraft-Kopplung in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW

Die in Abhängigkeit von Prozeßdampfabgabemenge und Prozeßdampfzustand kleinere Menge des Beiproduktes Strom bei der Prozeßdampferzeugung bei Leichtwasserreaktoren gegenüber HTR-Kraftwerken resultiert aus den niedrigen Frischdampftemperaturen beim LWR-Konzept und dem damit verbundenen niedrigen Gesamtwirkungsgrad bzw. aus der Notwendigkeit der Parallelerzeugung von Strom und Prozeßdampf bei Prozeßdampfabgabe mit Dampfdaten in der

Größenordnung von 300 °C im Gegensatz zur Möglichkeit bei HTR-Kraftwerken, mit Vorschaltturbinenanlagen arbeiten zu können.

Für die in Tab. 2-10 und 2-11 angegebenen Sekundärenergiemengen (Wärme im Wasserdampf und Strom) werden bei Beibehaltung der in Punkt 2.3.1.1 aufgeführten Kraftwerksschaltungen für die Jahre 1990 und 2000 folgende Kernkraftwerksleistungen zu installieren sein:

Jahr	Kernkraftwerksleistung MW <sub>th</sub>
1990	5808
2000	8250

Tab. 2-12: Zu installierende Kernkraftwerksleistung in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW zur Strom- und Dampfproduktion

### 2.3.1.3.2 Das Potential zur Lieferung von hochtemperaturiger nuklearer Wärme

Es erscheint heute möglich, bei Kühlgasaustrittstemperaturen eines Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors von 950 °C (später etwa 1200 °C), die für endotherme chemische Prozesse benötigten Wärmemengen des Reaktionstemperaturniveaus bis zu dieser Größenordnung, mittels entsprechenden Wärmetauschern direkt durch die heißen Kühlgase des Reaktors einzubringen. Die bisher verwendete Methode der direkten Verfeuerung fossiler Primärenergieträger kann mit der damit verbundenen verbesserten Wirtschaftlichkeit (Punkt 2.3.1.1) und des Einflusses auf die Ressourcenschonung und der Umweltschonung (Punkt 5.1) durch Einkopplung nuklearer Prozeßwärme ersetzt werden.

Ein Kugelhaufen-HTR der kleinsten, wirtschaftlich sinnvollen Einheit von 500 MW<sub>th</sub> stellt im Temperaturbereich 950 °C-750 °C die Leistung von 143 MW<sub>th</sub> (Wärmetauscherwirkungsgrad zu  $\eta = 1$  angenommen) für wärmeverbrauchende Prozesse zur Verfügung. Mit der Annahme, daß zur Herstellung eines bestimmten Produktes ein spezifischer Wärmebedarf von  $1 \frac{\text{Gcal}}{\text{t Prod.}}$  notwendig ist, wäre ein Produktionsvolumen von

$$\frac{143 \cdot 10^3 \cdot 10^3 \text{ KW} \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot 860 \frac{\text{Kcal}}{\text{KWh}}}{1 \cdot 10^6 \text{ Kcal/t}} = 980000 \frac{\text{t}}{\text{a}}$$

notwendig, um die gesamte, vom HTR angebotene Wärmemenge auf diesem Temperaturniveau aufzunehmen (Annahme:  $8000 \frac{\text{h}}{\text{a}}$ ). Aus diesem kurzen Rechenbeispiel geht bereits hervor, daß es sinnvoll ist, nur diejenigen Produkte mit hochtemperaturiger nuklearer Wärme zu versorgen, die

- a) einen hohen spezifischen Hochtemperatur-Wärmebedarf haben und
- b) ein großes Produktionsvolumen aufweisen oder erwarten lassen.

Für die Industriegruppe Chemie des BRD erfüllt bisher nur die unter Punkt 2.2.2 beschriebene Äthylenerzeugung diese Voraussetzungen.

Produkt	Basis	HT-Wärmeverbrauch $\frac{\text{Gcal}}{\text{t}_{\text{Prod.}}}$
1. Benzol	Toluol	0,7
2. Xylol-Isomere	Xylol-Gemisch	1,08
3. Essigsäureanhydrid	Acetaldehyd	1,2
4. Styrol	Äthylen Benzol	0,62
5. Naphthalin	höhere Aromate (C <sub>9</sub> ...)	2,7
6.a Phthalsäureanhydrid	Naphthalin	0,8
6.b Phthalsäureanhydrid	o-Xylol	3,2
7. Polyesterharz	Styrol Äthylenglykol Phthalsäureanhydrid Maleinsäureanhydrid	1,0
8. Polyesterfasern	Dimethylterephthalat Äthylenglykol	0,56
9. Adipinsäure	Cyclohexan Salpetersäure	0,65
10. Adiponitril	Adipinsäure	1,2
11. Acrylnitril	Propylen NH <sub>3</sub>	2,88
12. Äthylen	Naphtha	3,0

Tab. 2-13: Chemieprodukte mit HT-Wärmeverbrauch (Maximale Reaktions-temperatur: 850 °C)

In Tab. 2-13 sind weitere (neben Äthylen) zu ihrer Herstellung hochtemperaturige Wärme verbrauchende Produkte nebst ihren spezifischen Wärmeverbrauchszahlen aufgeführt, die technisch mit nuklearer HT-Wärme versorgt werden könnten, da die Reaktionstemperaturen  $850\text{ }^{\circ}\text{C}$  nicht überschreiten.

Da jedoch der benötigte Gesamtwärmebedarf zur Produktion dieser 11 Chemieprodukte bei Zugrundelegung der Produktionsvolumina der BRD vom Jahre 1970 nur etwa  $2,7 \cdot 10^6 \text{ MW}_{\text{th}} \text{ h}$  (entsprechende Leistung bei 8000 h/a:  $338 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) beträgt, muß davon ausgegangen werden, daß die zur Herstellung dieser Chemieprodukte benötigte Wärme nach wie vor durch Verbrennen fossiler Primärenergieträger aufgebracht wird.

Es wäre jedoch denkbar, daß von der außerordentlichen Kostengünstigkeit der nuklearen HT-Wärme ein genügend starker Impuls für eine räumliche Konzentration entsprechender wärmeverbrauchender Produktionsstätten in der unmittelbaren Nähe eines HTR's ausgehen kann. Diese Entwicklungen konnten jedoch bei der Abschätzung des Einsatzpotentials für Hochtemperaturreaktoren zur HT-Wärmeproduktion in NRW bis zum Jahre 2000 noch keine Berücksichtigung finden.

Somit kann die Einsatzmöglichkeit nuklearer Hochtemperatur-Prozeßwärme an Hand der Entwicklung der Äthylenproduktion abgeschätzt werden.

Mit der Prämisse, daß die Äthylenproduktion in NRW die gleichen Steigerungsraten wie die Zuwachsraten des Bundes aufweist (z. B. /2-82/), errechnen sich die Produktionsvolumina für Äthylen für das Land NRW wie in Tab. 2-14 angegeben:

Jahr	Menge $10^6 \text{ t}$	Steigerung %/a
1970	1,296	14,56
1980	5,05	4,3
1990	7,69	1,4
2000	8,84	

Tab. 2-14: Entwicklung der Äthylenproduktionsvolumina (direkt erzeugt) für NRW

Die Entwicklung bis 1980 kann an Hand gesicherter Ausbaupläne größenordnungsmäßig bestätigt werden.

Somit errechnen sich die zu installierenden nuklearen thermischen Kraftwerksleistungen zur Lieferung von hochtemperaturige Wärme bei ab 1990 vollständiger Substitution bisheriger Verfahren und der Benutzungsdauer von 8000 h/a für das Jahr 1990 zu:

$$7,69 \cdot 10^6 \text{ t/a} \cdot 3 \frac{\text{Gcal}}{\text{t}} = 23,07 \cdot 10^6 \frac{\text{Gcal}}{\text{a}} = 2.963 \text{ MW}_{\text{th}}$$

bzw. für das Jahr 2000 zu:

$$8,84 \cdot 10^6 \text{ t/a} \cdot 3 \frac{\text{Gcal}}{\text{t}} = 26,52 \cdot 10^6 \frac{\text{Gcal}}{\text{a}} = 3.315 \text{ MW}_{\text{th}}$$

Mit diesen und mit den in Punkt 2.3.1.3.1 ermittelten Ergebnissen werden in Punkt 5.1 die Konsequenzen für die Umwelt quantifiziert.

### 2.3.2 Die Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperaturreaktoren in der Eisen- und Stahlindustrie.

#### 2.3.2.1 Der HTR als Energielieferant dieser Industriegruppe.

Fast alle Veröffentlichungen der letzten Zeit, die sich mit den Entwicklungstendenzen in der Stahlindustrie befassen, verweisen bei der Beurteilung der Zukunftsaussichten für die neue "Eisenschwammtechnologie" (Eisenerzdirektreduktion mit anschließender Elektrostrahlerzeugung) auf den Einsatz der Kernenergie (z. B. /2-85, 2-86/).

Die Eisenerzdirektreduktion, also die Reduktion unter Umgehung des Hochofens, kann in Verbindung mit den in letzter Zeit stark weiterentwickelten Hochleistungsbogenöfen (UHP-Öfen) eine Alternative zur momentan in der Eisen- und Stahlindustrie vorherrschenden klassischen Verfahrenskombination Hochofen mit LD-Stahlwerk, der "Koksmetallurgie" /2-87/, bieten. Das Bestreben der Hütten, sich von der Kohle bzw. vom Koks zur Eisenerzreduktion zu lösen, oder ihn soweit wie möglich zu substituieren, ist groß, da gerade auf dem Kokskohlektor grundsätzliche Schwierigkeiten der Stahlindustrie liegen. Von diesen Problemen, die in besonderem Maße die eng mit der Kohle verbundene deutsche Eisenhüttenindustrie berühren, seien hier nur die wesentlichsten genannt: Der hohe und auch in Zukunft steigende Preis für die eigene Kohle; Einfuhrbeschränkung, Preisunsicherheit und eventuelle Lieferschwierigkeiten bei Importkohle; die Standortabhängigkeit der Hütten, welche sich u. a. aus den Kokskohletransportkosten ergibt; die Umweltbelastung durch Kokereien.

Die Zukunft der Direktreduktionsverfahren hängt in erster Linie davon ab, ob das benötigte Reduktionsgas, das aus  $H_2$  oder einem  $H_2$ -CO-Gemisch besteht, in ausreichenden Mengen kostengünstig erzeugt werden kann. In zweiter Linie kommt den Stromkosten eine wesentliche Bedeutung zu, da sich der in Direktreduktionsanlagen erzeugte Eisenschwamm vorteilhaft in Elektrostahlwerken weiterverarbeiten läßt.

An dieser Stelle kommt die Kernenergie ins Gespräch und mit der Kernenergie die Hochtemperaturreaktoren (HTR), die beide der hier benötigten Energieformen im Verbund anbieten können: Hochtemperaturige Wärme zur Reduktionsgaserzeugung (aus fossilen Rohstoffen oder durch Wasserspaltung) und Strom zur Elektrostahlerzeugung. Wie der HTR mit einem gemischten Eisenhüttenwerk (Direktreduktionsanlage, Stahl- und Walzwerk) kombiniert werden müßte, hängt von verschiedenen Faktoren ab und läßt sich nicht eindeutig beantworten. Grundidee war es, den Reaktor direkt in die Eisenhütte zu integrieren und die zu vergasenden Rohstoffe, wie z. B. Erdöl, Erdgas oder Kohle, den Leitungsnetzen zu entnehmen, bzw. heranzutransportieren. Eine andere Möglichkeit besteht darin, den Gesamtkomplex z. B. "auf der Braunkohle" zu errichten, aus der das Reduktionsgas am Ort erzeugt werden könnte. Daneben ist es auch denkbar, die Direktreduktionsanlage und damit die Eisenschwammerzeugung von dem Stahl- und Walzwerkskomplex zu trennen. HTR und Direktreduktionsanlage könnten z. B. bei überseeischen Erzlagerstätten errichtet werden, die im günstigsten Fall auch noch nahe am Erdgas liegen. Der Eisenschwamm mit seinem gegenüber dem Erz um ca. 30 % geringeren Ballastanteil würde anstelle des Erzes in die verbrauchergünstig gelegenen traditionellen Stahlerzeugungszentren transportiert. Diese Variante der Kombination HTR-Hüttenwerk, die auch in Kapitel 4.2.2 (Standortfragen) noch angesprochen wird, hat den Nachteil der Versorgungsunsicherheit. Die Gebiete mit bedeutenden Erz- und gleichzeitig Erdgasvorkommen liegen meist in politisch wenig stabilen Zonen. Diese Unsicherheit kommt bei der reinen Erzversorgung kaum vor, da diese weitgehend diversifiziert ist.

Die momentan aussichtsreichste Lösung der Kombination HTR-Stahlindustrie scheint der nichtintegrierte Einsatz zu sein. Dabei kann die Reduktionsgaserzeugung an einem für sie und den Reaktor günstigen Standort erfolgen. Das Reduktionsgas wird über ein Leitungssystem ohne große Verluste in die für Hüttenwerke vorteilhaften Standorte geliefert. Denkbar wäre z. B. ein Wasserstoffleitungsnetz, das nicht nur die Eisenhüttenindustrie, sondern auch andere

Energieverbraucher versorgen würde. Die Wirtschaftlichkeit des Reaktoreinsatzes in der Eisen- und Stahlindustrie ist bei der augenblicklichen stürmischen Preisentwicklung auf dem Primärenergiesektor schwer zu beurteilen. Brachte noch vor der drastischen Preiserhöhung des Erdöls zur Jahreswende 1973/74 die Elektrostahlerzeugung aus Eisenschwamm Kostenvorteile gegenüber der "Koks-metallurgie", so hat sich die Situation zumindest bei der Wasserstofferzeugung aus Heizöl S nachteilig verändert (siehe Kapitel 3.2.1). Die Wirtschaftlichkeit ist direkt abhängig von den Reduktionsgaserzeugungskosten, wobei sich ein deutlicher Kostenvorteil aus momentaner Sicht vielleicht nur durch Braunkohlevergasung, oder aber Wasserstofferzeugung mit nuklearer Wasserspaltung erzielen ließe.

Es ist jedoch bei der Beurteilung der ökonomischen Seite des Reaktoreinsatzes in der Stahlindustrie nicht allein entscheidend, wie hoch z. B. die Stahlerzeugungskosten sind, sondern auch an welchem Standort sie anfallen. Höhere Stahlerzeugungskosten z. B. einer Binnenhütte gegenüber einem Küstenwerk können durch eine gegebenenfalls günstigere Lage zum Absatzmarkt ausgeglichen werden. Die mit dem HTR-Einsatz durch den Übergang von der Koksmetallurgie zur Direktreduktion verbundene Loslösung von der Kokskohle wird ein Hüttenwerk auf jeden Fall standortunabhängiger machen. Die Stärke und die Art des Einflusses, den der Kernenergieeinsatz auf die Standortprobleme der Eisenhüttenindustrie hat, wird in Kapitel 4.2.2 beschrieben.

Neben ökonomischen Aspekten wird auch der Einfluß des Kernenergieeinsatzes auf die Umweltbelastung untersucht (Kapitel 5), zumal Umweltfaktoren in immer stärkerem Maße zu Wirtschaftlichkeitsfaktoren werden. Der Übergang von der Koksmetallurgie zur Eisenschwammtechnologie kann zu einer Verringerung der Umweltbelastung führen. Dabei ist es aus ökologischer Sicht wie in allen Bereichen des Kernenergieeinsatzes auch hier von großer Bedeutung, daß zum einen fossile Primärenergieträger geschont werden, damit diese ihrer in Zukunft an Bedeutung gewinnenden Rolle als Rohstoffträger gerecht werden können, zum anderen die bei ihrer Verbrennung auftretenden Schadstoffemissionen vermindert bzw. verhindert werden.

### 2.3.2.2 Roheisen bzw. Eisenschwammerzeugung mit HTR-Einsatz

#### 2.3.2.2.1 Entwicklungstendenzen bei der Roheisenerzeugung

##### Roheisenerzeugung im Hochofen

Hauptziel bei der Weiterentwicklung der Hochofentechnik war es, den Koks-einsatz bei der Roheisenerzeugung, der neben dem Erzeinsatz den Hauptkostenfaktor darstellt und daneben noch weitere bereits erwähnte Probleme mit sich bringt, zu senken. Die Entwicklung führt zu immer größeren Hochofeneinheiten, Verbesserung der Möllervorbereitung und des Hochofenverfahrens (in erster Linie durch Erhöhung der Windtemperaturen und das Einblasen von Zusatzstoffen).

Eine Substitution des Kokes, z. B. durch Einblasen von Öl, ist jedoch nur begrenzt möglich, da der Koks nicht nur als Reduktionsmittel, sondern auch als Stützgerüst für die Möllersäule dient. Abbildung 2-39 zeigt, daß der Brennstoffverbrauch sich den theoretisch errechneten Bestwerten annähert. Eine gewisse weitere Senkung der Brennstoffkosten des Hochofens ist denkbar durch Einblasen von Spaltgas und Einsatz von Formkoks /2-87/.

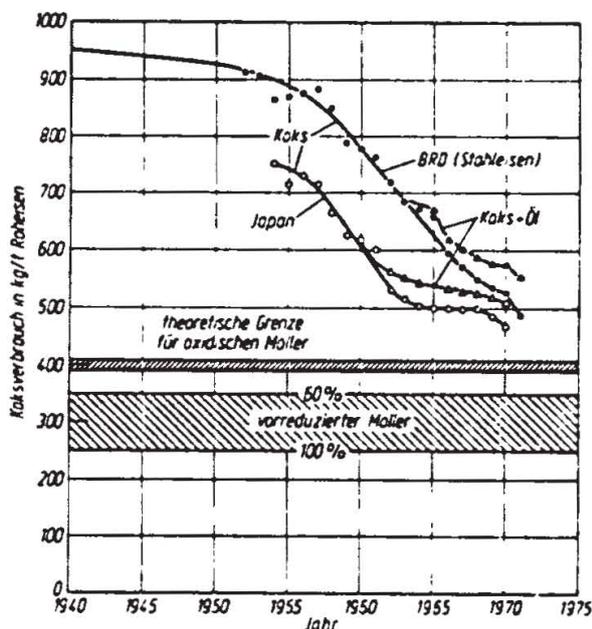


Abb. 2-39:  
Koksverbrauch westdeutscher  
und japanischer Hochofen /2-87/.

Die hier erwähnten und vor allem die heute bereits großtechnisch angewandten Maßnahmen zum wirtschaftlichen Betrieb des Hochofens können zwar Kostenverbesserungen, doch keine grundlegende Änderung der Kostenstruktur bringen. Der Energiekostenanteil bei der Roheisenerzeugung im Hochofen bleibt selbst bei einer Senkung des spez. Koksverbrauches auf deutlich unter 500 kg Koks/t RE zu hoch. Dies liegt zum einen an dem teuren verwendeten Koks, zum anderen an dem relativ hohen Energieverbrauch (etwa 4-4,5 Gcal/t RE) des

Hochofens. Eine Möglichkeit diesen hohen Energieverbrauch zu verringern bieten einige geeignete Direktreduktionsverfahren, die zudem noch den Vorteil haben, daß billigere Energieträger als Kohle, z. B. Erdgas oder mit Kernwärme erzeugtes Synthesegas, eingesetzt werden können.

#### Direktreduktion - Eisenschwammerzeugung

Die Direktreduktion ist ein Sammelbegriff für Verhüttungsverfahren, die nicht an den Koks gebunden sind, und bei denen die Eisenerzreduktion "außerhalb des Hochofens" (ohne Hochofen) stattfindet. Die Reduktion erfolgt ausschließlich im festen Zustand, so daß das Produkt, der Eisenschwamm (engl. direct reduced iron, sponge iron, metallized pellets), ebenfalls in fester Form und in etwa gleicher äußerer Gestalt anfällt, wie das eingesetzte Eisenerz. Die Weiterverarbeitung des Eisenschwamms zu Stahl erfolgt in erster Linie in Elektrolichtbogenöfen, in denen der Einschmelzvorgang und die Trennung von der Gangart erfolgt. Das Sauerstoffpotential des Eisens, und hierin unterscheidet sich die Eisenschwammtechnologie physikalisch chemisch von der klassischen Koksmetallurgie, wird gleichmäßig und ohne Überschwingung vom

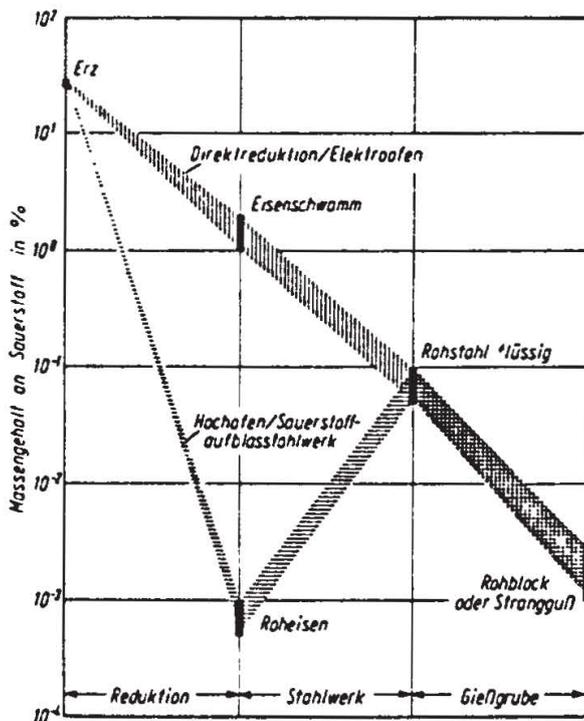


Abb. 2-40: Änderung des Sauerstoffpotentials bei der Stahlherzeugung /2-87/ (schematisch)

Erz bis zum Fertigprodukt hin abgebaut (Abb. 2-40). Im Hochofen wird dagegen nicht nur der Sauerstoff vom Eisen getrennt, sondern darüber hinaus wird noch eine erhebliche Menge an Kohlenstoff und anderen Elementen (Schwefel, Phosphor, Silizium, Mangan) in das flüssige Eisen hineinreduziert; es wird also zusätzlich Reduktionsarbeit verbraucht. Der Kohlenstoff und die Begleitelemente müssen dann bei der anschließenden Stahlerzeugung mit Hilfe von Sauerstoff, also ausgerechnet dem Element, das man vom Eisen trennen wollte, wieder herausgefrischt werden. Der direkte Weg (gemessen am Sauerstoffpotential) vom Eisen zum Stahl, die Direktreduktion, ist damit schon von der Energiebilanz her günstiger.

### 2.3.2.2.2 Stand der Anwendung von Direktreduktionsverfahren.

Die Technologie der Direktreduktion nach den verschiedenen Verfahren befindet sich z. Zt. im Stadium des Übergangs von Versuchs- zu Produktionsanlagen. Im Jahre 1971 beliefen sich die Direktreduktionskapazitäten in der Welt auf etwa 4 Mill.t Eisenschwamm pro Jahr; das entspricht knapp 1 % der Roheisenproduktion /2-87/. Wegen der weltweiten starken Aktivitäten auf diesem Gebiet ist nach der Überwindung der Anfangsschwierigkeiten bei den in der Erprobung befindlichen Systemen und bei den guten Ergebnissen, die bereits produzierende Anlagen gebracht haben, mit einer raschen Zunahme der Direktreduktionsverfahren zu rechnen. Schätzungen sprechen von 10 Mill.t im Jahre 1975 und 30 Mill. t im Jahre 1980. In Deutschland werden z. B. in Oberhausen Forschungsarbeiten an einer Direktreduktionsanlage nach dem Purofer-Verfahren durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeiten wurden bereits große Mengen Eisenschwamm erzeugt, der sich sowohl für den Einsatz in Elektrostahlwerken, als auch für Lagerung und Transport als geeignet erwiesen hat. Nach einem anderen Verfahren, dem Midrex-Verfahren, läuft in Hamburg bereits seit April 1972 die erste großtechnische Direktreduktionsanlage Europas, die jährlich ca. 0,4 Millionen Tonnen Eisenschwamm erzeugt. Eine Anlage von 5 Mio jato Eisenschwamm nach dem gleichen Verfahren wird in Rußland geplant. Die hier angesprochenen Anlagen arbeiten auf der Basis von Erdgas, das mit Hilfe von Wärme aus fossilen Verbrennungsprozessen zu einem Reduktionsgas umgewandelt wird. Da die zur Reduktionsgaserzeugung und zum Aufbringen der Reduktionstemperatur benötigten großen Wärmemengen ebenso von Hochtemperaturreaktoren geliefert werden können, sind diese Verfahren bzw. alle Direktreduktionsverfahren, die mit gasförmigen Reduktionsmitteln arbeiten, für den Einsatz der Kernenergie besonders interessant.

Die verschiedenen Direktreduktionsverfahren werden üblicherweise nach der Art des Reduktionsgefäßes unterschieden. In Abbildung 2-41 sind die Erzeugungskapazitäten bezogen auf die Gefäßvolumina der vier heute wichtigsten Verfahrensgruppen im Vergleich zum Hochofen dargestellt. Beim Drehrohrofen muß berücksichtigt werden, daß die reagierende Schüttung nur etwa ein Drittel des Ofenraumes ausfüllt.

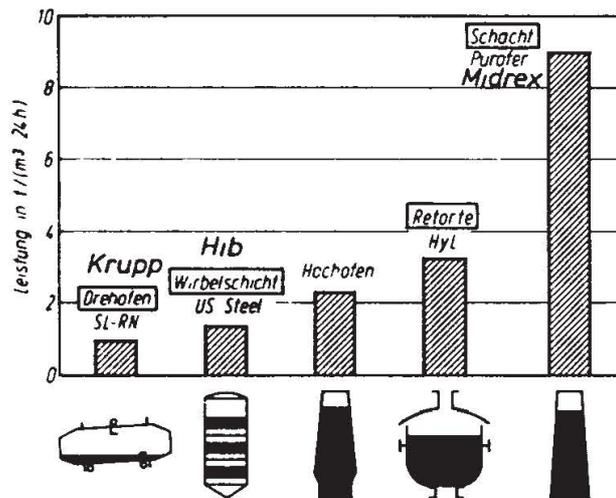


Abb. 2-41: Berechnete Leistungszahlen der wichtigsten Reduktionsverfahren  
/2-87/

Die verschiedenen Verfahrenstypen arbeiten anlagebedingt mit verschiedenen Reduktionsmitteln und mit physikalisch unterschiedlich beschaffenen Erzen. Das Schachtofenverfahren und die mit Gas betriebenen Retorten-Verfahren verlangen stückiges Erz, während die Wirbelschichtverfahren und die mit festen Reduktionsmitteln arbeitenden Retorten-Verfahren Feinerze oder Konzentrate benötigen. Die Drehrohrofenverfahren können je nach Art des verwendeten Brennstoffes Stückerze oder Pellets und unter bestimmten Voraussetzungen auch Konzentrate unmittelbar verarbeiten. Im folgenden seien die wichtigsten Direktreduktionsverfahren kurz erwähnt, wobei die sich für den Reaktoreinsatz anbietenden Gasreduktionsverfahren, die Schachtofenverfahren, schwerpunktmäßig behandelt werden.

#### WIRBELSCHICHT-Verfahren (Fluidatbettverfahren)

Die von der Stahlherstellung geforderten niedrigen Gagnartgehalte des Eisenschwamms sind hier meist nur durch Aufbereitung der Erze (über Konzentrate) zu erreichen. Die Konzentrate können jedoch unmittelbar eingesetzt werden; ein Stückigmachen ist nicht erforderlich.

Das HIB-Verfahren (High Iron Briquettes) ist der wichtigste Vertreter dieser Art. Eine Großanlage von rund 1 Million Jahrestonnen Eisenschwamm ist in Venezuela gebaut worden. Das Reduktionsgas wird durch Umformung von Erdgas mit Wasserdampf gewonnen.

### RETORTEN-Verfahren

Bei den Retortenverfahren steht der verfahrenstechnischen Einfachheit eine relativ aufwendige Anlagentechnik gegenüber. In einem Behälter wird eine bestimmte Erzmengemenge diskontinuierlich entweder mit Gas oder mit dem Erz beigemengter Kohle reduziert.

Das HYL-Verfahren ist ein von der Hojalata y lamina S. A. (Mexico) entwickeltes 4-Retortenverfahren. Es verfügte 1972 über eine installierte Leistung von 710 000 t/Jahr /2-88/. Wegen des relativ hohen spezifischen Wärmeverbrauchs (4,4 Gcal/t Eisenschwamm) kommt das Verfahren momentan nur in Gegenden billiger Öl- oder Ergasvorkommen in Betracht.

### DREHROHROFEN-Verfahren

Die Drehrohrofen-Verfahren sind wegen der Verwendung fester Reduktionsmittel für den HTR-Einsatz weniger interessant und werden hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt. Diese Verfahren sind sehr flexibel in der chemischen Zusammensetzung und in der Korngröße der Erze, sowie in der Wahl des festen Reduktionsmittels. Da die Reduktion mit Kohlenstoff aus den verschiedensten Arten gasreicher Kohle oder Koksgrus stark endotherm ist, muß das Drehrohr beheizt werden. Heizmittel sind Koksgas, Erdgas, Öl oder Braunkohle.

Das SL/RN-Verfahren (Stelco/Lurgi) hat in letzter Zeit durch den Bau einiger Großanlagen an Bedeutung gewonnen. Das Verfahren ist dadurch gekennzeichnet, daß gebrannte Pellets, Grünpellets, Stückerze und in Sonderfällen auch Konzentrate direkt durch Feinkohle oder Koksgrus reduziert werden. Bei der New Zealand Steel Comp. z. B. ist eine Anlage mit einer Kapazität von 150 000 t/Jahr zur Reduktion von titanhaltigem Eisenkonzentrat in Betrieb. Eine Anlage mit rund 300 000 t Eisenschwamm/Jahr kommt bei der Falconbridge Nickel Mines Ltd. in Sudburg zur Reduktion von Grünpellets aus Pyrrhotin-Abbränden zum Einsatz /2-89/. Beide Anlagen sind also auf der Basis spezieller Erze errichtet, für deren Verarbeitung gerade der Drehrohrofen besonders geeignet ist.

Das KRUPP-EISENSCHWAMMVERFAHREN ist dem SL/RN-Verfahren in der Arbeitsweise sehr ähnlich und ist für den Einsatz von reichem Eisenerz geeignet. Eine 150 000 t-Anlage für Südafrika ist bei Krupp in Auftrag gegeben worden /2-90/.

### SCHACHTOFEN-Verfahren

Von der erfolgreichen Anwendung des Hochofenverfahrens her ist die Leistungsfähigkeit der Schachtöfen als Gegenstrom-Stoff- und Wärmetauscher bekannt. Um eine optimale Ausnutzung des Schachtofenprinzips zu erreichen, müssen verschiedene Voraussetzungen, wie z. B. ein gleichmäßiger Reduktionsgasstrom über den gesamten Schachtquerschnitt, erfüllt sein. Dies erfordert Erz einer bestimmten Qualität mit festgelegtem Korngrößenbereich und eine bestimmte Reduktionstemperatur, die nach oben durch Erzerweichung(bzw. Sinterung) und nach unten durch die Reduktionsgeschwindigkeit begrenzt ist. Von den Schachtofenverfahren sollen hier nur das in Oberhausen entwickelte, von der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl geförderte Purofer-Verfahren und das ähnlich arbeitende Midrex-Verfahren beschrieben werden. Diese beiden Gasreduktionsverfahren scheinen für den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren besonders interessant zu sein.

Beim PUROFER-Verfahren wird das Reduktionsgas aus Erdgas in regenerativ betriebenen Gasumsetzern erzeugt. Das Regeneratorprinzip erlaubt hohe Arbeitstemperaturen der Gasumsetzer (1250 bis 1400 °C) und ermöglicht somit einen hohen Umsetzungsgrad der Gase 91%. In den Wärmeaustauschkammern der Gasumsetzer wird das Reduktionsgas auf die durch das Erz bestimmte Reduktionstemperatur von etwa 950 °C abgekühlt. Die dabei in den Kammern gespeicherte Wärme wird bei der nachfolgenden Heizperiode an die Verbrennungsluft abgegeben. Die Gasumsetzung geschieht vorteilhafterweise mit rückgeführtem, gereinigtem Gichtgas, wobei der Gesamtenergiebedarf des Verfahrens bei etwa 3,3 Gcal/ t Fe liegt.

Die in Oberhausen seit 1970 großtechnisch arbeitende Versuchsanlage hat eine Tagesleistung von 500 t Eisenschwamm (Reduktionsgrad ca. 95 %). Der aus klassiertem Stückerz oder Pellets erzeugte Purofer-Eisenschwamm wird heiß ausgetragen, womit sich die Möglichkeit bietet, ihn unmittelbar ohne Abkühlung oder anderweitige Bearbeitung (z. B. Heißbrikettierung) im benachbarten Stahlwerk einzusetzen. Hierbei muß der Eisenschwamm jedoch ständig unter Luftabschluß gehalten werden. Nach der Abkühlung von Eisenschwamm unter 80 ° tritt keine Reoxydation durch Luftsauerstoff mehr auf; bei der Heißbrikettierung ist die Gefahr der Reoxydation ebenfalls fast bedeutungslos. Die guten Ergebnisse der 500 t Versuchsanlage haben zur Entwicklung einer Betriebsanlage geführt, die eine Tageskapazität von 1000 t Eisenschwamm hat.

Das MIDREX-Verfahren arbeitet ähnlich wie das Purofer-Verfahren mit einem Schachtofen. In diesem durchläuft das zu reduzierende Material (klassierte Erze und Pellets) im Gegenstrom zu dem aufsteigenden Reduktionsgas zunächst eine Reduktions-, und anschließend eine Kühlzone /2-91/. Die Reduktionszone, in der das Erz auf die Reduktionstemperatur von 800 bis 900 °C gebracht und reduziert wird, umfaßt den oberen Teil zwischen Reduktionsgaseintritt und Gicht. In der darunter liegenden Kühlzone wird der Eisenschwamm durch einen besonderen Kühlkreislauf auf etwa 35 °C abgekühlt, damit beim anschließenden kontinuierlichen Austrag auf Transportbänder die Reoxydation verhindert wird. Das für die Reduktion verwendete Gas besteht im wesentlichen aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid und wird in einem Gasumsetzer aus Erdgas erzeugt. Der Energieverbrauch des Prozesses beträgt etwa 3,4 Gcal/t Eisenschwamm bei einem Reduktionsgrad von über 95 %.

Eine Direktreduktionsanlage nach dem Midrex-Verfahren mit einer Jahreskapazität von etwa 400 000 t Eisenschwamm ist wie bereits erwähnt seit Anfang 1972 in Hamburg in Betrieb. Sie ist nach zwei bereits früher in den USA in Betrieb gegangenen Anlagen die dritte ihrer Art, die zur kontinuierlichen Erzeugung von Eisenschwamm zum Einsatz in Elektrostahlwerken dient. Die Hamburger Anlage ist Bestandteil eines integrierten Hüttenwerkes, das für eine Rohstahlerzeugung von insgesamt 600 000 t ausgelegt ist. Weitere Anlagen sind in Japan, USA und Rußland geplant bzw. bereits im Bau.

### 2.3.2.2.3 Kopplung des HTR mit Direktreduktionsanlagen

#### Auswahl der geeigneten Verfahren

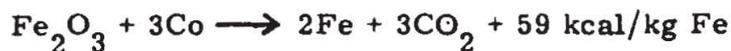
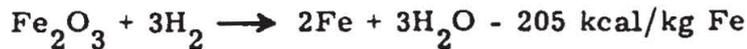
Die verschiedenen Direktreduktionsverfahren unterscheiden sich in erster Linie durch die Art des verwendeten Brennstoffes bzw. Reduktionsmittels, die Art und Form des Erzeinsatzes und des Reduktionsgefäßes. Daraus ergeben sich unterschiedliche spezifische Energieverbräuche, spez. Erzeugungsleistungen und damit zusammenhängend stark differierende Investitionskosten pro Erzeugungseinheit (Tonne Fe oder t Eisenschwamm). Für die Auswahl eines Direktreduktionsverfahrens an einem bestimmten Standort sind also abgesehen von den Investitions- und Verarbeitungskosten des Verfahrens Art und Preis des verfügbaren Brennstoffes und Erzes maßgebend.

Für den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren bieten sich die Gasreduktionsverfahren an, die als Reduktionsmittel ein Wasserstoff-Kohlenmonoxid-Gemisch verwenden. Die zur Erzeugung dieses Reduktionsmittels benötigte Energie, die bisher aus fossilen Verbrennungsprozessen gewonnen wird, kann durch Kernenergie ersetzt werden. Auf die verschiedenen Verfahren zur Vergasung fossiler Rohstoffe mit Hilfe von Kernwärme aus Hochtemperaturreaktoren wird in Kapitel 2.2.1 eingegangen. Die Frage nach dem für den HTR-Einsatz geeignetesten Direktreduktionsverfahren wird auf die Frage nach dem Verfahrensprinzip reduziert. Diese Vereinfachung ist darin begründet, daß sich die verschiedenen nach dem gleichen Prinzip (z. B. Schachtofenprinzip) arbeitenden Gasreduktionsverfahren (z. B. Purofer und Midrex) grundsätzlich nur durch die Art und Weise der Reduktionsgaserzeugung unterscheiden, die dann vom Reaktor übernommen wird. Auswahlkriterien für das Verfahrensprinzip müssen in erster Linie möglichst große Erzeugungsleistungen bei geringen spezifischen Energieverbräuchen sein. Die mit Abstand größten spezifischen Erzeugungskapazitäten bezogen auf das Gefäßvolumen (s. Abb. 2-41), haben die Schachtofenverfahren. Die Ausbringung liegt mit ca. 9 Tagestonnen pro  $\text{m}^3$  mehr als doppelt so hoch wie bei den in der Rangliste folgenden Retorten-Verfahren. Die höhere Erzeugungsleistung schlägt sich erwartungsgemäß auch in günstigeren Investitionskosten nieder, die angenähert proportional mit dem Gefäßvolumen steigen.

Auch beim zweiten wichtigen Auswahlkriterium, dem spezifischen Energieverbrauch, liegen die Schachtofen-Verfahren unter den für den HTR-Einsatz in Frage kommenden Verfahren am günstigsten. Dies liegt an den bereits erwähnten Vorteilen des Schachtofen-Gegenstromprinzips und der fast vollständigen Reduktionsgasausnutzung bei Gichtgasrückführung, Vorteile, die auch bei der Direktreduktion mit Kernenergie genutzt werden können. Das Schachtofenprinzip scheint demnach die geeignetste Form der Direktreduktion von Eisenerzen zu sein, die sich für den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren ergibt. Wie die Ankopplung der nuklearen Seite an den Eisenschwammerzeugungsprozeß erfolgen kann und welche Probleme dabei auftreten, soll im folgenden behandelt werden.

### HTR-Direktreduktion mit Schachtofen

Das bei der nuklearen Umwandlung fossiler Rohstoffe wie Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle entstehende Gas, das zum überwiegenden Teil aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff besteht, kann in unterschiedlichem Mischungsverhältnis zur Eisenerzdirektreduktion im Schachtofen eingesetzt werden. Bei der Reduktion mit CO und H<sub>2</sub> laufen die folgenden chemischen Reaktionen ab:



Nach den stöchiometrischen Beziehungen werden bei der Reduktion mit H<sub>2</sub> 610 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/t Fe benötigt und bei der Reduktion mit CO 604 Nm<sup>3</sup> CO/t Fe /2-92/. Welche Reaktion, bzw. welches Mischungsverhältnis des Reduktionsgases anzustreben ist, hängt von verschiedenen Gesichtspunkten ab. Bei den einmal exothermen (CO) und zum anderen endothermen (H<sub>2</sub>) Reaktionen, wäre aus energetischer Sicht wegen der ausgeglichenen Wärmebilanz eine entsprechende Mischung von CO und H<sub>2</sub> anzustreben. Aus reaktionskinetischer Sicht ist es jedoch von Vorteil, möglichst reinen Wasserstoff zu verwenden. Dieser Gesichtspunkt fällt stärker ins Gewicht, da die mit der Wasserstoffreduktion verbundene höhere Reaktionsgeschwindigkeit eine weitaus bessere Gasausnutzung mit sich bringt. Ein weiterer Vorteil liegt darin, daß die bei der Direktreduktion mit Wasserstoff entstehenden Abgase lediglich aus Wasserdampf bestehen, ein nicht zu unterschätzendes Plus bei der Umweltbelastung. Die folgenden Betrachtungen gehen also idealisiert vom Einsatz reinen Wasserstoffs als Reduktionsmittel aus. Die Reduktionstemperatur soll zwischen 850 und 900 °C liegen, da in diesem Bereich die temperaturabhängige Reaktionsgeschwindigkeit genügend groß ist; auf der anderen Seite erfolgt noch kein Erweichen und Sintern des Erzes, was wegen der Durchgasung des Schachtofens verhindert werden muß.

Die Übertragung der Kernwärme auf den Reduktionsprozeß bringt besonders bei der Integration des Reaktors in das Hüttenwerk eine Fülle von Problemen mit sich. Da hierüber in der Literatur /2-92, 2-93, 2-94, 2-95 und 2-96/ ausführlich berichtet wird, seien an dieser Stelle nur einige Probleme angedeutet.

Das Reaktorkühlmittel Helium hat einen Druck von etwa 40 ata, während die Reduktion im Schachtofen bei Normal- bis Niederdruck (max. 5 ata) abläuft. Soll das Reduktionsmittel im direkten Kreislauf mit der Heliumwärme erzeugt werden, so werden große Anforderungen an die Materialien des Gaserzeugungsaggregates (Spaltofen, Wärmetauscher) gestellt. Da ausgeschlossen werden muß, daß Primärkreislauf-Helium in das Reduktionsgas gelangt (z. B. Rohrreißer, Diffusion), kommen nur spezielle hochwarm- und druckfeste Materialien in Frage, die zudem eine ausgezeichnete Wärmeleitfähigkeit besitzen müssen. Versuche an einem Wärmeübertragerelement mit Siliziumkarbid-Weicheisen-Rohren sind erfolgreich verlaufen. /2-94/. Das Element war den Anforderungen bei einem Prüfdruck von 50 bar und einer Temperatur von 1200 °C gewachsen.

Eine Möglichkeit die hohe Druckdifferenz im Gaserzeuger zu umgehen, wäre die Anwendung eines Zwischenkreislaufes zur Wärmeübertragung. Dieser Zwischenkreislauf kann auch eine Flüssigkeit, z. B. flüssiges Blei, benutzen. Er bringt allerdings den Nachteil des schlechteren Wärmewirkungsgrades mit sich. Eine Verringerung oder Vermeidung der Druckdifferenzen ergäbe sich aus der Entwicklung von Direktreduktionsverfahren, die unter hohem Druck arbeiten.

Weniger problematisch ist die im folgenden betrachtete nichtintegrierte Variante des HTR-Einsatzes in der Hüttenindustrie. Das mit Reaktorwärme in Gaserzeugungsanlagen gleich welcher Art erzeugte Reduktionsgas wird von dem Hüttenwerk über ein Gasleitungsnetz bezogen. In diesem Kapitel wird von der Reduktion mit angenähert reinem Wasserstoff und der Versorgung aus einem Wasserstoffleitungsnetz ausgegangen. Da weiterhin angenommen wird, daß die Reduktionsgasüberhitzung durch zusätzliche Wasserstoffverbrennung erfolgt, liegt die Ankopplung der Kernenergie an die Direktreduktion nur noch bei der Reduktionsgas- bzw. Wasserstoffherzeugung; der Reaktor ist also räumlich von der Hütte getrennt.

Die Erzreduktion im Schachtofen erfolgt bei Normal- bzw. Niederdruck, so daß der Leitungswasserstoff gegebenenfalls nur entspannt werden muß. Der Wasserstoff wird vor Eintritt in den Schachtofen auf ca. 900 °C aufgeheizt, um die dort benötigten Wärmemengen zu liefern. Neben der Aufheizung des Erzes auf Reduktionstemperatur (ca. 850 — 900 °C) und der Deckung der Reaktionswärme

müssen die Erznässe verdampft und Verluste ausgeglichen werden. Der im Schachtofenabgas enthaltene Wasserstoffanteil wird nach Auskondensation des Wasserdampfes wieder dem Prozeß zugeführt. Die hier für den Reduktionsgaskreislauf gewählten Bedingungen (z. B. Reduktionsgasausnutzung  $\eta_{H_2} = 23,3 \%$ ) führen zu dem relativ niedrigen Gesamtenergiebedarf von etwa 2,8 Gcal pro Tonne Eisenschwamm; das entspricht einer Wasserstoffmenge von  $1070 \text{ Nm}^3/\text{t ES}$ .

Der mit einem Reduktionsgrad von 95 % aus dem Schacht ausgetragene Eisenschwamm wird vor dem Kontakt mit der Atmosphäre auf ca.  $80^\circ\text{C}$  wegen der Gefahr der Reoxidation (s. Kapitel 2.3.2.2.4) zurückgekühlt. Dies geschieht in einem gesonderten Kühlgaskreislauf. Grundsätzlich könnte die dabei anfallende Wärme von 0,1 Gcal/t ES auch noch zur Reduktionsgasvorwärmung genutzt werden, indem die Schwammkühlung mit kaltem Reduktionswasserstoff vorgenommen würde. Damit ließe sich der Gesamtenergiebedarf des Prozesses auf ca. 2,7 Gcal/t ES, entsprechend  $1030 \text{ Nm}^3\text{H}_2/\text{t ES}$ , senken. Ob dafür der zusätzliche apparative Aufwand gerechtfertigt ist, muß untersucht werden.

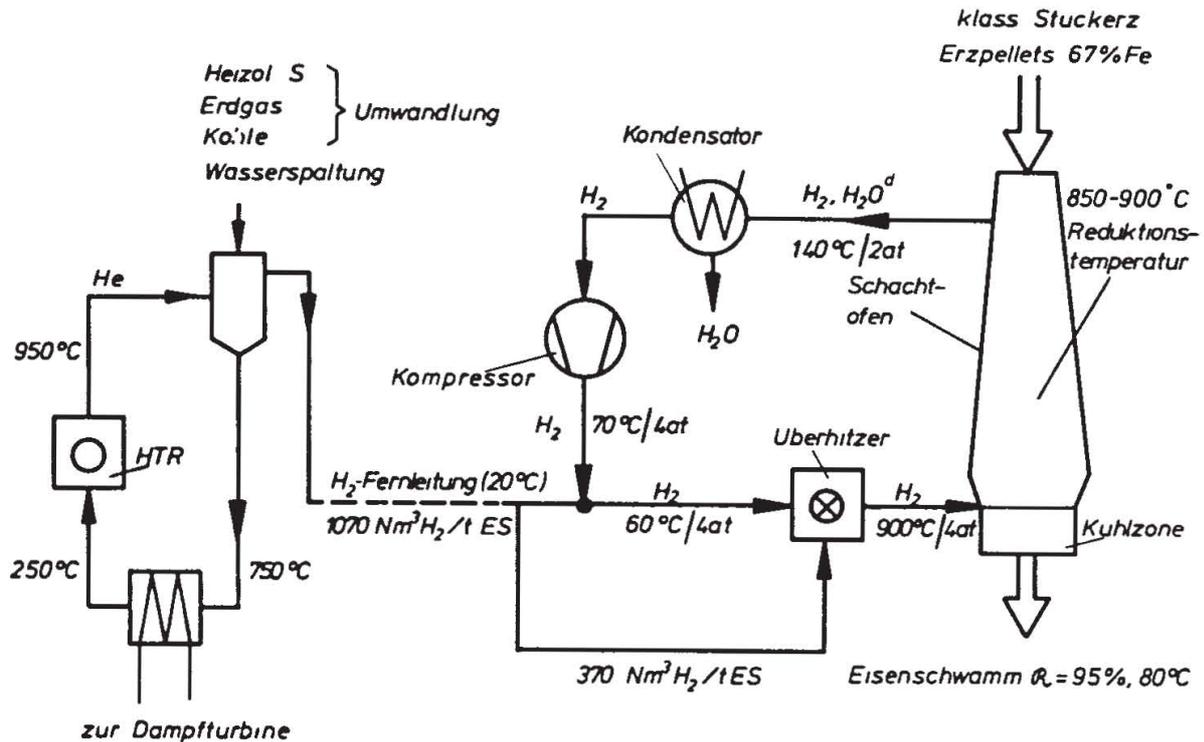


Abb. 2-42: Schema der Eisenerzdirektreduktion mit Wasserstoff im Schacht-  
ofen /2-102/

#### 2.3.2.2.4 Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten von Eisenschwamm

Die wichtigsten Eigenschaften von Eisenschwamm seien hier kurz angedeutet.

##### Vorteile:

- eine kontrollierbare, gleichmäßige chemische Zusammensetzung mit niedrigem Gehalt an unerwünschten Begleitelementen. Dies ist besonders günstig im Hinblick auf die folgende Stahlerzeugung;
- gute Transportmöglichkeiten als Schüttgut;
- niedrige Schwefelgehalte und Kohlenstoffanteile;
- Einsatzmöglichkeit als Schrottersatz im Hochofen und beim LD-Verfahren;
- kontinuierlicher Einsatz in Elektrostahlwerken.

##### Nachteile:

- ein relativ hoher Gehalt an Resteisenoxiden (je nach Reduktionsgrad, der bei den verschiedenen Verfahren zwischen 85 und 95 % liegt);
- größere Schlackenmengen beim Einschmelzen;
- Reoxidationsgefahr bei "Verarbeitung in einer Hitze".

Grundsätzlich ist die Weiterverarbeitung von Eisenschwamm jedoch ohne Schwierigkeiten möglich. Sie kann in Hochöfen, LD-Stahlwerken, am vorteilhaftesten jedoch im Elektrolichtbogenofen erfolgen.

Versuche in kleinen Hochöfen haben beim Einsatz von 70 % Eisenschwamm Leistungssteigerungen von 60 bis 90 % ergeben bei einem Kokseinsatz von rund 300 kg/t. Trotzdem dürfte die Direktreduktion als "gehobene Möllervorbereitung" für den Hochofen nur in Sonderfällen wirtschaftlich sein. Das gleiche gilt für den technisch durchaus möglichen Einsatz von Eisenschwamm im LD-Stahlwerk als Schrottersatz /2-87/. Über den Einsatz von Eisenschwamm in Elektroöfen wird in Kapitel 2.3.2.3.2 gesondert berichtet.

Die oft erwähnte Gefahr der Reoxidation von Eisenschwamm scheint kein großes Problem mehr zu sein. Die Reoxidationsneigung ist stark temperaturabhängig und wird unter 80 °C bereits fast unbedeutend. Bei der direkten Weiterverarbeitung von heißem (ca. 800 bis 900 °C) Eisenschwamm im Elektroofen (Vorteile der "Erzeugung in einer Hitze") sollte der Transport weitgehend unter Luftabschluß erfolgen.

Das Problem der Reoxidation läßt sich jedoch auch durch Heißbrikettierung (kleinere Oberfläche) wesentlich verringern. Die Briketts lassen sich zum Beispiel nach Verlassen der Brikettiermaschine durch einfaches Besprühen mit Wasser abkühlen, wogegen die Abkühlung nicht verdichteten Eisenschwamms einen erheblichen Aufwand erfordert. Beispielsweise können Purofer-Briketts /2-91/ sowohl heiß, als auch kalt ohne weitere Schutzmaßnahmen gelagert werden; es ist nicht notwendig, die Briketts gegen Witterungseinflüsse durch Überdachtung zu schützen. Die noch auftretende Reoxidation kann praktisch vernachlässigt werden. Aus diesen Gründen bieten sich durch die Brikettierung besondere Vorteile für den See- und Landtransport des Eisenschwamms.

### 2.3.2.3 Rohstahlerzeugung mit HTR-Einsatz

#### 2.3.2.3.1 Entwicklungstendenzen bei der Rohstahlerzeugung

##### Anteil der Stahlerzeugungsverfahren

Bei den Stahlerzeugungsverfahren hat sich erst in jüngster Zeit ein starker Wandel ergeben. Mit der Einführung des in Österreich entwickelten Sauerstoffaufblasverfahrens (LD, für Linz-Donawitz) und dessen Verbesserung LD-AC

(ARBED-Centre) mußten die herkömmlichen Verfahren (Thomas und Siemens-Martin) starke Einbußen hinnehmen. Dieser krasse Wandel vollzog sich in der BRD in den Jahren 1963 bis etwa 1967. Der Anteil des Sauerstoffaufblasverfahrens nimmt stetig zu und betrug 1973 bereits 68 % der Stahlerzeugung in der BRD. In den Jahren 1980 bis 85 wird es mit etwa 75 % seinen größten Anteil haben. Die einzigen Stahlerzeugungsverfahren, die trotz Expansion der Oxygentechnik ebenfalls, wenn auch nicht so schnell, an Raum gewinnen, sind die Elektro Stahlverfahren. Ihr Anteil beträgt momentan ca. 10 % und nimmt stetig zu. Die Entwicklung der prozentualen Anteile der Stahlerzeugungsverfahren in der BRD vom Jahre 1960 an, mit einer Prognose bis zum Jahre 2000, ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

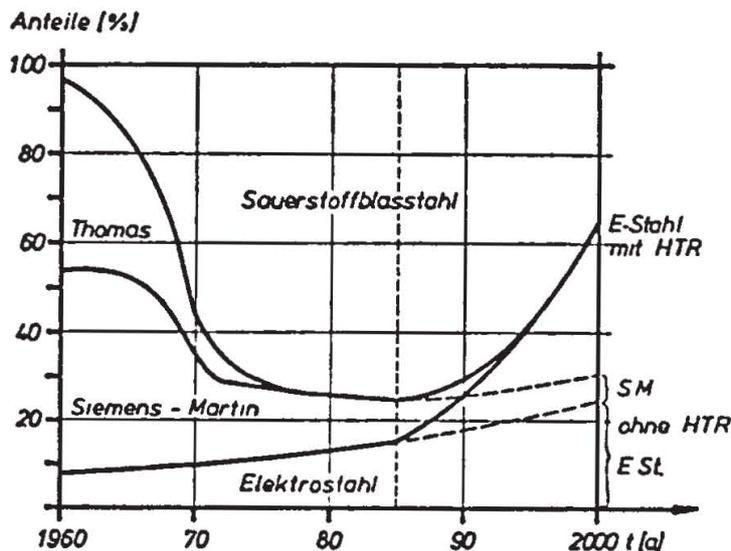


Abb. 2-43: Anteil der Verfahren an der Rohstahlerzeugung der BRD und mögliche Entwicklung bei HTR-Einsatz

In das Diagramm wurde aufgenommen, welchen Einfluß der HTR-Einsatz in der Eisen- und Stahlindustrie, der frühestens ab 1985 denkbar ist, auf diese Entwicklung haben kann. Der Einsatz von Reaktoren wird eine starke Zunahme der Direktreduktionsverfahren bewirken. Wegen des vorteilhaften Einsatzes von in Direktreduktionsanlagen erzeugtem Eisenschwamm in Elektroöfen, wäre damit ebenfalls eine Ausweitung des Elektro Stahlanteils verbunden. Elektro Stahlwerke können das SM-Verfahren als Schrottverwerter ablösen. Auch ohne Reaktoren in der Stahlindustrie wird die Elektro Stahlherzeugung in Zukunft, wenn auch nicht so stark, zunehmen. Dies liegt zum einen an der Weiterentwicklung der Verfahren und zum anderen an dem größer werdenden Schrottanfall.

## Elektrostahlerzeugung

Die Entwicklung bei den Elektroöfen geht zu immer größeren Einheiten und damit zu höheren Transformatorleistungen. Elektrolichtbogenöfen mit hoher Leistungsdichte, sogenannte UHP-Öfen werden heute bis zu 250 t Abstichgewicht sicher beherrscht. Bei bis zu zehn Schmelzen täglich heißt das, daß 2000 bis 2500 t/24 h je Einheit realisierbar sind. Auf der 6. Jahreskonferenz des "International Iron and Steel Institute" (IISI) im Herbst 1972 wurde von einem 360 t Elektroofen mit einer Tagesleistung von 2520 t und einem 150 MVA-Transformator berichtet /2-97/.

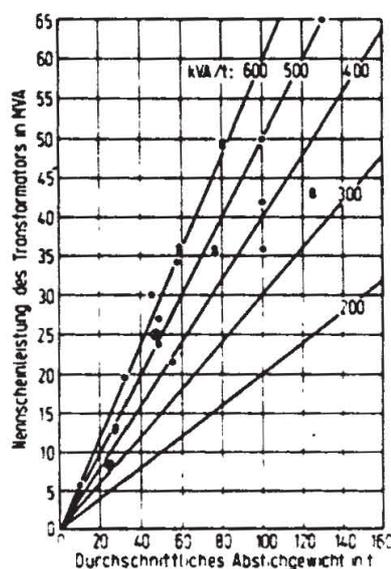


Abb. 2-44: Beziehung zwischen Transformatorleistung und dem Abstichgewicht einiger Hochleistungslichtbogenöfen in der BRD /2-98/

### 2.3.2.3.2 Elektrostahlerzeugung mit Eisenschwamm-Einsatz

Eisenschwamm kann, wie bereits in Kapitel 2.3.2.2.4 angedeutet wurde, vorteilhaft in Elektrolichtbogenöfen eingesetzt werden, wobei sich die Möglichkeit der kontinuierlichen Zugabe bietet. Für den kontinuierlichen Einsatz des Eisenschwamms ist eine besondere Technik erforderlich, bei der die Eingabegeschwindigkeit genau im Gleichgewicht mit der zugeführten elektrischen Leistung gehalten werden kann. Diese Technik ist mit Erfolg erprobt an Hochleistungslichtbogenöfen bis zu 200 t Abstichgewicht und mit bis zu 100 %

Eisenschwamm, d. h. bis zum vollständigen Ersatz des Schrotts. Als Folge der kontinuierlichen Zufuhr wird die Chargierzeit abgekürzt, die Stromzufuhr kann nahezu die gesamte Zeit auf Höchststärke eingestellt werden. Wegen der Reinheit des Eisenschwamms entfallen Feinungszeiten, woraus sich eine Leistungssteigerung gegenüber dem Schrottbetrieb ergibt. Als Nachteil muß eine Erhöhung des elektrischen Energieverbrauchs berücksichtigt werden. Die Ursache liegt bei den hohen Gangartanteilen des Eisenschwamms, die aufgeschmolzen und verschlackt werden müssen. Daraus ergibt sich, daß wirtschaftlich vertretbare Energieverbräuche nur bei relativ gangartarmem Eisenschwamm aus Reicherzen erreicht werden können. Des weiteren ist der spezifische Stromverbrauch von Elektrolichtbogenöfen stark von der Ofengröße und dem eingesetzten Schrottanteil abhängig.

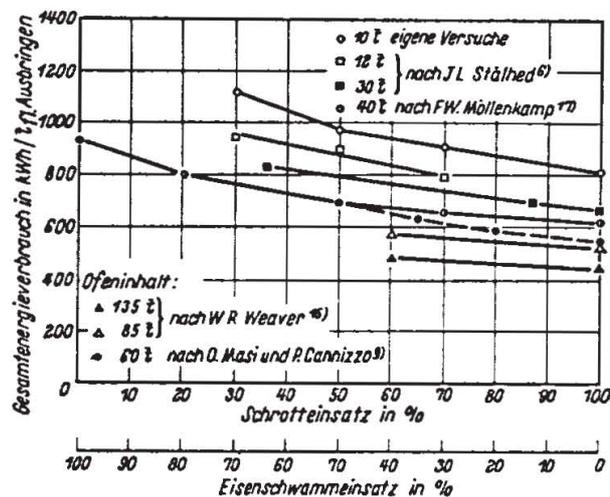


Abb. 2-45: Veränderung des Gesamtenergieverbrauches im Elektrolichtbogenofen in Abhängigkeit vom eingesetzten Eisenschwammanteil /2-99/

In dem in Kapitel 3. 2. 2 gerechneten Beispiel wird bei einem Schrottanteil von 20 % mit einem spezifischen Stromverbrauch von 525 KWh pro Tonne Flüssigstahl gerechnet. Dabei werden in zwei 140 t Elektroöfen ca. 1 Million Jahrestonnen (1 Mio jato) Rohstahl aus hochwertigem Eisenschwamm (Erzeinsatz 67 % Fe und Reduktionsgrad 95 %) erzeugt.

Der Stromverbrauch ließe sich bei Heißchargierung des Eisenschwamms bei den hier gewählten Bedingungen auf ca. 450 KWh/t RSt senken. Die vom Strompreis abhängige Einsparung muß jedoch mit den Kosten für den nicht unerheblichen technischen Aufwand (s. Kapitel 2. 3. 2. 2. 4) verglichen werden.

#### 2.3.2.4 Abschätzung des HTR-Einsatzpotentials in der Eisen- und Stahlindustrie

Zur Abschätzung des HTR-Einsatzpotentials wird vom Reduktionsgasbedarf zur Eisenschwammerzeugung ( $1070 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{t ES}$ ) ausgegangen, da dies die für die Verwendung der nuklearen Prozeßwärme wesentliche Seite ist. Der Strombedarf eines gemischten Eisenhüttenwerkes liegt über dem Stromangebot der entsprechenden Reaktoranlage zur Synthesegaserzeugung.

Zur Versorgung einer Direktreduktionsanlage mit einer Kapazität von 1 Mill Jahrestonnen Eisenschwamm wird eine Reaktorleistung von  $475 \text{ MW}_{\text{th}}$  benötigt. Dies gilt für die Wasserstofferzeugung aus schwerem Heizöl. Bei der  $\text{H}_2$ -Herstellung durch Methanspaltung sind es  $445 \text{ MW}_{\text{th}}$  Reaktorleistung verbunden mit einem höheren Stromerzeugungsanteil. Die bei der  $\text{H}_2$ -Produktion angebotene elektrische Leistung beträgt ca.  $53 \text{ MW}_{\text{el}}$  bei der Vergasung von Heizöl S und  $76 \text{ MW}_{\text{el}}$  bei der Methanspaltung (s. Kapitel 2.2.1.2). Der Strombedarf eines gemischten Hüttenwerkes mit Direktreduktionsanlage, Elektrostahl- und Walzwerk, liegt für eine Stahlerzeugungskapazität von 1 Mio jato bei  $100 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Die elektrische Energie könnte also auf jeden Fall (auch ohne Walzwerk) gebraucht werden, zumal bei 1 Mio jato Schwamm und z. B. 20 % Schrotteinsatz die Stahlerzeugung bei etwa 1,2 Mio jato läge.

Für die Bestimmung des HTR-Einsatzpotentials wird von der in Abb. 2-46 dargestellten Abschätzung der Rohstahlerzeugung in der BRD ausgegangen. Die hier angenommenen Werte liegen tiefer als die früherer Voraussagen (/2-100/ mit 67,4 und /2-101/ mit 66 Mio jato bereits für 1980), da die letztjährige Entwicklung im Bereich der Eisen- und Stahlerzeugung keinen so hohen Produktionszuwachs erwarten läßt.

Die jährliche Steigerung der Rohstahlerzeugung liegt mit 1,8 % unter dem in Kapitel 1.2 auf ca. 2,7 % geschätzten Zuwachs des Nettoproduktionsindex für diesen Industriezweig. Die Differenz der Zahlenwerte ist mit zu erwartenden strukturellen Änderungen im gesamten Wirtschaftsbereich Eisen- und Stahl begründet.

Aus der Rohstahlprognose ergibt sich unter Zugrundelegung des statistischen Verhältnisses von Roheisen zu Rohstahlproduktion eine Prognose der Roheisenerzeugung. Dabei wird angenommen, daß das Verhältnis RE/RSt von heute 74 % (1973) bis 1985 weiter sinkt und danach mit 70 % konstant bleibt.

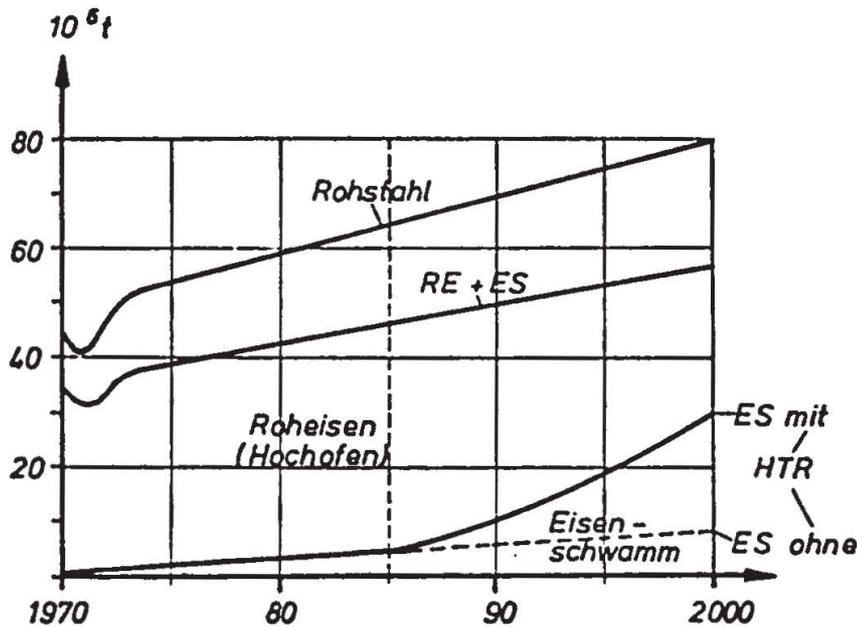


Abb. 2-46: Rohstahl-, Roheisen- und Eisenschwammerzeugung der BRD mit Abschätzung bis zum Jahre 2000

Bei der Abschätzung des Eisenschwammanteils an der Roheisenerzeugung - bei Kernenergieeinsatz ab 1985 - wurde vorausgesetzt, daß der Übergang zur Eisenschwammtechnologie nur langsam mit der Abschreibung der nach heutigen Begriffen modernsten konventionellen Hüttenwerksanlagen erfolgen kann. Zur Berechnung des Wasserstoffbedarfs wird vereinfachend angenommen, daß auch der Teil, der 1985 in der BRD bereits konventionell betriebenen Direktreduktionsanlagen, auf  $H_2$  umgestellt wird.

Zur Berechnung des HTR-Einsatzpotentials in der nordrheinwestfälischen Eisen- und Stahlindustrie werden vereinfachend 65 % der BRD-Prognosewerte angesetzt. Dieser Prozentsatz folgt aus der Annahme, daß der Anteil NRW's nicht wie bisher sinkt, sondern ab 1985 konstant bleibt. Da der Binnenhüttenstandort in Verbrauchernähe in Zukunft an Attraktivität gewinnen kann (s. Kapitel 4.2.2), wird nicht mit einer Abwanderung zur Küste gerechnet.

Für das Jahr 1990 ergibt sich bei den getroffenen Voraussetzungen eine Eisenschwammerzeugung in NRW in Höhe von etwa 7 Mill Tonnen. Geht man von der Reduktionsgaserzeugung mit Heizöl S aus, so ist dazu eine Reaktorleistung von  $3300 MW_{th}$  ( $3100 MW_{th}$  bei Methanspaltung) erforderlich.

Im Jahre 2000 könnten dann in NRW zur Herstellung von 19,5 Millionen Jahrestonnen Eisenschwamm  $9300 MW_{th}$  Reaktorleistung ( $8700$  bei Methanspaltung)

eingesetzt werden. Aus der theoretischen Möglichkeit im Jahre 2000 alles Roheisen in Form von Eisenschwamm zu erzeugen (56 Mio jato in der BRD und 36 in NRW), ergäbe sich bei der Vergasung von Heizöl S ein Potential von knapp  $27000 \text{ MW}_{\text{th}}$  (BRD) bzw.  $17000 \text{ MW}_{\text{th}}$  in NRW.

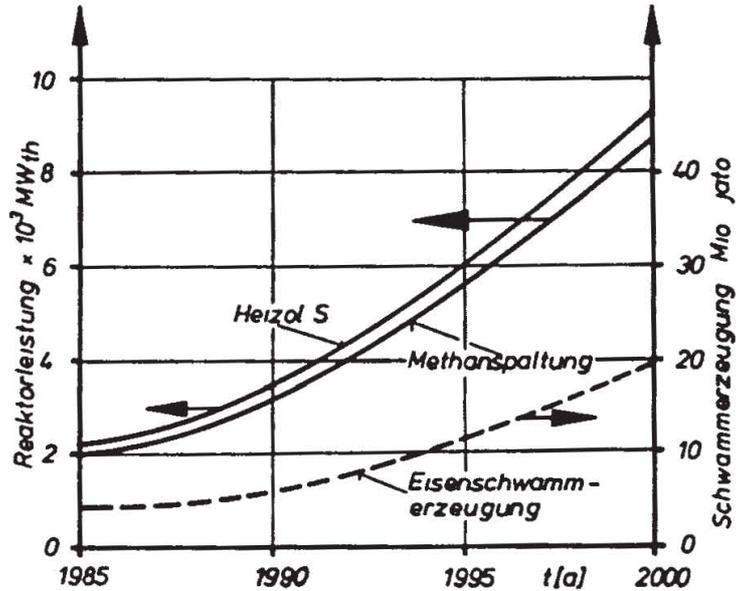


Abb. 2-47: Abschätzung der Eisenschwammerzeugung in NRW bis zum Jahre 2000 und dazu einsetzbare Reaktorleistung  
 a) bei Wasserstofferzeugung aus Heizöl S  
 b) bei Wasserstofferzeugung durch Methanspaltung

### 2.3.3 Die Versorgung des Sektors Haushalte und Kleinverbraucher mit leitungsgebundenen Energien.

Der Anteil des Sektors Haushalt und Kleinverbrauch am Energieverbrauch wird von 37,7% im Jahre 1970 auf annähernd 45% gegen Ende des Jahrhunderts steigen, wobei eine langfristige Netto-Zunahme der Wohneinheiten um 1,2%/Jahr zugrundegelegt wird. (Abb. 1-11). Der Trend zu größeren Wohneinheiten und zu mehr Komfort in Bezug auf Automatisierung, Unterhaltung und Heizung bewirkt eine mittlere Energiezunahme um 3,3%/Jahr. Der Anteil der Raumheizung steigt dabei im Verhältnis der Zunahme und der Größe der Wohneinheiten um 2%/Jahr. Der Anteil der nicht Raumheizung wächst dagegen langfristig mit einer Rate von über 6%/Jahr. Es handelt sich hierbei vorwiegend um Haushaltsstrom, dessen augenblickliche jährliche Zunahme bei 14% liegt. (Siehe Abb. 1-14).

Der Energieverbrauch dieser Gruppe setzt sich so zusammen, daß 1970 80% der Energie aus fossilen Brennstoffen bestand und nur 20% aus den sauberen leitungsgebundenen Endenergien wie Gas und Strom. /2-103/

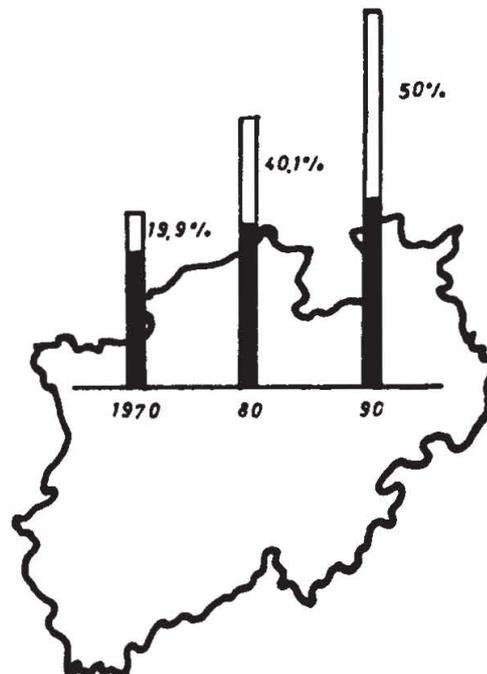


Abb. 2-48 : Die Anteile der sauberen Energien am Endenergieverbrauch der Haushalte (Gas, Strom)

Erst gegen Beginn der neunziger Jahre wird der relative Anteil der fossilen Energieträger auf 50% gesunken sein (Vergl. Abb. 2-48). Der absolute Verbrauch des Öles und der Kohle wird sich jedoch in den nächsten 30 Jahren um 40% steigern.

### 2.3.3.1 Die Verdichtungsräume in NRW

Insbesondere für NRW ist auf Grund der starken Verflechtung und Verdichtung von Wohn- und Industriegebieten eine Versorgung der Wohngegenden mit sauberen Energien von Bedeutung. NRW ist als bevölkerungsstärkstes Bundesland so strukturiert, daß 41,9 % der Bevölkerung in Städte über 100.000 Einwohnern leben, deren Fläche ca. 7,6 % der Landesfläche beträgt. 5,3 % leben in Städten mit über 50.000 Einwohnern mit einer anteiligen Fläche von 12,1 %.

Das Bundesraumordnungsprogramm definiert 24 Verdichtungsräume, wobei das Rhein-Ruhr-Gebiet von der Bevölkerung und der Fläche her Deutschlands größtes zusammenhängendes Ballungsgebiet darstellt.

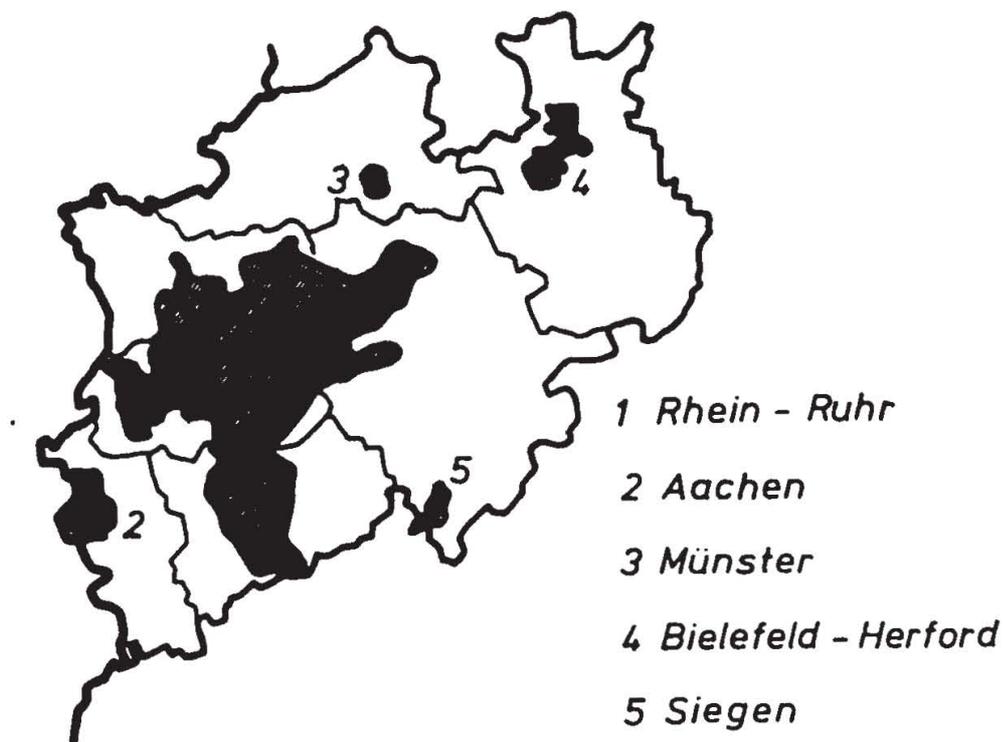


Abb. 2-49: Die Verdichtungsräume in NRW

	Fläche (km <sup>2</sup> )	Bevölkerung
1. Rhein-Ruhr	6.197	10.910.000
2. Aachen	280	325.000
3. Münster	143	210.000
4. Bielefeld/Herford	236	293.000
5. Siegen	126	120.000
Summe	6.982	10.958.000
Landesanteil	20,5 %	69 %

Tab. 2-15 : Verdichtungsräume in NRW /2-104 bis 2-108/

Hier sind auf 18,2% der Fläche von NRW ca. 64% der Einwohner verteilt. Das entspricht der 3,21fachen Bevölkerungsdichte im Vergleich zur Landesbevölkerungsdichte von 503 Einwohner/km<sup>2</sup>.

Tab. 2-16 zeigt den Anteil des Verbrauchers des Verdichtungsraumes Rhein-Ruhr für die Bereiche Industrie und Haushalt und Gewerbe am Gesamtverbrauch des Landes.

	Industrie ohne öffentliche Kraftwerke	Haushalt Gewerbe
Heizöl S	61,8 %	
Heizöl L	-	63,3 %
Koks	92,7 %	61 %
Steinkohle	86,6 %	
Strom	64,5 %	67,9 %
Naturgas	76 %	71 %
Ferngas	72,5 %	73 %

Tab. 2-16: Anteil des Verdichtungsraumes Rhein-Ruhr am Landesverbrauch

Das Basismaterial zur Erstellung der Anteile ist nur unvollständig erhältlich /2-106/. Es mußten daher, besonders in den Bereichen der nicht leistungsgebundenen Energieträger, Schätzungen zugrunde gelegt werden. Jedoch mit hinreichender Genauigkeit läßt sich aussagen, daß ca. 75 % des Industrieverbrauches und 64 % Haushalt und Gewerbeverbrauch im Rhein-Ruhr-Gebiet erfolgt. Auf der gleichen Fläche befinden sich 46 % aller Wohngebäude mit über 60 % der Wohnungen von NRW. Die derzeitige Wohnungsdichte beträgt für NRW 171 Wohnungen/km<sup>2</sup>, 502 Wohnungen/km<sup>2</sup> für den Rhein-Ruhr-Raum und 1000 bis 1500 Wohnungen/km<sup>2</sup> für die großen Städte.

### 2. 3. 3. 2 Immissionen in Wohngebieten

Industrieabgasen bringen Luftverunreinigungen mit sich. Die Emissionen können jedoch durch Abgasfilterungen und die Immissionen durch Schornsteinhöhen in Grenzen gehalten werden. Wegen ihrer durchschnittlich geringen Schornsteinhöhe bestimmen besonders bei hohen Wohndichten die Haushaltfeuerungen das Maß der Immission. Es besteht ein gut gesicherter statistischer Zusammenhang zwischen Immissionen und Lufttemperaturen in vielen Wohngebieten von Städten. Eine Regressionsanalyse für den Schadstoff SO<sub>2</sub> ergibt nach Messungen in Wohngebieten in Gelsenkirchen folgenden Zusammenhang:

$$C = - 0,0069 t - 0,009u + 0,282$$

$$c = \text{SO}_2 \text{ Konzentration (mg/m}^3\text{)}$$

$$t_m = \text{mittlere Lufttemperatur (}^\circ\text{C)}$$

$$u = \text{Windgeschwindigkeit (m/sec)}$$

Bei konstanter Windgeschwindigkeit nimmt dort im Mittel die Immission um etwa 0,03 mg/m<sup>3</sup> je Grad Temperaturerniedrigung zu. In guter Übereinstimmung ergibt sich für viele Gebiete aus dem Sommer-Winter-Vergleich, daß Haushalt und Gewerbe in Wohngebieten 75-81 % der Immission bewirken /2-109, 2-110/

Abb. 2-50 gibt einen Überblick über die Ergebnisse der letzten Gebäudezählung /2-109/. Gerade in den Gebieten mit hoher Industrie und Wohndichte werden aus Kostengründen (billige Kohle) über 70 % der Wohnungen mit fossilen Brennstoffen beheizt /2-111/.

Erstrebenswert ist es gerade in diesen Gebieten für die Raumheizung saubere Endenergieträger einzusetzen.

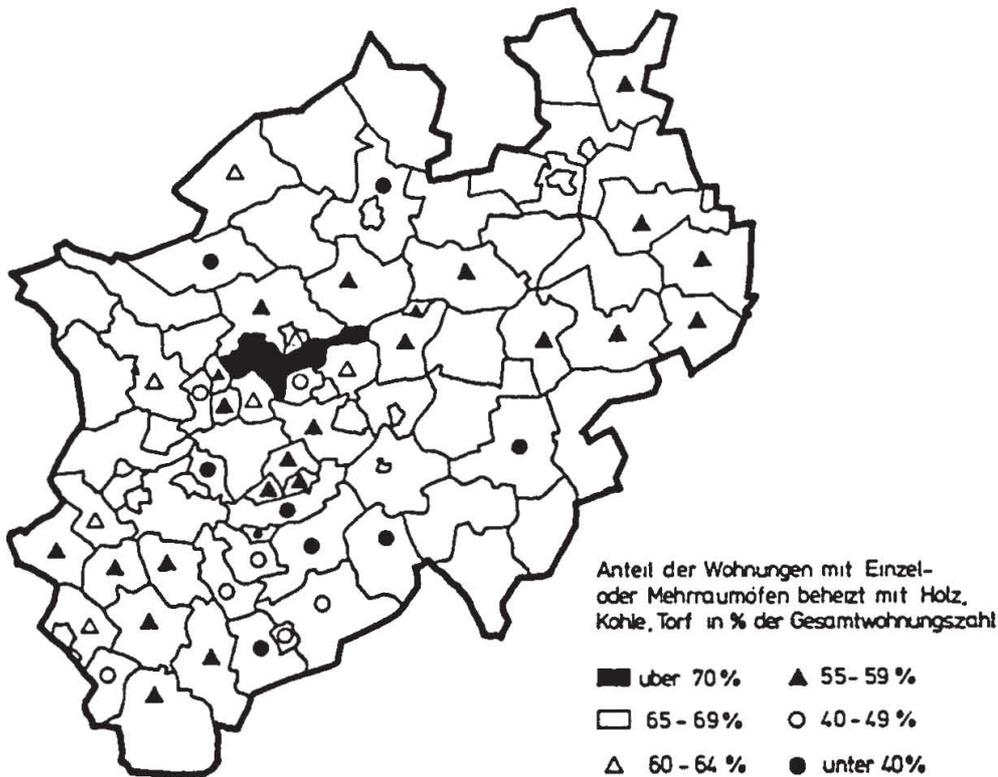


Abb. 2-50: Anteil der Wohnungen mit Einzel- oder Mehrraumfeuerung

### 2.3.3.3 Leistungsdichten und Energieverteilungskosten

Aus verschiedenen Untersuchungen geht hervor, daß die Verteilungskosten für unterschiedliche leistungsgebundene Endenergieträger von der Leistungsdichte des zu versorgenden Gebietes abhängen.

Bei der elektrischen Versorgung wird je nach Leistungsdichte eine optimale Netzform benötigt. Aus Modell-Untersuchungen geht hervor, daß bis zu einer Leistungsdichte von  $10-15 \text{ MW/km}^2$  ein Niederspannungsmaschennetz genügt. Speisekabel sorgen an diskreten Punkten des Netzes für eine gleichmäßige Lastverteilung. Bei höheren Lastdichten übernimmt eine Mittelspannungsverteilung die Versorgung. Es werden sternförmige, nicht vermaschte Netzformen gewählt. Vermaschte Mittelspannungsnetze sind wegen ihrer hohen Kurzschlußleistung schwer beherrschbar /2-112/. Abb. 2-51 zeigt für ein Modellnetz unter idealisierenden Annahmen für verschiedene Auslastungen die wahrscheinlichen Kosten der Nahverteilung für Elektrizität.

Für die Verteilungskosten wird ein Mittelwert angegeben, der sich je nach Anlagenkapazität zwischen 20 und 40 DM/Gcal bewegt.

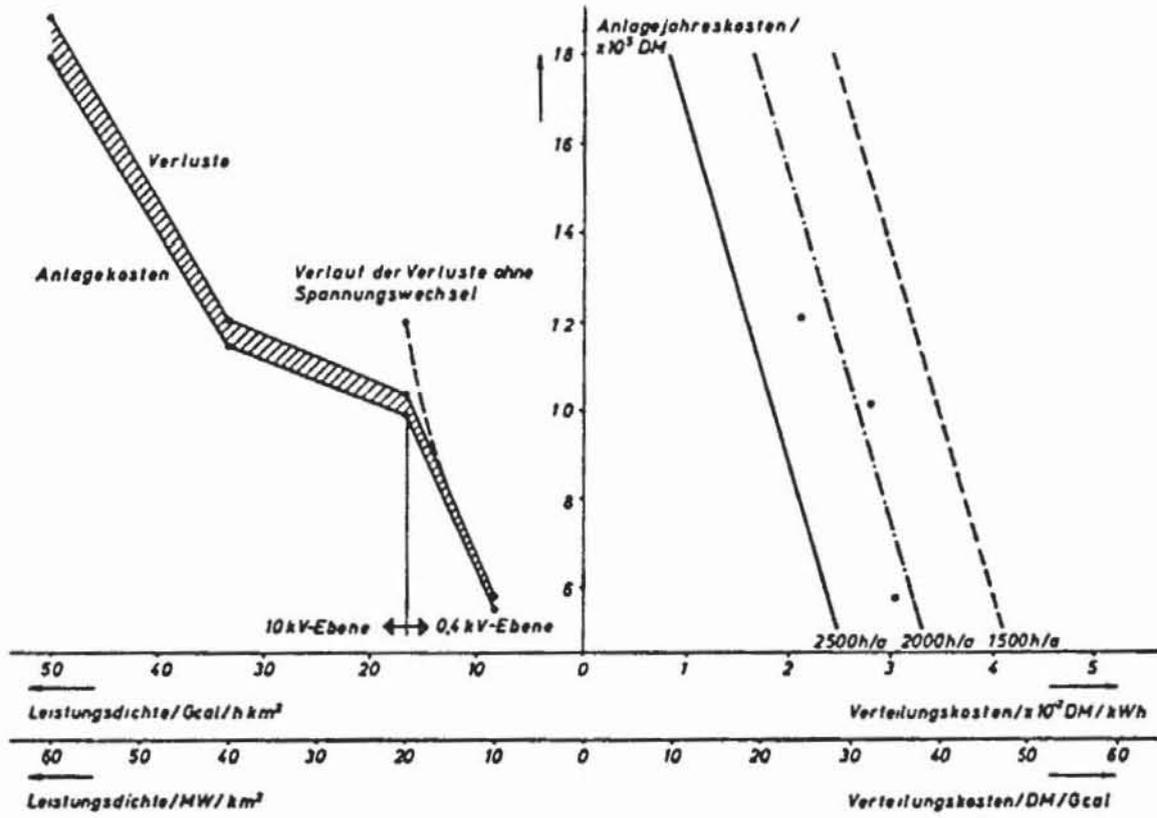


Abb. 2-51: Elektrische Nahverteilungskosten in Abhängigkeit von der Leistungsdichte

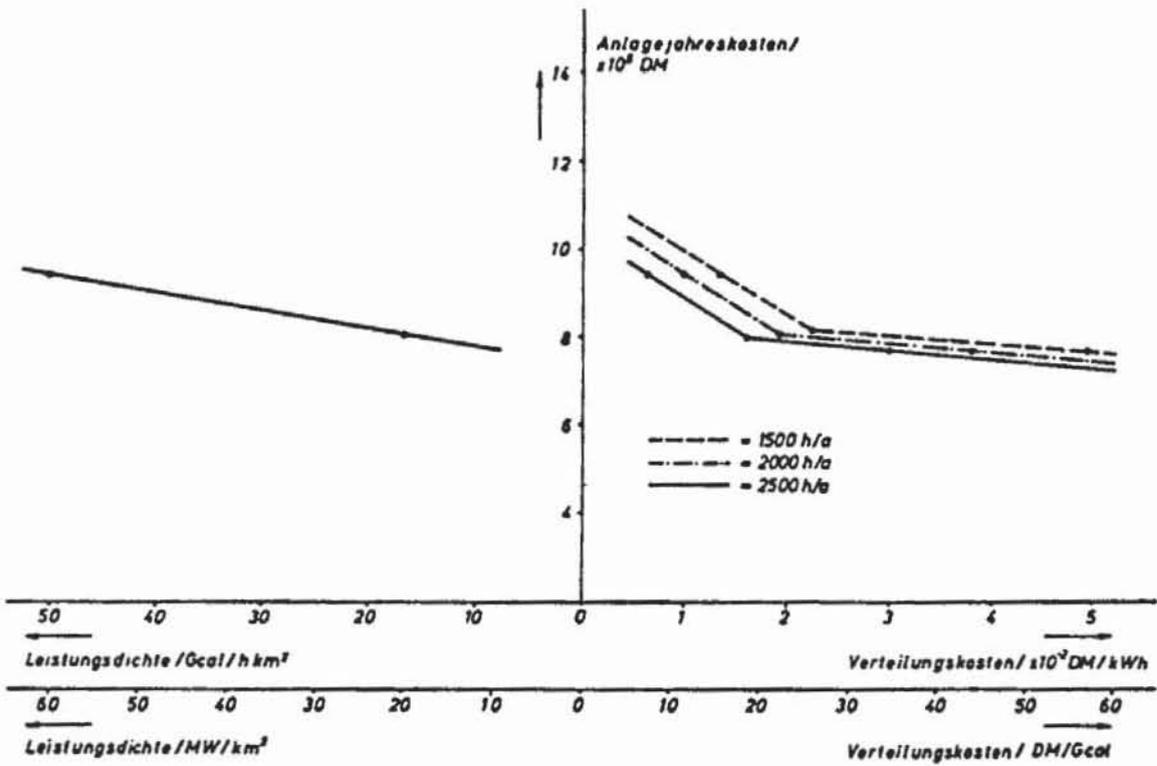


Abb. 2-52: Die Investitionen einer Gasversorgung in Abhängigkeit von der Leistungsdichte für Modellsiedlungen

Eine Gasverteilung ist in ihrem Aufbau wesentlich unkomplizierter. Die eigentlichen *Rohrkosten* gehen in die Gesamtkostenrechnung nur zu maximal 25 % ein, so daß im Bereich bis zu 400 mm Rohrdurchmesser kaum Kostenunterschiede entstehen. Daraus ist zu erklären, daß mit zunehmender Leistungsdichte die Gasverteilung gegenüber einer Elektrizitätsverteilung günstiger wird. Die Elektrizitätsverteilung verlangt aus Sicherheitsgründen immer das Abspannen auf die 0,4 kV Stufe bei den Endverbrauchern, soweit es sich nicht um Gewerbe oder Industriebetriebe handelt. Mit zunehmender Leistungsdichte steigt mehr die Anzahl als die Leistung der benötigten Transformatoren, da man bestrebt ist, die Leitungslängen auf der 0,4 kV Stufe gering zu halten.

Ein Vergleich der Verteilungskosten zeigt, daß bei hohen Leistungsdichten ab  $60 \text{ MW/km}^2$  die Gasverteilung doppelt so günstig ist wie die Elektrizitätsverteilung. Bei geringen Leistungsdichten (kleiner  $5 \text{ MW/km}^2$ ) ist dagegen eine elektrische Endverteilung geeigneter.

Als Heizenergieverteilung, um dies es in der Zukunft geht, ist eine Gasverteilung der elektrischen Verteilung aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen.

In hochverdichteten Gebieten, wie dem Rhein-Ruhr-Raum, ist es aus Umwelt- und Kostengründen sinnvoll, statt Haussammelheizungen, Heizzentralen zu errichten. Nach bisherigen Prognosen /2-110/ ist eine Steigerung des Fernwärmeanteils

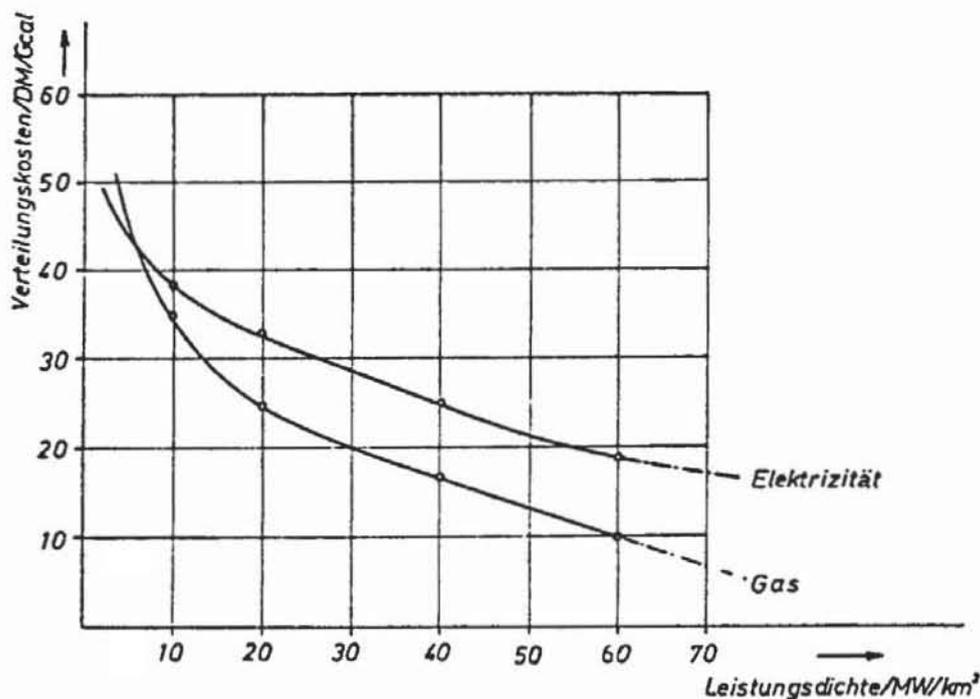


Abb. 2-53: Vergleich der Nahverteilungskosten Strom/Gas zu Heizzwecken

Heizleistung der Anlage	kcal/h	20.000	50.000	150.000	500.000	1,5 · 10 <sup>6</sup>	5 · 10 <sup>6</sup>
Kessel und Brenner	DM	2.100	3.900	11.000	34.000	72.000	138.000
Installationen, Energieanschluß, Rauchgasabfuhr	DM	1.500	3.000	4.000	11.000	48.000	217.000
Bauteil Rauchgasabführung	DM	2.900	5.300	11.000	32.000	83.000	250.000
ANLAGEKOSTEN	DM	6.500	12.200	26.000	77.000	203.000	605.000
Maschinenteil	DM/a	446	855	1.860	5.580	14.900	44.000
Kapitalkosten 9,4 %/a							
Instandhaltung 2,5 %/a							
Sonstiges 0,5 %/a							
Bauteil	DM/a	267	487	1.010	2.940	7.720	23.000
Kapitalkosten 8,2 %/a							
Instandhaltung 0,5 %/a							
Sonstiges 0,5 %/a							
FESTE JAHRESKOSTEN	DM/a	713	1.342	2.870	8.520	22.620	67.000
Brennstoffkosten	DM/Gcal	21	21	21	21	20	19
Jahresnutzwärmemenge	Gcal/a	28	71	210	710	2.160	7.500
Durchschnittl. Wirkungsgrad	%	73	73	73,5	74	75	76
Brennstoffkosten	DM/a	805	2.042	6.000	20.148	57.600	187.500
Strom und Wasser	DM/a	36	92	273	923	2.910	9.750
Personalkosten	DM/a	80	200	1.000	2.000	3.000	10.000
FESTE JAHRESKOSTEN	DM/a	713	1.342	2.870	8.520	22.620	67.000
JAHRESGESAMTKOSTEN	DM/a	29	1.634	4.143	11.3	28.530	86.750
WÄRMEKOSTEN	DM/Gcal	58,35	51,77	48,3	44,49	39,87	36,56

KOSTEN DER HEIZWÄRME VON HAUSZENTRALEN (DEZENTRALE WÄRMEERZEUGUNG)

Heizleistung der Anlage	Gcal/h	20	30	50	100
Baukosten	DM				
Maschinenteil	DM	1.260.000	1.650.000	2.950.000	5.550.000
Bauteil	DM	780.000	1.100.000	1.600.000	2.700.000
GESAMTBAUKOSTEN	DM	2.040.000	2.780.000	4.550.000	8.250.000
Feste Kosten					
Maschinenteil: Kapitalkosten 9,4 %/a					
Instandhaltung 2,5 %/a					
Sonstiges <u>1,0 %/a</u>					
		162.500	216.800	380.500	717.500
Bauteil	DM/a	75.600	106.700	155.200	262.000
SUMME DER FESTEN KOSTEN	DM/a	238.100	323.500	535.700	977.500
Brennstoffkosten	DM/Gcal	16	16	16	15
Jahreskosten	DM/a	726.000	1.094.634	1.860.571	3.506.250
Wirkungsgrad	%	0,8	0,82	0,84	0,88
Strom und Wasser	DM/a	79.800	123.500	215.000	453.000
Personalkosten	DM/a	80.000	100.000	100.000	120.000
SUMME DER VARIABLEN KOSTEN	DM/a	775.800	1.163.500	1.925.000	3.878.000
JAHRESGESAMTKOSTEN	DM/a	1.013.900	1.487.000	2.460.700	4.855.500
JAHRESNUTZWÄRMEMENGE	Gcal/a	33.000	51.000	88.800	187.000
WÄRMEABGABEKOSTEN OHNE VERTEILUNG	DM/Gcal	35,05	32,18	30,3	27,04

KOSTEN DER HEIZWÄRME VON HEIZWERKEN (ZENTRALE WÄRMEERZEUGUNG)

Tab. 2-17: Kosten der Heizwärme

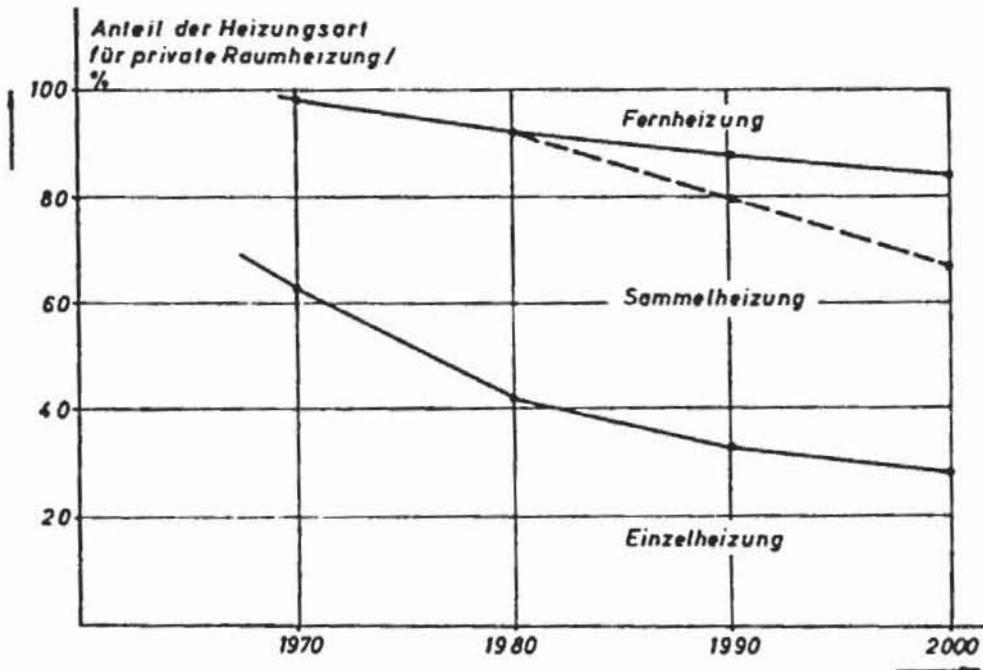


Abb. 2-54: Die zukünftige Zusammensetzung der Heizungsarten

an der Raumheizung bezogen auf die BRD auf 15 % im Jahre 2000 für den Bereich der privaten Haushalte möglich.

Für NRW liegen die möglichen Anteile der zu installierenden Fernwärme erheblich höher, da im Bereich Haushalt und Gewerbe 65 % der eingesetzten Energie innerhalb der Verdichtungsräume verbraucht wird. Die Zusammensetzung der Heizungsarten für den Verdichtungsraum Rhein-Ruhr verschiebt sich so, daß dort ca. 50 % aller Heizungen auf Fernwärme so umgestellt werden können, daß die Verteilungskosten der Wärme in wirtschaftlich vertretbaren Bereichen liegen. Vorbehaltlich einer genauen Gebietsuntersuchung läßt sich abschätzen, daß in NRW ca. 30 % aller Heizungen im Bereich Haushalt und Gewerbe auf der Basis von Fernwärme betrieben werden können.

Die Wirtschaftlichkeit der Wärmebereitstellung wird unabhängig von der Brennstoffart von vielen Faktoren beeinflusst:

- Bebauungsart des Gebietes,
- Wärmedichte des Gebietes,
- Größe des Gebietes,
- Strukturierung des Gebietes.

Der Vorteil der Fernwärme liegt in der höheren Benutzungsstundenzahl. Während Hauszentralheizungen je nach Größe 1400 bis 1500 Volllaststunden erreichen, liegen Heizzentralen zwischen 1850 und 2000 Volllaststunden. Die Anlagen- und Brennstoffkosten sind aus Tab. 2-17 zu entnehmen. Der Vorteil von Großanlagen liegt in den hohen Degressionen der spezifischen Anlagekosten.

Im Bereich der betrachteten Anlagegrößen sinken die spezifischen Anlagekosten um 80 %. Hierin sind der maschinentechnische Teil, der bauliche Teil sowie Rauchgasabführung und die Belüftung enthalten. Das hauseigene Wärmeverteilungssystem ist sowohl bei Fernwärmebezug als auch bei Eigenerzeugung vorhanden und bleibt daher bei der vergleichenden Kostenermittlung unberücksichtigt. Aus der Verlauf der Anlagekosten ist zu erkennen, daß unter Umständen große Hauszentralen günstiger sein können, da die Kostendegression ab einer bestimmten Heizleistung nicht mehr gegeben ist.

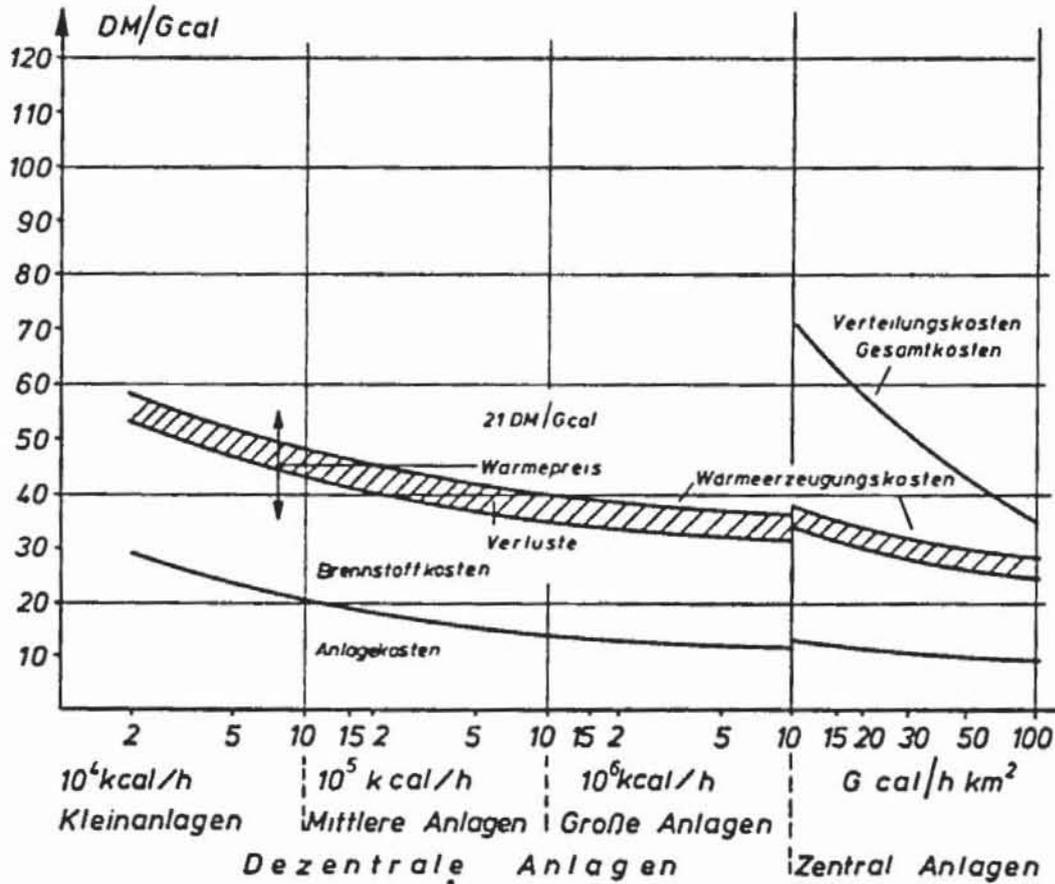


Abb. 2-55: Wärmekostenvergleich: Gasversorgung - Fernwärme

Dies kann jedoch nur im Zusammenhang mit dem Fernwärmeverteilernetz beantwortet werden. Die benötigte Heizleistung wächst unterproportional mit der Anschlußleistung, da der Gleichzeitigkeitsfaktor stark anwächst. Bei Gebieten mit  $100 \text{ Gcal/h km}^2$  Heizleistung legt man einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,75 zugrunde, d. h. daß 25 % mehr Heizeinheiten bei gleicher Anschlußleistung versorgt werden können.

Der in Abb. 2-55 zugrundegelegte Kostenvergleich gilt für einen derzeitig schon nicht mehr aktuellen Gaspreis von 21 DM/Gcal. Dies ändert jedoch nichts an der Kostenrelation. Mit den der Rechnung zugrunde liegenden Kostenangaben zeigt sich, daß im Heizwerk ab  $40 \text{ Gcal/h km}^2$  gegenüber einer dezentralen Versorgung wirtschaftlich konkurrenzfähig sein kann. Hierbei liegt als berechtigte Annahme zugrunde, daß im Heizwerk als Großabnehmer mit einem um 25 % gegenüber Kleinabnehmern günstigeren Brennstoffpreis kalkulieren kann.

Zusammenfassend ergibt sich, daß folgende Grenzen der Wirtschaftlichkeit innerhalb des Verteilungsbereiches für leitungsgebundene Endenergien zu

erkennen sind

5 MW/km <sup>2</sup>	Elektrizität
5-40 MW/km <sup>2</sup>	Gasversorgung
40 MW/km <sup>2</sup>	Fernwärme

#### 2.3.3.4 Limitierende Größen für saubere Endenergieträger

##### 2.3.3.4.1 Elektrizität

Elektrizität als saubere und komfortabele Endenergie wird derzeit (1971) zu 22,9 % in den Sektoren Haushalt und Gewerbe verbraucht, zu 65,5 % in der Industrie. Insgesamt verbrauchte NRW 1971 mit 100,8 TWh 41 % des Elektrizitätsangebotes der BRD. 51 % der gesamten Elektrizitätserzeugung erfolgt in NRW, 10 % der Landes erzeugung wurden in andere Bundesländer ausgeführt.

Der Leistungsbedarf des Landes lag 1971 bei 15,5 GW. Über 60 % entfallen davon auf den Rhein-Ruhr-Raum (s. Abb. 2-56)

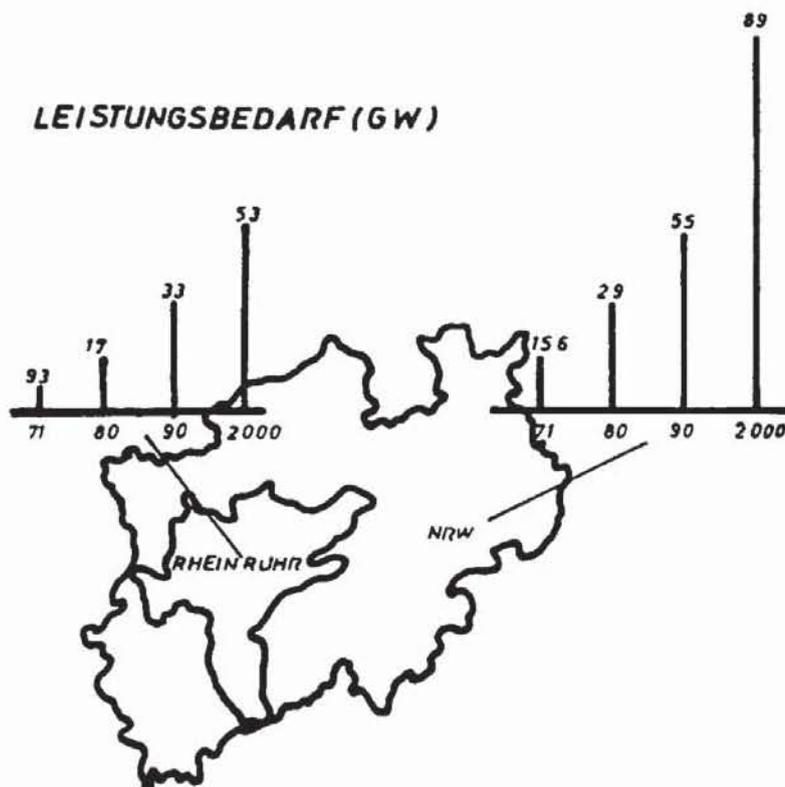


Abb. 2-56: Der elektrische Leistungsbedarf in NRW

Unter Zugrundelegung abnehmender Zuwachsraten von 7, 3, 6, 5 und 5 % ergibt sich für den Rhein-Ruhr-Raum ein Zubau von  $41 \text{ GW}_{el}$  in den nächsten 30 Jahren. Ausgenommen der 5,5 GW Braunkohlenkraftwerkskapazität ist die augenblickliche geforderte Leistung verbrauchernah innerhalb des Verdichtungsraumes installiert.

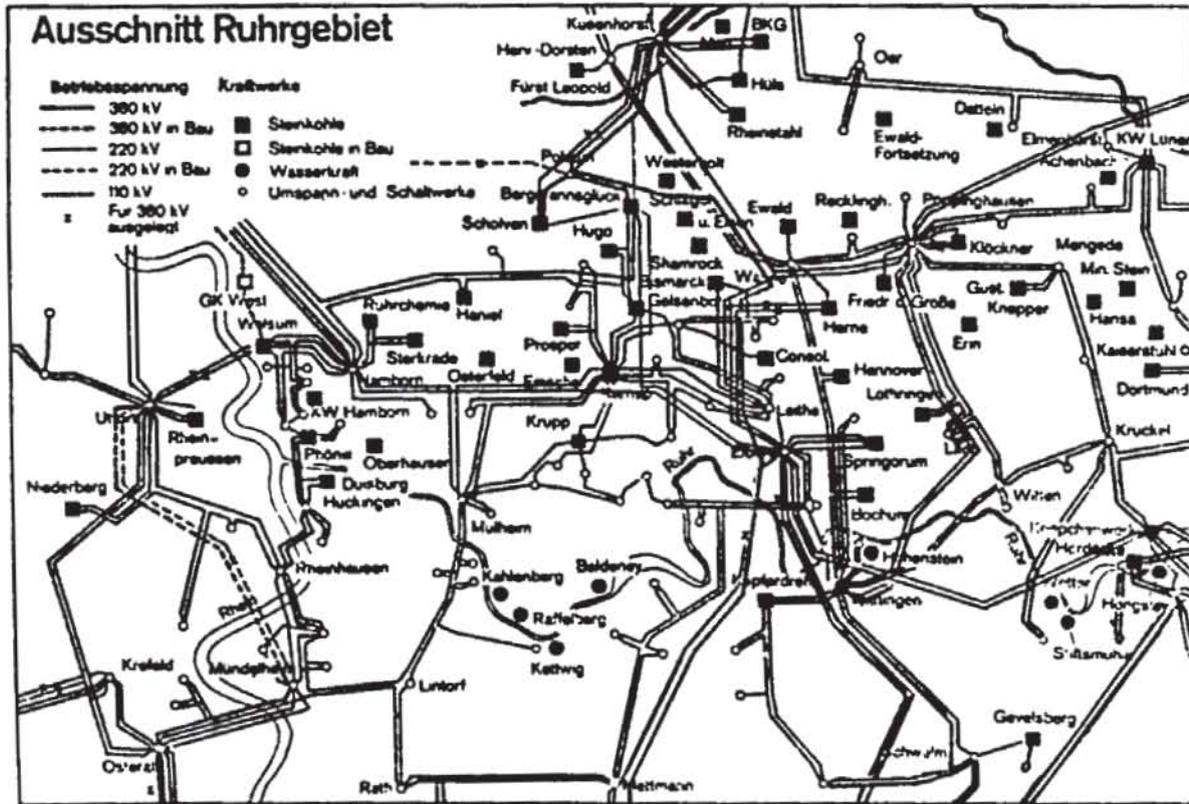


Abb. 2-57: Standorte der Kraftwerke im Rhein-Ruhr-Raum

Aufgrund der hohen Übertragungskosten (Abb. 2-60) kann man davon ausgehen, daß auch zukünftig der erforderliche Leistungszubau verbrauchernah erfolgt. 41 GW müßten dann innerhalb des Rhein-Ruhr-Raumes zugebaut werden. Bei einem günstig angenommenen Wirkungsgrad von 40 % entspräche das im Jahre 2000 einer Verlustleistung von 61,5 GW und einer Flächenbelastung von durchschnittlich  $9,924 \text{ MW}/\text{km}^2$  an Abwärme.

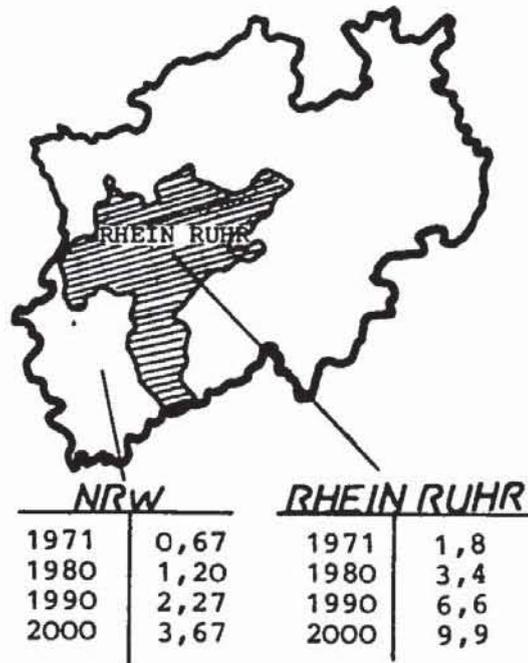
Abwärme (MW/Km<sup>2</sup>)

Abb. 2-58: Abwärme durch Kraftwerke

Die Belastung liegt um den Faktor 2,7 höher als der durchschnittliche Landeswert.

Eine solche Belastung läßt es nicht zu, daß die Elektrizitätserzeugung noch zusätzlich zu Heizzwecken gesteigert wird. Die Elektroheizung wird weiterhin auf Schwachlaststrom basieren. Der Anteil der mit Nachtspeicherheizung versorgten Haushalte hängt nicht nur von der Größe des Nachteiles ab, sondern auch von der Verteilungskapazität eines Netzes. Schon ab Lastdichten von  $10 \text{ MW/km}^2$ , was bei einer elektrischen Heizungsversorgung 1250 Wohnungen/ $\text{km}^2$  entspricht, ist aufgrund der auftretenden Verluste im Übergang von der Niederspannung zur Mittelspannungsendversorgung ( $\approx 10 \text{ kV}$ ) notwendig. Eine solche Entwicklung kann aufgrund der hohen Investitionen nur langsam fortschreiten. 13,7 % des an die Haushalte abgegebenen Stromes wird derzeit in der BRD zu Vollheizzwecken verwendet. Dies entspricht einem Anteil von 1,7 % der zu Raumheizung verwendeten Energie.

Bei gleichmäßiger Verteilung der Heizenergieabnehmer im Versorgungsgebiet können ohne größere Netzausbauten bis zu 15 % aller privaten Abnehmer in NRW mit Heizstrom versorgt werden.

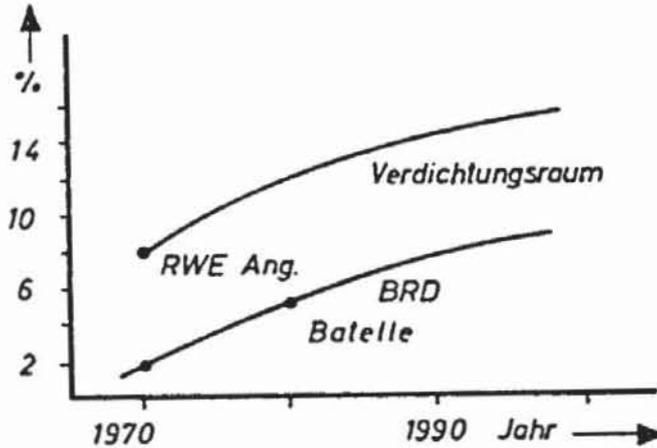


Abb. 2-59: Anteil der elektrizitätsbeheizten Haushalte

#### 2. 3. 3. 4. 2 Gasversorgung

Niedrige Schadstoffauswürfe und gute Handhabung in Verteilung und Verwendung lassen Gas zu einem gefragten Energieträger in allen Bereichen werden.

Tab. 2-18 zeigt einen Schadstoffvergleich für Klein- und Mittelfeuerungen.

Schadstoff g/GJ	Klein- und Mittelfeuerungen		
	Erdgas	Heizöl EL	Koks
SO <sub>2</sub>	4	210	710
NO <sub>2</sub>	20	35	2
CO	100	200	2800
Staub	7	25	45

Tab. 2-18: Emmissionen verschiedener Feuerungen

Der Gasferntransport ist wesentlich kostengünstiger als die Elektrizitätsfortleitung, so daß große Entfernungen zu Gasquellen den Energie und Preis nicht stark belasten.

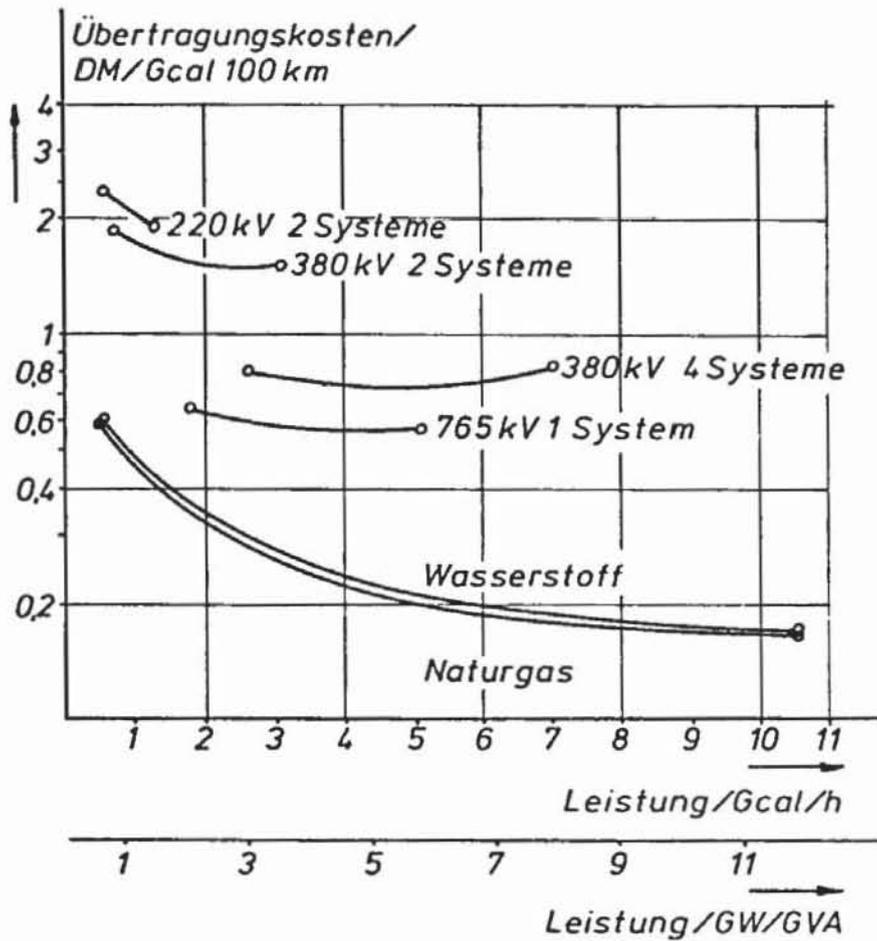


Abb. 2-60: Übertragungskosten ohne Schaltfeld und Zwischenverdichtung /2-115/

Wie vorhin gezeigt wurde, steigt mit zunehmender Belastungsdichte der Vorteil in der Nahverteilung für eine Gasversorgung. Unter dem Gesichtspunkt ständig steigender Energienachfrage verhalten sich Gasnetze flexibler.

#### 2.3.3.5 Die Möglichkeiten einer Netzerweiterung

Die Steigerungsraten der Endenergieträger Strom und Gas verliefen in der Vergangenheit so, daß bei der Elektrizität alle 9 Jahre eine Verbrauchsverdopplung eintrat, Naturgas verdreifachte sich im Verbrauch im gleichen Zeitraum.

Sehr wesentlich für die Wirtschaftlichkeit einer Energieverteilung ist es, wie flexibel ein bestehendes Netz einer erhöhten Nachfrage angepaßt werden kann.

### 2.3.3.5.1 Erweiterungsmöglichkeiten elektrischer Netze

Der spezifische Widerstand des Leitermaterials, die Temperaturfestigkeit der Isolation und der Wärmewiderstand des Erdbodens sind die begrenzenden Faktoren einer Kabelbelastung. Da die Endverteilung in Städten zu 90 % über Kabel erfolgt, brauchen Freileitungen nicht in die Betrachtung mit eingeschlossen zu werden.

Die Verlustleistung der Kabel muß über den Boden abgeführt werden, dessen Wärmewiderstand sich in Anhängigkeit der Bodenart und des Feuchtigkeitsgehaltes ändert. Die Kabelverlustleistung darf diesen vorgegebenen Wert nicht überschreiten, da durch die dann eintretende Temperaturerhöhung die Isolation des Kabels zerstört wird. Gleichzeitig darf der Boden nicht austrocknen, da dann der Wärmewiderstand zusätzlich wachsen wird. Nach Erfahrungsberichten /2-116/ stellt der Wert  $0,03 \text{ W/m}^2$  Verlustleistungsdurchtritt durch die Kabeloberfläche eine obere Grenze dar, die nur für kurze Zeit überschritten werden darf. Die Kabeloberflächentemperatur liegt dann zwischen  $40$  und  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ . Bei Dauerüberlastung kann sich der Boden nicht mehr regenerieren und trocknet aus. Da die Verluste bei gleicher Spannung und linear steigender Leistung quadratisch zunehmen, bedeutet eine Leistungsüberhöhung von 40 % schon eine Verlustverdopplung, die bei konstantem Wärmewiderstand des Bodens nach einer bestimmten Zeit zur Zerstörung führt.

Ein einmal gewählter Kabelquerschnitt bedingt daher bei konventioneller Kabeltechnik einen nur geringfügig steigerungsfähigen Leistungsdurchsatz.

Ein nachträgliches Zusammenlegen von Kabeln zur Erweiterung des Netzes ist aufgrund der Wärmeabfuhr ebenfalls problematisch. Bei mehrfacher Aufheizung des Bodens ergibt sich für das einzelne Kabel ein geringeres Temperaturgefälle, so daß die Belastung der Einzelkabel bei Beibehaltung der Manteltemperatur stark abgesenkt werden muß.

Eine Kapazitätserhöhung eines Kabelnetzes kommt, da zusätzliche neue Verlegegräben herangezogen werden müssen, fast einer Neuerstellung gleich.

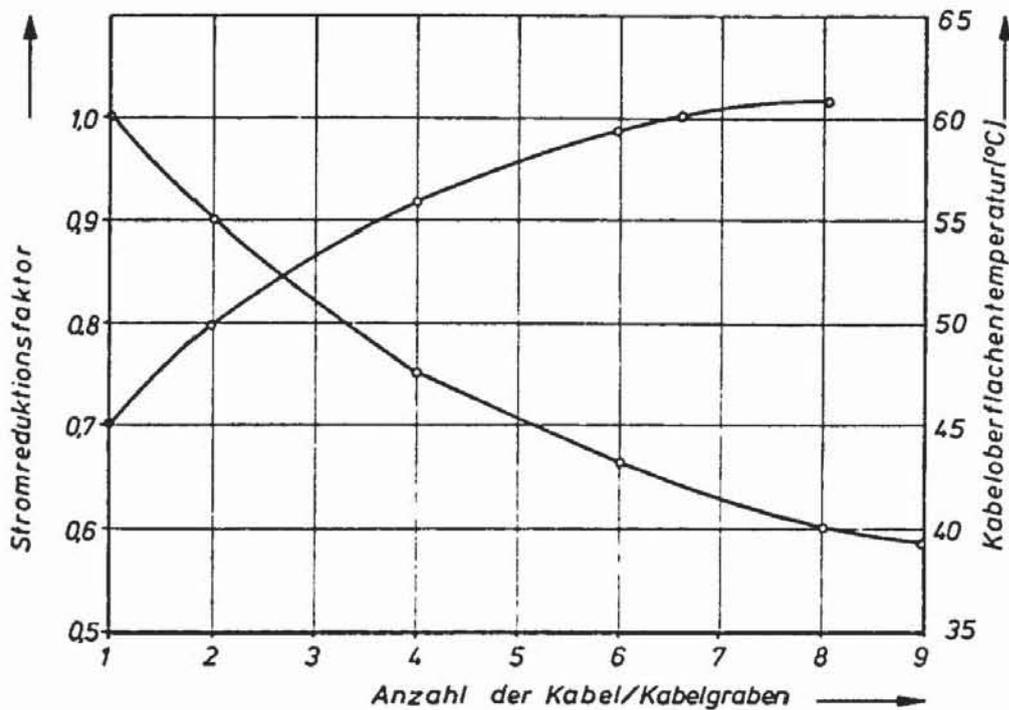


Abb. 2-61: Die Leistungsminderung bei Parallellegen von Kabeln /2-116/

### 2.3.3.5.2 Gasnetze

Die Erweiterung der Kapazität eines Gasnetzes nimmt sich dagegen problemlos aus.

Im Niederdruckbereich gilt die raumbeständige Fortleitung

$\Delta P$	zulässige Druckdifferenz
$\lambda$	Rohrreibungszahl
$l$	Leitungslänge
$d$	Durchmesser
$\gamma$	Wichte
$w$	Geschwindigkeit

Dabei stellt  $\lambda \frac{1}{d}$  die gesamte Widerstandszahl von der Einspeisung bis zum letzten Anschluß dar. Dieser Widerstand bleibt bei einer Erhöhung des Einspeisedruckes und des damit höheren zulässigen Druckabfalles unverändert, während sich  $w^2 \gamma$  erhöht.

Ein Vergleich der Geschwindigkeiten bei Niederdruck und bei erhöhtem Druck ist nur möglich, wenn man auf gleichen Zustand ( $0^\circ\text{C}$ , 760 mb) bezieht. Da die Temperatur unverändert bleibt, erhält man unter Einführung einer Konstanten C

$$\Delta P = c w_o^2 \gamma_o \frac{P_o}{P}$$

Bei erhöhtem Druck lautet die Beziehung entsprechend:

$$\Delta P' = c w_0'^2 \gamma_0 \frac{P_0}{P'}$$

Das Verhältnis der Geschwindigkeiten folgt aus der Division der Gleichungen

$$w_0' = \sqrt{\frac{\Delta P'}{\Delta P}} \sqrt{\frac{P'}{P}} w_0$$

Bei den bisher üblichen Leitungsdrücken von rund 1 bar ist eine zulässige Druckdifferenz 20 mb erlaubt. Wird ein höherer Druckabfall bei gleichem Abnehmerdruck zugelassen, muß der Einspeisedruck erhöht werden. Wird beispielsweise ein Druckabfall von  $P' = 50$  mb zugelassen, dann steht das Rohrnetz unter einem mittleren Druck von

$$P_1' = \frac{100+50}{2} = 75 \text{ mb} \longrightarrow P' = 1,075 \text{ bar.}$$

Es ist dann

$$w_0' = \sqrt{\frac{500}{20}} \sqrt{\frac{1,075}{1}} w_0 = 5,2 w_0$$

Danach kann das Leitungsnetz bei einer Druckerhöhung von 75 mbar (mittlerer Druck) mit einem 5,2-fachen Durchfluß beaufschlagt werden.

Die Leistungsfähigkeit eines Gasnetzes hängt sehr stark vom Druck ab und ist von daher ohne großen Aufwand in der Kapazität zu erhöhen.

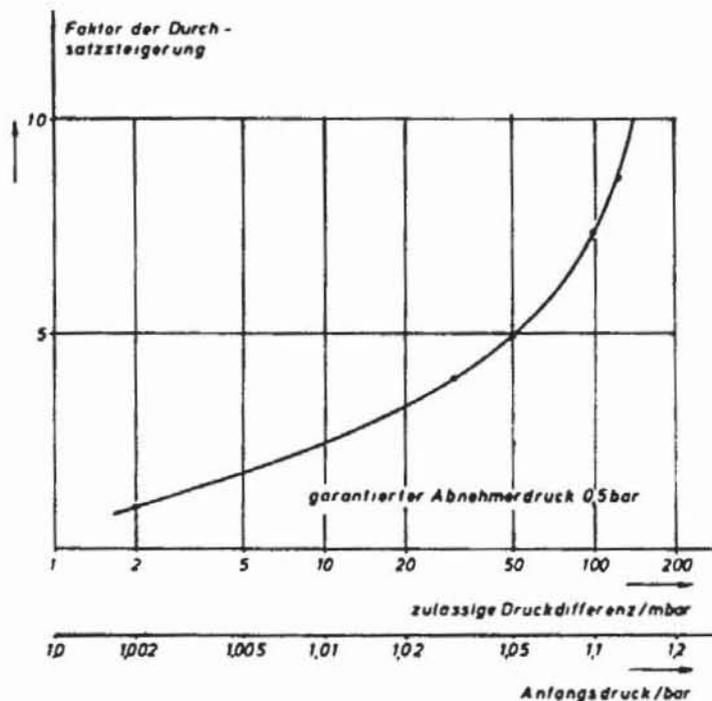


Abb. 2-62: Durchsatzsteigerung durch Druckerhöhung innerhalb des Niederdruckbereiches

2.3.3.5.3 Die Trassenbreiten

Das Heranführen der elektrischen Energie in Form von Hochleistungsübertragung wird in hochverdichteten Räumen zunehmend problematischer.

In Ballungsgebieten verdoppelt sich der Energieverbrauch alle 6 Jahre, d.h. er steigt um 80 % stärker an als die mittlere Zunahme. Die 24 Verdichtungsräume verbrauchen heute schon 50 % des Stromaufkommens auf 6,4 % der Gesamtfläche. Das bedeutet eine 10-fache Energiedichte im Vergleich zu anderen Gebieten.

	1970	1985 - 1990
mittlere Lastdichte MW/km <sup>2</sup>	2	8
maximale Lastdichte MW/km <sup>2</sup>	50 - 400	70 - 500

Tab. 2-19: Elektrische Leistungsdichten (Städte) - Länderdurchschnitt -

Nach einer Unipede-Erhebung gelten für europäische Großstädte die in Tab. 2-19 zusammengestellten Lastdichten.

In Zukunft werden aufgrund der wachsenden Lastdichten immer mehr Hochspannungsübertragungen quer durch die Ballungszentren geführt werden müssen.

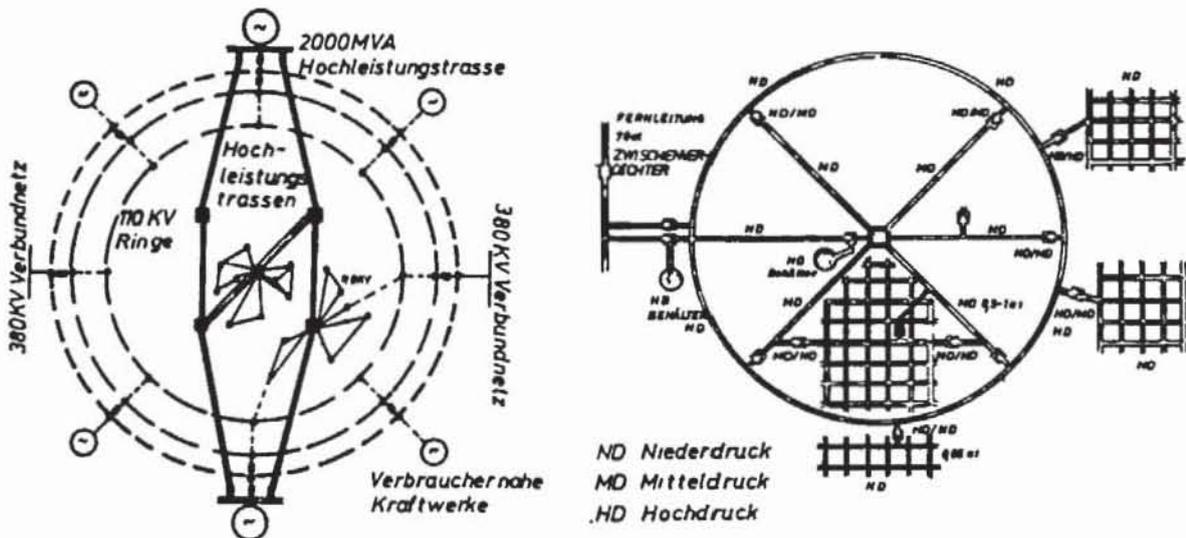


Abb. 2-63: Energieversorgung von Verdichtungsräumen durch Strom und Gas

Die Abbildungen zeigen Beispiele für eine mögliche Versorgung von Verdichtungsräumen mit Gas und Strom. Während bei der Elektrizitätsversorgung die Verteilung auf mehreren Spannungsebenen durchgeführt werden muß, genügt bei Gasen eine Flächenverteilung über ein einfaches Mitteldrucknetz (1-2 bar); die Kleinverteilung erfolgt über ein vermaschtes Niederdrucknetz.

Aufgrund der dichten Bebauung ist die elektrische Übertragung durch Freileitungssysteme nicht möglich. Die Versorgung dieser Gebiete erfolgt über Kabel, die zur Abführung ihrer Verlustleistungen, wie eben näher ausgeführt, bestimmte Böden erfordern. Damit der Boden auf die Dauer nicht austrocknet, wird in einem Bereich um das Kabel eine ungestörte Zone benötigt, die so groß bemessen sein muß, daß die Wärme ständig abgeführt werden kann.

Für einige Kabelsorten sind die spezifischen Trassenbreiten angegeben.

Kabelart	Leistung	spez. Trassenbreite
Einleiter Ölkabel		
110 kV	100 MVA	8 m/GVA
380 kV	400 MVA	4 m/GVA
380 kV gekühlt	600 MVA	2 m/GVA
400 kV SF 6		1 m/GVA

Tab. 2-20: Trassenbreiten für elektrische Kabel

Die konventionelle Kabeltechnik wird bei weiter zunehmender Leistungsdichte nicht mehr in der Lage sein, die verlangten Leistungen zu transportieren. Besonders in stark bebauten Gebieten fehlt es dem Boden an natürlicher Feuchtigkeit, so daß ein hoher Wärmewiderstand ( $100 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{cm W}$ ) zu erwarten ist. Bei schwankender Last hatte der Boden bisher immer die Möglichkeit, sich zumindest über Nacht zu regenerieren. Infolge des Dauerbetriebes durch Nachtspeicherheizungen fehlt diese Regenerierungszeit, so daß über längere Zeit der Boden austrocknet und das Kabel mit reduzierter Leistung betrieben werden muß.

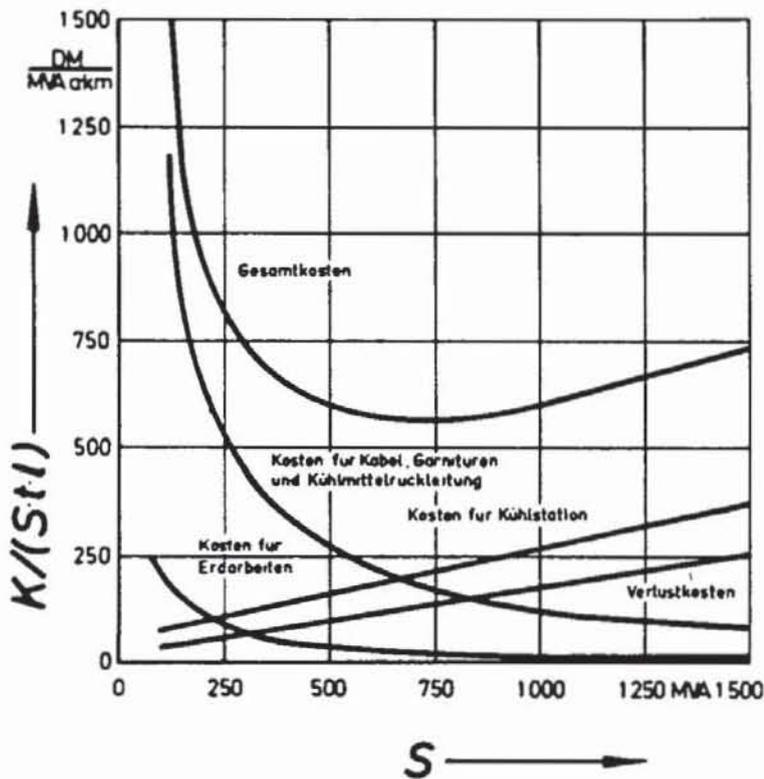


Abb. 2-64: Zusammensetzung der bezogenen Kosten eines 110 kV-Dreileiter-Kryoskabels in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung. Leiterquerschnitt  $2000 \text{ mm}^3$ , verseilter Al-Segmentleiter Kabelaußendurchmesser 413 mm /2-118/

Der Übergang zu zwangsgekühlten Kabelsystemen ist dann zumindest auf Teilstrecken unumgänglich.

Das Tieftemperaturkabel wird über Flüssigstickstoff gekühlt. Entsprechend der übertragenen Leistung und dem hydraulischen Durchmesser des Kühlmittelführungsrohres müssen in bestimmten Abständen Rückkühlanlagen gebaut werden, um die an das Kühlmittel abgegebene Verlustwärme abzuführen. Für eine Übertragungsleistung von 1000 MVA ist bei kleinstem Rohrdurchmesser ein Abstand von 2,5 km, bei größeren Rohrdurchmessern von 12,5 km erforderlich. /2-118/.

Neben der einfachen Handhabung eines Gassystems gegenüber einer anspruchsvollen Technik sind die Übertragungskosten bei Gas erheblich geringer.

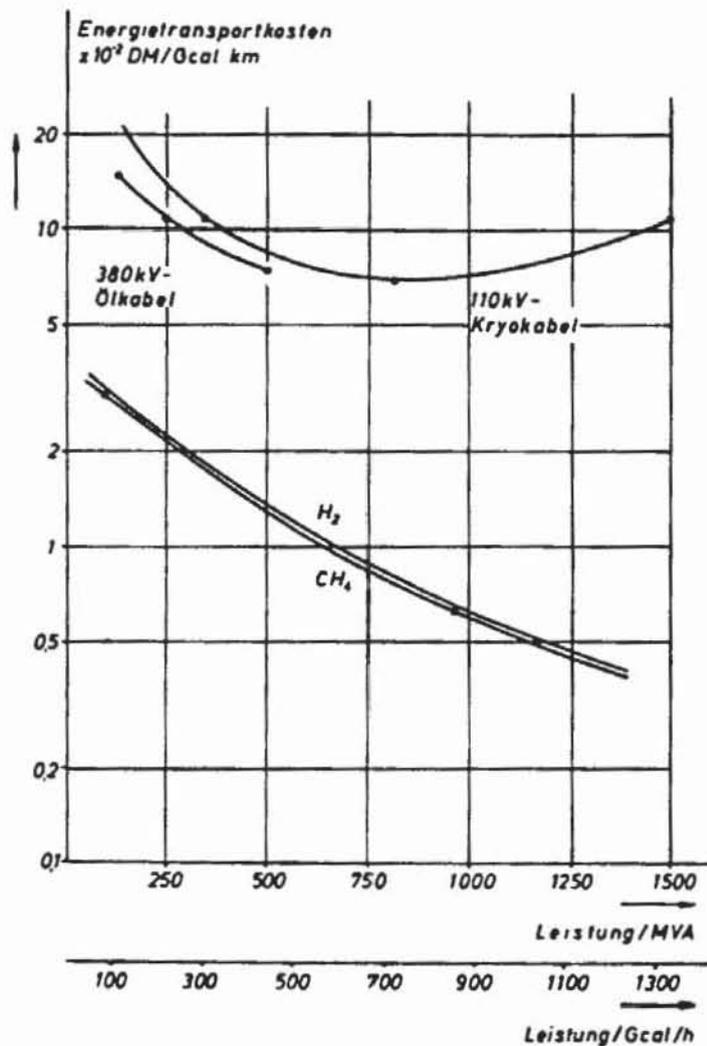


Abb. 2-65: Vergleich der Transportkosten ohne Armaturen und Endverschlüsse

### 2.3.3.6 Der derzeitige Gasverbrauch

NRW verbraucht derzeit 48 % des deutschen Gasaufkommens, 44 % des Erdgasangebotes und 56 % des Kokereigases (Tab. 2-21). Gas (Kokerei und Erdgas) ist 1971 zu 7 % am Primärenergieverbrauch der BRD beteiligt und zu 12 % am Landesverbrauch. An den verteilten  $14 \cdot 10^9$  Nm<sup>3</sup> besitzt der Sektor Haushalt und Gewerbe nur einen Anteil von 12,6 %. Die Hauptabnehmer sind in NRW besonders die Eisen- und Chemieindustrie. Sie alleine nehmen schon 52 % des Naturgases auf. 84,5 % des über die Ortsgasunternehmen verteilten Gases wird in den Verdichtungsräumen verbraucht, 77 % im Rhein/Ruhr-Gebiet. 74 % der gesamten gasversorgten Haushalte befinden sich in den Ballungszentren. Dort werden auch 45-48 % der Haushalte mit Gas versorgt, im Landesdurchschnitt 1971 33 %. 73,4 % des Haushaltsgases wird zur Raumheizung verbraucht, die restlichen Anteile zu Koch- und Backzwecken /2-119/.

Die Verbrauchsanteile von Erd- und Ferngas in NRW  $10^2 \text{ Nm}^3$  8400 kcal 1971

N R W	1 Industrie	2 ./. Verstromung	3 ./. Summe	4 ./. Haushalt Gewerbe	5 ./. 3+4 offentl. Verbrauch	6 ./. Gesamtver- teilung	Anteil am Bundesverbrauch
Direkte Erdgas Verteil.	5826	1373	7333				
Ortsgas-Verteil. Erdgas	621	320	951	1040	174	1214	
Summe	6447	1693	8140	1040	174	1214	44 %
Ferngas Direkt-verteil.	2591	725	3359				
Ortsgas Verteil.	300	15	315	730	126	856	
Summe	2891	740	3674	730	126	856	56 %
Summe Erdgas Ferngas	9338	2433	11958	1770	300	2070	48 %

Tab. 2-21: Die Verbrauchsanteile von Erd- und Ferngas in NRW  $10^6 \text{ Nm}^3$

8400 kcal 1971

Eine Steigerung des Gasangebots zur Raumheizung in Verdichtungsräumen kann, wenn dirigistische Maßnahmen vermieden werden, nur über eine Steigerung des Gasangebots erfolgen. Eine dirigistische Maßnahme wäre z. B. das Verbot der Verstromung von Naturgas. 17 % des Gasverbrauches werden derzeit in NRW in Elektrizität umgewandelt.

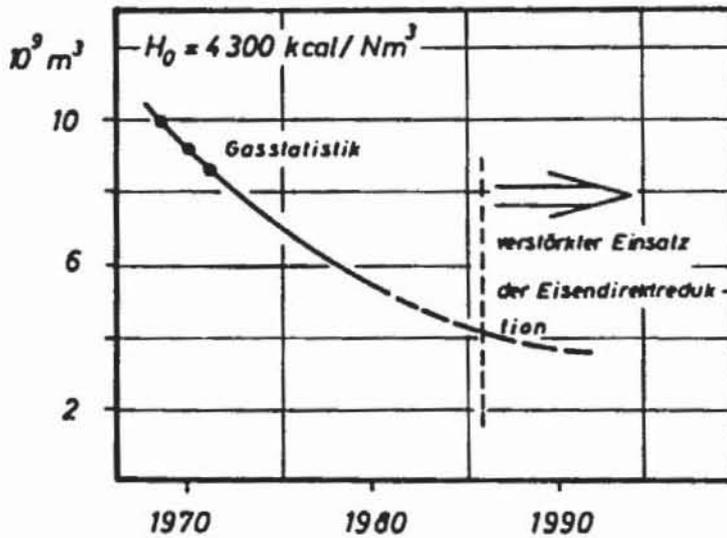


Abb. 2-66: Darbietung von Kokereigas

Aufgrund des stetigen Rückganges des Koksverbrauches bei der Verhüttung von Eisenerzen nimmt die Erzeugung von Kokereigas jährlich um 4-5 % ab. Ab 1980 wird eine verstärkte Zunahme der Eisendirektreduktionsverfahren den Rückgang noch beschleunigen, so daß in absehbarer Zeit dieser Energieträger bedeutungslos wird.

Eine Steigerung des Naturgasangebots ist nur im Rahmen der Erweiterung von Importverträgen möglich. Die eigenen Erdgasreserven liegen bei  $400 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ , so daß eine jährliche Förderung von  $20 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  schwerlich überschritten werden kann. Bei Ausschöpfung aller jetzt ersichtlichen Möglichkeiten wird Naturgas 18 % am Primärenergieverbrauch der BRD nicht überschreiten /2-120, 2-121/.

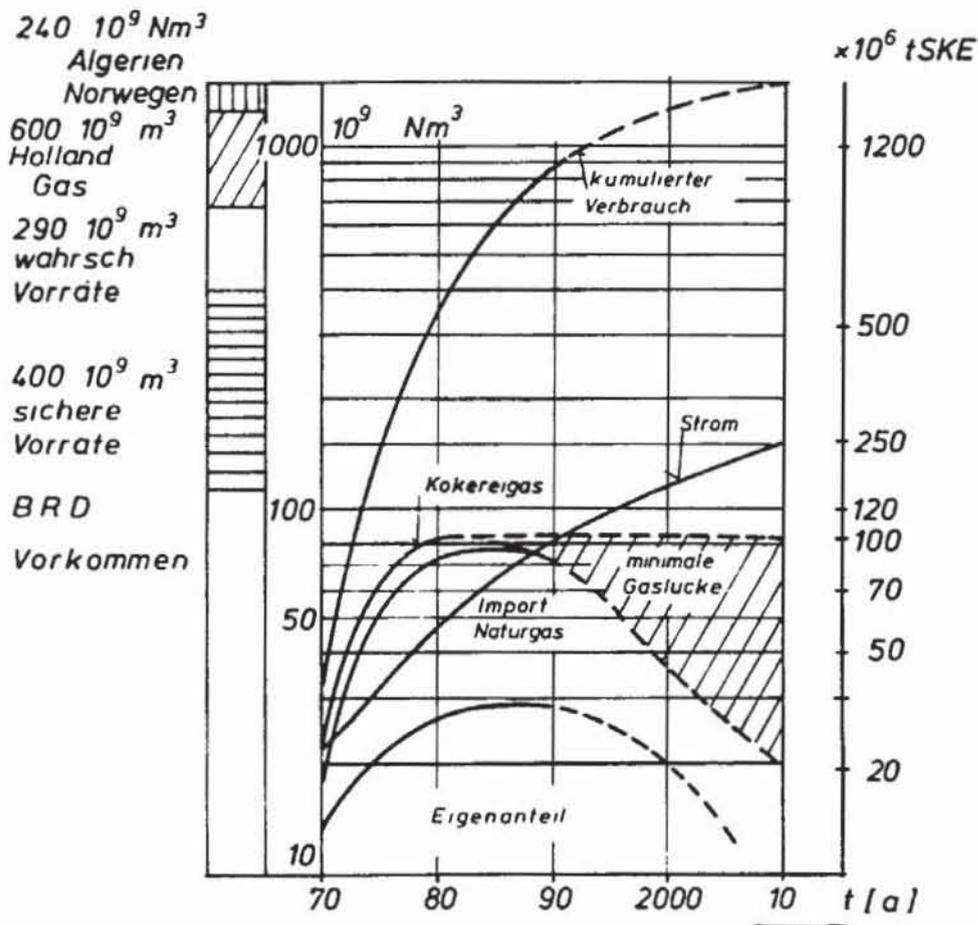


Abb. 2-67: Mögliche Gaslieferungen und deren Verbrauch in der BRD

### 2.3.3.7 Die Einsatzpotentiale für Prozeßwärme

#### 2.3.3.7.1 Methangas

Zusätzliches Gas ist nur durch die Vergasung fossiler Brennstoffe oder in Zukunft durch Wasserspaltung mit hochtemperaturiger Kernwärme möglich.

Ein Maß für im Einsatzpotential sauberer Brennstoffe bildet der Öl- und Kohleverbrauch in den Verdichtungsräumen. Geht man davon aus, daß im Mittel 84 % des leichten Heizöls in Haushalt, Gewerbe und öffentlichen Einrichtungen verbraucht werden, dann werden 1980  $12,7 \cdot 10^6$  to SKE und 1990  $16 \cdot 10^6$  to SKE im Ballungsraum Rhein-Ruhr für Raumheizung und Warmwasserbereitung benötigt.

$16 \cdot 10^6$  to SKE entsprechen einer Methangasmenge ( $H_u = 7600 \text{ kcal/Nm}^3$ ) von  $17 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$

Eine Methangaserzeugung für diese Größenordnung verlangt den Einsatz von 8 Hochtemperaturreaktoren der Größenordnung 3000 MW. Die benötigte Kohlemenge beträgt dann  $24 \cdot 10^6$  t SKE/Jahr. Die Abfallwärme des Prozesses wird zur Stromerzeugung benutzt, so daß gleichzeitig  $2704 \text{ MW}_{\text{el}}$  zur Verfügung stehen. Das entspricht 6,5 % des benötigten elektrischen Zubaus.

### 2.3.3.7.2 Wasserstoff

Nach den Erfahrungen eines Chemie-Werkes in NRW genügen der Fortleitung von Wasserstoff normale Rohrleitungsnetze.

Eine Verwendung von Wasserstoff zu Raumheizungszwecken bedingt jedoch, daß Wasserstoff in seinem Verhalten beherrschbar ist.

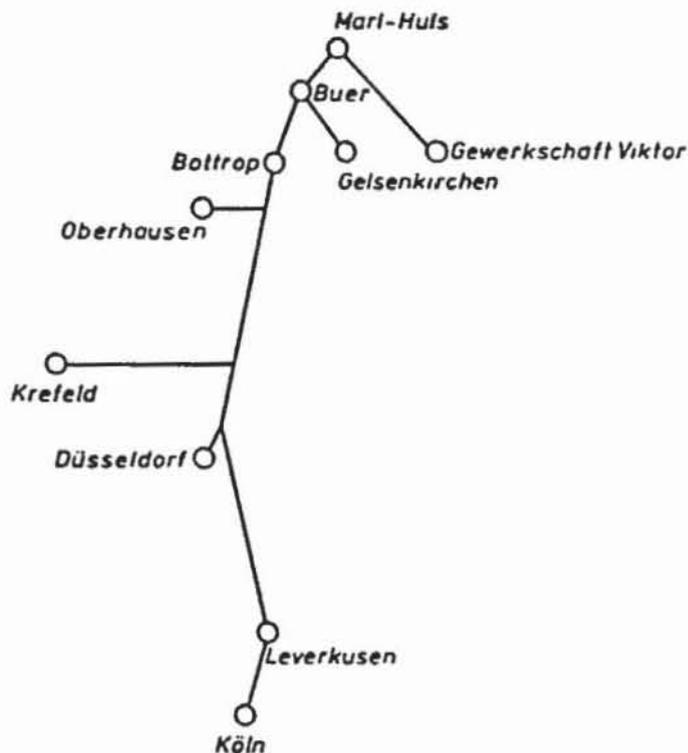


Abb. 2-68: Bestehendes Wasserstoffverbundnetz /2-122/

### 2.3.3.7.3 Sicherheitsbedingungen für eine Wasserstoffverteilung

Wasserstoff als Brenngas kann wie Natur- oder Stadtgas zur Erzeugung von Raumwärme herangezogen werden, wenn bestimmte Sicherheitsvorkehrungen entsprechend den spezifischen Eigenschaften des Wasserstoffes eingehalten werden.

Wasserstoff ist farblos, geruchlos, nicht toxisch und nicht korrosiv. Wie eingangs gezeigt, ist eine Rohrverteilung von Wasserstoff problemlos, da eine Rohrrinnenkorrosion nicht auftritt und Außenkorrosionen durch kathodische Schutzverfahren gut unterbunden werden können.

Bisher übliche Gasverluste bei Ortsverteilungsnetzen von  $10000 \text{ Nm}^3/\text{a km}$ , hervorgerufen durch nicht geschützte Rohrsysteme und undichte Rohrverbindungen, können durch Verlegen von Kunststoffrohren und geschweißten Stahlrohren mit Kathodenschutz beseitigt werden.

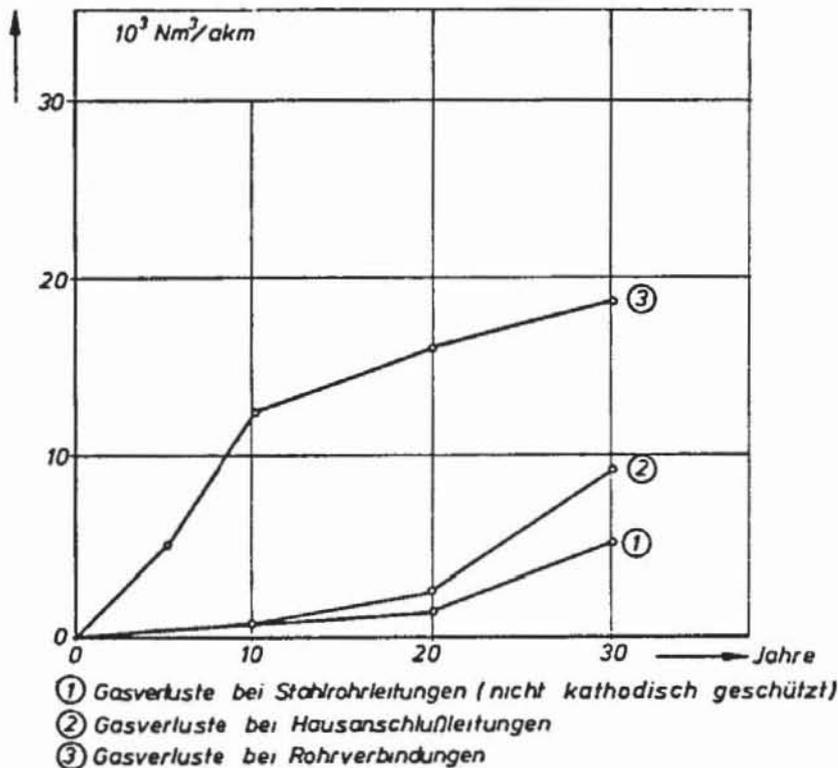


Abb. 2-69: Gasverluste in Abhängigkeit des Alters der Anlage /2-123/

Die geringe Größe des Wasserstoffmoleküls erlaubt es ihm, durch luftdichte und bisher gasdichte Abdichtungen zu entweichen, so daß einfache Rohrvermuffungen nicht mehr möglich sind. Da die Größe eines Leckflusses bei gleicher Geometrie umgekehrt proportional der Viskosität ist, entweicht bei gleichen Bedingungen ca. 40 % mehr Wasserstoff als Methangas.

Aufgrund seiner geringen Dichte besitzt Wasserstoff ein hohes Diffusionsvermögen. Bei einer Freisetzung verdünnt sich Wasserstoff in der Luft durch Diffusion derart schnell, daß z. B. nach Messungen  $18,5 \text{ m}^3$  flüssiger Wasserstoff ( $15.725 \text{ m}^3$  Gas) nach einer Minute sich zu einem nicht mehr zündbaren

Gemisch verdünnt hat /2-124/. Den gleichen Effekt nutzen Chemiewerke. Wenn durch Störungen im Prozeßablauf überschüssiger Wasserstoff entfernt werden muß, dann geschieht dies ohne Abfackeln, da aufgrund der hohen Diffusionsgeschwindigkeit des Wasserstoffs in hinreichend kurzer Zeit kein zündfähiges Gemisch mehr besteht. Einerseits verhindert diese Eigenschaft eine schnelle Entzündung des Gases, andererseits erschwert es die Lecksuche erheblich.

Eine Möglichkeit zur Erkennung des Wasserstoffgases bei Leckagen ist das Odorieren. Naturgas ist ebenfalls geruchlos und wird daher mit Tetrahydrothiopen (THT) versetzt, um den Geruch des Kokereigases zu bekommen.

Die Zündtemperatur liegt für Wasserstoff bei  $680^{\circ}\text{C}$  und liegt damit erheblich über dem Selbstentzündungsbereich der Kohlenwasserstoff-Brenngases, der sich zwischen  $200$  und  $350^{\circ}\text{C}$  befindet.

Brennstoff	untere obere Zündgrenze (%)		H <sub>2</sub> -Gehalt (%)
Wasserstoff	4	75	100
Methan	4	15	0
Propan	2,4	9,5	0
Generatorgas	35	75	15 %
Koksofengas	5	30	12 %
Wassergas	6	70	50 %
Stadtgas	6	35	44-51 %
Erdgas	4,5	13,5	0
Gichtgas	40	65	2

Tab. 2-22: Zündgrenzen von Gasen /2-125/

Tab. 2-22 zeigt die unteren und oberen Entflammbarkeitsgrenzen von Wasserstoff-Luftgemischen. Die unteren Grenzen der Entflammbarkeit liegen bei H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> eng zusammen, jedoch die oberen Grenzen differieren um 50 %. Andere Gasgemische, die seit Jahren in der Industrie verwendet werden, zeigen ähnlich große Zündbereiche. Sobald der Wasserstoff die Möglichkeit hat zu diffundieren, ist die Gefahr des weiten Entflammbarkeitsbereiches nur über eine sehr kurze Zeit existent.

Innerhalb der Entflammbarkeitsgrenzen genügt eine Zündenergie von  $0,019$  mJ, um ein stöchiometrisches Luft/Wasserstoff-Gemisch zu entzünden. Bei Abweichung von der Stöchiometrie steigt dieser Wert stark an.

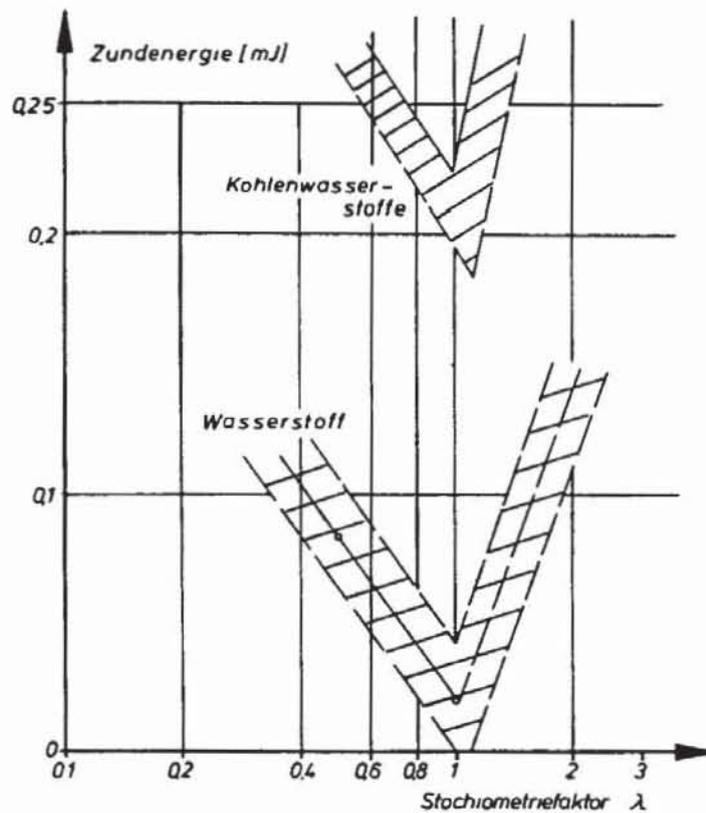


Abb. 2-70: Die benötigte Zündenergie /2-126, 2-127, 2-128/

Es ist in verstärkter Weise gegenüber der herkömmlichen Gasverteilung durch eine sorgfältige Installation und durch hinreichende Entlüftung bzw. Zwangs-entlüftung in Räumen und Schächten zu sorgen. Man wird daher nur die zentrale Hausbeheizung mit Wasserstoff betreiben können, da die Bedingungen einer guten Lüftung nicht auf jeden Raum eines Hauses übertragbar sind.

Andererseits ist es aber auch mit einfachen Mitteln möglich, durch Zumischung von Inerten oder von Gasen mit eingeschränkten Entflammbarkeitsbereichen Wasserstoff mit der gleichen Sicherheit, wie z. B. Stadtgase, zu verteilen.

Nach LE CHATELIER gilt:

$$L_{o,u} = \frac{100}{\frac{a}{A} + \frac{b}{B} + \frac{c}{C} \dots}$$

mit	L	obere, untere Zündgrenze
	a, b, c	prozentualer Gasanteil
	A, B, C	Gasart

Bei einer geringen Zumischung von Methangas wird erreicht, daß die Zündgrenzen innerhalb des für Stadtgase üblichen Bereiches liegen, die Flammengeschwindigkeiten stark absinken und die benötigte Entzündungsenergie sich verdoppelt.

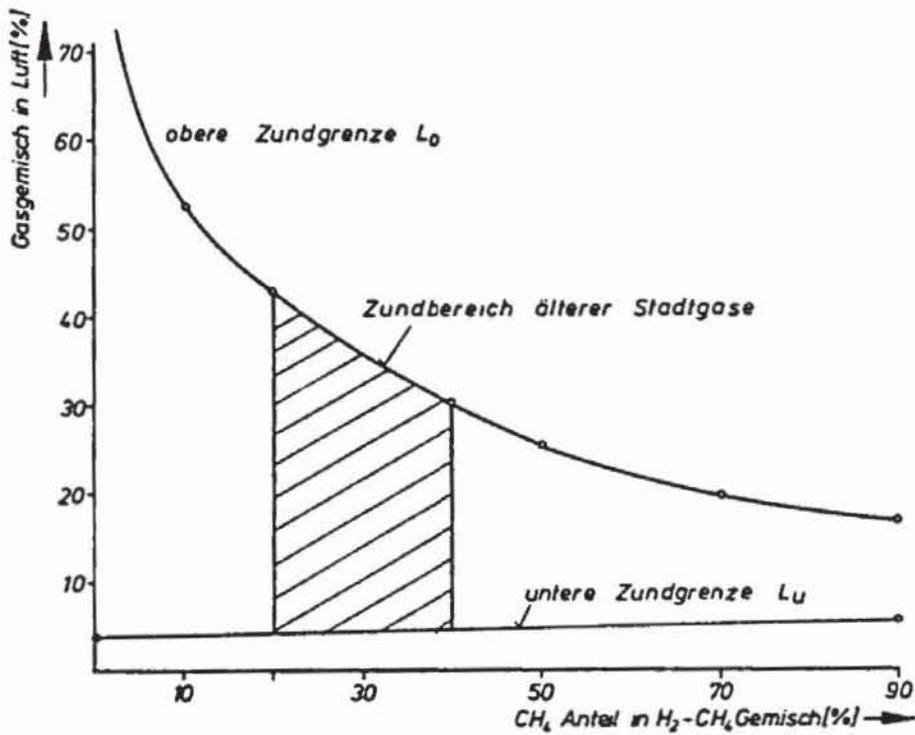


Abb. 2-71: Zündbereiche von H<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-Luftgemischen

Eine Zumischung von 20 % Methangas setzt die obere Zündgrenze auf annähernd die Hälfte herab. Die Flammengeschwindigkeit sinkt von 300 auf unter 100 cm/sec ab.

Die Beispiele zeigen, daß je nach Einsatzbereich geeignete Mittel existieren, Wasserstoff energetisch ohne überhöhtes Risiko in den Bereichen der Haus- und Industriewärme nutzen zu können.

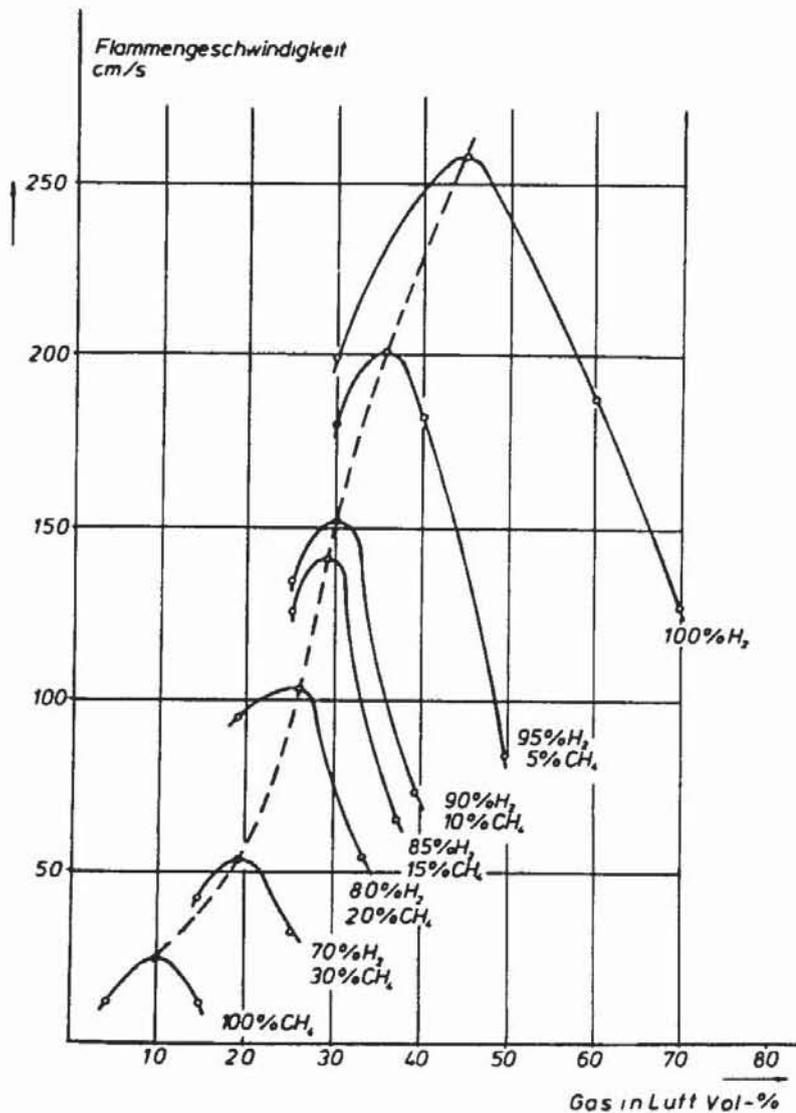


Abb. 2-72: Flammengeschwindigkeiten von  $H_2$ - $CH_4$ -Luftgemischen /2-129/

#### 2.3.3.7.4 Das Potential für Wasserstoff

Tab. 2-23 zeigt die Aufschlüsselung des Energieverbrauches für NRW nach Energieträgern und Verdichtungsräumen.

Eine Substitution durch den Energieträger Wasserstoff kann für alle angegebenen Energieträger mit Ausnahme von Strom vorgenommen werden. Unter der Voraussetzung nachgewiesener Wirtschaftlichkeit ist dieser Endenergie träger für alle Bereiche der Wärmeerzeugung interessant.

	Landesverbrauch	Verbrauch im verd.Raum
Strom	2.829	1.873
Erdgas	1.495	1.272
Stadtgas	1.026	801
Heizöl	11.797	7.754
Steinkohle	2.850	1.849
Koks	6.290	4.426
Braunkohle	5.530	3.596
	31.817	21.570

Tab. 2-23: Endenergieverbrauch in NRW in  $10^3$  to SKE (1971)

Für einen möglichen Bau derartiger Anlagen sind aus Gründen der Kostendegression für die Wärmekosten Reaktoren vorgesehen, die im Bereich von  $10 \text{ GW}_{\text{th}}$  liegen.  $10 \text{ GW}_{\text{th}}$  entsprechen bei 8000 Jahresbenutzungsstunden  $12,24 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$  Wasserstoff was einem Wärmeäquivalent von  $4,5 \cdot 10^6$  to SKE gleichkommt. Eine derzeitige Substitution von Heizöl in NRW würde dann drei Reaktoren dieser Größenordnung erfordern.

#### 2.3.3.7.5 Das Potential für Fernwärme

Für die nähere Zukunft besteht besonders für die Verdichtungsräume die Möglichkeit, Heizenergie aus Koppelprozessen als Fernwärme zu beziehen. Ein Hochtemperaturreaktor der Größenordnung  $3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  direkt gekoppelt mit einer Heliumturbine stellt  $1045 \text{ MW}_{\text{el}}$  sowie  $1300 \text{ MW}_{\text{th}}$  entsprechend  $1100 \text{ Gcal/h}$  bereit. Bei einer durchschnittlichen Benutzungsdauer von  $4000 \text{ h/a}$  werden  $0,63 \cdot 10^6$  to SKE erzeugt, so daß zur 50 % tigen Versorgung des Verdichtungsraumes ca. 13 Anlagen benötigt werden.

Bei der nuklearen Fernenergie (Transport von chemisch gebundener Energie) stellt im  $3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  Hochtemperaturreaktor  $1552 \text{ Gcal/h}$  Fernenergie (Gasgemisch) und  $880 \text{ MW}$  Nahwärme ( $750 \text{ Gcal/h}$ ) in Form von heißem Wasser zur Verfügung. Bei gleicher Benutzungsdauer und vollständiger Nutzung der Nahwärme werden zu Deckung der gleichen Wärmemenge ca. 7 Erzeugereinheiten benötigt.

Kapitel 2: Literaturverzeichnis

- /2-1/ Schwegmann, P.  
 Modellstudie über Kosten und Wirtschaftlichkeit möglicher Kombinationen von Industrieanlagen mit dem Hochtemperaturreaktor als Energiequelle  
 Jül-842-RG, April 1972  
 (Dissertation TH Aachen)
- /2-2/ Engelhardt, H.  
 Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential von Hochtemperaturreaktoren in der Industriegruppe Chemie unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten  
 Jül-966-RG, Juni 1973  
 (Dissertation TH Aachen)
- /2-3/ Eickhoff, H. G.  
 Technologische und wirtschaftliche Möglichkeiten, die sich durch den Einsatz des Hochtemperaturreaktors für die künftige Mineralölversorgung der BRD ergeben  
 Jül-1017-RG, Nov. 1973
- /2-4/ Winnacker, K., Kuchler, K.  
 Chemische Technologie Bd. 3  
 Carl Hanser Verlag, München 1971  
 K. Kamptner, Chemische Technologie des Erdöls, s. 176-348
- /2-5/ VDI-Tätigkeitsbericht 1971/72  
 Vereinigung industrielle Kraftwirtschaft Essen
- /2-6/ Zwischenberichte des Kernwärmeausschusses an der RWTH Aachen zur "Nutzung der Kernenergie zur Veredelung fossiler Brennstoffe, zur Herstellung von Stahl und von chemischen Produkten und zur Gewinnung elektrischer Energie"
- /2-7/ Schmidt, J.  
 Verfahren der Gasaufbereitung  
 VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1970

- /2-8/ Winnacker, K., Kütchler, L.  
Chemische Technologie Bd. 1  
Carl Hanser Verlag, München  
Mundo; Der Stickstoff und seine anorganische Verbindungen  
S. 624-640
- /2-9/ Schulten, R., Kugeler, K., Kugeler, M.  
Energiebedarfsrechnungen unter Berücksichtigung des Einsatzes  
von Kernreaktoren  
Energie und Technik (1970) Mai, S. 148-155
- /2-10/ Baral, W. J., Huffmann, H. C.  
Advances in Hydrocracking of Destillates  
Eight World Petroleum Congress Moskau 1971, Vol. IV, S. 119-128
- /2-11/ Galbreath, R. B., van Driesen, R. P.  
Hydrocracking of Residual Petroleum Stocks  
Eighth World Petroleum Congress Moskau 1971, Vol. IV, S. 129-138
- /2-12/ Michaelian, M. S., Schlegeris, R. J., Haritatos, N. J.  
Economic relationship between Hydrocracking and reforming  
The Oil and Gas Journal (1970) May 18, S. 72-81
- /2-13/ Hydrocracking, H. -G.  
flow-sheet  
Hydrocarbon Processing (1970) Sept., S. 170
- / 2-14/ Hellwig, K. C., Albert, S. B., Johanson, Walk, R. H.  
H-Oil- und H-Coal-Verfahren  
Brennstoff-Chemie 50 (1969) 9, S. 263-268
- /2-15/ Nelson, W. L.  
Cost of Hydrocracker plants revised  
The Oil and Gas Journal (1969) Sept. 22, S. 153-154
- /2-16/ Hilberath, F.  
Möglichkeiten und Voraussetzungen für das hydrierende Kracken  
von Mineralölen  
Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie 21 (1968) S. 531-536

- /2-17/ Nelson, W. L.  
Investment costs: Hydrocracking and Hydrogen Manufacture  
The Oil and Gas Journal (1968) July 15, S. 141-142
- /2-18/ Thorsen, D. R.  
The Seven-Year Surge in the CE Cost Indexes  
Chemical Engineering (1972) Nov. 13, S. 169-170
- /2-19/ Hüttner, R., Teggers, H.  
Die hydrierende Vergasung von Braunkohle mit Hilfe von Wärme  
aus Hochtemperaturreaktoren  
Braunkohle (1971) 4, S. 134-138
- /2-20/ Fichtner  
Beratende Ingenieure  
Wirtschaftliche Aussichten von mit Nuklearer Prozeßwärme er-  
zeugtem technischen Wasserstoff  
Studie im Auftrag des BMBW, NT 125, (1971)
- /2-21/ Höring, M, Donath, E.  
Ullmanns Encyclopädie der technischen Chemie Bd. 10  
S. 483-569  
Urban Schwarzenberg, München 1958
- /2-22/ Krönig, W.  
Katalytische Druckhydrierung von Kohlen, Teeren und Mineralölen  
Springer-Verlag, Berlin 1950
- /2-23/ Wilke, W.  
Erdöl und Kohle (1949) 2, S. 74
- /2-24/ Kölbel, H.  
Chemische Technologie, Bd. 3, S. 438-515  
Herausgeber: Winnacker-Küchler  
Carl-Hanser Verlag, München 1959
- /2-25/ Parsons, R. M.  
1968 Feasibility Report Consol Synthetic Process  
Office of Coal Research, Research and Development  
Report Nr. 45

- /2-26/ Jäckh, W.  
Probleme der Hydrierung von Kohle  
Erdöl und Kohle, Ergas, Petrochemie 23 (1970) 6, S. 334-337
- /2-27/ Pichler, H.  
Herstellung flüssiger Kraftstoffe aus Kohle  
Universität Karlsruhe  
Studie im Auftrage des BMBW
- /2-28/ Shearer, H. A.  
The COED Process plus Chair Gasification  
Chemical Engineering Progress 69 (1973) 3, S. 43-49
- /2-29/ Office of Coal Research, Commercial Process  
Evaluation of the H-Coal Hydrogenation Process,  
Dez. 1965, Contract Nr. 14-01-0001-477
- /2-30/ Office of Coal Research, Evaluation of "Projekt H-Coal",  
August 1967, PB 177068
- /2-31/ Johnson, C. A., et al  
Scale-Up in the H-Coal Process  
Chemical Engineering Progress 69 (1973) 3, S. 52-54
- /2-32/ Ullmanns Encyklopädie der Technischen Chemie Bd. 9  
Urban & Schwarzenberg, München 1957, S. 684-748
- /2-33/ Tramm, H.  
Inbetriebnahme der Ruhrchemie/Lurgi-Fischer-Tropsch-Synthese  
in Sasolburg  
Brennstoffchemie 37 (1956) 7/8, S. 117-119
- /2-34/ Hoogendoorn, J. C., Salomon, J. M.  
Sasol: World's Largest Oil-From-Coal Plant  
British Chemical Engineering (1957) June, S. 308-312
- /2-35/ Rousseau, P. E.  
The Production of Gas, Synthetic Oil and Chemicals from Low-  
Grade Coal in South Africa  
World Power Conference, Paper 158, Tokio 1966

- /2-36/ Kölbel, H., Ackermann, P.  
Großtechnische Versuche zur Fischer-Tropsch-Synthese im  
flüssigen Medium  
Chemie-Ingenieur-Technik 28 (1956) S. 381-388
- /2-37/ Kölbel, H., Ackermann, P., Engelhardt, Fr.  
Neue Entwicklungen zur Kohlenwasserstoff-Synthese  
Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie 9 (1956) S. 225-228
- /2-38/ Neuschütz, D., Barin, J., Knacke, O.  
Thermodynamische Gleichgewichte bei der Erzeugung von  
Reduktionsgasen  
Verein Deutscher Eisenhüttenleute, Düsseldorf 1970  
Betriebsforschungsinstitut, Bericht Nr. 86
- /2-39/ Kölbel, H., Schulze, J.  
Projektierung und Vorkalkulation in der chemischen Industrie  
Springer-Verlag, Berlin 1960
- /2-40/ Govaarts, J. H., Schutte, C. W.  
The use of low grade coal for the production of oil, gas, fertilizers  
and chemicals  
The Eighth World Energy Conference, Bukarest 1971, Paper 3.3-187
- /2-41/ Schulz, G., Hiller, H.  
Verfahren zur Erzeugung von synthetischem Erdgas  
Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie 26 (1973) 1, S. 11-16
- /2-42/ Kugeler, K., Kugeler, M., Nießen, H. F.  
Über die Möglichkeit der Äthylenerzeugung mit Hilfe nuklearer  
Wärme  
Jül-705-RG, 1970
- /2-43/ Vogel, H.  
Anhaltzahlen über den Elektrizitäts-Kraft- und Wärmebedarf der  
Industrie  
Anhaltzahlen 20/71  
VDEW. VIK. HEA

- /2-44/ Arends, L. C. , Thies, W. , Bruschel, H.  
Lage und Entwicklung der Höchster Kunststoffe  
Kunststoff-Berater 12/68
- /2-45/ Menges, G. , Auffenberg, D. .  
Die Kunststoffindustrie der BRD von 1960 bis 1970 im Spiegel der  
Statistik  
Kunststoffe Bd. 61, 1971 H. 9
- /2-46/ Polypropylen - der expansivste Kunststoff  
Chem. Ind. XXII / Mai 1970
- /2-47/ Seidel, H. .  
Kunststoff-Markt unter der Lupe  
Chem. Ind. XX / Januar 1966
- /2-48/ Biermann, E.  
Chemische Werke Hüls vor Investitionsstoß  
Chem. Ind. XXI / Sept. 1969
- /2-49/ Thies, W.  
Die Kunststoffproduktion der Farbwerke Höchst AG  
Pressemitteilung der Farbwerke Höchst AG
- /2-50/ Kamptner, H. K.  
Einige kritische Betrachtungen zu der Herstellung von Äthylen  
aus Erdöl-Kohlenwasserstoffen  
Vortrag in der DECHEMA - Konferenz zu dem Thema: Acetylen  
oder Äthylen als Rohstoff der Chemischen Industrie, Frankfurt  
(1968)
- /2-51/ Eisenlohr, K. H. , Naumburg, K. , Zeugel, H. G.  
Die Erzeugung von Olefinen und Aromaten aus Erdölfraktionen  
Erdöl und Kohle, 20, (1967/Nr. 2)
- /2-52/ Mosberger, E.  
Zur Problematik der Erzeugung niederer Olefine durch Mittel-  
temperatur-Pyrolyse höherstehender Kohlenwasserstoffe  
Chem. -Ing. -Technik, 43, (1971) Nr. 3

- /2-53/ Statistisches Bundesamt Wiesbaden  
Industrie und Handwerk, Reihe 3, Industrielle Produktion 1971
- /2-54/ Knoche, K. F., Schubert, J.  
Mollier-Diagramme für die Beurteilung von Kernwärmeprozessen  
zur Wasserspaltung  
VDI-Forschungsheft 549 (1972)
- /2-55/ Hardy-Grence, C.  
Decomposition Thermique de l'Eau à travers des Cycles Chimiques  
de la Famille Fe-Cl<sub>2</sub>  
Preprint EUR 4958 f
- /2-56/ Hydrogen Production from Water Using Nuclear Heat  
Commission of the European Communities, Progress Report 1-3  
EUR 4776 e (1972), EUR 4955 e (1973), EUR 5059 e (1973)
- /2-57/ Schubert, J.  
Thermische Wasserzersetzung  
Diss. RWTH Aachen, Dezember 1973
- /2-58/ Knoche, K. F., Schubert, J.  
Theoretische Untersuchung zur Erzeugung von Wasserstoff durch  
thermische Zersetzung von Wasser in Mehrstufenprozessen  
EURATOM Nr. 045-72-7 ECID
- /2-59/ Schulten, R.  
Seminarvortrag RWTH Aachen 1973
- /2-60/ Barnert, H.  
Grundlagen thermochemischer Kreisprozesse  
Jül-967-RG, Juni 1973
- /2-61/ Knoche, K. F.  
Beitrag zur Studie "Wasserstofftechnologie". In Vorbereitung.  
Studie im Auftrag des BMFT
- /2-62/ Mrocek, J. E.  
The Economics of Hydrogen und Oxygen Production by Water  
Electrolysis and Competitive Processes  
Symposium Gatlinburg, Tenn., USA, August 1968

- /2-63/      Gemeinschaftsstudie: Institut für Reaktorentwicklung der KFA  
              Jülich, STEAG Essen  
              Industriekernkraftwerk mit Hochtemperaturreaktor PR 500  
              - "Otto-Prinzip" - zur Erzeugung von Prozeßdampf  
              Jül-941-RG, April 1973
- /2-64/      Hallet, N. C.  
              Study, Cost, and System Analysis of Liquid Hydrogen Production  
              Report NASA-CR-73, June 1968
- /2-65/      Design Study of Hydrogen Production by Electrolysis  
              ACSDS 0106643 Allis Chalmers, Milwaukee, USA
- /2-66/      Hedley, B., Powers, W., Stobaugh, R. B.  
              Hydrocarbon Processing June (1970) S. 97-101
- /2-67/      Young  
              European Chem. News 27 Sept. (1968) S. 90, 92
- /2-68/      Rogerson  
              Chem. Engineering 20 Aug. (1973) S. 112-113
- /2-69/      Morrison  
              Oil Gas J. (1968) 7, S. 106-109
- /2-70/      Liebgott, Baron  
              Erdöl + Kohle (1972) Feb. S. 75-80
- /2-71/      Hedley, B. et al.  
              Hydrocarbon Processing Sept. (1970) S. 275-280
- /2-72/      Bolton, Hanson  
              Chem. Engineering Sept. (1969), S. 154-156
- /2-73/      Quartulli et al.  
              Petrol. + Petrochem. Int. Aug. (1973) S. 54-58
- /2-74/      Bohn, Th. et al.  
              Nukleare Fernwärme und nukleare Fernenergie  
              KFA-Bericht  
              Jül-1077, Juni 1974

- /2-75/ Tätigkeitsbereich 1970/71  
der Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft V I K Essen
- /2-76/ Hoffmann, W.  
Ursachen und Wirkung des Strukturwandels in der Energieversorgung  
der BRD  
Stahl und Eisen 80 (1970) Nr. 7, 2. April
- /2-77/ Wagner, H., Munde, W.  
Entwicklung des Bedarfs an Energiequellen zur Verwendung als  
Rohstoff und als Wärmeträger für die Chemische Industrie in der  
BRD  
BWK 20 (1968) Nr. 8, August
- /2-78/ Westmeier, C. A.  
Regionale Entwicklungstendenzen des industriellen Energieverbrauchs  
in der BRD bis 1975  
Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung Jg. 1969
- /2-79/ Zimmermann, K.  
Die Struktur der deutschen Chemie und ihre weitere Entwicklung  
Chem. Ind. XVIII/August 1966
- /2-80/ Rüb, F.  
Kombinierte Wärme und Krafterzeugung im Industrialbetrieb  
Energie und Technik, Januar 1970
- /2-81/ Wärme und Kraftwirtschaft der Industrialbetriebe  
Geschäftsbericht des TÜV Stuttgart  
Energie, Jahrgang 21, Nr. 11
- /2-82/ Wirtschaftliche Aussichten von mit nuklearer Prozeßwärme er-  
zeugten technischen Wasserstoff  
Fichner Beratende Ingenieure Juli 1971  
Kurzstudie im Auftrag des BMBW, NT 125
- /2-83/ Fischer, K. D.  
Energieprobleme in der Chemischen Industrie der BRD  
Chem. Ind. XVIII/Juli 1966

- /2-84/ Kratzmüller, E., Fischer, K. J.  
Die Struktur des industriellen Energieverbrauchs in der BRD bis  
1975  
Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung Jg. 1969
- /2-85/ Friedl, R., Pöttken, H. G., Risse, W.  
Die Energiewirtschaft der Stahlindustrie der BRD im Einflußbereich  
der Weltenergiewirtschaft  
Stahl und Eisen 93 (1973) Nr. 20, S. 920/27
- /2-86/ Kalla, U., Kreuzer, H. W., Ottmar, H., Pantke, H. D.  
Entwicklungsrichtungen der Stahlerzeugung  
Stahl und Eisen 90 (1970) Nr. 21, S. 1146/53
- /2-87/ Bogdandy, v. L.  
Entwicklungstendenzen in der Eisen- und Stahlindustrie  
Stahl und Eisen 92 (1972) Nr. 22, S. 1069/77
- /2-88/ Seelig, H. F.  
Stahlerzeugung ohne Koks  
VDI-Nachrichten 1972, Nr. 16
- /2-89/ Kalla, U., Lange, G. H., Pantke, H. D.  
Die Verfahren der Direktreduktion unter Berücksichtigung ihrer  
Erzversorgung  
Stahl und Eisen 91 (1971) Nr. 14, S. 809/815
- /2-90/ Heutiger Stand und Entwicklungsaussichten der Eisenschwamm-  
erzeugung  
TH Aachen, März 1971  
- unveröffentlicht -
- /2-91/ Pantke, H. D., Pohl, U.  
Purofer - technische Anwendung der Direktreduktion  
Stahl und Eisen 93 (1973) Nr. 5, S. 184-204
- /2-92/ Kugeler, M.  
Energieprognose f. d. BRD unter Berücksichtigung des Einsatzes  
von Kernwärme zur Vergasung fossiler Rohstoffe  
Jül-745-RG, KFA Jülich 1971

- /2-93/ Kugeler, M.  
Verfahren zur Direktreduktion von Eisenerz und möglicher  
Einsatz der Kernenergie  
IRE-70-21, KFA Jülich 1970
- /2-94/ Reichenbach, B.  
VDI-Zeitung, Nr. 11, 1972, S. 114
- /2-95/ Ermisch, K. u. a.  
Systemanalyse und Wirtschaftlichkeitsaspekte einer Verbundanlage  
mit Hochtemperaturreaktor zur Stahlerzeugung  
Kerntechnik 15. Jahrgang (1973) Nr. 3
- /2-96/ Wenzel, W.  
Verwendung der Kernenergie für hüttentechnische und chemische  
Prozesse  
Technische Mitteilungen 62 Jahrgang (1969) Nr. 12
- /2-97/ Hauve, R., Wapler, H.K.  
Anlagentechnik und Betriebsweise beim Einblasen von Öl in den  
Hochöfen  
Stahl und Eisen 92 (1972) Nr. 26, S. 1314-1318
- /2-98/ Liestmann, W.D., Wiemer, H.E.  
Betriebsweise und Ergebnisse an einem 45-t-Hochleistungslicht-  
bogenofen  
Stahl und Eisen 93 (1973) Nr. 6, S. 217-222
- /2-99/ Femmer, U.  
Systemtechnische Studie zur Projektplanung einer Eisenschwamm-  
anlage  
Dissertation TH Aachen 1973
- /2-100/ Wolter, F.  
Wachstum und Strukturwandel in Industrieländern - Wachstums-  
bedingungen der BRD im internationalen Vergleich -  
aus: Die Weltwirtschaft - Halbjahresbericht des Instituts für Welt-  
wirtschaft an der Universität Kiel 1971, S. 199-235

- /2-101/ Kerstan, F.  
Probleme der Rohstoffversorgung der Weltstahlindustrie in den  
siebziger Jahren  
Glückauf 106 (1970) Nr. 25, S. 1212-1215
- /2-102/ Manthey, Ch.  
Dissertation TH Aachen in Vorbereitung
- /2-103/ DIW Bericht, Entwicklung des Energieverbrauchs in NRW
- /2-104/ Stat. Jahrbuch NRW 1972
- /2-105/ Stat. Jahrbuch deutscher Gemeinden  
Deutscher Städtetag 59. Jg. 1972
- /2-106/ Statistische Berichte des stat. Landesamtes NRW  
a) Die Industrie in den kreisfreien Städten und Kreisen NRW  
b) Die Industrie in NRW 1971. Landesergebnisse Düsseldorf 1972
- /2-107/ Beiträge zur Statistik des Landes NRW  
Die Industrie in NRW 1970  
Stat. Landesamt NRW Düsseldorf 1972, Heft 289
- /2-108/ Landesentwicklungsplan des Landes NRW  
Stat. Landesamt Düsseldorf 1971
- /2-109/ Georgie, H. W.  
Untersuchung der SO<sub>2</sub> Konzentrationsverteilung einer Großstadt in  
Abhängigkeit von Meteorologischen Einflußgrößen  
Berichte des Instituts für Meteorologie und Geophysik  
Universität Frankfurt Nr. 14 (1969)
- /2-110/ Kohler, A., Fleck, W.  
Konzentration gasförmiger Luftverunreinigungen in belasteten und  
reinen Gebieten  
Staub, Reinhaltung der Luft 29 (1969)
- /2-111/ Reine Luft für morgen, Utopien und Wirklichkeit  
Minister für Arbeit, Gesundheit, Soziales des Landes NRW  
Düsseldorf 1972

- /2-112/ Lipken, H.  
Wirtschaftliche Netzformen städtischer 10 kV und 110 kV Netze  
Elektrizitätswirtschaft Heft 22, Okt. 1972
- /2-113/ Burchard, H. J. , Sreicher, H.  
Analyse der Struktur und Entwicklung des Energieverbrauchs im  
Sektor Haushalte in der BRD  
Brennstoff - Wärme - Kraft 23 (1971) Nr. 6  
Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöl, Chemie, 1971
- /2-114/ Kolar, I.  
Die Bedeutung des Erdgases für die Reinhaltung der Luft  
Wärme Band 78, Heft 1, 2
- /2-115/ Hofmann, A.  
Hochspannungsübertragung heute und morgen  
ETZ Bd. 92 (1971) Heft 12
- /2-116/ Heinemann, H. J.  
Kabelerwärmung und Bodenaustrocknung  
F. und G Rundschau, Heft 54 1967
- /2-117/ Leber, R.  
Entwicklungslinien in der Energieverteilung  
Technische Mitteilungen AEG Telefunken 61 (1971) Heft 1
- /2-118/ Düring, K. , Heller, I. , Hofmann, A. u. a.  
Technische und wirtschaftliche Aspekte von Kryokabeln  
Jül-938-TP März 1973
- /2-119/ 93. Gasstatistik für die BRD 1971, VGW Frankfurt/Main
- /2-120/ H. V. Hark  
Die Erdöl- und Erdgasexploration in der BRD nach Unterlagen der  
Erdölgesellschaften, Erdöl Kohle Juli 1972
- /2-121/ Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Sept. 1972  
Mittelfristige Vorausschau und Orientierung für die Gasversorgung  
der Gemeinschaft

- /2-122/ Isting, Chr.  
Stofftransport von Chemieprodukten durch Pipelines  
Erdöl, Kohle, Erdgas, Petrochemie, Januar 1970
- /2-123/ Jung, H.  
Wirtschaftliche Bedeutung der verschiedenen Gasverlustquellen und  
Aufwand für Abdichtungsmaßnahmen  
Gas, Wasser Fach, 112 (19. ) Nr. 11
- /2-124/ Rosen, B.  
Hydrogen Leak and Fire Detection  
NASA NAS 8-5604 1970
- /2-125/ Schuster, F.  
Grenzen der Austauschbarkeit von Brenngasen  
BWK 1960 Nr. 6
- /2-126/ Anon  
Hydrogen Handbook Tr-60-19 AFFTC  
Arthur D. Little Co., 1960
- /2-127/ Grumer, J.  
Principles for Safe Handling of Liquid Hydrogen  
Techn. Report SNC 21 Bureau of Mines, Pittsburgh, Pa, 1967
- /2-128/ Wintraub, A.  
Control of Liquid Hydrogen Hazards at Experimental Facilities  
HASL-160 Health and Safety Laboratory, New York Operations  
Office AEC 1965
- /2-129/ Günther, R.  
Vorlesung Feuerungen und Dampfkessel  
TH Karlsruhe 1961

Kapitel 3

- 3. Betriebswirtschaftliche Untersuchungen
- 3.1 Betriebswirtschaftliche Aspekte des HTR-Einsatzes in der Chemischen Industrie
  - 3.1.1 Aussagen von Wirtschaftlichkeitsvergleichsrechnungen zwischen HTR und einem Ölkraftwerk
    - 3.1.1.1 Anmerkungen zu einem Vergleich statischer Herstellkosten
    - 3.1.1.2 Kurzdarstellung und Resultate eines Vergleichs auf der Basis der dynamischen Investitionsrechnung
      - 3.1.1.2.1 Voraussetzungen des Vergleichs
      - 3.1.1.2.2 Ergebnisse und Schlußfolgerungen
  - 3.1.2 Die Wirkungen des HTR-Einsatzes auf die Herstellkosten wesentlicher, in NRW angewandter Verfahren der Großchemie
    - 3.1.2.1 Darstellung der ausgewählten Verfahren
    - 3.1.2.2 Das Ausmaß der Herstellkostensenkung durch den Einsatz nuklearer Energie
    - 3.1.2.3 Der Einfluß von Preissteigerungen konventioneller und nuklearer Kraftwerksinvestitionen auf die Kostensituation eines Modellkomplexes der Großchemie
- 3.2 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen des HTR-Einsatzes in der Eisen- und Stahlindustrie
  - 3.2.1 Eisenschwammerzeugungskosten
  - 3.2.2 Stahlerzeugungskosten

Verzeichnis der Abbildungen zu Kapitel 3

- Abb. 3-1: Vergleich der Kostenstrukturen eines HTR-PR 500 und eines Ölkraftwerks bei besonderer Berücksichtigung der Jahresauslastung
- Abb. 3-2: Vergleich der Ausgabenstrukturen eines HTR-PR 500 und eines Ölkraftwerks
- Abb. 3-3: Die Eigenkapitalertragswertfunktionen unter Berücksichtigung 20-60 %-iger Preissteigerungen der Anlageninvestition im Kraftwerksvergleich
- Abb. 3-4: Modell eines integrierten Chemiekomplexes
- Abb. 3-5: Parameterstudie über den Einfluß der Energiekosten auf die Jahreskosten des Chemiekomplexes bei Energie- und Baupreissteigerungen
- Abb. 3-6: Eisenschwamm- und Stahlerzeugungskosten (bei 1 Mio t/a Kapazität, einschl. Infrastruktur)

Verzeichnis der Tabellen zu Kapitel 3

Tab. 3-1: Die Anteile der Herstellkosten bei konventioneller Energieversorgung

Tab. 3-2: Die Anteile der Herstellkosten bei nuklearer Energieversorgung

### 3. BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE UNTERSUCHUNGEN

#### 3.1 Betriebswirtschaftliche Aspekte des HTR-Einsatzes in der Chemischen Industrie

Eine betriebswirtschaftliche Beurteilung der Eignung und Auswirkung des HTR-Einsatzes in der Chemischen Industrie hat von aufwands- und ertragsbezogenen Überlegungen auszugehen. Technische Eleganz der gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Strom sowie versorgungssicherheits- und ökologische Aspekte werden nicht mehr isoliert und mit Hilfe physikalischer Größen gemessen, sondern alle Einflußgrößen werden durch die Einführung des Geldmaßstabes in einem Rechenschritt bewertet.

Ein kurzfristiger Ausdruck dieses gemeinsamen Nenners ist das Verhältnis: Bewerteter periodischer Güterverzehr zu Erstellung der (betrieblichen) Leistung, d. h. das Verhältnis Kosten zu Erlös. Ein anderer langfristiger Ausdruck ist das Verhältnis Einnahmen zu Ausgaben, wobei die gesamten über die Lebensdauer eines Investitionsobjektes zu erwartenden Einnahmen sowie die gesamten zu erwartenden Ausgaben in den Kalkül einbezogen werden müssen. Anhand von Vergleichsrechnungen, die sowohl in dem zuerst skizzierten leistungswirtschaftlichen Bereich, als auch auf dem finanzwirtschaftlichen Sektor zwischen HTR und einem konventionellen (Öl-) Kraftwerk durchgeführt wurden, lassen sich Aussagen treffen über die derzeitige Eignung des HTR zum Einsatz in der Chemischen Industrie.

##### 3.1.1 Aussagen von Wirtschaftlichkeitsvergleichsrechnungen zwischen Hochtemperaturreaktor und einem Ölkraftwerk.

###### 3.1.1.1 Anmerkungen zu einem Vergleich statischer Herstellkosten.

Den bisher aktuellsten Beitrag über die betriebswirtschaftliche Eignung des HTR als kombiniertes Strom-Dampf-Kraftwerk liefert eine Studie /3-1 /, in der ein Wirtschaftlichkeitsvergleich auf der Grundlage spezifischer Herstellkosten mit einem konventionellen Ölkraftwerk (OKW) gleicher Leistung durchgeführt wird. Die Grundlagen und Daten des Vergleichs (alle Frühjahr 72) sind in dieser Studie beschrieben. Die wesentlichen Aussagen des Vergleichs lassen sich folgenden Diagrammen entnehmen:

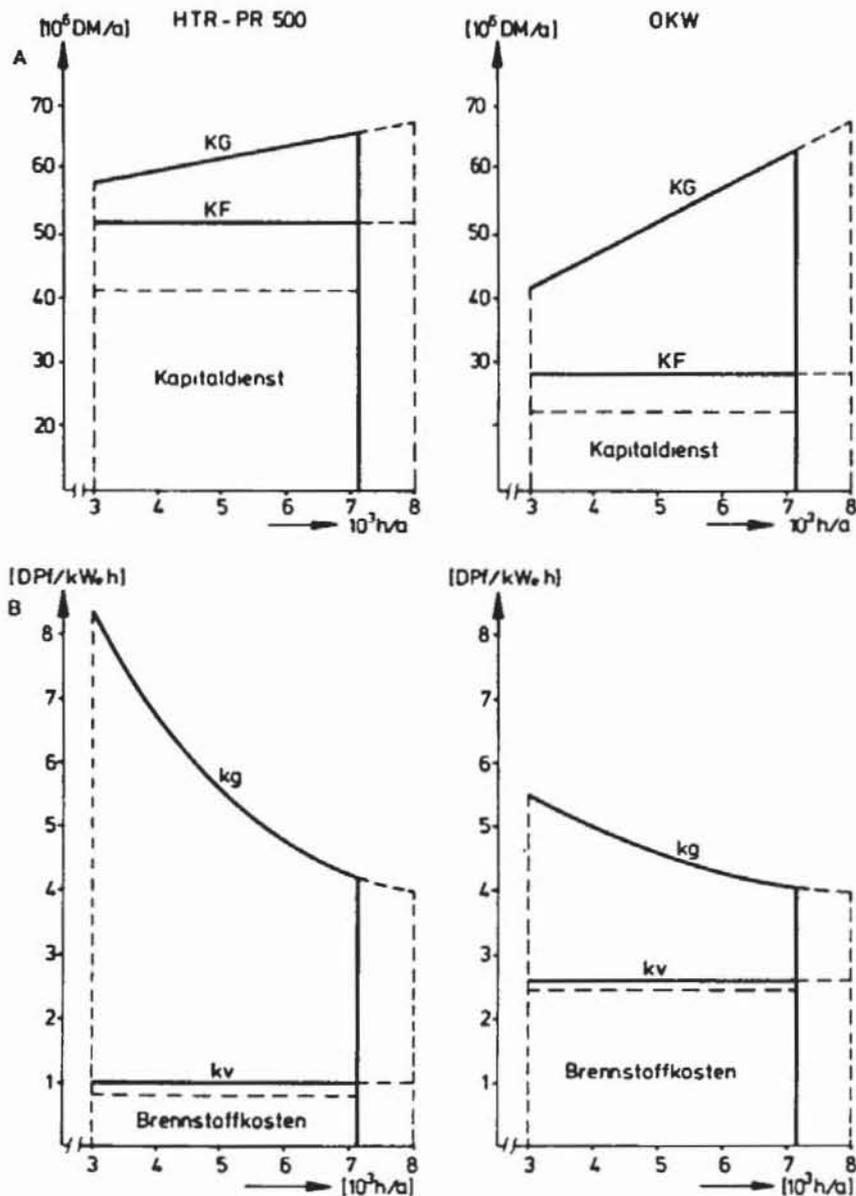


Abb. 3-1: Vergleich der Kostenstrukturen eines HTR-PR 500 und eines Ölkraftwerks bei besonderer Berücksichtigung der Jahresauslastung.

Im linken Teil der Diagramme ist das Kostenverhalten des HTR, PR-500 in Abhängigkeit von Beschäftigungsschwankungen dargestellt, im rechten Teil entsprechend dasjenige des OKW.

Aus der Gesamtjahreskostendarstellung (KG) im Teil A des Bildes wird die unterschiedliche Kostenstruktur beider Kraftwerke deutlich: Die leistungsabhängigen Kosten (KF) betragen unter Zugrundelegung einer Jahresausnutzungsdauer von 7200 h beim HTR ca. 75 % der Gesamtkosten, beim Ölkraftwerk dagegen nur ca. 32 %. Hauptkostenart dieses Kostenblocks ist in beiden Fällen der Kapital-

dienst. Für den HTR übt diese Kostenart den bei weitem größten Einfluß auf seine Herstellkosten aus. Teil B des Bildes zeigt die Herstellkosten, bezogen auf  $1 \text{ kW}_e \text{ h}$ .

Hier wird die unterschiedliche Struktur beider Kraftwerke in bezug auf die Brennstoffkosten deutlich. Ca. 66 % der gesamten Produktionskosten des Ölkraftwerkes entfallen auf die (variablen) Brennstoffkosten, hingegen sind es nur 20 % beim HTR. Bei einer Benutzungsdauer von 7200 h/a kostet die Kilowattstunde des HTR 4,09 DPf. Sie ist damit ca. 7 % teurer als diejenige des ÖKW, das unter der Annahme eines Preises von 100 DM/t entschwefeltes Heizöl Kondensationsstrom zu  $3,82 \text{ DPf/kW}_e \text{ h}$  erzeugt.

Diese spezifischen Herstellkosten und auch die Herstellkostendifferenzen gelten nur für die angegebene Jahresausnutzungsdauer (!). Das sehr unterschiedliche Kostenverhalten beider Kraftwerke gegenüber Beschäftigungsschwankungen kann aus den Degressionskurven abgelesen werden. Bei Vollaustattung (ca. 8000 h/a) sind Kostenunterschiede praktisch nicht mehr vorhanden. Im Teillastbetrieb (3000-5000 h/a) führen die vergleichsweise hohen beschäftigungsabhängigen Kosten des HTR zu einer wesentlich höheren Progression bei den Stromerzeugungskosten als beim Ölkraftwerk.

Wie sind die Ergebnisse dieser Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zu interpretieren?

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung auf der Basis von Herstellkosten trägt ihrem Wesen nach kurzfristigen, produktionsorientierten Charakter. Die Kenngröße  $\frac{\text{DPf}}{\text{h}} \times \frac{1}{\text{kW}_e}$  ist Ausdruck des innerhalb eines Zeitintervalls bewerteten Faktoreinsatzes für eine gegebene technische Ergiebigkeit eines Aggregates.

Nicht berücksichtigt werden in dieser Rechnung zukünftige Preisveränderungen, sowohl im Faktoreinsatzbereich (hier beim Heizöl) bei den Arbeitslöhnen, als auch bei den erzeugten Gütern Strom und Dampf. Der in der zitierten Studie durchgeführte Vergleich ist nicht nur starr (7200 h/a), sondern auch statisch durchgeführt. Ein Investor in derart kapitalintensive Aggregate, die erst nach langen Zeitperioden zu Rückflüssen des eingesetzten Kapitals führen, muß jedoch Erwartungen über die zukünftigen Entwicklungen der Kosten- und Erlöse in seine Planungen einbeziehen, da sie die Wirtschaftlichkeit beider Aggregate, über den gesamten Planungszeitraum gesehen, entscheidend beeinflussen können. Insbesondere wird er sich angesichts der um den Faktor 2,8 höheren Anfangsinvestitionssumme des HTR Gedanken über die optimale Verteilung der ihm für seine

Investitionsplanungen insgesamt zur Verfügung stehenden Mittel machen. Tatsächlich hat er auch nur die Wahl zwischen beiden Aggregaten, wenn er die Mittel für den kapitalintensiveren HTR aufbringen, bzw. einen Teil der Anlage fremdfinanzieren kann. Werden Anlagen fremdfinanziert, so müssen auch steuerliche Gesichtspunkte hinsichtlich ihrer Auswirkung berücksichtigt werden. Diese Überlegungen läßt die Art des leistungswirtschaftlich durchgeführten Vergleichs nicht zu.

Als Ergebnis der Untersuchung sind drei ökonomisch wesentliche Schlußfolgerungen festzuhalten. Erstens, die kurzfristige Wirtschaftlichkeit des OKW wird vor allem durch die Entwicklung des Heizölpreises bestimmt. Zweitens, die Wirtschaftlichkeit des HTR hängt entscheidend ab von dem bis zum Betriebsbeginn einzusetzenden Kapitalbetrag. Drittens, der Wert des spezifischen Herstellkostensatzes ( $\text{DPf/kW}_e\text{h}$ ) ist nur ein kurzfristig gültiger und damit bedingt geeigneter Maßstab eines Wirtschaftlichkeitsvergleichs zwischen Kraftwerken.

### 3.1.1.2 Kurzdarstellung und Resultate eines Vergleichs auf der Basis der dynamischen Investitionsrechnung

#### 3.1.1.2.1 Voraussetzungen des Vergleichs

Es wurde daher ein anderer Maßstab für den Wirtschaftlichkeitsvergleich herangezogen. Die beiden Kraftwerke werden hier als zwei sich gegenseitig ausschließende Investitionsobjekte aufgefaßt.

Für einen derartigen Investitionsvergleich müssen folgende Voraussetzungen gegeben sein/ 3-2/:

- a) Das anfängliche Eigen- und Fremdkapital der beiden Investitionen ist gleich hoch.
- b) Der Untersuchung liegt ein einheitlicher Planungszeitraum zugrunde.
- c) Die Bindung des eingesetzten Kapitals ist während der Laufzeit gleich.

Die Voraussetzungen eines isolierten Wirtschaftlichkeitsvergleichs kann eine Methode der dynamischen Investitionsrechnung, die Kapitalwertmethode, erfüllen.

Die allgemeine mathematische Darstellung des Kapitalwertes / vgl. z. B. 3-2, 3-3 / zielt ab auf die Quantifizierung und Abdiskontierung zukünftiger Periodenüberschüsse (auch -überschüsse), die ein Investitionsobjekt über seine gesamte Laufzeit zu erzielen verspricht. Der positive Kapitalwert ist daher der Vermögenszuwachs, den die anfängliche Ausgabe für die Gesamtinvestition unter Zugrundelegung einer vorgegebenen kalkularischen Verzinsung erwirtschaftet. Er wird daher in Geld-

einheiten ohne Zeitbezug gemessen. Im Investitionsvergleich kann über die Höhe des Kapitalwertes die betriebswirtschaftlich sinnvollste Alternative in bezug auf die Gesamtinvestition ermittelt werden.

Bei Investitionsentscheidungen interessiert jedoch häufig nicht so sehr Vermögens- und Ertragswert der gesamten Investition, sondern die Verzinsung, bzw. die Vermögenszunahme, die durch die vom Investor tatsächlich aufgewendeten eigenen Mittel, d. h. durch das Eigenkapital erzielt werden. Hierüber kann die Kapitalwertformel ohne Modifizierung keine Antwort geben. Es wurde daher ein erweiterter Ansatz entwickelt, der Gesichtspunkte der Finanzierung und des Ausfallrisikos in die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen miteinbezieht. Die Kapitalwertformel kann umgeformt werden in:

$$K_{EK} = \sum_{t=1}^n \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t} + \frac{R(n)}{(1+i)^n} - \frac{FKT(n)}{(1+i)^n} - EK [DM]$$

$K_{EK}$		Eigenkapitalertragswert (Vermögenszuwachs des Eigenkapitals)
$E(t), A(t)$	DM/a	Einnahmen bzw. Ausgaben der Periode t
$R(n)$	DM	Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer
$FKT(n)$	DM	Etwaiges dann noch rückzahlbares Fremdkapital
$EK$	DM	zu Beginn der Investition eingesetztes Eigenkapital
$i$	1/a	Kalkulationszinsfuß

Die hier vorgenommene Umformung der Kapitalwertformel ergibt als Zielgröße den Vermögenszuwachs des eingesetzten Eigenkapitals. Mit dieser Zielgröße als Maßstab wurde ein dynamisches Investitionsvergleichsmodell zwischen einem konventionellen Ölkraftwerk und dem HTR-PR 500 erarbeitet. Die Ergebnisse wurden mit Hilfe eines Computerprogramms errechnet. Auf eine Wiedergabe der Gleichungen wird an dieser Stelle verzichtet. Sie sind in /3-4/ ausführlich dargestellt.

### 3.1.1.2.2 Ergebnisse und Schlußfolgerungen

Die Ergebnisse der Rechnungen lassen sich mit Hilfe von Diagrammen anschaulich wiedergeben. Abb. 3-2 zeigt die unter den Prämissen:

- Eigenkapitaleinsatz	100	$10^6$ DM
- Rate der jährlichen Uranpreissteigerungen	6	%
- Rate der nominalen jährlichen Lohnsteigerungen	9,5	%
- Rate der jährlichen Heizölpreissteigerungen	3	%

- Zinssatz der Differenzinvestition	20	%
- Kondensationsstrompreis	6	DPf/kW <sub>e</sub> h
- Heizöl-S Preis Ende 1973	140	DM/t

zu erwartenden Einnahmen- und Ausgaben beider Kraftwerke während des Betrachtungszeitraumes.

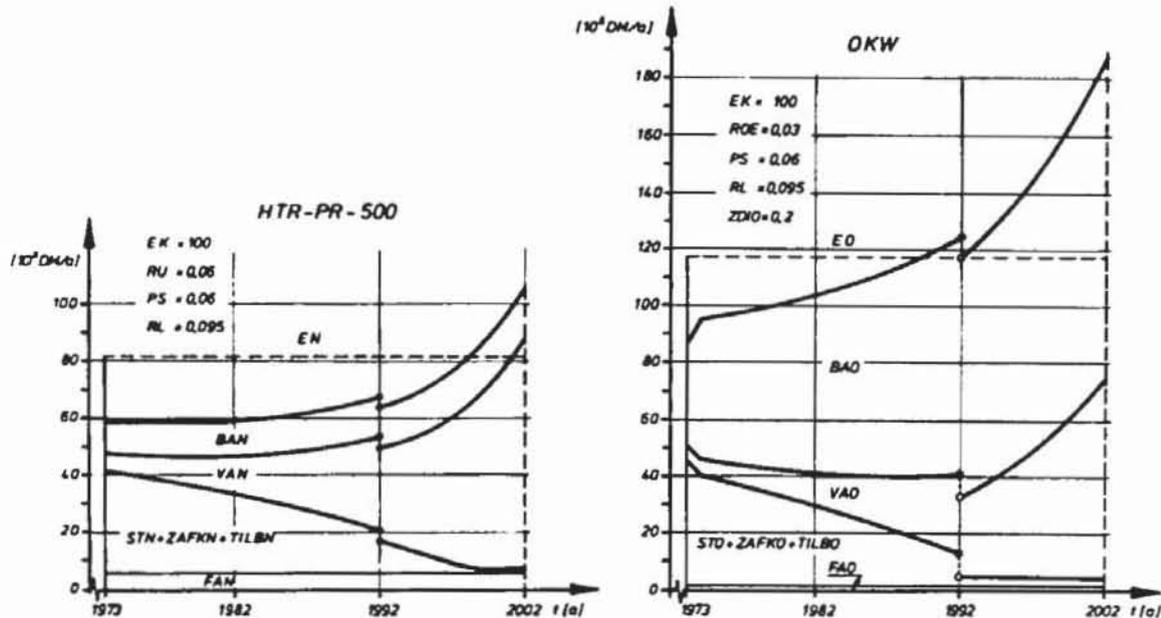


Abb. 3-2: Vergleich der Ausgabenstrukturen eines HTR-PR 500 und eines Ölkraftwerks

Die degressiven Ausgaben (GESTN + ZAFKN + TILB, bzw. GESTO + ZAFKO + TILBO) setzen sich aus Kapital-, Vermögen- und Ertragsteuern zusammen sowie aus Zinsen für das aufgenommene Fremdkapital und aus den 20 Jahre lang konstanten Tilgungsraten. Zinsen und Tilgungsbeträge fallen voraussetzungsgemäß nach diesem 20 Jahren weg. Dies führt zu Sprungstellen bei den nicht konstanten Ausgaben. Der zu Beginn sehr hohe Anteil dieser Ausgabenarten an den Gesamtausgaben (HTR: ca. 64 % OKW: ca. 53 %) verdeutlicht eindrucksvoll, daß Finanzierungsausgaben und Steuern in derartige Wirtschaftlichkeitsrechnungen einbezogen werden müssen. Im Falle des HTR sind übrigens die Steuerzahlungen in den ersten 8 Jahren des Betriebes nach den Fremdkapitalzinsen die zweithöchste Ausgabenart. Erst nach Ablauf von 20 Jahren werden diese Ausgaben bedeutungslos.

Der zu Beginn des Betrachtungszeitraumes relativ unwesentliche Anteil der lohnabhängigen Ausgaben (VAN, bzw. VAO) steigt im Anlauf der Nutzungsdauer progressiv. Zum Zeitpunkt der vollständigen Abschreibung der beiden Kraftwerke (1993) sind es beim HTR bereits fast die Hälfte - beim OKW ein Viertel - aller Ausgaben, die durch Lohn- und Gehaltszahlungen bestimmt sind. Von diesem Zeitpunkt an entscheiden im Falle des HTR im wesentlichen die Lohn- und Gehaltssteigerungsraten über die Ausgabengebarung, Gesamtwirtschaftlichkeit und optimale wirtschaftliche Nutzungsdauer.

Die Bedeutung der Brennstoffausgaben (BAN, bzw. BAO) ist, wie erwartet, im Zeitablauf für beide Kraftwerke sehr unterschiedlich. Mit ca. 17 % bleibt der Brennstoffanteil beim HTR über die gesamte angenommene technische Nutzungsdauer relativ konstant. Beim OKW steigt der Anteil der Heizölausgaben von ca. 40 % (1973) auf ca. 53 % (2002). Zusammen mit den Lohn- und Gehaltsausgaben, die im gleichen Jahr immerhin einen Anteil von ca. 44 % an den Gesamtausgaben erreichen, sind die Brennstoffausgaben weithin bestimmend für die langfristigen wirtschaftlichen Aussichten des OKW.

Die jährlichen, zunächst als konstant angenommenen, Einnahmen (EN, bzw. EO) sind für beide Kraftwerke unterschiedlich hoch. Abgesehen von der nur unwesentlich verschiedenen Gesamtnettoleistung beider Kraftwerke, liegt der Grund für die höheren Einnahmen des OKW in den Zuflüssen, die aus der Verzinsung der Differenzinvestition stammen. Im Jahr des Schnittpunktes zwischen Einnahmen und Ausgaben, d.h. in dem Jahr, in dem die Periodenüberschüsse negativ werden - beim HTR ist dieser Zeitpunkt nach 26 Betriebsjahren, beim OKW nach 23 Betriebsjahren erreicht ( $ROE = 0,03$ ,  $ZDIO = 0,2$ ) - entsteht die Frage, ob eine ökonomische Weiterführung der Anlagen noch gerechtfertigt ist.

Es wurde weiterhin untersucht, zu welchen Resultaten Preissteigerungen im Anlagekapital beider Kraftwerke bei gleichzeitig zu erwartenden Heizöl- und Uranpreissteigerungen im Kostenvergleich führen. Dies ist in den Abb. 3-3, I-IV aufgezeichnet.

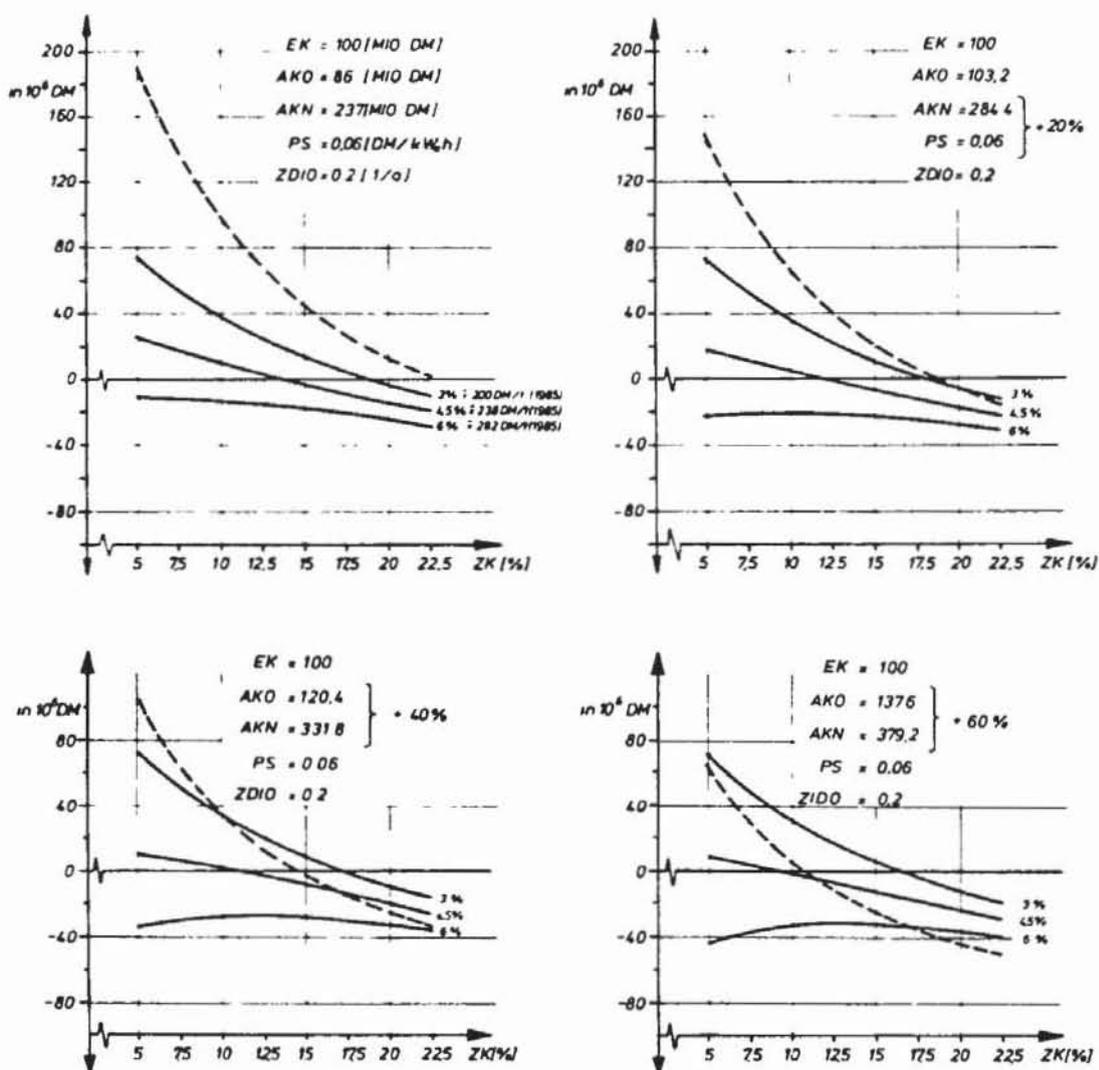


Abb. 3-3: Die Eigenkapitalertragswertfunktionen unter Berücksichtigung 20-60 %iger Preissteigerungen der Anlageninvestition im Kraftwerksvergleich

Abb. 3-3, I zeigt in gestricheltem Kurvenzug die Funktion des maximalen Eigenkapitalertragswertes des HTR bei einem Anlagekapitalpreis von 237 Mio DM (Ausgangswert). Die maximalen Eigenkapitalwertfunktionen des OKW - ebenfalls ohne Anlagepreissteigerungen - wurden mit durchgezogenen Kurvenzügen unter Berücksichtigung von unterschiedlichen, am Ende des Jahres 1985 zu erwartenden, Heizölpreisen aufgezeichnet. Diese Heizölpreise sind Ausdruck der langfristig

zu erwartenden Steigerungsraten von: 3 %  $\hat{=}$  200 DM/t; 4,5 %  $\hat{=}$  237 DM/t; 6 %  $\hat{=}$  282 DM/t. Die Zeichnungen II-IV zeigen die entsprechenden Kurvenverläufe unter der Annahme 20-60 %iger Anlagekapitalpreissteigerungen während der Bauzeit für beide Kraftwerke.

Die Eigenkapitalwertfunktionen des HTR liegen in den Abb. 3-3, I und II deutlich über den entsprechenden Funktionen des OKW. Über eine 10 %-ige Verzinsung des Eigenkapitals erwirtschaftet eine Investition in einen HTR bei 26-jähriger, optimaler wirtschaftlicher Nutzungsdauer immerhin noch einen Vermögenszuwachs von nahezu 100 Mio DM, bzw. 60 Mio DM, je nachdem ob der Baupreis der Anlageninvestition gehalten werden kann oder ob mit einer 20 %-igen Preissteigerung gerechnet werden muß. Die interne Verzinsung des Eigenkapitals (Eigenkapitalertragswert = 0) liegt in diesen Fällen bei ca. 22,5 %/a bzw. 18 %/a. Der Investitionsvergleich zeigt hier, daß die entsprechenden Werte des OKW deutlich niedriger liegen. Nimmt man an, daß der Heizölpreis um jährlich 6 % steigt - das entspricht einer Preisverdopplung innerhalb von 12 Jahren - so ist unter Zugrundelegung konstanter Strom- und Wärmepreise eine Investition in ein Ölkraftwerk bereits heute betriebswirtschaftlich nicht mehr vertretbar.

Die Abb. 3-3, III und IV, die den Verlauf der Eigenkapitalwertfunktionen bei 40 %-igen bzw. 60 %-igen Baupreissteigerungen wiedergeben, verdeutlichen jedoch noch einen anderen Zusammenhang: Die Eigenkapitalertragswertfunktionen des HTR sind in bezug auf Baupreissteigerungen anfälliger als diejenigen des OKW. Das ist auf die höhere Kapitalintensität des HTR zurückzuführen. Diese Anfälligkeit kehrt schon in Abb. 3-3, III den Vorteilhaftigkeitsvergleich zugunsten des OKW um, wenn der Heizölpreis im Schnitt nur um 3 %/a steigt und eine Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals von  $\geq$  11 %/a verlangt wird. In Abb. 3-3, IV ist die Situation noch eindeutiger. Trotz einer unterstellten jährlichen Heizölpreissteigerungsrate von 3 % verspricht die Investition in ein Ölkraftwerk höhere Eigenkapitalertragswerte und damit eine höhere Verzinsung des vom Investor eingesetzten Kapitals. Steigt allerdings der Heizölpreis um mehr als 5 %/a, so ist eine Investition in dieser Art der Sekundärenergieerzeugung wiederum betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll, wohingegen die HTR-Investition trotz 60 %-iger Anlagebaupreissteigerung eine Eigenkapitalrendite von ca. 11 %/a erwirtschaftet.

Diese Ergebnisse führen zu drei Schlußfolgerungen:

- 1) Unter der Voraussetzung zukünftiger steigender Heizölpreise ( $\geq 3\%/a$ ) ist der HTR als kombiniertes Strom-Dampfkraftwerk bereits heute deutlich wirtschaftlicher als ein Ölkraftwerk.
- 2) Trotz Anlagebaupreissteigerungen von über 60 % ist der HTR in bezug auf eine minimale Verzinsung des eingesetzten Kapitals gegenüber Ölkraftwerken konkurrenzfähig.
- 3) Ein beschleunigter Bau von Hochtemperaturkernkraftwerken bietet die höchsten Vorteile, da bei weiterer zeitlicher Verschiebung die Vorteile durch Baupreissteigerungen teilweise oder ganz aufgezehrt werden können.

3.1.2 Die Wirkungen des HTR-Einsatzes auf die Herstellkosten wesentlicher, in NRW angewandter, Verfahren der Großchemie.

3.1.2.1 Darstellung der ausgewählten Verfahren

Es kann gezeigt werden, welchen betriebswirtschaftlichen Einfluß die kostengünstige Bereitstellung von Wärme und elektrischer Energie auf die wichtigsten, in NRW angewandten, Verfahren der Großchemie hat. Dabei ist es aber nicht nur wesentlich, die ökonomische Wirkung der Anbindung eines nuklearen Strom- und Dampfkraftwerks an das einzelne Verfahren auszuweisen. Angesichts der wirtschaftlich vertretbaren Minimalgröße nuklearer Kraftwerke in der Chemischen Industrie (ca. 500tDampf/h), die eine gleichzeitige Versorgung vieler verschiedener Verfahren notwendig macht, ist es gleichfalls notwendig darzustellen, in welchem Ausmaß die Energieaufwandseite eines vielstufigen, örtlich konzentrierten Chemiekomplexes durch den Einsatz von HT-Wärme, HD-PD, ND-PD und Strom berührt wird. Es wurden im einzelnen folgende Verfahren untersucht (siehe auch Abb. 3-4):



Nr.	Produkt(e)	Verfahren	Bereichszuordnung
1	Äthylen u. a.	Steam cracking	Grundprodukte
2	Propylen chem. grade	LURGI GmbH	Grundprodukte
3	Butadien	NMP-Extraktion	Grundprodukte
4	C <sub>5</sub> -Fraktionen	-	Grundprodukte
5	BTX-Aromate	Arosolvon-Extraktion	Grundprodukte
6	Benzol	Toluol-Dealkylierung	Grundprodukte
7	Propylenoxid	Elektrochem. Chlorhydrierung	Zwischenprodukte
8	Azeton	katalytische Oxidation	Zwischenprodukte
9	Isopropanol	Propylenhydratation	Zwischenprodukte
10	Acrylsäure	TOYO SODA LTD.	Zwischenprodukte
11	Isoburtylen	BASF	Zwischenprodukte
12	MEK	Luftoxidation	Zwischenprodukte
13	O-P-M-Xylole	UOP-Isomerisierung	Zwischenprodukte
20	Äthylbenzol	Aluminiumchloridprozeß	Zwischenprodukte
21	Styrol	Dehydrogenation	Zwischenprodukte
23	Chlor	Chloralkali-Elektrolyse	Zwischenprodukte
24	Vinylchlorid	THE Fluor CORP. LTD	Zwischenprodukte
26	DMT	Sukzessiv-Oxidation	Zwischenprodukte
28	Cyclohexan	katal. Hydrogenation	Zwischenprodukte
29	Adipinsäure	Hydrogenation	Zwischenprodukte
31	HMDA		
33	Caprolactam	in situ-Prozeß	Zwischenprodukte
14	Styrol Butadien	Kautschuk Copolymerisation	Kautschuke
15	Cis-Polybutadien	Kautschuk Copolymerisation	Kautschuke
16	Äthylen-Propylen	Kautschuk Copolymerisation	Kautschuke
17	HD-Polyäthylen	Polymerisation	Polymensate
18	ND-Polyäthylen	Polymerisation	Polymensate
19	Polypropylen	Polymerisation	Polymensate
22	Polystyrol	Massenpolymerisation	Polymensate

25	PVC	Suspensionspolymerisation	Polymensate
27	Polyester	Basis DMT	Kondensate
30	Acrylnitril	Propylen Ammoxidation	Kondensate
32	Nylon 6-6	-	Kondensate
34	Nylon 6	-	Kondensate

### 3.1.2.2 Das Ausmaß der Herstellkostensenkung durch den Einsatz nuklearer Energie

Die Faktorinputs jedes Verfahrens wurden nach einem einheitlichen Schema klassifiziert /3-5/ und auf der Basis durchschnittlicher, im Jahre 1973 von Chemiefirmen verwendeter Faktorpreise bewertet. Die Ergebnisse wurden mit Hilfe eines weiteren Computerprogramms errechnet, das die Herstellkosten jedes einzelnen Verfahrens, die Herstellkosten einzelner Produktgruppen sowie die Herstellkosten eines integrierten, in den Kapazitäten auf ein für NRW abgestimmtes Produktionsprogramm enthält. Daraus können die absoluten und prozentualen Kostenersparnisse bestimmt werden, die sich aus dem Einsatz nuklearer Energie für die chemische Industrie ergeben. Vgl. hierzu die Tabellen 3-1 und 3-2.

## OKW-CHEMIEKOMPLEX

STROM	HD-PD	ND-PD	HT-HE
DM/KWH	DM/T	DM/T	DM/GCAL
0.0471	9.4700	6.8300	16.5900

## ANTEILE DER KOSTENARTEN AN DEN HERSTELLKOSTEN NACH VERFAHREN (V.H.)

VERF	KOARB	KUMAT	KCEN	(SUBEK)	KCKAP	KOST	KUMEKO
1	1.43	55.22	23.69	(20.34)	18.84	0.82	23.69
2	1.14	88.03	4.16	( 3.83)	6.38	0.30	22.46
3	2.69	72.64	9.64	( 9.15)	14.41	0.63	23.75
4	0.00	73.65	25.37	(24.02)	0.54	0.04	40.68
5	1.25	83.84	8.09	( 6.95)	6.54	0.30	24.23
6	4.75	54.59	-7.20	( 2.60)	7.55	0.32	7.92
7	6.36	34.23	35.99	(35.76)	22.52	0.89	41.81
8	6.18	38.71	23.38	(13.48)	30.79	1.33	30.90
9	18.05	50.70	11.70	( 9.04)	18.74	0.81	22.01
10	12.68	30.45	8.94	( 8.65)	45.84	2.09	15.26
11	6.76	52.27	14.64	( 9.35)	25.24	1.09	25.92
12	9.22	32.03	26.30	(14.90)	31.10	1.35	33.19
13	20.70	44.94	10.32	( 8.54)	23.02	1.02	20.33
14	19.19	60.60	6.05	( 3.72)	13.59	0.56	14.41
15	12.89	44.09	7.14	( 6.22)	34.46	1.42	14.93
16	13.53	34.50	12.34	( 6.22)	38.06	1.57	16.90
17	2.96	54.25	13.79	(13.36)	27.75	1.25	24.59
18	7.01	44.31	18.58	(10.95)	28.98	1.12	25.94
19	7.16	35.78	12.92	( 4.82)	41.90	1.64	18.34
20	1.70	84.02	5.72	( 4.16)	8.19	0.37	23.60
21	2.98	64.73	8.34	( 7.02)	22.98	0.92	24.35
22	4.57	82.49	1.95	( 1.82)	10.50	0.49	20.86
23	4.35	13.86	46.34	(45.10)	33.86	1.55	46.34
24	3.42	63.99	21.69	( 4.91)	10.47	0.45	46.51
25	2.71	81.17	5.02	( 4.00)	10.64	0.45	35.15
26	3.30	51.77	25.45	(21.31)	18.66	0.83	33.81
27	9.50	80.40	6.48	( 1.98)	3.47	0.14	26.74
28	1.07	94.89	-3.56	( 0.00)	4.40	0.19	4.86
29	17.77	40.52	11.13	( 6.21)	29.45	1.13	13.68
30	4.43	35.95	14.61	(10.26)	43.39	1.62	16.63
31	7.27	55.25	19.84	(17.46)	16.94	0.70	27.52
32	7.83	83.51	2.01	( 0.81)	6.35	0.31	18.45
33	9.35	44.43	15.27	( 9.73)	29.74	1.21	16.96
34	7.92	85.70	3.14	( 1.59)	3.08	0.17	18.42

## DURCHSCHNITTSAANTEILE DER KOSTENARTEN AN DEN HERSTELLKOSTEN NACH PRODUKTIONSZWEIGEN (V.H.)

GRPR	2.01	45.62	31.15	(27.58)	20.33	0.89
ZWPR	7.86	42.21	23.13	(17.01)	25.69	1.11
KALT	16.85	52.32	7.46	( 4.70)	22.45	0.93
POLY	3.95	66.71	9.17	( 7.12)	19.34	0.82
KEND	7.89	73.79	6.20	( 3.20)	11.68	0.47

## DURCHSCHNITTSAANTEILE DER KOSTENARTEN AN DEN GESAMTJAHRESKOSTEN DES INDUSTRIEKOMPLEXES (V.H.)

SLPM	10.21	26.28	28.40	(22.15)	33.67	1.44
------	-------	-------	-------	---------	-------	------

ABS.ENERGIEKOSTEN 0.10151E C6 TCM/A

Tab. 3-1: Die Anteile der Herstellkosten bei konventioneller Energieversorgung

## HTP-CHEMIEKOMPLEX

STROM	HC-PC	NC-PO	HT-WE
DM/KWh	DM/T	DM/T	DM/GCAL
0.0378	7.3700	5.2900	4.6300

## ANTEILE DER KOSTENARTEN AN DEN HERSTELLKOSTEN NACH VERFAHREN (V.F.)

VERF	KOARB	KOMAT	KCEN	(SUBEK)	KCKAF	KCST	KUPEKC
1	1.56	60.26	16.73	(13.08)	20.55	0.89	16.73
2	1.15	88.72	3.41	( 3.08)	6.43	0.30	15.35
3	2.74	74.12	7.80	( 7.29)	14.70	0.64	17.12
4	0.00	77.72	21.24	(15.81)	0.95	0.04	31.70
5	1.27	85.14	6.66	( 5.51)	6.64	0.30	17.27
6	4.77	95.11	-7.79	( 2.06)	7.55	0.32	2.88
7	6.84	36.85	31.10	(30.85)	24.24	0.96	35.34
8	6.37	39.47	21.06	(10.66)	31.73	1.37	26.31
9	18.42	51.73	9.90	( 7.19)	15.12	0.83	17.04
10	12.90	30.98	7.34	( 7.04)	46.65	2.13	11.70
11	6.89	53.31	12.94	( 7.54)	25.74	1.12	21.06
12	5.52	33.07	23.90	(12.12)	32.12	1.35	25.57
13	21.09	45.79	8.62	( 5.82)	23.46	1.04	15.79
14	19.35	61.09	5.29	( 2.94)	13.70	0.57	11.39
15	13.07	44.68	5.88	( 4.95)	34.92	1.44	11.45
16	13.72	34.96	11.16	( 4.96)	38.57	1.59	14.21
17	3.04	55.72	11.46	(11.02)	28.50	1.28	16.63
18	7.18	45.38	16.60	( 8.79)	29.69	1.15	21.48
19	7.84	36.15	12.02	( 3.84)	42.34	1.66	15.73
20	1.71	84.81	4.83	( 3.26)	8.27	0.38	17.23
21	3.02	65.80	6.90	( 5.56)	23.34	0.94	18.66
22	4.58	82.79	1.59	( 1.45)	10.54	0.49	15.90
23	4.78	15.22	41.10	(39.73)	37.17	1.74	41.10
24	3.45	64.66	20.86	( 3.51)	10.58	0.46	40.02
25	2.74	81.87	4.21	( 3.18)	10.73	0.45	30.08
26	3.46	54.33	21.75	(17.41)	19.58	0.87	28.44
27	9.54	80.73	5.09	( 1.58)	3.45	0.14	22.40
28	1.07	94.70	-0.35	( 0.00)	4.39	0.19	1.60
29	18.02	41.09	9.88	( 4.89)	29.86	1.14	10.74
30	4.54	36.79	12.60	( 8.15)	44.41	1.66	14.01
31	7.53	57.27	16.92	(14.44)	17.55	0.72	23.46
32	7.84	83.65	1.84	( 0.64)	6.36	0.31	15.20
33	9.55	45.40	13.42	( 7.77)	30.30	1.24	13.59
34	7.94	85.59	2.81	( 1.25)	3.09	0.17	15.19

## DURCHSCHNITTSANTEILE DER KOSTENARTEN AN DEN HERSTELLKOSTEN NACH PRODUKTIONSZWEIGEN (V.F.)

GRPR	2.22	50.27	24.13	(20.20)	22.40	0.98
ZWRP	8.14	43.75	20.33	(13.97)	26.62	1.15
KALT	17.02	52.85	6.52	( 3.73)	22.67	0.94
PCLY	4.01	67.70	7.82	( 5.74)	19.63	0.64
KOND	7.86	74.31	5.59	( 2.52)	11.77	0.47

## DURCHSCHNITTSANTEILE DER KOSTENARTEN AN DEN GESAMTJAHRESKOSTEN DES INDUSTRIEKOMPLEXES (V.H.)

SUMM	10.83	27.88	24.04	(17.41)	35.72	1.53
------	-------	-------	-------	---------	-------	------

ABS.ENERGIEKOSTEN 0.240638 C€ TOM/A

Tab. 3-2: Die Anteile der Herstellkosten bei nuklearer Energieversorgung

Tabelle 3-1 zeigt in ihrem oberen Teil die Anteile der Kostenarten an den Herstellkosten der untersuchten 34 Verfahren. Die Spalten 2 bis 4 sowie 6 und 7 enthalten die Prozentsätze der zusammengefaßten Kostenarten: Arbeitsabhängige-, Materialabhängige-, Energieabhängige-, Kapitalabhängige Kosten sowie Kostensteuern. Hinzugefügt wurden in Spalte 5 (in Klammern) die im Falle des Einsatzes von Hochtemperaturreaktoren substituierbaren, bewerteten Energieverbrauchsanteile sowie in Spalte 8 die sog. kumulierten Energiekosten.

Die materialabhängigen Kosten (Spalte 3) erreichen einen außerordentlich hohen Anteil an den Herstellkosten je Verfahren (Cyclohexan: ca. 95 %). Dies weist einerseits auf die Materialintensität dieser gängigen Verfahren der Großchemie hin, ist außerdem jedoch auf die Bewertungsmethode der Materialeinsätze zurückzuführen: Jedes Verfahren wurde als singuläre Kostenstelle angesehen, und die Materialeinsatzmengen wurden zu Marktpreisen bewertet.

Aus der Tabelle geht weiterhin hervor, daß der Einsatz nuklearer Kraftwerke in der Großchemie nicht deren gesamten Energiebedarf abdecken kann. Während in Spalte 4 alle von den einzelnen Verfahren benötigten Energiearten zu den gesamten Herstellkosten ins Verhältnis gesetzt wurden, zeigt Spalte 5 den Anteil der durch nukleare Energie substituierbaren Energiearten Strom, HD-PD, ND-PD, HT-Wärme. Die Bewertungen dieser Energiearten, aus denen sich die Kostenanteile ergeben, sind aus dem Kopf der Tabelle ablesbar. Auf eine Besonderheit ist bei den Verfahren 6 (Toluol-Dealkylation) und 28 (Cyclohexan) hinzuweisen. Diese beiden Verfahren generieren mehr Wärme als sie verbrauchen, da die chemischen Reaktionen exotherm verlaufen.

Im Vergleich zu den Kostenarten der Spalten 3, 4 und 5 haben die arbeitsabhängigen Kosten sowie die Kostensteuern in bezug auf die Wirtschaftlichkeit des einzelnen Verfahrens nur untergeordnete Bedeutung.

In Spalte 8 der Tabelle 3-1 erfolgt der Übergang von einer verfahrensbezogenen Aufteilung der Kostenarten zu einer komplexbezogenen Bewertung und Aufschlüsselung. Da die meisten Produkte des Verfahrens 1 (Steam Cracking) - siehe auch Abb. 3-4 - als Rohstoffe in die Folgeverfahren eingehen, enthalten diese als Eingangsgröße einen bestimmten Energie- (Material-, Kapital- usw.) Kostenanteil, der in den Folgestufen als solcher nicht auftritt. Der verdeckte Energiekostenanteil, der in den Folgestufen als materialabhängige Kostenart erscheint,

wurde vom Programm ebenfalls berechnet und als kumulierte Energiekostenart in Spalte 8 ausgewiesen. Ein Vergleich dieser Spalte mit Spalte 4 zeigt, daß der durch den Energieverbrauch in den Vorstufen entstandene (kumulierte) Energieaufwand, der in das einzelne Verfahren tatsächlich eingeht, deutlich über den nach den bekannten Schemata errechneten Energiekostenanteilen liegt. Eine aus den Werten der Spalte 3 und Spalte 8 zu bildende Differenz kann die tatsächliche Rohstoffabhängigkeit des einzelnen Verfahrens zeigen.

Der untere Teil der Tabelle enthält zunächst die Durchschnittsanteile der einzelnen Kostenarten an Gesamtjahreskosten der 4 Komplexbereiche. Diese vier Bereiche wurden hier als sich beliefernde, selbständige Kostenstellen aufgefaßt, so daß die Ergebnisse der Berechnungen Mittelwerte darstellen, die eine Aussage liefern über die Belastung des einzelnen Bereichs (der Kostenstelle) mit den zusammengefaßten Kostenarten.

Die letzte Zeile der Tabelle zeigt die Anteile, die die beschriebenen Kostenarten an den tatsächlichen Jahreskosten des Industriekomplexes haben. In dieser Berechnung wurden alle zwischenbetrieblichen Kostenverrechnungen weggelassen und nur diejenigen Kosten berücksichtigt, die durch den Faktorinput und durch die Steuergesetzgebung im betrieblichen Leistungsbereich des Industriekomplexes entstehen. Es zeigt sich, daß für den vorgestellten Modellfall die kapitalabhängigen Kosten mit ca. 34 % der Jahreskosten die wesentlichste Einflußgröße der Wirtschaftlichkeit darstellen, gefolgt von energieabhängigen Kosten und materialabhängigen Kosten (ca. 26 %). Die Energiekosten stellen im Falle des Einsatzes von Ölkraftwerken somit die zweitwichtigste Kostenart dar.

Tabelle 3-2 enthält die analogen Rechnungen unter Zugrundelegung nuklearer Energieerzeugung. Eine Gegenüberstellung der %-Sätze der energieabhängigen Kosten im konventionellen und im nuklearen Fall beim isolierten Verfahrensvergleich zeigt, daß sich die Ersparnisse zwischen 7 % (Verfahren 1 - Steam cracking -) und 0 % (Verfahren 28 - Cyclohexan -) bewegen. Betrachtet man die einzelnen Produktgruppen als einzelne Kostenstelle, so macht sich die Ersparnis am deutlichsten bemerkbar im Bereich der Grundprodukte, wogegen der Kostenunterschied bei den Kondensationsprodukten kaum ins Gewicht fällt. Für den Industriekomplex insgesamt beträgt die Ersparnis durch die Energiekostensenkung 4,3 % der gesamten Herstellkosten einer Rechnungsperiode. In absoluten Zahlen

ausgedrückt bedeutet dies für das hier vorgestellte Modell eine Ersparnis im Rechnungsjahr 1973 von ca. 61 Mio DM. Diese Ersparnis erhöht sich jährlich um diejenigen Mehrkosten, die infolge steigender Heizölpreise für den Chemiekomplex entstehen.

### 3.1.2.3 Der Einfluß von Preissteigerungen konventioneller und nuklearer Kraftwerksinvestitionen auf die Kostensituation eines Modellkomplexes der Großchemie

Es wurde anschließend untersucht, wie sich die Prozentanteile der energieabhängigen Kosten an den Gesamtkosten des Chemiekomplexes verschieben, wenn die Randbedingungen sowohl der nuklearen, als auch der konventionellen Energieerzeugung verändert werden. In einer Parameterstudie wurden 11 Fälle nuklearer und 41 Fälle konventioneller Energieerzeugung durchgerechnet. Bei den Fällen der konventionellen Energieerzeugung wurde der Heizölpreis zwischen 100 und 200 DM/t variiert und gleichzeitig der Preis der Anlageinvestition in mehreren Schritten um 100 % erhöht. Bei den Rechnungen mit nuklearer Energieerzeugung wurde in bezug auf die Anlageinvestition ebenso verfahren; der Natururanpreis wurde von 6  $\text{f}/1\text{b}$  auf 12  $\text{f}/1\text{b}$ , also ebenfalls um 100 % erhöht.

Die Ergebnisse der Rechnungen zeigt Abb. 3-5.

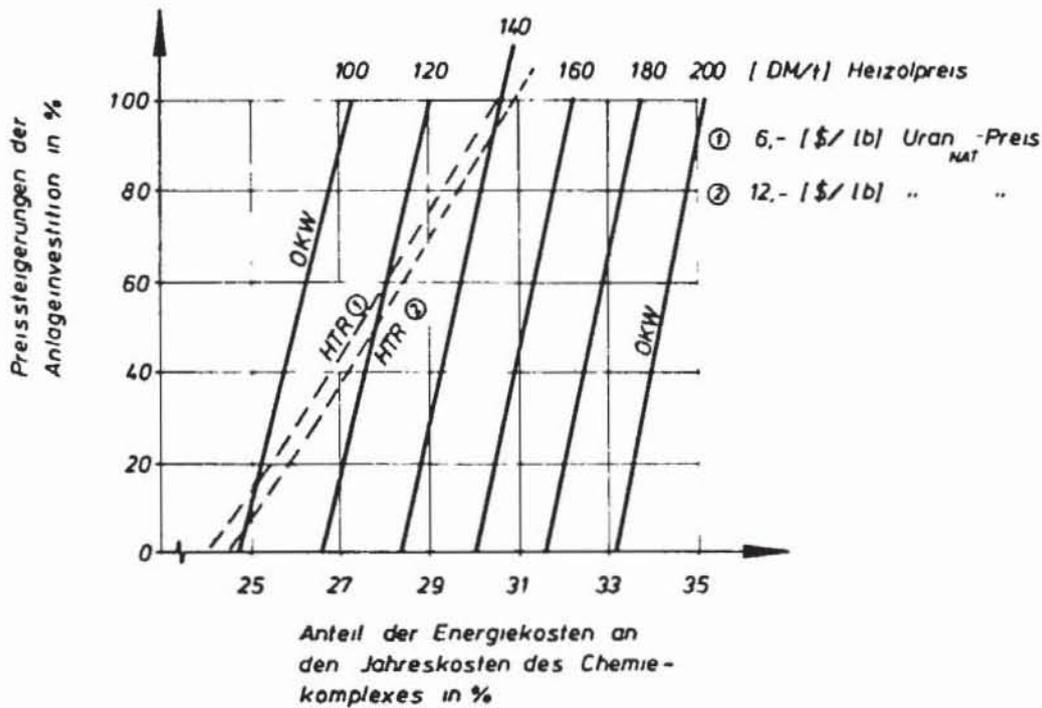


Abb. 3-5: Parameterstudie über den Einfluß der Energiekosten auf die Jahreskosten des Chemiekomplexes bei Energie- und Baupreissteigerungen

Eine Steigerung der HTR-Anlageinvestition verursacht aufgrund der Anlageintensität - ceteris paribus - einen vergleichsweise höheren Energiekostenanteil an den gesamten Jahreskosten des Chemiekomplexes als eine entsprechende Steigerung der Anlageinvestition der OKW. Dieser geringeren Reagibilität der konventionellen Energieerzeugung auf Baupreissteigerungen stehen jedoch starke Kosten-Veränderungen gegenüber, die durch eine Erhöhung des Heizölpreises entstehen. So ergeben sich bei gleichzeitigen Heizölpreissteigerungen und (Bau-) Preissteigerungen der Anlageinvestition des Ölkraftwerks im Vergleich zu Anlagepreissteigerungen beim HTR interessante Relationen: Wenn mit einem Heizölpreis von 120,- DM/t gerechnet werden muß, so darf die Anlageinvestition des HTR aus der Sicht der Jahreskosten des Chemiekomplexes um 60 % steigen, bis die Konkurrenzfähigkeit der konventionellen Energieversorgung wiederhergestellt ist. Bei einem Heizölpreis von 140,- DM/t ist selbst eine 100 %ige

Anlageinvestitionssteigerung des HTR gegenüber konventioneller Energieerzeugung tolerabel. Der Anteil der energieabhängigen Kosten an den Gesamtjahreskosten beträgt dann ca. 30,5 %. Eine 100 %ige Steigerung des Uranpreises hat demgegenüber keinen wesentlichen Einfluß auf eine Änderung der Energieerzeugungskosten des nuklearen Kraftwerks (+ 3 %) und somit auf die Anteile der energieabhängigen Jahreskosten an den Gesamtkosten des Chemiekomplexes.

Ein Heizölpreis von 140,- DM/t wurde Ende 1973 erreicht. Es ist unwahrscheinlich, daß die Anlageinvestition HTR sich beim Einsatz um mehr als 100 % verändert. Der Einsatz der nuklear erzeugten Energiearten HT-Wärme, Strom, HD-Prozeßdampf, ND-Prozeßdampf in energieintensiven Verfahren der Großchemie muß daher auch kurzfristig günstiger angesehen werden als eine Energieversorgung auf der Basis Heizöl.

### 3.2 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen des HTR-Einsatzes in der Eisen- und Stahlindustrie

#### 3.2.1 Eisenschwammerzeugungskosten

Die Schwammerzeugungskosten wurden für eine Kapazität von 1 Mio jato berechnet. Dabei wird der Einsatz von 2 Schachtöfen mit je 500.000 jato angesetzt, da bei dieser Größe die technische und wirtschaftliche Kapazitätsgrenze für derartige Reduktionsaggregate liegen dürfte. Bei den Erzeinsatzkosten ist zu berücksichtigen, daß die Reduktion im Schachtofen den Einsatz von klassiertem Stückerz oder Pellets verlangt. Da eine Pelletanlage in der Kostenrechnung nicht enthalten ist, müssen gegebenenfalls Agglomerierkosten mit etwa 13 DM/t Erz (67 % Fe) berücksichtigt werden.

In dem hier gerechneten Beispiel wird der reine Wasserstoff nicht nur als Reduktionsmittel, sondern ein erheblicher Teil (370 von 1070 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>) auch zur Energieerzeugung für die Wasserstoffüberhitzung verwendet. Dabei wurde vorausgesetzt, daß Wasserstoff, im Verhältnis zu anderen Energieträgern, kostengünstig angeboten wird. Die Aufheizwärme, die knapp unter einer Gcal/t Eisenschwamm liegt, ließe sich z. B. auch durch Heizöl- und Kohleverbrennung, oder bei integriertem Reaktoreinsatz durch direkte Einkopplung nuklearer Wärme aufbringen. Dabei ist zu prüfen, ob die Wärmepreisdifferenz den zusätzlichen technischen Aufwand (auch zur Abgasreinigung) rechtfertigt. Abgesehen von der nuklearen Wasserspaltung, über die noch keine brauchbare Kostenkalkulation vorliegt, lassen sich in NRW möglicherweise durch Braun-

kohlevergasung Wasserstoffkosten erreichen, die unter denen der Heizöl-S-Vergasung liegen. Zuverlässige Aussagen können jedoch auch hierüber momentan nicht gemacht werden (siehe Kap. 2.2.1). Bei den eugenblicklichen Heizölpreisen von etwa 200, -- DM/t muß bei der Vergasung von Heizöl S mit Wasserstoffherzeugungskosten in Höhe von ca. 7 Pfg/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> gerechnet werden. Die Methan-spaltung wäre zwar momentan billiger, doch ist damit zu rechnen, daß sich der Preis für Erdgas am Erdölpreis orientieren wird, und der Vorteil somit nicht mehr gegeben wäre.

Bei einem Erzmischpreis von 60 DM/t (klassiertes Stückerz und Pellets) und Wasserstoffkosten von 7 Pfg/Nm<sup>3</sup>, betragen die Schwammerzeugungskosten 190 DM/t (einschließlich Infrastruktur). Sie liegen damit um über 30 DM höher, als vor der drastischen Ölpreissteigerung zur Jahreswende 1973/74, wo mit 4 Pfg /Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> gerechnet werden konnte.

Die Zusammenhänge zwischen Erz-, H<sub>2</sub>- und Eisenschwammkosten und die sich daraus ergebenden Stahlerzeugungskosten, sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

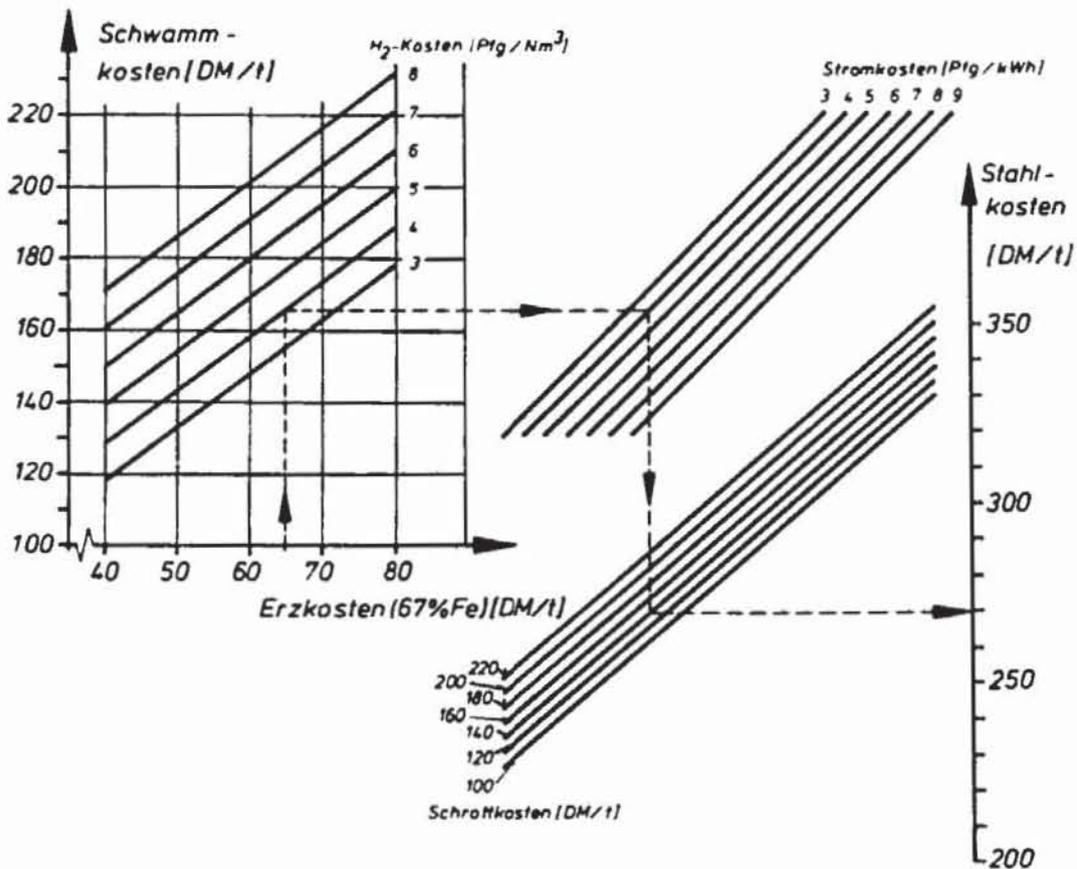


Abb. 3-6: Eisenschwamm- und Stahlerzeugungskosten (bei 1 Mio t/j Kapazität, einschl. Infrastruktur) /3-6/

### 3.2.2 Stahlerzeugungskosten

Die Stahlerzeugungskosten wurden für ein Elektrostahlwerk mit einer Kapazität von 1 Mio t/a berechnet. Außerdem wird Kaltchargierung des Eisenschwamms und etwa 20 % Schrotteinsatz angenommen. Bei Eisenschwammkosten von 159 DM/t ( $H_2$  zu 4 Pfg/Nm<sup>3</sup>), Stromkosten von 4 Pfg/kWh und Schrottkosten zu 140 DM/t, betragen die Stahlerzeugungskosten (einschl. Infrastruktur) etwa 265, -- DM/t Rohstahl. Die vergleichbaren Stahlerzeugungskosten der Hochofen-Sauerstoffaufblasstahl-Route liegen mit 270, -- DM/t /3-7/ etwas höher.

Werden 7 Pfg/Nm<sup>3</sup>  $H_2$  eingesetzt, so ergeben sich bei der Eisenschwamm-Elektrostahlroute 291, -- DM/t Rohstahl. Diese Kosten sind jedoch nicht mit denen der Hochofen-LD-Route, bei der mit 135, -- DM pro Tonne Hochofenkoks (Stand Frühjahr 72) gerechnet wurde, zu vergleichen. Da die Entwicklung der Kokskosten nach den jüngsten Preisbewegungen auf dem Energiemarkt schwer abzuschätzen ist, werden die bisherigen Steigerungsraten angenommen. Setzt man den Kokspreis mit 155, -- DM/t und den Ölpreis mit 200, -- DM/t an, so ergeben sich Stahlerzeugungskosten von etwa 285, -- DM/t. Um unter diesen Bedingungen mit der Eisenschwammtechnologie die gleichen Stahlerzeugungskosten zu erhalten, dürfte der Wasserstoff 6,3 Pfg/Nm<sup>3</sup> kosten. Dabei ist jedoch nicht berücksichtigt, daß eventuelle Standortvorteile und eine geringere Umweltbelastung die Kosten zugunsten der Eisenschwammtechnologie beeinflussen können. Aussagen zu diesen Punkten werden in Kapitel 4.2.2 und 5.2 gemacht.

Literaturverzeichnis zu Kapitel 3

- /3-1/ R. Schulten et al., Industriekernkraftwerk mit Hochtemperaturreaktor PR 500-"OTTO-Prinzip" - zur Erzeugung von Prozeßdampf, Jülich, April 1973
- /3-2/ D. Schneider, Investitionsrechnung und Finanzierung, Opladen, 1970
- /3-3/ E. Schneider, Wirtschaftlichkeitsrechnung, 3. Aufl., Tübingen, 1961
- /3-4/ H. Schwarz, Modellstudie über den Einfluß des Hochtemperaturreaktors auf die Standortorientierung in der Großchemie, Dissertation, TH Aachen, (in Vorbereitung)
- /3-5/ H. Kölbel, J. Schulze, Projektierung und Vorkalkulation in der Chemischen Industrie, Berlin-Göttingen-Heidelberg, 1960
- /3-6/ Ch. Manthey, Dissertation, TH Aachen (in Vorbereitung)
- /3-7/ U. Femmer, Systemtechnische Studie zur Projektplanung einer Eisenschwammanlage, Dissertation, TH Aachen, 1973

Kapitel 4

- 4 Regionalwirtschaftliche Untersuchungen
- 4.1 Standortwirkungen in ausgewählten Industriezweigen des Landes
  - 4.1.1 Die Chemische Industrie
    - 4.1.1.1 Aspekte der Standortbestimmung in der Großchemie
      - 4.1.1.1.1 Standortfaktoren in der Chemischen Industrie
        - 4.1.1.1.1.2 Ein Modellkomplex der Großchemie als Untersuchungsgegenstand
        - 4.1.1.1.1.3 Der Untersuchungsraum
      - 4.1.1.1.2 Der Einfluß des HTR auf die Standortorientierung in der Großchemie
        - 4.1.1.1.2.1 Die Bedeutung des HTR für die Erweiterung der Standortwahl
        - 4.1.1.1.2.2 Die deglomerativen Wirkungen von Investitionsanreizen
        - 4.1.1.1.2.3 Die Verschiebungen der relativen Standortqualitäten durch einen einheitlichen Energiepreis
        - 4.1.1.1.2.4 Die Eignung des Hochtemperaturreaktors für einen Einsatz in der Großchemie Nordrhein-Westfalens
    - 4.1.1.3 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen
  - 4.1.2 Die Eisen- und Stahlindustrie
    - 4.1.2.1 Standortprobleme der Eisen- und Stahlindustrie unter besonderer Berücksichtigung der Lage zum Absatzmarkt
      - 4.1.2.1.1 Standortkriterien für Eisenhüttenwerke
      - 4.1.2.1.2 Rohstoffversorgung der Eisen- und Stahlindustrie
      - 4.1.2.1.3 Problematik der Rohstoff- und Absatzorientierung
    - 4.1.2.2 Modell zur Bestimmung standortbedingter Kostenunterschiede eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes
      - 4.1.2.2.1 Modellansatz
      - 4.1.2.2.2 Anwendung des Modells auf den Vergleich Rotterdam-Duisburg
      - 4.1.2.2.3 Wirkung des HTR-Einsatzes im Vergleich zu anderen Parameteränderungen
      - 4.1.2.2.4 Folgerungen für die Unternehmenspolitik
- 4.2 Auswirkungen des HTR-Einsatzes auf Entwicklung und Struktur der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens
  - 4.2.1 Einzelwirtschaftliche Veränderungen durch den HTR-Einsatz als Ausgangspunkt regionalwirtschaftlicher Auswirkungen

- 4.2.2            Konsequenzen der einzelwirtschaftlichen Veränderungen für die Entwicklung und Struktur der nordrhein-westfälischen Wirtschaft
- 4.2.2.1        Bestimmungsgrößen des regionalen Sozialprodukts
- 4.2.2.2        Auswirkungen der Energieträgersubstitution auf das Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens
  - 4.2.2.2.1      Substitutionsvorgänge innerhalb der Energiewirtschaft
  - 4.2.2.2.2      Einmalige Wirkungen der Energieträgersubstitution
    - 4.2.2.2.2.1    Angebotswirkung
    - 4.2.2.2.2.2    Nachfragewirkung
  - 4.2.2.2.3      Dauerhafte Wirkungen der Energieträgersubstitution
    - 4.2.2.2.3.1    Angebotswirkung
    - 4.2.2.2.3.2    Nachfragewirkung
- 4.2.2.3        Auswirkungen von Energiekostensenkungen auf das Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens
  - 4.2.2.3.1      Zur Fortschrittseigenschaft des Hochtemperaturreaktors
  - 4.2.2.3.2      Angebotswirkung der Energiekostensenkung
    - 4.2.2.3.2.1    Regionale Faktorfreesetzung
    - 4.2.2.3.2.2    Steigerung der regionalen Produktionskapazität
  - 4.2.2.3.3      Nachfragewirkung der Energiekostensenkung
    - 4.2.2.3.3.1    Allgemeine Gesichtspunkte
    - 4.2.2.3.3.2    Nachfragewirkung des HTR-Einsatzes
    - 4.2.2.3.3.4    Strukturwirkungen der Energiekostensenkung
- 4.2.2.4        Auswirkungen von Standortverlagerungen auf das Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens
  - 4.2.2.4.1      Regionalwirtschaftliche Interpretation einer Standortverlagerung
  - 4.2.2.4.2      Angebotswirkung einer Standortverlagerung
  - 4.2.2.4.3      Nachfragewirkung einer Standortverlagerung
    - 4.2.2.4.3.1    Ableitung des Einkommensmultiplikators
    - 4.2.2.4.3.2    Einmalige Nachfragewirkung
    - 4.2.2.4.3.3    Dauerhafte Nachfragewirkung
  - 4.2.2.4.4      Strukturwirkungen einer Standortverlagerung
- 4.2.3           Zusammenfassung der Einzelwirkungen des HTR-Einsatzes und weitere mögliche Regionaleffekte

Verzeichnis der Abbildungen zu Kapitel 4

- Abb. 4-1 Ein Gliederungsschema für Standortplanungen in der Chemischen Industrie
- Abb. 4-2 Modell-Chemiekomplex
- Abb. 4-3 Potentielle Standorte für einen Industriekomplex der Großchemie
- Abb. 4-4 Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit ÖKW-Chemiekomplex (TDM) - unter Berücksichtigung aller Einflußgrößen
- Abb. 4-5 Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit HTR-Chemiekomplex (TDM) - unter Berücksichtigung aller Einflußgrößen
- Abb. 4-6 Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit HTR-Chemiekomplex (TDM)
- Abb. 4-7 Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit ÖKW-Chemiekomplex
- Abb. 4-8 Wirtschaftliche Standorte mit konventioneller Energieversorgung
- Abb. 4-9 Wirtschaftliche Standorte mit HTR-Energieversorgung
- Abb. 4-10 Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes
- Abb. 4-11 Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes - Variation des Exportanteils ( $x = 0, 1$ )
- Abb. 4-12 Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes - Variation der Rohstofftransportkosten ( $t_R = 160 \%$ )
- Abb. 4-13 Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes - Variation der Fertigprodukttransportkosten ( $t_w = 160 \%$ )
- Abb. 4-14 Energieversorgung der chemischen Industrie mit Heizöl oder mit dem HTR
- Abb. 4-15 Ausgabenstruktur der regionalen Energieversorgung mit HTR oder Heizöl S
- Abb. 4-16 Regionale Nachfragesituation der Energieversorgung mit HTR oder Heizöl S
- Abb. 4-17 Regionale und sektorale Verteilung des Kaufkraftgewinnes aus einer Energiekostensenkung

- Abb. 4-18 Verteilung des Kaufkraftgewinnes aus einer Energiekostensenkung bei Verwendung des HTR als Industriekraftwerk
- Abb. 4-19 Produkte und Folgeprodukte der Leichtbenzinspaltung
- Abb. 4-20 Verarbeitungsindustrien von Kunststoffen, Synthese und Synthesefasern
- Abb. 4-21 Umsätze der Chemie und Folgeindustrien in NRW 1973 an ausgewählten Produkten
- Abb. 4-22 Entwicklung der Produktionsstruktur
- Abb. 4-23 Interregionale Güter- und Einkommensströme als Folge einer Standortverlagerung bei interregionaler Verteilung der Anbieter von Faktorleistungen
- Abb. 4-24 Interregionale Güter- und Einkommensströme als Folge einer Standortverlagerung bei Konzentration der Anbieter von Faktorleistungen in der Standortregion

Verzeichnis der Tabellen: zu Kapitel 4

Tab. 4-1	Daten des Chemiekomplexes
Tab. 4-2	Absatzpotential des Chemiekomplexes nach Produktgruppen und Absatzorten
Tab. 4-3	Die Eignung der Region NRW für eine nukleare Energieversorgung
Tab. 4-4	Verbrauch an Eisenerzen in den Hochofen- und Sinteranlagen der BRD
Tab. 4-5	Eisenerzbezüge der deutschen Stahlindustrie aus wichtigen Lieferländern
Tab. 4-6	Rohstahlerzeugung nach Bundesländern
Tab. 4-7	Entwicklung des Materialindex bei der Eisen- und Stahlerzeugung
Tab. 4-8	Frachtsätze für 25 t Wagenladungen der DB in DM/t
Tab. 4-9	Kapazitätseffekt der konventionellen und nuklearen Energieversorgung im Bereich der Energiewirtschaft
Tab. 4-10	Kapazitätseffekt der konventionellen und nuklearen Energieversorgung in der gesamten Regionalwirtschaft
Tab. 4-11	Gesamtkostenersparnis durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie NRW
Tab. 4-12	Ausgangsdaten zur Berechnung der Angebotswirkung einer Standortverlagerung

## 4.1 Standortwirkungen in ausgewählten Industriezweigen des Landes

- 4.1.1 Die Chemische Industrie
- 4.1.1.1 Aspekte der Standortbestimmung in der Großchemie
- 4.1.1.1.1 Standortfaktoren in der Chemischen Industrie

Standortplanungen werden von der Chemischen Industrie nicht unter Berücksichtigung nationaler Grenzen, sondern unter Beachtung des übernationalen Marktes ("Weltmarkt") für chemische Güter getroffen /4-1/. Exportintensität, schwankende Wechselkurse, Wettbewerbsverhältnisse, Beschränkungen des Außenhandels und nationale Gesetzgebung zwingen dazu, Standorte im Ausland bei der Planung eines neu aufzubauenden Werkes oder ganzer Betriebskomplexe zu berücksichtigen. Die Einbeziehung eines Ansiedlungsortes in die engere Auswahl hängt ab von der Erfüllung bestimmter Standortanforderungen. Es ist sinnvoll, diese Standortfaktoren in unbedingt wirksame und bedingt wirksame Faktoren einzuteilen. Unbedingt wirksame Standortfaktoren führen zu einer Vorab- (ja-nein) Entscheidung über den Einbezug eines Standortes in die engere Auswahl; bedingt wirksame Standortfaktoren wirken je nach Standort mit unterschiedlicher Intensität, so daß ihr Einfluß erst durch eine Wirtschaftlichkeitsrechnung sichtbar gemacht werden kann (vgl. zur näheren Begründung /4-2/).

- (1) Investitionsklima, Infrakstruktur, verfahrensbedingte Erfordernisse als unbedingt wirksame Standortfaktoren.

Eine multinationale Standortplanung birgt politische Risiken in sich. Deshalb ist es sinnvoll, das langfristige Investitionsklima vor anderen Entscheidungen als einen unbedingten Standortfaktor zu bezeichnen. - Der Betrieb komplizierter chemischer Anlagen erfordert einen gewissen Mindeststandard an Versorgungseinrichtungen, gewerblichen- und Dienstleistungsbetrieben in einer Volkswirtschaft. Ausdruck dieser Infrakstruktur ist z. B. das Vorhandensein von Zulieferern, Dienstleistungsbetrieben und Spezialisten in der Nähe.

Unbedingt wirksame Standortfaktoren sind außerdem alle diejenigen, hauptsächlich verfahrensbedingten Einflußgrößen, ohne deren sichere Bereitstellung oder ohne deren Erfüllbarkeit eine Produktion nicht möglich ist oder nicht durchgeführt werden darf. Dies sind in der Chemischen Industrie insbesondere:

- Rohstoff-, Energie- und Wasserversorgung
- vorhandene oder ansiedelbare Arbeitskräfte
- erfüllbare Auflagen zum Umweltschutz

(2) Verfahrensbedingte Erfordernisse als bedingt wirksame Faktoren.

Nun beeinflussen die bisher hervorgehobenen Einflußfaktoren, insbesondere die verfahrensbedingten Faktoren - sofern sie zu einer grundsätzlich positiven Entscheidung in bezug auf die Aufnahme eines Standortes in die Standortplanung geführt haben - noch in anderer Weise die Standortentscheidung. Gemeint ist das ökonomische Gewicht, das sie im Vergleich zueinander und mit anderen, bisher noch nicht erwähnten Faktoren, von Standort zu Standort verschieden, haben.

Bei einer sehr detaillierten Darstellung müssen eigentlich alle Einflußgrößen einer Verfahrenskalkulation in der Chemischen Industrie standortabhängig angenommen werden. Hier soll jedoch eine aggregiertere Aufzählung gegeben werden, um die wesentlichen bedingt wirksamen Standortfaktoren hervorzuheben. Standortabhängige Ausgaben werden vor allem verursacht durch:

- Bodenverhältnisse
- Klima-, Luft- und Wasserverhältnisse
- Auflagen
- Rohstoffe
- Energieversorgung
- Arbeitskräfte

(3) Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit eines Chemiekomplexes zusätzlich beeinflussen.

Die Errichtung mehrerer untereinander verbundener Produktionsanlagen an einem Standort zur Erzeugung und zum Absatz chemischer Güter wird als Chemiekomplex bezeichnet. Die Agglomeration von Produktionsanlagen an einem Ort ist besonders typisch für den Bereich der Kohlenstoffchemie. Hier fallen je Verfahren häufig mehrere Produkte gleichzeitig an, von denen oftmals nur das Hauptprodukt absetzbar ist. Die sogenannten Nebenprodukte müssen durch weitere Veredlung erst marktfähig gemacht werden. Erst durch die Verwertung der Nebenprodukte ist die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkomplexes gesichert, bzw. ist das Hauptprodukt ökonomisch sinnvoll zu produzieren. Dieses Subsystem untereinander

verbundener Aktivitäten kann je Standort zu unterschiedlichen Ersparnissen führen, die nach /4-3/ im wesentlichen drei Ursachen haben:

- "scale economics"

d. h. , Größendegressionsersparnisse, die aufgrund physikalischer und organisatorischen Gegebenheiten wirksam werden und den Bau von Großanlagen (an einem Standort) begünstigen.

- "economics of localization"

d. h. , Ersparnisse, die bei hochspezialisierten, arbeitsintensiven chemischen Produkten durch den gleichen Ausbildungsstand von Facharbeitern die Nähe von Konkurrenzbetrieben (und Abnehmern) wirksam werden und ebenfalls die Ballung (mehrere Betriebe) an einem Standort begünstigen.

- "economics of spatial juxtaposition"

d. h. , der Grad der regionalen Entwicklung bereits vorhandene Ergänzungs- oder Nebenanlagen, z. B. Energiebetriebe, die auf optimale Betriebsgrößen angelegt werden können und ebenfalls konzentrationsfördernd wirken.

- Staatliche Eingriffe

Diese Eingriffe werden in zwei Richtungen wirksam:

Einerseits fordert der Staat Steuern und Abgaben für jede unternehmerische Tätigkeit, andererseits fördert er die Neuansiedlung oder die Erweiterung von Produktionsanlagen durch die Gewährung von Investitionsanreizen. Beide Arten der so definierten Eingriffsmöglichkeiten des Staates müssen, da sie je nach gesellschaftspolitischer Zielsetzung von Land zu Land und dort von Standort zu Standort unterschiedlich ausfallen, ebenfalls als bedingt wirksame Faktoren angesehen werden.

Damit sind die wesentlichen Standortfaktoren beschrieben. Zur Festlegung der Reihenfolge, in der die einzelnen Einflußgrößen bearbeitet werden können, wird ein Programmablaufplan vorgeschlagen, der in Abb. 4-1 wiedergegeben ist.

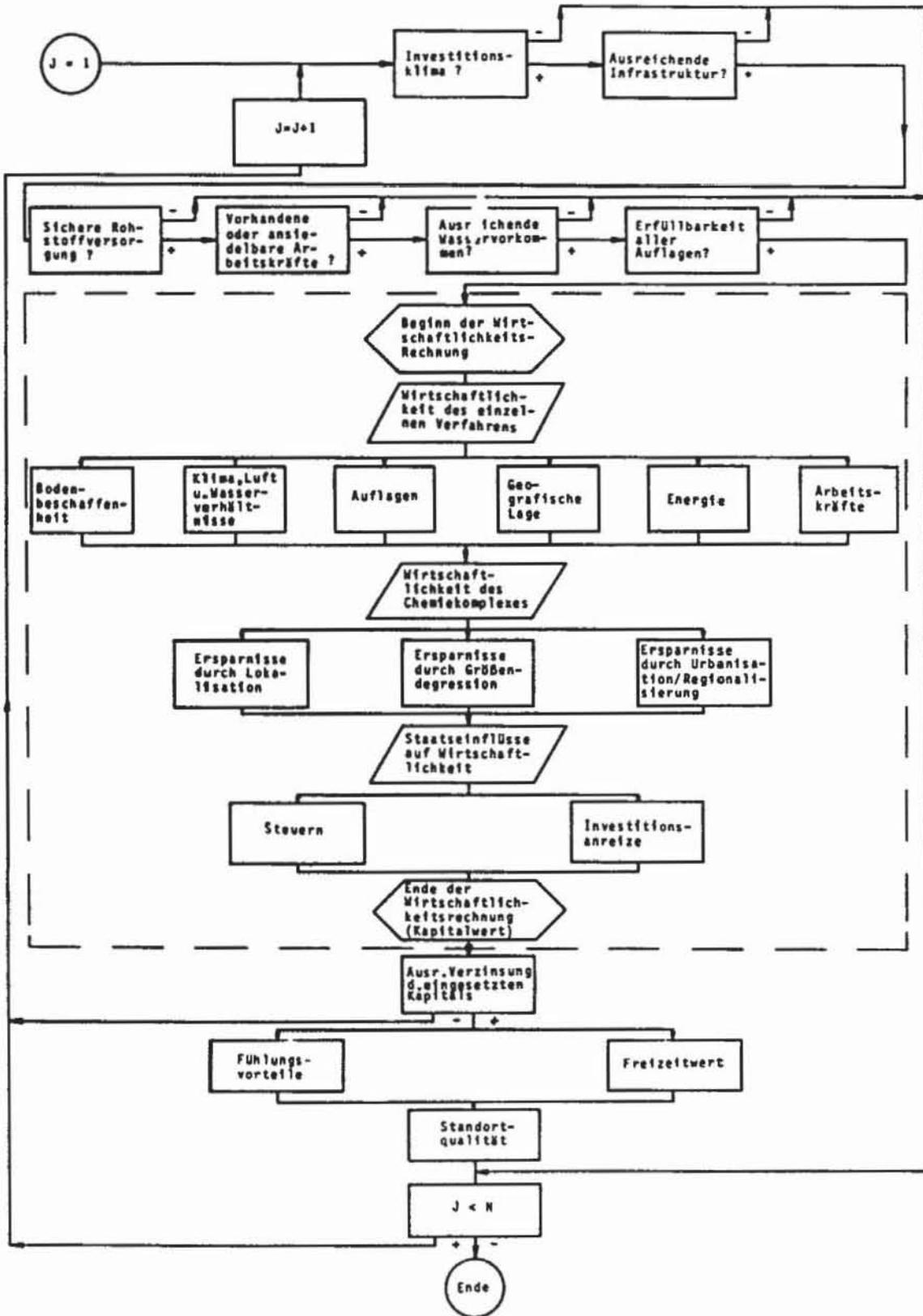


Abb. 4-1: Ein Gliederungsschema für Standortplanungen in der Chemischen Industrie

#### 4.1.1.1.2 Ein Modellkomplex der Großchemie als Untersuchungsgegenstand

Es stellt sich nun die Forderung, die Chemische Industrie und deren Standortansiedlungsfaktoren in einem rechenhaften Ansatz darzustellen. Da nicht das ganze Produktspektrum dieses Industriezweiges erfaßt werden kann, muß ein vereinfachendes Modell gewählt werden, das sowohl typisch ist für wesentliche Teilbereiche der Chemischen Industrie, als auch energetisch interessant und damit zur Beantwortung des Themas geeignet.

Schwerpunkte der Chemieproduktion sind in nahezu allen entwickelten Industrieländern die anorganischen und organischen Industriechemikalien, die Kunststoffe, Chemiefasern und die pharmazeutischen Produkte. Die klassischen und z. T. sehr energieintensiven Chemieprodukte: anorganische Industriechemikalien, organische Farbstoffe und Düngemittel haben an Bedeutung verloren; ihnen wird auch für die kommenden Dekaden kein nennenswertes Wachstum beigemessen /4-4/. Sie werden daher in diesem Modell nicht mehr berücksichtigt. - Ebenso soll der Bereich Pharma ausgeklammert werden, der zwar noch immer als überdurchschnittlicher Wachstumsbereich der Chemischen Industrie angesehen wird, jedoch in der Zusammensetzung der Verfahren und Abnehmergruppen eine Sonderstellung einnimmt und nur wenig mit den übrigen umsatz- und mengenmäßig bedeutsamen Produktionsbereichen der Chemischen Industrie in Verbindung steht. Die Auswahl der einzelnen Erzeugnisse erfolgt aus der Sicht des Absatzes /4-5/: Es werden nur verkaufsfähige Grund- und Zwischenprodukte berücksichtigt, Kunststoff- und Synthesefaserprodukte, wie sie von der Kunststoff- und Faserverarbeitenden Industrie, der Gummiindustrie sowie der Chemischen Industrie selbst tatsächlich bezogen werden.

Die Höhe der Jahresproduktion der Endprodukte orientiert sich an der Aufnahmefähigkeit der untersuchten Märkte. Es wurde außerdem darauf geachtet, diese Produktkapazitäten in ausgewogenen Relationen zueinander darzustellen und auch bei den Anlagen der Zwischenstufen ökonomisch sinnvolle Größenordnungen zu erreichen. Bezogen auf das Jahr 1970 wurde ein Verhältnis um ca. 15/100 zwischen den Endproduktkapazitäten des Modellkomplexes und dem tatsächlichen aufaddierten Verbrauch der Teilmärkte angestrebt - entsprechend einem von /4-6/ angegebenen Richtwert für die Übernahme von Marktanteilen durch einen zusätzlichen Wettbewerber auf Nicht-Spezialmärkten in der Chemischen Industrie.

Die Auswahl der Verfahren ist einerseits bedingt durch Zahl und Jahreskapazität der Endprodukte, andererseits durch den Zwang, das Modell auf eine geschlossene petrochemische Grundprodukt- und Zwischenproduktstruktur hin zu konzipieren, wie dies von Großunternehmen der Chemischen Industrie tatsächlich angestrebt wird. Dies gelingt dadurch, daß ein petrochemisches Grundverfahren zur Verarbeitung der als Rohstoffeinsatz notwendigen Kohlenwasserstoffe an den Anfang des Komplexes gestellt wird. Das benutzte Verfahren ist das sog. "steam-cracking". Der Einsatz dieses Verfahrens bietet folgende Vorteile: Das Verfahren ist erstens repräsentativ für den Untersuchungsraum /4-7/. Durch die Konzeption des Modells kann es zweitens in optimaler wirtschaftlicher Betriebsgröße eingesetzt werden /4-8/. Und es ist drittens besonders geeignet, das Substitutionspotential des HTR für Betriebsmittelenergie auszuschöpfen.



Der anhand dieser Voraussetzungen konstruierte Modellchemiekomplex stellt sich dann dar, wie aus Abb. 4-2 ersichtlich. Die schematische Darstellung enthält die aufgenommenen Verfahren sowie den Produktionsfluß, beginnend bei den petrochemischen Grundstoffen (Verf. 1-5), über organische Zwischenprodukte, die hauptsächlich zum Absatz bestimmt sind (Verf. 6-13), oder die komplexintern Verwendung finden (Verf. 20-24, 26-28, 29, 31, 33) bis hin zu Synthesekautschuken (Verf. 14-16), Polymerisations- und (Verf. 17-19, 33, 25) Kondensationsprodukten (Verf. 27, 30, 32, 34).

Am Rand des linken und unteren Teils der Abb. 4-2 sind die mengenmäßig wichtigsten Einsatzstoffe des Modellkomplexes aufgezeichnet. Der obere Teil und der rechte Rand des Bildes weisen die abzusetzenden (End-) Produkte des Modellkomplexes aus. In der Mitte des Bildes erscheinen noch einmal die fünf wesentlichen Grundstoffe, die für die - teilweise mehrstufige - Weiterverarbeitung von Bedeutung sind. Die Mengenflüsse der Produkte sind in  $10^3$  t/a angegeben.

Der Versorgung des Modellkomplexes mit Betriebsmittelenergie dienen vier Kraftwerkseinheiten, die aus Gründen der Flexibilität in der Betriebsweise, der Reservehaltung und der Begrenzung des Ausfallrisikos als typische Industriekraftwerke mit Wärme-Kraft-Kopplung ausgelegt wurden. Das Schema zeigt das Fallbeispiel mit nuklearer Energieversorgung. Drei Kraftwerksblöcke à  $500 \text{ MW}_{\text{th}}$  versorgen den Modellkomplex mit Strom und Dampf; ein Kraftwerksblock à  $700 \text{ MW}_{\text{th}}$  stellt zusätzlich zur kombinierten Strom-Dampf-Erzeugung  $200 \text{ MW}_{\text{th}}$  hochtemperaturige Wärme zur Verfügung. Diese Wärme muß im konventionellen Fall durch direkte - fossile - Befuerung an der Verbrauchsstelle aufgebracht werden.

## ENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIEARTEN

KUEHLWASSER	0.73594E	06(T CBM/A)
BEH. WASSER	0.69223E	04(T CBM/A)
STROM	0.25159E	07(T KWH/A)
HD-PD	0.33096E	04(T TON/A)
ND-PD	0.91055E	04(T TON/A)
HT-WAERME	0.13800E	04(TGCAL/A)
KAELTE	0.76284E	03(TNCBM/A)
SONST. HEIZENERGIE	0.32462E	04(TGCAL/A)
DRUCKLUFT	0.15659E	06(TNCBM/A)
STICKSTOFF	0.13153E	05(TNCBM/A)

## BESCHAEFTIGTE

	ARBEITER M/A	ANGESTELLTE M/A	SUMME M/A
CHEMIEKOMPLEX			
OHNE E. VERS.	1541	587	2128
ENERGIEVERSORGUNG			
NUKLEAR	300	40	340
ENERGIEVERSORGUNG			
KONVENTIONELL	224	28	252
SUMME MODELLKOMPLEX			
NUKLEAR	1841	627	2468
KONVENTIONELL	1765	615	2380

## INVESTITIONSSUMMEN

	ANLAGEKAPITAL T DM	UMLAUFKAPITAL T DM	SUMME T DM
CHEMIEKOMPLEX			
OHNE E. VERS.	0.15655E 07	0.16832E 06	0.17338E 07
ENERGIEVERSORGUNG			
NUKLEAR	0.96170E 06	0.89200E 05	0.10509E 07
ENERGIEVERSORGUNG			
KONVENTIONELL	0.35770E 06	0.24000E 05	0.38170E 06
SUMME MODELL- KOMPLEX			
NUKLEAR	0.25272E 07	0.25752E 06	0.27847E 07
KONVENTIONELL	0.19232E 07	0.19232E 06	0.21155E 07
DIFFERENZINVESTITION			0.66920E 06

Tab. 4-1: Daten des Chemiekomplexes

**CARTE ADMINISTRATIVE**  
DES PAYS MEMBRES DES  
**COMMUNAUTÉS**  
**EUROPÉENNES**

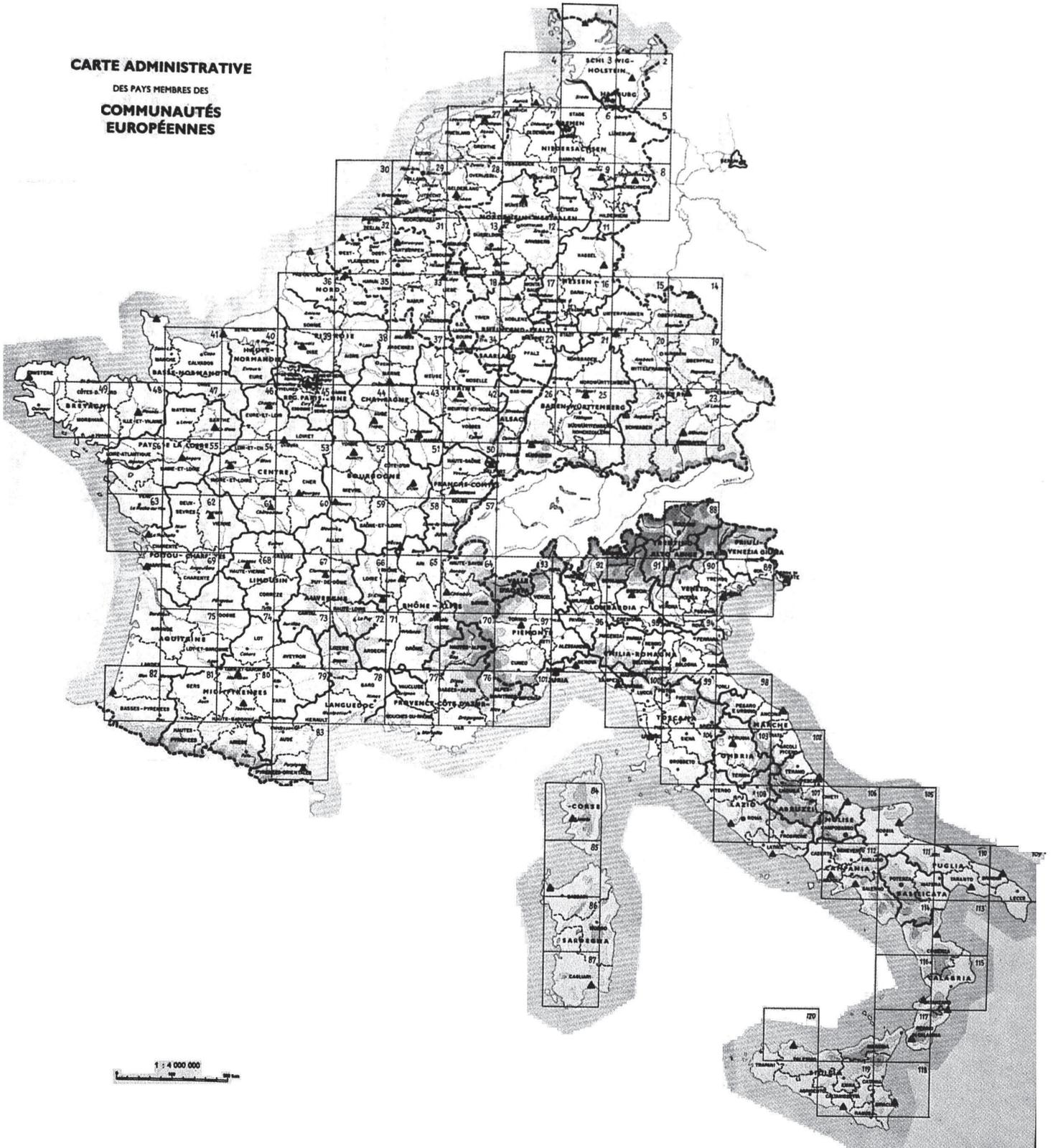


Abb. 4-3: Potentielle Standorte für einen Industriekomplex der Großchemie

Auf eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Produktionsprozesse kann verzichtet werden. Wesentliche Komplexdaten lassen sich jedoch aus Tabelle 4-1 ersehen; sie vermitteln eine Vorstellung von der Größenordnung des hier untersuchten Modells.

#### 4.1.1.1.3 Der Untersuchungsraum

Die internationale Absatzplanung in der Großchemie erfordert ein Untersuchungsgebiet, das über nationale Grenzen hinausgeht. Nach der erarbeiteten Gliederung der Standortfaktoren sind hierbei jedoch nur solche Länder zu berücksichtigen, in denen eine Vorentscheidung über das Investitionsklima grundsätzlich positiv ausfällt. Die sechs ersten Mitgliedsländer EWG, d. h. die BRD, Frankreich, Italien sowie die BENELUX-Länder erfüllen z. B. diese Voraussetzung.

Die Auswahl der Standorte innerhalb der sechs Mitgliedstaaten der EWG ist nach Maßgabe der übrigen absolut wirksamen Faktoren zu treffen. Das gesamte geographische Gebiet der betrachteten EWG-Länder war daher auf potentielle Standorte hin zu untersuchen; dabei erwies sich eine Einteilung der zu untersuchenden Flächen in Planquadrate mit einer Seitenlänge von 100 km als arbeitsorganisatorisch günstig (vgl. Abb. 4-3).

Das Kriterium einer ausreichenden Infrastruktur für einen Standort eines Chemiekomplexes wurde im Vorliegen eines "Zentralen Ortes" gesehen, der sein Umfeld mit handwerklichen, Verwaltungs- und sonstigen Diensten versorgen kann /4-9/. Durch die Begrenzung der Standortuntersuchung auf solche Orte ist außerdem sichergestellt, daß die für den Betrieb des Modellkomplexes notwendigen Arbeitskräfte am Ort oder in dessen Einzugsgebiet vorhanden sind. Der Forderung nach verkehrsmäßiger Erschlossenheit des Standortes wurde dadurch Rechnung getragen, daß die Orte sowohl an Hauptstrecken des Güterverkehrs als auch an Autobahnen oder Bundesstraßen, bzw. Nationalstraßen erster Ordnung liegen. Der Notwendigkeit einer ausreichenden Wasserversorgung wurde dadurch genügt, daß alle Standorte an Flüssen, Seen oder am Meer liegen.

Die Produktionsanlagen zur Erzeugung der chemischen Produkte beruhen auf modernen, erprobten Verfahren der Chemischen Industrie. Die technische Erfüllungbarkeit der Auflagen kann im Rahmen einer Vorentscheidung daher unterstellt werden.

Aufgrund der oben beschriebenen Kriterien wurden folgende Standorte für die Untersuchung ausgewählt:

Lfd. Standort Nr.	Lfd. Standort Nr.	Lfd. Standort Nr.
1	Flensburg	41
2	Lübeck	42
3	Hamburg	43
4	Wilhelmshafen	44
5	Ulzen	45
6	Bremen	46
7	Emden	47
8	Braunschweig	48
9	Hannover	49
10	Münster	50
11	Bad Hersfeld	51
12	Herne	52
13	Köln	53
14	Hof	54
15	Würzburg	55
16	Frankfurt	56
17	Oberlahnstein	57
18	Alsdorf	58
19	Ingolstadt	59
20	Ansbach	60
21	Ludwigshafen	61
22	Saarbrücken	62
23	München	63
24	Ulm	64
25	Stuttgart	65
26	Freiburg	66
27	Groningen	67
28	Arnheim	68
29	Rotterdam	69
30	Geleen	70
31	Antwerpen	71
32	Ostende	72
33	Lüttich	73
34	Luxemburg	74
35	Lille	75
36	Dünkirchen	76
37	Charlesville	77
38	Chalon sur Marne	78
39	Abbeville	79
40	Le Havre	80
	Cherbourg	81
	Nancy	82
	Chaumont	83
	Troyes	84
	Paris	85
	Chartres	86
	Le Mans	87
	Reims	88
	Brest	89
	Belfort	90
	Dijon	91
	Auxerre	92
	Orléans	93
	Tours	94
	Angers	95
	St. Nazaire	96
	Besancon	97
	Macon	98
	Nevers	99
	Bourges	100
	Chateauroux	101
	Poitiers	102
	La Rochelle	103
	Chambery	104
	Lyon	105
	St. Etienne	106
	Clermont-Ferrand	107
	Limoges	108
	Royan	109
	Grenoble	110
	Montelimar	111
	---	112
	---	113
	Montauban	114
	Bordeaux	115
	---	116
	Marseille	117
	Montpellier	118
	Béziers	119
	Toulouse	120
	---	---
	Bayonne	---
	Perpignan	---
	Ajaccio	---
	---	---
	Porto Torres	---
	Cagliari	---
	Trento	---
	Triest	---
	Venedig	---
	Brescia	---
	Mailand	---
	---	---
	Ravenna	---
	Mantua	---
	Genua	---
	Turin	---
	Ancona	---
	Florenz	---
	La Spezia	---
	Savona	---
	Pescara	---
	Perugia	---
	Livorno	---
	---	---
	Vasto	---
	Gaeta	---
	Fiumicino	---
	Brindisi	---
	Bari	---
	Salerno	---
	Neapel	---
	Tarent	---
	Sibari	---
	Crotone	---
	Ibo Valentia	---
	Reggio di Calabria	---
	Syracusa	---
	Gela	---
	Palermo	---

Die zunächst vorgesehenen Standorte 72, 73, 76, 81, 85, 86 mußten wegen des Nicht-Vorliegens von absolut wirksamen Faktoren aus der Untersuchung ausgeschieden werden. Es verbleiben mithin 116 Standorte.

Damit ist der Untersuchungsraum hinsichtlich einer repräsentativen Produktionsstandortauswahl abgegrenzt. Das Ergebnis einer Untersuchung re-

präsentativer Absatzorte sowie deren Aufnahmepotential für die Produkte des Chemiekomplexes zeigt die folgende Tab. 4-2 (vergl. zur Begründung /4-2/).

Produkt- gruppen	Absatz Grund- und Zwi- schenprodukte	Absatz Synthese- kautschuke	Absatz Polymerisate	Absatz Kondensate
Absatzorte	$10^3$ t	$10^3$	$10^3$	$10^3$ t
Hannover	-	124,7	180,6	-
Köln	2505,4	48,1	453,4	267,3
Mannheim	1913,3	93,6	643,5	61,5
Ingolstadt	-	-	316,-	-
Paris	976,4	157,7	390,4	30,3
Lyon	996,4	69,6	226,-	73,7
Mailand	1056,8	154,8	580,3	149,9
Venedig	-	-	217,8	-
Rotterdam	1690,7	67,5	177,-	93,-
Antwerpen	-	54,-	204,5	35,-
Summe	9139,-	770,-	3389,5	710,7

Tab. 4-2: Absatzpotential des Chemiekomplexes nach Produktgruppen und Absatzorten

Damit ist der Untersuchungsraum auch hinsichtlich des Absatzes abgegrenzt.

Die Ergebnisse eines Computerprogramms zur Auffindung geeigneter Standorte für den Modellchemiekomplex im Alternativvergleich konventionelle (Öl-) und nukleare Energieversorgung können nun dargestellt werden. Es berücksichtigt

alle dargestellten Standorteinflußfaktoren, verwendet jedoch im Prinzip die bereits unter Kap. 3-2 erläuterte Zielfunktion.

Die Modellrechnungen wurden auf einer IBM 370-60 durchgeführt. Die Rechenzeit eines Standardlaufs betrug ca. 4,25 Minuten.

#### 4.1.1.2 Der Einfluß des HTR auf die Standortorientierung in der Großchemie

##### 4.1.1.2.1 Die Bedeutung des HTR für die Erweiterung der Standortwahl

Die Berücksichtigung aller beschriebenen Einflußgrößen führt im Falle konventioneller Energieversorgung zu standortabhängigen Eigenkapitalertragswerten, wie sie die folgende Abb. zeigt:

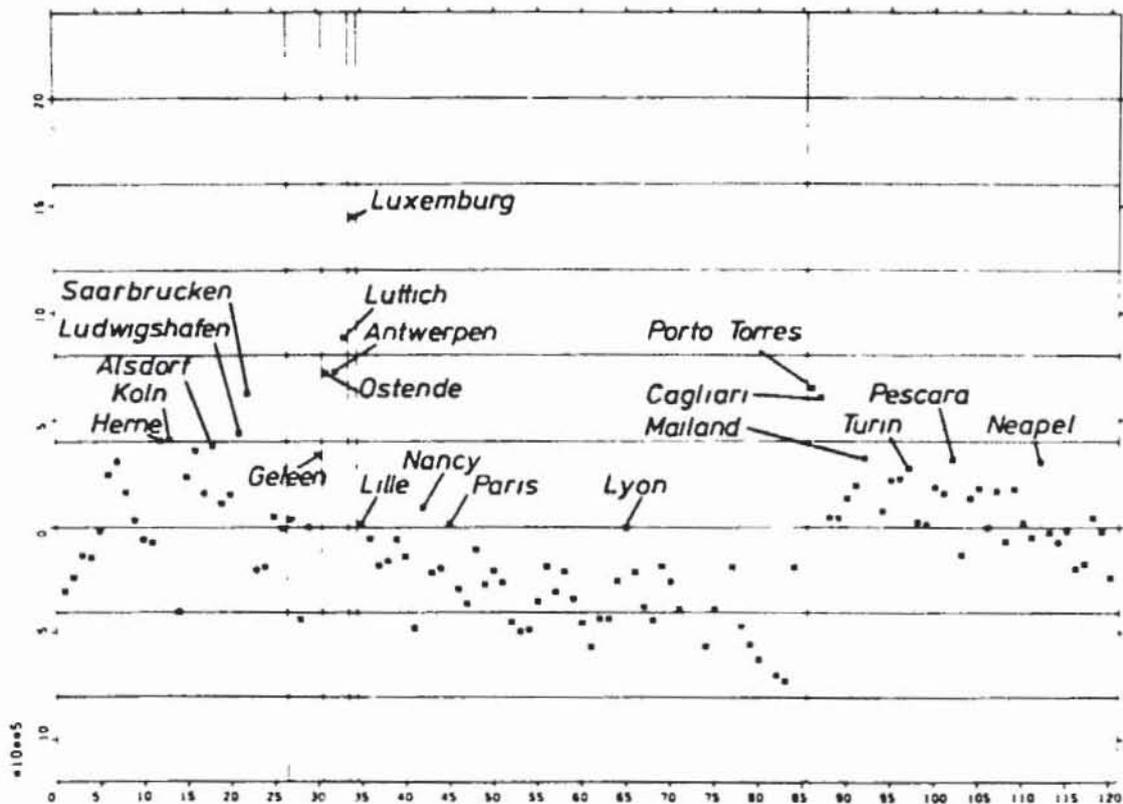


Abb. 4-4: Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit ÖKW-Chemiekomplex (TDM) - unter Berücksichtigung aller Einflußgrößen

Auf der Abzisse sind die Standorte in der Reihenfolge der Untersuchung aufgezeichnet. Die Ordinate weist diesen Standorten Ertragswerte zu, wie sie unter Zugrundelegung eines Kalulationszinsfußes von 10 %/a auf das eingesetzte Eigenkapital und einer Heizöl-S-Preissteigerungsrate von 4,5 %/a erzielt werden. Wirtschaftlich im Sinne des Modells ist eine Investition nur an solchen Standorten, die positive Eigenkapitalertragswerte ausweisen (vgl. auch Anhang I).

Die Spannweite der positiven Eigenkapitalertragswerte ist beträchtlich. Während Rotterdam gerade die geforderte Mindestverzinsung erreicht, erwirtschaftet der beste Standort, Luxemburg, darüber hinaus einen Vermögenszuwachs von ca. 1,44 Mrd. DM d. i. das 1,3-fache des zu Anfang eingesetzten Eigenkapitals. Als nächstgünstige Standorte folgen mit deutlichem Abstand die Orte in Belgien sowie Porto Torres, Saarbrücken und Cagliari mit Ertragswerten zwischen  $600 \leq K_{EK}(J) \leq 900$  Mio DM. Das Gros der 48 wirtschaftlichen Standorte, davon 21 in Italien und 14 in der BRD, weisen Eigenkapitalertragswerte bis zu 440 Mio DM aus.

Der deutliche Abfall der meisten französischen Standorte gegenüber denjenigen in den anderen Ländern tritt ebenfalls bemerkenswert klar in Erscheinung.

Im folgenden Bild kann nun gezeigt werden, wie sich diese Verteilung der Standortqualitäten durch den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren ändert:

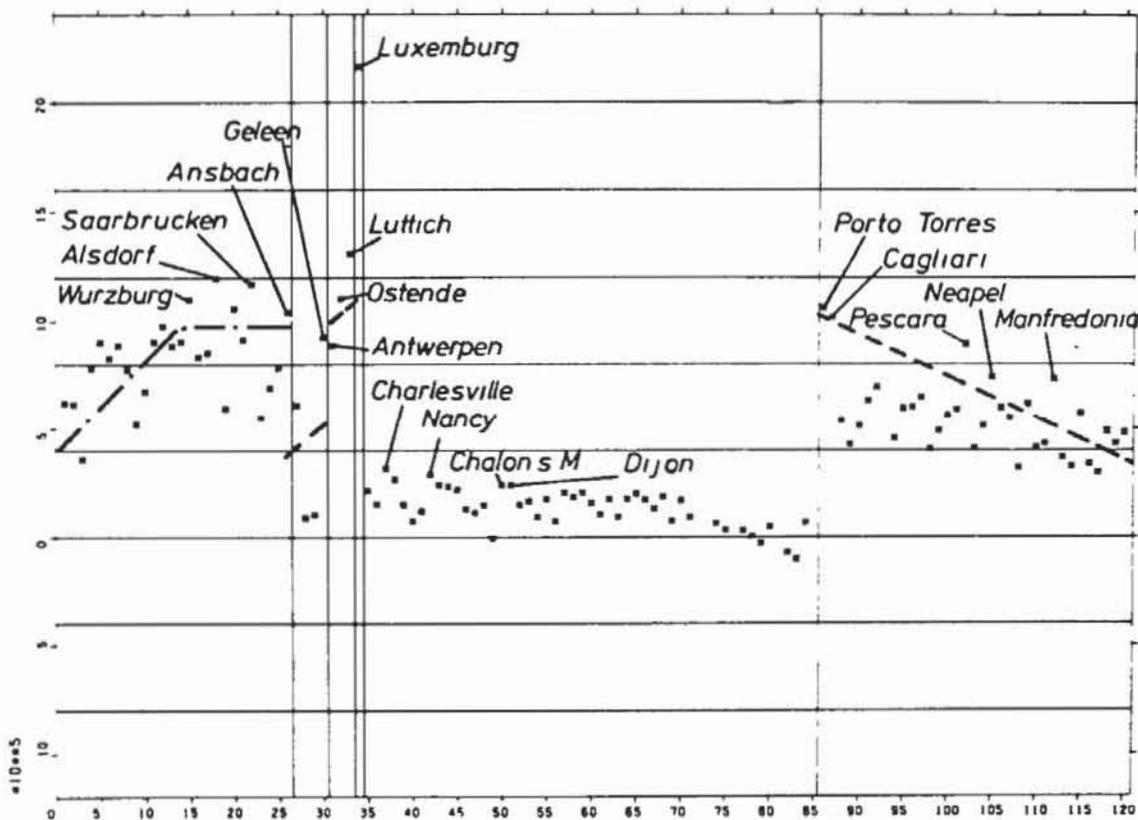


Abb. 4-5: Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit HTR-Chemiekomplex (TDM) - unter Berücksichtigung aller Einflußgrößen

Die Modellrechnung ergibt, daß der Einsatz nuklearer Energie zu einer Erhöhung der Eigenkapitalertragswerte an jedem Standort führt. Hierdurch

werden sämtliche Standorte in der BRD, in den Niederlanden, in Italien und - bis auf 4 - in Frankreich wirtschaftlich. Es ist eine deutliche Nivellierung der Eigenkapitalertragswerte der französischen Standorte festzustellen. Die deutschen Standorte werden gegenüber den niederländischen, französischen und italienischen Standorten tendenziell vorteilhafter. Der Abstand des günstigsten Standortes, Luxemburg

(Nr. 34), gegenüber den in der Rangfolge nächstbesten Ansiedlungsorten vergrößert sich. Rotterdam (Nr. 29) hat die größten relativen Verluste aufzuweisen. Der Abstand zum günstigsten holländischen Standort, Geleen (Nr. 30), vergrößert sich in ähnlicher Weise wie zu den anderen Standorten in der BRD und in Italien. In der Rangskala befindet sich Rotterdam zusammen mit Arnheim im unteren "Qualitätsbereich" aller untersuchten Standorte.

Der bereits beim isolierten Kraftwerksvergleich zutagegetretene Vorteil des Hochtemperaturreaktors führt mithin zu deutlichen Veränderungen der Standortqualitäten, sowohl in der Höhe der Eigenkapitalertragswerte, als auch in bezug auf eine Änderung der Rangfolge der untersuchten Standorte.

#### 4.1.1.2.2 Die deglomerativen Wirkungen staatlicher Investitionsanreize

Innerhalb der Länder BRD, Niederlande, Belgien und Italien lassen sich zwei Gruppen von Standorten unterscheiden, die durch die gestrichelte Linie getrennt sind. Oberhalb dieser Linie befinden sich alle Standorte, die durch direkte Kapitalbeihilfen (steuerfreie Prämien und steuerbare Zuschüsse) begünstigt sind. Diese direkten staatlichen Maßnahmen zur Industrieansiedlung gewähren den begünstigten Standorten mithin einen starken Vorteil, der umso mehr sichtbar wird, je höher der Kalkulationszinsfuß angesetzt werden kann.

In Frankreich verursachen diese direkten Kapitalbeihilfen vergleichsweise geringe Vorteile, da hier die Beschränkungen der absoluten Beträge für diesen Modellkomplex wirksam werden.

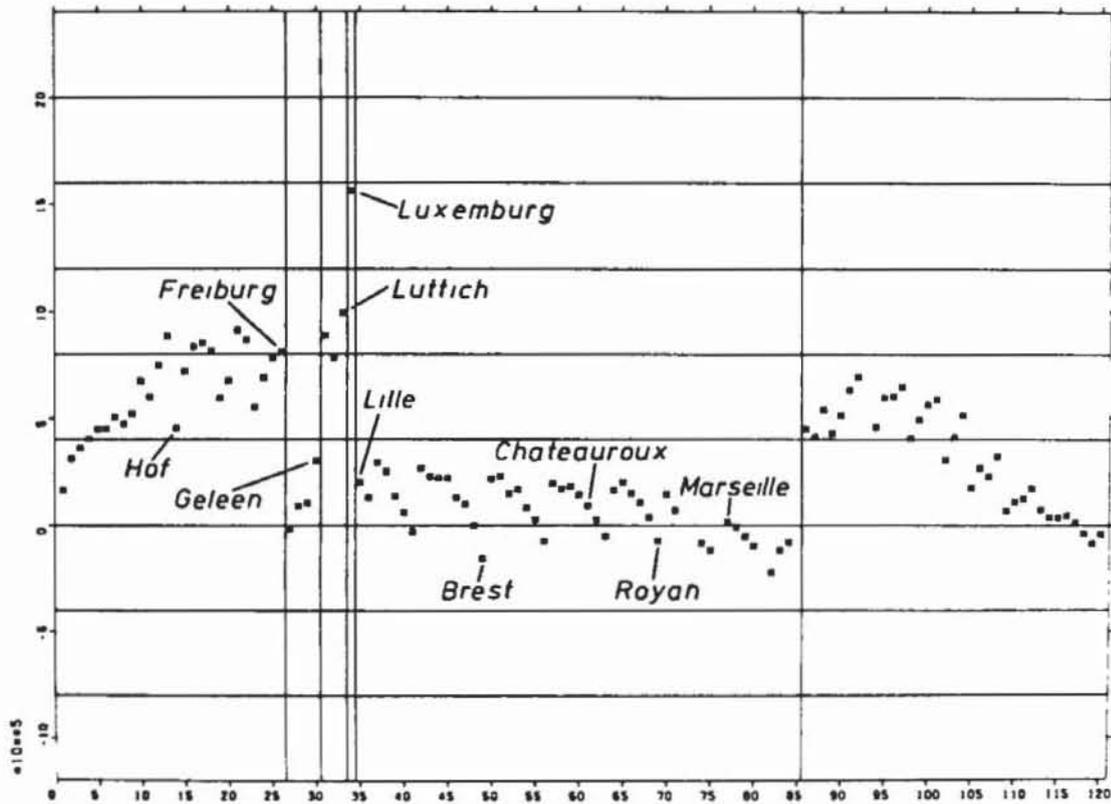


Abb. 4-6: Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit HTR-Chemiekomplex (TDM)

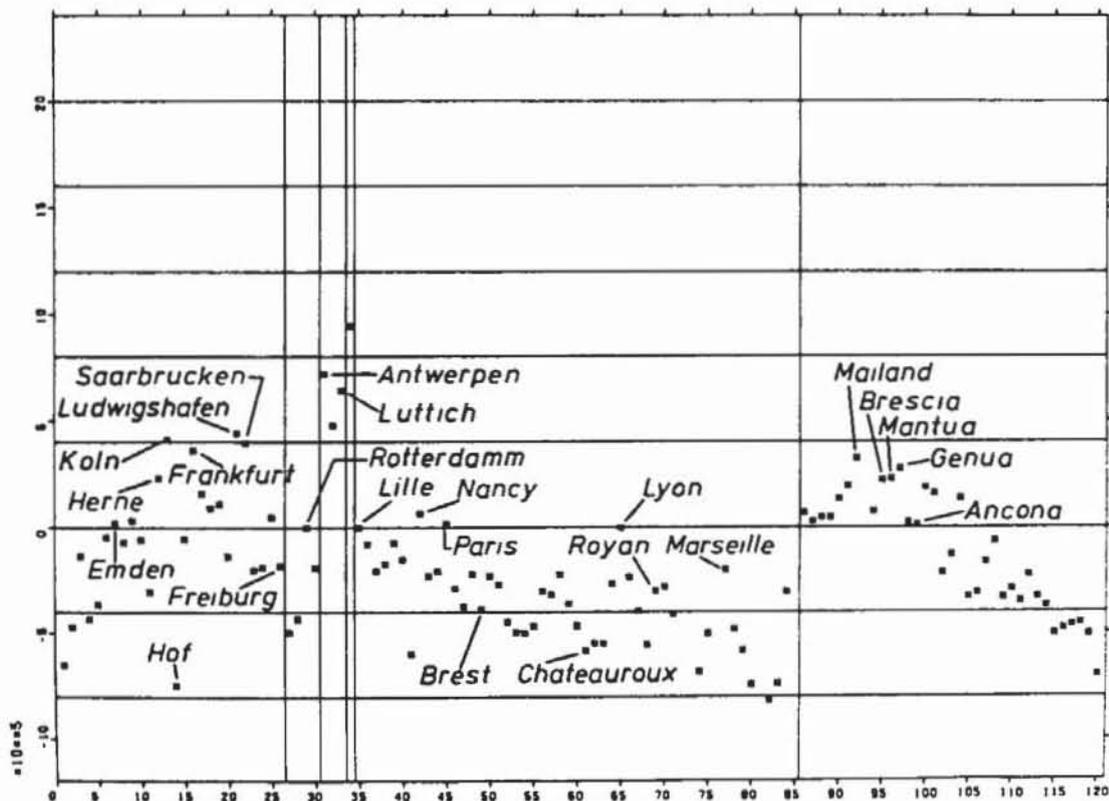


Abb. 4-7: Eigenkapitalertragswerte der Standorte mit ÖKW-Chemiekomplex (TDM)

Es kann nun gezeigt werden, wie sich die Verteilung der standortabhängigen Eigenkapitalertragswerte ändert, wenn an keinem Standort staatliche Ansiedlungsvergünstigungen, und zwar weder Kapitalhilfen, Zinszuschüsse, Arbeitsplatzprämien noch eine (teilweise) Befreiung von den im Rechenprogramm erfaßten direkten Steuern gewährt werden. Dieser Modellfall hat deshalb einen realistischen Hintergrund, weil die Vergünstigungen nicht automatisch gewährt werden müssen, sondern die zuständigen Institutionen über das Ausmaß der zu vergebenen Ansiedlungsanreize im Einzelfall entscheiden. Diese Entscheidung kann z. B. abhängen von der Meinung, die diese Institutionen von der Eignung der Ansiedlungsvorhaben für die weitere ausgewogene wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklung der Umgebung haben, von der Nationalität des potentiellen Investors, nicht zuletzt von den zur Verfügung stehenden Mitteln der Staatskasse zum Zeitpunkt des Ansiedlungsansuchens. Dieser Ermessungsspielraum der Behörden behaftet die Ergebnisse daher mit einem Unsicherheitsgrad, der unvermeidbar ist.

Um diese Unsicherheiten zu beseitigen, sind in Abb. 4-6 und 4-7 die Eigenkapitalertragswerte ohne Berücksichtigung staatlicher Anreizmaßnahmen für die Fälle nuklearer und konventioneller Energieversorgung des Modellkomplexes gegenübergestellt. Der untere Teil der Abb. kann dabei als Verifikation realistischer Gegebenheiten des Modellansatzes angesehen werden. Unter Berücksichtigung der erarbeiteten Absatzstruktur für den Modellkomplex, bei Anwendung der großtechnisch erprobten Verfahren und unter Zugrundelegung der derzeit üblichen Energieversorgung in der Chemischen Industrie sind es zum größten Teil die bekannten, auch bisher standortmäßig bevorzugten Orte, die in der Rangskala der einzelnen Länder die höchsten Eigenkapitalertragswerte erwirtschaften. Deutlich zurück fallen im Vergleich zu Abb. 4-4 die norddeutschen, die süditalienischen, die west- und südfranzösischen Standorte (außer Marseille und Lyon) sowie Groningen und Geleen in den Niederlanden. In diesen Fällen werden Standortnachteile offenbar, die bisher durch die staatlichen Hilfsmaßnahmen überdeckt wurden. Hingegen erzielen die belgischen Standorte sowie Luxemburg auch ohne staatliche Anreizmaßnahmen hohe Eigenkapitalertragswerte. Diese Vorteile müssen mithin in anderen, nun zu analysierenden Faktoren begründet liegen.

#### 4.1.1.2.3 Die Verschiebungen relativer Standortqualitäten durch einen einheitlichen Energiepreis

Im oberen Teil der Abb. 4-6 sind die entsprechenden Werte (ohne staatliche Anreize) bei nuklearer Energieversorgung des Modellkomplexes aufgezeichnet. Modelltheoretisch handelt es sich hier um die erste Stufe einer Ausgabennivellierung, die durch das standortunabhängige Angebot nuklearer HT-Wärme, Prozeßdampf und Strom hervorgerufen wird.

Der nukleare Energieeinsatz wirkt dabei in mehrfacher Weise:

Erstens vermindern sich durch den niedrigen Energiegestehungspreis die jährlichen Gesamtausgaben an allen Standorten. Diese Ersparnis verursacht steigende Periodenüberschüsse, mithin höhere Eigenkapitalertragswerte, wie das bereits im Vergleich der Abb. 4-4 und 4-5 zum Ausdruck kam.

Zweitens begünstigt dieser Vorteil alle Standorte in den Ländern BRD, Italien sowie Luxemburg relativ stärker, da dort ein durchschnittlich höheres Heizöl-S-Preisniveau für industrielle Abnehmer festgestellt wurde als in Frankreich, Belgien und besonders in den Niederlanden. Drittens entfällt ein Transportausgabenvorteil für alle raffinerienahen Standorte. Dies führt innerhalb der untersuchten Länder zu einer Abwertung (-), bzw. Aufwertung (+) der in bezug auf die Raffinerienähe geografisch günstigen bzw. ungünstigen Standorte. Das macht sich besonders bei den in Frankreich untersuchten Standorten bemerkbar, weil dort relativ wenig Raffinerien im Landesinnern stehen: Lille (-), Lyon (-), Chateauroux (+), Royan (+); aber auch in der BRD: Hof (+), Freiburg (+), in den Niederlanden: Geleen (+) und in Belgien: Lüttich (+). In Italien verursacht die Nivellierung der Energieausgaben dagegen keine bemerkenswerten relativen Verschiebungen der Standortqualitäten, da an den relevanten Industriestandorten Raffinerien stehen, die Wegstrecken ins Landesinnere gering und die spezifischen Transportausgabensätze vergleichsweise niedrig sind. Viertens läßt die Nivellierung der Energiepreise durch Hochtemperaturreaktoren die anderen Ausgabeneinflußgrößen stärker hervortreten, wodurch die Struktur der Standorte deutlicher sichtbar wird. Die abfallenden "Standortäste" in Frankreich z. B. bilden sich aufgrund der von Osten nach Westen durchgeführten Untersuchungen auf annäherungsweise gleichem Niveau der geografischen Breitengrade. Wegen der von Osten nach Westen steigenden Absatztransportausgaben fallen in westlicher Richtung die Eigenkapitalertragswerte der Standorte ab.

#### 4.1.1.2.4 Die Eignung des Hochtemperaturreaktors für einen Einsatz in der Großchemie Nordrhein-Westfalens

Die besondere Eignung der Region NRW für einen Einsatz des HTR's in der Großchemie kann nicht isoliert betrachtet und in absoluten Größen bewertet werden, sondern sie ist in Relation zu anderen Alternativen zu sehen. Solche Alternativen sind der Einsatz des HTR in anderen Regionen der BRD oder, sofern man die angestrebte internationale Standortplanung in der Großchemie berücksichtigt, in den anderen untersuchten Regionen der EWG-Länder. Dem investitionstheoretischen Ansatz der hier durchgeführten Modelluntersuchung gemäß, wird die Frage der Eignung einer Region für eine nukleare industrielle Energieversorgung hier dahingehend beantwortet, ob aus der Sicht eines Investors ausgewählte, die absolut wirksamen Standortfaktoren erfüllenden Ansiedlungsorte durch die Verwendung der HTR-Technologie "am Standplatz" überdurchschnittliche Vorteile erzielen.

Als Maßstab der so definierten Eignung wird der nachfolgend näher erläuterte Koeffizient definiert:

$$f_j = \left[ \begin{array}{c} E_{\text{nuc}, j} \\ E_{\text{konv}, j} \end{array} - 1 \right] \cdot \left[ \begin{array}{c} \overline{E}_{\text{nuc}} \\ \overline{E}_{\text{konv}} \end{array} - 1 \right]^{-1}$$

Hierbei bedeuten:

- $E_{\text{nuc}, j}$  positiver durchschnittlicher Eigenkapitalertragswert der Region j mit nuklearer Energieversorgung
- $E_{\text{konv}, j}$  positiver durchschnittlicher Eigenkapitalertragswert der Region j mit konventioneller Energieversorgung.
- $\overline{E}_{\text{nuc}}$  Durchschnittswert aller untersuchten Standorte mit positiven Eigenkapitalertragswert bei nuklearer Energieversorgung.
- $\overline{E}_{\text{konv}}$  Durchschnittswert aller untersuchten Standorte mit positiven Eigenkapitalertragswert bei konventioneller Energieversorgung GE.
- $f_j$  Eignungskoeffizient der Region j.

Der dimensionslose Eignungskoeffizient  $f_j$  kennzeichnet mithin die Eigenkapitalertragswertänderung, die sich für die untersuchten Standorte in der Region  $j$  beim Übergang von konventioneller zur nuklearen Hochtemperatur-Energieversorgung im Verhältnis zu den durchschnittlichen Änderungen der relevanten Standorte in allen Regionen der EWG ergeben. Ein  $f_j \ll 1$  bedeutet eine unterdurchschnittliche, ein  $f_j = 1$  eine durchschnittliche und ein  $f_j \gg 1$  eine überdurchschnittliche Änderung der durchschnittlichen Eigenkapitalertragswerte der jeweils untersuchten Region. Setzt man diese quantitativen Begriffsmerkmale semantisch gleich mit den qualitativen Merkmalen "besondere", "durchschnittliche", "weniger gute" Eignung, so lassen sich für NRW angesichts der computererrechneten Ergebnisse der folgenden Tabelle die folgenden Feststellungen treffen:

Einflußgrößen	Modellrechnung mit allen Einflußgrößen				Modellrechnung ohne Subventionen					
	Durchschnittswerte		Basis BRD		Basis EWG		Basis BRD		Basis EWG	
$E_{nuc, NRW(TDM)}$	934	189,3	934	189,3	781	636,5	781	636,5		
$E_{kon, NRW(TDM)}$	285	498,3	285	498,3	169	405,8	169	405,8		
$E_{nuc} (TDM)$	825	358,1	489	802,9	620	351,3	377	789,3		
$E_{konv} (TDM)$	272	669,2	268	433,3	209	453,1	215	386,-		
$f_{NRW}$		1,12		2,76		1,84		4,79		

Tab. 4-3: Die Eignung der Region NRW für eine nukleare Energieversorgung

Bei Berücksichtigung aller Einflußgrößen und unter Zugrundelegung der durchschnittlichen Eigenkapitalertragswertänderungen an allen Standorten der EWG ist NRW tatsächlich besonders geeignet ( $f_{NRW} = 2,76$ ) für einen Einsatz der Hochtemperaturtechnologie in der Großchemie. Diese besondere Eignung bestärkt sich, wenn man - im europäischen Rahmen - die Ansiedlungsbeihilfen fortläßt, die ja im Grunde einen Teil der volkswirtschaftlichen Kosten der Investitionslenkung darstellen ( $f_{NRW} = 4,79$ ).

Nimmt man als Basis der Untersuchung nur Standorte innerhalb der BRD, so läßt sich bei Berücksichtigung aller im Modell enthaltenen standortbeeinflussenden Faktoren dagegen nur eine annähernd durchschnittliche Eignung NRW's aus der Tabelle entnehmen.

Das Ergebnis verbessert sich allerdings deutlich bei Wegfall der auch in der BRD gewährten "incentives".

Die Ursachen der besonderen Eignung NRW's für einen Einsatz der HTR-Technologie in der Großchemie liegen bei gesamteuropäischer Betrachtung in der Nähe des Abnehmerpotentials, der langfristig wirksamen hohen Arbeitsproduktivität - und an einem, im Vergleich zu den anderen Ländern der EWG, bisher hohen Heizöl-S Preisniveau. Es zeigt sich hier sehr deutlich, daß die ursprünglich als Übergangsteuer zur Anpassung des Steinkohlenbergbaus konzipierte und nun als seine Fiskalsteuer fortbestehende Heizölsteuer zu deutlichen relativen Standortnachteilen für die BRD (und auch für NRW) führt. Das muß sich beim Übergang zu einer anderen Art der Energiewandlung daher in besonderen relativen Verbesserungen gegenüber den Standorten in anderen Ländern äußern.

Innerhalb der BRD fällt dieser Vorteil weg, daher ist die Veränderung im Vergleich zu den anderen Regionen, bzw. Bundesländern, bei Betrachtung aller Einflußgrößen auch nur durchschnittlich. Auf der anderen Seite erscheint es im Sinne einer Minimierung des volkswirtschaftlichen Gesamtaufwandes bei Industrieansiedlungen besonders positiv, daß Standorte in NRW bei einem unterstellten Fortfall der auch in den übrigen Ländern der BRD gewährten Investitionsbeihilfen an "Qualität" gewinnen. Der Wegfall des staatlichen Eingriffs und ubiquitäre Energiepreise bringen die sonst (positiv) wirksamen Standorteinflußfaktoren stärker zur Geltung.

#### 4.1.1.3 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

- Der Einsatz der Hochtemperaturtechnologie erweitert die Möglichkeiten der Standortwahl in der Großchemie.

Es wurde dargestellt, daß der HTR den bisher durch konventionelle Kraftwerke und andere, ebenfalls fossil beheizte Energiewandler gedeckten Bedarf an Be-

triebsmittelenergie in Großkomplexen der Chemischen Industrie - im Gegensatz zu anderen Kernreaktor-konzepten - nahezu vollständig substituieren kann. Außerdem wurde belegt, daß dieses Kraftwerkskonzept im Vergleich zu allen anderen fossilen, aber auch nuklearen Kraftwerksarten die geringsten Umweltbelastungen hervorruft und auch unter dem Aspekt der nuklearen Sicherheit ("ein Coreschmelzen ist naturgesetzlich nicht möglich") anderen Reaktorlinien überlegen ist. Durch diese Merkmale sind die im Gliederungsschema für Standortplanungen in der Chemischen Industrie definierten, unbedingt wirksamen Standortfaktoren: Investitionsklima, sichere Rohstoffversorgung (in diesem aggregierten Begriffsschema sind die zu Betriebsmittelzwecken verwendeten fossilen Energieträger in den Rohstoffen enthalten) sowie Auflagen leichter als bisher zu erfüllen. An Infrastruktur, Arbeitskräfte- und Wasserbedarf - ebenfalls als unbedingt wirksame Standortfaktoren gekennzeichnet - stellt der HTR keine höheren Anforderungen als andere Kraftwerksarten.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen, in denen außer den oben genannten die bedingt wirksamen Standortfaktoren erfaßt werden, zeigten, daß wesentlich mehr Standorte mit nuklearer Energieversorgung einen positiven Eigenkapitalertragswert aufweisen, als bei konventioneller Energieversorgung. Das verleiht der oben getroffenen Feststellung besonderes Gewicht. Denn aus der Untersuchung wurde ebenfalls deutlich, daß die Zahl der ökonomisch günstigen Standorte für einen Industriekomplex der Großchemie innerhalb der untersuchten Länder Bundesrepublik Deutschland, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Italien sehr begrenzt ist - selbst bei weiter Auslegung der Erfüllbarkeit der unbedingt wirksamen Standortfaktoren.

- Der Einsatz der Hochtemperaturtechnologie löst deutliche relative Änderungen und Nivellierungen der Qualitäten industrieller Standorte aus.

Luxemburg, der durch die niedrigsten - langfristigen - Arbeitsausgaben, hohe Subventionen und seine zentrale Lage zu den europäischen Absatzmärkten ohnehin günstigste Standort für den vorliegenden Industriekomplex, verbessert seine relative Standortgunst noch infolge des Wegfalls überdurchschnittlich hoher Energiepreise. Die untersuchten Ansiedlungsorte in der BRD müssen aufgrund der hohen fiskalischen Belastung des Heizöls Wettbewerbsnachteile im EWG-

Vergleich hinnehmen. Sie gewinnen durch die HTR-Technologie daher relative Vorteile, so daß sie die nach Luxemburg besten Standorte, die in Belgien und auf Sardinien liegen, erreichen, bzw. überholen. Innerhalb der Bundesrepublik erfahren die Standorte die höchsten Aufwertungen, die nicht in Raffinerienähe liegen, d. s. die Standorte im Landesinneren, abseits von Verbrauchs- bzw. Ballungszentren.

- Trotz dieser Wirkungen wird der Einsatz der Hochtemperaturtechnologie nicht zum wichtigsten Standortfaktoren für Industriekomplex der Chemischen Industrie.

Unterschiede bei der Gewährung von Ansiedlungsanreizen, bei Löhnen und Gehältern (und allen davon abhängigen Folgeausgaben) und in der Steuergesetzgebung können zu größeren Veränderungen der Höhe der Eigenkapitalertragswerte an den untersuchten Standorten und zu entsprechenden Umordnungen der Standortrangfolge führen. Investitionsanreize rufen dabei auch zwischen geografisch eng benachbarten Standorten große Qualitätsunterschiede hervor, wohingegen Unterschiede bei den Arbeitsausgaben und in der Steuergesetzgebung mehr auf das Standortniveau zwischen einzelnen Ländern wirken. Auch die Transportwege und Preise sind in dem geografisch so heterogenen Untersuchungsraum von durchaus standortlenkender Bedeutung; bei Einbeziehung mehrerer Verkehrsmittel in die Untersuchung hätte dieser Faktor ein noch deutlicheres Gewicht erhalten können.

- Die Einführung der Hochtemperaturtechnologie kann in den ersten Jahren ihres Einsatzes zu einer Wachstumspause, bzw. zu einer Verlangsamung des Wachstums in der Großchemie führen.

Das für den untersuchten Chemiekomplex errechnete durchschnittliche Verhältnis des Anlagekapitalbedarfs einer Chemieanlage zum Anlagekapitalbedarf eines konventionellen Kraftwerks ist ca. 1:2. Bei nuklearer Energieversorgung ändert sich dieses Verhältnis auf über 1:5. D. h. , der Entschluß zur Bereitstellung zusätzlicher Kapitalmittel für die Umstellung von einem konventionellen auf ein nukleares Energieaggregat bedeutet den Verzicht auf den Neubau oder Ersatz von drei "durchschnittlichen" Produktionsanlagen.

- Bei gleichzeitiger Erweiterung der Standortwahlmöglichkeiten kann der Einsatz der Hochtemperaturtechnologie am gewählten Standort langfristig zu verstärkenden Agglomerationstendenzen beitragen.

Der Nachteil eines verlangsamten Wachstums der Großchemie in den ersten Jahren des Einsatzes von Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktoren wird kurzfristig aufgewogen durch die Sicherung der Energieversorgung auf einem höheren qualitativen Niveau und langfristig durch die primären und sekundären Wirkungen konstanter Preise für Wärme und Strom. Diese langfristigen Wettbewerbsvorteile werden sich mit großer Wahrscheinlichkeit zuerst am Standort selbst durch den Zubau neuer Produktionsanlagen und weiterer nuklearer Energieaggregate auswirken. Die vergleichsweise höhere Kapitalbindung und die höhere Lebensdauer der nuklearen Anlagen, die "economies of spatial juxtaposition", aber auch die Attitüde der Wirtschaftssubjekte, eher den Ausbau neuer Technologien den einmal gewählten Standort zu betreiben, bzw. sich damit abzufinden, als immer wieder neuen Standort dafür zu suchen, sind wesentliche Gründe für diese Annahmen.

Die Bipolarität der räumlichen Wirkung dieser neuen Technologie, die sich auch in den Abb. 4-8 und Abb. 4-9 zeigt, ist damit sehr deutlich beschrieben: Der Einsatz von Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktoren kann einmal die Funktion der Initialzündung für die Entwicklung neuer Agglomerationskerne übernehmen, zum anderen aber auch zur Konservierung bereits bestehender Industriezentren beitragen.

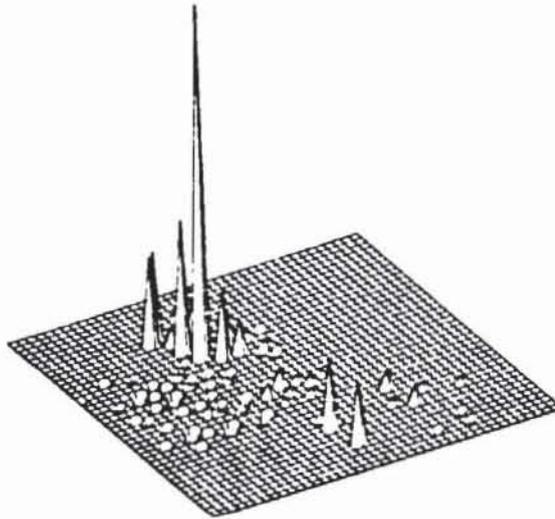


Abb. 4-8: Wirtschaftliche Standorte mit konventioneller Energieversorgung

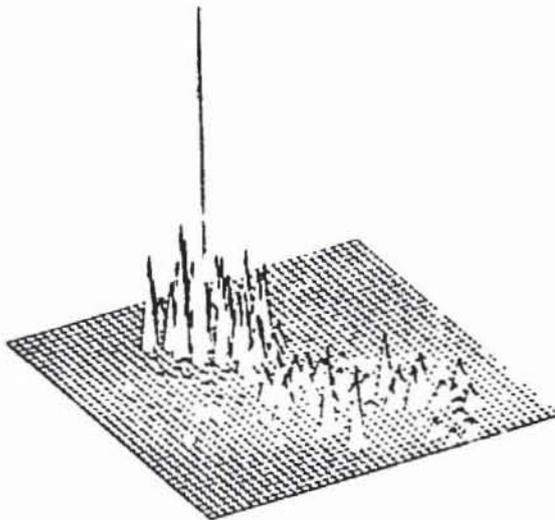


Abb. 4-9: Wirtschaftliche Standorte mit HTR-Energieversorgung

## 4.1.2 Die Eisen- und Stahlindustrie

### 4.1.2.1 Standortprobleme der Eisen- und Stahlindustrie unter besonderer Berücksichtigung der Lage zum Absatzmarkt

#### 4.1.2.1.1 Standortkriterien für Eisenhüttenwerke

Die sich ändernden wirtschaftlichen und wirtschaftspolitischen Verhältnisse in Verbindung mit der Entwicklung neuer Technologien, bzw. Verbesserung der alten, sind die wesentlichsten Ursachen dafür, daß sich die Frage des Standortes von Eisenhüttenwerken nicht generell beantworten läßt.

Seit Beginn der Eisen- und Stahlerzeugung in Westeuropa war die Stahlindustrie rohstofforientiert. Für die Entstehung der Eisenhüttenwerke an der Ruhr, im Saargebiet und in Oberschlesien war die dort geförderte Kokskohle maßgebend. Die Hüttenwerke in Lothringen, in der Oberpfalz, im Siegerland und im Salzgittergebiet wurden für die Verhüttung der dortigen Erze errichtet. In diesen Bereichen entstand in der Folgezeit eine ausgedehnte weiterverarbeitende Industrie, so daß die Hüttenwerke in diesen Gebieten nicht nur den Vorteil des billigen Rohstofftransportes, sondern auch der unmittelbaren Verbrauchernähe hatten.

Zu einer Zeit, in der sich die Hauptverbraucherzentren bereits gebildet hatten und die Rohstoffseite Veränderungen erfuhr, stellte sich bei der Neugründung eines Hüttenwerkes die Standortfrage der Rohstoff- oder Absatzorientierung.

Als Beispiel für einen überwiegend absatzorientierten Standort gilt Chicago. Hier hatte die vorhandene Ballung großer Stahlverbrauchergruppen die Gründung neuer und die Erweiterung vorhandener Hüttenwerke begünstigt. Es besteht also eine wechselseitige Beeinflussung zwischen Eisenhüttenwerken und weiterverarbeitender Industrie. Die günstige Lage zum Absatzmarkt kann sich in kürzeren Zeiten mit der wirtschaftlichen Situation verändern; der Standortvorteil eines Küstenwerkes kann durch Veränderung auf dem Absatzmarkt zum Nachteil werden, wenn z. B. überseeische Exportmärkte verlorengehen.

Die Lage von Hüttenwerken im Binnenland ist durch die Verbrauchernähe begünstigt. Dadurch läßt sich der weitere Ausbau der Hüttenwerke im Ruhrgebiet erklären, nachdem deren Standortvorteile auf der Seite der Rohstoffversorgung nicht mehr gegeben waren. Die Verbrauchernähe gewann immer mehr an Bedeutung.

Die Frage des Standortes neuer Hüttenwerke ist oft nicht nur eine wirtschaftliche Frage, es können u. a. auch strukturpolitische Maßnahmen eine entscheidende Rolle spielen. Die Gründung des Hüttenwerkes Tarent im industriearmen Süditalien ist ein Beispiel dafür.

#### 4.1.2.1.2 Rohstoffversorgung der Eisen- und Stahlindustrie

##### Die Erzversorgung

Für den gesamten Bereich der westeuropäischen Eisenhüttenindustrie haben sich auf der Rohstoffseite sehr wesentliche Veränderungen ergeben. Die Erschließung neuer und, was in erster Linie für die Erze zutrifft, besserer Rohstoffvorkommen im Ausland (z. B. höherer Eisengehalt) hat in Verbindung mit der Erweiterung und Rationalisierung des Seetransportes höhere Rohstoffimporte bewirkt. Aufgrund größerer Hochofenleistung und eines geringeren spezifischen Koksverbrauchs sind die deutschen Hüttenwerke fast gänzlich vom Einsatz inländischer Erze abgegangen, deren geringer Anteil in erster Linie in den bayerischen und niederländischen Hütten verarbeitet worden ist.

Eisenerze	1972	1971	1970	1965	1960
<b>Ausländisches Erz</b>					
1000 Stoff-t . . . . .	42 144	39 261	43 732	33 537	31 139
1000 Fe-t . . . . .	24 496	22 635	25 205	18 118	14 934
Fe in % Stoff . . . . .	58,1	57,7	57,6	54,0	48,0
<b>Inländisches Erz</b>					
1000 Stoff-t . . . . .	5 145	4 900	5 752	7 464	13 933
1000 Fe-t . . . . .	1 641	1 575	1 820	2 382	4 208
Fe in % Stoff . . . . .	31,9	32,1	31,6	31,9	30,2
<b>Erz insgesamt</b>					
1000 Stoff-t . . . . .	47 290	44 161	49 484	41 001	45 072
1000 Fe-t . . . . .	26 137	24 210	27 025	20 500	19 142
Fe in % Stoff . . . . .	55,3	54,8	54,6	50,0	42,5

Tab. 4-4: Verbrauch an Eisenerzen in den Hochofen- und Sinteranlagen der BRD /4-10/

Die wichtigsten europäischen Lieferländer sind Schweden und Frankreich. Die starke Verminderung der Erzlieferungen Frankreichs in den letzten Jahren ist auf die Einschränkung des Einsatzes der wenig eisenhaltigen lothringischen Erze (Minette) bei den Saalhütten zurückzuführen. Die wichtigsten überseeischen Erzlieferanten sind Brasilien und Liberia; Australien hat in den letzten Jahren zunehmende Bedeutung erlangt.

Land	Fe- Inhalt in %	1972	1971	1970	1965	1960
		1000 t				
Frankreich . . .	31	3 962	4 273	5 142	5 936	9 665
Schweden . . .	61	9 664	10 742	11 171	9 839	8 384
Norwegen . . .	63	1 484	1 455	1 538	631	729
Spanien . . .	50	796	890	848	425	1 357
Sowjetunion . .	63	346	116	253	484	—
Kanada . . .	64	2 530	2 071	3 556	886	1 639
Brasilien . . .	63	7 779	7 555	6 431	3 376	1 435
Venezuela . . .	59	2 339	2 428	3 186	1 956	1 566
Chile . . .	62	—	261	498	476	397
Peru . . .	64	136	0	221	1 566	1 352
Liberia . . .	60	6 872	7 093	8 287	5 643	1 056
Angola . . .	58	1 116	1 141	1 943	472	420
Mauretanien . .	62	838	1 022	1 346	1 206	—
Sierra Leone .	60	703	633	515	622	317
Indien . . .	63	—	121	404	699	2 164
Australien . . .	62	1 694	1 753	868	—	0

Tab. 4-5: Eisenerzbezüge der deutschen Stahlindustrie aus wichtigen Liefer-  
Ländern /4-10/

#### Die Koksversorgung

Bei der Koks Kohle ist die Situation ähnlich wie beim Erz, doch liegen die Gründe für die Importe hier weniger bei der Qualität (z. B. geringerer Schwefel- und Aschegehalt) als bei den niedrigeren Preisen. Die meisten Kohlevorkommen liegen geologisch wesentlich günstiger als die westeuropäischen; sie lassen sich meist im Tagebau abbauen. So liegen z. B. die Schichtleistungen des amerikanischen Kohlebergbaues im östlichen und mittleren Revier etwa vier- bis achtmal so hoch wie die für europäische Verhältnisse schon hohen Schichtleistungen des Ruhrbergbaues /4-11/. Da zudem die Frachtraten für den Transport von Kohle relativ niedrig sind, nimmt der internationale Kohlehandel laufend zu /4-12/. Diese Entwicklung führte im Zusammenhang mit den währungspolitischen Verschiebungen dazu, daß Importkohle in NRW billiger angeboten werden konnte, als die dort geförderte. Dies trifft augenblicklich sogar trotz der staatlichen Subventionen für die eigene Kohle zu, da diese nur einen Teil des Kostennachteils ausgleichen. Als Lieferanten für Koks Kohle kommen in erster Linie die USA und Polen in Frage, doch hindern Importbeschränkungen die Eisen- und Stahlindustrie NRW's daran, Importkohle nach eigenen Wünschen einzusetzen. Wie die zukünftige Entwicklung auf diesem Sektor aussehen wird, kann bei der augenblicklichen Situation auf dem Weltenergiemarkt kaum abgeschätzt werden.

## 4.1.2.1.3 Problematik der Rohstoff- und Absatzorientierung

## Die Transportkosten als standortbestimmender Faktor

Die Erschließung grosser Rohstofflagerstätten in Übersee hat nicht nur in Westeuropa zur Gründung neuer Hüttenwerke am Meer geführt (wie z. B. in Bremen, Dünkirchen, Ijmuiden, Genua, Tarent und Fos-sur-Mer), sondern vor allem an Japans Küsten. Die Hüttenwerke in Nordrhein-Westfalen, wo etwa zwei Drittel der Roheisen- und Rohstahlerzeugung der BRD konzentriert sind, haben im Gegensatz zu den Küstenhüttenwerken, die den Vorteil der günstigen Rohstoffbeschaffung in Anspruch nehmen können, den Vorzug der Verbrauchernähe. Etwa 70 % ihrer Erzeugnisse werden im Umkreis von 100 km abgesetzt /4-13/. Die Exportquote (Ausfuhr in Prozent der Erzeugung) schwankt zwischen 25 und 30 % /4-14/.

Land	1960		1965		1970		1971		1972	
	1000 t	%								
Nordrhein-Westfalen	24 695	72,4	26 295	71,4	30 908	67,7	27 498	68,2	29 145	66,7
Niederrhein, Bremen, Hamburg										
Schleswig-Holstein, Berlin-West	4 030	11,8	4 899	13,3	7 216	16,0	6 570	16,3	7 478	17,1
Hessen, Rheinland-Pfalz	801	2,3	512	1,4	587	1,3	533	1,3	666	1,5
Baden-Württemberg, Bayern	796	2,3	900	2,4	1 316	2,9	1 263	3,1	1 418	3,2
Saarland	3 779	11,1	4 215	11,4	5 413	12,0	4 649	11,6	4 998	11,4
Bundesrepublik Deutschland	34 100	100,0	36 821	100,0	45 841	100,0	40 313	100,0	43 705	100,0

Tab. 4-6: Rohstahlerzeugung nach Bundesländern /4-14/

Der Standortvorteil infolge Verbrauchernähe vergrößert sich durch die Verbesserung der Roheisenerzeugungsverfahren (z. B. geringerer spezifischer Koksverbrauch), die zu erwartende Entwicklung der Transportkosten und durch die Möglichkeit des Einsatzes neuer Technologien wie z. B. der Eisenerzdirektreduktion.

Inwieweit diese Faktoren den Kostenvor- oder nachteil eines Binnenhüttenwerks beeinflussen, wird in dieser Untersuchung noch gezeigt. Vorweg kann gesagt werden, daß die Transportkosten mit die wesentlichste Rolle spielen. Dabei sind nicht nur die Rohstofftransportkosten als Vorlauffrachten zu berücksichtigen. Auch der Transport der Halbzeuge oder Fertigprodukte zum Verbraucher ist als Nachlauffracht in die Untersuchung miteinzubeziehen; d. h. die Frage des Standorts von gemischten Hüttenwerken wird zu einer Frage der Transportkostenoptimierung. Bezogen auf die besonderen Verhältnisse der BRD wird dieses Problem zur Standortfrage Nordseeküste-Binnenland, oder in erster Linie Nordseeküste-Ruhrgebiet.

### Der Materialindex als standortbestimmender Faktor

Die Roheisenkosten werden im wesentlichen durch die Kosten des Erzeinsatzes und die Brennstoffkosten bestimmt. So haben der Preisanstieg für Kokskohle und Ruhrkoks und die relative Konstanz der Erzeinstandspreise dazu geführt, daß der Anteil der Erzkosten an den Roheisenkosten von ca. 41 % im Jahre 1961 auf ca. 34 % im Jahre 1971 gefallen ist, während der Anteil der Brennstoffkosten von ca. 26 % auf ca. 33 % gestiegen ist /4-15/. Dies ist um so bemerkenswerter, als gleichzeitig der spezifische Koksverbrauch pro Tonne Roheisen stark zurückgegangen ist. (vergl. Kap. 2.3.2.2.1). Die günstigen Eisenerzpreise konnten erreicht werden durch höhere Auslastung der Gruben, durch die Entwicklung bei den Großtagebaugeräten, bei der Aufbereitung und Transporttechnik (hier z. B. größere Seeschiffseinheiten), die zu Kosteneinsparungen führten.

Aus den obigen Betrachtungen geht hervor, daß jede Möglichkeit den hohen Anteil der transportabhängigen Einsatzkosten an den Roheisen- bzw. Rohstahlerzeugungskosten zu senken, Standortnachteile der Binnenhütte abschwächt bzw. den Trend zur Absatzorientierung unterstützt.

Ansatzpunkte für Kosteneinsparungen sind z. B. Erzanreicherung, bessere Rohstoffaufbereitung, Entwicklung neuer und Verbesserung alter Verfahren. All diese Maßnahmen führen zu einer mengenmäßigen Verringerung des Rohstoffeinsatzes. Einen Überblick über den Einfluß dieser Veränderungen auf den Materialindex (Roh- und Hilfsstoffeinsatz je Tonne Fertigerzeugnis) über mehrere Jahrhunderte gibt die folgende Tabelle.

	1880	1900	1910	1920			1970		
	Hohe	Stückofenwerk mit Hochöfen	Hochofen mit einem Stahlwerk nach dem Thomas-Verfahren	„LD“-Verfahren	„LD-AC“-Verfahren	SM-Verfahren	Elektrischwerk auf Schrottbasis	Hochofen mit einem „LD“-Stahlwerk	Elektrischwerk mit vorreduziertem Einsatz
Fe-Prozentsatz im Erz	rd. 25 %	rd. 36 %	rd. 40 %	rd. 62 %	rd. 62 %	rd. 62 %	--	rd. 66 %	rd. 62 %
Erz	rd. 8 t	rd. 3,7 t	rd. 3,4 t	1,61 t	1,59 t	0,96 t	0,06 t	1,52 t	1,20 t
Kohlen (Holzkohle)	rd. 7 t	rd. 10 t	rd. 2,8 t	0,78 t	0,78 t	0,28 t	--	0,67 t	--
Kalk und Kalkstein	--	?	rd. 0,4 t	0,34 t	0,33 t	0,24 t	0,03 t	0,32 t	0,03 t
Schrott	--	--	--	--	--	0,54 t	1,03 t	--	0,04 t
Roh Eisen in fester Form	--	--	--	--	--	--	0,05 t	--	--
Öl im Hochofen	--	--	--	0,06 t	0,05 t	0,02 t	--	0,09 t	--
Sonstiges	--	--	0,19 t	0,27 t	0,26 t	0,26 t	0,32 t	0,26 t	0,32 t
Materialindex	rd. 18	rd. 14	rd. 7	rd. 3	rd. 3	rd. 2,3	rd. 1,5	rd. 2,9	rd. 1,6

Tab. 4-7: Entwicklung des Materialindex bei der Eisen- und Stahlerzeugung /4-16/

Der anfängliche sehr hohe Materialindex erklärt die Rohstofforientierung, und die jüngste Entwicklung verläuft vorteilhaft für einen absatzorientierten Standort. In der Tabelle nicht aufgeführt ist das Einblasen von Reduktionsgasen in den

Hochofen, womit auch beim Hochofenprozeß noch Verbesserungen zu erreichen sind. Die niedrigsten Materialindizes sind jedoch bei Einsatz von Schrott oder Eisenschwamm im Elektroofen möglich, so daß diese Verfahren die größte Standortunabhängigkeit bzw. die günstigsten Voraussetzungen für eine verbrauchernehe Stahlerzeugung bieten.

#### 4.1.2.2 Modell zur Bestimmung standortbedingter Kostenunterschiede eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes

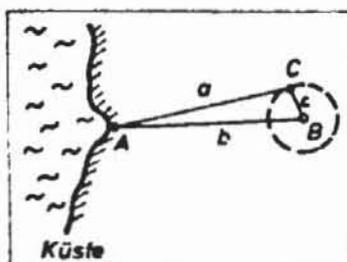
##### 4.1.2.2.1 Modellansatz

Es wurde ein Modell entwickelt, mit dem der Einfluß verschiedener Parameter auf die standortbedingten Kostenunterschiede zweier Hüttenwerke (infolge unterschiedlicher Transportkostenbelastungen) dargestellt werden kann.

Der Standort des ersten Hüttenwerkes sei ein großer Hafen an der Nordseeküste; für den vorliegenden Vergleich kämen Europoort bei Rotterdam und Emden in Betracht. Das zweite Hüttenwerk soll an einer Binnenwasserstraße im Landesinnern liegen, um die günstigen Binnenschifftransporte in Anspruch nehmen zu können; hier bietet sich mit der Rheinschiene z. B. der Standort Duisburg an.

Um nur den Einfluß der Transportkosten darstellen zu können, werden für beide Standorte gleiche Produktionsmengen und -kosten angesetzt. Die standortbedingten Produktionskostenunterschiede können gegebenenfalls gesondert berücksichtigt werden.

Zur Kennzeichnung der Lage der beiden Hüttenwerke zueinander und zum Verbraucher diene folgende Darstellung:



A: Standort des Küstenhüttenwerkes  
 B: Standort des Binnenhüttenwerkes  
 C: Verbraucherstandorte

a, b, c: Transportstrecken in km

Es wird von der Annahme ausgegangen, daß sowohl Eisenerz als auch Kokskohle von Übersee nach A gebracht und dort entweder verbraucht oder zum Binnenwerk über Binnenschifffahrtswege transportiert werden. Im Modell wird also

zunächst vom Einsatz importierter Kohle ausgegangen (s. Kap. 4.1.2.1.2), doch kann auch der Einsatz von heimischer Kohle angesetzt werden. Die weiteren Einsatzstoffe wie z. B. Kalk, Dolomit, Mineralöl, Schrott und auch der Reduktionswasserstoff sollen am entsprechenden Standort als vorhanden betrachtet werden (Ubiquität), so daß diese keine nach Standort wesentlich unterschiedlichen Transportkosten verursachen und deshalb nicht berücksichtigt werden.

Das Absatzgebiet für die Fertigprodukte liegt relativ nahe am Binnenwerk ( $c \ll b$ ), doch geht auch ein Exportanteil von  $x$  Prozent der Produktion in das Modell ein, wobei vorausgesetzt wird, daß dieser Anteil über den Standort A nach Übersee exportiert wird.

Die variablen Eingangsparameter sind:

Die Entfernungen  $b$ ,  $c$  und  $a$  als  $f(b, c)$  in km.

Der Exportanteil  $x$  in %

Der Materialindex  $\alpha$

Die Rohstofftransporttarife  $t_R$  in DM/t km

Die Fertigprodukttransportkosten  $t_w$  in DM/t

#### 4.1.2.2.2 Anwendung des Modells auf den Vergleich Rotterdam-Duisburg

In einer Untersuchung über den Einsatz von Massenguttransportmitteln bei der Erzversorgung von Hüttenwerken im Binnenland gibt G. Bernstein /4-17/ für den Erztransport von Rotterdam nach Duisburg den durchschnittlichen Massenguttarif mit  $t_R = 0,009$  DM/t km an. Dieser Wert wird für die hier zu berücksichtigenden Transportentfernungen als konstant angenommen, da für diese Strecken Schubschiffverbände eingesetzt werden. Als Fertigprodukttransporttarife ( $t_w$ ) werden 90 % der Regelsätze der Deutschen Bundesbahn angesetzt (s. Tab. 4-8). Die DB räumt bei großen Transportmengen oder dem Einsatz von werkseigenen Waggonen, sowie bei Konkurrenz durch Wasserstraßen Ausnahmetarife ein. Die mittlere Transportentfernung zum Verbraucher sei 50 km (Kap. 4.1.2.1.3). Da der Exportanteil zwischen 25 und 30 % schwankt wird mit  $x = 0,3$  gerechnet.

In Abb. 4-10 ist der Kostenvorteil eines Binnenwerkes gegenüber einem Küstenwerk in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste dargestellt. Als Parameter dient der Materialindex  $\alpha$ . Die Variation von  $\alpha = 1$  bis 3 erfaßt das ganze

b [km]	Frachtsätze in DM/t	
	Fertigprodukte	Halbzeug
20	8,21	7,88
40	10,88	10,32
50	12,65	11,88
60	13,99	12,99
80	17,09	15,76
100	19,76	18,20
120	22,42	20,54
140	25,20	22,98
160	27,86	25,20
180	30,41	27,42
200	32,97	29,53
220	34,85	31,30
240	36,85	33,08
250	37,96	34,08
260	38,96	34,97
280	41,07	36,74
300	43,07	38,63
350	47,73	42,74
400	52,28	46,73
500	59,39	52,95
600	65,93	58,92
700	71,93	63,94
800	75,59	67,27
900	79,03	70,26
1000	82,36	73,26

Tab. 4-8: Frachtsätze für 25 t Wagenladungen der DB in DM/t (gültig ab 15. 4. 73) /4-18/

Spektrum der für einen Vergleich interessanten Stahlerzeugungsverfahren;

$\alpha = 1,2$  z. B. entspricht einem Elektrostahlwerk bei Eisenschwammeinsatz (ohne Schwammerzeugung), während  $\alpha = 2,4$  der Hochofen-Sauerstoffaufblasstahlwerk-Route zuzuschreiben ist.

Beim Vergleich dieser Werte mit denen in Tab. 4-7 ist zu berücksichtigen, daß im Modell lediglich der Rohstofftransport von Erz und Kohle angesetzt wird.

Aus Abb. 4-10 ergibt sich für den Vergleich der Hüttenstandorte Rotterdam und Duisburg folgendes Bild: Ein Hüttenwerk mit Hochofen und LD-AC-Stahlwerk ( $\alpha = 2,4$ ) in Duisburg (Strom-km 230) hat gegenüber Rotterdam den Kostenvorteil null, d. h. unter den genannten Voraussetzungen ist der Binnenstandort gegenüber dem Küstenwerk nicht benachteiligt. Das Binnenwerk erreicht sogar einen Kostenvorteil von ca. 2,40 DM pro Tonne Fertigprodukt bei Anwendung der

Direktreduktion mit anschließender Elektrostahlerzeugung. Der dabei angesetzte Materialindex von 1,3 berücksichtigt die in der Kostenrechnung gewählten Bedingungen (20 % Schrotteinsatz), wobei vorausgesetzt wird, daß die relativ geringe Schrottmenge in Hüttennähe anfällt.

#### Einsatz inländischer Kohle

Geht man für den Standortvergleich Rotterdam-Duisburg von der in der Modellbetrachtung gemachten Voraussetzung des Einsatzes überseeischer Kohle ab und setzt für die Binnenhütte die Verwendung von Ruhrkohle an, so ergibt sich auch bei konventioneller Technologie bereits ein Kostenvorteil von etwa 1,70 DM/t Fertigprodukt gegenüber dem Küstenwerk, das weiterhin Importkohle einsetzt. Zum Vergleich wurde ein Materialindex von 1,7 (gegenüber 2,4) angesetzt, der aus der Einsparung des Transportes von ca. 700 kg Kohle/t Fertigprodukt folgt (bei Vernachlässigung der Transportkosten von der Zeche zur Hütte). Der Vorteil von 1,70 DM/t Fertigprodukt ergibt sich jedoch wiederum nur aufgrund der Transportkostenunterschiede für Rohstoffe und Fertigprodukte bei gleichen Produktionskosten. Um die Voraussetzung für gleiche Produktionskosten zu erfüllen, wurden für das Binnen- und Küstenwerk die gleichen Koks-kohlekosten angesetzt (s. Kap. 4.1.2.2.1). Wenn dies nicht den Gegebenheiten entspricht, weil z.B. die Importkohle an der Küste billiger ist als die Ruhrkohle beim Binnenwerk, so tritt dadurch eine zusätzliche Belastung für die Binnenhütte auf.

#### 4.1.2.2.3 Wirkung des HTR-Einsatzes im Vergleich zu anderen Parameteränderungen

Bei den bisherigen Betrachtungen wurde die Bedeutung des Materialindex als Standortparameter betont, da er die wesentliche Größe ist, über die der Kernenergieeinsatz (in Verbindung mit der Eisenschwammtechnologie) auf die standortabhängigen Kosten einer Hütte einwirken kann. Neben der Änderung des Materialindex hat die Variation der übrigen Eingangsgrößen einen mehr oder weniger starken Einfluß auf die Kostensituation. Dieser Einfluß soll hier im Zusammenhang mit der Änderung des Materialindex dargestellt werden. Die folgenden Abbildungen zeigen die standortabhängigen Kostenunterschiede, die sich bei verschiedenen Materialeinsätzen im Zusammenhang mit einer Änderung der Eingangsgrößen Exportanteil, Transportkosten und -entfernung ergeben. Als Vergleichs-

beispiel zu Rotterdam wird ein Standort an der Rheinschiene (Entfernung zur Küste: 300 Strom-km) gewählt. Verglichen wird die Technologie "HTR-Direktreduktion-Elektrostahlerzeugung" ( $\alpha = 1,3$ ) mit der "Hochofen-LD-AC-Route" ( $\alpha = 2,4$ ).

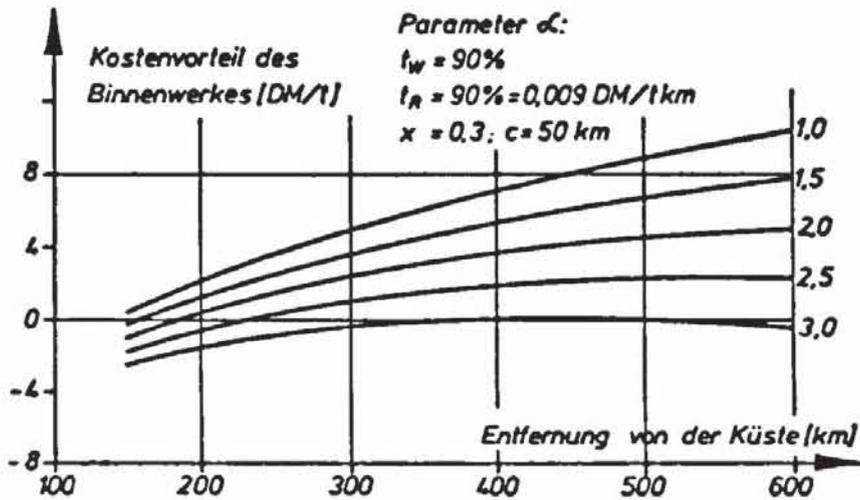


Abb. 4-10: Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes

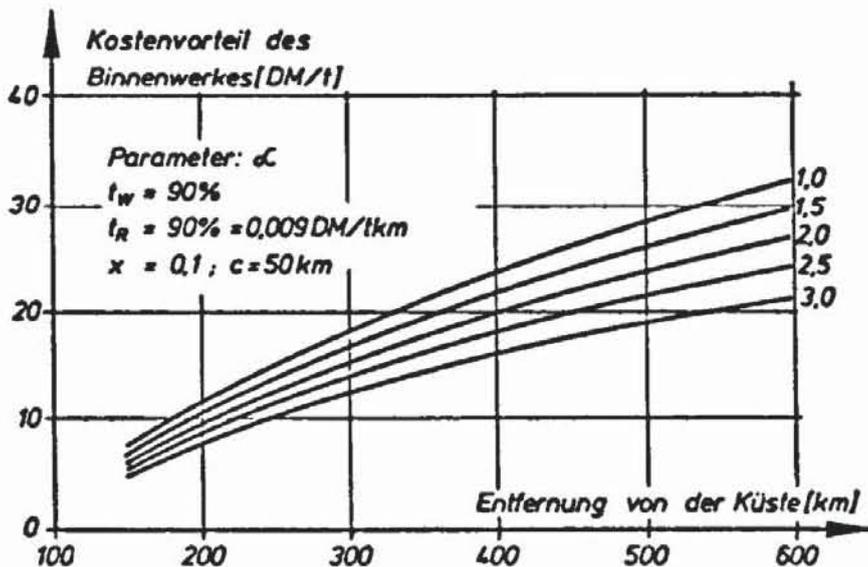


Abb. 4-11: Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes - Variation des Exportanteils ( $x = 0,1$ )

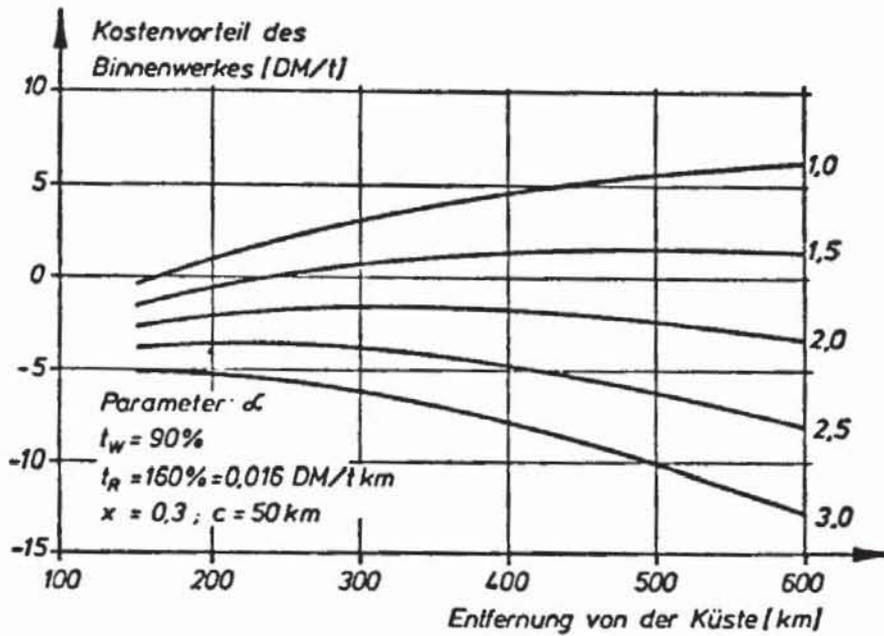


Abb. 4-12: Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes - Variation der Rohstofftransportkosten ( $t_R = 160\%$ )

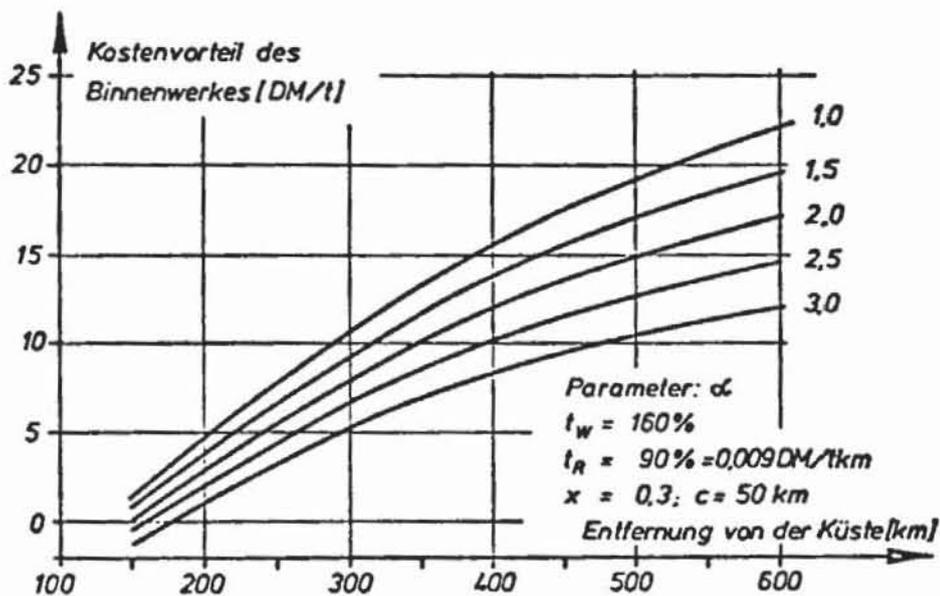


Abb. 4-13: Einfluß des Materialindex auf die unterschiedliche Transportkostenbelastung eines Binnen- und Küstenhüttenwerkes - Variation der Fertigprodukttransportkosten ( $t_w = 160\%$ )

Abbildung 4-10

Das Binnenwerk hat gegenüber dem Küstenwerk einen Kostenvorteil von gut 1 DM/t Fertigprodukt ( $\alpha = 2,4$  und 300 km). Der Vorteil steigt auf etwa 4 DM/t bei Einsatz der neuen Technologie ( $\alpha = 1,3$ ). Mit zunehmender Entfernung von der Küste werden die Differenzbeträge bei verschiedenen Materialindizes und der absolute Vorteil größer.

Abbildung 4-11

Stärker als die Änderung des Materialindex, wirkt sich eine Variation des Exportanteils  $x$  aus. Eine Verringerung des Exportanteils um 20 % auf 10 % erhöht den Vorteil des Binnenwerkes auf etwa 17 DM/t Fertigprodukt (bei  $\alpha = 1,3$  und 300 km). Der Kostenunterschied zwischen  $\alpha = 1,3$  und  $2,4$  bleibt gleich (3 DM/t).

Abbildung 4-12

Auf eine Erhöhung der Rohstofftransporttarife reagiert das System (zumindest bis etwa 300 km von der Küste) relativ schwach. Die Erhöhung der Tarife von 90 auf 160 % (bei konstanten Fertigprodukttransportkosten) läßt den Vorteil von 4 DM/t Fertigprodukt ( $\alpha = 1,3$ ) auf 1 DM/t absinken. Bei diesen hohen Rohstofftransporttarifen wird jedoch der Einfluß des Materialindex deutlicher. Bei konventioneller Technologie ergibt sich bereits ein Kostennachteil der Binnenhütte in Höhe von 3,50 DM/t Fertigprodukt.

Abbildung 4-13

Vorteilhaft für die Binnenhütte und stärker als die Erhöhung der Rohstofftransporttarife wirkt sich eine Steigerung der Fertigprodukttransportkosten aus. Die Erhöhung von 90 auf 160 % bewirkt einen Anstieg des Kostenvorteils der Binnenhütte von 4 DM auf fast 10 DM/t Fertigprodukt ( $\alpha = 1,3$ ) und von 1 auf 7 DM/t bei  $\alpha = 2,4$ .

Für den maximalen Kostenvorteil eines Binnenwerkes gegenüber einem Küstenwerk lassen sich nach dieser Modellbetrachtung folgende Bedingungen aufstellen:

- kleiner Materialindex (möglichst  $\alpha = 1$ )
- geringer Exportanteil (möglichst  $x = 0$ )
- geringere Entfernung zum Verbraucher (möglichst  $c = 0$ )
- niedrige Rohstoff- und hohe Fertigprodukttransporttarife.

#### 4.1.2.2.4 Folgerungen für die Unternehmenspolitik

Die Ergebnisse der Modellbetrachtungen zeigen, daß eine Veränderung des Exportanteils den größten Einfluß ausübt. Ein Binnenwerk eignet sich demnach vorteilhaft zur Versorgung des Binnenmarktes. Wird ein Teil der Fertigprodukte nach Übersee abgesetzt, so verringert sich der aufgrund der Verbrauchernähe gegebene Kostenvorteil stark. Die Hütten im Rhein-Ruhrgebiet sollten sich in erster Linie auf die Versorgung des Binnenmarktes konzentrieren, um mit ausländischen Anbietern konkurrieren zu können. Der Stahlexport nach Übersee könnte über Küstenwerke erfolgen. Ein Großteil des Überseeabsatzes an Stahlwerksprodukten sollte jedoch dem weiterverarbeitenden Sektor überlassen werden, da in diesem Bereich die Transportkosten nicht mehr so stark ins Gewicht fallen.

Geringer als der Einfluß des Exportanteils ist die Wirkung veränderter Transporttarife auf den Kostenvergleich Binnen- und Küstenhüttenwerk, wobei die Variation der Fertigprodukttransportkosten stärker wirkt als die der Rohstofftransportkosten. Eine Erhöhung der Fertigprodukttransportkosten wirkt sich in diesem Vergleich zugunsten des Binnenwerkes aus, während ein Anstieg der Rohstofftransportkosten den umgekehrten Einfluß hat. Da für die Zukunft damit zu rechnen ist, daß die Fertigprodukttransportkosten stärker steigen werden als die Rohstofftransportkosten, erhöht sich der Kostenvorteil, bzw. verringert sich der Nachteil der Binnenwerke.

Ebenfalls nicht so stark wie die Veränderung des Exportanteils beeinflusst ein geänderter Materialindex die Kostensituation. Die Wirkung verstärkt sich mit größerer Entfernung des Binnenwerkes von der Küste und steigenden Rohstofftransportkosten. Die Senkung des Materialindex, die sich in größerem Umfang bei Kernenergieeinsatz in der Eisen- und Stahlindustrie ergibt, kann jedoch dazu beitragen eventuell vorhandene Kostennachteile von Binnenhütten abzubauen, bzw. den Trend zum verbrauchernahen Standort zu verstärken.

## 4.2 Auswirkungen des HTR-Einsatzes auf Entwicklung und Struktur der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens

Neben der gegenwärtigen und künftigen Energiesituation des Landes NRW, den Deckungsmöglichkeiten des Energiebedarfs durch den Hochtemperaturreaktor, dem Ausmaß seiner Wirtschaftlichkeit und der Verringerung der Umweltbelastung interessieren im Rahmen dieser Studie auch die Wirkungen, die der Einsatz des Hochtemperaturreaktors auf die Wirtschaftstätigkeit des Landes ausüben wird. Als Maßzahl für die Wirtschaftstätigkeit eines Gebietes dient im allgemeinen das Sozialprodukt. Es ist der Geldwert sämtlicher während eines bestimmten Zeitraumes durch die Wirtschaft erzeugten Waren und Dienstleistungen. Unter Wirtschaftsentwicklung sei die Zunahme oder Abnahme des Sozialproduktes und unter Wirtschaftsstruktur die Zusammensetzung der vorhandenen Produktionssektoren verstanden, gemessen an ihrem Anteil am Sozialprodukt.

### 4.2.1 Einzelwirtschaftliche Veränderungen durch den HTR-Einsatz als Ausgangspunkt regionalwirtschaftlicher Auswirkungen

Ausgangspunkt von Überlegungen über die Auswirkungen des HTR-Einsatzes auf die Entwicklung und Struktur des Landes NRW sind die Veränderungen in den Bereichen der regionalen Energieerzeugung und des regionalen Energieverbrauchs, die der HTR-Einsatz im Hinblick auf ihre Technologie, ihre Wirtschaftlichkeit und Standortlage hervorrufen kann.

1. Im Bereich der Energieerzeugung bedeutet die Einführung von Hochtemperaturreaktoren:
  - a) Die Einführung eines völlig neuen Produktionsverfahrens zur Erzeugung von Nutzenergien und damit die Verwirklichung einer ganz anderen Faktoreinsatzstruktur des Herstellungsprozesses für Energie (technologischer Aspekt).
  - b) Die Senkung der Kosten der Energiedarbietung für bestimmte Einsatzgebiete (Wirtschaftlichkeitsaspekt).
  - c) Die Ermöglichung einer von Lagerstätten für Energieträger unabhängigen Nutzenergieerzeugung (Standortaspekt).

In der den Hochtemperaturreaktor verwendenden Regionalwirtschaft bewirken diese Eigenschaften eine Substitution alternativer Energieträger und damit eine Umstrukturierung der regionalen Energiewirtschaft.

2. Im Bereich des Energieverbrauchs können folgende Veränderungen eintreten:

- a) die Einführung neuer Produktionsverfahren bei Senkung des Energiepreises (Verfahrenssubstitution zur Erhaltung der Minimalkostenkombination). Solche Verfahrensänderungen durch den Einsatz des Hochtemperaturreaktors werden z. B. möglich bei der Erzeugung von Synthesegas und Wasserstoff und - als Konsequenz einer preisgünstigen Wasserstoffherzeugung - bei der Reduktion von Eisenerz.
- b) die Ausweitung der Produktion derjenigen Erzeugnisse, deren Preise aufgrund eines verbilligten Energiebezugs gesenkt werden können. Die mögliche Produktionsausdehnung wird bestimmt vom Ausmaß der Energiekostensenkung, dem Anteil der Energiekosten am Preis des jeweiligen Produktes und der Preiselastizität der Nachfrage nach dem Produkt. Die Wirkung eines verbilligten Energieangebotes aus dem HTR auf die Kostenhöhe von Chemieerzeugnissen und von Produkten der Eisen- und Stahlindustrie sind in den Kap. 3.1.2.2 und 3.2. im Rahmen der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des HTR-Einsatzes berechnet worden. Auf die mögliche Preissenkung und Elastizität der Nachfrage wird im Rahmen der regionalwirtschaftlichen Auswirkungen einer Energiekostensenkung eingegangen.
- c) die Verlagerung des Standortes bestimmter mit dem HTR gekoppelter Produktionen. Die Standortverlagerung kann hier zwei Ursachen haben: Einmal die relativ standortungebundene, sichere und umweltfreundliche Energieerzeugung durch den HTR, die es den verbrauchenden Prozessen in der Zukunft erlaubt, ihren Standort unabhängig von der Lagerstätte für Energieträger und deren Transportkosten zu wählen; zum anderen veränderte Standortanforderungen neuer Produktionsverfahren, die durch die Verwendung kostengünstiger Energie zum Einsatz gelangen. Der HTR kann also unmittelbar oder mittelbar die räumliche Verteilung von Produktionsstätten derjenigen Industriezweige beeinflussen, denen er als Energiequelle dient.

Dieser Einfluß des HTR's auf die Standorte der chemischen Industrie und der Eisen- und Stahlindustrie, wurde unter Berücksichtigung der Region NRW in den Kap. 4.1.1 und 4.1.2 dieser Studie beschrieben. Es zeigt sich, daß die Standortgunst des Landes bei beiden Industriezweigen durch den Einsatz des HTR's gegenüber alternativen Standorten verbessert wird. Das bedeutet auf lange Sicht eine stärkere Investitionstätigkeit dieser Industriezweige und verstärkte Konzentration ihrer Produktion in NRW.

#### 4.2.2 Konsequenzen der einzelwirtschaftlichen Veränderungen für die Entwicklung und Struktur der nordrhein-westfälischen Wirtschaft

##### 4.2.2.1 Bestimmungsgrößen des regionalen Sozialproduktes

Zur Betrachtung der Konsequenzen der einzelwirtschaftlichen Veränderungen des HTR-Einsatzes für die Entwicklung des regionalen Sozialproduktes wird von den Bestimmungsgrößen des Sozialproduktes und den Wirkungen der einzelwirtschaftlichen Veränderungen auf diese Größen ausgegangen.

Größe und Entwicklung des Sozialproduktes eines Gebietes wird von der Nachfrageseite und der Angebotseite determiniert /4-19/. Die Nachfrageseite kann bei komparativ-statischer Betrachtungsweise für eine offene Wirtschaft ohne staatliche Aktivität durch folgende Einkommensgleichung dargestellt werden:

$$(1) \quad Y = f(C; I^B; X; M)$$

Es bedeuten:

- Y = Nominaleinkommen
- C = Privater Konsum
- $I^B$  = private Brutto-Investitionen
- X = Exporte
- M = Importe

In expliziter Form läßt sich die Einkommensgleichung schreiben als /4-20/

$$(2) \quad Y = C(Y) + I^B + X - M(Y)$$

mit  $C(Y) = a + bY$  (Konsumfunktion)

$M(Y) = p + qY$  (Importfunktion)

Soweit die Nachfragewirkungen ausschließlich von Veränderungen der regionalen Ersatzinvestitionen ausgehen, kann man auch die Einkommensfunktion für eine stagnierende Wirtschaft zugrunde legen:

$$(3) \quad Y = C(Y) + I^E(Y) + X - M(Y)$$

mit  $I^E$  = Ersatzinvestitionen.

Die Angebotsseite betrachtet die potentiellen Produktionsmöglichkeiten der Region, die durch das verfügbare Angebot an Produktionsfaktoren begrenzt werden. Sie wird mit Hilfe der volkswirtschaftlichen Produktionsfunktion beschrieben:

$$(4) \quad O = f(K; A; Q; W; S_0)$$

Es bedeuten:

- O = potentielles Sozialprodukt
- K = vorhandenes Sachkapital
- A = vorhandenes Arbeitskräftepotential
- Q = vorhandener Boden
- W = technisches Wissen
- $S_0$  = gegebenes soziales System

Eine explizite Form der Produktionsfunktion wird nicht eingeführt, da sich die Relationen wegen mangelnder regionalstatistischer Unterlagen empirisch nicht bestimmen lassen. Es ist lediglich möglich, die Wirkung der Veränderung einzelner Determinanten auf die regionale Produktionskapazität mit Hilfe von Produktivitätsquotienten festzustellen. Bei Konstanz der Determinanten Q und  $S_0$  und der Annahme, daß sich eine Veränderung des technischen Wissens in einer steigenden Arbeits-, Kapital- oder Totalproduktivität niederschlägt, reduziert sich die Produktionsfunktion auf:

$$(5) \quad O = f(K; L)$$

Die Wirkungen von Determinantenänderungen auf die regionale Produktionskapazität lassen sich wie folgt beschreiben:

a. Veränderung des Kapitalbestandes und/oder der Kapitalproduktivität:

$$(6) \quad dO = \frac{O}{K} \cdot dK + d\left(\frac{O}{K}\right) \cdot (K + dK)$$

b. Veränderungen des Arbeitspotentials und/oder der Arbeitsproduktivität:

$$(7) \quad dO = \frac{O}{A} \cdot dA + d\left(\frac{O}{A}\right) \cdot (A + dA)$$

c. Veränderungen aller Faktoren und/oder der Allfaktorenproduktivität:

$$(8) \quad dO = \frac{O}{V} \cdot dV + d\left(\frac{O}{V}\right) \cdot (V + dV)$$

mit  $V = q \cdot K + l \cdot A$ , wobei  $q$  der Kapitalkostensatz (Zins + Abschreibung) und  $l$  der Lohnsatz bedeutet.

#### 4.2.2.2 Auswirkungen der Energieträgersubstitution auf das Sozialprodukt NRW's

Die Substitution fossiler Brennstoffe durch Kernbrennstoffe rufen, wie erwähnt, eine Umstellung der regionalen Energiewirtschaft hervor und beeinflussen die regionale Produktionsstruktur und die regionalen und interregionalen Güterströme. Diese regionalen und überregionalen Strukturänderungen schlagen sich auch in der regionalen Sozialproduktentwicklung nieder. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen der einmaligen Auswirkung der Umstellung auf das Sozialprodukt die aus der Errichtung neuer Energieerzeugungs- und Energieumwandlungskapazitäten herrühren und den laufenden Auswirkungen auf das Sozialprodukt, welche auf den Betrieb der Energieerzeugungs- und Energieumwandlungsanlagen zurückzuführen sind. Es werden jeweils die angebotsseitigen und nachfrageseitigen Auswirkungen diskutiert.

##### 4.2.2.2.1 Substitutionsvorgänge innerhalb der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft eines Landes umfaßt denjenigen Bereich der gewerblichen Tätigkeit, der die Gewinnung, Verarbeitung, Verteilung und Nutzbarmachung von Energieträgern zum Gegenstand hat. Die Umstellung eines Teiles der Energieversorgung des Landes NRW auf Kernenergie - hier speziell auf Hochtemperaturreaktoren - berührt die gesamte regionale Energiewirtschaft, ausgehend von der Gewinnung oder Einfuhr von Primär- oder Sekundärenergieträgern bis zu den letzten Umwandlungsaggregaten.

Der HTR kann, wie in Kap. 2 gezeigt wurde, konventionelle Energieträger sowohl direkt bei der Nutzenergiebedarfsdeckung als auch indirekt auf der Ebene der Sekundärenergieträger substituieren. So können bei der Äthylen- oder Synthesegaserzeugung die Energieträger Heizöl oder Erdgas ersetzt werden; bei der Weiterverwendung des Synthesegases in der Stahlindustrie wird der Sekundärenergieträger Koks substituiert. Entsprechend der räumlichen Verteilung der

Lager- und Umwandlungsstätten der verschiedenen substituierten Energieträger und der Faktoreinsatzstruktur der Gewinnungs- und Umwandlungsprozesse verändern sich beim Einsatz des HTR's in eine bestimmte Region die Produktionsstrukturen der regionalen Energiewirtschaft und die von ihr bestimmten inter-regionalen Güter- und Einkommensströme. Der Substitutionsprozeß ist zwar nicht als Verdrängung bestehender Kapazitäten der konventionellen Energieversorgung zu verstehen, sondern als langfristiger Umstellungsvorgang, doch ist er gemäß der hier vorgenommenen statischen Betrachtungsweise so zu interpretieren, da eine Anpassungszeit von Null unterstellt wird.

Eine regionalwirtschaftliche Betrachtung des Substitutionsprozesses zwischen HTR und konventionellen Energieträgern hat die Folgen der Substitution über alle regionalen Energieerzeugungs- bzw. Energiewandlungsstufen zu berücksichtigen, die für jeden Energieträger verschieden sind. Als Beispiel für den regionalen Umstellungsprozeß wird in Abb. 4-14 die Veränderung des Energieträgerflusses gezeigt, die sich bei der Energieversorgung eines bestimmten Energieverbrauchers mit Heizöl gegenüber der Versorgung mit dem HTR ergibt. Es wurde vom Einsatz des HTR in der Industriegruppe Chemie ausgegangen, deren Bedarf durch Kernenergie substituierbaren Sekundärenergieträgern vorwiegend durch schweren Heizöl (Heizöl S) gedeckt wird.

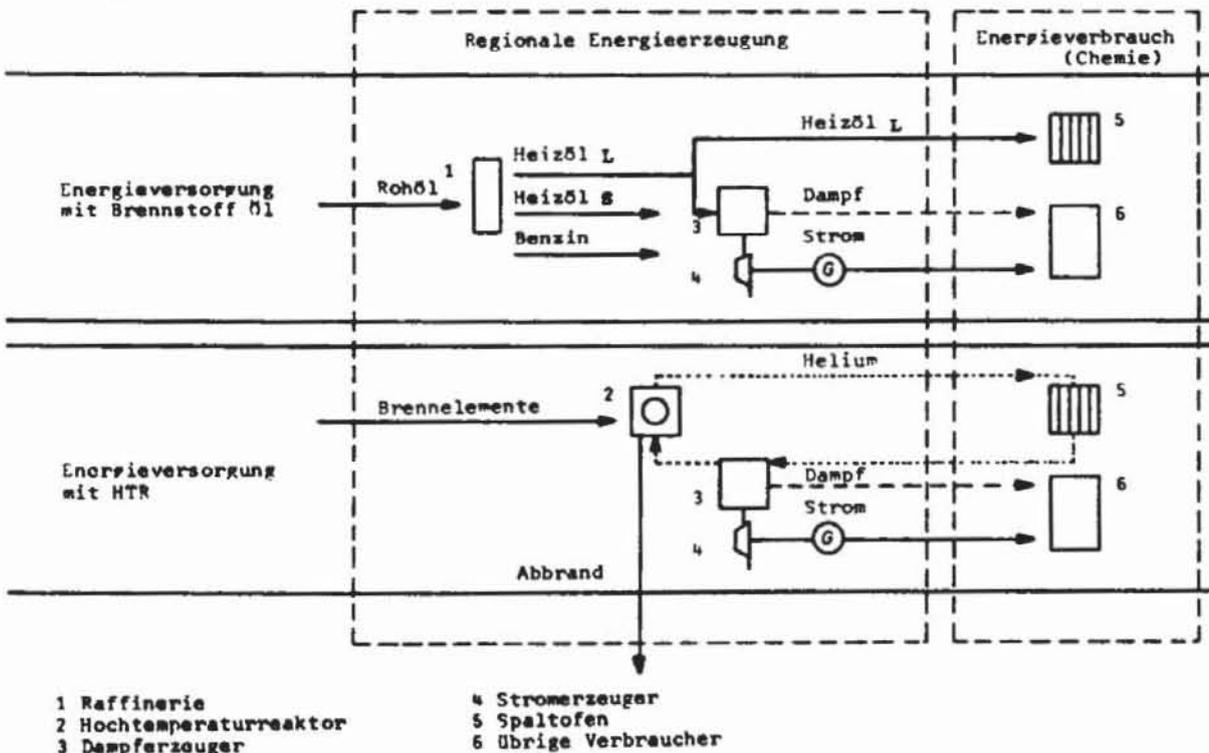


Abb. 4-14: Energieversorgung der chemischen Industrie mit Heizöl bzw. mit dem HTR

Mit der Verwendung des HTR in der chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens entfallen nicht nur die bisher zur Dampf- und Stromerzeugung installierten Ölkraftwerke, sondern auch die entsprechenden Kapazitäten der Mineralölindustrie, von denen angenommen wird, daß sie in Nordrhein-Westfalen ansässig sind. Demgegenüber werden in NRW ausschließlich Hochtemperaturreaktoren mit ihren Nebenanlagen errichtet, da sich weder die Brennelementfertigung noch die Wiederaufbereitung und die Lagerstätten für radioaktive Abfälle in NRW befinden. Es verändern sich zusätzlich die Transporteinrichtungen für die jeweiligen Energieträger.

#### 4.2.2.2.2 Einmalige Wirkungen der Energieträgersubstitution

Bei der einmaligen Auswirkung der Umstellung der regionalen Energiewirtschaft durch den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren auf das Sozialprodukt des Landes sind die Angebots- und Nachfragewirkungen der Investitionen für den Hochtemperaturreaktor und allen sich in NRW befindlichen vorgelagerten und nachgelagerten Stufen der nuklearen Energieversorgung den Angebots- und Nachfragewirkungen derjenigen Investitionen gegenüberzustellen, die innerhalb des Landes für zur konventionellen Energieversorgung benötigten Anlagen und Einrichtungen anfallen. Aus dieser Gegenüberstellung läßt sich ableiten, wie sich das regionale Sozialprodukt als Folge des HTR-Einsatzes verändern wird.

##### 4.2.2.2.2.1 Angebotswirkung

Das Produktionspotential einer Region wird bestimmt vom vorhandenen Produktionsmittelbestand und dessen Produktivität. Stellt man die Betrachtung auf den regionalen Kapitalbestand und die regionale Kapitalproduktivität ab, dann zeigen Veränderungen entweder des Kapitalbestandes oder der durchschnittlichen Kapitalproduktivität die Veränderungen des regionalen Outputs an.

Bei der Umstellung der regionalen Energiewirtschaft von konventioneller auf nukleare Energieversorgung sind die Veränderungen bei den Investitionen und Kapitalproduktivitäten innerhalb der Energiewirtschaft und deren Auswirkung auf den Gesamtkapitalbestand und die gesamte Kapitalproduktivität der Region festzustellen. Das Ausmaß der Veränderung bei Kapitalbestand und Kapitalproduktivität ist für jeden vom HTR direkt oder indirekt substituierten Energie-

träger verschieden. Als Beispiel zur Darstellung der einmaligen Angebotswirkung des HTR-Einsatzes auf das regionale Sozialprodukt diene die in Punkt 4.2.2.2.1 gezeigte Veränderung der regionalen Energieversorgung von Erdöl auf Nuklearenergie als Folge des HTR-Einsatzes in der chemischen Industrie des Landes NRW.

1. Veränderungen innerhalb der regionalen Energiewirtschaft:

a) Veränderung des Kapitalbestandes:

(1) Spezifischer Investitionsaufwand bei konventioneller Energieversorgung (Preisstand 1972)

- Ölkraftwerk (ÖKW, 200 MW <sub>e</sub> )	ca. 445 DM/KW <sub>e</sub>
- Heizölerzeugung (bezogen auf die Nettoleistung eines ÖKW 200 MW <sub>e</sub> )	270 DM/KW <sub>e</sub>
	<hr/>
	715 DM/KW <sub>e</sub>

(2) Spezifischer Investitionsaufwand bei nuklearer Energieversorgung: (Preisstand 1972)

- HTR (PR 500)	ca. 1.260 DM/KW <sub>e</sub>
----------------	------------------------------

Verhältnis (1) zu (2): 1:1,8

b) Veränderungen der Kapitalproduktivität

(1) Kapitalproduktivität bei konventioneller Energieversorgung ~ 0,3

(Durchschnitt der Kapitalproduktivitäten von Mineralölwirtschaft und Ölkraftwerken)

(2) Kapitalproduktivität bei nuklearer Energieversorgung ~ 0,2

Verhältnis der Kapitalproduktivitäten: 1,5 : 1

Zur Versorgung der chemischen Industrie NRW mit Energie müssen bei der nuklearen Versorgung annähernd doppelt so viel Kapitalmittel aufgewendet als bei der konventionellen Energieversorgung (ohne Investitionen im Transportbereich). Der konventionelle Bereich besitzt zwar eine um den Faktor 1,5 höhere Kapitalproduktivität als der nukleare Bereich, doch bewirkt der relativ hohe Kapitalaufwand für den Hochtemperaturreaktor, daß der Sozialproduktsbeitrag der Energiewirtschaft NRW erhöht wird, wie folgende, auf eine Investition von 100,- DM für die konventionelle Energieversorgung bezogene Rechnung zeigt:

	Kapital- aufwand DM	Kapitalpro- duktivität	SP- Beitrag DM
k	100	0,3	30
n	180	0,2	36
n-k			+6

k = konventionelle Energieversorgung

n = nukleare Energieversorgung

Tab. 4-9: Kapazitätseffekt der konventionellen und nuklearen Energieversorgung im Bereich der Energiewirtschaft

## 2. Veränderungen innerhalb der gesamten Regionalwirtschaft:

Obwohl der Beitrag der Energiewirtschaft zum regionalen Sozialprodukt NRW nach Einführung von Hochtemperaturreaktoren in der chemischen Industrie absolut steigen wird, kann daraus noch nicht auf eine Steigerung des gesamten Sozialproduktes des Landes geschlossen werden. Es kommt darauf an, ob die zusätzlichen Investitionsmittel für die nukleare Energieversorgung aus regionalen oder außerregionalen Quellen stammen. Werden diese Investitionen aus externen Quellen finanziert, dann wächst der regionale Kapitalbestand über den Rahmen der gegebenen Sparmittel hinaus und damit auch das regionale Sozialprodukt. Werden die Investitionen intern finanziert, dann wächst der regionale Kapitalstock höchstens im Rahmen der gegebenen Sparquote. Die für die nukleare Energieversorgung zusätzlich benötigten Kapitalmittel werden anderen Wirtschaftszweigen entzogen. Eine Steigerung des regionalen Sozialproduktes kann sich in diesem Fall nur aufgrund eines Struktureffektes ergeben, nämlich dann, wenn die Kapitalproduktivität desjenigen Wirtschaftszweiges, dem das Kapital entzogen wurde, geringer ist als die Kapitalproduktivität des investierenden Wirtschaftsbereiches. In dem hier angeführten Beispiel des HTR-Einsatzes in der chemischen Industrie ist ein positiver Struktureffekt allerdings nicht zu erwarten, da der Hochtemperaturreaktor eine weit geringere Kapitalproduktivität (von 0,2) als der Durchschnitt der nordrhein-westfälischen Industrie von ca. 0,7 (= BRD-Industriedurchschnitt) /4-21/ bzw. der nordrhein-westfälischen Gesamt-

wirtschaft von ca. 0,4 (= BRD-Durchschnitt /4-21/) aufweist.

In Wirklichkeit wird die Investition für die regionale Energieversorgung teilweise aus außerregionalen Sparmitteln finanziert werden. Nimmt man einen - nicht unrealistischen - Außenfinanzierungsanteil von 50 % an (vergl. 4.2.2.2.2), dann ergibt sich für eine Basis-Investition von 100,- DM (konventionelle Energieversorgung) folgender Gesamtbeitrag zum regionalen Sozialprodukt:

	Investitionsbereich und Finanzierung		Kapitalaufwand	Kapitalproduktivität	SP-Beitrag
			DM		DM
k	En.	A	50	0,3	+15
		I	50	0,3	+15
	Üb.		-50	0,4	-20
	Reg.				+10
n	En.	A	90	0,2	18
		I	90	0,2	18
	Üb.		-90	0,4	-36
	Reg.				0
n-k					-10

k = konventionelle Energieversorgung

n = nukleare Energieversorgung

En = regionale Energiewirtschaft

Üb = übrige regionale Wirtschaft

Reg = gesamte Regionalwirtschaft

A = Außenfinanzierung

I = Innenfinanzierung

**Tab. 4-10: Kapazitätseffekt der konventionellen und nuklearen Energieversorgung in der gesamten Regionalwirtschaft**

Bei konventioneller Energieversorgung beträgt der Gesamtbeitrag zum regionalen Sozialprodukt 10,- DM, bei nuklearer Energieversorgung 0 DM. Der gesamte Kapazitätseffekt der Investitionen verringert sich demnach bei nuklearer Energieversorgung; das regionale Sozialprodukt sinkt.

#### 4.2.2.2.2 Nachfragewirkung

Die regionale Nachfrage setzt sich unter den hier gemachten Voraussetzungen zusammen aus der Nachfrage der privaten Haushalte, der Investitionsnachfrage der ansässigen Unternehmen und dem Überschuß der regionalen Exporte über die regionalen Importe. Die Errichtung von Hochtemperaturreaktoren gegenüber Einrichtungen der konventionellen Energieversorgung berührt unmittelbar nur die Investitionsgüternachfrage und den Außenhandelsaldo der Region, da sich mit dem neuen Energieträger einerseits die regionale Investitionssumme für die Energiedarbietung verändern kann und sich andererseits auch die Bezugsorte für die Investitionsgüter verlagern können. Für die regionale Nachfrageentwicklung ist es außerdem von Bedeutung, ob die zur Finanzierung von Mehrinvestitionen bei nuklearer Energieversorgung notwendigen Mittel aus innerregionalen oder außerregionalen Ersparnissen stammen (eine Finanzierung über regionale Geldschöpfung sei ausgeschlossen, da hier eine naturalökonomische Betrachtung zugrunde gelegt wird). Eine regionale Finanzierung bedeutet, geht man von einer gleichgewichtigen Wirtschaft aus, daß andere Nachfragebeträge gekürzt werden: entweder die Konsumnachfrage, weil mehr gespart werden muß, oder die Investitionsnachfrage, weil bei konstantem Sparvolumen für die übrigen Wirtschaftszweige weniger Investitionsmittel zur Verfügung stehen. Eine Änderung der Konsumquote sei hier allerdings ausgeschlossen.

Damit sind die Bedingungen für eine regionale Sozialproduktsteigerung aufgrund einmaliger Nachfragewirkungen der Umstellung der regionalen Energiewirtschaft von konventionellen auf nukleare Energieträger formuliert. Sie lassen sich anhand der Einkommensgleichung veranschaulichen, die das Gleichgewichtseinkommen  $Y_0$  bei konventioneller Energieversorgung angibt.

$$Y_0 = C_0(Y) + I_0 + X_0 - M_0(Y)$$

- a)  $Y_0$  steigt bei konstantem Import, wenn die Investitionsnachfrage zunimmt, d. h. wenn die Investitionen aus außerregionalen Sparbeträgen finanziert werden.

Die Investitionsnachfrage steigt im Falle einer Umstellung auf nukleare Energieträger, wenn:

$$(1) \quad a_n > a_k \cdot z$$

Es bedeuten:

$a_n$  = Anteil der außerregionalen Finanzierung der Investitionen zur nuklearen Energieversorgung

$a_k$  = Anteil der außerregionalen Finanzierung der Investitionen zur konventionellen Energieversorgung

$z$  = Anteil der Investitionen zur konventionellen Energieversorgung an den Investitionen zur nuklearen Energieversorgung.

b)  $Y_0$  steigt bei konstanten Investitionen, wenn die Importe abnehmen. Dies ist dann der Fall, wenn:

$$(2) \quad m_n < m_k \cdot z$$

Es bedeuten:

$m_n$  = Importanteil der Investitionsgüteraussgaben bei nuklearer Energieversorgung

$m_k$  = Importanteil der Investitionsgüteraussgaben bei konventioneller Energieversorgung

c)  $Y_0$  steigt bei zunehmenden Investitionen und steigenden Importen, wenn der Anstieg der Importe unter dem Anstieg der Investitionen bleibt. Im Fall der Änderungen der Investitionen durch nukleare Energieversorgung ist diese Bedingung erfüllt, wenn:

$$(3) \quad (a_n - m_n) > (a_k - m_k) \cdot z$$

Das regionale Einkommen nimmt demnach in diesem Fall zu, wenn der in der Region verbleibende Betrag der außerregionalen Finanzierungsbeträge für die nukleare Energieversorgung den im Land verbleibenden Betrag der außerregionalen Finanzierungsbeträge für die konventionelle Energieversorgung übersteigt.

Bei der Verwendung von Hochtemperaturreaktoren zur Energieversorgung der chemischen Industrie ist besonders zu prüfen, ob die dritte Bedingung erfüllt ist, da unter der Annahme gleicher Außenfinanzierungsanteile ( $a_n = a_k = a$ ) und gleicher Importquoten ( $m_n = m_k = m$ ) wegen  $z < 1$   $m_n$  immer größer als  $m_k \cdot z$  ist (vgl. Bedingung (2)). Sie ist erfüllt, wenn  $a > m$ , d.h. wenn der Außenfinanzierungsanteil die Importquote übersteigt.

Für die Variablen  $a_n$ ,  $a_k$  und  $m_n$ ,  $m_k$  wurden folgende Werte geschätzt:

$$\begin{array}{lll} a_n = 0,59 & m_n = 0,54 & a_n - m_n = 0,05 \\ a_k = 0,50 & m_k = 0,43 & a_k - m_k = 0,07 \end{array}$$

Wegen  $z = 0,56$  wird mit diesen Zahlen die Bedingung (3) zwar gerade erfüllt, doch kann daraus aufgrund bestehender Fehlerbereiche für die Zahlenwerte nicht geschlossen werden, welche Veränderung die regionale Nachfrage und damit das Volkseinkommen des Landes NRW erfährt. Es ist wahrscheinlich, daß durch die Umstellung der chemischen Industrie des Landes von der konventionellen auf eine nukleare Energiebasis das regionale Volkseinkommen als Folge höherer Investitionen für die nukleare Energieversorgung nicht verändert wird; darauf weisen auch die Werte der Außenfinanzierungsanteile und Importquoten hin, die alle nahe beieinander liegen.

#### 4.2.2.2.3 Dauerhafte Wirkungen der Energieträgersubstitution

Die dauerhaften Angebots- und Nachfragewirkungen des HTR-Einsatzes auf das regionale Sozialprodukt entstehen durch Veränderungen auf der Angebots- und Nachfrageseite, die sich aus dem Betrieb aller Anlagen der nuklearen Energieversorgung in NRW gegenüber dem Betrieb aller nordrhein-westfälischen Anlagen der konventionellen Energieversorgung ergeben.

##### 4.2.2.2.3.1 Angebotswirkung

Mit dem Kapazitätseffekt der veränderten Investitionen in der regionalen Energiewirtschaft bzw. gesamten Regionalwirtschaft ist auch die dauerhafte Entwicklung des potentiellen Sozialproduktes in NRW festgelegt. Die in 4.2.2.2.2.1 diskutierte Sozialproduktentwicklung in NRW als Folge des HTR-Einsatzes bleibt nämlich unverändert, wenn man eine konstante Kapitalproduktivität der Ersatzinvestitionen unterstellt.

##### 4.2.2.2.3.2 Nachfragewirkung

Eine dauerhafte Änderung der regionalen Nachfrage als Folge der Umstellung von konventionellen auf nukleare Energieträger ergibt sich aufgrund unterschiedlicher Ausgabenstrukturen der an der Energieversorgung beteiligten und in der Region ansässigen Betriebe, der unterschiedlichen Bezugsorte der Einsatzgüter

und veränderter interregionaler Einkommensströme. Die Ausgaben werden zweckmäßigerweise im Hinblick auf den Einkommensfluß im regionalen und überregionalen Kreislauf zu folgenden Kategorien zusammengefaßt:

- Abschreibungen	=	Ersatzinvestitionen
- Zinsen, Gewinne Löhne und Gehälter	=	Haushaltseinkommen
- indirekte Steuern abzüglich Subventionen	=	Einnahmen des Staates
- Vorleistungen	=	Einnahmen anderer Unternehmen

wobei unterschieden werden muß, welche Anteile in der Region verbleiben und welche nach außen abfließen.

Sieht man von Rückwirkungen der abfließenden Ausgaben ab, dann verändern die in der Region verbleibenden Ausgaben die regionale Nachfrage und zwar entweder unmittelbar und in voller Höhe, wie die Ersatzinvestitionen, oder mittelbar und um Sparbeträge und Steuern gekürzt, wie die Haushaltseinkommen. Die Nachfrage aus der regionalen Vorleistung muß aus einer regionalen Input-Output-Tabelle bestimmt werden.

Änderungen der Ausgaben- und Bezugsstrukturen im Bereich der regionalen Energiewirtschaft können primäre und sekundäre Komponenten der regionalen Nachfrage verändern. Primäre Komponenten sind z. B. die Investitionsgüter- und Auslandsnachfrage; sekundäre Komponenten sind z. B. die Konsumquote, die Importquote, die Steuersätze. Durch den Einsatz des HTR werden in der Einkommensgleichung für eine stagnierende Wirtschaft

$$Y = C(Y) + I^E(Y) + X - M(Y)$$

folgende Komponenten besonders berührt:

1. Die Konsumnachfrage  $C(Y)$ , deren wichtigste Einflußgrößen in der vereinfachten Konsumfunktion:  $C = a + b \cdot Y$  erfaßt werden. Die Verwendung von Kernreaktoren zur Energieerzeugung wird einerseits die absolute Höhe des Haushaltseinkommens durch veränderte Zins-Lohn- und Gehaltseinkommen beeinflussen und außerdem wegen veränderter Einkommensstruktur die regionale Einkommensverteilung und damit die marginale Konsumquote  $b$ .

2. Die Investitionsnachfrage  $I^E$  (Y), die hier eine Veränderung durch veränderte Abschreibungsquoten erfährt.
3. Die Importe M, deren Beziehung zu ihrer Haupteinflußgröße Y in der Regel durch die vereinfachte Importfunktion  $M = b + q \cdot Y$  dargestellt wird. Eine Änderung der interregionalen Güter- und Einkommensströme als Folge des Substitutionsprozesses im Energiebereich bewirkt, daß sich die marginale Importquote verändert.

Richtung und Ausmaß der Veränderung der regionalen Nachfrage wird davon bestimmt, welcher Energieträger durch die Kernenergie ersetzt wird. Bei der Verwendung von Hochtemperaturreaktoren in der chemischen Industrie ist es hauptsächlich schweres Heizöl. Die dauerhaften Änderungen der regionalen Nachfrage aufgrund dieser Substitution ist eine Folge unterschiedlicher Kosten- bzw. Ausgabenstrukturen der Energieversorgung mit dem Hochtemperaturreaktor gegenüber der Energieversorgung mit Heizöl (= Kostenstruktur von Ölkraftwerken und Raffinerien) und veränderter interregionaler Güter- und Einkommensbewegungen.

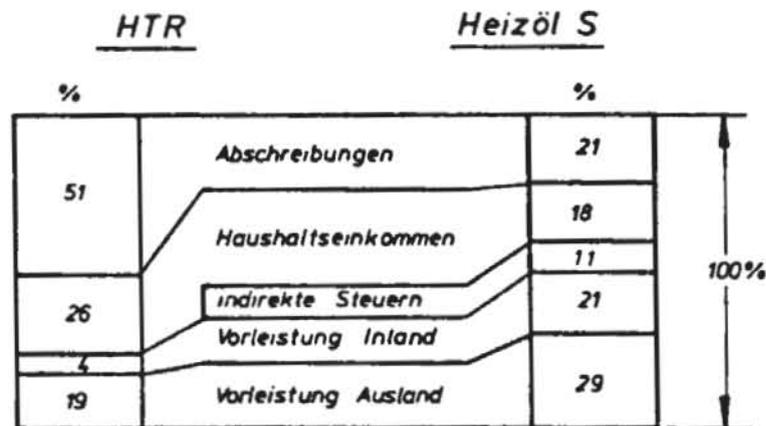


Abb. 4-15: Ausgabenstruktur der regionalen Energieversorgung mit HTR oder Heizöl S

Aus den Ausgabenstrukturen läßt sich unter Verwendung vereinfachender Annahmen über die intraregionalen und interregionalen Einkommensströme die voraussichtliche Änderungsrichtung der regionalen Nachfrage ableiten. Es werden folgende Voraussetzungen gemacht:

- Die Abschreibungsbeträge verbleiben bei beiden Energieversorgungssystemen zu 50 % in Nordrhein-Westfalen.
- Die Haushaltseinkommen gehen vollständig an die privaten und öffentlichen Haushalte der Region und werden voll zu Konsumausgaben.
- Die üblichen indirekten Steuern sind in den Haushaltseinkommen enthalten; die gesondert ausgewiesene Mineralölsteuer (ca. 11 % bei der Energieversorgung mit Erdöl, Preisbasis 1973) fließt als reine Bundessteuer aus NRW ab.
- Für die inländischen Vorleistungen gelte ebenfalls eine Importquote von 50 %; der Inlandswert wird im Verhältnis 1:1 auf die regionale Konsumnachfrage und Investitionsnachfrage aufgeteilt.

Die Veränderung der Nachfragekomponenten läßt sich aus Abb. 4-16 ersehen:

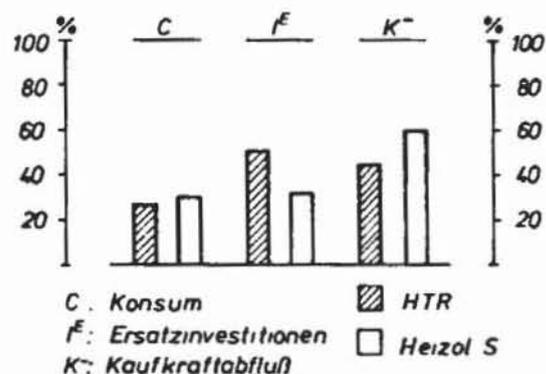


Abb. 4-16: Regionale Nachfragesituation der Energieversorgung mit HTR oder Heizöl S

Sie zeigt eine wenig veränderte Konsumgüternachfrage, eine erhöhte Nachfrage nach Investitionsgütern bei der Energieversorgung mit dem HTR und eine Reduzierung der Kaufkraftabflüsse (d. h. der Importe und Transferzahlungen). Trotz absolut steigender Importe für Investitionsgüter bei nuklearer Energieversorgung wird sich das regionale Sozialprodukt durch den HTR-Einsatz in

der chemischen Industrie erhöhen, da bei einer konventionellen Energieversorgung wegen hoher Rohölimporte und Mineralölsteuer höhere Kaufkraftabflüsse entstehen.

#### 4.2.2.3 Auswirkungen von Energiekostensenkungen auf das Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens

##### 4.2.2.3.1 Zur Fortschrittseigenschaft des Hochtemperaturreaktors

Die wirtschaftliche Anwendung der Kernspaltung ist, da sie in bestimmten Verwendungsbereichen eine kostengünstigere Energieerzeugung ermöglicht, als produktivitätssteigernde Komponente des technischen Fortschritts anzusehen /4-22/. Ihre Einführung wird durch die zu erwartende Verteuerung der konventionellen Energieerzeugungsverfahren noch beschleunigt und auch auf den Wärmemarkt ausgedehnt, der bis jetzt noch mit fossilen Brennstoffen versorgt wird.

Diese Studie betrachtet die Einführung von Hochtemperaturreaktoren auf dem Wärmemarkt Nordrhein-Westfalens. Seine Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Energieversorgungssystemen wurde in Kap. 3 dargelegt und damit seine Fortschrittseigenschaft im oben definierten Sinne nachgewiesen.

Allgemein kann man bei der Einführung von produktivitätssteigernden Verfahren zur Erzeugung irgend eines Produktes zwei Aspekte unterscheiden /4-23/:

1. den - realen - Aspekt der Freisetzung von Produktivkräften in der Volkswirtschaft,
2. den - monetären - Aspekt der Entstehung von zusätzlicher Kaufkraft, entweder infolge steigender Gewinne oder sinkender Preise.

Mit der Freisetzung stehen der Volkswirtschaft mehr Produktionsfaktoren zur Verfügung; sie erhöhen das potentielle Sozialprodukt. Die Entstehung zusätzlicher Kaufkraft bei Unternehmen und/oder Konsumenten kann zu zusätzlicher Nachfrage führen und damit das Sozialprodukt von der Nachfrageseite her erhöhen. Ob es überhaupt zur Nachfragesteigerung kommt, welche Güter zusätzlich nachgefragt werden und welches Ausmaß die Nachfragesteigerung annehmen kann, das hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Die wichtigsten werden im folgenden für den Fall der Energiekostensenkung dargelegt.

Bei regionaler Betrachtung der Einführung des technischen Fortschritts ist darüber hinaus zu beachten,

- ob die freigesetzten Faktoren innerhalb oder außerhalb der Region eingesetzt werden,
- ob die zusätzliche Kaufkraft innerhalb oder außerhalb der Region verbleibt und ob eine regionale oder außerregionale Nachfragesteigerung induziert wird.

#### 4.2.2.3.2 Angebotswirkung der Energiekostensenkung

##### 4.2.2.3.2.1 Regionale Faktorfreisetzung

Wie jede Senkung der Durchschnittskosten eines Gutes aufgrund technischen Fortschritts mit der Freisetzung von Produktionsfaktoren verbunden ist, bedeutet auch eine Energiekostensenkung durch den Hochtemperaturreaktor eine Freisetzung der originären Produktionsfaktoren Arbeit und/oder Sachkapital. Da sich der volkswirtschaftliche Energieerzeugungsprozeß in Abhängigkeit von der räumlichen Verteilung der Teilprozesse auf einen eng begrenzten Raum oder auf die ganze Welt erstrecken kann, kann die Faktorfreisetzung innerhalb oder außerhalb einer betrachteten Region erfolgen. Eine außerregionale Freisetzung bedeutet eine Senkung des Importwertes für die gleiche bezogene Gütermenge und damit eine Verbesserung der Austauschrelationen. Geht man von einer gleichgewichtigen Wirtschaft und damit ausgeglichener Zahlungsbilanz aus, dann stehen hierdurch der Region entweder durch verringerte Ausfuhren oder erhöhte Einfuhren zusätzliche Produktionsfaktoren zur Verfügung, und zwar als Komplement zu den regional freigesetzten Faktoren.

Die Gesamtkostensenkung  $dV$  ( $dV < 0$ ) der Energieproduktion durch technischen Fortschritt läßt sich demnach in eine regionale ( $dV^R$ ) und eine außerregionale Ersparnis ( $dV^A$ ) aufteilen:

$$dV = dV^R + dV^A$$

Die regionale Ersparnis basiert auf einer direkten Einsparung regionaler Arbeitskraft ( $dA_d^R$ ) und/oder regionalen Sachkapitals ( $dK_d^R$ ) - konstante Faktorpreise  $q$  und  $l$  vorausgesetzt:

$$dV^R = l \cdot dA_d^R + q \cdot dK_d^R$$

Die außerregionale Ersparnis entspricht einer indirekten Freisetzung regionaler Arbeitskräfte ( $dA_i^r$ ) und/oder regionalen Sachkapitals ( $dK_i^r$ ):

$$dV^a = 1 \cdot dA_i^r + q \cdot dK_i^r$$

Die gesamte Einsparung setzt sich demnach aus der direkten und indirekten regionalen Faktorfreesetzung zusammen:

$$dV = 1 \cdot (dA_d^r + dA_i^r) + q \cdot (dK_d^r + dK_i^r)$$

Die Art der regionalen Faktorfreesetzung (direkt oder indirekt bzw. arbeitsparend oder kapitalparend) hängt bei der Energiekostensenkung durch den Hochtemperaturreaktor in erster Linie davon ab, welcher Energieträger substituiert wird. Die Aufteilung der außerregionalen Ersparnis in indirekter Arbeits- oder Kapitalfreisetzung wird außerdem von der Bedürfnisstruktur der regionalen Wirtschaftssubjekte bestimmt. Erfolgt ein Zahlungsbilanzausgleich z. B. durch eine Steigerung der Importe, dann wird der Ausgleich davon bestimmt, ob die zusätzliche Nachfrage auf ein arbeitsintensives oder auf ein kapitalintensives Gut gerichtet ist und damit langfristig eine arbeitsintensive oder kapitalintensive Inlandsproduktion verdrängt wird.

Beim Einsatz des Hochtemperaturreaktors in der chemischen Industrie NRW konkurriert die nukleare Energie mit dem Sekundärenergieträger Heizöl S, der entweder zur Befuerung von Röhrenspaltöfen oder von Dampfkesseln verwendet wird (Abb. 4-14). Der Primärenergieträger Rohöl wird eingeführt.

Geht man von einer 40 %igen Energiekostensparnis durch den Hochtemperaturreaktor aus, dann werden in der chemischen Industrie NRW im Jahre 1990 Kosten in Höhe von  $dV = 493$  Mio DM/a eingespart (vgl. Tab. 4-11). Bei einer 20%igen Energiekostensenkung sind es ca. 247 Mio DM/a.

Die Energiekostensparnis im Jahre 1990 ist zu verstehen als Vermeidung von Aufwendungen, die bei den Substitutionsmöglichkeiten in 1990 für den Bezug konventioneller Energieträger entstehen würden, wenn die Kernenergie nicht eingesetzt würde. Es wurde das gegenwärtige Preisniveau angenommen. Bei dem Umfang der heutigen Substitutionsmöglichkeiten konventioneller Energieträger in der chemischen Industrie NRW würde die Einsparung bei einer 40 %igen Energiekostensenkung ca. 172 Mio DM/a betragen.

EINSATZ DES HTR'S ZUR	JAHR	INSTALLIERTE LEISTUNG <sup>1)</sup>	SUBSTITUIERTE ENERGIEENGE	%uale ERSPARNIS <sup>2)</sup>	GESAMTERSARNIS (PREISBASIS: 1974)
STROM- UND DAMPFERZEU- GUNG	1990	5.800 MW <sub>th</sub>	18,56 · 10 <sup>9</sup> KW <sub>e</sub> h/a	20%	185,60 · 10 <sup>6</sup> DM/a
				40%	371,20 · 10 <sup>6</sup> "
	2000	8.250 MW <sub>th</sub>	26,40 · 10 <sup>9</sup> KW <sub>e</sub> h/a	20%	264,00 · 10 <sup>6</sup> DM/a
				40%	528,00 · 10 <sup>6</sup> "
LIEFERUNG VON HT-WÄRME	1990	2.963 MW <sub>th</sub>	20,38 · 10 <sup>6</sup> Gcal/a	20%	61,14 · 10 <sup>6</sup> DM/a
				40%	122,28 · 10 <sup>6</sup> "
	2000	3.315 MW <sub>th</sub>	22,81 · 10 <sup>6</sup> Gcal/a	20%	68,43 · 10 <sup>6</sup> DM/a
				40%	143,86 · 10 <sup>6</sup> "
SUMME	1990			20%	246,74 · 10 <sup>6</sup> DM/a
				40%	493,48 · 10 <sup>6</sup> "
	2000			20%	332,43 · 10 <sup>6</sup> DM/a
				40%	664,86 · 10 <sup>6</sup> "

1) vgl. Kapitel 2.3.1.3.1 und 2.3.1.3.2

2) Bezugsgröße: Konventionelle Strom- und Dampferzeugung zu 5,0 Pf/g/KW<sub>e</sub>h  
Konventionelle Lieferung von HT-Wärme zu 15,0 DM/Gcal

Tab. 4-11: Gesamtkostensparnis durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie NRW

Wird die errechnete Gesamtersparnis als Faktorfreesetzung interpretiert, dann läßt sich aus

$$dV = q \cdot dK_d^r + 1 \cdot dA_d^r + dV^a$$

erkennen, daß die Einsparung durch  $dV^a$  ( $dV^a < 0$ ), d.h. einer Verringerung des spezifischen Importwertes verursacht wurde. Der hohe Kapitaleaufwand für die nukleare Energieversorgung bewirkt, daß  $dK_d^r$  positiv ist;  $dA_d^r$  ist zwar negativ, da die Freisetzung von Arbeitskräften für die aufgegebenen Ölkraftwerks- und Raffineriekapazitäten den Arbeitseinsatz beim Hochtemperaturreaktor übersteigt, doch wird  $q \cdot dK_d^r > 1 \cdot dA_d^r$  sein.

Die regionale Faktorfreesetzung wird daher im Falle der Substitution von schwerem Heizöl durch Kernenergie unter der Voraussetzung konstanter Bedürfnisstruktur nur indirekt erfolgen; sie ist empirisch nicht bestimmbar. Es kann daher nur mit dem Wertausdruck der Faktorfreesetzung gerechnet werden, der mit der Gesamtkostensparnis  $dV$  identisch ist.

#### 4.2.2.3.2.2 Steigerung der regionalen Produktionskapazität

Die Veränderung der Produktionskapazität eines Gebietes wird bestimmt von der Veränderung des vorhandenen regionalen Faktorpotentials oder der Veränderung der Produktionsfunktion. Bei Verwendung der einfachen Produktionsfunktion /4.2.2.1/:

$$(1) \quad O = \frac{O}{V} \cdot V$$

und der Annahme, daß alle freigesetzten Produktionsfaktoren in der Region wieder produktiv eingesetzt werden, ergibt sich aufgrund der Interpretation des technischen Fortschritts als Faktorfreesetzung /4-23/ und damit  $d\left(\frac{O}{V}\right) = O$  aus Formel (8) /4.2.2.1/:

$$(2) \quad dO = \frac{O}{V} \cdot dV$$

Als totale Wertproduktivität ist  $\frac{O}{V}$  im Gleichgewicht immer gleich. Der potentielle Sozialproduktszuwachs  $dO$  entspricht demnach der Gesamtfaktorersparnis  $dV$ . Im Falle einer 40 %igen Energiekostensparnis durch den HTR beträgt der potentielle Sozialproduktszuwachs für das Jahr 1990 493 Mio DM/a (vgl. Tab. 4-11). Das sind, bezogen auf das für dieses Jahr geschätzte reale Bruttoinlandprodukt Nordrhein-Westfalens (Trendextrapolation nach /4-24/) von 314 Mrd. DM ca. 0,1 %.

Die Gleichsetzung von industrieller Gesamtkostensparnis und regionalem Sozialproduktszuwachs für das gleiche Jahr geht von folgenden restriktiven Voraussetzungen aus:

1. Es entstehen keine Kosten für die Umstellung der Produktionsfaktoren; d. h. weder Umschulungs- und Umsiedlungskosten für Arbeitskräfte noch Abschreibungen wegen vorzeitiger Veralterung von Anlagen.
2. Prozeß- und Standortsubstitutionen werden ausgeschlossen.
3. Es sind weder angefallene und antellige soziale Kosten (z. B. Entwicklungskosten) belastet, noch Sozialkostenminderungen (z. B. Reduzierung von Umweltbelastungen) gutgeschrieben worden.
4. Alle freigesetzten Faktoren werden vollständig in NRW wieder eingesetzt, d. h. es besteht eine ausreichende regionale Gesamtnachfrage.
5. Die Umstellung erfolgt vollständig im Jahr der Freisetzung.

Der nach (2) ermittelte potentielle Sozialproduktszuwachs ist demnach als maximal möglicher Zuwachs als Folge der Energiekostensparnis anzusehen, wenn man eine mögliche Gutschrift für die Reduzierung der Umweltbelastung unberücksichtigt läßt. Es ist aber wenig wahrscheinlich, daß das gesamte freigesetzte Faktorpotential in der Region verbleibt, da sich weder die marktwirtschaftlichen Anpassungen auf den Faktor- und Gütermärkten, noch die evtl. notwendigen globalen staatlichen Ausgleichsmaßnahmen aufgrund von Faktorfreisetzungen auf die betrachtete Region beschränken.

#### 4. 2. 2. 3. 3 Nachfragewirkung der Energiekostensenkung

##### 4. 2. 2. 3. 3. 1 Allgemeine Gesichtspunkte

Während bei angebotsorientierter Betrachtung eine ausreichende regionale bzw. gesamtwirtschaftliche Nachfrage in quantitativer und qualitativer Hinsicht vorausgesetzt wird, fragt die nachfrageorientierte Betrachtung nach dem regionalen Nachfragezuwachs, der unmittelbar durch einen produktivitätssteigernden technischen Fortschritt hervorgerufen wird.

Auslösendes Moment für die regionale Nachfragesteigerung ist die Kaufkraftfreisetzung, die mit der Kostensenkung aus dem technischen Fortschritt verbunden ist. Sie kann auf allen Stufen des mit der regionalen Energieerzeugung zusammenhängenden volkswirtschaftlichen Produktions- und Konsumtionsprozesses entstehen und damit auch außerhalb einer betrachteten Region. Der mögliche regionale und sektorale Verbleib des Produktivitätsgewinnes sei an folgendem Flußbild bestimmter interregionaler Güter- und Einkommensströme (ohne Staat) gezeigt:

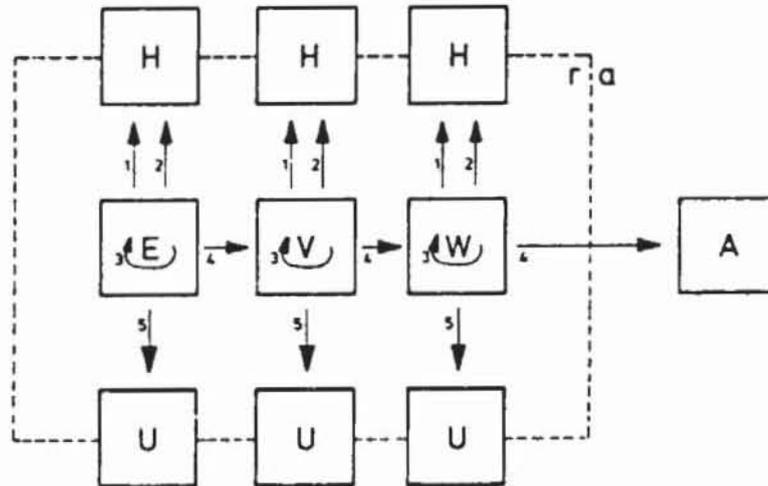


Abb. 4-17: Regionale und sektorale Verteilung des Kaufkraftgewinnes aus einer Energiekostensenkung

H = regionale und außerregionale Unternehmer- und Nichtunternehmerhaushaltungen

E = regionale Energieerzeugung

V = gewerbliche Energieverbraucher der Region

W = übrige Wirtschaft der Region

A = Wirtschaft des Auslandes

U = regionale und außerregionale Lieferunternehmen von Vorleistungen

r = Region

a = übrige Welt

Der Produktivitätsgewinn entsteht zuerst im Fortschrittsbereich, hier der Energieerzeugung. Er kann auf folgende Wirtschaftssubjekte aufgeteilt werden (vgl. Pfeile in Abb. 4-17):

- (1) auf die Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital
- (2) auf die Endverbraucher der Produkte des Fortschrittsbereichs
- (3) auf das Fortschrittsunternehmen selbst
- (4) auf die Weiterverarbeiter der Produkte des Fortschrittsbereichs
- (5) auf die Anbieter von Vorleistungen

Diese Überlegungen gelten auch für die dem Fortschrittsbereich folgenden Produktionsstufen (hier V und W), wenn über (4) eine Gewinnverlagerung in diese Produktionssektoren stattfindet.

Damit kann die zusätzliche Kaufkraft bei folgenden Stellen verbleiben:

a) bei regionalen oder außerregionalen Unternehmer- und Nichtunternehmerhaushaltungen:

- über steigende Faktoreinkommen (Pfeil 1)
- über Preissenkungen (Pfeil 2)

b) bei regionalen oder außerregionalen Unternehmen:

- aufgrund zusätzlich einbehaltener Gewinne (Pfeil 3)
- über steigende Preise für Lieferanten (Pfeil 4)
- über Preissenkungen für gewerbliche Abnehmer (Pfeil 5)

Es können also regionale und außerregionale Wirtschaftssubjekte aus dem in der Region entstehenden Produktivitätsgewinn mit irgendeinem Anteil beteiligt sein. Der Anteil selbst wird ökonomisch bestimmt von den Marktbedingungen, die auf den jeweiligen Faktor- oder Produktmärkten herrschen.

Unter den Bedingungen der vollständigen Konkurrenz oder ihr angenäherten Marktstruktur werden die Produktivitätsgewinne mittel- bis langfristig in Form von Preissenkungen um  $dp$  über alle Produktionsstufen hinweg an den Endkonsum weitergegeben. Aus regionaler Sicht bedeutet das - entsprechend den gegebenen Preiselastizitäten der Nachfrage - entweder eine Steigerung der regionalen Konsumgüternachfrage  $C$  um  $dC$  oder des Exportes  $X$  um  $dX$ :

$$(1) \quad dC^1 = f(\xi_C, dp_C)$$

$$(2) \quad dX^1 = f(\xi_X, dp_X)$$

Zusätzlich kann noch als Folge dieser Nachfragesteigerung die regionale Investitionsgüternachfrage angeregt werden:

$$(3) \quad dI^1 = f(dC^1; dX^1)$$

Das Ausmaß dieser unmittelbar induzierten Nachfragesteigerungen wird im Falle vollständiger Konkurrenz bestimmt von  $\xi_C$ ;  $\xi_X$ ;  $dp_C$ ;  $dp_X$ . Die Preissenkungen sind abhängig vom Ausmaß der primären Kostensenkung durch den technischen

Fortschritt und dem Einfluß dieser Kostensenkung auf die Preise der Konsumgüter bzw. Exportgüter. Die Elastizitäten geben an, wie stark die Nachfrage auf eine gegebene Preissenkung reagiert:

a) bei  $\xi < 1$  ist der Kaufkraftgewinn für die - regionalen und außerregionalen - Konsumenten höher als ihre Mehrnachfrage. Dieser Überschuß wird zu regionalem und außerregionalem Einkommen ( $Y^r$ ,  $Y^a$ ). Es kann über (1) und (2) hinaus eine zusätzliche regionale Nachfrage nach anderen Gütern entstehen:

$$(4) \quad dC^2 = f(dY^{r1})$$

$$(5) \quad dX^2 = f(dY^{a1})$$

b) bei  $\xi = 1$  entsprechen sich Kaufkraftgewinn und Mehrnachfrage. Es gilt:

$$(4) \quad dC^2 = 0$$

$$(5) \quad dX^2 = 0$$

c) bei  $\xi > 1$  übersteigt die Mehrnachfrage den Kaufkraftgewinn. Bei regionalen und außerregionalen Haushalten werden andere Konsummöglichkeiten eingeschränkt. (4) und (5) sind jetzt negativ.

Auch aus (4) und (5) kann sich eine zusätzliche - positive oder negative - Investitionsgüternachfrage ergeben:

$$(6) \quad dI^2 = f(dC^2; dX^2)$$

Der Gesamte Nachfragezuwachs

$$(7) \quad dY^r = f(\sum dC^i; \sum dI^i; \sum dX^i) \quad (i = 1, 2)$$

ist bei  $\xi > 1$  größer als bei  $\xi < 1$ .

Diese unter den Bedingungen der vollständigen Konkurrenz abgeleitete regionale Nachfragesteigerung entspricht in vielen Fällen nicht der Realität, da unvollkommene Marktstrukturen, gewerkschaftliche Forderungen und staatliche Interventionen den Verteilungsprozeß modifizieren. Ein realistisches Modell der Verteilung der Produktivitätsgewinne hat deshalb davon auszugehen, daß die Gewinne teilweise im Fortschrittsunternehmen verbleiben und zu einem anderem Teil durch Steigerung der Faktoreinkommen und Preissteigerungen für Vorleistungen weitergegeben werden.

Im Falle unvollständiger Konkurrenz bestehen dann folgende Nachfragebeziehungen:

a) aufgrund von Preissenkungen für Konsumgüter um  $dp_c$  und Exportgüter um

$dp_x$ :

$$\begin{array}{lll}
 dC^1 = f(\xi_c; dp_c) & \xi < 1 & dC^2 = f(dY^{r1}) \quad (dY^{r1} > 0) \\
 dX^1 = f(\xi_x; dp_x) & & dX^2 = f(dY^{a1}) \quad (dY^{a1} > 0) \\
 & \xi = 0 & dC^2 = 0 \\
 & & dX^2 = 0 \\
 & \xi > 1 & dC^2 = f(dY^{r1}) \quad (dY^{r1} < 0) \\
 & & dX^2 = f(dY^{a1}) \quad (dY^{a1} < 0)
 \end{array}$$

b) aufgrund von zusätzlichen Unternehmensgewinnen  $dG$ :

$$dI^1 = f(dG)$$

c) aufgrund von zusätzlichen regionalen ( $dY^{r2}$ ) und außerregionalen Faktoreinkommen ( $dY^{a2}$ ).

$$dC^3 = f(dY^{r2})$$

$$dX^3 = f(dY^{a2})$$

d) aufgrund von Umsatzsteigerungen bei regionalen ( $dU^r$ ) und außerregionalen Lieferunternehmen ( $dU^a$ ):

(1) regionale Vorleistungen:

$$dY^{r3} = f(dU^r)$$

$$dC^4 = f(dY^{r3})$$

$$dI^2 = f(dY^{r3})$$

(2) außerregionale Vorleistungen:

$$dM = f(dU^a)$$

(3) Rückwirkungen:

$$dX^4 = f(dY^{a2}; dY^{a3})$$

wegen:

$$dY^{a2} = f(dY^{r3})$$

$$dY^{a3} = f(dM)$$

e) aufgrund nachfrageinduzierter Nettoinvestitionen:

$$dI^3 = f(dY^1)$$

f) insgesamt:

$$dY^r = f(\sum dC^i ; \sum dI^i ; \sum dX^i ; dM)$$

Die durch den technischen Fortschritt induzierte regionale Nachfrage geht jetzt nicht mehr nur von regionalen Haushaltungen und außerregionalen Wirtschaftseinheiten aus, sondern von regionalen Unternehmen in Form von gewinninduzierten Nettoinvestitionen und erhöhten Vorleistungsumsätzen. Außerdem können die regionalen Importe erhöht werden. Die genaue Verteilung ist hier im Einzelfall empirisch zu prüfen. Sie wird für jeden Einsatzbereich der Kernenergie unterschiedlich sein, da jedesmal andere Wirtschaftssubjekte direkt oder indirekt von der Energiekostensenkung profitieren. Entsprechend unterscheiden sich Zusammensetzung und Höhe des regionalen Nachfragezuwachses.

#### 4.2.2.3.3.2 Nachfragewirkung des HTR-Einsatzes

Die wichtigsten Einsatzmöglichkeiten des Hochtemperaturreaktors erstrecken sich auf die Bereiche /Kap. 2/:

- Veredelung fossiler Energieträger zu Methan, Wasserstoff, Synthesegas
- Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff
- endotherme Leichtbenzinspaltung zur Olefinherstellung
- Erzeugung von Dampf für industrielle Prozesse und Heizzwecke und von Strom.

Die ersten drei Prozesse werden direkt mit hochtemperaturiger Wärme aus dem HTR versorgt. Die Wärmeversorgung der übrigen Verbrauchergruppen erfolgt über den Sekundärkreislauf. Obwohl nur die hoch- oder niedertemperaturige Wärme des Primärkreislaufes zu den unmittelbar erzeugten Produkten des nuklearen Energiesystems gehört, die gegenüber einer konventionellen Energieversorgung verbilligt werden, werden aus Gründen einer besseren Abgrenzung und Rechenbarkeit die Produkte HT-Wärme, Dampf und Strom als Leistungen des Fortschrittsbereiches (im Sinne der Abb. 4-17) betrachtet, auf die sich die Energiekostensenkung bezieht.

Über diese Kostenträger kann der bei der Energieerzeugung entstehende Produktivitätsgewinn an andere Wirtschaftssubjekte weitergegeben werden.

- a) Die Energieträger Dampf und Strom können entweder in privaten Haushaltungen (bei Versorgung mit Fernwärme und/oder elektrischem Strom aus dem HTR) oder in Produktionsbetrieben Verwendung finden (bei Versorgung mit Prozeßdampf, Fernwärme und elektrischem Strom). Die Haushaltungen und Produktionsbetriebe können innerhalb oder außerhalb einer betrachteten Region ihren Sitz haben.
- b) Die hochtemperaturige Wärme wird nur für industrielle Prozesse eingesetzt und ist damit immer ein Produktionsgut. Da die HT-Wärme nicht über weite Strecke transportiert werden kann, liegen hier Energieerzeuger und Energieverbraucher zwangsläufig in einer Region. Kernreaktoren benötigen aber aufgrund des verlangten hohen Auslastungsgrades einen Abnehmer mit großen Verbrauchsmengen. Es ist daher wenig wahrscheinlich, daß die mittels hochtemperaturiger Wärme aus dem HTR erzeugten Produkte oder deren Folgeprodukte in ihrer großen Zahl ausschließlich der Bedarfsdeckung einer Region in der Größe eines Bundeslandes der BRD dienen. Der Gewinn aus der Kostensenkung für HT-Wärme kann daher über die Folgeprodukte an außerregionale Wirtschaftssubjekte gehen.

Beim Einsatz des Hochtemperaturreaktors in der Chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens wird der Reaktor als Industriekraftwerk verwendet. Er dient nur der endothermen Leichtbenzinspaltung und der Erzeugung von Prozeßdampf und Strom. Die hierbei direkt oder indirekt mit Energie aus dem HTR versorgten Produkte gehen in weitere Produktionsprozesse ein, die sich zu einem großen Teil innerhalb eines Unternehmens vollziehen. Die innerbetriebliche Weiterverwendung ist keinen speziellen Marktbedingungen unterworfen, so daß man den sich in einem räumlich konzentrierten Unternehmen vollziehenden Teil der Weiterverarbeitung zu einem geschlossenen Sektor zusammenfassen kann. Bei Verwendung des HTR als Kraftwerk dieses Unternehmens kann man daher in Abb. 4-17 den Energieerzeugungsbereich E, den Energieverbrauchsbereich V und einen Teil der weiterverarbeitenden Prozesse W zu einem Unternehmenssektor S zusammenfassen. Sie restlichen regionalen und außerregionalen Weiterverarbeiter sind in  $W^*$  integriert:

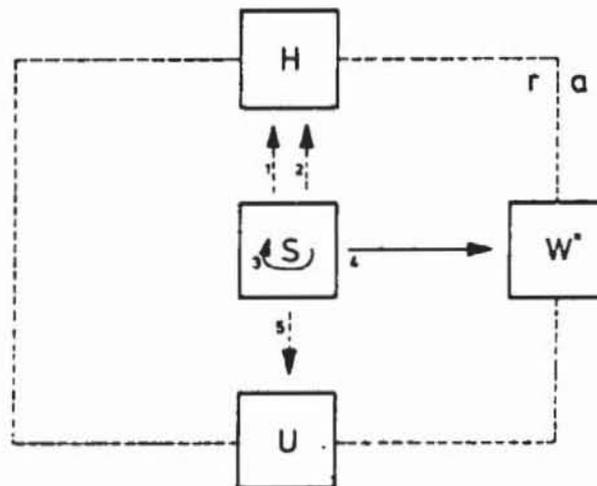


Abb. 4-18: Verteilung des Kaufkraftgewinnes aus einer Energiekostensenkung bei Verwendung des HTR als Industriekraftwerk

Entsprechend der Verwendung des HTR in der chemischen Industrie zur Leichtbenzinspaltung oder Dampf- und Stromerzeugung profitieren unterschiedliche Produkte der chemischen Industrie von der Kostensenkung.

**a. Einsatz des Hochtemperaturreaktors zur endothermen Leichtbenzinspaltung**

Eine Energiekosteneinsparung bei der endothermen Leichtbenzinspaltung überträgt sich in einem integrierten Chemiekomplex auf alle Folgeverbindungen der bei der Crackung anfallenden Kohlen-Wasserstoff-Fractionen. Die wichtigsten Verbindungen und deren Verwendungszwecke sind in folgendem Bild zusammengestellt:

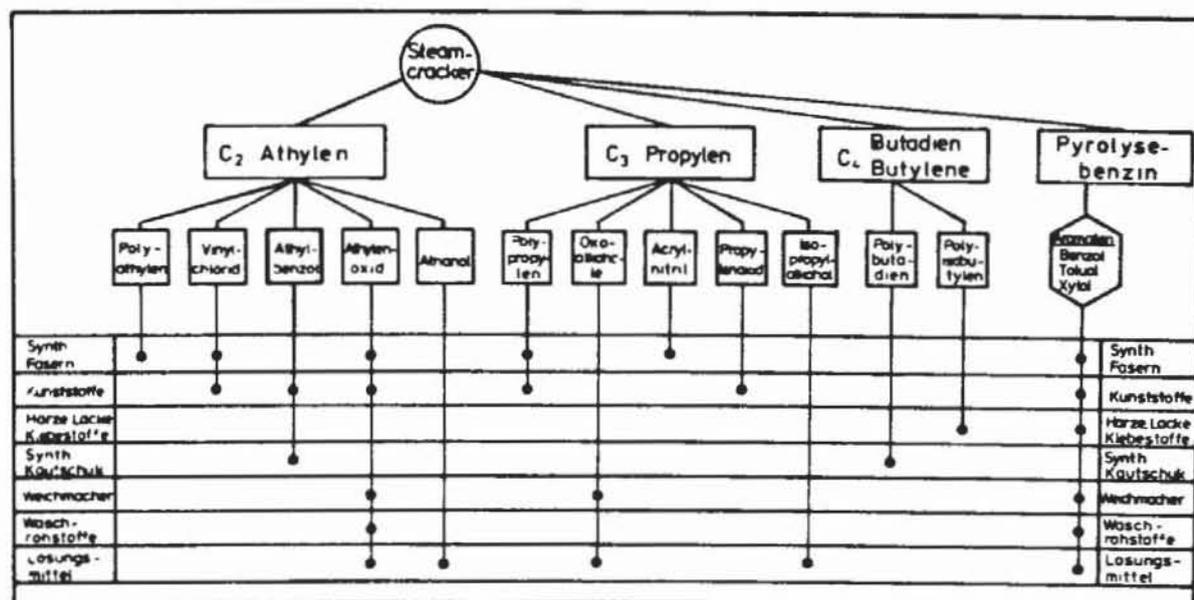


Abb. 4-19: Produkte und Folgeprodukte der Leichtbenzinspaltung /4-25/

Die chemischen Vor- und Zwischenprodukte sind in den Spalten (Kästchen), die chemischen Endprodukte in den Zeilen der Verteilungstabelle aufgeführt. Bis auf wenige Ausnahmen werden alle Produkte innerhalb großer, vorwiegend räumlich konzentrierter Unternehmenskomplexe erzeugt.

Innerhalb der üblichen Erzeugnisgliederung der chemischen Industrie in:

- A. Anorganische Industriechemikalien,
- B. Organische Industriechemikalien,
- C. Chemische Spezialerzeugnisse, vorwiegend zur Weiterverarbeitung,
- D. Chemische Spezialerzeugnisse, vorwiegend zum Konsum

gehören die Vor-, Zwischen- und Endprodukte zur Gruppe B und C. Sie dienen daher der innerbetrieblichen und außerbetrieblichen Weiterverwendung als Produktionsgüter und werden nicht direkt dem Konsum zugeführt. Die Endproduktgruppen mit dem höchsten - kumulierten - Energiekostenanteil sind: Synthetische Fasern, Kunststoffe (einschl. Harze) und Synthesekautschuk /4-26/.

b. Einsatz des Hochtemperaturreaktors zur Prozeßdampf- und Stromerzeugung

Die in Form von fühlbarer Wärme im Wasserdampf und in Form vom elektrischen Strom weitergeleitete Nutzenergiemenge aus dem Hochtemperaturreaktor können der Versorgung aller Prozesse und Einrichtungen eines integrierten Chemiekomplexes dienen und damit direkt und indirekt jedes im Komplex erzeugte Produkt entsprechend seinem Energiekostenanteil verbilligen. Die besonders dampfintensiven Produkte der chemischen Industrie sind in /4-26/ aufgeführt. Es gehören dazu die meisten Vor- und Zwischenprodukte der Petrochemie, die - mengenmäßig - bedeutendsten Kunststoffe, Synthesefasern und Synthetikgummiarten und verschiedene anorganische Grundstoffe. Der Energieverbrauch dieser Produktgruppen beträgt bei Zugrundelegung der Produktionsvolumina der BRD 45 % der gesamten in der deutschen Chemischen Industrie benötigten Energiemengen /4-26/.

Die Folgeprodukte der Leichtbenzinspaltung stimmen größtenteils mit den ausgewählten dampfintensiven Erzeugnissen der chemischen Industrie überein, weil heute fast alle organischen Verbindungen aus Erdöl gewonnen werden. Eine Betrachtung der Auswirkungen von Energiekostensenkungen durch den HTR-Einsatz auf die Preise chemischer Produkte kann daher auf diese Erzeugnisse abgestellt werden. Die wichtigsten Endproduktgruppen sind, wie in a. erwähnt:

- Kunststoffe
- Synthetischer Kautschuk
- Synthetische Fasern.

Sie hatten 1972 am gesamten Produktionswert der zur Weiterverarbeitung bestimmten Spezialerzeugnisse der deutschen Chemischen Industrie (ohne Dünge- und Schädlungskämpfungsmittel) einen Anteil von 50 % /4-27/.

Unterstellt man die gleiche Produktionsstruktur für die chemische Industrie NRW's, dann ist mit diesen Produktgruppen ein wesentlicher Teil der durch den HTR-Einsatz in ihrer Energiekostensituation stark beeinflussbaren Erzeugnisse der Chemie des Landes erfasst.

Für die weitere Diskussion über die regionale Nachfragewirkung von Energiekostensenkungen durch den HTR muß von der Annahme ausgegangen werden, daß die Energiekostensenkungen vollständig im Preis der Chemieprodukte weitergegeben werden. Diese Annahme ist insoweit realistisch, als gerade die Preise für Kunststoffe, Synthefasern und Synthekautschuk in den sechziger Jahren stark gefallen sind, während erst seit der Energiekrise 1973/74 ein stärkeres Anwachsen zu verzeichnen ist. Dies zeigt, daß die chemischen Großunternehmen die Produktivitätsfortschritte durch den technischen Fortschritt mindestens teilweise im Preis weitergegeben haben. Gründe dafür waren eine starke nationale- und internationale Konkurrenz der relativen homogenen Güter und das Bestreben, die Substitution natürlicher Werkstoffe zu verstärken, und damit den Absatz zu erweitern.

Das Ausmaß der potentiellen Preissenkung wird bestimmt von der Höhe der Energiekosten am Preis des jeweiligen Produktes. Die Produkte der genannten Gruppen haben teilweise einen hohen Energiekostenanteil /4-26/. Im Durchschnitt ist für Kunststoffe, Synthekautschuk und Synthefasern mit einem Anteil der Energiekosten am Preis von ca. 12 % zu rechnen.

Unter der Voraussetzung sofortiger Preissenkungen für die chemischen Produkte kommen die Folgeindustrien in den Genuß des Produktivitätsgewinnes. Die wichtigsten Folgeindustrie enthält Abb. 4-20:

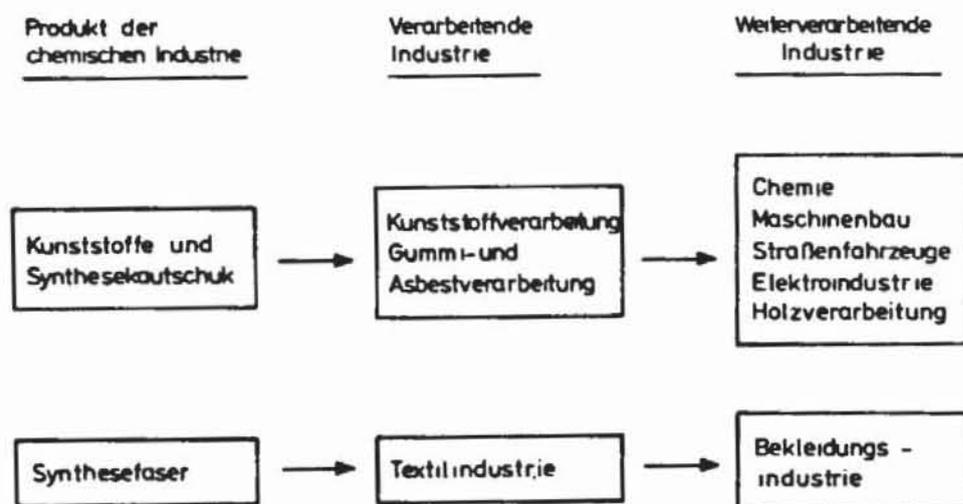


Abb. 4-20: Verarbeitungsindustrien von Kunststoffen, Synthekautschuk und Synthefasern

Der Preis ihrer Erzeugnisse kann maximal um die in den Rohstoffen enthaltenen Energiekosten der chemischen Produkte gesenkt werden. Unter Verwendung des durchschnittlichen Rohstoffkostenanteils am Bruttoproduktionswert der Folgebranchen (errechnet nach /4-28/) lassen sich die Energiekosten der chemischen Produkte auf den Preis der Folgeerzeugnisse beziehen. Sie betragen bei einem Energiekostenanteil der Chemieerzeugnisse von 12 %:

a. in der verarbeitenden Industrie:

- Kunststoffverarbeitung	2,7 %
- Gummi- und Asbestverarbeitung	2,7 %
- Textilindustrie	2,2 %

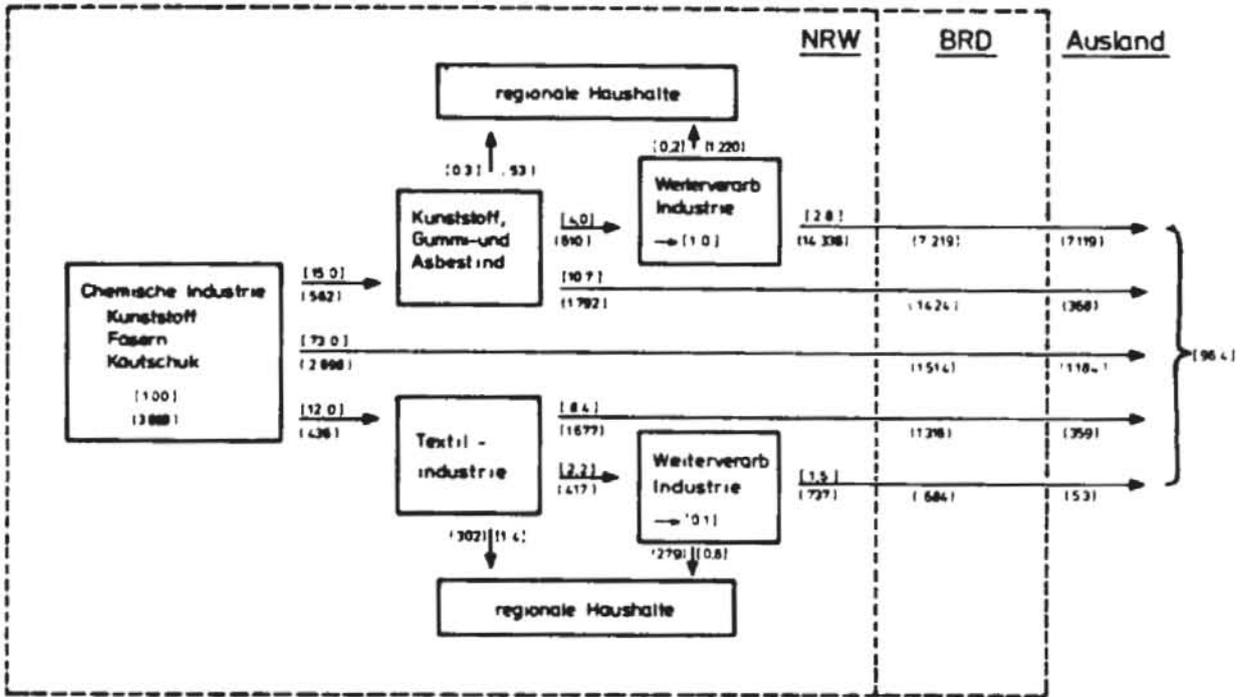
b. in der weiterverarbeitenden Industrie:

- chemische Industrie	0,05 %
- Maschinenbau	0,05 %
- Straßenfahrzeuge	0,18 %
- Elektroindustrie	0,15 %
- Holzverarbeitung	0,10 %
- Bekleidungsindustrie	0,10 %

Durch Preissenkungen für Chemieprodukte und ihre Folgeerzeugnisse kann entweder die regionale Konsumnachfrage oder die regionale Exportnachfrage gesteigert werden. Die Art der induzierten Nachfrage hängt vom Anteil der konsumtiven oder produktiven Verwendung der jeweiligen Güter und ihrem Exportanteil ab.

Für die hier interessierenden Produktgruppen der chemischen Industrie (Kunststoffe, Synthesekautschuck, Synthesefasern) wurde der sektorale und regionale Verbleib des Umsatzes von 1973 unter Verwendung von /4-28/ und /4-29/ geschätzt (Abb. 4-21).

Wegen der vorwiegend industriellen Verwendung auch der Folgeerzeugnisse und der regionalen Exportquote von über 70 % gehen die Chemieprodukte zu ca. 96 % entweder direkt oder indirekt in die übrige Welt (BRD und Ausland).



Zahl in [ ] : Bewerte-% an chemischen Produktion  
Zahl in ( ) : Umsatz der jew. Branche 1973 in 10<sup>8</sup> DM

Abb. 4-21: Umsätze der Chemie und Folgeindustrien in NRW 1973 an ausgewählten Produkten

Mögliche Preissenkungen für chemische Güter in NRW werden demnach vorwiegend zu einer Veränderung des regionalen Exports führen. Die Exportveränderung  $dX_i^j$  hängt wegen

$$(1) \quad dX_i^j = f(\xi_{ij}; \frac{dp_i}{p_i})$$

ab vom Ausmaß der Preissenkung  $dp_i$  des jeweiligen Exportgutes  $i$  und der Preiselastizität der Nachfrage  $\xi_{ij}$  des Gutes  $i$  auf den einzelnen Exportmärkten  $j$ . Die Preissenkung wiederum ist eine Funktion der durch die Kernenergie ermöglichten Energiekostensenkung.

Da eine empirische Bestimmung der Nachfrageelastizitäten nicht vorgenommen werden konnte, wurde die potentielle Exportveränderung geschätzt. Hierbei wurde von folgenden Überlegungen ausgegangen:

1. Die Auslandsnachfrage einer Volkswirtschaft ist bei wenig differenzierten Produkten oft sehr preiselastisch, weil die Exportgüter im allgemeinen in unmittelbarem Wettbewerb mit den Erzeugnissen der anderen Länder stehen. Der internationale Markt reagiert daher stärker auf Preissenkungen als der nationale Markt. Es wurde daher für den Absatz der Güter aus NRW in die Bundesrepublik eine geringere Elastizität angenommen als für den Absatz ins Ausland.
2. In reichen Volkswirtschaften ist die Nachfrageelastizität bei Industrieerzeugnissen relativ gering, weil sich die zuwachsende Nachfrage hauptsächlich auf Dienstleistungen richtet. Die Elastizität wird daher - zumindest für den Inlandsbedarf - unter 1 liegen.
3. Die Preiselastizität der Nachfrage ist relativ hoch bei Gütern, die in starker Substitutionskonkurrenz mit anderen Erzeugnissen stehen. Dies ist bei künstlichen Werkstoffen der Fall, die in den verschiedensten Verwendungsbereichen natürliche Stoffe ersetzen können. Die Elastizität kann daher für die chemischen Produkte und die Produkte ihrer Verarbeiter keinen zu kleinen Wert annehmen.

Aufgrund dieser Überlegungen wurden für  $\xi_{ij}$  folgende Werte angenommen:

a) für den Inlandsmarkt (BRD)  $\xi_{i1} < 1$

- bei Produkten der chemischen Industrie und ihren unmittelbaren Verar-

beitung:  $\xi_{i1} = 0,5$  (i = 1, 2)

- bei Produkten der weiterverarbeitenden Industrie:

$\xi_{i1} = 0,25$  (i = 3, 4, 5)

b) für den Auslandsmarkt einheitlich:  $\xi_{i2} = 2$

Die Veränderung der regionalen Exportnachfrage  $dX$  setzt sich zusammen aus der Veränderung der Exporte nach inländischen und ausländischen Märkten der BRD ( $dX^1$ ;  $dX^2$ ) für jede der in Abb. 4-21 dargestellten Industriegruppen. (Chemie:  $dX_1$ ; Kunststoff-, Gummi- und Asbestverarbeitung:  $dX_2$ ; Textilindustrie:  $dX_3$ ; Weiterverarbeitung der Kunststoffe und Kautschucksorten:  $dX_4$ ; Weiterverarbeitung der Textilerzeugnisse:  $dX_5$ ):

$$(2) \quad dX = \sum \sum dX_i^j \quad \begin{array}{l} i = \text{Güter} \quad (i = 1, 5) \\ j = \text{Märkte} \quad (j = 1, 2) \end{array}$$

Da die monetäre Nachfrage nach Gütern einer Branche bei Preissenkungen um den Prozentsatz des mengenmäßigen Nachfragezuwachses  $\frac{dx}{x}$  zunimmt und um den Prozentsatz der Preissenkung  $\frac{dp}{p}$  abnimmt, läßt sich die Nachfrageänderung des Gutes  $i$  auf den Exportmärkten  $j$  allgemein schreiben als:

$$(3) \quad dX_i^j = X_i^j \cdot \frac{dx_i}{x_i} - X_i^j \cdot \frac{dp_i}{p_i} \quad \begin{array}{l} i = \text{Güter} \\ j = \text{Märkte} \end{array}$$

bzw. wegen  $\xi_{ij} = \frac{dx_j}{dp_i} \cdot \frac{p_i}{x_i}$  (Preiselastizität der Nachfrage):

$$(4) \quad dX_i^j = X_i^j \cdot \frac{dp_i}{p_i} \cdot (\xi_{ij} - 1)$$

Bei einer 40 %igen Energiekostensenkung durch den Einsatz des Hochtemperaturreaktors können die Preise der genannten Chemierzeugnisse und ihrer Folgeprodukte im Durchschnitt maximal um folgenden Prozentsatz gesenkt werden:

- Chemieprodukte:	4,8 %
- Produkte der Kunststoff-, Gummi- und Asbestverarbeitung:	1,10 %
- Produkte der Textilindustrie:	0,88 %
- Produkte der Weiterverarbeitung von Kunststoff- und Kautschuckerzeug- nissen:	0,04 %
- Produkte der Weiterverarbeitung von Textilerzeugnissen:	0,04 %

Diese Preisänderungen  $\left(\frac{dp_i}{p_i}\right)$ , die oben angenommenen Elastizitäten ( $\xi_{ij}$ ) und die Exportumsätze aus Abb. 4-21 ( $X_i^j$ ) bilden die Inputdaten der Formeln (2) und (4). Für 1973 ergibt sich daraus eine Veränderung des Exportwertes von NRW um:

$$dX = 12,3 \text{ Mio DM/a}$$

$dX$  setzt sich zusammen aus:

- einer Reduktion des regionalen Exportes um 168,2 Mio DM/a aufgrund der Preissenkung (Kaufkraftabfluß) und
- einer Steigerung des regionalen Exportes um 180,5 Mio DM/a aufgrund zusätzlicher mengenmäßiger Nachfrage (Kaufkraftzufluß).

Die Exportnachfrage ändert sich nominell kaum, da die durchschnittliche Elastizität auf den beiden Exportmärkten nahe bei 1 liegt. Wegen der angenommenen Preissenkung erhöht sich aber die reale Exportnachfrage auf  $X_{t+1}^r$ . Sie errechnet sich durch Inflationierung des nominellen Exportwertes  $X_{t+1}^n$  der von der Preissenkung betroffenen Güter. Er beträgt für das Beispiel:

$$X_{t+1}^n = X_t^n + dX^n = 21,255 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

mit:

$$\begin{aligned} X_t^n &= \sum \sum X_i^j = 21,243 \cdot 10^6 \text{ DM} \\ dX^n &= \sum \sum dX_i^j = 12 \cdot 10^6 \text{ DM} \end{aligned}$$

Zur Inflationierung von  $X_{t+1}^n$  dient der Index der durchschnittlichen Preissenkung; er beträgt  $I_{t,t+1} = 90,78$ . Der reale Exportwert lautet dann:

$$X_{t+1}^r = \frac{X_{t+1}^n}{I_{t,t+1}} \cdot 100 = 21,424 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

Sein Zuwachs gegenüber dem Exportwert  $X_t^r$  beträgt  $dX^r = 181$  Mio DM und entspricht ungefähr der nominellen Steigerung des Exportes aufgrund der zusätzlichen mengenmäßigen Nachfrage.

Der mit der Steigerung der Exportnachfrage hervorgerufene Sozialproduktzuwachs läßt sich mit Hilfe der nach Y aufgelösten Einkommensgleichung berechnen (Gleichung (2) aus 4.2.2.1). Zur Ableitung und Berechnung des Multiplikators  $k$  sei auf 4.2.2.4.3.1 verwiesen. Es gilt:

$$dY = k \cdot dX^r$$

Der Sozialproduktzuwachs beträgt mit  $k = 1,33$  dann 241 Mio DM/a.

#### 4.2.2.3.4 Strukturwirkungen der Energiekostensenkung

Neben dem Strukturwandel innerhalb der regionalen Energiewirtschaft, der auch andere Wirtschaftszweige der Region direkt (durch veränderte Bezüge von Vorleistungen und Investitionsgütern) oder indirekt (wegen Entzugs von Produktionsfaktoren) berühren kann, entsteht mit den regionalen Auswirkungen einer Energiekostensenkung eine zusätzliche regionalwirtschaftliche Strukturänderung.

Die Produktionsstruktur eines Wirtschaftsgebietes kann durch die Einführung produktivitätssteigernder Verfahren im Energiebereich aufgrund von Veränderungen auf der Faktorseite oder der Nachfrageseite variiert werden:

- a. Die Einführung der Kernenergie setzt direkt oder indirekt regionale Produktionsfaktoren frei, die - unter der Voraussetzungen der angebotsorientierten Betrachtung - in irgend einem Sektor innerhalb oder außerhalb der Region wieder verwendet werden. Ihr Wiedereinsatz erfolgt entweder durch Senkung des entsprechenden Faktorpreises oder durch das Vorhandensein ausreichender Nachfrage, die in der Regel nicht allein durch die Einführung des neuen Verfahrens hervorgerufen wird.

Beim Wiedereinsatz durch Senkung der Faktorpreise kommt es darauf an, ob der technische Fortschritt arbeitssparend, kapitalsparend oder neutral wirkte. Bei arbeitssparendem technischen Fortschritt werden die Faktoren voraussichtlich in arbeitsintensiven Produktionsprozessen eingesetzt. Die arbeitsintensiven Produktionssektoren der Regional- oder Volkswirtschaft erfahren dadurch eine Erweiterung. Bei kapitalsparendem technischen Fortschritt werden eher kapitalintensive Produktionssektoren erweitert. Bei neutralem technischen Fortschritt können gleichermaßen arbeits- und kapitalintensive Produktionssektoren erweitert werden.

Bei ausreichender volks- oder regionalwirtschaftlicher Nachfrage bestimmt die Faktoreinsatzstruktur des nachfragenden Wirtschaftssektors den Wiedereinsatz der freigesetzten Faktoren. In diesem Fall ist nicht die Art des freigesetzten Faktors für die Strukturänderung ausschlaggebend, sondern die Art der auf den Sektor gerichteten zusätzlichen Nachfrage. Diese kann neben der Kaufkraftfreisetzung des betrachteten technischen Fortschritts auch durch staatliche Aktivität und durch technische Fortschritte auf anderen Gebieten induziert werden.

- b. Die Änderungen der regionalen Nachfragestruktur als Folge des Einsatzes von Kernreaktoren sind, wie die Änderungen der Gesamtnachfrage, abhängig von der Verwendungsart des Kernreaktors (z. B. als Kraftwerk zur öffentlichen Versorgung oder als Industriekraftwerk), von den Marktbedingungen für die vom Hochtemperaturreaktor direkt oder indirekt verbilligten Produkte und von der Bedürfnisstruktur der einzelnen Wirtschaftssubjekte, denen die zusätzliche Kaufkraft zufließt. Bei detaillierter Strukturbetrachtung sind die

in 4.2.2.3.3 für die Nachfragekomponenten formulierten Funktionen nach Gütergruppen aufzugliedern. Wegen des Preis-Mengen-Zusammenhangs zwischen substitutiven und komplementären Gütern werden nicht nur die in den Funktionen unmittelbar erfaßten Güter und Gütergruppen eine Nachfrageänderung erfahren, sondern nach deren Komplementär- und Substitutionsgüter. Entsprechend verändern sich auch die Produktionsanteile derjenigen Sektoren, die diese Substitutions- und Komplementärgüter erzeugen.

Die Veränderung der regionalen Produktionsstruktur als Folge eines produktivitätssteigernden Fortschritts kann an folgendem Bild dargestellt werden:

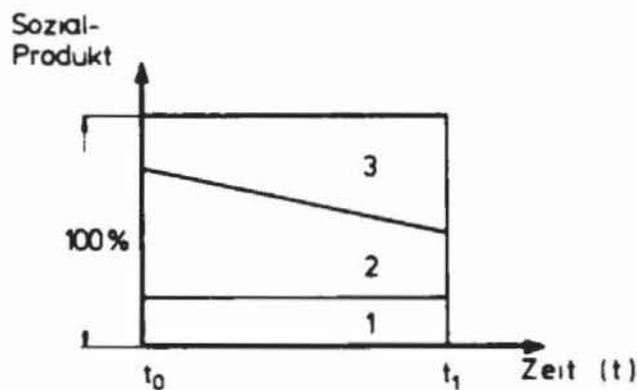


Abb. 4-22: Entwicklung der Produktionsstruktur

Die Wirtschaftssektoren, die durch die Einführung technischer Fortschritte keine Änderung erfahren, sind in Gruppe 1 zusammengefaßt, in Gruppe 2 diejenigen Wirtschaftssektoren, deren Anteil am regionalen Sozialprodukt abnimmt und in Gruppe 3 diejenigen Wirtschaftssektoren, deren Anteil am regionalen Sozialprodukt zunimmt. Der Strukturwandel vollziehe sich innerhalb des Zeitraumes von  $t_0$  bis  $t_1$ .

Bei der Verwendung des Hochtemperaturreaktors als Industriekraftwerk in der chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens und der Annahme, daß die Energiekostensenkung vollständig im Preis der chemischen Produkte und im Preis ihrer Folgeerzeugnisse weitergegeben werden, hängt die von der Nachfrage-seite determinierte Strukturänderung ab von den Größen:

- a. der direkten Preiselastizität  $\xi_d$  der Nachfrage nach den chemischen Produkten und den Folgeprodukten (Produktklasse A)

- b. der indirekten Preiselastizität der Nachfrage  $\epsilon_i$  nach den jeweiligen Komplementärgütern (Produktklasse B) und Substitutionsgütern (Produktklasse C).

Der größte Teil der Erzeugnisse der chemischen Industrie, der verarbeitenden und weiterverarbeitenden Industrie geht in den Export. D.h. die Nutzung der Erzeugnisse erfolgt vorwiegend außerhalb der Region und auch die Verwendung von Substitutions- und Komplementärgütern wird von außerregionalen Entscheidungseinheiten bestimmt. In gleicher Weise entscheiden außerregionale Wirtschaftssubjekte über die bei  $\epsilon_d \approx 1$  entstehenden Nachfragezuwächse oder -einschränkungen nach anderen Produkten (Produktklasse D). Die Rückwirkungen auf die Region sind daher relativ gering, doch können sie wegen der Bedeutung der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens innerhalb der BRD nicht unberücksichtigt bleiben.

Unter der Verwendung einer direkten und indirekten Preiselastizität der Nachfrage der Produkte der Klasse A von  $|\epsilon| > 1$  kann man für Nordrhein-Westfalen als Folge des HTR-Einsatzes in der chemischen Industrie folgende Zuordnung der Wirtschaftszweige zu den drei in Abb. 4-22 genannten Sektorgruppen vornehmen:

- a. in Gruppe 3 fallen:

- die Erzeuger von chemischen Produkten, der Produkte der verarbeitenden und weiterverarbeitenden Industrie (Klasse A)
- die Erzeuger von Komplementärprodukten dieser Erzeugnisse (Klasse B)
- die Erzeuger der Produkte aus der Klasse D bei  $\epsilon_d < 1$ .

- b. in Gruppe 2 fallen:

- die Erzeuger von Substitutionsprodukten zur Produktgruppe A (Klasse C)
- die Erzeuger der Produkte aus der Klasse D bei  $\epsilon_d > 1$ .

- c. in Gruppe 1 fallen:

- alle übrigen Wirtschaftssektoren des Landes.

#### 4.2.2.4 Auswirkungen von Standortverlagerungen auf das Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens

##### 4.2.2.4.1 Regionalwirtschaftliche Interpretation einer Standortverlagerung

Die Verwendung von Hochtemperaturreaktoren kann auch die Standortsituation verschiedener Produktionen beeinflussen, denen sie unmittelbar oder mittelbar als Energiequelle dienen. Auf solche Standorteinflüsse wird in 4.1.1 und 4.1.2 eingegangen. In diesem Abschnitt sollen die Konsequenzen für die Struktur und Entwicklung der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens beschrieben werden, die sich aus einer durch den HTR-Einsatz induzierten Produktionsverlagerung in das Land ergeben.

Der Ausdruck "Standortverlagerung" ist langfristig zu interpretieren als Verschiebung der relativen Bedeutung der für die betrachteten Produktionen infrage kommenden Wirtschaftsräume, d.h. einer langfristigen Veränderung der Produktionsverteilung im Gesamttraum. Diese muß nicht unbedingt durch eine Ansiedlung von neuen Betrieben hervorgerufen werden, sie kann auch in der Verhinderung der Abwanderung oder in einer verstärkten Expansion bestehender Betriebe begründet sein. Gerade bei der unmittelbaren Nutzung von hochtemperaturiger oder niedertemperaturiger Wärme aus dem Hochtemperaturreaktor ist es wenig wahrscheinlich, daß sich die Energieverbraucher an den Standort des Reaktors orientieren. Es ist vielmehr davon auszugehen, daß der Hochtemperaturreaktor in die bestehenden Energieverbrauchszentren eingeführt wird bzw. die Standorte des Hochtemperaturreaktors und evtl. neu zu errichtender Verbraucher gemeinsam geplant werden.

Als Beispiel der durch den HTR-Einsatz hervorgerufenen industriellen Standortbewegung nach NRW sei von möglichen Verlagerungen der chemischen Produktion ausgegangen. Die in 4.1.1 errechnete Vorteilhaftigkeit des Standortes NRW gegenüber alternativen Standorten in der BRD und der EWG gilt im besonderen für die energieintensiven Produkte der Petrochemie, die im wesentlichen die Produktgruppen B (organische Industriechemikalien) und C (Spezialerzeugnisse für die Weiterverarbeitung) aus der Produktionsstatistik des Verbandes der chemischen Industrie /4-27/ umfassen. Die meisten dieser Produkte werden in räumlich konzentrierten Anlagenkomplexen hergestellt.

Die Kapazitäten der Einzelanlagen sind in der Regel aufeinander abgestimmt, auch wenn die Anlagen verschiedenen Unternehmen gehören. Eine Produktionsverlagerung kann demnach für die Produkte nicht einzeln erfolgen, sondern nur komplexweise.

Für die Analyse der regionalen Auswirkungen von durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie ausgelösten Standortverlagerungen kann mithin von dem in 4.1.1 dargestellten Modellkomplex ausgegangen werden. Er erfüllt die für diese Untersuchung notwendigen Bedingungen:

- optimale wirtschaftliche Betriebsgröße
- typische Produktionsstruktur petrochemischer Komplexe
- notwendige räumliche Konzentration der Einzelprozesse
- ausreichendes Substitutionspotential an Betriebsmittelenergie für den HTR.

Der Komplex kann gedanklich als Bestandteil bestehender Chemiebetriebe angesehen werden, der im Rahmen von Erhaltungs- oder Erweiterungsinvestitionen aufgrund des HTR-Einsatzes in Nordrhein-Westfalen verbleibt, oder als neuer anzusiedelnder Betrieb, wobei mögliche Unterschiede in der Kostenstruktur gegenüber bestehenden Betrieben vernachlässigt werden. Er bestimmt annähernd auch die Investitionssummen, die als unterer Schwellenwert einer Standortwirkung durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie anzusehen ist. Kleinere Produktionseinheiten werden wahrscheinlich nicht gebaut. Seine Auswirkungen auf das Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens sind demnach Minimalwerte.

#### 4.2.2.4.2 Angebotswirkung einer Standortverlagerung

Die mit dem Einsatz der Kernenergie verbundenen Veränderungen der industriellen Standortpräferenzen rufen in den bevorzugten Regionen eine relative Zunahme der Investitionstätigkeit und in den benachteiligten Regionen eine relative Abnahme der Investitionstätigkeit hervor. Eine Ermittlung der Wirkungen der Standortverlagerung auf das potentielle Sozialprodukt hat demnach von den gegenüber der gegebenen räumlichen Investitionsverteilung veränderten Investitionsverteilung auszugehen. Für das Zuzugsgebiet ergibt sich in der betrachteten Branche eine zusätzliche Investition. Ob diese Zusatzinvestition auch

den regionalen Kapitalstock über die status-quo-Entwicklung hinaus erhöht, hängt ab vom Anteil der regionalen bzw. außerregionalen Finanzierung der Investition. Bei regionaler Finanzierung wird der Kapitalstock zwar nicht erhöht, doch kann sich eine Sozialproduktsteigerung aufgrund eines positiven Effektes aus der veränderten sektoralen Investitionsstruktur der Region ergeben.

Der gemischten Investitionsfinanzierung wird durch folgende Formel zur Berechnung des regionalen Kapazitätseffektes einer Investition I Rechnung getragen :

$$(1) \quad dO = \sum_i p_i^k \cdot dK_i^a + \sum_i p_i^k \cdot dK_i^r + \sum_i dp_i^k \cdot K_i^o$$

Es bedeuten:

$dO$  = Veränderung der regionalen Produktionskapazität

$p_i^k$  = durchschnittliche Kapitalproduktivität des Bereiches i

$dp_i^k$  = Veränderung der durchschnittlichen Kapitalproduktivität des Bereiches i

$dK_i^a$  = Kapitalbestandsveränderung des Bereiches i als Folge der außerregionalen Investitionsfinanzierung

$dK_i^r$  = Kapitalbestandsveränderung des Bereiches i als Folge der innerregionalen Investitionsfinanzierung

Die regionale Produktionsänderung setzt sich in diesem Ausdruck zusammen aus

- a) der Summe der Bereichskapazitätseffekte bei außerregional finanzierter Bereichsinvestition,
- b) der zusätzlichen Produktionsänderung aufgrund des Struktureffektes regional finanzierter Bereichsinvestitionen und
- c) dem Einfluß der Veränderung der Bereichsproduktivitäten.

Von der in 4.2.2.1 aufgestellten Formel der Kapazitätswirkungen einer Kapitalbestandsveränderung (Gleichung (6)) unterscheidet sich (1) durch Berücksichtigung der Strukturwirkungen und durch Vernachlässigung des "joint-effekt"-Gliedes.

Die Angebotswirkungen einer Standortverlagerung lassen sich nun nach (1) berechnen. Es sei nur auf den einmaligen Angebotseffekt eingegangen, da die

dauerhafte Angebotswirkung primär von diesem bestimmt wird. Sie hängt zusätzlich ab von der Entwicklung der Kapitalproduktivitäten und Bruttoinvestitionen in den betroffenen Wirtschaftssektoren. Diese werden aber nicht oder nur unwesentlich von der Standortverlagerung beeinflusst. Es kann aber auf eine spezielle Ermittlung der dauerhaften Angebotswirkung verzichtet werden. Sie ergibt sich unter der Voraussetzung invarianter Kapitalproduktivitäten und konstanter Ersatzinvestitionen aus dem einmaligen Angebotseffekt.

Bei der Errechnung der Angebotswirkung einer durch den HTR-Einsatz hervorgerufenen Verlagerung der Chemieproduktion nach Nordrhein-Westfalen wird von folgenden Ausgangsdaten für Gleichung (1) ausgegangen:

Bezeichnung	Symbol	Wert	Dim.	Quelle	Bemerkung
Anlagenkapital Chemiekomplex ohne Energieversorgung	I	1.565	$10^6$ DM	/4-2/	Preisbasis 1973
Außenfinanzierungsanteil	a	0,5			Annahme
Bereich Chemiekomplex	1	1			
Bereich übrige Wirtschaft	2	2			
Kapitalproduktivität Bereich 1	$p_1^k$	ca. 1,0		/4-30/	Gleichsetzung gesamtwirtschaftlicher und regionaler Werte
Kapitalproduktivität Bereich 2	$p_2^k$	ca. 0,5		/4-21/	
Veränderung Kapitalbestand in 1:					
- durch Außenfinanzierung	$dx_1^a = a \cdot I$	783	$10^6$ DM		
- durch reg. Finanzierung	$dx_1^r = (1-a) \cdot I$	783	$10^6$ DM		
Veränderung Kapitalbestand in 2:					
- durch Außenfinanzierung	$dx_2^a$	0			
- durch reg. Finanzierung	$dx_2^r$	- 783	$10^6$ DM		
Veränderung Kapitalproduktivität 1	$dp_1^k$	10,09	$10^{-3}$	/4-30/	
Veränderung Kapitalproduktivität 2	$dp_2^k$	0			Annahme: $p_2^k = \text{const.}$
Ausgangskapitalbestand 1	$K_1^0$	12.085	$10^6$ DM	/4-24; 4-30/	Preisbasis 1971
Ausgangskapitalbestand 2	$K_2^0$	-			Berechnung wegen $dp_2^k = 0$ nicht notwendig

Tab. 4-12: Ausgangsdaten zur Berechnung der Angebotswirkung einer Standortverlagerung

Es ergibt sich bei einer zu 50 % außerregional finanzierten Investitionssumme für den Chemiekomplex von 1.565 Mio. DM eine Zunahme des regionalen Sozialproduktes von 1.306,2 Mio. DM/a. Bezogen auf das in 1973 erwirtschaftete reale Bruttoinlandsprodukt Nordrhein-Westfalens von ca. 163 Mrd. DM/a (nach /4-24/) beträgt sie 0,8 %. Eine durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie hervorgerufene Produktionsverlagerung nach NRW würde, auf das Jahr 1973 berechnet, das regionale Produktionspotential mindestens um diesen Prozentsatz erhöhen.

#### 4.2.2.4.3 Nachfragewirkung einer Standortverlagerung

Zusätzliche, aus außerregionalen Quellen finanzierte Investitionen und die mit der Neuverteilung der Produktion im Raum verbundene Änderung interregionaler Güter- und Einkommenströme verändern die Nachfragesituation der von einer Standortbewegung betroffenen Region. Die Veränderung der Nettoinvestition bei Errichtung der zusätzlichen Kapazitäten bewirkt einen einmaligen regionalen Nachfragezuwachs, der sich allerdings gemäß der Ausreifungszeit der Investition über mehrere Jahre erstrecken kann. Nach der Bauphase geht die Nachfrage wieder auf ihren alten Stand zurück. Die Änderungen der interregionalen Güter- und Einkommensströme rufen eine dauerhafte Nachfrageänderung hervor, da sie - unter sonst gleichbleibenden Bedingungen - endgültig sind.

##### 4.2.2.4.3.1 Ableitung des Einkommensmultiplikators

Berechnungsgrundlage der Wirkungen einmaliger und dauerhafter Nachfrageänderung auf das regionale Sozialprodukt ist die Bestimmungsgleichung für das Gleichgewichtseinkommen einer offenen Wirtschaft ohne staatliche Aktivität /4-20/:

$$(1) \quad Y = C(Y) + I + X - M(Y)$$

Bei komparativ-statischer Analyse kann auf eine zeitliche Indizierung der Größen verzichtet werden.

Unter Verwendung der Konsumfunktion:

$$(2) \quad C = a + b \cdot Y$$

und der Importfunktion:

$$(3) \quad M = p + q \cdot Y$$

verändert sich (1) nach Umformung und Berücksichtigung der marginalen Sparquote von  $s = 1-b$  zu:

$$(4) \quad Y = \frac{a-p}{s+q} + \frac{1}{s+q} (I + X)$$

Erfahren die Investitionen oder der Export eine Änderung um  $dI$  bzw.  $dX$ , dann wird das Gleichgewichtseinkommen um den Betrag  $dY$  verändert:

$$(5) \quad dY = \frac{1}{s+q} (dI + dX)$$

bzw. allgemein um:

$$(6) \quad dY = k \cdot dN$$

mit

$$k = \text{Multiplikator} \left( \frac{1}{s+q} \right)$$

$dN$  = autonome Nachfrageänderung

Für das Ausmaß der Einkommensänderung ist demnach der Wert der marginalen Sparquote ( $s$ ) und Importquote ( $q$ ) entscheidend. Bei langfristigen Spar- und Importfunktionen stimmen marginale und durchschnittliche Größen überein, so daß hier mit Durchschnittswerten gerechnet werden kann.

Für Nordrhein-Westfalen wurden folgende Werte ermittelt:

a) Sparquote:

Die durchschnittliche Konsumquote (privater Verbrauch in % des verfügbaren Einkommens) betrug für NRW im Mittel der Jahre 1960-1970 ca. 85 % /4-31/. Wegen  $s = 1-b$  kann als durchschnittliche Sparquote 15 % angesetzt werden.

b) Importquote:

Unter Verwendung von /4-29, 4-31/ wurde für 1970 eine durchschnittliche Importquote Nordrhein-Westfalens (Importwert in % des Bruttoinlandsproduktes) von 59,5 %, d.h. ca. 60 % errechnet. Dieser Betrag ist als Minimalwert anzusehen, da einerseits die Importquote langfristig steigt und andererseits nicht alle interregional gehandelten Güter in die Rechnung einbezogen sind.

Mit den Werten der Sparquote  $s$  und Importquote  $q$  ergibt sich für den Multiplikator  $k$ :

$$(7) \quad k = \frac{1}{s+q} = 1,33$$

Bei der Anwendung der Multiplikatorformel zur Bestimmung der Realeinkommensänderung als Folge regionaler Nachfrageänderungen wird die Konstanz aller Preise (Güterpreise, Lohnsätze und Zinssätze) vorausgesetzt, d.h. mithin die Existenz ausreichender Produktionsfaktoren in der Region. Es ist außerdem zu beachten, daß der regionale Multiplikator nicht die Rückwirkungen

auf die Region berücksichtigt, die aufgrund einer außerregionalen Einkommenssteigerung durch die Importe der Region entstehen. Der ermittelte Multiplikatorwert gibt demnach die Untergrenze des möglichen Vielfachers an.

#### 4.2.2.4.3.2 Einmalige Nachfragewirkung

Während der Aufbauphase zusätzlicher Kapazitäten in Nordrhein-Westfalen erhöht sich das regionale Sozialprodukt von der Nachfrageseite her in dem Maße, wie die durch die Investitionstätigkeit zusätzlich geschaffenen Einkommen in der Region verbleiben. Der einmalige Sozialproduktszuwachs  $dY^e$  ergibt sich aus (5) des vorherigen Abschnitts:

$$(1) \quad dY^e = k \cdot dI$$

$dI$  bezeichnet die durch die Ansiedlungsinvestition  $I$  ausgelöste zusätzliche regionale Nachfrage. Da bei gleichgewichtiger Wirtschaft und konstanter Sparquote die regionale Investitionsnachfrage nur im Ausmaß der außerregionalen Finanzierung dieser Investition ansteigen kann (vgl. 4.2.2.2.2), hängt  $dI$  ab vom Außenfinanzierungsanteil  $a$  der für die regionale Produktionserweiterung notwendigen Investitionssumme  $I$ .  $dI$  bezeichnet außerdem nur die in der Region wirksame Investitionsgüternachfrage. Es ist daher vom maximal möglichen Nachfragezuwachs  $a \cdot I$  der Importanteil  $m \cdot I$  abzuziehen. Für  $dI$  ergibt sich demnach:

$$(2) \quad dI = (a-m) I$$

und für den einmaligen Sozialproduktszuwachs ((2) in (1)):

$$(3) \quad dY^e = k \cdot (a-m) \cdot I$$

Bei einer durch den HTR-Einsatz induzierten Produktionsverlagerung der chemischen Industrie kann als unterer Schwellenwert einer zusätzlichen Investition in der Chemie  $I = 1.565$  Mio. DM gerechnet werden. Als Außenfinanzierungsanteil sei  $a = 0,5$  angenommen. Von den Chemieanlagen können ca. 70 % aus NRW bezogen werden /4-32/, der Importanteil beträgt demnach  $m = 0,3$ . Der Multiplikator  $k$  hat den Wert 1,33 (4.2.2.4.3.1). Vollzieht sich der Aufbau der Chemiekapazitäten innerhalb von 5 Jahren und setzt man voraus, daß die Einkommensperiode weniger als 3 Monate umfaßt, so daß der Multiplikator vor-

wiegend innerhalb eines Jahres wirksam wird, dann entsteht aus der durchschnittlichen jährlichen Investitionssumme von  $I_t = 313$  Mio. DM/a für 5 Jahre ein zusätzliches Sozialprodukt von  $dY^e = 83$  Mio. DM/a.

#### 4.2.2.4.3.3 Dauerhafte Nachfragewirkung

Die dauerhafte regionale Nachfrageänderung resultiert aus dem Betrieb der durch die Standortverlagerung zusätzlich in NRW errichteten Produktionsanlagen. Im Hinblick auf die Einkommensgleichung:

$$(1) \quad Y^d = (Y) + I^E(Y) + X - M(Y)$$

mit  $I^E(Y) =$  Ersatzinvestitionen als Funktion des Sozialproduktes

interessiert nur die mit der Standortverlagerung verbundene Veränderung interregionaler Güter- und Einkommensströme, die sich in einer veränderten Exportnachfrage ( $dX$ ) und/oder einer veränderten Importfunktion ( $dM(Y)$ ) niederschlagen. Die Konsum- und Investitionsfunktion wird nicht oder nur unwesentlich berührt.

Die Veränderung interregionaler Güter- und Einkommensströme als Folge einer Produktionsverlagerung kann an folgendem Bild veranschaulicht werden:

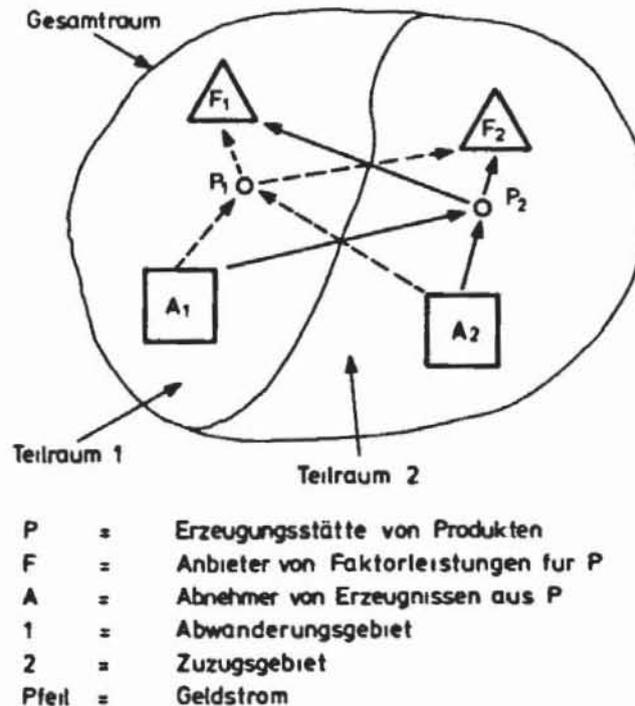


Abb. 4-23: Interregionale Güter- und Einkommensströme als Folge einer Standortverlagerung bei interregionaler Verteilung der Faktoranbieter

Die Richtung der Geldströme des alten Standortes ( $P_1$ ) sind gestrichelt, die Richtung der Geldströme des neuen Standortes ( $P_2$ ) sind durchgehend gezeichnet. Es wurde angenommen, daß die Standorte der Anbieter von Faktorleistungen und der Empfänger der erzeugten Produkte in beiden Regionen liegen. Die dadurch zwischen den Regionen fließenden Güter- und Einkommensströme werden durch die Verlagerung der Produktion aus Region 1 nach Region 2 umgekehrt. Da sich die Import- und Exportströme in der Regel in ihrem Umfang nicht entsprechen, verursacht die Standortverlagerung eine Veränderung des Leistungsbilanzsahls der betrachteten Regionen und damit eine Änderung der regionalen Nachfrage.

Es ist daneben zu berücksichtigen, daß die regionale Nachfragesituation durch die Standortverlagerung mittelbar verändert wird, wenn die zur Errichtung einer zusätzlichen Produktionskapazität notwendigen Kapitalmittel aus der betrachteten Region selbst stammen. Es unterbleiben dann alternative Investitionen in der Region. Aus diesen wäre eine dauerhafte regionale Nachfrage entstanden, die jetzt von der durch die Standortverlagerung hervorgerufenen zusätzlichen Nachfrage abzuziehen ist.

Um die Veränderung der regionalen Nachfrage Nordrhein-Westfalens als Folge einer Standortverlagerung der chemischen Produktion berechnen zu können, wird von einem vereinfachten interregionalen Aktionsmodell ausgegangen.

Wird unterstellt, daß alle Anbieter von Faktorleistungen ihren Standort in derjenigen Region haben, in der sich die Produktionsstätte befindet, dann zeigt sich folgendes Bild:

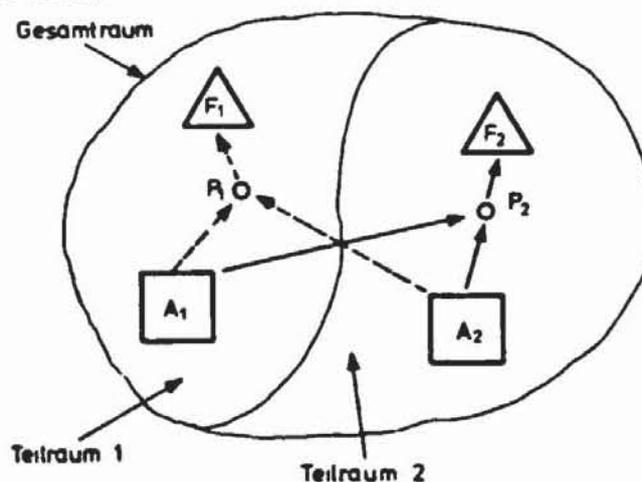


Abb. 4-24: Interregionale Güter- und Einkommensströme als Folge einer Standortverlagerung bei Konzentration der Anbieter von Faktorleistungen in der Standortregion. (Legende siehe Abb. 4-23)

Danach verändern sich nur die interregionalen Güterströme auf der Absatzseite. Die zusätzliche Produktion im Zuzugsgebiet führt teilweise zum Ersatz früherer Importe und teilweise zu zusätzlichen Exporten. Für die Multiplikatoranalyse ist es allerdings unerheblich, ob die Einkommenssteigerung durch eine absolute Zunahme der Exportnachfrage oder durch eine gleichwertige Veränderung der Importquote hervorgerufen wird. Die bei einer Standortverlagerung zu erwartende Änderung der regionalen Nachfrage kann demnach durch den Ausdruck  $dN$  dargestellt werden.

Der dauerhafte Sozialproduktszuwachs  $dY^d$  als Folge einer durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens hervorgerufenen Standortverlagerung läßt sich nun mit Hilfe von (6) aus 4.2.2.4.3.1 errechnen:

$$(2) \quad dY^d = k \cdot dN$$

$dN$  entspricht bei der hier vorgenommenen Betrachtung der Änderung interregionaler Güterströme auf der Absatzseite dem Umsatz des neu zu errichtenden Chemiekomplexes  $U_{ch}$  abzüglich dem Umsatz aus unterlassenen regionalen Investitionen  $U_{\bar{u}}$ :

$$(3) \quad dN = U_{ch} - U_{\bar{u}}$$

Der Umsatz des angenommenen Chemiekomplexes beträgt ca.  $U_{ch} = 1.580$  Mio. DM/a (Preisbasis 1973) /4-2/. Der entgangene Umsatz der übrigen Wirtschaft  $U_{\bar{u}}$  läßt sich näherungsweise aus folgender Formel berechnen:

$$(4) \quad U = \frac{I \cdot p^k}{n}$$

mit:

$U$  = Bruttoproduktionswert als Umsatz

$I$  = Investition

$p^k$  = durchschnittliche Kapitalproduktivität (auslastungsbereinigt) in der BRD von 1960-1970 :  $p^k = 0,53$  /4-21/

$n$  = durchschnittliche Nettoquote der BRD in 1970:  $n = 0,51$  /4-28/

Bei einer 50 %igen regionalen Finanzierung der Anlageinvestition des Chemiekomplexes in Höhe von 1.565 Mio. DM werden der übrigen Regionalwirtschaft  $I = 783$  Mio. DM Investitionsmittel entzogen. Damit entgeht der Wirtschaft nach (4) ein Umsatzvolumen von ca.  $U_{\bar{u}} = 813$  Mio. DM/a.

Der regionale Sozialproduktszuwachs beträgt nun nach (2) und (3) 1.020 Mio. DM/a.

#### 4.2.2.4.4 Strukturwirkungen der Standortverlagerung

In der Strukturanalyse wird die Entwicklung der einzelnen von der Standortverlagerung in ihrer Angebots- und Nachfragesituation betroffenen Wirtschaftssektoren der Region betrachtet. Die Sektoren können positiv im Sinne einer Produktionsausdehnung (bzw. Zunahme der Wachstumsrate) oder negativ im Sinne einer Produktionseinschränkung (bzw. Abnahme der Wachstumsrate) beeinflußt werden. Zur Vereinfachung der Darstellung der Strukturwirkungen seien die betroffenen Sektoren mit A (= Angebot) oder N (= Nachfrage) und P (= positiv) und N (=negativ) gekennzeichnet.

Eine Veränderung auf der Angebotsseite erfahren einmal die Produktionseinheiten, deren Standortsituation durch den HTR-Einsatz verbessert wird. Es entstehen zusätzliche Nettoinvestitionen, die das Produktionspotential des Sektors bzw. der Sektoren erhöhen (Sektorgruppe AP). Von Veränderungen auf der Angebotsseite negativ beeinflußt sind zum anderen diejenigen Produktionseinheiten, die in der Region die geringste Kapitalverzinsung aufweisen (Sektorgruppe AN). Denn diese Sektoren werden von einer Umverteilung der vorhandenen Investitionsmittel aufgrund einer höheren Kapitalverzinsung in anderen Bereichen zuerst betroffen.

Eine Veränderung auf der Nachfrageseite erfahren die regionalen Produktionseinheiten, die direkt als Zulieferer oder indirekt im Rahmen weiterer Lieferverflechtungen und über Einkommensveränderungen von den Sektorgruppen AP und AN abhängen. Soweit ihr Absatz von AP bestimmt wird, werden sie positiv beeinflußt (Sektorgruppe NP); soweit er von AN bestimmt wird, werden sie negativ beeinflußt (Sektorgruppe NN).

Die Systematisierung der betroffenen Wirtschaftssektoren erlaubt nun eine qualitative Aussage zur Änderung der Wirtschaftsstruktur Nordrhein-Westfalens, die nach einer vom HTR-Einsatz hervorgerufenen Standortverlagerung zu erwarten ist. Als Beispiel sei von einer zusätzlichen Produktionsverlagerung der chemischen Industrie nach NRW ausgegangen.

Die chemische Industrie zählt hier zur Sektorgruppe AP. Die von der chemischen Industrie direkt und indirekt abhängigen regionalen Produktionssektoren sind in Gruppe NP zusammengefaßt. Die Sektorgruppe AN läßt sich mit Hilfe der Regionalelastizität (= Verhältnis des regionalen Produktionszuwachses zum

nationalen Produktionszuwachs des Sektors) bestimmen, die als Hilfsgröße für die nicht bekannte, standortbezogene sektorale Kapitalverzinsung dienen kann. Die drei Wirtschaftszweige Nordrhein-Westfalens mit den geringsten Regionalelastizitäten sind /4-24/:

- ledererzeugende Industrie
- Industrie der Steine und Erden
- holzbearbeitende Industrie.

Die von diesen Wirtschaftszweigen direkt und indirekt abhängigen regionalen Produktionssektoren gehören zur Sektorgruppe NN.

Die Unterscheidung von direkt betroffenen und indirekt betroffenen Sektoren der Gruppe NP und NN ( $NP_d$ ,  $NP_i$ ;  $NN_d$ ,  $NN_i$ ) ist für die Strukturbetrachtung insoweit von Bedeutung, als die Entwicklung der direkt betroffenen Sektoren relativ eindeutig ist, während die Einflüsse von AP und AN auf die indirekt betroffenen Sektoren sich gegenseitig kompensieren können, so daß weder eine positive noch negative Auswirkung erkennbar wird. Die Wirtschaftssektoren, bei denen eine vollständige Kompensation stattfindet, seien zur Gruppe  $N_k$  zusammengefaßt. Die restlichen Wirtschaftssektoren der Mengen  $NP_i$  und  $NN_i$  können dann unterschieden werden in die Sektoren mit überwiegender oder vollständiger positiver Entwicklung ( $N_p$ ) und in die Sektoren mit überwiegender oder vollständiger negativer Entwicklung ( $N_n$ ).

Die Einteilung der von einer Standortverlagerung in der chemischen Industrie irgendwie betroffenen Wirtschaftssektoren nach der Einflußnahme auf ihre Entwicklung erlaubt nun eine Vorhersage der zu erwartenden regionalen Strukturänderung:

a) einen zunehmenden Anteil am regionalen Sozialprodukt erhalten:

- die Sektoren der Gruppe AP (Chemische Industrie)
- die Sektoren der Gruppe  $NP_d$  (Zulieferer der Chemie)
- die Sektoren der Gruppe  $N_p$

b) ein abnehmender Anteil am regionalen Sozialprodukt ist zu erwarten bei:

- den Sektoren der Gruppe AN (Leder; Steine, Erden; Holz)
- den Sektoren der Gruppe  $NN_d$  (Zulieferer zu AN)
- den Sektoren der Gruppe  $N_n$

c) der Anteil am regionalen Sozialprodukt bleibt konstant bei:

- den Sektoren der Gruppe  $N_k$
- allen übrigen, nicht betroffenen Wirtschaftssektoren der Region.

#### 4.2.3 Zusammenfassung der Einzelwirkungen des HTR-Einsatzes und weitere mögliche Regionaleffekte

Die Struktur und Entwicklung eines Wirtschaftsraumes werden einmal von dem vorhandenen Faktorpotential und zum anderen von der Nachfrage nach den in der Region erzeugten Gütern bestimmt. Die Einführung von Kernreaktoren zur Energieversorgung des Raumes kann die Determinanten der Angebotsseite und die Determinanten der Nachfrageseite verändern. Es wurde daher versucht, alle wichtigen Bestimmungsgrößen des regionalen Sozialproduktes in die Analyse einzubeziehen.

Die Analyse ging aus von den mit dem Kernenergieeinsatz verbundenen technischen, wirtschaftlichen und standortbezogenen Veränderungen im Bereich der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs. Nicht erfaßt wurden die ökonomischen Konsequenzen einer veränderten Umweltsituation durch den neuen Energieträger. Die hierzu notwendige Sozialkosten-Analyse hätte den Rahmen dieser Studie überschritten.

Art und Ausmaß der Struktur- und Wachstumswirkungen des HTR-Einsatzes hängen einmal davon ab, welcher Energieträger durch die Kernenergie substituiert wird und zum anderen davon, welcher Produktions- oder Konsumtionsbereich der Regionalwirtschaft nuklear erzeugte Energie verbraucht. Entsprechend dem Einsatzbereich des HTR kann jeder der konventionellen Energieträger ersetzt werden, und es können die unterschiedlichsten Produktions- und Konsumtionssektoren Energie aus dem HTR beziehen. Aus Zeitgründen konnten aber nicht die ökonomischen Wirkungen bei jedem einzelnen infrage kommenden Energieträger und Produktions- bzw. Konsumtionssektor untersucht werden. Es wurden daher nur die Wirkungen analysiert, die sich aus dem Einsatz des HTR zur Energieversorgung chemischer Prozesse ergeben. Substituierter Energieträger ist hier vorwiegend schweres Heizöl.

Bei dieser Verwendung des Hochtemperaturreaktors treten keine Verfahrensänderungen (technologischer Aspekt) beim Energieverbraucher auf, sondern nur bei der Energieerzeugung als Folge der Energieträgersubstitution. Der Wirtschaftlichkeitsaspekt äußert sich in einer Energiekostensenkung und in der dadurch ermöglichten Preissenkung für chemische Produkte. Bei der Standortbetrachtung wird von einer Produktionsverlagerung im Ausmaß eines repräsentativen Chemiekomplexes ausgegangen. Es wird unterstellt, daß für den Standort des HTR keine Beschränkungen existieren.

Allgemein kann die angebotsseitige globale und strukturelle Veränderung des regionalen Sozialproduktes mit Hilfe arbeitsbezogener, kapitalbezogener oder alle Produktionsfaktoren berücksichtigenden Produktivitätsquotienten bestimmt werden. Die Wirkungen technologischer und standortbezogener Änderungen wurden anhand der Kapitalproduktivitäten berechnet, da hierbei berücksichtigt werden konnte, daß die Investitionen für den Energie- und Chemiesektor in der Regel aus außer- und innerregionalen Sparbeträgen finanziert werden. Die strukturelle und globale Änderung des regionalen Sozialproduktes, die von der Nachfrageseite eintreten können, wurden mittels der Einkommensfunktion für eine offene Wirtschaft ohne staatlicher Aktivität analysiert. Globalwirkungen können nur eintreten, wenn sich die Leistungsbilanzsituation des Landes ändert, da sich innerregionale Nachfrageänderungen kompensieren. Strukturelle Wirkungen treten demgegenüber bei jeder Änderung der Nachfragestruktur auf. Durch die Außerachtlassung des Staates bleibt allerdings ein beträchtlicher Teil der Wirkungen, besonders der Strukturwirkungen, unberücksichtigt.

Die Analyse wurde in Form einer statischen Betrachtungsweise vorgenommen, d. h. es wurde nicht der Verlauf der ökonomischen Größen innerhalb eines Zeitraumes verfolgt, sondern es wurden die Zustände der Größen unabhängig von der Zeit miteinander verglichen. Außerdem wurde die Betrachtung auf die Gegenwart abgestellt und nicht auf den Zeitraum um 1985-1990, in dem der Hochtemperaturreaktor einsatzfähig sein wird. Die Ergebnisse der Rechnungen sind demnach so zu interpretieren: die errechneten Wirkungen würden heute eintreten, wenn Hochtemperaturreaktoren heute schon zur Energieversorgung der chemischen Industrie verwendet würden.

Es wurde eine angebotsorientierte und nachfrageorientierte Analyse vorgenommen, da eine Wachstum- und Strukturanalyse von beiden Ansätzen ausgehen muß. Die Angebots- und Nachfragerrechnung ergänzen sich, es können aber auch Überschneidungen auftreten. Auf einen Vergleich der beiden Ansätze wurde hier aber nicht eingegangen, sondern die Angebotswirkung und Nachfragewirkung wurde isoliert betrachtet.

Im einzelnen erlaubt die Analyse über die Wachstums- und Strukturwirkungen des HTR-Einsatzes in der chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens folgende Aussage:

1. Das regionale Sozialprodukt wird von der Angebotsseite in dem Maße verändert, wie durch den HTR-Einsatz der regionale Faktorbestand bzw. die durchschnittliche Faktorproduktivität beeinflusst wird. Soweit möglich, wurde der daraus erwachsende potentielle Sozialproduktszuwachs berechnet.
  - a) Die Energieträgersubstitution bewirkt eine Erhöhung des regionalen Kapitalstocks in Abhängigkeit von der außerregionalen Finanzierung der Energieversorgungseinrichtungen und eine Verringerung der durchschnittlichen Kapitalproduktivität, da durch die innerregionale Investitionsfinanzierung Kapitalmittel in einen Wirtschaftssektor (Energie) mit unterdurchschnittlicher Kapitalproduktivität gelenkt werden. Der Kapazitätseffekt der Kapitalbestandserhöhung reicht nicht aus, den negativen Effekt einer verringerten Kapitalproduktivität auszugleichen. Das potentielle Sozialprodukt sinkt nach Umstellung der konventionellen Energieversorgung der chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens auf nukleare Energieversorgung.
  - b) Die Energiekostensenkung bewirkt eine Freisetzung von Produktionsfaktoren und damit eine Erhöhung des regionalen Faktorbestandes. Unter der Annahme, daß alle freigesetzten Faktoren der Region zur Verfügung stehen, würde sich das potentielle Sozialprodukt bei einer 40 %igen Energiekostensenkung und bei der möglichen Energieträgersubstitution in 1973 um 172 Mill. DM, bei der möglichen Energieträgersubstitution von 1990 um 493 Mill. DM erhöhen (vgl. Voraussetzungen in 4.2.2.3.2.2).

c) Die Standortverlagerung chemischer Produktion ruft einerseits eine Zunahme außerregionaler Kapitalmittel (außerregionale Finanzierung) und damit eine Erhöhung des regionalen Kapitalstocks und andererseits eine Änderung der regionalen Kapitalstruktur hervor (innerregionale Finanzierung). Zum Kapazitätseffekt der Kapitalbestandszunahme kommt hier ein positiver Struktureffekt hinzu, da die aus der Region stammenden Kapitalmittel in einem Wirtschaftssektor (Chemie) mit überdurchschnittlicher Kapitalproduktivität investiert werden. Mit der Errichtung eines Chemiekomplexes optimaler Größe und typischer Produktionsstruktur als Mindestinvestition einer Standortverlagerung der chemischen Industrie würde sich das potentielle Sozialprodukt Nordrhein-Westfalens um ca. 1.300 Mill. DM/a erhöhen.

Zusammenfassend läßt sich sagen: Würde durch den HTR-Einsatz in der chemischen Industrie nur eine Energieträgersubstitution hervorgerufen, dann würde das regionale Sozialprodukt - von der Angebotsseite betrachtet - gegenüber einer konventionellen Energieversorgung abnehmen. Das Ausmaß der Sozialproduktsminderung konnte nicht berechnet werden. Wenn durch den HTR-Einsatz die Kosten für die Energiedarbietung gesenkt werden, dann wird das reale Sozialprodukt zunehmen und zwar unter den gemachten Voraussetzungen um maximal 0,1 % (Bezugsjahr 1973). Sollte zusätzlich aufgrund des HTR-Einsatzes eine Produktionsverlagerung der chemischen Industrie nach Nordrhein-Westfalen induziert werden, dann würde das reale Sozialprodukt außerdem um mindestens 0,8 % erhöht. Um diese Prozentsätze würde sich auch ungefähr das Realeinkommen der Bevölkerung Nordrhein-Westfalens erhöhen.

2. Das regionale Sozialprodukt wird von der Nachfrageseite dauerhaft in dem Ausmaß beeinflusst, wie sich durch den HTR-Einsatz die interregionalen Güter- und Einkommensströme verändern. Aufgrund unzureichenden regionalstatistischen Materials konnte allerdings nur die Veränderung der Güterströme verfolgt werden. Es ist aber anzunehmen, daß diese nicht durch gegenläufige Veränderungen der Einkommensbewegungen kompensiert werden.

a) Bei der Substitution von schweren Heizöl werden Importe für den Bezug von Rohöl eingespart. Gleichzeitig entfällt die an den Bund abzuführende Heizölsteuer. Da diese Einsparungen nicht vollständig durch den höheren

außerregionalen Bezug an Investitionsgütern für die Ersatzinvestitionen der nuklearen Energieversorgung ausgeglichen werden, nimmt die regionale Nachfrage zu.

- b) Die angenommene Energiekostensenkung bewirkt unter der Voraussetzung der vollständigen Weitergabe der Kostensenkung im Preis der Chemie- und ihrer Folgeprodukte eine Zunahme des regionalen Exports von 181 Mill. DM/a. Mit Hilfe des in 4.2.2.4.3.1 ermittelten regionalen Multiplikators von 1,33 errechnet sich daraus ein Sozialproduktszuwachs von 241 Mill. DM/a.
- c) Die mit dem HTR-Einsatz mögliche Verlagerung chemischer Produktionsanlagen nach Nordrhein-Westfalen verringert den Import und erhöht den Export chemischer Erzeugnisse. Insgesamt wird sich der gesamte Nachfragezuwachs mindestens auf ca. 785 Mill. DM/a belaufen. Das ergibt ein zusätzliches Sozialprodukt von 1.020 Mill. DM/a.

Die nachfrageseitige Betrachtung der regionalen Sozialproduktveränderung zeigt bei jeder der regionalwirtschaftlichen Konsequenzen des HTR-Einsatzes eine Zunahme des Sozialproduktes. Würden die Energiekosten um 40 % gesenkt, dann würde das reale Sozialprodukt um 0,15 % angehoben (Bezugsjahr 1973). Würde durch den HTR-Einsatz eine Standortverlagerung induziert, dann würde die Sozialproduktszunahme ca. 0,6 % betragen.

- 3. Mit dem HTR-Einsatz wird auch die Wirtschaftsstruktur des Landes verändert. Da eine aktuelle regionale Input-Output-Tabelle von Nordrhein-Westfalen nicht vorliegt, konnten die sich aus der Energieträgersubstitution, der Energiepreissenkung und der Standortverlagerung ergebenden regionalen Strukturänderungen nicht quantifiziert werden. Es konnte nur eine qualitative Aussage gemacht werden.

- a) Die Wirtschaftsstruktur wird bei der Energieträgersubstitution unmittelbar durch die Umstrukturierung der regionalen Energiewirtschaft und mittelbar durch die Auswirkungen dieser Umstrukturierung auf andere Wirtschaftszweige des Landes verändert. Im Bereich der Energiewirtschaft kommt die Kernenergie als neuer Produktionszweig zum Sozialprodukt hinzu und der Anteil der Sektoren der konventionellen Energieversorgung am Sozialprodukt nimmt ab.

In der gesamten Regionalwirtschaft gewinnen die über den regionalen und interregionalen Einkommenskreislauf vom Bau und Betrieb des HTR abhängigen Wirtschaftszweige einen zunehmenden Anteil am Sozialprodukt. Es nimmt ab der Anteil derjenigen Sektoren, denen im Rahmen der innerregionalen Investitionsfinanzierung der Kernkraftwerke Kapitalmittel entzogen werden und der Sektoren, die von diesen und den Sektoren der konventionellen Energieversorgung über den regionalen und interregionalen Einkommenskreislauf abhängen.

- b) Die Energiekostensenkung bewirkt ebenfalls eine von der Angebotsseite und Nachfrageseite ausgehende Strukturänderung. Die angebotsseitige Strukturänderung bleibt unbestimmt, da nicht bekannt ist, welche Produktionsfaktoren mit der Energiekostensenkung eingespart werden. Die von Veränderungen auf der Nachfrageseite hervorgerufene Strukturänderung ist unter den gemachten Voraussetzungen (Weitergabe der Energiekostensenkung im Preis) bestimmbar. Einen zunehmenden Anteil am regionalen Sozialprodukt erfahren im wesentlichen die Erzeuger von chemischen Produkten und deren Folgeprodukte, die Erzeuger von Komplementärprodukten zu diesen Erzeugnissen und diejenigen Sektoren, die vom Umsatz der genannten Wirtschaftsbereiche im Rahmen regionaler und überregionaler Kreislaufbeziehungen abhängig sind. Einen abnehmenden Anteil am regionalen Sozialprodukt erhalten besonders die Erzeuger von Substitutionsprodukten zu den Chemieerzeugnissen und deren Folgeerzeugnisse und die von deren Umsatz abhängigen regionalen Wirtschaftszweigen.
- c) Die regionalen Strukturänderungen als Folge einer Standortverlagerung gehen einerseits von der Erweiterung der chemischen Industrie, und andererseits von der Reduzierung derjenigen Wirtschaftssektoren aus, in denen alternative Investitionen vorgenommen worden wären (Lederindustrie, Steine und Erden, Holzverarbeitung). Dazu kommen die Veränderungen bei den von diesen Sektoren über den Wirtschaftskreislauf abhängigen regionalen Wirtschaftszweige. Einen zunehmenden Anteil am regionalen Sozialprodukt gewinnen danach die Chemie und die von ihr abhängigen Sektoren. Einen abnehmenden Anteil erhalten die Wirtschaftszweige Ledererzeugung, Steine und Erden und Holzverarbeitung und die von ihnen abhängigen Sektoren.

Neben den hier beschriebenen und teilweise berechneten Auswirkungen des HTR-Einsatzes auf die Struktur und das Wachstum der Wirtschaft Nordrhein-Westfalens bei - mit Ausnahme der direkt induzierten industriellen Standortverlagerung - unveränderten Verteilung der Wirtschaftseinheiten im Raum sind außerdem die Effekte zu untersuchen, die durch eine anschließende räumliche Neuverteilung der Produktions- und Konsumstandorte innerhalb der BRD hervorgerufen werden. Gedacht wird hier an eine mögliche Agglomerationswirkung als mittelbare Folge des HTR-Einsatzes in Nordrhein-Westfalen. Sie ist möglich als Folge der Energieträgersubstitution, einer Energiekostensenkung und Standortverlagerung, wobei starke Agglomerationswirkungen nur bei einer Standortverlagerung zu erwarten sind. Die Agglomerationseffekte lassen sich mit Hilfe der auftretenden internen und externen Ersparnisse begründen, die die verstärkte Aktivität einzelner Sektoren und der gesamten Wirtschaft Nordrhein-Westfalens als Folge der Kernenergieverwendung hervorrufen kann. Die Analyse der möglichen und wahrscheinlichen Agglomerationswirkungen und der dadurch hervorgerufenen Effekte auf die regionale Wirtschaftsstruktur und -entwicklung erfordert allerdings eine weitere Untersuchung, die hier nicht vorgenommen werden konnte.

Von Bedeutung ist darüber hinaus die Frage, ob die mit dem HTR-Einsatz verbundenen Regionaleffekte aus regionalpolitischer Sicht auch erwünscht sind. Diese Frage kann nur unter Heranziehung der für NRW relevanten regionalpolitischen Zielsetzungen und im Vergleich mit möglichen Handlungsalternativen zur Erreichung dieser Ziele beantwortet werden. So ist z. B. bei der Errichtung zusätzlicher Chemiekapazitäten zu fragen, ob der daraus erwachsene regionalwirtschaftliche Nutzen, nämlich die Einkommenssteigerungen und Beschäftigungsmöglichkeiten, den möglichen Schaden in Form von Umweltbeeinträchtigungen durch zusätzliche Schadstoffemissionen vorzuziehen ist, bzw. ob nicht eine alternative Industrieansiedlungsmöglichkeit eine günstigere Nutzen-Kosten-Relation erbringt. Auf diese und ähnliche Fragen sollte aber im Rahmen dieses Beitrages nicht eingegangen werden.

Literaturverzeichnis zu Kapitel 4

- 4-1 K. Hansen, B. Röper  
Standortprobleme unter besonderer Berücksichtigung des Umweltschutzes, in: Arbeitsgemeinschaft für Rationalisierung des Landes NRW, Heft 125, Dortmund, 1971.
- 4-2 H. Schwarz  
Modellstudie über den Einfluß des Hochtemperaturreaktors auf die Standortorientierung der Großchemie, Dissertation (in Vorbereitung), Aachen, 1974.
- 4-3 W. Isard  
Methods of Regional Analysis: an Introduction to Regional Science, 6. Aufl., Cambridge/Mass., 1969.
- 4-4 Mitteilungen der Abt. Marktforschung des BASF AG, Ludwigshafen, 1972.
- 4-5 H. Köbel, J. Schulze  
Der Absatz in der Chemischen Industrie, Berlin-Heidelberg, New York, 1970.
- 4-6 Mitteilungen des Bundeskartellamtes, Berlin, 1972.
- 4-7 Stat. Amt der Europ. Gemeinschaften  
Die Petrochemie, in: Statistische Studien und Erhebungen, Nr. 4, Luxemburg, 1970.
- 4-8 W. Foerst (Hrsg.)  
Ullmanns Encyclopädie der technischen Chemie, Ergänzungsband, 3. Aufl., München-Berlin-Wien, 1970.
- 4-9 R. Klöpper  
Zentrale Orte und ihre Bereiche, in: HDRR, 2. Aufl., Bd. III, Hannover, 1970.
- 4-10 Erzversorgung der deutschen Eisen- und Stahlindustrie, Stahl und Eisen 93, (1973), Nr. 7, S. 314-315.

- 4-11 R. Friedl, H.G. Pöttken, W. Risse  
Die Energiewirtschaft der Stahlindustrie der BRD im Einflußbereich  
der Weltenergiewirtschaft
- 4-12 F. Kerstan  
Probleme der Rohstoffversorgung der Weltstahlindustrie in den  
siebziger Jahren  
Glückauf 106 (1970) Nr. 25, S. 1212-1215
- 4-13 Stahlhearing im Landtag NRW  
Stahl und Eisen 92, (1972), Nr. 6, S. 227-232
- 4-14 Die Eisen- und Stahlindustrie der BRD im Jahre 1972 im Spiegel  
der Statistik  
Stahl und Eisen 93 (1973), Nr. 8, S. 367-372
- 4-15 K. Kaup  
Einige Probleme der Rohstoffversorgung  
Stahl und Eisen 91 (1971), Nr. 25, S. 1428-1437
- 4-16 A. v. d. Rijst, W.I. v. d. Woestijne  
Veränderungen der Einflußfaktoren für die Standortwahl von Hütten-  
werken in Westeuropa  
Stahl und Eisen 90 (1970), Nr. 10, S. 493-498
- 4-17 G. Bernstein  
Technisch-wirtschaftliche Untersuchung des Einsatzes von Massen-  
guttransportmitteln bei der Erzversorgung von Hüttenwerken im  
Binnenland  
Dissertation TH Aachen 1972
- 4-18 Deutscher Eisenbahn-Gütertarif, Teil II, Heft A  
April 1973
- 4-19 H. Siebert  
Zur Theorie des regionalen Wirtschaftswachstums  
Tübingen 1967
- 4-20 E. Schneider  
Einführung in die Wirtschaftstheorie, Teil II und III,  
Tübingen 1967

- 4-21 H. Görzig  
Die Entwicklung des Wachstumspotentials in den Wirtschaftsbereichen  
der BRD, Analyse und Projektion bis 1980  
DIW. Beiträge zur Strukturforschung, Heft 18, Berlin 1972
- 4-22 R. Eder  
Volkswirtschaftliche Theorie des technischen Fortschritts, Volks-  
wirtschaftliche Schriften, Nr. 111  
Berlin 1967
- 4-23 Ott, A. E.  
Artikel: "Technischer Fortschritt"  
in: HdSW, Bd. 10, S. 302-316
- 4-24 J. Fischer  
Struktur und Entwicklung der Wirtschaft bis 1985 im Bundesgebiet  
und Nordrhein-Westfalen, Teil 1: Die Produktion nach Wirtschafts-  
zweigen  
in: Mitteilungen des RWJ, Jg. 24, 1973
- 4-25 K. Repenning  
Petrochemie in Deutschland  
in: Oel, Febr. 1969
- 4-26 H. Engelhardt  
Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential von Hochtemperaturreak-  
toren in der Industriegruppe Chemie unter Berücksichtigung von  
technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten  
JÜL-966-RG, Juni 1973
- 4-27 Verband der Chemischen Industrie e. V.  
Chemiewirtschaft in Zahlen  
15. Aufl. 1973
- 4-28 Input-Output-Tabelle der BRD 1970  
in: WStA 3/73

- 4-29 Ein interregionales Gesamtmodell für die BRD  
Forschungsprojekt der Deutschen Forschungsgemeinschaft, Arbeits-  
gruppe Funck: Die interregionalen Güterströme; als Datenband  
erhalten  
Karlsruhe 1974
- 4-30 E. R. Baumgart  
Produktionsvolumen,- potential und Produktionsfaktoren der In-  
dustrie im Gebiet der BRD  
DJW - Vierteljahresheft, Nr. 1, 1973
- 4-31 Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder, Heft 5  
Entstehung, Verteilung und Verwendung des Sozialproduktes in den  
Ländern, Standardtabellen 1960-1970  
Gemeinschaftsveröffentlichung der Statistischen Landesämter,  
Stuttgart 1974
- 4-32 H. St. Seidenfus u. a.  
Bemerkungen zu den Einkommenseffekten des VEBA-Projektes  
Rheinberg  
Studie, angefertigt im Auftrag der VEBA-Chemie AG, nicht ver-  
öffentlicht  
Gelsenkirchen und Münster 1971

Kapitel 5

- 5. Umweltbelastungsminderung durch den HTR-Einsatz  
(aufgezeigt an zwei Beispielen)
- 5.1 Die ökologischen Konsequenzen des Kernenergieeinsatzes  
in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW
  - 5.1.1 Die Einsparung fossiler Brennstoffe und die atmosphärische  
Schadstoffbelastungsminderung bei Einsatz der Kernenergie
  - 5.1.2 Die mögliche Schadstoffbelastungsminderung durch den Kernenergie-  
einsatz im Vergleich zu den Schadstoffemissionen aus industrieller  
Produktion
  - 5.1.3 Die radiologischen Belastungen durch den Kernenergieeinsatz
  - 5.1.4 Die Immissionsverringerung durch den Kernenergieeinsatz  
im Verdichtungsraum Rhein-Ruhr
- 5.2 Einfluß des HTR-Einsatzes auf die Umweltbelastung bei der  
Eisen- und Stahlerzeugung
  - 5.2.1 Problematik der Umweltbelastung durch die Eisen- und Stahlindustrie
  - 5.2.2 Die SO<sub>2</sub>-Emission
  - 5.2.3 Die Staubemission
  - 5.2.4 Fluor- und andere Emissionen
  - 5.2.5 Radiologische Belastung

Abbildungsverzeichnis zu Kapitel 5

- Abb. 5-1 Änderung des Anteils der geschädigten Blattfläche einer Pflanzenart in Abhängigkeit von der  $\text{SO}_2$ -Konzentration bei konstanten Dosiswerten
- Abb. 5-2 Tagesmittelwerte der  $\text{SO}_2$ -Konzentration an einer kontinuierlich registrierenden Maßstelle in Essen-Mitte
- Abb. 5-3 Entwicklung der spezifischen  $\text{SO}_2$ -Emission beim Sinterprozeß
- Abb. 5-4 Einsatz von Erzagglomeraten zur Roheisen- und Eisenschwammerzeugung in der BRD
- Abb. 5-5  $\text{SO}_2$ -Emission bei der Eisen- und Stahlerzeugung der BRD
- Abb. 5-6 Staubemission aus Sinteranlagen der BRD
- Abb. 5-7 Staubemission aus Stahlerzeugungsanlagen der BRD
- Abb. 5-8 Anteilmäßige Staubemission aus Kokereianlagen der BRD
- Abb. 5-9 Staubemission bei der Eisen- und Stahlerzeugung der BRD

Verzeichnis der Tabellen zu Kapitel 5

- Tab. 5-1 Zusammenstellung der spezifischen Schadstoffemissionen von Brennstoffen
- Tab. 5-2 Durch Kernenergie substituierbare Kraftwerksleistung in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW und Schadstoffemissionen bei Deckung dieser Leistung durch verschiedene Kraftwerkstypen
- Tab. 5-3 Belastungsminderung durch Kernenergieeinsatz in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW der Jahre 1990 und 2000 im Vergleich zur Belastung durch die Gesamtindustrie, durch die Kraftwerke und zur Gesamtbelastung im Verdichtungsraum Rhein/Ruhr im Jahre 1970
- Tab. 5-4 Spezifische Schadstoffemissionen von Kernkraftwerken
- Tab. 5-5 Staubemissionsfaktoren der Stahlerzeugungsverfahren
- Tab. 5-6 Staubemission bei der Stahlerzeugung der BRD 1972
- Tab. 5-7 Staubemission aus Kokereianlagen
- Tab. 5-8 Radiologische Schadstoffemission bei HTR-Einsatz zur Eisen- und Stahlerzeugung in NRW im Jahre 2000

## 5. UMWELTBELASTUNGSMINDERUNG DURCH DEN HTR-EINSATZ (AUFGEZEIGT AN ZWEI BEISPIELEN)

### 5.1 Die ökologischen Konsequenzen des Kernenergieeinsatzes in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW

Überall dort, wo Kernenergie einsetzbar ist, entfällt die Verbrennung fossiler Energieträger und die damit verbundene Schadstoffbelastung. Diese Schadstoffbelastung resultiert aus der Emission der sogenannten "luftfremden Stoffe", im weitesten Sinne Gase, Dämpfe und Stäube, die nicht in der Atmosphäre vorkommen. Natürliche Bestandteile der Luft sind Sauerstoff (20,94 Vol.-%), Stickstoff (78,09 Vol.-%), Argon (0,93 Vol.-%) sowie "natürliche" Spuren von  $N_2O$  (0,25 ppm),  $H_2$  (0,5 ppm),  $O_3$  (0,02 ppm),  $SO_2$  (0,0002 ppm),  $CO$  (0,1 ppm) und  $NH_3$  (0,01 ppm).

Führen nun luftfremde Stoffe als Emissionen der menschlichen Tätigkeit zu einer Beeinträchtigung des Wohlbefindens, zu merkbaren Belästigungen oder gar zu gesundheitlichen Schäden, müssen spezielle Reinigungsstufen (bei Beibehaltung der luftverunreinigenden Verfahren) eingebaut werden oder es muß eine Verfahrensänderung oder die Absetzung eines bestimmten Verfahrens erfolgen.

Die Festlegung der möglichen Belastungsgrenzen für Organismen und Materialien bereitet jedoch Schwierigkeiten.

Dazu einige Beispiele:

Bei Kurzzeitwirkungen steigt die Gefährdung durch Luftverunreinigungen im allgemeinen progressiv mit der Konzentration der Schadstoffe in der Luft an /5-1/. Die aus der Atmosphäre von Organismen aufnehmbare Menge von Schadstoffen ist dem Produkt aus Konzentration x Zeit, der sogenannten Dosis, proportional. Die sich aus gleichen Dosiswerten ergebenden Schadwirkungen sind jedoch unterschiedlich, wenn die Konzentration des Schadstoffs variiert.

Ein Dosiswert von 100 ppm x h  $CO$  ist für den Menschen weitgehend ungefährlich, wenn eine  $CO$ -Konzentration von 1 ppm für die Dauer von 100 Stunden eingeatmet wird. Die gleiche Dosis ist aber bereits gefährlich, wenn 1000 ppm  $CO$  für die Dauer von 0,1 Stunden, also 6 Minuten, auftreten /5-1/.

Ein anderes Beispiel bezieht sich auf die Auslösung von Pflanzenschäden durch  $\text{SO}_2$ -Einwirkungen (Abb. 5-1).

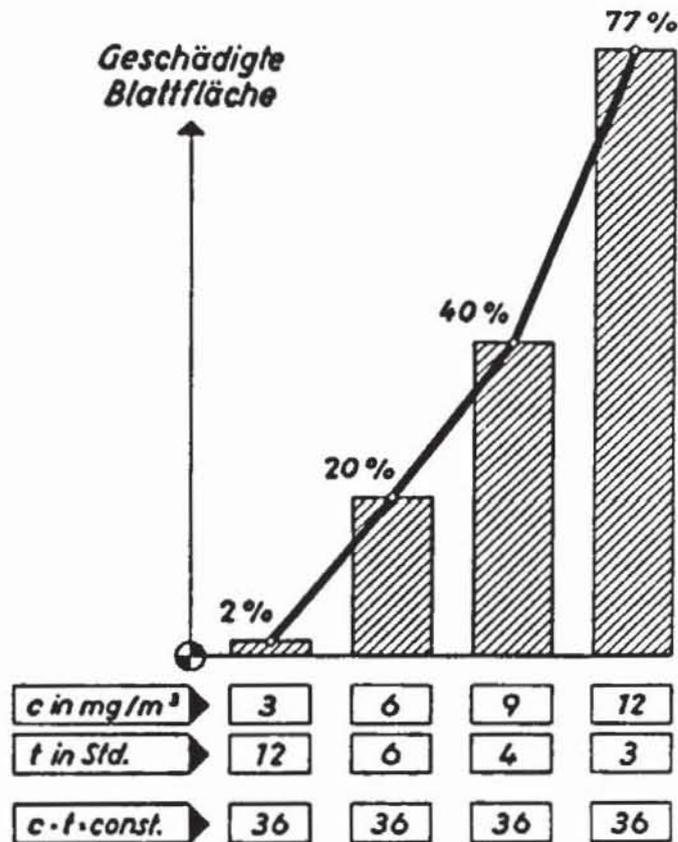


Abb. 5-1: Änderung des Anteiles der geschädigten Blattfläche einer Pflanzenart in Abhängigkeit von der  $\text{SO}_2$ -Konzentration ( $c$ ) bei konstanten Dosiswerten ( $c \cdot t$ ) /5-2/

Zur Verhütung von Kurzzeitwirkungen müssen demnach auch die Spitzenkonzentrationen von Schadstoffen in der Atmosphäre begrenzt werden. Die Notwendigkeit einer solchen Maßnahme zeigt die hohe Schwankungsbreite der Tagesmittelwerte der  $\text{SO}_2$ -Konzentration (Abb. 5-2).

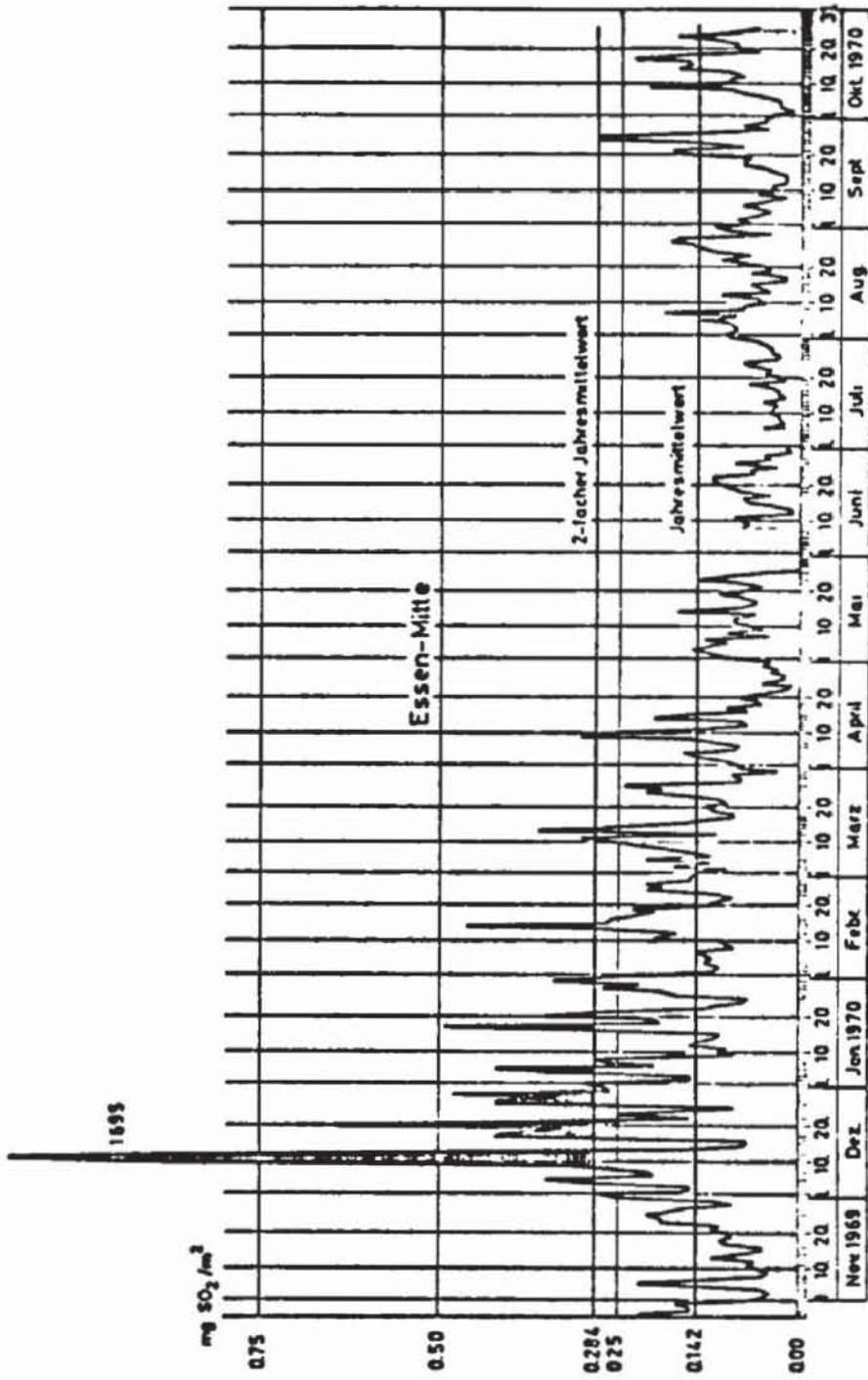


Abb. 5-2: Tagesmittelwerte der SO<sub>2</sub>-Konzentration an einer kontinuierlich registrierenden Meßstelle in Essen-Mitte

Die Schwierigkeit, die Zusammenhänge zwischen Schädigung und Dosiswerten zu quantifizieren, wird durch die weitere Tatsache verstärkt, daß in den meisten Fällen mehrere Schadstoffarten zusammenwirken. Durch erste experimentelle Untersuchungen auf dem Gebiet der synergistischen Wirkung wird bestätigt, daß im allgemeinen bei Stoffgemischen Wirkungen auf Organismen und Materialien schon durch geringere Konzentrationen zu erzeugen sind als bei den einzelnen Schadstoffen /5-1/.

Da die Zusammenhänge zwischen Emission und den Wirkungen dieser Emission auf den Menschen und die Umwelt, die als Immissionen bezeichnet werden, noch weitgehend ungeklärt sind, soll an dieser Stelle lediglich die mengenmäßige Schadstoffverringierung durch den Einsatz der Kernenergie in der Industriebranche Chemie abgeschätzt werden. Die Zahlenangaben über Emissionen bei der Verbrennung können zahlreichen Literaturstellen entnommen werden /5-3, 5-4, 5-5, 5-6, 5-7/. Eine Zusammenstellung der Werte erfolgte in Tabelle 5-1.

Brennstoff- einsatz in Kraftwerken	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Staub		Fluor	CO
	$\frac{\text{kg}}{\text{t}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{Gcal}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{t}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{Gcal}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{t}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{Gcal}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{Gcal}}$	$\frac{\text{kg}}{\text{Gcal}}$
Steinkohle (1,25% S) $H_u = 7000 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$	24	3,44	8,9	1,27	1,6	0,23	0,022	0,0314
Rohbraunkohle (0,25% S) $H_u = 1850 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$	2,4	1,30	0,4	0,216	0,7	0,38	0,045	0,108
Heizöl S (1,85% S) $H_u = 9800 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$	35	3,58	18	1,84	0,55	0,056	0,0019	0,51 10 <sup>-3</sup>
Erdgas	0,95 10 <sup>-3</sup>		0,32 1,4		-	-	-	-

Tab. 5-1: Zusammenstellung der spezifischen Schadstoffemissionen von Brennstoffen (Stand etwa 1968)

Die Emissionswerte für industrielle Großkesselanlagen sind größenordnungsmäßig den Kraftwerksemissionen gleich.

Mit diesen spezifischen Werten und dem in Punkt 2.3.1.3.1 und 2.3.1.3.2 ermittelten Einsatzpotential für Kernkraftwerke in der Industriegruppe Chemie des Landes sind die Belastungsminderungen durch die Kernenergie in Tab. 5-2 errechnet.

Es wird oft die Frage gestellt, ob die Belastungsminderungen durch Veränderungen auf dem Energiewandlungssektor (im Hinblick auf die verfahrensbedingten Emissionen durch industrielle Produktion) eine solche Größenordnung erreichen können, um entscheidend umweltverbessernd zu wirken. Hierzu muß gesagt werden, daß die produktionsbedingten Emissionen und die Emissionen durch die Energiewandlung (die vergleichbaren Schadstoffe  $\text{SO}_2$ , Staub,  $\text{NO}_x$ , betreffend) heute in der gleichen Größenordnung sind /5-8, 5-9, 5-5/. In Tab. 5-3 wird die mögliche Belastungsminderung durch Einsatz der Kernenergie in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW mit den Belastungen durch die Industrie und durch die Kraftwerke einer bestimmten Region verglichen.

Durch den Einsatz von Kernenergie werden Schadstoffe vermieden, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger anfallen müssen, gleichzeitig jedoch radiologische Mehrbelastungen impliziert. Die Zusammenhänge zwischen Nutzenergieerzeugung aus Kernenergie und der dadurch zu erwartenden Umweltbelastung sollen dargestellt und diese Belastungen mit den nach dem heutigen Stand der Technik angegebenen Belastungsgrenzen und den Werten aus der "natürlichen Strahlenbelastung" verglichen werden. (Die gegenüber der konventionellen Nutzenergieerzeugung bei Einsatz der Kernenergie größere Abwärme trifft nur für den Wasserreakortyp, nicht für den Hochtemperaturreakortyp zu; Punkt 2.3.1.1).

Man hat bei der Untersuchung der radiologischen Belastung durch die Kernenergie zu unterscheiden zwischen dem eigentlichen Kraftwerksbetrieb und dem Brennstoffkreislauf, der die Wiederaufarbeitung und die dazugehörige radio-

Kraftwerks- typen	bis 1990 (a) bzw. 2000 (b) + substituier- bare thermische Leistung MW	Emissionen 10 <sup>3</sup> t/a					radiologische Emissionen 1000Ci/a	Abwärme- leistung MW <sub>th</sub>
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	Fluor	CO		
Steinkohle	a 8770	208	77	14	1,3	1,9	vernachl.	2448
	b 11565	275	101	18	1,7	2,5		3229
Braunkohle	a 8770	78	13	23	2,7	6,6	vernachl.	2448
	b 11565	103	17	30	3,6	8,7		3229
Heizöl	a 8770	216	111	3,3	0,12	0,03	vernachl.	2448
	b 11565	284	146	4,3	0,15	0,04		3229
Erdgas	a 8770	0,06	19-84	-	-	-	-	2448
	b 11565	0,08	26-111	-	-	-		3229
SWR	a 5808						111	2928
	b 8250							158
DWR	a 5808						36	2928
	b 8250							52
HTR	a 8770	-	-	-	-	-	10,2	2448
	b 11565							13,8

+ Die angegebenen Leistungen entsprechen dem Einsatzpotential von Hochtemperaturreaktoren (einschließlich der nuklearen HT-Wärme) bzw. bei SWR bzw. DWR lediglich dem Potential zu Strom- und Prozessdampfproduktion.

Tab. 5-2: Durch Kernenergie substituierbare Kraftwerksleistung in der Industriechemie des Landes NRW und Schadstoffemissionen bei Deckung dieser Leistung durch verschiedene Kraftwerkstypen

Belastungen im Verdichtungsraum Rhein-Ruhr im Jahr 1970 in 103t/a		Belastungsminderungen % durch HTR-Einsatz in der Industriegruppe Chemie von NRW						
		1990			2000			
Kraftwerke	Industrie	Gesamt- belastung	Kraftwerke	Industrie	Gesamt	Kraft- werke	Indu- strie	Gesamt
SO <sub>2</sub>	640	1220	40	27	15	53,3	36,6	19,2
NO <sub>x</sub>	150	430	50,3	57	20	66,2	75	26
Staub	160	300	19	4,7	2,5	24,7	6,1	3,2
CO (*)	180	1390	11,9	-	-	15	-	-

\*) vornehmlich durch die Sektoren  
Haushalte und Verkehr

Hierbei wurde die Prognose über die Primärenergiestruktur /5-15/ ohne Kernenergie und Wasserkraft für die Jahre 1990 und 2000 zugrunde gelegt.

Tab. 5-3: Belastungsminderung durch Kerneregieinsatz in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW der Jahre 1990 und 2000 im Vergleich zur Belastung durch die Gesamtindustrie, durch die Kraftwerke und zur Gesamtbelastung im Verdichtungsraum Rhein/Ruhr im Jahr 1970

aktive Abfallbehandlung einschließt. Die von den Wiederaufarbeitungsanlagen ausgehenden Emissionen sind anderer Art als die aus Kernkraftwerken. Abgebrannte Brennelemente werden in Kernkraftwerken vorübergehend gelagert, bevor sie zu einer Wiederaufarbeitungsanlage transportiert werden. Während dieser Zeitspanne nehmen die Spaltprodukte auf Grund ihres radioaktiven Zerfalls in ihrer Aktivität ab. In Wiederaufarbeitungsanlagen fallen praktisch nur die relativ langlebigen radioaktiven Spaltprodukte an. An flüchtigen Radionukliden sind dies in der Hauptsache die Isotope  $^3\text{H}$  (Tritium) und  $^{85}\text{Kr}$  Krypton.

Würde die gesamte Kr - 85 - Jahresproduktion bei einer angenommenen installierten elektrischen Kernkraftwerksleistung von 25000 MW<sub>el</sub> von rund  $1 \cdot 10^7 \frac{\text{Ci}}{\text{a}}$  (Kr - 85 wird mit etwa 1 % Spaltausbeute gebildet /5-16/) in einer einzigen Wiederaufarbeitungsanlage freigesetzt, würde die sich ergebende Dosisleistung in der Umgebung etwa  $10 \frac{\text{mrem}}{\text{a}}$  liegen.

Durch die im Prinzip bekannte Rückhaltetechnik für Edelgase kann man mit Sicherheit eine Reduktion der Emission um den Faktor 100 (Rückhaltegrad 99 %), wahrscheinlich sogar um den Faktor 1000 (Rückhaltegrad 99,9 %) erreichen. Schon mit dem ersten Faktor würde sich in der Nähe dieser zentralen Wiederaufarbeitungsanlage eine Dosisbelastung von  $0,1 \frac{\text{mrem}}{\text{a}}$  durch Kr - 85 ergeben /5-10/.

Diese Werte liegen deutlich unter den angegebenen Belastungsgrenzen und den natürlichen Belastungen. Die Vorschriften für die Kontrolle der Abgabe von Radioaktivität an die Umwelt durch gasförmige und flüssige Abfallstoffe von nuklearen Anlagen sind in den Parts 20 und 50 der Vorschriften der USAEC (United States Atomic Energy Commission) enthalten. Sie wurden ergänzt durch die Angaben der FRC (Federal Radiation Council), NCRP (National Council on Radiation Protection and Measurements) und ICRP (International Commission on Radiological Protection) /5-11, 5-12/. Dort wird gefordert, daß für die Einzelperson der Bevölkerung bei Ganzkörperbestrahlung die maximale Dosis von  $0,5 \frac{\text{rem}}{\text{a}}$  und die mittlere genetisch bedeutsame Strahlung 5 rem in

30 Jahren nicht überschritten werden darf. Diese Angaben beziehen sich auf die gesamte Strahlung von allen radioaktiven Quellen außer der des natürlichen Untergrundes und der medizinischen Behandlungen (natürliche Belastung etwa  $0,1 \frac{\text{rem}}{\text{a}}$ ). Von den in einer Wiederaufarbeitungsanlage freigesetzten Mengen des Radionuklids Tritium ( $^3\text{H}$ ), gelangen im Mittel etwa 10 - 20 % in die Atmosphäre, der Rest bleibt im Prozeßwasser, das verdünnt abgegeben werden kann. Bei der oben angenommenen installierten Kernkraftwerksleistung von  $25000 \text{ MW}_{\text{el}}$  ergäbe sich für die Umgebung einer zentralen Wiederaufarbeitungsanlage eine Dosisbelastung von etwa  $3,5 \frac{\text{mrem}}{\text{a}}$  bei 20 %  $^3\text{H}$ -Freisetzung in die Atmosphäre /5-10/. Die größere Menge des Tritiums geht ins Abwasser. Dieses heute noch übliche Verfahren (Abgabe des verdünnten Prozeßwassers) wird bei großem Anfall künftig nicht mehr angewandt werden können. Hier bietet sich die Einleitung in isolierte Aquiferspeicher des tiefen Untergrunds bzw. das Ablassen in das Meer als Lösung an, die im ersten Fall zu überhaupt keiner, im zweiten nur zu einer völlig unbedeutenden Belastung der Umwelt führt /5-10/.

Beim Kraftwerksbetrieb hat man hinsichtlich der Freisetzung radioaktiver Abfallstoffe zu unterscheiden zwischen der radiologischen Belastung der Bevölkerung bei schweren Stör- und Unfallfällen und den Belastungen des Normalbetriebs des Kernkraftwerks. Obwohl eine Fülle konstruktiver und administrativer Schutzmaßnahmen ergriffen werden, um die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten schwerer Unfälle so gering wie möglich zu halten, lassen sich solche Ereignisse, die mit einer höheren Strahlenbelastung der Umgebung verbunden sind, als sie für den Normalbetrieb tragbar erscheint, nicht gänzlich ausschließen. Auf jeden Fall muß aber gewährleistet sein, daß die radiologische Belastung in der Umgebung einer kerntechnischen Anlage auch als Folge von schweren Unfällen unterhalb eines bestimmten ungefährlichen Wertes liegt.

Im eigentlichen Kraftwerksbetrieb werden radioaktive Spaltprodukte in den Vorfluter (meist ein Fluß) und über einen Kamin in die Atmosphäre abgegeben.

Die Abgabegrenzen für die Einleitung radioaktiver Stoffe in den Vorfluter sind heute so festgelegt, daß im Rahmen der für jedes neue Kernkraftwerk notwendigen radio-ökologischen Analyse unter Beachtung der örtlichen Verhältnisse und der Summierung im gesamten Flußsystem die Unterschreitung der maximal zulässigen Konzentration von radioaktiven Stoffen im Fluß jederzeit sichergestellt ist /5-10/. In /5-13/ wurde in einer Abschätzung über die zu erwartende zukünftige Belastung des Rheins errechnet, daß die Aktivitätsbelastung des Wassers im Jahre 2000 beim Verlassen des Gebietes BRD eine Konzentration an Spalt- und Aktivierungsprodukten (einschließlich Tritium) erreicht, die unterhalb des Gehalts an Radioaktivität von normalen Lebensmitteln liegt, wenn man davon ausgeht, daß in der Zukunft rund 60 % aller Kernkraftwerke in der BRD an den Rhein oder seinen Nebenflüssen gebaut werden. Für die atmosphärische Schadstoffbelastung durch einzelne Kernkraftwerke sind im wesentlichen im Hinblick auf ihre radiotoxikologische Bedeutung, auf ihre Halbwertszeit und die Höhe der Schadstoffemission nach /5-13/ nur die kurzlebigen Radionuklide  $^{133}\text{Xe}$  und  $^{131}\text{I}$  und die langlebigen Radionuklide  $^3\text{H}$  und  $^{85}\text{Kr}$  von Bedeutung. Die sich aus typischen mittleren Erwartungswerten für die Emissionen aus deutschen Kernkraftwerken rechnerisch ergebenden Umweltbelastungen, ausgedrückt in Einheiten der Strahlendosis, betragen für Radiojod das  $10^{-1}$ -fache und für Tritium das  $0,5 \cdot 10^{-2}$ -fache der Belastung durch Edelgase /5-10/. Für die künftig zu erwartenden Immissionsbelastungen durch Kernkraftwerke werden für die Belastung der Atmosphäre allein die Edelgase Xe - 133 und Kr - 85 relevant sein. Obwohl die atmosphärischen Belastungen durch die Emission dieser Nuklide durch Kernkraftwerke weit unterhalb der genehmigten Werte liegen /5-14, 5-10, 5-12/, erscheint es doch aufgrund der hohen erwarteten Zuwachsraten für Kernkraftwerksleistungen wichtig darauf hinzuweisen, daß die verschiedenen Kernreakortypen bezüglich ihrer Emissionsraten erheblich voneinander differieren.

Typ	Xe - 133	Kr-85
SWR	7,5 uCi/kWh	0,15 uCi/kWh
DWR	2,2	0,20
THTR	0,34	0,030
SNR	2,85	0,018

SWR = Siedewasserreaktor  
DWR = Druckwasserreaktor

THTR = Thorium-Hochtemperaturreaktor  
SNR = Schneller Natriumreaktor

Tab. 5-4: Spezifische Schadstoffemission von Kernkraftwerken

Bezüglich der relevanten Schadstoffe Xe-133 und Kr-85 schneidet der HTR von allen Kernreakortypen bei weitem am besten ab. In Tab. 5-2 sind alle in Punkt 5.1 angesprochenen Umweltbeeinträchtigungen durch verschiedene Kraftwerkstypen zusammengestellt, während Tab. 5-3 einen Vergleich der durch HTR-Einsatz möglichen Belastungsminderungen mit den Belastungen durch verschiedene Verursacher enthält. In Tab. 5-2 sind zunächst die durch Kernenergie in den Jahren 1990 und 2000 in der Industriegruppe Chemie des Landes NRW (siehe Punkte 2.3.1.3.1 und 2.3.1.3.2) prognostizierten Kraftwerksleistungen angegeben. Hierbei zeigt sich, daß der Leichtwasserreakortyp (Siedewasserreaktor und Druckwasserreaktor) ein gegenüber dem Hochtemperatur-Reaktortyp um 42 % im Jahre 1990 bzw. um 29 % im Jahre 2000 kleineres Einsatzpotential aufweist, da der Wasserreakortyp konzeptbedingt keine hochtemperaturige nukleare Wärme für endotherme chemische Prozesse hoher Reaktionstemperaturen ( $300^{\circ}\text{C} < t < 950^{\circ}\text{C}$ ) liefern kann. Die für diese Prozesse notwendigen Energiemengen sind bei Einsatz von wassergekühlten Reaktoren nach wie vor durch Verbrennen fossiler Primärenergieträger aufzubringen. Die Tab. 5-2 enthält darüber hinaus die absoluten Schadstoffmengen, die sich ergäben, wenn die als substanzierbar angesetzten thermischen Leistungen in jeweils einem der sieben Kraftwerkstypen installiert würden. Die bei Einsatz der Wasserreaktoren sich ergebenden zusätzlichen Emissionen an  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , Staub, Fluor und CO durch Verbrennen fossiler Brennstoffe sind in der Tabelle nicht enthalten. Diese Emissionen machen 42 % (1990) bzw. 29 % (2000) der Emissionen durch die fossilen Kraftwerke aus. Bezüglich der radiologischen Emissionen scheidet der HTR trotz des gegenüber anderen Reaktortypen größeren Einsatzpotential deutlich besser ab. Ähnliches kann über die Abwärmeleistung gesagt werden, wo der HTR die gleiche Größenordnung wie moderne fossil befeuerte Kraftwerke erreicht; dagegen produziert der Wasserreaktor trotz des kleineren Einsatzpotential die größere Abfallwärmemenge (siehe Punkt 2.3.1.1.).

## 5.2 Einfluß des HTR-Einsatzes auf die Umweltbelastung bei der Eisen- und Stahlerzeugung

### 5.2.1 Problematik der Umweltbelastung durch die Eisen- und Stahlindustrie

Der Themenkomplex "Umweltbelastung bei der Eisen- und Stahlerzeugung" berührt die Bereiche Luft, Wasser, Lärm und Deponie /5-17/. Im Rahmen dieses Kapitels werden schwerpunktmäßig die atmosphärischen Schadstoffbelastungen behandelt, da in diesem Bereich die mit dem HTR-Einsatz verbundenen technologischen Veränderungen die stärksten Auswirkungen erwarten lassen. Die Eisenhüttenwerke (und Eisengießereien) wurden noch 1961 nach VDI im "Katalog der Quellen luftverunreinigender Stoffe" /5-18/ bei den Hauptemissionsquellen eingestuft. Inzwischen hat sich die Situation wesentlich geändert, was zum einen der verstärkten Anwendung umweltschützender Maßnahmen und zum anderen dem Einsatz neuer Verfahren zuzuschreiben ist. So ist z. B. der früher für die Eisenhüttenindustrie typische "braune Rauch" durch den Übergang vom Thomas-Stahlverfahren zum weitgehend entstaubten Sauerstoffaufblasverfahren praktisch verschwunden. Trotz dieser Veränderungen werden im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie noch erhebliche Mengen an Staub und  $SO_2$ , sowie Fluor,  $CO$ ,  $NO_x$  und toxische Metallverbindungen (z. B. aus Blei, Zink, Kupfer) in die Atmosphäre emittiert. Für die Zukunft kommt erschwerend hinzu, daß der Trend zu immer größeren Produktionseinheiten eine stärkere räumliche Konzentration der Umweltbelastung bewirkt.

Im folgenden soll abgeschätzt werden, welchen Einfluß der mit dem HTR-Einsatz verbundene Wechsel von der Koksmetallurgie zur Eisenschwammtechnologie auf die Umweltbelastung bei der Eisen- und Stahlerzeugung hat. Dazu werden die für beide Stahlerzeugungsrouten wesentlichen Emittenten miteinander verglichen. Es sind dies bei der Koksmetallurgie die Sinterbänder, der Hochofenprozeß, die verschiedenen Verfahren zur Stahlerzeugung und die Kokserzeugung. Bei der Eisenschwammtechnologie im Bereich der Erzvorbereitung entsprechend dem Sintern das Pelletieren, die Eisenerzdirektreduktionsanlage, die anschließende Elektrostahlerzeugung und die Reduktionsgaserzeugung. Zur Darstellung der Unterschiede in der Umweltbelastung wurde u. a. von folgenden

Voraussetzungen ausgegangen; Grundlage für die Quantifizierung der Emissionen ist die in Abb. 2-46 dargestellte Abschätzung der Roheisen- und Rohstahlerzeugung in der BRD bis zum Jahre 2000. In der angenommenen Erzeugung von Roheisen ist der Anteil des in Direktreduktionsanlagen erzeugten Eisenschwamms enthalten. Gegenübergestellt werden den Emissionen, die sich bei überwiegender Beibehaltung der Koksmetallurgie ergäben, diejenigen, die bei verstärktem Einsatz der Eisenschwammtechnologie (durch Verwendung von Kernenergie ab etwa 1985) auftreten. Es wurden keine gesonderten Berechnungen für das Land NRW angestellt. Vereinfachend werden ab 1985 für NRW entsprechend dem Stahlerzeugungsanteil (s. Kap. 2.3.2.4) 65 % der BRD-Emissionswerte angesetzt.

### 5.2.2 Die $\text{SO}_2$ -Emission

#### Sintern und Pelletieren

$\text{SO}_2$ -Emissionen treten im Bereich der Eisen- und Stahlerzeugung in erster Linie beim dem Hochofenverfahren in immer stärkerem Maße vorgeschalteten Sinterprozeß auf. Während in Sinteranlagen schwefelhaltiger Koksgrus eingesetzt wird, können Pelletanlagen mit nahezu emissionsfreiem Erdgas (oder z. B. auch mit durch Kernwärme erzeugtem Wasserstoff) beheizt werden; es treten also keine  $\text{SO}_2$ -Emissionen auf.

Die  $\text{SO}_2$ -Auswürfe beim Sinterprozeß sind in Abb. 5-5 zusammen mit denen bei der Kokserzeugung dargestellt. Eine Grundlage für die Berechnung der jährlichen Emissionsmenge aus Sinteranlagen ist die Entwicklung der spez.  $\text{SO}_2$ -Auswürfe nach W. Brocke /5-19/ bis 1980 mit eigener Abschätzung bis zum Jahre 2000.

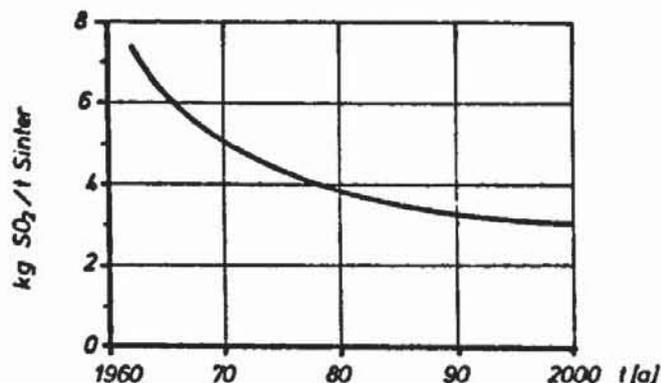
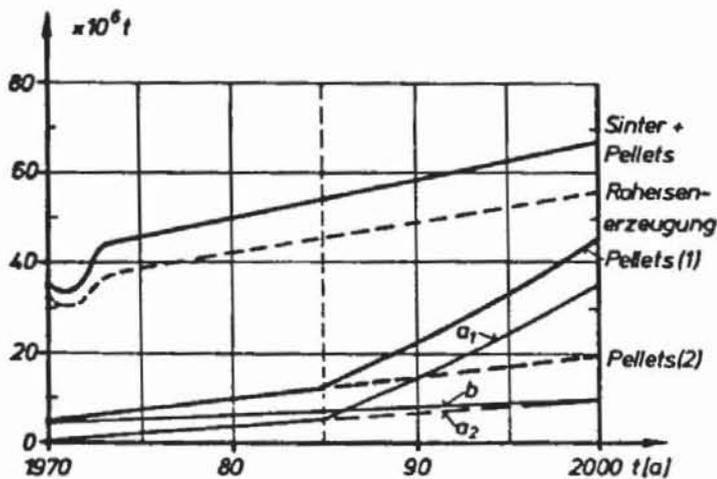


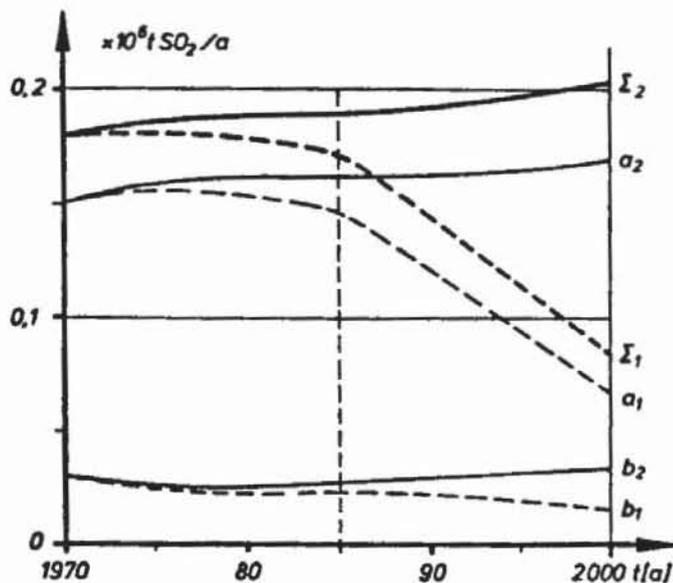
Abb. 5-3: Entwicklung der spezifischen  $\text{SO}_2$ -Emission beim Sinterprozeß

Aus diesen spezifischen Emissionswerten und den statistischen Kennzahlen für den Eisenerzsinter- und Pelleteinsatz im Hochofen /5-20, 5-21, 5-22/, ebenfalls mit eigener Abschätzung bis zum Jahre 2000, ergeben sich die  $\text{SO}_2$ -Emissionen beim Sinterprozeß. Bei der Aufteilung der Agglomerate in Sinter und Pellets wird angenommen, daß zur Schwammerzeugung ausschließlich Pellets eingesetzt werden, und der geringe Pelletanteil im Hochofen nur langsam zunimmt.



- a) Pellets zur Eisenschwamm-  
erzeugung  
b) Pellets zum Hochofeneinsatz  
- geschätzte Aufteilung mit (1)  
und ohne HTR-Einsatz (2).

Abb. 5-4: Einsatz von Erzagglomeraten zur Roheisen- und Eisenschwamm-  
erzeugung in der BRD



- a)  $\text{SO}_2$ -Emission beim Sinterprozeß  
b)  $\text{SO}_2$ -Emission bei der Erzeugung  
von Hochofenkoks  
- geschätzter Verlauf mit (1)  
und ohne HTR-Einsatz (2).

Abb. 5-5:  $\text{SO}_2$ -Emission bei der Eisen- und Stahlerzeugung der BRD

## Kokserzeugung

Die  $\text{SO}_2$ -Emission bei der Kokserzeugung wird ebenso wie die Staubemission in den Vergleich der Technologien aufgenommen, da bei verstärkter Eisenschwammproduktion der Koksbedarf der Stahlindustrie (zur Roheisenerzeugung im Hochofen) stark reduziert wird. Der zur Berechnung der Kokereiemission angesetzte Koksbedarf im Hochofen ergibt sich aus der Annahme, daß der durchschnittliche spez. Koksersatz von 520 kg Koks/t Roheisen (RE) im Jahre 1971 /5-20/ auf 500 kg/t RE sinkt und dann konstant bleibt.

Die Emission von Schwefeloxiden aus Kokereianlagen, die bei der Beheizung der Koksöfen auftritt, beträgt ohne Reinigung nach /5-23/ 3,0 kg/t Koks ( $\text{SO}_2$  u.  $\text{SO}_3$ ). Mit Teilentschwefelung verringert sich der Wert auf 0,8 kg/t Koks. Aus den 40 Mill. t Kokserzeugung in der BRD (1970) und der dabei aufgetretenen  $\text{SO}_2$ -Emission von 30.000 t /5-23/ ergibt sich eine spezifische  $\text{SO}_2$ -Emission von 0,75 kg  $\text{SO}_2$ /t Koks. Für die Abschätzung der zukünftigen  $\text{SO}_2$ -Emission in Abb. 5-5 wurde ab 1980 mit einer Verminderung auf 0,6 kg  $\text{SO}_2$ /t Koks gerechnet.

### 5.2.3 Die Staubemission

#### Sintern und Pelletieren

Die Staubemission bei der Eisen- und Stahlerzeugung ist in erster Linie dem Stahlerzeugungssektor, dann den Sinteranlagen und in geringerem Maße der Kokserzeugung zuzuschreiben. Die beim Pelletieren auftretenden Staubausswürfe sind im Vergleich zum Sinterprozeß vernachlässigbar. Nicht berücksichtigt sind dabei die Staubemissionen, die im Bereich der Erzvorbereitung bereits beim Erztransport, der Erzlagerung und -behandlung entstehen. Diese Belästigungen treten sowohl beim Sintern, als auch Pelletieren auf und sind meist lokaler Art. Die beim Sinterprozeß wesentlichsten Staubquellen sind die heißen vom Sinterband abgesaugten Abgase und die Staubentwicklung beim Abkippen des Sintergutes vom Band. Zur Verminderung der Staubemission werden sowohl Abgasreinigung, als auch Raumentstaubung vorgenommen. Die geschätzte Staubemission beim Sinterprozeß betrug im Jahre 1970 in der BRD ca. 14000 t /5-17/ und /5-24/. Das entspricht bei 30 Mill. t Sinter etwa 0,5 kg

Staub pro Tonne Sinter. Dieser Wert wird in modernen Anlagen bereits heute auf ca. 0,3 kg/t Sinter gesenkt. Das entspricht bei einem Staubanfall von 12 kg pro t Sinter einer Gesamtfiltration (Band- und Raumentstaubung) von 97,5 %. Für die Abschätzung der zukünftigen in Abb. 5-6 dargestellten Staubemissionen beim Sinterprozeß wurde ab 1975 mit dieser geringeren spezifischen Emissionsmenge gerechnet.

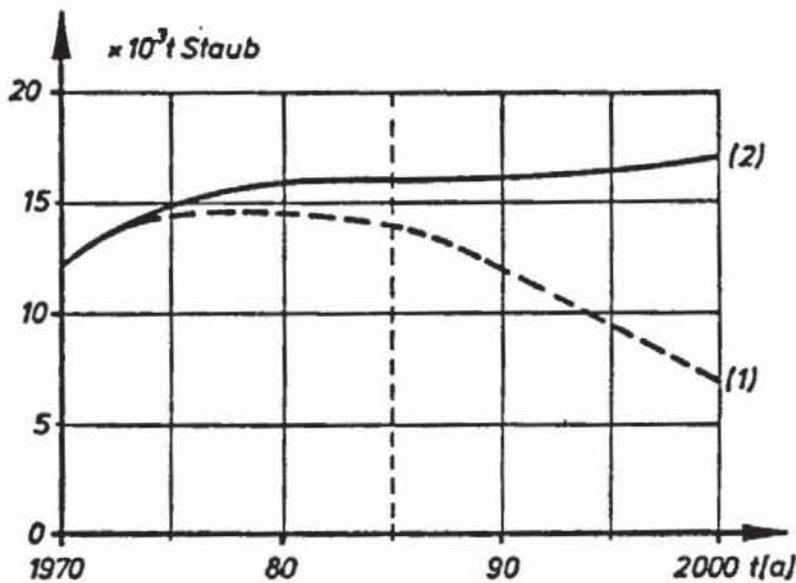


Abb. 5-6: Staubemission aus Sinteranlagen der BRD

- geschätzter Verlauf mit (1)
- und ohne HTR-Einsatz (2)

### Stahlerzeugung

Für den Vergleich der prozeßbedingten Schadstoffemissionen zwischen der Koksmetallurgie und der Eisenschwammtechnologie müssen im Stahlerzeugungssektor die Belastungen durch die Sauerstoffaufblas-, Siemens Martin- und Thomasverfahren, denen der Elektrostaehlerzeugung gegenübergestellt werden. Die unterschiedlichen spezifischen Staubauswürfe der einzelnen Verfahren sind in Tabelle 5-5 dargestellt.

Stahlerzeugungs- verfahren	spez. Emission (ohne Reinigung) [kg/t Rohstahl]	mittlerer Reinigungsgrad [%]	mittlere spez. Emission (nach Reinigung) [kg/t Rohstahl]
LD-Konverter	20	99,8 (98,5) <sup>(4)</sup>	0,04 (0,3) <sup>(4)</sup>
Siemens-Martin	2,7 - 4 <sup>(1)</sup>	98,5	0,06
Thomas-Konverter	8,5 <sup>(2)</sup> - 14	90,0	1,0
Lichtbogenofen	3 <sup>(3)</sup> - 5,3	98,5	0,06

(1) mit Sauerstoffzusatz

(2) ohne Sauerstoffzusatz

- der Wert liegt nach Angaben aus der deutschen Stahlindustrie zu tief
- man kann ansetzen: Ohne Sauerstoffzusatz ca. 14 kg Staub/t RSt  
Mit 30 % Anreicherung ca. 9 kg Staub/t RSt
- Da moderne Anlagen meist mit Sauerstoffanreicherung betrieben werden, wird mit einer durchschnittlichen Staubemission von 10 kg/t RSt gerechnet.

(3) nach /26/

(4) Beim Vergleich der Staubemissionen angesetzt Wert.

Tab. 5-5: Staubemissionsfaktoren der Stahlerzeugungsverfahren

Die spezifischen Emissionen ohne Reinigung, die nach /5-25/ aus der neueren amerikanischen Literatur stammen, stellen den Staubausschlag des reinen metallurgischen Prozesses dar. Die daneben angegebenen Reinigungsgrade entsprechen den nach /5-26/ wegen der Feinheit der Stäube und des niedrigen Emissionsgrenzwertes notwendigen Entstaubungsmaßnahmen. Um die Entstaubung auf einen Reststaubgehalt unter  $50 \text{ mg/Nm}^3$  (Sichtbarkeitsgrenze ca.  $150 \text{ mg/Nm}^3$ ) zu gewährleisten, müssen sehr aufwendige Hochleistungs-entstauber eingesetzt werden. Die Abscheidegrade sollten danach bei Lichtbogenöfen über 98,5 % und bei Konvertern über 99,8 % liegen. Die sich bei Verwirklichung dieser Maßnahmen ergebende Staubemission ist für beide Verfahren etwa gleich und insgesamt im Vergleich zu den heutigen Emissionen vernachlässigbar klein. Bei einer Stahlerzeugung von 50 Mill. t/jahr ergäbe sich eine mittlere Staubemission von etwa  $2,5 \cdot 10^3 \text{ t}$ . Um jedoch diese hohen Abscheidegrade zu erreichen, muß ein erheblicher technischer Aufwand getrieben werden, der entsprechend hohe Kosten verursacht. Hierbei führen gerade die letzten Promille

in den Filterwirkungsgraden zu einem überproportional starken Kostenanstieg. Es besteht ein erheblicher Kostenunterschied zwischen einer Entstaubung von 98,5 % (E-Stahl) und der von 99,8 % bei LD-Stahl. Um einen Unterschied in der Umweltproblematik zwischen den Elektrostahlverfahren und den prozeßbedingt mit einer größeren Staubemission behafteten, jedoch auf den gleich niedrigen Wert entstaubten LD-Stahlwerten aufzuzeigen, müßten die unterschiedlichen Kosten für die Entstaubungsmaßnahmen dargestellt werden. Dabei sind, wie bei allen in diesem Umwelt-Kapitel erwähnten Maßnahmen zur Belastungsminderung nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Betriebskosten derartiger umweltschützender Anlagen zu beachten. Da ein Kostenvergleich im Rahmen dieses Kapitels, in dem lediglich prinzipielle Unterschiede angedeutet werden sollen, nicht möglich ist, wurde eine andere Art der Darstellung gewählt. Es wird ab 1980 für alle Verfahren (außer Thomas, das dann in der BRD voraussichtlich nicht mehr zur Verwendung kommt) der für die Entstaubung des Elektroofens notwendige Filterwirkungsgrad von 98,5 % angesetzt. Die sich daraus ergebenden spezifischen Emissionen führen in Verbindung mit der geschätzten zukünftigen Stahlerzeugung der einzelnen Verfahren (Abb. 2-43 und 2-46) zu der in Abb. 5-7 dargestellten Staubemission bei der Stahlerzeugung. Die Wahl der gleichen Filterwirkungsgrade besagt nicht, daß die Entstaubungskosten die gleichen sind; sie bietet lediglich eine bessere Vergleichsmöglichkeit der unterschiedlichen Umweltbelastungen. Die verschiedenen Stahlerzeugungsverfahren erfordern ebenfalls unterschiedliche Verfahren der Entsorgung, die mit anderen Kosten behaftet sind. So ist die Entstaubung moderner Lichtbogenöfen nach /5-27/ wirtschaftlicher durchzuführen, als die bei älteren Stahlerzeugungsverfahren.

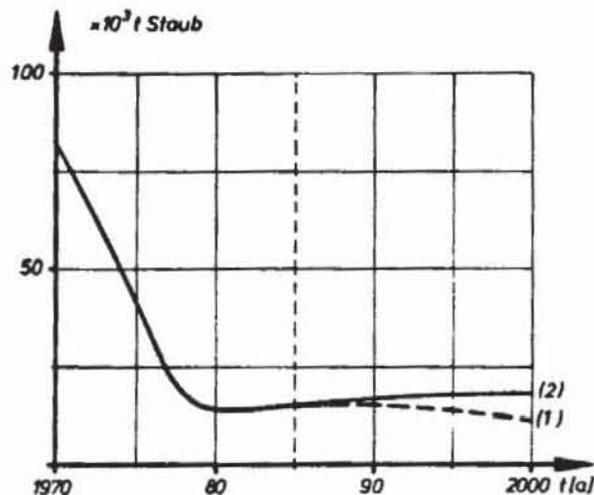


Abb. 5-7: Staubemission aus Stahlerzeugungsanlagen der BRD  
- geschätzter Verlauf mit (1) und ohne HTR-Einsatz (2)

Zum Vergleich der für die zukünftige Staubemission angesetzten Werte mit denen des Jahres 1972 /5-28/ dient die Darstellung in Tab. 5-6. Die zum Teil viel höheren spezifischen Emissionsdaten können verschiedene Ursachen haben. Maßnahmen zur Luftreinhaltung sind nicht überall in genügendem Maße verwirklicht und teilweise werden noch veraltete, nicht entstaubte Anlagen betrieben. Die Staubemissionen von 1972 enthalten Verschmutzungen, die nicht nur beim reinen Stahlerzeugungsprozeß, sondern bei Nebenarbeiten (z. B. Füllen und Leeren der Konverter, Be- und Entladen der Mischer) aufgetreten sind.

Stahlerzeugungsverfahren	Frzeugung	Staubemission	spez. Gesamt-emission
	10 <sup>6</sup> t	10 <sup>3</sup> t	kg Staub/t RSt
Sauerstoff-Aufblas-Konv.	28,2	14	0,5
Siemens-Martin-Ofen	8,3	14	1,7
Thomas-Konverter	2,7	30	11,1
Lichtbogenofen	4,5	9	2
Summe	43,7	67	-

Tab. 5-6: Staubemission bei der Stahlerzeugung der BRD 1972

### Kokserzeugung

Die Staubemission aus Kokereianlagen enthält wie die SO<sub>2</sub>-Emission nur den dem Hochofenkoksverbrauch entsprechenden Anteil. Die spezifische Staubemission aus Kokereianlagen ist in der folgenden Tabelle nach /5-23, 5-29/ dargestellt. Dabei ist zu beachten, daß der Staubanfall beim Drücken des Kokses wegen der noch in nur ungenügendem Maße durchgeführten Entsorgungsmaßnahmen auch in der zweiten Spalte mit 0,4 kg/t Koks angesetzt werden muß.

Betriebsvorgang	Staubanfall kg/t Koks		
	ohne Entstaubung	mit Entstaubung	mit verbesserter Entst.
Füllen des Koksofens	0,15	max. 0,015	0,01
Drücken des Kokses	0,4	(0,4)	0,04
Löschen des Kokses	0,35	max. 0,070	0,07
Behandlung des Kokses	1,5	max. 0,030	0,015
Summe	2,40	0,515	0,135

Tab. 5-7: Staubemission aus Kokereianlagen

Insgesamt ergibt sich aus Tab. 5-7 für 1970 nach Entstaubung eine spezifische Emission von 0,515 kg Staub pro Tonne Koks. Die gemessene Emission lag 1970 mit 26.000 t Staub bei 40 Mill. t Koks /5-23/(entsprechend 0,65 kg/t Koks) in der gleichen Größenordnung.

Bei der Abschätzung der zukünftigen Staubemission können jedoch einige Verbesserungen in der Entstaubungstechnik berücksichtigt werden. Als wesentliches ist eine Entstaubung beim Drücken des Koks um 90 % auf 0,04 kg/t Koks zu erwarten /5-30/. Die Summe der verbesserten Werte ergibt eine auf 0,135 kg/t Koks verringerte Staubemission. Wie die Differenz bei den Werten von 1970 zeigt, ist anzunehmen, daß dieser geringe spezifische Wert in der Summe der Belastungen praktisch nicht ganz erreicht wird. Es wird daher für die Berechnungen ab 1980 eine durchschnittliche spezifische Staubemission bei der Steinkohlenkokserzeugung von 0,2 kg/t Koks angesetzt.

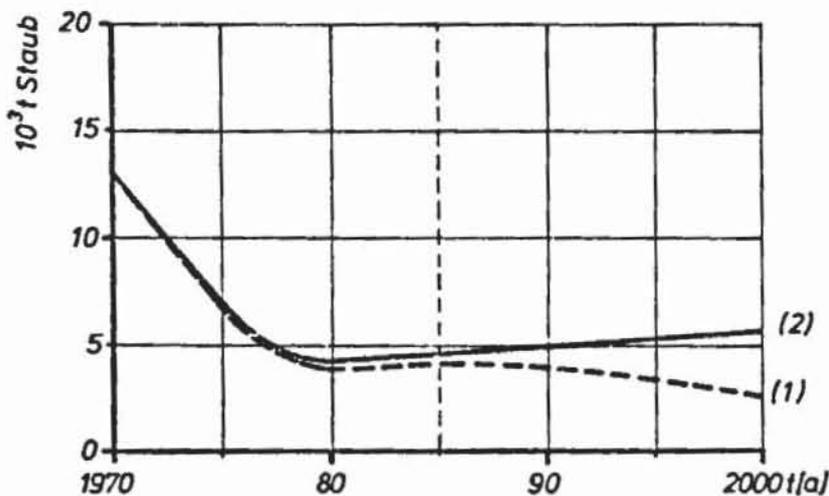


Abb. 5-8: Anteilmäßige Staubemission aus Kokereianlagen der BRD

- geschätzter Verlauf mit (1)
- und ohne HTR-Einsatz (2)

In der folgenden Abbildung sind die einzelnen Staubemissionen der Abbildungen 5-6, 5-7, 5-8 zur Staubemission bei der Eisen- und Stahlerzeugung addiert. Da in der Darstellung Bereiche wie Erzlagerung und Transport, sowie der gesamte Walzwerkssektor nicht enthalten sind, werden die Gesamtemissionen der Eisen- und Stahlindustrie etwas höher liegen. Die Veränderung der Umweltbelastung, die sich bei verstärktem Einsatz der Eisenschwammtechnologie ergeben kann, und die hier darzustellen war, wird davon nicht berührt.

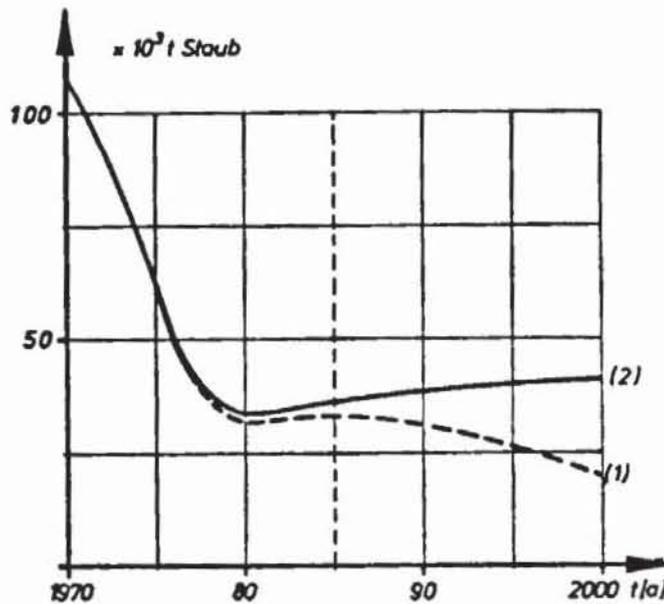


Abb. 5-9: Staubemission bei der Eisen- und Stahlerzeugung der BRD  
- geschätzter Verlauf mit (1) und ohne HTR-Einsatz (2)

#### 5.2.4 Fluor- und andere Emissionen Sintern und Pelletieren

Die Sinteranlagen werden als Ventil für die meisten sich in den Hüttenstaubkreisläufen ansammelnden unerwünschten Bestandteile wie Blei, Zink, Mangan, Kupfer, Fluor und Chlor bezeichnet. Dies trifft insofern zu, als die in den Filtern gesammelten Staubmengen beim Sinterprozeß zum Teil wieder eingesetzt werden. Beim Pelletieren sind nicht nur die Verhältnisse bei  $\text{SO}_2$  und Staub bedeutend günstiger, auch die Emissionen von toxischen Metalloxiden und Fluor haben keine so große Bedeutung. Die Reinigung der Abgase von Fluorbestandteilen gilt beim Pelletieren im Gegensatz zum Sintern als gelöst /5-31/.

Fluor wird in erster Linie durch den Einsatz phosphorhaltiger Erze in den Sinterprozeß eingebracht. Dabei hat jedoch das Prozeßgeschehen einen entscheidenden Einfluß auf den Fluorgehalt des Abgases. Der Fluorgehalt des Abgases fällt mit steigendem Basengrad des Sinters steil ab /5-26/. Da der Basengrad jedoch durch die Hochofenfahrweise bestimmt sein kann, ergibt sich bei der Verringerung der schädlichen Fluoremission ein Zielkonflikt.

Über die tatsächliche Fluoremission können an dieser Stelle keine Aussagen gemacht werden, da diese außerdem von den Vorgängen im Abgasstrom abhängt; auch hier können sich durch Umsetzung von freiem Calciumoxid zu Calciumfluorid unschädliche, beständige Fluorverbindungen bilden.

#### Roheisen- bzw. Eisenschwammerzeugung

Neben der bereits erwähnten indirekten Beteiligung über die Sinteranlagen trägt die Roheisenerzeugung im Hochofen in geringerem Maße auch unmittelbar zur Umweltbelastung bei. So verursacht der Hochofen mit seinen Nebenanlagen (z. B. Winderhitzer, Roheisenentschwefelung, Schlackenbehandlung und Deponie) nach /5-31/ Emissionen von Staub, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S. Diese Belastungen können hier nicht quantifiziert werden, da hierüber kaum Datenmaterial zur Verfügung steht. Der Hochofen selbst wird mit seinen technischen Verbesserungen wie z. B. doppelter Gichtverschluß, Möller-Absiebung und Wegfall der Rohgasfackeln in neueren Veröffentlichungen /5-17, 5-24, 5-32/ als umweltfreundlich bezeichnet.

Die Eisenschwammerzeugung mit Wasserstoff kann aus der Sicht der Umweltbelastung als problemlos angesehen werden. Die in einem geschlossenen Kreislauf geführten Schachtofenabgase bestehen in erster Linie aus Wasserdampf und Wasserstoff, wobei das H<sub>2</sub> wieder dem Prozeß zugeführt und der Wasserdampf zu H<sub>2</sub>O kondensiert wird.

#### Stahlerzeugung

Bei der Stahlerzeugung tritt neben der Staubemission eine ebenfalls nach Verfahren unterschiedliche Umweltbelastung durch andere Schadstoffe auf.

Die wegen der Beheizung von SM-Öfen mit schwefelhaltigen Brennstoffen (z. B. Heizöl S) auftretende SO<sub>2</sub>-Emission ist rückläufig, da der Anteil des Verfahrens sinkt. Sie betrug nach /5-24/ im Jahre 1970 weniger als 10 % der SO<sub>2</sub>-Emission beim Sinterprozeß und wird daher in Abb. 5-5 vernachlässigt. Die im Heizöl enthaltenen Schwefel- und geringen Fluoranteile werden zum Großteil in der Schlacke gebunden.

Im Gegensatz zum Elektrostahlverfahren muß bei Oxygen- und SM-Stahl auch der Emission von  $\text{NO}_x$  und CO Beachtung geschenkt werden, die wiederum stark vom Prozeßgeschehen beeinflusst wird. In /5-26/ wird für die Stickoxidkonzentration im Abgas von SM-Öfen ein Bereich von 24 bis 670 ppm angegeben. Die  $\text{NO}_x$ -Konzentration verringert sich mit der Herabsetzung des Luftüberschusses bei der Ölbeheizung. Daraus ergibt sich jedoch der Zielkonflikt einer unvollständigen Verbrennung mit der damit verbundenen höheren Kohlenmonoxid- und Rauchemission und einem evtl. geringeren thermischen Wirkungsgrad.

Der Zielkonflikt einer erhöhten CO-Emission ergibt sich ebenfalls beim Übergang zur unterdrückten Verbrennung im LD-Konverter. Dabei ist das CO kaum abzufackeln, da die Abgaszusammensetzung in diesem Bereich meist unter der Brennbarkeitsgrenze liegt.

#### Kokserzeugung

Neben den Staub- und  $\text{SO}_2$ -Emissionen treten bei Kokereianlagen auch andere gasförmige und geruchsintensive Stoffe, wie z. B. Schwefelwasserstoff, Ammoniak, Phenol und Kohlenwasserstoffe auf. Die Abwässer aus Kokereien sind im Gegensatz zu den Abwässern der Eisen- und Stahlerzeugung auch organisch belastet; das macht notwendigerweise eine aufwendige biologische Behandlung erforderlich. Die Phenol- und ammoniakhaltigen Wässer sind mit Spuren von Zyanid, Sulfit und Thiozyanat belastet /5-23/.

#### Reduktionsgaserzeugung

Da in den Vergleich der Umweltbelastung zwischen Koksmetallurgie und Eisenschwammtechnologie auf der konventionellen Seite die Kokserzeugung anteilmäßig mit aufgenommen wurde, muß auf der anderen Seite auch die Reduktionsgaserzeugung zur Eisenerzdirektreduktion berücksichtigt werden. In dieser Arbeit wird von der Reduktion mit reinem Wasserstoff ausgegangen, der entweder durch Umwandlung fossiler Rohstoffe oder durch Wasserspaltung mittels hochtemperaturiger nuklearer Wärme erzeugt wird. Bei der Wasserstoffherzeugung durch Wasserspaltung entstehen keine nennenswerten Schadstoffe; der bei diesem Prozeß gleichzeitig anfallende Sauerstoff kann in einer Vielzahl

technischer Verfahren, u. U. sogar zur Umweltverbesserung, Verwendung finden /5-33/. Verfahren zur Sauerstoffanreicherung gefährdeter Gewässer befinden sich bereits in der Erprobung.

Die Synthesegaserzeugung aus fossilen Rohstoffen führt ebenfalls zu keiner bedeutenden Schadstoffbildung. Die geringfügige Leckage von CO kann vernachlässigt werden. Schwefelemissionen treten nicht auf, da der Schwefel zu H<sub>2</sub>S überführt und in einer Gaswäsche vom Synthesegasgemisch getrennt wird. Der Schwefelwasserstoff kann anschließend in einer "Claus-Anlage" zu elementarem Schwefel umgewandelt werden. Das bei der Synthesegaserzeugung in die Atmosphäre gelangende Kohlendioxid ist im herkömmlichen Sinne nicht als Schadstoff zu bezeichnen. CO<sub>2</sub> führt regional zu keinerlei Belastungen; über globale Effekte, die dabei auftreten können, werden z. Z. Untersuchungen angestellt /5-34/.

Das CO<sub>2</sub> kann darüber hinaus auch sinnvoll weiterverwendet werden. Als Vergasungsmittel kommt es zusammen mit Wasserdampf bei der Methanspaltung zum Einsatz. Man erhält so ein CO-haltiges Gas, das in der Methanolsynthese Verwendung findet oder z. B. über die Fischer-Tropsch-Synthese zur Kunststoffherzeugung benötigt wird (siehe Kap. 2.2.1).

#### 5.2.5 Radiologische Belastung

Der mit dem Kernenergieeinsatz verbundenen verminderten Umweltbelastung bei der Eisen- und Stahlerzeugung steht eine geringe radiologische Belastung gegenüber. Aus den in Tab. 5-4 angegebenen spezifischen Schadstoffemissionen bei Hochtemperaturreaktoren und der einsatzbaren Reaktorleistung (Abb. 2-47) ergibt sich die radiologische Belastung für NRW im Jahre 2000 wie folgt:

Schadstoff	spezifische Emission	Reaktorleistung	Schadstoffemission
	/μ Ci/kWh	MW <sub>th</sub>	10 <sup>3</sup> Ci
Xe - 133	0,34	8700	9,43
Kr - 85	0,03		0,84

Tab. 5-8: Radiologische Schadstoffemission bei HTR-Einsatz zur Eisen- und Stahlerzeugung in NRW im Jahre 2000  
(Wasserstoffherzeugung durch Methanspaltung; 8000 h/a)

Literaturverzeichnis zu Kapitel 5

- /5-1/ Stratmann, H. ; Röper, B. : Zielsetzung im Bereich des Immissions-  
schutzes, Verkehrs- und Wirtschaftsverlag Dr. Bergmann,  
Dortmund 1972
- /5-2/ van Haut, "Staub", Bd. 21, 1961
- /5-3/ Jansen, P. ; Jordan, S. ; Schikarski, W. : Vergleichende Modellstudie  
der atmosphärischen Schadstoffbelastungen durch Kraftwerke,  
KFZ-Karlsruhe, Institut für Angewandte Reaktorphysik
- /5-4/ Bonnenberg, H. ; Meinecke, J. : Kernreaktoren als Beitrag zum  
Umweltschutz, JÜL-778-RG
- /5-5/ Häberle, M. : Luftreinhalung in der chemischen Industrie; eine  
Übersicht über Abgas/Abluft-Reinigungsverfahren mit Ergebnissen  
der BASF AG, Chemiker-Zeitung, 95. Jahrgang (1971), Nr. 10
- /5-6/ Reinhaltung der Luft, VDI-Berichte 149, 1970
- /5-7/ Reine Luft für morgen. Studie, herausgegeben vom Minister für  
Arbeit, Gesundheit und Soziales des Landes NRW, Febr. 1972
- /5-8/ Engelhardt, H. : Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential von  
Hochtemperaturreaktoren in der Industriegruppe Chemie...  
JÜL-966-RG, Juni 1973
- /5-9/ Bükler, H. et al. : Kernenergie und Umwelt, JÜL-929-HT-WT,  
KFK-1366, März 1973
- /5-10/ Kernenergie und Umwelt, Studie, im Auftrag des BMBW, durch-  
geführt vom KFZ-Karlsruhe und der KFA-Jülich
- /5-11/ Umwelteinflüsse der Kernenergieanlagen. Beiträge zur Umwelt-  
gestaltung, Heft 31. Erich-Schmitt-Verlag, Berlin, 1971
- /5-12/ Kuhlmann, A. : Einführung in die Probleme der Kernreaktorsicherheit  
VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1967
- /5-13/ Schikarsky, W. : Kernenergie und Umwelt, Atom und Strom,  
18 (1972)
- /5-14/ Merz, E. ; Schulten, R. : Umweltprobleme bei der nuklearen Energie-  
erzeugung. Erschienen Alma Mater Agnensis, 1971, Aachen
- /5-15/ Buch, A. : Planung und Standortwahl von Kraftwerken, Krauskopf-  
Verlag, Mainz, 1973
- /5-16/ Wärme und Kraftbedarf der Industriebetriebe, Geschäftsbericht des  
TÜV Stuttgart, Energie, Jahrgang 21, Nr. 11

- /5-17/ Eickelpasch, D. : Umweltschutz in der Stahlindustrie,  
Umwelt-Report, S. 237
- /5-18/ VDI-Richtlinie Nr. 2090, 1961
- /5-19/ Brocke, W. : Schwerpunkte der SO<sub>2</sub>-Emission, S. 98/109  
aus: VDI-Bericht 149, 1970
- /5-20/ Stahleisen-Kalender 1973, Verlag Stahleisen Düsseldorf
- /5-21/ pers. Mitt. deutsche Schwedenerz GmbH 1974
- /5-22/ pers. Mitt. Wirtschaftsvereinigung Eisen und Stahl  
- Betriebswirtschaftliches Institut -
- /5-23/ Bundesminister des Innern  
Materialien zum Umweltprogramm der Bundesregierung 1971  
zu Drucksache VI/2710  
- Projektgruppe IXa Montanindustrie III Industriebereich  
Steinkohle S. 365/370
- /5-24/ - Projektgruppe IXa Montanindustrie VI Industriebereich  
Eisen und Stahl, Seite 379/388  
aus: siehe /5-23/
- /5-25/ Eickelpasch, D. : Spezielle Probleme der Luftreinhaltung bei  
Stahlerzeugungsprozessen, Seite 274/278  
aus: siehe /5-19/
- /5-26/ Eickelpasch, D. ; Kahnwald, H. ; Tichy, H.  
Der Einfluß des Prozeßgeschehens auf die Emissionen und  
Folgerungen zu deren Verminderung  
Stahl und Eisen 92 (1972) Nr. 12, S. 575/581
- /5-27/ Jansen, H. A. : Großtechnische Lichtbogenöfen zur Stahlherstellung  
Chemie - Ing. -Tech. 46 (1974), Nr. 4, S. 136/38
- /5-28/ Kahnwald, H. ; Kreutzer, H. W. ; Marchand, D.  
Staub- und Gasanfall bei der Elektrostahlerzeugung und Möglich-  
keiten zur Emissionsverminderung durch geeignete Erfassungs-  
und Entstaubungssysteme  
aus: Proceedings of the third international Clean Air Congress-  
Düsseldorf 1973  
VDI-Verlag
- /5-29/ Breidenbach, D. ; Eisenhut, W. :  
Maßnahmen zur Einschränkung der Kokereiemission  
aus: siehe /5-28/

- /5-30/ pers. Mitt. Eis enhut, W.  
Steinkohlenbergbauverein, Essen 1974
- /5-31/ Reine Luft für morgen - Utopie oder Wirklichkeit?  
Minister für Arbeit, Gesundheit und Soziales des Landes NRW, 1972
- /5-32/ Wysocki, H. : Hochofen und Direktreduktion  
Technische Mitteilungen, Heft 8, August 1973, S. 359/361
- /5-33/ Eich, P.  
Diss. TH-Aachen in Vorbereitung
- /5-34/ Niehaus, R.  
Diss. TH-Aachen in Vorbereitung

Kapitel 6

- 6.       **Ausblick auf neuere systemtechnische Methoden zur Analyse der energiewirtschaftlichen Entwicklung des Landes NRW**
- 6.1      **Anwendung systemtechnischer Methoden für regionale wirtschaftliche Studien**
- 6.2      **Entwurf eines kybernetischen Simulationsmodells für die Gesamtanalyse der Energiewirtschaft des Landes NRW**

Abbildungsverzeichnis zu Kapitel 6

Abb. 6-1: Einbettung der Energiewirtschaft.

Abb. 6-2: Grundstruktur für ein energiewirtschaftliches Regionalmodell NRW.

## 6. AUSBLICK AUF NEUERE SYSTEMTECHNISCHE METHODEN ZUR ANALYSE DER ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN ENT- WICKLUNG DES LANDES NRW.

### 6.1 Systemforschung und Regionalplanung

Die Lösung des Energieproblems wird weltweit vor dem Hintergrund einer sich abzeichnenden Energiekrise in der öffentlichen und politischen Diskussion als eine der dringendsten, besonders die Industrieländer angehenden Aufgaben bezeichnet. Für die zukünftige Entwicklung des Landes NRW trifft dies infolge seiner geschichtlich gewachsenen Bedeutung als Industrieviertel und Energielieferant für die BRD und Europa in einem besonderen Maße zu. Die Krise des Steinkohlenbergbaus und dadurch ausgelöst die Probleme der Erhaltung der Arbeitsplätze und der Wirtschaftskraft sowie die damit verknüpften sozialen Probleme haben zweierlei deutlich gemacht: Das erste ist die zentrale Bedeutung, die die Energiewirtschaft für eine hochindustrialisierte Region hat, das andere nicht minder wichtige war die Verdeutlichung der vielfältigen Abhängigkeiten und Interaktionen der Energiewirtschaft mit den anderen Wirtschaftsbereichen.

Bezieht man auch noch die nicht zuletzt durch das exponentielle Wachstum des Energieverbrauchs mit verursachten Problemen der Umweltzerstörung sowie seine wirtschaftlichen und sozialen Implikationen mit in die Überlegungen ein, so wird deutlich, daß die Probleme der Energiewirtschaft nicht mehr isoliert, sondern nur unter Beachtung übergeordneter Zusammenhänge lösbar sind. Dies bedeutet eine ganzheitliche Problembetrachtung, in die die Wechselwirkungen der Energiewirtschaft mit der übrigen Wirtschaft, mit der Biosphäre, der Gesellschaft und der technischen Entwicklung sowie eventuelle Sachzwänge aus diesen Bereichen in die Energieplanung mit einfließen. Abb. 6-1 mag dies verdeutlichen.

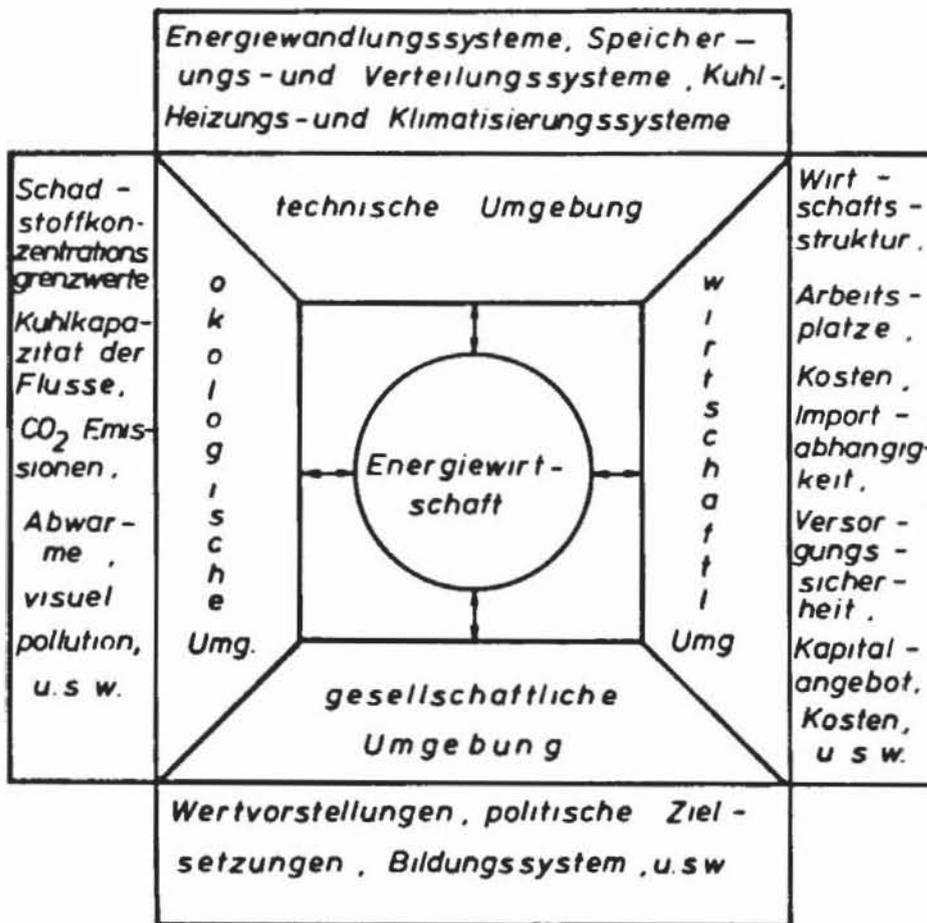


Abb. 6-1: Einbettung der Energiewirtschaft

Es war nicht das Ziel dieser Untersuchung, eine Gesamtanalyse der Energiewirtschaft des Landes NRW unter Berücksichtigung sozialer, ökonomischer, ökologischer und technischer Aspekte zu erstellen.

Da bei der Bearbeitung dieses Forschungsauftrages - dies zeigen auch die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Ergebnisse - infolge der Komplexität der Probleme die Grenzen einer isolierten Betrachtung sichtbar wurden, halten die Bearbeiter es für sinnvoll und nützlich, als Abschluß dieser Studie einige Gedanken und Vorschläge zu entwickeln, welche die methodische Vorgehensweise sowie Grundlagen für eine dynamische Gesamtanalyse der regionalen Entwicklung des Landes NRW aufzeigen. Diese Erläuterungen stellen gleichzeitig Vorschläge für weitere notwendige, auf diese Studie aufbauende, Forschungen dar.

Wie bereits angedeutet, sind die Probleme der Energieversorgung in einer hoch-industrialisierten Region wegen ihrer mannigfaltigen Wechselwirkungen und Auswirkungen auf die Bereiche der übrigen Wirtschaft, auf die Umwelt und letztlich auch wegen ihrer gesellschaftlichen Relevanz nicht als rein technische Probleme lösbar. Der technische Fortschritt führte zu immer größeren, komplizierten und miteinander vermaschten, sich gegenseitig beeinflussenden Systemen in Wirtschaft und Gesellschaft. Für die Energieplanung bedeutet dies, daß neben die technischen und ökonomischen Gesichtspunkte neue Sachzwänge ökologischer, regionalwirtschaftlicher und gesellschaftlicher Art getreten sind, die die Planung zunehmend beeinflussen werden. Es ist also notwendig geworden, die Energieplanung in die regionalwirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Zielsetzungen zu integrieren.

Intuitive Planungs- und Entscheidungsmethoden, deren Grenzen bereits bei technischen Problemen sichtbar wurden, reichen für eine derart motivierte Energieplanung zur Beurteilung der Vor- und Nachteile bestimmter planerischer und technologischer Optionen nicht aus. Adäquate Methoden zur Erarbeitung von Entscheidungshilfen für derart komplexe Systeme stellt die Systemforschung zur Verfügung.

Zur Darstellung der Struktur und der Dynamik eines komplexen Systems bedient sie sich in der Regel eines mathematischen Modells, das so angelegt ist, daß alternative Entscheidungen und ihre Folgen mit diesem Modell dargestellt werden können. Es besteht also die Möglichkeit, optimale Eingriffsstrategien zu erarbeiten. Dabei ist nicht nur die Aussage über die zutreffende Maßnahme oder den erforderlichen Eingriff von Bedeutung, ebenso wichtig ist die Bestimmung ihres Zeitpunkts, der entscheidend von der Trägheit des Systems, d. h. seinen internen Verzögerungen bestimmt wird.

Im folgenden Abschnitt werden die Ziele und die Modellansätze für ein regionales Energiemodell NRW erläutert, das durch die Erfassung und Verknüpfung der technischen, wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und ökologischen Aspekte der Energieversorgung in NRW Entscheidungshilfen für die Energieplanung in diesem Lande geben kann.

## 6.2 Entwurf eines kybernetischen Simulationsmodells für die Gesamtanalyse der Energiewirtschaft des Landes NRW

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für die Erhaltung und Entwicklung der Funktionsfähigkeit der Regionalwirtschaft in NRW ist die Bereitstellung eines ausreichenden kostengünstigen Energieangebots. Die in NRW im Zusammenhang mit der Energieversorgung stehenden Probleme lassen sich einteilen in diejenigen die aus dem exponentiellen wirtschaftlichen Wachstum resultieren und diejenigen, die durch die sich vollziehenden Strukturänderungen in der Wirtschaft des Landes NRW verursacht werden. Einige der für die Energiewirtschaft aktuellen Probleme lassen sich wie folgt kennzeichnen:

### 1. Exponentielle Zunahme der Energienachfrage

Unter der Voraussetzung einer weiteren wirtschaftlichen Expansion wird mit einem exponentiellen Wachstum der Energienachfrage zu rechnen sein. Dies stellt enorme Anforderungen an den Ausbau der Energieversorgungssysteme im Bezug auf den Kapital- und Standortbedarf.

### 2. Strukturveränderungen bei der Energiebedarfsdeckung

Die Strukturveränderungen in der Energiewirtschaft waren durch die Substitution der Kohle durch die flüssigen und gasförmigen Energieträger gekennzeichnet. Sie haben für den Steinkohlenbergbau eine Reihe folgenschwerer ökonomischer und für das Land NRW regionalpolitischer Probleme geschaffen.

### 3. Importabhängigkeit

Der Rückgang des Anteils der heimischen Kohle am gesamten Primärenergieaufkommen führte zu einer wachsenden Importabhängigkeit, aus der eine Reihe von Problemen für die Versorgungssicherheit resultieren.

### 4. Versorgung der Ballungsgebiete

Die Bildung von industriellen Ballungsgebieten mit ihrem räumlich konzentrierten Energiebedarf wirft neue Probleme für den Energietransport und die Energieverteilung auf.

### 5. Umweltbelastung

Hierunter sind die mannigfaltigen Probleme der Beeinflussung der Umwelt durch die Energieversorgung (Schadstoffemission, Abwärme, Visual pollution, Lärm usw.) zu verstehen.

Eine genauere Betrachtung dieser Probleme, zu denen noch die Probleme der übrigen Wirtschaft hinzukommen, zeigt, daß sie untereinander korreliert, d. h. voneinander abhängig sind. So ist z. B. die Importabhängigkeit nicht zuletzt eine Folge der Strukturänderungen des Energiebedarfs und der wachsende Energiebedarf vergrößert die Umweltproblematik.

Maßnahmen zur Lösung dieser Probleme können nur dann sinnvoll sein, wenn ihre Folgen für das Gesamtsystem, d. h. die Region NRW, wünschenswert sind. Optimale Lösungen für Teilbereiche des Systems, z. B. für die Energiewirtschaft, müssen nicht auch optimal für die Gesamtwirtschaft sein. Hier gilt es die Zielsetzungen der Teilbereiche den regionalen Zielsetzungen unterzuordnen.

Entscheidungen über die im Sinne der Zielsetzungen optimalen Maßnahmen können wegen der Komplexität und Unüberschaubarkeit der Zusammenhänge jedoch nur dann sinnvoll werden, wenn ein Instrumentarium existiert, welches die Folgewirkungen von Maßnahmen umfassend, d. h. mit den Auswirkungen für die Gesamtentwicklung simulieren und beurteilen kann. Zur vollständigen Charakterisierung der Interdependenzen und zur Erklärung der regionalen Entwicklungstendenzen ist daher ein Modell erforderlich, das eine große Anzahl miteinander gekoppelter ökonomischer, technischer, soziologischer und demographischer Variabler enthält und in der Lage ist, Folgen alternativer Entscheidungsstrategien vergleichbar darzustellen.

Ein derartiges regionales Energieplanungsmodell für NRW wird aus vier Teilbereichen aufgebaut sein. Der Energienachfragesektor führt den Energiebedarf auf seine verursachenden Faktoren (Bevölkerung, Industrielle Produktion, usw.) zurück. Er beschreibt den industriellen Energiebedarf durch die wirtschaftliche Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftssektoren und den Bedarf der Haushalte durch das verfügbare Einkommen, welches wiederum durch die Wirtschaftsentwicklung determiniert wird. Der Energieangebotssektor umfaßt die gesamte Energiewirtschaft von der Primär- bis zur Endenergiestufe. Er beschreibt dynamisch die Substitutionsprozesse unter den einzelnen Primär- und Sekundärenergieträgern unter Beachtung von Kriterien wie Energieträgerpreise, Verfügbarkeit, Nutzungseigenschaften, Kapitalbedarf, Standortanforderungen und Umweltfreundlichkeit. Die Investitionen für den Ausbau der Energieversorgungssysteme werden berechnet und eventuelle Verzögerungen beim Ausbau der

können aufgezeigt werden. Teilmodell drei ermittelt die Bevölkerungsentwicklung durch die natürliche Bevölkerungsbewegung (Geburten- und Sterbefälle) sowie durch die wohnungs- und arbeitsorientierte Bevölkerungswanderung. Der Umweltsektor schließlich beschreibt die ökologischen Auswirkungen der industriellen Produktion und des Energieverbrauchs, aber auch die Rückwirkungen und Sachzwänge einer zunehmenden Umweltzerstörung auf diese Bereiche. Die einzelnen Modellsektoren stehen natürlich nicht isoliert nebeneinander, sie sind durch Informations- und Materialströme wechselseitig miteinander gekoppelt.

Abb. 6-2 zeigt die Grundstruktur mit den wichtigsten Beziehungen für ein Regionalmodell NRW.

Die wesentlichen Interaktionen sind in fünf Loops dargestellt:

1. Zusammenhang zwischen Einkommen, Bevölkerung, privatem Verbrauch und Bruttoregionalprodukt.
2. Verknüpfungen von Kapitalstock, Erwerbstätigen, Bruttoregionalprodukt und Investitionen.
3. Beziehungen zwischen Energieverbrauch und Energieversorgungskapazität.
4. Abhängigkeiten zwischen Energieressourcen und Energiekosten.
5. Wirkung der Informationen über die Umweltgefährdung durch Emissionen und Abwärme auf die spez. Emissionsfaktoren und die Energiekosten.

Die in Abb. 6-2 dargestellte Grundstruktur gibt nicht die notwendige Disaggregation in den verschiedenen Modellbereichen wieder.

Im Sinne der Zielsetzungen ist eine Disaggregation des Produktionsbereichs, auf verschiedene Industriesektoren, des Energiesektors auf die verschiedenen Energieträger und Umwandlungsstufen und des Umwandlungssektors auf die unterschiedlichen Schadstoffe erforderlich.

Die zahlreichen Interdependenzen der Modellvariablen und die Forderung nach der Darstellung des Systemverhaltens machen die Erstellung eines kybernetischen Simulationsmodells erforderlich. Kybernetische Simulationsmodelle basieren auf der Anwendung regelungs- und entscheidungstheoretischer Erkenntnisse zur Darstellung der Struktur und des Verhaltens komplexer Systeme. Sie stellen die Feedback-Struktur eines Systems durch die Zustandsgrößen des Systems (z. B. Bevölkerung, Produktionsanlagen, usw.) und die sie verändernden Raten

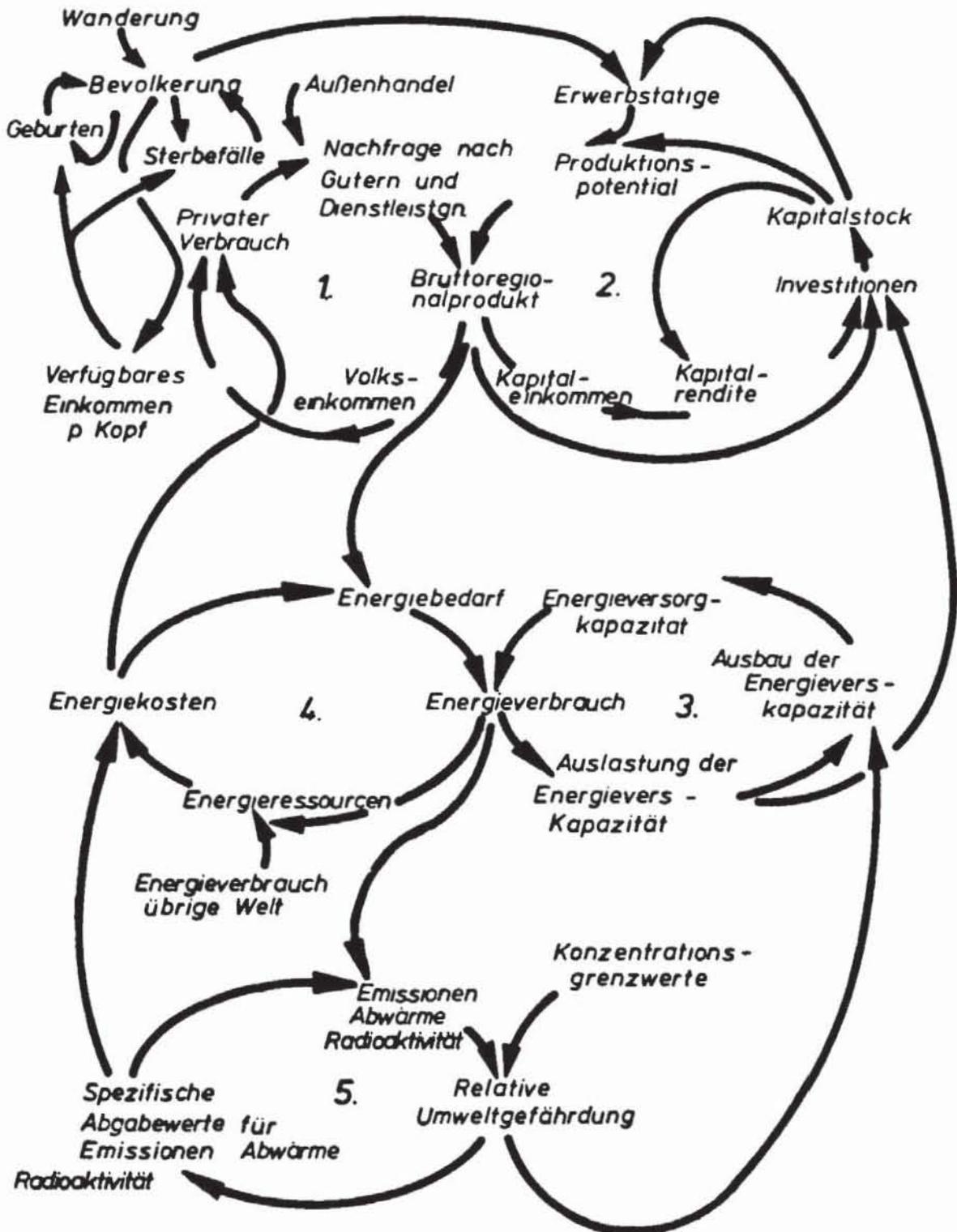


Abb. 6-2: Grundstruktur für ein energiewirtschaftliches Regionalmodell NRW

(Geburten- und Sterbefälle, Investitionen und Abschreibungen) dar. Das System wird dabei durch ein System gekoppelter Differentialgleichungen beschrieben, die auf dem Rechner approximativ gelöst werden. Kybernetische Simulationsmodelle sind schon für zahlreiche komplexe Problemstellungen, darunter auch für Probleme der Energiewirtschaft und der Regionalplanung, entwickelt und erfolgreich angewendet worden /6-1, 6-2, 6-3, 6-4, 6-5/.

Mit dem hier nur im Ansatz konzipierten Simulationsmodell ließen sich neben den allgemeinen Fragen wie die nach der wirtschaftlichen Entwicklung und den dabei möglichen kritischen Zuständen sowie nach notwendigen und wünschenswerten technischen Innovationen auch spezielle Fragestellungen, z. B. nach den Auswirkungen von Subventionen für den Steinkohlebergbau oder nach optimalen Maßnahmen zur Steigerung der Energieversorgungssicherheit beantworten.

Literatur zu Kapitel 6

- 6-1 Hamilton, H. R. , et al.  
Systems Simulation for Regional Analysis. An Application to River-  
Basin Planning  
MIT-Press 1969
- 6-2 Forrester, J. W.  
World Dynamics  
Wright-Allen Press Inc. , Cambridge 1971
- 6-3 Forrester, J. W.  
Urban Dynamics  
MIT-Press, Cambridge 1968
- 6-4 Meadows, D. H.  
The Limits to Growth  
Universe Books, New York, 1972
- 6-5 Voss, A.  
Ansätze zur Gesamtanalyse des Systems Mensch-Energie-Umwelt  
KFA-Jülich, Jül-982-RG, Juli 1973