

KfK 2703
ASA/ZE-12/78
Februar 1979

Konsequenzen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

Studienleiter: H. Paschen
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

Teil III: Wirtschaftliche Fragen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

D. Brune, R. Coenen, F. Conrad,
S. Klein, H. Paschen, H. Scheer

Kernforschungszentrum Karlsruhe

K E R N F O R S C H U N G S Z E N T R U M K A R L S R U H E

Abteilung für Angewandte Systemanalyse

KfK 2703
ASA/ZE-12/78

KONSEQUENZEN DES GROSSTECHNISCHEN EINSATZES DER KERNENERGIE
IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Studienleiter: H. Paschen

Teil III: Wirtschaftliche Fragen des großtechnischen Einsatzes
der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

D. Brune, R. Coenen, F. Conrad,
S. Klein, H. Paschen, H. Scheer

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

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

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
ISSN 0303-4003

Konsequenzen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

Teil III: Wirtschaftliche Fragen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

Zusammenfassung

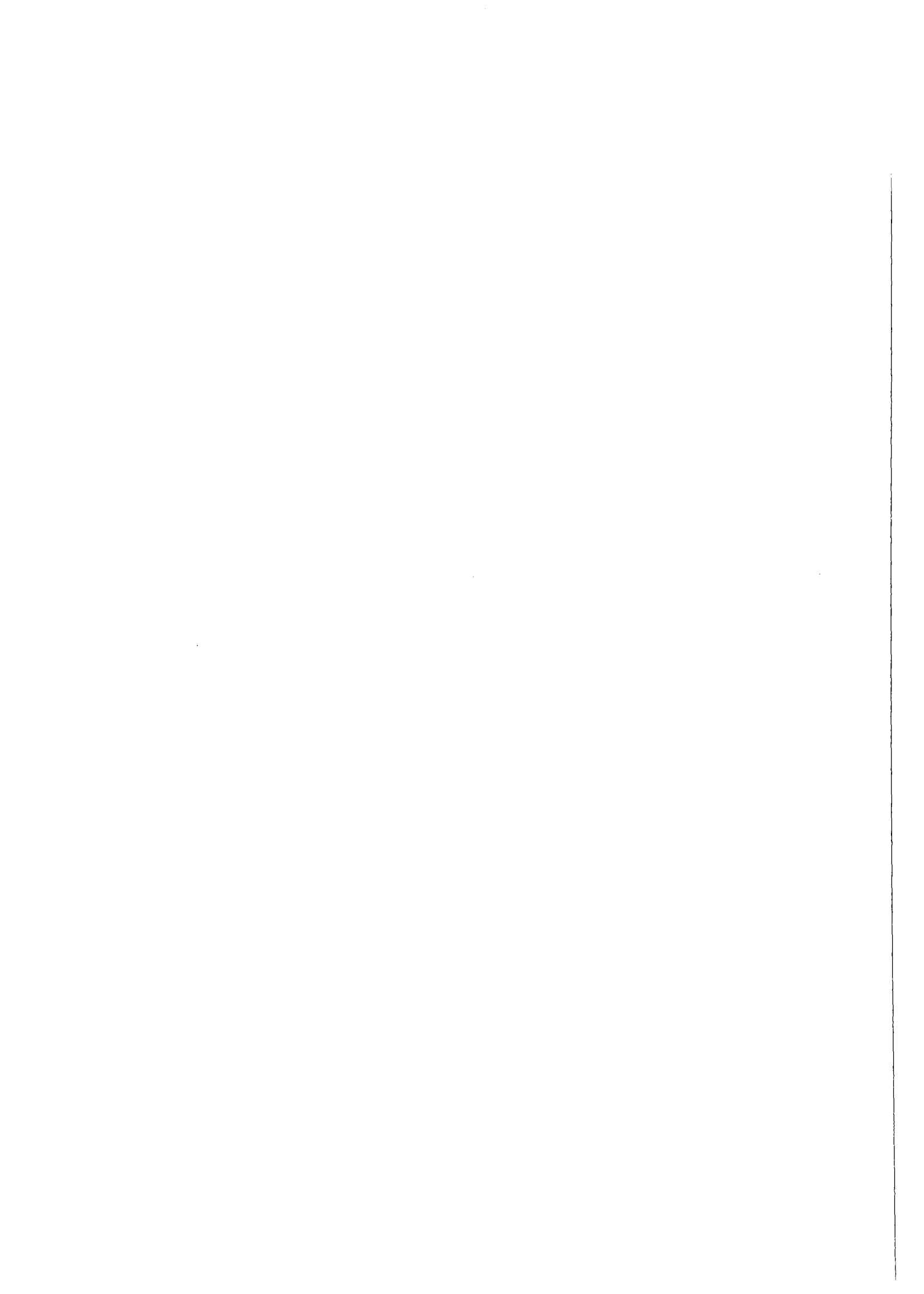
In dieser Teilstudie werden ausgewählte ökonomische Fragen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie behandelt. Zunächst wird der zukünftige Bedarf an Kernenergie im Rahmen von Modelldarstellungen der Energieversorgung bei Verwirklichung gesamtwirtschaftlicher Zielsetzungen begründet. Zwischen diesen Modellprojektionen und der gegenwärtigen Zubausituation bei der Kernenergie werden Verbindungslinien gezogen. Aufgrund der dabei festgestellten Diskrepanzen können Stromversorgungsschwierigkeiten bei anhaltenden Verzögerungen im Kernenergieausbau in der Mitte der 80er Jahre nicht ausgeschlossen werden. Mögliche Folgen eines verzögerten Kernenergieausbaus, insbesondere in Hinblick auf die Arbeitsmarktsituation, sowie Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromversorgungsschwierigkeiten werden analysiert. Es folgen ein Vergleich der Stromerzeugungskosten bei Kohle- und Kernkraftwerken und eine Analyse des erforderlichen finanziellen Volumens und der Finanzierungsmöglichkeiten des weiteren Ausbaus der Kernenergie. Abschließend wird die Bedeutung des Exports nukleartechnischer Anlagen für die deutsche kerntechnische Industrie und die gesamte Volkswirtschaft diskutiert.

Consequences of Large-scale Implementation of Nuclear Energy in the Federal Republic of Germany

Part III: Economic Problems of the Large-scale Implementation of Nuclear Energy in the Federal Republic of Germany

Abstract

In this part of the study, selected questions concerning the economic aspects of the large-scale implementation of nuclear energy are discussed. First, the future contribution of nuclear energy towards covering total expected energy demand is defined within the framework of model projections designed with a view to fulfilling important overall economic goals. A comparison of these model projections with the present situation regarding the installation of nuclear power plants in the Federal Republic of Germany reveals discrepancies which might, in the case of prolonged delays, result in shortages of electricity supply in the mid-eighties. The potential impacts of such delays, especially with regard to the situation on the labour market, as well as strategies to avoid difficulties in the supply of electricity, are analysed. This is followed by a comparison of the costs of electricity generation by coal-fired and nuclear power plants and by an analysis of the problem of financing the further implementation of nuclear energy. In a final chapter, the importance of the export of nuclear power plants for the German nuclear industry and for the economy as a whole is discussed.



Die Studie "Konsequenzen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland" wurde im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen (AGF) erstellt.

Sie umfaßt die folgenden Teilstudien:

- Teil I: Anforderungen an die Versorgung mit Kernbrennstoffen und mögliche Versorgungsprobleme bei einem großtechnischen Einsatz der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland
- Teil II: Fragen der Brennstoffentsorgung bei einem großtechnischen Einsatz der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland
- Teil III: Wirtschaftliche Fragen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland
- Teil IV: Umweltauswirkungen von Kernkraftwerken und Anlagen des kerntechnischen Brennstoffkreislaufs
- Teil V: Die Akzeptanzproblematik der Kernenergie
- Teil VI: Kernmaterialüberwachung

Autoren* (Teil III):

Kapitel 1:	R. Coenen, F. Conrad
Kapitel 2:	F. Conrad
Kapitel 3:	R. Coenen, F. Conrad
Kapitel 4:	D. Brune
Kapitel 5:	S. Klein
Kapitel 6:	H. Paschen, H. Scheer

* Kernforschungszentrum Karlsruhe
Abteilung für Angewandte Systemanalyse (AFAS)

Teil III:

Wirtschaftliche Fragen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie
in der Bundesrepublik Deutschland

G l i e d e r u n g

Zusammenfassung

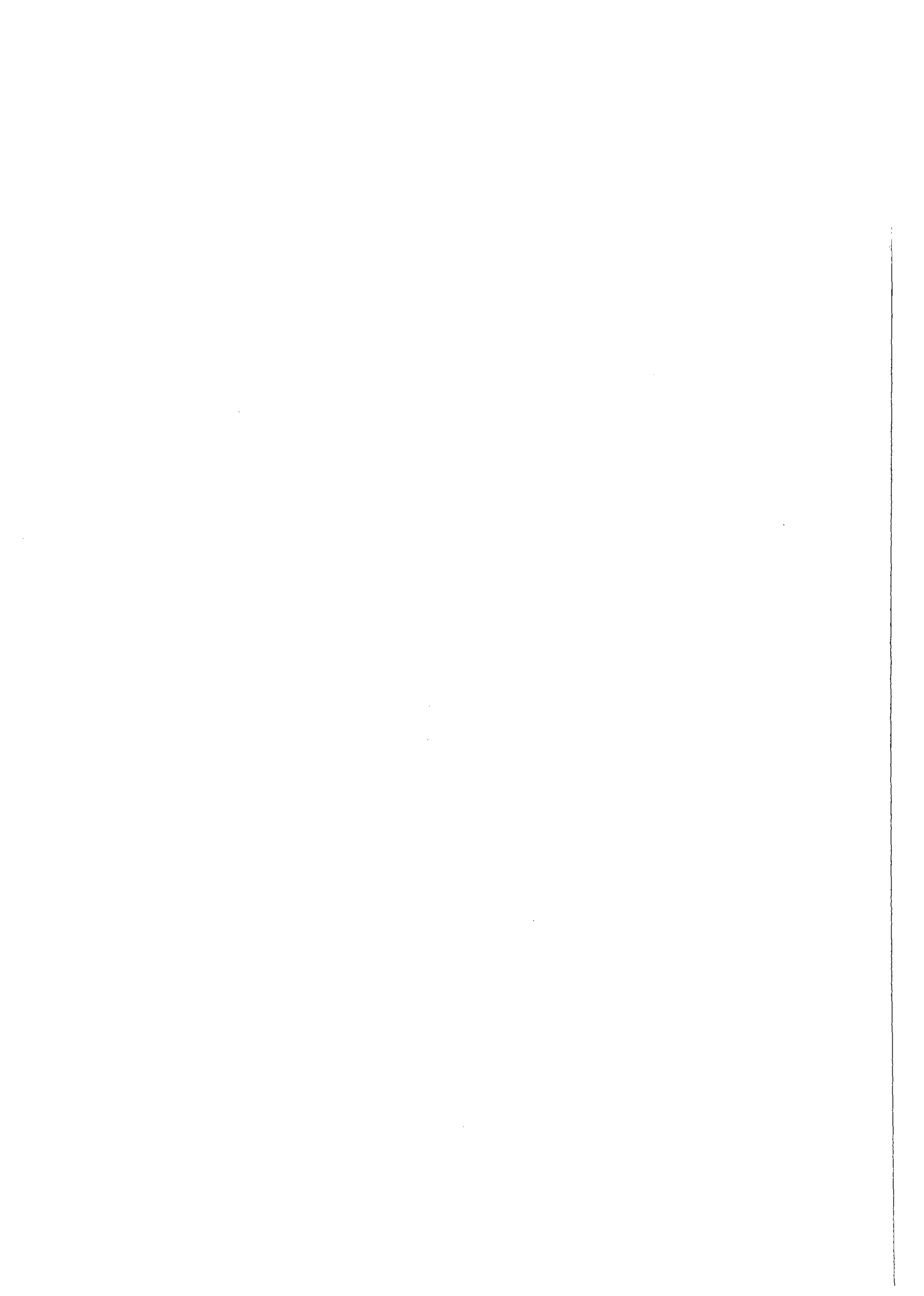
1. Einführung
2. Kernenergie-Nutzung bei Verwirklichung wirtschafts-
und energiepolitischer Hauptziele
 - 2.1 Energiepolitische Prognosen und Projektionen
 - 2.2 Kernenergie-Einsatz bei Vollbeschäftigung
 - 2.2.1 Energiepolitik und Vollbeschäftigungsstrategien
 - 2.2.2 Demographische Entwicklung, beschäftigungspolitisch
wünschenswertes Wachstum und Energiebedarf
 - 2.3 Kernenergie-Einsatz bei zuverlässiger und umwelt-
schonender Versorgung
 - 2.3.1 Energiepolitische Grundziele, Prioritätenfragen und
Bewertungsprozesse
 - 2.3.2 Verringerung der Ölabhängigkeit
 - 2.3.3 Erhöhung der Stromversorgungssicherheit
3. Versorgungs- und Beschäftigungsprobleme des verzö-
gerten Kernenergie-Einsatzes
 - 3.1 Vergleich der Projektionen für 1985, 1990 und 2000
mit den Schätzungen und Erwartungen im Energiepro-
gramm der Bundesregierung
 - 3.1.1 Prognose und Projektion für das Jahr 2000
 - 3.1.2 Prognose und Projektion für das Jahr 1990
 - 3.1.3 Prognose und Projektion für das Jahr 1985

- 3.2 Kernkraftwerksmangel und seine Problematik für die Stromversorgung
 - 3.2.1 Kernkraftwerkslücke 1985
 - 3.2.2 Ausgleich des Erzeugungsdefizits
 - 3.2.3 Ausgleich des Leistungsdefizits
- 3.3 Beschäftigungspolitische Effekte eines verzögerten Kernenergieausbaus
 - 3.3.1 Beschäftigungseffekte unterlassener oder verzögerter Kernkraftwerksinvestitionen
 - 3.3.2 Beschäftigungspolitische Folgen unzureichender Stromversorgung
- 4. Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken
 - 4.1 Einleitung
 - 4.2 Vergleich der Stromerzeugungskosten bei einzelwirtschaftlicher Kalkulation
 - 4.2.1 Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung: Barwertverfahren und Annuitätenverfahren
 - 4.2.2 Zusammensetzung und Einflußgrößen der Erzeugungskosten
 - 4.2.3 Vergleichende Darstellung verschiedener Kostenrechnungen
 - 4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Elektrizitätserzeugenden Industrie
 - 4.4 Volkswirtschaftliche Kostenüberlegungen
 - 4.4.1 Mehrbelastung bei Ersatz geplanter Kernkraftwerke durch Steinkohlekraftwerke
 - 4.4.2 Soziale Kosten der Stromversorgung
- 5. Finanzierungsfragen des Kernenergieausbaus
 - 5.1 Einleitung
 - 5.2 Das finanzielle Volumen von Kernkraftwerkszubauprogrammen
 - 5.2.1 Überblick über verschiedene Berechnungen zum finanziellen Volumen des Kernenergieausbaus bis 1985
 - 5.2.2 Einschätzung der finanziellen Realisierbarkeit eines störungsfreien Kernenergieausbaus auf mittlerem Niveau
 - 5.3 Finanzielle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Planungs- und Bauverzögerungen bei Kernkraftwerksinvestitionen

- 5.4 Einschätzung des Finanzierungsinstrumentariums der Elektrizitätswirtschaft
 - 5.4.1 Die Innenfinanzierung
 - 5.4.2 Die Außenfinanzierung
 - 5.4.3 Sonderformen der Finanzierung
- 5.5 Einschätzung des Zugangs der Elektrizitätswirtschaft zu den Finanzmärkten

- Anhang 5.1 Berechnungen zum finanziellen Volumen eines umfassenden Kernenergieausbauprogramms zwischen 1974 und 1985
- Anhang 5.2 Berechnungen des Mehraufwands bei Planungs- und Bauverzögerungen von Kernkraftwerksprojekten

- 6. Chancen und Probleme des Exports kerntechnischer Anlagen
 - 6.1 Einleitung
 - 6.2 Der weltweite Kernenergiebedarf bis zum Jahre 2000
 - 6.3 Der internationale Markt für Kernenergietechnik
 - 6.3.1 Marktstruktur und Marktzugang
 - 6.3.2 Das Angebot an kerntechnischen Anlagen
 - 6.3.3 Die Hauptanbieterländer
 - 6.3.4 Die Nachfrageseite
 - 6.4 Die Probleme der Nichtverbreitung von Kernwaffen und der Export nuklearer Technologien
 - 6.4.1 Der Vertrag über die Nichtverbreitung von Kernwaffen (NV-Vertrag)
 - 6.4.2 Suppliers' Club, INFCE, Nuclear Non-Proliferation Act



Zusammenfassung

I. Vorbemerkungen

Im Verlaufe der Diskussion um die Kernenergie wurden auch Fragen aufgeworfen und kontrovers diskutiert, die die Notwendigkeit und den erforderlichen Umfang des Kernenergieeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland (Kapitel 2), die Folgen einer Verzögerung des weiteren Ausbaus der Kernenergie (Kapitel 3), die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie gegenüber der Kohle im Bereich der Stromerzeugung (Kapitel 4), die Finanzierbarkeit des Kernenergieausbaus (Kapitel 5) und die Bedeutung des Exports kerntechnischer Anlagen für die deutsche kerntechnische Industrie und die gesamte Volkswirtschaft (Kapitel 6) betreffen. In dieser Teilstudie werden diese ökonomischen Fragen der Kernenergienutzung analysiert. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Analyse werden im folgenden zusammengefaßt.

II. Kernenergienutzung bei Verwirklichung wirtschafts- und energiepolitischer Hauptziele

In diesem Kapitel wird der zukünftige Bedarf an Kernenergie im Rahmen von Modelldarstellungen der Energieversorgung bei Verwirklichung gesamtwirtschaftlicher Zielsetzungen begründet. Diese Modelldarstellungen bzw. Projektionen haben normativen Charakter, d.h. sie sollen die anzustrebenden Entwicklungen markieren und abstrahieren zunächst von den Durchsetzungsproblemen, liefern aber andererseits Begründungen für Maßnahmen zur Verstärkung zielkonformer Tendenzen.

In der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 1985 und 1990 stellt die Wiederherstellung der Vollbeschäftigung in Anbetracht des bis zum Ende der 80er Jahre zunehmenden Angebotsdrucks auf dem Arbeitsmarkt

die übergeordnete Zielsetzung dar, der die Energiewirtschaft durch bedarfsorientiert ausreichende Bereitstellung möglichst preisgünstiger Energie gerecht werden soll.

In der längerfristigen Perspektive bis zum Jahre 2000 tritt in Anbetracht schwindender Erdölvorräte die Forderung nach Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch Umstrukturierung des Verbrauchs in Richtung auf einen möglichst geringen Ölanteil in den Vordergrund.

Im Rahmen einer Vollbeschäftigungspolitik besteht die Aufgabe der Energiepolitik darin, durch ausreichende Bereitstellung preisgünstiger und umweltfreundlicher Energie eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg von Vollbeschäftigungsbemühungen auf finanz-, währungs- und lohnpolitischem Gebiet zu schaffen. Bei Berücksichtigung der absehbaren Zunahme des Erwerbspersonenpotentials und der derzeitigen Arbeitslosenzahl wäre zur Wiederherstellung der Vollbeschäftigung bis 1990 ein jahresdurchschnittliches Wachstum des Bruttosozialprodukts von 4,8 % ab 1979 notwendig, wenn man arbeitsmarktpolitische Maßnahmen (z.B. Arbeitszeitverkürzungen), deren Entlastungseffekte allerdings nicht zu hoch eingeschätzt werden sollten, nicht in Betracht zieht. Aus energiepolitischer Sicht wäre dann bei einer 7 %igen Verbesserung des spezifischen Energieverbrauchs mit einem Primärenergiebedarf von 625 Mio t SKE in 1990 zu rechnen. Um Zielverzichte im Hinblick auf eine umweltfreundliche und versorgungssichere Energieversorgung zu vermeiden, wäre es erforderlich, daß die Kernenergie dazu einen Beitrag von 108 Mio t SKE leistet. Daraus leitet sich eine erforderliche Kernkraftwerkskapazität von 53 GW_e in 1990 ab. Dieser Ausbau dürfte zumindest noch zeitlich realisierbar sein. Allerdings müßte bei diesem Umfang der Kernenergienutzung gleichzeitig auch der Kohleeinsatz noch beträchtlich erhöht werden, nämlich um 35 % gegenüber 1977, ohne daß dadurch ein Ansteigen des Ölverbrauchs um 32 % vermeidbar wäre.

Mit einem Wachstum des Sozialprodukts von jährlich 4,8 % ab 1979 könnte bis 1985 ein volkswirtschaftlicher Beschäftigungsstand erreicht werden, der in etwa um den natürlichen Zuwachs an Erwerbspersonen (ca. 0,8 Mio) besser ist als heute. Dieses Nahziel einer wirtschaftspolitischen Strategie "Vollbeschäftigung 1990" wäre bei einer Verringerung der Energieintensität des Sozialprodukts um 4 % mit einem Primärenergiebedarf von 510 Mio t SKE verbunden. Von diesem müßten 52 Mio t SKE von der Kernenergie übernommen werden, wenn man davon ausgeht, daß eine Erhöhung des Kohlebeitrags um 20 % und eine Senkung des (relativen) Ölanteils von 52 % auf 45 % angestrebt wird und möglich ist. Zur Verstromung des genannten Kernbrennstoffbeitrags zum Primärenergieaufkommen 1985 würden 26 GW_e ausreichen.

Die langfristige Sicherheit der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland ist nach allgemeiner Ansicht am stärksten durch die hohe Mineralölabhängigkeit gefährdet. Angesichts der sich abzeichnenden Verknappung des Erdöls ist es notwendig, bis zum Jahre 2000 den Mineralölbeitrag zum Primärenergieaufkommen nicht nur relativ, sondern absolut beträchtlich zu reduzieren.

Geht man davon aus, daß der Treibstoffbedarf des Straßenverkehrs im Jahre 2000 dank Einsparung, Elektrifizierung und Benzinersatz 20 % niedriger sein könnte als heute, so ist dafür bei Zugrundelegung der gegenwärtigen Ausbringungsstruktur ein Erdöleinsatz in den Raffinerien von 150 Mio t SKE erforderlich. Die dabei anfallenden Mengen an Rohbenzin für die Chemie und an Heizöl liegen aber um 63 Mio t SKE unter dem bis dahin unter realistischer Berücksichtigung der Einsparmöglichkeiten zu vermutenden Bedarf.

Der Gesamtbedarf an Energieträgern zum Zwecke des Ölersatzes könnte mit Strom zu 58 % und mit Veredlungsprodukten aus Steinkohle für energetische und nicht-energetische Zwecke zu 35 % gedeckt werden. Dabei ist bemerkenswert, daß das primärenergetische Verhältnis von aufgewendeter Substitutionsenergie zur ersetzten Ölmenge im Falle des Stroms günstiger ausfällt als im Falle der Kohleveredlungsprodukte. Regenerative Energie-

quellen (Sonne, Wind etc.) sowie Fernwärme können nur einen vergleichsweise geringen Beitrag von 7 % hierzu leisten. Da eine Übernahme des Gesamtbedarfs an Ölsubstitutionsenergie durch die Kohle bei realistischen Förderungs- und Einfuhrschätzungen nicht möglich erscheint, erfordert die Deckung des substitutiven Strombedarfs einen Mehreinsatz der Kernenergie. Im Rahmen einer gegenüber heute deutlich weniger ölabhängigen Energieversorgung für das Jahr 2000, bei welcher ein Erdölbeitrag von nur 150 Mio t SKE (gegenüber etwa 200 Mio t SKE 1978) bei einem Gesamtprimärenergieverbrauch von 625 Mio t SKE ausreicht, hätte deshalb die Kernenergie einen Gesamtbeitrag von 200 Mio t SKE (fast ausschließlich zur Stromerzeugung) zu leisten. Erforderlich wäre hierzu eine installierte Kapazität von 95 GW_e.

In Anbetracht des im Rahmen der Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" quantifizierten Bedarfs an Strom zur Ölsubstitution einerseits und der Standort- und Genehmigungsproblematik andererseits dürfte es für das störungsfreie Gelingen des Substitutionsprozesses sehr darauf ankommen, den Zubaubedarf durch äußerst rationellen Kraftwerkseinsatz zu minimieren. Eine Rationalisierung des Kraftwerkbetriebs ließe sich erreichen, wenn es möglich wäre, die Stromnachfrage im Zeitablauf ohne Komfort- und Produktionseinschränkungen so zu vergleichmäßigen, daß der Mittellastbereich zugunsten des Grundlastbereiches verkleinert wird. Eine solche Umverteilung der Netzbelastung, die nicht mit dem Kappen von Lastspitzen verwechselt werden darf, kann über elektronische Regeleinrichtungen auf der Verbraucherseite erfolgen, die es dem Erzeuger ermöglichen, Stromnachfrage mit Hilfe von Steuerimpulsen je nach der Lastsituation zeitlich zu verschieben. Die Nachfrageschiebung ist durch selektive Begrenzung der von einem Abnehmer beanspruchten Leistung mittels Maximum-Regler zu ergänzen.

Durch solche Maßnahmen könnten sowohl die durchschnittlich eingesetzte Leistung als auch die erforderliche Reserveleistung reduziert werden. Es wird gezeigt, daß eine gesteuerte Verschiebung der Stromnachfrage theoretisch die Zubauplanung bis 2000 ohne Sicherheitseinbuße in der Größenordnung von insgesamt 20 GW_e ent-

lasten könnte und daß damit ein nennenswerter Beitrag zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung geleistet werden könnte. Ob bzw. inwieweit das aufgezeigte Rationalisierungspotential der Kraftwerksunterhaltung bei irgendeiner Anschlußquote überhaupt realisierbar ist, hängt von der Höhe der bei den privaten und gewerblichen Verbrauchern in zumutbarer Weise zeitlich verschiebbaren Inanspruchnahme des Netzes ab.

Die Finanzierung der hierzu notwendigen Investitionen seitens der Stromverbraucher könnte durch staatliche Investitionszuschüsse sowie durch das Angebot von günstigen Sondertarifen erleichtert werden. Letzteres dürfte für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen möglich sein, da eine solche Rationalisierung des Kernkraftwerkeinsatzes für sie tendenziell zu Betriebs- und Kapitalkostensparnissen führen würde.

III. Versorgungs- und Beschäftigungsprobleme des verzögerten Kernenergieeinsatzes

Zieht man zwischen den oben dargestellten wirtschafts- bzw. energiepolitisch bestimmten Projektionen und der gegenwärtigen Kernenergiezubaussituation Verbindungslinien, so ergeben sich gravierende Diskrepanzen zwischen der derzeitig erwartbaren und der wirtschafts- und energiepolitisch wünschenswerten Entwicklung des Kernenergieausbaus. Bei einer nüchternen Beurteilung der derzeitigen Zubaussituation bei der Kernenergie ist bis 1985 nur mit einer installierten Kernenergiekapazität von etwa 18 GW_e zu rechnen. Dies würde bedeuten, daß selbst die nach den neuesten Energiegutachten der energiewissenschaftlichen Institute für erforderlich gehaltene installierte Leistung von 24 GW_e nicht erreicht würde.

Bei der Diskussion von Möglichkeiten zur Schließung dieser Kernenergie-lücke ist zwischen dem Erzeugungs- und dem Leistungsproblem

zu unterscheiden. Das Erzeugungsproblem könnte, wie gezeigt wird, durch Mehreinsatz von Kohle, Öl und Gas in den vorhandenen und den bis 1985 gemäß Planung hinzukommenden fossilen Kraftwerken gelöst werden, wenn die Verstromungsbestimmungen entsprechend revidiert und Umweltbedenken zurückgestellt würden. Problematisch ist der Ausgleich des Leistungsdefizits, denn durch die zusätzliche Beanspruchung fossiler Kraftwerke zum Ausgleich der im Grundlastbereich fehlenden Kernkraftwerke entsteht ein Leistungsdefizit im Mittellastbereich. Bis 1985 könnte dieses durch Ausnahmeregelungen auf der Verbraucher- und Erzeugerseite (zeitweiliges Einschaltverbot stromintensiver Geräte, Inanspruchnahme von Reserveleistung) notdürftig ausgeglichen werden. Bei weiteren Verzögerungen im Kernenergieausbau dürften jedoch solche Notmaßnahmen nicht mehr ausreichen, da sich das Leistungsdefizit rasch vergrößern würde.

Im Zusammenhang mit der Verzögerung im Kernenergieausbau sind in der Öffentlichkeit auch in starkem Maße die beschäftigungspolitischen Folgen diskutiert worden. Zu unterscheiden sind hier beschäftigungspolitische Folgen des Ausfalls von Kernkraftwerksinvestitionen einerseits und von Stromversorgungsschwierigkeiten andererseits.

Weiter anhaltende Verzögerungen im Kernkraftwerksbau könnten in der ersten Hälfte der 80er Jahre je nach Ausmaß der Verzögerungen zu Beschäftigungsausfällen von 25 000 bis 70 000 Mannjahren pro Jahr gegenüber einem störungsfreien Ausbau führen. Auch wenn man eine Kompensation der Investitionsausfälle im Kernkraftwerksbau durch Bau zusätzlicher Kohlekraftwerke in Erwägung zieht, dürfte sich zunächst an der derzeit unbefriedigenden Beschäftigungslage im Kraftwerksbau wenig ändern, da die Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung dieser Kraftwerke zu berücksichtigen sind. Zu vernachlässigen sind auch nicht die strukturellen Beschäftigungsprobleme in der kerntechnischen Industrie, die bei weiteren Verzögerungen oder gar einem längeren Moratorium für die dort Tätigen zu Verlusten ihres Arbeitsplatzes führen und für die kerntechnischen

Unternehmen eine Beeinträchtigung ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit mit sich bringen könnten.

Die beschäftigungspolitischen Folgen größerer Stromversorgungsschwierigkeiten sind kaum überschaubar. Aufgrund der psychologischen Wirkung von Stromversorgungsschwierigkeiten auf Investitionsneigung und Konsumverhalten dürften die Produktions- und Beschäftigungsausfälle noch weit höher sein, als es die Verknappung des Stroms eigentlich erfordern würde. Stromversorgungsschwierigkeiten müssen deshalb auf jeden Fall vermieden werden. Dabei ist allerdings davon auszugehen, daß größere Stromversorgungsschwierigkeiten 3 bis 5 Jahre im voraus vorhersehbar sind, so daß noch ein gewisser zeitlicher Spielraum für gegensteuernde Maßnahmen gegeben sein dürfte.

IV. Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken

Die Analyse der Kosten der Stromversorgung konzentriert sich auf einen Vergleich der Stromerzeugung aus Kern- und Kohlekraftwerken, da nach den energiepolitischen Vorstellungen der Bundesregierung in der nächsten Zeit nur Kern- und Kohlekraftwerke zugebaut werden sollen. Wegen der Vielzahl bereits vorliegender Kostengutachten wird auf eigene Berechnungen verzichtet. Das Kapitel enthält aber eine ausführliche Darstellung und Analyse der Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung (Barwert- und Annuitätenverfahren) sowie Sensitivitätsuntersuchungen bezüglich verschiedener Kostenfaktoren.

Die Auswertung der verschiedenen Gutachten ergibt, daß in allen Fällen die Stromerzeugungskosten für das erste Betriebsjahr bei Kernkraftwerken im Grundlastbereich geringer sind als bei Kohlekraftwerken, im Durchschnitt aller Gutachten etwa um 3 Dpf/kWh. Das Ausmaß der Kostendifferenz ist allerdings von Rechnung zu Rechnung sehr verschieden, was vornehmlich auf unterschiedliche Annahmen bezüglich der Investitionskosten und der Inflationsent-

wicklung zurückzuführen ist. In den jüngsten Gutachten werden noch Berechnungen der Stromerzeugungskosten für die gesamte Lebensdauer eines Kraftwerks vorgenommen. Diese Berechnungen weisen die Kernenergie als besonders kostengünstig aus, wenn die Kapitalkosten, deren Anteil bei Kernkraftwerken wesentlich höher ist als bei Kohlekraftwerken, als während der Lebensdauer konstant angenommen werden.

Die Analyse der Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von Änderungen einzelner Kostenfaktoren (Sensitivitätsuntersuchungen) ergibt, daß bei der Kernenergie die Empfindlichkeit der Stromerzeugungskosten insbesondere in bezug auf die Anlagekosten und die Bauzeit relativ groß ist, also in bezug auf Kostenfaktoren, für die in den letzten Jahren große Abweichungen von den vorgesehenen Daten zu verzeichnen waren. Relativ unempfindlich sind dagegen die Stromerzeugungskosten bei der Kernenergie gegenüber Uranpreissteigerungen und Mehrkosten bei der Wiederaufarbeitung und Entsorgung.

Die bisher referierten Ergebnisse beziehen sich auf den Wirtschaftlichkeitsvergleich neu zu bauender Kraftwerke und abstrahieren von den spezifischen Randbedingungen der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich aus der Sicht der Energieversorgungsunternehmen muß die jeweiligen Produktions-, Kosten- und Nachfragetendenzen berücksichtigen, um die kostengünstigste Zubaustrategie zu ermitteln. Solche Analysen werden allerdings hier nicht durchgeführt. Grundsätzlich dürfte aber die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie immer dann gegeben sein, wenn Kernkraftwerke zur Deckung der Grundlast herangezogen werden.

Für eine umfassende volkswirtschaftliche Kostenbetrachtung müssen neben den einzelwirtschaftlichen Kosten auch die sozialen Kosten berücksichtigt werden, d.h. die Kosten, die im Zusammenhang mit der Stromproduktion bei Dritten und der Allgemeinheit anfallen. Hier ergeben sich vielfältige Probleme bei der Eingrenzung zu berücksichtigender Kostenfaktoren, bei deren Zurechnung, Erfassung,

Quantifizierung und Bewertung. Dies trifft in besonderem Maße für die negativen Auswirkungen der Stromproduktion auf andere Produktionsaktivitäten und auf die Lebensbedingungen (sog. externe Effekte) zu. Deren kostenmäßige Erfassung ist, wie die Diskussion einiger Versuche in dieser Richtung zeigt, bisher noch nicht in befriedigender Weise möglich. Lediglich für staatliche Leistungen zur Sicherstellung der Stromproduktion in Form von Forschungs- und Entwicklungsausgaben oder Subventionszahlungen, die auch unter die sozialen Kosten subsumiert werden können, ist - allerdings unter vereinfachenden Annahmen - eine Quantifizierung möglich. Die entsprechenden Modellrechnungen führen zu folgenden Ergebnissen: Bei einer installierten Kernkraftwerkskapazität von 10 000 MW, die in der Bundesrepublik im Jahre 1978 in etwa erreicht werden dürfte, ergibt die Berücksichtigung der staatlichen Forschungs- und Entwicklungsausgaben im Zusammenhang mit der Leichtwasserreaktor-Technologie eine Mehrbelastung der Stromerzeugungskosten von 0,64 Dpf/kWh. Die Subventionszahlungen für die Verstromung deutscher Steinkohle führen zu einer Entlastung der einzelwirtschaftlichen Gestehungskosten. Berücksichtigt man die wichtigsten Subventionsarten nach den Verstromungsgesetzen, so errechnet sich eine Kostenentlastung von 0,8 Dpf/kWh.

V. Finanzierungsfragen des Kernenergieausbaus

Die Frage nach der Finanzierbarkeit des Kernenergieausbaus wird vor dem Hintergrund der generellen Investitions- und Investitionsfinanzierungssituation der Elektrizitätswirtschaft analysiert.

Zur Bestimmung der Finanzierungsanforderungen, die auf die Elektrizitätswirtschaft durch den Ausbau der Kernenergie zukommen, werden vorliegende Berechnungen ausgewertet und eine eigene Überschlagsrechnung vorgenommen. Obwohl die vorliegenden Berechnungen von inzwischen nicht mehr realistischen Kernenergieausbauplanungen (zwischen 40 000 und 50 000 MW bis 1985) ausgehen, spiegeln sie

doch für heute in etwa zutreffende Größenordnungen des finanziellen Volumens wider, weil der inzwischen erfolgten Reduzierung der Ausbauplanung ein in etwa gleich großer gegenläufiger Trend bei der Entwicklung der Gesamtaufwendungen je Kernkraftwerk gegenübersteht.

Die eigenen Überschlagsrechnungen, die auf der Grundlage der jüngsten energiepolitischen Planungen und der neuesten Kostenschätzungen für Kernkraftwerksprojekte erstellt wurden, ergeben für den Zeitraum 1979 bis 1990 eine jahresdurchschnittliche Finanzierungsbelastung der Elektrizitätswirtschaft durch den Kernenergieausbau von 7,35 Mrd DM. Berücksichtigt man weiterhin Investitionen für fossile Kraftwerke sowie erforderliche Netzinvestitionen und sonstige Investitionen der Elektrizitätswirtschaft, so kommt man zu einer jahresdurchschnittlichen Finanzierungsbelastung von ca. 20 Mrd DM für diesen Zeitraum, was eine Verdoppelung gegenüber dem Investitionsvolumen der Elektrizitätswirtschaft in der Mitte der 70er Jahre bedeuten würde. Eine Betrachtung der Entwicklung des Investitionsvolumens der Elektrizitätswirtschaft in der Vergangenheit zeigt, daß die Elektrizitätswirtschaft bereits ähnlich hohe Steigerungen verkraftet hat und daß sie deshalb in der Zukunft weniger vor einer völlig neuen Situation steht als vielmehr in der Kontinuität steigender Finanzierungsanforderungen.

In bezug auf die Verzögerungen im Kernenergieausbau kann festgestellt werden, daß sie zu Erhöhungen des Finanzierungsvolumens führen und schließlich auch eine Anhebung des durchschnittlichen Stromabgabepreises erfordern werden. Unter der Voraussetzung, daß ein durch die Verzögerung drohender Stromangebotsausfall verhindert werden kann, sind unmittelbare Produktionseinbußen weder in der Elektrizitätswirtschaft noch in anderen Produktionszweigen der Volkswirtschaft zu erwarten. Der Haupteffekt dürfte damit in einer Erhöhung des volkswirtschaftlichen Preisniveaus liegen. Allerdings entstehen hierdurch möglicherweise negative Auswirkungen auf die inländische Exportwirtschaft, wenn dieser Preisniveausteigerung keine entsprechende Preisniveausteigerung im Ausland gegenübersteht.

Die Frage nach den Möglichkeiten der Elektrizitätswirtschaft, sich die erforderlichen Investitionsmittel zu beschaffen, kann positiv beantwortet werden. Einerseits scheinen zur Realisierung der derzeitigen Kernenergieausbauplanungen die verfügbaren Finanzierungsinstrumente auch ohne einschneidende Veränderungen der gesetzlichen Voraussetzungen ihre Funktionsfähigkeit bewahren zu können. Die Finanzierungsaufgaben der Elektrizitätsversorgungsunternehmen beim Kernkraftwerksbau können zudem durch die Anwendung des Kraftwerks-Leasing, vor allem aber durch die von mehreren Betreibern gemeinsam finanzierten und betriebenen Gemeinschaftskraftwerke erleichtert werden. Andererseits dürfte die Elektrizitätswirtschaft unter der Voraussetzung einer stabilen Absatz- und Erlössituation als Kapitalnachfrager auf den Kapitalmärkten in einer günstigen Position sein. Derzeit sind von der Kapitalangebotsseite keine Restriktionen für die elektrizitätswirtschaftlichen Investitionspläne zu erwarten. Mögliche Engpaßsituationen auf den verschiedenen finanziellen Teilmärkten brauchen das von der Elektrizitätswirtschaft benötigte Mittelaufkommen nicht zu beschränken, da diese gegebenenfalls leichter als andere Produktionssektoren höhere Zinsleistungen anbieten und mit Genehmigung der Preisaufsichtsbehörden über den Stromabgabepreis wieder hereinholen kann.

VI. Chancen und Probleme des Exports kerntechnischer Anlagen

Nach Schätzungen internationaler Expertengruppen und Organisationen wird der weltweite Zuwachs an Kernkraftwerkskapazität bis zum Jahre 2000 in einer Bandbreite zwischen mindestens 500 GW_e und höchstens 1500 GW_e (ohne Ostblockländer und China) liegen, bei einem deutlichen Trend zur unteren Annahme. Bleibt es auch in Zukunft in etwa bei dem bisherigen Verhältnis von Inlands- und Exportaufträgen (4 zu 1), so würde sich eine voraussichtliche Spanne der Exportaufträge bis zum Jahr 2000 von etwa 100 bis 300 GW_e ergeben.

Als Anbieter auf dem internationalen Markt für Kernenergietechnik (wiederum ohne Ostblockländer und China) konkurrieren gegenwärtig vor allem die USA (bisheriger Marktanteil rund 60 %), die Bundesrepublik Deutschland (rund 20 %) und Frankreich (rund 10 %). Daneben treten Kanada, Großbritannien, Schweden und neuerdings auch die Sowjetunion als Exporteure auf. Mit der zu erwartenden Erweiterung des Anbieterkreises verschärft sich der Wettbewerb. Das Interesse an Exportaufträgen wächst in dem Maße bei den Anbieterländern, wie sie aufgrund reduzierter nationaler Ausbauplanungen die vorhandenen Kapazitäten ihrer kerntechnischen Industrien durch Inlandsaufträge allein nicht mehr auslasten können.

Auf dem Weltmarkt für Nukleartechnologie zeichnen sich weiterhin folgende Entwicklungstrends ab:

- Durch den Aufbau autonomer Herstellkapazitäten (zunächst nur für einen Teil der Kraftwerkskomponenten) in einer zunehmenden Anzahl von Ländern sinkt der Importbedarf bei einer Reihe bisheriger Abnehmerländer, was sich ebenfalls wettbewerbsverschärfend auswirkt.
- Der Wettbewerb konzentriert sich zunehmend auf die Märkte der Entwicklungsländer, die aufgrund ihres industriellen Entwicklungsstandes noch nicht in der Lage sind, eigene Herstellkapazitäten für die Nukleartechnologie aufzubauen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Installierung eines Kernkraftwerks einen Mindeststandard in der Elektrizitätsversorgung voraussetzt, über den gegenwärtig sehr viele Entwicklungsländer noch gar nicht verfügen. Zudem wird zunehmend diskutiert, ob die Entwicklungsländer sich nicht zunächst auf die verstärkte Nutzung ihrer lokal verfügbaren Energiequellen stützen sollten.

Die deutsche Kernkraftwerksindustrie konnte bis Frühjahr 1978 Exportaufträge für insgesamt 15 Kernkraftwerke mit einer Gesamt-

leistung von ca. 16 GW_e erzielen, davon 6 in Westeuropa mit knapp 6 GW_e und 9 in Entwicklungsländern mit ca. 10 GW_e. Dabei sind alle Projekte berücksichtigt, für die zumindest ein Letter of Intent vorlag. Die Projekte verteilen sich innerhalb Europas auf Luxemburg, die Niederlande, Österreich, die Schweiz und Spanien, außerhalb Europas auf Argentinien, Brasilien und den Iran.

Auf dem europäischen Markt (ohne Comecon-Länder) hat die Bundesrepublik Deutschland bisher einen Anteil von 16 % (bezogen auf die Gesamtleistung der in Betrieb oder in Bau befindlichen oder fest bestellten Anlagen in den Kernkraftwerksimportländern). Anfang 1978 waren auf diesem Markt weitere 48 Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 46 GW_e projektiert und geplant, für die noch keine Auftragnehmer festliegen. Geht man von der Beibehaltung des bisherigen Marktanteils aus, so würde der Anteil deutscher Exporte daran etwa 7 GW_e betragen.

Bei den Entwicklungsländern schwanken die Zuwachsschätzungen für Kernkraftwerkskapazitäten zwischen 200 und 300 GW_e bis zum Jahr 2000; allerdings werden diese Schätzungen ständig reduziert. Die Chancen für Exportaufträge hängen hier in besonderem Maße davon ab, ob bereits Auftragsbeziehungen im Bereich der Nukleartechnologie bestehen, die normalerweise Anschlußaufträge begünstigen. Auch durch die Existenz von Forschungs- und Entwicklungskooperationen auf dem Sektor der Nukleartechnologie werden künftige Exportaufträge begünstigt. Bis 1977 hatte die Bundesrepublik Deutschland spezielle Abkommen über die Zusammenarbeit im Bereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie mit Brasilien, Indien, Indonesien und dem Iran abgeschlossen. Darüber hinaus bestehen mit vielen Entwicklungsländern Rahmenabkommen über die Zusammenarbeit auf wissenschaftlich-technischem Gebiet.

Der Export von Nukleartechnologie ist eng verknüpft mit der Problematik der Nichtweiterverbreitung von kernwaffenfähigem Material. Besonders strittige Probleme sind in diesem Zusammenhang

die Kontrolle des Brennstoffkreislaufs bei Importländern, die dem Vertrag über die Nichtverbreitung von Kernwaffen (NV-Vertrag) nicht beigetreten sind, die Kontrolle des Exports von Urananreicherungs- und Wiederaufarbeitungsanlagen (sensitive Anlagen) und die Weitergabe von kerntechnischem know-how. Es gibt zunehmende nationale und internationale Bemühungen, diese Probleme einer befriedigenden Lösung näher zu bringen. Zu diesen Bemühungen zählen insbesondere die Formulierung und Anwendung gemeinsamer "Richtlinien für den Nuklearexport" durch die Exportländer für Nukleartechnologie, die Durchführung eines "internationalen Programms zur Bewertung des nuklearen Brennstoffkreislaufs" (International Nuclear Fuel Cycle Evaluation / INFCE), das etwa Ende 1979 abgeschlossen sein soll, und die Verabschiedung des "Nuclear Non-Proliferation Act" durch den amerikanischen Kongreß im Februar 1978.

Wirtschaftliche Fragen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland

1. Einführung

In der öffentlichen Diskussion um die Kernenergie ist zunehmend auch die Frage nach der volkswirtschaftlichen Notwendigkeit eines Einsatzes der Kernenergie in großem Maßstab aufgeworfen worden. Im Rahmen der Studie "Konsequenzen des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie" wird deshalb auch auf diese Problematik und auf damit zusammenhängende Fragen, die die Folgen einer Verzögerung des Kernenergieausbaus, die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie, die Finanzierbarkeit des Kernenergieeinsatzes sowie die volkswirtschaftliche Bedeutung des Exports kerntechnischer Anlagen betreffen, eingegangen. Ziel dieser Teilstudie ist es, einen Beitrag zur Klärung dieser teilweise kontrovers diskutierten Fragestellungen zu leisten.

In Kapitel 2 dieser Teilstudie bilden gesamtwirtschaftliche Zielsetzungen den Ausgangspunkt für Quantifizierungen des Umfangs der großtechnischen Nutzung der Kernenergie in den nächsten 2 Jahrzehnten. Im Unterschied zu den in Teilstudie I dargestellten möglichen Entwicklungspfaden des Kernenergieeinsatzes, die Tendenzen und Erwartungen widerspiegeln und als Grundlage für die Analyse der langfristigen Probleme der Brennstoffversorgung und -entsorgung dienen und infolgedessen bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts reichen, haben die in diesem Kapitel ermittelten Beanspruchungen von Kernbrennstoff und Kernkraftwerksleistung insofern normativen Charakter, als sie im Rahmen von Energieversorgungszukünften begründet werden, die wirtschafts- und energiepolitischen Sollzuständen entsprechen (Projektionen).

Die für 1985 und 1990 formulierten energiewirtschaftlichen Projektionen ergeben sich aus der Zielkonstellation "Wiederherstellung der Vollbeschäftigung bei energiepolitischem status quo". Die Projektion für das Jahr 2000 entspricht der Forderung nach langfristiger Gewährleistung

der Versorgungssicherheit durch ölsubstituierende Umstrukturierung des Energiebedarfs bei einer den allgemeinen Erwartungen entsprechenden Wirtschaftsentwicklung.

In allen Fällen wird eine weitere Senkung des spezifischen Verbrauchs an Primärenergieträgern und eine sowohl wirtschaftlich-technisch als auch politisch möglich erscheinende stärkere Nutzung der heimischen Kohle sowie des Erdgases unterstellt.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der gegenwärtigen Zubausituation bei Kernkraftwerken und mit den möglichen Folgen von Verzögerungen beim Ausbau der Kernenergie für die Stromversorgung und den Arbeitsmarkt.

Zunächst wird analysiert, wie sich die Stromversorgungssituation angesichts der Verzögerungen im Kernkraftwerksbau entwickelt, welche Kernenergie-lücke zu befürchten ist und welche Möglichkeiten zum Ausgleich von Erzeugungs- und Leistungsdefiziten bestehen.

In einem weiteren Schritt wird die in der Öffentlichkeit besonders stark diskutierte Frage der beschäftigungspolitischen Folgen eines verzögerten Kernenergieeinsatzes diskutiert. Es wird untersucht, welche Beschäftigungseffekte sich aus dem verzögerten Kernenergieeinsatz - einerseits durch Ausfall oder Verschiebung von Kernkraftwerksinvestitionen, andererseits durch eventuelle Stromversorgungsschwierigkeiten - ergeben könnten.

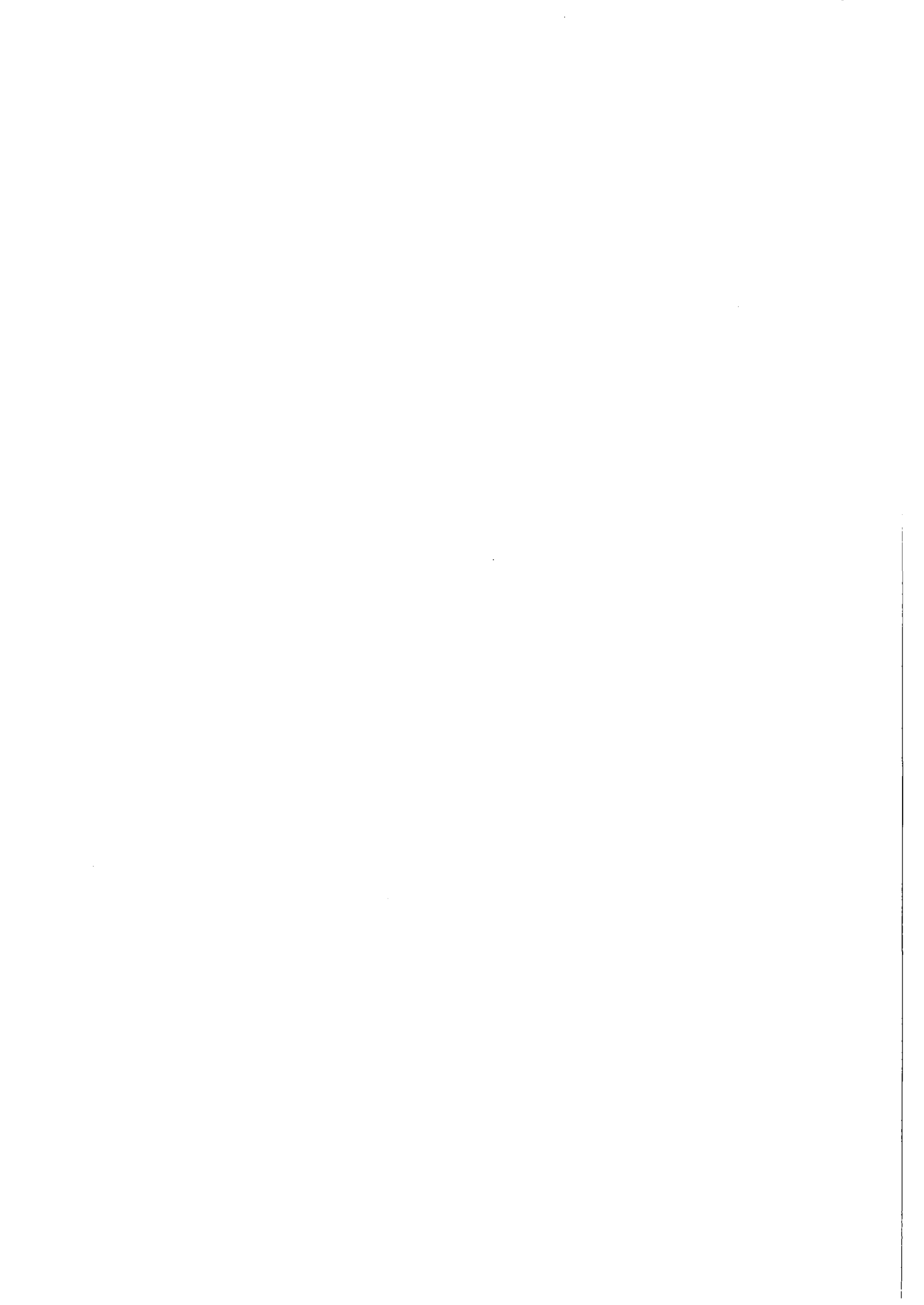
Kapitel 4 beschäftigt sich mit der Wirtschaftlichkeit der Kernenergie im Vergleich zur Stromerzeugung auf Basis von Kohlekraftwerken. Zunächst wird anhand einer Auswertung verschiedener Gutachten ein Vergleich der betriebswirtschaftlichen Kosten der Kern- und Kohlestromerzeugung durchgeführt und die Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von Änderungen einzelner Kostenfaktoren analysiert. Weiterhin umfaßt dieses Kapitel eine Analyse der möglichen Mehrkosten beim Einsatz von Kohlekraftwerken anstelle ursprünglich geplanter Kernkraftwerke und eine Darstellung der Schwierigkeiten, die die Einbeziehung sozialer Kosten bei einem volkswirt-

schaftlichen Kostenvergleich bereitet. Die Effekte staatlicher Ausgaben für die Kernforschung und kerntechnische Entwicklung und der Subventionsleistungen für die deutsche Steinkohle auf die Stromerzeugungskosten werden in Modellrechnungen dargestellt.

In Kapitel 5 werden Finanzierungsprobleme des Ausbaus der Kernenergie analysiert. In einem ersten Schritt wird anhand vorliegender sowie auch eigener Berechnungen das zum Ausbau der Kernenergie erforderliche Finanzierungsvolumen abgeschätzt und ein Vergleich dieses Volumens mit dem Investitionsvolumen der Elektrizitätswirtschaft in der Vergangenheit durchgeführt. Dieser Vergleich erlaubt eine Einschätzung der auf die Elektrizitätswirtschaft zukommenden Finanzierungsanforderungen. Eine überwiegend qualitative Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der finanziellen Folgen von Planungs- und Bauverzögerungen bei Kernkraftwerksinvestitionen schließt sich an.

In einem weiteren Schritt werden die Möglichkeiten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen untersucht, sich die erforderlichen Mittel zur Investitionsfinanzierung zu beschaffen. Einerseits wird analysiert, ob die klassischen Instrumente der Innen- und Außenfinanzierung zur Finanzierung von Kernkraftwerken ausreichen oder ob neue Finanzierungsformen oder Veränderungen der gesetzlichen Voraussetzungen erforderlich sind. Andererseits wird untersucht, wie die Position der Elektrizitätswirtschaft als Nachfrager auf den volkswirtschaftlichen Finanzmärkten zu beurteilen ist.

Im abschließenden Kapitel 6 werden die Chancen und Probleme des Exports kerntechnischer Anlagen und die Bedeutung dieses Exports für die deutsche kerntechnische Industrie und die gesamte Volkswirtschaft erörtert. Basis hierfür ist eine vergleichende Darstellung verschiedener Schätzungen des weltweiten Kernenergieeinsatzes bis zum Jahre 2000 und eine Analyse der Angebots- und Nachfragestrukturen auf dem internationalen Markt für Kernenergietechnik.



2. Kernenergie-Nutzung bei Verwirklichung wirtschafts- und energiepolitischer Hauptziele

In diesem Kapitel wird der zukünftige Bedarf an Kernenergie im Rahmen von Modell-Darstellungen der Energieversorgung bei Verwirklichung gesamtwirtschaftlicher Zielsetzungen begründet.

In der kurz- bis mittelfristigen Perspektive bis 1985 und 1990 stellt die Wiederherstellung der Vollbeschäftigung, in Anbetracht des bis zum Ende der 80er Jahre zunehmenden Angebotsdrucks auf dem Arbeitsmarkt, die übergeordnete Zielsetzung dar, der die Energiewirtschaft durch bedarfsorientiert ausreichende Bereitstellung möglichst preisgünstiger Energie gerecht werden soll.

In der längerfristigen Perspektive bis zum Jahre 2000 tritt in Anbetracht schwindender Erdölvorräte die Forderung nach Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch Umstrukturierung des Verbrauchs in Richtung auf möglichst geringen Öl-Anteil in den Vordergrund.

2.1 Energiepolitische Prognosen und Projektionen

Ausgangspunkt einer Folgenabschätzung der großtechnischen Kernenergienutzung ist die Frage nach dem Ausmaß des Kernbrennstoff-Einsatzes im Rahmen der Primärenergieversorgung zu einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt. Zur Beschreibung zukünftiger Zustände gesellschaftlicher, von menschlichem Verhalten bestimmter Systeme und Subsysteme, wie z.B. einer nationalen Energieversorgung, hat man zwei grundsätzlich verschiedene Aussagemöglichkeiten: Der Zukunftszustand kann einerseits als Ergebnis der plausibelsten oder wahrscheinlichsten, andererseits als Ergebnis der im Hinblick auf anerkannte Zielsetzungen optimalen oder wünschenswertesten Entwicklung der relevanten Einflußgrößen beschrieben werden. Im Falle probabilistischer Aussagen spricht man von Prognose (Wahrscheinlichkeitspro-

gnose, Status-quo- Prognose, bedingte Prognose, ect.), im Falle normativer Aussagen von Projektion (Zielprojektion, Perspektivprojektion, normative Modellbildung, etc.). Der Verschiedenheit der Aussageweise von Prognose und Projektion entspricht eine unterschiedliche Zweckbestimmung der zwei Konzepte im jeweiligen Politikbereich: Prognosen sollen nachteilige Entwicklungen aufzeigen und gegensteuernde Maßnahmen auslösen, Projektionen sollen die anzustrebende Entwicklung markieren und zu Maßnahmen zur Verstärkung zielkonformer Tendenzen führen.

Namhafte Wissenschaftstheoretiker, wie z.B. K. Popper, behaupten die prinzipielle Unmöglichkeit von Prognosen außerhalb der exakten Naturwissenschaften. Der erkenntnistheoretisch richtige Kern der These, nämlich die generelle Unvorhersehbarkeit des menschlichen Verhaltens, ist sicherlich nicht Grund genug, auf Bemühungen zu verzichten, künftige Zustände eines Wirtschafts- oder Energieversorgungssystems bei gegebener gesamtwirtschaftlicher Datenkonstellation wenigstens in ihren Umrissen 5 bis 10 Jahre im voraus zu erkennen. Er reicht aber als Begründung dafür aus, die sich in ihren negativen Aussagen meistens selbst aufhebende, häufig sogar zur Einleitung einer anderen als der vorausgesagten Entwicklung bestimmte sozialwissenschaftliche "unechte Prognose" mit einem wissenschaftstheoretisch adäquaten, legitimen Aussagensystem zu koppeln, nämlich mit einer Beschreibung der aufgrund konsensfähiger Zielsetzungen erstrebenswerten Zukunft, d.h. mit einer Projektion.

Der Vergleich der regelmäßig zu aktualisierenden Prognosen als vermutliche zukünftige Ist-Zustände mit den über längere Zeiträume unveränderten Projektionen als Soll-Zustände ermöglicht eine für die Entscheidungsträger in Wirtschaft und Staat gleichermaßen wichtige Orientierungshilfe, nämlich die Information über Annäherung oder Entfernung des Systems an den bzw. von dem intendierten Zustand. Die von staatlichen Instanzen und privaten Wirtschaftssubjekten gestaltbare Annäherung an den erwünschten Systemzustand ist gleichbedeutend mit einer Verringerung der Ungewißheit. In diese methodische Richtung weisende Verfahren werden in der Bundesrepublik Deutschland im Bereich der Wirtschaftspolitik, aber noch kaum in

der Energiepolitik praktiziert, obwohl die Erfolgsaussichten in dieser, wegen der weitergehenden Gestaltbarkeit, größer erscheinen als in jener.⁺⁾ Dies hängt natürlich damit zusammen, daß unsere Energieversorgung bis vor wenigen Jahren als politisch vergleichsweise unproblematisch angesehen werden durfte. Club of Rome, Ölkrise und Bürgerinitiativen führten inzwischen zu anhaltenden Kontroversen über die Notwendigkeit und die Verantwortbarkeit sowohl der Höhe als auch der Zusammensetzung unseres zukünftigen Bedarfs an Primärenergie. Die daraus resultierende Verunsicherung der Energiewirtschaft hinsichtlich der Rationalität und Legitimation ihrer weitreichenden Entscheidungen gibt Anlaß genug, die kontroversen Energieprogramme und -prognosen im Sinne einer energiepolitischen Konzeptionalisierung dadurch zu ergänzen, daß man Höhe und Struktur des zukünftigen Energiebedarfs von allgemein anerkannten Zielsetzungen her quantifiziert, d.h. Projektionen definiert.⁺⁺⁾

Es ist dabei zu beachten, daß energiepolitische Projektionen einen etwas anderen Aussagecharakter haben als wirtschaftspolitische Projektionen, entsprechend der funktionalen Subordinationsbeziehung zwischen Volkswirtschaft und Energiewirtschaft. Ein bestimmter "projektiver" Primärenergieverbrauch ist als funktionaler Teilaspekt einer gesamtwirtschaftlichen Projektion zu verstehen, als abgeleitete Größe zur Information über den erforderlichen energetischen Input des Gesamtsystems im ange-

⁺⁾ Vom Bundeswirtschaftsministerium z.B. werden regelmäßig sowohl Prognosen als auch "Zielprojektionen" zur wirtschaftlichen Entwicklung für verschiedene Zeiträume erarbeitet und im "Jahreswirtschaftsbericht" veröffentlicht.

⁺⁺⁾ Angesichts der sich abzeichnenden außerökonomischen Obergrenzen der Energie-Umwandlung und der im ausgehenden Ölzeitalter unausweichlichen Umstrukturierung der Energieversorgung mit möglichst großem Einspareffekt ist zu vermuten, daß Angebotsprojektionen als wesentlicher Bestandteil zukunftsorientierter energiepolitischer Konzeptionen gegenüber den üblichen Bedarfsprognosen an Bedeutung gewinnen werden.

strebten Zustand, nicht aber als Programmzahl oder gar Plansoll.^{+))}

2.2 Kernenergie-Einsatz bei Vollbeschäftigung

2.2.1 Energiepolitik und Vollbeschäftigungsstrategien

Als Teilbereich der Wirtschaftspolitik steht die Energiepolitik im Dienste allgemeiner wirtschafts- und gesellschaftspolitischer Zielsetzungen /BUNDESREGIERUNG, Drucksache 8/570 (1977), S. 3/. Sie hat die energetischen Voraussetzungen für die gewünschte Weiterentwicklung der Volkswirtschaft (Energie als Produktionsfaktor) und für die Befriedigung elementarer Bedürfnisse (Energie als Konsumgut) zu schaffen. Wirtschaftspolitisch gesehen ist eine volkswirtschaftliche Entwicklung erwünscht, welche der Zielkombination "Geldwertstabilität, Vollbeschäftigung und Zahlungsbilanzausgleich bei angemessenem Wachstum" genügt /BUNDESREGIERUNG (1967)/.⁺⁺⁾

^{+))} In diesem Zusammenhang erscheint die Gegensätzlichkeit der Kritik bemerkenswert, die von Seiten der Wirtschaft am Energieprogramm der Bundesregierung geübt wurde. Teils wurde der Vorwurf erhoben, die Regierung habe Programmzahlen vorgegeben, teils hat man kritisiert, die Zweite Fortschreibung des Energieprogramms lasse verbindliche Zielvorgaben oder Planzahlen vermissen. Vgl. dazu Bundesminister für Wirtschaft Graf Lambsdorff in der Energiedebatte des Bundestages am 20.4.78 /DEUTSCHER BUNDESTAG (1978), bes. S. 6721-6722/, sowie Staatssekretär im Bundeswirtschaftsministerium /D. ROHWEDDER, Perspektiven der Energiepolitik aus der Sicht der Bundesregierung, Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/77, S. 32-33/, ferner /H.-J. SCHÜRMANN, Zur "Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms", Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/78, S. 33/.

⁺⁺⁾ Was als "angemessen" zu gelten hat, richtet sich nach der jeweiligen wirtschaftlichen Gesamtsituation. Im Hinblick auf die Beschäftigungslage gilt heute ein die Produktivitätszuwachsrate um 0,5 bis 1,0 Punkte übersteigendes Wachstum als angemessen.

Von diesen konkurrierenden Zielen ist seit Jahren "das Ziel eines hohen Beschäftigungsstandes nicht nur am stärksten verletzt, sondern auch weiterhin am stärksten gefährdet" /SACHVERSTÄNDIGENRAT (1977), S. 152/. Die wirtschaftspolitischen Bemühungen konzentrieren sich daher derzeit auf die Wiederherstellung normaler Beschäftigungsverhältnisse, wie sie in den Jahren 1960 bis 1973 bei Arbeitslosenquoten zwischen 0,6 % und 2,1 % und maximal 0,44 Mio Arbeitslosen (1967) zu verzeichnen waren. Aufgrund der Versorgungsfunktion der Energiewirtschaft hat die Energiepolitik nicht die gleiche instrumentelle Bedeutung zur Verbesserung von Konjunktur und Beschäftigung wie etwa die Finanz- oder die Außenhandelspolitik. Sie hat aber durch bedarfsorientierte und zuverlässige Bereitstellung preisgünstiger Energie eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Vollbeschäftigungsbemühungen auf steuer-, währungs- oder lohnpolitischem Gebiet zu schaffen. Unser System der Energiegewinnung, -umwandlung und -verteilung sollte so entwickelt sein, daß kein Arbeitsplatz wegen seiner ungewissen Energieversorgung oder gar aus akutem Energiemangel nicht besetzt wird bzw. nicht besetzt werden kann. Das Energieangebot darf nicht zum limitierenden Faktor der wirtschaftlichen Entwicklung werden /ROHWEDDER, D. (1978), S. 33/.

Zur Wiederherstellung der Vollbeschäftigung werden zur Zeit zwei Strategien diskutiert /SACHVERSTÄNDIGENRAT (1977), S. 157-164/:

- Erstens die Schaffung zusätzlicher Arbeitsplätze durch ein verstärktes wirtschaftliches Wachstum. Dabei müßte das Wachstum des realen Bruttosozialprodukts (BSP)⁺ bei dem zu erwartenden steigenden Arbeitsangebot und der bisherigen Arbeitslosenquote deutlich über das Wachstum der Arbeitsproduktivität hinausgehen, da nur dann zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden. Wie später noch im einzelnen

⁺) Das im Rahmen energiewirtschaftlicher Analysen und Prognosen gelegentlich verwendete reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) unterscheidet sich vom BSP geringfügig durch Nichtberücksichtigung des Saldo der Erwerbs- und Vermögenseinkommen zwischen Inländern und der übrigen Welt. Der Unterschied betrug 1976 weniger als 2 ‰.

gezeigt wird, würde diese Strategie jährlich BSP-Wachstumsraten von ca. 5 % bis 1985 und von 4 % in der Zeit von 1986 bis 1990 erfordern, wenn man unterstellt, daß der seit 20 Jahren zu verzeichnende Produktivitätsfortschritt von jährlich etwa 4 % anhält /LAMBERTS, N., (RWI, 1978); DIW-Wochenbericht 15/78/.

- Zweitens die Verringerung des Arbeitsangebots durch arbeitsmarktpolitische Maßnahmen. Diskutiert werden hier einerseits Maßnahmen, durch die das benötigte Arbeitsvolumen auf mehr Köpfe verteilt wird, z.B. Verkürzungen der wöchentlichen oder jährlichen Arbeitszeit, die über die im langfristigen Trend beobachtbaren Arbeitszeitverkürzungen hinausgehen, und Förderung von Teilzeitarbeitsplätzen. Andererseits werden Maßnahmen vorgeschlagen, durch die die Zahl der Erwerbspersonen bzw. der Arbeitnachfragenden reduziert wird, z.B. Vorziehung der flexiblen Altersgrenze oder Verlängerung der schulischen Ausbildung /ifo schnelldienst 26/77 und 18-19/78/.

Ohne hier in eine detaillierte wirtschaftswissenschaftliche Erörterung eintreten zu wollen, sollen die wichtigsten Argumente für und gegen diese Strategien kurz referiert werden. Die Wachstumsstrategie geht vom Streben der allermeisten Bürger nach höherem Wohlstand durch mehr Einkommen, mehr Staatsleistungen und mehr soziale Sicherheit aus. Zur Vermeidung von internen Verteilungskämpfen, zur Konsolidierung der öffentlichen Haushalte und zur Finanzierung der sozialen Sicherungssysteme ist eine Zunahme des Sozialprodukts zumindest auf mittlere Sicht (10 Jahre) unbedingt erforderlich. Darüber bestehen bei der Regierung, dem Sachverständigenrat, den wirtschaftswissenschaftlichen Instituten und den Sozialpartnern kaum Zweifel. Starke Meinungsverschiedenheiten gibt es aber hinsichtlich der Frage, wie ein Wachstum angeregt werden kann, das die bestehende hohe Arbeitslosigkeit abbaut.

Die Beantwortung dieser Frage hängt in erster Linie von der Diagnose der gegenwärtigen unbefriedigenden Situation ab. Der angebotsorientierten Diagnose des Sachverständigenrats und des Ifo-Instituts steht der nachfrageorientierte Erklärungsansatz des DIW und des Bundesarbeitsministe-

riums gegenüber. Der Sachverständigenrat deutet die gegenwärtige Konjunkturschwäche als Folge eines unzureichenden, nicht bedarfsgerechten Güterangebots. Ursachen sieht er hierfür in bisher ungelösten Strukturproblemen und in hohen Lohnkosten, die Investitionen in neue Produktionen oder Produktionserweiterungen unrentabel machen. Aufgrund dieser Diagnose schlägt er zur Wiedererreichung der Vollbeschäftigung Maßnahmen zur Verbesserung der Angebotsbedingungen vor, vornehmlich eine sich am Produktivitätsfortschritt als Obergrenze orientierende Lohnpolitik, investitionsfördernde Maßnahmen sowie Maßnahmen zur Innovationsförderung. Das DIW hingegen schreibt den Nachfragemangel einerseits deutlichen Sättigungserscheinungen, andererseits dem Mangel an Kaufkraft zur Befriedigung zunehmender immaterieller Bedürfnisse zu. Entsprechend dieser Diagnose ist dann eine Wachstumsstrategie zur Wiederherstellung der Vollbeschäftigung nur mit Hilfe staatlicher Förderung bestimmter Bereiche über die Ausgaben- und Steuerpolitik möglich. Das DIW sieht als solche Nachfrage Entwicklungsbereiche die Verbesserung der Umweltqualität, den Ausbau der Lebensqualität der Städte, energiesparende Maßnahmen und eine Verbesserung der Versorgung bisher benachteiligter gesellschaftlicher Gruppen an.

Die Arbeitsmarktstrategie verweist auf ökologische und ressourcenbedingte Grenzen der Industriegüter-Produktion, die den Konsumenten mehr und mehr bewußt werden. Dies führe zu einem "Konsumskeptizismus", der die Nachfrage nach Arbeitskräften einfriere, so daß Vollbeschäftigung nur durch zeitliche und personelle Anpassung des zu großen Arbeitsangebots an das gegebene Arbeitsvolumen möglich ist. Die dazu vorgeschlagenen Maßnahmen sind sowohl hinsichtlich ihrer quantitativen Wirkung als auch bezüglich ihrer Durchsetzbarkeit unterschiedlich zu bewerten. Eine Untersuchung des Ifo-Instituts, die auf einer Befragung von Unternehmen basiert, kommt zu folgenden Einschätzungen /ifo schnelldienst 26/77/:

Bei Verkürzung der Arbeitszeit ist anzunehmen, daß ein erheblicher Teil des dadurch "freiwerdenden" Arbeitsvolumens kurzfristig über Überstunden ausgefüllt und mittelfristig durch Rationalisierungsmaßnahmen eingespart

wird, d.h. bei weitem nicht in voller Höhe als Nachfrage auf dem Arbeitsmarkt wirksam wird. Die Verkürzung der jährlichen Arbeitszeit durch Verlängerung des Jahresurlaubs wird dabei etwas günstiger eingeschätzt als die Verkürzung der wöchentlichen Arbeitszeit, und zwar wegen einer zusätzlichen Nachfrage nach Saisonarbeitskräften bzw. nach Arbeitskräften mit kurzfristeten Arbeitsverträgen.

Der Befragung zufolge können die arbeitsmarktpolitischen Entlastungseffekte einer Herabsetzung der flexiblen Altersgrenze deutlich höher eingestuft werden, da der Ausfall von Vollzeitarbeitskräften durch Rationalisierungsmaßnahmen und andere betriebliche Anpassungsstrategien, z.B. Überstunden, nur begrenzt möglich ist. Für diese Maßnahme spricht ferner ihre relative Kostenneutralität und ihr Verjüngungseffekt. Vom Volumen her würde jedoch die Herabsetzung der flexiblen Altersgrenze eine vergleichsweise bescheidene Entlastung bringen. Nach Modellrechnungen des Instituts für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung würde eine Herabsetzung um ein Jahr rein rechnerisch, d.h. unter der Annahme, daß das dadurch freiwerdende Arbeitsvolumen voll nachfragewirksam wird, 100 000 zusätzliche Arbeitsplätze erbringen, während z.B. die Verkürzung der wöchentlichen Arbeitszeit um eine Stunde rechnerisch 650 000 Arbeitsplätze freimachen könnte.

Berücksichtigt man, daß bei allen arbeitsmarktpolitischen Entlastungsmaßnahmen ein Teil des freiwerdenden Arbeitsvolumens durch Rationalisierung und andere unternehmerische Anpassungsstrategien eingespart würde, so wären zur Beseitigung der jetzigen Arbeitslosigkeit und zur Aufnahme der bis 1990 verstärkt auf den Arbeitsmarkt drängenden Personen arbeitsmarktpolitische Entlastungsmaßnahmen in einem Ausmaß erforderlich, das für die Volkswirtschaft eine zu hohe Kostenbelastung bedeuten würde und politisch kaum durchsetzbar erscheint. Es ist z.B. bei Arbeitszeitverkürzung auch ohne Lohnausgleich zu berücksichtigen, daß Kostenerhöhungen durch zusätzliche Personalnebenkosten, Verwaltungsgemeinkosten und Kosten für die Einrichtung zusätzlicher Arbeitsplätze bei gleichbleibenden Produktionsleistungen entstehen. Entsprechendes gilt für die Herabsetzung der flexiblen Altersgrenze und für die Verlängerung der schulischen Ausbildung, wobei hier zunächst die Kosten beim Staat bzw. bei den Versicherungsträgern anfallen.

Weitere Argumente gegen arbeitsmarktpolitische Maßnahmen beziehen sich auf produktionstechnische Anpassungsschwierigkeiten bei größerer Arbeitszeitverkürzungen, z.B. im Falle von Fließbandarbeit, und auf die derzeitige Diskrepanz zwischen Angebot von Arbeitsplätzen und Nachfrage nach Arbeitsplätzen in qualitativer Hinsicht. Im Hinblick auf die Durchsetzbarkeit der quantitativ besonders interessanten Maßnahme der Arbeitszeitverkürzung muß die grundsätzliche Frage gestellt werden, ob seitens der Arbeitnehmer die Bereitschaft besteht, auf Lohnausgleich zu verzichten. Der Widerstand der Unternehmen dürfte erheblich sein, wenn versucht würde, solche Maßnahmen mit vollem oder teilweise Lohnausgleich durchzusetzen, da dann die in der Bundesrepublik Deutschland bisher schon vergleichsweise hohen Lohnkosten weiter gesteigert würden.^{+))}

Aus dem Gesagten läßt sich folgern, daß mit arbeitsmarktpolitischen Maßnahmen allein angesichts der Durchsetzungsprobleme und des erforderlichen Volumens die derzeitigen und zukünftigen Arbeitsmarktprobleme nicht gelöst werden können. Sie sind u.E. nur eine Ergänzung einer Strategie der Wachstumsverstärkung zum Abbau der Arbeitslosigkeit, wie sie von den westlichen Industrieländern in weitgehender Übereinstimmung zur Zeit verfolgt wird /DIW-Wochenbericht 26/78/. Arbeitsmarktpolitische Maßnahmen können eine Verlangsamung des bei anhaltend schwacher Konjunktur voraussehbaren Anstiegs der Arbeitslosenzahl bewirken, also eine kurz- bis mittelfristige Entlastung des Arbeitsmarktes erreichen. Sie sind jedoch bei gegebenen gesellschaftspolitischen Wert- und Zielvorstellungen keine wirtschaftspolitische Alternative zur Wachstumsstrategie. Bevor der tendenziell energiesparende Nebeneffekt arbeitsmarktpolitischer Maßnahmen in Betracht gezogen wird, hat man also bei einer sich am Vollbeschäftigungszustand orientierenden Energieprojektion den Bedarf zu schätzen, der einem den Arbeitsmarkt normalisierenden Wachstum des Sozialprodukts entspricht.

^{+))} Das Institut der deutschen Wirtschaft (Köln) kommt auf der Basis des jahresdurchschnittlichen Devisenkurses von 1977 zu dem Ergebnis, daß die deutsche Industrie im Vergleich zu den großen Industrieländern mit den höchsten Arbeitskosten produziert, nämlich mit 18,90 DM Lohnkosten je geleisteter Arbeitsstunde /vgl. dazu HANDELSBLATT (24.7.78) sowie ANALYSEN UND PROGNOSEN (Januar 1978)/.

2.2.2 Demographische Entwicklung, beschäftigungspolitisch wünschenswertes Wachstum und Energiebedarf

2.2.2.1 Wachstum bei zunehmender Erwerbsbevölkerung

Das durchschnittliche Wachstum der Jahre 1976 und 1977 entspricht mit 4,1 % den der offiziellen Energieprognose zugrundeliegenden Erwartungen /BUNDESREGIERUNG, Drucksache 8/1357 (1977), S. 12/, doch Ende des Jahres 1977 gab es noch immer 1,1 Mio Arbeitslose, obwohl sich die 1975 begonnene Rückwanderung ausländischer Arbeitskräfte fortgesetzt hat. Die finanzpolitisch ausgelöste Konjunkturbelebung 1976 hat offenbar nicht dazu ausgereicht, die für einen eigendynamischen Aufschwung erforderlichen Erweiterungsinvestitionen zu stimulieren und freie Arbeitsplätze wieder zu besetzen oder neue zu schaffen. Eine stetige massive Verstärkung der Inlands- und Auslandsnachfrage ist aber deshalb dringend zu wünschen, weil sich in der Bundesrepublik Deutschland innerhalb der nächsten 12 Jahre, unabhängig von wirtschaftspolitischen Zielen und Möglichkeiten, eine Entwicklung vollziehen wird, welche den Arbeitsmarkt auf der Angebotsseite mehr denn je belasten wird. Die Anzahl der deutschen Personen "im erwerbsfähigen Alter" zwischen 15 und 70 Jahren wird nämlich voraussichtlich von 40,3 Mio Ende 1977 über 41,3 Mio im Jahre 1985 auf 41,5 Mio 1988 steigen und 1990 immer noch um etwa 0,8 Mio größer sein als heute. Hiervon ausgehend errechnet das Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung eine stetige Zunahme des deutschen Erwerbspersonenpotentials, d.h. der arbeitswilligen inländischen Bevölkerung, von gegenwärtig 24,6 Mio über 25,4 Mio in 1985 auf etwa 25,6 Mio in 1990 (Wohnortkonzept).^{+) Auch das Erwerbspersonenpotential der in der Bundesrepublik Deutschland lebenden 4,1 Mio Ausländer von gegenwärtig 2,2 Mio nimmt in den nächsten Jahren}

^{+) Vom Wohnort- oder Inländerkonzept ist die Erfassung der Erwerbspersonen nach dem Beschäftigungsort zu unterscheiden (Inlandskonzept), bei der die Auslandspendler (120 000 in 1976) unberücksichtigt bleiben.}

Läßt man das Erwerbsalter bei 65 Jahren enden, so erhöht sich die Zunahme des Erwerbspersonenpotentials zwischen 1977 und 1990 um 0,4 Mio auf 1,4 Mio (Wohnortkonzept).

aufgrund der breiten Basis der Alterspyramide um einige Prozent zu, wenn man voraussetzt, daß sich die konjunkturellen Aussichten nicht erneut verschlechtern und die Abwanderung zum Stillstand kommt, was allgemein angenommen wird /vgl. KÜHLEWIND, G., THON, M. (1977), KLAUDER, W., SCHNUR, P. (1977), STATISTISCHES BUNDESAMT (1 u. 12/1976), AUTOREN-GEMEINSCHAFT DES IAB (1978)/.

Unterstellt man einen auch bei günstiger wirtschaftlicher Entwicklung nicht vermeidbaren "Bodensatz" an Arbeitslosen von 0,3 Mio (Quote 1,2 %), so bedeutet Vollbeschäftigung in den Jahren 1985 und 1990, daß mindestens 1,6 bzw. 1,9 Mio Arbeitsplätze mehr besetzt sein müssen als 1977, nämlich 27,3 bzw. 27,6 Mio. Bei einer solchen Beschäftigungslage und einer vom Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung angenommenen durchschnittlichen Steigerung der Produktivität pro Erwerbstätigen von jährlich 4,3 % in den nächsten 8 Jahren betrüge das reale Bruttoinlandsprodukt auf Preisbasis 1962 im Jahre 1985 rd. 930 Mrd DM gegenüber 625 Mrd DM in 1977, was einem durchschnittlichen Wachstum von 5,1 % pro Jahr entspräche. Nähme die Produktivität nach 1985 nur noch um 3,7 % zu,⁺) so würde bei anhaltender Vollbeschäftigung das Sozialprodukt bis 1990 auf rd. 1130 Mrd, d.h. im Jahresdurchschnitt um 4 %, steigen.

2.2.2.2 Schwierigkeiten der Energiebedarfsschätzung

Es erhebt sich nun die Frage, welcher Energie-Einsatz für ein Vollbeschäftigungswachstum erforderlich ist. Die Sozialproduktentwicklung stellt zweifellos die wichtigste Bestimmungsgröße bei der Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs dar, doch die Abhängigkeitsbeziehung zwischen dem Bruttosozialprodukt und dem Bedarf an den verschiedenen Formen von End- und Primärenergie ist zahlreichen teils kurz-, teils

⁺) Die genannten Wachstumsraten der Arbeitsproduktivität von 4,3 % bzw. 3,7 % berücksichtigen eine trendgemäße Verringerung der Arbeitszeit pro Erwerbstätigen von 0,8 % pro Jahr.

langfristig variierenden Einflüssen unterworfen, deren Gesamtwirkung nicht exakt vorausberechnet werden kann. Die grundsätzliche Schwierigkeit bei diesem Prognosenproblem liegt aber darin begründet, daß die Sozialproduktentstehung fast ausschließlich im gewerblichen und staatlichen Bereich stattfindet, die Energie-Verwendung dagegen nur zu zwei Dritteln. Über das restliche Drittel des Energie-Einsatzes entscheiden nicht die Produzenten von Gütern und Dienstleistungen, sondern die privaten Konsumenten. Aus der elementaren Verschiedenheit des Verhaltens dieser zwei Kategorien von Wirtschaftssubjekten resultiert ein wesentlicher Teil der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Höhe und Zusammensetzung des Energiebedarfs, namentlich in Zeiten des Übergangs von der Rezession zum konjunkturellen Aufschwung oder umgekehrt.

Von den kurzfristigen Einflüssen auf den Energiebedarf seien besonders zwei genannt, die sich in Bezug auf den Gesamtverbrauch an Energieträgern mehr oder weniger kompensieren, aber auch in positivem oder negativem Sinne verstärkend überlagern können. Konjunkturschwankungen beeinflussen über den Prozeßwärmebedarf vorwiegend den Verbrauch im industriellen Sektor, dessen Anteil am Gesamtverbrauch ein gutes Drittel beträgt. Dagegen wirken sich meteorologische Schwankungen auf den Energieverbrauch im privaten Bereich, auf den rd. ein Viertel des Gesamtbedarfs entfällt, weit stärker aus als im industriellen Sektor, weil der Raumheizungsanteil in den Haushalten mehr als fünf Mal so hoch ist wie in den Betrieben.

Mittelfristig werden sich Energieverteuerungen und Einsparprogramme auswirken, und auch hier spielt bei der Frage nach dem Ausmaß wieder der Verhaltensunterschied zwischen privatem und gewerblichem Bereich eine schwer quantifizierbare Rolle. Im Haushaltssektor wird von der Energie-sparförderung überwiegend aus Werterhaltungsmotiven Gebrauch gemacht. In der gewerblichen Wirtschaft dagegen werden Entscheidungen für oder gegen Investitionen zur Senkung des spezifischen Energie-Einsatzes unter Rentabilitätsaspekten gefällt, deren Gewicht im Boom geringer ist als in der Krise.

Auf lange Sicht sind strukturelle Änderungen in der Endenergieversorgung zu erwarten, und auch sie haben wegen des Doppelcharakters der Energie als Produktionsfaktor und Konsumgut unterschiedlichen Einfluß auf den Gesamtbedarf an Primärenergie. Auf der einen Seite bedeutet die Nutzung von Umweltenergie, die besonders im privaten Bereich zu erwarten, aber energiestatistisch praktisch nicht zu erfassen ist, eine Entlastung der Primärenergiebereitstellung. Auf der anderen Seite bringt die angestrebte partielle Substitution von Mineralöl durch Kohleveredlungsprodukte namentlich in der chemischen Industrie und im Verkehr eine primärenergetische Mehrbelastung mit sich.⁺⁾

Zu diesen Schwierigkeiten bei Energiebedarfsrechnungen für die nächsten 10 bis 20 Jahre kommt schließlich noch ein weiterer demographischer Unsicherheitsfaktor hinzu. Der auf die hohen Geburtszahlen der 60-er Jahre zurückzuführende, bis 1990 zunehmende Angebotsdruck auf dem Arbeitsmarkt wird nämlich vorbehaltlich eines unerwarteten "Babybooms" von einem Rückgang der deutschen Wohnbevölkerung von 57,4 Mio Ende 1977 um etwa 1,8 Mio bis Ende 1985 und um etwa 2,8 Mio bis Ende 1990 begleitet, weil die Geburten hinter den Sterbefällen zurückbleiben /STATISTISCHES BUNDESAMT (6/1976 sowie 1977)/. Bei günstiger wirtschaftlicher Entwicklung steht bis 1985 fast jeder zusätzlichen Belastung der Energieversorgung durch einen hinzukommenden Erwerbstätigen eine Entlastung durch das Ausscheiden eines "Energie-Normalverbrauchers" gegenüber. Es kann allerdings nicht die Rede davon sein, daß sich die energiewirtschaftlichen Auswirkungen dieser zwei gegenläufigen Tendenzen neutralisieren würden, denn ein Erwerbstätiger bewirkt einen mehrfach höheren Energiebedarf als ein Nichterwerbstätiger. 1975 betrug dieses Verhältnis 7,4 zu 1,25 t SKE Endenergie, oder rd. 6:1.

Die genannten meteorologischen, konjunkturellen, psychologischen, technologischen und demographischen Ungewißheiten sind als Vorbehalte zu werten, wenn nun der Primärenergiebedarf, der einem durch Wachstum zu

⁺⁾ Darauf wird in Abschnitt 2.3.2 näher eingegangen. Beispiel: Zur Erzeugung einer Tonne Kohleöl müssen gegenwärtig etwa 2,6 t Steinkohle eingesetzt werden.

erreichenden Vollbeschäftigungszustand entspricht, mit Hilfe einer Kennziffer global abgeschätzt wird. Die Problematik dieses Vorgehens läßt sich in kürzester Form durch die Tatsache verdeutlichen, daß zwischen Sozialprodukt- und Energieverbrauchsentwicklung in der Vergangenheit ein schwacher korrelativer Zusammenhang bestand: Für die Zeit von 1950 bis zur Ölkrise 1973 beträgt der Korrelationskoeffizient nur 0,41 /SCHMITT, D., SCHÜRMANN, H.-J., (1978), S. 150-151/. Dennoch lassen sich aus dem Zahlenmaterial einige Folgerungen ziehen, die für unsere, einer sektoralen Detailanalyse nicht bedürftigen Zwecke nützlich sind.

2.2.2.3 Elastizitätskoeffizient versus spezifischer Energieeinsatz

Als Kennziffer kommen der "Elastizitätskoeffizient", also das Verhältnis der jährlichen Wachstumsraten von Primärenergieverbrauch und Sozialprodukt, sowie der "spezifische Primärenergie-Einsatz", also das Verhältnis von Primärenergieverbrauch und Sozialprodukt pro Jahr, in Frage.

Der Elastizitätskoeffizient hat mit den "Grundlinien und Eckwerten der Energiepolitik" der Bundesregierung vom März 1977 Eingang in die öffentliche Energiediskussion gefunden und spielt in der anhaltenden "Entkoppelungsdebatte" eine umstrittene Rolle /vgl. dazu SCHMITT, D. SCHÜRMANN, H.-J. (1978); NEU, A.D. (1978); MÜLLER, W., STOY, B. (1978); HORN, M. (1978)/. Er hat in den vergangenen 27 Jahren von Jahr zu Jahr fast immer erheblich nach oben oder unten geschwankt, veränderte sich 20 mal um mehr als 20 % und einige Male vervielfachte er sich, so z.B. 1972, als er gegenüber 1971 fast auf das Sechsfache stieg, nachdem er ein Jahr zuvor auf ein Fünftel des Wertes von 1970 gesunken war⁺). Eigenartigerweise ist der Elastizitätskoeffizient für die Vollbeschäftigungs-

⁺) Während Schmitt und Schürmann zur Ansicht neigen, die Schwankungen des Elastizitätskoeffizienten seien zufälliger Natur, erklärt Horn immerhin ein Drittel der Varianz des Koeffizienten zwischen 1951 und 1976 mit Energiepreisveränderungen.

periode 1960-73 fast gleich 1,0, denn Energiebedarf und Sozialprodukt wuchsen in diesem Zeitraum mit 4,6 % im Jahresdurchschnitt. Würde man dieses "lineare Koppelungsverhältnis" auf den Projektionszeitraum 1977 bis 1985 übertragen, so ergäbe sich ein Energiebedarf bei Vollbeschäftigung von 550 Mio t SKE im Jahre 1985 - eine unrealistisch hoch erscheinende, zuletzt im Oktober 1974 im Rahmen der Ersten Fortschreibung unter ganz anderen Voraussetzungen prognostizierte Menge. Inzwischen werden Energie-Einsparungen in der Größenordnung von 40-50 Mio t SKE bis 1985 für möglich gehalten /vgl. BMFT/ FICHTNER (Juli 1977)/, und einem "Nettobedarf" (nach Einsparabzug) von 508 Mio t SKE entspricht ein Elastizitätskoeffizient von 0,8, bezogen auf das jährliche Vollbeschäftigungswachstum von 5,1 % ab 1978. Wird diese niedrige Bedarfsschätzung als kühner Optimismus angefochten, so kann man darauf verweisen, daß der Elastizitätskoeffizient im Durchschnitt der Jahre 1950 bis 1973 lediglich 0,76 und in der Aufschwungphase 1950 bis 1959, als die Anzahl der Arbeitslosen von 1,6 auf 0,4 Mio zurückging, sogar nur 0,54 beträgt. Dem kann man wieder entgegenhalten, daß in den beiden letzten Jahren der Vollbeschäftigungsperiode 1960-73 der Energiebedarf um ein Drittel stärker stieg als das Sozialprodukt (Koeffizient 1,32). Insbesondere aber läßt sich der "0,8-Optimismus" nicht mit der Entwicklung des Elastizitätskoeffizienten seit dem Energiekrisenjahr 1973 stützen. Ab 1974 überlagern sich nämlich zu vermutende heilsame Auswirkungen des Ölembargos auf das Energiebewußtsein mit Strukturkrisenerscheinungen im Wirtschaftsleben, und dementsprechend verändern sich die Koeffizienten mit bisher nicht vorgekommener, beliebig interpretierbarer Unregelmäßigkeit.

Tabelle 2.1: Elastizitätskoeffizienten in den Jahren 1974 bis 1978

	1960-73	1974	1975	1976	1977	1978 ³⁾
(1) BSP-Veränderung zum Vorjahr ¹⁾		0,4%	-3,4%	5,7%	2,5%	2,5-3,0%
(2) PEV-Veränderung zum Vorjahr ²⁾		-3,3%	-5,0%	6,5%	-0,3%	3,5-4,5%
(3) Elastizitätskoeffi- zient	0,99	-8,25	1,47	1,14	-0,12	1,4-1,5
(3) = (2) : (1)						

1) BSP = reales Bruttosozialprodukt (Preisbasis 1962)

2) PEV = Verbrauch an Primärenergieträgern

3) Schätzung aufgrund der Halbjahreswerte

Im Ausnahmefall 1975 wird die Problematik der Zeitreihenanalyse bei Elastizitätskoeffizienten besonders deutlich: Ein hoher positiver Wert, wie 1,47, bringt normalerweise (seit 1950) ein unerfreuliches Verhältnis von Energieeinsatz und Output zum Ausdruck^{+) und hat demgemäß einen ungünstigen Einfluß auf einen Durchschnittswert für mehrere Jahre. Im vorliegenden Falle jedoch ist der Energieverbrauch stärker zurückgegangen als das Sozialprodukt, d.h. es hat eine Verbesserung der Effizienz des Energieeinsatzes stattgefunden. Ebenso wenig läßt ein negativer Koeffizient wie in den Jahren 1974 und 1977 für sich allein erkennen, ob der}

+) "Eine Energieziffer des Wirtschaftswachstums mit Wert über Eins diagnostiziert eine kritische Situation, denn gesamtwirtschaftliches Wachstum bewirkt noch rascheres Wachstum der Energienachfrage" /vgl. W. MÖLLER, B. STOY, Entkoppelung - Wirtschaftswachstum ohne mehr Energie?, Stuttgart 1978, S. 80/.

Energieverbrauch bei steigendem Sozialprodukt gesunken ist oder ob der ungünstige umgekehrte Fall wie 1967 vorliegt (Koeffizient $-0,2$).

Da das statistische Material keine klaren Aussagen bezüglich des Zusammenhangs von Sozialprodukt- und Energieverbrauchswachstum zuläßt, können Elastizitätskoeffizienten, soweit sie für globale Prognosen und Projektionen Verwendung finden, empirisch nicht zureichend begründet werden. Diese Meßziffer ist somit für unsere Zwecke wenig brauchbar⁺⁾ .

Besser geeignet dürfte die Kennziffer des spezifischen volkswirtschaftlichen Energieverbrauchs (SEV), d.h. die Energie-Intensität des Sozialprodukts, sein. Als Verhältnis absoluter, positiver Größen hat sie gegenüber dem Elastizitätskoeffizienten den methodischen Vorzug, daß Durchschnittswerte aus Zeitreihen nicht durch negative Zahlen verfälscht werden können. Sachlich ist die SEV-Kennziffer deswegen von Vorteil, weil sie in anschaulicher Weise, nämlich in Energie-Einheiten pro Wertschöpfungseinheit, das zu messen gestattet, was in der Energiepolitik vorrangig und mit speziellen Programmen angestrebt wird, nämlich eine höhere Effizienz der Energieverwendung. Dieses Ziel ist von wirtschaftspolitischen Prioritäten unabhängig. Insbesondere gilt es auch dann noch, wenn Wirtschaftswachstum aus demographischen Gründen nicht mehr erforderlich oder aus sonstigen, z.B. gesellschaftspolitischen, Rücksichten nicht mehr erwünscht sein sollte. In diesem sicherlich nicht utopischen Fall einer stagnierenden oder rückläufigen Entwicklung von Sozialprodukt und /oder Energiebedarf behält die Energie-Intensität ihre Aussagefähigkeit als Grobindikator rationellen Energie-Einsatzes. Demgegenüber muß die Wertung des Elastizitätskoeffizienten gegenüber heute möglicher-

⁺⁾ Mathematisch gesehen dient der Elastizitätsbegriff der Charakterisierung einer gegebenen funktionalen Beziehung. In der energiepolitischen Diskussion jedoch verwendet man den Elastizitätskoeffizienten teils zum Behaupten, teils zum Widerlegen eines (de facto inexistenten) gesetzmäßigen Zusammenhangs, setzt ihn also zu Zwecken ein, die er ex definitione nicht erfüllen kann. Nicht einmal insofern, als man Energieträger als Produktionsfaktoren betrachtet, erscheint es sinnvoll, von einer "Energieverbrauchselastizität der Sozialprodukterstellung" zu sprechen.

weise ins Gegenteil verkehrt werden: Bei trendmäßig negativen Wachstumsraten von Sozialprodukt und Energieträgerverbrauch ist ein möglichst großer Elastizitätskoeffizient und damit gerade das Gegenteil dessen erwünscht, was mindestens bis 1990 angestrebt wird.

Der SEV, dessen maximale jährliche Veränderung seit 1950 lediglich 4 % betrug (1963), belief sich im Durchschnitt der Vollbeschäftigungsjahre 1960 bis 1973 auf 634 kg SKE pro 1000 DM (Preisbasis 1962). Die größte Abweichung von diesem Durchschnittswert betrug 5 % nach oben (1963) und 2,5 % nach unten (1966), und am Ende der Boomperiode (1973) war der SEV mit 639 kg nur 0,5 % niedriger als zu Beginn (1960).

Für die Zeit nach der Ölkrise ergibt sich bezüglich des SEV das folgende zwar nicht einheitliche, aber gegenüber Tab. 2.1 doch aussagefähigere Bild:

Tabelle 2.2: Spezifischer Energieverbrauch in den Jahren 1974 bis 1978

	1960-73	1974	1975	1976	1977	1978 ⁴⁾
(1) BSP ¹⁾		596	577	609	624	642 Mrd DM
(2) PEV ²⁾		366	348	370	369	383 Mio t SKE
(3) SEV ³⁾	634	614	603	608	591	597 kg SKE/1000 DM
(3) = $\frac{(2)}{(1)} \cdot 1000$						

1) BSP = reales Bruttosozialprodukt (Preisbasis 1962)

2) PEV = Primärenergieverbrauch

3) SEV = Spezifischer Primärenergie-Einsatz

4) Schätzung aufgrund der Halbjahreswerte

Der durchschnittliche SEV seit dem Ölschock liegt mit 603 kg so deutlich unter dem relativ stabilen 13-jährigen Durchschnitt von 634 kg, daß man von einer Tendenzwende im Energieverbraucher-Verhalten sprechen kann. Besonders zu beachten ist in obiger Zeitreihe, daß weder das überdurchschnittliche BSP-Wachstum 1976 noch die sehr ungünstige Witterung des 1. Halbjahres 1978 eine sprunghafte Wiederannäherung des SEV an den alten Durchschnitt bewirkten.

2.2.2.4 Vollbeschäftigungsprojektion 1985

Würde das einem 5,1 %-Wachstum zwischen 1978 und 1985 entsprechende BSP von 930 Mrd DM in 1985 mit einem SEV von 591 kg erstellt, so beliefe sich der gesamte Primärenergieverbrauch 1985 auf 550 Mio t SKE⁺). Diese Menge ist gleich dem im vorigen Abschnitt für den Elastizitätskoeffizienten der Vollbeschäftigungszeit von 1,0 errechneten Bedarf im Jahre 1985. Gleiches Wachstum von Sozialprodukt und Energieverbrauch, d.h. ein "lineares Kopplungsverhältnis" von BSP und PEV, gilt heute als überholt und nicht mehr zeitgemäß. Ein SEV von 591 kg in 1985 würde jedoch eine beachtliche Verbesserung des spezifischen Energie-Einsatzes von 7 % im Vergleich zur Vollbeschäftigungszeit bis 1973 bedeuten, die prozentual immerhin der in den letzten 10 Jahren erreichten Senkung des spezifischen Brennstoffverbrauchs in öffentlichen Wärmekraftwerken entspricht. Auch in Anbetracht dessen, daß der SEV 1978 wieder auf rd. 600 kg steigen dürfte und im Aufschwung mit einer geringeren Preiselastizität der Energienachfrage zu rechnen ist, bringt die angegebene SEV- und PEV-Entwicklung bis 1985, entgegen dem durch die 1,0-Elastizität erweckten Anschein, durchaus einen gewissen Einspar-Optimismus zum Ausdruck.

Bei früheren Prognosen des Bedarfs 1985 in der Größenordnung von 550 bis 600 Mio t SKE, namentlich in der "Ersten Fortschreibung" vom Oktober 1974, kam man auf einen Kernenergie-Anteil von rd. 15 % entsprechend 80 bis

+) Eine einfache Verfeinerung dieser Methode besteht darin, daß man den PEV im Elektrizitätsbereich und den PEV für alle anderen Zwecke getrennt berechnet. Von dieser Möglichkeit, die sich bei Studien mit Schwerpunkt Stromerzeugungsproblematik besonders anbietet, wird im folgenden bei der Abschätzung des PEV 1990 Gebrauch gemacht (vgl. Abschnitt 2.2.2.5).

90 Mio t SKE. Die zugehörige installierte Kernkraftwerksleistung von 45 bis 50 GW war "durch Planungen der Elektrizitätswirtschaft abgedeckt" /BUNDESREGIERUNG (1974), Drucksache 7/2713, Tz. 63/ und konnte als angebotsorientierte Obergrenze des großtechnischen Kernenergie-Einsatzes 1985 angesehen werden.

Heute gilt eine installierte Kernkraftwerksleistung von 45 GW in 1985 als zeitlich und politisch "nicht machbar". Nun ist das Machbare in gewissem Grade davon abhängig, mit welchem Nachdruck die angeblich nicht realisierbaren Zielsetzungen dargelegt und vertreten werden. Zu den wichtigsten Argumentationshilfen gehört dabei das Aufzeigen der problematischen Konsequenzen des Zielverzichts und der negativen Folgen alternativer Lösungen. Würde man sich z.B. damit abfinden, daß bis 1985 nur die Hälfte der früher geplanten Kernkraftwerksleistung, also 22 bis 25 GW, realisierbar ist, so bleibt offen, welchen Energieträgern das Schließen der Uran-Lücke im Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in der Größenordnung von 40 bis 45 Mio t SKE zusätzlich übertragen werden könnte.⁺⁾

Zur Erörterung dieser Frage wurden die bei Vollbeschäftigung von den anderen Primärenergieträgern zu leistenden Beiträge durch Übertragung der Prozentanteile aus der Ersten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung auf einen Gesamtbedarf von 550 Mio t SKE errechnet. Die sich daraus ergebende Struktur des Bedarfs an Primärenergieträgern bildet zusammen mit elektrizitätswirtschaftlichen Kenngrößen (Leistung, Erzeugung, Einsatz) und den bereits genannten BSP- und SEV-Angaben die in der folgenden Tabelle 2.3 wiedergegebene energiewirtschaftliche Projektion "Vollbeschäftigung 1985".

Die in Tab. 2.3 angegebene Zuwachsrate der Stromerzeugung von 6,6 %/a ab 1978 bis 1985 basiert auf dem Verhältnis der Stromverbrauchszuwachsrates in den Sektoren Industrie und Verkehr zur BSP-Wachstumsrate

⁺⁾ Auf die Frage, wieviel Kernkraftwerke aus heutiger Sicht bis 1985 zugebaut werden können, und wie man nicht termingemäß vollendete oder gestoppte Bauvorhaben in der Leistungsplanung der Versorgungsunternehmen ausgleichen könnte, wird im nächsten Kapitel eingegangen.

in der Zeit von 1963 bis 1976, also auf dem "Elastizitätskoeffizienten des industriellen Stromverbrauchs" von 1,3, so daß gilt: 6,6 % (Strom) = 5,1 % (BSP) x 1,3. Wenn hier im Unterschied zur PEV-Abschätzung auf den Elastizitätsbegriff zurückgegriffen wird, so geschieht dies deswegen, weil die Korrelation zwischen Stromverbrauch und Industrie- bzw. Sozialprodukt, im Gegensatz zur PEV/BSP-Korrelation, in der Bundesrepublik Deutschland und in anderen Industrieländern wie den USA, Frankreich und Großbritannien mit 0,98 bis 0,99 sehr stark ist /SCHMITT, D., MÖNIG, W., SUDING, P.H., EWI (August 1975), S. 20-26/.

Bezüglich der restlichen Verbrauchsbereiche "Haushalte und Kleinverbrauch" (HUK) soll unsere Verfahrensweise so interpretiert werden, als wiese der Sektor "HUK" dieselbe Stromverbrauchszuwachsrate auf wie der Bereich "Industrie und Verkehr", so daß die Frage der relativen Anteile dieser zwei Sammelposten am Gesamtverbrauch ausgeklammert bleiben kann. Tatsächlich betrug im Zeitraum 1963-76 die Zuwachsrate des HUK-Stromverbrauchs 9,4 %/a, und der HUK-Anteil belief sich auf 45 %. Würde man diese Werte übernehmen, so erhielte man eine Gesamtzuwachsrate von 7,88 %/a aufgrund folgender, von den EVU ermittelten und verwendeten Regressionsbeziehung:

$$y = 0,45 \cdot 9,4 \% + 0,55 \cdot 1,3 X = 4,23 \% + 0,715 \cdot X^+)$$

y = Änderung des Stromverbrauchs

X = Sozialproduktwachstum

Tendenziell, ohne Forcierung der Stromheizung, sinkt die HUK-Stromverbrauchszuwachsrate, während der Anteil dieses Bereichs am Gesamtstromverbrauch im Steigen begriffen ist.

+) Vgl. dazu /P. SCHNELL, Energiebedarfsprognosen in der Elektrizitätswirtschaft und ihre praktische Nutzanwendung, Sonderdruck Nr. 2948 (1976) der Zeitschrift "Elektrizitätswirtschaft", S. 6-7/, in Verbindung mit einem von der Elektrizitätsversorgung Schwaben erhaltenen Schaubild "Analyse der Korrelation - Stromverbrauchsänderung /Wirtschaftswachstum" (Dez. 77).

Tabelle 2.3: Projektion "Vollbeschäftigung 1985"

Primärenergieträgerverbrauch (PEV) (in Mio t SKE)	1973	1977	1985	Zuwachsrate 1977-85 (p.a.)
Kohle	117 31%	101 27%	115 21%	1,6%
Öl	209 55%	192 52%	240 44%	2,8%
Gas	39 10%	55 15%	100 18%	7,8%
Uran	4 1%	11 3%	83 15%	28,7%
Sonstige	10 3%	10 3%	12 2%	2,9%
Total	379 100%	369 100%	550 100%	5,1%
Bruttosozialprodukt (Preisbasis 1962)	592 Mrd DM	625 Mrd DM	930 Mrd DM	5,1%
Spezif. Energieverbrauch	639 kg/1000 DM	591 kg/1000 DM	591 kg/1000 DM	
Kraftwerksleistung (br.)	62 GWe	84 GWe	125 GWe	5,1%
davon KKW-Leistung	2,4 GWe	6,5 GWe	45 GWe ⁺)	27,5%
Stromerzeugung (br.)	299 TWh	335 TWh	560 TWh	6,6%
davon KKW-Strom	12 TWh	35 TWh	260 TWh ⁺)	28,5%
Einsatz in Kraftwerken	100 Mio t SKE	109 Mio t SKE	180 Mio t SKE	6,5%

⁺) Die in Anbetracht der installierten Kernkraftwerksleistung niedrige Kernstromerzeugung erklärt sich aus der Annahme, daß die 45 GWe erst Ende des Jahres 1985 zur Verfügung stehen.

Eine Zuwachsrate des gesamten Stromverbrauchs in den nächsten 8 Jahren von 6,6 %/a ist also insofern als konservativ anzusehen, als sie Sättigungstendenzen in der Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten berücksichtigt, eine durchaus mögliche breite Propagierung des Heizens und Kochens mit Strom außer Betracht läßt⁺) und im wesentlichen auf der trendmäßigen Zunahme des spezifischen Stromverbrauchs in der Produktion basiert⁺⁺). Die vorgesehene installierte Gesamtleistung wird zur Erzeugung der angegebenen 560 TWh "nur" 4480 Stunden eingesetzt (1977: 3988 h), so daß nicht auszuschließende Auftriebstendenzen im Stromverbrauch in gewissen Grenzen aufgefangen werden können.

Es soll nun erörtert werden, wie eine Uranlücke von beispielsweise 50 %, entsprechend 40-45 Mio t SKE, im Kraftwerksinput 1985 ausgeglichen werden könnte.

Für die Steinkohle allein ist diese Aufgabe unlösbar. Ihr Einsatz in Kraftwerken müßte über die geplante Menge von 35 Mio t hinaus auf mehr als das Doppelte gesteigert, und die Förderung zu diesem Zweck binnen 7 Jahren wieder auf das Niveau der 60er Jahre gebracht werden - ein Ansinnen, das vom Steinkohlenbergbau nicht ernsthaft in Erwägung gezogen würde. Auch eine Aufteilung des zusätzlichen Brennstoffbedarfs auf Steinkohle und Braunkohle kann aus strukturpolitischen und ökologischen Gründen nicht als "machbare Alternative" gelten. Der in Tab. 2.3 angegebene Bei-

+) Elektrifizierungsbeispiele wie die folgenden Fälle aus jüngster Zeit werden hier also nicht "hochgerechnet": Die Wohnungsbaugesellschaft Ruhr-Niederrhein und der Allgemeine Bauverein Essen rüsten Wohnblocks mit elektrischer Fußboden- oder Deckenheizung aus. Aufgrund sehr ausführlicher Systemuntersuchungen erhält die im Bau befindliche Universität Bayreuth eine "allelektrische integrierte Wärmeversorgung" (mit Wärme-Rückgewinnung). Die Stadtwerke Mannheim zahlen gegenwärtig einen Zuschuß von 500,-- DM für jeden Elektroherd oder Durchlauferhitzer, den ein Kunde an Stelle entsprechender Gas-Geräte anschafft.

++) Im Zeitraum 1960-77 hat sich der Stromverbrauch je geleisteter Arbeitsstunde in der Industrie um 168 %, je 1000,-- DM BSP um 50 % erhöht.

trag des Erdgases zum Energiebedarf bei Vollbeschäftigung liegt mit 100 Mio t SKE aus heutiger Sicht ohnehin schon jenseits der sicheren Beschaffungsmöglichkeiten. In verstärktem Maße trifft das natürlich auch auf den Ölbeitrag von 240 Mio t SKE zu; doch ein auf 20 Mio t SKE erhöhter Öleinsatz in Kraftwerken erscheint in Anbetracht des auch weiterhin bestehenden Überschusses an schwerem Heizöl und der geringen Ausnutzung der Ölkraftwerke noch als die unproblematischste Teillösung. Sie kommt aber in dem Maße weniger in Betracht, wie der Schwerölüberschuß durch Konversionsanlagen abgebaut und zur Verringerung der Leichtöl-Importe genutzt wird.

Wenn die in Tab. 2.3 eingeplanten Kohle- und Gas-Beiträge von insgesamt 215 Mio t SKE als Beschaffungsobergrenze zu gelten haben, so bleibt die Frage, ob die unterstellte Uran-Fehlmenge im Kraftwerkseinsatz von 40 - 45 Mio t SKE durch Freisetzung von Kohle und Gas im Zuge rationeller Energienutzung kompensierbar erscheint. Wie bereits erwähnt, wird es für möglich gehalten, einen unter status-quo-Bedingungen für 1985 prognostizierten Gesamtbedarf von 540 bis 550 Mio t SKE durch vielfältige Einsparmaßnahmen bei allen Energieformen in allen Verwendungsrichtungen um 40 bis 50 Mio t SKE zu senken. Es dürfte illusorisch sein, eine Menge dieser Größenordnung an Steinkohle und Erdgas allein, und zwar ohne Produktions- und Beschäftigungseinbußen, freizusetzen; denn dies würde eine Senkung der Steinkohle- und Erdgasverwendung außerhalb der Kraftwerke von etwa 136 Mio t SKE um gut 30 % erfordern. Ebenso wenig kann die Möglichkeit einer der um 50 % reduzierten Kernkraftnutzung entsprechenden Stromnachfrage-Drosselung in der Größenordnung von 130 TWh, das sind 23 % der veranschlagten Gesamterzeugung, als Ausweg in Betracht kommen.

Sicherlich könnte eine Kombination der genannten Maßnahmen eine 50 %ige Unterschreitung des in unserer Projektion "Vollbeschäftigung 1985" angegebenen Uran-Beitrags von 83 Mio t SKE zum Primärenergie-Aufkommen in etwa kompensieren. Doch die dazu nötigen energie- und wirtschaftspolitischen Maßnahmen zur Steigerung der Kohleförderung bei gleichzeitiger Freisetzung von Kohle in der Industrie, zur erhöhten Schwerölverstromung bei gleichzeitiger Leichtöleinsparung, zur Gas- und Stromeinsparung im

privaten und gewerblichen Bereich beinhalten eine vielfältige Durchsetzungsproblematik, die im Vergleich zum Kernenergieproblem nicht als geringeres Übel gelten kann. Dessen eingedenk stellt eine zur Verstromung von 80-90 Mio t SKE Uran erforderliche installierte Kernkraftwerksleistung von 40 bis 45 GW im Jahre 1985 keine theoretische Obergrenze dar, sondern eine energiewirtschaftliche Zielgröße im Rahmen einer wirtschaftspolitischen Konzeption zur Wiederherstellung der Vollbeschäftigung.

Es ist möglich und zu hoffen, daß der spezifische Energie-Einsatz in den kommenden 8 Jahren weiter absinkt. Wenn man sich von den jüngsten Energiesparprogrammen auf Bundes- und Länderebene eine tendenzielle Wirkung in dieser Richtung verspricht, so ist bei Energiebedarfsschätzungen zu berücksichtigen, daß das Hauptgewicht der öffentlichen Einsparmaßnahmen auf der rationelleren Nutzung von Öl und Gas zu Heizzwecken liegt. Auf die Stromnachfrage hat dies aller Voraussicht nach einen stimulierenden Effekt /SCHMIDT-KÜSTER, W.-J. (1978), S. 278/, so daß kein Grund besteht, unter Einsparaspekten den zukünftigen Brennstoffeinsatz der Kraftwerke niedriger anzusetzen als unter status-quo-Bedingungen⁺). Selbst wenn man der Ansicht ist, in Tab. 2.3 werde der Effekt der allgemeinen Energiesparbemühungen weit unterschätzt, so dürfte es angesichts des ständig steigenden spezifischen Stromverbrauchs der Industrie und der zunehmenden Wirtschaftlichkeit der Vollelektrifizierung des Haushalts⁺⁺) schwerfallen, daraus Argumente für eine deutliche Verringerung der für das Jahr 1985

+) In seiner Studie "Das Deutschlandmodell" veranschlagt dagegen das Institut für Angewandte Systemforschung und Prognose (ISP) z.B. den Kernenergie-Einsatz 1985 im "Einsparungsszenario" um rd. 10 % niedriger als im "Referenzszenario". Für das Jahr 2000 beträgt der vom ISP auf die Kernenergie projizierte "Einspareffekt" sogar 28 % /vgl. PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii, Das Deutschlandmodell, Stuttgart 1978, S. 161-173/. Es sei bemerkt, daß die Senkung des spezifischen Brennstoffeinsatzes in Kraftwerken im Zuge der technischen Weiterentwicklung lediglich den (nachfrageabhängigen) Zuwachs des Brennstoffbedarfs abschwächt.

++) In seiner Studie "Kostenfunktionen der Energieträger" (München 1978) kommen SCHIFFER, H. W., u.a. zu dem Ergebnis, daß in ländlichen Gebieten der Strom heute schon die wirtschaftlichste Heizenergie ist.

bei Vollbeschäftigung angegebenen elektrizitätswirtschaftlichen Zahlen, insbesondere des Uranbeitrags, herzuleiten. Selbst wenn man eine drastische Senkung der Energie-Intensität um beispielsweise 10 % für möglich hält und fordert, daß sie auch für Strom jedweder Erzeugungsart zu gelten habe, so würde das an der Dimension des großtechnischen Einsatzes der Kernenergie bei Vollbeschäftigungsstrategie kaum etwas ändern: Die Anzahl der bis Ende 1985 zu bauenden Kernkraftwerke könnte um maximal 3 Stück auf 29 reduziert werden.

2.2.2.5 Vollbeschäftigungsprojektion 1990

Für 1990 soll nun mangels einer entsprechenden Planungsgröße der Elektrizitätswirtschaft aus der Zeit vor der Moratoriumsdiskussion eine wirtschaftlich begründbare Dimension des Kernenergie-Einsatzes aus dem dargestellten Energieversorgungs-Szenario 1985 hergeleitet werden.

Es läßt sich leicht überschlagen, daß bei geringerem Stromverbrauchswachstum ab 1986 von etwa 5,5 %/a, einem gegenüber 1985 etwas höheren Kernstromanteil von z.B. 47 % und einer normalisierten durchschnittlichen Kernkraftwerks-Ausnutzungsdauer von 6500 h rd. 53 GW an installierter Kernkraftwerksleistung erforderlich sind. Wenn darüber hinaus auch für 1990 eine Schätzung des Vollbeschäftigungsbedarfs an Primärenergieträgern vorgenommen wird, so geschieht das nicht nur der Vollständigkeit wegen, sondern auch aus folgendem besonderem Grund. Mit Hilfe der Projektion für 1990 soll ein alternatives Szenario für 1985 durch Interpolation 1978-90 gewonnen werden, um eine Vorstellung davon zu gewinnen, welche energiewirtschaftliche Entlastung eine Verschiebung des Vollbeschäftigungszustandes um 5 Jahre auf 1990 implizieren würde.

Ende der 80er Jahre wird der Höhepunkt des Erwerbepersonenpotentials überschritten, und bei etwas geringerer Arbeitsproduktivität (3,7 %/a)

reicht ein BSP-Wachstum von durchschnittlich 4 % aus, um den Vollbeschäftigungszustand über 1985 hinaus bis 1990 aufrechtzuerhalten. Das BSP beliefe sich dann auf 1130 Mrd DM (Preisbasis 1962).

Anstatt nun den PEV aufgrund einer einzigen SEV-Schätzung zu berechnen, wird von einer methodischen und didaktischen Verfeinerung durch getrennte Bestimmung des PEV zur Stromerzeugung und des Energie-Einsatzes für alle übrigen Zwecke Gebrauch gemacht. Die prinzipiell mögliche Verbesserung des Ergebnisses folgt daraus, daß man wegen der technisch determinierten Vorhersehbarkeit der Senkung des spezifischen Brennstoff-Verbrauchs in den Kraftwerken (g SKE/kWh) in Verbindung mit der zwar kontroversen, aber relativ gut begründbaren zukünftigen Stromverbrauchsentwicklung einen erheblichen Teil (30 % in 1977) des Gesamtbedarfs an Primärenergieträgern vergleichsweise genau abschätzen kann. Dadurch verringert sich die mit Hilfe des groben BSP-bezogenen SEV zu berechnende Energie-Menge, d.h. die Wirkung des systematischen Fehlers der Durchschnittsbildung über sehr verschiedene Energieträger und -verbrauchsformen wird abgeschwächt. In der Darstellung einer künftigen Energieversorgung kann auf diese Weise die Rolle des strombezogenen PEV, insbesondere des Urans, veranschaulicht werden. Die Bedeutung dieser Verbesserungseffekte steigt mit zunehmendem Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch, wovon ja bis 2000 auch bei rationellerer Stromnutzung allgemein ausgegangen wird.

Der SEV der Kraftwerke betrug 1977 rd. 328 g SKE/kWh und in Tab. 2.3 wurden für 1985 rd. 320 g zugrundegelegt. Geht man für 1990 von 318 g aus⁺⁾ , so sind bei verlangsamtem Stromverbrauchswachstum von 5,5 %/a

+) DIW, EWI und RWI gehen in ihrer Prognose 1990 von 319 g aus /vgl. DIW, EWI, RWI (1978), S. 134/.

(1985-90) im Zeichen rationellerer Energienutzung für 730 TWh etwa 232 Mio t SKE an Energie-Einsatz nötig. Nimmt man an, daß sich der SEV bezüglich der anderen Energieformen von 414 kg/1000 DM BSP in 1977⁺⁾ um 16 % auf 348 kg verringert, so kommt man auf einen Restbedarf von 393 Mio t, und es ergibt sich ein Gesamt-PEV 1990 von 625 Mio t SKE. Der durchschnittliche SEV betrüge dann 553 kg und wäre damit um 13 % bzw. 8 % niedriger als 1960-73 bzw. 1973-78.

Bei einer Erhöhung der Kernkraftwerksleistung auf 53 GW⁺⁺⁾ verteilt sich der PEV der Kraftwerke von 232 Mio t auf der Basis der bestehenden Verstromungspolitik wie folgt:

Tabelle 2.4: Energie-Einsatz der Kraftwerke 1990

	(in Mio t SKE)	
	1977	1990
Steinkohle	30 28 %	40 17 %
Braunkohle	31 29 %	34 15 %
Mineralöl	8 7 %	10 4 %
Erdgas	19 17 %	24 10 %
Uran	11 10 %	108 47 %
Wasser u. Sonstige	10 9 %	16 7 %
Total	109 100 %	232 100 %
Anteil am Gesamt-PEV	30 %	37 %

+) Es wurde das gesamte BSP zugrundegelegt, während streng genommen ein Abschlag in Höhe der Wertschöpfung der Elektrizitätswirtschaft vorgenommen werden müßte.

++) In den "Grundlinien und Eckwerten für die Fortschreibung des Energieprogramms" vom März 1977 wurden bei einem Gesamt-PEV von nur 550 Mio t SKE etwa 47 GW für erforderlich gehalten /vgl. BUNDESREGIERUNG, Bulletin Nr. 30, 25.3.77, S. 269/.

Die Aufteilung des PEV-Restes von 393 Mio t auf die Primärenergieträger erfolgt im wesentlichen durch Fortschreibung der um den Kraftwerksbedarf verringerten Beiträge der einzelnen Energieträger zur Gesamtversorgung in 1985 (Tab. 2.3), unter Berücksichtigung einer Ölsubstitution durch Elektrizität in Höhe von 20 Mio t SKE. Es ergibt sich daraus das in der folgenden Tab. 2.5 wiedergegebene Bild der Energieversorgung 1990 bei Vollbeschäftigung. Der für 1990 bei Vollbeschäftigungswachstum errechnete PEV von 625 Mio t ist als Maximalbedarf bei Strukturkonstanz der Produktion, nüchterner Einschätzung der marktwirtschaftlich erreichbaren Senkung des SEV und beginnender Ölsubstitution durch Elektrizität anzusehen.

Es gibt im wesentlichen zwei voneinander unabhängige Kategorien von Einflüssen, die einen niedrigeren als den in Tab. 2.5 ausgewiesenen PEV in 1990 bewirken könnten:

- 1) Schwächeres Steigen des Sozialprodukts, als hier in Form einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 4.8 %/a zwischen 1978 und 1990 aus beschäftigungspolitischen Gründen postuliert wurde (Niveauelemente der Energie-Einsparung).

Bei entsprechend langsamerer Entwicklung der in unserem Falle mit durchschnittlich 4 %/a steigenden Arbeitsproduktivität bedeutet ein schwächeres BSP-Wachstum nicht notwendigerweise eine schlechtere Beschäftigungslage. Es ist nicht auszuschließen, daß im Zuge struktureller Veränderungen der Produktionsverhältnisse die Produktivität der Arbeit langsamer wächst, als heute von Sachverständigen und Gutachtern angenommen wird. Dieser mögliche energetische Entlastungseffekt darf aber vom Energie-Prognostiker nicht "a priori realisiert" werden. Hier gilt für ihn quasi ein Imparitätsprinzip, demzufolge mögliche Mehrbelastungen der Energieversorgung zu berücksichtigen sind, eventuelle Entlastungen aber im Zweifel außer Ansatz bleiben müssen. Dies ist aufgrund der Einsicht zu fordern, daß die volkswirtschaftlichen Kosten einer energetischen Unterversorgung ungleich schwerer wiegen als die betriebswirtschaftlichen Kosten einer überdimensionierten Energiebereitstellung.

Tabelle 2.5: Projektion "Vollbeschäftigung 1990"

Primärenergieträgerverbrauch (PEV) (in Mio t SKE)	1978 ¹⁾	1985 ²⁾	1990	Zuwachsrate 1978-90 (p.a.)
Kohle	98 26 %	120 24 %	135 22 %	2,7 %
Öl	198 52 %	232 45 %	254 40 %	2,1 %
Gas	61 16 %	92 18 %	112 18 %	5,2 %
Uran	16 4 %	52 10 %	108 17 %	17,3 %
Sonstige	10 2 %	14 3 %	16 3 %	4,0 %
Total	383 100 %	510 100 %	625 100 %	4,2 %
Bruttosozialprodukt (Preisbasis 1962)	642 Mrd DM	893 Mrd DM	1130 Mrd DM	4,8 %
Spezif. Energieverbrauch	597 kg/1000 DM	571 kg/1000 DM	553 kg/1000 DM	-0,6 %
Kraftwerksleistung (br.)	88 GWe	114 GWe	139 GWe	4,0 %
davon KKW-Leistung	9,6 GWe	26 GWe	53 GWe	15,3 %
Stromerzeugung (br.)	348 TWh	540 TWh	730 TWh	6,4 %
davon KKW-Strom	40 TWh	164 TWh	342 TWh	17,4 %
Einsatz in Kraftwerken	113 Mio t SKE	173 Mio t SKE	232 Mio t SKE	6,0 %

1) Schätzung aufgrund der Halbjahreswerte

2) Exponentielle Interpolation 1978-90

- 2) Stärkeres Sinken des spezifischen Energieverbrauchs der Sozialprodukt-herstellung (SEV), als es den hier angenommenen $-0,6\%/a$ ab 1978 entspricht (Effizienzkomponente der Energie-Einsparung).

Dies kann sowohl durch noch rationellere Nutzung der Energie in allen bisherigen Verwendungen, als auch durch das Aufkommen von neuen Verwendungszwecken mit geringer Energie-Intensität verursacht werden. Im ersten Falle ist an eine höhere preisinduzierte Substitutionalität von Energie und Kapital sowie an eventuell notwendige administrative Zwangsmaßnahmen, im zweiten Fall an die umstrittene These von der langfristigen Dominanz des tertiären Sektors (Dienste statt Produkte) zu denken⁺). Es ist möglich, daß die unter 2.2.2.1 angegebene erhoffte Entwicklung von Arbeitsproduktivität, Sozialprodukt und Beschäftigung zu einem erheblich unter 625 Mio t SKE liegenden Primärenergiebedarf in 1990 führt, mit großer Wahrscheinlichkeit führt sie aber nicht zu einem höheren PEV. Dem genannten Imparitätsprinzip zufolge ist in der energiewirtschaftlichen Projektion auch unter diesem Aspekt wieder die (pessimistische) Obergrenze maßgebend.

Hält man eine stärkere Verbesserung der Energie-Effizienz bei steigenden Energiepreisen aus Kostengründen für möglich, so ist zu bedenken, daß in der Aufschwungphase und im Boom die Preiselastizität der Energienachfrage geringer ist als in der Rezession. Andererseits wäre gerade eine gute Konjunktur eine günstige Voraussetzung für Energiespar-Investitionen⁺⁺).

+) Ein entsprechender Trend scheint allerdings noch nicht erkennbar zu sein. "Es ist deshalb festzustellen, daß die deutsche Wirtschaft bisher keineswegs einer Dienstleistungsgesellschaft zugestrebt ist" /vgl. OPPENLÄNDER, K.H., Der gesamtwirtschaftliche Strukturwandel in der Bundesrepublik Deutschland, ifo schnelldienst 11-12/77, S. 9-13, sowie GERSHUNY, J.I., Post-industrial Society. The myth of the service economy, Futures, April 1977, S. 103-114/. Das ISP schätzt, daß der Anteil des tertiären Sektors am BSP von heute 37 % bis 2000 nur auf 41 % steigen wird /vgl. PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et al., Das Deutschlandmodell, 1978, S. 100/.

++) M. Horn ist der Auffassung, daß die Aussichten für eine rationellere Energie-Nutzung am günstigsten sind, wenn die Energiepreise bei relativ hohem Wachstum, insbesondere der Investitionen, allmählich ansteigen. /HORN, M., Der Zusammenhang von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch, ifo schnelldienst 23/78, S. 5-10/.

In Anbetracht der Unvollkommenheit und der Grenzen des heutigen wirtschaftspolitischen Instrumentariums und des Nachdrucks, mit dem allgemeines Energiesparen propagiert und initiiert wird, ist auch ohne ressourcenschonende strukturelle Änderung im Produktions- und Konsumverhalten zu vermuten, daß der PEV 1990 mindestens 10 % unter dem Projektionswert von 625 Mio t SKE liegen wird. Sofern in den nächsten Jahren nicht eine forcierte Welle der Substitution von Öl und Gas in der Wärmeversorgung durch elektrischen Strom einsetzt, impliziert diese Vermutung auch einen Minderbedarf an Elektrizität. Über dessen Umfang brauchen aber an dieser Stelle keine Mutmaßungen angestellt zu werden, denn er kann bei nicht als Dauerkrise zu bezeichnender Entwicklung u.E. gar nicht so groß ausfallen, als daß eine erhebliche Herabsetzung der Kernkraft-Projektion 1990 von 53 GW aus wirtschaftlichen oder strukturellen Gründen zwingend notwendig werden könnte. Eine solche Notwendigkeit ergäbe sich, falls der Strombedarfszuwachs so weit absinkt, daß der nach Abzug des Kernstroms verbleibende Bedarfsrest zur Unterbringung einer langfristig dafür disponierbaren einheimischen Kohlenmenge von etwa 65 Mio t SKE nicht mehr auszureichen droht. Dies ist aber, wie folgende Überlegungen zeigen, kaum zu befürchten. Betrachtet man nämlich in Tab. 2.4 rd. 35 Mio t SKE in Form von Öl und Gas (32) sowie sonstigen Brennstoffen⁺ (3) als verzichtbaren Einsatz, als Kraftwerksinput, auf den man lieber nicht angewiesen sein möchte, so können 1990 etwa 173 Mio t SKE an Uran (108) und inländischer Stein- und Braunkohle (65) sowie 13 Mio t SKE in Form von anderen Energien (Wasser, Gas, Sonstige) auch dann noch in der Elektrizitätswirtschaft Verwendung finden, wenn die Stromerzeugung ab 1978 nur noch mit 4,4 %/a wächst und 1990 um 20 % hinter der Projektion zurückbleibt. Dies beruht insbesondere darauf, daß im Zuge der weiteren Nivellierung der Netzbelastungskurven der Bedarf an Grundlastenergie überproportional steigt.⁺⁺) Der Grundlastbereich im Winter, auf den 1960 die Hälfte der eingesetzten Leistung entfiel, umfaßte 1971 rd. 70 % und steigt schon bis 1980 vermutlich auf 80 % /KLÖSS, K. Ch. (1973), S. 3/. Es wird daher geschätzt, daß 1985 über 70 % der gesamten Stromerzeugung in kostengünstigen Grundlastkraftwerken mit

⁺) Brennholz, Brenntorf, Grubengas, etc.

⁺⁺) Vgl. Abschnitt 2.3.3

einem Leistungsanteil von 57 % (z.Zt. 29 %) produziert werden können /PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii (1978), S. 194-95; ifo schnell-dienst 19/77, S. 4/.

Auch wenn der aus Wirtschaftlichkeitsgründen anzustrebende Anteil der Grundlastleistung nur 50 % betragen sollte, so müßten 1990 mehr als 60 % des Primärenergieeinsatzes in Kraftwerken auf die Grundlastenergien Laufwasser, Braunkohle und Kernenergie entfallen /BIERHOFF, R. (1978), S. 70-71/. Dieser Entwicklung trägt unsere Projektion 1990 notdürftig in der Weise Rechnung, daß ein Teil der zur Verstromung vorgesehenen Steinkohlenmenge von 40 Mio t SKE Grundlastenergie darstellt, die bei geringerer Stromnachfrage frei wird und Öl und Gas in Mischfeuerungsblöcken des Mittellastbereichs ersetzen kann.

Aus Tab. 2.5 geht hervor, daß trotz eines aus heutiger Sicht außerordentlich hohen Beitrags der Kernenergie von 108 Mio t SKE (17 %) die Beiträge der fossilen Energieträger im Vergleich zu heute einen Umfang annehmen, der weder technisch-wirtschaftlich noch politisch garantiert werden kann. Deshalb ist im Unterschied zur Projektion 1985 (Tab. 2.3) die für 1990 bei Vollbeschäftigung angegebene Dimension der Kernenergienutzung, symbolisiert durch eine installierte Leistung von 53 GW, nicht mehr als wirtschaftlich plausible Obergrenze, sondern als unbedingt zu erreichendes Planziel oder gar als gerade noch vertretbares Minimum zu werten. Der Kostenvorteil des Kernstroms, der im Streit um den Nutzen der Kernenergie heute noch eine Hauptrolle spielt, tritt in Anbetracht der zunehmenden technisch-wirtschaftlichen (Steinkohle), ökologischen (Braunkohle) und politischen (Erdgas, Importkohle) Probleme der Beschaffung fossiler Brennstoffe für Kraftwerke bis 1990 in den Hintergrund. Kernstrom braucht nicht die niedrigsten Kosten aufzuweisen, um 1990 in der genannten Größenordnung erzeugt werden zu müssen.

2.2.2.6 Alternativprojektion 1985

Mitte 1978 steht fest, daß die von Regierung und Sachverständigenrat erwartete Wachstumsrate des realen Bruttosozialprodukts von 3,5 % nicht erreicht wird. Wächst das BSP nur mit rd. 3 % auf 644 Mrd DM (Basis 1962), so müßte es ab 1979 mit 5,4 % pro Jahr ansteigen, wenn es 1985 die der Strategie "Vollbeschäftigung durch Wachstum" entsprechende Höhe von 930 Mrd DM erreichen soll. Da das Erwerbspersonenpotential erst 4 Jahre später maximal sein wird, bietet sich eine Variante dieser Strategie an, bei welcher die Vollbeschäftigung nicht schon bis 1985, sondern erst bis 1990 angestrebt wird. In diesem Fall würde eine durchschnittliche BSP-Wachstumsrate nach 1978 bis 1990 von rd. 4,8 %/a genügen, so daß der Wachstumspfad bis 1985 flacher, danach allerdings steiler verlief als im Referenzfall. Das BSP läge dann 1985 mit 893 Mrd DM um 4 % unter dem Vollbeschäftigungsniveau. Die dieser Interpolation auf der Basis konstanter relativer Zuwachsraten entsprechenden Zahlen der Primärenergie- und Stromversorgung für 1985 sind ebenfalls in Tab. 2.5 zusammengestellt⁺).

Bezüglich der Kernergie ergeben sich für 1985 bei einer Strategie des gleichmäßigen Wachstums zum Erreichen der Vollbeschäftigung in 1990 erheblich geringere Anforderungen als in der Projektion "Vollbeschäftigung 1985" (Tab. 2.3): Eine Kernkraftwerksleistung von 26 GW, das entspricht 23 % der Gesamtleistung, reicht aus, um 30 % der gesamten Stromerzeugung zu sichern, wofür 10 % des gesamten Primärenergiebedarfs in Form von Uran erforderlich sind. Dieser im Vergleich zur Vollbeschäftigungsprojektion 1985 realisierbar erscheinende Kernenergie-Beitrag ist allerdings so knapp bemessen, daß der Einsatz fossiler Brennstoffe in den Kraftwerken gegen-

⁺) Abweichungen von der exponentiellen Interpolation bestehen im wesentlichen darin, daß der Ölbeitrag um 3 Mio t SKE zugunsten von Uran niedriger angesetzt wurde, was insbesondere eine überexponentielle Ausnutzung der - im Unterschied zur Projektion 1985 - schon zu Beginn des Jahres als verfügbar angenommenen Kernkraftwerke bedeutet (6300 h).

über heute um 25 % höher sein muß, von 1985 an bis 1990 aber praktisch konstant bleiben kann. Allein der Kohle-Einsatz bedarf einer 20 %-Aufstockung von 61 auf 73 Mio t SKE, doch dies dürfte noch im Rahmen der in- und ausländischen Beschaffungsmöglichkeiten liegen.

Die Schlußfrage lautet nun, mit welchem Beschäftigungsstand das der interpolierten Projektion 1985 (Tab. 2.5) entsprechende Sozialprodukt erzielt werden kann. Bei einem durchschnittlichen Fortschritt der Arbeitsproduktivität von 4 %/a reichen 26,7 Mio vollbeschäftigte Erwerbspersonen für die errechnete Wertschöpfung von 893 Mrd DM in 1985 aus (Basis 1962). Dieser Beschäftigungsstand liegt zwar um 0,6 Mio Personen unter der Vollbeschäftigung, ist aber um 1,0 Mio besser als Ende 1977. Da sich das Erwerbspotential bis 1985 um 0,8 Mio erhöht, kann die Anzahl der Arbeitslosen 1985 nur um 0,2 Mio Personen niedriger sein als Ende 1977, als 1,1 Mio ohne Arbeit waren. Somit hat man bei Hinausschiebung der Vollbeschäftigung um 5 Jahre mit 0,9 Mio Arbeitslosen im Jahre 1985 zu rechnen, d.h. mit genau soviel, wie im Frühjahr 1978 registriert waren. Die in Tab. 2.5 skizzierte Energieversorgung 1985 genügt also einem 4,8 %-Wachstum, das gerade den natürlichen Zuwachs an Erwerbspersonen absorbiert, so daß die Arbeitslosigkeit zwar relativ sinkt (Quote 3,3 %), absolut aber gleich bleibt⁺).

⁺) Das ISP schätzt die Beschäftigungswirksamkeit einer Wachstumsstrategie weit geringer ein: Bei einer Wachstumsrate von 4,7 %/a ab 1978 bis 1985 rechnet man 1985 mit 1,45 Mio Arbeitslosen /vgl. PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii, Das Deutschlandmodell, (1978), S. 105-136/.

2.3 Kernenergie-Einsatz bei zuverlässiger und umweltschonender Versorgung

2.3.1 Energiepolitische Grundziele, Prioritätenfragen und Bewertungsprozesse

2.3.1.1 Zielsetzungen und Zielkonflikte

Die Energiepolitik der Bundesregierung ist auf eine ausreichende, bedarfsorientierte, preisgünstige, zuverlässige, Mensch und Umwelt schonende Versorgung gerichtet /BUNDESREGIERUNG, Energieprogramm (1973) und Erste Fortschreibung (1974)/. Faßt man das nachfrageorientierte Ausreichen des Energieangebots als Unterziel der zukunftssicheren Beschaffung auf, so gibt es für die Energiepolitik die folgenden 3 Grundziele:

Zuverlässigkeit, Umweltverträglichkeit und Preiswürdigkeit des Energieangebots und der Versorgung.

Diese energiepolitischen Grundziele stehen in Konkurrenz zueinander, weil die Verfolgung eines bestimmten Zieles die Verwirklichung jedes anderen Zieles beeinträchtigt /vgl. DOLINSKI, H., ZIESING, H.-J. (1976), S. 289 ff/. Verfolgt man z.B. das Ziel, die Volkswirtschaft aus Wettbewerbsgründen mit der billigsten Energieform zu versorgen, so gerät man mit der Forderung nach zuverlässiger Energieversorgung in Konflikt, weil der z.Zt. billigste Energieträger, das Erdöl, voraussichtlich am frühesten zur Neige geht. Man wird dabei aber auch dem Ziel der Umweltschonung nicht ganz gerecht, denn billiges Öl ist besonders schwefelhaltig. Favorisiert man aus Umweltgründen das teurere Erdgas, so sind auch hier Zugeständnisse hinsichtlich der zukunftssicheren Beschaffung zu machen. Ist man dazu nicht bereit, priorisiert die Zuverlässigkeit des Energieangebots und setzt auf die Kohle, so wird nicht nur das Kriterium der Umweltverträglichkeit niedriger gewichtet, sondern auch die Bedeutung der Energie als Kostenfaktor gering geschätzt.

2.3.1.2 Priorität der passiven Versorgungssicherheit bis 2000

Da es logisch unmöglich ist mit einer bestimmten Politik einander ausschließende Ziele zu verfolgen, oder ein gegebenes Ziel mit einer bestimmten Handlungsweise oder durch ihr Gegenteil zu erreichen, ist es nicht sinnvoll, jedes Ziel mit gleicher Intensität zu verfolgen. Vielmehr müssen Prioritäten gesetzt und die energiepolitischen Grundziele in Abhängigkeit von der jeweiligen energiewirtschaftlichen und -technischen Situation eines Landes und der Ausdehnung des Planungshorizonts in eine Rangordnung gebracht werden. Dehnt man die Betrachtung bis zum Jahr 2000 aus, was im folgenden geschieht, so treten die Zuverlässigkeits- und Umweltaspekte gegenüber der Forderung nach möglichst preisgünstigem Energieangebot in den Vordergrund. Sie lassen sich einem vom üblichen Sprachgebrauch abweichenden erweiterten Begriff der Energie-Versorgungssicherheit wie folgt subsumieren:

- (1) Aktive Versorgungssicherheit bedeutet, daß mit dem Energiesystem einer Volkswirtschaft nach dem jeweiligen Erkenntnisstand und Wertesystem keine inakzeptablen direkten und indirekten Gefahren für die Gesundheit und das Leben der Menschen verbunden sind. Direkte Gefahren bestehen in den schädlichen Wirkungen, die bei unsachgemäßem Umgang mit Energieträgern von diesen selbst ausgehen können. Die direkte, latente Gefährdung ergibt sich aus der bloßen Anwesenheit energetischer Materien und kann insofern prinzipiell nicht vermieden werden, ihre Stärke ist aber bei den einzelnen Energieträgern sehr verschieden. Es ist z.B. gefährlicher, mit explosivem Gas und spaltbarem Material umzugehen als mit Kohle und Öl. Hinzu kommen die indirekten Gefahren der Verschlechterung natürlicher Existenzbedingungen durch Schadstoff-Anreicherung und thermische Belastung der Atmosphäre und Hydrosphäre bei der routinemäßigen Gewinnung, Umformung, Verteilung und Nutzung von Energieträgern. Die indirekte, akute Gefährdung hängt vom Gegenstand und der Gestaltung energetischer Prozesse ab und ist prinzipiell vermeidbar. Zwar endet (fast) jeglicher Energie-Einsatz in Wärme, doch ob daraus in Anbetracht des zu erwartenden Energie-Bedarfs eine Klima-Gefahr er-

wächst, ist letztlich eine Frage des Wärmeaustauschs mit dem Weltall, insbesondere also des Reduzierens der Kohlendioxid- und Staub-Emissionen durch Einschränkung des Verfeuerns von fossilen Brennstoffen. Unter diesen Umwelt-Aspekten sind z.B. Erdgas und Kernbrennstoff als harmlos einzustufen im Vergleich zu Kohle und Öl.

- (2) Passive Versorgungssicherheit beinhaltet die Unempfindlichkeit eines nationalen Energiesystems gegenüber internen und externen Störungen politisch-militärischer oder technisch-ökonomischer Art. Zu den internen Störungen zählen vor allem technische Unzulänglichkeiten, Sabotage, Streiks und Naturkatastrophen. Sie können zwar grundsätzlich nicht ausgeschaltet werden, doch ihre Bedeutung hängt wesentlich von der Struktur des Versorgungssystems ab. Eine stark zentralisierte leitungsgebundene Versorgung mit Erdgas, synthetischen Gasen, Fernwärme und "Atomstrom" wird durch Willkür oder Zufall eher und nachhaltiger lahmgelegt als eine dezentrale Ölversorgung und eine Stromerzeugung mit breiter Streuung des Brennstoff-Einsatzes. Als externe Störungen sind Maßnahmen von Energie-Exporteuren zu bezeichnen, welche eine Verschlechterung der Bezugsbedingungen für die importierenden Länder bedeuten, namentlich Lieferbeschränkungen und Preiserhöhungen. Solchen politisch oder ökonomisch motivierten Aktionen kann ein Land nur durch Autarkie entgehen, was z.B. der Bundesrepublik Deutschland, in der ja die wichtigsten Primärenergieträger vorkommen, für eine begrenzte Zeit rein theoretisch möglich wäre.⁺⁾ Externe Störungen sind desto mehr zu befürchten, je stärker die Abhängigkeit eines Energie-Importeurs von Staaten ist, deren politische, wirtschaftliche und soziale Verhältnisse unsicher erscheinen. In Anbetracht der geographischen Verteilung der Primärenergie-Vorkommen ist deshalb für westliche Länder eine Importabhängigkeit von Erdgas, Kernbrennstoff und Kohle weit weniger riskant als von Öl.

^{+) Die statische Reichweite unserer Stein- und Braunkohlen-Vorräte beträgt bei Gesamtübernahme des PEV auf Basis 1977 theoretisch 24 bis 100 Jahre, je nachdem, ob man nur die wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen (9 Mrd t SKE) betrachtet oder diesen noch die technisch gewinnbaren Reserven (28 Mrd t SKE) hinzurechnet.}

Die Frage, ob es mehr auf eine ungefährliche oder eine ungestörte Energieversorgung ankommt, ist umstritten und nicht allgemeingültig zu beantworten. Auf lange Sicht ist u.E. der Sicherung von Mensch und Umwelt vor den Gefahren des Umgangs mit Energieträgern höchste Priorität einzuräumen, während bis zum Ende unseres Betrachtungszeitraums von ca. 20 Jahren die Zuverlässigkeit der Energiebeschaffung, also die passive Versorgungssicherheit, Vorrang hat.

2.3.1.3 Sicherheitsbewertung von Energieformen

Bewertet man nun die Primärenergieträger in Bezug auf ihren Schaden oder Nutzen für die aktive und die passive Versorgungssicherheit, so wird man die Frage nach der insgesamt "sichersten Energie" kaum eindeutig beantworten können (Kohle oder Uran). Dagegen kommt man auch bei sehr unterschiedlicher Gewichtung der Bewertungskriterien (Ziele) und Unterkriterien bei der Identifizierung der "unsichersten Energie" in jedem Falle zu dem Ergebnis, daß das Erdöl, dessen Verfügbarkeitsgrenzen immer deutlicher werden, den größten Unsicherheitsfaktor der bundesdeutschen Energieversorgung darstellt /vgl. DOLINSKI, H., ZIESING, H.-J. (1976), S. 299-301; BUNDESREGIERUNG, Zweite Fortschreibung (1977), S. 2 und S. 19/.

Die Energieimportquote⁺⁾ der Bundesrepublik beträgt z.Zt. 58 %. Etwa 86 % unserer Importe bestehen aus OPEC-Öl, der Rest entfällt im wesentlichen auf Erdgas und Kernbrennstoff aus westlichen Ländern. Die beiden letztgenannten Energieträger sind hinsichtlich der direkten Gefahren und der internen Störungen ungünstiger als Öl. Aber diese zwei Unsicherheitspotentiale haben im Vergleich zu den indirekten Gefahren und den externen Störungen eine geringere Bedeutung, weil sie durch technische und organisatorische Vorkehrungen zwar nicht ausgeschaltet, aber ständig verringert werden.

⁺⁾ Verhältnis von Import minus Export zum Gesamt-PEV

Demgegenüber sind Schadstoffbelastungen und Boykottgefahren, zu denen Erdgas und Kernbrennstoff viel weniger beitragen als Öl, nur im Zuge tiefgreifender Änderungen der Energieversorgungsstruktur zu beseitigen. Aus diesen Gründen haben Maßnahmen zur Verringerung der Abhängigkeit vom OPEC-Öl in der Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland Vorrang /BUNDESREGIERUNG, Grundlinien und Eckwerte (1977), S. 282/.

Im Unterschied zur Frage nach dem versorgungssichersten Primärenergie-träger bereitet die Bestimmung des im Hinblick auf die genannten Kriterien der Versorgungssicherheit am höchsten zu bewertenden Endenergie-trägers kaum Schwierigkeiten. Keine feste, flüssige oder gasförmige Energieform ist mit so geringen direkten und indirekten Gefahren verbunden und auf lange Sicht per Saldo so wenig anfällig gegenüber internen und externen Störungen wie die Elektrizität: Sie kann aus einer breiten Palette von Primärenergien auf teilweise umweltschonende Weise erzeugt, mittels vorhandener, entscheidend verbesserungsfähiger Infrastruktur (Erdkabel) in jeden Haushalt oder Betrieb transportiert und dort für praktisch sämtliche denkbaren energetischen Zwecke mit dem vergleichsweise höchsten Wirkungsgrad völlig umweltneutral eingesetzt werden⁺⁾ .

Eine Politik zur Gewährleistung aktiver und passiver Energie-Versorgungssicherheit bis zum Jahre 2000 muß demnach vor allem darauf gerichtet sein, unsere nationale Ölabhängigkeit zu verringern und die dazu notwendige höhere Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgung zu bewirken und zu sichern.

+) Aus diesen und anderen Gründen ist für G. CWIENK der elektrische Strom die Fernenergie der Zukunft par excellence. Nach Meinung dieses Autors wird die Durchsetzung dieser Erkenntnis durch eingebürgerte Denkschemata bei der Bewertung von Energiesystemen behindert /vgl. CWIENK, G., Input-Output-Modelle begründen Korrekturen bisheriger Bewertungsprinzipien in der Energiewirtschaft und neuartige Entwicklungsstrategien in leitungsgebundenen Systemen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/78, S. 3-17/.

2.3.2 Verringerung der Ölabhängigkeit

2.3.2.1 Ölreichweite und energiewirtschaftlicher Strukturwandel

Im Durchschnitt der Jahre 1976-78 dürfte der Erdölbeitrag zum Primärenergie-Aufkommen der Bundesrepublik Deutschland 196 Mio t SKE betragen. Er wäre damit genau so hoch wie 1972 und läge nur 6 % unter dem bisherigen Höchstverbrauch von 209 Mio t SKE im Ölkrisenjahr 1973.

In den Jahren 1974 bis 1977 lag der PEV-Anteil des Erdöls fast unverändert bei 52 %, und auch im laufenden Jahr wird diese Kennziffer unserer Ölabhängigkeit voraussichtlich nicht sinken (vgl. dazu Tab. 2.3 und 2.5).

In der Studie "Energy: Global Prospects 1985-2000" des MIT von 1977 heißt es, bereits Anfang der 80er Jahre könnte die Öl-Nachfrage das verfügbare Angebot übersteigen, auch wenn Saudi-Arabien, das OPEC-Land mit den größten Reserven und der höchsten Förderung, seine Produktion über das gegenwärtige Niveau von 9 Mio Faß (1,2 Mio t) pro Tag erhöht^{+) /MIT (1977)/. Laut Petroleum Economist vom Juli 1976 endet die statische Reichweite der OPEC-Reserven auf Basis 1975 im Jahre 1995 /PETROLEUM ECONOMIST (1976)/. Nach R.H. Beck, dem Chefgeologen der Royal Dutch Shell Gruppe, reichen die Welt-Erdölvorräte bei 3 % jährlichem Verbrauchszuwachs selbst unter der Annahme, daß bis zum Jahre 2000 noch 50 Mrd t gefunden werden, nur bis zum Jahre 2004 /ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST (13.10.76)/. In einer Energiestudie der Shell-Gruppe vom Dezember 1977 heißt es, die nachgewiesenen Weltreserven würden bei einer Beibehaltung der Fördermenge von 1976 nur noch für weitere 26 Jahre ausreichen /SHELL Briefing Service (Dez. 77)/. Die Esso-Gruppe kommt auf der Basis der 77er Zahlen auf eine weltweite Reichweite von 32 Jahren /ESSO (1978)/.}

Bei dieser Sachlage muß das Erdöl als Hauptrisikofaktor unserer Energieversorgung bei ihrer gegenwärtigen Struktur gesehen werden. Das Ölrisiko beruht primär auf der ungewissen Reservezeit, daneben auf der Möglichkeit einseitiger spontaner Lieferstops.

^{+) Die Bundesrepublik Deutschland bezog 1976 von Saudi-Arabien 17,7 Mio t, gleich 17,3 % des gesamten Rohöleinsatzes.}

Dies müßte den Öl-Konsumenten in der Bundesrepublik Deutschland inzwischen bewußt geworden sein, doch hauptsächlich aus zwei Gründen kann bis jetzt noch nicht von einer Abkehr der Verbraucher von den Erdölprodukten gesprochen werden:

- Fördermenge und Preis werden von den OPEC-Ländern aufgrund eines schwer durchschaubaren, variablen politisch-ökonomischen Kalküls festgelegt. Der Preis soll gerade die zur Finanzierung der jeweiligen Entwicklungsetappen erforderlichen Umsätze gewährleisten, dabei aber keinesfalls Substitutionsprozesse beschleunigen. So hat sich z.B. der Preis für leichtes Heizöl in der Bundesrepublik Deutschland seit 1972 zwar verdoppelt, doch er ist immer noch zu gering, als daß sich Einspar- und/oder Substitutionsinvestitionen rentieren könnten. Es handelt sich um einen manipulierten Preis, dessen langsames Ansteigen als übliche Verteuerung hingenommen wird und der keine deutliche Incentivwirkung auf die Aktivierung des Sicherheitsbedürfnisses bei der Gestaltung der individuellen Energieversorgung hat.
- Die Auseinandersetzung um Nutzen und Schaden der Kernenergie verunsichert Verbraucher und Erzeuger des Stroms und beeinträchtigt dessen Stellenwert als versorgungssicheres Ölsubstitut ⁺). Kohleschutzmaßnahmen, namentlich der "Kohlepfennig", verschlechtern das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Stromverwendung für konsumtive und produktive Zwecke ⁺⁺).

⁺) Für R.A. DICKLER wird von denjenigen, welche die Atomenergie zur Vermeidung von Versorgungslücken und zur Ölsubstitution befürworten, die Existenzfrage der Nation aus der NS-Zeit "Volk ohne Raum" in der Form "Volk ohne Strom" mit "neuem Mythos" gestellt /vgl. DICKLER, R.A., Atomenergie und Arbeitsplätze, Blätter für deutsche und internationale Politik, September 1977, S. 1075-1094; hier bes. S. 1093-94/. W. STRÖBELE und R. BAUERSCHMIDT warnen vor dem planmäßigen Zubau von Kernkraftwerken, weil diese in der Rezession auf Kosten der Steinkohlekraftwerken betrieben würden, so daß an der Ruhr und der Saar Arbeitsplätze verloren gingen. Sie bezeichnen den verstärkten Kernenergieausbau als die von großen Teilen der Bevölkerung abgelehnte Alternative zu einer intensiven Energieeinsparung und vorrangig geförderten Nutzung regenerativer Energiequellen mit dem Ziel, Öl und Gas langfristig entbehrlich zu machen /vgl. STRÖBELE, W., BAUERSCHMIDT, R., Strategie einer alternativen Energiepolitik, in: M. KRÖPER (Hrsg.), Energiepolitik, Kontroversen-Perspektiven, Köln 1977, S. 65-89/.

⁺⁺) Mit den Verstromungsgesetzen wurde der Konflikt zwischen Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung zugunsten der Sicherheit entschieden /vgl. RAMNER, P. (1977), S. 18/.

Mitte 1978 zeichnet sich ab, daß zumindest bis 1985 die Beibehaltung der langfristig gefährdeten Ölversorgung (Verknappung) der Ausbreitung einer teilweise potentiell gefährlichen Stromversorgung (Kernkraftwerke) vorgezogen werden muß. Dies dürfte mit Hilfe gesetzgeberischer Maßnahmen unter Vernachlässigung ökologischer Forderungen selbst in dem Maße möglich sein, wie es eine sich auf Vollbeschäftigung hin entwickelnde Volkswirtschaft erfordert.

Im Laufe der 90er Jahre ist jedoch die Beseitigung der Öldominanz in der Bundesrepublik Deutschland absolut zwingend, wenn Versorgungsnotstände vermieden werden sollen, welche die Befriedigung elementarer Bedürfnisse in Frage stellen. Dazu genügt nicht die Senkung des relativen Anteils des Mineralöls am Gesamtbedarf, wie dies in allen neueren Energieprognosen und -projektionen erwartet bzw. gefordert wird. In der Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom Dezember 1977 z.B. liegt der relative Ölanteil mit 42 % in 1990 um 10 Punkte niedriger als im Jahr 1977, der absolute Ölbeitrag aber übersteigt mit 226 Mio t SKE die im Vorjahr verbrauchte Menge um 34 Mio t SKE oder 18 % und liegt um 8 % über dem bisherigen Höchstverbrauch vom Jahre 1973.

Die entscheidende Tendenzwende in der Versorgungsstruktur tritt erst dann ein, wenn der Erdölbeitrag zum Primärenergieaufkommen nicht nur relativ, sondern auch absolut sinkt, ohne daß dies durch eine erneute Rezession im Ausmaß etwa der von 1974-75 bedingt wäre. In Anbetracht der erwähnten Ölreichweiten müßte diese Wende bis zum Jahre 2000 deutlich vollzogen sein. Da die bis 1990 energiepolitisch einkalkulierte hohe Ölabhängigkeit durch einen manipulierten Weltmarktpreis (OPEC) und innenpolitische Rücksichten (Kernkraftwerke) begünstigt wird, dürfte der entscheidende Wandel in der Energieversorgungsstruktur in Richtung auf höhere Zuverlässigkeit auch nicht ohne entsprechende energiepolitische Umorientierung und Gegenmaßnahmen zu erreichen sein ⁺⁾ . Eine wesentliche Voraussetzung für die Wirksamkeit solcher Korrekturmaßnahmen besteht darin, daß der Wettbewerb

+) In erster Linie wäre daran zu denken, der Wettbewerbsverzerrung auf dem Energie-Weltmarkt durch die Preis-Absprache des Öl-Kartells mit einer nationalen Preisregulierung z.B. auf steuerlichem Wege zu begegnen /vgl. SACHVERSTÄNDIGENRAT (Nov. 77), S. 204-206/.

zwischen Mineralöl- und Kohleprodukten, Gasen, Elektrizität etc. um die Raumwärme-, Verfahrenswärme- und Kraftversorgung nicht durch strukturelle Sonderregelungen behindert wird.

Es sei nun unterstellt, daß die drastische Senkung des (absoluten) Ölverbrauchs auch bei günstiger wirtschaftlicher Entwicklung mit allen Erfolg versprechenden Maßnahmen angestrebt wird. Die für die nächsten Jahre überflüssig erscheinende Frage "Wieviel Kernenergie brauchen wir?" bekommt dann im Hinblick auf die für das Jahr 2000 zu stellende Frage "Wieviel Öl ist unersetzlich?" eine neue Bedeutung. Während es im Rahmen der Projektionen 1985 und 1990 um einen wirtschaftspolitisch gerechtfertigten Umfang der Kernenergie-Planung ging, kommt es hier darauf an, eine Größenvorstellung von den Anforderungen an die Kernenergie-Nutzung zu gewinnen, die sich bei Beschränkung des Ölverbrauchs auf ein noch zu definierendes Minimum durch Substitutionsaufgaben im Interesse höherer Versorgungssicherheit ergeben.

2.3.2.2 Ölverbrauchsminimum 2000

Betrachtet man die Endenergieformen unter dem Gesichtspunkt ihrer Substituierbarkeit in den verschiedenen Verwendungsrichtungen, so sind die Kraftstoffe (Benzin, Diesel, etc.) im Straßenverkehr, in der Landwirtschaft, der Binnenschifffahrt, der Luftfahrt, bei der Bundesbahn und beim Militär als die bis zum Jahre 2000 am wenigsten ersetzbaren Energieformen zu bezeichnen. Hinzu kommt der Bedarf der Petrochemie an Erdölprodukten, vor allem Rohbenzin, für nichtenergetische Zwecke.⁺⁾ Einer der möglichen Ansatzpunkte zur Aufstellung eines Öl-Minimalverbrauchs-Szenarios be-

^{+) 90 % der organischen Chemie-Produkte basieren z.Zt. auf dem Erdöl. Über 70 % des Umsatzes der chemischen Industrie entfällt auf Produkte, die vom Erdöl ausgehen.}

steht darin, daß man den nichtenergetischen Bedarf der chemischen Industrie und den Treibstoffbedarf des Verkehrs als nur partiell substituierbar betrachtet. Die Wärmeversorgung muß dann mittels des bei der Treibstoff-erzeugung anfallenden Heizöls, im übrigen stark diversifiziert mittels Fernwärme, Fernenergie (Synthesegas), Erdgas, Strom und regenerativen Energiequellen unter Einsatz neuer Technologien zur Individualversorgung (Wärmepumpen) erfolgen.

2.3.2.2.1 Motorenbenzin

Im Jahre 1976 entfielen 47 Mio t SKE oder 13 % des gesamten Primär-energiebedarfs auf Motorenbenzin (31 Mio t) und Dieselkraftstoff (16 Mio t). Fast das gesamte Benzin wurde von 19 Mio PKW und Kombiwagen im öffentlichen Straßenverkehr verbraucht. Unterstellt man eine über 21,6 Mio PKW Ende 1978 einem Grenzwert von 24 Mio PKW im Jahre 2000 zustrebende Motorisierung⁺), so sind als Benzinverbrauch im Straßenverkehr des Jahres 2000 bei linearer Extrapolation zunächst 39 Mio t SKE anzusetzen. Diese Menge sinkt unter folgenden, optimistisch quantifizierten Annahmen auf 21 Mio t SKE:

- 10 % geringere durchschnittliche Fahrleistung je PKW /BÜLOW, H., ECKERLE, K. et alii, Prognos-Studie (Juli 1976)/. Einsparung: 3,5 Mio t SKE.
- 15 % Treibstoffverbrauchssenkung durch Verbesserung des Otto-Motors, der Fahrzeugform und der Fahrweise sowie Verringerung des Fahrzeuggewichts /FfE-Bericht-03 (1977), BMFT /DORNIER SYSTEM/ FICHTNER (1976)/. Einsparung: 5,7 Mio t SKE.
- Allgemeine Verwendung eines Vergaserkraftstoffs mit 20 % Methanol-Volumenanteil /VW (1977), BMFT (1974)/. Substitution: 2,4 Mio t SKE.

⁺) Es entfielen dann auf jeden Haushalt ein PKW. Auf je 1000 Personen kämen 429 Autos gegenüber 345 Mitte 1978 (zur PKW-Sättigung vgl. /ASA, Fernverkehrssysteme, Anlagenband III zum Jahresbericht 1976/).

- 2 Mio Pkw und Kombiwagen mit Elektro-Motor /MÜLLER, H.G. (1977),
BUDDE, H.J. (1977) /oder anderem unkonventionellen Antrieb (Wasser-
stoff, Synthesegas) /BUCHNER, H., SAÜFFERER, H. (1977), BMFT (1974)/.
Substitution: 2,6 Mio t SKE.
- Zunahme des Diesel-Pkw-Bestands von 0,7 Mio in 1976 (3,7 % Anteil)
auf 3,6 Mio Einheiten (15 % Anteil) /FfE-Bericht-03 (1977), HANDELS-
BLATT (27.3.78)/. Substitution: 3,8 Mio t SKE⁺).

Die im Jahre 2000 unter diesen Voraussetzungen ausreichende Fahrbenzin-
Menge von 21 Mio t SKE wurde 1976 von den inländischen Raffinerien aus
einem Rohöleinsatz von 147 Mio t SKE erzeugt (vgl. Tab. 2.6 auf der folg.
Seite). Die Differenz von 10 Mio t SKE zwischen der verbrauchten und der
erzeugten Benzinmenge wurde vor allem durch Importe aus den Niederlanden
gedeckt. Beim leichten Heizöl (inklusive Dieselöl) lag der Verbrauch sogar
um 57 % über dem Raffinerie-Ausstoß, und auch beim Rohbenzin wurde der Er-
zeugungsunterschub durch Importe kompensiert. Bei diesen Ölprodukten hätte
der Verbrauch in etwa aus den inländischen Raffinerien und Konversionsanla-
gen gedeckt werden können, wenn nicht nur 147 Mio t SKE, sondern eine dem
gesamten Erdölbeitrag in der Primärenergiebilanz von 196 Mio t SKE entspre-
chende Menge Rohöl in den Raffinerien eingesetzt worden wäre. Dies geschah
nicht und wird beim energiepolitischen status quo vorerst nicht geschehen,
weil für das schwere Heizöl, auf das trotz eines relativ hohen Konversions-
anteils an der Destillationskapazität von 13 % immer noch 23 % der Ausbeute
entfallen, seit Jahren keine ausreichenden Verwendungsmöglichkeiten beste-
hen, insbesondere durch die Verstromungsvorschriften zugunsten der Stein-
kohle.

⁺) Die daraus resultierende Erhöhung des Dieselbedarfs wird später durch
die Annahme einer Teilelektrifizierung des LKW- und Bus-Verkehrs in
etwa kompensiert.

Tabelle 2.6: Erzeugung und Verbrauch von Mineralölprodukten 1976 und 2000
(in Mio t SKE)

	Benzin	Heizöl ₁	Heizöl _S	Rohbenzin ⁽⁺⁾	Sonst.	Total	Eigenverbr., Verluste, etc.	Input
(1) Raffinerie-Ausstoß 1976 aus Rohölverarbeitung	21 14 % 16 %	56 38 % 42 %	33 23 % 25 %	6 4 % 4 %	18 12 % 13 %	134 91 % 100 %	13 9 %	147 100 %
(2) Verbrauch 1976	31 17 %	88 ⁽⁺⁺⁾ 48 %	34 19 %	8 4 %	22 12 %	183 100 %	13	196 ⁽⁺⁺⁺⁺⁾
(3) Ausstoßdefizit (2) minus (1)	10	32	1	2	4	49		2-47
(4) (3) in % von (2)	32 %	36 %	0 %	25 %	18 %	27 %		
(5) Soll-Verbrauch 2000 (= Ist-Ausstoß)	21 14 %	57 ⁽⁺⁺⁺⁾ 38 %	35 23 %	6 4 %	18 12 %	137 91 %	13 9 %	150 100 %

(+) für die Petrochemie

(++) davon 16 Mio Dieselkraftstoff

(+++)
(= Ist-Ausstoß) davon 17 Mio Dieselkraftstoff

(++++)
Mineralölbeitrag zum gesamten Primärenergiebedarf von 370 Mio t SKE

Quelle: Die Tabelle beruht auf verschiedenen Statistiken aus den "Mineralöl-Zahlen 1976" des MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBANDS.

2.3.2.2.2 Strukturfragen

Wenn nun die Frage behandelt wird, ob der am Motorenbenzinbedarf orientierte minimale Öleinsatz von rd. 150 Mio t SKE zur Deckung des Bedarfs an Dieselkraftstoff, Heizöl, Rohbenzin und sonstigen Ölprodukten im Jahre 2000 ausreichen könnte, so ist bei positiver Antwort auch für das gerade angeschnittene Strukturproblem der Mineralölwirtschaft, nämlich das weite Auseinanderklaffen von Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur /vgl. BENNIGSEN - FOERDER, R.v. (1977)/ eine Lösung aufgezeigt⁺).

Vor der Quantifizierung des minimalen Bedarfs an den genannten Ölprodukten und der sich anschließenden Skizzierung einer im Vergleich zu den Verhältnissen der nächsten 10 - 12 Jahre als wesentlich sicherer zu bezeichnenden Gesamtversorgung im Jahre 2000 erscheinen einige Bemerkungen zu Strukturfragen als angebracht. Die Wohnbevölkerung der Bundesrepublik Deutschland sinkt voraussichtlich von gegenwärtig 61,5 Mio über 58,7 in 1990 auf ungefähr 56 Mio im Jahre 2000, während das Erwerbspersonenpotential nach einem Höhepunkt 1990 (27,8 Mio) in etwa wieder auf den heutigen Stand von 26,8 Mio zurückgehen dürfte /STATISTISCHES BUNDESAMT (6/76); ANALYSEN UND PROGNOSEN (Juli 77); KÜHLEWIND, G., THON, M., (1977)/. Im Unterschied zur Zeit bis 1990 ist deshalb in den letzten 10 Jahren dieses Jahrhunderts - bei Annahme etwa konstanter Beschäftigungsverhältnisse - damit zu rechnen, daß sich zwei wesentliche Einflußgrößen des Energiebedarfs rückläufig entwickeln, nämlich sowohl die Anzahl der im privaten Bereich als auch die Anzahl der im kommerziellen Bereich energieverbrauchenden Personen. Die energetische Quantifizierung dieser Tendenzen hängt vor allem von der Einschätzung der Richtung und des Umfangs von Veränderungen der Produktionsstruktur und der Konsumgewohnheiten ab. Es wird die Aufgabe spezieller Studien sein, die komplexen Zusammenhänge zwischen evolutorischen Änderungen der Wirtschaftsstruktur und der Energiebedarfsentwicklung zu analysieren. Einstweilen gibt

⁺) 1977 sank der Auslastungsgrad der Raffinerien bei unveränderter Kapazität gegenüber 1976 von 66,4 % auf 64,9 %, obwohl der Verbrauch an Motorenbenzin um 5,8 %, an Dieselkraftstoff um 7,3 % stieg /MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND (1977)/. In Erwartung eines weiteren Rückgangs des Bedarfs an schwerem Heizöl 1978 legt die deutsche Esso 4 Raffinerien schrittweise still /FRANKFURTER ALLGEMEINE (7.9.77)/.

es weder bezüglich der Entwicklung der Sektoren im Sinne Fourasties noch bezüglich der zukünftigen Energiepräferenzen beim Heizen, Wärmen und Anreiben eine einhellige Meinung. Dies mag eine Erklärung dafür sein, daß z.B. der Anteil der Industrie am Endenergieverbrauch⁺) von z.Zt. 36 bis 37 % im Jahre 2000 von FICHTNER auf 41 bis 43 %, von ZIESING (DIW) dagegen auf nur 34 % geschätzt wurde /BMFT/FICHTNER (Juli 77), ZIESING, H.-J. (1976)/. Die Schätzdifferenz von 9 Punkten entspricht der Veränderung des Industrie-Anteils in 27 Jahren. Sollte sich der tertiäre Sektor am stärksten entwickeln, so darf daraus nicht auf einen tendenziellen Rückgang des Gesamtbedarfs an Primärenergie geschlossen werden ⁺⁺), denn für die gelegentlich prophezeite Vollelektrifizierung des Dienstleistungs- und Haushaltsbereichs spricht u.a. der besonders hohe Anwendungskomfort des Stroms.

2.3.2.2.3 Rohbenzin

Die einem Rohöleinsatz von 150 Mio t SKE entsprechende Ausbeute an Rohbenzin (Naphta) in Höhe von 6 Mio t SKE (Tab. 2.6, Zeile 5) deckt nicht die Hälfte des Bedarfs, den die chemische Industrie bei Zuwachsraten zwischen 5 und 6 %/a schon im Jahre 1990 erwartet /VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE (1977)/. Von dem Petrochemiebedarf an Benzinschnitten in Höhe von 20 Mio t SKE, mit dem hier gerechnet wird, dürfte ein gewisser Prozentsatz - vielleicht 30 % - nach wie vor im Ausland beschaffbar sein. Ein Äquivalent für die fehlende Restmenge von 8 Mio t SKE wird wohl durch Kohleveredlung aufgebracht werden müssen, bei der die Kosten-Erlös-Relation heute erst halb so günstig ist wie bei Rohstoffen aus Erdöl /HANDELSBLATT (10.7.78)/.

⁺) Ohne Verbrauch an Energie-Rohstoffen für nichtenergetische Zwecke

⁺⁺) Der Wärmebedarf pro Beschäftigten ist im Handel höher als im Gewerbe, in der Energiewirtschaft und der Land- und Forstwirtschaft /vgl. BMFT, Kurzfassung der Fernwärme-Gesamtstudie (1977), S. 192/.

2.3.2.2.4 Dieselmkraftstoff

Die Aussichten, mit der heute benötigten Menge auch im Jahre 2000 auszukommen, sind beim Dieselmkraftstoff kaum ungünstiger als beim Motorenbenzin. Zwar wurde weiter oben eine Zunahme der Diesel-PKW zwischen 1976 und 2000 um 2,9 Mio Einheiten unterstellt, doch wenn man annimmt, daß in 22 Jahren zumindest die Transporter, LKW und Busse von Post, Bahn, Kommunen und Verkehrsbetrieben Elektro-Antrieb besitzen, so wird der Mehrbedarf der Diesel-PKW (3-4 Mio t SKE) im Bereich der Nutzfahrzeuge mehr als ausgeglichen. Ferner ist auch beim Dieselmotor eine Erhöhung des Wirkungsgrades, namentlich durch Direkteinspritzung, zu erwarten.

2.3.2.2.5 Leichtes Heizöl

1976 wurden 72 Mio t SKE (Primärenergie) an leichtem Heizöl in den Sektoren "Haushalt und Kleinverbrauch" und "Industrie" für die Wärmeversorgung eingesetzt. Davon entfielen schätzungsweise 10 Mio t SKE (14 %) auf Prozeßwärme (Industrie 6 Mio t) und 62 Mio t SKE (86 %) wurden für die Raumheizung verbraucht, nämlich 34 Mio t SKE in den Haushalten, 25 Mio t SKE im Gewerbe, in der Landwirtschaft und in öffentlichen Stellen, sowie 3 Mio t in der Industrie ⁺⁾ . Auf der Basis der gegenwärtigen Energieverbrauchsstruktur (Referenzjahr 1976) müßten die 72 Mio t SKE um 44 % gesenkt werden können, wenn die in unserer Projektion 2000 der Wärmeversorgung zgedachten 40 Mio t SKE an leichtem Heizöl (Tab. 2.6, Zeile 5) ausreichen sollen. Dies dürfte jedoch auch bei sehr optimistischer Einschätzung der Senkung des spezifischen Energieeinsatzes bei der Wärmeversorgung unmöglich sein: In der bisher ausführlichsten Einsparstudie wird für das Jahr 2000 bestenfalls eine Einsparung an Heizenergie aller Art im Sektor "Haushalt und Kleinverbrauch" von nur 13 %, an Heizöl von 19 % (incl. Substitution) für möglich erachtet /BMFT /FICHTNER, Forschungsbericht T 77-36 (1977),

+) Zu diesen und ähnlichen folgenden Schätzungen über Energieverwendungen vgl. namentlich /BMFT /FICHTNER, Forschungsbericht T 77-36 (1977), sowie FfE, Schriftenreihe 77-02 (1977)/.

S. 242/.^{+) Hinzu kommt aber, daß beim Wärmebedarf bis zum Jahre 2000 mit Auftriebstendenzen zu rechnen ist, welche den durch rationellere Energienutzung erreichbar erscheinenden Minderverbrauch überkompensieren. Dies gilt zunächst einmal für den Raumwärmebedarf im privaten Bereich, auf den ja z.Zt. annähernd die Hälfte des gesamten Verbrauchs an leichtem Heizöl entfällt. Trotz rückläufiger Wohnbevölkerung wird nämlich voraussichtlich sowohl die Anzahl als auch die durchschnittliche Größe der Wohnungen in einem solchen Maße steigen, daß im Jahre 2000 eine um etwa 20 % größere Gesamtwohnfläche beheizt werden muß als 1973 /BÜLOW, H., ECKERLE, K. et alii, Prognos (Mai 1975)/. Der zukünftige Raumwärmebedarf in Handel, Handwerk, Kleingewerbe, Landwirtschaft und Staatsdienst hängt vor allem von der bereits angeschnittenen, schwer abzuschätzenden Entwicklung der volkswirtschaftlichen Produktionsstruktur ab. Unterstellt man eine leichtetrendgemäße relative Zunahme des tertiären Sektors, so wäre für unsere Zwecke noch die Frage zu beantworten, inwieweit dieser Sektor trotz der zu erwartenden Bevölkerungsabnahme um etwa 9 % auch absolut in Bezug auf Beschäftigte, Produktionswert, Betriebsanzahl und gewerblich genutzte Fläche expandiert. Auf jeden Fall ist hier wie im energiestatistischen Bereich "Haushalt" mit einer Zunahme der personenbezogenen Bemessungsgrundlage der Wärmebedarfsschätzung, d.h. mit einer Vergrößerung der zu heizenden Fläche pro Beschäftigter, zu rechnen, und eine zwanzigprozentige Verbesserung der Heizölnutzung dürfte nicht ausreichen, um die Wachstumstendenzen des Bedarfs beim "Kleinverbrauch" zu neutralisieren.}

Nach dieser Erörterung ist festzuhalten, daß es auf dem Wege erhöhter Energie-Effizienz nicht möglich erscheint, den Bedarf an leichtem Heizöl für die Wärmeversorgung im Jahre 2000 auf das "Versorgungssicherheitsmaß" (Soll-Verbrauch) von 40 Mio t SKE zu senken.

^{+) Dabei wird u.a. angenommen, daß der Nutzungsgrad in 40 % aller Wohnungen um 15 %, die Wärmedämmung in 30 % aller Wohnungen um 35 % verbessert werden kann (verstärkter Wärmeschutz). In der Einspardiskussion besteht viel größere Übereinstimmung hinsichtlich des Einsparpotentials (Daten und Technologien) als hinsichtlich des realisierbaren Einsparumfangs (Durchsetzung).}

Bei einem per Saldo gegenüber 1976 um 25 % höher angesetzten Wärmebedarf für Räume, Brauchwasser etc.⁺⁾ steigt der hypothetische Leichtölbedarf von 72 auf 90 Mio t SKE, und es sind in diesem Falle zusätzlich 50 Mio t SKE an Ölersatz erforderlich, die in Form von Strom, Fernwärme und nuklearer Fernenergie, flüssigen und gasförmigen Ersatzbrennstoffen sowie durch Erschließung von Umweltenergien bereitgestellt werden müssen. Es sei hier schon betont, daß die Schließung der Leichtöl-Lücke in der Wärmeversorgung das Hauptproblem einer zuverlässigeren, minimal ölabhängigen Energieversorgung 2000 darstellt.

2.3.2.2.6 Schweres Heizöl

Weit weniger Probleme wirft die durch unsere Öl-Limitierung eventuell entstehende Schweröl-Lücke in der Prozeßwärmeversorgung der Industrie auf. 1976 wurden 25 Mio t SKE an schwerem Heizöl in Prozeßwärme, 9 Mio t SKE in Strom umgewandelt. Geht man davon aus, daß in 20 Jahren kein Mineralöl mehr in Kraft- und Heizkraftwerken eingesetzt wird, so steht die bei Raffinerie-Einsatz von 150 Mio t SKE Rohöl anfallende gesamte Heizöl-Ausbeute von 35 Mio t SKE (Tab. 2.6, Zeile 5) der Industrie für die Prozeßwärme-Erzeugung zur Verfügung. Der Prozeßwärmebedarf könnte also um 40 % steigen, ohne daß der Schwerölanteil an der Prozeßwärme-Erzeugung von gegenwärtig etwa ein Drittel sinken müßte. Er hängt in viel stärkerem Maße von der konjunkturellen Entwicklung ab als der Bedarf an Raum- und Brauchwasserwärme. Da unsere Projektion 2000 von energiepolitischen, nicht von wirtschaftspolitischen Zielsetzungen ausgeht, greifen wir zur Prozeßwärmebedarfsschätzung auf die bekannten Institutsprognosen des Endenergieverbrauchs der Industrie zurück, der ja zu 75 % auf Prozeß-

⁺⁾ FICHTNER sowie DIW, EWI, RWI schätzen, daß der gesamte Endenergieverbrauch des Sektors "Haushalt und Kleinverbrauch" im Jahre 2000 (bei erhöhtem Wärmeschutz im Wohnungsbereich) 38 % höher liegen wird als 1975 oder 29 % höher als 1976 (vgl. /BMFT/FICHTNER (1977), S. 242; DIW, EWI, RWI (1978), S. 149/).
Das ISP schätzt den Endenergie-Bedarfszuwachs im Sektor "Haushalt" je nach Einspar-Annahmen im Zeitraum 1975 bis 2000 auf 25 bis 82 % (vgl. /PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii, Das Deutschlandmodell (1978), S. 161-171/).
In der KFA-Studie (Juli 1977) rechnet man bei HUK mit + 46 %, bei der privaten Raumheizung mit + 35 % gegenüber 1975 /KFA (Juli 1977), Bd. 1, S. 147-149/.

wärme entfällt. Bei einer BSP-Wachstumsrate von 3 %/a zwischen 1985 und 2000 wird in der BMFT/Fichtner-Einsparstudie ein Zuwachs von 50 % (mit Einsparung) gegenüber 1973 (63 % gegenüber 1976) angegeben, während DIW, EWI und RWI sowie die KFA einen Zuwachs von 63 % gegenüber 1975 (55 % gegenüber 1976) erwarten⁺) /BMFT/FICHTNER (1977), S. 250; DIW, EWI, RWI (1978), S. 149; KFA (Juli 1977), Bd. 1, S. 147/. Nimmt man einen Zuwachs von 60 % im Zeitraum 1976-2000 an, so werden im Jahre 2000 etwa 40 Mio t SKE an Schweröl zu Prozeßwärmezwecken benötigt, also nur 5 Mio t SKE mehr, als in der Projektion erzeugt wird.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß bei einem projektierten Erdölbeitrag von 150 Mio t SKE zur Primärenergiebilanz des Jahres 2000, der in voller Höhe in den Raffinerien eingesetzt wird, nach Berücksichtigung der genannten Einspareffekte und abgesehen vom Verkehrssektor rein rechnerisch die folgenden Versorgungslücken bei Ölprodukten entstehen:

- 8 Mio t SKE (PE) an Rohbenzin zur Gewinnung chemischer Grundsubstanzen (Olefine, Aromaten).
- 50 Mio t SKE (PE) an leichtem und 5 Mio t SKE (PE) an schwerem Heizöl zur Raum- und Prozeßwärmeversorgung.

2.3.2.3 Bedarf an Ölsubstitutionsenergien

Aufgrund der rechnerischen Fehlmenge an Ölprodukten von 63 Mio t SKE sowie aufgrund der unter 2.3.2.2.1 postulierten Methanolbeimischung zum Benzin und der Teilelektrifizierung des privaten und öffentlichen Personen- und Güterverkehrs auf der Straße entsteht ein Bedarf

⁺) Das ISP erwartet bei einer BSP-Zuwachsrate von 2 %/a ab 1985 je nach Einsparintensität einen Energiemehrverbrauch im Jahre 2000 gegenüber 1975 von 28 bis 36 % im Sektor "Wirtschaft", der Handel, Gewerbe und Landwirtschaft einschließt /vgl. PESTEL, E., BAUER-SCHMIDT, R. et alii, Das Deutschlandmodell (1978), S. 169-171/.

- a) an flüssigen und gasförmigen Sekundärenergieformen aus Kohle für energetische und nichtenergetische Zwecke;⁺⁾
- b) an Elektrizität und Fernwärme auf der Basis von Kohle, Kernbrennstoff und Erdgas, sowie an regenerativen Energieformen.

2.3.2.3.1 Sekundärenergieformen aus Kohle

Als Vergaserkraftstoff findet in unserer Projektion ein Gemisch aus 21 Mio t SKE Benzin und 2,4 Mio t SKE Methanol Verwendung. Zur Herstellung des Methanols aus Steinkohle unter teilweiser Verwendung von Hochtemperaturreaktorwärme sei eine Fahrweise des Lurgi-Prozesses gewählt, bei der etwa 2/3 der rd. 50 %-igen Ausbeute (in SKE) auf Gas und Öl entfallen. Der notwendige Einsatz beträgt dann ungefähr 16 Mio t SKE /BMFT (1974), SCHULZE, J. (1978)/.

Zum Ausgleich der Rohbenzinfehlmenge von 8 Mio t SKE müssen zur Erzeugung von chemischen Grundsubstanzen (Olefine, Aromaten) auf dem Wege der direkten Kohlehydrierung auf ihrem heutigen Stand rd. 20 Mio t Steinkohle eingesetzt werden /SCHULZE, J. (1978)/.

Die bei diesen Vergasungs- und Hydrierungsprozessen anfallenden Mengen an flüssigen und gasförmigen Kuppelprodukten reichen zum Ausgleich des Schwer- und Leichtöldefizits von 5 bzw. 3 Mio t SKE bei der industriellen Prozeßwärme-Erzeugung aus. Somit enthält unsere Projektion einen Beitrag der Kohle zur Mineralöl-Substitution in Form von Kraftstoffen, Brennstoffen und Chemierohstoffen in Höhe von 36 Mio t SKE, aber erst 6 % (3 Mio t SKE) des Leichtöldefizits im Bereich "Haushalt und Kleinverbrauch" sind gedeckt.

^{+) Wegen der allgemein unterstellten relativ starken Zunahme der Verwendung von Naturgas zur Wärmeerzeugung bleibt eine zusätzliche Beanspruchung dieses Energieträgers zur direkten Ölsubstitution außer Betracht.}

2.3.2.3.2 Regenerative Energiequellen, Fernwärme und Strom für Wärmepumpen und Prozeßwärme

Nimmt man an, im Jahre 2000 würden in 1,2 Mio (von 5,5 Mio) Ein- und Zweifamilienhäusern sowie in 0,3 Mio Betriebsstätten und öffentlichen Einrichtungen elektrische Wärmepumpen eingesetzt⁺), die zusammen 10 TWh verbrauchen, so ist dafür ein Primärenergieaufwand in den Kraftwerken von 3 Mio t SKE erforderlich. Dadurch können von den verbleibenden 47 Mio t SKE an leichtem Heizöl, die gemäß unserer Projektion 2000 noch ersetzt werden müssen, ungefähr 4 Mio t SKE eingespart werden /VDEW (August 1977); KALISCHER, P. (1977)/. Hinzugerechnet wird eine Einsparung von 2 Mio t SKE durch die Verwendung von Sonnenkollektoranlagen (ohne Wärmepumpe) zur Brauchwassererwärmung in 2,5 Mio (von 3,5 Mio) Einfamilienhäusern.

Etwa 2 Mio t SKE seien durch eine Erhöhung des trendmäßigen Fernwärmebeitrags (incl. Fernenergie) im Jahre 2000 auf 11 Mio t SKE (insges. etwa 4,5 Mio Anschlüsse) substituierbar. Unterstellt man, daß weitere 2 Mio t SKE durch andere Nutzungen sonstiger unkonventioneller Energiequellen aufgebracht werden können, so sind zusammen 13 Mio t SKE (26 %) der Fehlmenge von 50 Mio t SKE an leichtem Heizöl gedeckt. Die Restmenge von 37 Mio t SKE ist im HUK-Bereich durch elektrische Energie zu ersetzen. Bei einem Prozeßwärmeanteil von 16 %⁺⁺) würden davon 6 Mio t SKE auf die Brauchwasserbereitung und Materialbehandlung entfallen, wofür bei einem Gesamtnutzungsgradverhältnis von Ölverwendung zu Stromverwendung von ungefähr 0,60 zu 0,30⁺⁺⁺) in den Kraftwerken 12 Mio t SKE in 38 TWh umzuwandeln wären.

+) Z.Zt. gibt es 3000 mit Wärmepumpen beheizte Wohnungen /ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST (31.8.78)/.

++) Die FfE schätzt den Prozeßwärmeanteil am Gesamt-Energieverbrauch des HUK-Sektors in 1973 auf 17 % /FfE, Schriftenreihe 77-02 (1975), Tafel 2.6.1/.

+++) Der Gesamtnutzungsgrad sei das Produkt aus dem Anlagennutzungsgrad und dem Wirkungsgrad von Energiegewinnung, -umwandlung und -verteilung /RUDOLPH, M. (1973)/. Dem für Öl günstigen Verhältnis von 2:1 liegt die Annahme zugrunde, daß durch Wärmerückgewinnung im Gewerbe die schlechte Ölnutzung bei der privaten Brauchwasserbereitung überkompensiert wird.

2.3.2.3.3 Strom statt Öl zur Raumheizung

Von den restlichen 31 Mio t SKE (PE) an Raumheizungsenergie entfallen bei einem Anteil des privaten Bereichs von 60 %⁺) rd. 19 Mio t SKE auf die Wohnraumheizung, der Rest auf die Heizung von gewerblichen Räumen etc.

Auf der Basis des heutigen durchschnittlichen Wärmebedarfs der Wohnungen von 3,5 t SKE (PE) läßt sich überschlagen, daß die zu ersetzenden 19 Mio t SKE dem Heizenergiebedarf von 5,4 Mio Wohnungen entsprechen⁺⁺). Diese Wohnungsanzahl stellt in etwa den ab heute bis 2000 zu erwartenden Ersatzbedarf dar /BÜLOW, H., ECKERLE, K. et alii, Prognos (Mai 1975)/. Der Anschaulichkeit halber sei nun angenommen, daß

die projektierte Substitution von 19 Mio t SKE (PE) Heizöl durch Einbau von elektrischen Heizsystemen in 5 bis 6 Mio Neuwohnungen erfolgt, welche ölbeheizte Wohnungen (z.Zt. rd. 12 Mio) ersetzen.

In diesem Fall hat man tendenzgemäß eine 10-20 % größere Wohnfläche zu veranschlagen. Andererseits ist bei Neubauten von einer Bauweise auszugehen, bei welcher der von der DIN 4108 geforderte Mindestwärmeschutz soweit übertroffen wird, daß der Wärmebedarf gegenüber der Normbauweise um 20-25 % und gegenüber dem anzunehmenden durchschnittlichen Zustand des zu erneuernden Bauvolumens bis zu 60 % niedriger liegt⁺⁺⁺).

⁺) Die FfE schätzt den Haushaltsanteil am Raumwärme-Endenergieverbrauch des HUK-Sektors 1973 auf 58 %, am gesamten HUK-Endenergieverbrauch auf 55 % /FfE, Schriftenreihe 77-02 (1975), Tafel 2.6.-1/.

⁺⁺) Die durchschnittliche Wohnung wird von 2,6 Personen bewohnt, ist 76 m² groß und benötigt 13 Gcal/a Raumwärme, die von einem Ölkessel mit Wirkungsgrad 0,56 in 1400 vollen Betriebsstunden aus 2500 l Heizöl erzeugt werden kann (122 kcal/m² h).

⁺⁺⁺) Die "Ergänzenden Bestimmungen zu DIN 4108" vom Oktober 1974 verlangen die Einhaltung einer Obergrenze für den mittleren Wärmedurchgangskoeffizienten k von Wänden und Fenstern eines Geschosses von 1,6 Gcal/m² h °C. Das "Beiblatt zu DIN 4108" vom November 1975 empfiehlt einen erhöhten Wärmeschutz, welcher den mittleren k-Wert auf 1,2 bis 1,3 Gcal/m² h °C senkt. Zu den Möglichkeiten des Wärmeschutzes von Gebäuden vgl. namentlich /CAMMERER, W.F. (1974)/. Zur DIN 4108 siehe /EHM, H. (1976)/. Die Bestimmungen der DIN 4108 sind in eine im November 1977 in Kraft getretene Verordnung zum Energieeinsparungsgesetz vom Juli 1976 aufgenommen worden.
Beim "Therma-Wettbewerb" des Bundesbauministeriums 1974 wurde durch Außenisolation von Gebäuden der 50er und 60er Jahre eine Senkung des spezifischen Wärmebedarfs bis zu 55 % erreicht /vgl. WÄRME, KÄLTE, SCHALL (1/75)/.

Zur Quantifizierung der erforderlichen Substitutionsenergie in Form von Elektrizität genügt hier nicht das Verhältnis der Gesamtnutzungsgrade der beiden Heizungsformen, weil die übliche Berechnung des Nutzungs- oder Wirkungsgrades mit der Umwandlung von Endenergie in Wärme endet und den Nutzeffekt einer Wärmeenergie in seiner Abhängigkeit von den bauphysikalischen Eigenschaften eines Objekts unberücksichtigt läßt. Wenn es darum geht, für bestimmte energetische Zwecke, wie z.B. die Erzielung eines medizinisch empfehlenswerten Wohnraumklimas, möglichst wenig von einer bestimmten Endenergieform zu benötigen, so bedarf es zur analytischen Erfassung und Beschreibung des Rationalisierungsprozesses bei der Endenergie-Anwendung einer Kenn- oder Meßziffer, welche den tatsächlichen Heizenergieaufwand an einer technischen Norm oder einem wirtschaftlich vertretbar erscheinenden Sollaufwand mißt, indem sie die beiden Aufwandsgrößen zueinander ins Verhältnis setzt /CONRAD, F. (1977), S. 8/⁺). Wird eine ölbeheizte Altwohnung durch eine wärmegeämmte Neuwohnung mit Elektroheizung ersetzt, so ändert sich sowohl die Umwandlung von Endenergie in Wohnraumbehaglichkeit (Kennziffer der Anwendungseffizienz) als auch die Transformation von Primärenergie in verbrauchsnahe Endenergie (Kennziffer der Gewinnungs-, Umwandlungs- und Verteilungseffizienz). Zur analytischen Darstellung eines solchen Substitutionsvorganges im Hinblick auf den relativen Primärenergieaufwand zur Produktion einer standardisierten Energiedienstleistung muß die "Kennziffer bis Kessel" mit der "Kennziffer ab Kessel" zu einem Energienutzungsindikator kombiniert werden, welcher die gesamte Energiekette von der Primärenergiegewinnung bis zur Aufrechterhaltung einer bestimmten Innen-Außen-Temperaturdifferenz in Wohnräumen umfaßt. Dieser Indikator der Effizienz des Einsatzes von Primärenergie zur Raumklimatisierung ist identisch mit einem durch Berücksichtigung der Wärmekonservierung relativierten Gesamtnutzungsgrad eines Heizsystems⁺⁺).

+) Als analytischen Ausdruck für diese Kennziffer g_A der Endenergie-Anwendung hat man das Produkt von Jahresnutzungsgrad g_H der Heizanlage und dem Quotient aus angestrebter und tatsächlicher Wärmedurchgangszahl k_S , bzw. k_I des Gebäudes:
$$g_A = \frac{\text{Soll-Wärme}}{\text{Ist-Wärme}} = g_H \frac{k_S}{k_I}$$

++) Sei g_U der Wirkungsgrad der Energiegewinnungs-, umwandlung und -verteilung, so gilt für den beschriebenen Energienutzungsgrad g_K des gesamten Klimatisierungssystems:

$$g_K = g_U \cdot g_A = g_U \cdot g_H \frac{k_S}{k_I}$$

Für $g_U \cdot g_H = g_G$ (Gesamtnutzungsgrad des Heizsystems) gilt:

$$g_K = g_G \frac{k_S}{k_I}$$

Setzt man den Effizienzindikator des substituierenden Klimatisierungssystems zum Indikator des substituierten Systems ins Verhältnis, so erhält man einen dimensionslosen Ausdruck für die energetische Über- oder Unterlegenheit des neuen Systems im Vergleich zum alten, mit dessen Hilfe man den substitutiven Minder- oder Mehrbedarf an Primärenergie für die gleiche Energiedienstleistung berechnen kann.

Wird z.B. ein mit Öl-Öfen beheiztes Zweifamilienhaus aus den 30er Jahren durch ein strombeheiztes gleich großes Haus mit zweischaligem Mauerwerk und isolierverglasten Fenstern ersetzt, dann beträgt das Verhältnis der Effizienz-Indikatoren etwa 0,27 zu 0,22 oder 1,22 zu 1⁺). Das neue Heizsystem ist also dem alten hinsichtlich der Ausnutzung einer bestimmten Energiemenge (Output-Effizienz) um 22 % und hinsichtlich des Energieaufwands für einen bestimmten Zweck (Input-Effizienz) um 18 % überlegen. Tritt eine mit 96 m² um 20 % größere Wohnung in dem mit "erhöhtem Wärmeschutz" versehenen Neubau an die Stelle einer 80 m²-Wohnung des einfachen Altbaus, so werden 11.130 kWh/a Heizstrom (ohne Brauchwasser) aus 4,4 t SKE Primärenergie gegenüber vorher 3450 l Heizöl aus 4,8 t SKE Primärenergie benötigt. Die Elektroheizung führt also in diesem Falle trotz 20 % größerer Wohnfläche zu einem Minderbedarf an Primärenergie von 8 %. Die Einsparung ist größer, wenn ein moderner Wohnblock an die Stelle von alten Siedlungshäuschen o. dergl. tritt. Sie ist möglicherweise geringer, wenn Familien aus alten Mietskasernen in moderne Eigenheime umziehen. Dies ist ein für die Beurteilung unserer Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit außerordentlich wichtiger Sachverhalt: Die direkte oder indirekte Elektroheizung mittels Einzelgeräten oder Fußbodenheizung bietet in Verbindung mit dem ohnehin zunehmenden Wärmeschutz von Gebäuden die Chance, den Verbrauch an leichtem Heizöl an das durch den Treibstoffbedarf des Verkehrs determinierte sinkende Minimalniveau des Erdöleinsatzes anzupassen und die Primärenergiebilanz zu entlasten.

⁺) Diese und ähnliche noch folgende Aussagen basieren auf Untersuchungen von M. RUDOLPH (FfE) und Arbeiten des Forschungsinstituts für Wärmeschutz München /RUDOLPH (1973); CAMMERER, W.F. (1974)/. Vgl. ferner auch /GRIVAT, J. (1977)/.

Selbstverständlich fällt diese Entlastung stärker aus, wenn in den wärme- geschützten Neubauten weiterhin mit Öl geheizt wird. Könnte man sämtliche existierenden 12 Mio ölbeheizten Wohnungen bauphysikalisch und heiztech- nisch so verbessern, daß der Ölverbrauch um 58 % sinkt, dann wäre eine Einsparung in Höhe des in unserer Projektion 2000 auszugleichenden Heiz- öldefizits bei der privaten Raumwärmeversorgung von 19 Mio t SKE (PE) er- reicht. Damit hätte man das Energiesparpotential mit extremem Aufwand ausgeschöpft, so daß jede spontane Ölverknappung eine Rationierung und die Umstellung auf andere Heizsysteme erzwingen würde. Die Ölsubstitution wäre nur um einige Jahre aufgeschoben, und die Zahl der versorgungsge- fährdeten Bürger bliebe bis zum Jahre 2000 gegenüber heute unverändert. Hier zeigt sich deutlich, daß es beim Streben nach höherer Versorgungs- sicherheit durch geringere Ölabhängigkeit mehr auf eine geringere Anzahl von Ölverbrauchern als auf einen niedrigeren spezifischen Ölverbrauch an- kommt.⁺⁾

Die für den Realitätsgehalt der vorgetragenen Chance einer höheren Versor- gungssicherheit durch Elektrifizierung der Raumheizung wesentliche Fest- stellung besteht nun darin, daß der Teil der Bevölkerung, der durch Über- gang auf Elektroheizung für immer vom Öl als Heizenergie unabhängig ge- worden ist, tatsächlich auch eine Entlastung unserer Primärenergiebilanz bewirkt hat. 1,7 Mio der z.Zt. existierenden 24 Mio Wohnungen werden elek- trisch beheizt, und jede benötigt lt. VDEW-Statistik pro Jahr rd. 9300 kWh /ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST (31.8.78); VDEW (April 1977)/⁺⁺⁾. Ihr Nutz- energiebedarf (an den Raum abgegebene Wärme) liegt mit 7,6 Gcal/a um 40 % unter dem Durchschnitt aller Wohnungen und um 30 % unter dem Durch-

⁺⁾ Unter diesen Aspekten tritt die häufig zu registrierende globale, d.h. nicht nach Energieformen und -anwendungszwecken differenzierende, For- derung nach Energie-Einsparung in Konkurrenz zur Zielsetzung einer langfristig zuverlässigen Energieversorgung und dürfte eigentlich nur umweltpolitisch begründet werden.

⁺⁺⁾ Bei einem durchschnittlichen Anschlußwert von 12,8 kW entspricht die- sem Verbrauch eine Benutzung von rd. 730 h/a (Speicherladezeit). Für 1985 rechnet die VDEW wegen der zu erwartenden Wohnflächenvergrößerung mit einem Anschlußwert von etwa 13,5 kW und 750 Benutzungsstunden. Das EWI dagegen geht in seiner "Stromstudie" von 15 kW und 800 Jahresstun- den aus. Bei 3 Mio Anschlüssen (Mittelwert zwischen VDEW und EWI) er- gibt sich daraus ein Unterschied in der Verbrauchsprognose von 5,6 TWh, d.h. von 18 % auf VDEW- und von 16 % auf EWI-Basis, das sind 2/3 der Jahresproduktion eines KKW /vgl. VDEW (April 1977), S. 78; SCHMITT, D., Mönig, W., SUDING, P.H., EWI (August 1975), S. 62/.

schnittsbedarf ölbeheizter Wohnungen. Abgesehen von der geringeren Wohnungsgröße ist der wesentliche Grund dafür in der Erfahrungstatsache zu sehen, daß man sich für die Elektroheizung entscheidet, weil man geruchlos, geräuschlos, ungefährlich, raumsparend, wartungs-, verschleiß- und störungsfrei heizen möchte und versucht, den gegenüber dem Öl je nach Tarif z.Zt. noch um 6 bis 60 % höheren Nutzenergiepreis des Stroms durch Wärmeschutzmaßnahmen zu kompensieren. Bei Neubauten kommt häufig das Argument der vergleichsweise niedrigen Material- und Installationskosten hinzu⁺⁾ . Es liegt hier der im Bereich der rationelleren Energienutzung und der Energie-Einsparung seltene Fall der Konformität betriebs- oder hauswirtschaftlich orientierten Verhaltens mit volkswirtschaftlichen Zielvorstellungen vor: Der Übergang auf das in jeder Hinsicht angenehmere, teilweise jetzt schon billigere und im Falle der heute noch wenig verbreiteten elektrischen Fußbodenheizung (z.Zt. in 40 000 Wohnungen) auch physiologisch besonders empfehlenswerte Elektro-Heizsystem verringert die Anzahl der Ölabhängigen und damit den Grad der Ölabhängigkeit, ohne den Primärenergiebedarf zu steigern, erhöht also die passive Versorgungssicherheit. Da die Umwandlung einer bestimmten Menge Primärenergie in Raumwärme die Umwelt weniger belastet, wenn sie über Elektrizität aus Kohle, Kernbrennstoff, Öl, Gas und Wasserkraft anstatt

+) Beispiel: Die Anschaffungskosten (Planung, Material, Montage) eines kompletten elektrischen Heizsystems für ein 148 m² - Einfamilienhaus in Norddeutschland, bestehend aus Fußbodenheizung für 4 Räume, 3 kleinen Pendelspeichern und 4 kleinen Konvektorleisten (ohne Brauchwasserbereiter), beliefen sich 1974 auf 9000,-- DM und lagen damit um mindestens 30 % unter den Kosten einer entsprechenden Öl-Zentralheizung. Im Unterschied zu Warmwasserheizungen ist eine solche E-Heisanlage praktisch unbegrenzt haltbar: Ein verstärkter Estrich, in dem Heizkabel verlegt sind, dient als kurzzeitiger Wärmespeicher. Diese Anlage mit insgesamt 14,5 kW Anschlußwert hat in 4,5 Jahren 89 100 kWh, also pro Jahr 19 800 kWh verbraucht. Die Stromkosten betragen im Jahresdurchschnitt 1350,-- DM (Nachtstarif zwischen 22⁰⁰ und 6⁰⁰, günstiger Tagestarif außerhalb bestimmter Sperrzeiten). Mit der Einsparung an Anschaffungs-, Reparatur- und Ersatz-Kosten wird ein Teil der Wärmeschutzinvestitionen (zweischaliges Mauerwerk und Isolierfenster) finanziert. Es sei in diesem Zusammenhang daran erinnert, daß die Förderungsrichtlinien für den sozialen Wohnungsbau Höchstwerte für die Heizungsbetriebskosten enthalten, die auch im allgemeinen Wohnungsbau als Richtlinien dienen. Ist der Bauherr an einer Elektroheizung interessiert und will die laufenden Kosten unter diesen Höchstwerten halten, so muß er eine stärkere Wärmedämmung vorsehen, als wenn er sich für eine Brennstoff-Heizung entscheidet.

über Heizöl erfolgt, so wird auch die aktive Versorgungssicherheit verbessert ⁺).

Geht man von einer ungehinderten Verbraucher-Information über Elektroheizungen durch Architekten, Planungsbüros und Versorgungsunternehmen aus, so dürfte die Annahme nicht unrealistisch sein, daß in den nächsten 22 Jahren in über 5 Mio Wohnungen des Wohnungs-Ersatzbedarfs ölsubstituierende elektrische Wohnraumheizungen montiert werden ⁺⁺). Dies bedeutet für unsere Projektion, daß die bei der Wohnraumheizung errechnete Leichtöl-Lücke von 19 Mio t SKE (PE) mit Strom aus einer (höchstens) gleich großen Menge an Primärenergieträgern geschlossen werden kann, d.h. mit (maximal) 60 TWh aus 19 Mio t SKE Kraftwerkseinsatz.

Es ist nun noch ein rechnerisches Heizöl-Defizit von 12 Mio t SKE (PE) bei der Raumheizung im nicht-privaten und nicht-industriellen Bereich, also in Handel, Gewerbe, Landwirtschaft etc. durch Stromverwendung auszugleichen. Von einem ebenso günstigen Strom-Öl-Substitutionsverhältnis wie bei der privaten Wohnraumheizung wird man hier nicht ausgehen können, weil in

⁺) Wenn heute noch gesagt wird, die Stromheizung sei Energieverschwendung und ihre Forcierung habe für die gesamtwirtschaftliche Energiebilanz katastrophale Folgen, die durch Zubauverbot verhindert werden müßten /so z.B. STEGER, U., Die Stromversorgung 1985 - eine Analyse des Bedarfs und seiner Deckung, in: WSI Mitteilungen 8/1977, S. 495-505, hier bes. S. 500-501/, so übersieht man das nachweisbar günstige volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Verhältnis der existierenden Elektroheizungen und ignoriert die allgemein anerkannten energiepolitischen Prioritäten. Nicht das spekulative Verschwendungspotential beim Stromheizen, sondern das faktische Einsparpotential beim Ölheizen sollte zu einem Kristallisationspunkt des "neuen Energiebewußtseins" gemacht werden.

⁺⁺) Addiert man die bestehenden 1,7 Mio Elektroheizungen und berücksichtigt ferner, daß ein Teil des Wohnungs-Neubedarfs von rd. 1 Mio sowie ein Teil des alten Wohnungsbestands, von dem heute noch 3,4 Mio kohlebeheizt sind, mit elektrischen Heizsystemen ausgestattet wird, so kann man für das Jahr 2000 mit 7,5 bis 8,0 Mio elektrisch beheizten Wohnungen (von insgesamt 25 Mio) rechnen. Das EWI und Prognos kommen in ihren Studien von 1975 auf 7, bzw. 6 Mio Elektroheizungen /SCHMITT, D., MÖNIG, W., SUDING, P.H., EWI (August 1975), S. 62; BÜLOW, H., ECKERLE, K. et alii, Prognos (Mai 1975), S. 108/.

diesen Wirtschaftszweigen der Raum-Ersatzbedarf geringer sein dürfte und weil das Komfort-Motiv als auslösendes Moment der Elektrifizierung und Isolierung gegenüber Rentabilitätsgesichtspunkten zurücktritt. Dennoch sei ein Verhältnis der beschriebenen Energie-Effizienzindikatoren zugrunde gelegt, das günstiger ist als die in solchen Zusammenhängen üblicherweise verwendete Relation der Gesamtnutzungs- oder Systemwirkungsgrade von 0,30 zu 0,55-0,60. Das Indikatoren-Verhältnis betrage etwa 0,21 zu 0,28 oder 0,75 : 1, und auf dieser Basis sind die fehlenden 12 Mio t SKE (PE) Leichtöl durch Strom aus 16 Mio t SKE, d.h. durch 50 TWh ersetzbar.

Somit verlangt unsere Projektion 2000 bei der konventionellen Raumheizung die Verwendung von 110 TWh Strom in E-Heizsystemen aus 35 Mio t SKE Kraftwerkseinsatz zum Ausgleich von 31 Mio t SKE der 50 Mio t SKE (PE) umfassenden Fehlmenge an leichtem Heizöl.

Hinzuzurechnen ist der für Wärmepumpen, Brauchwasserbereitung und Materialbehandlung veranschlagte, 9 Mio t SKE Leichtöl ersetzende Stromverbrauch von 48 TWh, so daß sich der gesamte Strombeitrag zur Deckung des Leichtöldefizits bei der Wärmeversorgung auf 158 TWh beläuft, wofür 50 Mio t SKE in Kraftwerken einzusetzen sind. Zur Schließung der Heizöl-Restlücke von 10 Mio t SKE (PE) trägt veredelte Kohle mit 3, Fernwärme (incl. Fernenergie) mit 2, und Umweltenergie mit 5 Mio t SKE bei (siehe 2.3.2.3.1 und 2.3.2.3.2).

2.3.2.3.4 Strom statt Benzin und Dieselkraftstoff

Weiterer substitutiver Strombedarf besteht aufgrund unserer projektierten Teilelektrifizierung des Straßenverkehrs (vgl. 2.3.2.2.1 und 2.3.2.2.4): Für 2 Mio Elektro-PKW und -Kombiwagen sind bei einem Strombedarf von 0,5 kWh/km in Ballungsgebieten und einer durchschnittlichen Fahrleistung von 12 600 km pro Jahr 12,6 TWh und somit rd. 4 Mio t SKE Kraftwerkseinsatz erforderlich /BUDDE (1977)/. Hinzu kommen etwa 19 TWh aus 6 Mio t SKE Primärenergie zur Ladestromversorgung von 0,2-0,3 Mio Elektro-Bussen,

-LKW und - Transportern von Bundesbahn und Bundespost, von Verkehrsunternehmen, kommunalen Fuhrparks etc.^{+)).}

Die Substitutionsanalyse abschließend ist für die weitere Erörterung festzuhalten, daß im Jahr 2000 ein Erdölbeitrag zum Primärenergieaufkommen in Form eines am Treibstoffbedarf des benzinsparend umstrukturierten Verkehrs orientierten Raffinerie-Einsatzes von 150 Mio t SKE (Niveau 1976) ausreicht, wenn bis dahin Öl-Substitutionsprozesse in Gang gekommen sind, welche im Jahre 2000 folgende Energiemengen umsetzen:

- a) 18,4 Mio t SKE (PE) an Chemie-Rohstoffen, Methanol, sowie gasförmigen und flüssigen Brennstoffen (Kuppelprodukte) aus 36 Mio t SKE Veredlungskohle.
- b) 190 TWh aus 60 Mio t SKE Kraftwerkseinsatz für die Wärmeversorgung und den Betrieb von Elektrofahrzeugen zum Ersatz von 47 Mio t SKE (PE) an Ölprodukten.
Fernwärme und regenerative Energiequellen entsprechend 2 bzw. 5 Mio t SKE (PE).

Die Möglichkeit, mit Kernenergie zu diesem Substitutionsenergiebedarf beizutragen, ist im wesentlichen bei der Stromerzeugung gegeben. Die Höhe dieses Beitrags und damit das Gesamtausmaß des Kernenergie-Einsatzes im Rahmen unserer Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" sei nun vor allem davon abhängig gemacht, wieviel unser passiv versorgungssicherster Energieträger, nämlich die Steinkohle, zum vermutlichen Gesamtbedarf an Primärenergie im Jahre 2000 beitragen soll oder bestenfalls beitragen kann.

^{+))} Zur Problematik der vergleichenden Analyse des Primärenergieverbrauchs von Nutzfahrzeugen mit Elektro- oder Verbrennungsmotoren vgl. namentlich /ALTENDORF, J.-P., KALBERLAH, A., Primärenergieverbrauch von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor, Elektrotechnische Zeitschrift, Januar 1977, S. 17-21/. Der Ausnutzungsgrad der Primärenergie ist bei beiden Antriebssystemen bis zum Getriebe etwa gleich niedrig (10 %). Bei Berücksichtigung der Nutzlast verschlechtert er sich beim E-Fahrzeug wegen des einstweilen noch sehr hohen Batteriegewichts.

2.3.2.3.5 Kernenergiebeitrag zur Versorgungssicherheit 2000

Der Kernenergie-Beitrag zum Primärenergiebedarf im Rahmen unserer Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" ist nun aus einem Beitrag zur Ölsubstitution durch Strom entsprechend maximal 60 Mio t SKE und einem Beitrag aus einer von dritter Seite zu übernehmenden Energiebedarfschätzung 2000 zusammzusetzen. Als Referenzschätzung 2000 kommt für unsere Zwecke nur ein Szenario in Frage, das Energie-Einsparungen explizit berücksichtigt, ohne die Kernenergienutzung überproportional zu reduzieren, also zu verdrängen, und das nicht auf "energiesparenden BSP-Wachstumsraten" beruht. Von dem Dutzend einschlägiger Diskussionsbeiträge erfüllt nur die in der BMFT /Fichtner-Studie enthaltene Darstellung des Primärenergiebedarfs 2000 diese Bedingungen⁺⁾. Sie hat außerdem für uns den Vorteil, daß sie einen Substitutionsbereich für Steinkohle und Kernbrennstoffe enthält /BMFT/FICHTNER (Juli 1977), S. 253-260/.

Die Fichtner-Prognose 2000 entstand vor der Rezession 1974-75, während der ein Rückgang des PEV gegenüber dem Referenzjahr 1973 um 9 % zu verzeichnen war. Durch Umbasierung der fossilen Variante dieser Einspar-Prognose auf 1976, Eliminierung der Öl-Einsparung bei der Wärmeversorgung zugunsten von Kohle, Uran und Gas sowie leichte Erhöhung des Beitrags sonstiger Ener-

^{+) In die "Untere Variante" der Prognose 2000 von DIW, EWI und RWI ist sowohl ein geringeres Wirtschaftswachstum als auch eine verstärkte Einsparpolitik simultan eingearbeitet /DIW, EWI, RWI (1978), S. 155-160/.}

Im Unterschied dazu wird in den Szenarien des ISP zwar der Unterschied zwischen wirtschaftspolitischen Prämissen und energiepolitischen Annahmen auch quantitativ deutlich, doch es bleibt offen, warum man im "Energiesparszenario" vor allem den Kernenergiebeitrag verringert /PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii, Das Deutschlandmodell (1978), S. 168-174/. Noch höher veranschlagen R.V. DENTON und H. BOSSEL das "Einsparpotential Kernenergie", denn sie nehmen z.B. in ihrem Szenario "Mittlere Einsparung" den Kernenergie-Beitrag gegenüber dem Standardszenario um 70 % zurück /DENTON, R.V., BOSSEL, H. (1976), S. 175-176 u. 186-188/.

Die FEST-Gruppe schließlich beschränkt den Kernenergiebeitrag 2000 auf das Potential der 1977 in Betrieb oder im Bau befindlichen Anlagen, was eine Reduzierung gegenüber dem Referenzszenario um 91 % bedeutet /FEST (Mai 1977), S. 45-53 u. 119-122/.

In der KFA-Studie erstreckt sich die Einspar-Betrachtung nur auf die Raumheizung /KFA (Juli 1977), S. 171-175/.

gieträger gewinnen wir das Referenz-Szenario 2000, das in der folgenden Tab. 2.7 zusammen mit den Zahlen der BMFT/Fichtner-Einsparstudie dargestellt ist ⁺⁾ .

Es umfaßt einen PEV von 595 Mio t SKE, was einer jährlichen Zuwachsrate von durchschnittlich 2,3 % ab 1978 bzw. 1,4 %/a ab 1985 gemäß Tab. 2.5 entspricht. Rechnet man den Primärenergie-Mehraufwand zur Substitution von insgesamt 72 Mio t SKE an Ölprodukten in der Wärmeversorgung (55 Mio t SKE), in der Chemie (8 Mio t SKE) und im Verkehr (9 Mio t SKE) in Höhe von rd. 30 Mio t SKE hinzu, so erhält man den Gesamt-PEV der die Tab. 2.7 abschließenden Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" in Höhe von 625 Mio t SKE.

Das Referenzszenario enthält 135 Mio t SKE an Kohle. Wird die im Rahmen unserer Projektion 2000 erforderliche Veredlungskohle in Höhe von 36 Mio t SKE hinzugerechnet, so erreicht die Kohle-Beanspruchung mit 171 Mio t SKE ein jenseits optimistischer Förderungs- und Einfuhrschätzungen liegendes Ausmaß. Geht man von einer langfristigen einheimischen Förderung von 100 Mio t Steinkohle /ERASMUS, F.C. (1977)/ und 35 Mio t SKE Braunkohle aus und addiert eine Steinkohlen-Einfuhr von 15 Mio t SKE, so erreicht der Kohle-Beitrag das u.E. maximale Niveau von 150 Mio t SKE. Um den Veredlungsbedarf zu decken, müssen also rd. 20 Mio t Steinkohle freigesetzt werden. Wir unterstellen, daß diese Menge bei der Wärmeversorgung im Industriebereich durch Erdgas ersetzt werden kann, dessen projektierter Beitrag damit von 80 auf 100 Mio t SKE steigt. Nach den neuesten Verlautbarungen dürfte die Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000 über eine solche Erdgasmenge verfügen können /ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN (3/1978)/.

Der Beitrag der sonstigen Energieträger zur Projektion 2000 in Höhe von 25 Mio t SKE setzt sich aus den 18 Mio t SKE lt. Referenzfall und dem weiter oben veranschlagten substitutiven Bedarf an Fernwärme und Umweltenergie zusammen. Es ist zu betonen, daß diese Sammelposition nur solche Energie-Umsätze enthalten sollte, die von der heutigen Energiestatistik mit

⁺⁾ Die durchschnittliche jährliche PEV-Wachstumsrate von 2 % für den Zeitraum 1973-2000 aus der Fichtner-Studie wurde auf den Zeitraum 1976-2000 übertragen. Dies gilt im Prinzip auch für die BSP-Entwicklung, die in diesem Zusammenhang nicht problematisiert zu werden braucht.

Tabelle 2.7: Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000"

Primärenergieträgerverbrauch (PEV)
(in Mio t SKE)

	BMFT/Fichtner-Einsparszenario		höhere Versorgungssicherheit	
	fossil	nuklear	Referenz	Projektion
Kohle	162 25 %	122 19 %	135 23 %	150 24 %
Öl	210 32 %	200 31 %	222 ⁺) 37 %	150 24 %
Gas	95 15 %	90 14 %	80 13 %	100 16 %
Uran	165 26 %	220 ⁺⁺) 34 %	140 24 %	200 ⁺⁺) 32 %
Sonstige	15 2 %	15 2 %	18 3 %	25 4 %
Total	647 100 %	647 100 %	595 100 %	625 100 %
Bruttosozialprodukt (Preisbasis 1962)	1380 Mrd DM	1380 Mrd DM	1260 Mrd DM	1260 Mrd DM ⁺⁺⁺⁾
Spezif. Energieverbrauch	470 kg/1000 DM	470 kg/1000 DM	472 kg/1000 DM	496 kg/1000 DM
Kraftwerksleistung (br.)	165 GWe	165 GWe	150 GWe	180 GWe
davon KKW-Leistung	80 GWe	95 GWe ⁺⁺⁺⁾	66 GWe	95 GWe ⁺⁺⁺⁺⁾
Stromerzeugung (br.)	860 TWh	860 TWh	770 TWh	960 TWh
davon KKW-Strom	515 TWh	610 TWh	420 TWh	610 TWh
Einsatz in Kraftwerken	276 Mio t SKE	276 Mio t SKE	246 Mio t SKE	306 Mio t SKE

+) Nur Treibstoff-Einsparung im Verkehr (9,2 Mio t SKE) berücksichtigt (vgl. 2.3.2.2.1)

++) Incl. nukleare Fernwärme und Fernenergie

+++) Die BSP-Wachstumsrate ab 1977 beträgt im Jahresdurchschnitt 3,1 %.

++++) Excl. nukleare Fernwärme und Fernenergie

geringfügigem Zusatzaufwand erfaßt werden können. Neben Wasserkraft, Brennholz, Torf, Kokereigas, Klärschlamm, Müll und Abhitze betrifft dies im wesentlichen die eventuelle großtechnische Nutzung der Erdwärme (Landaud, Urach), der Windkraft (MW-Bereich) und der Sonnenenergie (Solar-Tower etc.) sowie die individuelle Nutzung von Sonnenstrahlung, Luft, Grundwasser, Erdreich etc. mittels Wärmepumpen⁺). Es erscheint nützlich, das volkswirtschaftliche Energieflußbild und die Energiebilanz um eine entsprechende Position "Umweltenergien" oder "Natürliche Energiespeicher" zu erweitern /vgl. STÖY, B. (1978)/, um die grundsätzliche Zweiteilung des Energie-Umsatzes in einen umweltrelevanten und erschöpfbaren und einen umweltneutralen und unerschöpflichen Bereich zu verdeutlichen. Es gibt heute jedoch keine praktikierbare Möglichkeit, die individuelle energetische Nutzung von Sonne, Erdreich, Grundwasser, Luft und Wind statistisch zu erfassen, und eine bürokratische Regelung etwa in Form einer allgemeinen Buchführungspflicht über die Nutzung von unerschöpflichen Energiequellen ist nicht zu erwarten. Daher sind Aussagen über die zukünftig mögliche oder anzustrebende Entlastung und Entschärfung der heutigen Energieversorgung durch intensive Umweltenergie-Nutzung im Sinne einer energiepolitischen Alternative empirisch kaum überprüfbar⁺⁺).

Der Beitrag der Kernenergie erhöht sich in der Projektion gegenüber dem Referenzfall um den Kraftwerkseinsatz für substitutiven Stromverbrauch in Höhe von 60 Mio t SKE auf 200 Mio t SKE (incl. 6 Mio t SKE an Fernwärme und Fernenergie), was einem PEV-Anteil von 32 % gleichkommt. Damit können

⁺) Aus Vergleichsgründen wurde von uns auch die Anwendung von Solar-Kollektoren (ohne Wärmepumpe) und ähnlichen Technologien mitberücksichtigt

⁺⁺) Die FEST-Gruppe z.B. hält einen Beitrag der "Sonstigen Energieträger" von 90 Mio t SKE im Jahre 2000 für möglich. Dies wären 17 % des "unbedingt anzustrebenden" Gesamtverbrauchs von 530 Mio t SKE, von dem nur 30 Mio t SKE auf die Kernenergie entfallen sollen /FEST (1977), S. 120/. Ganz im Gegensatz dazu verfährt das ISP in nachahmenswerter Weise so, daß es die Substitution von fossilen Energien durch Umweltenergie in seinen Szenarien wie Einsparungen behandelt und von den "Sonstigen" nur die Wasserkraft explizit berücksichtigt /PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii, Das Deutschlandmodell (1978), S. 141-175/.

in Kernkraftwerken von 95 GW (rd. 10 GW 1978) Gesamtleistung 610 TWh produziert und rd. 64 % des gesamten Stromverbrauchs gedeckt werden. Die restlichen 350 TWh sind mit 85 GW aus 65 Mio t heimischer und importierter Steinkohle, 35 Mio t SKE Braunkohle und 12 Mio t SKE sonstigen Energieträgern (Wasser, Abhitze, Gas für Spitzenlast, Müll, etc.) zu erzeugen. Mit insgesamt 306 Mio t SKE macht der Kraftwerkseinsatz 49 % des gesamten PEV aus, wogegen es heute erst 30 % sind⁺). Mit dieser Zunahme des strombezogenen PEV-Anteils um 19 Punkte wird die angestrebte höhere Versorgungssicherheit über eine Verringerung des Ölbeitrags um 48 Mio t SKE und des Öl-Anteils am PEV um 28 Punkte von heute 52 % auf 24 % im Jahre 2000 (Tab. 2.5 und 2.7) erreicht. Hauptanteil an dieser energiepolitischen Strukturverbesserung hat die Kernenergie.

2.3.2.3.6 Arbeitsteilung der Substitutionsenergie-Arten

Zum Abschluß der Diskussion einer minimal ölabhängigen Primärenergieversorgung 2000 sei darauf hingewiesen, daß als wesentliche Ergebnisse nicht nur die vom Referenzfall determinierten absoluten Zahlen der Projektion 2000 anzusehen sind, sondern auch die aufgezeigte realistische Möglichkeit der Ölsubstitution und deren Implikationen, insbesondere der Aufwand an Öl-Ersatzenergie und das Verhältnis des Aufwands an nicht-regenerativer Energie zur damit ersetzten Energie (Ertrag). Dieses Substitutionsverhältnis beträgt 96 zu 65 Mio t SKE oder rd. 1,5 : 1, d.h. im Durchschnitt muß zum Ersatz einer Energie-Einheit Erdöl das 1,5-fache an Kohle und Kernenergie aufgewendet werden.

- a) In unserer Projektion 2000 entsteht ein substitutiver Steinkohlebedarf im wesentlichen durch die Kohlechemie und weder direkt (Kohle statt Ölverstromung) noch indirekt (Heizen mit Kohlestrom statt mit Öl) durch die Elektrizitätswirtschaft. Bei der Substitution von Erdöl durch Kohleveredlungsprodukte beträgt das energetische Aufwand/Ertrag-Verhältnis 36 zu 18 Mio t SKE oder 2 : 1. Dieses relativ ungünstige Verhältnis gilt für 27 % der zu ersetzenden Energiemenge.

⁺) Während der PEV gemäß unserer Projektion zwischen 1977 und 2000 mit durchschnittlich 2,3 %/a wächst, nimmt die Stromerzeugung jährlich um 4,7 % zu.

- b) Der substitutive Strombedarf entsteht hauptsächlich bei der Versorgung mit Niedertemperaturwärme sowie im Verkehr und wird aus Kernkraftwerken gedeckt. Er betrifft 73 % der Fehlmenge an Ölprodukten, und hier ist das Substitutionsverhältnis dank der extrapolierten Verbreitung der Wärmedämmung von privaten und gewerblichen Neubauten mit 60 zu 47 Mio t SKE oder 1,3 : 1 um 35 %, also erheblich günstiger.

Dieser Vergleich legt es nahe, die Öl-Substitutionsenergieträger Kohle und Kernbrennstoff nach ihrem komparativen Mengen- und Kostenvorteil arbeitsteilig einzusetzen. Der relativ hohe Veredlungsaufwand ist desto mehr gerechtfertigt, je höher der wirtschafts- und energiepolitische Stellenwert bestimmter Veredlungsprodukte für energetische und nicht-energetische Zwecke veranschlagt wird. Dieser Stellenwert ist auf absehbare Zeit bei Treibstoffen und Chemie-Grundstoffen am höchsten. Bei Kenntnis des Gesamtbedarfs an diesen Produktkategorien und des technisch-wirtschaftlich bedingten Expansionspfads der Erzeugung entsprechender Ersatzprodukte aus Kohle ist in langfristiger Perspektive eine Orientierung des Erdöleinsatzes am noch nicht substituierbaren Restbedarf an diesen Schlüsselprodukten denkbar und zu vermuten. In die Ausbauplanung der Elektrizitätswirtschaft muß dann eine solche Flexibilität eingebaut sein, daß der von der Mineralölwirtschaft aus Strukturrücksichten oder wegen Verfügbarkeitsrestriktionen nicht mehr bedienbare Teil des Wärmemarktes mit Strom abgedeckt werden kann. Gewichtige energie-, wirtschafts- und strukturpolitische Gründe sprechen gegen den Versuch, der Stromexpansion mit expansiver Kohlepolitik zu entsprechen. Besonderes Gewicht hat u.E. der Umstand, daß für den Rohstoff Kohle auch zu fernen Zeitpunkten, zu denen neuer Uranbedarf nicht mehr entsteht (Brüter, Fusion), kein Ersatz in Aussicht ist. Die dargestellte Projektion 2000 soll eine Größenvorstellung der Aufgabe vermitteln, die von der Kernenergiewirtschaft unter diesen Aspekten quasi schon "am Vorabend des Nachölzeitalters" zu bewältigen sein wird.

2.3.3 Erhöhung der Stromversorgungssicherheit

2.3.3.1 Rationalisierung des Kraftwerkbetriebs als Beitrag zur Versorgungssicherheit

Die ungünstigen Langfrist-Perspektiven des Erdölangebots sind Grund genug, eine deutliche Umstrukturierung unseres Einsatzes an Primärenergie bis zum Jahre 2000 anzustreben. Mittels Kohle, Erdgas und Kernbrennstoffen muß nicht nur ein weiteres Ansteigen des Erdölverbrauchs verhindert, sondern auch das heutige Niveau des Bedarfs an Ölprodukten durch Ersatz-Energieformen gesenkt werden. Dies führt zu einer wachsenden Bedeutung der leitungsgebundenen Endenergieformen Fernwärme, Gase und Strom. Aufgrund der Vielseitigkeit in der Anwendung, der vielfältigen und erheblich verbesserungsfähigen Erzeugbarkeit sowie der vorhandenen lückenlosen Infrastruktur der Elektrizität wird diese Endenergieform, wie unter 2.3.1 und 2.3.2 dargelegt, den Hauptbeitrag zur Ölsubstitution leisten müssen /siehe auch DIW, EWI, RWI (1978), S. 143-160, bes. S. 148-152/.

In Anbetracht des im Rahmen der Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" (vgl. Tab. 2.7) quantifizierten Bedarfs an Strom zur Ölsubstitution einerseits und der Standort- und Genehmigungsproblematik andererseits dürfte es für das störungsfreie Gelingen des Substitutionsprozesses sehr darauf ankommen, den Zubaubedarf durch äußerst rationellen Kraftwerkseinsatz zu minimieren. Unter dem hier zu betonenden Leistungsaspekt verlangt das Wirtschaftlichkeitsprinzip eine möglichst geringe installierte Leistung zur Deckung einer bestimmten Stromnachfrage. Die Stromnachfrage ist zahlreichen zufälligen Einflüssen unterworfen und schwankt im Tages- und Jahresverlauf mit nicht genau vorhersehbarer Unregelmäßigkeit. Eine Rationalisierung des Kraftwerkseinsatzes ließe sich realisieren, wenn es möglich wäre, die Stromnachfrage im Zeitablauf ohne Komfort- und Produktionseinschränkungen zu vergleichmäßigen. Diese Aufgabe erscheint lösbar, wenn man die mit der direkten finanziellen Förderung von Energiesparinvestitio-

nen gemachten positiven Erfahrungen auf die Stromproblematik überträgt und nach Möglichkeiten sucht, elektrische Leistung im Erzeugungsbereich durch Kapital im Verbrauchsbereich zu ersetzen.

2.3.3.2 Verringerung des Mittellastbereichs durch gesteuerte Nachfrageverschiebung

Die Versorgungsunternehmen für Strom, Gas und Wasser sind verpflichtet, jedem Abnehmer zu jeder Zeit die gewünschte Menge zu liefern. Da Elektrizität nicht in großtechnischem Maße speicherbar ist, müssen die im Verbund arbeitenden Stromerzeuger auf jede beliebige Bedarfserhöhung sofort mit einer Produktionssteigerung, also mit Mehreinsatz von Kraftwerksleistung, reagieren. Der Leistungsbedarf erreicht im zweiten Dezember-Drittel seine größte Höhe im Jahresverlauf. Die Elektrizitätswirtschaft muß in ihrer Kraftwerksplanung so disponieren, daß die verfügbare Kraftwerksleistung in keinem Augenblick kleiner ist als diese größte zu erwartende Summe der Anschlußwerte der gleichzeitig eingeschalteten elektrischen Maschinen, Motoren und Geräte (Jahreshöchstbelastung), damit das Netz nicht zusammenbricht und der Strom nicht schlagartig ausfällt.

Die Verwirklichung des Wirtschaftlichkeitsprinzips erfolgt in Elektrizitätsunternehmen insofern unter erschwerten Bedingungen, als solche Unternehmen wegen ihrer Versorgungspflicht im Gegensatz zu rein privatwirtschaftlichen Industriebetrieben das Risiko des Auseinanderklaffens von Nachfrage und Angebot nicht eingehen dürfen. Was diese institutionell begründete Auflage zu einem betriebswirtschaftlichen Problem macht, ist die in der Natur des Produkts Strom liegende Quasi-Unmöglichkeit des Auffangens von Nachfrageschwankungen durch Lagerhaltung, wie es in der Güterwirtschaft üblich ist. Die "indirekte Stromlagerung" mittels Pumpspeicher- und Druckluftspeicheranlagen hat in der öffentlichen Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit rd. 1 % der Erzeugung aus 5 % der Gesamtengpaßleistung (1976) sicherlich noch nicht das Ende ihrer Entwicklung er-

reicht. Durch ihre Intensivierung kann man bei der heutigen Netzbelastungs- und Kraftwerkseinsatzstruktur sukzessive die älteren Steinkohlen- und Mischfeuerungskraftwerke in der Spitzenlast ersetzen, aber keinen Beitrag zur Mittellastdeckung liefern.⁺)

Die zur Einsparung von Wärmekraftwerksleistung erwünschte Verstetigung der Stromproduktion kann mit güterwirtschaftlichen Mitteln, d.h. mittels indirekter Speicherung von Schwachlastarbeit aus Grundlastkraftwerken für Zeiten des Spitzenbedarfs, aus technischen und ökonomischen Gründen nicht entscheidend verbessert werden.

Es fragt sich nun, ob eine Produktionsnivellierung mit Mitteln der Dienstleistungswirtschaft, nämlich durch zeitliche Verschiebung der Nachfrage- deckung, also durch Warteschlangenbildung, ermöglicht werden kann. Bei der Stromversorgung, auf deren Dienstleistungscharakter die Simultaneität von Produktion und Konsum hinweist, ist eine Warteschlange in dem Sinne denkbar, daß bestimmte Stromverbrauchsarten nicht mehr zu jedem beliebigen Zeitpunkt, sondern nur zu ganz bestimmten, von den Versorgungsunternehmen variierbaren Tageszeiten das Netz in Anspruch nehmen können. Durch Schaltungen und ferngesteuerte Schalter läßt sich eine Verlagerung der Benutzungszeit von Elektro-Großgeräten der Industrie (wärmetechnische Anlagen wie Glüh-, Schmelz- und Warmhalte-Öfen) und des Haushalts (Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Warmwasserbereiter) in die Schwachlastzeit, also in die Nachtstunden erreichen. Das Umstellen der Schaltinstrumente kann z.B. beliebig oft und schnell mit Hilfe hochfrequenter Stromstöße über die normalen Netzanschlüsse erfolgen (Fernwirk- und Rundsteueranlagen) oder über Ultrakurzwellen⁺⁺). In Verbindung mit elektronischen Steuergeräten bietet die Signaltechnik viele Möglichkeiten zur Fernzu- oder -abschaltung bestimmter Gerätegruppen in Abhängigkeit von der jeweiligen Kapazitätsauslastung. Zur Netzlastnivellierung kommt auch die Beschränkung der Netzbeanspruchung eines Kunden mit Hilfe von Regelsystemen in Frage, die bei Erreichen eines Grenzwertes bestimmte Stromkreise zeit-

+) Es ist allerdings eine zukünftige rationellere Versorgungsstruktur denkbar, bei der die Spitzenlastkraftwerke absolut und relativ mehr Arbeit zu leisten haben als heute (vgl. 2.3.3.2.2.1).

++) In Augusta (Georgia, USA) läuft ein Großversuch mit 3150 Haushalten zur Erprobung der drahtlosen Umschaltung von Stromzählern in Abhängigkeit von der Auslastung des Elektrizitätswerks /BILD DER WISSENSCHAFT (April 1978), S. 2/.

weise abschalten, aber Lampen, Kühl- und Kochgeräte weiter unter Strom halten (Maximum- und Minimum-Regler, rechnergestützte Maximum-Überwachungsanlagen) /vgl. dazu FRISTER, R. (1978); HANDELSBLATT 18.4.78/.⁺)

Es gibt sicherlich eine ganze Reihe weiterer technisch-organisatorischer Maßnahmen auf der Verbraucherseite, die eine selektive zeitliche Stromnachfrage-Verschiebung (Last-Umverteilung) und damit eine zumindest relative Senkung der Netzhöchstlast mit der für eine nennenswerte Herabsetzung der Engpaß-Gesamtleistung erforderlichen Zuverlässigkeit ermöglichen. Solche Maßnahmen sind in der Energie-Versorgungsdiskussion bis jetzt relativ wenig erörtert worden⁺⁺) im Vergleich zu der Frage, wie der Stromverbrauch allgemein gedrosselt werden könnte, um Energierohstoffe zu sparen und beim Kraftwerkszubau Zeit zu gewinnen.

Leistungssparende Investitionen im Verbrauchsbereich können von der Elektrizitätswirtschaft allein weder durchgesetzt noch finanziert werden, und so erhebt sich die Frage nach ihrer Realisierbarkeit in Kooperation von Verbrauchern, Versorgern und Staat.

⁺) Luther unterscheidet in diesem Zusammenhang zwischen "nachtstromfähigen" und "nicht-nachtstromfähigen" Geräten und macht darauf aufmerksam, daß die Kühl- und Gefriergeräte, deren Benutzung bislang über den ganzen Tag verteilt ist, als Kältespeicher konstruierbar sind, die während der Nacht aufgeladen werden und tagsüber keinen Strom verbrauchen /LUTHER, G., Zum Anwendungspotential eines Zeitzonentarifs für den Stromverbrauch im Haushaltsbereich, BRENNSTOFF-WÄRME-KRAFT, (Juli 1978), S. 281-284/.

⁺⁺) In der "Zweiten Fortschreibung" des Energieprogramms kündigt die Bundesregierung die "Förderung von Modellversuchen mit dem Einbau von Leistungsmessern" an /BUNDESREGIERUNG (Dez. 1977), S. 4/.
 Von den Beispielen aus der Praxis seien hier zwei erwähnt:

- Die Stadtwerke Bayreuth praktizieren seit 1959 Lastabwurf mittels einer Tonfrequenz-Rundsteueranlage. Sie schätzen, daß mit der Leistungsüberwachung 6-8 % Höchstleistung beeinflußt werden können.
- Die Stadtwerke Reutlingen starten im Winter 1978/79 einen Versuch mit Laststeuerung mittels Rundsteueranlage bei 750 Kunden.

2.3.3.2.1 Qualitative Betrachtung der Last-Umverteilung

Zur Vermeidung von Mißverständnissen sei zunächst auf die energiewirtschaftliche Seite der Nachtstrom-Speicherheizung eingegangen. Mit der jahrelangen Werbung für die tarifbegünstigte Speicherheizung haben die EVU eine weitgehende "Auffüllung der Nachttäler" d.h. eine deutliche Nivellierung der Lastverteilung durch stärkere Ausnutzung vorhandener Kapazitäten während der Nachtstunden, bewirkt (vgl. Abb. 2.1). Der Anschluß von Nachtspeicherheizungen bedeutet zwar zusätzliche Stromnachfrage und erhöhten Einsatz an Primärenergie im Grundlastbereich (Braunkohle, Kernbrennstoff), hat aber normalerweise keinen Einfluß auf die inzwischen problematisch gewordene Planung der öffentlichen Engpaßleistung. Als Normalfall gilt die Aufladung der Geräte zu den tariflich begünstigten Nachtstunden von 22⁰⁰ bis 6⁰⁰ Uhr, d.h. zur Schwachlastzeit. Dieses Normalverhalten kann z.Zt. technisch nicht erzwungen werden, und die EVU müssen damit rechnen, daß Speicherheizungen auch zu Tageszeiten ohne freie Grund- und Mittellast-Kapazität, beispielsweise nachmittags, in Betrieb genommen werden; es soll aber auch nicht erzwungen werden, weil bei extremen Witterungsbedingungen ein beliebiger Einsatz der elektrischen Heizgeräte unter Umständen lebenswichtig sein kann.

Die Nachtstromspeicherheizung ist einzelwirtschaftlich gesehen sowohl für den Erzeuger als auch für den Verbraucher vorteilhaft. Für die Versorgungsunternehmen bedeutet sie Umsatzzuwachs bei gleichzeitiger Einsparung an Kraftwerkswartungskosten durch bessere Ausnutzung der Leistung (weniger häufiges An- und Abfahren). Für den Verbraucher ist sie zwar in Bezug auf den Wärmepreis z.Zt. im allgemeinen noch teurer als eine gute Ölheizung, aber zuverlässiger, sauber, geruchsfrei, platzsparend und in Betrieb und Wartung wesentlich einfacher. 1976 waren rd. 1,6 Mio Haushalte oder 6,5 % aller Wohnungen mit elektrischen Nachtspeicherheizungen ausgestattet und auf sie entfielen 15 Mrd KWh oder 6 % der EVU-Lieferungen /VDEW (November 1977)/.

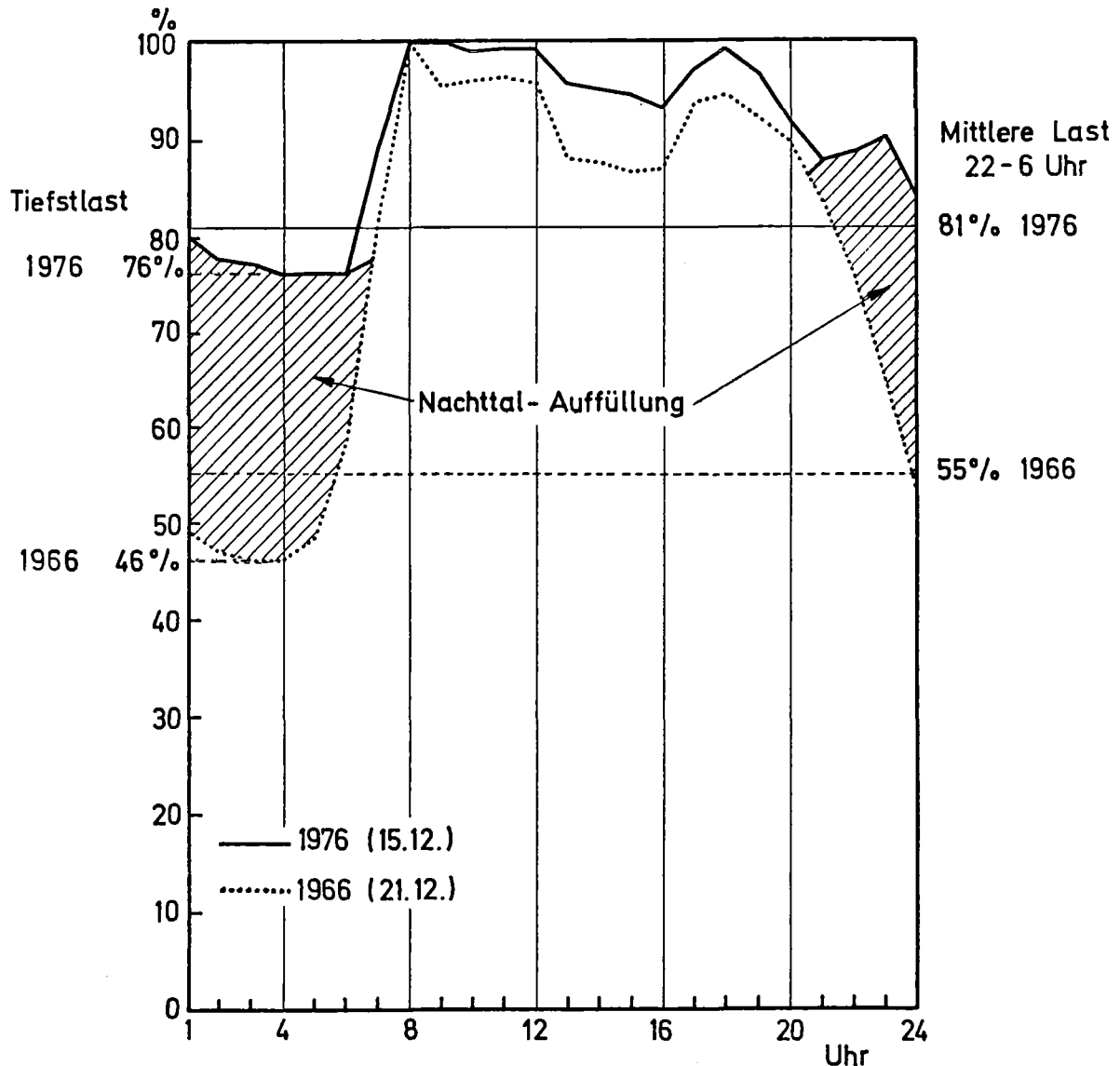


Abbildung 2.1: Netzbelastung im Bundesgebiet 1976^{+) in Prozent der Höchstlast im Vergleich mit 1966}

Quelle: VDEW (November 1977)

^{+) Eine ähnliche Darstellung findet man auch in der Drucksache 8/570 des Deutschen Bundestages vom 8.6.77 (S. 13), in der die Bundesregierung auf die Große Anfrage der SPD/FDP zur Energiepolitik antwortet. Es soll damit "die erreichte Verstetigung der Tag- und Nachtbelastung" gezeigt werden.}

Bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung hat man den Ölsubstitutionseffekt längerfristig als Vorteil zu werten, während mittelfristig die Beliebigkeit des Einschaltens Nachteile mit sich bringt, weil sie die unliebsamen Schwankungen der Netzbelastung im Tagesablauf unter Umständen noch verstärkt, die Vorhersage der Netzlast erschwert und somit einen zusätzlichen Unsicherheitsfaktor bei der Frage nach der unbedingt notwendigen Kraftwerks-Gesamtleistung darstellt.

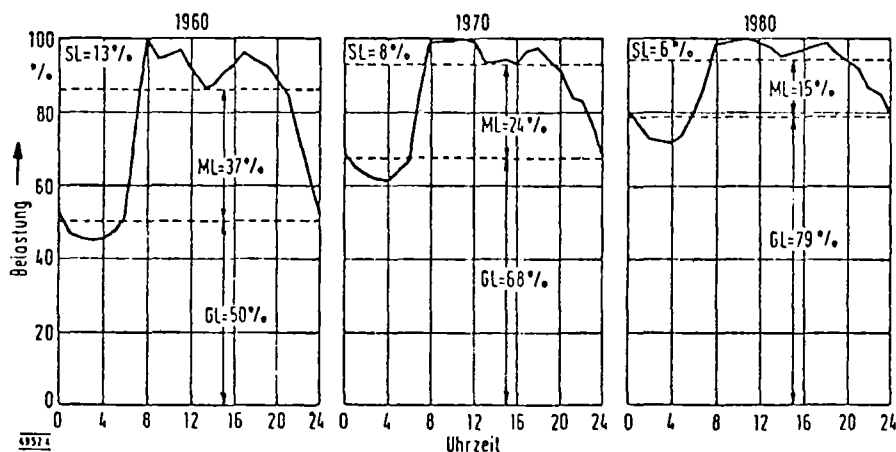
Einzel- und gesamtwirtschaftliche Vor- und Nachteile abwägend gelangt man bei der elektrischen Speicherheizung zu dem Ergebnis, daß den evidenten einzelwirtschaftlichen Vorteilen in der gegenwärtigen energiepolitischen Situation der erwähnte gesamtwirtschaftliche Nachteil gegenübersteht, der es nicht geraten erscheinen läßt, diese Energie-Anwendungstechnik bei kritischer Zubau-Situation zu propagieren.

Nachtstrom-Speicherheizungen verbessern über die "Nachtal-Auffüllung" die Arbeitsausnutzung der Kraftwerke, indem sie auf den Zähler des Quotienten aus tatsächlich geleisteter Betriebsarbeit (Brutto-Stromerzeugung) und theoretisch möglicher Nennarbeit /VDEW (1973), S. 32/ positiv einwirken. Demgegenüber führt, bei komparativ-statischer Betrachtung, die gesteuerte zeitliche Nachfrageverschiebung zu einer Erhöhung der Ausnutzungskennziffer durch negative Einwirkung auf den Nenner dieses Quotienten. Als Musterbeispiel hierfür ist die Übernahme der Arbeit alter Steinkohlekraftwerke im Mittellastbereich durch bestehende Grundlastkraftwerke anzusehen: Anstatt kleine alte Blöcke an- und abzufahren, werden große moderne Blöcke zu bestimmten Tageszeiten mit höherer Leistung gefahren als bisher (intensitätsmäßige Anpassung). Außerdem kann in der Zubauplanung neue Kraftwerksleistung dadurch eingespart werden, daß man die einer bestimmten Anzahl von Neubauten im Mittellastbereich zugeordnete Arbeit einer geringeren Anzahl größerer Blöcke im Grundlastbereich überträgt (quantitative Anpassung)⁺.

⁺) Ein Steinkohlenblock von 1200 MWe arbeitet theoretisch mindestens um 10 % wirtschaftlicher als 4 Blöcke à 300 MWe /BUCH, A. (Juli 1977)/.

Sowohl bei der Elektrospeicherheizung als auch bei der selektiven Verbrauchssteuerung kommt es bei dynamischer Betrachtung zu einer Vergrößerung des Arbeitsausnutzungskoeffizienten, wenn die Zunahme der tatsächlichen Arbeit das Anwachsen der theoretischen Arbeit übersteigt⁺). Die Arbeitsausnutzung reicht demnach als Indikator der angestrebten Verbesserung der Kraftwerkseinsatz-Struktur nicht aus. Das gleiche gilt für die anderen, leistungs- oder zeitbezogenen Nutzungskennziffern. Sie alle zeigen eine Verbesserung an, wenn die Nachfrage nach Strom stärker steigt als das Erzeugungspotential (installierte Leistung). Dieses Kriterium ist zwar notwendig, aber nicht hinreichend für das Einsparen von Kraftwerksleistung durch zeitliche Verlagerung von Stromnachfrage. Als zusätzliches Indiz für die hier gemeinte rationellere Erzeugungsstruktur kommt vor allem die Erhöhung des Anteils der Grundlast an der Tageshöchstlast bei rückläufigem Mittellastanteil und Vergrößerung des Energie-Inhalts im Spitzenlastbereich (längerer Einsatz) in Frage. In der Bundesrepublik Deutschland hat sich die Lastverteilung eindeutig in diesem Sinne entwickelt:

⁺) Dies war z.B. in den Jahren 1970 bis 1972 der Fall /NITSCH, D., SCHMITZ, H. (Dezember 1975)/.



SL Spitzenlast
 == Lastbereich zwischen der Tageshöchstlast und der Leistung, die zwischen 8.00 Uhr und 20.00 Uhr, also während 12 h/Tag, nicht unterschritten wird
 ML Mittellast
 = Lastbereich zwischen Grundlast und Spitzenlast
 GL Grundlast
 = Leistung, die von 0.00 Uhr bis 24.00 Uhr, d.h. während 24 h/Tag in Anspruch genommen wird, zusätzlich 10% dieser Leistung

Abbildung 2.2: Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlast-Bereich^{+) der Lastkurven für Dezember 1960 und Dezember 1970 sowie Vorschau 1980}

+))

Die Benutzungsdauer hat sich im Spitzenlastbereich von 5,8 h in 1960 auf 7,3 h in 1970 erhöht, und für 1980 wird mit 8,2 h gerechnet.

Quelle: KLÜSS, K.CH. (1973)

Die Ausdehnung des Grundlastbereichs bedeutet für die Erzeuger wirtschaftlicheren Kraftwerksbetrieb, der sich in einer tendenziellen Senkung der Erzeugungskosten auswirkt, und hier liegt die Möglichkeit eines finanziellen Anreizes für den Verbraucher zur Beteiligung an der schaltungstechnischen Investition, die zur Nachfrageverschiebung erforderlich ist. Ein weiterer Abbau des Mittellast-Kraftwerksparks zugunsten der rationelleren Grundlastkraftwerke setzt eine entsprechende Sicherheit vor plötzlichen Belastungsschwankungen voraus. Zu dieser Sicherheit kann der Staat dadurch beitragen, daß er die verbraucherseitigen Investitionen wie andere Energiesparmaßnahmen bezuschußt, d.h. einen Teil der Fixkosten übernimmt.

Der zum Funktionieren des Konzepts unabdingbare Verbraucheranreiz in Form einer Senkung der variablen Energiekosten könnte unter diesen Umständen von den Versorgungsunternehmen geboten werden, indem sie einen Teil ihrer "Grundlastprämie" über einen Sondertarif an die dem Steuerungssystem angeschlossenen Verbraucher weitergeben.

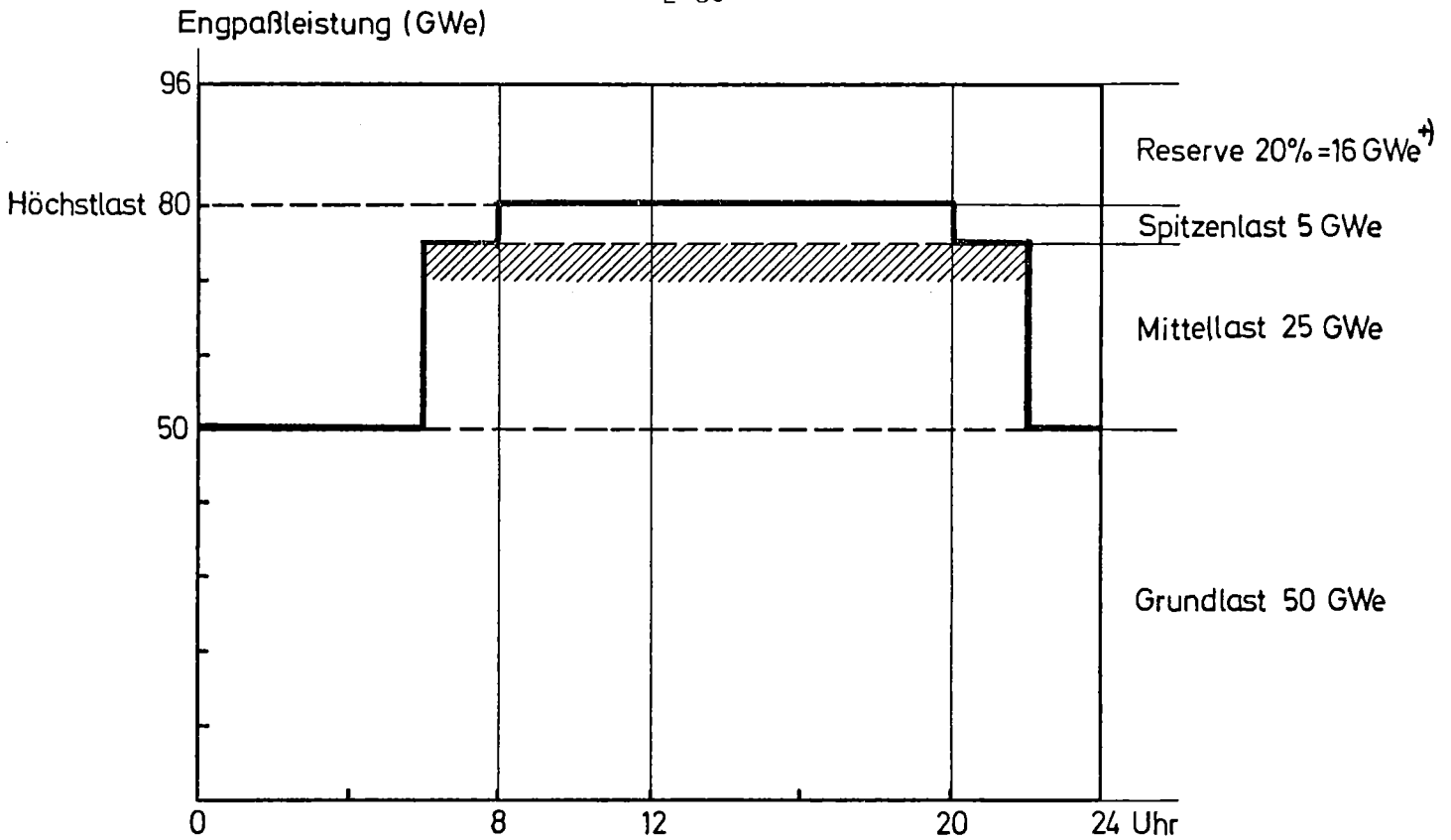
2.3.3.2.2 Quantitative Betrachtung der Last-Umverteilung

Für diese Art der Rationalisierung des Kraftwerk-Einsatzes ist die Größe des Umverteilungspotentials auf der Erzeuger- und auf der Verbraucherseite von entscheidender Bedeutung. Dabei liegt der limitierende Faktor auf der Produktionsseite: Verbraucher können nur nach Maßgabe der umdisponierbaren Kraftwerksleistung an das System angeschlossen werden, vorausgesetzt, der Spielraum hat eine gewisse Mindestgröße entsprechend der Leistung von einigen Steinkohleblöcken. Allerdings ist die Umverteilung durchaus nicht uninteressant, wenn sich herausstellen sollte, daß das Anschlußpotential bei pessimistischer Einschätzung des Verbraucherinteresses heute noch nicht einmal einem einzigen Mittellastblock entspricht; denn der Elektrifizierungsprozeß im Haushalt ist noch keineswegs abgeschlossen⁺), und die neue Steuerungstechnologie soll nicht nur die für die 80er Jahre prophezeite "Stromlücke" vermeiden helfen, sondern darüber hinaus einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich rationelleren Stromerzeugung auf lange Sicht leisten⁺⁺).

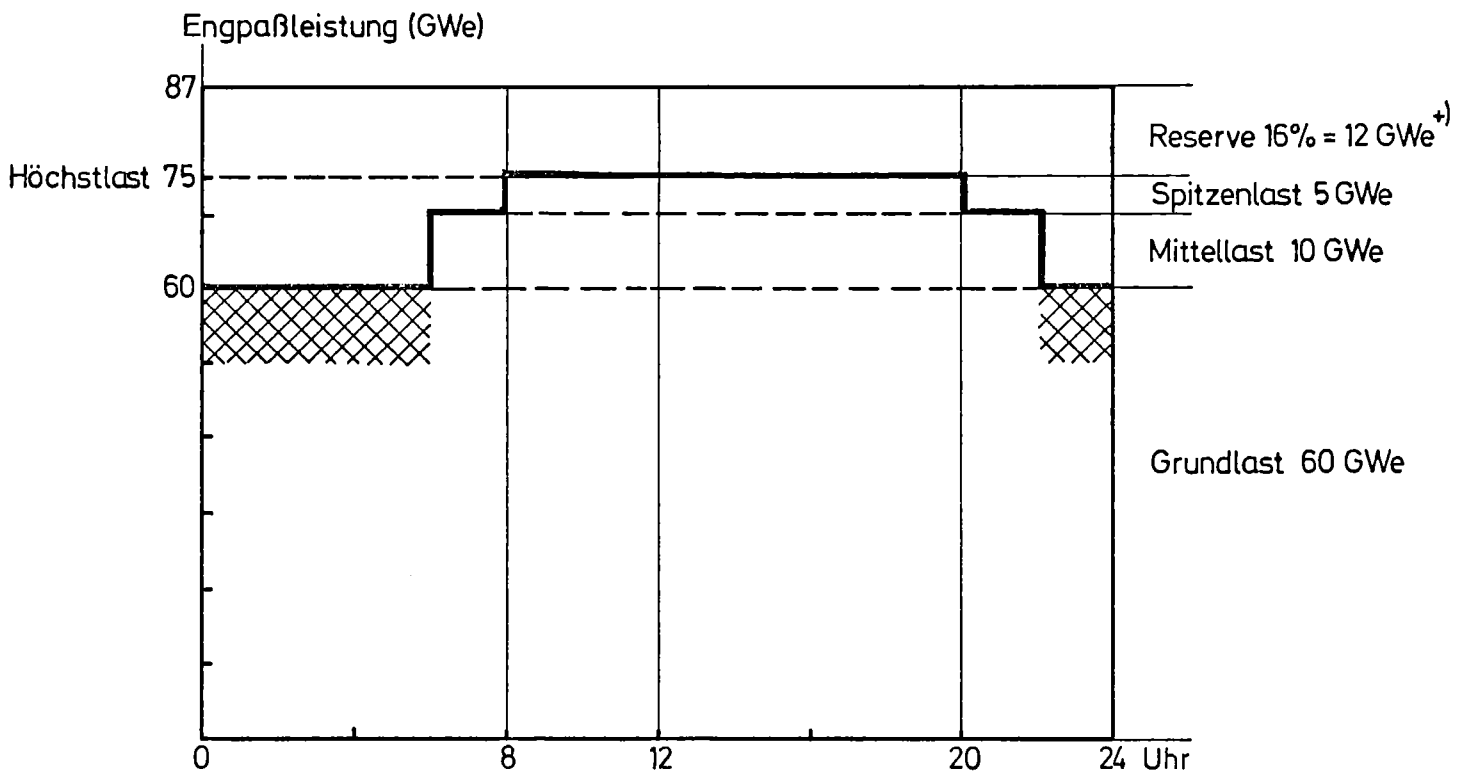
In der folgenden Abb. 2.3 ist die durch gesteuerte zeitliche Verschiebung von Strom-Nachfrage aus dem Mittellast- in den Grundlastbereich erreichbare Einsparung von Kraftwerksleistung im Prinzip dargestellt.

⁺) Zur Zeit bereiten 25 % der Haushalte ihr Bad, 40 % ihr Küchen-Heißwasser mit Strom /ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST (11.10.77)/. Von den 4-Personen-Arbeitnehmerhaushalten mit mittlerem Einkommen haben 15 % einen Geschirrspüler, 18 % eine Bügelmaschine, 50 % einen Farbfernseher und 62 % ein Tiefkühlgerät /HANDELSBLATT (20. 6.78)/.

⁺⁺) Die in den weiter oben dargestellten Projektionen für 1985, 1990 und 2000 enthaltenen Angaben über den Bedarf an Kraftwerksleistung sind ohne Rationalisierung durch Lastverschiebung zu verstehen (vgl. Tab. 2.3, 2.5 und 2.7).



Belastungsdiagramm A: Vor der Nachfrage - Verschiebung



Belastungsdiagramm B: Verringerte Mittellast durch Nachfrage - Verschiebung

Lastverlagerung von (A) nach (B) ^{*)} in % der Höchstlast

Der den Belastungsdiagrammen A und B der Abb. 2.3 entsprechende Energieinhalt (Stromerzeugung) ist gleich groß, aber die Höchstlast und die zeitliche Verteilung der Netzlast, d.h. der Netzbeanspruchung, differieren. Durch gesteuerte Umwandlung einer Netzbeanspruchung von 5 GWe zwischen 6⁰⁰ Uhr und 22⁰⁰ Uhr in eine Netzlast von 10 GWe ab 0⁰⁰ Uhr bis 6⁰⁰ Uhr und ab 22⁰⁰ Uhr bis 24⁰⁰ Uhr werden Mittellast und Mittellastarbeit zugunsten des rationelleren Grundlastbetriebs um 60 % reduziert. An den Spitzenlastverhältnissen (Leistung, Arbeit) wird hier der Anschaulichkeit wegen nichts geändert.

Die folgende Abschätzung des Rationalisierungspotentials erstreckt sich sowohl auf die Verkleinerung des Mittellast-Bereichs mit Höchstlastsenkung beim Übergang von Belastungsdiagramm A zu Belastungsdiagramm B, als auch auf die durch Höchstlastsenkung und Vergrößerung des Grundlastbereichs möglich werdende Verringerung der Leistungsreserve.

2.3.3.2.2.1 Verringerung der eingesetzten Leistung

Von den EVU wird besonders im Rahmen der Diskussion über Möglichkeiten der Strom-Einsparung durch Tarifänderungen das Argument vorgebracht, die tägliche Belastungskurve sei von Jahr zu Jahr gleichmäßiger und der Unterschied zwischen Nachtkleinstlast und Tageshöchstlast kleiner geworden /VDEW (November 1977)/. Wie aus den Belastungskurven für die Höchstlast-Tage der Jahre 1976 und 1966 (vgl. Abb. 2.1) hervorgeht, lag der Mittelwert der Last von 22⁰⁰ Uhr bis 6⁰⁰ Uhr am 15.12.1976 bei 81 % der Höchstlast, während er 10 Jahre zuvor nur 55 % betrug.

Diese Gegenüberstellung beweist den Erfolg der Bemühungen um eine stärkere Ausgeglichenheit der Lastverteilung zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkbetriebs. Sie sagt jedoch nichts über das aus, was in unserem Zusammenhang von Bedeutung ist, nämlich die absolute Höhe der nur zeitweise eingesetzten öffentlichen und industriellen Kraftwerksleistung. Diese Aus-

sagelücke läßt sich aber bei Kenntnis der jeweiligen Höchstlast schließen. Am 21.12.1966 waren maximal 25 436 MWe am Netz, wovon 24 256 MWe mit inländischer Leistung gedeckt wurden, während 10 Jahre später die Höchstbelastung der Inlandsleistung mit 46 108 MWe um 90 % höher lag. Mit Hilfe der in Abb. 2.1 angegebenen Prozentzahlen für die Nacht-Kleinstlast (46 % bzw. 76 %) läßt sich errechnen, daß am 21.12.1976 die nur zeitweise genutzte inländische Leistung mit 11 066 MWe lediglich um 1489 MWe oder 12 % kleiner war als 10 Jahre zuvor. Hätte die Nachtstromspeicherung das Last-Tal nach Mitternacht am 15.12.1976 nur um einige Prozent schwächer ausgefüllt (73 % anstatt 76 % Minimal-Last), so wäre in 10 Jahren keine Reduzierung der Leerlaufleistung erreicht worden.

Der Lastunterschied im Tagesverlauf ist ein erster grober Anhaltspunkt für das durch Nachfrageverschiebung realisierbare Einsparpotential an partiell genutzter Kraftwerksleistung: Hätte man die Belastungskurve des 15.12.76 durch Umwandlung der Mittellast (22 %) in Grundlast nivellieren können, so wären etwa 11 % der Höchstlast entfallen und 5 GWe Kraftwerksleistung hätten nicht für ungleichmäßigen zeitweiligen Einsatz bereitstehen müssen. Dieses Potential dürfte aus heutiger Sicht unter status-quo-Bedingungen in 22 Jahren erheblich größer sein. Nimmt man etwa an, daß sich die Nacht-Kleinstlast durch langsame Verringerung der restlichen Nachttäler von 76 % (vgl. Abb. 2.1) auf 82 % steigern läßt und daß die Jahreshöchstlast im Jahre 2000 125 GWe beträgt, so würden am Tage der Jahreshöchstbelastung bei 16 % Mittellast-Anteil 20 GWe zwischen Grund- und Spitzenlast nur tagsüber gebraucht und das Leistungs-Einsparpotential betrüge (theoretisch) 10 GWe (50 % der Mittellast).

Es sei an dieser Stelle betont, daß es bei der hier gemeinten Verschiebung von Stromnachfrage auf die Verkleinerung des relativ unwirtschaftlichen Mittellastbereichs unter Tieferlegung der Spitzenlastbasis ankommt und nicht auf das "Kappen von Lastspitzen".

Bei einer Last-Umverteilung zugunsten der "rund um die Uhr" arbeitenden Grundlast-Kraftwerke dürfte die Bedeutung der zwischen 8⁰⁰ Uhr und 20⁰⁰ Uhr stundenweise eingesetzten Spitzenlastkraftwerke eher zu- als abnehmen.

Solange der Verbraucher-Anschluß an ein Nachfrageverschiebungs- und -begrenzungssystem fakultativ ist, muß mit Lastspitzen gerechnet werden, die eventuell höher über den Grund- und Mittellastsockel hinausragen als zuvor. Speicherkraftwerke und Gasturbinen sind unter energetischen und ökologischen Gesichtspunkten vergleichsweise hoch zu bewerten, und ein verstärkter Zubau dieser Leistungsart im Zuge der Mittellastbereinigung würde unter energiepolitischen Aspekten nicht bloß in Kauf genommen, sondern begrüßt werden. Besonders vorteilhaft wäre es in diesem Zusammenhang, wenn Pumpspeicherkraftwerke zugebaut werden könnten, die nicht nur dem klassischen Zweck der Energieverlagerung aus Schwachlast- in Spitzenlastzeiten zur Deckung von Verbrauchsspitzen dienen, sondern auch eine Funktion des Ausgleichs zwischen den Bedarfsschwankungen und der Forderung nach möglichst gleichmäßiger, leistungssparender Belastung thermischer Einheiten erfüllen. Bei solchen Werken kommt es mehr auf längeren Einsatz kleinerer Leistung (Energiespeicher) als auf kurzzeitige Verfügbarkeit hoher Leistung an (Leistungsspeicher). Die Ausbau- und Einsatzplanung in der Bundesrepublik Deutschland scheint beide Ziele zu verfolgen. Bis 1980 wird die Generatorleistung der Pumpspeicherwerke um über ein Drittel auf etwa 4800 MWe gesteigert, und weitere 4900 MWe sind projektiert /BMFT/ASA (1976)/⁺).

⁺) Aus Westberlin ist eine gemeinsame Initiative des Wissenschaftszentrums und des Instituts für Markt- und Verbraucherforschung der Freien Universität zur Verhinderung des Baus eines Spitzenlastkraftwerks in Neukölln bekanntgeworden. Ein stundenweises Abschalten von Geschirrspülern, Heißwasserbereitern und Waschmaschinen mittels Rundsteuerung soll die der Leistung des geplanten Kraftwerks entsprechende kapazitive Entlastung gewährleisten /FRANKFURTER RUNDSCHAU (13.2.78)/.

2.3.3.2.2.2 Verringerung der nicht-eingesetzten Leistung

Eine zuverlässige Vergleichmäßigung der Belastungskurve reduziert nicht nur die im Tagesverlauf ungleichmäßig eingesetzte Leistung, sondern sie hat auch einen günstigen Einfluß auf die Dimensionierung des durchschnittlich nicht eingesetzten Teils des Kraftwerkparcs.

Die zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht eingesetzte Leistung ist teils verfügbar, d.h. betriebsbereit, teils geplant (Wartung, Umbau) oder ungeplant (Störungen) nicht verfügbar /VDEW (1973)/. Da sich die Zubauplanung maßgeblich an der Jahreshöchstlast orientiert, ist die Entwicklung der zum Zeitpunkt der höchsten Belastung nicht eingesetzten Leistung für eine ex-post-Betrachtung der Reservepolitik aufschlußreich:

Tabelle 2.8: Entwicklung von Leistung und Einsatz öffentlicher Kraftwerke

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
a) Engpaß- leistung GWe	28,0	29,9	31,1	32,4	33,7	35,6	41,6	45,7	53,4	57,6	64,9
b) nicht ein- gesetzt GWe	8,0	8,1	7,6	6,5	7,1	8,1	10,0	10,9	16,1	17,0	21,9
c) b) in % von a)	29,0	27,0	24,0	20,0	21,0	23,0	24,0	24,0	30,0	30,0	34,0 %
d) nicht verfü- barer Teil von b) GWe	2,1	2,1	2,4	2,4	2,8	3,1	3,7	3,4	6,6	6,4	9,6
e) d) in % von a)	8,0	7,0	8,0	7,0	8,0	9,0	9,0	7,0	12,0	11,0	15,0 %

Quelle: Die Tabelle basiert auf den elektrizitätswirtschaftlichen Jahresberichten des BMWI. Vgl. hierzu ferner /KLÖSS, K.CH. (1975)/.

Aus den Zeilen a) bis c) geht hervor, daß sich seit 1969 die zum Zeitpunkt der höchsten Jahresbelastung nicht eingesetzte Leistung der öffentlichen Kraftwerke nicht nur absolut, sondern auch relativ erhöht hat. Im Zeitraum 1969-76 verdoppelte sich die Engpaßleistung, während die nicht eingesetzte Leistung von 6,5 GWe auf 21,9 GWe, also auf mehr als das Dreifache stieg und 1976 ein gutes Drittel der Engpaßleistung ausmachte. Diese Disproportionalität läßt sich nur teilweise mit einem hinter den Erwartungen zurückgebliebenen Absatz der öffentlichen Kraftwerke erklären; denn dieser stieg trotz der Rezession 1974-75 in den betrachteten 7 Jahren mit 8,7 % pro Jahr auf das 1,8-fache und damit nur um 20 % schwächer als die Engpaßleistung. Die Haupterklärung dürfte vielmehr in einer stärkeren Bereitstellung von Leistungsreserven für planmäßig oder außerplanmäßig nicht verfügbare Blöcke liegen. Wie aus den Zeilen d) und e) der Tabelle hervorgeht, war diese Vorsicht berechtigt, denn die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast aus technischen Gründen nicht verfügbare Leistung hat sich von 2,4 GWe in 1969 auf 9,6 GWe in 1976 genau vervierfacht und stieg damit doppelt so stark wie die Engpaßleistung, von der sie zuletzt bereits 15 % ausmachte.

Die im Vergleich zu Engpaßleistung und Stromerzeugung überproportionale Entwicklung der nicht eingesetzten Leistung steht anscheinend im Widerspruch zu der Regel, daß die erforderliche Reserve prozentual desto kleiner sein kann, je größer der Kraftwerksbestand ist⁺⁾ . Diese Regel setzt nun bei Anwendung auf einen wachsenden Bestand weitgehende Strukturkonstanz des Kraftwerkparks hinsichtlich Art und Größe der Blöcke voraus. Eine solche Konstanz ist aber in unserem Falle wegen des Aufkommens der großen fossilen Blöcke (700 MWe) und der Kernkraftwerke (bis 1400 MWe) nicht gegeben. Dies wirkt sich auf die Inanspruchnahme von Reserveleistung (Reserve-Bedarf) und damit auf die bei gegebenem Ausfallrisiko

⁺⁾ Zu Methodik und Problematik der Reserveplanung vgl. bes. Deutsche Verbundgesellschaft, Die Sicherheit der Stromversorgung (Leistungsreserve im Verbundbetrieb), Heidelberg 1973.

erforderliche Reserveleistung wie folgt aus⁺).

- Bei Kraftwerken neuen Typs muß während der ersten Betriebsjahre eine erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit angesetzt werden. Dies gilt ganz besonders für die großen Kernkraftwerksblöcke, deren Ausfall nicht nur ein Leistungsproblem, sondern wegen der Blockgröße mit zunehmender Ausfallzeit ein Arbeitsproblem entstehen läßt. Der von neuer Kraftwerkstechnik induzierte zusätzliche Reservebedarf nimmt aber mit zunehmender Betriebserfahrung ab.
- Andersartig und stärker ist der Einfluß des Übergangs zu wesentlich gesteigerten Blockgrößen auf die Reservebildung. Er sei hier in vereinfachter Form durch die Aussage umschrieben, daß die prozentuale Reserve desto größer sein muß, je mehr ein neu hinzukommender großer Block die durchschnittliche Blockgröße des Bestandes übertrifft. Demgemäß kann die Reserve in dem Maße wieder (relativ) reduziert werden, wie sich durch fortgesetzten Zubau großer Einheiten die durchschnittliche Blockgröße des wachsenden Kraftwerksparks einem neuen langfristigen Mittelwert nähert.

Die von einer gesteuerten Nachfrageverschiebung ausgehende Verstärkung der Entwicklung zu modernen großen Leistungseinheiten zwischen 700 und 1400 MWe zur Verstetigung des Einsatzes und Erhöhung der Arbeitsausnutzung wirkt sich im Laufe der Jahre in einer relativen Verringerung der planmäßig oder außerplanmäßig nicht betriebsbereiten Leistung aus. Deshalb kann in der Zubauplanung der erzeugungsbestimmte Teil der Reserveleistung verringert werden.

⁺) Der Reservebedarf ist funktional abhängig von der Wahrscheinlichkeit des Eintreffens unvorhersehbarer Ereignisse auf der Stromangebots- und der Stromnachfrageseite (z.B. Blockausfall oder Kältewelle). Da es sich aus wirtschaftlichen Gründen verbietet, jeden denkbaren Reservebedarf zu decken, muß eine bestimmte Eintreffwahrscheinlichkeit, bis zu der die bereitgestellte Reserve nicht ausreicht, in Kauf genommen, d.h. ein Ausfallrisiko eingegangen werden. Die Reserveleistung, die bereitzustellen ist, um die Netzlast mit ausreichender, d.h. ein akzeptiertes Ausfallrisiko einhaltender Sicherheit zu decken, wird erforderliche Reserve genannt. Übersteigt die vorhandene Reserve die erforderliche Reserve, so besteht "freie Leistung" /vgl. DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT (1973), S. 4-6/.

Aber auch die verbrauchsbestimmte Reservehaltung wird entlastet, wenn durch die erwähnten verteilungstechnischen Maßnahmen die Belastungskurve gleichmäßiger verläuft (Verbrauchssteuerung) und extreme Nachfragerhöhungen nicht auftreten können (Maximumregelung).

Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß die Ausweitung und Verbesserung des westeuropäischen Verbundbetriebs durch die "Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie" (UCPTE) erhöhte Sicherheit gegen Versorgungsunterbrechungen bei Blockausfällen bietet, das Ausfallrisiko der einzelnen Verbundunternehmen verringert und dadurch das mögliche Risiko einer rationelleren Reservepolitik neutralisiert.

Unter Berücksichtigung von Anzahl, Größe und Ausfallrate der Blöcke einerseits (Deckungsseite) und von konjunkturellen, strukturellen und meteorologischen Einflüssen andererseits (Bedarfsseite) wird bei einem als akzeptabel erachteten Ausfallrisiko von 3 bis 4 % ⁺⁾ gegenwärtig eine Reserve von etwa 20 % der zu erwartenden Jahreshöchstbelastung des Netzes für erforderlich gehalten /DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT HEIDELBERG (1977, bzw. 1973)/. Auf unsere Projektion 2000 (vgl. Tab. 2.7) übertragen würde diese Usance zu einer Bereitstellung von 25 GWe Reserveleistung im Jahre 2000 führen (bei 125 GWe Höchstlast). Werden jedoch durch technisch-organisatorische Maßnahmen der geschilderten Art im "Verbund" Verbraucher-Erzeuger-Staat sowohl auf der Bedarfsseite (Belastungsnivellierung) als auch auf der Deckungsseite (höhere Block-Verfügbarkeit) die Parameter der Reservedimensionierung dauerhaft verändert, so würden möglicherweise 12 bis 15 % als Reservequote ausreichen, und die vorzuhaltende Leistung könnte um 6 bis 10 GWe verringert werden.

⁺⁾ Die deutschen Verbundunternehmen halten mindestens die Leistung ihres größten Blockes als Reserve vor, und dies bedeutet im allgemeinen, daß sie ein Ausfallrisiko von 3 bis 4 % für tragbar halten.

Die gesteuerte Verschiebung von Stromnachfrage zur Deckung durch modernste Grundlastkraftwerke ermöglicht es also, die Zubauplanung bis 2000 ohne Sicherheitseinbuße in der theoretischen Größenordnung von insgesamt 20 GWe (Einsatz plus Reserve) zu entlasten und damit die Zuverlässigkeit der Stromversorgung erheblich zu erhöhen.

2.3.3.3 Kostenfragen und Realisierungschancen

Die verbraucherseitigen Kosten für die Nachfrageverschiebung mittels der heute praktizierten Rundsteuerung betragen Ende 1977 rd. 700 DM pro Schaltanlage /NEU, A.-D. (1978), S. 58/.

Würden sich sämtliche 26 Mio Tarifkunden im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher, auf die 42 % der öffentlichen Stromlieferungen entfallen, dem Steuerungssystem anschließen, so müßten sie dafür (mit staatlicher Unterstützung) zusammen rd. 18 Mrd DM investieren. Gesamtwirtschaftlich und rein monetär betrachtet lohnt sich diese Investition auf der Seite der nicht-industriellen Verbraucher, wenn dadurch auf der Erzeugerseite mindestens 18 GWe mit einem durchschnittlichen spezifischen Auftragswert von 1000 DM pro installiertem konventionellen Mittellast-kW eingespart werden können, und diese Leistungseinsparung liegt innerhalb des dargestellten Rationalisierungsspielraums.

Rechnet man das Anschlußpotential der Sondervertragskunden im Industriebereich (47 % der Stromlieferungen) hinzu, so übersteigt die Gesamtinvestition den Wert der einzusparenden Kraftwerksleistung bei weitem. Zu einer solchen monetären Netto-Zusatzbelastung der Gesamtwirtschaft ist grundsätzlich zu bemerken, daß ihr gesellschaftlicher Nutzen in Form von erhöhter aktiver und passiver Versorgungssicherheit in hier nicht näher zu erörterndem Ausmaß gegenüberstehen (geringere Umweltbelastung, zuverlässiges Stromangebot).

Die Annahme einer Beteiligung aller Tarifkunden wurde lediglich zum Zwecke einer Überschlagsrechnung getroffen. Läßt man einen Anschlußzwang als nicht durchsetzbare Möglichkeit außer Betracht, so können über die tatsächliche Beteiligung privater und kommerzieller Stromkunden einstweilen nur Vermutungen angestellt werden. Von Bedeutung ist neben der Höhe des staatlichen Investitionszuschusses vor allem der von den EVU in Form einer Tarifvergünstigung zu offerierende Anschluß-Anreiz.

Diese finanziellen Aspekte sind im Vergleich zu der zum Abschluß anzuschneidenden Frage von untergeordneter Bedeutung. Ob bzw. inwieweit das aufgezeigte Rationalisierungspotential der Kraftwerksunterhaltung bei irgendeiner Anschlußquote überhaupt verwirklicht werden kann, hängt von der Höhe der bei den Verbrauchern in zumutbarer Weise zeitlich verschiebbaren Inanspruchnahme des Netzes ab. Aufgrund der zu dieser Problematik bisher unternommenen Recherchen sind die Realisierungsaussichten als günstig zu bezeichnen, und zwar insbesondere dann, wenn sich die industriellen Sondervertragskunden zu einem hohen Prozentsatz beteiligen und wenn die Lastumverteilung von vornherein von Prozeßrechnern gesteuert wird, welche die notwendige Feinabstimmung von Leistungsangebot und -nachfrage gewährleisten.

Zur Veranschaulichung der Realisierungschancen und der Organisation der gesteuerten Stromnachfrage-Verlagerung möge die folgende Modellrechnung dienen: Ein Haushalt verbraucht für Waschmaschine, Geschirrspüler und Badewasser-Bereiter mit zusammen 9 kW Anschlußwert etwa 3350 kWh im Jahr (Mittelwert aller Haushaltsgrößen) /vgl. VDEW (April 1977), LUTHER (1978)/. Nimmt man an, daß 10 % unserer 24 Mio Haushalte mit dieser Elektrogeräte-Kombination ausgestattet sind⁺⁾, so beträgt der entsprechende Jahresverbrauch 8,04 Mrd kWh. Dieser verteilt sich im günstigsten Falle gleichmäßig auf 3120 Stunden im Jahr, nämlich auf 10 Stunden zwischen 10⁰⁰ Uhr und 20⁰⁰ Uhr an 6 Tagen der 52 Wochen. Während dieser Benutzungsstunden ist also im Durchschnitt eine Kraftwerksleistung von 2564 MW im relativ unwirtschaftlichen Mittellastbereich erforderlich. Die zur Einsparung

^{+) Im Jahre 1975 verfügten 83,5 % aller Haushalte über eine Waschmaschine, 10,8 % über einen Geschirrspüler und 26,3 % bereiteten ihr Badewasser mittels Elektroboiler. Für 1985 wird bei Waschmaschinen ein Sättigungsgrad von 89,9 %, bei Geschirrspülern und Heißwasserbereitern von 31,0 % prognostiziert /VDEW (April 1977), S. 40 u. 61/.}

dieser Leistung führende Verlagerung der Gerätebenutzung in die nächtliche Schwachlastzeit zwischen 22⁰⁰ Uhr und 7⁰⁰ Uhr läßt sich z.B. wie folgt organisieren: Die 2,4 Mio Haushalte werden in 6 gleich große Gruppen eingeteilt, von denen jede an 3 Werktagen jeder Woche das Netz 3 Stunden lang mit Waschmaschinen, Geschirrspülern und Badewasserbereitern in Anspruch nehmen kann. Die erste Gruppe von 0,4 Mio Haushalten kommt montags, mittwochs und freitags von 22⁰⁰ Uhr bis 1⁰⁰ Uhr, die sechste Gruppe dienstags, donnerstags und samstags von 4⁰⁰ Uhr bis 7⁰⁰ Uhr an die Reihe⁺⁾ . Würde jede Gruppe ihre sämtlichen Geräte gleichzeitig in Betrieb nehmen, so betrüge die zu Beginn jedes 3-Stunden-Intervalls erforderliche Kraftwerksleistung 3600 MW. Da 3 Stunden ausreichen, um 2 der 3 Elektro-Großgeräte nacheinander zu benutzen, wäre für die Gerätegruppe eine Maximumregelung bis 7,2 kW vorzusehen. Die Kraftwerksleistung, die von den 2,4 Mio beteiligten Haushalten für diese Geräte in Anspruch genommen werden kann, ließe sich für den Fall, daß die "im Nachttal" verfügbare Leistung unter 3600 MW liegt, auf 2900 MW senken.

Mit Hilfe technisch-organisatorischer Maßnahmen der geschilderten Art könnten also bei Beteiligung von nur 10 % der Haushalte fossile Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von rd. 2,6 GW, entsprechend 4 großen Steinkohlenblöcken, aus dem unrationellen Mittellastbetrieb herausgenommen und nach Maßgabe des Leistungsbedarfswachses sukzessive für die Grundlast herangezogen werden.

Die jetzt schon abschätzbare Größenordnung der Leistungsrationalisierung läßt es gerechtfertigt erscheinen, eine Durchführungskonzeption umgehend in Angriff zu nehmen, ohne die Ergebnisse von Studien zur exakten Quantifizierung der verschiebbaren Nachfrage in Haushalt und Industrie abzuwarten.

+) Jeder Haushalt kommt also im Jahr 156 Mal zum Zuge und verbraucht pro Benutzungstag 3350 kWh: $156 = 21,5 \text{ kWh}$. Der Gesamtverbrauch beträgt an jedem Werktag $3 \times (0,4 \text{ Mio} \times 21,5 \text{ kWh}) = 25,8 \text{ GWh}$ und für das Jahr erhält man den schon genannten Wert von $25,8 \text{ GWh} \times 312 = 8,04 \text{ TWh}$.

Literatur zu Kapitel 2

ALTENDORF, J.-P., KALBERLAH, A.

Primärenergieverbrauch von Elektrofahrzeugen im Vergleich
zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor
Elektrotechnische Zeitschrift, Januar 1977, S. 17-21

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN

Energiebilanzen 1950 - 1976
Frankfurt/M. 1976

ASA (Programm "Angewandte Systemanalyse" in der Arbeitsge-
meinschaft der Großforschungseinrichtungen)

Fernverkehrssysteme
Anlagenband III des Jahresberichts 1976
Köln 1976

AUTORENGEMEINSCHAFT des Instituts für Arbeitsmarkt-
und Berufsforschung

Der Arbeitsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland 1978
(insgesamt und regional)
Mitteilungen der Arbeitsmarkt- und Berufsforschung
11(1978)1, S. 50-74

BENNIGSEN-FOERDER, R. von

Strukturprobleme der Mineralölindustrie
in: W. Krüper (Hrsg.), Energiepolitik -
Kontroversen - Perspektiven
Köln 1977, S. 105-113

BIERHOFF, R.

Primärenergien für die Stromversorgung in der
Bundesrepublik Deutschland
VDI-Berichte, Nr. 300 (1978), S. 67-74

BMFT (Bundesministerium für Forschung und Technologie) (Hrsg.)

Neuen Kraftstoffen auf der Spur
Bonn 1974

BMFT / ARBEITSGEMEINSCHAFT FERNWÄRME

Gesamtstudie über die Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung
aus Heizkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland (Kurzfassung)
Bonn 1977

BMFT / ASA

Energiequellen für morgen?

Teil VI: Nutzung der Wasserenergien. 1. Hydraulische Pumpenspeicher
Bonn 1976

BMFT / DORNIER SYSTEM / FICHTNER

Daten und Fakten für energiesparende Maßnahmen
in Haushalt und Kleinverbrauch
Bonn 1976

BMFT / FICHTNER

Forschungsbericht T 77-36

Technologien zur Einsparung von Energie
Stuttgart, Juli 1977

BMFT / KFA

Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme
Programmstudie "Sekundärenergiesysteme"
Teil I: Bedarfsanalyse und Strom
Bonn 1975

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft)

Jahresberichte des Referats Elektrizitätswirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland
Bonn 1976

BUCH, A.

Ist die Entwicklung zu großen Leistungseinheiten
im Kraftwerksbau berechtigt?
Energie, 7(1977), S. 198-204

BUCHNER, H., SÄUFFERER, H.

Entwicklungstendenzen von wasserstoff-getriebenen
Fahrzeugen mit Hydridspeicher
Automobiltechnische Zeitschrift, 79(1977)2, S. 45-49

BUDDE, H.-J.

Wirtschaftliche Aspekte zum Betrieb von Elektro-Kraftfahrzeugen
Elektrizitätswirtschaft, 13(1977), S. 357-403

BÜLOW, H., ECKERLE, K. et alii (Prognos, Basel)

Entwicklungstendenzen der für die Energienachfrage relevanten
Strukturelemente von Wirtschaft und Gesellschaft (Mai 1975)
in: BMFT-Forschungsbericht K 76-03, Künftiger Bedarf an elektri-
scher Energie in Abhängigkeit von wirtschafts- und gesellschafts-
politischen Entwicklungen und dessen Deckung, insbesondere mit
Hilfe von Kernenergie
Juli 1976

BUNDESREGIERUNG

Gesetz zur Förderung der Stabilität und des Wachstums der Wirt-
schaft vom 8.6.67
Bonn 1967

BUNDESREGIERUNG

Die Energiepolitik der Bundesregierung (Energieprogramm)
Drucksache 7/1057 vom 3.10.1973

BUNDESREGIERUNG

Erste Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung
Drucksache 7/2713 vom 20.10.1974

BUNDESREGIERUNG

Grundlinien und Eckwerte für die Fortschreibung
des Energieprogramms
Bulletin Nr. 30, Sonderausgabe vom 25.3.1977

BUNDESREGIERUNG

Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage
der SPD/FDP zur Energiepolitik vom 16.3.1977
Drucksache 8/570 vom 8.6.1977

BUNDESREGIERUNG

Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage
der SPD/FDP zu neuen Technologien für Steinkohlekraftwerke
Drucksache 8/1049 vom 20.10.77

BUNDESREGIERUNG

Zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung
Drucksache 8/1357 vom 19.12.1977

CAMMERER, W.F.

Gutachten über die Energie-Einsparung bei Wohnhäusern mit erhöhtem Wärmeschutz
Wärme-Kälte-Schall, 2(1974), S. 36-39

CONRAD, F.

Sicherheit der Energieversorgung und rationelle Energienutzung
KfK-Nachrichten 1/1977, S. 3-9

CWIENK, G.

Input-Output-Modelle begründen Korrekturen bisheriger Bewertungsprinzipien in der Energiewirtschaft und neuartige Entwicklungsstrategien in leitungsgebundenen Systemen
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1/1978, S. 3-17

DENTON, R.V., BOSSEL, H.

Energie-Alternativen für die Bundesrepublik Deutschland: Drei Szenarien
in: Schriftenreihe des Umweltwissenschaftlichen Instituts des Bundesverbandes Bürgerinitiativen Umweltschutz e.V. (BBU)
Energie richtig genutzt
Karlsruhe 1976, S. 173-197

DEUTSCHER BUNDESTAG

Plenarprotokoll der 86. Sitzung am 20.4.78 zur Beratung der Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung
Bonn 1978

DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT

Die Sicherheit der Stromversorgung
Heidelberg 1973

DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT

Bericht 1976 und Bericht 1977
Heidelberg, Juli 1977 bzw. Juli 1978

DICKLER, R.A.

Atomenergie und Arbeitsplätze
Blätter für deutsche und internationale Politik, 9(1977)
S. 1075-1094

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin)

Eine mittelfristige Strategie zur Wiedergewinnung der
Vollbeschäftigung

DIW-Wochenbericht, 15/78, S. 147-157

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin)

Koordinierung der Wirtschaftspolitik in den westlichen
Industrieländern bereitet Schwierigkeiten

DIW-Wochenbericht, 26/1978, S. 254-257

DIW, EWI, RWI (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin;
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität
Köln; Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirt-
schaftsforschung, Essen)

Die künftige Entwicklung der Energienachfrage in der Bundesre-
publik Deutschland und deren Deckung
Essen 1978

DOLINSKY, H., ZIESING, H.-J.

Sicherheits-, Preis- und Umweltaspekte der Energieversorgung

DIW-Sonderheft 113

Berlin 1976

EBERSBACH, K.F.

Versuch einer Nutzenenergiebilanz der BRD

FfE-Berichte Nr. 3

Brennstoff-Wärme-Kraft, 23(1971)8, S. 388-391

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN

Die Realitäten sehen: Erdgas auch nach 2000

3/1978, S. 162

EHM, H.

Beiblatt zur DIN 4108 - Wärmeschutz im Hochbau

Wärme-Kälte-Schall, 1(1975), S. 1-7

ENGELMANN, P.

Ergebnisse systemanalytischer Untersuchungen zur Energiesituation

Atomwirtschaft, September 1978, S. 393-400

ERASMUS, F.C.

Der Steinkohlenbergbau in der Bundesrepublik Deutschland - Entwicklungen in Gegenwart und Zukunft
Technische Mitteilungen, Haus der Technik
Essen, (1977)12, S. 785-788

ESSO AG

Oeldorado 77
Hamburg 1978

FEST (Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft)

Alternative Möglichkeiten für die Energiepolitik
Heidelberg, Mai 1977

FFE (FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT MÜNCHEN)

Technologien zur Einsparung von Energie im Endverbrauchssektor
Haushalt und Kleinverbrauch
Schriftenreihe 77-02
München 1977

FFE (FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT MÜNCHEN)

Technologien zur Einsparung von Energie im Endverbrauchssektor
Verkehr
Schriftenreihe 77-03
München 1977

FFE (FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT MÜNCHEN)

Technologien zur Einsparung von Energie im Endverbrauchssektor
Industrie (Teile 1-3)
München 1977

FRISTER, R.

Senken der Strombezugskosten durch Reduzierung der Leistungskosten
Elektrotechnische Zeitschrift, Heft 8(1978), S. 214-220

GERSHUNY, J.I.

Post-industrial society. The myth of the service economy
Futures, April 1977, S. 103-114

GRIVAT, J.

Elektrische Raumheizung und Energieverbrauch
Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE
"Elektrizitätswirtschaft", 68(1977), S. 847-850

HORN, M.

Der Zusammenhang von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch
ifo schnelldienst 23/78, S. 5-10

IFO-INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG, München

Wirtschaftswachstum und Kernenergiebedarf bis 1985
ifo schnelldienst, 19/77, S. 3-6

IFO-INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG, München

Verminderung des Arbeitskräfteangebots als Mittel
zum Abbau der Arbeitslosigkeit?
ifo schnelldienst, 26/77, S. 10-22

IFO-INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG, München

Verkehr und Energiepolitik
ifo schnelldienst, 31/77, S. 9-13

IFO-INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG, München

Überwindung der Arbeitslosigkeit
ifo schnelldienst, 18-19/1978

KALISCHER, P.

Die elektrische Wärmepumpe aus elektrizitätswirtschaftlicher
Sicht
in: Wärmepumpen in Betrieb
VDI-Bericht 289, S. 149-164

KFA (Kernforschungsanlage Jülich)

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung
der Kernforschungsanlage Jülich

Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft in der
Bundesrepublik Deutschland
Jülich (Juli 1977)

KLAUDER, W., SCHNUR, P.

Mögliche Auswirkungen der letzten Rezession auf die
Arbeitsmarktentwicklung bis 1990
Beiträge 16 zur Arbeitsmarkt und Berufsforschung des Instituts
für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung (IAB)
Nürnberg 1977, S. 89-119

KLÖSS, K. Ch.

Entwicklung der netzseitigen Anforderungen an die
Spitzenversorgung
Elektrizitätswirtschaft, Sonderdruck Nr. 2593, 72(1973)19, S. 660-663

KLÖSS, K. Ch.

Die Verfügbarkeit und Nichtverfügbarkeit von
Wärmeleistungswerken > 100 MW
Elektrizitätswirtschaft, 6(1975), S. 148-156

KÜHLEWIND, G., THON, M.

Projektion des deutschen Erwerbpersonspotentials
für den Zeitraum 1975-1990
Beiträge 16 zur Arbeitsmarkt- und Berufsforschung des IAB
Nürnberg 1977, S. 22-33

LAMBERTS, W.

Langfristige Entwicklungsbedingungen der Wirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland
Mitteilungen des RWI Essen, 1/78, S. 1-22

LOVINS, A.B.

Es geht auch ohne das Atom
Die Zeit, 26.5.1978

LUTHER, G.

Zum Anwendungspotential eines Zeitzonentarifs für den
Stromverbrauch im Haushaltsbereich
Brennstoff-Wärme-Kraft 30(1978)7, S. 281-284

MICHAELIS, H.

Zwischenbilanz in der Auseinandersetzung um die Kernenergie
Beilage 35 (78) zur Wochenzeitschrift Das Parlament
2. September 1978

MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND

Mineralölzahlen 1976 und 1977
Hamburg

MIT (Massachusetts Institute of Technology)

Energy: Global Prospects 1985-2000
Report of the Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES)
Cambridge, Mass., 1977

MÜLLER, H.-G.

Systemanalyse des elektrischen Straßenverkehrs
Elektrotechnische Zeitschrift, 1(1977), S. 4-9

MÜLLER, W., STOY, B.

Entkoppelung - Wirtschaftswachstum ohne mehr Energie?
Stuttgart 1978

NEU, A.-D.

Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch -
eine Strategie der Energiepolitik?
Kieler Diskussionsbeiträge Nr. 52, Kiel 1978

NITSCH, D., SCHMITZ, H.

Arbeitsverfügbarkeit von Blockanlagen 1974
VGB Kraftwerkstechnik, Dezember 1975, S. 830-834

OPPENLÄNDER, K.H.

Der gesamtwirtschaftliche Strukturwandel in der
Bundesrepublik Deutschland
ifo schnelldienst, 11-12/1977, S. 9-13

PESTEL, E., BAUERSCHMIDT, R. et alii (ISP Hannover)

Das Deutschlandmodell
Stuttgart 1978

PETERS, W., SCHULTEN, R., SPEICH, P.

Die zukünftige Bereitstellung von flüssigen und gasförmigen
Kohlenwasserstoffen durch Vergasung von Kohle und die lang-
fristigen Aussichten für eine Wasserstofftechnologie
Brennstoff-Wärme-Kraft 29(1977)9, S. 371-376

PETROLEUM ECONOMIST

The Middle East and North Africa, 1976-77
Compiled by Michael Field (July 1976)
zitiert nach ifo schnelldienst 11-12/77

RAMNER, P.

Erzwungene Investitionszurückhaltung in der öffentlichen
Elektrizitätsversorgung
ifo schnelldienst 29/77, S. 13-19

REENTS, H.

Die Entwicklung des sektoralen End- und Nutzenenergie-
bedarfs in der Bundesrepublik Deutschland
KFA-Bericht, Jül-1452, August 1977

ROHWEDDER, D.

Perspektiven der Energiepolitik aus der Sicht der
Bundesregierung
Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/77, S. 31-37

RUDOLPH, M.

Vergleich verschiedener Raumheizungssysteme bezüglich Primär-
energieaufwand und Schadstoffemissionen im Jahre 1980
Brennstoff-Wärme-Kraft, 25(1973)3, S. 105-111

SACHVERSTÄNDIGENRAT zur Begutachtung der gesamtwirtschaft-
lichen Entwicklung

Jahresgutachten 1977/78
Bundestagsdrucksache 8/1221 vom 22.11.77

SCHAEFER, H.

Analyse des Kraftbedarfs und seiner Nutzungsgrade in der BRD
FfE-Berichte Nr. 2(1971) in
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23(1971)5, S. 241-246

SCHAEFER, H.

Energieversorgung der Zukunft, rationell oder rationiert
FfE-Berichte Nr. 2(1973) in
Brennstoff-Wärme-Kraft 25(1973)7, S. 291-295

SCHIFFER, H.-W.

Kostenfunktionen der Energieträger als Grundlage für Wirtschaftlichkeitsvergleiche auf dem Haushaltswärmemarkt
Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts Köln
Band 23, 1978

SCHMIDT-KÜSTER, W.-J.

Möglichkeiten und Grenzen einer wirksameren Nutzung
des Energieangebots
Atomwirtschaft, Juni 1978, S. 274-278

SCHMITT, D., MÖNIG, W., SUDING, P.H. (EWI, Köln)

Die Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs der Bundesrepublik
Deutschland bis zum Jahre 2000 in Abhängigkeit von wirtschaft-
lichen und sozialen Faktoren (August 1975)
in: BMFT-Forschungsbericht K 76-03, Künftiger Bedarf an
elektrischer Energie in Abhängigkeit von wirtschafts- und
gesellschaftspolitischen Entwicklungen und dessen Deckung,
insbesondere mit Hilfe von Kernenergie
Juli 1976

SCHMITT, D., SCHÖRMANN, H.J.

Die unterstellte Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und
Energieverbrauch - keine neue Alternative
Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/78, S. 147-155

SCHNELL, P.

Energieprognosen in der Elektrizitätswirtschaft und ihre
politische Nutzenanwendung
Elektrizitätswirtschaft, Sonderdruck Nr. 2948, 2(1977)16, S. 521-530

SCHÖRMANN, H.-J.

Zur "Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms"
Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/78, S. 33-42

SCHULZE, J.

Die Erzeugung von Chemierohstoffen aus Kohle
Haus der Technik Vortragsveröffentlichungen 405(1978), S. 16-29

STATISTISCHES BUNDESAMT

Voraussichtliche Bevölkerungsentwicklung bis 1990
Wirtschaft und Statistik 6/1976, S. 337-340

STATISTISCHES BUNDESAMT

Ausländer im Bundesgebiet
Wirtschaft und Statistik 1/1976, S. 20-25
sowie 12/1976, S. 723-726

STATISTISCHES BUNDESAMT

Statistisches Jahrbuch 1977
Wiesbaden

STEGER, U.

Die Stromversorgung 1985 - Eine Analyse des Bedarfs und
seiner Deckung
WSI-Mitteilungen 8/1977, S. 495-505

STOY, B.

Überlegungen zum Energieflußbild der Bundesrepublik Deutschland
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 3(1978), S. 139-143

STRÖBELE, W., BAUERSCHMIDT, R.

Strategien einer alternativen Energiepolitik
in: W. Krüper (Hrsg.), Energiepolitik -
Kontroversen - Perspektiven
Köln 1977, S. 65-89

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.)

Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Band 1
Teil 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe
Frankfurt 1973 (4. Auflage)

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.)

Überlegungen zur künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs
privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland bis 1990
Frankfurt, April 1977

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.)

Energiesparen durch Änderung der Tarife?
Frankfurt, August 1977

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.)

Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1976
Frankfurt, November 1977

VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE

Antworten zum Fragenkatalog des Ausschusses für Wirtschaft
des Deutschen Bundestages für das Energie-Hearing am 19.10.77
Frankfurt, Oktober 1977

VEREINIGUNG INDUSTRIELLE KRAFTWIRTSCHAFT

Statistik der Energiewirtschaft 1975/76
Düsseldorf 1977

VOLKSWAGENWERK

Ergebnisse aus dem VW-BMFT-Programm zur Erprobung von
Methanol-Benzin-Mischkraftstoffen in Fahrzeugen
Teil I (Kurzfassung)
Wolfsburg 1977

WÄRME-KÄLTE-SCHALL

Therma - ein Wettbewerb des Bundesbauministeriums -
Energie sparen durch besseren Wärmeschutz
Wärme-Kälte-Schall 1(1975), S. 1-9

ZIESING, H.-J.

Der künftige Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland
Der Bürger im Staat, 1/1976, S. 17-23

3. Versorgungs- und Beschäftigungsprobleme des verzögerten Kernenergie-Einsatzes

3.1 Vergleich der Projektionen für 1985, 1990 und 2000 mit den Schätzungen und Erwartungen im Energieprogramm der Bundesregierung

Im Dezember 1977 veröffentlichte die Bundesregierung die Zweite Fortschreibung des Energieprogramms vom September 1973 /BUNDESREGIERUNG (Dezember 1977)/. Diese Fortschreibung beruht auf einem Gemeinschaftsgutachten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, Berlin (DIW), des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln (EWI) und des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, Essen (RWI) vom Februar 1977 über "Die voraussichtliche Entwicklung der Energienachfrage in der Bundesrepublik Deutschland und deren Deckung bis zum Jahre 1985" und einem Nachtrag dazu vom Herbst 1977, der auch die Entwicklung bis zum Jahre 1990 einbezieht und mit Perspektiven bis 2000 gekoppelt ist. Die in diesen Studien abgeschätzte Entwicklung des Primärenergieverbrauchs für die Zeiträume bis 1985, 1990 und 2000 wird zusammen mit den entsprechenden Zahlen des Basisjahres 1975 in Tab. 3.1 dargestellt und zur Vergleichbarkeit mit unseren Projektionen (Tab. 2.3, 2.5, 2.7) durch elektrizitätswirtschaftliche Kenngrößen sowie Angaben über Sozialprodukt und spezifischen Energieverbrauch ergänzt.

3.1.1 Prognose und Projektion für das Jahr 2000

Besondere Merkmale der offiziellen Energiebedarfsschätzung für das Jahr 2000 sind die deutliche Verringerung des Erdölbeitrags sowie die überproportionale Zunahme des Energie-Einsatzes in Kraftwerken im Vergleich zum Basisjahr 1975. Während der gesamte PEV um 72 % zunimmt, ist der Ölverbrauch um 10 % geringer, und der Anteil des Kraftwerkinputs zur Strom-

Tabelle 3.1: Entwicklung der Energieversorgung bis 2000 gemäß Zweiter Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung⁺⁾

Primärenergieträgerverbrauch (PEV)
(in Mio t SKE)

	1975	1985	1990	2000
Kohle	101 29 %	110 23 %	115 22 %	140 23 %
Öl	181 52 %	223 46 %	226 42 %	162 27 %
Gas	49 14 %	88 18 %	90 17 %	97 16 %
Uran	7 2 %	50 10 %	83 16 %	163 27 %
Sonstige	10 3 %	12 3 %	16 3 %	38 7 %
Total	<u>348 100 %</u>	<u>483 100 %</u>	<u>530 100 %</u>	<u>600 100 %</u>
Bruttosozialprodukt (Preisbasis 1962)	577 Mrd DM	854 Mrd DM	1014 Mrd DM	1331 Mrd DM
Spezif. Energieverbrauch	603 kg/1000 DM	566 kg/1000 DM	523 kg/1000 DM	451 kg/1000 DM
Kraftwerksleistung (br.)	74 GWe	110 GWe	132 GWe	180 GWe
davon KKW-Leistung	4 GWe	24 GWe	40 GWe	75 GWe
Stromerzeugung (br.)	302 TWh	524 TWh	643 TWh	885 TWh
davon KKW-Strom	22 TWh	156 TWh	260 TWh	510 TWh
Einsatz in Kraftwerken	98 Mio t SKE	167 Mio t SKE	205 Mio t SKE	282 Mio t SKE

⁺⁾ Quelle: /DIW, EWI, RWI (1978); BUNDESREGIERUNG, Drucksache 8/1357 vom 19.12.77/

erzeugung am PEV erhöht sich um 68 %. Hinsichtlich des in diesen Relationen zum Ausdruck kommenden Strukturwandels in der Energieversorgung unterscheidet sich die offizielle Prognose von der weiter oben abgehandelten Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" nur graduell. Die Unterschiede in den Beiträgen der einzelnen Primärenergieträger, namentlich des Erdöls und des Urans, lassen sich weitgehend mit der Verschiedenheit der Zweckbestimmung der zwei Ansätze und mit den unterschiedlichen Grundannahmen der beiden Energieversorgungszukünfte erklären. Während in der "Projektion 2000" ein Erdölbeitrag ausreichen soll, der von einem als minimal definierten Benzinbedarf determiniert wird, zeigt die offizielle Prognose, wie sich "wachsende Verknappungstendenzen im Mineralölbereich" /DIW, EWI, RWI (1978), S. 150/ voraussichtlich auswirken werden.

Darüberhinaus gibt es allerdings zwischen den beiden energiepolitischen Konzepten eine gewisse Diskrepanz, auf deren Problemgehalt an dieser Stelle nur kurz eingegangen werden kann. Der PEV der offiziellen Prognose 2000 ist 4 % niedriger, das zugehörige BSP dagegen 6 % höher als in unserer "Projektion 2000", d.h. die Gutachter veranschlagen den spezifischen Energie-Einsatz (SEV) erheblich niedriger. Dieser liegt mit 451 kg/1000 DM um 9 % unter dem SEV unserer Projektion, obwohl das Ausmaß der Ölsubstitution nicht wesentlich geringer ist (vgl. Tab. 3.1 mit Tab. 2.7).

- Eine Teilerklärung dafür wird in unterschiedlichen Vorstellungen über den Verlauf des Ölsubstitutionsprozesses und dessen Implikationen hinsichtlich des Bedarfs an anderen Primärenergieträgern zu suchen sein. Unter PEV-Aspekten verläuft die Substitution einer bestimmten Rohölmenge desto günstiger, je mehr Ölprodukte in den Endverbrauchsbereichen durch solche Energieformen ersetzt werden, deren gesamter Umwandlungswirkungsgrad bis zur Nutzenergie nicht schlechter ist als bei den aus Rohöl gewonnenen Endenergieformen (vgl. dazu 2.3.2.3.6). In diesem Sinne hat man z.B. den Ersatz von leichtem Heizöl in der Raumheizung durch Erdgas als günstig, die Verwendung von Methanol oder Strom an Stelle von Motorenbenzin als ungünstig zu bewerten.

Einer energiepolitischen Steuerung des Substitutionsprozesses in die energetisch günstigste Richtung stehen neben Mengenrestriktionen (Erdgas) die Strukturprobleme der Mineralölwirtschaft entgegen, deren Bewältigung ebenso Bestandteil einer Langfrist-Perspektive sein sollte wie die Existenzsicherung des Steinkohlebergbaus.

- Eine weitere Erklärung für den sehr niedrigen SEV der Prognose 2000 im Rahmen der "Zweiten Fortschreibung" dürfte eine recht optimistische Einschätzung der autonomen und der administrativ induzierten Energie-Einsparung, insbesondere von Heizöl, sein. Immerhin liegt dieser SEV noch 4 % unter dem der Energiesparstudie des BMFT /BMFT/FICHTNER (1977)/. In diesem Punkt scheint die Regierungsprognose eher Zielvorstellungen als Erwartungen zum Ausdruck zu bringen.

Die genannten Gründe mögen als Erklärung dafür ausreichen, daß der Bedarf an Kernenergie zum Zwecke der Ölsubstitution im Jahre 2000 in der "Zweiten Fortschreibung" etwa 15 % geringer veranschlagt wird als in der hier vorgestellten Projektion. Die installierte Kernkraftwerksleistung ist mit 75 GWe gegenüber 95 GWe in der Projektion sogar um 21 % und damit um einen höheren Prozentsatz niedriger als der Uranbeitrag zum PE-Aufkommen, weil die Gutachter eine um 6 % bessere Ausnutzung der Kernkraftwerke annehmen (6800 h gegenüber 6420 h).

Sollten sich diese optimistischen Erwartungen erfüllen, so wäre für die passive Versorgungssicherheit allerdings noch nicht soviel erreicht, wie wenn die Ziele der Projektion "Ölverbrauchsminimum 2000" realisiert würden.

3.1.2 Prognose und Projektion für das Jahr 1990

Die Energiebedarfsprognose für 1990 im Rahmen der "Zweiten Fortschreibung" beruht auf einem durchschnittlichen BSP-Wachstum von 4 % pro Jahr für den Zeitraum 1975-85 und von 3,5 % pro Jahr ab 1985. Diese Wachstumsraten wurden den Gutachtern vom beauftragenden BMWi vorgegeben /DIW, EWI, RWI (1978), S. 14 und S. 122/. Die angenommene durchschnittliche Wachstumsrate im Prognosezeitraum 1975-1990 beträgt also 3,8 %/a. Im Jahre 1975 nahm die Arbeitsproduktivität nur um 0,8 % zu, das Sozialprodukt sank um 3,4 %, und es gab 1,1 Mio Arbeitslose. Es ist zu hoffen, daß in den nächsten 12 Jahren keine weitere Freisetzung von Arbeitskräften durch einen das BSP-Wachstum übersteigenden Fortschritt der Arbeitsproduktivität erfolgt. Würde die Produktivität je Erwerbstätigen im Prognosezeitraum z.B. um 3,6 %/a steigen, und läßt man arbeitsmarktpolitische Stützungsmaßnahmen, deren Entlastungseffekte allerdings nicht sehr hoch eingeschätzt werden sollten (vgl. 2.2.1), außer Betracht, so wäre 1990 zwar die Anzahl der Arbeitslosen gegenüber 1975 in etwa die gleiche, aber es gäbe rd. 0,8 Mio mehr Beschäftigte, d.h. der demographisch bedingte Angebotsdruck auf dem Arbeitsmarkt (vgl. 2.2.2.1) könnte aufgefangen werden⁺).

Der Kernenergie-Beitrag ist in unserer Projektion "Vollbeschäftigung 1990" genau 30 % größer als in der offiziellen Prognose, was einer um 13 GWe

⁺) Es sei daran erinnert, daß die quantitativ aussichtsreichste arbeitsmarktpolitische Maßnahme der Arbeitszeitverkürzung die auf den Beschäftigten bezogene Produktivität senkt. Ob die durch Lohnausgleich verteuerte Produktion dann abgesetzt und ein "angemessenes" Wachstum im Sinne des Stabilitätsgesetzes erzielt werden kann, muß hier offen bleiben.

Das Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung geht in seinen Modellrechnungen zur Arbeitsmarktentwicklung bis 1990 von Wachstumsraten der Arbeitsproduktivität zwischen 2,7 und 4,3 %/a im Zeitraum 1975-90 aus /KLAUDER, W., SCHNUR, P. (1977), S. 94/.

Das Ifo-Institut kommt in seiner Studie "Überwindung der Arbeitslosigkeit" zu dem Schluß, daß bei einem BSP-Wachstum von "nur" 4 % und ohne arbeitsmarktpolitische Verringerung des Angebots die Anzahl der Arbeitslosen bis zum Ende des nächsten Jahrzehnts auf 1,3 Mio Personen ansteigt /ifo schnelldienst 18/19(1978), S. 104/.

höheren Kraftwerksleistung entspricht, während der Unterschied im Gesamt-PEV nur 18 % beträgt (vgl. Tab. 3.1 mit Tab. 2.5). Dies erklärt sich im wesentlichen durch folgende Überlegungen: Der Kohle-Einsatz in Kraftwerken wird schon Mitte der 80er Jahre die z.Zt. anvisierte Obergrenze von 70 Mio t SKE erreichen. Da ein Mehreinsatz anderer Brennstoffe wie Heizöl, Erdgas, Torf, Müll etc. zur Stromerzeugung zeitlich und quantitativ nur sehr begrenzt in Betracht kommt, folgt aus einem die Restriktionen bei fossilen Brennstoffen übersteigenden Strombedarf eine entsprechend stärkere Beanspruchung von Kernbrennstoffen. Deswegen wurde die Deckung des in der Vollbeschäftigungsprojektion 1990 gegenüber der "Zweiten Fortschreibung" aus Wachstumsgründen und wegen beginnender Ölsubstitution veranschlagten Strom-Mehrbedarfs überwiegend der Kernenergie übertragen.

3.1.3 Prognose und Projektion für das Jahr 1985

Wie bei der Prognose 1990, so besteht auch im Falle der Energiebedarfsprognose für 1985 im Rahmen der "Zweiten Fortschreibung" des Energieprogramms der Bundesregierung die Basis-Prämisse in einem vorgegebenen Sozialproduktwachstum von durchschnittlich 4 %/a im Zeitraum 1975-1985, so daß man hier, wie im Falle der Prognose für 1990, von einer "bedingten" Energieprognose sprechen kann. Der einem bestimmten BSP entsprechende PEV wird über eine umfassende Sektoral-Analyse unter Beachtung der bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen abgeschätzt, was die Bezeichnung "status-quo-Prognose" zumindest im Vergleich zur wesentlich anders strukturierten Energieversorgung der Prognose 2000 rechtfertigt.

Die in der Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms dargestellte Entwicklung unseres Energieversorgungssystems bis 1985 ergab sich aus dem den drei wissenschaftlichen Instituten erteilten Auftrag, die sich aus umfangreichen ökonomischen und energetischen Analysen ergebenden Produktions- und Verbrauchstendenzen mit vorrangigen Zielen der Energiepo-

litik bei einem als notwendig und realisierbar angesehenen Wirtschaftswachstum (von mindestens 4 %) in Einklang zu bringen.

Zu den energiepolitischen Auflagen gehört insbesondere die Verstromung von durchschnittlich 33 Mio t Steinkohle pro Jahr im Zeitraum 1978-1987 (Novelle zum 3. Verstromungsgesetz vom Nov. 77) im Sinne einer Sollgröße, so daß insoweit auch normative Elemente diese Prognose kennzeichnen. Der Priorisierung der Steinkohle gegenüber anderen Energieträgern für die Stromerzeugung entspricht ein Wandel der Rolle des Kernenergie-Einsatzes bei der Erstellung von Energieprognosen von einer energiewirtschaftlichen Planungsgröße zum politischen Kompromißvorschlag. Da Uran im Gegensatz zu den fossilen Mehrzweck-Brennstoffen bis 1985 praktisch nur zur Stromerzeugung eingesetzt wird und keine alternativen Verwendungsmöglichkeiten existieren, die sich entweder gleichsinnig oder gegenläufig entwickeln könnten, wäre dieser Energieträger normalerweise ein relativ unproblematisches Objekt energiewirtschaftlicher Prognose. Der im Energieprogramm 1973 und in der Ersten Fortschreibung von 1974 veranschlagte Anteil der Kernenergie am Primärenergie-Gesamtverbrauch von 15 % in 1985 konnte aus damaliger Sicht als feste, höchstens von wirtschaftlichen Krisenerscheinungen beeinflussbare Größe in der offiziellen Bedarfsprognose gelten. Er wurde im März 1977 im Rahmen der "Grundlinien und Eckwerte" /BUNDESREGIERUNG (März 1977)/ auf knapp 13 % zurückgenommen und 9 Monate später in der "Zweiten Fortschreibung" nochmals um 3 Punkte reduziert. Von dem ursprünglich eingeplanten Uran-Beitrag von 90 Mio t SKE zum Primärenergie-Gesamtaufkommen 1985 sind 50 Mio t SKE, also rd. 56 %, übriggeblieben, während die Prognose des gesamten PEV nur auf 79 % zurückging. Mit dieser überdurchschnittlichen Kürzung soll der inzwischen aufgekommenen Ungewißheit über die Zukunft der nuklearen Energietechnologie angesichts der bereits entstandenen Verzögerungen im Kernkraftwerksbau und der daraus resultierenden "Verunsicherung der Verbraucher und Anbieter elektrischer Energie" /DIW, EWI, RWI (1977), S. 119/ Rechnung getragen werden.

Nach der dreimaligen Anpassung des Energieprogramms an die Veränderungen der energiewirtschaftlichen Situation und ein Jahr nach der Ausarbeitung der jüngsten Prognose liegt die Frage nahe, ob denn nun der in 7 Jahren

vorgesehene Kernenergie-Beitrag zur Energieversorgung in Höhe von 50 Mio t SKE, die in Kraftwerken mit insgesamt 24 GW installierter Leistung verstromt werden sollen, realisierbar ist. Der anschließenden Erörterung der Kernkraftwerks-Zubausituation vorgreifend muß dies unter den gegenwärtigen energiepolitischen Bedingungen verneint werden. Es kann deshalb auf eine vergleichende Analyse der offiziellen Prognose 1985 und unserer Vollbeschäftigungsprojektion 1985, die ja mit 45 GW einen noch um 88 % höheren Maximalbedarf an Kernkraftwerks-Leistung bei vollbeschäftigter Wirtschaft ausweist, verzichtet werden⁺).

Die Unterschiede zwischen der "Zweiten Fortschreibung" der Energiebedarfsprognose für 1985 und unserer durch Interpolation 1978-90 erhaltenen "Alternativprojektion 1985" (vgl. Tab. 2.5) betragen einige Prozentpunkte, sind also relativ gering. Beim Uranbeitrag z.B. beträgt die Differenz lediglich 4 % (50 zu 52 Mio t SKE). In Anbetracht der grundsätzlichen Verschiedenheit des Ansatzes der beiden Darstellungen ist dies ein bemerkenswerter Sachverhalt. Im einen Fall werden, ausgehend von den Ist-Werten 1975, bedingte Erwartungen für 1985 quantifiziert, während der andere Fall quasi als Momentaufnahme einer ab 1978 hypothetisch angestrebten Entwicklung mit Endpunkt 1990 aufzufassen ist.

Bei beiden Ansätzen bleibt zwar das Sozialprodukt 1985 unter 900 Mrd DM, aber in diesem Falle dürfte, wie aus früheren Modellrechnungen folgt (vgl. 2.2.2.6), wenigstens eine dem vorauszusehenden Zuwachs des Angebots an Arbeitskräften in etwa entsprechende höhere Beschäftigung erreichbar sein. Die energiewirtschaftlichen Voraussetzungen zum Erreichen dieses wirtschafts- und sozialpolitischen Nahziels sind bei Kohle, Öl und Gas aller Voraussicht nach gegeben. Es soll nun gezeigt werden, inwiefern dies für die Nutzung der Kernenergie nicht gilt und welche Versorgungs- und Beschäftigungsprobleme sich daraus ergeben.

⁺) Dies soll nicht heißen, daß Vollbeschäftigung nur mit Hilfe von 45 GW Kernkraftwerksleistung möglich wäre. Es würde aber hier zu weit führen, die wirtschaftlichen und politischen Voraussetzungen der Kompensation einer Soll-Ist-Abweichung von 21 GW zu diskutieren.

3.2 Kernkraftwerksmangel und seine Problematik für die Stromversorgung

In der "Zweiten Fortschreibung" des Energieprogramms vom Dezember 1977 wird angenommen, daß der Stromverbrauch im Prognosezeitraum 1975-85 nicht mehr wie in den vorausgegangenen 14 Jahren mit 7 %, sondern nur noch mit rd. 5,6 % im Jahresdurchschnitt wächst, so daß 1985 voraussichtlich 524 Mrd kWh gegenüber 302 Mrd kWh im Jahre 1975 im Inland erzeugt werden müssen. Dazu bedarf es einer Erhöhung der installierten Kraftwerksleistung von 74 GWe in 1975 auf 110 GWe bei gleichzeitiger Verbesserung der Kapazitäts- und der Brennstoffausnutzung um 17 % bzw. 2 % /siehe Tab. 3.1/.

Bezüglich des Kernenergie-Einsatzes nimmt man an, daß im Jahre 1985 eine installierte Kernkraftwerksleistung von 24 GWe ausreicht. Die heute (Stand Juni 1978) arbeitenden Kernkraftwerke haben eine Gesamtleistung von 7,4 GWe (brutto). Es müßten also bis Ende 1985 weitere 14 Blöcke mit zusammen 16,6 GWe die Stromproduktion für die öffentliche Versorgung aufnehmen. In Anbetracht der anhaltend unsicheren Kernenergiesituation in der Bundesrepublik Deutschland erhebt sich die Frage, wie die Aussichten dafür sind, daß im Laufe der nächsten 7 Jahren 14 Kernkraftwerke zugebaut und die gelegentlich aufgezeigten Gefahren von Engpässen in der Stromversorgung⁺ gebannt werden können.

⁺) Siehe z.B.: "Wenn eines Tages die Lichter ausgehen" (FRANKFURTER ALLGEMEINE 19.3.77), "Droht eine Stromrationierung?" (FRANKFURTER ALLGEMEINE 4.11.77), "E-Werke warnen vor Stromengpässen" (SÜD-DEUTSCHE ZEITUNG 16.6.78), "Strommangel ist schon programmiert" (HANDELSBLATT 2.11.78).

3.2.1 Kernkraftwerkslücke 1985

- a) Mitte 1978 waren in der Bundesrepublik Deutschland 14 Kernkraftwerksanlagen mit einer Gesamtleistung von 7,4 GWe (brutto) am Netz, darunter die 3 Forschungs- und Versuchsreaktoren in Karlsruhe, Jülich und Kahl mit zusammen 90 MWe.
- b) Von den zwischen 1978 und 1985 in Betrieb zu nehmenden Werken mit insgesamt 16,6 GWe sind 2 Einheiten mit 2,2 GWe fertiggestellt, aber noch nicht am Netz (Philippsburg, Unterweser). Voraussichtlich werden diese beiden Kernkraftwerke im Laufe des Jahres 1979 der öffentlichen Versorgung mit einer Verspätung von 5 Jahren zur Verfügung gestellt. Zwischen Auftragserteilung und Inbetriebnahme werden dann rund 8 Jahre verstrichen sein.
- c) An 3 genehmigten Großkraftwerken mit zusammen rd. 4,2 GWe kann aufgrund von Gerichtsurteilen bis auf weiteres nicht gearbeitet werden (Wyhl, Brokdorf, Grohnde). Sollten die Baustops zu Beginn des Jahres 1979 aufgehoben sein, so könnten diese Werke bei ungestörtem Bauverlauf frühestens 1983 und damit 4 Jahre später als geplant in Betrieb genommen werden.
- d) 8 Kernkraftwerke mit zusammen 8,5 GWe sind genehmigt und befinden sich in einer mehr oder weniger fortgeschrittenen Bauphase. Den derzeitigen Planungen zufolge sollen sie zwischen 1980 und 1983 ans Netz gehen (Mühlheim-Kärlich, Grafenrheinfeld, Krümmel, Uentrop, Kalkar, Gundremmingen B und C, Philippsburg II) /vgl. atw (April 1978)/.

Die unter b) bis d) genannten Kraftwerke haben eine Gesamtleistung von 14,9 GWe, so daß sich gegenüber dem Energieprogramm eine Zubaulücke in Höhe von 1,7 GWe ergibt. Diese kann rechnerisch geschlossen werden, wenn man unterstellt, daß die im atomrechtlichen Genehmigungsverfahren befindlichen Projekte Biblis C (1300 MWe) und Neckarwestheim II (800 MWe) eine Baugenehmigung erhalten und bis 1985 fertiggestellt werden können. Die Aussichten dafür sind allerdings in Anbetracht von mehreren Tausend Einsprüchen

nicht als günstig zu bezeichnen. Wir unterstellen nun, daß sich die Inbetriebnahme des in früher Bauphase befindlichen Kraftwerks Philippsburg II (1400 MWe) um 3 Jahre verzögert und daß zwei der gestoppten Vorhaben, z.B. Brokdorf und Wyhl (je 1400 MWe), nicht verwirklicht werden können. Es fehlen dann von der im Energieprogramm für 1985 einkalkulierten Kernkraftwerksleistung 5,9 GWe. Ferner hat man zu berücksichtigen, daß es sich bei den Vorhaben in Uentrop (HTR) und Kalkar (SBR) mit zusammen 635 MWe um Prototyp-Kraftwerke handelt, bei denen man eine bestimmte Stromabgabe nicht fest einplanen kann. Wenn aber die ohnehin knapp bemessene 85er Soll-Leistung von 24 GWe nicht erreichbar ist, so dürfte es unwahrscheinlich sein, bis 1990 auf die in der Zweiten Fortschreibung genannten 40 GWe zu kommen. Diese mögliche Entwicklung ist deswegen bedrohlich, weil aus heutiger Sicht, d.h. unter den gegenwärtigen technischen, ökonomischen und rechtlichen Bedingungen, ein vollständiger Ausgleich des sich bei dem heutigen verlangsamten Bautempo oder bei Nichterteilung weiterer Baugenehmigungen für Kernkraftwerke abzeichnenden Kapazitätsdefizits von rd. 6 GWe in 1985 und von 10 bis 15 GWe in 1990 kaum möglich erscheint.

Stromausfälle oder -rationierungen haben wegen der Schlüsselposition der Elektrizität unter den Endenergieformen (Sperrklinkeneffekt) unmittelbare Produktions- und Einkommensausfälle zur Folge, die sich schwer abschätzen und durch strukturpolitische Maßnahmen (z.B. Förderung von Produktionsumstellungen und -verlagerungen) nur in der Theorie ganz ausgleichen lassen. Erst recht nicht quantifizierbar und allein schon deswegen nicht gezielt zu kompensieren ist die von einer unzuverlässigen oder unzureichenden Stromversorgung ausgehende negative Signalwirkung auf die Investitionsneigung im Industriebereich als dem für die Beschäftigungsentwicklung ausschlaggebenden Faktor (vgl. hierzu Abschn. 3.3.2).

Die Frage, ob die für 1985 - bezogen auf die heutige Planung - zu erwartende Kernkraftwerkslücke von 6 GWe durch andere Kraftwerke kompensierbar ist, hat sowohl Kapazitäts- oder Leistungsaspekte als auch Erzeugungs- oder Arbeitsaspekte, die nun, von folgender Übersichtstabelle ausgehend, behandelt werden.

Tabelle 3.2: Stromerzeugung und Kernkraftwerkslücke 1985

Kraftwerks- basis	Leistung (in GWe)		Betrieb 85 (Vollaststun- den) ¹⁾	Erzeugung 85 (in Mrd kWh)	Einsatz 85 (in Mio t SKE)
	1975	1985			
Steinkohle ²⁾	23,1	27,7	4,000	111	36
Braunkohle	13,5	14,7	6,500	96	34
Heizöl ²⁾	12,9	15,7	2,700	42	12
Naturgas ²⁾	12,5	16,0	4,800	77	22
Kernbrennstoff	3,5	24,0	6,500	156	50
Wasserkraft	5,6	7,5	2,700	20	6
Sonstige ^{2) 3)}	3,2	4,7	4,700	22	7
Gesamtplanung	74,3	110,3	4,800	524	167
Kernkraftwerks- Lücke		- 6,0	6,500	- 39	- 12

1) Durchschnittswerte der Kraftwerke einer Kategorie bzw. insgesamt. Durch Multiplizieren der Leistung mit der Vollaststunden-Anzahl (Ausnutzungsdauer) erhält man die Erzeugung (Arbeit).

2) Incl. Anteil aus Mischfeuerung

3) Gicht-, Kokerei-, Raffineriegas und Müll

Quelle: DIW, EWI, RWI (1978)

3.2.2 Ausgleich des Erzeugungsdefizits

Die bis 1985 voraussichtlich nicht mehr fertigzustellenden 5 Kernkraftwerke mit 6 GWe sollten gemäß der Versorgungsplanung in je etwa 6500 Betriebsstunden 39 Mrd kWh Strom, d.h. rd. 7 % der gesamten prognostizierten inländischen Stromerzeugung liefern.

Zur Erzeugung der Stromfehlmengen von 39 TWh müssen außer den bereits eingeplanten 104 Mio t SKE an Kohle, Öl und Gas zusätzlich 12 Mio t SKE bei einem spezifischen Brennstoffverbrauch von 318 g SKE/kWh verstromt werden. Bei Gewährung langfristiger Abnahmegarantien durch die Elektrizitätswirtschaft wäre der Steinkohlenbergbau bereit, im Jahre 1985 außer den vereinbarten 35 Mio t noch weitere 5 Mio t Stromkohle zu liefern⁺⁾ . Eine stärkere Verstromung von Importkohle setzt eine Änderung des gegenwärtig ausgeschöpften Zollkontingents von 5,5 Mio t jährlich voraus (gültig bis 1981). Ein Import-Spielraum in Höhe von einigen Mio t dürfte namentlich im Hinblick auf das Angebot Polens bestehen. Vom Braunkohlenbergbau könnte gegen Mitte der 80er Jahre ein zusätzlicher Verstromungsbeitrag in Höhe von etwa 3-4 Mio t SKE durch Intensivierung der Förderung geleistet werden. Es dürfte also unter günstigen Umständen möglich sein, daß die Kohlewirtschaft den Zusatzbedarf an fossilem Brennstoff von 12 Mio t SKE alleine deckt. Im ungünstigen Falle wäre auf das nach wie vor überschüssige schwere Heizöl bis zu einer Höhe von 9 Mio t SKE zurückzugreifen /BP (1977), S. 21/. Dies könnte für begrenzte Zeit unter der Voraussetzung einer Änderung der geltenden Verstromungsvorschriften zugunsten der Mineralölwirtschaft geschehen.

Nimmt man an, die genannten quantitativen und energierechtlichen Voraussetzungen einer verstärkten Verstromung von Kohle und Öl seien erfüllt, und sieht man von den bestehenden umweltrechtlichen Hindernissen ab, so fragt sich, ob der zusätzliche Einsatz von 12 Mio t SKE ohne Aufstockung der für 1985 geplanten Kapazität der nichtnuklearen Wärmekraftwerke möglich ist. Diese Möglichkeit besteht nicht ohne Vorbehalte, weil die dazu erforderliche stärkere Beanspruchung der bestehenden Kraftwerke in Form einer zum Teil erheblichen Erhöhung der jährlichen Ausnutzungsdauer nur teilweise realisiert und sicherheitstechnisch verantwortet werden kann.

Die Ölkraftwerke könnten ihre Ausnutzungsdauer von derzeit etwa 2100 Stunden verdoppeln, ohne daß damit eine technische Obergrenze erreicht würde. Sie wären demnach 1985 in der Lage, mit den vorgesehenen 15,7 GWe

⁺⁾ Vgl. "Bonns Energiekonzept wackelt" / FRANKFURTER RUNDSCHAU (26.1.77) /

außer den zugebilligten 12 Mio t SKE (vgl. Tab. 3.2) weitere 7-8 Mio t SKE zu verstromen und rd. 2/3 des durch Kernkraftwerksbauverzug entstehenden Stromdefizits zu decken. Auch bei den Gaskraftwerken bestehen Erzeugungsreserven in Höhe von mehreren Mrd kWh, deren Nutzung von entsprechender Brennstoffbereitstellung und Änderung der Verstromungsbestimmungen abhängt. Die Ausnutzungsdauer der Braunkohlekraftwerke betrug 1976 fast 7000 Stunden, hatte damit aber noch nicht wieder den bisherigen Höchstwert von 7300 Stunden aus dem Jahre 1973 erreicht. Aufgrund dessen kann man annehmen, daß mit der geplanten Leistung von 14,7 GWe im Jahre 1985 nicht nur 34 Mio t SKE, sondern im Bedarfsfall noch weitere 3-4 Mio t SKE an Braunkohle zusätzlich verstromt werden könnten. Dadurch ließe sich besagtes Stromdefizit um gut 1/4 reduzieren.

Wollte man mit den 27,7 GWe auf Steinkohlebasis (incl. Mischfeuerungsanteil) im Jahre 1985 zusätzlich 5 Mio t, insgesamt also 40 Mio t verstromen, so müßte die durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Steinkohlekraftwerke von 4000 h im Jahre 1976 auf 4600 h und damit gegenüber der Prognose 1985 um 15 % erhöht werden können. In Anbetracht der Alterstruktur und des hohen Anteils kleiner Blöcke erscheint eine solche Benutzungssteigerung des Steinkohle-Kraftwerksparks auch dann fraglich, falls ein großer Teil der 15,8 GWe, für die Ende 1978 eine Genehmigung beantragt oder nicht rechtskräftig erteilt war, bis zum Jahre 1985 fertiggestellt werden kann⁺⁾ . Zu Beginn des Jahres 1978 waren von den Steinkohle verfeuernden Blöcken 46 % zwischen 11 und 20 Jahre und 26 % mehr als 20 Jahre alt. 42 % hatten eine Größe von weniger als 100 MWe / GESAMTVERBAND DES DEUTSCHEN STEINKOHLEBERGBAUS (1978)/. Um 1985 die angebotenen 40 Mio t SKE bei 4300 Vollaststunden verstromen zu können, müßten zuzüglich des in der Prognose einkalkulierten Zubaus von 4,6 GWe immerhin noch weitere 1,6 GWe, also 2-3 Steinkohlenblöcke, errichtet oder entsprechend viele veraltete Kleinkraftwerke über ihre normale "Lebensdauer" hinaus in Betrieb gehalten werden. Mehr als 1/3 des Kernstromdefizits wäre auf diesem Wege zu decken.

⁺⁾ Die VDEW plant bis 1983 den Zugang von 8,4 GWe auf Steinkohlebasis für Ersatz und Erweiterung /VDEW (1978)/. Anfang 1978 waren erst 5,3 GWe "rechtskräftig genehmigt" (rechtskräftige Vorbescheide oder Teilgenehmigungen).

Falls tatsächlich der maximale Beitrag des Steinkohlebergbaus zur Schließung der Kernkraftlücke realisiert werden soll, so impliziert dies aber eine Verlagerung von Standort- und/oder Genehmigungsproblemen aus dem nuklearen in den fossilen Bereich ⁺⁾ . Will man diesen "Problemtausch" vermeiden und mit der für 1985 angesetzten Gesamtleistung der Kohle -und Ölkraftwerke von 58,1 GWe auskommen (vgl. Tab. 3.2), so wäre unter entsprechenden umwelt- und wirtschaftsrechtlichen Voraussetzungen ein Ausgleich des Erzeugungsdefizits von 39 Mrd kWh z.B. wie folgt möglich:

Tabelle 3.3: Arbeitsmäßiger Ausgleich der Kernkraftwerkslücke

	Leistung	Betrieb	Erzeugung	Einsatz
Steinkohle	27,7 GWe	+ 300 h	+ 8,3 Mrd kWh	+ 2,6 Mio t SKE
Braunkohle	14,7 GWe	+ 700 h	+ 10,3 Mrd kWh	+ 3,6 Mio t SKE
Heizöl	15,7 GWe	+ 1300 h	+ 20,4 Mrd kWh	+ 5,7 Mio t SKE
<hr/>				
Total	58,1 GWe	+ 670 h	+ 39,0 Mrd kWh	+ 11,9 Mio t SKE

Im Ergebnis kann die bei Wegfall von 5 Kernkraftwerken mit 6 GWe in 1985 zu befürchtende Fehlmenge in der Stromproduktion, d.h. das Defizit an Kernkraftsarbeit, in Höhe von 39 Mrd kWh durch eine im Gesamtdurchschnitt um 16 % bessere Ausnutzung der Kohle- und der Ölkraftwerke ohne Erhöhung der vorgesehenen installierten Leistung rein rechnerisch ausgeglichen werden.

⁺⁾ Zum Leistungsproblem vgl. den folgenden Abschnitt 3.2.3.

3.2.3 Ausgleich des Leistungsdefizits

Solche Berechnungen wurden 1977 verschiedentlich im Zusammenhang mit der Diskussion eines sog. "Moratoriums im Kernkraftwerksbau" angestellt⁺⁾. Für die Vermeidung von Versorgungsschwierigkeiten bei behindertem Kraftwerkszubau sind sie nur von theoretischer Bedeutung, wenn nicht zugleich dargelegt wird, wie fehlende Kernkraftwerke in der Leistungsbilanz der Elektrizitätsunternehmen ersetzt, d.h. wie das Defizit an Kraftwerksleistung ausgeglichen werden könnte. Modellrechnungen, denen zufolge Kernkraftwerke in der Stromversorgungsplanung z.B. für 1985 durch stärkere Ausnutzung eines gegebenen Bestands an fossilen Kraftwerken ersetzbar sind, schließen die Kernenergielücke zwar in der als erforderlich angenommenen Strom-Jahresproduktion. Soweit sie aber den nachfragebestimmten, ungleichmäßigen Ablauf des Stromproduktionsprozesses mit seinen typischen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unberücksichtigt lassen, bleibt die Kernenergielücke in der geplanten Lastverteilung, d.h. in der Planung des bedarfsgerechten, wirtschaftlich günstigen und zuverlässigen Kraftwerkeinsatzes, offen. Im Rahmen von Überlegungen zum Ausgleich eines zu vermutenden zukünftigen Mangels an Kernkraftwerken hat man den Strom als Strömungsgröße und nicht als Bestandsgröße im Sinne eines lagerfähigen Gutes zu behandeln. Der Strom kann vom Verbraucher in bestimmten Anwendungen durch andere Energieformen ersetzt werden, und die verschiedenen Stromproduktionsmethoden (Kraftwerkstypen, Brennstoffe) sind für den Erzeuger in gewissen Grenzen austauschbar. Ist aber zu befürchten, daß zu einem bestimmten Zeitpunkt die Beanspruchung des Netzes die verfügbare Kraftwerkskapazität übersteigt, so gibt es für die fehlende Leistung allerdings kein Substitut, sondern die kritische Mangelsituation muß bei gegebener Stromnachfrage durch zusätzliche Bereitstellung von Kraftwerksleistung vermieden werden.

^{+) In der BP-Studie "Energie 2000" wird eine Kernenergielücke von 10 GWe im Jahre 1985 durch eine 28 % höhere Benutzung fossiler Kraftwerke "gedeckt" /BP (1977), S. 21/. U. Steger ist der Meinung, man könne eine um 9 GWe verringerte Gesamtleistung in 1985 durch eine um 9 % höhere durchschnittliche Ausnutzung des gesamten Kraftwerkbestandes kompensieren /STEGGER, U. (1977), S. 498/.}

Bei dem offiziell prognostizierten Stromverbrauchswachstum von 5,6 % zwischen 1975 und 1985 beträgt die Jahreshöchstlast am Ende des Prognosezeitraums voraussichtlich 76 000 MWe⁺). Berücksichtigt man die gegenwärtig übliche Reserve von 20 % für Reparatur, Ausfall und extreme Witterung /DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT (1977), S. 8/ und addiert eine vermutliche Engpaßleistung von Industrie und Bundesbahn in Höhe von etwa 18 GWe (16,5 GWe in 1976), so erhält man die installierte Gesamtleistung von 110 000 MWe der Prognose für 1985 im Rahmen der Zweiten Fortschreibung. Die an der Höchstbeanspruchung zu einem bestimmten Zeitpunkt orientierte notwendige Gesamtleistung wird in der Versorgungsplanung auf vorhandene und zu bauende Kraftwerke der verschiedenen Typen und Größen so aufgeteilt, daß der im Zeitraum eines Jahres zu erwartende Strombedarf unter Berücksichtigung der technisch-ökonomisch optimalen jährlichen Betriebsstundenzahl jedes einzelnen Blocks, der Verfügbarkeit der verschiedenen Primärenergieträger zur Stromerzeugung (Kohle, Uran, Wasserkraft etc.), der Stromimportmöglichkeiten, der Industrie-Einspeisung und der jahreszeitlich bedingten Verbrauchsschwankungen mit Sicherheit gedeckt werden kann.

Kernkraftwerke sind wie Braunkohlenblöcke zum Einsatz im Grundlastbereich gedacht, d.h. sie sollen 9 bis 10 Monate im Jahr ununterbrochen und möglichst mit ihrer maximalen Leistung zur Deckung der über die 24 Stunden des Tages hinweg bestehenden Netzbelastung beitragen.

Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerke werden vorwiegend im Mittellastbereich eingesetzt, d.h. im Bereich zwischen der Grundlast und der Spitzenlast⁺⁺). Durch stärkere Nutzung vorhandener Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerke könnte das für 1985 zu befürchtende Defizit von 6 GWe Kernkraftwerksleistung und von 39 Mrd kWh Kernstrom im Grundlastbereich so lange teilweise kompensiert werden, wie die "Lückenbüßer" im Mittellastbereich nicht gebraucht werden, d.h. zu den Schwachlastzeiten im Tages- und Jahresverlauf.

+) Die Deutsche Verbundgesellschaft geht in ihrer Vorschau über den Leistungsbedarf und dessen Deckung bis 1990 davon aus, daß sich zukünftig Höchstlast und Stromverbrauch mit der gleichen Zuwachsrates entwickeln. In den vergangenen Jahren stieg der Stromverbrauch im Zuge der Nachtal-Auffüllung durch die Speicherheizung stärker als die Jahreshöchstlast /DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT (1978), S. 7-8/.

++) Die Spitzenlast ist definiert als Bereich zwischen der Tageshöchstlast und der Leistung, die zwischen 8⁰⁰ Uhr und 20⁰⁰ Uhr nicht unterschritten wird /nach KLÖSS, K.Ch. (1973), S. 3/Vgl. Abb. 2.2.

Bei steigender Anforderung an den Mittellastbereich können die Kernkraft-Ersatzblöcke ihre Kompensationsaufgabe nicht noch zusätzlich übernehmen, und es droht der zum Netzzusammenbruch führende Leistungsmangel zur Zeit des Spitzenbedarfs.

In Anbetracht der bestehenden Schwierigkeiten und Unsicherheiten im Bereich des konventionellen Kraftwerkbaus ist der Leistungsmangel als das eigentliche, gravierende Problem des verzögerten Einsatzes eingeplanter Kernkraftwerke zu bezeichnen⁺).

Die Genehmigung von Steinkohlenkraftwerken wird namentlich durch Unsicherheiten in der Anwendung der Verwaltungsvorschrift "Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft" (TA-Luft) vom August 1974 und durch Unsicherheiten über das Vorliegen bauplanungsrechtlicher Voraussetzungen erschwert. Hinzu kommt, daß gegen erteilte Baugenehmigungen zunehmend Rechtsmittel eingelegt werden⁺⁺). Von besonderer Problematik und Tragweite sind die steigenden Anforderungen an die Rauchgasentschwefelung. Das Bundesinnenministerium hat 1977 in Nordrhein-Westfalen eine Entschwefelung von 100 % des Rauchgases und einen Emissionsgrenzwert für SO₂ von 1,25 kg/h pro MW installierter Kraftwerksleistung gefordert. In Nordrhein-Westfalen wurden bisher maximal 50 % Rauchgas entschwefelt, und die Genehmigung der Kraftwerke in Dorsten und Scholven 1977 wurde von der Einhaltung eines neuen Grenzwerts von 2,75 kg/h pro MW (bisher 3,75 kg/h je MW) abhängig gemacht. Würde die Forderung des BMI zur Auflage gemacht, so könnte nur Steinkohle mit einem besonders niedrigen Schwefelgehalt von höchstens 1 % eingesetzt werden, und damit wäre die Einhaltung des neuen Verstromungsvertrags zwischen Steinkohlenbergbau und Elektrizitätswirtschaft (durchschnittlich 33 Mio t/a bis 1987) in Frage gestellt /vgl. ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST

⁺) In diesem Sinne auch D. SCHMITT (1977), S. 190.

⁺⁺) Ende 1977 lagen allein in Nordrhein-Westfalen Kraftwerksvorhaben mit 12 GWe "in Zonen mit Rechtsunsicherheit", und Kraftwerksprojekte mit zusammen 2 GWe (Voerde, Berlin) waren durch Gerichtsentscheidungen gestoppt /ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST (12.9. u. 15.12.77)/. Die Voerde-Urteile wurden Anfang 1978 in Verbindung mit hohen Auflagen bezüglich Schornstein, Elektrofilter und Kohlequalität aufgehoben.

(11.10.77), atw (Oktober 1977), S. 497/+) . Zum Teil-Ausgleich der Verzögerungen des Neubaus von modernen Steinkohlen-Großkraftwerken wird die Fortsetzung des Betriebs alter Steinkohleblöcke über ihre normale wirtschaftliche und technische Lebensdauer hinaus in Erwägung gezogen. Auf die Problematik dieser Alternativen sei hier nur mit dem Hinweis aufmerksam gemacht, daß die veralteten Steinkohlenkraftwerke viermal soviel Schwefeldioxyd emittieren wie die z.Zt. umstrittenen neuen Kraftwerke, nämlich 11 kg SO₂/h pro MW.

Bezeichnet man unter diesen Umständen die Verwirklichung des 10 GW-Neubauprogramms von Steinkohlenkraftwerken bis 1985 und die Einhaltung der jüngsten Verstromungsvereinbarung als unsicher (Genehmigungsverfahren) bzw. fragwürdig (alte Blöcke), so muß man eine Schließung der voraussichtlichen Kernkraftwerkslücke von 6 GWe in 1985 durch zusätzlichen Kohle-Einsatz als unrealistische Lösungsmöglichkeit ansehen.

Dem schlimmsten Fall eines Netzzusammenbruchs könnte ab sofort von zwei Seiten her wie folgt entgegengewirkt werden:

a) Erzeugerseite
Inanspruchnahme von Leistungsreserven für die planmäßige Versorgung

b) Verbraucherseite
Verzicht auf Stromnachfrage zu kritischen Tageszeiten

ad a) Im Zeitraum 1969-76 hat die am Tage der Jahreshöchstlast nicht eingesetzte Kraftwerksleistung wesentlich stärker zugenommen als die Engpaßleistung (vgl. 2.3.3.2.2, bes. Tab. 2.8). Die darin zum Ausdruck kommende verstärkte Reservebildung könnte Maßnahme a) als z.Zt. gerechtfertigt und aussichtsreich erscheinen lassen.

+) Zur Zeit sind in der Bundesrepublik Deutschland 3 Steinkohlenkraftwerke mit partieller Rauchgasentschwefelung in Betrieb. Die Investitionskosten einer Anlage zur 100 %igen Entschwefelung betragen bei einem 700 MW-Block auf der Preisbasis 1978 zwischen 120 und 140 Mio DM, machen also bis zu 20 % der Gesamtinvestitionskosten aus /BUNDESREGIERUNG (20.10.77); WISSENSCHAFT, WIRTSCHAFT, POLITIK (18.9.78)/.

Die übliche Reserve von 20 % der zu erwartenden Jahreshöchstlast entspricht durchschnittlich etwa 17 % der als Summe von Höchstlast und Reserve, abzüglich der Bezugsleistung (Industrie, Ausland), von der Elektrizitätswirtschaft zu planenden öffentlichen Brutto-Engpaßleistung. Die Zeile c) in Tab. 2.8 zeigt, daß der nicht-eingesetzte Teil der Engpaßleistung in den Jahren 1969 bis 1976 um 3 bis 17 Punkte, d.h. um 18 bis 100 % über diesem als reichlich bemessen zu bewertenden Reserve-Richtsatz von 17 % lag. Absolut ausgedrückt waren seit 1969 zwischen 1,0 und 10,9 GWe über die in der jeweiligen Planung maximal anzusetzende Reserveleistung hinaus nicht in Betrieb. Würde sich diese Kumulierung von Überschußkapazität bis 1985 fortsetzen, so käme man auf eine Engpaßleistung der öffentlichen Kraftwerke in Höhe von etwa 110 GWe. Dieser Wert entspricht gerade der lt. Zweiter Fortschreibung des Energieprogramms vom Dezember 1977 insgesamt, d.h. incl. Industrie (15 %) und Bundesbahn (1 %), im Jahre 1985 voraussichtlich notwendigen installierten Gesamtleistung, von der etwa 92 GWe (84 %) auf die öffentlichen Stromerzeuger entfallen. Daraus folgt, daß in der gegenwärtigen, auf einem Verbrauchszuwachs von jährlich 5-6 % basierenden Stromversorgungsplanung keineswegs eine die "erforderliche Reserveleistung" übersteigende "freie Leistung" vorgesehen ist⁺⁾ . Eine Gesamtleistung von 110 GWe in 1985 genügt dem heutigen hohen Standard der Versorgungssicherheit nur dann, wenn die Höchstlast ab 1976 nicht stärker steigt als der Stromverbrauch vermutlich zunimmt, nämlich mit knapp 6 % pro Jahr. Nur unter dieser Voraussetzung kann es die Elektrizitätswirtschaft verantworten, daß die Wachstumsrate in ihrer Zubauplanung bis 1985 unter 4 % liegt. Diese Aussage sei der verbreiteten Meinung entgegengehalten, die Standort- und Genehmigungsproblematik könne dadurch abgeschwächt werden, daß man den Stromverbrauch in die vorhandene Überkapazität hineinwachsen läßt. Der kontinuierliche Abbau der

⁺⁾ Zu diesen Begriffen siehe 2.3.3.2.2.2

heute bestehenden Leistungsüberschüsse^{+) bei konservativen Annahmen bezüglich des Verbrauchszuwachses ist Bestandteil der mittelfristigen Elektrizitätswirtschaftspolitik, und zwar ohne Konzessionen hinsichtlich der Versorgungssicherheit, d.h. ohne Schmälerung der Reserveleistung.}

Eine akzeptable, d.h. nicht durch wirtschaftliche Stagnation oder Konsumdirigismus erzwungene, Entspannung der Zubausituation ohne Sicherheitseinbuße ist nur möglich, wenn sich Parameter der Reservebereitstellung auf der Verbraucher- und auf der Erzeugerseite auf Dauer verändern. Die langfristigen Möglichkeiten einer stärkeren Rationalisierung des Kraftwerk-Betriebs durch gesteuerte Nachfrageverschiebung (Last-Umverteilung) zur Verkleinerung des Mittellast-Bereichs wurden bereits behandelt und als aussichtsreich bezeichnet (vgl. 2.3.3). In der kurzfristigen Betrachtung bis 1985 wäre eine Reduzierung der Leistungsreserve zur Entlastung des Kernkraftwerks-Zubaus in Erwägung zu ziehen. Die zu erwartenden Bedenken der Versorgungsunternehmen dürften aber nur unter der Voraussetzung ausgeräumt werden können, daß die Öffentlichkeit über das Versorgungsrisiko einer solchen Maßnahme aufgeklärt wird.

<sup>+) Ende 1977 soll allein das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk einen Kapazitätsüberschuß von 3 GWe gehabt haben /ENERGIEWIRTSCHAFTSDIENST 10.1.78/.
Im Zusammenhang mit dem in der Öffentlichkeit stark diskutierten Thema "Überschußkapazitäten" hat die VDEW den Eindruck erweckt, als bestünde z.Zt. weniger Leistungsreserve als zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vorhanden sein müsse. Erforderlich sei eine Reserve von 18 bis 20 %. Demgegenüber habe am Tage der höchsten Last des Jahres 1976 die "rotierende Reserve" nur 13 % betragen /vgl. "E-Werke klagen über zu niedrige Reserven", FRANKFURTER RUNDSCHAU vom 16.6.78/. Da "rotierende" und "erforderliche" Reserve definitorisch verschieden sind, bringen die Reserveangaben der VDEW keine Klarheit. Eine Klarstellung im Sinne der VDEW ist aber auch gar nicht möglich, weil in den letzten Jahren die Reserven jedweder Definition relativ zugenommen haben. Die rotierende Reserve beispielsweise lag in den Jahren 1974, 75 und 76 mit 13 % um 3 Punkte über dem Durchschnitt der vorangegangenen 10 Jahre.</sup>

ad b) Das Risiko reduzierter Leistungsreservehaltung zur Entlastung des Kraftwerk-Zubaus verringert sich in dem Maße, wie die Verbraucher bereit sind, bei Annäherung an die Maximalbelastung des Netzes auf Stromnachfrage zu verzichten. Dieser Verzicht muß von den Erzeugern aus betrachtet selbstverständlich mit einer gewissen Zuverlässigkeit erfolgen und darf nicht rein fakultativ sein. Stunden oder Tage vor der drohenden Netz-Überbelastung erfolgende Aufforderungen oder Appelle an die privaten Verbraucher, stromintensive Geräte nicht einzuschalten, dürften eine nennenswerte Wirkung nur in Verbindung mit Abschalt-Androhungen haben.

Erfolgversprechender wäre es, die Verbraucher für den Anschluß an Systeme der Abschaltung oder des Einschaltstops bestimmter Gerätegruppen zu festgesetzten oder kurzfristig angesagten Tageszeiten zu gewinnen (Rundsteuerung). Zu erwägen ist auch die selektive Abschaltung von Verbrauchergruppen.

In allen Fällen freiwilliger Beteiligung an der Netz-Entlastung sollte eine Honorierung über tarifliche Vergünstigungen angeboten werden (vgl. zu dieser Thematik 2.3.3).

In diesem Zusammenhang ist abschließend die anhaltend diskutierte Frage der Zubauentlastung durch Förderung oder Durchsetzung stromsparender Maßnahmen, insbesondere Tarifänderungen, anzuschneiden /vgl. dazu namentlich LUTHER, G. (1978), VDEW (August 1977)/. Als Bestandteil einer Strategie der zuverlässigen Energiebereitstellung für eine zumindest bis 1990 expansionsbedürftige Wirtschaft (vgl. 2.2) mag eine forcierte Senkung des spezifischen Stromverbrauchs in der Industrie und eine Verkleinerung der Zuwachsrates des Haushalt-Strombedarfs /vgl. dazu STÖY, B. mit KIONKA, U. (1977)/ ebenso notwendig erscheinen wie das Einsparen von Öl und Gas. Im Hinblick auf die bis zur Jahrhundertwende unumgängliche Umstrukturierung unserer Energieversorgung in Richtung auf minimale Ölabhängigkeit (vgl. 2.3) kann eine Stromsparpolitik aber nur insoweit sinnvoll sein, als sie keine Substitution von Strom durch Öl auslöst. Das Anstreben des Nahziels "kein Stromausfall" sollte das Erreichen des Langfristziels "Ölunabhängigkeit" möglichst nicht erschweren.

Diese Forderung stellt die Energiepolitik vor ein taktisches Problem, zu dessen Bewältigung es der Konzeption von Maßnahmen im Strom- und im Öl-Bereich bedarf, die zeitlich aufeinander abgestimmt sind und die sich im Hinblick auf die langfristige aktive und passive Versorgungssicherheit nicht gegenseitig teilweise aufheben, sondern ergänzen. Die einschlägigen Erfahrungen aus der jüngsten Vergangenheit (Vorschläge zur Abschaffung der Stromtarifgruppe II und Erhöhung des "Kohlepfennigs" einerseits, Verdoppelung der Heizölsteuer andererseits) sind in dieser Hinsicht nicht ermutigend.

In Anbetracht seines relativ hohen Nutzwärmepreises⁺⁾ ist der Strom diejenige Endenergieform, bei der die Aussichten dafür, daß energiesparende Investitionen sich rentieren, d.h. sich innerhalb einer betriebswirtschaftlich akzeptablen Zeit amortisieren lassen, am günstigsten sind. Auch eine im üblichen Sinne sparsamere, kostenbewußtere Anwendung von Strom für Heizungs-, Antriebs- und Beleuchtungszwecke im gewerblichen und im häuslichen Bereich kann man ganz allgemein als lohnend bezeichnen.

Diese dem finanziellen Eigeninteresse dienlichen Änderungen der Verhaltensweisen oder Verbrauchsgewohnheiten sind auch unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten von Nutzen, weil nach Maßgabe der eingesparten Strommenge eine Schonung der Umwelt und der Brennstoff-Ressourcen stattfindet. Für die Zubauplanung von Kohle- und Kernkraftwerken können sie jedoch keine unmittelbare Entlastung bedeuten, weil für die vorzuhaltende Großkraftwerksleistung die zu erwartende Leistungsbeanspruchung im tages- und jahreszeitlichen Verlauf, also die zeitliche Verteilung der Stromnachfrage und nicht deren Umfang in einem Zeitraum, die maßgebliche Determinante ist.

⁺⁾ Die aus Strom zum heutigen Durchschnittspreis für Tarifkunden von rd. 16 Pfennigen gewinnbare Wärme ist gut dreimal so teuer wie die Wärme aus leichtem Heizöl.
Zur wesentlich billigeren Nachtstromheizung vgl. 2.3.2.3.3.

Würden die Haushalte ihren Licht- und Kraftstromverbrauch um 15 % reduzieren, so entspräche die Stromeinsparung pro Jahr der Jahresproduktion eines 1300 MW Kernkraftwerkblocks. Um diesen Block abkömmlich werden zu lassen, müßten die 24 Mio Haushalte ihre Stromeinsparung gleichmäßig und ununterbrochen über 6500 Stunden des Jahres verteilen, d.h. sie müßten auch zu Tageszeiten Strom sparen, zu denen sie gar keinen verbrauchen. Verzichteten die Hausfrauen aber z.B. darauf, mit Elektroherden zu kochen^{+) , so würde ein großer Teil der Spitzenlastkraftwerke (Pumpspeicher, Gasturbinen) nicht gebraucht. Es würde damit Kraftwerksleistung eingespart, die energetisch und ökologisch am vorteilhaftesten und politisch unproblematisch ist.}

Zur Einsparung von Kernkraftwerksleistung in der Größenordnung eines Blocks müßte die "rund um die Uhr" bestehende Netzbelastung um einige Prozent dauerhaft und mit Sicherheit gesenkt werden können, und dies dürfte mit Sparappellen gar nicht und mit technischen Verbesserungen nur langfristig möglich sein.

Insgesamt gesehen könnte es mit Hilfe der Maßnahmen a) und b) prinzipiell gelingen, die Kernenergieücke so zu verkleinern, daß ein akuter Stromversorgungsnotstand vermieden werden kann. Dehnt man die Betrachtung aber auf die Zeit nach 1985 aus, so ist die geschilderte Entwicklung bei zeitweiliger Unterbrechung des Kernkraftwerkbaus und erst recht bei Genehmigungsstop verstärkt zu befürchten. Denn zur Auffüllung der sich auch bei verlangsamtem Strombedarfswachstum rasch vergrößernden Leistungslücke in der Versorgungsplanung bedürfte es massiver wirtschafts-, energie- und gesellschaftspolitischer Eingriffe, die aus heutiger Sicht nicht durchsetzbar erscheinen.

Die laufende Kernkraftwerksplanung umfaßt ein Gesamtvolumen von 35 GW /atw (April 1978)/, das bis 1986 realisiert sein soll. Sollte die großtechnische Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik bei dieser Dimension zum Stillstand kommen, so wäre 1990 eine Leistungslücke von mindestens 10 GW in einer Stromversorgung zu schließen, die einem nur befriedigenden Entwicklungs- und Beschäftigungsstand der Wirtschaft genügt.

^{+) Der auf alle Haushalte bezogene Sättigungsgrad von Elektroherden lag 1975 bei 67 % /VDEW (April 1977), S. 24/.}

3.3 Beschäftigungspolitische Effekte eines verzögerten Kernenergieausbaus

Unter dem Eindruck der derzeitigen Arbeitsmarktsituation sind negative beschäftigungspolitische Folgen eines gestörten Kernenergieausbaus zu einem wichtigen Argument in der politischen Diskussion um das Für und Wider der Kernenergie geworden. Allerdings ist die Argumentation - entweder weiterer Ausbau der Kernenergie oder aber noch höhere Arbeitslosigkeit - problematisch bzw. zu undifferenziert. Sicher ist zunächst nur, daß Verzögerungen oder gar ein Moratorium des Kernenergieausbaus zu strukturellen Beschäftigungsproblemen in der Kernenergieindustrie führen würden.

Globale volkswirtschaftliche Beschäftigungseffekte negativer Natur durch Verzögerung des Kernenergie-Ausbaus könnten dagegen, wie später noch diskutiert wird, prinzipiell vermieden werden, wenn man in energiepolitische Alternativ-Strategien investieren könnte. Eventuelle Beschäftigungseffekte durch Investitionsausfälle oder Stromversorgungsschwierigkeiten den Verzögerungen im Kernenergie-Ausbau zuzuschreiben, ist deshalb u.E. nur dann gerechtfertigt, wenn grundsätzlich keine anderen energiepolitischen Optionen offen stehen oder aber wenn unter Abwägung aller relevanten energiepolitischen Zielsetzungen der weitere Ausbau der Kernenergie als notwendig erachtet wird bzw. anderen energiepolitischen Optionen vorzuziehen ist.

Die folgende Analyse beschäftigt sich zunächst mit möglichen Beschäftigungseffekten durch Ausfall oder Verzögerung von Kernkraftwerksinvestitionen und in einem weiteren Abschnitt mit den beschäftigungspolitischen Folgen, die im Fall von Stromversorgungsschwierigkeiten zu erwarten wären.

3.3.1 Beschäftigungseffekte unterlassener oder verzögerter Kernkraftwerksinvestitionen

Im folgenden werden für drei Kernenergieausbau-Szenarien die Beschäftigungseffekte der hierzu notwendigen Investitionsprogramme berechnet. Grundlage

für diese Modellrechnungen ist eine Untersuchung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) über die Auswirkungen des Baus eines Kernkraftwerks auf Produktions- und Erwerbstätigenzahl /DIW (1976)^{a)}/.

3.3.1.1 Beschäftigungseffekte des Baus eines Kernkraftwerks

3.3.1.1.1 Methodik und Datenbasis

Methodische Grundlage der obengenannten DIW-Untersuchung ist das um den Keynes'schen Multiplikator erweiterte Input-Output-Modell.^{+) Durch diese Erweiterung wird es nicht nur möglich, wie im klassischen Input-Output-Modell die direkten und indirekten Produktions- und Beschäftigungsauswirkungen eines Kernkraftwerkbaus zu erfassen, d.h. die Produktion und Beschäftigung, die zur Erstellung eines Kernkraftwerks beim unmittelbaren Auftragnehmer und in den verschiedenen Stufen der Vorleistungsproduktion erforderlich sind. Dieses Modell erlaubt es darüber hinaus, auch die Produktions- und Beschäftigungseffekte zu berücksichtigen, die aus der konsumtiven Verwendung der aus dem Bau eines Kernkraftwerks resultierenden zusätzlichen Einkommen der privaten Haushalte resultieren: die sog. Multiplikator-Wirkungen.}

Die Berechnungen des DIW basieren auf einer Input-Output-Tabelle mit 56 Produktionssektoren für die Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1972. Für die Zwecke dieser Analyse werden zwei zusätzliche Sektoren eingeführt: Aus dem Maschinenbau wurde der Sektor 'Kernkraftwerksbau' ausgegliedert. Die Bauaktivitäten in Zusammenhang mit der Erstellung eines Kernkraftwerks wurden analog aus dem allgemeinen Baugewerbe ausgesondert und über einen speziellen Sektor 'Bauleistungen zur Erstellung von Kernkraftwerken' geführt. Für diese beiden Sektoren wurden die Input- und

^{+) Bezüglich der Darstellung dieses Modells wird verwiesen auf /PISCHNER, R., STAGLIN, R. (1976)/.}

Output-Werte aufgrund von Angaben der Kraftwerk Union (KWU) festgelegt. Hierbei handelt es sich um Angaben aus den Jahren 1975, die auf die Preisbasis von 1972 umgerechnet werden mußten, da die neueste Input-Output-Tabelle die Kosten- und Lieferverflechtungen für 1972 aufzeigt. Bezüglich der weiteren Berechnungsschritte wird auf die DIW-Untersuchung verwiesen /DIW (1976)^a/.

Bevor auf die Ergebnisse dieser DIW-Untersuchung eingegangen wird, müssen einige für die Interpretation der Ergebnisse wichtige Punkte verdeutlicht werden, die sich einerseits auf die Datengrundlagen und andererseits auf die Modellannahmen beziehen:

Bezüglich der Datengrundlagen ist folgendes zu beachten:

- (1) Die Angaben über die Vorleistungs- bzw. Kostenstruktur auf der ersten Stufe der Vorleistungsproduktion beruhen auf Angaben der KWU. Damit sind die sektorale Struktur der Produktions- und Beschäftigungseffekte und ebenso die entsprechenden globalen Effekte auch von der Exaktheit dieser Angaben abhängig, da die Arbeitsproduktivitäten der Vorlieferanten differieren und andere Kosten- bzw. Vorleistungsschlüssel zu anderen Ergebnissen führen würden.
- (2) Die Berechnungen des DIW beruhen auf Arbeitsproduktivitäten des Jahres 1972. Die Ergebnisse geben somit an, wieviel Beschäftigte im Jahre 1975 bei einer im Vergleich zum Jahre 1972 unveränderten Arbeitsproduktivität durch den Bau eines Kernkraftwerks gebunden gewesen wären.

Für die Interpretation wichtige Modellannahmen sind folgende:

- (1) Das für den Bau eines Kernkraftwerks notwendige Investitionsvolumen wird als zusätzlicher Investitionsstoß behandelt. Es fällt dadurch keine Nachfrage in anderen Bereichen aus.

- (2) Die aus dem Investitionsstoß resultierende zusätzliche Nachfrage erfordert in voller Höhe zusätzliche Produktion, d.h. ein Rückgriff auf Lagerbestände wird ausgeschlossen.
- (3) Es werden linear-limitationale Produktionsfunktionen unterstellt, d.h. die Input-Output-Relationen werden als konstant angenommen.
- (4) Es wird eine normale Auslastung der personellen Produktionskapazitäten angenommen, so daß zusätzliche Produktion auch zusätzliche Beschäftigung erfordert.
- (5) Eine Induzierung von Investitionen durch die zusätzliche Nachfrage wird nicht berücksichtigt, Akzeleratoreffekte werden damit ausgeschlossen.

3.3.1.1.2 Ergebnisse der DIW-Berechnungen

Wenn man bei der Interpretation der Ergebnisse diese Prämissen des Modells und die Grenzen der Datengrundlage im Auge behält, ist dieses erweiterte Input-Output-Modell ein hervorragendes Instrument zum Aufzeigen der sektoralen und globalen Effekte des Baus von Kernkraftwerken. Dabei kommt es weniger auf die konkreten Resultate bis zur letzten Stelle als vielmehr auf die unterschiedliche Größenordnung der einzelnen Effekte an.

Betrachtet man zunächst einmal die Bruttoproduktionswirkung des Baus eines Kernkraftwerks von 1300 MW im Wert von 1075 Mio DM in Preisen des Jahres 1972, so führt diese Investition in den beiden Sektoren 'Kernkraftwerksbau' und 'Bauleistungen zur Erstellung von Kernkraftwerken' zu einer Bruttoproduktion in der gleichen Höhe, d.h. von 1075 Mio DM (sog. incentives). Weiterhin ergibt sich, daß die auf der ersten Ebene der Vorlei-

stungsproduktion, so z.B. im Maschinenbau, Stahlbau und in der elektrotechnischen Industrie, durch Aufträge der zwei Kernkraftwerkssektoren ausgelösten direkten Vorleistungen eine Produktion von rund 725 Mio DM erfordern und die dadurch wiederum über die ganze Volkswirtschaft hinweg ausgelösten indirekten Vorleistungen auf den weiteren Stufen eine Produktion von zusätzlich knapp 600 Mio DM induzieren. Insgesamt ist somit ein Brutto-Produktionsvolumen von rund 2400 Mio DM zur Erstellung eines Kernkraftwerks notwendig, ohne Berücksichtigung der Multiplikatoreffekte, die zu einer weiteren Produktion in Höhe von knapp 900 Mio DM führen (vgl. Abb. 3.1).

Was die Beschäftigungseffekte betrifft⁺⁾ , so bewirkt der Bau eines Kraftwerks in den beiden Sektoren des Kernkraftwerkbaus eine Beschäftigung von knapp 6000 Mannjahren, in der ersten Stufe der Vorleistungsproduktion eine Beschäftigung von 10 000 Mannjahren und in den weiteren Stufen der Vorleistungsproduktion eine Beschäftigung von 9000 Mannjahren, insgesamt also eine Beschäftigung von rund 25 000 Mannjahren. Dazu kommen multiplikatorinduzierte Beschäftigungswirkungen von ca. 14 000 Mannjahren (vgl. Abb. 3.2). Abb. 3.3 und Abb. 3.4 geben jeweils Aufschluß darüber, wie sich die Bruttoproduktions- und die Beschäftigungswirkungen auf die Wirtschaftszweige in der Bundesrepublik Deutschland verteilen. Es zeigt sich, daß praktisch alle Industriezweige von dem Bau eines Kernkraftwerks profitieren; die größten Effekte ergeben sich in den beiden speziellen Kernkraftwerkssektoren sowie in den Sektoren Maschinenbau, Elektrotechnik und Stahlbau. Die breite Streuung der Effekte über alle Wirtschaftszweige ist nicht zuletzt auch auf die Berücksichtigung der multiplikatorinduzierten Wirkungen zurückzuführen.

⁺⁾ Die durch den Bau eines Kernkraftwerks gebundenen Mannjahre erhält man durch Multiplikation der sektoralen Anteile der Produktionseffekte an den jeweiligen Bruttoproduktionswerten mit den zugehörigen Erwerbstätigenzahlen.

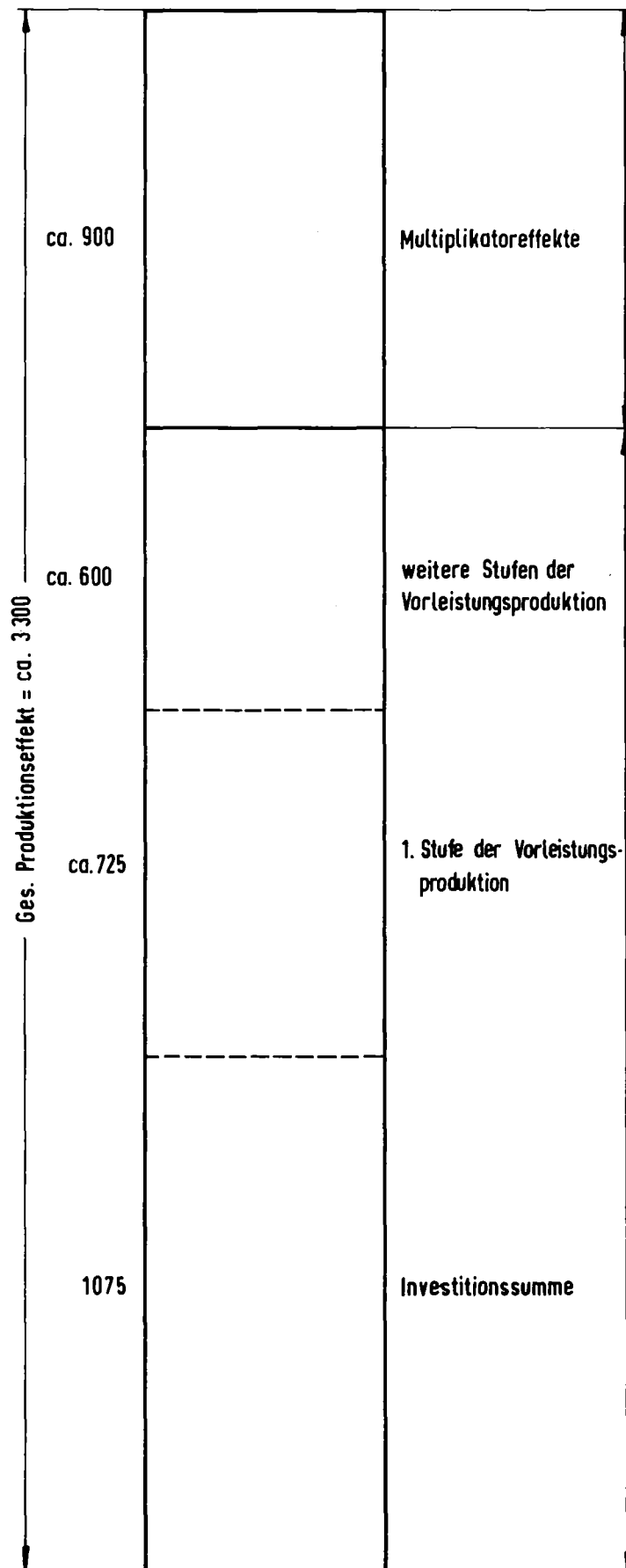


Abb. 3.1 Komponenten des Produktionseffekts
in Mill. DM zu Preisen von 1972 (Nach/ DJW (1976)^{9/1})

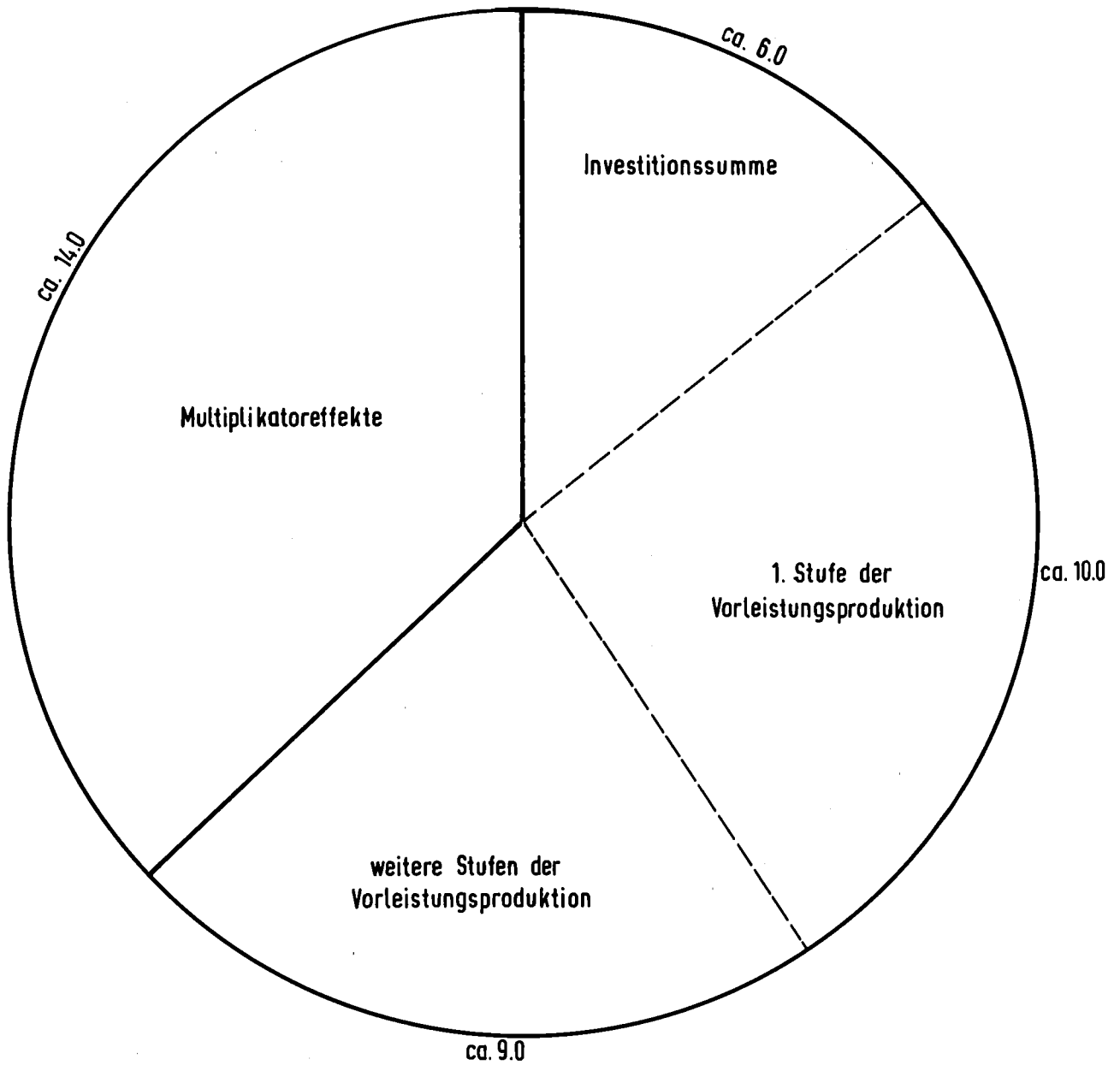


Abb. 3.2 Komponenten des Beschäftigungseffekts

Ges. Beschäftigungseffekt = ca. 39.0

in 1000 Personen

(Nach / DJW (1976)^{a)})

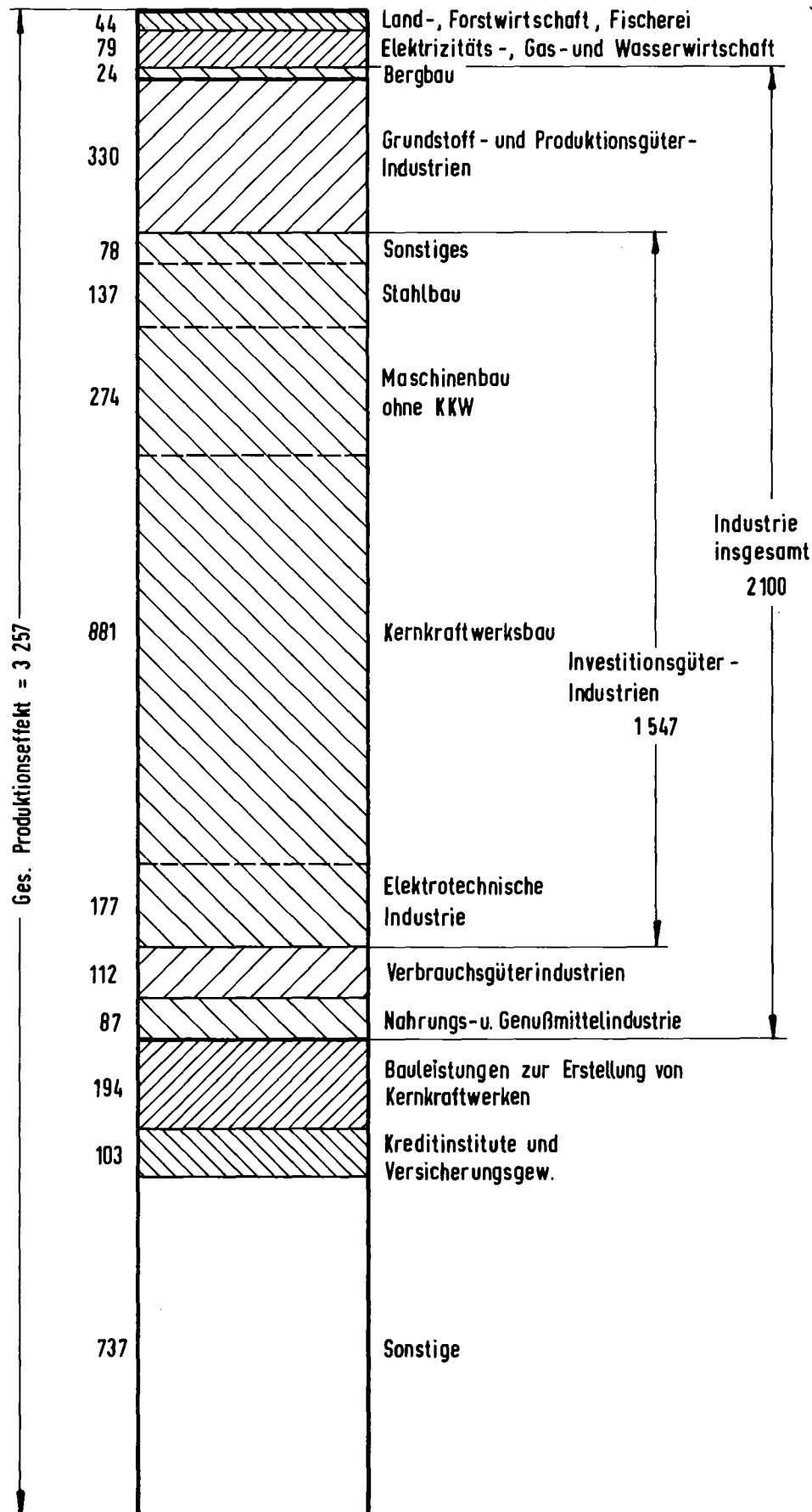


Abb. 3.3
Auswirkungen des Baus eines Kernkraftwerks auf die Bruttonproduktion der Wirtschaftszweige in der Bundesrepublik Deutschland

in Mill. DM zu Preisen von 1972 (Nach/DJW (1976)¹⁾)

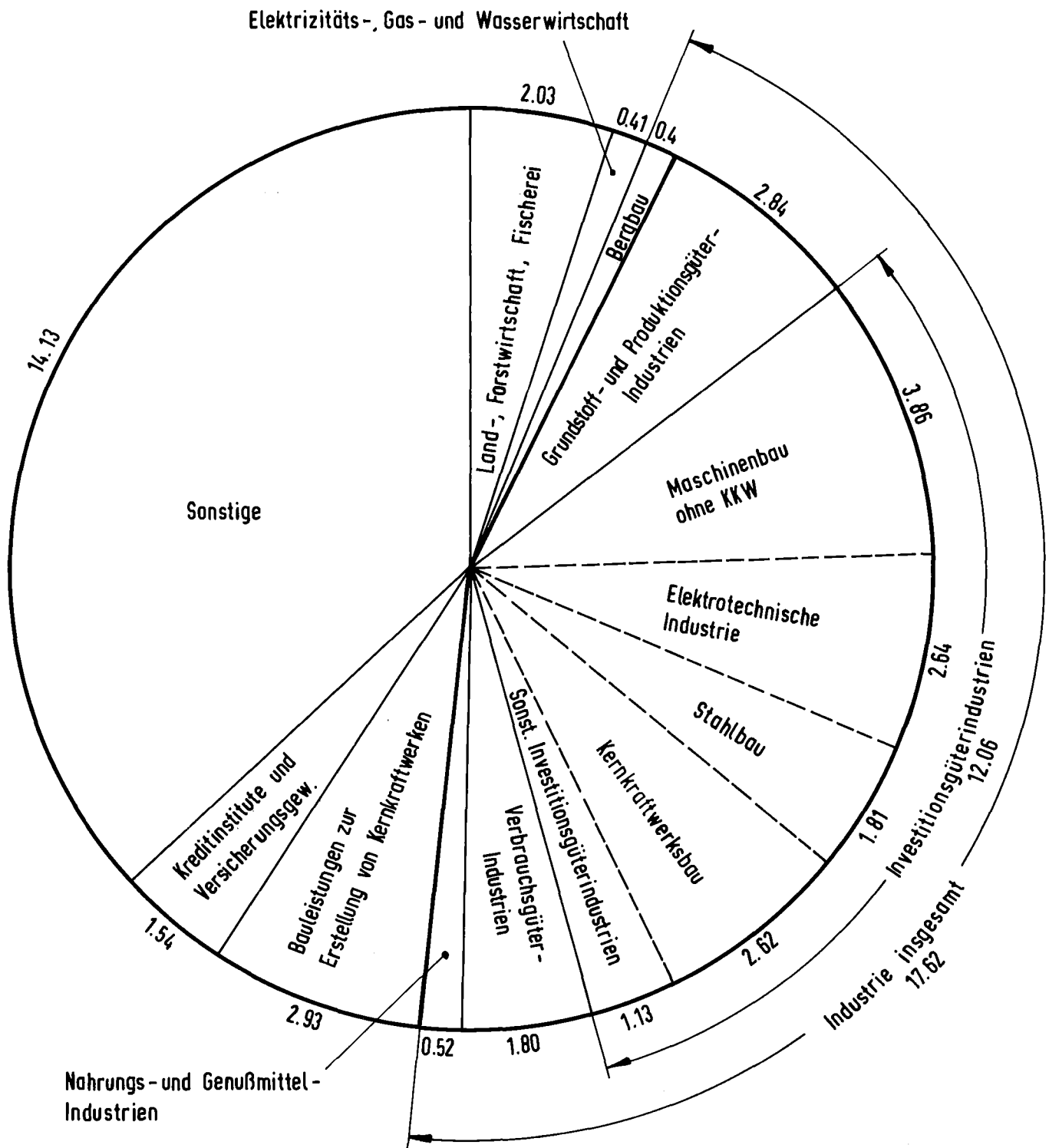


Abb. 3.4
Auswirkungen des Baus eines Kernkraftwerks auf die Erwerbstätigenzahl
in den Wirtschaftszweigen der Bundesrepublik Deutschland

Ges. Beschäftigungseffekt = 38.66
 in 1000 Personen
 (Nach / DJW (1976)⁹⁾)

Der Gesamtbeschäftigungseffekt des Baus eines Kernkraftwerks von 1300 MW beträgt also ca. 39 000 Mannjahre. Mit anderen Worten: Durch den Bau eines Kernkraftwerks werden ca. 39 000 Mannjahre bzw. bei einer Bauzeit von z.B. sechs Jahren durchschnittlich 6500 Mannjahre pro Jahr gebunden.

3.3.1.2 Beschäftigungswirkungen verschiedener Kernenergieausbau-Szenarien

Aufgrund der Ergebnisse dieser DIW-Untersuchung ist es nun möglich, unter bestimmten Annahmen die Beschäftigungseffekte verschiedener Kernenergieausbau-Szenarien zu ermitteln: Für die Untersuchung der Beschäftigungseffekte wurden drei Szenarien erstellt.

3.3.1.2.1 Szenarien für den Kernenergieausbau

Referenzszenario

Das Referenzszenario orientiert sich an den Stromverbrauchsprognosen für die Bundesrepublik Deutschland, die zur Vorbereitung der 2. Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung von den energiewissenschaftlichen Instituten erstellt wurden. Hiernach halten die Institute für 1985 eine installierte Kernkraftwerksleistung von ca. 24 000 MW und für 1990 eine von ca. 40 000 MW für erforderlich. Da bis Anfang 1979 eine Kernkraftwerksleistung von knapp 10 000 MW installiert sein dürfte⁺⁾ , errechnet sich ein Zubaubedarf von ca. 14 000 MW bis 1985 und von ca. 30 000 MW bis 1990. Bei der derzeitigen Standardleistungsgröße für Kernkraftwerke von 1 300 MW würde das bis 1990 einen Zubau von etwa 23 Einheiten erfordern.⁺⁺⁾

⁺⁾ Vgl. hierzu Abschnitt 3.2.1

⁺⁺⁾ In den folgenden Modellrechnungen wird davon ausgegangen, daß nur Kernkraftwerke von der Leistungsgröße 1300 MW zugebaut werden.

Nach der derzeitigen Lage im Kernkraftwerksbau, in der bei mehreren Kernkraftwerksprojekten, für die bereits eine erste Teilerrichtungsgenehmigung (TEG) erteilt wurde, erhebliche Verzögerungen und teilweise auch gerichtlich verfügte Baustops bestehen, ist allerdings bis 1985 nur unter günstigsten Umständen noch ein Zubau von 14 000 MW zu realisieren, d.h. nur wenn bei den Kernkraftwerken mit einer Gesamtleistung von ca. 12 000 MW, für die bereits eine 1. TEG erteilt wurde, ab sofort verzögerungsfrei gebaut werden könnte und wenn für zwei weitere Projekte die Genehmigungsverfahren ohne wesentliche Verzögerungen ablaufen würden.

Ein Ausbau in diesem Umfang müßte in etwa gemäß Abb. 3.5 erfolgen. Um die bisher eingetretenen Verzögerungen bis 1985 aufzuholen, müßte bis spätestens Anfang 1980 mit den derzeit gestoppten Projekten Wyhl, Brokdorf und Grohnde sowie weiteren zwei bisher noch nicht genehmigten Kernkraftwerken begonnen werden. Unterstellt ist hierbei eine Bauzeit inklusive Inbetriebnahme von durchschnittlich sechs Jahren. Zur Erreichung einer Kernenergiekapazität von 40 000 MW im Jahre 1990 müssen im Zeitraum von 1981 bis 1985 durchschnittlich im Jahr zwei bis drei Kernkraftwerke in Bau gehen. Um den Beschäftigungseffekt in den 80er Jahren aufzeigen zu können, müssen noch Annahmen über den Zubau ab 1990 gemacht werden, da Bauarbeiten für nach 1990 in Betrieb zu nehmende Kernkraftwerke natürlich schon in den 80er Jahren anfallen. Orientiert man sich dabei an dem Referenzfall der energiewissenschaftlichen Institute für das Jahr 2000, bei dem für das Jahr 2000 eine Kernenergieleistung von 75 000 MW vorgesehen ist, so müßten auch ab 1990 jährlich 2 bis 3 Kernkraftwerke in Betrieb genommen werden bzw. ab 1986 im Durchschnitt jährlich 2 bis 3 Kernkraftwerke in Bau gehen.

Alternativ-Szenario I

Ausgangspunkt für dieses Szenario (Abb. 3.6) ist die derzeitige Situation, in der für mehrere Kernkraftwerke Baustops verfügt sind und neue Genehmigungen nur sehr zögernd erteilt werden. Das Szenario geht deshalb davon aus, daß von den derzeitig genehmigten Kernkraftwerken mit einer Gesamt-

REFERENZ - SZENARIO für den Kernenergieausbau

GWe/
Reaktorblöcke
1300 MW

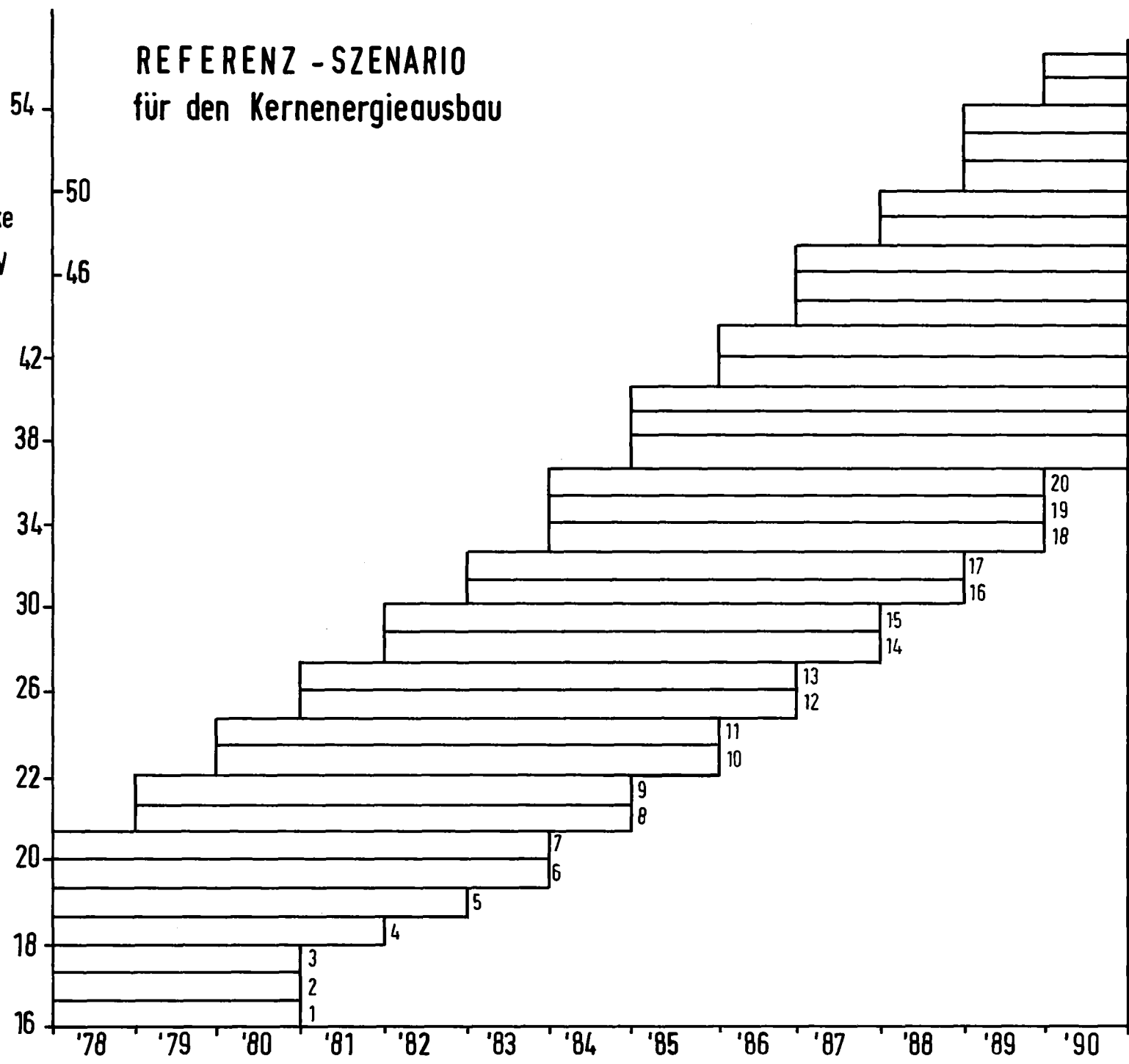
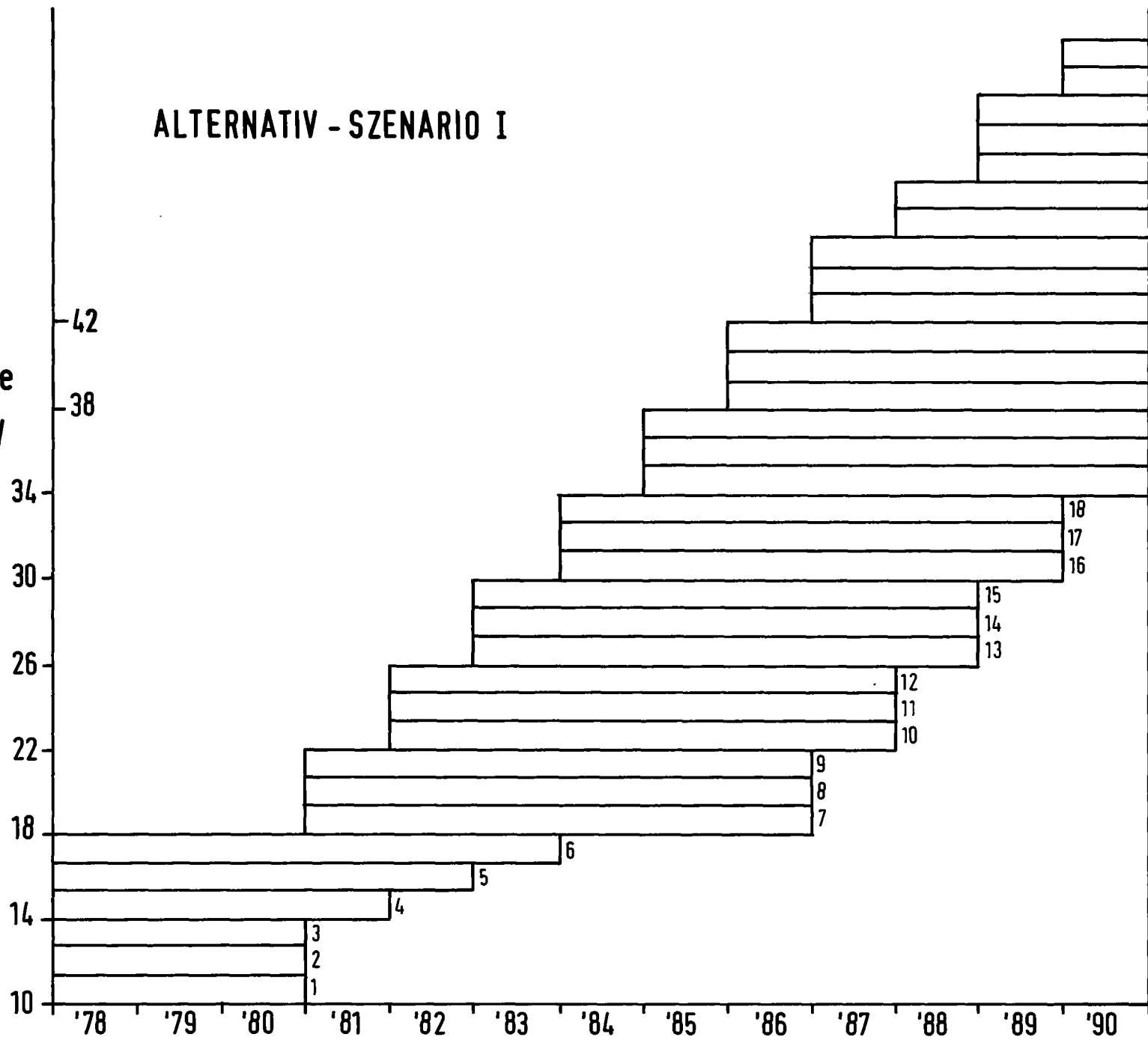


Abb. 3.5

ALTERNATIV - SZENARIO I

GWe/
Reaktorblöcke
1300 MW



3-37

Abb. 3.6

leistung von 12 000 MW bis 1985 nur etwa 8 000 MW fertiggestellt werden. Es wird dabei unterstellt, daß vorerst aufgrund der Vorgeschichte der Standorte Wyhl, Grohnde und Brokdorf und der anhängigen Gerichtsverfahren dort nicht mit dem Bau begonnen wird.

Weiterhin wird angenommen, daß, solange die Entsorgungsfrage politisch nicht zufriedenstellend gelöst, d.h. solange nicht ein Entsorgungsnachweis in Form einer rechtskräftigen 1. Teilerrichtungsgenehmigung (TEG) für das deutsche Entsorgungszentrum vorliegt, keine Teilerrichtungsgenehmigungen für neue Kernkraftwerke erteilt werden. Wenn man davon ausgeht, daß eine 1. TEG für das deutsche Entsorgungszentrum frühestens 1980 erteilt wird, was unter den derzeitigen politischen Konstellationen als optimistisch angesehen werden muß, so würde das bedeuten, daß der Kernenergieausbau erst 1981 fortgesetzt würde.

Dementsprechend wird in diesem Szenario angenommen, daß neue Kernkraftwerke erst ab 1981 wieder in Bau gehen, der Ausbau aber intensiviert wird (drei Kernkraftwerke pro Jahr bis 1986), um die Verzögerungen beim Kernenergieausbau aufzuholen. Ab 1987 erfolgt der Ausbau dann gemäß den Annahmen des Referenzszenarios. Nach diesem Szenario würde 1985 eine Kernenergiekapazität von 18 000 MW und 1990 eine von 37 500 MW zur Verfügung stehen.

Alternativ-Szenario II

Beim Alternativ-Szenario II (Abb. 3.7) wird angenommen, daß sich die Erteilung der 1. TEG für das deutsche Entsorgungszentrum noch weiter verzögert und erst 1982 erfolgt bzw. eine möglicherweise schon früher erteilte 1. TEG wegen Anfechtungen erst 1982 rechtskräftig wird, und daß deshalb bis 1982 keine Genehmigungen für den Bau neuer Kernkraftwerke erteilt werden. Es würde also bis 1982 ein sogenanntes Genehmigungsmoratorium bestehen. 1985 stünde somit, wie beim Alternativ-Szenario I, eine Kernenergiekapazität von 18 000 MW zur Verfügung. Für 1990 ergäbe sich eine Kapazität von knapp 30 000 MW, wenn man ab 1984 einen jährlichen Zubau von 3 Kernkraftwerken unterstellt (1983: 2 Kernkraftwerke).

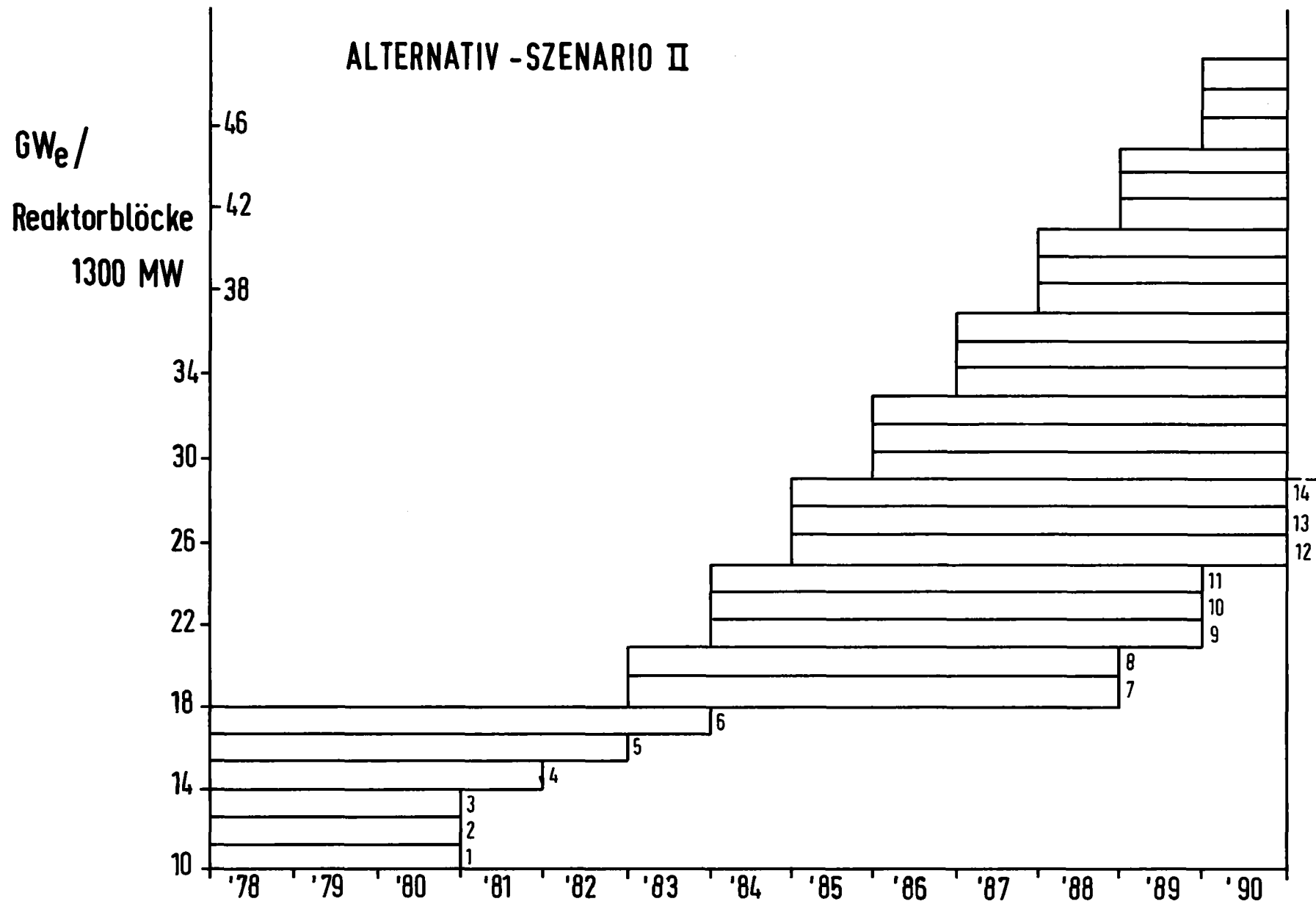


Abb. 3.7

3.3.1.2.2 Prämissen und Ergebnisse der Modellrechnungen

Prämissen der Modellrechnungen

Bevor die Ergebnisse der Modellrechnungen für die drei Szenarien dargestellt werden, ist es notwendig, die Prämissen zu verdeutlichen.

Aufgabe der Modellrechnungen ist es, einen ungefähren Eindruck über die Größenordnung der Beschäftigungseffekte im Falle eines gegenüber dem Referenz-Szenario reduzierten Ausbaus der Kernenergie zu vermitteln. Um diesem Anspruch zu genügen, ist es vertretbar, mit relativ einfachen Annahmen zu arbeiten, zumal es angesichts der ungenügenden empirischen Informationsbasis zweifelhaft ist, ob durch differenziertere Annahmen die Aussagekraft verbessert wird oder die Ergebnisse exakter werden.

Im einzelnen wurden folgende Annahmen getroffen:

(1) Bauzeit

Es wurde davon ausgegangen, daß Beschäftigungseffekte durch den Bau eines Kernkraftwerks sich während eines Zeitraums von sechs Jahren ergeben. Dies kann auch eine kürzere Bauzeit, etwa vier bis fünf Jahre, implizieren, da z.B. die multiplikatorinduzierten Beschäftigungseffekte auch zum Teil noch nach der Fertigstellung des Kraftwerks auftreten können.

(2) Verteilung des Beschäftigungseffektes über die Bauzeit

Hier wurde einerseits mit einer Gleichverteilung des Beschäftigungseffektes über den sechsjährigen Zeitraum gerechnet und andererseits mit einer Verteilung, bei der der Beschäftigungseffekt auf das dritte und vierte Jahr des Bauzeitraums konzentriert ist. Bei letzterer Verteilung, die der Realität näher kommen dürfte⁺⁾ , ergeben sich bei ungleichmäßigem Ausbau stärkere Beschäftigungsschwankungen.

⁺⁾ Der Personaleinsatz auf der Baustelle konzentriert sich nach Facius /FACIUS, H. (1973)/bei vier- bis fünfjähriger Bauzeit auf das dritte und vierte Jahr; der Schwerpunkt der Komponentenfertigung dürfte demgegenüber im 2. und 3. Jahr liegen.

(3) Zukünftiger 'Arbeitsbedarf' zur Erstellung eines Kernkraftwerkes

Es wird angenommen, daß auch in Zukunft bzw. für den Betrachtungszeitraum sich der 'Arbeitsbedarf' zur Erstellung eines Kernkraftwerkes von ca. 39 000 Mannjahren nicht wesentlich ändern wird. Diese Annahme erscheint zwar zunächst problematisch, da mit Sicherheit mit Arbeitsproduktivitätsfortschritten zu rechnen ist. Dies würde zur Folge haben, daß bei sonst gleichen Bedingungen die Zahl der durch den Bau eines Kernkraftwerkes gebundenen Arbeitskräfte bis 1990 von Jahr zu Jahr abnehmen würde. Andererseits dürfte aber auch bis 1990 u.a. durch verstärkte Sicherheitsvorkehrungen das reale Investitionsvolumen für ein Kernkraftwerk weiter ansteigen. Bei der hier getroffenen Annahme der Konstanz des 'Arbeitsbedarfs' wird deshalb implizit unterstellt, daß sich der zusätzliche 'Arbeitsbedarf' durch die Zunahme des realen Investitionsvolumens und die durch Produktivitätsfortschritte bedingten Arbeitskräfteeinsparungen im Durchschnitt kompensieren.⁺⁾ Aufgrund der Schwierigkeiten und Unsicherheiten von Prognosen der sektoralen Produktivitätsentwicklung einerseits und der Entwicklung des realen Investitionsvolumens für Kernkraftwerke andererseits erscheint eine solche Annahme gerechtfertigt.

^{+) M. Bald geht allerdings davon aus, daß unter Zugrundelegung der Arbeitsproduktivität von 1976 durch die sehr starke Zunahme des realen Investitionsvolumens bei Kernkraftwerken inzwischen der Arbeitsbedarf zur Errichtung eines Kernkraftwerkes stark gestiegen ist, nämlich auf 49 000 Mannjahre /BALD, M. (1977)/. Dabei ist allerdings anzumerken, daß diese Berechnungen nicht auf einer sektoralen Analyse der Produktivitätsfortschritte beruhen, sondern die Annahme gemacht wird, daß sich die spezifische Arbeitsproduktivität beim Kernkraftwerksbau wie die durchschnittliche Produktivität in der Industrie entwickelt hat. Zudem ist nicht auszuschließen, daß in Zukunft eine gegenläufige Entwicklung eintritt und die Arbeitskräfteeinsparungen durch Produktivitätsfortschritte die Zunahme des Arbeitsbedarfs durch Erhöhung des realen Investitionsvolumens überwiegen.}

(4) Keine kompensatorischen Investitionen

Zunächst wird davon ausgegangen, daß die durch Bauverzögerungen oder durch ein Moratorium entstehenden Investitionsausfälle nicht durch Investitionen in andere Stromerzeugungstechnologien kompensiert werden.

- (5) Des weiteren gelten natürlich auch alle Prämissen, die der Ausgangsuntersuchung des DIW über die Beschäftigungsauswirkungen des Baus eines Kernkraftwerks zugrundeliegen (vgl. Abschnitt 3.3.1.1.1).

Darstellung der Ergebnisse der Modellrechnungen

Durch Überlagerung der zeitlichen Verteilung des Beschäftigungsbedarfs für den Bau eines Kernkraftwerks und der jährlichen Zubauraten entsprechend den jeweiligen Szenarien läßt sich der jährliche Beschäftigungsbedarf, gemessen in Mannjahren, für die drei Kernenergieausbauszenarien ermitteln. Die Ergebnisse sind in den Abb. 3.8 bis 3.13 dargestellt.

Abb. 3.8 zeigt die zeitliche Entwicklung der aus dem Kernkraftwerksbau resultierenden Gesamtbeschäftigung (einschließliche Multiplikatoreffekt) für die drei Szenarien bei Gleichverteilung des Beschäftigungsbedarfs für ein Kernkraftwerk über den sechsjährigen Bauzeitraum, Abb. 3.9 die Gesamtbeschäftigungsentwicklung für die in der gleichen Abbildung dargestellte zeitliche Verteilung des Beschäftigungsbedarfs.

Aus beiden Abbildungen läßt sich ablesen, daß bei einem Ausbau der Kernenergie gemäß dem Referenzszenario ab 1978 die Beschäftigung ansteigen und sich ab 1985 auf einem Niveau von 90 000 bis 100 000 Mannjahren pro Jahr einpendeln würde. Bei einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von 2 bis 3 Kernkraftwerken mit 1300 MW Leistung, wie er notwendig wäre,

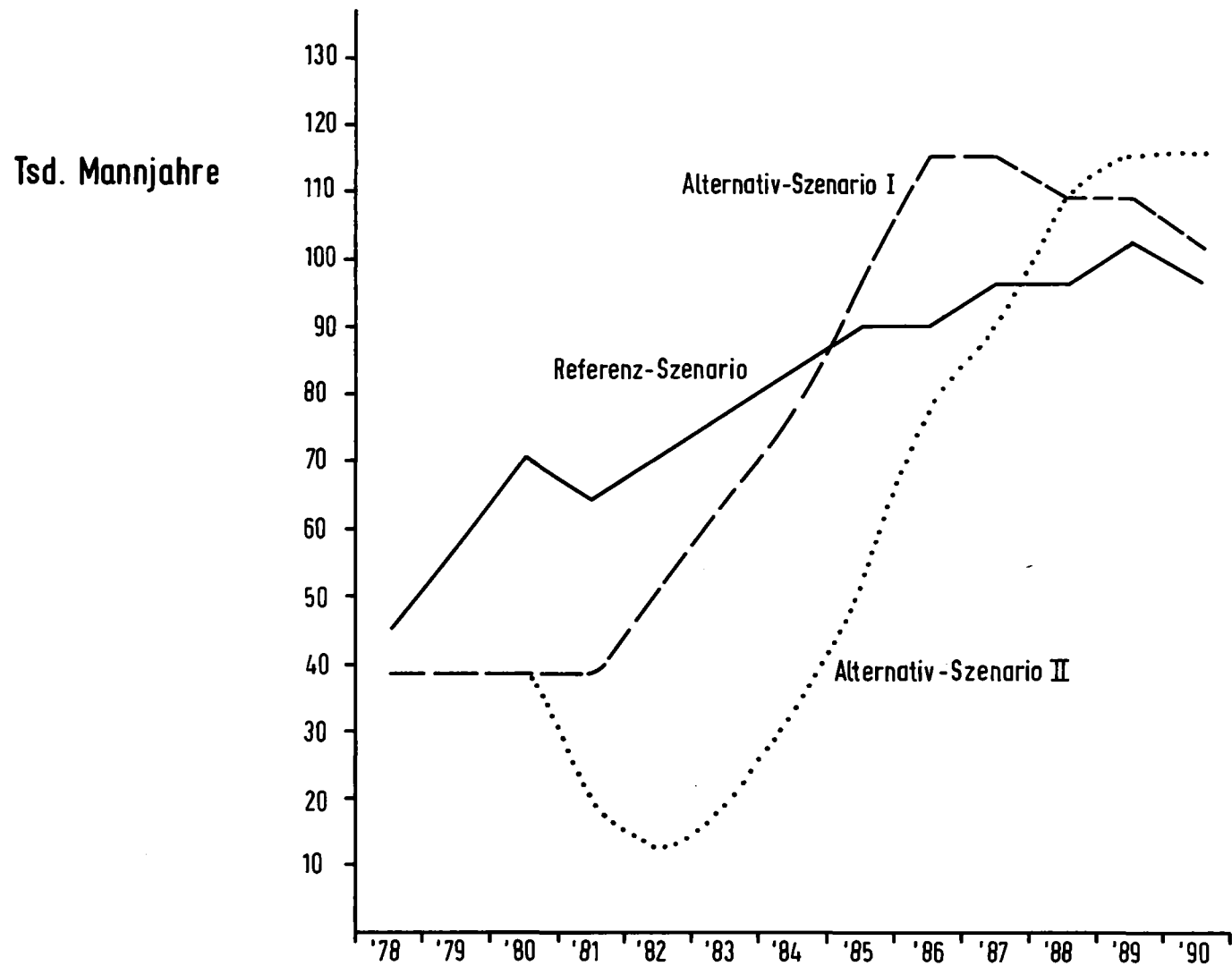


Abb. 3.8 Beschäftigungseffekte (einschließlich Multiplikatoreffekte) verschiedener Ausbau-Szenarien (Gleichverteilung)

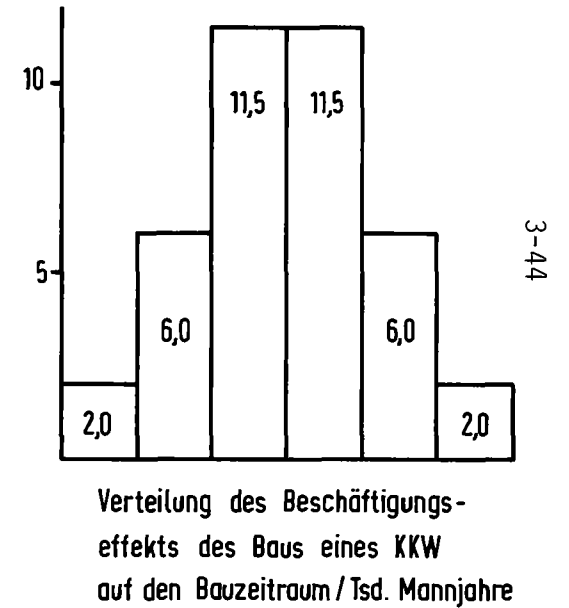
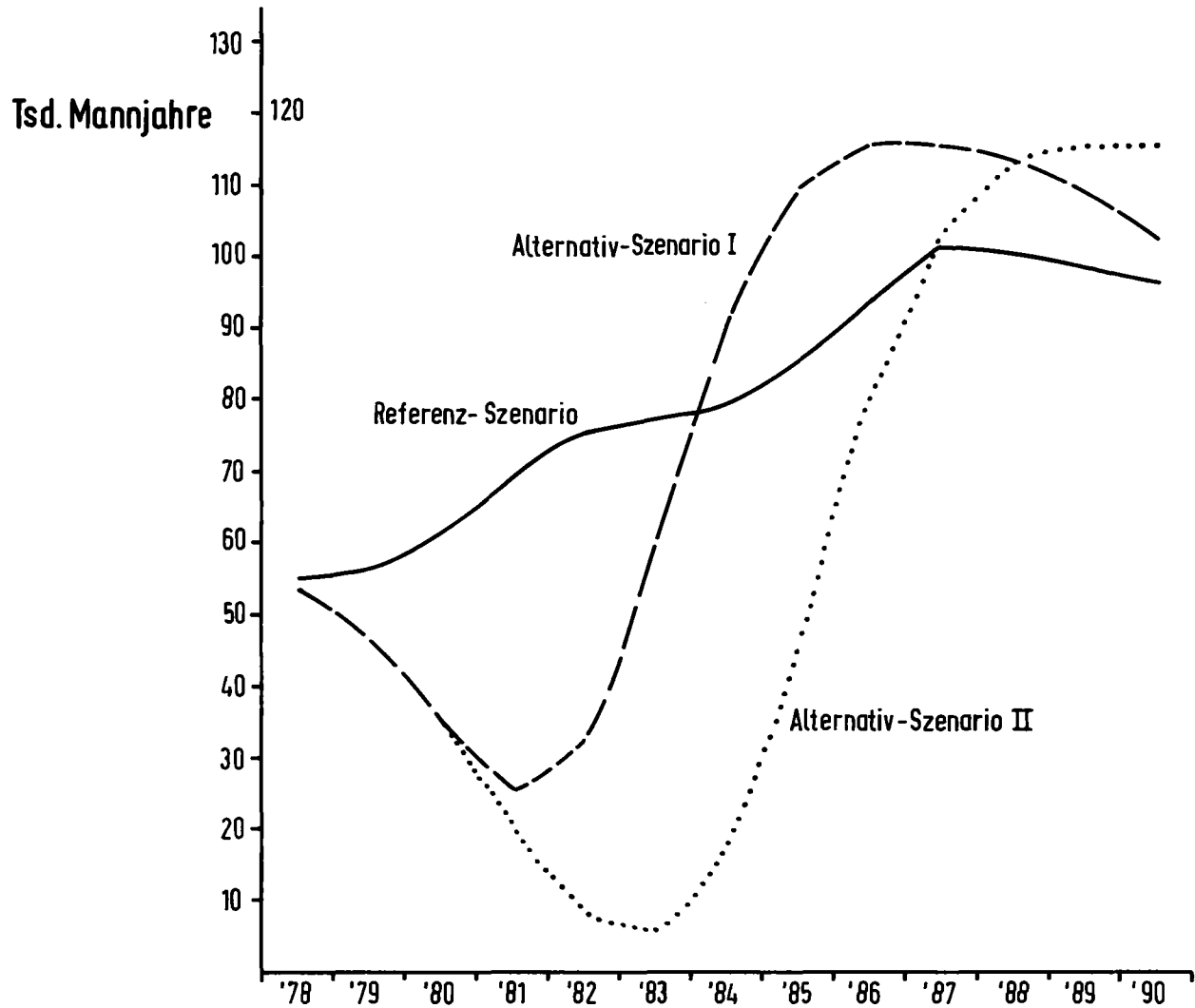


Abb. 3.9 Beschäftigungseffekte verschiedener Ausbau-Szenarien (Ungleichverteilung) (einschließlich Multiplikatoreffekte)

um die für erforderlich gehaltenen Kernenergie-Kapazitäten - 40 000 MW in 1990 und 75 000 MW in 2000 - zu realisieren, würden langfristig im Durchschnitt knapp 100 000 Mannjahre gebunden werden.

Im Falle des Alternativ-Szenarios I stagniert bei 'Gleichverteilung' zunächst die Beschäftigung bis 1981 bei knapp 40 000 Mannjahren und steigt dann sehr stark an; bei 'Ungleichverteilung' sinkt sie zunächst auf 25 000 Mannjahre im Jahr 1981 ab. Dies würde bedeuten, daß bei einer solchen Entwicklung der jetzige Beschäftigungsstand⁺⁾ höchstens gehalten werden könnte. Die Annahme dieses Szenarios, daß nach 1980 versucht wird, den Rückstand gegenüber dem ursprünglich geplanten Ausbau aufzuholen, führt dazu, daß zeitweilig (bei Gleichverteilung ab 1985 und bei Ungleichverteilung ab 1984) die Beschäftigung durch den Bau von Kernkraftwerken um bis zu 25 000 Mannjahre pro Jahr über den Werten der Referenzszenarios liegt.

Im Falle des Alternativ-Szenarios II stellt sich die Beschäftigungslage wesentlich ungünstiger dar. Im Zeitraum 1981 bis 1984 errechnen sich gegenüber dem Referenzszenario Beschäftigungsausfälle von bis zu 60 000 bzw. 70 000 Mannjahre pro Jahr bei Gleichverteilung bzw. Ungleichverteilung des Beschäftigungsbedarfs für ein Kernkraftwerk auf den sechsjährigen Bauzeitraum (Abb. 3.8 und 3.9). Um die Folgen einer solchen Entwicklung für die Kernkraftwerksindustrie und ihre Zulieferer zu verdeutlichen, ist in Abb. 3.10 und 3.11 die Beschäftigungsentwicklung im Bereich der Kernkraftwerksindustrie und ihrer Zulieferer dargestellt, d.h. ohne die Beschäftigungswirkungen durch Multiplikatoreffekte. Bei 'Gleichverteilung' läge im Falle des Alternativ-Szenarios II die Beschäftigung durch den Bau von Kernkraftwerken im Jahre 1982 bei 9000 Mannjahren pro Jahr (Abb. 3.10), bei 'Ungleichverteilung' im Jahr 1983 sogar nur bei ca. 4000 Mannjahren pro Jahr (Abb. 3.11). Im Sektor 'Kernkraftwerksbau', d.h. bei den unmittelbaren Lieferanten von Kernkraftwerken, läge die Beschäftigung

⁺⁾ Beschäftigungsstand durch Inlandsnachfrage

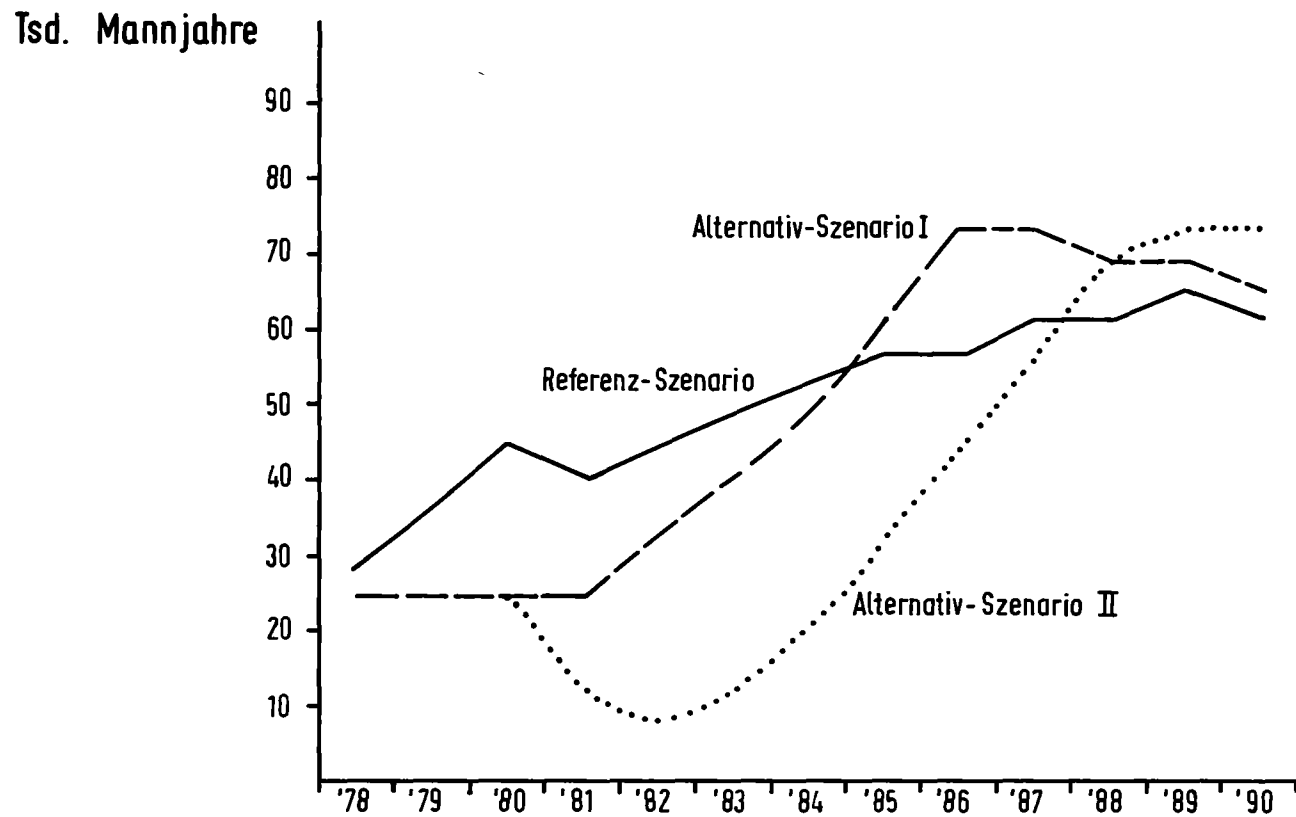
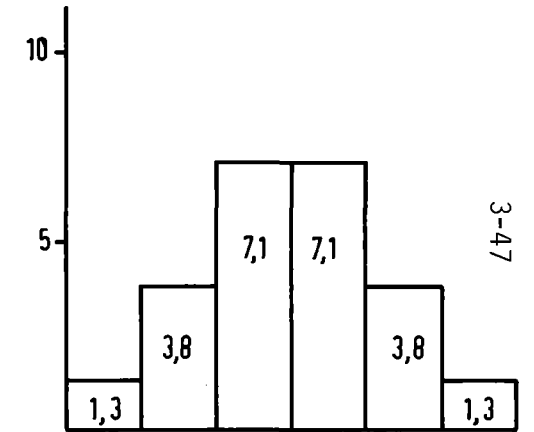
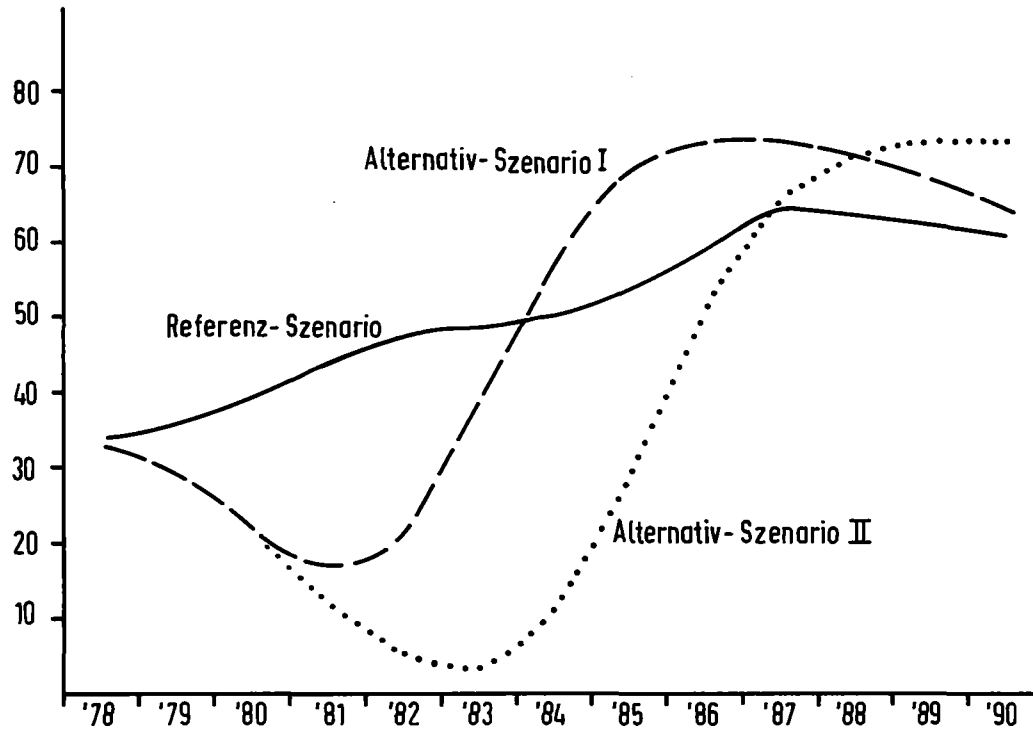


Abb. 3.10 Beschäftigungseffekte verschiedener Ausbau-Szenarien bei den Kernkraftwerksherstellern und ihren Zulieferern (Gleichverteilung)

Tsd. Mannjahre



Verteilung des Beschäftigungseffekts des Baus eines KKW auf den Bauzeitraum / Tsd. Mannjahre

Abb. 3.11 Beschäftigungseffekte verschiedener Ausbau-Szenarien bei den Kernkraftwerksherstellern und ihren Zulieferern (Ungleichverteilung)

bei 'Gleichverteilung' unter 1000 Mannjahren pro Jahr (1982) und bei 'Ungleichverteilung' sogar bei nur 500 Mannjahren pro Jahr (1982 und 1983) (Abb. 3.12 und 3.13).

Eine solche Entwicklung dürfte für die Kernkraftwerksindustrie und das hochqualifizierte kerntechnisch ausgebildete Personal schwerwiegende Folgen haben. Es ist nicht anzunehmen, daß in diesem Fall das hochqualifizierte Personal von den betroffenen Unternehmen gehalten werden könnte. Ein Abbau dieses Personals wäre gleichbedeutend mit einem know-how-Verlust für die betroffenen Unternehmen. Schwerwiegende Konsequenzen dieser Art könnten dann nur durch Ausweitung des Exportmarktes verhindert werden. Welche Aussichten hierfür bestehen, wird an anderer Stelle behandelt (Kapitel 6).

Die hier präsentierten Ergebnisse geben zunächst nur einen Überblick über den Beschäftigungsbedarf bei verschiedenen Kernenergieausbauszenarien, anhand dessen insbesondere die Beschäftigungswirkungen für die Kernenergieindustrie und ihre Zulieferer verdeutlicht und die strukturellen Beschäftigungsprobleme im Falle von Verzögerungen beim Kernenergie-Ausbau aufgezeigt werden können. Diese Ergebnisse sagen aber noch nichts über die Bedeutung des Kernenergie-Ausbaus im Hinblick auf die gesamtwirtschaftliche Beschäftigungssituation aus, d.h. darüber, ob ein planmäßiger ungestörter Ausbau der Kernenergie zur Schaffung neuer zusätzlicher Arbeitsplätze führt bzw. ob Verzögerungen im Kernenergie-Ausbau - gesamtwirtschaftlich gesehen - zum Verlust von Arbeitsplätzen führen. Um auf diese Frage Antworten geben zu können, muß geprüft werden, ob die Annahmen, die den Modellrechnungen zugrundeliegen, in der derzeitigen wirtschaftlichen Situation zutreffend sind.

Im einzelnen sind folgende Fragen zu klären:

- (1) Führt das geplante Kernenergie-Ausbauprogramm unter Berücksichtigung der Ausbauplanungen für andere Kraftwerkstypen zu einer Er-

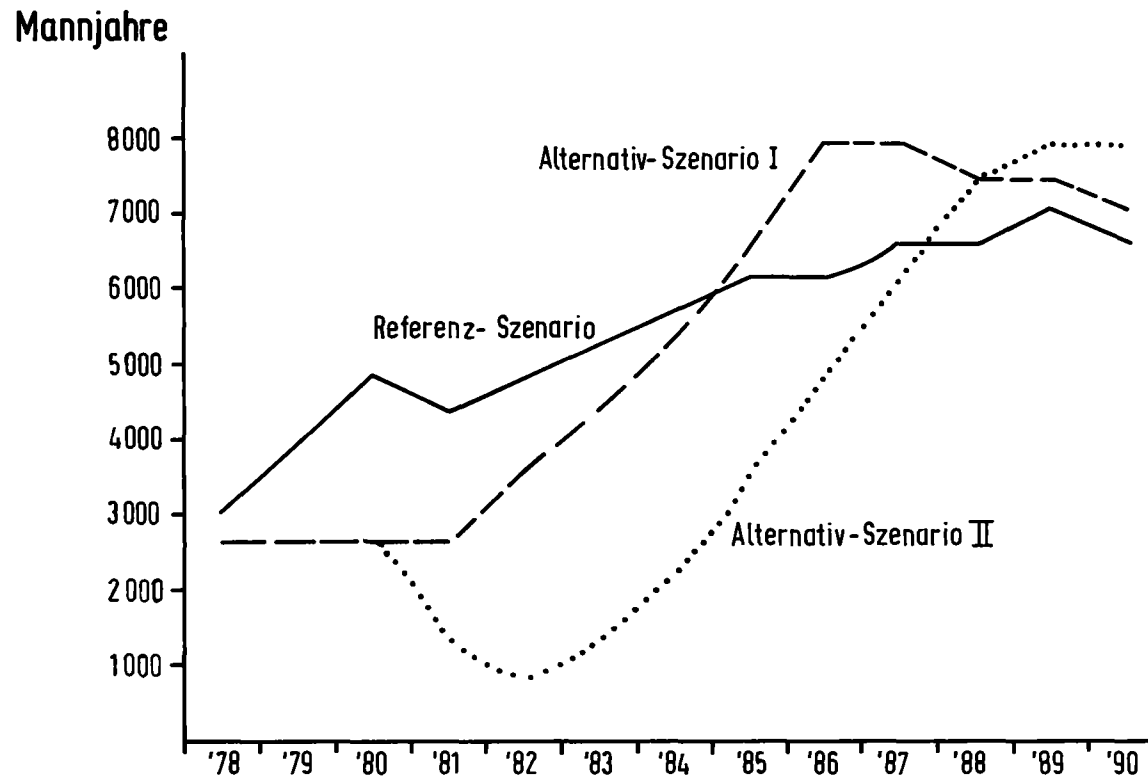


Abb. 3.12 Beschäftigungseffekte verschiedener Ausbau-Szenarien im Sektor 'Kernkraftwerksbau' (Gleichverteilung)

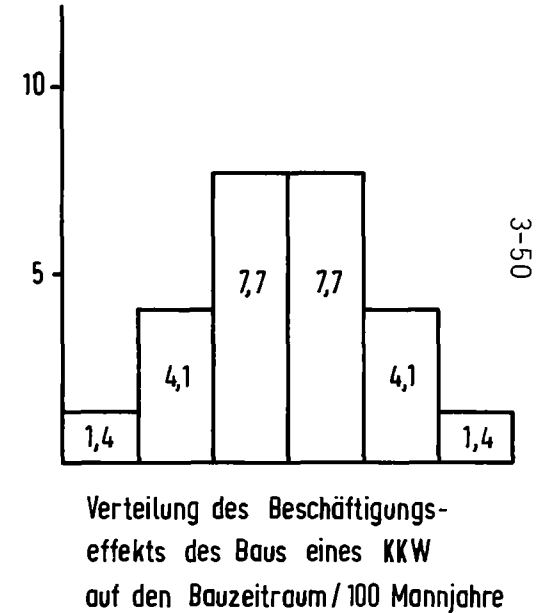
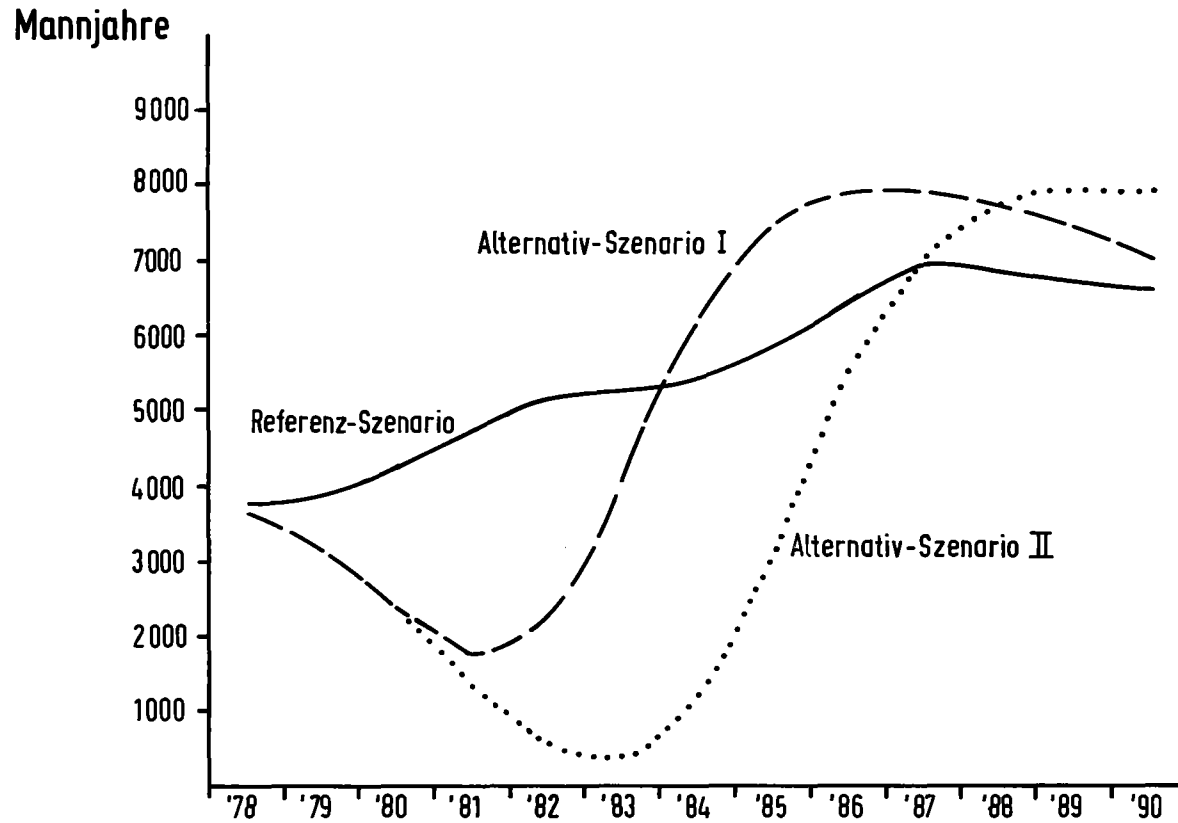


Abb. 3.13 Beschäftigungseffekte verschiedener Ausbau-Szenarien im Sektor 'Kernkraftwerksbau' (Ungleichverteilung)

höhung der Nachfrage bei den am Kraftwerksbau beteiligten Industrien ? Mit positiven Nettobeschäftigungseffekten ist nämlich nur zu rechnen, wenn sich die Gesamtnachfrage in diesen Industrien erhöht.

- (2) Wie ist der derzeitige Auslastungsgrad der personellen Kapazitäten in den am Kraftwerksbau beteiligten Industrien ? Liegt nämlich eine Unterauslastung vor, so wird eine Nachfrageerhöhung in diesen Industrien nicht in voller Höhe auf dem Arbeitsmarkt wirksam.
- (3) Bei einem gestörten Ausbau der Kernenergie, z.B. entsprechend Alternativ-Szenario II, wäre zusätzlich zu prüfen, ob und inwieweit der Ausfall von Kernkraftwerksinvestitionen durch Investitionen in Alternativ-Strategien, z.B. durch Investitionen in fossile Kraftwerke, kompensiert werden kann.

ad 1) Für die Entwicklung der Inlandsnachfrage nach Kraftwerken sind die Planungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den Bruttoausbau der Kraftwerkskapazitäten (Neubau und Ersatzbau) entscheidend. Um zu überprüfen, ob sich das Nachfragevolumen in Zukunft erhöhen wird, ist ein Vergleich des für die Zukunft erwartbaren Ausbaus mit dem Ausbau in der Vergangenheit notwendig.

Zunächst soll der Nettoausbau betrachtet werden. Hier kann man davon ausgehen, daß die zukünftige Stromverbrauchsentwicklung die wichtigste Bestimmungsgröße für den Nettoausbau ist. Nach den schon mehrfach zitierten Strombedarfsprognosen der energiewissenschaftlichen Institute wird für den Zeitraum von 1975 bis 1985 mit einem durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs von 5,6 %, von 1985 bis 1990 mit einem Zuwachs von 4,2 % gerechnet. Diese prognostizierten Wachstumsraten liegen unter den durchschnittlichen Wachstumsraten der Vergangenheit (1960 bis 1975 durchschnittlich 6,3 % pro Jahr). Entsprechend ist auch mit vergleichsweise geringeren Nettoausbauraten für die Zukunft

zu rechnen. Die energiewissenschaftlichen Institute halten aufgrund ihrer Prognosen unter Einplanung der notwendigen Reservehaltungen einen Ausbau von ca. 84 000 MW⁺⁾ auf 110 000 MW bis 1985 und auf 132 000 MW bis 1990 für erforderlich. Danach errechnet sich ein durchschnittlicher jährlicher Netto-Zubau von ca. 3250 MW bis 1985 und von knapp 4500 MW zwischen 1986 und 1990. Dies ergibt für den gesamten Betrachtungszeitraum von 1978 bis 1990 einen durchschnittlichen jährlichen Zubau von ca. 3700 MW. Die jährlichen Nettozubauraten im Zeitraum von 1970 bis 1977 einschließlich lagen aber deutlich höher, nämlich bei ca. 4400 MW.

Selbst wenn man unterstellt, daß der Arbeitsbedarf zur Erstellung von Kraftwerken trotz Arbeitsproduktivitätsfortschritten durch die Erhöhung der Kapitalintensität bei Kraftwerksanlagen gegenüber der Vergangenheit gestiegen ist⁺⁺⁾ und in Zukunft noch steigen wird, läßt sich folgern, daß sich für den Kraftwerksbau und seine Zulieferer aus dem zukünftigen Nettoausbau bis 1985 wahrscheinlich keine globalen Beschäftigungseffekte positiver Natur ergeben werden, sondern der derzeitige Beschäftigungsstand günstigstenfalls gehalten werden kann.

Eher ist zu erwarten, daß aus dem Ersatzbau von Kraftwerken belebende Wirkungen auf die Beschäftigungslage ausgehen. Insbesondere aufgrund der Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke, von denen 1978

+) Stand Ende 1977

++) Empirische Untersuchungen über die Beschäftigungseffekte des Kraftwerksbaus, die einen intertemporalen Vergleich ermöglichen würden, liegen nicht vor. Aus der Erhöhung des realen Investitionsvolumens pro kW zu installierender Leistung kann nicht ohne weiteres auf höhere Beschäftigungswirkungen geschlossen werden, da der gegenläufige Effekt von Arbeitsproduktivitätsfortschritten berücksichtigt werden muß.

46 % zwischen 11 und 20 und 26 % mehr als 20 Jahre alt waren, wäre bei diesen u.a. auch unter umweltpolitischen Gesichtspunkten ein verstärkter Ersatzbau wünschenswert. Das Volumen des zukünftigen Ersatzbaus und damit auch die möglichen Beschäftigungswirkungen sind aber schwer abzuschätzen, da die Politik der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in diesem Bereich von verschiedenen Faktoren beeinflusst wird; insbesondere die Unsicherheiten in der Genehmigungspraxis für Kohlekraftwerke dürften zur Zeit hemmend wirken. Berücksichtigt man die Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke und den Bestand (ca. 30 000 MW im Jahre 1976, das entspricht ca. 35 % der verfügbaren Engpaßleistung), so müßte aber bei einer Normalisierung der Genehmigungspraxis in den 80er Jahren ein nennenswertes Ersatzbauvolumen zu erwarten sein.

ad 2) Hinsichtlich der Kraftwerkskapazität in der Bundesrepublik Deutschland liegen nur Angaben für den Bereich des Baus von Kernkraftwerken vor, die auf Mitteilungen der maßgeblichen Hersteller basieren. Nach diesen Informationen könnten pro Jahr mindestens sechs neue Kernkraftwerke in Auftrag genommen werden, wobei die Industrie bei ihren Absatzplanungen davon ausgeht, daß diese Kapazitäten je zur Hälfte durch Inlands- und Auslandsnachfrage auszulasten sind. Zur Zeit dürften diese Kapazitäten vor allem wegen der Verzögerungen bei den Genehmigungen und beim Bau von Kernkraftwerken im Inland nicht voll ausgelastet sein, zumal auch durch Exportaufträge der Ausfall an Inlandsnachfrage nicht voll ausgeglichen wird.

Allerdings ist anzunehmen, daß personelle "Vorhaltekapazitäten" vornehmlich im Bereich der hochqualifizierten Arbeitsplätze bestehen, was durch Verlautbarungen der Kernkraftwerkshersteller auch bestätigt wird. Es ist deshalb anzunehmen, daß bei einer Erhöhung der Nachfrage vornehmlich bei den mittleren und niederen Qualifikationen positive Beschäftigungseffekte ausgelöst werden.

ad 3) Grundsätzlich läßt sich feststellen, daß globale negative Beschäftigungseffekte durch Verzögerungen oder Ausfall von Kernkraftwerksinvestitionen vermieden werden könnten, wenn stattdessen andere Kraftwerkstypen gebaut würden, z.B. Kohlekraftwerke. Untersuchungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung /DIW (1976)^{b)} zeigen nämlich, daß durch den Bau von Kohlekraftwerken mit einer einem Kernkraftwerk von 1300 MW in etwa entsprechenden Leistung (2 Blöcke mit je 700 MW) ungefähr ebenso viele Mannjahre (ca. 38 000) gebunden werden wie durch den Bau eines Kernkraftwerks. Geht man davon aus, daß Regierung und Elektrizitätswirtschaft alles tun werden, um Stromversorgungsschwierigkeiten wegen der damit verbundenen kaum übersehbaren wirtschaftlichen Konsequenzen zu vermeiden, so ist anzunehmen, daß man bei weiteren Verzögerungen oder gar einem langjährigen Moratorium im Kernenergie-Ausbau versuchen würde, den Ausfall von Kernkraftwerksleistung durch den Bau zusätzlicher neuer Kohlekraftwerke wenigstens teilweise auszugleichen.^{+) Durch die Priorisierung der Kohle in der 2. Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung könnten hierzu politisch die Weichen bereits gestellt sein. In einem solchen Fall würden die negativen Beschäftigungseffekte durch Ausfall von Kernkraftwerksinvestitionen, sieht man von den strukturellen Beschäftigungseffekten ab, teilweise kompensiert. Eine volle Kompensation ist dagegen zumindest kurz- und mittelfristig unwahrscheinlich, da die Elektrizitätswirtschaft wegen der unsicheren Lage und der wirtschaftlichen Vorteile der Kernenergie hinsichtlich des Zubaus neuer Kohlekraftwerke zunächst sehr vorsichtig disponieren dürfte und Kapazitätsengpässe möglicherweise auch durch Verschiebung von Stilllegungen auffangen würde.}

Schlußfolgerungen

Bezüglich der Beschäftigungseffekte des zukünftigen Kraftwerksausbaus lassen sich also zusammenfassend folgende Schlußfolgerungen ziehen:

- (1) Der Beschäftigungseffekt eines Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten (Kernkraftwerke und andere Kraftwerke), wie er aufgrund der prognostizierten Strombedarfsentwicklung notwendig erscheint, würde darin bestehen, daß per Saldo bestenfalls die bisher durch den

^{+) Dies setzt allerdings voraus, daß die gegenwärtig bei Kohlekraftwerken bestehenden Genehmigungsprobleme gelöst werden (vgl. Abschnitt 3.2.3).}

Kraftwerksbau gebundenen Arbeitsplätze auch weiterhin gesichert werden könnten, da die Ausbauraten in Zukunft aufgrund der prognostizierten Abflachung des Stromverbrauchswachstums voraussichtlich niedriger sein dürften als in der Vergangenheit. Bei einer Normalisierung der Genehmigungspraxis dürften aber durch den Ersatz von Kraftwerken, insbesondere durch Ersatz überalterter Kohlekraftwerke, zusätzliche Beschäftigungsimpulse zu erwarten sein.

Geht man allerdings von der realistisch erscheinenden Annahme aus, daß die Verzögerungen im Kernenergie-Ausbau anhalten werden, so wäre eine - sich aber bisher nicht abzeichnende - Entwicklung in Richtung eines Ausbaus der Kernenergie gemäß dem Referenzszenario schon als eine beschäftigungspolitische Entlastung zu betrachten. Der durch die derzeit nicht nur bei Kernkraftwerken, sondern auch bei Kohlekraftwerken bestehenden Genehmigungsschwierigkeiten bedingte Investitionsstau führt dazu, daß Beschäftigungsmöglichkeiten nicht genutzt werden, die bei normaler Abwicklung der Investitionsprogramme realisierbar wären. Allerdings sollte einschränkend angemerkt werden, daß es voraussichtlich auch ohne die Genehmigungsschwierigkeiten aufgrund der sich abzeichnenden Abflachung des Stromverbrauchswachstums zu einer zeitlichen Streckung der ursprünglich geplanten Ausbauprogramme, die noch erheblich über dem Ausbauvolumen des hier zugrundegelegten Referenzszenarios lagen, gekommen wäre.^{+))}

- (2) Grundsätzlich könnten Beschäftigungsausfälle durch Ausfall oder Verzögerung von Kernkraftwerksinvestitionen (Alternativ-Szenarien I und II) durch Investitionen in Kohlekraftwerke kompensiert werden. Kurzfristig, bezogen auf die derzeitige Situation im Kraftwerksbau, muß

^{+))} Vgl. z.B. das erste Energieprogramm der Bundesregierung, in dem bis zum Jahre 1985 ein Ausbau der Kernenergie auf 45 GW vorgesehen war, oder die 'Eckwerte zur 2. Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung von 1977', in denen noch 30 GW im Jahre 1985 anvisiert wurden.

diese Aussage jedoch relativiert werden. Würde man sich zu einer solchen Alternativ-Strategie entschließen, wozu man möglicherweise durch weiter anhaltende Verzögerungen im Kernenergie-Ausbau gezwungen werden könnte, so müßten die dann auftretenden drei- bis vierjährigen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung der Kraftwerksprojekte berücksichtigt werden. Selbst wenn hierbei keine Verzögerungen aufträten, würde sich an der derzeitigen durch die Verzögerungen im Kernenergie-Ausbau bedingten unbefriedigenden Beschäftigungslage im Kraftwerksbau vorerst kaum etwas ändern. Außerdem ist ein vollständiger Ausgleich des Ausfalls von Kernenergie-Leistung durch Neubau anderer Kraftwerke zumindest kurz- und mittelfristig unwahrscheinlich, da die Elektrizitätswirtschaft hinsichtlich des Zubaus von Kohlekraftwerken zunächst sehr vorsichtig disponieren dürfte und das Kapazitätsproblem z.B. auch durch Verschiebung von Stilllegungen zu entschärfen versuchen würde.

- (3) Bei weiter anhaltenden Verzögerungen im Kernkraftwerksbau, z.B. im Falle eines Genehmigungsmoratoriums (wie im Alternativ-Szenario II angenommen), ist besonders auf Beschäftigungsprobleme struktureller Natur hinzuweisen. Je länger ein solches Moratorium andauern würde, umso problematischer würde es für die Unternehmen der kerntechnischen Industrie werden, ihre spezifisch kerntechnisch qualifizierten Mitarbeiter zu beschäftigen. Ein Abbau dieses Personals könnte die wissenschaftlich-technische Wettbewerbsfähigkeit der kerntechnischen Industrie gefährden und damit auch die Exportmöglichkeiten verbauen. Außerdem dürften neue qualifikationsadäquate Beschäftigungsmöglichkeiten für diese Arbeitskräfte nur schwer zu finden sein.

3.3.2 Beschäftigungspolitische Folgen unzureichender Stromversorgung

Im Zusammenhang mit den Verzögerungen im Kernenergie-Ausbau ist vielfach auf die schwerwiegenden ökonomischen Folgen einer unzureichenden Stromversorgung hingewiesen worden. Insbesondere die beschäftigungspolitischen Folgen werden den Befürwortern eines Kernenergie-Moratoriums vorgehalten.

Es erklärt sich fast von selbst, daß Stromversorgungsschwierigkeiten unmittelbar zu Störungen der Produktions- und Wirtschaftsabläufe führen und damit auch Auswirkungen auf die Beschäftigungssituation haben. Strom ist nämlich bei gegebener technischer Ausstattung im Produktions- und Haushaltssektor kurzfristig kaum substituierbar. Der Umfang der Produktions- und Beschäftigungsausfälle hängt natürlich vom Ausmaß der Stromversorgungsschwierigkeiten ab. Betreffen die Stromversorgungsschwierigkeiten nur die absoluten Spitzenbedarfszeiten, so dürfte es möglich sein, durch selektive Maßnahmen, z.B. durch zeitweilige Abschaltungen im Haushaltsbereich, Produktions- und Beschäftigungsausfälle weitgehend zu vermeiden (vgl. Abschnitt 3.2.3). Anders ist die Situation zu beurteilen, wenn die Stromversorgungsschwierigkeiten ein größeres Ausmaß annähmen und nicht auf Spitzenbedarfszeiten beschränkt wären. Produktions- und Beschäftigungsausfälle größeren Umfangs dürften sich dann nicht vermeiden lassen. Diese Effekte dürften noch dadurch verstärkt werden, daß Stromrationierungsmaßnahmen nachhaltig das wirtschaftliche Klima beeinflussen und die Investitionsneigung und das Konsumverhalten beeinträchtigen dürften. Die Produktions- und Beschäftigungsausfälle würden dadurch noch weit höher sein, als es die Verknappung des Stroms eigentlich erfordern würde. Um das Ausmaß solcher Folgen zu demonstrieren, wurden von verschiedenen Stellen Gutachten über mögliche Auswirkungen einer Stromlücke erstellt. So berechnete das Deutsche Atomforum /DEUTSCHES ATOMFORUM (August 1977)/ für drei verschiedene Szenarien über Verzögerungen beim Kernkraftwerksausbau (dreijähriges, sechsjähriges und zehnjähriges Moratorium) gesamtwirtschaftliche Beschäftigungsausfälle in Höhe von einer Million zusätzlicher Arbeitsloser bei allen Szenarien im Jahre 1985 und von fast 8 Millionen im Jahre 1995 im Falle eines zehnjährigen Moratoriums. Das DIW /DIW (August 1977)/ ermittelte im Auftrage des Bundeswirtschaftsministeriums die volkswirtschaftlichen Auswirkungen zweier Szenarien (Szenario I: Beendigung des Ausbaus der Kernenergie mit einer installierten Leistung von 20 000 MW im Jahre 1985; Szenario II: Beendigung des Ausbaus der Kernenergie bei 6450 MW installierte Leistung im Jahre 1976). Gegenüber einem Basisszenario über den Ausbau der Kernenergie, das sich an den Eckwerten zur 2. Fortschreibung

des Energieprogramms der Bundesregierung vom Frühjahr 1977 orientierte, ergaben sich bei linearer Verteilung der Stromfehlmengen über die Verbrauchssektoren folgende Beschäftigungsauswirkungen im Jahre 1990: Bei Szenario I eine Verminderung der Beschäftigtenzahl um 1,5 Mio und bei Szenario II um 2,9 Mio Beschäftigte.

Auch durch selektive Rationierungsmaßnahmen dürften bei größeren Stromversorgungsschwierigkeiten die volkswirtschaftlichen Schäden kaum in spürbarem Maße vermindert werden können. Das DIW bemerkt in seinem Gutachten zu dem Vorschlag, etwaige Stromfehlmengen selektiv zu verteilen, z.B. durch Beschränkungen der Produktion in stromintensiven Industriezweigen, daß "ein selektives Vorgehen ohne Rücksicht auf die traditionell gewachsenen interindustriellen Verflechtungen starke Ungleichgewichte hervorrufen wird" /DIW (August 1977), S. 41-42/. Das heißt, daß durch ein solches Vorgehen natürlich auch die Zuliefersektoren dieser Industrien betroffen wären. Es ist deshalb anzunehmen, daß voraussichtlich die Effekte bei einem selektiven Vorgehen nicht günstiger sein würden als bei linearer Verteilung der Stromfehlmengen, wenn man diese Kreislaufwirkungen berücksichtigt. Abgesehen davon ist eine solche Strategie unter den derzeitigen ordnungspolitischen Gegebenheiten auch kaum durchsetzbar, da eine gesetzliche Basis für derartige Produktionssteuerungen nicht existiert.

Bei der Interpretation der Ergebnisse dieser Gutachten des Atomforums und des DIW sollten auch folgende Punkte beachtet werden:

- (1) Es handelt sich um Status-quo-Prognosen, die von einer Strukturkonstanz beim Stromverbrauch ausgehen, im Falle des DIW-Gutachtens insbesondere von einer Proportionalität zwischen Stromverbrauch und Produktionsvolumen. Bei einem Prognosezeitraum von 12 Jahren ist diese Annahme problematisch; denn es ist anzunehmen,

daß bei sich abzeichnenden Stromversorgungsproblemen Anpassungsreaktionen der Stromverbraucher erfolgen⁺⁾ .

- (2) Mögliche psychologische Sekundäreffekte von Stromversorgungsschwierigkeiten auf Verhaltensweisen von Unternehmen und Verbrauchern werden nicht analysiert.
- (3) Schließlich sind sowohl die Annahmen der Gutachten über die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs als auch die Annahmen der Szenarien über die mögliche Entwicklung der Zubausituation inzwischen überholt.

Als Fazit ist festzustellen, daß Stromversorgungsschwierigkeiten wegen ihrer beträchtlichen, kaum übersehbaren volkswirtschaftlichen Folgen auf jeden Fall vermieden werden müssen. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, daß sich anders als z.B. beim Öl-Boykott durch die arabischen Staaten im Jahre 1973 etwaige Stromversorgungsschwierigkeiten relativ frühzeitig abzeichnen dürften und deshalb auch noch ein gewisser zeitlicher Spielraum für gegensteuernde Maßnahmen gegeben sein würde. Größere Stromversorgungsschwierigkeiten dürften 3 bis 5 Jahre im voraus mit relativ großer Sicherheit voraussehbar sein, da für einen solchen Zeitraum sowohl die Stromverbrauchsentwicklung als auch die Kraftwerkskapazitätsentwicklung in etwa überschaubar sind. Bei einem solchen zeitlichen Spielraum könnten im Notfall u.a. durch Verschiebung von Stilllegungen und möglicherweise auch durch Neubau von Spitzenlastkraftwerken, deren Planungs- und Bauzeit geringer ist als bei Grundlastkraftwerken, Stromversorgungsschwierigkeiten zunächst überbrückt werden, bis eine langfristige, durchsetzbare energiewirtschaftliche Lösung für die Stromversorgung gefunden ist.

⁺⁾ Dies sollte nicht als Kritik an diesem Gutachten aufgefaßt werden, denn Sinn eines solchen Gutachtens kann es gerade sein, die negativen Folgen bestimmter Entwicklungen unter Status-quo-Bedingungen aufzuzeigen, um gegensteuernde Maßnahmen auszulösen.

Literatur zu Kapitel 3

ATOMWIRTSCHAFT

Neue Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland 1978
atw, April 1978, S. 164-177

BALD, M.

Beschäftigungseffekte durch Bau und Betrieb von Kraftwerken
atw, Oktober 1977, S. 518

BMFT / FICHTNER

Forschungsbericht T 77-36
Technologien zur Einsparung von Energie
Stuttgart, Juli 1977

BUNDESREGIERUNG

Zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung
Drucksache 8/1357 vom 19.12.1977

DEUTSCHES ATOMFORUM

Konsequenzen des vom F.D.P.-Hauptausschuß geforderten Kernenergie-
Moratoriums
Bonn, im August 1977

DEUTSCHE BP

Energie 2000
Hamburg 1977

DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT

Bericht 1976 und Bericht 1977
Heidelberg, Juli 1977 bzw. Juli 1978

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)

Auswirkungen des Baus eines Kernkraftwerks auf Produktion und Erwerbs-
tätigenzahl - Ergebnisse einer Input-Output-Analyse
DIW-Berichte, Heft 26-27 (1976), S. 256-259 (1976)^a

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)

Auswirkungen des Baus und des Betriebs eines Steinkohlenkraftwerks
auf Produktion und Erwerbstätigenzahl - Ergebnisse einer Input-
Output-Analyse

DIW-Wochenbericht 48, 2. Dezember 1976

(1976)^b

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung)

Volkswirtschaftliche Auswirkungen durch eine Beeinträchtigung des
Baus von Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland
Gutachten im Auftrage des Bundesministers für Wirtschaft, Bonn
Berlin, im August 1977

DIW, EWI, RWI (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin;
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität
Köln; Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirt-
schaftsforschung, Essen)

Die künftige Entwicklung der Energienachfrage in der Bundesrepublik
Deutschland und deren Deckung
Essen 1978

FACIUS, H.

Bau- und Montageerfahrungen bei LWR-Kernkraftwerken
atw, April 1973, S. 199-203

GESAMTVERBAND DES DEUTSCHEN STEINKOHLBERGBAUS

Steinkohle 1976/77 und 1977/78

Essen 1977 bzw. 1978

KLAUDER, W., SCHNUR, P.

Mögliche Auswirkungen der letzten Rezession auf die
Arbeitsmarktentwicklung bis 1990

Beiträge 16 zur Arbeitsmarkt- und Berufsforschung des Instituts für
Arbeitsmarkt- und Berufsforschung (IAB)

Nürnberg 1977, S. 89-119

KLÖSS, K.Ch.

Entwicklung der netzseitigen Anforderungen an die
Spitzenversorgung

Elektrizitätswirtschaft, Sonderdruck Nr. 2593 (1973)

LUTHER, G.

Ein kostengerechter Elektrizitäts-Tarif mit stärkerem Anreiz zur
rationelleren Energieanwendung
Brennstoff-Wärme-Kraft, 30(1978)1, S. 7-10

PISCHNER, R., STÄGLIN, R.

Darstellung des um den Keynes'schen Multiplikator erweiterten offenen
statischen Input-Output-Modells
Mitteilungen des Instituts für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung der
Bundesanstalt für Arbeit, 3(1976), S. 345-357

SCHMITT, D.

Kohle statt Kernenergie?
Wirtschaftsdienst des HWWA-Instituts
April 1977, S. 188-193

STEGER, U.

Die Stromversorgung 1985 - Eine Analyse des Bedarfs und
seiner Deckung
WSI-Mitteilungen 8/1977, S. 495-505

STOY, B., KIOKA, U.

Senkung des Stromverbrauchs von Elektro-Großgeräten im Haushalt
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 7(1977), S. 487-504

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.)

Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1977
Frankfurt 1978

4. Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken

4.1 Einleitung

Die Kernenergie wird in der nächsten Zukunft nur zur Stromerzeugung genutzt werden. Die Kosten der Kernenergienutzung werden sich daher in den Stromkosten niederschlagen. Lange Zeit war dabei unbestritten, daß die Kernenergie aufgrund ihrer niedrigen Stromgestehungskosten im Grundlastbereich einen Beitrag zur Stabilisierung der Strompreise leisten würde. Neuerdings werden dagegen auch Zweifel an der überlegenen Wirtschaftlichkeit der Kernenergie angemeldet. Die Stromgestehungskosten seien - wenn überhaupt - nur noch in einem schmalen Bereich der Grundlast ein wenig geringer als die Kosten bei anderen Primärenergieträgern /RIEMER, H.-L. (1977), REICHERT, K. (1977)/. Bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung sei kein Kostenvorteil mehr vorhanden /IRSCH, N. (1977)/. Als Hauptargumente werden dabei angeführt:

- der Anstieg der Investitionskosten bei Kernkraftwerken,
- die Preissteigerungen für Natururan und Trennarbeit,
- die wahrscheinlich hohen Kosten für Wiederaufarbeitung und Endlagerung,
- die ungesicherten Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke,
- die im Zusammenhang mit der Stromerzeugung Dritten oder der Allgemeinheit entstehenden Kosten, die sogenannten sozialen Kosten.

Untersuchungen aus jüngster Zeit kommen allerdings zu dem Ergebnis, daß der Kostenvorteil des Kernenergiestroms beträchtlich ist /SCHMITT, D. (1977)/. Kohlestrom ist nach diesen Rechnungen in keinem Lastbereich günstiger als Kernstrom.

Im folgenden soll untersucht werden, ob sich diese Argumente als zutreffend erweisen. Schwergewichtig soll dabei der Frage nachgegangen werden, welche Faktoren und Fragestellungen zu berücksichtigen sind, wenn sinnvolle Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der Nutzung verschiedener Primärenergieträger zur Stromerzeugung gemacht werden sollen.

Zunächst müssen zwei Einschränkungen gemacht werden: (1) Nach den energiepolitischen Vorstellungen der Bundesregierung sollen in nächster Zukunft nur Steinkohle- und Kernkraftwerke zugebaut werden. Die Kapazitäten der Kraftwerke auf Braunkohlebasis oder der Wasserkraftwerke sind fast nicht weiter ausbaufähig. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich kann daher auf den Vergleich von Kohle- und Kernkraftwerken beschränkt werden. (2) Gegenstand von zu treffenden Entscheidungen sind neu zu erstellende Kraftwerksanlagen. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich ist daher für geplante Anlagen vorzunehmen. Allerdings soll versucht werden zu klären, inwieweit die bestehende Kraftwerksstruktur die Wirtschaftlichkeit projektierter Anlagen beeinflussen kann.

Die Analyse der Kosten der Stromerzeugung wird in drei Schritten durchgeführt.

In einem ersten Schritt (Abschnitt 4.2) sollen die Stromerzeugungskosten in einzelwirtschaftlicher (betriebswirtschaftlicher) Kalkulation ermittelt werden. Dabei soll es weniger darauf ankommen, neue Rechnungen anzustellen, als vielmehr darzustellen, wie zuverlässig die mit den bisher entwickelten Methoden der Kostenrechnung gewonnenen Ergebnisse sein können. Eine besondere Schwierigkeit besteht darin, Aussagen über die zeitliche Entwicklung der einzelnen Kostengestehungsfaktoren zu machen. Für Zeiträume von 10-15 Jahren sind bei gut begründeten Annahmen noch sinnvolle Voraussagen möglich. Längerfristige Angaben können nur den Charakter von plausibel erscheinenden Trends haben.

Eine weitere Schwierigkeit kann häufig darin bestehen, daß die gesetzlichen und wirtschaftspolitisch bestimmten Rahmendaten die Ausgangssituationen von Kostenrechnungen zu unterschiedlich werden lassen, um einen sinnvollen Vergleich zu ermöglichen. Dies trifft besonders für alle Arten von mehr oder minder versteckten Subventionen bzw. staatlich administrierten Preisen zu.

Im zweiten Schritt (Abschnitt 4.3) soll untersucht werden, inwieweit die bis dahin gewonnenen Ergebnisse durch Berücksichtigung der technischen, gesetzlichen und betrieblichen Randbedingungen der Elektrizitätswirtschaft verändert werden.

In einem dritten Schritt (Abschnitt 4.4) wird eine volkswirtschaftliche Kostenbetrachtung versucht. Hier ergeben sich vielfältige Probleme bei der Eingrenzung zu berücksichtigender Kostenfaktoren, bei der Zurechnung solcher Kostenfaktoren und bei ihrer Erfassung und Quantifizierung. Dies trifft mehr oder weniger für alle Arten von sozialen Kosten zu, die in Form von staatlichen Vorleistungen (zum Beispiel Forschungs- und Entwicklungsausgaben und Subventionenzahlungen) und als Folgeleistungen sowie durch Benachteiligung Dritter oder der Allgemeinheit entstehen können.

4.2 Vergleich der Stromerzeugungskosten bei einzelwirtschaftlicher Kalkulation

Wie schon in der Einleitung erwähnt, soll der Kostenvergleich für neu zu erstellende Anlagen erfolgen. Gegenstand des Vergleichs sind Kohlekraftwerke (730 MWe Bruttoleistung) mit Rauchgasentschwefelungsanlagen und Leichtwasserreaktoren (1300 MWe Bruttoleistung) vergleichbar mit dem Typ Biblis.

Für den Vergleich müssen alle in Zusammenhang mit dem Kraftwerksbau und -betrieb anfallenden Kosten berücksichtigt werden. In einer Grob-

einteilung können Kapitalkosten, Brennstoffkosten und Betriebskosten unterschieden werden.

Kapitalkosten sind alle Kosten für den Bau von Kraftwerken sowie für Genehmigungs- und Prüfverfahren. Bei Kernkraftwerken kommen noch die Kosten für den Erstkern und (je nach Kalkulationsart) für Entsorgung dazu.

Brennstoffkosten sind die Kosten für Kohle (einschließlich Transportkosten) bzw. die Kosten für den nuklearen Brennstoffkreislauf.

Betriebskosten sind die Aufwendungen für Betriebspersonal, Instandhaltung und Reparatur sowie für eingesetzte Verbrauchsstoffe (Kraftstoffe, Wasser etc.). Ein gesonderter Posten ist bei Kernkraftwerken die Nuklearhaftpflicht, die auch den Betriebskosten zugerechnet wird.

Alle Kosten - und auch die zu erwartenden Erlöse - fallen zu unterschiedlichen Zeiten an. Für den Kostenvergleich muß daher ein Bewertungsverfahren herangezogen werden, das diese Tatsache berücksichtigt.

Üblicherweise werden die Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung verwendet. Dabei kann die Berechnung der Stromerzeugungskosten nach zwei Methoden erfolgen, der Barwertmethode und der Annuitätenmethode.

4.2.1 Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung: Barwertverfahren und Annuitätenverfahren

Beim Barwertverfahren werden alle während der gesamten Bau- und Betriebszeit des Kraftwerks anfallenden Kosten auf einen einheitlichen Zeitpunkt auf- bzw. abgezinst. Die Summe der so erhaltenen Kostenbeträge

stellt den Kostenbarwert dar. Ebenso wird ein Stromerzeugungsbarwert errechnet, indem die jährlich erzeugten Strommengen mit Abzinsungsfaktoren multipliziert und dann addiert werden. Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten erhält man, indem man den Kostenbarwert durch den Stromerzeugungsbarwert dividiert. In Formeldarstellung

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n K_i q^{-i}}{\sum_{i=1}^n E_i q^{-i}}$$

k = mittlere Stromerzeugungskosten pro Kilowattstunde auf der Preisbasis zum Kalkulationszeitpunkt

K_i = Summe der im Jahr i (Bauzeit oder Betriebszeit) angefallenen Kosten (Preisbasis: Kalkulationszeitpunkt)

q = $1 + r$ = Zinsfaktor
 r = kalkulatorischer Zinssatz, der eventuell auch einen Zuschlag enthalten kann, der das Investitionsrisiko berücksichtigt

E_i = Summe der im Jahr i erzeugten (bzw. zu erzeugenden) Elektrizitätsmengen in kWh

Der Index i läuft vom Beginn der Bauzeit bis zum Ende der Betriebszeit.

Die so ermittelten Stromerzeugungskosten stellen damit denjenigen durchschnittlichen Mindestlös in DM/kWh dar, der die Differenz von Kostenbarwert und Erlösbarwert zu Null werden läßt.

Beim Annuitätenverfahren werden die Stromerzeugungskosten definiert als jährliche Durchschnittskosten dividiert durch die jährlich produzierte Strommenge. Die jährlichen Durchschnittskosten setzen sich aus 2 Anteilen zusammen, den Fixkosten und den variablen (d.h. nur in Zusammenhang mit der Stromproduktion entstehenden) Kosten.

Fixkosten sind dabei alle Kosten, die auch dann entstehen würden, wenn kein Strom produziert wird. Dazu gehören Aufwendungen für den Kapitaldienst, Personalkosten, je nach Kalkulationsart Rücklagen für Entsorgung bzw. Stilllegung von Kernkraftwerken, Versicherungskosten und Steuern. Ihr jährlicher Durchschnittswert wird - soweit er nicht unmittelbar angebbar ist (z.B. Personalkosten) - über die Annuität ermittelt. Dies bedeutet, daß alle während der Bauzeit anfallenden Zahlungen, die den Fixkosten zuzurechnenden Anteile der Betriebskosten und der Brennstoffkosten und die Rückstellungen für die Entsorgung und Stilllegung zu einem Barwert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme zusammengefaßt werden. Dieser Barwert wird dann in gleiche Jahresbeträge nach den Regeln der Rentenrechnung über die Umwandlung eines Kapitalbetrages in eine am Jahresende fällig werdende Rente in gleichbleibender Höhe aufgeteilt. Die jährlichen Fixkosten (soweit sie nicht direkt angegeben werden können) ergeben sich damit zu

$$K_{\text{fix}} = K_0 \cdot a$$

$$= K_0 \cdot \frac{q^n(q - 1)}{q^n - 1}$$

$q = 1 + r = \text{Zinsfaktor}$ ($r = \text{Zinsfuß}$)

$K_0 = \text{Fixkostenbarwert}$

$n = \text{Lebensdauer des Kraftwerks}$ (bei den Baukosten =

$a = \text{Annuität}$ Abschreibungsdauer)

Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten werden dann ermittelt, indem man die genannten Fixkosten durch die jährlich angenommene Nutzungsdauer dividiert und die variablen Kosten (im wesentlichen Brennstoffkosten und Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe) addiert.

$$\tilde{k} = \frac{K_F}{T} + V ;$$

\tilde{k} = mittlere Stromerzeugungskosten

K_F = K_{fix} + k' = gesamter Festkostenanteil

k' = direkt angegebbarer Festkostenanteil

T = Jahresnutzungsdauer in h/a

V = variable Kosten

Beim nuklearen Brennstoffkreislauf muß allerdings in einem gesonderten Rechenverfahren die Aufspaltung der Kosten in festen und variablen Anteil erfolgen.

Der Unterschied zwischen den beiden Verfahren liegt in folgendem: Bei der Barwertmethode werden alle Kosten und Strommengen auf einen Zeitpunkt auf- bzw. abgezinst. Beim Annuitätenverfahren werden dagegen die innerhalb eines Zeitabschnittes (üblicherweise ein Jahr) anfallenden Kosten und Strommengen der Kalkulation zugrundegelegt.

Die Barwertmethode ist am absoluten Gewinn orientiert. Sie begünstigt Investitionen mit hohem Kapitaleinsatz und langer Nutzungsdauer /VDEW (1966)/. Dies braucht hier allerdings nicht weiter berücksichtigt zu werden, da der Wirtschaftlichkeitsvergleich von gleicher Kraftwerkslebensdauer ausgeht. Die Anwendung der Barwertmethode erfordert Informationen über die Realkostenentwicklung und wahrscheinliche Stromproduktion über die gesamte Kraftwerkslebensdauer. Können darüber plausible Angaben gemacht werden, so dürfte diese Methode zu den besseren Vergleichsmöglichkeiten führen /MICHAELIS, H. (1977^a)/.

Die Annuitätenmethode orientiert sich an durchschnittlichen Jahresgewinnen. Methodisch werden bei ihr Investitionen mit kürzerer Nutzungsdauer begünstigt /VDEW (1966)/. Zunächst werden mit dieser Methode die Stromerzeugungskosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Kraftwerks berechnet. Werden weitere Annahmen über die Kostenentwicklungen gemacht, so können auch für spätere Zeiten die mittleren jährlichen Stromerzeugungskosten ermittelt werden. Für Vergleichszwecke sollten allerdings die Kosten am Betriebsbeginn herangezogen werden, da eine Ermittlung der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage nur nach der Barwertmethode erfolgen kann /VDEW (1966)/.

Die Vielfalt der einzelnen Kostenfaktoren zwingt dazu, überschaubare Modelle zu verwenden. Im folgenden sollen die zur Berechnung der Kapital-, Brennstoff- und Betriebskosten verwendeten Konzepte näher erläutert werden.

4.2.2. Zusammensetzung und Einflußgrößen der Erzeugungskosten

4.2.2.1. Kapitalkosten

Der Bau moderner Kraftwerke erfordert umfangreiche Planungsarbeiten und Vorbereitungszeiten. Schon lange vor dem eigentlichen Baubeginn entstehen Kosten für das Baugrundstück und dessen Vorbereitung, für Genehmigungs- und Prüfverfahren, Zinsleistungen und Versicherungen. Einzelne Kraftwerkskomponenten und Teile des nuklearen Brennstoffkreislaufs müssen lange voraus bestellt und zwischenfinanziert werden. Die Zinsleistungen sind dabei erheblich und können zum Beispiel für den Erstkern bei Kernreaktoren ca. 45 % der Kosten ausmachen. /STEPHANY, M. (1975)/.

Während der eigentlichen Bauzeit fallen Kosten für Löhne, Baumaterial und Kraftwerksteile an. Höhe und Zeitpunkte der Einzelzahlungen hängen

vom Finanzierungsmodus, Baufortschritt und erwarteter Kostensteigerung während der Bauzeit ab.

Für die Rechnung geht man davon aus, daß alle mit dem Kraftwerksbau zusammenhängenden Kosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme bekannt sind. Alle Einzelbeiträge werden auf diesen Zeitpunkt aufgezinst und addiert. Die so erhaltene Summe stellt den Kapitalbarwert dar, der während der steuerlichen Lebensdauer verzinst und amortisiert werden muß.

Die Rechnung wird üblicherweise mit den spezifischen Anlagekosten in DM/kW durchgeführt. Das sind diejenigen Preise, die die Anbieter von schlüsselfertigen Anlagen zum Zeitpunkt der Vertragsvereinbarung fordern.

$$K_A = \text{Abschlußpreis (DM/kW)}$$

Zusätzlich werden berücksichtigt:

- Bauherreneigenleistungen

Darunter fallen sämtliche Aufwendungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Grundstücke, Bauplanungs- und -vorbereitungsmaßnahmen, Genehmigungs- und Prüfverfahren, Anschluß an die Stromverteilung etc.

Sie werden pauschal als bestimmter Prozentsatz des Abschlußpreises berechnet.

$$K_B = K_A \cdot r ; \quad r = \text{prozentualer Anteil}$$

- Bauzinsen

Alle Einzelzahlungen müssen bis zum Inbetriebnahmezeitpunkt verzinst werden. Zur Berechnung dieser Zinsleistungen sind Annahmen über Zeitpunkt und Größe der Einzelzahlungen zu machen. Man rechnet z.B. mit konstanten Beiträgen pro Jahr während der gesamten Bauzeit /TRENKLER, H. (1976)/. Andere Autoren gehen von komplizierteren Kostenverläufen während der Bauzeit aus /WOITE, G. (1976), BOHN, T., u.a. (1977)/.

Der Zinsfaktor setzt sich aus Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsfuß zusammen.

Die während der Bauzeit zu zahlenden Steuern werden wie Zinsen in Prozentsätzen des investierten Kapitals berechnet. Formal kann daher der Steuersatz dem Zinsfaktor zugeschlagen werden. Für die Bauzinsen kann dann formal errechnet werden:

$$K_{BZ} = \int_0^{K_A + K_B} q t(J) dJ - (K_A + K_B) \quad (1)$$

$$t(J) = T_B - J^{-1}(J)$$

$$T_B = \text{Bauzeit}$$

$$J(t) = \text{Verlaufsfunktion des kumulierten Investitionskapitals in Abhängigkeit von der Zeit (die Umkehrfunktion } t(J) \text{ muß eindeutig konstruierbar sein)}$$

$$q = 1 + r_1 + r_2 = \text{Zinsfaktor}$$

$$r_1 = \text{Mischzinsfuß aus Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsfuß}$$

$$r_2 = \text{Steuersatz}$$

- Preissteigerungen während der Bauzeit

Die meisten Verträge für Kraftwerksbauten werden wegen zu erwartender inflationärer Preissteigerung mit Preisgleitklauseln abgeschlossen. Dies bedeutet, daß Kraftwerkserstellungspreise ganz oder in Bruchteilen an die Preisentwicklung anderer Kostenfaktoren angepaßt werden (z.B. 1/6 des Kraftwerkspreises bleiben fest, 2/6 steigen mit der Materialkostenentwicklung und 3/6 mit der Lohnkostenentwicklung).

In Formeldarstellung:

$$K_{PG} = \int_0^{K_A + K_B} (a + bq_1^{t(J)} + cq_2^{t(J)}) q^{t(J)} dJ \quad (2)$$

$$- \int q^{t(J)} dJ + (K_A + K_B)$$

- a = Festanteil
- b = Materialkostenanteil
- c = Lohnkostenanteil
- q_1 = Steigerungsrate des Materialkostenanteils
- q_2 = Steigerungsrate des Lohnkostenanteils

Der Gesamtbarwert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme berechnet sich demnach zu

$$K_0 = K_A + K_B + K_{BZ} + K_{PG} = \int_0^{K_A + K_B} (a + bq_1^{t(J)} + cq_2^{t(J)}) q^{t(J)} dJ \quad (3)$$

Dieser Betrag muß während der steuerlichen Lebensdauer verzinst und amortisiert werden. Wie die dafür jährlich zu leistenden Zahlungen beim Annuitätenverfahren ermittelt werden, ist vorher schon dargestellt worden.

Beim Barwertverfahren wird der Kapitaldienst über die jährlich vorzunehmenden Abschreibungen ermittelt. Die einzelnen Jahresbeträge müssen auf den Kalkulationszeitpunkt abgezinst werden.

Die Kosten für Entsorgung und Stilllegung des Kraftwerks werden häufig auch den Kapitalkosten zugerechnet. Da für diese Kostenfaktoren noch keine verbindlichen Angaben gemacht werden können, berechnet man Kosten über die jährlich einem Rücklagefonds zuzuweisenden Beträge.

4.2.2.2. Brennstoffkosten

In den Steinkohlekraftwerken wird der Brennstoff direkt eingesetzt. Zur Berechnung der Kosten sind daher die zum Kalkulationszeitpunkt geltenden Brennstoffpreise zugrundezulegen. Für spätere Inbetriebnahmezeiten müssen Preissteigerungen berücksichtigt werden (Schwantag-Formel). Zusatzkosten, etwa in Form von Aufwendungen für kurzfristige Vorratshaltung, werden im allgemeinen nicht berücksichtigt. Dies gilt nicht für die Transportkosten, die je nach Kraftwerksstandort berücksichtigt werden müssen.

Für Kernkraftwerke ist die Ermittlung der Brennstoffkosten viel schwieriger, da die in den Reaktor eingesetzten Brennelemente erst Ergebnis eines langwierigen und komplizierten Produktionsvorganges sind, bei dem in jeder Phase Kosten anfallen und daher zu berücksichtigen sind.

Als Kalkulationsgrundlage wird der bisher vorgesehene "Brennstoffkreislauf" herangezogen. Danach sollen die abgebrannten Brennelemente nach einer Zwischenlagerung in einer Wiederaufarbeitungsanlage verarbeitet werden. Wiederverwendungsfähiges spaltbares Material soll abgetrennt werden und zur erneuten Fabrikation von Brennelementen verwendet werden. Die radioaktiven Abfälle sollen einem geeigneten Endlager zugeführt werden. In der Kalkulation sind alle Teilab-

schnitte des Brennstoffkreislaufs zu berücksichtigen, da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen Leistungen für einzelne Produktions- und Entsorgungsschritte z.Zt. bei jeweils verschiedenen Auftragnehmern kontrahieren müssen. Im einzelnen entstehen Kosten für Natururan-gewinnung, Konversion in UF_6 , Anreicherung des U 235, Brennelement-fertigung und (je nach Kalkulationsart) für die Wiederaufarbeitung und Endlagerung der Abfälle. Zusätzlich fallen Kosten für den Transport der Brennelemente und der radioaktiven Abfälle an.

Die Berechnung der gesamten Brennstoffkreislaufkosten führt wieder auf das Problem der Bewertung von Aufwendungen, die zu unterschiedlichen Zeiten in unterschiedlicher Höhe gemacht werden müssen. Grundsätzlich können daher auch hier die Kosten nach dem Barwertverfahren oder dem Annuitätenverfahren ermittelt werden.

Beim Barwertverfahren wird der gesamte Brennstoffkreislauf während der vorgesehenen Lebensdauer in einem Modell simuliert. Jede einzelne Komponente zur Herstellung von Brennelementen bzw. deren Entsorgung kann berücksichtigt werden. Dies ist allerdings nur in einem aufwendigen Computerprogramm möglich. Werden alle Kostengestehungsfaktoren auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst und durch den "Stromerzeugungsbarwert"⁺⁾ dividiert, so stellt dieser Wert denjenigen Betrag dar, der anteilig im Mittel erlöst werden muß, damit die Summe der diskontierten Einnahmen und Ausgaben für den Brennstoffkreislauf gleich Null wird.

Bei der Annuitätenmethode werden alle Kostenfaktoren in einen Festanteil und einen Arbeitsanteil aufgespalten. Dies führt im einzelnen zu ebenfalls aufwendigen Rechenverfahren /SCHMIEDEL, P. (1975)/.

+) Siehe Abschnitt 4.2.1.

Stark vereinfacht kann der Festanteil mit den Kosten für den Erstkern gleichgesetzt werden. (In diesem Fall werden diese Kosten nicht den Kapitalkosten zugeschlagen.) Dies kann damit begründet werden, daß ein vollständiger Kern zur Betriebsaufnahme benötigt wird, der vorfinanziert werden muß und auch dann als Kostenanteil auftritt, wenn keine Energie erzeugt wird. Der Arbeitsanteil besteht dann in den Kosten für den Ersatz verbrauchter Brennstäbe, für Transporte und (je nach Kalkulationsart) für die Entsorgung. Die spezifischen Arbeitskosten (Dpf/kWh) sind als Quotient des Arbeitsanteils und der erzeugten Elektrizitätsmenge zu berechnen. Für die Festkosten muß ihr spezifischer Anteil über die Annuität und den angenommenen Auslastungsgrad ermittelt werden.

4.2.2.3. Betriebskosten

Betriebskosten sind alle direkt mit dem Betrieb und der Unterhaltung der Kraftwerke verbundenen Kosten. Dazu gehören die Aufwendungen für die direkten Betriebsmittel (ohne Brennstoff), die Reparatur- und Wartungskosten sowie die Kosten für das Betriebspersonal. Einige Kostenfaktoren müssen als Festkosten betrachtet werden. Ihr Beitrag zu den Stromerzeugungskosten wird über den Auslastungsgrad bestimmt.

4.2.2.4 Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von Änderungen einzelner Kostenfaktoren

Eine Beurteilung der mit diesen Methoden berechneten Stromerzeugungskosten ist nur möglich, wenn angegeben werden kann, wie groß die Schwankungsbreite der berechneten Werte bei realistischen Annahmen über Änderungen der einzelnen Kostenparameter wird.

Wir beschränken uns dabei auf die Annuitätenmethode, weil sie zu leichter durchschaubaren Ergebnissen führt. Die Auswahl der betrachteten Kostenparameter orientiert sich an den Fragestellungen, die zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie vorherrschend gewesen sind.

- Anlagekosten

Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke sind heute hinsichtlich ihres Abschlußpreises nicht vollständig sicher kalkulierbar. Bei Kohlekraftwerken ergeben sich u.a. Unsicherheiten aus der noch nicht überschaubaren Kostenentwicklung für die Rauchgasentschwefelung. Bei Kernkraftwerken können u.a. weitere Anforderungen an die betriebliche Sicherheit die Anlagekosten steigen lassen.

Der Einfluß einer 10 %-igen Kostenerhöhung bei den Anlagekosten kann aus der schon früher erwähnten Beziehung für den Kapitalbarwert (Formel (3)) berechnet werden:

$$K_0 = \int_0^{T_B} (a + bq_1^{t(J)} + cq_2^{t(J)}) q^{t(J)} dt$$

Unter der Annahme, daß der zeitliche Kostenanfall $J(t)$ durch eine lineare Funktion während der gesamten Bauzeit angenähert werden kann, d.h.

$$J(t) = \frac{K_A + K_B}{T_B} t, \quad T_B = \text{Bauzeit}$$

kann die Gleichung für K_0 umschrieben werden:

$$K_0 = \int_0^{T_B} (a + b \cdot q_1^{\frac{J \cdot T_B}{K_A + K_B} t} + c \cdot q_2^{\frac{J \cdot T_B}{K_A + K_B} t}) \cdot q^{\frac{J \cdot T_B}{K_A + K_B} t} dt$$

$$= \int_0^{T_B} (a + b e^{\ln q_1 \cdot t \cdot \frac{J \cdot T_B}{K_A + K_B}} + c e^{\ln q_2 \cdot t \cdot \frac{J \cdot T_B}{K_A + K_B}}) e^{\ln q \cdot t \cdot \frac{J \cdot T_B}{K_A + K_B}} \cdot \left(\frac{K_A + K_B}{T_B}\right) dt$$

$$= \frac{K_A + K_B}{T_B} \left[\frac{a(e^{\ln q T_B} - 1)}{\ln q} + \frac{b(e^{(\ln q_1 + \ln q) T_B} - 1)}{\ln q_1 + \ln q} + \frac{c(e^{(\ln q_2 + \ln q) T_B} - 1)}{\ln q_2 + \ln q} \right] \quad (4)$$

Wie aus Formel (4) entnommen werden kann, geht der Abschlußpreis K_A linear in das Ergebnis für den Kapitalbarwert ein. Eine 10 %-ige Erhöhung des Abschlußpreises würde demnach eine 10 %-ige Erhöhung des Kapitaldienstes nach sich ziehen. Nach den derzeit geltenden Anteilen an den Stromerzeugungskosten würde dies bei Kernkraftwerken eine Verteuerung von ca. 6 % bedeuten gegenüber ca. 3,5 % bei Kohlekraftwerken.

- Bauzeitverlängerungen

Die derzeit bestehende Situation für Genehmigungsverfahren beim Bau und Betrieb von Kraftwerken hat häufig zu einer erheblichen Verzögerung der Inbetriebnahme geführt. In einer sehr pessimistischen Schätzung wird der jährliche Mehrbedarf an Kapital auf bis zu 500 Mio DM/Kernkraftwerk beziffert /TRENKLER, H. (1976)/. Berücksichtigt man nur die Zunahme der inflationsbeeinflussten Anteile (Lohn- bzw. Materialanteil) des Kapitalbarwerts und die Tatsache, daß mehr Bauzinsen und Steuern gezahlt werden müssen, so erhöht sich der Kapitalbarwert bei einjähriger Mehrbauzeit um ca. 11 %. (Dieser Wert wurde mit Hilfe der Formel (3) für den Kapitalbarwert ermittelt.) Bei einer dreijährigen Bauzeitverlängerung wird eine Steigerung von 40 % berechnet.

- Steigerung der Bauzinsen

Zur Zeit wird bei den meisten Kalkulationen mit einem Mischzinsfuß (Eigenkapital + Fremdkapital) von 8 % gerechnet. Dieser Wert berücksichtigt Inflation und Realverzinsung des eingesetzten Kapitals. Änderungen dieses nominalen Zinssatzes müssen daher im Zusammenhang mit

der Inflationsentwicklung und der Kapitalmarktentwicklung gesehen werden. Zur Zeit kann wohl davon ausgegangen werden, daß vom Kapitalmarkt keine zinsverteuernden Einflüsse zu erwarten sind.

Eine Erhöhung des Zinssatzes um 1 % würde (wieder mit Hilfe von Formel (3) berechnet) den Kapitalbarwert um 3 % verteuern.

- Uranpreis

Anders als beim Kohlepreis, dessen Schwankungen direkt (Anteil an den Stromerzeugungskosten ca. 70 %) in die Stromerzeugungskosten eingehen, muß der Einfluß von Uranpreisänderungen erst über ein hinreichend genaues Modell des Brennstoffkreislaufs ermittelt werden. Stark vereinfachend - aber zur Beurteilung des Uranpreiseinflusses ausreichend - nehmen wir an, daß die Fixkosten den Kosten für den Erstkern gleichgesetzt werden können. Die variablen Kosten sind näherungsweise die Aufwendungen für die jährlich zu erfolgenden Nachladungen. Die Berechnung der im Jahresmittel erzeugten Strommenge erfolgt aus Reaktordaten (mittlerer Abbrand im Gleichgewicht, mittlere Brennstoffleistung, Kraftwerkswirkungsgrad) /SCHMIEDEL, P. (1975)/.

Mit den Daten

- | | |
|--|---------------------|
| - Uranpreis 30 \$/lb $U_3 O_8$ | ≅ 165 DM/kg |
| - Kosten für Trennarbeit 100 \$/UTA | ≅ 250 DM/UTA |
| - Kosten für Brennelementfertigung (Erstkern)
(U_i = Uraninventar) | 360 DM/kg U_i |
| - Kosten für Brennelementfertigung (Nachladungen) | 330 DM/kg U_i |
| - Wiederaufarbeitung und Entsorgung | 900 DM/kg U_i |
| - mittlerer Gleichgewichtsabbrand | 34 100 MWd/kg U_i |

- spezifische Leistungsdichte	36,7 KW(th)/kg U _i
- Annuität	14,5 %
- Lastfaktor	7000 h/a

werden die Kosten für den Brennstoffkreislauf mit dem bei /SCHMIEDEL, P. (1975)/ angegebenen vereinfachten Verfahren zu

$$K_{BK} = 1,67 \text{ Dpf/kWh}$$

berechnet. +)

Eine Verdoppelung des Uranpreises würde die Kosten auf 2,28 Dpf/kWh steigen lassen. Unter der Annahme, daß die Stromerzeugungskosten für ein 1980 in Betrieb gehendes Kernkraftwerk bei ungefähr 7 Dpf/kWh /HANSEN, U. (1977)/ liegen, bedeutet dies eine Erhöhung um $\sim 9\%$. Erst eine Vervierfachung des Uranpreises würde den angenommenen Kostenvorteil ++) der Kernenergie gegenüber der Kohle von 2 Dpf/kWh zunichte werden lassen.

Bei diesen Rechnungen muß allerdings beachtet werden, daß es sich um reale Kostensteigerungen handeln muß. Inflationsbedingte Anteile an den Kostensteigerungen dürfen nicht berücksichtigt werden.

+) Vgl. /BOHN, T., u.a. (1977)/. Der dort angegebene Wert beträgt 1,65 Dpf/kWh für einen LWR, der 1980 in Betrieb genommen wird.

++) Siehe Abschnitt 4.2.3.

- Wiederaufarbeitung und Entsorgung

Dieser Posten ist der unsicherste in allen Kostenrechnungen, da bisher noch keine großtechnisch nutzbare Wiederaufarbeitungsanlage existiert und eventuelle Kostensteigerungen schlecht vorausgesagt werden können. Man muß sich daher auf hypothetische Werte beschränken.

Für die vorliegende Untersuchung wird von dem Wert von 900 DM/kg U_1 ausgegangen und eine 50 %-ige Kostensteigerung angenommen. Mit Hilfe des vereinfachten Brennstoffkreislaufmodells wird eine Kostensteigerung von 0,17 Dpf/kWh berechnet.

Ein Ergebnis dieser Sensitivitätsuntersuchungen läßt sich nur unter Vorbehalten formulieren. Notgedrungen mußten die Kostenfaktoren isoliert voneinander betrachtet werden. Über ihre gegenseitige Beeinflussung und Abhängigkeit können nur hypothetische Angaben gemacht werden.

Trotzdem läßt sich feststellen, daß die Empfindlichkeit der Stromerzeugungskosten für Änderungen einzelner Kostenparameter relativ groß ist. Dies trifft besonders für die Anlagekosten und die Bauzeit zu, für die in den letzten Jahren große Abweichungen von den vorgesehenen Daten zu verzeichnen waren.

Relativ unempfindlich sind dagegen die Stromerzeugungskosten gegen Uranpreissteigerungen und Mehrkosten bei der Wiederaufarbeitung und Entsorgung.

4.2.3 Vergleichende Darstellung verschiedener Kostenrechnungen

In den nachfolgenden Tabellen sind verschiedene Kostenrechnungen, die in der letzten Zeit mit den vorher beschriebenen Methoden durchgeführt wurden, zusammengestellt. Aufgeführt sind dabei die Stromgestehungskosten für das erste Betriebsjahr.

Tabelle 4.1: Übersicht über die Stromgestehungskosten nach verschiedenen Gutachten
Kernkraftwerke

Gutachten Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8
Jahr der Inbetriebnahme	1980	1981	1981	1980	1981	1984	1983	1985
Uranpreis /\$/lb U ₃ O ₈ /	10	30	24	13,8	30-50	55-75	39	.
Trennarbeit /\$/UTA/	42,5	100	100	90	115	125	130	.
Brennelement-herstellung /DM/kg Uran/	350	350	375	420	420	470	433	.
Wiederaufarbeitung + Endlagerung /DM/kg Uran/	250	510	.	800	900-1330	1000-1500	1350	.
Investitionskosten ¹⁾ /DM/kWe/	.	2100	2100	1750	1900-2100	2500-2800	2500	3000
Anteil der Kapitalkosten an den Stromgestehungskosten %/	.	63,6	63	62,5	58	56,8	66 ³⁾	62,8 ³⁾
Stromgestehungskosten ²⁾ /Dpf/kWh/	.	7,08	6,7	6,0	6,82-7,9	8,83-10,1	8,12	11

1) einschließlich Bauzinsen und Preisgleitung
2) Grundlast 7000 h/a

3) einschließlich Stilllegungskosten
. = kein Nachweis vorhanden

4-20

Tabelle 4.1a: Neueste Gutachten über Stromgestehungskosten
Kernkraftwerke

Gutachten Nr.	9	10		11	
Jahr der Inbetriebnahme	1983	1985		1985	
Uranpreis /\$/lb U ₃ O ₈ /	30 ¹⁾	40 ^{1,4)}	55 ²⁾ 75 ³⁾	27 ¹⁾	
Trennarbeit /\$/UTA/	110 ¹⁾	250 ^{DM¹⁾} UTA	360 ^{DM} UTA	360 ^{DM} UTA	100 ¹⁾
Brennelementherstellung /DM/kg Uran/	360 ¹⁾	350 ¹⁾	400 ²⁾ 470 ³⁾	340 ¹⁾	
Wiederaufarbeitung + Endlagerung /DM/kg Uran/	850 ¹⁾	900 ¹⁾	1230 ²⁾ 1665 ³⁾	900 ¹⁾	
Investitionskosten /DM/kWe/	1634 ¹⁾ 2630 ⁵⁾	1595 ¹⁾	2696 ^{2,5)} 2972 ^{3,5)}	1635 ¹⁾	
Anteil der Kapitalkosten an den Stromerzeugungskosten %/	59		60,5 ²⁾ 57,5 ³⁾	63,5	
Stromerzeugungskosten /Dpf/kWh/ ⁶⁾	9,4		9,27 ²⁾ 10,74 ³⁾	9,32	

- 1) Preisniveau Frühjahr 1977
2) bei 4 % Inflation
3) bei 6 % Inflation

- 4) Spotpreis für sofortige Lieferung
5) einschließlich Bauzinsen und Preisgleitung
6) Auslastungsgrad 7000 h/a

Tabelle 4.2: Übersicht über die Stromgestehungskosten nach verschiedenen Gutachten
Kohlekraftwerke

Gutachten Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8
Jahr der Inbetriebnahme	1980	1981	1981	1980	1981	1984	1983	1985
Kohlepreis /DM/to/	.	164	146	27,5 ³⁾	200-250	235-300	.	32 ³⁾
Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten /%/	70,4	69 ²⁾	64 ²⁾	63 ²⁾	57 - 61 ²⁾	56 - 62 ²⁾	64 ²⁾	62 ²⁾
Investitionskosten /DM/kWe/	.	1000	1310	1230	1350 - 1450	1500-1600	1480-1650	1600-1750
Verhältnis Investitionskosten Kohle-/Kernkraftwerk	0,58 ²⁾	0,48 ²⁾	0,62 ²⁾	0,7 ²⁾	0,71 ²⁾	0,57-0,60 ²⁾	0,59-0,66 ²⁾	0,53-0,58 ²⁾
Stromgestehungskosten 1) /Dpf/kWh/	.	10,05	9,6	10,5	11-12,8	13,2-15,3	10,41	12,2 ²⁾
Verhältnis Stromgestehungskosten 1) Kohle-/Kernkraftwerk	1,48 ²⁾	1,41 ²⁾	1,4 ²⁾	1,75	1,61-1,62	1,49-1,51	1,28 ²⁾	1,11 ²⁾

4-22

1) Auslastungsgrad 7000 h/a

2) aus den Originaldaten vom Verfasser berechnete Werte (therm. Wirkungsgrad 0,39: Heizwerte 7000 $\frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$)

3) in DM/Gcal

. = kein Nachweis vorhanden

Tabelle 4.2a: Neueste Gutachten über Stromgestehungskosten
Kohlekraftwerke

Gutachten Nr.	9		10		11	
Jahr der Inbetriebnahme	1981		1985		1985	
Kohlepreis /DM/to/	149 ¹⁾		155 ¹⁾	225 ⁴⁾	285 ⁵⁾	155 ¹⁾
Anteil der Brennstoffkosten an den Stromerzeugungskosten /%/	60,2		59,7 ⁴⁾	62,5 ⁵⁾		62,4
Investitionskosten /DM/kWe/	1050 ¹⁾	1618 ²⁾	1833 ^{2,4)}	2036 ^{2,5)}		1200 ¹⁾
Verhältnis Investitionskosten Kohle-/Kernkraftwerk	64,3 ¹⁾	61,5	68 ⁴⁾	68,5 ⁵⁾		73 ¹⁾
Stromerzeugungskosten ³⁾ /Dpf/kWh/	13,1		12,94 ⁴⁾	15,65 ⁵⁾		11,87
Verhältnis Stromerzeugungskosten ³⁾ Kohle-/Kernkraftwerk	1,39		1,39 ⁴⁾	1,46 ⁵⁾		1,27

- 1) Preisstand Anfang 1977
 2) einschließlich Bauzinsen und Preisgleitung
 3) Auslastung 7000 h/a

- 4) 4 % Inflation
 5) 6 % Inflation

Zu den Tabellen 4.1, 4.1a und 4.2, 4.2a: Liste der verwendeten Gutachten

- 1) H. Mandel
Die Entwicklung der Kernenergie in der Energieversorgung der BRD
Elektrizitätswirtschaft Jg. 75 (1976), S. 602 ff.
- 2) H. Michaelis
Kernenergie
dtV-wissenschaftliche Reihe (1977)
- 3) D. Schmitt
Die Entwicklung der Weltmineralölmärkte und die Auswirkungen auf die Kernenergie
Kerntechnik 18. Jg., Nr. 4 (1976), S. 153 ff.
- 4) STE-Jülich
Volkswirtschaftliche Konsequenzen einer Verzögerung des Baus von Kernkraftwerken
(März 1976)
- 5) T. Bohn
Kohlestrom bleibt teurer als Kernenergiestrom
VDI-Nachrichten 28.1.1977
(Inbetriebnahme 1981)
- 6) T. Bohn
Kohlestrom bleibt teurer als Kernenergiestrom
VDI-Nachrichten 28.1.1977
(Inbetriebnahme 1984)
- 7) "Zur friedlichen Nutzung der Kernenergie"
Dokumentation der Bundesregierung
herausgegeben vom BMFT, 1977
- 8) G. Rittstieg
Die Kostenentwicklung der Stromversorgung im nächsten Jahrzehnt in ihrer Auswirkung auf die Strompreise
Vortrag auf der VDEW-Tagung vom 24. - 26.5.1977

Zu den Tabellen 4.1, 4.1a und 4.2, 4.2a: Neueste Gutachten

- 9) H. Michaelis
Ist Kernenergie wirtschaftlich?
Aktuelle Themen, Kerntechnische Gesellschaft
KAT-3-77

- 10) T. Bohn, P. Eich, U. Hansen, B. Jehle
Künftige Stromerzeugungskosten von Großkraftwerken in der BRD
Jül-Spez-2, November 1977, ISSN 0B43-7639

- 11) D. Schmitt, H. Jungk, K.F. Ebersbach, H. Prechtl
Parameterstudie zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten
Wirtschaftswissenschaftliches Institut an der Universität
Köln, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München,
September 1977

Ein unmittelbarer Vergleich der Zahlenwerte in den einzelnen Kostenrechnungen ist nur unter großen Vorbehalten möglich. Die Rechnungen wurden zu verschiedenen Zeiten erstellt und sind daher auf die jeweilige Preisbasis bezogen. Außerdem bestehen Differenzen hinsichtlich einiger Annahmen, die den Zahlenwerten zugrundeliegen (z.B. Inflationsentwicklung, Brennstoffpreisentwicklung, Bauzeiten etc.). Eine Rückrechnung aller Daten auf ein gemeinsames Preisniveau bei einheitlichen Annahmen ist nicht möglich. Sinnvoll vergleichbar sind im Grunde nur die Anteile einzelner Kostenfaktoren an den Stromerzeugungskosten und das Verhältnis der Kosten beider Stromerzeugungsarten.

Aus den Zahlenwerten ergibt sich folgendes Bild:

- In allen Untersuchungen sind die Stromerzeugungskosten bei Kernkraftwerken im Grundlastbereich geringer als bei Kohlekraftwerken.
- Das Ausmaß der Kostendifferenz ist von Rechnung zu Rechnung sehr verschieden. Der Grund dafür dürften die unterschiedlichen Annahmen über die Investitionskosten und die Inflationsentwicklung sein.
- Ein stetiger Trend hinsichtlich der Kostendifferenz ist nicht erkennbar. Dies ist auch nicht weiter verwunderlich, da bei beiden Kraftwerksarten in der letzten Zeit neue Kostenfaktoren (z.B. Rauchgasentschwefelung, erhöhte Sicherheitsmaßnahmen bei Kernkraftwerken) hinzugetreten sind. Auch für die Zukunft ist noch nicht mit einem stabilen Satz von Kostenfaktoren zu rechnen.
- Die Kostendifferenz beträgt durchschnittlich etwa 3 Dpf/kWh (gemittelt über die verschiedenen Gutachten). Wie die Streuung

der Werte - z.B. bei den Kapitalkosten - in den Kostenrechnungen zeigt, muß man davon ausgehen, daß annahmebedingte Differenzen in der Größenordnung von 1 Dpf/kWh wahrscheinlich sind. Dies würde an der Aussage der Kostengünstigkeit der Kernenergie nichts ändern. Allerdings besagt es etwas über die Stabilität dieser Aussage.

Zusätzlich muß angemerkt werden, daß im Einzelfall weitere Kostenfaktoren (z.B. standortspezifische Kosten) die Kostendifferenz größer oder kleiner werden lassen können.

In den letzten beiden Kostenrechnungen /BOHN, T., u.a. (1977), SCHMITT, D., u.a. (1977)/ sind auch die "Barwerte" der Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung der gesamten Lebensdauer ermittelt worden. Definitionsgemäß handelt es sich dabei um denjenigen mittleren Preis (Erlös), der erzielt werden muß, um die Differenz von Kostenbarwert und Stromerzeugungsbarwert zu Null werden zu lassen.⁺⁾

Dabei wird von der Annahme ausgegangen, daß die Kapitaldienste als zeitlich konstante Größen anzusehen sind. Brennstoff- (kreislauf-) kosten und Betriebskosten werden über die gesamte Lebensdauer mit Preisgleitformeln (z.B. Schwantag-Formel) eskaliert. Alle anfallenden Kostenströme und zu verschiedenen Zeiten erzeugte Strommengen werden auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst. Die Wahl eines geeigneten Diskontsatzes bleibt dabei ein Problem, das sinnvoll nur unter Berücksichtigung der spezifischen Bedingungen einzelner Bauvorhaben gelöst werden kann. In den Rechnungen wurde ein kalkulatorischer Zinsfuß bzw. Marktzinsfuß zugrundegelegt.

⁺⁾ Siehe Abschnitt 4.2.1.

Im einzelnen werden folgende Ergebnisse erhalten:

Gutachten Nr.	10	10	11	11
Kraftwerksart	LWR	Kohle- kraftwerk	LWR	Kohle- kraftwerk
Lebensdauer (in Jahren)	25	25	20	20
Barwert der Stromerzeugungskosten (Dpf/kWh)	9,7	17,9	10,74	16,42

Anmerkung: Die einzelnen Angaben sind nicht ohne weiteres vergleichbar, da unterschiedliche Bezugspunkte (1980 und 1985) und unterschiedliche Annahmen über die Inflationsentwicklung zugrundegelegt wurden.

Die so berechneten Stromerzeugungskosten weisen die Kernenergie als besonders kostengünstig aus. Bei der Beurteilung dieses Ergebnisses muß aber berücksichtigt werden, daß angesichts der Relationen von festen und variablen Anteilen an den Stromerzeugungskosten die Kernenergie dann besonders günstig abschneidet, wenn die Kapitalkosten als unveränderlich angenommen werden. Diese Annahme der Konstanz ist wahrscheinlich richtig, wenn die reinen Stromerzeugungskosten betrachtet werden. Allerdings ist damit noch nicht viel über die zu fordernden Strompreise ausgesagt. Hier muß berücksichtigt werden, daß neu zu bauende Kraftwerke teilweise aus den Erlösen finanziert werden müssen.

4.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der elektrizitäts- erzeugenden Industrie

Die bisherigen Überlegungen haben den Wirtschaftlichkeitsvergleich auf den Vergleich der Stromerzeugungskosten neu zu bauender Kraftwerke beschränkt. Für Investitionsentscheidungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist diese Betrachtung allerdings häufig unzureichend. Die Besonderheiten der Stromerzeugung machen es im allgemeinen notwendig, die gesamte Produktions- und Kostensituation der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu berücksichtigen. Dabei muß von folgenden Punkten ausgegangen werden:

- Elektrische Energie ist ein wirtschaftliches Gut, das nicht in nennenswertem Maß speicherbar ist und für das demnach keine Vorratshaltung betrieben werden kann. Die Produktion elektrischer Energie muß zu demselben Zeitpunkt erfolgen wie der Verbrauch; die Nachfrage unterliegt aber den bekannten tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen.

Dies führt dazu, daß die Kraftwerke unterschiedlich in Anspruch genommen werden. Die zu verschiedenen Tages- bzw. Jahreszeiten erzeugte Kilowattstunde ist daher mit unterschiedlichen Kosten verbunden. Trotz der physikalischen Homogenität des erzeugten Gutes könnte man Elektrizitätsversorgungsunternehmen deshalb als Mehrproduktunternehmen charakterisieren /MÖNIG, W. (1975)/.

- Eine kostengünstige Elektrizitätsversorgung kann dann erfolgen, wenn der Kraftwerkseinsatz den Nachfrageschwankungen in etwa angepaßt werden kann. Dabei wird zu berücksichtigen sein, daß die verschiedenen Kraftwerksarten je nach Primärenergiebasis eine andere Zusammensetzung von festen und variablen Kosten aufweisen. Ihr Einsatz erfolgt zweckmäßigerweise in verschiedenen Lastbereichen. Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Laufwasser-

kraftwerke werden zur Abdeckung der Grundlast eingesetzt, während im Mittellastbereich Erdgas-, Heizöl- und Steinkohlekraftwerke kostengünstiger sind. Typische Spitzenlastkraftwerke sind Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen.

- Eine optimale Ausgestaltung des Kraftwerkparkes ist aber nur bei hinreichend großem Strombedarf zu erreichen. Dabei besteht ein ökonomischer Anreiz, die Stromerzeugung bei einigen wenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu konzentrieren oder die Kraftwerksausbau- und -einsatzplanung aller Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu koordinieren. Letzteres setzt den großräumigen Verbund der einzelnen Versorgungsunternehmen voraus.
- Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, jedermann in ihrem Versorgungsgebiet "so sicher und billig wie möglich" mit Energie zu versorgen. Der Ausbau der Stromerzeugungsanlagen muß dem zu erwartenden Bedarf entsprechen und muß genügend Sicherheitsreserven für zu erwartende Kraftwerksausfälle und Nachfrageschwankungen enthalten.
- Das Finanzierungsvolumen für die Erstellung neuer Anlagen ist sehr hoch und kann in der Regel von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht ausschließlich auf dem Weg der Innenfinanzierung aufgebracht werden. Dies bedeutet, daß das Unternehmen auf Außenfinanzierungsmittel zurückgreifen muß. Hierbei wird es sich im wesentlichen um Fremdfinanzierungsmittel handeln. Der Zugang zu diesen Mitteln setzt die Kreditwürdigkeit der Unternehmen voraus. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind daher gehalten, durch rentabilitätsorientierte Betriebsführung ihre Kreditwürdigkeit zu sichern.

- Elektrizitätsversorgungsunternehmen unterliegen der staatlichen Energieaufsicht, die auf Preis- und Investitionsverhalten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemäß volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Zielen Einfluß nimmt.

Diese Randbedingungen zwingen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, ihren Kraftwerksausbau gemäß den absehbaren Entwicklungen in ihren Versorgungsgebieten zu unternehmen. Die Langfristigkeit der Investitionen bedingt langfristige Kraftwerksausbau- und -investitionspläne. Aufgabe von Planungsrechnungen ist es daher, diejenige Entwicklung des Produktionsapparates für einen gegebenen Planungszeitraum zu finden, die für eine vorzuziehende Nachfrageentwicklung die geringsten Kosten aufweist.

Im einzelnen muß dabei berücksichtigt werden:

- Die Unterschiedlichkeit der Entwicklung der Stromnachfrage in den einzelnen Verbrauchssektoren. Je nach Annahmen über die zukünftigen Verbrauchergewohnheiten und die wirtschaftlichen Entwicklungen kann sich die Notwendigkeit ergeben, Kraftwerke für Spitzen-, Mittel- oder für Grundlast zuzubauen.
- Die Struktur (Alter, variable Kosten) der bestehenden Stromerzeugungsanlagen am Anfang der Planungsperiode.
- Die Entwicklung der Investitionsalternativen bezüglich technischer Neuerungen, die Auswirkungen auf die Kostenstruktur haben können. Diesem Punkt liegt die Überlegung zugrunde, daß neue Kraftwerke aufgrund einer günstigeren Kostenstruktur den Ersatz älterer Kraftwerke schon vor Ablauf ihrer vorgesehenen Lebensdauer sinnvoll machen. Neuerdings wird allerdings bestritten, daß neue Kraftwerke kostengünstiger sind /RITTSTIEG, G. (1977)/.

- Die Notwendigkeit von Reservekapazität für den Ersatz ausgefallener Kraftwerke.
- Die Entwicklung der Brennstoffpreise und der übrigen Faktorpreise.

Die Ermittlung der optimalen Zubaustrategie wird mit komplizierten mathematischen Modellen durchgeführt /TRÜSCHER, H. (1976), BIESELT, R. (1972)/. Durch Bestimmung von komplexen Zielfunktionen und Einbau verschiedener Zubaurestriktionen lassen sich auch komplizierte Strategieverläufe simulieren /MÖNIG, W. (1975)/. Allerdings ist der Rechenaufwand bei Verwendung der dynamischen Optimierungsrechnung so groß, daß nur eine beschränkte Zahl von Kraftwerkstypen zugelassen werden kann /BIESELT, R. (1972)/.

Nach den vorstehenden Überlegungen ist die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie immer dann gegeben, wenn ihr Einsatz zu einer optimalen Kraftwerksstruktur führt. Nach den im vorigen Kapitel dargestellten Stromerzeugungskosten dürfte dies in der Regel dann der Fall sein, wenn Kernkraftwerke zur Deckung der Grundlast herangezogen werden. Das Ausmaß des wirtschaftlich vertretbaren Einsatzes der Kernenergie ist allerdings begrenzt und kann über die Zubaustrategierechnungen ermittelt werden.

Die Höhe der Stromerzeugungskosten wird von der spezifischen Kostensituation der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen abhängen. Hier können sich starke Unterschiede ergeben, da die Größe des Versorgungsgebietes, Zahl und Art der vorhandenen Kraftwerke, Ausbaustand der Verteilungsanlagen, Kapitalausstattung etc, bei einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen sehr verschieden sind.

Ebenso spezifisch für einzelne Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind Vorkosten des Kraftwerksbaus (Grundstücksbeschaffung und Bauvorbereitung, spezielle Sicherheitsmaßnahmen (Berstschutz), Maßnahmen

für den Umweltschutz) sowie Art und Größe von notwendigen Folgeinvestitionen wie spezieller Ausbau des Verteilungsnetzes, Bereitstellung von Reservekapazität etc. Das gleiche gilt für die unterschiedliche Belastung mit Transportkosten. Im Einzelfall kann die Kostenrelation weiter zugunsten der Kernenergie verändert werden. Dies gilt wahrscheinlich für revierferne Kraftwerksstandorte, bei denen die Kohletransportkosten den Kohlestrom stark verteuern würden. Es ist aber auch denkbar, daß standortspezifische Auflagen den Einsatz von Kernenergie unwirtschaftlich machen würden. ⁺⁾

Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich ergibt sich damit, daß die Betrachtung der konkreten Bedingungen der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. ihrer Investitionsvorhaben nicht nur die mit den Methoden der Investitionsrechnung ermittelten Stromerzeugungskosten modifiziert, sondern eigentlich die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition erst zuverlässig zu begründen ermöglicht.

Genauere Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen würden daher von konkreten Ausbauplanungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen auszugehen und die spezifischen Kostensituationen mit zu berücksichtigen haben. Angesichts der Schwierigkeiten, genügend aufbereitete und verlässliche Daten zu erhalten, erweist sich ein solches Vorhaben allerdings zur Zeit als nicht durchführbar.

+) Siehe BASF-Projekt in Ludwigshafen

4.4 Volkswirtschaftliche Kostenüberlegungen

4.4.1. Mehrbelastung bei Ersatz geplanter Kernkraftwerke durch Steinkohlekraftwerke

Sollen die volkswirtschaftlichen Konsequenzen ermittelt werden, die sich aus der Entscheidung für einen bestimmten Energieträger und damit für einen bestimmten Kraftwerkstyp ergeben, so wird zunächst nur der einzelwirtschaftliche Kostenbegriff zugrundegelegt, der - wie oben dargelegt - lediglich die direkt beim Energieversorgungsunternehmen und nur im unmittelbaren Kraftwerksbereich anfallenden fixen und variablen Kostenbestandteile umfaßt.⁺⁾

Auf dieser Basis werden dann die volkswirtschaftlichen Kostenvorteile bzw. -nachteile der Anwendung eines Primärenergieträgers ermittelt, indem die gesamten unmittelbaren Stromgestehungskosten für eine bestimmte, volkswirtschaftlich als notwendig erachtete Strommenge für zwei alternative Energieträger gegenübergestellt werden.

Eine entsprechende Vergleichsrechnung für Kernenergie und Steinkohle findet sich beispielsweise bei Michaelis /MICHAELIS, H. (1977^b)/. Aufgrund von Prognosen über das Wachstum des Stromverbrauchs wird damit gerechnet, daß bis 1985 ein Bedarf von 30 GWe an elektrischer Kraftwerksleistung durch die Kernenergie abzudecken ist. (Den Berechnungen liegen die Prognosedaten von Ende 1976 zugrunde.) Müßte die Kernkraftwerksleistung ganz oder zum Teil durch Kohlekraftwerke ersetzt werden, so würden sich bei einer Kostendifferenz Kernstrom/Steinkohlestrom von 2,7 Dpf/kWh Mehrbelastungen der Volkswirtschaft in Höhe von 33 Mrd. DM (Barwert) ergeben, wenn nur die im Bau befind-

⁺⁾ Richtiger wäre es, wenn auch die jeweiligen sozialen Kosten bei solchen Betrachtungen einbezogen würden. Da deren Ermittlung jedoch, wie im folgenden Abschnitt noch dargelegt wird, bisher nicht zufriedenstellend möglich ist, wird zunächst darauf verzichtet.

lichen und genehmigten Kernkraftwerke (einschließlich Wyhl und Brokdorf) bis 1985 den Betrieb aufnehmen würden, d.h. wenn bis 1985 nur 20,7 GWe Kernkraftwerksleistung installiert sein würden. Wäre es bei der Ende 1976 installierten Kernkraftwerksleistung von 6,4 GWe geblieben, so hätten sich nach den Berechnungen von Michaelis Mehrbelastungen der Volkswirtschaft in Höhe von 90 Mrd DM (Barwert) ergeben. Bei diesen Berechnungen wird davon ausgegangen, daß jedes nicht gebaute Kernkraftwerk während einer Betriebszeit von 20 Jahren jährlich 6500 Stunden Strom erzeugt hätte.

Bei den folgenden Berechnungen wird an Abschn. 3.2.1 angeknüpft, in dem ausgeführt wird, daß aufgrund der Verzögerungen im Kernenergieausbau die Kernstromproduktion gegenüber der von den energiewirtschaftlichen Instituten für notwendig erachteten Entwicklung zurückbleiben wird. Unterstellt man, daß 1985 anstatt der vorgesehenen 156 TWh nur 115 TWh Kernstrom erzeugt werden können und 1990 anstatt der vorgesehenen 260 TWh nur 182 TWh, so ergibt sich unter der Annahme, daß die Differenz allein durch Stromerzeugung aus Steinkohle aufgebracht werden muß^{+) und die Kostendifferenz Kernstrom/Steinkohlestrom 0,03 DM/KWh beträgt, eine kumulierte Mehrbelastung von 6,82 Mrd DM (Barwert) bis 1990.}

Inwieweit in Höhe der für die gesamte Volkswirtschaft ermittelten Kostendifferenz zugleich ein volkswirtschaftlicher Verlust zu verzeichnen ist, hängt davon ab, ob zu Recht unterstellt werden kann, daß entsprechend der ermittelten monetären Größe anderen volkswirtschaftlichen Bereichen notwendige Ressourcen zur Produktion anderer Güter und Dienstleistungen vorzuenthalten werden bzw. in anderen Bereichen die Verwendung dieser Ressourcen zu vermehrtem Güterausstoß und damit höheren Erträgen führen würde. Da dies unter anderem Vollbeschäftigung und Mobilität der verfügbaren Produktionsfaktoren voraussetzt und diese Bedingungen im realen wirtschaftlichen Geschehen nur unvollkommen gegeben sind, wäre es sehr bedenklich, wenn man sich für die Zwecke einer volkswirtschaftlichen Einschätzung der Kernenergie bereits mit derartigen Vergleichsrechnungen zufrieden geben wollte.

^{+) S}ollten Stromversorgungsschwierigkeiten auftreten, so ist allerdings anzunehmen, daß auch andere fossile Primärenergieträger zur Deckung des Fehlbedarfs herangezogen werden, da für einen ausschließlichen Ausgleich durch Steinkohle zur Zeit die kapazitätsmäßigen Voraussetzungen nicht gegeben sind (vgl. Abschn. 3.2.3).

Grundsätzlich ist auch anzumerken, daß die volkswirtschaftliche Bewertung energiepolitischer Optionen nicht nur unter dem Gesichtspunkt eines kostenoptimalen Ressourceneinsatzes betrachtet werden sollte, sondern auch unter Berücksichtigung anderer gesamtwirtschaftlicher Ziele, wie beispielsweise der Erhaltung von Exportmöglichkeiten für komplexe Technologien, der Sicherung der langfristigen Energieversorgung und der Verringerung der Arbeitslosigkeit.

Bedenken an dem verwendeten engen einzelwirtschaftlichen Kostenbegriff für volkswirtschaftliche Kostenüberlegungen und -vergleiche müssen auch insofern vorgebracht werden, als hierbei unberücksichtigt bleibt, daß sich je nach dem verwendeten Primärenergieträger unterschiedlich hohe Folgekosten für die Stromfortleitung und -verteilung ergeben können. Umfassende Berechnungen scheinen hierzu noch nicht vorzuliegen. Daher soll im folgenden lediglich angedeutet werden, welche Überlegungen in einen auf das Verteilungsnetz ausgedehnten Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen der Kernenergie und einem anderen Primärenergieträger einzubeziehen sind.

Ausgangspunkt zur Feststellung der Folgekosten im Verteilungsbereich sind Vorstellungen von einer räumlich ausgewogenen Erzeugungsstruktur /LICHTENBERG, H. (1977)/. Ziel dieser Überlegungen ist die Vermeidung von großen Leistungsübertragungen sowohl im Normalbetrieb als auch bei möglicherweise auftretenden Kraftwerksausfällen. Bei dem bisherigen Ausbau des deutschen Verbundnetzes mit seiner Höchstspannungsstufe von 400 kV können noch Leistungen von 140 000 MWe kostengünstig an die Verbraucher übertragen werden. Dies gilt auch noch für eine Kraftwerksgesamtleistung von 280 000 MWe /DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT (1976)/. Allerdings würde sich dann die Frage einer höheren Spannungsstufe stellen, wenn aufgrund von einschränkenden Bedingungen für neue Kraftwerksstandorte die Stromerzeugung weit entfernt von den Verbrauchern erfolgen müßte. Es darf nicht übersehen werden, daß das bestehende Verbundnetz nicht dazu geeignet ist, größere Leistungen für längere Zeiten von verbraucherfernen Kraftwerkstationen zu übertragen /LICHTENBERG, H. (1977)/.

4.4.2. Soziale Kosten der Stromversorgung

In einer umfassenden volkswirtschaftlichen Kostenbetrachtung müssen zusätzlich zu den Kosten, die einem Produzenten bei der Produktion eines Gutes entstehen, auch die Kosten berücksichtigt werden, die im Zusammenhang mit dieser Produktion bei Dritten oder der Allgemeinheit anfallen. Der Kostenbegriff ist hierbei so weit zu fassen, daß er nicht nur tatsächlich entstehende Aufwendungen, sondern auch Nutzenverluste, z.B. durch Beeinträchtigung der Umweltqualität, umfaßt.

Unterscheiden lassen sich hierbei zwei Gruppen von Kosten. Bei der ersten Gruppe handelt es sich um Kosten, die von der Allgemeinheit bzw. vom Staat zur Sicherung der Produktion oder der Produktionsmöglichkeiten aufgebracht werden. Von besonderer Relevanz für den Energiebereich sind vom Staat finanzierte Aufwendungen für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, die ohne staatliche Unterstützung z.B. wegen ihres hohen Risikos oder ihres finanziellen Umfangs unterbleiben würden, oder Subventionszahlungen, ohne die eine als volkswirtschaftlich notwendig erachtete Produktionstätigkeit nicht oder nicht im erforderlichen Umfang durchgeführt würde. Dabei ist allerdings zu beachten, daß staatlich finanzierte Aufwendungen für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten als Zusatzkosten aufzufassen sind, also zusätzlich Ressourcenverzehr bedeuten, dessen Kosten zu den einzelwirtschaftlich ermittelten Stromerzeugungskosten addiert werden müssen. Subventionen verändern dagegen die einzelwirtschaftlich ermittelten Stromerzeugungskosten nicht, sondern bedeuten, daß ein Teil der Gestehungskosten durch den Staat getragen wird.

Die zweite Gruppe umfaßt die Aufwendungen und Auswirkungen, die als Folge der Produktionstätigkeit eines Produzenten für Dritte oder die

Allgemeinheit entstehen. In der volkswirtschaftlichen Theorie werden diese Aufwendungen und Auswirkungen als - negative - externe Effekte bezeichnet.

4.4.2.1. Staatliche Leistungen zur Sicherstellung der Stromproduktion

Bei den hier betrachteten Stromerzeugungstechnologien (Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke) kommen in der Bundesrepublik Deutschland als größere Posten im wesentlichen die staatlichen Aufwendungen für Kernenergieforschung und -entwicklung sowie die Subventionsmaßnahmen für die deutsche Steinkohle in Betracht.^{+))}

Bei den staatlichen Ausgaben für die Kernenergieforschung und -entwicklung ergeben sich Zurechnungsprobleme in zeitlicher und sachlicher Hinsicht. Es ist umstritten, ob auch die in der Vergangenheit entstandenen Kosten für die Atomforschungsprogramme heute den Kosten für die Stromerzeugung aus Kernenergie zugeschlagen werden müssen, wie Irsch /IRSCH, N. (1977)/ und Gschwendtner / GSCHWENDTNER, H. (1976)/ vorschlagen, oder ob nur staatliche Ausgaben für zukünftige FE-Fördermaßnahmen zu berücksichtigen sind /MICHAELIS, H. (1977^a)/.

Die Auswahl der zu berücksichtigenden Aufwendungen sollte sich an der dem Wirtschaftsvergleich jeweils zugrundeliegenden Problemstellung orientieren. In der vorliegenden Studie wird der Vergleich der Stromerzeugungskosten als Grundlage für zukünftige Investitionsentscheidungen betrachtet. Für die Auswahl zukünftiger kostenoptimaler Stromerzeugungstechnologien sind die bisherigen staatlichen Vorleistungen eher als Randbedingung bzw. Voraussetzung aufzufassen. Es

+) Die staatlichen Aufwendungen für Forschung auf dem Gebiet der Kohleverstromung sind vergleichsweise gering und werden daher nicht weiter berücksichtigt.

erscheint deshalb gerechtfertigt, der von Michaelis geäußerten Auffassung zu folgen, nach der nur zukünftig auszugebende FE-Förderungsbeträge berücksichtigt werden sollten.

Eine völlige Nichtberücksichtigung staatlicher FE-Aufwendungen erscheint allerdings nicht gerechtfertigt, da sie für den derzeitigen Betrieb und für die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft erforderlich sind.^{+))}

Es wird hier dafür plädiert, nur die staatlichen Aufwendungen zuzurechnen, die in direktem Zusammenhang mit der derzeit eingesetzten Kernenergietechnologie, d.h. der Leichtwasserreaktor-Technologie, stehen, und nicht die Ausgaben, die für die Entwicklung fortgeschrittener Reaktortypen und sonstige Anwendungen der Kernenergie - zum Beispiel in der Schifffahrt - bereitgestellt werden. Zurechenbar sind demnach die staatlichen Ausgaben für die nukleare Sicherheitsforschung und den Strahlenschutz sowie für den Brennstoffkreislauf des Leichtwasserreaktors.

+) Nach Schmitt /SCHMITT, D. (1977)/ erscheint es generell problematisch, staatliche Vorleistungen und Subventionen in Wirtschaftlichkeitsvergleiche mit einzubeziehen, da neben der Tatsache, daß häufig auch arbeitsmarktpolitische, regionalpolitische oder wirtschaftspolitische Gründe für Subventionen maßgeblich sind, große Teile der Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen Investitionen für später zu nutzende Technologien darstellen, wobei noch unsicher sei, ob und wann eine Nutzung eintrete. Eine sach- und zeitgerechte Zuordnung zu noch hypothetischen Nutzungsperioden sei damit nicht möglich. Darüber hinaus seien manche Subventions- und Entwicklungsausgaben auch dann erforderlich, wenn die betreffenden Primärenergieträger nicht genutzt würden. Dies treffe für die Entsorgung der Kernkraftwerke zu, da das Problem der Lagerung radioaktiver Abfälle auch dann Forschungsanstrengungen erfordere, wenn auf eine weitere Nutzung der Kernenergie verzichtet werden sollte.

Für die Jahre 1977 - 1980 sind im Programm "Energieforschung und Energietechnologien" der Bundesregierung 1.7 bis 1.8 Mrd DM für diese beiden Posten vorgesehen /BMFT (1977^b)/. Für eine grobe Abschätzung des Einflusses dieses Betrages auf die Kosten der Erzeugung von Strom aus Kernreaktoren soll angenommen werden, daß diese Geldsumme auf die für diesen Zeitraum erwartete Strommenge aus Leichtwasserreaktoren zu verteilen sei. Bei einer installierten Kernkraftwerkskapazität von ca. 10 000 MWe, die im Jahre 1978 erreicht werden dürfte, und einem Lastfaktor von 7000 h/a würde dies eine Mehrbelastung von 0,64 Dpf/kWh bedeuten (bei barwertmäßiger Berechnungsweise).

Staatliche Förderungsmaßnahmen für die Steinkohle umfassen ein breites Spektrum von Maßnahmen. Sie reichen von direkten Subventionszahlungen über steuerliche Belastung anderer Primärenergieträger und Importbeschränkungen für ausländische Kohle bis zur gesetzlichen Begrenzung des Einsatzes anderer Primärenergieträger in der Stromerzeugung (Mineralöl und Erdgas). Während die Höhe der direkten staatlichen Subventionszahlungen aus den Haushaltsaufstellungen des Bundes und der Bergbauländer hervorgeht, können die indirekten Subventionseffekte der anderen Fördermaßnahmen kaum quantifiziert werden.

Selbst wenn die gesamten Subventionsleistungen erfaßt werden könnten, ergäbe sich dennoch das Problem der Zurechnung. Mit diesen Förderungsmaßnahmen werden die verschiedensten Ziele verfolgt, z.B. strukturpolitische Ziele, Ziele der langfristigen Sicherung der Energieversorgung, Sicherung der Arbeitsplätze etc., so daß eine volle Zurechnung auf nur einen Verwendungsbereich problematisch erscheint. Es wird deshalb dafür plädiert, nur die Subventionszahlungen zuzurechnen, die unmittelbar in Zusammenhang mit der Verstromung von Kohle geleistet werden.

Grundlage für Subventionszahlungen an Kraftwerksbetreiber und Stromverteilungsunternehmen, die zur Stromerzeugung Gemeinschaftskohle (d.h. Kohle, die im Bereich der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl gewonnen wurde) einsetzen bzw. diesen Strom an einzelne Abnehmer weiterverteilen, sind die sogenannten Verstromungsgesetze (1. bis 3. Verstromungsgesetz und Novellen)⁺). Für eine Abschätzung der Kostenentlastung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die neue Kohlekraftwerke bauen wollen, ist die derzeit⁺⁺⁾ gültige Regelung für neu zu errichtende Kraftwerke heranzuziehen. Danach können für Kraftwerke, bei denen mit dem Kesselbau nach dem 1.4.1976 und vor den 31.12.1981 begonnen wird, Investitionskostenzuschüsse in Höhe von DM 180,-- pro Kilowatt installierte Leistung aus einem Sonderfonds gezahlt werden.

Ebenfalls zuschußfähig sind die Brennstoffkosten. Der Zuschußbetrag ergibt sich aus der Differenz der Wärmepreise⁺⁺⁺⁾ für Steinkohle und schweres Heizöl. Nach der derzeitigen Preissituation⁺⁺⁺⁺⁾ sind allerdings nach dieser Regelung nur geringe Zahlungen aus dem Sonderfonds zu erwarten.

Nach einer neueren Regelung (§ 3 b, Novelle zum 3. Verstromungsgesetz vom 19.12.1977) können für die Jahre 1978 bis 1987 zusätzliche Zuschüsse zu den Brennstoffkosten für ca. 1/3 der eingesetzten Steinkohle gewährt werden. Die Höhe dieses Zuschusses bemißt sich nach dem

-
- +) Eine Übersicht über die Verstromungsgesetze und die wichtigsten darin enthaltenen Bestimmungen befindet sich im Anhang.
 - ++) Stand Juni 1978.
 - +++) Der Wärmepreis gibt die Kosten für 1 Gcal aus dem betreffenden Energieträger an.
 - ++++) 155,00 DM/t Steinkohle, 225,00 DM/t Heizöl, lt. mündlicher Auskunft der ESSO AG, Karlsruhe (November 1977).

Unterschiedsbetrag je Tonne zwischen dem Marktpreis und dem um 3 DM erhöhten halben Preis für typische Kraftwerkskohle der Ruhrkohle AG.

Im folgenden sollen in einer Modellrechnung die möglichen Kostenentlastungen durch diese Subventionen ermittelt werden.

Die Berechnung der Verminderung der Stromerzeugungskosten kann am einfachsten nach dem Annuitätsverfahren erfolgen. Die Investitionskostenzuschüsse bewirken dann eine Verringerung des Fixkostenanteils. Zuschüsse zu den Brennstoffkosten senken die variablen Kosten.

Nimmt man zur Berechnung des Fixkostenanteils an, daß die Zahlung der Zuschüsse in der Mitte der Bauzeit erfolgt, so erniedrigt sich der Fixkostenbarwert um diesen Betrag plus Zinsen bis zum Ende der Bauzeit. Die Kostenentlastung (Fixkostenanteil) beträgt dann:

$$\begin{aligned}\Delta K_F &= \frac{(K_0 - K_{FS}) \cdot a}{T} \\ &= \frac{I_Z \cdot q^{\frac{T_B}{2}} \cdot a}{T}\end{aligned}$$

ΔK_F = Verminderung der Fixkosten

K_0 = Fixkostenbarwert

K_{FS} = Fixkostenbarwert abzüglich verzinstem
Investitionskostenzuschuß

I_Z = Investitionskostenzuschuß

q = $1+r$ = Zinsfaktor (r = Zinsfuß)

T = Jahresnutzungsdauer in h/a

T_B = Bauzeit

a = Annuität

Mit den Annahmen

- Lastfaktor 7000 h/a
- Annuität 14,5 %
- Bauzeit 4 Jahre
- Zinsfuß 8 %

wird eine Minderung der Fixkosten von 0,4 Dpf/kWh berechnet.

Die Berechnung der Verminderung der variablen Kosten erfolgt über die Ermittlung des Wärmepreises und unter Berücksichtigung des Nettobetriebswärmeverbrauchs (d.i. diejenige Wärmemenge, die zur Erzeugung von einer Kilowattstunde benötigt wird).

Dabei bestehen die Relationen:

$$\text{Wärmepreis (DM/Gcal)} = \frac{\text{Kohlepreis frei Kraftwerk (DM/t)}}{\text{Heizwert (10}^3\text{kcal/t)} \cdot 10^3}$$

und

$$\text{Stromerzeugungskosten (variabler Anteil)} = \text{Wärmepreis (DM/Gcal)} \cdot \text{Nettobetriebswärmeverbrauch (10}^6\text{ kcal/ 10}^6\text{ kWh)}.$$

Nimmt man nun an, daß ein Drittel der eingesetzten Kohle praktisch zum halben Preis bezogen werden kann - entsprechend der Regelung nach §3b der 2. Novelle zum 3. Verstromungsgesetz -, und geht man des weiteren von folgenden Daten aus:

- Kohlepreis: DM 155,--/t
- Heizwert: 7000 kcal/kg
- Nettobetriebswärmeverbrauch: 2400 kcal/kWh,

so wird eine Kostenverminderung (variabler Anteil) von ebenfalls 0,4 Dpf/kWh errechnet. Bei der Interpretation dieses Ergebnisses muß

man allerdings berücksichtigen, daß diese Kostenentlastung eine Obergrenze darstellen dürfte, da kaum alle neu zu bauenden Kohlekraftwerke nach dieser Regelung bezuschußt werden dürften.

Insgesamt ergibt damit die Modellrechnung eine Kostenentlastung von 0,8 Dpf/kWh.

4.4.2.2. Negative Auswirkungen auf Produktionsaktivitäten und Lebensbedingungen (externe Effekte)

Für eine konkrete Analyse im Energiebereich sind unter negativen externen Effekten alle Aufwendungen und sonstigen beeinträchtigenden Wirkungen zu verstehen, die ein stromproduzierendes Unternehmen bei Dritten oder der Allgemeinheit verursacht. Dabei ist es besonders schwierig, alle derartigen von einer Produktionstätigkeit ausgehenden Wirkungen zu erfassen und sie einzelnen Objektbereichen bzw. sozialen Gruppen zuzuordnen, wie das folgende Beispiel zeigt.

Saubere Luft ist für eine Reihe von Industrieprozessen eine notwendige Voraussetzung. Luftverschmutzung durch den Betrieb A kann daher den Betrieb B, der für seine Produktion saubere Luft benötigt, dazu zwingen, eine Luftreinigungsanlage zu installieren. Durch die Produktion des A sind daher die Kosten bei B entstanden. Gesunde Luft ist aber auch ein Anliegen der Allgemeinheit, da verunreinigte Luft zu Gesundheitsrisiken führen bzw. das Wohlbefinden einzelner Bürger beeinträchtigen kann. Damit erweist sich die Beeinträchtigung eines Objektbereiches (Luft) als auf zweifache Weise wirksam, als Kostenverursachung bei anderen Produzenten und als Beeinträchtigung der Lebensbedingungen.

Es können aber auch positive externe Effekte vom energiewirtschaftlichen Produktionsbereich ausgehen. Als Beispiel wird häufig der

Fall zweier Kohleförderungsunternehmen zitiert /LITTMANN, K. (1974)/:
Die Unternehmen A und B besitzen eng benachbarte Förderungsbereiche, wobei aber nur B zur Erweiterung seines Förderungsbereiches den Grundwasserspiegel durch Abpumpen senkt. Falls diese Aktivität von B auch in der Schachanlage von A wirksam wird, genießt A in diesem Fall eine positive externe Auswirkung der Produktion von B. Allerdings hat auch A keine Kontrolle über die Abpumpmaßnahmen von B.

Da bei einem Wirtschaftlichkeitsvergleich der Kernenergie mit einem anderen Primärenergieträger nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden kann, daß die positiven externen Effekte in Hinblick auf das Ziel des Umweltschutzes und andere wichtige gesamtwirtschaftliche Ziele, wie z.B. die Sicherung der langfristigen Energieversorgung, gleich groß sind, müßten eigentlich auch die positiven externen Effekte in eine umfassende Analyse einbezogen werden, die sich damit von einer Kostenanalyse auf eine Art Kosten-Nutzen-Analyse ausweiten würde. Eine derartige Ausweitung im Rahmen dieser Untersuchung vornehmen zu wollen, würde indessen über die hier vorgegebene Fragestellung der einzelwirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Kostenanalyse hinausgehen.

Im folgenden werden die wichtigsten Identifizierungs- und Zurechnungsprobleme der negativen externen Effekte im Produktionsbereich einerseits und bei den Lebensbedingungen andererseits behandelt. Hierbei wird im wesentlichen auf die Beeinträchtigung der Nutzungsmöglichkeiten der Umwelt eingegangen, da die Umwelt mit ihren üblicherweise unterschiedlichen Teilkategorien Wasser, Luft, Boden, Lärm und Abfall nach verbreiteter Meinung von energiepolitischen Entscheidungen besonders betroffen wird. Die Nutzungsmöglichkeiten der Umwelt können als freie Güter bezeichnet werden, insoweit sie öffentlich zugänglich sind und nicht einer vorhergehenden Genehmigung bedürfen. Dabei handelt es sich um Güter, die im ökonomischen Sinn nicht knapp sind und daher von jedermann unentgeltlich in Anspruch genommen werden können.

Externe Effekte der Produktion bzw. Konsumtion bewirken nun häufig eine Qualitätsminderung freier Güter mit der Folge, daß sie nicht ohne weiteren wirtschaftlichen Aufwand genutzt werden können. Der Bereich des Umweltschutzes und die dazu getroffenen Maßnahmen liefern dafür zahlreiche Beispiele. Tendenziell bewirkt daher diese Art von externen Effekten die Umwandlung von ehemals freien Gütern in knappe Güter.

4.4.2.2.1 Negative externe Effekte im Produktionsbereich

Beeinträchtigungen der Produktionsaktivitäten in volkswirtschaftlichen Sektoren außerhalb der Elektrizitätswirtschaft können durch den Betrieb von Kraftwerken verursacht werden, wenn die Stromproduktion zu einer Senkung der Umweltqualität unter das Niveau führt, das für eine reibungslose Produktion in den anderen Bereichen der Volkswirtschaft erforderlich ist. In welchem Umfang es bei gegebener Belastung der Umwelt durch die Stromproduktion zu negativen externen Effekten kommen kann, hängt einerseits davon ab, welche - technisch ermittelbaren - Standards der Umweltqualität als unabdingbare Produktionsvoraussetzung in den anderen Sektoren erreicht sein müssen. Andererseits wird die Höhe der negativen externen Effekte bei anderen Produzenten entscheidend durch die bisherige und zukünftige räumliche Verteilung der Stromproduktion und der anderen Produktionsaktivitäten in einer konkreten Volkswirtschaft bestimmt.

Als erschwerend für eine umfassende und verursachungsgerechte Ermittlung der negativen externen Effekte der Stromproduktion bei anderen Produzenten dürfte sich der weit verbreitete Tatbestand einer bereits durch die anderen Produktionsaktivitäten beeinträchtigten Umweltqualität erweisen. Das neu hinzukommende Kraftwerk bewirkt womöglich nur eine geringe zusätzliche Verschlechterung der Umweltqualität, die damit aber einen Schwellenwert erreicht, der zu gravierenden Beeinträchtigungen bei den anderen Produktionsaktivitäten führt. Weiterhin kann

dieser Schwellenwert erst mit erheblicher zeitlicher Verzögerung nach der Inbetriebnahme eines Kraftwerks erreicht werden, indem die im Verlauf der Stromproduktion weitgehend kontinuierlich an die Umwelt abgegebenen Schadstoffe erst allmählich zu einer toxischen Beeinträchtigung der Umweltqualität kumulieren.

Die negativen Auswirkungen der Stromproduktion auf die anderen Produktionsaktivitäten in der Volkswirtschaft kommen zwar im wesentlichen über das Medium Umwelt zustande, können aber nicht mittels der in technisch-naturwissenschaftlichen Einheiten meßbaren Verschlechterung der Umweltqualität zufriedenstellend quantifiziert werden, wie es die hier vorgegebene Zielsetzung einer Ausweitung des einzelwirtschaftlichen Kostenbegriffs erfordert. Die grundsätzlichen Meßmöglichkeiten ergeben sich aus den unmittelbaren Anpassungsreaktionen, die bei den von einer verschlechterten Umweltqualität betroffenen Produzenten festgestellt werden können. Analytisch lassen sich zwei Arten von Anpassungsreaktionen und damit zwei Meßansätze unterscheiden, eine Verringerung des Umsatzes einerseits und eine Erhöhung der tatsächlichen Produktionsgestehungskosten andererseits. Im konkreten Ablauf des wirtschaftlichen Geschehens können diese beiden Reaktionsarten allerdings auch kombiniert auftreten.

Zu negativen externen Effekten im Produktionsbereich in Form einer Umsatzminderung kann es über eine quantitative und/oder qualitative Beeinträchtigung des Produktionsangebots eines Produzenten kommen. So kann ein Produzent an der Aufrechterhaltung oder Ausweitung seiner Produktionskapazitäten an einem bestimmten Standort gehindert werden, weil das dort zur Verfügung stehende Flußwasser bereits so stark aufgeheizt ist, daß er es nicht mehr für Kühlzwecke verwenden kann. Wenn sich kein Ausweichsstandort anbietet - der unter Umständen auch nur mit zusätzlichen Produktionsaufwendungen genutzt werden kann -, muß dieser Produzent trotz entsprechender Nachfrage

die von ihm angebotene Produktmenge reduzieren bzw. auf ein erhöhtes Angebot verzichten. Zu einer unfreiwilligen Umsatzminderung kann es auch dann kommen, wenn zwar das ursprünglich geplante Produktionsniveau aufrechterhalten, dieses aber wegen eines durch Umwelteinflüsse verringerten Qualitätsstandards - z.B. bei Agrarprodukten - nur zu einem reduzierten Preis abgesetzt werden kann. Wenn diese bei einzelnen Produzenten feststellbaren Umsatzminderungen nicht durch entsprechende Umsatzsteigerungen bei anderen Produzenten ausgeglichen werden, kann sich auf diese Weise ein verringertes Sozialprodukt bzw. ein geringerer Anstieg des Sozialprodukts im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen Wachstumsverlustes ergeben.

Negative externe Effekte im Produktionsbereich in Form einer Erhöhung der tatsächlichen Produktgestehungskosten bei - unterstelltem - qualitativ und quantitativ unverändertem Produktangebot treten dann auf, wenn die durch die Stromproduktion in ihrer Qualität beeinträchtigte Umwelt von Produzenten außerhalb des Stromerzeugungsbereichs zwar in demselben Umfang wie bisher genutzt wird, sie aber zunächst durch geeignete Maßnahmen auf ein Qualitätsniveau gebracht wird, das für die Durchführung des eigentlichen Produktionsprozesses unerlässlich ist. So kann der auf eine bestimmte Luftqualität angewiesene Produzent sich veranlaßt sehen, eine Luftfilteranlage zusätzlich einzubauen und zu betreiben. Die hierbei anfallenden Kosten können als Meßgröße für die durch die Stromproduktion zusätzlich verursachten Kosten angesehen werden.

Negative externe Effekte in Form einer Erhöhung der tatsächlichen Produktgestehungskosten liegen auch dann vor, wenn eine Anlage zur Verbesserung der vom Stromproduzenten beeinträchtigten Umweltqualität, z.B. eine Kläranlage, vom Staat und nicht vom eigentlich betroffenen Produzenten errichtet und betrieben wird. Wenn der eigentlich betroffene Produzent entsprechend seinem Nutzwasserverbrauch kostendeckende Gebühren an den Staat entrichten muß, können diese Gebühren

als Indikator für die negativen externen Effekte der Stromproduzenten herangezogen werden. Es wäre im Einzelfall stets zu prüfen, welcher Anteil der Kosten einer vom Staat zur Umweltverbesserung betriebenen Anlage ursächlich auf die Stromproduktion zurückzuführen ist.

In längerfristiger Betrachtungsweise kann sich aus einer derartigen umweltbedingten Erhöhung der Produktgestehungskosten in einigen volkswirtschaftlichen Sektoren außerhalb der Elektrizitätswirtschaft durchaus ein real verringertes Produktionsniveau ergeben, je nach dem, wie und inwieweit die zusätzlichen Kosten jeweils auf die Nachfrager im Preis weitergewälzt werden und wie sehr die Nachfrager die von ihnen nachgefragte Menge an Preiserhöhungen anpassen. Ob auf diese Weise das insgesamt in der Volkswirtschaft erreichte bzw. erreichbare Produktionsniveau - gemessen in Form des Sozialprodukts - sinken wird, ist zunächst offen, denn die Herstellung der die Umweltqualität verbessernden Anlagen wird bei der üblichen Berechnungsweise des Sozialprodukts als ein positiver Beitrag zum Sozialprodukt verbucht.

Auch wenn sich für die Erfassung bzw. Zurechnung der negativen externen Effekte, die von der Stromproduktion auf andere Produktionsbereiche der Volkswirtschaft ausgehen können, aus dem konkreten wirtschaftlichen Geschehen ablesbare Wertgrößen anbieten, dürfte eine umfassende und detaillierte Erfassung dieser Effekte auf viele empirische, sicherlich aber auch auf weitere methodisch-theoretische Schwierigkeiten stoßen. Generell stellt sich jedoch die Frage, ob in der Bundesrepublik Deutschland überhaupt mit einer ins Gewicht fallenden Summe aller im Produktionsbereich mit der Stromproduktion verbundenen negativen externen Effekte grundsätzlich gerechnet werden kann. Denn der Inbetriebnahme eines Kraftwerkes, insbesondere eines Kernkraftwerkes, gehen in der Bundesrepublik Deutschland mehrere Prüf- und Genehmigungsverfahren voraus, die das Ziel haben, eine dauernde oder bei Störfällen einmalige Belastung der Umwelt und damit das Auftreten negativer externer Effekte so weit wie möglich zu vermeiden. Das Bemühen, in einem marktwirtschaftlich orientierten Ordnungssystem

das Auftreten negativer - aber auch positiver - externer Effekte zu vermeiden, beruht auf der aus wirtschaftstheoretischen Überlegungen abgeleiteten Erkenntnis, daß eine optimale Verwendung (oder Allokation) der Ressourcen dann nicht gewährleistet ist, wenn die einzelwirtschaftlichen Aufwendungen und Erträge nicht den gesamtwirtschaftlichen Aufwendungen und Nutzen entsprechen, somit das einzelwirtschaftliche (betriebswirtschaftliche) Rechnungssystem nicht die tatsächlichen Knappheitsrelationen in der Volkswirtschaft widerspiegelt und sich an ihm orientierende Wirtschaftssubjekte nicht eine optimale Bedarfsdeckung gewährleisten können. Zudem können, wie oben angedeutet, bei Vorliegen externer Effekte auch Wachstumsverluste nicht von vornherein ausgeschlossen werden.

Das Bestreben, diese unter Umständen weitreichenden Konsequenzen der negativen externen Effekte für das gesamtwirtschaftliche Geschehen zu verhindern, kann sich in Internalisierungsmaßnahmen niederschlagen. Diese zielen darauf ab, externe Effekte entweder durch gesetzliche Normen und technische Regelungen überhaupt auszuschließen oder durch Absprache zwischen den Betroffenen bzw. durch politische Maßnahmen auszugleichen und in den privatwirtschaftlichen Rechnungen sichtbar zu machen.

Durch die Durchführung von Prüfverfahren vor dem Bau eines Kraftwerks und vor der Erteilung von Betriebsgenehmigungen soll in der Bundesrepublik Deutschland gegenwärtig das Auftreten negativer externer Effekte verhindert werden. Den Betreibern von Kraftwerken werden Auflagen erteilt, bis zu welcher Höhe Schadstoffe an die Umwelt abgegeben werden können. Im einzelnen wird dabei differenziert, welche maximale Menge kurzzeitig ausgestoßen werden kann und wie hoch die Gesamtbelastung in einem Jahr sein darf. Beurteilungsgrundlage für die Aufsichtsorgane sind gesetzlich vorgegebene maximale Konzentrationsgrade an Schadstoffen in den einzelnen Umweltsektoren.

Wenn unterstellt werden könnte, daß die festgelegten Umweltstandards jegliches Entstehen negativer externer Effekte im Produktionsbereich der Volkswirtschaft verhindern und daß diese Umweltstandards durch entsprechende technische Vorrichtungen bei den Stromproduzenten auch eingehalten werden, würde sich das Bemühen um die Quantifizierung der negativen externen Effekte im Produktionsbereich erübrigen. Die Befriedigung staatlich vorgegebener Umweltstandards würde sich damit bereits in den Anlagekosten niederschlagen und damit als Element der einzelwirtschaftlichen Kostenfaktoren in eine umfassende Kostenermittlung eingehen.

Aber selbst wenn für die Gegenwart eine derartige Annahme zu Recht gemacht werden könnte - die Richtigkeit der Annahme ließe sich durch eine Analyse der in der letzten Zeit in Betrieb genommenen Kraftwerke überprüfen -, kann ihre Gültigkeit nicht ohne weiteres auch für zukünftig zu errichtende Kraftwerke postuliert werden. Denn die Ermittlung der einzelnen Schadensfaktoren ist noch sehr im Fluß. Dies gilt besonders für die langfristigen Schadensverläufe und solche Umweltbelastungen, die zuverlässig nur bei großräumiger Betrachtungsweise ermittelt werden können (z.B. CO₂-Problem, Abwärmebelastung, Klimaveränderung). Damit kann es sich, um negative externe Effekte im Produktionsbereich auch in Zukunft zu vermeiden, als notwendig erweisen, die möglichen Schadensfaktoren in den einzelnen Umweltbereichen ständig zu kontrollieren und gegebenenfalls ohne Verzug die Umweltnormen anzupassen. Es kann im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung nicht ausgeschlossen werden, daß trotz der durch technische Vorrichtungen uneingeschränkt befriedigten Umweltstandards teilweise dennoch negative externe Effekte bei anderen Produzenten von der Gesamtgesellschaft mehr oder weniger bewußt hingenommen werden. Sie könnten dann auch teilweise oder ganz durch monetäre Kompensationsleistungen ausgeglichen werden, die von den Kraftwerksbetreibern an die geschädigten Produzenten oder auch an die Allgemeinheit zu entrichten sind. Ob und inwieweit das eine

oder andere Internalisierungsverfahren in der Zukunft angewendet werden wird und in welchem Maße folglich negative externe Effekte im Produktionsbereich mit den damit verbundenen Erfassungs- und Meßproblemen auftreten werden, dürfte letztlich davon abhängen, welche gesellschaftlichen Zielvorstellungen sich vorrangig durchsetzen. Hierbei dürften die Wert- und Nutzenvorstellungen bezüglich der Umweltqualität eine besondere Rolle spielen, deren Standards wegen ihrer im Vergleich zum Produktionsbereich vermutlich größeren Bedeutung für die unmittelbaren Lebensbedingungen der Bevölkerung letztlich von den Anforderungen aus dem Bereich der Lebensbedingungen bestimmt sein dürften.

4.4.2.2.2. Auswirkungen auf die Lebensbedingungen

Externe Effekte sind nicht auf den Produktionsbereich beschränkt, sondern können in allen Bereichen der politischen und sozialen Umwelt auftreten, d.h. im weitesten Sinne die Lebensbedingungen einer Gesellschaft beeinflussen. Eventuelle Benachteiligungen Dritter oder Beeinträchtigungen der Lebensbedingungen sowie zusätzliche Aufwendungen zur Verhinderung bzw. Abmilderung dieser Auswirkungen sind daher auch als Kosten zu interpretieren. Im einzelnen kann es sich dabei um Auswirkungen auf die Umweltqualität (Luft, Wasser, Klima, Landschaftsbild und Siedlungsstruktur), um Auswirkungen auf die Gesundheit und um die langfristigen Folgen eines Verbrauchs nicht regenerierbarer Ressourcen handeln, aber auch um Beeinträchtigungen der Sicherheit und der Stabilität einer gesellschaftlichen Ordnung. Staatliche Aufwendungen z.B. zur Verhinderung politischer Erpreßbarkeit im Zusammenhang mit der Versorgung mit Energieträgern oder zur Verhinderung terroristischer Anschläge auf Kernkraftwerke fallen somit auch unter die sozialen Kosten. Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, daß sich auch die externen Effekte im Produktionsbereich auf die Lebensbedingungen

auswirken, da die Folgen von Produktionskostenerhöhungen oder die Verschlechterung der Produktqualitäten letztlich den Verbrauchern treffen.

Eine Identifikation aller externen Effekte einer Produktionstätigkeit auf die Lebensbedingungen ist oft unmöglich, da der Forschungsstand z.B. über gesundheitliche Auswirkungen bestimmter Emissionen noch nicht zufriedenstellend ist oder da bei neuen Technologien zum Zeitpunkt ihrer Einführung noch nicht alle Folgen vorhersehbar sind.

Dies kann nicht darüber hinwegtäuschen, daß die externen Effekte zunehmend an Bedeutung gewinnen. Die Kontroverse um die Kernenergie ist nur ein Beispiel dafür, wie die Einführung von Großtechnologien Konflikte und Umorientierungsprozesse in den verschiedensten Bereichen auslösen kann.

Die Erfassung von externen Effekten in der politischen und sozialen Umwelt ist noch unbefriedigend und beschränkt sich bisher nur auf ausgewählte Wirkungsbereiche. Zusätzlich zum Identifikationsproblem tritt noch das Problem, die einzelnen Auswirkungen zu quantifizieren, die festgestellten Schäden zu bewerten und in Geldwerte umzuwandeln, was notwendig wäre, um sie kostenmäßig berücksichtigen bzw. internalisieren zu können.

Bisherige Ansätze zur Bestimmung der sozialen Kosten bei Kohle- und Kernkraftwerken sind noch nicht weit gediehen /BUDNITZ, R.J., HOLDREN, J.P. (1976), BARRAGER, St. M. (1976)/ und kaum über Taxonomien und partielle Quantifizierungs- und Bewertungsversuche hinausgekommen. Sie stellen allerdings den Stand der Diskussion dar und sollen daher kurz referiert werden.

Nach Budnitz und Holdren können die Wirkungskategorien einzelner Energietechnologien in drei Gruppen eingeteilt werden:

- Quantifizierbare (wenigstens prinzipiell) und zwischen den einzelnen Technologien vergleichbare Auswirkungen

Beispiele: +)

Todesfälle: (Anzahl, verkürzte Lebenszeit)

Unfälle, Krankheiten (Anzahl, Zahl der ausgefallenen Arbeitstage, Aufwand für Wiederherstellung der Gesundheit)

Schäden an wirtschaftlichen Gütern und Dienstleistungen (DM)

Verbrauch an Bodenfläche, Wasser, Energie (Quadratmeter, Liter, Joule)

Emissionen von Schadstoffen gleicher Art (Kilogramm)

Wärme- und Lärmemissionen (Joule, Phon)

Kosten zur Minderung quantifizierbarer Umweltbeeinträchtigungen um einen bestimmten Grad

- Quantifizierbare, aber nur schwer zu vergleichende Auswirkungen

Beispiele: +)

Verbrauch von Nicht-Energie-Rohstoffen (Kilogramm des betreffenden Materials) in Relation zu den Gesamtreserven

Emission von Schadstoffen unterschiedlicher Art (Kilogramm oder Curie)

Stärke des Eingriffs in einen natürlichen Prozeß (in Prozent)
(Wie stark wird die natürliche Produktion von CO₂ durch verschiedene Kraftwerksarten vermehrt? Was dient als Bestimmunggrundlage für den "natürlichen Bestand"?)

Zeitlicher und räumlicher Schadensverlauf (Fläche, Zeit)

+) In Klammern sind die Maßeinheiten angegeben.

- Nur sehr schwer oder gar nicht quantifizierbare Auswirkungen

Beispiele:

Grad der Irreversibilität von Schadenswirkungen

Politische Implikationen.

Für die ersten beiden Auswirkungskategorien wurde von Budnitz und Holdren einiges Datenmaterial aus mehreren Veröffentlichungen zusammengetragen. Im wesentlichen handelt es sich um Unfalldaten und Statistiken über Umwelteinflüsse. Es zeigt sich dabei, daß für die USA die Kernkraftwerke bei mehreren Auswirkungsarten günstiger abschneiden als andere Kraftwerkstypen. Für die dritte Kategorie von Auswirkungen konnten von den Autoren noch keine einheitlichen Bewertungsgrundlagen gefunden werden, die einen Vergleich der Auswirkungen ermöglicht hätten.

Große Schwierigkeiten bereitet die monetäre Bewertung der einzelnen Schäden und Umweltbeeinträchtigungen in allen drei Kategorien. Erst eine monetäre Schadensbewertung würde aber einen umfassenden kostenmäßigen Vergleich verschiedener Kraftwerkstypen erlauben. Die mit der monetären Bewertung verbundenen Probleme sind jedoch nach Ansicht der Autoren noch zu groß, als daß auch nur vorsichtige Schlußfolgerungen bezüglich eines Vergleichs verschiedener Kraftwerkstechnologien gezogen werden könnten.

Eine andere amerikanische Untersuchung /BARRAGER, St.M., et al. (1976)/ geht allerdings einen Schritt weiter. In ihr wird versucht, durch detaillierte Modellbildung und entscheidungstheoretische Analyse die sozialen Kosten zu bestimmen. In den Modellen werden die zu unter-

suchenden Auswirkungen nachgebildet, z.B. Atembeschwerden durch SO_2 -Emission von Kohlekraftwerken oder genetische Effekte durch Emission von Radionukliden. Jeder dieser Auswirkungen wird ein sozialer Wert (ausgedrückt in Geldeinheiten) zugeordnet, der die Zahlungsbereitschaft der Gesellschaft für die Vermeidung eines bestimmten Schadens widerspiegelt. Dies kann an einem extremen Beispiel erläutert werden:

Bei einzelnen Auswirkungen muß mit Todesfällen gerechnet werden. Der einem Menschenleben von der Gesellschaft zugeordnete Wert kann nur darüber ermittelt werden, welche Konsequenzen ein hoher bzw. ein niedriger monetärer Wert eines Menschenlebens für andere Entscheidungsbereiche haben würde. Bei einem sehr hohen Wert wären z.B. die Kosten für die Sicherheitsmaßnahmen im Verkehr und in der Produktion so hoch, daß die wirtschaftliche Tätigkeit beeinträchtigt werden könnte. Klagen der Bevölkerung wegen unsinniger Sicherheitsauflagen wären wahrscheinlich die Folge. Andererseits bestünde bei einem geringen Wert kein Anreiz für Produzenten von z.B. Verkehrsmitteln, hinreichende Sicherheitsmaßnahmen zu treffen. Wahrscheinlich würden sich dagegen ebenfalls massive Proteste der Bevölkerung erheben. Ein sich irgendwie einpendelnder mittlerer Wert reflektiert demnach, was die Gesellschaft bereit ist, für die Sicherung des Lebens gegen Unfälle aufzuwenden.

Für nur wahrscheinliche Auswirkungen wird ein "Erwartungswert" gebildet. Dieser besteht aus der Summe der Geldwerte der bei einer Entscheidungsalternative auftretenden einzelnen Auswirkungen, jeweils multipliziert mit der - durch ein gesondertes Rechenverfahren bestimmten - Wahrscheinlichkeit ihres Auftretens. Stehen mehrere Entscheidungsalternativen zur Wahl, so wird die kostengünstigste für die weitere Betrachtung zugrundegelegt.

Für Kohlekraftwerke sind folgende Auswirkungen untersucht worden:

- SO_2 -Emissionen mit Auswirkungen auf Gesundheit, natürliche Umwelt, Gebäude und Werkstoffe, ästhetische Vorstellungen;

- nitrose Gase (mit den gleichen Auswirkungen wie bei SO₂);
- Spurenelement-Emission (Quecksilber, Beryllium, Arsen, Selen, Blei, Nickel);
- CO₂-Emission;
- Rekultivierung von Kohlelagerstätten, die im Tagebau abgebaut werden;
- Lagerung des Abfalls, der beim Kohleabbau anfällt;
- Staublungen bei Bergarbeitern;
- Unfälle beim Kohleabbau;
- Unfälle beim Kohletransport.

Die einzelnen Rechnungen ergeben "soziale Kosten" in der Größenordnung von 6-20 % der gesamten Stromerzeugungskosten. Die Höhe der sozialen Kosten ist dabei im wesentlichen vom Schwefelgehalt der eingesetzten Kohle bzw. vom Grad der Entschwefelung abhängig. Die sozialen Kosten anderer Auswirkungen belaufen sich auf ca. 2 % der Stromerzeugungskosten.

Bei Kernkraftwerken wurden berücksichtigt:

- Unfälle in Kernkraftwerken;
- Unfälle bei der Brennelementfertigung, Wiederaufarbeitung und Transport;
- Abzweigung von spaltbarem Material;
- Sabotage;
- Gefahren der Lagerung hochradioaktiver Abfälle;

- Emissionen bei 'Normalbetrieb' des Brennstoffkreislaufs;
- Gefährdungen der Beschäftigten in Nuklearanlagen.

Die Rechnungen haben ergeben, daß hierbei Zusatzkosten in der Höhe von nur 3 ‰ der gesamten Stromerzeugungskosten auftreten.

Gegen diese Untersuchung ist viel Widerspruch erhoben worden. +)
Es bestehen erhebliche Meinungsverschiedenheiten über die angewandte Methode, über die monetäre Bewertung von Schäden (z.B. die monetäre Bewertung von Menschenleben) und über die Möglichkeiten, zu späteren Zeitpunkten eintretende Ereignisse und deren Folgen geeignet zu diskontieren. Besonders problematisiert wurde die Anwendung des Konzeptes des Erwartungswertes zur Bestimmung der Folgen von Unfällen, Sabotageakten und Abzweigungen radioaktiven Materials beim nuklearen Brennstoffzyklus. Zu fragen wäre auch, ob in dieser Untersuchung alle relevanten externen Effekte erfaßt sind. In jedem Fall wäre eine Übertragung der Ergebnisse auf die deutschen Verhältnisse wegen der unterschiedlichen Ausgangsdaten (z.B. Bevölkerungsdichte) und möglicherweise auch wegen unterschiedlicher sozialer Bewertung der externen Effekte problematisch.

Die Ausführungen zu den Auswirkungen auf die Lebensbedingungen müssen notgedrungen bruchstückhaft bleiben. Zu viele Probleme der Erfassung und Quantifizierung von Auswirkungen sowie der Bewertung von Schäden und Benachteiligungen sind noch ungelöst.

Die bisher ungelösten Probleme der Ermittlung der sozialen Kosten von verschiedenen Stromerzeugungstechnologien machen es erforderlich, die externen Effekte dieser Technologien in anderer Form in den

+) Siehe die ausführliche Dokumentation von Stellungnahmen in dem Bericht selbst.

energiepolitischen Entscheidungsprozessen zu berücksichtigen. Die bisherigen, oben referierten Versuche der Erfassung der sozialen Kosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien erscheinen methodologisch und in ihren Annahmen noch so problematisch, daß es fragwürdig wäre, die Ergebnisse solcher Studien zur Entscheidungsfindung heranzuziehen. Damit soll nicht gegen weitere Bemühungen um eine Erfassung der sozialen Kosten von Stromerzeugungstechnologien argumentiert werden. Man sollte sich aber bewußt sein, daß sich ein Teil der externen Effekte, z.B. gesellschaftspolitische Auswirkungen, wohl niemals in befriedigender Weise quantifizieren lassen.

Anhang: Übersicht über die Verstromungsgesetze (Stand: 15.6.1978)

1. Verstromungsgesetz (12.8.1965)

Für Kraftwerke, die nach dem 30.6.1964 und vor dem 1.7.1971 in Betrieb genommen wurden, können steuerfreie Rücklagen in Höhe von 45 % der Investitionskosten gebildet werden. Diese Steuerbefreiung betrifft

- Körperschaftsteuer
- Gewerbeertragsteuer
- Gewerbekapitalsteuer
- Vermögensteuer.

2. Verstromungsgesetz

- Für Kraftwerke, die nach dem 1.7.1966 und vor dem 30.6.1971 in Betrieb genommen wurden, kann ein Zuschuß zu den Brennstoff- und den Betriebsmehrkosten beim Einsatz von Gemeinschaftskohle gewährt werden, allerdings unter Anrechnung der steuerlichen Vergünstigungen nach dem 1. Verstromungsgesetz und unter Beachtung von Zuschußhöchstbeträgen (20,-- DM/tSKE bis 1970, 15,-- DM/tSKE 1971, 20,-- DM/tSKE 1972, 25,-- DM/tSKE 1973, 15,-- DM/tSKE 1974).
- In alten Kraftwerken (d.h. in solchen Kraftwerken, die vor dem 1.7.1966 in Betrieb genommen wurden) können entsprechende Zuschüsse gewährt werden:
 - a) für denjenigen Mehrverbrauch von Gemeinschaftskohle, der über den Verbrauch eines Energieversorgungsunternehmens des Jahres 1965 hinausgeht,

- b) für denjenigen Ersatzverbrauch von Gemeinschaftskohle, wenn anstelle von Heizöl Kohle eingesetzt wird (Referenzmenge ist dabei diejenige Menge Heizöl, die im Jahre 1965 eingesetzt worden ist).

Die Bezuschussung ist mit Ende 1970 eingestellt worden.

- Ein Zuschuß zu den Stromtransportkosten kann dann gewährt werden, wenn ein Energieversorgungsunternehmen Steinkohlestrom von anderen Stromerzeugungsunternehmen bezieht und selbst die entsprechende Menge Heizöl einspart und wenn Steinkohlestrom in das öffentliche Netz eingespeist wird (Mittelvolumen von 100 Mio DM bereits 1971 ausgenutzt).

3. Verstromungsgesetz

- Für Kraftwerke, die in der Zeit vom 1.7.1966 bis 30.6.1971 in Betrieb genommen wurden, werden die Regelungen des 2. Verstromungsgesetzes beibehalten mit der Änderung, daß ab 31.12.1974 die Zuschußbegrenzung entfällt und der Betriebsmehrkostenzuschuß jedoch auf 40,-- DM/tSKE beschränkt ist.
- Für Kraftwerke, die vor dem 1.7.1966 in Betrieb gegangen sind, kann ein Brennstoffkostenzuschuß in Höhe der Wärmepreisdifferenz (Preis der Gemeinschaftskohle frei Kraftwerk abzüglich Preis für Heizöl frei Kraftwerk) und ein Zuschuß zu den sonstigen Betriebsmehrkosten gewährt werden.
- Für Kraftwerke, die in der Zeit vom 18.12.1974 bis zum 31.12.1985 in Betrieb genommen werden, kann ein Zuschuß
 - a) zu den Brennstoffmehrkosten und den Betriebsmehrkosten vom Betriebsbeginn an (nach Regelung Nr. 2) gewährt werden,
 - b) zu den Investitionskosten in Höhe von DM 150,-- pro Kilowatt installierte Leistung gewährt werden. Voraussetzung für die

Gewährung des Zuschusses ist allerdings, daß die Kraftwerke 10 Jahre lang mit Gemeinschaftskohle betrieben werden und mindestens 2200 Stunden im Jahr betrieben werden, im Durchschnitt der 10 Jahre aber mindestens mit 3000 Vollastbetriebsstunden pro Jahr.

- Stromtransportkostenzuschuß bei über 200 km Entfernung in Höhe der vergleichbaren Kohlefracht (Begrenzung des Fördervolumens wurde aufgegeben).
- Für Steinkohlebezugsverträge, die einen geringeren Preis vorsahen als die Listenpreise, kann dem Kraftwerksbetreiber die Differenz zu den Listenpreisen ersetzt werden, wenn er diese Listenpreise an ein Unternehmen des deutschen Steinkohlebaus bezahlt (gilt nur für Verträge mit Vertragsabschluß vor dem 30.9.1973).

Novelle zum 3. Verstromungsgesetz (30.3.1976)

Zuschüsse zu den Brennstoffkosten und Betriebskosten können auch dann gewährt werden, wenn der Einsatz von Gemeinschaftskohle zur Verdrängung von anderen Primärenergieträgern erfolgt (nicht nur Heizöl).

Entsprechend kann auch der Bezug von Steinkohlestrom anstelle der Eigenerzeugung oder des Bezugs von Strom aus anderen Primärenergieträgern bezuschußt werden.

Diese Regelung galt nur für die Jahre 1976 und 1977. Für Kraftwerke, bei denen mit dem Kesselbau nach dem 1.4.1976 begonnen wird, erhöhte sich der Investitionskostenzuschuß auf DM 180,-- pro Kilowatt installierte Leistung.

Zweite Novelle zum 3. Verstromungsgesetz (19.12.1977)

- Für die Jahre 1978 bis 1987 können Zuschüsse für ca. 1/3 der bezogenen Steinkohle (in tSKE) gewährt werden. Die Höhe des Zuschusses bemißt sich nach dem Unterschiedsbetrag je tSKE zwischen dem Marktpreis und dem um 3,-- DM erhöhten halben Preis für typische Kraftwerkskohle der Ruhrkohle AG.

Diese Regelung gilt für diejenigen Kohlemengen, für die in Erfüllung des Abnahmevertrages zwischen der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) und dem Steinkohlebergbau von den Energieversorgungsunternehmen Kohlebezugsverträge über 10 Jahre Laufzeit abgeschlossen wurden. Bei dieser Regelung stehen Kohlestrombezugsverträge den Kohlebezugsverträgen gleich.

Für Industriekraftwerke gilt diese Regelung für maximal 1/3 des Kohlebezugs, wenn sie einen entsprechenden Mehrbezug an Kohle glaubhaft machen können und ebenfalls eine 10-jährige Abnahmeverpflichtung eingehen.

Falls zur Erreichung des Gesetzesziels erforderlich, können 2 Mio tSKE jährlich zusätzlich nach den o.a. Kriterien (Kohlepreis frei Kraftwerk abzüglich halber Ruhrkohlepreis für typische Kraftwerkskohle zuzüglich 3,-- DM) bezuschußt werden.

- Für Kraftwerke, die für den Einsatz niederflüchtiger Kohle ganz oder teilweise ausgelegt werden, kann der Investitionskostenzuschuß um einen Zuschlag bis zur Höhe der zusätzlichen Investitionskosten angehoben werden.
- Für den Einsatz niederflüchtiger Kohle in Kraftwerken wird ein Zuschlag zu den Betriebsmehrkosten gewährt (die entsprechenden Richtlinien werden demnächst veröffentlicht).

Literatur zu Kapitel 4

BARRAGER, St. M., JUDD, B.R., NORTH, D.W.

The Economic and Social Costs of Coal and Nuclear Electric Generation

A Discussion Paper Prepared for an Environmental Workshop at the MITRE Corporation
May 27-28, 1976 (1976)

BIESELT, R.

Wirtschaftlich optimaler Zubau und Einsatz von Kraftwerken in Nordrhein-Westfalen innerhalb eines mittelfristigen Planungszeitraumes von etwa 10 Jahren
Düsseldorf 1972

BMFT (Der Bundesminister für Forschung und Technologie) (Hrsg.)

Zur friedlichen Nutzung der Kernenergie
Eine Dokumentation der Bundesregierung
Bonn 1977 (1977a)

BMFT (Der Bundesminister für Forschung und Technologie) (Hrsg.)

Programm Energieforschung und Energietechnologien 1977-1980
Bonn 1977 (1977b)

BOHN, T.

Kohlestrom bleibt teurer als Kernenergiestrom
VDI-Nachrichten, 28.1.1977

BOHN, T., EICH, P., HANSEN, U., JEHLE, B.

Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken
Jül-Spez-2, November 1977

BUDNITZ, R.J., HOLDREN, J.P.

Social and Environmental Costs of Energy Systems
Annual Review of Energy, 1(1976), S. 553-580

DEUTSCHE VERBUNDGESELLSCHAFT

Bericht 1976

GSCHWENDTNER, H.

Energiepolitik im gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Vergleich
Der Bürger im Staat, 26(1976)1, S. 29-33

HANSEN, U.

Volkswirtschaftliche Konsequenzen einer Verzögerung des Baus von
Kernkraftwerken (Studie im Auftrag des BMFT)
Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung der KFA Jülich
(STE-Jülich), Jülich, März 1976

IRSCH, N.

Die Bedeutung der Kernenergie für die Energieversorgung
Wirtschaftsdienst,(1977)1, S. 7-14

LICHTENBERG, H.

Verbundbetrieb - Aspekte seiner Möglichkeiten und Grenzen
Elektrizitätswirtschaft, 76(1977)11, S. 296-301

LITTMANN, K.

Umweltbelastung - Sozialökonomische Gegenkonzepte
Kommission für wirtschaftlichen und sozialen Wandel
Göttingen 1974

MANDEL, H.

Die Entwicklung der Kernenergie in der Energieversorgung der
Bundesrepublik Deutschland
Elektrizitätswirtschaft. 75(1976), S. 602 ff

MICHAELIS, H.

Kernenergie
München 1977 (1977a)

MICHAELIS, H.

Ist Kernenergie wirtschaftlich?
Aktuelle Themen, Kerntechnische Gesellschaft
KAT-3-77 (1977) (1977b)

MÖNIG, W.

Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche
Kriterien zu seiner Beurteilung
Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln,
München 1975

REICHERT, K.

Wo steht der Steinkohlebergbau der Gemeinschaft heute?
Glückauf, 113(1977)4, S. 233-244

RIEMER, H.-L.

in: Informationen und Kommentare
Europäisches Informationsbüro für Kohlefragen
15(1977)5, S. 3-4

RITTSTIEG, G.

Die Kostenentwicklung der Stromversorgung im nächsten Jahrzehnt
in ihrer Auswirkung auf die Strompreise
Vortrag, gehalten auf der VDEW-Tagung am 25.5.1977
Manuskript

SCHMIEDEL, P., SCHRICKER, W.

Nuclear Fuel Cycle Cost and Cost Calculation
IAEA Training Course 1975
Schule für Kerntechnik, Kernforschungszentrum Karlsruhe

SCHMITT, D.

Die Entwicklung der Weltmineralölmärkte und die Auswirkungen
auf die Kernenergie
Kerntechnik, 18(1976)4, S. 153 ff

SCHMITT, D., JUNK, H., EBERSBACH, K.F., PRECHTL, H.

Parameterstudie zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
Köln und München, September 1977 (vervielfältigtes Manuskript)

STEPHANY, M.

Finanzierung im nuklearen Brennstoffkreislauf
atw, 20(1975)9, S. 412-414

TRENKLER, H.

Kosten der Bauzeitverlängerung bei Kernkraftwerken
atw, 21(1976)5, S. 246-250

TRÖSCHER, H., LANGE, H.-W.

Ein Modell zur Produktionskostensimulation und langfristigen
Ausbauplanung für die Elektrizitätserzeugung
Elektrizitätswirtschaft, 75(1976)6, S. 110-116

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke)

Wirtschaftliche Investitionsplanung in der Elektrizitätswirtschaft
Frankfurt 1966

WOITE, G.

Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants
IAEA Interregional Training Course on Nuclear Power Project Planning
and Implementation vom 6.9.-30.11.1976
Schule für Kerntechnik, Kernforschungszentrum Karlsruhe

5. Finanzierungsfragen des Kernenergieausbaus

5.1 Einleitung

Nach den ersten Erfahrungen mit Anlagen der 300- und 400-MW-Klassen werden in der Bundesrepublik Deutschland seit 1971 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 1 300 MW gebaut. Die Erdölkrise von 1973/74 unterstrich nach Ansicht vieler Beobachter die Notwendigkeit, nicht zuletzt aus Gründen der Versorgungssicherheit die Kraftwerkskapazitäten verstärkt auf den nunmehr in großtechnischem Maßstab anwendungsbereiten Primärenergieträger Kernenergie zu orientieren. Sowohl durch den Übergang zu bisher unbekanntem Größen bei einer einzelnen Kraftwerksanlage als auch infolge der geplanten kräftigen Ausweitung der Kraftwerkskapazitäten vor allem durch den Zubau von Kernkraftwerken, die je installierter Leistungseinheit (kW) mehr finanzielle Mittel als jeder konventionelle Kraftwerkstyp binden, kommen auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen erhebliche Finanzierungsaufgaben zu. Infolgedessen wurden immer wieder Befürchtungen über die Finanzierbarkeit des Kernenergieausbaus laut.

Die Frage nach der Finanzierbarkeit eines größeren Kernenergieausbauvolumens soll in diesem Kapitel vor dem Hintergrund der generellen Investitions- und Investitionsfinanzierungssituation der Elektrizitätswirtschaft als Erbauer und Betreiber der Kernkraftwerke analysiert werden.

Die allgemeine Investitionssituation der Elektrizitätswirtschaft weist folgende Charakteristika auf. Die Investitionsaktivitäten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen erstrecken sich auf den Kraftwerksbereich, das Fortleitungs- und Verteilungsnetz sowie sonstige Ausrüstungsgegenstände. Sie ist der traditionell anlagenintensivste Wirtschaftszweig der Bundesrepublik Deutschland. Das Verhältnis des gesamten Anlagenbestandes zum Jahresumsatz erreichte in der Elektrizitätswirtschaft 1975 einen Wert von 1,40 gegenüber einem Durchschnitt in der verarbeitenden Industrie von 0,30. Die chemische Industrie als der Industriezweig mit der zweitgrößten Anlagenintensität benötigte einen Sachanlagenbestand von nur gut 0,45 DM, um 1 DM Verkaufserlöse zu erzielen /PONTO (1977), S. 378/. Bei einem Volumen der nominalen Brutto-Anlageinvestitionen in der gesamten Wirtschaft der

Bundesrepublik Deutschland von 232,87 Mrd DM im Jahre 1976 (1975: 214,54 Mrd DM) ⁺) entfallen auf die öffentliche Elektrizitätsversorgung 9,54 Mrd DM oder knapp 4,1 % (1975: 10,17 Mrd DM oder gut 4,7 %) /SÜDDEUTSCHE ZEITUNG (1977)/.

Auf die gesamte Energiewirtschaft, d.h. zusätzlich unter Einfluß von Kohle, Erdöl, Erdgas, Mineralöl, Gas und Fernwärme, entfiel 1976 ein Investitionsanteil von 6,5 % (1975: 7,2 %) /RAMMNER (1977)^b. S. 11/. Gemessen am Umsatz in Höhe von 27,5 Mrd DM (ohne Mehrwertsteuer) betragen 1975 die Investitionsausgaben der Elektrizitätswirtschaft rund 26 % /RAMMNER (1977)^a, S. 11/.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst auf die Frage eingegangen, wie hoch das mit dem zu erwartenden Kernenergieausbau verbundene finanzielle Volumen ist (Abschnitt 5.2). Zu diesem Zweck werden vorliegende Berechnungen kritisch gesichtet. Eine eigene Überschlagsrechnung schließt sich an. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der finanziellen Folgen von Planungs- und Bauverzögerungen bei Kernkraftwerksinvestitionen werden in einer überwiegend qualitativen Analyse behandelt (Abschnitt 5.3). In den Abschnitten 5.4 und 5.5 werden die Möglichkeiten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen untersucht, sich die erforderlichen Mittel zur Investitionsfinanzierung zu beschaffen.

Einerseits wird analysiert, ob die klassischen Instrumente der Innen- und Außenfinanzierung zur Finanzierung von Kernkraftwerken ausreichen oder ob neue Finanzierungsformen oder Veränderungen der gesetzlichen Voraussetzungen erforderlich sind (Abschnitt 5.4). Andererseits wird untersucht, wie die Position der Elektrizitätswirtschaft als Nachfrager auf den volkswirtschaftlichen Finanzmärkten zu beurteilen ist (Abschnitt 5.5).

⁺) Diese Summe der Brutto-Anlageinvestitionen der gesamten Wirtschaft klammert den Großteil der Investitionen der öffentlichen Hand sowie die Investitionen im Wohnungsbau aus.

5.2 Das finanzielle Volumen von Kernkraftwerkszubauprogrammen

Im folgenden wird zunächst ein Überblick über einige Berechnungen des finanziellen Volumens umfassender Kernenergieausbauprogramme für den Zeitraum 1974 bis 1985 gegeben. Zum Zeitpunkt dieser Volumenberechnungen, d.h. vor rund 4 bis 5 Jahren, kamen deren Verfasser mit Hilfe der Berechnungsergebnisse und weiterführender Überlegungen zu der Einschätzung, daß die Realisierung des ermittelten finanziellen Kernkraftwerksvolumens eine Lockerung bestimmter finanzierungstechnischer Begrenzungen voraussetze⁺). Inzwischen werden diesbezügliche Forderungen nur noch vereinzelt und auch längst nicht mehr in so engem Bezug zur Frage der finanziellen Realisierbarkeit bzw. Nichtrealisierbarkeit der Kernkraftwerksinvestitionen erhoben.

In einem zweiten Teil dieses Abschnitts wird auf der Basis aktueller Kernenergieausbauzahlen die jahresdurchschnittliche Finanzierungsbelastung der Elektrizitätswirtschaft durch Kernkraftwerksinvestitionen ermittelt. Dieses finanzielle Volumen wird um die sonstigen zu erwartenden Investitionsaktivitäten der Branche ergänzt und mit den gesamten bisherigen jahresdurchschnittlichen Investitionsaktivitäten der Elektrizitätswirtschaft verglichen. Diese Gegenüberstellung erscheint geeignet, die Tendenzaussage zu verdeutlichen, daß ein Kernenergieausbau auf mittlerem Niveau finanziert werden kann.

5.2.1 Überblick über verschiedene Berechnungen zum finanziellen Volumen des Kernenergieausbaus bis 1985

Die vorliegenden Berechnungen zu den finanziellen Implikationen umfassender Kernenergieausbauprogramme (s. Tabelle 5.1) stützen sich weitgehend auf die in den Jahren 1974 und 1975 veröffentlichten technisch-wirtschaftlichen Rahmendaten der Bundesregierung (Energieprogramm der Bundesregierung und 1. Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung). Sie beziehen sich mit

+) Vgl. Abschnitt 5.4

Tabelle 5.1

Übersicht über Berechnungsergebnisse zum finanziellen Volumen eines umfassenden Kernenergieausbauprogramms zwischen 1974 und 1985⁺)

Veröffentlichung	1985 installierte KKW-Kapazität, in MW	Finanzielles Volumen für den KKW-Ausbau Bezeichnung ¹⁾ Höhe, in Mrd DM	Höhe des finanziellen Volumens für den Brennstoffzyklus, in Mrd DM	Summe des finanziellen Volumens für KKW-Ausbau und Brennstoffzyklus, in Mrd DM
VDEW 1975	45 000	Investitionsvolumen - 2)	- 2)	87
DRESDNER BANK 1974	50 000	Auftragswert 56 Investitionsvolumen 73 Finanzierungsvolumen 85 = Investitionsvolumen + 30 % (= 22 Mrd DM)	für KKW-Erstkerne ³⁾ : 7,0 für KKW-Nachladungen ³⁾ : <u>11,4</u> 18,4 zuzüglich - Uranprospektion 3,0 - Konversion 0,6 - Urananreicherungsanlagen 2,0 - Wiederaufarbeitung <u>2,5</u> 26,5 ⁴⁾	99,5 ⁵⁾
zum Vergleich: neuere Schätzungen vgl. PONTO 1977	ca. 30 000	Investitionsvolumen 70 - 80	50	120 - 130

+) Anmerkungen zu Tabelle 5.1 siehe übernächste Seite; für eine eingehende Darstellung der einzelnen Programmberechnungen siehe Anhang 5.1.

Fortsetzung: Tabelle 5.1 +)

Veröffentlichung	1985 installierte KKW-Kapazität, in MW	Finanzielles Volumen für den KKW-Ausbau		Höhe des finanziellen Volumens für den Brennstoffzyklus, in Mrd DM		Summe des finanziellen Volumens für KKW-Ausbau und Brennstoffzyklus, in Mrd DM
		Bezeichnung ¹⁾	Höhe, in Mrd DM			
MICHAELIS 1977	45 000 ⁶⁾	Finanzierungsvolumen (Barwert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme zu konstanten Preisen von Ende 1977)	77	Brennstoffausgaben einschl. der Erstkerne zuzüglich - Investitionsaufwendungen für den Brennstoffzyklus	33 <u>7</u> 40	117
SCHMITT/MÖNIG 1975	40 300	Finanzierungsvolumen - zu konstanten Preisen von Mitte 1974 - bei jährlicher Preissteigerung von 3 % ⁷⁾ - periodengerecht, zu konstanten Preisen ^{7) 8)} - periodengerecht, bei jährlicher Preissteigerung von 3 % ^{7) 8)}	45,6 unter 60 63 ⁸⁾ 86 ⁸⁾	- 2)		- 2)

5-5

+) Anmerkungen zu Tabelle 5.1 siehe nächste Seite

Anmerkungen zu Tabelle 5.1

- 1) Für die Begriffsabgrenzung im einzelnen siehe die nachfolgende Darstellung; die Bezeichnungen im Original weichen teilweise hiervon ab.
- 2) Keine Angaben.
- 3) Für Natururankäufe, Urananreicherung, Brennelementeherstellung; unter Berücksichtigung der Zahlungsbedingungen, d.h. unter Ein-schluß von Preissteigerungen während der Laufzeit einer Bestellung.
- 4) Vgl. auch DIEL (1977), S. 633: Nach dieser Veröffentlichung setzt sich der Gesamtbetrag aus folgenden Einzelpositionen zusammen:

- Uran-Versorgung	DM 11,1 Mrd	
- Anreicherungsanlagen	DM 2,0 Mrd	
- Uran-Anreicherung	DM 6,8 Mrd	
- Brennelemente-Herstellung	DM 4,1 Mrd	
- Wiederaufarbeitung	<u>DM 2,5 Mrd</u>	DM 26,5 Mrd
- 5) Berücksichtigt wurde das Investitionsvolumen, 73 Mrd DM, für den KKW-Ausbau.
- 6) Die Ermittlung des finanziellen Volumens erfolgt für einen Zeit-raum ab 1976 einschließlich; der angegebene Bestand dürfte nach Michaelis wegen einer Verlangsamung des Ausbauprogramms jedoch erst 1987 erreicht sein.
- 7) Eigene Schätzungen, da Angaben im Original sich lediglich auf den gesamten Kraftwerksbereich beziehen.
- 8) Korrigiertes Finanzierungsvolumen unter Berücksichtigung einer jährlichen Ausweitung des KKW-Bestandes in der zweiten Hälfte der 80er Jahre um 7000 MW, zu konstanten Preisen.

geringen Abweichungen auf den Zeitraum 1974 bis 1985 einschließlich. Die Annahmen für die 1985 erreichte Kernkraftwerkskapazität schwanken in einem Bereich zwischen 40 000 und 50 000 MW und müssen aufgrund des Planungs- und Ausbaustandes von 1977/1978 als um die Hälfte zu hoch angesehen werden.

Wie der tabellarische Überblick über die einzelnen Programmberechnungen erkennen läßt, lassen sich die Differenzen in den Zahlenergebnissen keineswegs hinreichend mit den Abweichungen bei dem zugrundegelegten Kapazitätsausbau erklären. Erhebliche Abweichungen sind vor allem auch auf die verwendeten unterschiedlichen, häufig jedoch nicht explizierten Begriffsabgrenzungen für das finanzielle Volumen eines Kraftwerksprojekts zurückzuführen.

Der Auftragswert eines Kernkraftwerks stellt die Summe der zum Zeitpunkt der Auftragserteilung einigermaßen zuverlässig kalkulierbaren Kosten für Material- und Personalaufwand dar, der bei den Herstellern der verschiedenen Kernkraftwerksbauteile entsteht.

Unter Investitionsvolumen ist der bilanzierte Investitionswert (Zugang zum Anlagevermögen) zu verstehen. Die Kostenbestandteile, die in das Investitionsvolumen eingehen, werden durch die steuerrechtlichen Bilanzierungsvorschriften bestimmt. Das Investitionsvolumen umfaßt neben dem Auftragswert des Kernkraftwerks die Eigenleistung des Bauherrn, die für die Genehmigung des Investitionsprojekts durch die Behörden zu entrichtenden Prüfgebühren sowie die sich üblicherweise während der Bauzeit ergebenden Steigerungen der Errichtungskosten aufgrund von Preissteigerungen, erforderlicher technischer Änderungen oder sonstiger unvorhersehbarer Ereignisse.

Das insgesamt für ein Kernkraftwerk vom Baubeginn bis zur Inbetriebnahme anfallende finanzielle Volumen wurde hier mit dem analytischen Begriff Finanzierungsvolumen bezeichnet. Es umfaßt außer dem Investitionsvolumen die während der Bauzeit mit dem Investitionsprojekt ursächlich verbundenen Zinsen und Steuern ("Bauzinsen und -steuern"). Der Begriff Finanzierungsvolumen wurde auch dann in die Tabelle eingesetzt, wenn nur die Berücksich-

tigung der Zinsen als gesichert anzusehen war. Wegen des vergleichsweise hohen Investitionsvolumens und der langen Bauzeit bei Kernkraftwerksprojekten haben die Bauzinsen einen großen quantitativen Anteil am Finanzierungsvolumen. Zinsen fallen auf das Fremd- und das Eigenkapital an, das für die Durchführung des Investitionsprojekts benötigt wird. Die Steuern umfassen die der Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals zuzurechnenden Ertragssteuern (Körperschaft- und Kapitalertragsteuer) wie auch der Grund-, Vermögen- und Gewerbesteuer, soweit sie auf die jeweils fertiggestellten und in der Bilanz als Aktivum ausgewiesenen Anlagenteile bis zur Inbetriebnahme zu entrichten sind.

Bauzinsen und -steuern werden üblicherweise nicht in den Investitions- und damit auch nicht in den Finanzplan eines Unternehmens eingestellt. Die Aktivierung der Bauzinsen ist seit wenigen Jahren auch steuerlich nicht mehr zulässig /HAUSNER (1974), S. 140-141/. Somit sind diese beiden Kostenelemente bereits zu dem Zeitpunkt, in dem sie anfallen, über die Stromerlöse zu finanzieren.

Die Höhe des für den Mehrjahreszeitraum ausgewiesenen Volumens wird weiterhin entscheidend dadurch beeinflusst, welche Schätzgrößen für die einzelnen Bestandteile des finanziellen Volumens eingesetzt werden bzw. ob und in welchem Ausmaß ihre Veränderung im Zeitablauf berücksichtigt wird. Da in der ersten Hälfte der 70er Jahre noch verhältnismäßig wenig technische und ökonomische Erfahrungen mit den inzwischen üblichen Standardblockgrößen von 1 300 MW je Kernkraftwerk gesammelt waren, kam es innerhalb weniger Jahre zu erheblichen Investitionskostenerhöhungen. Diese fast sprunghaftigen Erhöhungen haben zur Folge, daß die vorliegenden Prognosen für das finanzielle Volumen eines Kernenergieausbauprogramms, die die jeweils jüngsten Kostenerfahrungen als Berechnungsgrundlage heranziehen, das tatsächliche finanzielle Volumen systematisch unterschätzen.

Wie stark die mit einer Kernkraftwerksinvestition verbundenen Kostenfaktoren innerhalb weniger Jahre angestiegen sind, läßt sich beispielhaft an der Entwicklung des Finanzierungsvolumens für ein Kernkraftwerk bzw. für eine Leistungseinheit (spezifisches Finanzierungsvolumen, in DM/kW) aufzeigen.

Das spezifische Finanzierungsvolumen für ein Ende 1971 in Auftrag gegebenes Kernkraftwerk beläuft sich auf 912 DM/kW /MICHAELIS (1977), S. 220/. Es liegt damit um etwa 65 % über dem spezifischen Auftragswert (550 DM/kW) für dasselbe Kraftwerk. Ein 1973 in Auftrag gegebenes Kernkraftwerk erreicht ein spezifisches Finanzierungsvolumen von 1100 bis 1200 DM/kW, ein 1974 in Auftrag gegebenes Kernkraftwerk ein entsprechendes Volumen von 1400 bis 1500 DM/kW. Damit ist zwischen 1971 und 1973 eine Steigerung um 26 % und zwischen 1973 und 1974, innerhalb einer halb so großen Zeitspanne, ebenfalls eine Steigerung um 26 % zu verzeichnen /MICHAELIS (1975), S. 327/. Für ein Kernkraftwerk, das 1977 bestellt wird und 1983 in Betrieb gehen soll, wird das spezifische Finanzierungsvolumen bereits auf rund 2500 DM/kW veranschlagt /BMFT (1977), S. 427/.

Damit kostete ein Kernkraftwerk mit Baubeginn im Jahre 1971 rund 1,19 Mrd DM, während bei einer Bestellung im Jahre 1977 bereits mit 3,25 Mrd DM zu rechnen ist. Neben einer inflatorischen Steigerung der Lohn- und Materialkosten ist diese Erhöhung vor allem auf eine Verlängerung der Bauzeit und auf gleichzeitig erhöhte Sicherheits- und Umweltschutzaufgaben zurückzuführen. Bei Kernkraftwerken, die etwa 1985 ihren Betrieb aufnehmen sollen, wird jetzt mit Gesamtkosten von rund 3,5 Mrd DM gerechnet.⁺⁾.

Ob der unverhältnismäßig starke Preiserhöhungstrend für Kernkraftwerksinvestitionen in der Zukunft unvermindert anhält, dürfte insbesondere davon abhängen, inwieweit Bauverzögerungen und -unterbrechungen vermieden und die Genehmigungsverfahren gestrafft werden können. Sollte dies gelingen, besteht Aussicht, "daß sich die Investitionskosten in Zukunft entsprechend dem Investitionsgüterpreisindex entwickeln werden" /OBOUSSIER (1977)/. Die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke scheint in diesem Punkt jedoch eher skeptisch zu sein /VDEW (1977)/.

^{+) Diese Aussage bezieht sich auf Kernkraftwerke vom Typ Biblis B /ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT (1977)/. Siehe auch RITTSTIEG (1977), S. 10 und Bild 9: 3000 DM/kW netto für ein Kernkraftwerk mit einer Nettoleistung von 1200 MW ergeben Gesamtkosten von 3,6 Mrd DM.}

Schließlich hat die Elektrizitätswirtschaft im Rahmen des Kernenergieausbaus auch Finanzierungsaufgaben zur Kernbrennstoffbeschaffung zu bewältigen. Bei den verschiedenen Studien wurden die Brennstoffzykluskosten teilweise berücksichtigt, teilweise wurden sie nicht berücksichtigt. Unterschiede in den ausgewiesenen Zahlen beruhen vor allem auf einer unterschiedlichen Abgrenzung der Brennstoffzyklusausgaben, die lange vor der Nutzung ihres materiellen Gegenwerts anfallen und daher zum Finanzierungsvolumen für Kernkraftwerksinvestitionen hinzuzurechnen sind.

Neben den aufgeführten Quellen, die sich neben einer Schätzung des finanziellen Volumens im Erzeugungsbereich auch dem Brennstoffkreislauf widmen, gibt es auch Veröffentlichungen, die sich ausschließlich mit dieser Thematik beschäftigen ⁺⁾ . Die Aussagen der verschiedenen Autoren zum Brennstoffkreislauf lassen deutlich erkennen, mit welcher zusätzlichen Unsicherheit finanzielle Schätzungen in diesem Bereich gegenüber dem Kernkraftwerksbereich verbunden sind, da hier noch nicht genügend Erfahrungen im großtechnischen Maßstab gewonnen werden konnten. Unbestreitbar dürfte sein, daß im gesamten Kernbrennstoffbereich weitere Finanzierungsaufgaben in Milliardenhöhe auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft zukommen, auch wenn die Errichtung der Anlagen zur Endlagerung radioaktiver Abfälle in den Zuständigkeitsbereich des Bundes fällt. Insbesondere darf nicht übersehen werden, daß neben den Anlagen des Brennstoffzyklus auch der Brennstoff selbst bereits vor dem Zeitpunkt seines Einsatzes in der Stromproduktion Zahlungen erfordert und somit Bestandteil der Finanzierungsaufgabe ist.

Somit zeigt sich, daß aufgrund der sich rasch verändernden technischen und ökonomischen Grundlagen die einen Mehrjahreszeitraum umfassenden Projektionen des finanziellen Volumens des Kernenergieausbaus nur eine auf den Projektionszeitpunkt beschränkte Aussagefähigkeit aufweisen. Auch die detaillierten Berechnungsschritte, auf denen die vorliegenden Projektionen aufbauen, können hierüber nicht hinwegtäuschen. Es ist allein den zufälligerweise gegenläufigen Veränderungen der beiden

+) Siehe beispielsweise STEPHANY (1975); SCHEUTEN (1977).

Haupteinflußfaktoren - technischer Kapazitätsausbau und spezifische Kosten je Kernkraftwerksinvestition - zu verdanken, daß die älteren Volumenberechnungen heute die "richtigen" Größenordnungen wenigstens näherungsweise widerspiegeln⁺⁾ .

5.2.2 Einschätzung der finanziellen Realisierbarkeit eines störungsfreien Kernenergieausbaus auf mittlerem Niveau

Aus der Sicht des Jahres 1978 lassen sich die folgenden Plausibilitätsüberlegungen über die finanzielle Realisierbarkeit eines störungsfreien Kernenergieausbaus auf mittlerem Niveau für den Zeitraum 1979 bis 1990 anstellen. Dieses zugrundegelegte "mittlere Niveau" orientiert sich an dem Referenzfall der energiewirtschaftlichen Institute, der im Anhang der 2. Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom Dezember 1977 angeführt ist. Die bewußt einfach gehaltene Überschlagsrechnung zum zukünftigen jahresdurchschnittlichen Finanzierungsumfang für Kernkraftwerksinvestitionen wird ergänzt durch entsprechende Berechnungen für die sonstigen Investitionsaktivitäten der Elektrizitätswirtschaft und dann vor dem Hintergrund der bisherigen Finanzierungsleistungen der Elektrizitätswirtschaft gewertet.

Bei einem Kernkraftwerksbestand von rund 10 000 MW Ende 1978 wird, so lautet die Ausgangsannahme, bis 1985 ein Bestand von 24 000 MW und bis Ende 1990 ein Bestand von 40 000 MW erreicht sein. Dies entspricht einem Zubau von 30 000 MW zwischen 1979 und 1990 einschließlich. Bei der derzeitigen Standardleistungsgröße für Leichtwasserreaktoren von 1300 MW würde dies die Fertigstellung von rund 23 Einheiten innerhalb von 12 Jahren erfordern. Es sei unterstellt, daß sich die

⁺⁾ Vgl. beispielsweise PONTO (1977) und DRESDNER BANK (1974).

Fertigstellung der Kernkraftwerke derart über die 12 Jahre verteilt, daß ein gleichmäßiges Finanzierungsvolumen entsprechend dem Aufwand für 2500 MW oder knapp 2 Kernkraftwerke anfällt⁺⁾ .

Wenn weiterhin ein fortlaufender Kernkraftwerksausbau nach 1990 mit einem Endbestand von 75 000 MW im Jahre 2000 unterstellt und zudem berücksichtigt wird, daß ab 1979 fertiggestellte Kraftwerke bereits vorher im Bau sind und damit auch finanziert werden müssen, ist das Periodenvolumen am Ende und am Anfang der hier betrachteten Projektionsperiode, d.h. sowohl nach oben als auch nach unten zu korrigieren. Hierbei wird von einer Bauzeit von 6 Jahren mit einer gleichmäßigen jährlichen Finanzierungsbelastung je Investitionsprojekt ausgegangen.

Nach 1990 werden im Jahresdurchschnitt Kernkraftwerke mit einer Kapazität von 3500 MW fertiggestellt. Damit entfallen auf die Zeit bis 1990 zusätzliche Zahlungen für ein Äquivalent von 8 750 MW oder 6,7 Blockeinheiten. Auf die Jahre bis 1978 entfallen für Kernkraftwerke, die erst ab 1979 in Betrieb gehen, vom Periodenvolumen abzuziehende Zahlungen für ein Äquivalent von 6 250 MW oder 4,8 Blockeinheiten. Als positive Nettogröße ist damit ein Korrekturposten für 2500 MW oder knapp zwei Blockeinheiten zu berücksichtigen.

Damit beläuft sich die Finanzierungsbelastung der Elektrizitätswirtschaft durch Kernkraftwerke zwischen 1979 und 1990 auf ein Äquivalent von rund 25 Kernkraftwerken insgesamt bzw. auf 2,1 Kernkraftwerke (=2708 MW) jährlich. Im konkreten Fall kann die erforderliche jährliche Finanzierungsleistung weit über diese Durchschnittsgröße hinausgehen. Es kann aber realistischerweise davon ausgegangen werden, daß die Elektrizitätswirtschaft über die Möglichkeit verfügt, Mehrausgaben in einem Jahr durch entsprechende Minderausgaben in einem anderen Jahr ohne größere Schwierigkeiten zu kompensieren.

+) Vgl. VDEW (1976), S. 20. Die in technischen Einheiten ermittelte Ausbauplanung der Elektrizitätswirtschaft sieht zwischen 1976 und 1981 einen Leistungszugang aus Kernkraftwerks-Neubauten von knapp 16 000 MW vor; dies entspricht einem jahresdurchschnittlichen Zugang von 2 Kernkraftwerken a 1300 MW.

Als monetäre Durchschnittsgröße für einen einzelnen Kernkraftwerksblock sei entsprechend den jüngsten Schätzungen ein Finanzierungsvolumen, d.h. unter Berücksichtigung aller mit einem Kernkraftwerksbau ursächlich verbundenen Aufwendungen, in Höhe von 3,5 Mrd DM zugrundegelegt /ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT (1977); RITTSTIEG (1977)/. Unter Berücksichtigung der bereits getroffenen Annahme über eine jährliche Finanzierungsbelastung entsprechend 2,1 Kernkraftwerken muß die Elektrizitätswirtschaft ein jährliches Finanzierungsvolumen von rund 7,35 Mrd DM für den Kernkraftwerksbau aufbringen.

Um die Realisierbarkeit dieses finanziellen Volumens zuverlässig einschätzen zu können, wäre es erforderlich, die mit den Investitionen der vergangenen Jahre entstandenen jährlichen Finanzierungsvolumina zu kennen. Jedoch liegen hierzu keine unmittelbar zugänglichen statistischen Angaben vor. Als relativ einfach zugängliche Ersatzgröße bietet sich das Investitionsvolumen an, das im übrigen bei Investitionsobjekten mit weitaus kürzerer Bauzeit als im Falle von Kernkraftwerken keine so hohe Differenz zum Finanzierungsvolumen aufweist. Das Investitionsvolumen entspricht den Angaben über die jährliche Aufstockung der Anlagenbestände in der Elektrizitätswirtschaft ohne Berücksichtigung der Anlagenabgänge (=Zugänge zu den Bruttoanlagekonten, im weiteren auch als (Brutto-)Anlageinvestitionen bezeichnet).

1975 belief sich der Wert der Anlageinvestitionen der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft auf 10,17 Mrd DM, wobei auf die Erzeugungsanlagen 46 %, die Fortleitungs- und Verteilungsanlagen 44 % und der Rest von 10 % auf die Betriebs- und Geschäftsausstattung, Zähler, Meßgeräte u.ä. entfielen /VDEW (1976), S. 8/. Damit haben die nominellen jährlichen Anlageinvestitionen, d.h. unter Berücksichtigung von inflationären Preissteigerungen, 1975 einen vorläufigen Höhepunkt erreicht. 1976 und 1977 betrug das Investitionsvolumen jeweils zwischen 9,5 und 9,6 Mrd DM. Für 1978 werden wieder an die 10 Mrd DM erwartet /FRANKFURTER RUNDSCHAU (1978)/. Damit sind die jährlichen Investitionen in dem Zeitraum 1975 bis 1978 gegenüber dem Jahr 1965 um das Zweieinhalbfache

gestiegen, für den Erzeugungsbereich allein ist sogar fast eine Vervielfachung festzustellen.⁺⁾

Im folgenden wird die zukünftige jährliche Finanzierungsbelastung der Elektrizitätswirtschaft durch den Kernkraftwerkszubau anhand eines Vergleichs von zukünftigem Finanzierungsvolumen und bisherigem Investitionsvolumen eingeschätzt, indem alle sonstigen, nicht-nuklearen Investitionsaktivitäten der Elektrizitätswirtschaft mit berücksichtigt werden. Zwar müßte der Vergleich eigentlich anhand von gleichartigen Begriffsabgrenzungen durchgeführt werden, jedoch liegen hierfür keine geeigneten Daten vor. Indem bei der einen oder der anderen Größe kein pauschaler Abschlag bzw. Aufschlag vorgenommen wird, wird die Vergangenheitsgröße systematisch unterschätzt. Diese im weiteren unberücksichtigte quantitative Marge erfüllt damit die Funktion eines zusätzlichen Sicherheitspuffers.

Aufgrund der veröffentlichten Planungsdaten ist damit zu rechnen, daß zwischen 1979 und 1990 neben 25 Kernkraftwerkseinheiten (=32 500 MW) ein weiteres Finanzierungsvolumen für konventionelle Kraftwerke in der halben Höhe der Kernkraftwerkskapazität, gleich rund 16 000 MW, anfällt. Das monetäre Äquivalent je MW kann pauschal um rund ein Drittel niedriger als bei Kernkraftwerksinvestitionen veranschlagt werden (2000 DM/kW). Bei einer Gesamtbelastung für den 12-Jahreszeitraum von 32 Mrd DM entspricht dies einem jährlichen Finanzierungsvolumen von etwa 2,66 Mrd DM. Damit wird für alle Kraftwerkstypen zusammen ein jährliches Finanzierungsvolumen von rund 10 Mrd DM erreicht. Dieser Betrag ist damit doppelt so hoch wie das zwischen 1975 und 1978 im Erzeugungsbereich jahresdurchschnittlich realisierte Investitionsvolumen.

Erhöhen sich die Aufwendungen für die Netzinvestitionen und sonstige Investitionen im gleichen Maße wie die Investitionen für den Erzeugungs-

+) Vgl. auch RAMMNER (1977)^b und 1977)^c.

bereich⁺), ist hier ebenfalls mit einem Finanzierungsvolumen von 10 Mrd DM zu rechnen.

Damit kann unter den getroffenen Annahmen ein durchschnittliches Finanzierungsvolumen der Elektrizitätswirtschaft in Höhe von 20 Mrd DM pro Jahr für den Zeitraum 1979 bis 1990 erwartet werden. Damit würde sich für den Zeitraum 1979 bis 1990 die jährliche Finanzierungsbelastung der Elektrizitätswirtschaft für ihre gesamten Investitionsaktivitäten gegenüber der Situation Mitte der 70er Jahre fast verdoppeln. Dabei wurde die Situation Mitte der 70er Jahre durch die Charakterisierung mit dem relativ enger gefaßten Begriff Investitionsvolumen (10 Mrd DM) allerdings mit einem zu niedrigen finanziellen Volumen beschrieben. Die in das zukünftige jahresdurchschnittliche Finanzierungsvolumen eingegangenen Annahmen dürften darüber hinaus gewährleisten, daß es sich bei der Schätzgröße um eine zumindest in der ersten Hälfte des Projektionszeitraums wahrscheinlich nicht erreichte Maximalgröße handelt.

Vergleicht man diese Erhöhung der quantitativen Finanzierungsaufgaben mit der Erhöhung des nominellen Investitionsvolumens, das von 1965 bis 1975 um das Zweieinhalbfache, von 1970 bis 1975 allein um das Zweifache gestiegen ist, steht die Elektrizitätswirtschaft in der Zukunft weniger vor einer völlig neuen Situation als vielmehr in der Kontinuität steigender Finanzierungsanforderungen.

Mit welchen enormen Expansionsaufgaben die Elektrizitätswirtschaft bereits in der Vergangenheit fertig geworden ist, läßt sich auch aus der Erweiterung ihres Kraftwerksbestandes von 7300 MW im Jahre 1950 auf 57 500 im Jahre 1975, d.h. um jahresdurchschnittlich 2000 MW, ablesen. Dies entspricht einer Versiebenfachung des Kraftwerksbestandes innerhalb von 25 Jahren. Parallel dazu hat sich das nominelle Investitionsvolumen der Elektrizitätswirtschaft für alle Investitionsaktivitäten zusammen von 900 Mio DM auf über 10 Mrd DM und damit um mehr als das Zehnfache erhöht/OBERLACK (1976)^a, S. 657, 660/.

+) Vgl. z.B. RAMMNER (1977)^a: Bis 1975/76 sind die Investitionen im Verteilungsbereich und für sonstige Anlagen kontinuierlich auf etwa die Hälfte des gesamten Investitionsvolumens abgesunken. Die Annahme einer maximal gleich großen zukünftigen Steigerungsrate wie im Fall der Investitionen im Erzeugungsbereich erscheint demzufolge realistisch.

5.3 Finanzielle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Planungs- und Bauverzögerungen bei Kernkraftwerksinvestitionen

Wie jeder andere Produktionszweig steht die Elektrizitätswirtschaft vor dem mit jeder Investitionsaktivität verbundenen Dilemma: Einerseits will sie über bedarfsgerechte Stromerzeugungsanlagen rechtzeitig und so kostengünstig wie möglich verfügen, andererseits will sie ungenügend ausgelastete Kapazitäten und damit eine zugleich einzel- und volkswirtschaftlich überflüssige Bindung finanzieller und materieller Mittel vermeiden. Dieses Dilemma wird im Fall der Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätswirtschaft durch die folgenden drei branchentypischen Bedingungen verschärft:

- gesetzlicher Auftrag an die Elektrizitätswirtschaft, die Stromversorgung sicherzustellen,
- lange Ausreifungszeit der Investitionen von der ersten Planungsphase bis zur wirtschaftlichen Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlagen,
- Bindung der elektrizitätswirtschaftlichen Investitionstätigkeit an vorgeschaltete und die einzelnen Bauphasen begleitende Genehmigungsverfahren durch staatliche Behörden, auf die Bürgerprotestaktionen einen zunehmenden Einfluß gewonnen haben.

Mittelfristig scheint für die Bundesrepublik Deutschland jedoch weniger die Gefahr von Überkapazitäten als die Gefahr fehlender kostengünstiger Stromerzeugungsanlagen zu bestehen, insbesondere wenn die Verzögerungen im Kraftwerksbau weiter andauern. Aus diesem Grunde werden in der Öffentlichkeit Planungs- und Bauverzögerungen bei einzelnen Kernkraftwerksprojekten aufmerksam registriert und ihre vermuteten einzel- und gesamtwirtschaftlichen Folgen herausgestellt.

Die vorliegenden Quantifizierungen zu den finanziellen Auswirkungen von Planungs- und Bauverzögerungen bei einzelnen Kernkraftwerksanlagen^{+) ver-}deutlichen, welche zusätzlichen finanziellen Größenordnungen durch einjährige Verzögerungen in verschiedenen Planungs- und Bauphasen erreicht

+) Siehe Anhang 5.2

werden können. Sie lassen aber auch erkennen, wie sehr die Berechnungsergebnisse mit den - in den vorliegenden Veröffentlichungen nicht immer detailliert ausgewiesenen - Einzelannahmen schwanken. Eine wesentliche Verzögerungsauswirkung besteht darin, daß der - allerdings nur vorübergehend - ausfallende Kernstrom durch eine Stromerzeugung auf Kohlebasis ersetzt und der Ersatzstrom zusätzlich über eine längere Netzstrecke zu den Stromverbrauchern geleitet werden muß. Die vier im Anhang wiedergegebenen Berechnungen weisen als jährliche Verzögerungskosten eine Spanne zwischen 900 Mio DM und 320-430 Mio DM aus.

Aus den vorliegenden Verzögerungsberechnungen geht hervor, wie sehr diese auf bestimmte, jedoch nicht systematisch variierte Einzelfälle zugeschnitten sind, so daß sich hieraus die quantitativen Konsequenzen einer umfassenden Verzögerung eines gegebenen Kernkraftwerksausbauprogramms nicht mit hinreichender Zuverlässigkeit ermitteln lassen. Letztlich erlauben diese Berechnungen nur die qualitative Schlußfolgerung, daß jede längere Planungs- und Bauverzögerung zumindest den finanziellen Spielraum der Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätswirtschaft erheblich einengt. Außerdem ist festzuhalten, daß sich der verzögerungsbedingte Mehraufwand nicht nur aus Preis- und Zinssteigerungen sowie Aufwendungen für zusätzliche technische Einrichtungen zusammensetzt, sondern gegebenenfalls auch zusätzliche Aufwendungen für die Ersatzstrombeschaffung umfaßt.

Wegen des fehlenden systematischen Datenmaterials muß auf eine eigene Berechnung der finanziellen Auswirkungen einer Verzögerung eines vorgegebenen Kernenergieausbauprogramms verzichtet werden. Aber auch ohne diese Voraussetzung können Notwendigkeit und Grenzen der Interpretation von umfassenden Verzögerungsberechnungen diskutiert werden.

Es sei zunächst auf zwei gewichtige Faktoren aufmerksam gemacht, die bei Nichtbeachtung zu einem unzutreffend überhöhten finanziellen Verzögerungsvolumen führen.

Die Planungs- und Bauzeit für Kernkraftwerke hat sich im Laufe der letzten Jahre durch gestiegene Genehmigungsforderungen ständig erhöht. Inwieweit dieser gestiegene Zeitbedarf auf effektive Prüfbedürfnisse oder auf Aktionen

von Kernkraftwerksgegnern zurückzuführen ist, läßt sich nicht ohne weitergehende Untersuchungen ermitteln. Im Zweifelsfall wäre der aktuelle, je Kernkraftwerksinvestition durchschnittlich erforderliche Zeitbedarf für eine Verzögerungsberechnung heranzuziehen, nicht aber die vor drei oder fünf Jahren übliche Planungs- und Bauzeit, da der bisherige Bau von Kernkraftwerken noch der Einführungsphase zuzurechnen ist, deren Erfahrungswerte erst allmählich die Qualität von Standardwerten beanspruchen können.

Eine Verzögerungsberechnung für ein umfassendes Kernenergieausbauprogramm muß sich weiterhin an Planzahlen für den Zuwachs an Kernkraftwerkskapazitäten orientieren. Dabei beruht diese Kapazitätsplanung mit auf einer Projektion der Entwicklung des gesamten zukünftigen Strombedarfs. Angesichts der bereits mehrfach reduzierten Planzahlen für Strombedarf und Kernenergieeinsatz in der Bundesrepublik Deutschland bedarf die Gefahr eines überhöhten Kernkraftwerkskapazitäts-Ansatzes einer sorgfältigen Überprüfung.

Unterstellt, der verzögerungsbedingte Mehraufwand für die Realisierung eines Kernenergieausbauprogramms wurde methodisch und inhaltlich sachgerecht ermittelt, so bleibt weiterhin die Frage zu klären, wie dieses Volumen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu beurteilen ist. Eng hiermit verknüpft ist die Frage, in welcher Weise sich dieser Mehraufwand in verschiedenen nach analytischen Kriterien abgegrenzten volkswirtschaftlichen Sektoren auswirkt. In diesem Zusammenhang soll auch geklärt werden, ob der finanzielle Mehraufwand insgesamt oder auch abzüglich der Kosten für die Ersatzstromproduktion, da - so die Meinung einiger Autoren - nur bei ihr die Mehrkosten mit einer produktiven Gegenleistung verbunden seien, zu recht mit einem volkswirtschaftlichen Verlust in derselben Höhe gleichgesetzt wird⁺⁾. Hierfür sind die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der einzelnen Bestandteile des verzögerungsbedingten Mehraufwands nacheinander zu prüfen.

+) Siehe TRENKLER (1976), S. 249; TRENKLER (1977), S. 261; DELLER (1976), S. 193.

Wenn volkswirtschaftliche Kosten definiert werden als Verbrauch von Produktionsfaktoren, die sonst tatsächlich realisierten Verwendungszwecken in der Elektrizitätswirtschaft oder in anderen volkswirtschaftlichen Produktionssektoren entzogen werden, ohne daß diesem Faktoreinsatz ein entsprechender zusätzlicher realer Output gegenübersteht, so könnte jener materielle und personelle Aufwand für die Ersatzstrombeschaffung, der den materiellen und personellen Aufwand für die Stromerzeugung auf Kernenergiebasis übersteigt, als volkswirtschaftlicher Verlust bezeichnet werden. Voraussetzung für diese Gleichsetzung wäre jedoch, daß zu recht unterstellt werden kann, daß die bei der Ersatzstrombeschaffung zusätzlich gebundenen Produktionsfaktoren sonst anderen produktiven Verwendungszwecken zugeführt worden wären. Insoweit folglich für die Ersatzstrombeschaffung bereits vorhandene und nicht voll ausgelastete Anlagen herangezogen werden, wäre es nicht gerechtfertigt, für die Benutzung dieser Anlagen volkswirtschaftliche Kosten geltend zu machen. Dasselbe gilt umso mehr für den Fall, daß der Ersatzstrom aus dem Ausland bezogen wird. Damit dürfte durch die Gleichsetzung der volkswirtschaftlichen mit den einzelwirtschaftlichen Kosten der Ersatzstrombeschaffung tendenziell ein zu hoher Wert ausgewiesen werden.

Das finanzielle Volumen, das auf während der Verzögerung zur Auflage gemachte sicherheitstechnische Veränderungen an der Kernkraftwerksanlage entfällt, wäre nur dann als volkswirtschaftlicher Verlust zu bezeichnen, wenn als Ertrag nur Größen berücksichtigt werden, die sich auch unmittelbar im statistischen Sozialprodukt niederschlagen. Werden jedoch auch andere Wertkategorien, wie z.B. Sicherheit der Bevölkerung, in die Betrachtung mit einbezogen und wird den zusätzlichen sicherheitstechnischen Aufwendungen eine bestimmte Wirksamkeit und damit ein Ertrag zugestanden, kann dieser Bestandteil des finanziellen Verzögerungsvolumens nicht bzw. nicht in voller Höhe mit einem volkswirtschaftlichen Verlust gleichgesetzt werden.

Als Zwischenergebnis ist somit festzuhalten, daß der verzögerungsbedingte zusätzliche Faktoreinsatz in der Elektrizitätswirtschaft zu keinem oder nicht zu einem so hohen volkswirtschaftlichen Verlust führt, wie es die einzelwirtschaftlichen Verzögerungsberechnungen nahelegen scheinen.

Der auf Preis- und Zinssteigerungen entfallende Anteil des verzögerungsbedingten Mehraufwands wäre dann als volkswirtschaftlicher Verlust im Sinne eines verringerten Produktionsvolumens durch mangelnden Einsatz prinzipiell verfügbarer Produktionsfaktoren zu bezeichnen, wenn die zusätzlichen finanziellen Aufwendungen für ein bereits in Angriff genommenes Projekt andere wichtige Investitionsprojekte in der Elektrizitätswirtschaft verhindern. Dies setzt voraus, daß die Elektrizitätswirtschaft weder willens noch von der Kapitalmarktsituation her imstande ist, zusätzliche Finanzmittel aufzunehmen. Es müßte vor allem die Möglichkeit ausgeschlossen sein, daß die Elektrizitätswirtschaft entsprechend erhöhte Stromabgabepreise durchsetzt. Gerade diese Möglichkeit dürfte jedoch von der Elektrizitätswirtschaft angesichts der spezifischen Anbietersituation, in der sie sich befindet, weitgehend genutzt werden.

Damit ist die Frage, ob und in welchem Maße eine verzögerungsbedingte Preis- und Zinssteigerung bei Kernkraftwerksinvestitionen zu einem volkswirtschaftlichen Verlust führt, dahingehend zu operationalisieren, ob durch die erhöhten Strompreise in den nicht-elektrizitätswirtschaftlichen Produktionssektoren der Volkswirtschaft der Produktionsfaktoreneinsatz und damit das Produktionsvolumen durch Anpassungsreaktionen im Produktionssektor und/oder durch eine verringerte Güternachfrage des Konsumsektors beeinträchtigt werden. Damit werden zugleich auch die längerfristigen volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Strompreiserhöhungen analytisch erfaßt, die auf die "materiellen" Bestandteile des Verzögerungsvolumens, d.h. Ersatzstrombeschaffung und Sicherheitsauflagen, zurückgehen. Die güterwirtschaftlichen Anpassungsreaktionen der Produktions- und Konsumsektoren auf die an sie im Strompreis weitergewälzten einzelwirtschaftlichen Zusatzkosten determinieren das Auftreten und den Umfang eines Rückgangs der Güternachfrage bzw. -produktion in den nicht-elektrizitätswirtschaftlichen Produktionssektoren und damit eines volkswirtschaftlichen Verlustes.

Das auf den Güterkreislauf bezogene Angebots- und Nachfrageverhalten des Produktionssektors wird sich nur dann aufgrund der Strompreiserhöhung ver-

ändern, wenn die Veränderung des Stromkostenanteils an den gesamten Produktionskosten eine bestimmte Merkllichkeitsschwelle überschreitet und die Produzenten diese Kostenerhöhung nicht wiederum an ihre Abnehmer (Produzenten und Konsumenten) weitergeben können. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen ist mit einem weiteren Überwälzen zu rechnen, ohne daß dabei das Produktionsvolumen reduziert wird. Je nach dem Umfang der auslösenden Strompreiserhöhung setzt diese Aufblähung des finanziellen Kreislaufs in der Volkswirtschaft ohne eine Beeinträchtigung des Güterkreislaufs außerdem voraus, daß die von der zentralen Notenbank in gewissem Umfang gesteuerte Geldmengenversorgung der Volkswirtschaft entsprechend ausgeweitet wird. Dies dürfte jedoch auch ohne direktes Mitwirken der Notenbank ohne größere Schwierigkeiten gelingen, da das Geschäftsbankensystem traditionell über einen erheblichen von der Notenbank unabhängigen Finanzierungsspielraum (Überschußreserven an Zentralbankgeld) verfügt.

Somit ist aufgrund der institutionellen Bedingungen und bisherigen Erfahrungen in der Bundesrepublik Deutschland zu erwarten, daß durch Verzögerungen bei den Kernkraftwerksinvestitionen bedingte Strompreiserhöhungen das güterbezogene Angebots- und Nachfrageverhalten des inländischen Produktionssektors direkt nicht beeinflussen und auf diese Weise keine volkswirtschaftlichen Verluste entstehen.

Dennoch können verzögerungsbedingte Strompreiserhöhungen bestimmte Wirtschaftszweige, wenn sie nicht bewußt von der Strompreiserhöhung ausgeschlossen werden, besonders treffen, wenn bei ihnen der Strom einen vergleichsweise hohen Anteil an den eingesetzten Produktionsfaktoren hat. Insofern sind strukturelle Veränderungen in der realen inländischen Nachfrage und u.U. sogar die Verdrängung von Wettbewerbern aus dem Markt nicht völlig von vornherein auszuschließen. Jedoch werden sich diese Veränderungen, insoweit sie auf verzögerungsbedingte Strompreiserhöhungen zurückgehen, nur mit großen Schwierigkeiten empirisch nachweisen lassen, da ständig erhebliche strukturelle Veränderungen in der volkswirtschaftlichen Produktionstätigkeit unter dem Einfluß mehrerer Faktoren zugleich stattfinden.

Es ist weiterhin zu fragen, ob nicht vom Konsumsektor negative Wirkungen auf das Produktionsniveau in der Volkswirtschaft ausgehen, denn er wird von einer verzögerungsbedingten Strompreiserhöhung sowohl über die infolge der zusätzlichen Stromkosten verteuerten Produkte, die er vom nicht-elektrizitätswirtschaftlichen Produktionssektor bezieht, als auch durch den für seinen unmittelbaren Bedarf bezogenen Strom betroffen. Wenn die Preisreagibilität der Konsumentennachfrage nach Strom relativ starr ist und die Preisstrukturen für alle anderen durch die Strompreiserhöhung verteuerten Güter sich nicht wesentlich verschieben, dürfte es nicht zu einer nennenswerten Umstrukturierung der Konsumentennachfrage bei konstantem Konsumausgabenniveau kommen, sondern vielmehr zu einer nominellen Erhöhung des Konsumausgabenniveaus, die das reale Konsumniveau aufrechterhält und zu Lasten des bisherigen Sparniveaus des Konsumsektors geht. Vorausgesetzt, daß die Versorgung der Volkswirtschaft mit liquiden Mitteln durch den Ersparnisrückgang der Konsumenten nicht wesentlich tangiert oder durch entsprechende geldpolitische Maßnahmen kompensiert wird, gehen auch von der verringerten Ersparnisbildung keine negativen Wirkungen auf das Produktionsniveau aus. Im Laufe der üblichen Anpassungsreaktionen der Konsumenten an ihren Lebensstandard beeinträchtigende Preiserhöhungen wird es ohnehin zu erhöhten nominellen Einkommens- und Rentenforderungen kommen, deren Durchsetzung auch das ursprüngliche Sparniveau wiederherzustellen erlauben.

Letztlich müßte es zwar einer eingehenden empirischen Untersuchung vorbehalten bleiben zu ermitteln, wie die Konsumenten auf Strompreiserhöhungen reagieren, jedoch deuten auch hier alle Erfahrungen darauf hin, daß es in erster Linie zu dem angeführten Reaktionsmuster kommt. Somit wird das Produktionsvolumen auch nicht über die Vermittlung des inländischen Konsumsektors durch eine verzögerungsbedingte Strompreiserhöhung beeinträchtigt.

Als Ergebnis der längerfristigen Analyse der monetären Auswirkungen einer Strompreiserhöhung und ihrer güterwirtschaftlichen Folgen im Produktions- und Konsumsektor ist somit weniger ein Absinken der inländischen realen Nachfrage bzw. des realen Produktionsniveaus als ein in der gesamten Volkswirtschaft erhöhtes Preisniveau festzuhalten.

Das insgesamt in der Volkswirtschaft erhöhte Preisniveau wird jedoch unter bestimmten Bedingungen nicht ohne Rückwirkungen auf die ausländische Nachfrage im Inland bleiben. Kommt es bei den ausländischen Wettbewerbern nicht zu vergleichbaren Preissteigerungen, die auf ähnliche oder auch andere Gründe zurückgehen, geht die Exportnachfrage im Inland in Abhängigkeit von dem vor der Strompreiserhöhung bestehenden Wettbewerbsvorsprung des Inlandes zurück. Somit kann es über den Umweg der Wirtschaftsbeziehungen mit dem Ausland zu einer Reduzierung des inländischen Produktionsvolumens und damit zu einem entsprechenden volkswirtschaftlichen Verlust kommen.

Darüber hinaus können volkswirtschaftliche Verluste wegen des verzögerten Einsatzes der Kernenergie auch durch eine verstärkte Umweltbelastung und ihre Folgen auftreten, wenn die Annahme zutrifft, daß die Kernenergie zu einer geringeren Umweltbelastung als der alternativ eingesetzte Primärenergieträger Kohle führt.

Die sich aus den Ausführungen ergebende allgemeine Schlußfolgerung, daß durch die Planungs- und Bauverzögerung von Kernkraftwerksinvestitionen keine gravierenden volkswirtschaftlichen Verluste auftreten dürften, ist jedoch an eine wesentliche Prämisse gebunden. Denn es wurde bei den vorangegangenen Überlegungen davon ausgegangen, daß durch die Verzögerung keine Stromangebotslücke entsteht, weil andere vorhandene Stromerzeugungsanlagen oder Stromlieferungen aus dem Ausland gegebenenfalls die Lücke füllen können. Die verzögerten Kernkraftwerksinvestitionen werden lediglich zu einem späteren Zeitpunkt als ursprünglich vorgesehen fertiggebaut und auch in Betrieb genommen. Wäre dies nicht der Fall, würden die volkswirtschaftlichen Verluste in Form einer Güterangebotsverknappung - einschließlich der dadurch bedingten Arbeitslosigkeit - im nicht-elektrizitätswirtschaftlichen Produktionssektor sowie in Form von Fehlinvestitionen in der Elektrizitätswirtschaft in erhebliche Dimensionen hineinwachsen.

5.4 Einschätzung des Finanzierungsinstrumentariums der Elektrizitätswirtschaft

Zur Abdeckung der beträchtlichen mit der Errichtung eines Kernkraftwerks ursächlich verbundenen Zahlungsmittelabflüsse (einschließlich für Zins- und Steuerzahlungen) müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen für fristgerechte Zahlungsmittelzuflüsse Sorge tragen. Im Wege der Außenfinanzierung erfolgt eine Zuführung finanzieller Mittel in Form von Eigen- oder Fremdkapital, aber auch durch staatliche Subventionen. Innenfinanzierungsmittel ergeben sich aus dem Überschuß der laufenden Einnahmen über die laufenden Ausgaben.

In welchem Ausmaß ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Finanzierung eines einzelnen Kraftwerks auf diese beiden grundsätzlichen Finanzierungsformen und ihre verschiedenen Unterformen zurückgreifen kann und will, hängt von zahlreichen, teilweise auch gesetzlich festgelegten Rahmenbedingungen ab. Diese Restriktionen beeinflussen nicht nur die Finanzierungsstruktur, sondern unter extremen Bedingungen auch den Umfang der realisierbaren Kernkraftwerksinvestitionen. Drohen diese finanzierungsrelevanten Rahmenbedingungen energie- und wirtschaftspolitisch notwendige Kernkraftwerksinvestitionen zu gefährden, werden entsprechende Anpassungen dieser Rahmenbedingungen unvermeidbar.

In der Vergangenheit waren zur Durchführung von Kernkraftwerksinvestitionen keine einschneidenden Veränderungen erforderlich. Dies ist sicherlich nicht zuletzt auf den gegenüber früheren Planungen reduzierten Kernkraftwerksausbau zurückzuführen. Andererseits wurden von der Elektrizitätswirtschaft mit den Gemeinschaftskraftwerken und - in Zusammenarbeit mit den Banken - mit dem Leasing verstärkt neue Wege beschritten, die ihre Finanzierungsaufgabe erleichtern. Wenn der Kernkraftwerkskapazitätsausbau über die derzeitigen Planungen hinaus betrieben wird oder es zu einer längeren Unterbrechung bzw. einer Stilllegung in Bau oder in Betrieb befindlicher Kernkraftwerke kommen sollte, könnten die bereits in der ersten Hälfte der 70er Jahre diskutierten möglichen Änderungen der Finanzierungsbedingungen der Elektrizitätswirtschaft wieder an Aktualität gewinnen.

Die Möglichkeiten und Grenzen der Mittelaufbringung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens für Kernkraftwerksinvestitionen müssen problemadäquat in Zusammenhang mit den gesamten Investitionsaktivitäten des Unternehmens und vor dem Hintergrund des sonstigen Betriebsgeschehens vor allem in Hinblick auf Stromabsatzmengen und Stromabsatzpreis analysiert werden. Die folgenden Ausführungen orientieren sich jedoch im wesentlichen an den üblichen Analysen von Finanzierungsaktivitäten, insoweit sie sich in einzelnen Bilanzpositionen niederschlagen. Somit wird auf die letztlich entscheidende Finanzierungsquelle, der auf kalkulatorischen Kosten beruhende und für Tarifabnehmer von staatlichen Behörden zu genehmigende Stromabsatzpreis, über den die Zins- und Steuerzahlungen nach den Bilanzierungsvorschriften ohnehin direkt zu finanzieren sind, lediglich auf mittelbare Weise eingegangen.

Die vorliegenden Analysen zur Finanzierungssituation der Elektrizitätsversorgungsunternehmen beziehen sich bis auf vereinzelte Ausnahmen auf die gesamte öffentliche Elektrizitätswirtschaft, obwohl nur ein Teil der stromerzeugenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen Kernkraftwerke errichtet und betreibt, so daß die im folgenden zitierten quantitativen Angaben lediglich als Näherungsgrößen für die Kernkraftwerke bauende Elektrizitätswirtschaft zu bewerten sind. Weiterhin ist zu beachten, daß der anhand von Bilanzgrößen aufgewiesene Finanzierungsspielraum der Elektrizitätswirtschaft nicht nur zur Investitionsfinanzierung, sondern auch zur Rückzahlung von aufgenommenen Krediten, zur Finanzkapitalanlage oder auch nur zur Erhöhung des Bestandes an flüssigen Mitteln verwendet wird.

5.4.1 Die Innenfinanzierung

Innenfinanzierungsmittel ergeben sich im wesentlichen aus dem Einnahmenüberschuß, der im Laufe des dem eigentlichen Betriebszweck dienenden Leistungserstellungsprozesses erzielt wird. Über den Verwendungszweck dieser Innenfinanzierungsmittel kann das Unternehmen in der Regel in

größerer Unabhängigkeit bestimmen, als wenn die entsprechenden Mittel über den Weg der Außenfinanzierung aufgebracht werden. Deshalb wird das Absinken der Innenfinanzierungsquote in der Elektrizitätswirtschaft im Zeitablauf wiederholt beklagt. Diese Quote, gemessen am Verhältnis der Innenfinanzierungsmittel zum Investitionsvolumen, lag in den Jahren 1968 bis 1970 noch bei 75 %, im Jahre 1975 war sie teilweise bis auf 40 % abgesunken /BUNDESVERBAND DEUTSCHER BANKEN e.V. (1977)/.

- Finanzierung aus zurückbehaltenen Gewinnen und Rückstellungsgegenwerten

Bezogen auf das Investitionsvolumen der Elektrizitätswirtschaft haben die Zuführungen zu den Rücklagen und Rückstellungen, vor allem Pensionsrückstellungen, bis 1970 bis zu über 20 % des Mittelaufkommens erreicht. Mit einem erheblichen Absinken dieses Anteils vor allem bei den Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis unter 8 % wird gerechnet /VDEW (1975), HAUSNER (1975)^a, S. 630/.

Die Bildung der Pensionsrückstellungen ist von Bestand und Struktur der Beschäftigten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen abhängig und zudem strengen rechtlichen Vorschriften unterworfen. Da es sich hierbei um finanzielle Mittel handelt, auf die die Beschäftigten des Unternehmens bereits zum Zeitpunkt der Rückstellungsbildung einen Rechtsanspruch haben, auch wenn die Auszahlung in der Regel viele Jahre später erfolgt, werden die Pensionsrückstellungen bilanzmäßig als Fremdkapital eingestuft.

Die Bildung von Rücklagen, die wie das Gesellschaftskapital zum Eigenkapital gerechnet werden, ist mit hohen Ertragssteuern belastet und stellt damit für das einzelne Unternehmen eine unverhältnismäßig teure Finanzierungsmöglichkeit dar. Seit dem Inkrafttreten der Körperschaftsteuerreform zu Beginn des Jahres 1977, die eine Anrechnung der auf

die ausgeschütteten Gewinne entfallenden Körperschaftsteuer (bei der Gewinnausschüttung beträgt der Körperschaftsteuersatz 36 % gegenüber 56 % auf einbehaltene Gewinne) auf die vom Anteilseigner zu zahlende Einkommensteuer zuläßt, kann sich verstärkt eine Abwendung von der unmittelbaren Einbehaltung der erzielten Gewinne hin zu einer Ausschüttung ergeben, die ergänzt wird mit dem Angebot an die Anteilseigner, sich anschließend an einer Kapitalerhöhung zu beteiligen. Gerade für Anteilseigner mit kleinen und mittleren Einkommen kann durch diese "Schütt-aus-hol-zurück-Politik" die Gesamtsteuerbelastung verringert und somit ein neuer Anreiz zur Eigenkapitalbildung geschaffen werden.

- Finanzierung aus Abschreibungsgegenwerten

Der Hauptanteil der Innenfinanzierungsmittel der Elektrizitätswirtschaft entfällt auf die Abschreibungsgegenwerte. Abschreibungen erfassen die Wertminderungen abnutzbarer Anlagegüter als periodenbezogenen Aufwand. Sofern die Abschreibungen über die Umsatzerlöse verdient werden und dem Unternehmen als Einzahlungen zufließen, können sie zur Finanzierung von weiteren Anlagegütern herangezogen werden. Die Abschreibungsgegenwerte erreichten bei den derzeit Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis 1970 einen jahresdurchschnittlichen Anteil von 50 bis 60 % am Investitionsvolumen. Bis 1975 war die Abschreibungsquote bereits auf unter 40 % gesunken. Nach den VDEW-Schätzungen wird mit keiner wesentlichen Verbesserung dieser Situation gerechnet, die sich für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Kernkraftwerke bauen und nicht gleichzeitig über Verteilungsanlagen verfügen, noch ungünstiger darstellt /VDEW (1975), S. 10-11/.

Die Höhe der Abschreibungsgegenwerte, die ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Finanzierung von Kernkraftwerksinvestitionen heranziehen kann, ist in erster Linie abhängig von dem bereits in Betrieb befindlichen Anlagenbestand, denn im Normalfall dürfen Abschreibungen auf ein Anlagegut erst ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme dieses Gutes geltend gemacht werden.

Daneben spielt der steuerlich zulässige Abschreibungssatz eine Rolle. Seit 1960 ist die degressive Abschreibung mit maximal dem Zweifachen der linearen Sätze zulässig /HAUSNER (1975)^b, S. 24/. Dementsprechend fallen umso mehr Finanzierungsmittel an, je jünger der Anlagenbestand ist.

Die für Kernkraftwerksinvestitionen mobilisierbaren Abschreibungsgegenwerte sind weiterhin durch die Vorschrift begrenzt, daß die steuerlich zulässige Abschreibung (Absetzung für Abnutzung =AfA) die historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungswerte ansetzen muß. Damit sinkt in einer inflationären Umwelt die relative Bedeutung dieser Finanzierungsform bereits bei einem konstanten realen Investitionsvolumen, umso mehr aber bei einer Investitionstätigkeit, die durch eine kontinuierliche oder sogar sprunghafte Expansion der Stromerzeugungskapazität und zugleich durch wesentlich erhöhte reale spezifische Investitionskosten gekennzeichnet ist.

Sollte sich in Zukunft eine die Investitionstätigkeit hemmende Finanzierungsanspannung in der Elektrizitätswirtschaft ankündigen, dürfte sich die Diskussion über Finanzierungserleichterungen wie in der ersten Hälfte der 70er Jahre vorrangig auf die Veränderung der gesetzlichen Abschreibungsvorschriften beziehen. Insbesondere die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke hatte sich für eine Abschreibung zu Wiederbeschaffungswerten und für eine Einführung der vorgezogenen Abschreibungen zusätzlich zur normalen Abschreibung eingesetzt /VDEW (1975); VDEW (1976), S. 9/.

Die Abschreibung zu Wiederbeschaffungswerten würde der Elektrizitätswirtschaft einen gewissen Ausgleich für das gestiegene Preisniveau der Investitionsgüter bringen. Vorgezogene Abschreibungen würden der realen Steigerung der Investitionstätigkeit Rechnung tragen, indem Abschreibungen bereits auf im Bau befindliche Anlagen geltend gemacht und somit die Abschreibungen auf eine bestimmte Anlage unmittelbar zur Finanzierung dieser Anlage mit herangezogen werden.

Zusätzliche Finanzierungsmittel fließen dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf diese Weise zu, wenn entsprechend der ausgewiesene Gewinn reduziert wird und damit Mittelabflüsse für die Gewinnbesteuerung, unter Umständen auch für die Verzinsung des Eigenkapitals (Gewinnausschüttung), vermieden werden. Bei gegebenem Erlös- bzw. Strompreisniveau setzen erhöhte Abschreibungen das Vorhandensein eines entsprechenden Gewinnpolsters voraus. In einer längerfristigen Betrachtungsweise sind zumindest die Steuererleichterungen nur als vorübergehend anzusehen. Der vorübergehend vermiedene Abfluß von flüssigen Mitteln für Steuerzwecke bringt dem Unternehmen jedoch einen dauerhaften Zinsgewinn.

Darüber hinaus kann die Möglichkeit nicht ausgeschlossen werden, daß die Elektrizitätswirtschaft die steuerliche Anerkennung erhöhter Abschreibungen dazu nutzt, in ihrer Kostenrechnung ebenfalls erhöhten Aufwand geltend zu machen und damit bei den Preisaufsichtsbehörden eine Strompreiserhöhung durchzusetzen. Allerdings ist es für einen Außenstehenden praktisch unmöglich, die Zusammenhänge zwischen steuerlichen, bilanziellen und kalkulatorischen Abschreibungen sowie die Preisgestaltung der Elektrizitätswirtschaft generell richtig einzuschätzen.

Die Forderung nach erhöhten steuerlichen Abschreibungen speziell für die Elektrizitätswirtschaft wegen der besonderen Finanzierungsproblematik bei Kernkraftwerken gerät in Konflikt mit dem ordnungspolitischen Prinzip der Einheitlichkeit der Rahmenbedingungen für alle Produktionsaktivitäten in der Volkswirtschaft. Da abschreibungsbedingte Preiserhöhungen der Elektrizitätswirtschaft zudem einen starken Nachahmungssog bei anderen Wirtschaftszweigen mit verbreiteten inflationären Auswirkungen hervorrufen könnte, werden den erhöhten Abschreibungen als Mittel zur erleichterten Investitionsfinanzierung von verschiedenen Seiten, nicht zuletzt auch von der Elektrizitätswirtschaft selbst, erhebliche wirtschaftspolitische Bedenken entgegengebracht /HAUSNER (1974), S. 147-148/. Sie dürften auch bei zukünftigen Anspannungen der Finanzierungssituation nicht so schnell zerstreut werden können.

5.4.2 Die Außenfinanzierung

Die Außenfinanzierung kann im Wege der Aufnahme von Fremd-, aber auch von Eigenkapital erfolgen. Es ist davon auszugehen, daß die Elektrizitätsversorgungsunternehmen schon aus Kostengründen die Fremdkapitalfinanzierung so weit wie möglich ausschöpfen werden. Die Fremdkapitalfinanzierung ist in der Regel billiger als die Eigenkapitalfinanzierung, weil das Eigenkapital, das das eigentliche Risikokapital darstellt, ähnlich der Fremdkapitalverzinsung Ansprüche auf Gewinnausschüttungen geltend macht und die Eigenkapitalfinanzierung zusätzlich steuerlich belastet ist. Nach dem Inkrafttreten der Körperschaftsteuerreform zu Beginn des Jahres 1977 beträgt der Steuersatz auf den auszuschüttenden Bruttogewinn 36 %. Über den ausgeschütteten Nettogewinn hinaus entfällt damit auf das Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine zusätzliche Belastung von $\frac{9}{16}$ dieses Gewinnbetrags⁺⁾ . Insgesamt hat sich jedoch der Kostennachteil der Eigenkapitalfinanzierung durch die Körperschaftsteuerreform verringert /RADTKE (1978), S. 112/.

Zur Außenfinanzierung im weiteren Sinne kann auch die Gewährung von Baukostenzuschüsse durch die Sonder- und Tarifabnehmer sowie von Investitionszulagen durch die öffentliche Hand gerechnet werden. Baukostenzuschüsse, die als Kapitalzuschuß oder als Erlösvorauszahlung bilanziert werden, erhalten lediglich die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die neben der Stromerzeugung auch selbst die Stromverteilung übernehmen. Da die Höhe der Baukostenzuschüsse vom Umfang der Anschlüsse neuer Strombezieher abhängig ist, wird sich hieraus in der Zukunft wie in der Vergangenheit kein wesentlicher Beitrag zum gesamten Investitionsfinanzierungsvolumen der Elektrizitätswirtschaft ergeben⁺⁺⁾.

+) Über diesen Körperschaftsteueranteil erhält der Eigenkapitalgeber, der Aktionär, jedoch eine Steuergutschrift, die er bei seiner Einkommensteuererklärung geltend machen kann. Auf diese Weise erhöht sich die effektive Verzinsung des zur Verfügung gestellten Eigenkapitals in Abhängigkeit von der Einkommensteuersituation des Eigenkapitalgebers. Diese steuerliche Anrechnungsfähigkeit kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereits bei der Festlegung des Dividendensatzes berücksichtigen.

++) Siehe HAUSNER (1974), S. 148.

Inwieweit die Elektrizitätswirtschaft zukünftig auf Investitionszulagen, die eine Konjunkturförderungsmaßnahme darstellen, zurückgreifen kann, ist gegenwärtig nicht absehbar. Sie hat dieses Instrument jedoch in dem Zeitraum vom Dezember 1974 bis zum Juni 1978 einschließlich nutzen können.

Nach dem Gesetz zur Förderung von Investitionen und Beschäftigung vom 23.12.1974 gelten für energiepolitisch besonders bedeutsame Großprojekte im Bereich der Energieerzeugung bzw. -verteilung folgende gegenüber dem Normalfall etwas erweiterte Regelungen: Eine 7,5 %tige Zulage wird für alle Projekte gewährt, für die zwischen dem 30.11.1974 und vor dem 1.7.1975 der Auftrag erteilt wurde und bis zum 30.6.1978 die Lieferung oder Fertigstellung erfolgt ist. Die Zulage wird auch auf innerhalb der Frist gezahlte Anzahlungen bzw. vorhandene Teilerstellungskosten gewährt /HARTMANN (1975), S. 452-455/. Bis zum 30.6.1975 hat der Energiebereich insgesamt 1,2 Mrd DM für Großinvestitionen im Gesamtwert von nahezu 16 Mrd DM erhalten. Auf das darin enthaltene Investitionsvolumen für Kernkraftwerke von 9,1 Mrd DM dürften damit rund 680 Mio DM an öffentlichen Geldern entfallen sein /ATW (1975), S. 397/.

Ebenso könnten staatliche Zinshilfen bei Bauverzögerungen oder bei besonderen Bauauflagen das Spektrum der Außenfinanzierungsmöglichkeiten ergänzen /BARTSCH (1976), S. 293/. Mögliche Regelungen dieser Art dürften jedoch bisher nicht über das Stadium theoretischer Vorüberlegungen hinausgekommen sein.

5.4.2.1 Eigenkapitalfinanzierung

Die derzeitigen Chancen, in größerem Umfang Mittel zur Finanzierung von Kernkraftwerken durch Kapitalerhöhungen mittels Zuführung von Eigenkapital von außerhalb der Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufzubringen, werden als nicht sehr günstig eingeschätzt. In dieser Hinsicht befindet sich die Elektrizitätswirtschaft in derselben Lage wie alle anderen Wirtschaftszweige.

Erst wenn wieder mehr Gewinne erzielt werden, so lautet die überwiegende Meinung, besteht genügend Anreiz, auch den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zusätzliches Eigenkapital zufließen zu lassen, das auf eine anhaltende und angemessene Verzinsung nicht verzichten will⁺⁾ .

Um so gut und so bald wie möglich die Eigenkapitalaufstockung in die Wege zu leiten, empfiehlt sich die Ausgabe von Vorzugsaktien. Hierbei handelt es sich um Aktien, die mit einer festen Dividendenzusage ausgestattet sind oder vor allen anderen Aktien bei der Gewinnausschüttung berücksichtigt werden.

Ebenso kommt auch die Ausgabe von Wandelanleihen in Frage, die zwar zunächst eine Aufnahme von Fremdkapital darstellen, aber zu einem späteren Zeitpunkt ohne größere Schwierigkeiten in Eigenkapital umgewandelt werden können.

Ins Gewicht fallende Kapitalerhöhungen durch Kapitaleinzahlungen der bisherigen Kapitaleigner dürften wegen der bisherigen Eigentümerstruktur der Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf besondere Schwierigkeiten stoßen. Differenziert nach Kapitaleignern teilt sich die öffentliche Elektrizitätswirtschaft in private, öffentliche und gemischtwirtschaftliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Am Gesellschaftskapital der Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist die öffentliche Hand zu 2/3 beteiligt /VDEW (1976), S. 10/. Eine anteilmäßige Aufstockung des öffentlichen Anteils dürfte rasch an die Grenzen der ohnehin zur Zeit durch konjunkturfördernde Maßnahmen überbeanspruchten öffentlichen Haushalte stoßen⁺⁺⁾. Zwischen 1965 und 1975 hat die öffentliche Hand nicht einmal 1 Mrd DM zur Aufstockung ihrer Beteiligung an den Elektrizitätsversorgungsunternehmen aufgebracht⁺⁺⁺⁾. Soll bei einer

+) Vgl. OBERLACK (1975), S. 711, HERRHAUSEN (1975), S. 153

++) Vgl. hierzu die Modellrechnungen in VDEW (1975), S. 12

+++) Siehe auch INSTITUT FÜR BILANZANALYSEN (1975), S. 65

Eigenkapitalaufstockung durch Zuführung privaten Kapitals ein Zurückdrängen des unternehmerischen Einflusses der öffentlichen Hand in der Elektrizitätswirtschaft vermieden werden, können im Rahmen der Teilprivatisierung Aktien ausgegeben werden, die zwar nicht stimmberechtigt, dafür jedoch bevorzugt dividendenberechtigt sind /HAUSNER (1974), S. 145/.

Die Beantwortung der Frage, welche Bedeutung der Eigenkapitalfinanzierung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Zukunft in Verbindung mit der Finanzierung von Kernkraftwerken zukommt, hängt nicht zuletzt davon ab, inwieweit für die Fremdkapitalaufnahme bestimmte Bilanzrelationen einzuhalten sind. Bei verstärkten Finanzierungsanspannungen ist nicht auszuschließen, daß in diesem Punkt von den Fremdkapitalgebern und den für sie zuständigen Aufsichtsbehörden Konzessionen gemacht werden.

5.4.2.2 Fremdkapitalfinanzierung

Die Aufnahme von Fremdkapital durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann in drei Finanzierungsformen, Anleihen, Schuldscheindarlehen und langfristige Bankdarlehen, erfolgen. Eine Analyse dieser drei Formen zeigt, eine wie große Bedeutung hierbei sowohl gesetzlichen Sicherheitsanforderungen, aber auch der Funktionsfähigkeit des Geschäftsbankensystems der Bundesrepublik Deutschland zukommt. Die bereits in der Vergangenheit bewiesene Flexibilität der Banken in der Kapitalbereitstellung dürfte auch zukünftig wachsende Finanzierungsbedürfnisse der Elektrizitätswirtschaft zu befriedigen in der Lage sein. Bei größeren vorübergehenden Finanzierungsanspannungen der Elektrizitätswirtschaft könnten sich jedoch eine Lockerung der gesetzlichen

Besicherungsvorschriften^{+) und/oder eine verstärkte Garantieübernahme durch die öffentliche Hand als notwendig erweisen.}

- Begebung von Anleihen

Die Begebung von Anleihen oder Industrieobligationen stellt das klassische Instrument der langfristigen Kreditfinanzierung dar. Üblicherweise erfolgt die Emission durch ein Bankenkonsortium, das dem Unternehmen sofort den Gegenwert der Anleihe zur Verfügung stellt und den Anleihebetrag nach und nach auf dem Kapitalmarkt durch die Ausgabe von Teilschuldverschreibungen unterbringt. Als eigentlicher Kreditgeber tritt damit der anonyme Kapitalmarkt auf, auf dem auch Schuldscheindarlehen bereits emittierter Anleihen gehandelt werden.

In der Vergangenheit hat die Elektrizitätswirtschaft von der Anleihenfinanzierung wenig Gebrauch gemacht. Abgesehen von dem allgemeinen Austrocknen des Kapitalmarkts für Industrieobligationen /ZAHN (1976), S. 196/

+) Eine Lockerung der Finanzierungsregeln bzw. Besicherungsvorschriften wurde von der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke gefordert. Ihre konkrete Wirkung im Sinne einer Erhöhung der der Elektrizitätswirtschaft zur Verfügung stehenden Mittel wurde von dem Verband jedoch als geringer eingeschätzt als die Auswirkungen verbesserter Abschreibungsbedingungen /VDEW (1975), S. 14-15/. Der Bankenverband hat die Forderung erhoben, "daß bei der Ermittlung von Bilanzrelationen während der Bauzeit von Großobjekten die Positionen "Anlagen im Bau" außer acht gelassen, die Grenze für die Deckung des Anlagevermögens durch Eigenkapital von 40 % auf vielleicht 33 % herabgesetzt und/oder - wie in Ausnahmefällen bereits praktiziert - der geforderte Eigenkapitalanteil an der Bilanzsumme von derzeit 1/3 auf 1/4 reduziert wird" /BUNDESBANKENVERBAND DEUTSCHER BANKEN e.V. (1977)/.

dürfte ein wichtiger Grund hierfür das bisher relativ geringe Volumen der Kreditfinanzierungsbedürfnisse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewesen sein, die zudem mit weniger aufwendigen Außenfinanzierungsinstrumenten befriedigt werden konnten⁺).

Anleihen bedürfen der staatlichen Genehmigung. Sie wird erst nach eingehender Prüfung der generellen Kapitalmarktverfassung erteilt. Außerdem unterliegen Anleihen zum Zweck des allgemeinen Gläubigerschutzes strengen Sicherungsvorschriften, die damit zugleich die Möglichkeiten der Kreditaufnahme auf diesem Wege begrenzen. Anleihen sind dringlich - durch Grundpfandrechte - oder durch erstklassige Bürgschaften, insbesondere des Bundes oder der Länder, zu sichern. Da die Teilschuldverschreibungen häufig von Kapitalsammelstellen, insbesondere von Versicherungen, aufgenommen werden, die ihrerseits einer strengen Kontrolle unterliegen, hat die Besicherung besonders strengen Gläubigerschutzvorschriften zu genügen (Prüfung der Deckungsstockfähigkeit für die Anlage von Mitteln aus dem Prämienreservefonds). Zur Erlangung der Deckungsstockfähigkeit kann auch die sogenannte Negativklausel angewendet werden.

Soweit eine Besicherung durch Grundpfandrechte angestrebt wird, dürfte die Emission von Anleihen für die Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen auch in Zukunft nur zu einem verhältnismäßig geringen Mittelaufkommen führen, da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Vergleich zum Kernkraftwerks-Investitionsvolumen über zu niedrige beleihungsfähige Werte - maximal 50 % des vorhandenen Anlagenbestandes kommen hierfür in Frage - verfügen⁺⁺).

Wird die Negativklausel anstelle einer dringlichen Besicherung angewendet, dürfen keinem weiteren Gläubiger bessere Sicherheiten als in dem gerade vorliegenden Kreditfall eingeräumt werden⁺⁺⁺). Somit kann die Anwendung der

+) Siehe HOLLENWEGER (1974), S. 162.

++) Vgl. HAUSNER (1974), S. 149-150

+++) Für weitere Einzelheiten siehe HOLLENWEGER (1974), S. 163/4.

Negativklausel ebenso wie der Rückgriff auf staatliche Bürgschaften unter Umständen jegliche weitere langfristige Verschuldung des Elektrizitätsversorgungsunternehmens verhindern. Diese beiden nicht-dinglichen Besicherungsformen können damit auch nur bis zu einem gewissen Grade die Verschuldungsgrenze eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens hinausschieben.

Insgesamt zeichnet sich die Finanzierung über Anleihen durch eine gewisse Inflexibilität in dem Sinne aus, daß die sukzessive Kapitalaufnahme entsprechend den für ein Investitionsprojekt zu leistenden Zahlungen praktisch kaum möglich ist.

- Ausgabe von Schuldscheindarlehen

Die Ausgabe von Schuldscheindarlehen hat sich erst in den letzten zwanzig Jahren als langfristiges Finanzierungsinstrument entwickelt. Als Kreditgeber, die meist durch eine Bank, ein Bankenkonsortium oder Finanzmakler vermittelt werden, treten Kapitalsammelstellen auf, zu denen vor allem die privaten und öffentlich-rechtlichen Versicherungsunternehmen, die Träger der Sozialversicherung und die Bundesanstalt für Arbeit zählen.

Voraussetzung dafür, daß Versicherungsunternehmen, die insbesondere als Kapitalgeber der Elektrizitätswirtschaft auftreten, ihr zur Deckung zukünftiger Verpflichtungen erforderliches Vermögen in Schuldscheinen halten dürfen, ist die Erfüllung bestimmter Bonitätsanforderungen durch das die Schuldscheine emittierende Unternehmen.^{+) Zur Erlangung der Deckungsstockfähigkeit}

+) Anfang 1977 wurde der Bestand der Forderungen der Versicherungsgesellschaften an die gesamte Energiewirtschaft mit mehr als 4 Mrd DM angegeben. "Es ist dies der mit Abstand größte Betrag, den die Versicherungswirtschaft an einen einzelnen Wirtschaftszweig ausgeliehen hat" /PONTO (1977), S. 376/. Das Gesamtvolumen der 1974 von Versicherungsunternehmen aufgenommenen Schuldscheindarlehen soll sich auf etwa 10,8 Mrd DM belaufen /ZAHN (1976), S. 195/.

werden neben der Einhaltung bestimmter Bilanzrelationen Sicherheiten gefordert (Grundpfandrechte - vor allem erstrangige Grundschulden - , Bürgschaften, Negativerklärung), die allerdings wie im Falle der Emission von Anleihen nur begrenzt einsetzbar sind⁺). Die Prüfung der Deckungsstockfähigkeit und damit die Kontrolle der Einhaltung der Bonitätsanforderungen gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen obliegen dem Bundesaufsichtsamt für das Versicherungswesen /BERING (1975)/. Übersteigt das Volumen eines einzelnen Schuldscheindarlehen einen bestimmten Prozentsatz des Deckungsstocks eines Versicherungsunternehmens, können für dieses Darlehen mehrere Kreditgeber zugleich auftreten (Konsortialdarlehen).

Diese Finanzierungsart wurde in der Vergangenheit häufig von der Elektrizitätswirtschaft angewandt. Die erforderliche Eigenschaft der Deckungsstockfähigkeit setzt allerdings auch dem Mittelaufkommen durch Schuldscheindarlehen für die Zwecke der Finanzierung von Kernkraftwerks- Investitionen Grenzen. Um diese Grenzen weiter hinauszuschieben, wurde von verschiedenen Seiten eine Lockerung der bisherigen Kreditvergabebedingungen gefordert, die insbesondere der weitgehend und jederzeit ausreichenden Ertragslage der Elektrizitätswirtschaft Rechnung zu tragen habe⁺⁺). Im Vergleich zur Emission von Anleihen weist sich dieses Finanzierungsinstrument durch eine hohe Flexibilität aus. Einerseits kann auf die umständliche Börsenzulassung verzichtet werden. Andererseits ist beim Schuldscheindarlehen auch eine Kreditaufnahme in Raten und damit eine Anpassung an den Baufortschritt eines Kernkraftwerksprojekts möglich.

Die Laufzeiten der Schuldscheindarlehen betragen bis zu 15 Jahren. Es wurden inzwischen Sonderformen entwickelt, bei denen die Kreditgeber über die Laufzeit gewechselt werden können (revolvierende statt fristenkongruente

+) Vgl. HOLLENWEGER (1974), S. 163-165.

++) Siehe beispielsweise HAUSNER (1975)^b, S. 24; DIEL (1975), S. 410.

Finanzierung). Je nach der Ausgestaltung dieser Sonderformen trägt der Kreditnehmer oder der Vermittler das Risiko der Prolongation und fristengerechten Rückzahlung des Darlehens. Das Zinsrisiko trägt üblicherweise der Kreditnehmer.

- Aufnahme langfristiger Bankdarlehen

Langfristige Bankkredite stellen die übliche Fremdfinanzierungsform für mittelständische Unternehmen dar, die keinen Zugang zum Anleihe- und Schuldscheinmarkt haben. Bei hoher Bankenliquidität haben auch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen gute Chancen, dieses Finanzierungsinstrument einsetzen zu können. Anfang 1977 standen "in den Büchern der deutschen Banken etwa 28 Mrd DM Kredite an die Energiewirtschaft" /PONTO (1977), S. 376/. Allerdings müssen für Bankdarlehen mit einer Laufzeit von mindestens vier Jahren dringliche Sicherheiten in Form von erststelligen Hypotheken oder Grundpfandrechten beigebracht werden.

Sofern eine Absicherung über Grundpfandrechte in Frage kommt, ergeben sich bei dieser Finanzierungsart für die Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen dieselben Aufkommensgrenzen wie im Falle der Anleihen und Schuldscheindarlehen. Von besonderem Interesse für die Elektrizitätswirtschaft ist diese Kreditform jedoch, wenn der Kredit gegen Stellung von Hypotheken auf die jeweils im Bau befindlichen Kernkraftwerke gewährt wird. Die Stellung von Hypotheken als Sicherheit wird neuerdings jedoch von der Bankenaufsichtsbehörde als nicht mehr ausreichend erachtet. Die Begründung hierfür lautet, daß mit der Erteilung der Baugenehmigung für Kernkraftwerke heute nicht gleichzeitig auch sichergestellt sei, daß das Kernkraftwerk fertiggestellt und in Betrieb genommen werden könne. Denn erst ein bereits in Betrieb genommenes Kraftwerk biete eine ausreichende Gewähr für die Rückzahlung des aufgenommenen Kredits /BUNDESVERBAND DEUTSCHER BANKEN e.V. (1977), S. 5/.

5.4.3 Sonderformen der Finanzierung

Als Sonderformen der Finanzierung von Kernkraftwerken, die in der Bundesrepublik Deutschland bereits praktisch angewendet werden, sind die Bildung von Gemeinschaftskraftwerken und das Leasing kompletter Kraftwerksanlagen zu nennen. Diese Finanzierungsformen stellen insofern Sonderformen dar, als sie den durch die herkömmlichen Varianten der Innen-/ Außen- und Eigen-/ Fremdfinanzierungsmöglichkeiten abgesteckten Finanzierungsrahmen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausweiten. Sie sind aber nicht etwas völlig Neues, da ihnen die bekannten Grundformen der Finanzierung zugrundeliegen. Zudem sind auch die Sonderformen der Finanzierung auf dieselben in- und ausländischen Finanzquellen angewiesen. In einem konkreten Investitionsprojekt können die beiden im folgenden näher beschriebenen Finanzierungsformen einzeln oder auch gleichzeitig angewendet werden.

- Bildung von Gemeinschaftskraftwerken

Die modernen Kernkraftwerke erreichen mit 1300 MWe eine Leistungsgröße, die bei fast allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Stromerzeugungskapazität sprunghaft steigert. Hieraus können sich nicht nur momentane Stromabsatzschwierigkeiten, sondern auch Probleme hinsichtlich der entsprechenden Reserveleistung ergeben. Insbesondere können auf diese Weise mit einem einzigen Investitionsprojekt die Innen- und Außenfinanzierungsgrenzen eines einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmens erreicht oder sogar überschritten werden. Deshalb werden immer häufiger Kernkraftwerke von mindestens zwei Unternehmen gemeinsam errichtet und finanziert. Beide Unternehmen treten entsprechend ihrem Finanzierungsanteil als Eigentümer des Kernkraftwerks auf und sorgen für den Absatz der nach dem Finanzierungsschlüssel auf sie entfallenden Stromproduktion. Auf diese Weise kann jeder der beteiligten Partner die Finanzierung seines Kernkraftwerksanteils entsprechend seiner unternehmensspezifischen Finanzierungssituation durchführen. Bei der Realisierung eines anteilig finanzierten Investitionsprojekts bewahrt sich das einzelne Elektrizitätsversorgungsunterneh-

men nicht nur den Spielraum für weitere Investitionen, sondern wird hierdurch unter Umständen erst in die Lage versetzt, auch seinerseits fortschrittliche Technologien unter wirtschaftlichen Bedingungen für die Stromerzeugung einzusetzen.

Die Bildung von Gemeinschaftskraftwerken kann in zwei juristischen Grundformen erfolgen. Entweder werden die Vermögensträger- und Betriebsfunktionen in einer Unternehmenseinheit zusammengefaßt, die damit eine gewisse Selbständigkeit gegenüber den Muttergesellschaften erwirbt, oder sie werden aufgespalten in eine Besitzergesellschaft einerseits und eine Betriebsgesellschaft andererseits. "Beide Formen haben technische und betriebswirtschaftliche sowie gesellschafts- und steuerrechtliche Vor- und Nachteile, die in Wechselwirkung zueinander stehen."^{+))}

- Leasing von Kernkraftwerken

Der Überblick über die konventionellen Innen- und Außenfinanzierungsmöglichkeiten der Elektrizitätswirtschaft hat gezeigt, daß die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Finanzierung von Kernkraftwerken ihre Eigenkapitalbasis nicht ohne Schwierigkeiten und vor allem nicht ohne zusätzliche einzelwirtschaftliche Kosten durch die damit einhergehende zusätzliche steuerliche Belastung ausweiten können. Steigerungen des Investitionsvolumens sind - bei sonst gegebenen institutionellen Bedingungen vor allem hinsichtlich der Finanzierung über Abschreibungsgegenwerte - damit nur über eine zusätzliche Beteiligung von Fremdkapital in entsprechender Höhe möglich. Die Aufnahme von langfristigem Fremdkapital ist ihrerseits,

+) RIEMERSCHMID (1976), S. 310. Das Gemeinschaftskernkraftwerk Isar wird nach dem Konzept der Trennung von Besitz- und Betriebsfunktionen errichtet, das im Vergleich zur Einheitslösung etwas mehr Eigenkapital zur Finanzierung erfordert.

wie bereits dargelegt, an ziemlich strenge Auflagen geknüpft, die jeweils die gesamte Finanzsituation eines Unternehmens berühren. Um die einzelwirtschaftlichen Finanzierungsgrenzen weiter hinauszuschieben, wurde das in anderen Wirtschaftsbereichen bereits mit Erfolg praktizierte Konzept des Leasing⁺) für eine Anwendung in der Elektrizitätswirtschaft angepaßt. Mit dem Bau von zwei Kernkraftwerken am Standort Gundremmingen (geplante Inbetriebnahme: 1981/82) wird es seit 1975 erprobt. Das Finanzierungsvolumen für beide Anlagen wird auf rund 3,5 Mrd DM veranschlagt /DIEL (1975), S. 411/.⁺⁺⁾

Das Leasing von Kernkraftwerken erfolgt in der Vertragsform des Financial oder Finance-Leasing und bedeutet die Finanzierung und Vermietung der Anlage durch eine eigens hierfür gegründete Gesellschaft, an der mehrere Finanzierungsinstitute beteiligt sind. Der Leasing-Geber stellt die Anlage dem Leasing-Nehmer, dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, betriebsbereit für eine fest vereinbarte, unkündbare Mietzeit zur Verfügung. Die Finanzierung aller während der Bauzeit anfallenden Ausgaben erfolgt ausschließlich oder überwiegend⁺⁺⁺⁾ durch den Leasing-Geber, so daß der Leasing-Nehmer vor der Inbetriebnahme des Investitionsprojekts keine oder nur geringe finanzielle Mittel aufzubringen hat.

+) Vgl. SPIEGEL-VERLAG (1976).

++) Vgl. FORATOM (1977), S. 28/29, für eine Darstellung der in diesem Fall vereinbarten Finanzierungsbedingungen. Siehe auch DIEL (1977), S. 635 und 637.

+++) Beim Kernkraftwerk Gundremmingen können sich die beiden gemeinsamen Leasing-Nehmer, die Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG (RWE) und die Bayernwerk AG, mit einem eigenen Anteil an der Finanzierung beteiligen.

Wenn der Leasing-Vertrag zudem bestimmten Anforderungen genügt⁺⁾ , erfolgt die steuerrechtliche Bilanzierung der Anlage beim Leasing-Geber, so daß die Bilanz des Leasing-Nehmers mit der Anlage nicht belastet wird und die zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme einsetzenden Mietzahlungen aus den mit dem Leasing-Objekt erzielten Einnahmen bestritten werden können. Die Mietzahlungen sind somit beim Leasing-Nehmer als Betriebsausgaben abzugsfähig. Das Leasing verwirklicht damit das Ideal-Konzept des "pay as you earn". Da bei der Leasing-Finanzierung insgesamt weniger Eigenkapital eingesetzt wird als bei der konventionellen Mischfinanzierung, bringt diese Finanzierungsform einen einzelwirtschaftlichen Kostenvorteil in Höhe der Ertragsteuerersparnisse.

Diesem Kostenvorteil stehen beim Leasing aber auch Kostennachteile z.B. in Form der Leasing-Abschlußgebühr gegenüber. Generelle Aussagen darüber, welche Finanzierungsform die größere Rentabilität gewährleistet, können nicht gemacht werden. Dem Leasing von Kernkraftwerken wird jedoch eine gewisse Konkurrenzfähigkeit mit der herkömmlichen Mischfinanzierung aus Eigen- und Fremdkapital bescheinigt.

Dieses in der Tendenz positive Urteil kann noch verstärkt werden, wenn der Liquiditätsaspekt in die Beurteilung mit einbezogen wird. Bei der konventionellen Finanzierung ist die liquiditätsmäßige Anspannung der Kernkraftwerke bauenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen sehr unterschiedlich. Sie erreicht zu Beginn der wirtschaftlichen Nutzung des Kernkraftwerks ihren Höhepunkt und entspannt sich mit zunehmender Nutzungs- und damit auch mit der Abschreibungsdauer. Beim Leasing entfällt dagegen eine größere liquiditätsmäßige Belastung des Elektrizitätsversorgungsunternehmens, da es vor der Inbetriebnahme keine oder nur verhältnismäßig geringe Ausgaben für das Kernkraftwerk zu tätigen hat und während des Betriebs die Leasingraten unmittelbar mit den durch das Kernkraftwerk erzielten Erlösen gedeckt werden

+) Siehe PERRIDON (1977), S. 222 ff.

können. Letzteres setzt jedoch voraus, daß der Kernenergiestrom auch in dem geplanten Umfang produziert und abgesetzt werden kann. Sonst kann in erlösschwachen Zeiten durchaus ein Liquiditätsproblem auftreten.

An diesem Punkt der Überlegung wird deutlich, wovon der Erfolg der Finanzierungsform Leasing letztlich abhängt: Ob das auf diese Weise finanzierte Investitionsprojekt zu den erwarteten Zeiten zu den erwarteten Erlösen führt. Damit muß auch bei dieser Finanzierungsform das investierende Elektrizitätsversorgungsunternehmen grundsätzlich dieselben Bonitätsanforderungen erfüllen wie bei jeder konventionellen Finanzierung. So erklärt sich auch die immer wieder erhobene Warnung, im Leasing ein Instrument zu sehen, das alle Probleme der Kernkraftwerksfinanzierung uneingeschränkt lösen könne.

5.5 Einschätzung des Zugangs der Elektrizitätswirtschaft zu den Finanzmärkten

Die Diskussion der Finanzierungsinstrumente, die den Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Verbindung mit der Finanzierung von Kernkraftwerksinvestitionen zur Verfügung stehen, sowie der einzelwirtschaftlichen Voraussetzungen und Beschränkungen, die bei der Anwendung dieser Instrumente zu beachten sind, hat gezeigt, wie sehr die Frage nach der Finanzierbarkeit umfangreicher Kernkraftwerksinvestitionen letztlich von der Absatz- und Ertragssituation der Elektrizitätswirtschaft insgesamt abhängig ist. In dem Maße, wie die Elektrizitätswirtschaft zur Realisierung ihres Investitionsprogramms auf Außenfinanzierungsmittel angewiesen ist, ist auch die Kapitalangebotssituation in der Bundesrepublik Deutschland sowie auf den ausländischen Finanzmärkten in die Analyse einzubeziehen.

Zwar wirkt sich die Reduzierung der ursprünglichen Kernenergieausbaupläne vor allem in einer verringerten Inanspruchnahme der Finanzmärkte aus, die bereits aus den neuesten Geschäftsberichten der Verbundunternehmen der

Elektrizitätswirtschaft ersichtlich wird. Jedoch kann bei einer zu einem späteren Zeitpunkt wieder verstärkten oder durch erhebliche Verzögerungen erschwerten Investitionstätigkeit die Kapitalmarktsituation erneut zu einem gewichtigen Einflußfaktor für die finanzielle Realisierbarkeit von Kernkraftwerksinvestitionen werden. Daher soll vor allem aus methodischen Gründen die quantitative und qualitative Argumentation verschiedener Quellen zur Deckung des Finanzierungsbedarfs der Elektrizitätswirtschaft auf dem Kapitalmarkt im folgenden nachgezeichnet und ergänzt werden.

In der VDEW-Prognose /VDEW (1975), S. 11/ wurde eine Inanspruchnahme des Kapitalmarkts in Höhe von 100,6 Mrd DM zwischen 1974 und 1985 bei 11,2 Mrd DM im Jahre 1985 für langfristiges Fremdkapital sowie für zusätzliches Grund- oder Stammkapital ermittelt. Nach Ansicht der Autoren ist die Realisierungsmöglichkeit dieses Kapitalbedarfs weniger durch die quantitative Ergiebigkeit des Kapitalmarkts bedroht, als durch die Bilanzrelationen, die bei der Fremdkapitalaufnahme zu beachten sind und deren Lockerung zur Realisierung der Kapitalaufnahme gefordert wird. Bei dieser Prognose zeigt sich, daß Quantifizierungen der zukünftigen Inanspruchnahme der Finanzmärkte durch die Elektrizitätswirtschaft in noch stärkerem Maße als die Ermittlung des zukünftigen Finanzierungsvolumens für den Kernkraftwerkszubau mit Unsicherheitsfaktoren behaftet sind, weil zusätzliche Annahmen über die Wahl der Finanzierungsarten, die Laufzeit der aufgenommenen Kredite und damit über mögliche Umschuldungsmaßnahmen, über den Fremdkapitalbedarf für eine möglicherweise erforderliche Ausweitung des Umlaufvermögens und anderes mehr getroffen werden müssen.

Die Autoren der Dresdner-Bank-Studie /DRESDNER BANK (1974), S. 28/29/ beziffern den Bedarf an Fremdfinanzierungsmitteln für Kernkraftwerks-Neubauten, das Leitungsnetz und die Brennstoffversorgung für Kernkraftwerke, d.h. ohne Ersatzinvestitionen und ohne Zuführung von Eigenkapital, auf einen Gesamtbetrag zwischen 83 und 124 Mrd DM für den Zeitraum 1974 bis 1985. Zusammen mit dem entsprechenden Fremdkapitalbedarf der anderen Teilbereiche der Energiewirtschaft (Erdöl-, Naturgas- und Steinkohle-/

Braunkohlesektoren) würde die Energiewirtschaft insgesamt einen Anteil am prognostizierten inländischen Kreditvolumen in Anspruch nehmen, der über den bisherigen Anteil erheblich hinausginge. Da diese beträchtliche Anteilsausweitung unter den gegebenen institutionellen Bedingungen von den Autoren nicht für realisierbar gehalten wird, schlagen sie zur Sicherung der energiewirtschaftlichen Aktivitäten die Gründung einer Energiebank vor⁺⁾ .

Herrhausen ⁺⁺⁾ ermittelt in seiner revidierten Analyse der Energiewirtschaft ein Investitionsvolumen bis zu 300 Mrd DM für den Zeitraum 1974 bis 1985, das etwa zur Hälfte aus Abschreibungsgegenwerten und zu einem Viertel mit Eigenkapitalzuführungen finanziert werden könne. Damit bleibt ein Fremdkapitalbedarf von maximal 100 Mrd DM auf den verschiedenen Finanzmärkten zu decken. Dies bedeutet nach Herrhausens Schätzungen eine Vervierfachung des zwischen 1966 und 1977 aufgenommenen Betrags. Aufgrund einer Analyse, inwieweit die verschiedenen Teilmärkte des Kapitalmarkts von der Energiewirtschaft bisher in Anspruch genommen wurden und zukünftig in Anspruch genommen werden dürften, kommt er zu einer Steigerung der durchschnittlichen jährlichen Beanspruchung des gesamten Kapitalmarkts von 2,8 % für den Zeitraum 1969 bis 1975 auf 6,9 % mit folgender Unterteilung für die relevanten Teilmärkte:

Bankenkreditmarkt	von 3,4 % auf 7,7 %
Kapitalsammelstellen	von 8,9 % auf 18,5 %
Markt für festverzinsliche Wertpapiere	von 0,7 % auf 2,0 %.

Das Gesamtaufkommen der Fremdfinanzierungsmittel der Energiewirtschaft hat sich nach Herrhausen in den vergangenen 7 Jahren zu 68 % auf den langfristigen Bankenkreditmarkt, zu 23 % auf die Kapitalsammelstellen und zu 9 % auf den Markt für festverzinsliche Wertpapiere verteilt. Unter der Annahme, daß sich das Volumen der angeführten Teilmärkte jeweils um das Zwei- bis Dreifache ausweitet, und unter der Voraussetzung, daß sich der relative

⁺⁾ Näheres hierzu siehe weiter unten.

⁺⁺⁾ HERRHAUSEN (1978); s.a. HERRHAUSEN (1975).

Kreditbedarf anderer Wirtschaftssektoren, darunter des Wohnungsbaus und anderer Branchen mit relativ einfacher Produktionstechnik, verringert, hält der Autor den voraussichtlichen Kreditbedarf der Energiewirtschaft für realisierbar, auch wenn einige andere Wirtschaftsbereiche, wie beispielsweise die öffentliche Hand, ebenfalls höhere Ansprüche geltend machen.

In seiner Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft des Deutschen Bundestages hat der Bundesverband Deutscher Banken e.V. eine indirekte Abschätzung der Realisierungschancen des Fremdmittelbedarfs der Energiewirtschaft vorgenommen, indem er die jährliche Sparleistung der privaten Haushalte als volkswirtschaftlich gewichtigen Indikator, der letztlich die Quelle für die Investitionsfinanzierung darstelle, zu Hilfe genommen hat /BUNDESVERBAND DEUTSCHER BANKEN e.V. (1977)/.

Bei einer Investitionssumme der Energiewirtschaft von 250 Mrd DM bis 1985 erwartet der Bankenverband rein rechnerisch einen steigenden jährlichen Fremdmittelbedarf dieses Sektors bei einer jährlichen Gesamthöhe zwischen 10 und 20 Mrd DM. Für den gleichen Zeitraum wird mit einer Verdoppelung des Bruttosozialprodukts (jährlich real 3,5 %, nominal 7,5 %) und einer dazu parallelen Entwicklung der jährlichen Sparleistung der privaten Haushalte gerechnet, die damit von 100 Mrd DM auf 200 Mrd DM im Jahre 1985 ansteigen dürfte. Damit würde der - rechnerische - Anteil der Energiewirtschaft an der Sparleistung von gegenwärtig etwa 6 bis 7 % auf 10 % steigen. Bei einem teilweise verringerten Fremdkapitalbedarf anderer Wirtschaftssektoren, vor allem des Wohnungsbaus, dürfte dies nicht, so die Meinung des Bundesverbandes, zu einer Überbeanspruchung des Kapitalmarktes führen.

Eine Analyse der volkswirtschaftlichen Realisierungsmöglichkeiten des Fremdmittelbedarfs der Energiewirtschaft ausschließlich anhand der jährlichen Sparleistung der Haushalte vernachlässigt jedoch die Möglichkeit, daß Ersparnisse auch von anderen inländischen Produktionssektoren oder vom Ausland zur Verfügung gestellt werden. Ebenso bestehen Finanzierungsspielräume durch die Kreditschöpfungsmöglichkeiten der Geschäftsbanken.

Oberlack verweist darauf, daß bei einem verstärkten Kernkraftwerkszubau zumindest teilweise mit entsprechenden Investitionseinsparungen in anderen Bereichen der Energiewirtschaft gerechnet werden könne. Eine Erleichterung dürfte sich beispielsweise durch eine gewisse Zurückhaltung im Erdölsektor (einschließlich Ölgewinnungssektor) einstellen, dessen Investitionsbedarf und damit Kapitalmarktinanspruchnahme als dem Kernkraftwerkssektor gleichwertig eingestuft werden könnten /OBERLACK (1976)^b, S. 801/.

Vor dem Hintergrund der verschiedenen Berechnungen dienen die folgenden, mehr qualitativ orientierten Überlegungen einer ergänzenden und zugleich zusammenfassenden Wertung der zukünftigen Ergiebigkeit des Kapitalmarkts im Hinblick auf die Kapitalbedürfnisse der Elektrizitätswirtschaft, die sich offensichtlich nur sehr pauschal quantifizieren lassen.

Als Quelle zur Befriedigung ihres Außenfinanzierungsbedarfs steht der Elektrizitätswirtschaft grundsätzlich eine Vielzahl von Märkten offen, die sich nicht nur in der Fristigkeit der ausgereichten bzw. aufgenommenen Mittel, sondern auch in den typischen Konditionen unterscheiden. Als finanzierende Sektoren treten, wenn man von dem Fall der staatlichen Subventionen absieht, die anderen produzierenden Wirtschaftseinheiten und vor allem die Einkommensempfänger auf, die regelmäßig einen Teil ihres Einkommens nicht für Konsumzwecke ausgeben, so daß der gesparte Anteil - güterwirtschaftlich gesehen - entsprechend für Investitionszwecke zur Verfügung steht.

Darüber hinaus können die Banken selbst in dem durch die zentralbankpolitischen Instrumente gezogenen Rahmen als weitgehend autonome finanzierende Institutionen auftreten. Die Deutsche Bundesbank verfolgt seit Freigabe der Wechselkurse eine von außenwirtschaftlichen Einflüssen relativ unabhängige Politik der ausreichenden Geldversorgung der inländischen Volkswirtschaft, die dem vorhandenen Produktionspotential angepaßt ist. Sie ist unter Wahrung ihrer Hauptaufgabe, die Geldwertstabilität zu sichern, gehalten, für eine weitgehende Auslastung der realen Produktionsfaktoren mit zu sorgen. Solange wie derzeit von einem ungenügenden Beschäftigungsgrad auszugehen ist, braucht eine grundsätzliche Behinderung der Kernkraftwerks-Investitionen aus Finanzierungsgründen nicht befürchtet zu werden. "Grundsätz-

lich gilt, daß alles, was mit dem vorhandenen Produktionspotential produziert werden kann, auch finanziert werden kann, wenn die Geldmenge der Entwicklung des Produktionspotentials angepaßt wird. Bis zu dieser Grenze schaffen sich die Ausgabenentscheidungen ihre Finanzierungsmittel sozusagen selbst. Investitionen z.B. bringen zusätzliche Beschäftigung und damit neue Einkommen und Finanzierungsmittel. Die Frage ist nur, ob die Voraussetzungen für die Ausgabenentscheidungen vorliegen." /BLUM (1976), S. 398/

Sowohl für die eigentliche Investitionsbereitschaft der Elektrizitätswirtschaft als auch für die Finanzierungsbereitschaft der Banken ist letztlich ausschlaggebend, wie die Ertragsaussichten zusätzlicher Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eingeschätzt werden. Bei erwartetem Anstieg des Stromverbrauchs werden die Ertragsaussichten jedoch grundsätzlich positiv beurteilt und dürften somit auch zu einer Bereitstellung der erforderlichen Mittel durch den Bankensektor führen.

Bei einer weitgehenden Auslastung der realen Produktionsfaktoren kann es demgegenüber zu einer Konkurrenz um die insgesamt auf den Finanzmärkten angebotenen Mittel kommen. Ist das Angebot an Finanzierungsmitteln gemessen an der Nachfrage knapp, hat die Elektrizitätswirtschaft so lange gute Aussichten, jeglichen gewünschten Mittelbedarf zu befriedigen, wie sie eine höhere Verzinsung der aufgenommenen Mittel anbieten kann als zumindest ein Teil ihrer Mitbewerber ⁺⁾ . Dies wird der Elektrizitätswirtschaft aufgrund der bisherigen Erfahrungen weitaus eher gelingen als anderen Wirtschaftsbe-
reichen, da es keine kurzfristig mobilisierbaren Substitutionsgüter für das von ihr angebotene Produkt Strom gibt. Zudem haben die Stromverbraucher bisher ihre Stromnachfrage wenig flexibel an gestiegene Strompreise angepaßt, so daß gestiegene Zinskosten zumindest kurzfristig ohne größere Rückwirkungen auf die abgenommene Strommenge im Strompreis weitergegeben werden können. Unter dieser Voraussetzung können die Investitionspläne der Elektrizitätswirtschaft auch bei angespannter Konjunkturlage realisiert werden. Damit hat die Elektrizitätswirtschaft ähnlich günstige Kapitalzugangsmöglichkeiten wie die generell als wenig zinsempfindlich eingestuften öffentlichen Haushalte ⁺⁺⁾ .

⁺⁾ Vgl. auch HAUSNER (1974), S. 141

⁺⁺⁾ Vgl. NOLL (1975), S. 215.

Aufgrund eines Nachfrageüberhangs auf den Finanzmärkten könnten sich erhebliche zinssteigernde Tendenzen mit hemmenden Auswirkungen auf Investitionsaktivitäten in anderen volkswirtschaftlichen Bereichen ergeben, sofern diese anderen volkswirtschaftlichen Bereiche überhaupt zinsreagibel sind bzw. ihre Rendite nicht mindestens in dem Ausmaß der Zinssteigerungen erhöhen und damit die erhöhten Außenfinanzierungskosten über die Erlöse wieder hereinholen können. Es ist jedoch wenig wahrscheinlich, daß die Beanspruchung der Finanzmärkte speziell durch die Elektrizitätswirtschaft in Dimensionen hineinwächst, die zu einer wesentlichen Beeinflussung des volkswirtschaftlichen Zinsniveaus führen. Zudem zeigt die jüngste Verschuldungssituation des öffentlichen Sektors, daß auch ein größerer Kapitalbedarf nicht zwangsläufig ein steigendes Zinsniveau hervorruft. Ausschlaggebend dürfte auch hier wiederum der - gegenwärtig unbefriedigende - gesamtwirtschaftliche Beschäftigungsgrad sein ⁺⁾ .

Gilt es dennoch, eine durch die verstärkte Umlenkung der anlagesuchenden finanziellen Mittel in die Elektrizitätswirtschaft drohende erhöhte Zinsbelastung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und damit der Volkswirtschaft generell zu vermeiden, wären Regelungen der Art denkbar, daß die Kreditgeber im Nichtbankensektor auf erhöhte Zinsforderungen verzichten und auf ihre Zinseinnahmen, sofern sie auf der Elektrizitätswirtschaft zur Verfügung gestellten Krediten beruhen, steuerliche Vergünstigungen geltend machen können. Diese indirekte Subventionierung der Finanzmittelbereitstellung für den gesamten Energiebereich der Bundesrepublik Deutschland durch die öffentliche Hand ist ein Kernstück der Finanzierungserleichterungen, auf die die Dresdner Bank mit ihrem 1974 der Öffentlichkeit unterbreiteten Vorschlag abzielte, eine "Bank für Energie" zu gründen /DRESDNER BANK (1974), S. 38 ff./. Sie wollte hiermit vor allem die Anleihenfinanzierung beleben. Das gesamte Kapitalmarktvolumen, das hierdurch nur umgelenkt, aber wohl kaum erweitert werden könnte, ließe sich darüber hinaus durch besondere Refinanzierungsmöglichkeiten der neuen Spezialbank bei der Deutschen Bundesbank effektiv ausweiten. Dieser mit weiteren Einzelforderungen verbundene Vorschlag einer "Bank für Energie" ist jedoch sehr bald nach seiner

⁺⁾ Vgl. DIW-Wochenbericht (1977), S. 262.

Veröffentlichung auf verbreitete Ablehnung auch von Seiten der Elektrizitätswirtschaft gestoßen /HAUSNER (1975)^a, S. 628; ZEITSCHRIFT FÜR DAS GESAMTE KREDITWESEN (1975), S. 303/ und scheint auch gegenwärtig nicht mehr ernsthaft in Erwägung gezogen zu werden. Ausschlaggebend für die Haltung der Öffentlichkeit zu diesem Vorschlag dürfte die Einschätzung sein, daß eine Sonderstellung der Energiewirtschaft außerhalb des von Angebot und Nachfrage bestimmten Geschehens an den Finanzmärkten sich nicht rechtfertigen ließe.

Eine Einschätzung der Quellen, die der Elektrizitätswirtschaft zur Deckung ihres Außenfinanzierungsbedarfs zur Verfügung stehen, wäre unvollständig, wenn nicht auch die ausländischen Finanzmärkte mit einbezogen werden. Aufgrund des freien Kapitalverkehrs stehen der deutschen Elektrizitätswirtschaft grundsätzlich auch ausländische, insbesondere europäische Kapitalmärkte zur Verfügung. Die Institution der Euro-Märkte zeigt alle Anzeichen einer weiteren Bedeutungszunahme, deren Nutznießer auch die deutsche Elektrizitätswirtschaft werden könnte ⁺⁾ .

Neben der Europäischen Investitionsbank, die sich bereits an der Finanzierung europäischer Kernkraftwerke beteiligt und auch Finanzierungsleistungen geringeren Umfangs für die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland erbracht hat, könnten mit den bereits seit längerem in der Diskussion befindlichen Anleihen nach den Euratom- und EWG-Verträgen weitere Instrumente zur Finanzierung von Kernkraftwerken entwickelt werden, die einen verbesserten Zugang zu den Euro-Märkten erschließen ⁺⁺⁾ . Aber selbst eine vorläufige Einschätzung des Kapitalanteils, der auf die ausländischen Finanzierungsquellen wahrscheinlich entfallen dürfte, scheint zur Zeit nicht möglich.

⁺⁾ Für eine allgemeine Darstellung der bisherigen Entwicklungstendenzen der Euro-Märkte siehe BRÖKER (1976).

⁺⁺⁾ Vgl. HERRHAUSEN (1978), STADLMANN (1977), S. B 23; BREMER (1977).

Anhang 5.1: Berechnungen zum finanziellen Volumen eines umfassenden Kernenergieausbauprogramms zwischen 1974 und 1985

Die folgende Zusammenfassung vorliegender Studien vermittelt einen Einblick in die Vorgehensweise und Probleme prognostischer Berechnungen zum finanziellen Volumen von Kernenergieausbauprogrammen. Sie dient als Ergänzung zu den Ausführungen in Abschnitt 5.2.1.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW),
Die Finanzierung von Kernkraftwerken, Frankfurt/Main, März 1975

Diese Studie beruht auf einer 1974 von der VDEW bei ihren größeren Mitgliedsunternehmen durchgeführten Erhebung und ist inzwischen als teilweise veraltet, vor allem hinsichtlich ihrer Zahlenangaben, anzusehen (Auskunft der VDEW). Die Berechnungen beziehen sich einerseits auf 12 EVU mit Kernkraftwerken, andererseits wurde jedoch eine Hochrechnung auf die gesamte öffentliche Elektrizitätsversorgung vorgenommen.

Den Projektionen für die Jahre 1974 bis 1985 liegt die Annahme einer jährlichen Steigerung des realen Bruttoinlandsprodukts um 4 %, einer damit korrelierten Zunahme des Strombedarfs von etwa 7 % sowie einer durchschnittlichen Preissteigerungsrate von 5 % pro Jahr zugrunde. Die Kernkraftwerkskapazität soll 1985 45 000 MW betragen. Die Angaben zum finanziellen Volumen schließen außer den Kernkraftwerken auch die anderen Stromerzeugungsanlagen, die Verteilungsanlagen, die Erweiterung der Finanzanlagen und des Umlaufvermögens sowie die Kapitalrückzahlungen ein. Für die gesamte öffentliche Elektrizitätsversorgung und die Teilmenge der 12 Kernkraftwerke bauenden EVU werden diese Positionen für jedes einzelne Jahr getrennt und als Summe für den Zeitraum 1974-1985 ausgewiesen. Dabei wurden die finanziellen Positionen für die 12 Kernkraftwerke bauenden EVU teilweise zusammengefaßt.

Nach den Berechnungen entfällt auf die Kernkraftwerke ein finanzielles Volumen von rund 87 Mrd DM, auf die Sachanlagen insgesamt ein Volumen von 187 Mrd DM für den Zeitraum 1974-1985. Die entsprechenden Summen für die Kernkraftwerke bauenden EVU belaufen sich auf 72 bzw. 123 Mrd DM. Dieses finanzielle Volumen wird als Kapitalbedarf oder auch als Sachanlageinvestitionen bezeichnet. Damit dürfte es sich nach der in Abschnitt 5.2.1 erläuterten Abgrenzung um das "Investitionsvolumen" handeln. Inwieweit hierbei die Bauherreneigenleistungen und Prüfgebühren berücksichtigt wurden, konnte allerdings nicht festgestellt werden. Auch wenn in dieser Studie einleitend darauf hingewiesen wird, daß Kernkraftwerke je kW installierter Leistung 1974/75 um 80 % teurer sind, ihre Bauzeit mit 7 Jahren um 3 Jahre länger ist, als dies bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist, läßt sich der Berechnungsmodus für das jährliche Investitionsvolumen im Kernkraftwerksbau dennoch nicht im einzelnen nachvollziehen.

Dresdner Bank,

Energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis 1980/85 - Fortschreibung der Untersuchung vom Februar 1974 über die Deckung des künftigen Kapitalbedarfs, im Herbst 1974

Die Studie der Dresdner Bank geht außer auf die Elektrizitätswirtschaft auch auf die anderen Teilbereiche des Energiesektors wie Erdöl, Naturgas und Steinkohle/Braunkohle ein. Soweit es die Elektrizitätswirtschaft betrifft, stützen sich die hier enthaltenen Berechnungen auf eine unterstellte jährliche Wachstumsrate des realen Bruttosozialprodukts von 4 % sowie auf die VDEW-Erhebung, die auch der oben zitierten VDEW-Studie zugrundeliegt. Allerdings wird hier noch von einem Kernkraftwerksbestand von 50 000 MW im Jahre 1985 bei einer Kraftwerksleistung von insgesamt 140 000 MW ausgegangen. Die Einzelangaben für die Elektrizitätswirtschaft beschränken sich auf den Sachanlagenbereich. Neben getrennten Schätzungen für das Leitungsnetz und den Kernkraftwerksbereich wird auch die Entwicklung der anderen Kraftwerkstypen (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Heizöl,

Wasser und sonstige) gesondert projiziert. Auch hier werden Zahlen für jedes einzelne Jahr zwischen 1974 und 1985 aufgeführt. Über den unmittelbaren Kernkraftwerksbereich hinaus beziehen sich die finanziellen Angaben auch auf die Kernkraftwerks-Erstkerne und -Nachladungen.

Für den Kraftwerksbereich wird eine zweifache Schätzung des finanziellen Volumens für den Zeitraum 1974-1985 vorgenommen. Als Finanzierungs-Neubedarf für Kernkraftwerksinvestitionen wurden rund 56 Mrd DM, für alle Kraftwerksinvestitionen rund 80 Mrd DM und zusammen mit den Investitionen im Leitungsnetz eine Summe von 161 Mrd DM ermittelt (Fall A). Die entsprechenden Zahlen für den Finanzierungsbedarf unter Berücksichtigung der üblichen Zahlungsbedingungen belaufen sich auf 73 Mrd DM, 94 Mrd DM und 181 Mrd DM (Fall B). Bei den Schätzungsfällen wurden als Preisbasis die Situation zu Beginn des Jahres 1974, die für die Kernkraftwerke spezifische Kosten von 775 DM/kW brutto bedeutet, sowie eine jährliche Preissteigerungsrate von 6 % zugrundegelegt. Im Fall B wurden die üblichen Zahlungsbedingungen berücksichtigt. Für Kernkraftwerke wurden auf 5 Jahre verteilte Zahlungen zu jeweils gleich großen Beträgen unterstellt (5 Jahre \cdot 20 %).

Offensichtlich wurde im Fall A der sogenannte Auftragswert als finanzielles Volumen verwandt. Für jedes Jahr wird der neu hinzukommende Auftragsbestand ermittelt, dessen Preisniveau sich lediglich von einem Auftrag zum anderen erhöht. Da dies, wie bereits oben dargelegt wurde, eine für die derzeitigen Großobjekte der Elektrizitätswirtschaft ziemlich unrealistische Annahme ist und als solche auch von den Autoren der Studie empfunden sein dürfte, wurde im Fall B eine 6 %-ige jährliche Preissteigerung auch für die sukzessive während der Bauzeit zu leistenden Zahlungen pro Jahr in Rechnung gestellt. Insoweit entspricht Fall B dem Investitionsvolumen. Somit klärt die Differenz bei den verwendeten Begriffsabgrenzungen auch die Frage, warum die jährlichen Beträge und der Gesamtbetrag für die Investitionsaktivitäten in Fall B bedeutend höher sind als in Fall A. Beziehen sich spätere Publikationen auf die Zahlenergebnisse dieser Veröffentlichung der Dresdner Bank, wird in der Regel ohne weitere Begründung auf den Fall B zurückgegriffen.

Ob in beiden Fällen die Bauherrneigenleistungen und Prüfgebühren vernachlässigt wurden, läßt sich nicht ohne zusätzliche Informationen ermitteln.

Demgegenüber wird explizit angegeben, daß nur die Nettoinvestitionen für den Projektionszeitraum berücksichtigt wurden. Auf das Finanzierungsvolumen wird nur indirekt Bezug genommen, indem angedeutet wird, daß sich der gesamte Investitionsaufwand um etwa 30 % "für die während der längjährigen Bauzeit zu erbringenden Steuern und Zinsen auf die eingesetzten Kapitalmittel" (S. 13) erhöht.

Für die Brennstoffversorgung der Kernkraftwerke wird ebenfalls der "Finanzierungs-Neubedarf" (Fall A) sowie der "Finanzierungsbedarf" (Fall B), d.h. unter Berücksichtigung der Zahlungsbedingungen, für die Jahre 1974 bis 1985 berechnet. In den Tabellen der Anlage werden hierzu lediglich die Beschaffung des Natururans, die hiermit erforderliche Trennarbeit sowie die Kosten der Brennelementeherstellung berücksichtigt. Entsprechend den Annahmen fallen Zahlungen bei der Beschaffung von Natururan 1 Jahr vor der Inbetriebnahme, für die Trennarbeit bis zu 9 Jahre und bei den Brennelementen im Jahr vor der Inbetriebnahme an. Für die Erstkernladung ergibt sich im Fall A eine Summe von 5,55 Mrd DM, im Fall B von 6,963 Mrd DM. Für die Kernkraftwerks-Nachladungen werden entsprechend 8,937 Mrd DM und 11,417 Mrd DM ermittelt. Auch hier wird in weiteren Veröffentlichungen auf den Fall B, d.h. unter Berücksichtigung von Preissteigerungen während der Abwicklung eines Auftrags, zurückgegriffen. So wird der gesamte Bedarf an finanziellen Mitteln für die Brennstoffversorgung im Zeitraum 1974 bis 1985 mit 18,4 Mrd DM angegeben. In der Darstellung der Ergebnisse dieser Studie wird ein noch weit höherer Betrag von 26,5 Mrd DM für den Brennstoffzyklus angegeben, indem zusätzliche Teile des Brennstoffzyklus in den Gesamtbetrag einbezogen werden (S. 15).

Brennstoffversorgung für Kernkraftwerke 1974-1985, Mrd DM

insgesamt: 26,5

davon:

Uranprospektion +	3,0
Natururankäufe +	7,5
Konversion	0,6
Urananreicherungsanlagen	2,0
Urananreicherung +	6,8
Brennelementeherstellung +	4,1
Wiederaufarbeitung	2,5

Die mit einem Kreuz gekennzeichneten Positionen ergeben den bereits erwähnten Teilbetrag von 18,4 Mrd DM.

Im Unterschied zum finanziellen Volumen für den Kernkraftwerksbereich werden in beiden angegebenen Summen für den Brennstoffbereich sowohl Vorauszahlungen für laufende Ausgaben als auch Investitionsausgaben erfaßt. Unter Finanzierungsaspekten kann dies als durchaus gerechtfertigt angesehen werden. Zur Errechnung des gesamten finanziellen Aufwandes der Elektrizitätswirtschaft wird für die Kernbrennstoffversorgung die Summe von 26 Mrd DM eingesetzt.

Nach jüngsten Schätzungen der Dresdner Bank /PONTO (1977), s. 377/ sind für die Brennstoffversorgung (Erstkern und Nachladung) sowie für den Komplex Wiederaufarbeitung etwa 50 Mrd DM anzusetzen. Bei einer Reduzierung des für 1985 erwarteten gesamten Kraftwerksbestandes von 140 000 MW auf 115 000 MW, die vor allem zu Lasten der Kernkraftwerke (im Jahre 1974 geschätztes Investitionsvolumen für Kernkraftwerke: 73 Mrd DM) geht, wird mit einem dennoch leicht erhöhten Investitionsvolumen von 100 Mrd DM gegenüber vorher 94 Mrd DM gerechnet. Entsprechend revidierte Angaben für den Kernkraftwerkszubau allein werden nicht gemacht. Zusammen mit den Investitionen im Leitungsnetz, deren Größenordnung den Investitionen im Kraftwerksbereich entspricht, kann folglich das gesamte Investitionsvolumen der Elektrizitätswirtschaft zwischen 1974 und 1985 mit rund 250 Mrd DM beziffert werden.

Legt man, was streng genommen nicht zulässig ist, den aus der früheren Projektion ermittelten Anteil der Kernkraftwerke an den gesamten Kraftwerksinvestitionen in Höhe von etwa 80 % zugrunde, würde trotz der halbierten Zubauleistung bei Kernkraftwerken das entsprechende Investitionsvolumen mit rund 80 Mrd DM in etwa konstant bleiben ⁺⁾ . Damit dürfte sich nach den Einzelangaben der Dresdner Bank der finanzielle Aufwand für Kernkraftwerke und Brennstoffzyklus auf etwa 130 Mrd DM für den Zeitraum 1974-1985 belaufen. Es darf nicht übersehen werden, daß diese Summe außer den Investitionsausgaben - ohne Zinsen und Steuern - auch Vorauszahlungen für laufende Ausgaben enthält.

⁺⁾ Vgl. auch DIEL (1977), S. 633: Das Investitionsvolumen für den Kernenergiebereich wird überschlägig mit 80 bis 100 Mrd DM angegeben. Offen bleibt bei dieser Angabe, ob sie sich ausschließlich auf den Kernkraftwerksbereich bezieht.

Michaelis, Hans

Kernenergie, München 1977

Die Angaben von Michaelis zum finanziellen Volumen für den Kernkraftwerksausbau auf 45 000 MW beziehen sich auf die Jahre 1976 bis 1985 bzw. 1987 insgesamt, nicht auf einzelne Jahre während des Projektionszeitraums ⁺⁾ . Nach Michaelis dürfte das angegebene Ausbauziel erst 1987 erreicht werden, da die Rezession von 1974/75 zu einer Verlangsamung des Ausbauprogramms geführt habe. Da auch die Zinsen bei der Ermittlung des Gesamtaufwandes für den Kernkraftwerksbereich berücksichtigt wurden, kann die ermittelte Summe als Finanzierungsvolumen bezeichnet werden. Allerdings dürften die während der Bauzeit anfallenden Steuern hierbei nicht berücksichtigt worden sein.

Michaelis hat seinen bzw. den von ihm wiedergegebenen Berechnungen das Preisniveau von Ende 1975 zugrundegelegt. Offensichtlich wurde ein Kernkraftwerk, das Ende 1975/Anfang 1976 in Auftrag gegeben und nach einer Bauzeit von mehreren - nicht näher spezifizierten - Jahren in Betrieb genommen wird, als Modell verwandt. Dabei wurden alle Aufwandsgrößen während der Bauzeit auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme aufgezinnt. Zusammen mit den während der Betriebszeit anfallenden und auf den Inbetriebnahmezeitpunkt abgezinsten Kosten ergibt sich insgesamt ein Barwert - bezogen auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme - von 3,5 Mrd DM je Kernkraftwerk. Die Höhe des Barwerts aller während der Bauzeit anfallenden Kosten je Kernkraftwerk wird nicht getrennt ausgewiesen.

Die Ermittlung des Barwerts des Finanzierungsvolumens für das gesamte Ausbauprogramm läßt sich aufgrund der vorhandenen Angaben nicht nachvollziehen. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, daß anteilige Zahlungen für Kernkraftwerke, deren Baubeginn vor 1976 liegt, die aber erst ab 1976 in Betrieb gehen, nicht in den Gesamtbetrag eingegangen sind. Investitionsprojekte, die erst nach dem Projektionszeitraum in Betrieb genommen werden,

⁺⁾ Siehe insbesondere S. 242/2.

für die aber bereits während des Projektionszeitraums Zahlungen anfallen, sind, soweit ersichtlich, ebenfalls nicht berücksichtigt worden.

Das Finanzierungsvolumen ausschließlich für den Kernkraftwerksbereich wird unter den oben angeführten Voraussetzungen auf 77 Mrd DM beziffert, wovon 13 Mrd DM auf Bauarbeiten einschließlich Sicherheitsbehälter, 35 Mrd DM auf die Reaktoranlagen und 29 Mrd DM auf die Turbogeneratoren entfallen. Die Brennstoffkreislaufkosten einschließlich der Erstkernladungen betragen 33 Mrd DM. Sie enthalten jedoch keinen Investitionsaufwand. Auf der Grundlage von Feststellungen der Europäischen Gemeinschaft errechnet Michaelis, ebenfalls nach dem Preisstand von Ende 1975, zusätzliche Investitionsaufwendungen für den Brennstoffkreislauf in Höhe von rund 7 Mrd DM, davon 5 Mrd DM für die Anreicherung. Wegen der erwarteten, aber noch nicht exakt abzuschätzenden Kostenexplosion bei der Wiederaufarbeitung rechnet Michaelis mit im Endeffekt noch höheren Investitionskosten für den Brennstoffkreislauf. Es bleibt ungeklärt, ob in den Beträgen für den Brennstoffkreislauf auch Zinskosten enthalten sind. Der Barwert - berechnet zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines Anfang 1976 bestellten Kernkraftwerks und auf der Preisbasis von Anfang 1976 - des gesamten Finanzierungsvolumens für den Kernkraftwerksausbau und für eine entsprechende Brennstoffversorgung bis zur Erstkernladung und einschließlich der Investitionen innerhalb des Brennstoffzyklus läßt sich damit auf mindestens 117 Mrd DM beziffern.

Schmitt, D., Mönig, W.

Energy in the Federal German Republic, The electric power industry: investment requirements and their financing, in: Energy Policy, 3(1975)1, S. 67-72

Diese Veröffentlichung von Mitarbeitern des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln geht von einer Strombedarfsprognose entsprechend einem jährlichen Wachstum des Bruttosozialprodukts von 3,8 % und einer anschließenden detaillierten, in technischen Einheiten fixierten Ausbauplanung für nach

Primärenergieträgern unterschiedene Kraftwerkstypen aus. Bei einer Stromerzeugungskapazität von insgesamt 128 000 MW im Jahre 1985 sollen 40 300 MW auf die Kernenergie entfallen. Dies entspricht einem Kernkraftwerkszubau von 38 000 MW zwischen 1974 und 1985. Die Bruttoinvestitionen sind hierbei zugleich Nettoinvestitionen. Ersatzinvestitionen werden nur bei den Primärenergieträgern Steinkohle und Braunkohle berücksichtigt. Die Angaben zu dem mit dem Ausbauprogramm korrespondierenden finanziellen Volumen beziehen sich lediglich auf den Projektionszeitraum insgesamt, nicht jedoch auf einzelne Jahre.

Zur Ermittlung des mit dem Kernkraftwerksausbau verbundenen finanziellen Volumens wird das durchschnittliche Preisniveau von Mitte 1974 zugrundegelegt. Einschließlich kalkulatorischer Zinsen und der Erstkernladung beläuft sich das spezifische finanzielle Volumen auf 1200 DM je installiertes Kilowatt und ist damit in etwa doppelt so hoch wie für andere Primärenergieträger (zwischen 500 und 700 DM/kW). Als Gesamtbetrag für den Kernkraftwerksausbau für den Zeitraum 1974-1985 ergibt sich somit ein Finanzierungsvolumen in Höhe von 45,6 Mrd DM. Für alle Investitionen im Erzeugungsbereich beträgt das Finanzierungsvolumen zu konstanten Preisen von 1974 68,5 Mrd DM, wovon somit etwa zwei Drittel auf den Kernkraftwerksbereich entfallen.

Bei Berücksichtigung von jährlichen Preissteigerungen für zusätzliche Umweltschutzaufgaben, Material- und Personalkostensteigerungen in Höhe von 3 % für Kernkraftwerke und von 5 % für konventionelle Kraftwerke beläuft sich das Finanzierungsvolumen für den gesamten Stromerzeugungsbereich auf 89 Mrd DM. Ob hierbei ein stetiger Zuwachs des Anlagenbestandes je Kraftwerkstyp unterstellt wurde, kann nicht ohne weiteres festgestellt werden. Ein getrenntes Ergebnis für die Kernkraftwerke unter Berücksichtigung der von den Autoren als Mindestschätzgröße angesehenen Preissteigerung von 3 % jährlich wird nicht ausgewiesen. Entsprechend dem Anteil am Finanzierungsvolumen zu konstanten Preisen dürfte der Anteil der Kernkraftwerke am gesamten Finanzierungsvolumen unter Berücksichtigung der Preissteigerungen jedoch 2/3 ebenfalls kaum überschreiten. Dies entspräche einem absoluten Betrag von maximal 60 Mrd DM.

Um das periodengerechte Finanzierungsvolumen zu ermitteln, rechnen die Autoren dem ermittelten Finanzierungsvolumen noch Aufwendungen für Anlagen zu, die bis 1985 in Bau, aber noch nicht in Betrieb genommen sind. Für die zweite Hälfte der 80er Jahre wird eine jährliche Erweiterung der Kernkraftwerkskapazität um etwa 7000 MW und des konventionellen Kraftwerksbestandes um 3000 MW unterstellt. Damit erhöht sich das bereits ermittelte gesamte Finanzierungsvolumen im Kraftwerksbereich bei konstanten Preisen um 22 Mrd DM und unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerungen um 33 Mrd DM. Das periodengerechte Finanzierungsvolumen beträgt somit rund 90 bzw. 122 Mrd DM. Eine entsprechende Korrektur zu Beginn des Projektionszeitraums, indem für Investitionsprojekte, die erst ab 1974 in Betrieb genommen werden, aber bereits vor 1974 entsprechend dem Baufortschritt zu Auszahlungen führen, die anteiligen Aufwendungen abgezogen werden, halten die Autoren wegen der Geringfügigkeit der Beträge nicht für erforderlich.

Leider wird die Korrektur am Ende der Projektionsperiode von den Autoren nicht getrennt für die Kernkraftwerke ausgewiesen. Sie soll hier aber überschlägig versucht werden. Entfallen bei dem gesamten Finanzierungsvolumen zu konstanten Preisen $\frac{2}{3}$ auf die Kernkraftwerke, kann näherungsweise für den zuzurechnenden Korrekturbetrag 80 % von 22 Mrd DM angenommen werden, wenn man den kapazitätsmäßigen Anteil der Kernenergie am jährlichen Kraftwerksausbauvolumen (7000 MW von 10 000 MW) und das doppelt so hohe spezifische Finanzierungsvolumen bei Kernkraftwerken gegenüber konventionellen Kraftwerken (1200 DM/kW gegenüber 500 - 700 DM/kW) berücksichtigt. Gegenüber dem bereits ermittelten Finanzierungsvolumen für Kernkraftwerke erhöht sich das periodengerechte Finanzierungsvolumen zu konstanten Preisen um etwa 17,5 Mrd DM auf rund 63 Mrd DM. Wird für das periodengerechte Finanzierungsvolumen für Kernkraftwerke unter Berücksichtigung von Preissteigerungen ebenfalls ein Prozentsatz in Höhe von 80 % von 33 Mrd DM zusätzlich in Ansatz gebracht, wird eine Endgröße von schätzungsweise 86 Mrd DM erreicht (entsprechend + 26,5 Mrd DM).

Anhang 5.2: Berechnungen des Mehraufwands bei Planungs- und Bauverzögerungen von Kernkraftwerksprojekten

Der Überblick über einige Berechnungen des verzögerungsbedingten Mehraufwands ergänzt die Ausführungen in Abschnitt 5.3.

TRENKLER, H.,

Kosten der Bauzeitverlängerungen bei Kernkraftwerken,

in: atw, 21(1976)5, S. 246-250

Trenkler hat die Verzögerungskosten für ein 1975 bestelltes Kernkraftwerk berechnet, das bei normaler Bauzeit (Dauer des Genehmigungsverfahrens 12 Monate, Errichtungszeit auf der Baustelle 58 Monate, insgesamt 70 Monate) zu einem Finanzierungsvolumen von 2,67 Mrd DM, einschließlich Erstkernladung, führt. Die Verzögerungskosten werden für einzelne Phasen der Bautätigkeit ermittelt. Die Zahlenangaben beziehen sich jeweils auf den Fall einer einjährigen Verzögerung. Vor der Bestellung kann es zu Mehrkosten von 120 - 160 Mio DM, nach der Bestellung zu Mehrkosten von 125 - 510 Mio DM kommen. Auf den durchschnittlichen Verzögerungsfall bei einem Kernkraftwerk sollen nach Trenkler 150 - 400 Mio DM pro Jahr oder 1 Mio DM pro Tag als unmittelbare Verzögerungskosten entfallen. Wie diese Summenbildung zustandekommt, wird nicht näher erläutert.

Weitere Kosten können dadurch entstehen, daß aufgenommene Fremdmittel aufgrund der Verzögerung erst später als ursprünglich vorgesehen zurückgezahlt werden können und weitere Investitionsprojekte wegen der durch die Verzögerung verspätet anfallenden Abschreibungsgegenwerte aus Finanzierungsgründen verschoben oder mit einem höheren Anteil von teureren Fremdmitteln finanziert werden müssen. Diese Kostenfaktoren, deren Höhe in besonderem Maße von der spezifischen Situation des späteren Kernkraftwerkbetreibers abhängt, werden von dem Autor jedoch nicht quantifiziert.

Weiterhin können sogenannte mittelbare Verzögerungskosten aus der Ersatzstromerzeugung auf Kohlebasis einerseits und dem zusätzlichen Stromtransport andererseits anfallen. Unter der Annahme, daß die für eine Ersatzstromproduktion erforderliche installierte Leistung nicht eigens erstellt werden muß, wird den alternativen Stromerzeugungskosten die Differenz der variablen Brennstoffkosten zwischen Kohle und Kernenergie in Höhe von 4,5 Dpf/kWh zugrundegelegt. In Verbindung mit einem unterstellten jährlichen Lastfaktor von 7000 Stunden sollen die Zusatzkosten für die Ersatzstrombeschaffung 368 Mio DM pro Jahr betragen. Wenn der Ersatzstrom im Unterschied zum Kernenergiestrom über eine längere Leitungsstrecke zu den Verbrauchern transportiert werden muß - es werden 350 km unterstellt - , müssen weiterhin die anteiligen fixen und die variablen Kosten für ein Jahr berücksichtigt werden. Trenkler setzt hierfür 143 Mio DM an. Die mittelbaren zusätzlichen Kosten belaufen sich damit auf 511 Mio DM.

Insgesamt können somit im Extremfall Verzögerungskosten von 900 Mio DM pro Jahr entstehen. Dauerte die Verzögerung über 3 Jahre an, würde sich das ursprüngliche Finanzierungsvolumen für das Kernkraftwerk von rund 2,7 Mrd DM auf das Doppelte erhöhen.

TRENKLER, H.,

Betriebswirtschaftliche und Energiewirtschaftliche Aspekte von Verzögerungen im Kernkraftwerksbau,

in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 27(1977)4, S. 261-262

In einer neueren Veröffentlichung von Trenkler werden als Elemente der Verzögerungskosten die Bauzinsen und -steuern, die Preissteigerungen bei Anlageteilen, die Verteuerung der Bauherrenleistung und die Ersatzstrombeschaffung auf der Basis einer Kostendifferenz von 3 Dpf/kWh angeführt. Die gesamten Verzögerungskosten werden nur noch mit 400 bis 600 Mio DM pro Jahr oder 1,1 bis 1,6 Mio DM pro Tag beziffert, wobei allerdings die Kosten für den zusätzlichen Stromtransport nicht mehr einbezogen sind. Weiterhin wird

die Möglichkeit angesprochen, daß eine Ersatzstrombeschaffung unter Umständen nicht in der zunächst angenommenen Höhe erforderlich wird, daß auch Betriebs- und Kapitalkosten wegen der verzögerten Inbetriebnahme des Kernkraftwerks eingespart werden können. Diesen die Zusatzkosten senkenden Einflußfaktoren steht die kostenerhöhende Wirkung des möglicherweise erforderlichen zusätzlichen Stromtransports gegenüber.

DELLER, W., Marquis, W.G., Ortner, O.R., Palmowski, E., Wahl, D.J.,
Bauzeitverlängerungen von Kernkraftwerken,
in: Energie, 28(1976)6/7, S. 192-193

Deller u.a. berechnen die Verzögerungskosten für die beiden Fälle, daß die erste Teilerrichtungsgenehmigung ein Jahr verspätet erfolgt, bzw. daß die Betriebsgenehmigung mit einem Jahr Verspätung erteilt wird. Hierbei werden Differenzkosten von 3 Dpf/kWh für die Ersatzstrombeschaffung zugrundegelegt, die damit in den zwei betrachteten Fällen Kosten von jeweils 245 Mio DM verursacht. Im Fall 1 ergeben sich insgesamt Zusatzkosten in Höhe von 445 Mio DM, im Fall 2 in Höhe von 555 Mio DM. Es können somit zusätzliche Kosten in Höhe von 1,2 bis 1,5 Mio DM pro Tag Verspätung entstehen. Für die 1976 geplanten oder in Bau befindlichen Kernkraftwerke haben die Autoren eine Verzögerung von insgesamt etwa 13 Jahren ermittelt, so daß sie die von anderer Seite ⁺⁾ bezifferten Verzögerungskosten für alle in der Bundesrepublik Deutschland geplanten oder in Bau befindlichen Kernkraftwerke in Höhe von 3 Mrd DM eher als zu gering erachten.

⁺⁾ Nähere Quellenangaben hierzu werden nicht gemacht.

BUNDESVERBAND DEUTSCHER BANKEN e.V.,
Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 17. und 19.
Oktober 1977 vor dem Ausschuß für Wirtschaft des Deutschen Bundes-
tages zur Energiepolitik

Der Bundesverband deutscher Banken führt an, daß der Übergabetermin der zehn nach der Erdölkrise in Auftrag gegebenen Kernkraftwerke durchschnittlich um 1,6 Jahre oder knapp ein Drittel der üblichen Bauzeit verzögert sei. Die Verzögerungskosten unmittelbar nach der 1. Teilerrichtungsgenehmigung werden mit 125 Mio DM pro Jahr, die Verzögerungskosten unmittelbar vor der Inbetriebnahme wegen fehlender Betriebsgenehmigung mit etwa 200 Mio DM pro Jahr und die Verzögerungskosten in der Mitte der Bauzeit, einschließlich der Ersatzstrombeschaffung, mit 320 bis 430 Mio DM angegeben. Angaben über das Zustandekommen dieser Berechnungsergebnisse werden nicht gemacht.

Literatur zu Kapitel 5:

ATW

Kurznotiz "1,2 Mrd DM Investitionszulage im Energiebereich"
in: atw, XX(1975)9, S. 397

BARTSCH, R.

Finanzierungsprobleme der Elektrizitätsversorgung
in: Elektrizitätswirtschaft, 75(1976)12, S. 291-293

BERING, R.

Prüfung der Deckungsstockfähigkeit von Industriekrediten durch
das Bundesaufsichtsamt für das Versicherungswesen
in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 45(1975)1, S. 25-54

BLUM, H.H.

Baustein für einen Investitionsaufschwung: Vertrauen in die
Finanzierungsmöglichkeiten
in: Bank-Betrieb, 16(1976)11, S. 398-399

BMFT (DER BUNDESMINISTER FÜR FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE) (Hrsg.)

Zur friedlichen Nutzung der Kernenergie
Eine Dokumentation der Bundesregierung
Bonn 1977

BREMER, H.-H.

Kein Blankoscheck für Brüssel, Bonn lehnt Ermächtigung für
Gemeinschaftsanleihen ab
in: Die Zeit, Nr. 44, 21. Oktober 1977

BRÜKER, G.

Der Euro-Kapitalmarkt
in: Bank-Betrieb, 16(1976)7-8, S. 270-279

BUNDESVERBAND DEUTSCHER BANKEN e.V.

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 17. und
19. Oktober 1977 vor dem Ausschuß für Wirtschaft des Deutschen
Bundestages zur Energiepolitik

DELLER, W., Marquis, W.G., Ortner, O.R., Palmowski, E., Wahl, D.J.
Bauzeitverlängerungen von Kernkraftwerken
in: Energie, 28(1976)6/7, S. 192-193

DIEL, R.

Die Energieinvestitionen und ihre Finanzierung
in: atw, XX(1975)9, S. 409-411

DIEL, R.

Kernenergie-Finanzierung in Gegenwart und Zukunft
in: atw, 22(1977)12, S. 632-638

DIW WOCHENBERICHT

Wird die private Wirtschaft durch die Staatsverschuldung verdrängt?
in: DIW Wochenbericht, 44(1977)31, 4. August 1977, S. 259-266

DRESDNER BANK

Energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland
bis 1980/85
Fortschreibung der Untersuchung vom Februar 1974 über die Deckung des
künftigen Kapitalbedarfs, im Herbst 1974

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHES INSTITUT an der Universität Köln

Stellungnahme des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universi-
tät Köln zum Fragenkatalog des Ausschusses für Wirtschaft des Deut-
schen Bundestages für die öffentliche Anhörung über die Probleme der
Energieversorgung am 17. und 19. Oktober 1977

FORATOM Working Group on Nuclear Finance

Financial Aspects for the FORATOM Member Countries
Vorgelegt auf der International Conference on Nuclear Power and its
Fuel Cycle, Salzburg, Austria, 2-13 May 1977

FRANKFURTER RUNDSCHAU

E-Werke klagen über zu niedrige Reserven
in: Frankfurter Rundschau, 16.6.1978

HARTMANN, H.

Investitionshilfe - Hilfe für Investitionen
in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 25(1975)9/10, S. 452-455

HAUSNER, O.

Der Kapitalbedarf für den Energieausbau und dessen Deckung
in: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.)
Die Energiewirtschaft in ihrer ökonomischen und sozialen Umwelt
1975-1985, Vorträge und Diskussionsbeiträge der 17. Arbeitstagung
am 5. und 6. April 1973 in der Universität Köln, München 1974
(Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts, Heft 17),
S. 137-153

HAUSNER, O.

Überlegungen zur Investitionsfinanzierung
in: Elektrizitätswirtschaft, 74(1975)17, S. 628-632 (1975)^a

HAUSNER, O.

Die Investitionen und ihre Finanzierung
in: Institut für Bilanzanalyse (Hrsg.)
Die Elektrizitäts-Wirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland
Frankfurt am Main 1975 (Schriftenreihe Branchenanalysen, Nr. 25,
S. 22-26) (1975)^b

HERRHAUSEN, A.

Anforderungen der Investitionsfinanzierung der Energiewirtschaft an
Kapitalmarkt und Steuergesetzgebung
in: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.)
Neuorientierungen der Energiewirtschaft, Vorträge und Diskussionsbei-
träge der 18. Arbeitstagung am 17. und 18. April in der Universität
Köln, München 1975 (Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen In-
stituts, Heft 18), S. 144-163

HERRHAUSEN, A.

Die Lösung der energiewirtschaftlichen Finanzierungsprobleme
in: Volkmann, Dietrich J. (Hrsg.), Alternativen der Energie-
politik. Stimmen aus Energiewirtschaft, Wirtschaft und Politik,
Gräfelfing/München 1978, S. 302-314

HOLLENWEGER, R.

Zur langfristigen Fremdfinanzierung bei kommunalen Eigengesellschaften
in: WIBERA Wirtschaftsberatung AG (Hrsg.)
Wirtschaftliche Infrastruktur. Planung, Organisation, Überwachung,
Finanzierung, Stuttgart/Berlin/Köln/Mainz 1974, S. 157-168

INSTITUT FÜR BILANZANALYSEN (Hrsg.)

Die Elektrizitäts-Wirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland
Analytischer Teil, Untersuchung der Jahresabschlüsse von 20 Aktiengesellschaften der Elektrizitäts-Wirtschaft mit Bilanzstichtagen in 1971, 1972 und 1973, Frankfurt am Main 1975 (Schriftenreihe Branchenanalysen, Nr. 25), S. 62-68

MICHAELIS, H.

Wettbewerbsfähigkeit und Einsatzmöglichkeiten der Kernenergie im Lichte der jüngsten energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Entwicklung

in: Elektrizitätswirtschaft, 74(1975)11, S. 325-330

MICHAELIS, H.

Kernenergie

München 1977 (Wissenschaftliche Reihe, Nr. 4137)

NOLL, W., Lang, E.

Kreditfinanzierung öffentlicher Ausgaben

in: WiSt - Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 5(1976)5, S. 212-217

OBERLACK, H.W.

Wandel der Unternehmergeaufgaben in der Elektrizitätswirtschaft

in: Elektrizitätswirtschaft, 75(1976)20, S. 657-662 (1976)^a

OBERLACK, H.W.

Finanzierungsfragen

in: Elektrizitätswirtschaft, 75(1976)21, S. 800-801 (1976)^b

OBERLACK, H.W., Jensen, D.

Finanzierungsanforderungen und Kostenentwicklungen als Bestimmungsgrößen der Strompreise

in: Elektrizitätswirtschaft, 74(1975)19, S. 711-712

OBOUSSIER, F. (Wirtschaftsverband Kernbrennstoffkreislauf e.V.)

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 17. und 19. Oktober 1977 vor dem Ausschuß für Wirtschaft des Deutschen Bundestages zur Energiepolitik

PERRIDON, L., Steiner, M.

Finanzwirtschaft der Unternehmung
München 1977 (WiSo-Kurzlehrbücher, Reihe Betriebswirtschaft)

PONTO, J.

Perspektiven der Energiefinanzierung
in: Elektrizitätswirtschaft, 76(1977)12, S. 375-378

RADTKE, G.

Die Finanzierung speziell der Investitionen der Elektrizitätswirtschaft - ein Engpaß?
in: VDI-Berichte Nr. 300, 1978, S. 109-114

RAMMNER, P.

Zukunft der Stromversorgung mit Fragezeichen
in: ifo-schnelldienst, 30(1977)1/2, S. 3-13 (1977)^a

RAMMNER, P.

Investitionsboom in der Energiewirtschaft ausgelaufen
in: ifo-schnelldienst, 30(1977)27, S. 8-12 (1977)^b

RAMMNER, P.

Erzwungene Investitionszurückhaltung in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung - Behinderungen bei den Kraftwerks-Bauprogrammen führen zu Kürzungen der Investitionsetats -
in: ifo-schnelldienst, 30(1977)29, S. 13-19 (1977)^c

RIEMERSCHMID, A.

Gründe und mögliche Rechtsformen für Gemeinschaftskraftwerke
in: Elektrizitätswirtschaft, 75(1976)12, S. 309-311

RITTSTIEG, G.

Die Kostenentwicklung der Stromversorgung im nächsten Jahrzehnt und ihre Auswirkung auf die Strompreise
Vortrag gehalten auf der VDEW-Tagung in München am 25. Mai 1977,
Manuskript

SCHEUTEN, G.H.

Aktuelle Probleme der Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen
in: Energie, 29(1977)6, S. 173-175

SCHMITT, D., Mönig, W.

Energy in the Federal German Republic, The electric power industry:
investment requirements and their financing
in: Energy Policy, 3(1975)1, S. 67-72

SPIEGEL-VERLAG (Hrsg.)

Leasing

Hamburg 1976 (Reihe: Expandierende Märkte, Bd. 6)

STADLMANN, H.

Kredite aus dem europäischen Währungscocktail. Die Europäische Inve-
stitionsbank kümmert sich um die Entwicklungsgebiete der Gemeinschaft
in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 10.5.1977, S. B 23

STEPHANY, M.

Finanzierung im nuklearen Brennstoffkreislauf
in: atw, XX(1975)9, S. 412-414

SÜDDEUTSCHE ZEITUNG

1976 wurden 233 Milliarden investiert
in: Süddeutsche Zeitung, Nr. 222/1977, S. 16

TRENKLER, H.

Kosten der Bauzeitverlängerungen bei Kernkraftwerken
in: atw, 21(1976)5, S. 246-250

TRENKLER, H.

Betriebswirtschaftliche und Energiewirtschaftliche Aspekte von Ver-
zögerungen im Kernkraftwerksbau
in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 27(1977)4, S. 261-262

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke)

Die Finanzierung von Kernkraftwerken
Frankfurt/Main, März 1975

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke)

Die öffentliche Elektrizitätsversorgung im Bundesgebiet einschließlich Berlin (West)
Oktober 1976

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke)

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 17. und 19. Oktober 1977 vor dem Ausschuß für Wirtschaft des Deutschen Bundestages zur Energiepolitik

ZAHN, J.

Über die Leistungsfähigkeit des organisierten Kapitalmarktes in Deutschland
in: Das Wertpapier, 7/76 - 1.4.76, S. 193-197

ZEITSCHRIFT FÜR DAS GESAMTE KREDITWESEN

Investitionsfinanzierung: Absage an die "Energiebank"
in: Zeitschrift für das gesamte Kreditwesen (1975)8, S. 303

6. Chancen und Probleme des Exports kerntechnischer Anlagen

6.1 Einleitung

Als besonders eng mit dem Weltmarkt verflochtenes hochentwickeltes Industrieland ist die Bundesrepublik Deutschland darauf angewiesen, ihr Produktions- und Exportpotential der sich verändernden Struktur der Weltwirtschaft arbeitsteilig anzupassen. Für die zukünftige Exportstrategie der Bundesrepublik bedeutet dies eine zunehmende Schwerpunktverlagerung auf besonders hochwertige Konsum- und Investitionsgüter sowie auf technische Großanlagen und technisch-organisatorisches know-how. Im Rahmen einer solchen Strategie wird der Ausfuhr nuklearer Technologie ein erhebliches Gewicht beigemessen. Für die deutsche kerntechnische Industrie selbst ist der Export von existentieller Bedeutung, weil ihre am ursprünglichen Kernenergie-Ausbauprogramm orientierten Kapazitäten durch Inlandsaufträge allein auf absehbare Zeit nicht ausgelastet werden können.

Die zukünftige Entwicklung des Nuklearexports wird von einer ganzen Reihe von Problemen tangiert, die bei einer Analyse der Exportchancen eines Landes berücksichtigt werden müssen. Hierzu zählen vor allem die enge Verknüpfung von Nuklearexport und Nichtverbreitungsproblematik; die Verschärfung der Konkurrenz auf dem Weltmarkt, ausgelöst durch Einschränkungen nationaler Kernenergieausbaupläne und durch die Bemühungen verschiedener Länder, ihren eigenen Bedarf an Kernkraftwerken zunehmend mit selbstproduzierten Anlagen zu decken oder sogar solche Anlagen zu exportieren; die sich verstärkende Segmentierung des Weltmarktes für Nukleartechnologie durch Etablierung fester, mehr oder weniger exklusiver bilateraler Lieferbeziehungen.

In diesem Kapitel werden die Möglichkeiten und Probleme des Nuklearexports in folgenden Schritten untersucht: Zunächst wird auf der Basis vorliegender Abschätzungen des weltweiten Kernenergieeinsatzes bis zum Jahre 2000 ein sehr grober quantitativer Rahmen für den gesamten Export von Kernkraftwerken bis zu diesem Zeitpunkt abgesteckt (Abschnitt 6.2). Es folgt eine Detailanalyse des internationalen Marktes für Kernenergie-technik: Struktur des Weltmarktes und Möglichkeiten des Marktzugangs; Positionen der wichtigsten Anbieterländer, unter besonderer Berücksichtigung der Bundesrepublik Deutschland; Abnehmerstrukturen innerhalb und außerhalb Europas (Abschnitt 6.3). In einem abschließenden Abschnitt werden die wechselseitigen Beziehungen zwischen dem Nuklearexport und der Politik der Nichtverbreitung von Kernwaffen untersucht.

6.2 Der weltweite Kernenergiebedarf bis zum Jahre 2000

Zuverlässige Aussagen über die längerfristige Entwicklung der weltweiten Nachfrage nach Kernkraftwerken werden durch zahlreiche nationale und internationale Unsicherheitsfaktoren vor allem im politischen Bereich - Bürgerproteste auf lokaler und regionaler Ebene, Forderungen nach stärkerer internationaler Kontrolle und nationaler Selbstbeschränkung zur Verringerung der Proliferationsgefahr, häufige Revisionen der nationalen Ausbauprogramme usw. - nahezu unmöglich gemacht. Es ist daher wenig verwunderlich, daß die vorliegenden Schätzungen über den zukünftigen weltweiten Kernenergieeinsatz zum Teil erheblich voneinander abweichen und meist beträchtliche Bandbreiten aufweisen. Einige dieser Versuche werden in diesem Abschnitt dargestellt. Bei diesen Schätzungen bleiben jeweils die Ostblockländer und China unberücksichtigt.

- (1) Energy: Global Prospects 1985 - 2000. Report of the Workshop on Alternative Energy Strategies (1977) /MIT (1977)/

(im folgenden: WAES-Studie)

Die zentrale Aussage dieser von einer internationalen Expertengruppe unter Federführung von Wissenschaftlern des MIT durchgeführten Untersuchung lautet, daß bei den der Studie zugrundegelegten, hinsichtlich der Annahmen über Wirtschaftswachstum, Energiepreisentwicklung, Ölreservenzugänge, Kohleeinsatz, Kernenergiekapazitäten usw. erheblich voneinander differierenden Szenarien in allen Fällen gegen Ende des Jahrhunderts der Energiebedarf nicht mehr durch das zu erwartende Angebot gedeckt werden kann. Ein Hauptgrund dafür sind drastische Versorgungsengpässe bei Mineralöl, die auch durch das steigende Angebot an Kohle und das starke Vordringen der Kernenergie nicht voll kompensiert werden können. Nach Auffassung der Autoren muß daher mit Nachdruck angestrebt werden, daß gegen Ende des Jahrhunderts Elektrizität vorwiegend aus Kernenergie und Wasserkraft gewonnen werden kann und daß mit Hilfe der Kohle (vor allem durch Synthesegas und -öl) die auftretenden Lücken bei Erdöl und Erdgas gefüllt werden können.

Für den Kernenergiezuwachs werden, ausgehend von einer Zusammenfassung der Energieplanungen in den einzelnen Ländern, eine Minimal- und eine Maximalschätzung vorgenommen. Beide Schätzungen gehen von einer schnellen Überwindung der Hindernisse gegen den Kernkraftwerksausbau in den einzelnen Ländern aus. Die Minimalschätzung unterstellt jedoch einen zunächst noch zunehmenden Einsatz von Kohle im Bereich der Stromproduktion als vorläufigen Ersatz für Erdöl. Die Maximalschätzung unterstellt, daß bereits vor dem Jahre 2000 bei der Stromproduktion das Schwergewicht auf die Kernenergie verlagert wird, wobei allerdings auch in diesem Fall auf die Kohle nicht verzichtet werden kann.

Die Schätzungen des WAES über den weltweiten Kernenergieausbau in den Jahren 1985 und 2000 lauten:

	Minimum	Maximum
1985	291 GW _e	412 GW _e
2000	913 GW _e	1772 GW _e

(Quelle: /MIT (1977), S. 35/)

- (2) Uranium: Resources, Production and Demand. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency (December 1977) /NEA/IAEA (1977)/

(im folgenden: NEA/IAEA-Studie)

Diese Gemeinschaftsstudie nimmt für den Kernenergiezuwachs zwei Trends an: einen "present trend", der die gegenwärtigen Tendenzen bei Energieverwendung und Energieangebot, einschließlich der Verzögerungen beim Ausbau der Kernkraftwerkskapazitäten, fortschreibt, und einen "accelerated trend", der folgende Annahmen einbezieht: Die Ziele der Kernenergieprogramme der einzelnen Länder werden verwirklicht, auch wenn zur Zeit Verzögerungen eingetreten sind;

die Energiekosten steigen; die konventionellen Brennstoffe, insbesondere Erdöl, werden möglicherweise nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen.

Für den Kernenergieausbau wird von NEA/IAEA folgendes geschätzt:

	Present trend	Accelerated trend
1985	278 GW _e	368 GW _e
2000	1000 GW _e	1890 GW _e

(Quelle: /NEA/IAEA (1977), S. 28/)

(3) World Energy Conference, Conservation Commission: Report on Nuclear Resources 1985 - 2020. Executive Summary (1977) /WEC (1977)/

(im folgenden: WEC-Bericht)

Der WEC-Bericht verzichtet auf Minimal- und Maximalschätzungen. Ausgehend von einem gegenwärtigen Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromproduktion von 4 % wird geschätzt, daß im Jahr 2020 maximal 50 % des Elektrizitätsbedarfs durch Kernstrom gedeckt werden. Für die OECD-Länder wird eine jährliche Elektrizitätszuwachsrate von 4,2 % geschätzt, für die Entwicklungsländer eine Zuwachsrate von 6,9 %.

Für den Stand des Kernenergieausbaus in den Jahren 1985 und 2000 lauten die Schätzungen des WEC-Berichts:

1985	270 GW _e
2000	1141 GW _e

Für 2020 schnellt die Schätzung auf 3423 GW_e hoch.
(Quelle: /WEC (1977), S. I-5/)

Tabelle 6.1: Schätzungen von WAES, NEA/IAEA, WEC über weltweiten Kernenergieeinsatz in den Jahren 1985 und 2000 (ohne Ostblockländer und China)
(in GW_e)

Studie		Jahr	
		1985	2000
WAES	Minimum	291	913
	Maximum	412	1772
NEA/IAEA	Minimum	278	1000
	Maximum	368	1890
WEC		270	1141

So unterschiedlich diese Schätzungen sind, so herrscht doch weitgehender Konsens in wesentlichen Punkten:

- Öl muß so schnell wie möglich durch andere Energieträger substituiert werden.
- Die Weltbevölkerung wird innerhalb der nächsten 100 Jahre auf mindestens 12 Mrd Menschen anwachsen, wobei der Bevölkerungsanteil der Entwicklungsländer etwa 75 % der Weltbevölkerung ausmachen wird. Die langfristige Entwicklung des weltweiten Energiebedarfs hängt vor allem von dieser Bevölkerungsentwicklung ab.
- Rationellere Energieverwendung wird eine immer zwingendere Notwendigkeit.

- Alternative Energiequellen (Sonne, Wind, geothermische Energie, Gezeiten, Fusion usw.) können bis zum Jahr 2000 nur einen relativ geringen Anteil der Energieversorgung übernehmen (vgl. /MICHAELIS (1978)/).

Dennoch zeigen die dargestellten Schätzungen, daß die internationalen Marktaussichten für Kernenergie deutlich niedriger zu veranschlagen sind, als dies noch im Jahr 1975 relativ ungebrochene Kernenergiewachstumsannahmen zu versprechen schienen.

Die in der Kernkraftwerksstatistik der westlichen Welt als am 31.12. 1977 in Betrieb oder in Bau befindlich oder fest in Auftrag gegeben ausgewiesenen etwa 400 GW_e (s. Tab. 6.3) entsprechen den oberen Annahmen der vorgestellten Schätzungen der Kernkraftwerkskapazitäten für 1985. Bis zum Jahre 2000 müßten nach den Minimalschätzungen etwa 500-600 GW_e zusätzlich in Auftrag gegeben und fertiggestellt werden. Nach den Maximalschätzungen, die aber - folgt man den Annahmen der WEC - ziemlich unrealistisch sind, müßte bis zum Jahre 2000 zusätzliche 1400 bis 1500 GW_e Kernkraftwerkskapazität entstehen. Der Umfang der bis zum Jahr 2000 noch zu erteilenden und abzuwickelnden Inlands- und Auslandsaufträge liegt nach diesen Schätzungen also zwischen rund 500 und 1500 GW_e .

Für den Bereich der nichtkommunistischen Länder errechnet sich für die Ende 1977 in Betrieb oder in Bau befindlichen oder fest bestellten Kernkraftwerke ein Anteil exportierter Anlagen von knapp 20 % der Stückzahl und knapp 18 % der GW_e -Zahl (s. Tab. 6.3). Das Verhältnis von Inlands- und Exportaufträgen beträgt danach bisher etwa 4:1. Nimmt man an, daß es in etwa bei diesem Verhältnis bleiben wird, so würde sich auf der Basis der Schätzung für die bis zum Jahre 2000 noch zu erteilenden und durchzuführenden Aufträge für den Bau von Kernkraftwerken (500-1500 GW_e) eine "Export-Spanne" von etwa 100-300 GW_e ergeben. Damit ist ein gewisser, allerdings nur sehr grober quantitativer Rahmen für den Export von Kernkraftwerken abgesteckt.

Dieser grobe Rahmen sagt allerdings noch nichts über die konkreten Exportchancen der einzelnen Exportländer bzw. Anbieter aus, deren Einschätzung eine detaillierte Analyse der Angebots- und Nachfragestrukturen auf dem internationalen Markt für Kernenergietechnik erfordert. Eine solche Analyse wird im folgenden Abschnitt versucht.

6.3 Der internationale Markt für Kernenergietechnik

6.3.1 Marktstruktur und Marktzugang

Am 31.12.1977 waren in 22 Ländern 208 Kernkraftwerke mit einer Gesamt-Nettoleistung von über 98 000 MW_e in Betrieb. In 33 Ländern waren 357 Kernkraftwerke in Bau oder fest bestellt mit einer Gesamt-Nettoleistung von rund 340 000 MW_e (s. Tab. 6.2).

Für den Bereich der nichtkommunistischen Welt⁺⁾ zeigt eine Aufschlüsselung der Kernkraftwerksstatistik nach Reaktorherstellern ein starkes Übergewicht der Inlandsaufträge, die bei über 80 % der Bestellungen liegen. 94 Kraftwerkseinheiten mit einer Gesamtleistung von rund 68 000 MW_e konnten bisher auf den Exportmärkten untergebracht werden. Dabei ist ein eindeutiges amerikanisches Übergewicht festzustellen.

In Bau oder bestellt waren auf den Inlandsmärkten der einzelnen Hersteller 233 Einheiten mit über 236 000 MW_e, auf Auslandsmärkten 63 Einheiten mit rund 56 500 MW_e. In Betrieb waren 152 von inländischen

⁺⁾ Die kommunistischen Länder sind noch kaum auf dem internationalen Reaktormarkt als Anbieter vertreten und haben ihre eigenen Märkte gegenüber westlichen Anbietern bisher nahezu völlig abgeschlossen. Allerdings beginnt sich neuerdings eine gewisse Auflockerung abzuzeichnen (vgl. Fußnote ⁺⁾ auf Seite 6-10 und Fußnote ⁺⁾ auf Seite 6-12).

Herstellern erstellte Anlagen mit rund 77 500 MW_e und 31 exportierte Anlagen mit knapp 11 400 MW_e (s. Tab. 6.3).

Tabelle 6.2: Die Kernkraftwerke der Welt, nach Ländern aufgeschlüsselt (Stand 31.12.1977)

Land	in Betrieb		in Bau oder bestellt		insgesamt		Gesamte Atomstromerzeugung bis 31. 12. 77 GWh
	Anzahl	Nettoleistung MWe	Anzahl	Nettoleistung MWe	Anzahl	Nettoleistung MWe	
Argentinien	1	319	1	600	2	919	7 762
Belgien	4	1 660	4	3 900	8	5 560	27 059 ³⁾
Brasilien	—	—	3	3 206	3	3 206	—
Bulgarien	2	840	2	840	4	1 680	...
BR Deutschland ¹⁾	14	7 025	17	18 618	31	25 643	138 348
DDR	3	960	4	1 760	7	2 720	...
Finnland	1	440	5	2 540	6	2 980	2 675
Frankreich ¹⁾	12	4 640	29	28 444	41	33 084	126 717 ³⁾
Großbritannien ¹⁾	32	7 454	7	4 290	39	11 744	399 604
Indien	3	580	5	1 000	8	1 580	18 521
Iran	—	—	8	9 006	8	9 006	—
Italien	3	597	6	4 703	9	5 300	45 215
Japan	16	8 866	13	10 091	29	18 957	133 232
Jugoslawien	—	—	1	615	1	615	—
Kanada	9	3 999	8	4 793	17	8 792	104 284
Korea	1	605	2	1 159	3	1 764	71
Luxemburg	—	—	1	1 300	1	1 300	—
Mexiko	—	—	2	1 320	2	1 320	—
Niederlande	2	498	—	—	2	498	16 747
Österreich	—	—	1	695	1	695	—
Pakistan	1	125	1	187	2	312	2 650
Philippinen	—	—	2	1 252	2	1 252	—
Polen	—	—	2	880	2	880	—
Puerto Rico	—	—	1	560	1	560	—
Rumänien	—	—	1	440	1	440	—
Schweden ¹⁾	6	3 770	6	5 689	12	9 459	53 473
Schweiz	3	1 006	4	3 800	7	4 806	46 286
Südafrika	—	—	2	1 844	2	1 844	—
Sowjetunion	26	7 779	16	12 800	42	20 579	...
Spanien	3	1 073	17	16 589	20	17 662	43 624 ³⁾
Taiwan	1	636	5	4 284	6	4 920	98
Tschechoslowakei	1	110	4	1 600	5	1 710	...
Ungarn	—	—	2	800	2	800	—
USA ¹⁾²⁾	64	45 443	175	190 430	239	235 873	973 487
Gesamt	208	98 425	357	340 035	565	438 460	

- 1) In den Spalten "in Betrieb" und "insgesamt" sind folgende früher in Betrieb befindliche, aber inzwischen endgültig abgeschaltete Kernkraftwerke nicht mehr berücksichtigt: Bundesrepublik Deutschland: KKN (100 MW_e), HDR (25 MW_e); Frankreich: Chinon-1 (70 MW_e); Großbritannien: DFR (13 MW_e); Schweden: Agesta (12 MW_e); USA: Peach Bottom-1 (40 MW_e).
- 2) Bei den USA sind in den Spalten "in Bau oder bestellt" und "insgesamt" auch die Kernkraftwerksaufträge noch enthalten, die wieder storniert wurden: zusammen 27 Anlagen mit 27 861 MW_e.
- 3) Bei der Atomstromerzeugung sind Lieferungen aus Gemeinschaftskernkraftwerken in Nachbarländer durch Abzug bzw. Hinzufügung der Anteile berücksichtigt.

(Quelle: /atw (März 1978), S. 140/)

Tabelle 6.3: Kernkraftwerksstatistik der westlichen Welt, nach
Reaktorherstellern aufgeschlüsselt (Stand 31.12.1977)

Hersteller (Land)	Reaktortyp	in Bau oder bestellt		MWe netto (Anzahl der Kernkraftwerke) in Betrieb ¹⁾			insgesamt		Summe
		Inland	Export	Inland	Export	Inland	Export		
AECL (Kanada)	D ₂ O	4 793 (8)	1 400 (3)	3 999 (9)	200 (1)	8 792 (17)	1 600 (4)	10 392 (21)	
Amerikanische Industrie: ²⁾									
Babcock & Wilcox ³⁾ (B & W)	DWR	22 771 (21)	— (—)	7 244 (9)	— (—)	30 015 (30)	— (—)	30 015 (30)	
Combustion Engineering (CE)	DWR	30 639 (26)	— (—)	5 237 (7)	— (—)	35 876 (33)	— (—)	35 876 (33)	
General Electric ⁴⁾ (GE)	SWR u. 1 LWGR	46 557 (43)	13 338 (15)	17 170 (24)	3 442 (10)	63 727 (67)	16 780 (25)	80 507 (92)	
General Atomics (GA)	HTR	— (—)	— (—)	370 (2)	— (—)	370 (2)	— (—)	370 (2)	
Westinghouse	DWR u. 1 SNR	62 602 (58)	20 101 (23)	15 742 (23)	5 156 (13) ⁵⁾	78 344 (81)	25 257 (36)	103 601 (117)	
ASEA (Schweden)	SWR u. 1 D ₂ O	4 900 (4)	1 260 (2)	2 950 (6)	— (—)	7 850 (10)	1 260 (2)	9 110 (12)	
Britische Industrie:									
NPC	AGR	2 500 (4)	— (—)	2 500 (4)	— (—)	5 000 (8)	— (—)	5 000 (8)	
TNPG	GGR	— (—)	— (—)	1 726 (8)	200 (1)	1 726 (8)	200 (1)	1 926 (9)	
andere	verschiedene	1 200 (2)	— (—)	3 818 (21)	157 (1)	5 018 (23)	157 (1)	5 175 (24)	
Dept. AE (Indien)	D ₂ O	800 (4)	— (—)	— (—)	— (—)	800 (4)	— (—)	800 (4)	
Deutsche Industrie:									
BBC/HRB/NUKEM	HTR	300 (1)	— (—)	13 (1)	— (—)	313 (2)	— (—)	313 (2)	
BBC/BBR	DWR	2 515 (2)	1 300 (1)	— (—)	— (—)	2 515 (2)	1 300 (1)	3 815 (3)	
INTERATOM	SNR	282 (1)	— (—)	19 (1)	— (—)	301 (2)	— (—)	301 (2)	
Kraftwerk Union (KWU)	SWR/DWR/D ₂ O	15 621 (13)	13 433 (12)	7 018 (14)	769 (2)	22 639 (27)	14 202 (14)	36 841 (41)	
Französische Industrie:									
Framatome	DWR	27 244 (28)	5 544 (6)	1 780 (2)	870 (1) ⁶⁾	29 024 (30)	6 414 (7)	35 438 (37)	
Novatome	SNR	1 200 (1)	— (—)	— (—)	— (—)	1 200 (1)	— (—)	1 200 (1)	
andere	verschiedene	— (—)	— (—)	2 357 (8)	480 (1)	2 357 (8)	480 (1)	2 837 (9)	
Italienische Industrie:									
Ansaldo Meccanico Nucleare (AMN)	SWR u. 1 D ₂ O	1 999 (3)	— (—)	— (—)	— (—)	1 999 (3)	— (—)	1 999 (3)	
Elettronucleare Italiana	DWR	1 904 (2)	— (—)	— (—)	— (—)	1 904 (2)	— (—)	1 904 (2)	
Japanische Industrie:									
Hitachi	SWR	762 (1)	— (—)	472 (2)	— (—)	1 234 (3)	— (—)	1 234 (3)	
Mitsubishi	DWR	5 007 (6)	— (—)	2 677 (4)	— (—)	7 684 (10)	— (—)	7 684 (10)	
Toshiba	SWR	2 380 (3)	— (—)	2 084 (3)	— (—)	4 464 (6)	— (—)	4 464 (6)	
Sonstige (verschiedene Länder)	verschiedene	226 (2)	187 (1)	375 (4)	125 (1)	601 (6)	312 (2)	913 (8)	
Insgesamt		236 202 (233)	56 563 (63)	77 551 (152)	11 399 (31)	313 753 (385)	67 962 (94)	381 715 (479)	

- 1) Hier sind auch Anlagen erfaßt, die bereits wieder stillgelegt wurden.
- 2) Die stornierten Aufträge sind nicht berücksichtigt.
- 3) Die Anlagen Surry 3/4 (2.850 MW_e) der Virginia Electric and Power Co. (B&W/USA) sind 1977 storniert worden.
- 4) Die Anlagen Barton 1/2 (2.1170 MW_e) der Alabama Power Co. (GE/USA) sind 1977 storniert worden.
- 5) Als Exportauftrag sind die belgischen Anlagen Doel 1/2 (2.390 MW_e) mitgezählt worden.
- 6) Als Exportauftrag ist die belgische Anlage Tihange 1 (870 MW_e) mitgezählt worden.

AGR: Fortgeschrittener gasgekühlter Reaktor
DWR: Druckwasserreaktor
D₂O: Schwerwasserreaktor
GGR: Gas/Graphit-Reaktor

HTR: Gasgekühlter Hochtemperaturreaktor
LWGR: Mit Graphit moderierter und mit Leichtwasser gekühlter Reaktor
SNR: Natriumgekühlter Schneller Brüter
SWR: Siedewasserreaktor

(Quelle: /atw (März 1978), S. 141/)

Aus Tab. 6.3 ergibt sich, daß die folgenden 7 Hersteller aus 5 Ländern bisher als wichtigste Konkurrenten auf dem internationalen Markt hervorgetreten sind: Westinghouse und General Electric (USA), KWU und BBC/BBR (Bundesrepublik Deutschland), Framatome (Frankreich), AECL (Kanada), ASEA (Schweden). Zwei weitere große US-Hersteller (Babcock & Wilcox, Combustion Engineering) treten trotz ihres großen Potentials bisher auf dem internationalen Markt nicht in Erscheinung. Sie sind aber ebenso wie NPC und TNPG (Großbritannien), Dept. AE (Indien), AMN und Elettronucleare (Italien) sowie Hitachi, Mitsubishi und Toshiba (Japan) für die Zukunft als potentielle Exporteure und Konkurrenten auf dem Weltmarkt anzusehen.

Ein differenzierter Überblick über die tatsächlichen Marktchancen für Kernkraftwerksexporte erfordert zunächst eine Untergliederung des gesamten internationalen Marktes in geschlossene, gemischte und offene Einzelmärkte /GREENWOOD, JOSKOW (1977)/.

Geschlossene Märkte liegen da vor, wo ein Land seinen Kernkraftwerksbedarf durch eigene Produktionsleistungen abdeckt und faktisch keinen auswärtigen Konkurrenten mehr zuläßt. Zu diesen Ländern gehören neben der Bundesrepublik Deutschland die USA, Frankreich, Kanada, Großbritannien und wahrscheinlich inzwischen auch Schweden. Ein geschlossener Markt ist bisher auch der kommunistische Wirtschaftsblock (COMECON).⁺⁾

Gemischte Märkte bestehen da, wo ein Land bereits eigene Herstellkapazitäten hat, damit aber noch nicht seinen gesamten bereits vorhandenen Kernkraftwerksbedarf decken bzw. zunächst nur einen Teil der technischen Kraftwerkskomponenten (insbesondere die nicht-nukleartechnischen Bestandteile) selbst produzieren kann. Häufig angestrebt oder praktiziert wird in solchen Ländern der Kernkraftwerksbau auf joint-venture-Basis. Zu den Ländern mit gemischten

⁺⁾ Eine gewisse Öffnung des COMECON-Marktes bahnt sich allerdings an: Rumänien verhandelt gegenwärtig mit Kanada über den Nachbau von kanadischen Candu-Reaktoren (vgl. Abschnitt 6.3.3.3).

Märkten zählen gegenwärtig beispielsweise Belgien, Spanien, die Schweiz und Italien. Das Bestreben solcher Länder geht dahin, durch einen weiteren Ausbau ihrer kerntechnischen Industrie den eigenen Bedarf künftig selbst zu decken und damit zu einem geschlossenen Markt zu werden.

Zu den offenen Märkten zählen die Länder mit kaum nennenswertem eigenen Herstellpotential auch für nicht-nukleartechnische Kernkraftwerksbestandteile. Dazu zählen vor allem die Entwicklungsländer in Lateinamerika, Afrika und Asien. Auf diesen offenen Märkten werden auf längere Zeit noch komplette schlüsselfertige Anlagen nachgefragt werden. Die eigenen Herstellkapazitäten und das technische know-how in diesen Ländern sind noch zu gering, als daß in nächster Zeit nennenswerte eigene Produktionsleistungen zur Errichtung von Kernkraftwerken erbracht werden könnten.

Der Zugang zum internationalen Kernenergiemarkt ist demnach begrenzt. Aufgrund ihrer Exporterfahrungen sind gegenwärtig die wichtigsten bisherigen Anbieter (USA, Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Kanada) im Vorteil gegenüber weiteren auf den Exportmarkt drängenden Anbietern. Der schwedische Export fand bisher nur im skandinavischen Raum statt. Großbritannien hat zwar bereits Kernkraftwerke exportiert, tritt aber seit einigen Jahren als Exporteur nicht mehr in Erscheinung, weil für die angebotenen Reaktortypen keine Nachfrage besteht.^{+))}

^{+))} Dagegen ist Großbritannien auf dem Sektor der Brennstofffabrikation in der technologischen Entwicklung fortgeschritten und will versuchen, damit wieder Anschluß an das internationale Exportgeschäft zu erringen. Zusammen mit der Bundesrepublik Deutschland und den Niederlanden baut ein Konsortium (URENCO) Anreicherungsanlagen; die ersten Pilotanlagen arbeiten erfolgreich in Großbritannien und den Niederlanden. Auf dem Sektor der Wiederaufarbeitung arbeitet eine Anlage in Windscale; im Rahmen der United Reprocessors ist Großbritannien an der Weiterentwicklung der Wiederaufarbeitungstechnologie beteiligt. Seit 1974 ist ein Schneller Brüter mit einer Leistung von 250 MW_e in Betrieb (Dounreay-Caithness).

Die Sowjetunion konzentriert sich mit ihren Kapazitäten bisher weitgehend auf den inländischen Ausbau sowie auf die Mitwirkung am Ausbau der Kernenergie bei ihren COMECON-Partnern⁺). Länder mit einer noch jungen eigenen Reaktorindustrie, wie Japan und Indien, haben bereits ihre Absicht verlautbart, in Zukunft ebenfalls Kernkraftwerke zu exportieren. Bis dahin werden sie versuchen, zunehmend ihren eigenen Bedarf an Kernkraftwerken mit selbstproduzierten Anlagen zu decken.

6.3.2 Das Angebot an kerntechnischen Anlagen

Der Leichtwasserreaktor (Druck- und Siedewasserreaktor) und der Schwerwasserreaktor sind die Reaktortypen, die gegenwärtig auf dem internationalen Reaktormarkt vornehmlich angeboten werden und als wettbewerbsfähig gelten. Dabei führen mit Abstand die Leichtwasserreaktoren, was aller Voraussicht nach bis mindestens zum Ende dieses Jahrhunderts auch weiter der Fall sein wird. Von den im Jahre 1977 in Betrieb, in Bau oder in Planung befindlichen Reaktoren waren über 75 % Leichtwasserreaktoren (s. Tab. 6.4).

Der Schwerwasserreaktor ist eine - allerdings nicht ausschließliche - Angebotsdomäne der Atomic Energy of Canada Limited (AECL).⁺⁺⁾

+)
Allerdings hat die Sowjetunion Kernkraftwerkskomponenten nach Finnland exportiert (vgl. Abschnitt 6.3.4.1), mit Libyen und Kuba die Lieferung je eines 440 MW_e-Reaktors vereinbart und Verhandlungen mit Indien über die Lieferung eines Schwerwasserreaktors aufgenommen.

++)
s. Abschnitt 6.3.3.3

Tabelle 6.4: Die Kernkraftwerke der Welt, nach Reaktortypen aufgeschlüsselt (Stand 1977)

Typ	in Betrieb		in Bau		in Planung		insgesamt	
	Anzahl	MWe	Anzahl	MWe	Anzahl	MWe	Anzahl	MWe
DWR	75	46 841	128	121 921	82	83 437	285	252 199
SWR	49	26 712	56	54 135	26	29 646	131	110 493
D ₂ O	15	4 255	18	8 000	14	10 160	47	22 415
GGR	36	8 373	—	—	—	—	36	8 373
AGR	5	2 530	6	3 750	—	—	11	6 280
HTR	2	345	1	300	—	—	3	645
SNR	4	662	4	2 098	1	360	9	3 120
LWGR	16	4 738	6	6 000	—	—	22	10 738
Gesamt	202	94 456	219	196 204	123	123 603	544	414 263

Für Erläuterungen der Reaktortypen vgl. Anmerkung zur Tabelle 5.2. Die Erstellung dieser Tabelle erfolgte auf der Basis des Verzeichnisses der Kernkraftwerke der Welt von M. Kempken in atw 10/77, S. 535. Die Zahlen weichen etwas von den auf das Jahresende 1977 erstellten Tabellen 5.1 und 5.2 ab.

(Quelle: /atw (März 1978), S. 141/)

Von den fortgeschrittenen Reaktortypen Schneller Brüter und Hochtemperaturreaktor sind bisher nur Versuchs- und Prototypanlagen in verschiedenen Ländern in Betrieb genommen worden.

Zunehmend spielt eine Rolle, ob ein Anbieter bereit und in der Lage ist, Optionen auf fortgeschrittene Reaktortypen einzuräumen und den Zugang zu Urananreicherungs- und Wiederaufarbeitungstechnologien zu ermöglichen. Ob ein Anbieter hierauf eingehen kann, hängt nicht allein von seinem technischen und ökonomischen Potential, sondern mehr noch von politischen Faktoren ab.^{+))}

^{+))} s. Abschnitt 6.4

6.3.3 Die Hauptanbieterländer

6.3.3.1 USA

Bis Mitte der 70er Jahre hatten die USA praktisch eine Monopolstellung auf dem internationalen Kernreaktormarkt inne. Am 31.12.1977 waren 23 von den USA exportierte Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von rund 8 600 MW_e in Betrieb und 38 Anlagen mit einer Nettoleistung von knapp 33 500 MW_e in Bau oder fest bestellt (s. Tab. 6.5).

Tabelle 6.5: Export von Kernkraftwerken (westliche Welt) bis 31.12.1977 und Anteil der USA

	insgesamt MW _e (Anzahl)	US-Exporte MW _e (Anzahl)	US-Anteil
Exportierte Anlagen			
in Betrieb	11 399 (31)	8 598 (23)	75,4 %
in Bau oder fest bestellt	56 563 (63)	33 439 (38)	59,1 %
insgesamt	67 962 (94)	42 037 (61)	61,9 %

Die von den beiden auf dem internationalen Reaktormarkt tätigen US-Unternehmen Westinghouse und General Electric exportierten und schon in Betrieb befindlichen kommerziellen Anlagen sind innerhalb des europäischen Raumes nach Frankreich (Konsortien), Belgien (Konsortien), Italien, Spanien, in die Schweiz und in die Bundesrepublik Deutschland geliefert worden, außerhalb des europäischen Raumes nach Japan und Indien.

Für die Einschätzung der zukünftigen Exportchancen eines Landes ist die Kenntnis früherer Lieferungen und Abschlüsse insofern von Bedeutung, als für einen Exporteur Anbietervorteile vor allem auf den Märkten bestehen, auf denen er bereits Aufträge realisieren konnte. Mit der Bestellung eines ersten Kernkraftwerkes fällt nämlich häufig auch schon eine Vorentscheidung über den Lieferanten weiterer geplanter Anlagen, weil die Importländer an möglichst einheitlichen Produktionsstandards interessiert sind, um die bei der Einführung der Kernkraftwerkstechnik gewonnenen Erfahrungen optimal für den Betrieb der Anlagen und für eigene Entwicklungsvorhaben nutzen zu können. Dies hat in vielen Fällen zur Entwicklung fester bilateraler Marktbeziehungen geführt. So haben sich die US-Hersteller Westinghouse und General Electric offenkundig bei einer Reihe von Ländern - zum Beispiel Japan, Italien, Spanien - aufgrund ihrer ursprünglichen Monopolstellung Anbietervorteile gesichert.

Die Exportposition der USA im Bereich der Kerntechnik entwickelte sich in Etappen. Ihr Aufbau begann mit der Verkündung des "Atoms-for-Peace Program" im Jahre 1953, das als ein weltweites Angebot zur friedlichen Nutzung der Kernenergie konzipiert war. Von Anfang an stand dieser Versuch in Zusammenhang mit der internationalen Kernwaffenproblematik; mittels des Angebots zur Förderung der friedlichen Nutzung der Kernenergie sollte verhindert werden, daß sich Länder den Zugang zu nuklearer Technologie über den Weg der Ausrüstung mit Kernwaffen sichern /KRATZER (1976)/.

Zwischen 1955 und 1975 vereinbarten die USA mit zahlreichen Ländern nukleare Kooperationsabkommen, und zwar in Form von Forschungsabkommen ("Research"-Abkommen), Abkommen über die Lieferung kommerzieller Kernkraftwerke einschließlich des Kernbrennstoffs ("Power"-Abkommen) sowie von Kombinationen dieser beiden Vertragsformen ("Power and Research"-Abkommen). Bereits vor dem Inkrafttreten des Nichtverbreitungsvertrages im Jahre 1970 wurden in diese Abkommen Sicherheitskontrollen zur Verhinderung der Weiterverbreitung von Kernwaffen eingebaut. Ende 1976 waren 19 "Power and Research"-Ab-

kommen, 7 "Research"-Abkommen, 1 "Power"-Abkommen und 3 bilaterale Verträge mit EURATOM und der IAEA in Kraft.^{+))}

Die Existenz solcher Kooperationsabkommen ist Voraussetzung für jede Art von Nuklearexporten durch US-Firmen, was in den Bestimmungen des Artikels 123 des Atomic Energy Act (AEA) von 1954 niedergelegt wurde. Nach der indischen Kernexplosion im Mai 1974 und nach der Erklärung des damaligen Präsidenten Nixon im Juni 1974, es bestehe die Bereitschaft zur Lieferung von Kernkraftwerken nach Ägypten und Israel, änderte der amerikanische Kongreß den Artikel 123 des AEA so, daß nun der Kongreß innerhalb von 60 Tagen nach Vorlage eines Kooperationsabkommens mit Hilfe einer "Concurrent Resolution" ein Veto gegen den definitiven Abschluß des Abkommens einlegen kann /PATERMANN (1977)/.

In den letzten Jahren haben die USA ihre Kriterien für die Genehmigung von Nuklear-Exporten zunehmend verschärft. Dies gilt insbesondere für die sogenannten sensitiven Technologien, deren Ausfuhr aus den USA gegenwärtig faktisch unterbunden ist. Die Bemühungen der USA, zusätzlich zu den geltenden internationalen Bestimmungen des Nichtverbreitungsvertrages durch einseitige nationale Maßnahmen die Möglichkeiten einer Weiterverbreitung von Kernwaffen zu reduzieren, mündeten schließlich in der Verabschiedung des Nuclear Non-Proliferation Act, der am 10.3.1978 in Kraft trat. Auf die Bestimmungen dieses Gesetzes wird in Abschnitt 6.4 näher eingegangen.

^{+))} Abkommen bestanden Ende 1976 mit folgenden Ländern: Argentinien, Australien, Österreich, Brasilien, Kanada, Taiwan, Kolumbien, Finnland, Indien, Indonesien, Iran, Israel, Italien, Japan, Korea, Norwegen, Philippinen, Portugal, Südafrikanische Union, Spanien, Schweden, Schweiz, Thailand, Türkei, Venezuela. Verträge mit Griechenland und Vietnam waren schwebend /PATERMANN (1977)/.

Auf der Basis der Kooperationsabkommen entwickelte sich eine vielseitige Exportpraxis. Dabei sind folgende Kategorien zu unterscheiden:

- Lieferung von Kernreaktoren:

Für diese Kategorie wurde ein flexibles Instrumentarium entwickelt: Lieferung von Komponenten, Forschungsreaktoren und Pilotanlagen, Patentlizenzierung, Joint Ventures, Finanzierungshilfen für kapitalschwache Länder über die Export-Import-Bank.

- Lieferung von nuklearem Brennstoff:

Hier geht es in erster Linie um Zusicherungen, den Brennstoffbedarf durch Lieferung des erforderlichen angereicherten Urans sicherzustellen.

- Transfer von know-how in Form von technischer Hilfe:

Publikationen, Konferenzen, Verfügbarmachung von sogenannten Blaupausen (Spezifikationen, Zeichnungen, Prozeßbeschreibungen u.ä.), gemeinsame Versuchs- und Demonstrationsvorhaben, Forschungsk Kooperationen, Reaktorsicherheitsabkommen.

Mit wenigen Ausnahmen umfaßte der amerikanische Reaktorexport keine kompletten Anlagen, sondern beschränkte sich auf die Lieferung nuklearer Schlüsselkomponenten. Für das Exportgeschäft bedeutet dies erhebliche Erlösverzichte. Während zum Beispiel eine komplette Anlage 1976 bis zu 1 Mrd Dollar kostete, betrug in manchen Fällen der Wert der exportierten Nuklearkomponenten nur 50 Mio Dollar. Von 1958 bis 1975 belief sich der totale Wert der Ausfuhren von Reaktoren und Reaktorkomponenten auf 1,2 Mrd Dollar. Dies zeigt, daß der amerikanische Export nicht ausschließlich ökonomisch motiviert ist, sondern auch von der Absicht, durch Vereinbarungen frühzeitig nukleare Technik in andere Länder zu transferieren und

auf diesem Wege vertragliche Absicherungen gegen die Umfunktionierung des kerntechnischen know-how und Materials für die Kernwaffenherstellung zu erreichen /GILINSKY (1976)/.

Für die Zukunft wird allerdings in den USA von erheblich höheren Exporterlöserwartungen ausgegangen. Nach Projektionen der US Energy Research and Development Administration (ERDA) sollen bis zum Jahr 1985 die Erlöse aus dem Export von Kernkraftwerksausrüstung, angereichertem Uran usw. eine Summe von jährlich 3-4 Mrd Dollar erreichen, um dann bis zum Jahr 2000 auf jährlich 8-10 Mrd Dollar zu steigen. Bis Ende des Jahrhunderts wird der kumulierte Exporterlös auf 120 bis 140 Mrd Dollar geschätzt. Vom Export von Kernkraftwerken und Kernbrennstoff wird in den nächsten Jahrzehnten eine Steigerung des Arbeitsplatzangebots, ein erheblicher Beitrag für die Verbesserung der amerikanischen Zahlungsbilanz und eine Möglichkeit für die US-Anbieter zum Ausgleich drastischer Schwankungen bei Inlandsaufträgen erhofft /ATOMIC INDUSTRIAL FORUM'S COMMITTEE ON NUCLEAR EXPORT POLICY (1976)/. Amerikanische Nuklearexperten sprechen angesichts solcher Erwartungen allerdings von einer inflationären Überschätzung der tatsächlichen Entwicklung des Kernenergieeinsatzes insbesondere in den Entwicklungsländern /NUCLEAR ENERGY POLICY STUDY GROUP (1977)/.

Die Angebotsmonopolstellung der Amerikaner ist inzwischen auf dem internationalen Kernkraftmarkt nicht mehr gegeben. Insbesondere Frankreich und die Bundesrepublik Deutschland haben den technologischen Vorsprung der USA eingeholt. Da sich diese Länder stark im Exportgeschäft zu engagieren versuchen, wird der Wettbewerb zwischen ihnen und den USA zunehmend schärfer. Der bisher wichtigste hierbei auftretende Konflikt ergibt sich daraus, daß sowohl die Bundesrepublik Deutschland (mit Brasilien) als auch Frankreich (mit Pakistan und Südkorea) Exportverträge abgeschlossen haben, in die auch sensitive Technologien einbezogen wurden. Dadurch wuchs in den USA nicht nur die Sorge vor zusätzlichen Möglichkeiten der Weiterverbreitung von Kernwaffen, sondern auch

davor, daß konkurrierende Exportländer durch die Bereitschaft zur Lieferung sensitiver Nukleartechnologien Wettbewerbsvorteile erringen könnten. Dies veranlaßte die USA dazu, verstärkt auf neue internationale Vereinbarungen für einen proliferations sicheren Export von Nukleartechnologien zu drängen.⁺⁾

6.3.3.2 Frankreich

Am 31.12.1977 waren 2 von Frankreich exportierte Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von 1350 MW_e in Betrieb und 6 Anlagen mit rund 5500 MW_e in Bau oder fest bestellt. Dies entspricht insgesamt einem Anteil am Kernkraftwerksexport der westlichen Welt von etwas über 10 % (11,8 % bei den bereits in Betrieb genommenen, 9,8 % bei den in Bau befindlichen oder fest bestellten Anlagen).

Frankreich hat bisher Kernkraftwerke nach Belgien, dem Iran und Südafrika exportiert. Im Iran baut der führende französische Reaktorhersteller Framatome die Kernkraftwerke Ahvaz 1 und 2 mit je 900 MW_e Nettoleistung, in Südafrika die Kernkraftwerke Koeberg 1 und 2 mit je 922 MW_e Nettoleistung. Mit dem Iran sind konkrete Verhandlungen über den Export von zwei Kernkraftwerken mit je 930 MW_e in Gang; die Abnahme von vier weiteren Kernkraftwerken hat der Iran Frankreich in Aussicht gestellt. Frankreich ist darum bemüht, sich auf dem künftigen arabischen Markt für Nuklearenergietechnologien rechtzeitig eine günstige Position als Exporteur zu sichern /JOSKOW (1976)/.

Framatome stellt Leichtwasserreaktoren mit einer (1982 auslaufenden) Lizenz der US-Firma Westinghouse her und bietet inzwischen eine standardisierte Anlage mit einer Nettoleistung von 890 bis

⁺⁾ s. Abschnitt 6.4

925 MW_e an /METAIS (1977)/. Das Unternehmen wird von Creusot-Loire (51 %) und der französischen Atomenergiebehörde Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) kontrolliert. Die CEA erwarb ihren Anteil von 30 % im Jahr 1975 von Westinghouse, die noch 15 % der Anteile hält. Bis 1982 soll die Trennung von Westinghouse als Anteilseigner erfolgen /atw (November 1976); NUCLEAR ENGINEERING INTERNATIONAL (April/May 1976)/. Frankreich will sich dann endgültig von der Kooperation mit Westinghouse lösen, unter anderem weil das bis 1982 laufende Lizenzabkommen den Exportspielraum gegenüber einer Reihe von Ländern, in denen Westinghouse Kernkraftwerkslieferant ist, eingeschränkt hatte. Framatome besitzt Kapazitäten zur Herstellung von 7-8 Reaktoren pro Jahr, wovon der französische Binnenmarkt maximal 5 pro Jahr aufnehmen kann, so daß zur Auslastung der Kapazitäten 2-3 Reaktoren exportiert werden müssen.

Besonders engagiert ist Frankreich auf dem Sektor der sensitiven Nukleartechnologien, und zwar entweder autonom oder auf der Basis internationaler Kooperationen /GREENWOOD, JOSKOW (1977)/. Auf dem Sektor der Schnellbrüterentwicklung verfügt Frankreich bereits über eine mehrjährige Betriebserfahrung mit dem Phénix-Reaktor (250 MW_e). Die Konstruktion des 1300 MW_e Super-Phénix hat im Rahmen eines deutsch-italienisch-französischen Gemeinschaftsvorhabens begonnen. Frankreich hat seine Absicht erklärt, Schnelle Brüter zu exportieren, und bietet bereits eine 450 MW_e-Exportversion der Phénix-Linie auf dem Exportmarkt an /JOSKOW (1976)/.

Mit französischer Technologie baut Eurodif, ein internationales Konsortium mit französischer, belgischer, spanischer, italienischer und iranischer Beteiligung, eine Anreicherungsanlage in Tricastin (Südfrankreich). Der Bau einer weiteren Anreicherungsanlage durch ein anderes Konsortium unter französischer Federführung (Coredif) ist, ebenfalls mit französischem Standort, geplant. Auf dem Sektor der Wiederaufarbeitung unterhält Frankreich Anlagen in La Hague und Marcoule, die weiter ausgebaut werden, und plant die Errichtung weiterer Anlagen, zum Teil unter Beteiligung der United Reprocessors, einem britisch-deutsch-französi-

schem Konsortium. Mit diesen Anlagen sollen Wiederaufarbeitungs-
dienste u.a. für die Bundesrepublik Deutschland und Japan über-
nommen werden.

Auch mit Anreicherungs- und Wiederaufarbeitungsanlagen will Frank-
reich auf den Exportmarkt. Es liefert die Konstruktionspläne für
eine 200 t/a-Pilotanlage zur Wiederaufarbeitung an Japan. Bereits
geschlossene Verträge über die Lieferung je einer Wiederaufarbei-
tungsanlage nach Südkorea und Pakistan wurden nach amerikanischer
Intervention storniert. Frankreich hat mit dem Exportangebot auf
dem Sektor der sensitiven Nukleartechnologien die Absicht, die ei-
gene Anbieterposition auf dem Exportmarkt für Kerntechnologien zu
verbessern. Da es den Nichtverbreitungsvertrag nicht unterzeichnet
hat, ist es in Fragen der Proliferation formal in einer unabhängi-
geren Position als die Unterzeichnerstaaten. Dennoch ist Frankreich
an den internationalen Konsultationen zur Regelung und besseren Kon-
trolle des Exports von Nukleartechnologien beteiligt und hat seine
prinzipielle Bereitschaft zu Selbstbeschränkungen erklärt.^{+))}

6.3.3.3 Kanada

Kanada hat auf dem internationalen Markt nahezu eine Monopolstel-
lung bei der Schwerwasserreaktorlinie. Schwerwasserreaktoren sind
für solche Länder interessant, die eigene Uranvorkommen oder leich-
ten Zugang zu Natururan haben und die den bei der Beschaffung von
angereichertem Uran in letzter Zeit auftretenden Problemen aus dem
Wege gehen wollen. Bisher hat Kanada vier Reaktoren mit einer Lei-
stung von insgesamt rund 1600 MW_e nach Argentinien, Indien und
Korea exportiert. Dies entspricht einem Anteil am Kernkraftwerks-
export der westlichen Welt von etwa 2 %. Neuerdings werden Ver-

^{+))} s. Abschnitt 6.4

tragsverhandlungen mit Rumänien geführt, das mit Hilfe kanadischer Ingenieurleistungen 16 Candu-Reaktoren nachbauen will. Japan, Italien und Israel haben ebenfalls Interesse am kanadischen Candu-Reaktor bekundet.

Kanadas Monopolstellung beim Schwerwasserreaktor wird im wesentlichen nur durch die deutsche Kraftwerk Union, die bereits einen 1974 in Betrieb genommenen 320 MW_e-Schwerwasserreaktor nach Argentinien geliefert hat (Atucha I) und gegenwärtig über den Bau eines weiteren (600 MW_e-)Reaktors dieses Typs mit Argentinien verhandelt, leicht gestört sowie durch Indien, das den Schwerwasserreaktor nachbaut und damit auf den Exportmarkt drängt.

6.3.3.4 Bundesrepublik Deutschland

Am 1.4.1978 waren zwei von der Bundesrepublik Deutschland exportierte Anlagen mit einer Nettoleistung von 769 MW_e in Betrieb und 13 Anlagen mit rund 15 500 MW_e in Bau oder fest bestellt. Dies entspricht insgesamt einem Anteil am Kernkraftwerksexport der westlichen Welt von rund 23 % (knapp 7 % bei den schon in Betrieb genommenen, etwa 26 % bei den in Bau befindlichen oder fest bestellten Anlagen).

Tab. 6.6 enthält eine Aufstellung der bisherigen Export-Projekte der deutschen Kernkraftwerksindustrie. Die Projekte verteilen sich auf Argentinien, Brasilien, dem Iran, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, die Schweiz und Spanien. Aufgeführt sind nur solche Projekte, für die zumindest ein Letter of Intent vorliegt.

Tabelle 6.6: Kernkraftwerksexporte der Bundesrepublik Deutschland
(Stand 1.4.1978)

Lfd. Nr.	Kernkraftwerk / Land	Typ/MW _e /brutto	Auftrag / L.O.I.	Inbetriebnahme (vorgesehen)
1	Atucha I / Argentinien	D ₂ O / 340	1968	1974
2	Borssele / Niederlande	DWR / 477	1969	1973
3	Tullnerfeld / Österreich	SWR / 723	1971	1978
4	Gösgen / Schweiz	DWR / 970	1973	1978
5	Iran I (Buser)	DWR / 1293	1975	1981
6	Iran II (Buser)	DWR / 1293	1975	1982
7	Iran V (Isfahan)	DWR / 1293	1977	1984
8	Iran VI (Isfahan)	DWR / 1293	1977	1985
9	Iran VII (Saveh)	DWR / 1293	1977	?
10	Iran VIII (Saveh)	DWR / 1293	1977	?
11	Angra II / Brasilien	DWR / 1325	1976	1983
12	Angra III / Brasilien	DWR / 1325	1976	1983
13	Trillo / Spanien	DWR / 1032	1975	1982
14	Regodola / Spanien	DWR / 1100	1977	1985
15	Remerschen / Luxemburg	DWR / 1300	1975	?

Die Bundesrepublik Deutschland als besonders eng mit dem Weltmarkt verflochtenes Industrieland wird in starkem Maße vom Strukturwandel der Weltwirtschaft berührt, der gewisse Industriesektoren, in denen die sich entwickelnden Industrieländer komparative Kostenvorteile haben und die erforderlichen Produktionstechnologien beherrschen, bereits mittelfristig als international nicht mehr wettbewerbsfähig erscheinen läßt /DICKE u.a. (1976)/. Sie ist darauf angewiesen, die eigene Volkswirtschaft arbeitsteilig an den weltwirtschaftlichen Strukturwandel anzupassen. Im Rahmen dieser Überlegungen kommt dem Nuklearexport eine erhebliche Bedeutung zu. Die Bundesregierung verfolgt dabei offiziell nicht den Weg einer kurzfristigen Exportorientierung, sondern strebt eine langfristige Kooperation mit entsprechenden Partnerländern an, "die in wachsendem Umfang die Industrie der Empfängerländer einbezieht und damit die Grundlage für gemeinsame Investitionen und joint ventures im Partnerland schafft". Deshalb müssen "je nach dem Grad der Industrialisierung Kooperationsformen gesucht werden, die sicherstellen, daß die örtliche Industrie ihren Platz bei der Einführung der Kernenergie findet und daraus längerfristig wirtschaftliche Vorteile ableitet" /HAUNSCHILD (1977)/. Bei Existenz einer fortgeschrittenen Industriestruktur im Partnerland werden joint ventures empfohlen, da die damit geschaffenen "engen gesellschaftlichen Verbindungen sicherlich die günstigsten Voraussetzungen für einen erfolgreichen Technologietransfer schaffen" /HAUNSCHILD (1977)/. Damit ist ein Weg für den deutschen Nuklearexport vorgezeichnet, der von den USA seit langem praktiziert wird und der als Leitkonzept dem deutsch-brasilianischen Atomvertrag zugrundelag.

Innerhalb der Bundesrepublik Deutschland wurden bei dem führenden deutschen Hersteller, der Kraftwerk Union, nach eigenen Angaben in den Jahren 1974 und 1975 10 Kernkraftwerke in Auftrag gegeben, von denen Mitte 1977 nur an zwei Baustellen gearbeitet werden konnte /KWU (1977)/. Diese Diskrepanz zwischen Auftragsbestand und tatsächlicher Fertigung kann allein durch den Export kompensiert werden. Nach Angaben der Kraftwerk Union liegt die untere Wirtschaftlichkeitsgrenze für die

vorhandenen Kapazitäten bei 4-5 Kernkraftwerksaufträgen im Jahr. Da dieses Auftragsvolumen auf absehbare Zeit in der Bundesrepublik Deutschland nicht eingebracht werden kann, gelten mindestens zwei Exportaufträge pro Jahr als erforderlich. Die Kraftwerk Union spricht von einem notwendigen Verhältnis zwischen Inlands- und Auslandsaufträgen von 1:1. Exportaufträge seien aber nur auf der Basis eines entsprechenden Ausbaus im Inland zu erreichen, nicht zuletzt weil für den Export Referenz-Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland benötigt würden. Im KWU-Geschäftsbericht 1976 heißt es: "Welcher ausländische Interessent fände sich wohl bereit, derart umfangreiche und zukunftsgerichtete Geschäfte zu tätigen mit Anbietern ohne Heimatmarkt, deren Wettbewerbsfähigkeit auf den internationalen Märkten überdies dadurch beeinträchtigt wäre, daß sie unterhalb der wirtschaftlichen Mindestauslastung ihrer Kapazitäten operieren müßten" /KWU (1977)/.

Wie ihre wichtigsten internationalen Konkurrenten hat die Kraftwerk Union ihr Angebot standardisiert, um die Kosteneskalation zu bremsen. Sie bietet drei Einheitsgrößen an (700, 1000, 1300 MW_e), die jeweils unterschiedliche Komponentengrößen erfordern. Für den Export wird mit Abweichungen von den standardisierten Herstellverfahren gerechnet, wenn Industrien der Importländer am Bau beteiligt sind /GEHRING (1977)/.

Mit dem Export schlüselfertiger Anlagen wird die deutsche Kraftwerksindustrie sowohl bei konventionellen als auch bei Kernkraftwerken in Zukunft immer seltener rechnen können. Der KWU-Vorstandsvorsitzende Barthelt sagte auf der Reaktortagung 1978 in Hannover hierzu: "Aber auch wer keine eigene Kraftwerksindustrie hat und daher Kraftwerke importieren muß, ist meist in der Lage, einen mehr oder weniger großen Anteil der Komponenten im eigenen Lande selber zu produzieren, und er legt natürlich Wert auf diesen eigenen Fertigungsanteil. So wird der Export eines in allen seinen Teilen deutschen Kraftwerks immer mehr zur Ausnahme. Natürlich muß man für diesen Wunsch nach einem möglichst hohen landeseige-

nen Fertigungsanteil Verständnis haben, denn gerade jene Länder, die für größere Kraftwerksprojekte in Frage kommen - fortgeschrittene Entwicklungsländer an der Schwelle zur Industrialisierung - haben meist auch große Zahlungsbilanzschwierigkeiten, und der Anteil der Landesfertigung bei großen Importvorhaben hilft ihnen, Devisen zu sparen. In Grenzfällen wird der Export auf diese Weise weitgehend bis vollständig der Hardware entkleidet und zum reinen Know-how-Transfer, der insbesondere auf dem Kernkraftwerksgebiet eine immer wichtigere Rolle spielt. Hier geht es längst nicht mehr um den reinen Verkauf technischer Anlagen, sondern um breit angelegte Problemlösungskonzepte. Man kann von einer höheren, intelligenteren Form des internationalen Handels sprechen. Dabei bedarf es einer intensiven gemeinsamen Detailplanung zusammen mit der einheimischen Industrie, den Regierungsstellen und anderen Institutionen" /BARTHELT (1978)/.

Diese Tendenz bedeutet unter anderem, daß die beschäftigungspolitischen Wirkungen des Kernkraftwerksexports innerhalb der Bundesrepublik abnehmen werden, weil die Anzahl der an einem Kernkraftwerksexport beteiligten deutschen Unternehmen zurückgehen wird.

Da die bisherigen Marktbeziehungen auch ein Faktor bei der Erlangung künftiger Aufträge sind, spielt es für die Realisierung von Marktchancen eine Rolle, wo die deutschen Anbieter bereits auf dem nichtnuklearen Kraftwerkssektor vertragliche Beziehungen unterhalten, die zum nuklearen Sektor weitergeknüpft werden können. Zum Beispiel hat die Kraftwerk Union einen Lizenzvertrag mit der staatlichen Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL), dem führenden indischen Kraftwerksbauer, abgeschlossen. Dieser Vertrag soll die BHEL zum Bau von Dampfturbinen und Generatoren im Leistungsbereich zwischen 200 und 1000 MW_e befähigen, mit dem Ziel einer langfristigen wechselseitigen Zusammenarbeit /KWU (1977)/.

Mit dem deutsch-brasilianischen Vertrag von 1975 gelang es dem deutschen Nuklearexport, das bis dahin größte Kernkraftwerksge-

schäft überhaupt abzuschließen. In diesem Vertrag ist erstmals zusätzlich zum Reaktorexport auch der komplette Brennstoffkreislauf mit den Technologien für Urananreicherung und Wiederaufarbeitung einbezogen worden. Der Vertrag soll die Entwicklung einer autonomen brasilianischen Nuklearindustrie fördern. Deshalb werden die innerhalb von etwa 15 Jahren von der Kraftwerk Union und dem brasilianischen Unternehmen NUCLEBRAS zu errichtenden 8 1300 MW_e-Kernkraftwerke vom Typ Biblis einen zunehmenden brasilianischen Eigenanteil (bis rund 75 %) an der Herstellung aufweisen. Der Gesamtwert des deutschen Exports soll etwa 12 Mrd DM betragen.

Der Vertrag sieht darüber hinaus eine Reihe von Kooperationen vor, vor allem:

- zur Uranprospektion, -exploration und -förderung
(NUCLEBRAS, Urangesellschaft)
- zur Errichtung und zum Betrieb einer Anlage für die Schwerkomponentenherstellung
(NUCLEBRAS, KWU, Gutehoffnungshütte, Vereinigte Österreichische Eisen- und Stahlwerke)
- zur Errichtung und zum Betrieb einer Urananreicherungsanlage
(NUCLEBRAS, STEAG, Interatom)
- zur Errichtung und zum Betrieb einer Anlage für die Brennelementfabrikation
(NUCLEBRAS, KWU, Reaktor-Brennelement Union)
- zur Errichtung und zum Betrieb einer Wiederaufarbeitungsanlage
(NUCLEBRAS, KEWA, Friedrich Uhde GmbH).

Der deutsch-brasilianische Vertrag enthält damit die Kooperations-elemente, die zunehmend zur Voraussetzung für die Erlangung von Aufträgen besonders auf gemischten Märkten werden.

Eine besondere Rolle beim Export von Kernkraftwerken spielt die Finanzierung. Kernkraftwerke erfordern ein sehr hohes Finanzierungsvolumen mit ungewöhnlich langen Laufzeiten. Aus Konkurrenzgründen ist es heute in vielen Fällen unumgänglich, ein Finanzierungsangebot selbst für die vom Importeur produzierten Bauteile zu machen /SLAVICH/SNYDER (1975)/. Ein Land, das auf dem Exportmarkt für Kernkraftwerke wettbewerbsfähig bleiben will, muß Finanzierungsmöglichkeiten in ausreichender Höhe und Laufzeit, Ausfuhrgarantien und -bürgschaften sowie Finanzierungsangebote für den Importeur zur Verfügung haben /DEEKEN (1974)/.

Für die mittel- und langfristige Finanzierung von Exporten aus der Bundesrepublik Deutschland wurde 1952 die Ausfuhrkredit-Gesellschaft mbH gegründet; auch die seit 1948 bestehende Kreditanstalt für Wiederaufbau gewährt mittel- und langfristige Darlehen im Zusammenhang mit Ausfuhrgeschäften deutscher Unternehmen. Zum Zweck der Exportförderung übernimmt die Bundesregierung auf Antrag und gegen Entgelt Ausfuhrgarantien und -bürgschaften; diese Gewährleistungen werden von der im Auftrag der Bundesregierung tätigen Hermes-Kreditversicherungs-AG verwaltet. Dabei ist jeweils eine Selbstbeteiligung des Exporteurs erforderlich. Ein interministerieller Ausschuß entscheidet, welche Exportprojekte in Deckung genommen werden können, und legt die einzelnen Bedingungen fest. In § 9 des Haushaltsgesetzes von 1978 wird der Höchstbetrag für die Gewährleistungen aller Exportfinanzierungen auf 130 Mrd DM festgesetzt. Mit diesem Betrag wird ein ausreichender Rahmen geboten, um die Ausfuhrgarantien und -bürgschaften für die Großanlagenexporte vornehmen zu können.

Den Ausfuhrgarantien und -bürgschaften liegen versicherungswirtschaftliche Prüfverfahren zugrunde. Entscheidend ist aber vor allem, ob der Bundeshaushalt das jeweilige Risiko zu tragen bereit ist. Deshalb hängt die Übernahme der Gewährleistungen durch den Bund davon ab, ob an dem jeweiligen Projekt ein gesamtwirtschaftliches Interesse besteht. Da dieses Interesse beim Export von Kernkraftwerken unterstellt werden kann, kann davon ausgegangen werden,

daß die dafür erforderlichen Finanzierungsvoraussetzungen sichergestellt sind.

Präzise Aussagen über die Auswirkungen der Nuklearexporte auf die deutsche Zahlungsbilanz lassen sich bisher nicht machen. So fehlen beispielsweise Angaben über den Wert der zur Realisierung der Exporte benötigten Importe an Rohstoffen und Halbfabrikaten. Zu berücksichtigen ist auch, daß die deutschen Bauteams ihre Einkommen zu einem erheblichen Teil außerhalb der Bundesrepublik Deutschland ausgeben und damit die deutsche Leistungsbilanz belasten. Eine grobe Abschätzung der Zahlungsbilanzeffekte ermöglicht die folgende vom Bundesministerium für Forschung und Technologie publizierte Übersicht über den Außenhandel mit kerntechnischen Erzeugnissen im Jahr 1976 /atw (November 1977), S. 600/. Danach sind im Jahr 1976 ausgeführt worden:

Tabelle 6.7: Export kerntechnischer Erzeugnisse / Bundesrepublik Deutschland 1976

	Wertsumme Mio DM	Anteil Außenhandel %	Anteil Außenhandel, Investitions- güter %
Kernreaktorkomponenten	121,1	0,05	0,09
Radioaktive chemische Elemente	68,8	0,03	0,05
Kernbrennstoffe, Ausgangsstoffe	121,3	0,05	0,09
Strahlenschutz- vorrichtungen	3,5		
Strahlennutzungs- vorrichtungen	67,4	0,03	0,05
Teilchenbeschleuniger	0,6		
Maschinen usw. zum Hand- haben radioaktiver Stoffe	2,4		
alle kerntechnischen Erzeugnisse	385,2	0,15	0,28

Die Einfuhren an kerntechnischen Erzeugnissen für das Jahr 1976 sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 6.8: Import kerntechnischer Erzeugnisse / Bundesrepublik Deutschland 1976

	Wertsumme Mio DM	Anteil Import %
Kernreaktorkomponenten	39,7	0,02
Radioaktive chemische Elemente	49,8	0,02
Kernbrennstoffe, Ausgangsstoffe	546,7	0,25
Strahlenschutzvorrichtungen	0,9	
Strahlennutzungsvorrichtungen	68,6	0,03
Teilchenbeschleuniger	12,6	0,01
Maschinen usw. zum Handhaben hochradioaktiver Stoffe	0,5	
alle kerntechnischen Erzeugnisse	719,0	0,32

Aus den Tabellen 6.7 und 6.8 ergibt sich, daß bei kerntechnischen Erzeugnissen die Handelsbilanz bis 1976 noch negativ war, was vor allem auf den hohen Einfuhranteil an Kernbrennstoffen zurückzuführen ist. Auf dem Sektor der unmittelbaren Reaktorkomponenten bestand 1976 ein Ausfuhrüberschuß von 81,4 Mio DM; dieser Betrag entspricht einem Anteil von 0,24 % am gesamten Ausfuhrüberschuß im Jahr 1976.^{+))}

Der Export kerntechnischer Erzeugnisse wird vom Volumen her in der nächsten Zukunft innerhalb des gesamten Außenhandels der Bundesre-

^{+))} Die Ausfuhren aus der Bundesrepublik Deutschland in alle Länder erreichten im Jahr 1976 einen Wert von 256,6 Mrd DM, die Einfuhren einen Wert von 222,2 Mrd DM.

publik Deutschland keine hervorragende Rolle einnehmen. Der ökonomische Stellenwert des Exports kerntechnischer Anlagen wird vielmehr vor allem dadurch bestimmt,

- welche Rolle er für die Auslastung und Weiterentwicklung der kerntechnischen Industrie spielt;
- welche Bedeutung ihm für die gesamten industriellen Beziehungen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem jeweiligen Partnerland zukommt. So ist beispielsweise der deutsch-brasilianische Atomvertrag Bestandteil einer langfristig gedachten industriellen Kooperation, die auf dem bereits existierenden Engagement deutscher Unternehmen in Brasilien aufbaut und dieses erheblich ausweitet. Ähnliches gilt für die Kernkraftwerkslieferungsverträge mit dem Iran.

6.3.4 Die Nachfrageseite

In diesem Abschnitt werden nur solche Länder berücksichtigt, die in Hinblick auf den Export kerntechnischer Anlagen noch zu den offenen oder gemischten Märkten gerechnet werden können. Dabei werden europäische und außereuropäische Länder gesondert betrachtet.

6.3.4.1 Europäische Länder (ohne COMECON-Block)

Zu den offenen und gemischten Märkten zählen in Europa gegenwärtig noch: Belgien, Dänemark, Finnland, Griechenland, Irland, Italien, Jugoslawien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweiz, Spanien, Türkei.

Zur Analyse der Abnehmerstrukturen werden in bezug auf jedes dieser Länder die folgenden Fragen untersucht:

- 1: Von welchem Anbieter wurden die bereits in Betrieb befindlichen Anlagen gebaut?
- 2: Welcher Anbieter ist mit einem gegenwärtig laufenden Bauauftrag beschäftigt?
- 3: a) Welcher Anbieter hat eine feste Bestellung für eine projektierte Anlage erhalten?
 b) Für welche projektierten Anlagen gibt es noch keinen Auftragnehmer?
- 4: Liegen Planungen für weitere Anlagen vor?

Diesem Fragenkatalog liegt die Annahme zugrunde, daß die Chancen eines Anbieters, den Auftrag für eine noch nicht vergebene projektierte oder geplante Anlage (Fragen 3b, 4) zu erhalten, von der bisherigen Auftragsvergabe durch das betreffende Land (Fragen 1, 2, 3a) beeinflußt werden.+) ++)

+) Grundlage für die Analyse bilden die folgenden Veröffentlichungen:
 Neue Kernkraftwerke in Europa, atw (Mai 1978), S. 222 ff;
 The Prospects for the World Market, Nuclear Engineering International (April/May 1976), S. 92 ff;
 G. Moraw, A. Szeless: Verfügbarkeit der Kernkraftwerke der Welt, atw (April 1978), S. 178 ff;
 Faktenbericht 1977 zum Bundesbericht Forschung, BMFT (1977)^a, S. 203 ff.

++) Die Zahlenangaben in Abschnitt 6.3.4 weichen zum Teil etwas von den Angaben in Tab. 6.2, die den Stand von Ende 1977 wiedergibt, ab.

A) Belgien

- 1: In Betrieb: 4 Anlagen mit zusammen 1660 MW_e netto
 Hersteller: Konsortien mit französischer (u.a. Framatome) und amerikanischer (Westinghouse) Beteiligung
- 2: In Bau: 4 Anlagen mit 3800 MW_e netto
 Hersteller: Konsortien mit französischer und amerikanischer Beteiligung (u.a. Framatome und Westinghouse)
- 3: Projektiert: --
- 4: Geplant: --

Der belgische Markt für Kernkraftwerke ist ein typischer gemischter Markt mit internationalen Konsortien, bei denen sich französische und amerikanische Beteiligungen eingeschrieben haben. Dies dürfte sich auch für die Zukunft auf dem konventionellen Kernkraftwerkssektor nicht ändern. Belgien verfügt inzwischen über gut ausgestattete Leichtwasserreaktor-Entwicklungseinrichtungen. Mit Westinghouse werden Verträge über Langzeitforschung und -versuche unterhalten. Angesichts der belgisch-französischen bzw. belgisch-amerikanischen Kooperation ist ein Marktzutritt für die Bundesrepublik Deutschland auch in Zukunft kaum zu erwarten. Eine Kooperation kann sich allenfalls über Schnellbrüter-Projekte ergeben, da Belgien mit seinem Hauptkontrakteur Belgonucléaire am Kalkar-Projekt beteiligt ist. Mit der Bundesrepublik Deutschland besteht eine Vereinbarung über die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Schnellen Brutreaktoren.

B) Dänemark

- 1: In Betrieb: --
- 2: In Bau: --
- 3: Projektiert: --
- 4: Geplant: 2 LWR-Anlagen mit je 1000 MW_e

Das 1976 dem dänischen Parlament vorgelegte Energieprogramm sah zunächst 5 Kernkraftwerke vor. Inzwischen sind die Planungen auf 2 Kernkraftwerke mit einer für 1990 vorgesehenen Inbetriebnahme reduziert worden. Die endgültige Entscheidung darüber ist unter Hinweis auf die ungeklärte Entsorgungsfrage verschoben worden.

C) Finnland

- 1: In Betrieb: 1 Anlage mit 440 MW_e netto
 Hersteller: Komponenten aus der Sowjetunion (Atomenergoexport)
- 2: In Bau: 3 Anlagen mit 1740 MW_e netto
 Hersteller: - bei einer Anlage Reaktorkomponenten aus der Sowjetunion und zunehmender finnischer Produktionsanteil
 - bei den beiden anderen Anlagen: finnisch-schwedisches Konsortium (u.a. ASEA)
- 3: Projektiert: 1 Anlage mit 1000 MW_e, Hersteller noch nicht genannt
- 4: Geplant: 1 Anlage mit 1000 MW_e, Hersteller noch nicht genannt

Das projektierte Kernkraftwerk soll ein Kernheizkraftwerk werden. Verhandlungen mit sowjetischen und schwedischen Lieferanten für die projektierten und geplanten Anlagen finden statt. Mit den USA existiert ein Kooperationsabkommen.

D) Griechenland

- 1: In Betrieb: --
- 2: In Bau: --

- 3: Projektiert: --
- 4: Geplant: 1 Anlage mit 600 MW_e, die 1987 in Betrieb genommen werden soll. Bisher ist noch keine Standort- und Lieferantenentscheidung getroffen.

E) Irland

- 1: In Betrieb: --
- 2: In Bau: --
- 3: Projektiert: 1 Anlage mit 650 MW_e, deren Realisierung jedoch wegen zeitweiliger Stagnation im Elektrizitätsverbrauch vorläufig zurückgestellt wurde.
- 4: Geplant: --

F) Italien

- 1: In Betrieb: 4 Anlagen mit insgesamt 1437 MW_e netto
 Hersteller: General Electric und Westinghouse sowie eine britische Firma
- 2: In Bau: 3 Anlagen mit insgesamt 2004 MW_e netto, darunter ein 40 MW_e-Prototypreaktor für Forschungszwecke
 Hersteller: Italienisch-amerikanische Konsortien (mit General Electric bzw. Westinghouse); der Forschungsreaktor wird allein von inländischen Herstellern gebaut.
- 3: Projektiert: 2 Anlagen mit zusammen 1960 MW_e netto
 Dabei handelt es sich wiederum um italienisch-amerikanische Kooperationen mit dem US-Hersteller Westinghouse.
- 4: Geplant: 10 Anlagen mit 9200 MW_e

Aufgrund der eingespielten Beziehungen zu amerikanischen Reaktorlieferanten ist anzunehmen, daß sich diese Zusammenarbeit auch in Zukunft bei den geplanten Anlagen fortsetzen wird, zumal ein umfangreiches Kooperationsabkommen mit den USA existiert. Die italienischen Hersteller streben einen zunehmenden Eigenanteil an. Den deutschen Anbietern dürfte dieser Markt kaum zugänglich sein.

G) Jugoslawien

- 1: In Betrieb: --
- 2: In Bau: 1 Anlage mit 632 MW_e netto, die von Westinghouse schlüsselfertig geliefert werden soll.
- 3: Projektiert: 1 Anlage mit 1000 MW_e, die nach Standortfestlegung international ausgeschrieben werden soll. Vorgesehen ist eine Inbetriebnahme 1987, was einen Baubeginn um 1981 voraussetzt.
- 4: Geplant: --

Für das projektierte Kernkraftwerk dürfte sich die amerikanische Anbieterposition verschlechtert haben, da in Zusammenhang mit Auseinandersetzungen um die Uranbrennstoffversorgung des vor der Fertigstellung stehenden Kernkraftwerks die USA Ende 1976 einen sechsmonatigen Baustop erzwangen. Eine nukleartechnische Zusammenarbeit zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Jugoslawien ist bei Gesprächen zwischen Bundeskanzler Schmidt und Präsident Tito im Mai 1977 erörtert worden. Seit 1975 existiert ein Rahmenabkommen mit der Bundesrepublik Deutschland auf den Gebieten der wissenschaftlichen Forschung und technologischen Entwicklung.

H) Luxemburg

- 1: In Betrieb: --
- 2: In Bau: --
- 3: Projektiert: 1 Anlage mit 1250 MW_e netto
- 4: Geplant: --

Das projektierte Kraftwerk soll durch ein rein bundesrepublikanisches Konsortium (BBC/BBR/Hochtief) erstellt werden, was nicht zuletzt mit der paritätischen Beteiligung des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes an der Société Luxembourgeoise d'Énergie Nucléaire (SENU) zusammenhängt. Aufgrund innenpolitischer Widerstände ist mit einem kurzfristigen Baubeginn nicht zu rechnen. Gegenwärtig besteht ein Moratorium.

Weitere Nachfrage nach Kernkraftwerken ist aus Luxemburg nicht zu erwarten.

I) Niederlande

- 1: In Betrieb: 2 Anlagen mit zusammen rund 500 MW_e netto, darunter das 1973 in Betrieb gegangene Werk Borssele (Kraftwerk Union-Lieferung); ein kleinerer Reaktor wurde von General Electric geliefert.
- 2: In Bau: --
- 3: Projektiert: --
- 4: Geplant: Entscheidungen über 3 geplante 1000 MW_e-Kernkraftwerke stehen noch aus.

Mit Minderheitsbeteiligungen sind niederländische Elektrizitätsversorgungsunternehmen am Bau des SNR-300 in Kalkar und

an den geplanten Schnellen Brutreaktor-Demonstrationskraftwerken Super-Phénix und SNR-2 beteiligt. Mit der Bundesrepublik Deutschland besteht eine Vereinbarung über die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Schnellen Brüter.

Für deutsche Anbieter bestehen voraussichtlich günstige Exportmöglichkeiten für den Fall, daß es zu weiteren Nachfragen nach Kernkraftwerken auf dem niederländischen Markt kommt.

K) Österreich

1: In Betrieb: --

2: In Bau: 1 Anlage mit 692 MW_e netto. Diese Anlage ist inzwischen fertiggestellt worden. Die Entscheidung über die Inbetriebnahme wird aber erst durch eine Volksabstimmung gefällt.

Hersteller: Österreichisch-deutsche Kooperation (Kraftwerk Union, Siemens AG Österreich)

3: Projektiert: --

4: Geplant: 1 Anlage mit 1000-1300 MW_e netto, für die Angebote verschiedener Hersteller eingegangen sind, die gegenwärtig verglichen werden.

Österreich hat günstige Zugangsmöglichkeiten für deutsche Hersteller, ist aber ein kleiner Markt.

L) Portugal

1: In Betrieb: --

2: In Bau: --

3: Projektiert: 1 Anlage mit 900 MW_e unter portugiesischer Generalunternehmung, bei der unter anderem die Kraftwerk Union kooperieren möchte.

4: Geplant: --

Mit den USA existiert ein Kooperationsabkommen.

M) Schweiz

1: In Betrieb: 3 Anlagen mit 1006 MW_e netto
Reaktorlieferant waren in 2 Fällen Westinghouse und einmal General Electric.

2: In Bau: 2 Anlagen mit 1862 MW_e netto
Hersteller sind die Kraftwerk Union bzw. eine schweizerisch-amerikanische Kooperation (u.a. General Electric).

3: Projektiert: 2 Anlagen mit 2065 MW_e netto
Als Hersteller ist hier wiederum ein Konsortium unter Beteiligung der General Electric im Spiel.

4: Geplant: 3 Anlagen mit 3100 MW_e. Diese befinden sich noch im Genehmigungsstadium, zum Teil sind bereits Angebote eingeholt worden.

Mit den USA existiert ein Kooperationsabkommen, mit der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich wird auf dem Sektor der Hochtemperaturreaktor-Forschung und -Entwicklung zusammengearbeitet. Als Markt steht die Schweiz deutschen Importen offen, obwohl aufgrund der bisherigen Auftragslage amerikanische Anbietervorteile bestehen.

N) Spanien

- 1: In Betrieb: 3 Anlagen mit 1073 MW_e netto
Diese Anlagen wurden von Westinghouse, General Electric und einer französischen Firma erstellt.
- 2: In Bau: 9 Anlagen mit rund 8500 MW_e
Hersteller sind in 7 Fällen Westinghouse, einmal General Electric und einmal die Kraftwerk Union.
- 3: Projektiert: 6 Anlagen mit rund 6000 MW_e
Hersteller soll bei drei Blöcken General Electric sein und bei einem Block Westinghouse. Kraftwerk Union erhielt den Auftrag für das fünfte Projekt (Regodola). Ein Auftrag ist noch nicht vergeben.
- 4: Geplant: 21 Anlagen mit 21 600 MW_e
Die Realisierung dieser Planungen ist noch offen, da der Stromverbrauch geringer als erwartet anstieg und die weitere Wirtschaftsentwicklung unsicher ist.

Mit den USA besteht ein Kooperationsabkommen. Auch mit der Bundesrepublik Deutschland beginnt sich eine energiepolitische Kooperation auf der Basis der seit 1971 bestehenden Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Forschung und Technologie zu entwickeln. Auf dem Sektor der Schnellen Brutreaktoren ist an ein gemeinsames Entwicklungsprogramm mit Frankreich gedacht, ebenso auf dem Sektor der Wiederaufarbeitung. Mit der Sowjetunion bestehen vertragliche Vereinbarungen über die Lieferung von angereichertem Uran. An Eurodif ist Spanien mit 11 % beteiligt.

Die deutschen Anbieter versuchen, ihren Anteil am spanischen Kernkraftwerksmarkt zu erweitern, doch haben die US-Firmen deutliche Anbietervorteile.

Spanien ist ein besonders markantes Beispiel dafür, daß von den Importländern zunehmende Inlandsanteile an der Errichtung der Kernkraftwerke angestrebt werden. Die spanische Regierung macht die Beteiligung spanischer Herstell- und Ingenieurfirmen zur Bedingung und hat hierfür einen Stufenplan entwickelt, der beispielhaft für ähnliche Entwicklungen in anderen Importländern ist /COSTA (1977)/.

Dieser Stufenplan sieht folgendermaßen aus /ALLONES (1977), S. 43/:

Tabelle 6.9: Stufenplan für die Beteiligung spanischer Firmen am Kernkraftwerksbau

Anlagen- Generation	Spanischer Anteil ins- gesamt	Spanischer Komponenten- anteil
1. Generation	42 - 43 %	25 %
2. Generation	60 %	40 %
3. Generation	66 %	50 %

Die erste Baugeneration ist bereits abgeschlossen, die dritte soll in den 80er Jahren erreicht werden.

0) Türkei

- 1: In Betrieb: --
- 2: In Bau: --
- 3: Projektiert: 1 Anlage mit 600 MW_e, für die Angebote angefordert wurden.
- 4: Geplant: --

Mit den USA besteht ein Kooperationsabkommen.

Zusammenfassung europäische Abnehmerstrukturen (ohne COMECON-Block)

- (1) Im März 1978 waren in den europäischen Kernkraftwerksimportländern
- 17 Blöcke mit etwas über 6000 MW_e in Betrieb
 Deutscher Anteil: knapp 8 % der Gesamtleistung, knapp 6 % der Stückzahl
 (Borssele/Niederlande)
 - 23 Blöcke mit ca. 19 300 MW_e in Bau
 Deutscher Anteil: knapp 14 % der Gesamtleistung, 13 % der Stückzahl
 (Tullnerfeld/Österreich, Gösgen/Schweiz, Trillo/Spanien)
 - 10 projektierte Blöcke mit etwa 10 300 MW_e fest bestellt
 Deutscher Anteil: Rund 23 % der Gesamtleistung, 20 % der Stückzahl
 (Remerschen/Luxemburg, Regodola/Spanien)
 - weitere 6 Blöcke mit rund 5200 MW_e projektiert, aber noch ohne feste Auftragsvergabe
 - 42 Blöcke mit rund 41 000 MW_e geplant.
- (2) Im März 1978 waren also in diesen Ländern insgesamt 50 Anlagen mit etwa 36 000 MW_e in Betrieb, in Bau oder fest bestellt.
- Deutscher Anteil: knapp 16 % der Gesamtleistung, 12 % der Stückzahl

Insgesamt 48 projektierte oder geplante Blöcke mit rund 46 000 MW_e waren noch ohne Auftragnehmer. Damit dürfte eine Obergrenze der bis etwa Mitte der 80er Jahre in Europa (ohne COMECON-Block) von Kernkraftwerksexporteurern noch erzielbaren Exportaufträge angegeben sein.

- (3) Legt man den bisherigen Anteil des deutschen Kernkraftwerksexports in den europäischen Ländern (16 % der Gesamtleistung) zugrunde, so würde der deutsche Anteil an diesem Exportpotential von 46 000 MW_e bei rund 7000 MW_e liegen. Auch bei sehr optimistischer Einschätzung ist kaum damit zu rechnen, daß dieser Anteil 10 000 MW_e überschreiten könnte.
- (4) Da unter den europäischen Importländern nur Italien und Spanien über umfangreichere Ausbauplanungen verfügen, der italienische Markt dem deutschen Kernkraftwerksexport aber kaum zugänglich zu sein scheint, wird die Größenordnung des deutschen Exports innerhalb Europas in den nächsten Jahren in starkem Maße davon abhängen, wieviel Exportaufträge in Spanien erzielt werden können. Gelingt es den deutschen Kernkraftwerksherstellern, ihren Anteil am spanischen Markt entscheidend zu verbessern, so könnte sich der Gesamtumfang der Exportaufträge, die die deutschen Anbieter bis etwa Mitte der 80er Jahre in europäischen Ländern noch hereinholen, an die optimistische Schätzung von 10 000 MW_e annähern.

6.3.4.2 Außereuropäische Länder

Von den außereuropäischen Ländern, die keine Entwicklungsländer sind, gehören die USA und Kanada zu den geschlossenen Märkten, die hier nicht betrachtet werden. Auf die Entwicklung in Japan braucht nicht näher eingegangen zu werden, da Japan bisher seine

Kernkraftwerke aus den USA bezog und seit einigen Jahren seinen Bedarf mit Hilfe der eigenen kerntechnischen Industrie oder durch japanisch-amerikanische Konsortien deckt. Australien hat noch kein Kernkraftwerksprogramm. Da auch die Länder der kommunistischen Hemisphäre (mit Ausnahme Jugoslawiens) aus der Betrachtung der Weltmarktentwicklung ausgeschlossen bleiben, bleibt es bei der Frage nach dem zukünftigen Wachstum an Kernkraftwerkskapazitäten in den Entwicklungsländern.

In Betrieb befanden sich am 31.12.1977 in den Entwicklungsländern 7 Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von rund 2200 MW_e, und zwar in Argentinien, Indien, Korea, Pakistan und Taiwan. Dies entspricht etwa 2,5 % der in den nichtkommunistischen Ländern in Betrieb befindlichen Anlagen. In Bau oder fest bestellt sind 30 Anlagen in Argentinien, Brasilien, Indien, Iran, Korea, Mexiko, Pakistan, Philippinen, Puerto Rico und Taiwan mit einer vorgesehenen Nettoleistung von mehr als 22 000 MW_e. Dies entspricht rund 7,5 % der in den nichtkommunistischen Ländern in Bau befindlichen oder fest bestellten Anlagen.

Damit sind gegenwärtig 10 Entwicklungsländer Nachfrager von Kernkraftwerken. Mehr oder weniger konkrete Planungen für die Errichtung von Kernkraftwerken gibt es nach den vorliegenden Informationen darüber hinaus vor allem im arabischen Raum in Ägypten, Algerien, dem Irak, Kuwait, Saudi-Arabien und Libyen, ferner in Bangladesh, Indonesien, Israel, Peru und Venezuela. Die ambitioniertesten Ausbauprogramme haben gegenwärtig Brasilien (vgl. das deutsch-brasilianische Abkommen), der Iran (z.Zt. 8 Anlagen in Bau oder fest bestellt), Indien (3 Anlagen in Betrieb, 5 in Bau oder fest bestellt) und Taiwan (1 Anlage in Betrieb, 5 in Bau oder fest bestellt).

Tab. 6.10 zeigt die Schätzungen der IAEA vom März 1977 über die Entwicklung der Kernkraftwerkskapazitäten in den Entwicklungsländern bis zum Jahre 2000. Dabei wird allerdings noch von höheren

Schätzungen für die Kernkraftwerkskapazitäten der nichtkommunistischen Länder insgesamt ausgegangen als in der in Abschnitt 6.2 dargestellten NEA/IAEA-Studie vom Dezember 1977.

Tabelle 6.10: Entwicklung der Kernkraftwerkskapazitäten in den Entwicklungsländern (in GW_e)

Weltregion	März 1977	1980		1985		1990		1995		2000	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Lateinamerika	0,3	1	2	4	6	15	27	39	66	85	132
Mittlerer Osten, Afrika	-	-	-	-	2	3	9	10	18	20	34
Ferner Osten, Asien	0,7	4	5	12	15	29	48	60	91	96	139
Alle Entwicklungsländer	1	5	7	16	23	47	84	109	175	201	305
Weltsumme (ohne kommunistische Länder)	85	160	202	295	444	529	868	883	1441	1319	2107
Anteil der Entwicklungsländer (%)	1,18	3,13	3,47	5,42	5,18	8,88	9,68	12,34	12,14	15,24	14,48

(Quelle: /LANE et al. (1977), S. 11/)

Die für alle Entwicklungsländer zusammen angegebene Spanne von etwa 200 bis 300 GW_e bis zum Jahre 2000 dürfte zum überwiegenden Teil dem Absatzpotential der Kernkraftwerksexporteure zuzurechnen sein, wobei die inzwischen vorgenommenen Reduzierungen der Schätzungen über die weltweiten Kernenergiekapazitäten im Jahre 2000 allerdings noch zu berücksichtigen sind.

Gerade bei den Bedarfsschätzungen für die Entwicklungsländer weichen die Zuwachsannahmen, die in den letzten Jahren berechnet wurden, stark voneinander ab. Dies hängt mit folgenden Faktoren zusammen, die gleichzeitig die Problematik kennzeichnen, mit der sich die Entwicklungsländer bei ihrer Entscheidung über den Einsatz der Kernenergie konfrontiert sehen:

- (1) Die Ölpreisverteuerungen der letzten Jahre haben die Entwicklungsländer besonders stark getroffen, weil sie aufgrund ihres geringen wirtschaftlichen Potentials viel weniger als die Industrieländer in der Lage sind, diese zusätzlichen Belastungen zu verkraften. Der jahrzehntlang niedrige Preis des Erdöls war gerade für die kapitalschwachen und devisenarmen Entwicklungsländer ein Grund gewesen, sich bei der Deckung des Energiebedarfs in erster Linie auf Erdöl zu stützen. Hinzu kommt, daß Erdöl Vorteile bei der technischen Verwendung mit sich bringt und billiger als andere Energieträger zu transportieren ist. Es entstand eine teilweise totale Abhängigkeit von Ölimporten, was um so schwerer wog, als in diesen Ländern der Mineralölbedarf dem industriellen Grundbedarf zuzurechnen ist. Die Weltbank hat berechnet, daß für 39 Entwicklungsländer die Kosten für Erdöl und Erdölprodukte allein im Jahr 1974 von 5,2 Mrd auf 14,9 Mrd Dollar anstiegen. Allein diese Mehrkosten von 9,7 Mrd Dollar haben die gesamte Entwicklungshilfe eines Jahres in Höhe von 9,4 Mrd Dollar, die an diese Länder vergeben wurde, mehr als aufgezehrt /JONAS,MINTE (1975)/.

Bei vielen Entwicklungsländern wird die Kernenergieeinführung in erster Linie unter dem Gesichtspunkt der Kostensenkung gegenüber der Versorgung mit Öl betrachtet. Deshalb wird in vielen Ländern die Einführung der Kernenergie davon abhängig gemacht, unter welchen Voraussetzungen und ab welcher Größe ein Kernkraftwerk kostengünstiger arbeitet als ein Ölkraftwerk /KOVAN (1975)/. So galt bis zur Ölpreiskrise die Regel, daß nur 600-MW_e-Kernkraftwerke und noch größere Einheiten mit Öl-

kraftwerken konkurrieren können; nach der Ölpreiskrise wurde die Wettbewerbsfähigkeit der Kernkraft schon bei Blockgrößen von 200 MW_e angesetzt /LANE et al. (1977)/. Dies führte zunächst zu erheblichen Zuwachsannahmen für die Kernenergie. Inzwischen sind aber die Kosten für ein Kernkraftwerk unter anderem aufgrund verschärfter Sicherheits- und Umweltbestimmungen erheblich gestiegen, so daß selbst die Wettbewerbsposition eines 600-MW_e-Kernkraftwerks gegenüber einem gleichgroßen Ölkraftwerk gegenwärtig wieder schwächer ist. Als Konsequenz sind nicht nur die Wachstumsannahmen für die Kernenergie zurückgenommen worden, sondern es wurde auch zur Planung vor allem größerer Kraftwerkseinheiten übergegangen. Dies kollidiert wiederum mit den Investitionsvolumina der Entwicklungsländer, so daß einerseits der Kreis der Länder, die in den nächsten Jahren Kernenergieprogramme durchführen, kleiner wird und andererseits die Kapitalhilfen des Exportlandes zunehmend zur wichtigsten Voraussetzung dafür werden, daß überhaupt Kernenergie in einer größeren Anzahl von Entwicklungsländern eingesetzt werden kann.

- (2) Mit Zunahme der Blockgrößen wird die Anzahl der Länder geringer, die über die infrastrukturellen Voraussetzungen des Einsatzes von Kernenergie verfügen. Die infrastrukturellen Voraussetzungen hängen von der Stromfortleitungskapazität der jeweiligen Länder ab. Eine Faustregel besagt, daß die größte Kraftwerkseinheit im Elektrizitätsversorgungssystem eines Landes etwa 10-15 % der bereits installierten Gesamtkapazität zur Stromerzeugung nicht überschreiten soll. Die Installierung eines 600-MW_e-Kernkraftwerks in einem Entwicklungsland setzt damit bereits eine installierte Gesamtkapazität an Kraftwerken von etwa 4000-6000 MW_e voraus. Dies bedeutet, daß die am wenigsten entwickelten Länder noch gar nicht in der Lage wären, Kernkraftwerke zu installieren /KRYMM/WOITE (1976)/. Im Jahre 1985 sollen es etwa 20, im

Jahre 2000 höchstens 40 Entwicklungsländer sein, die über die erforderlichen infrastrukturellen Voraussetzungen für den Einsatz der Kernenergie verfügen, wobei nicht in allen diesen Ländern von einem Interesse an Kernkraftwerken ausgegangen werden kann /LANE et al. (1977); BAUM (1977)/. Als unökonomisch gilt nach Gardner die Installierung von Kernkraftwerken bei solchen Entwicklungsländern, die über reichliche Kohlevorkommen bzw. über Wasserkraft in der Nähe von Bevölkerungszentren verfügen /GARDNER (1976); WOITE (1978)/.

- (3) Die Einführung der Kernenergie in Entwicklungsländern ist wirtschafts- und entwicklungspolitisch teilweise sehr umstritten. Dies hängt nicht nur mit den angesprochenen Finanzierungsproblemen zusammen. Entscheidender ist die grundsätzliche Frage, welche Energieträger angesichts der bestehenden Wirtschafts- und Bevölkerungsstrukturen und der vorhandenen Energiequellen sinnvoll einzusetzen sind und welche industriellen Entwicklungsperspektiven die Entwicklungsländer anstreben sollen: die industrielle Entwicklung nach dem Vorbild der entwickelten Länder mit der Konsequenz einer Zentralisierung zu großen Produktionseinheiten und der entsprechenden Zusammenballung der Arbeitskräfte oder die Dezentralisierung der Produktion und die Orientierung der industriellen Entwicklung an vorhandenen kleinräumigeren Strukturen /JONAS, TIETZEL (1976)/. Diese unterschiedlichen Entwicklungsstrategien erfordern jeweils unterschiedliche Energieversorgungssysteme. Der erstgenannte Entwicklungsweg macht große Kraftwerke ökonomisch erforderlich, der zweite müßte stattdessen auf eine Maximierung der Verwendung lokaler Energiequellen hinauslaufen /BAUM (1977)/.

Es ist offenkundig, daß die Auswahl der Technologien gleichzeitig eine Schlüsselentscheidung für den einzuschlagenden Entwicklungsweg bedeutet /BERENSON (1974)/. Eine solche Schlüsselentscheidung ist auch die Entscheidung über die

Installierung eines Kraftwerks. Eine Diskussion über diese Probleme findet derzeit weltweit statt, wobei sie sicherlich von Land zu Land mit unterschiedlichen Ergebnissen enden wird. Das Ergebnis wird unter anderem auch davon abhängen, ob sich in den einzelnen Ländern mehr marktwirtschaftliche Strukturen auf der Basis eines freien Welthandels herausbilden werden oder mehr planwirtschaftliche Strukturen mit größerer nationaler Entscheidungsautonomie über die Entwicklung.

Kernkraftwerke werden sicherlich dort weiter nachgefragt werden, wo Entwicklungsländer bereits über größere industrielle und Bevölkerungsagglomerationen verfügen. Bei einigen Entwicklungsländern ist die Entscheidung für eine zentralisierte Industrialisierung mit Hilfe kapitalintensiver Großbetriebe bereits gefallen (z.B. in Argentinien, Brasilien und dem Iran). Bei anderen Entwicklungsländern wäre nicht eine Entscheidung für den einen oder den anderen Entwicklungsweg richtig; vielmehr müssen der eine und der andere Industrialisierungsaspekt gleichzeitig beachtet werden. Dies gilt in erster Linie für die Länder, in denen bereits sowohl industrielle Agglomerationen als auch weiträumige landwirtschaftliche und gewerbliche Produktions- und Siedlungsstrukturen anzutreffen sind (z.B. Indien, Ägypten, Pakistan).

In den Entwicklungsländern hat die Bundesrepublik Deutschland besonders gute Marktchancen in Brasilien und im Iran. Während in Brasilien ein zunehmender Eigenanteil durch brasilianische Unternehmen vorgesehen ist, ist dies bei den Aufträgen im Iran noch nicht der Fall. Bis Ende der 80er Jahre wird allein in Brasilien und im Iran das Auftrags-

volumen des deutschen Kernkraftwerkexports voraussichtlich 14 Kernkraftwerke umfassen. Außerdem bestehen Exportbeziehungen zu Argentinien (1 deutsche Exportanlage in Betrieb, 1 weitere vorgesehen) (siehe Tab. 6.6).

Die Absatzchancen in den übrigen Entwicklungsländern sind nur sehr schwer abzuschätzen. Es ist jedoch davon auszugehen, daß die Absatzchancen beim Gros der Entwicklungsländer davon beeinflußt werden, ob die Exportländer bereits über Kooperationsverträge nuklear-technische Forschungs- und Entwicklungsbeziehungen geknüpft haben (siehe Abschnitt 6.3.3.1).

Von deutscher Seite aus bestehen (Stand: 1977) Rahmenabkommen über die Zusammenarbeit auf wissenschaftlich-technischem Gebiet mit folgenden Entwicklungsländern: Argentinien (seit 1969), Brasilien (seit 1969), Chile (seit 1970), Indien (seit 1974), Iran (seit 1975), Israel (seit 1973), Mexiko (seit 1975), Pakistan (seit 1972). Abkommen über Zusammenarbeit speziell bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie bestehen mit Brasilien (seit 1975), Indien (seit 1972), Indonesien (seit 1976) und dem Iran (seit 1976) /BMFT (1977)^a/.

6.4 Die Probleme der Nichtverbreitung von Kernwaffen und der Export nuklearer Technologien

Nichtverbreitungsproblematik und Nuklearexport sind eng miteinander verknüpft, weil vielfach befürchtet wird, daß gerade durch den Export der nuklearen - insbesondere der sogenannten sensitiven - Technologien die Gefahr der Weiterverbreitung von Kernwaffen beträchtlich vergrößert wird.

In diesem Abschnitt werden die Lücken des Vertrages über die Nichtverbreitung von Kernwaffen und der IAEA-Kontrollen aufgezeigt und eine Reihe zusätzlicher internationaler und nationaler Initiativen

geschildert, deren Ziel es ist, eine wirksamere Schranke gegen die Verbreitung von Kernwaffen zu errichten, ohne dadurch den erforderlichen Beitrag der Kernenergie zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung aller Länder in Frage zu stellen, was wiederum eine völlige Einstellung des Exports nuklearer Materialien, Ausrüstungsgegenstände und Technologien ausschließt. Endgültige, alle Seiten zufriedenstellende Lösungen sind bisher noch nicht gefunden worden.

Die Bundesrepublik muß an einer befriedigenden Regelung dieser Problematik ein besonderes Interesse haben, weil sie einerseits Lieferant hochwertiger Nukleartechnologien, andererseits zur Zeit nahezu völlig von Kernbrennstoffimporten abhängig und damit selbst potentieller Adressat von Sanktionsmaßnahmen ist.

6.4.1 Der Vertrag über die Nichtverbreitung von Kernwaffen (NV-Vertrag)

Nach jahrelangen Verhandlungen wurde am 1. Juli 1968 der Vertrag über die Nichtverbreitung von Kernwaffen (Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons) von den Kernwaffenstaaten USA, UdSSR und Großbritannien unterzeichnet. Nachdem mehr als 40 Staaten diesen Vertrag ratifiziert hatten, trat er im März 1970 in Kraft. Inzwischen haben 116 Staaten den NV-Vertrag unterzeichnet, darunter auch die Bundesrepublik Deutschland, die seit 1975 Vertragspartner ist.

Mit Frankreich, China und Indien sind drei der sechs Kernwaffenstaaten dem Vertrag nicht beigetreten. Von den Nichtkernwaffenstaaten sind unter anderem Ägypten, Algerien, Argentinien, Brasilien, Israel, Nordkorea, Pakistan, Saudi-Arabien, Spanien und Südafrika dem Vertrag nicht beigetreten, also zahlreiche Länder, die bereits über Kernkraftwerke verfügen bzw. den Betrieb von Kernkraftwerken unmittelbar anstreben.

Unter anderem verpflichtet der NV-Vertrag jeden Nichtkernwaffenstaat, der Vertragspartei ist, auf die Annahme und Anwendung von Sicherungsmaßnahmen, die verhindern sollen, daß Kernmaterial von "der friedlichen Nutzung abgezweigt und für Kernwaffen oder sonstige Kernsprengkörper verwendet wird". Diese in Art. III festgelegte Bestimmung sieht die Anwendung von Sicherungsmaßnahmen vor "auf alles Ausgangs- und besondere spaltbare Material bei allen friedlichen nuklearen Tätigkeiten, die im Hoheitsgebiet dieses Staates, unter seiner Hoheitsgewalt oder unter seiner Kontrolle an irgendeinem Ort durchgeführt werden". Gleichzeitig verpflichtet sich jeder Vertragsstaat, "a) Ausgangs- und besonderes spaltbares Material oder b) Ausrüstungen und Materialien, die eigens für die Aufbereitung, Verwendung oder Herstellung von besonderem spaltbarem Material vorgesehen oder hergerichtet sind, einem Nichtkernwaffenstaat für friedliche Zwecke nur dann zur Verfügung zu stellen, wenn das Ausgangs- oder besondere spaltbare Material den nach diesem Artikel erforderlichen Sicherungsmaßnahmen unterliegt". Diese Sicherungsmaßnahmen sind aber so durchzuführen, daß sie "keine Behinderung darstellen für die wirtschaftliche und technologische Entwicklung der Vertragsparteien oder für die internationale Zusammenarbeit auf dem Gebiet friedlicher nuklearer Tätigkeiten, einschließlich des internationalen Austausches von Kernmaterial und Ausrüstungen für die Aufbereitung, Verwendung oder Herstellung von Kernmaterial für friedliche Zwecke". Zur Durchführung der Sicherungsmaßnahmen müssen die Nichtkernwaffenstaaten, die Vertragspartei sind, einzeln oder gemeinsam mit anderen Staaten nach Maßgabe der Satzung der Internationalen Atomenergie-Organisation Übereinkünfte mit dieser schließen, um die Erfordernisse des Artikels III zu erfüllen. Das Kontrollrecht der IAEA kann auch anderen internationalen Organisationen übertragen werden, wie dies in gewissem Umfang gegenüber Euratom für die Euratom-Mitglieder geschehen ist.

Die Kontrolltätigkeit der IAEA oder der stellvertretend für diese tätigen Euratom-Gemeinschaft umfaßt die Überwachung von Kernmaterialien, nicht aber von Dienstleistungen, Anlagen und Informatio-

nen (know-how). Grundlegendes Kontrollprinzip ist das der Materialbilanzierung, wichtige Ergänzungsmaßnahmen sind räumliche Eingrenzung und Beobachtung /BMFT (1977)^b/.⁺)

Bereits während der Verhandlungen über den Vertragstext wurden seitens der Nichtkernwaffenstaaten zahlreiche Einwände erhoben, deren Nichtberücksichtigung dazu führte, daß eine Reihe von Ländern dem Vertrag nicht beitraten. Zu den am meisten kritisierten Punkten gehörten:

- die fehlende Fähigkeit der Kernwaffenstaaten, ihre Vorstellungen zur Verhinderung der Verbreitung von Kernwaffen mit eigenen, unverzüglich einzuleitenden Schritten zur nuklearen Abrüstung zu koppeln;
- die diskriminierende Beschränkung der geplanten Kontrollen zur Überwachung der friedlichen Nutzung der Kernenergie auf die Nichtkernwaffenstaaten;
- die Verhinderung der Entwicklung eigener Kernsprengsätze für friedliche Zwecke in den Nichtkernwaffenstaaten;
- das Fehlen einer Vorschrift, nach der die Belieferung eines Nichtkernwaffenstaates mit spaltbarem Material und technischer Ausrüstung zur friedlichen Nutzung der Kernenergie durch den Vertrag nicht verhindert werden darf;
- die fehlende Sicherheit, daß alle Länder mit einer fortgeschrittenen Nukleartechnologie dem Vertrag auch beitreten würden. /FORNDRAN (1970)/.

+)
Vgl. Teil VI "Kernmaterialüberwachung"

Die Nichtkernwaffenstaaten konnten vor der endgültigen Vertragsformulierung nicht viel mehr erreichen als eine Ergänzung der Präambel durch die Aufnahme eines Verweises auf die Absichtserklärung der Unterzeichner des Atomtestabkommens von 1963, eine Einstellung aller Kernwaffenversuche anzustreben, sowie einer Verpflichtung der Vertragsparteien, sich um eine baldige Beendigung des nuklearen Wettrüstens und eine allgemeine und vollständige Abrüstung zu bemühen. Außerdem wurde festgelegt, daß die fünf Jahre nach Inkrafttreten des Vertrages zur Überprüfung seiner Wirksamkeit einzuberufende Konferenz der Vertragsparteien auch die Aufgabe haben sollte, den Umfang der Verwirklichung der Ziele der Präambel zu untersuchen.

Im Jahr 1975 fand diese "Überprüfungskonferenz" zum NV-Vertrag statt, bei der es zu heftigen Auseinandersetzungen über den Vorwurf der Nichtkernwaffenstaaten kam, daß die Kernwaffenstaaten zu wenig unternommen hätten, um die eingegangenen Verpflichtungen zur atomaren Abrüstung und zum vollständigen Teststop zu erfüllen /MICHAELIS (1977)/.

6.4.2 Suppliers' Club, INFCE, Nuclear Non-Proliferation Act

Trotz des NV-Vertrages hat die Sorge vor einer Weiterverbreitung von Kernwaffen in den letzten Jahren zugenommen. Dafür gibt es eine Reihe von Gründen:

- Das erforderliche technische Wissen ist inzwischen so weit verbreitet, daß viele Nichtkernwaffenstaaten ohne große Schwierigkeiten selbständig Kernwaffen entwickeln könnten.
- Mehrere wichtige Länder, die Kernkraftwerke bereits gebaut haben oder bauen wollen, sind, wie schon erwähnt, dem NV-Vertrag nicht beigetreten.

- Einer Kündigung des NV-Vertrages, durch die ein Unterzeichner-Staat in die Lage versetzt würde, das für die friedliche Nutzung der Kernenergie erhaltene know-how und die zu diesem Zweck erstellten Anlagen für militärische Zwecke umzunutzen, stehen keine unmittelbaren Sanktionsmöglichkeiten - außer einem Exportembargo für Kernmaterialien - entgegen.
- Aus der Beschränkung der Kontrolltätigkeit der IAEA auf die Überwachung des Kernmaterials (unter Ausschluß von Dienstleistungen, Anlagen und know-how) erwachsen Mißbrauchsmöglichkeiten.

Ein besonders strittiges Problem - vor allem im Zusammenhang mit dem zuletzt genannten Punkt - ist der Export von Urananreicherungs- und Wiederaufarbeitungsanlagen (sensitive Anlagen) bzw. der entsprechenden Technologien, mit denen die Möglichkeit gegeben ist, angereichertes Uran und Plutonium für die Produktion von Kernsprengkörpern zu gewinnen. Über diese Frage ist es seit dem deutsch-brasilianischen Atomvertrag von 1975⁺) und seit Frankreichs (inzwischen stornierten) Vereinbarungen mit Pakistan und Südkorea über die Lieferung von Wiederaufarbeitungsanlagen zu verstärkten internationalen Auseinandersetzungen gekommen. Von amerikanischer Seite wird gegen Exportvereinbarungen dieser Art vor allem eingewendet, daß durch die damit verbundene Multiplizierung der Produktionsmöglichkeiten für kernwaffenfähiges Material die Kontrolle über eine mögliche militärische Verwendung immer schwieriger gemacht werde. Es wird auch auf politische Beweggründe verwiesen, die eine Reihe von Ländern dazu veranlassen könnten, eine eigene Produktion atomarer Waffen anzustreben (siehe z.B. /RIBICOFF (1976)/).

Von deutscher Seite wird dieser Position entgegengehalten, daß durch die Verweigerung der Weitergabe bestimmter für die fried-

⁺) Siehe Abschnitt 6.3.3.4

liche Nutzung der Kernenergie erforderlicher Technologien auch in solchen Fällen, in denen die Empfängerländer die geforderten Sicherheitskontrollen akzeptieren, lediglich die unkontrollierte Eigenentwicklung gefördert werde. Außerdem wird hervorgehoben, daß die Aufarbeitung abgebrannter Brennelemente und die Plutonium-Rückführung wesentliche Elemente der Entsorgung sind und daß gerade die sichere Entsorgung das wichtigste zu lösende Problem ist /HILDENBRAND (1977); MEYER-WÖBSE (1978)/.

Inzwischen hat die Bundesregierung erklärt, daß sie zwar ihre vertraglichen Verpflichtungen gegenüber Brasilien voll erfüllen wird, vor einer neuen gemeinsamen internationalen Regelung aber keine weiteren Abkommen dieser Art abschließen werde.

6.4.2.1 Suppliers' Club

Es gibt zunehmende internationale und nationale Bemühungen zur Lösung dieser Probleme. Als Beitrag zu einer wirksamen Nichtverbreitungspolitik bei gleichzeitiger Weiterentwicklung der friedlichen Nutzung der Kernenergie zur Deckung des weltweiten Energiebedarfs sind beispielsweise die "Richtlinien für den Nuklearexport" gedacht, auf die sich 1975 die Exportländer für Nukleartechnologie USA, Sowjetunion, Großbritannien, Frankreich, Kanada, Bundesrepublik Deutschland und Japan einigten und die Anfang 1976 in diesen Ländern in Kraft gesetzt wurden. Diesem "Suppliers' Club" schlossen sich 1976 und 1977 Italien, Belgien, die Niederlande, Polen, die CSSR, die DDR, Schweden und die Schweiz an, die die "Richtlinien" ebenfalls in Kraft setzten.

Die "Richtlinien" betreffen den Export nuklearer Materialien und Ausrüstungsgegenstände in Nichtkernwaffenstaaten, und zwar in Erweiterung der dadurch unberührt bleibenden Verpflichtungen aus dem NV-Vertrag. Im Zusammenhang mit den "Richtlinien" wurde eine

Liste von nukleartechnischen Gegenständen erstellt (trigger-list), deren Lieferung an besondere Bedingungen geknüpft wird, um eine Entwicklung von Kernwaffen unter Verwendung dieser Gegenstände auszuschließen.

Wesentliche Elemente dieser "Richtlinien" sind:

- Für die in der "trigger-list" aufgeführten Gegenstände soll nur dann eine Liefergenehmigung erteilt werden, wenn die Regierung des Empfängerlandes eine förmliche Zusicherung gibt, durch die jegliche zur Entwicklung eines Kernsprengkörpers führende Verwendung dieser Gegenstände ausgeschlossen wird; sie sollen unter einen zwischen Liefer- und Empfängerland zu vereinbarenden wirksamen physischen Schutz gestellt und den IAEA-Sicherungsmaßnahmen unterworfen werden.
- Die genannten Erfordernisse gelten auch für Anlagen zur Wiederaufarbeitung, Anreicherung und Schwerwasserproduktion, "in denen Technologie verwendet wird, die unmittelbar durch das Lieferland weitergegeben oder aus weitergegebenen Anlagen oder wesentlichen kritischen Bestandteilen solcher Anlagen gewonnen worden ist". Die Lieferung solcher Anlagen oder kritischer Bestandteile solcher Anlagen oder entsprechender Technologie soll die Verpflichtung voraussetzen, daß "IAEA-Sicherungsmaßnahmen auf alle Anlagen desselben Typs . . . , die während eines vereinbarten Zeitraums im Empfängerland gebaut werden, Anwendung finden" (unwiderlegliche Nachbauvermutung).
- Grundsätzlich wird allen Lieferländern Zurückhaltung bezüglich der Lieferung von sensitiven Anlagen, sensitiven Technologien und waffengrädigem Material auferlegt. Die Lieferländer sollen die Zulassung multinationaler Beteiligungen am Betrieb sensitiver Anlagen in den Empfängerländern anregen und die Errichtung multinationaler regionaler Brennstoffkreislaufzentren fördern.

- Die Empfängerländer müssen zusichern, daß eine "erneute Weitergabe" (Reexport) nur dann erfolgt, wenn der Adressat einer solchen erneuten Weitergabe "dieselben Zusicherungen abgegeben hat, wie sie das Lieferland für die ursprüngliche Weitergabe verlangt hatte".

/PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG (Jan. 1978)/

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, daß im deutsch-brasilianischen Atomvertrag von 1975 Brasilien, das dem NV-Vertrag nicht beigetreten ist, sich dazu verpflichten mußte, sich den Kontrollen der IAE0 zu unterwerfen. Ein entsprechendes trilaterales Abkommen zwischen der Bundesrepublik, Brasilien und der IAE0 wurde im Februar 1976 unterzeichnet. Die Bestimmungen dieses Abkommens gehen über die Bestimmungen des NV-Vertrages weit hinaus (z.B. hinsichtlich der Lieferung von technologischen Informationen, dem Reexport und dem Nachbau von Anlagen) und fanden Eingang in die Exportrichtlinien des Suppliers' Club.

Die "Richtlinien für den Nuklearexport" sind in mehrfacher Hinsicht kritisiert worden. Die Hauptkritikpunkte sind folgende /LOOSCH (1978)/:

- An den Diskussionen, die zu den "Richtlinien" geführt haben, sind die Entwicklungsländer nicht beteiligt worden. Diese Exklusivität des "Suppliers' Club" ist nach Auffassung vieler dieser Länder kaum geeignet, das gegenseitige Vertrauen zwischen allen Staaten zu fördern, die an der Ausfuhr und Einfuhr von Nukleartechnologie interessiert sind.
- Bei Annahme der in den "Richtlinien" festgelegten Kriterien durch ein Land ist noch nicht garantiert, daß dieses Land auch die gewünschten Materialien, Ausrüstungen und Informationen erhält; vielmehr können seine Importwünsche vom Lieferland aus politischen Gründen weiterhin abgewiesen werden.

- Umgekehrt kann ein Lieferland sich auch dann heftiger internationaler Kritik ausgesetzt sehen, wenn es sich bei seinen Nuklearexporten an die "Richtlinien" des "Suppliers' Club" hält.

6.4.2.2 International Nuclear Fuel Cycle Evaluation (INFCE)

In seiner Grundsatzerklärung zur amerikanischen Nuklearpolitik vom 7. April 1977 schlug Präsident Carter unter anderem die Durchführung eines internationalen Programms zur Bewertung des nuklearen Brennstoffkreislaufs vor. Aufgabe dieses Programms sollte es sein, alternative Kreislaufkonzepte zu entwickeln sowie eine Vielzahl internationaler und US-amerikanischer Maßnahmen zu analysieren, durch die die Brennstoffversorgung und die Lagerung verbrauchten Brennstoffs für alle Nationen, welche das Ziel der Nichtweiterverbreitung von Kernwaffen teilen, gesichert würden. Der Plan für ein solches Programm wurde im Mai 1977 der Londoner Gipfelkonferenz der sieben größten westlichen Industrienationen vorgelegt.

Im Oktober 1977 fand in Washington eine dreitägige Konferenz statt, auf der Themenstellung und Organisation des INFCE-Programms präzisiert wurden und an der Vertreter von 40 Staaten (darunter - im Gegensatz zum "Suppliers' Club" - viele Entwicklungsländer) und 4 internationale Organisationen teilnahmen. Das Ergebnis des auf etwa 2 Jahre angelegten INFCE-Programms soll eine technisch-wirtschaftliche Studie sein, die als Grundlage für die zukünftige Nuklearpolitik im nationalen und internationalen Rahmen dienen soll; es werden keine bindenden Beschlüsse angestrebt. Allgemeines Ziel des Programms ist es, die Gefahr der Weiterverbreitung von Kernwaffen so weit wie möglich einzudämmen, ohne dadurch die Entwicklung der Kernenergie für friedliche Zwecke und damit die zukünftige Energieversorgung der Welt zu gefährden.

Zur Bearbeitung der verschiedenen Themenkreise des Gesamtprogramms wurden 8 Arbeitsgruppen gebildet, an denen im Prinzip alle interessierten Länder teilnehmen können:

Gruppe 1: Verfügbarkeit von Kernbrennstoffen und Schwerwasser

Gruppe 2: Verfügbarkeit von angereichertem Uran

Gruppe 3: Langfristige Versorgungssicherheit bezüglich Materialien, Dienstleistungen und Technologie im Interesse nationaler Bedürfnisse und in Einklang mit der Nichtverbreitung von Kernwaffen

Gruppe 4: Wiederaufarbeitung, Handhabung und Rückführung von Plutonium

Gruppe 5: Schnelle Brüter

Gruppe 6: Lagerung abgebrannter Brennelemente (Zwischenlagerung)

Gruppe 7: Behandlung und Lagerung radioaktiver Abfälle (Endlagerung)

Gruppe 8: Fortgeschrittene Brennstoffkreislauf- und Reaktorkonzepte

/MELLER (1978)/.

Die Arbeiten in den verschiedenen Gruppen bzw. den jeweils gebildeten Untergruppen sind in vollem Gange. Über die voraussichtlichen Ergebnisse dieses umfangreichen Unternehmens lassen sich im

jetzigen Stadium naturgemäß noch keine Aussagen machen, die mehr als reine Spekulation wären.

6.4.2.3 Nuclear Non-Proliferation Act von 1978

Das im Februar 1978 vom amerikanischen Kongreß verabschiedete und kurz darauf von Präsident Carter unterzeichnete "Nuclear Non-Proliferation Act" ist das Ergebnis eines jahrelangen Prozesses zunehmender Beschränkung des amerikanischen Nuklearexports durch Verschärfung von Genehmigungskriterien und -verfahren unter besonderer Berücksichtigung des Ziels der Nichtverbreitung von Kernwaffen.

Die Bestimmungen des neuen Gesetzes betreffen vor allem die Gewährleistung zukünftiger Kernbrennstofflieferungen, die Stärkung des internationalen Systems der Sicherheitskontrollen sowie die Kriterien, Zuständigkeiten und Verfahren bei der Genehmigung von Nuklearexporten der USA /PATERMANN (1978)/.

Im Bereich der amerikanischen Initiativen zur Gewährleistung von Brennstofflieferungen ist unter anderem die Gründung einer internationalen Brennstofflieferbehörde und die Errichtung von international kontrollierten Lagerstätten für abgebrannte Brennelemente vorgesehen. Staaten, die ihre abgebrannten Brennelemente in diese Lagerstätten transportieren, sollen dafür frischen Brennstoff erhalten. Der Präsident soll versuchen sicherzustellen, daß die Vorteile verbindlicher internationaler Lieferzusagen nur solchen Nichtkernwaffenstaaten zugute kommen, die ihren gesamten Brennstoffkreislauf den IAEA-Kontrollen unterstellen, auf Kernspaltungen verzichten, keine neuen Anreicherungs- und Wiederaufarbeitungsanlagen unter eigener Kontrolle bauen und für bestehende Anlagen dieser Art wirksame internationale Kontrollen und Inspektionen akzeptieren.

Im Bereich der Nuklearexport-Regelungen werden die folgenden, in den letzten Jahren größtenteils schon praktizierten Genehmigungskriterien gesetzlich verankert:

- Unterstellung aller Exporte unter IAEA-Sicherheitskontrollen
- Verbot der Nutzung von Exporten zur Herstellung von Kernsprengsätzen oder für Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet
- Durchführung ausreichender physischer Schutzmaßnahmen für exportierte Nukleartechniken durch das Empfängerland
- Verbot des Reexports ohne amerikanische Genehmigung
- Generelles Exportverbot für sensitive Technologien, wenn die genannten Kriterien nicht erfüllt sind.

Als eine weitere Voraussetzung für amerikanische Nuklearexporte wird festgelegt, daß innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten des Gesetzes alle nuklearen Anlagen eines Nichtkernwaffenstaates, der amerikanische Nukleartechnologie importieren will, den IAEA-Kontrollen unterstellt werden müssen. Der amerikanische Präsident kann allerdings unter bestimmten Voraussetzungen auf die Anwendung dieses Kriteriums verzichten.

Die Nuklearexporte aus den USA werden sofort eingestellt, wenn

- ein Nichtkernwaffenstaat einen Kernsprengsatz zündet;
- ein Staat die IAEA-Kontrollvorschriften verletzt oder außer Kraft setzt;
- ein Staat einen Nichtkernwaffenstaat bei der Herstellung oder Beschaffung von Kernsprengkörpern unterstützt;

- künftig⁺) ein Staat mit einem Drittland (Nichtkernwaffenstaat) einen Vertrag abschließt, der diesem eine autonome Verfügung über sensitive Technologien ermöglicht (sofern dies nicht im Zusammenhang mit internationalen Abmachungen erfolgt, denen sich auch die USA angeschlossen haben).

Auch hier hat der amerikanische Präsident allerdings die Möglichkeit der Ausnahmeregelung.

Die als Voraussetzung für jeden Nuklearexport aus den USA erforderlichen Kooperationsabkommen⁺⁺) mit den jeweiligen Empfängerstaaten müssen die genannten Kriterien enthalten; die bereits bestehenden Abkommen sind entsprechend zu ergänzen. Für die eigentlichen Exportgeschäfte und sonstigen Folgevereinbarungen sind nach dem neuen Gesetz formale gesonderte Nachfolgeabkommen (subsequent arrangements) abzuschließen, für die das Department of Energy federführend ist. Hierunter fällt auch die in Zukunft erforderliche Erteilung der Zustimmung zur Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoff, der aus den USA stammt.

Schon diese unvollständige Darstellung macht deutlich, daß das neue amerikanische Gesetz mit einiger Sicherheit erhebliche direkte Auswirkungen auf die Nuklearpolitik anderer Staaten haben wird; insbesondere werden durch dieses Gesetz auch bestehende internationale vertragliche Abmachungen in Frage gestellt. Auch der Konflikt zwischen diesen einseitigen Maßnahmen der USA und

⁺) Der deutsch-brasilianische Atomvertrag von 1975 wird also durch diese Bestimmung nicht berührt.

⁺⁺) Siehe Abschnitt 6.3.3.1

den Intentionen des INFCE-Programms, das laut Schlußkommuniqué der Washingtoner Eröffnungskonferenz in einem Geist der Objektivität durchgeführt werden soll, unter gegenseitiger Respektierung der nuklearpolitischen Positionen der verschiedenen Länder und ohne Gefährdung bestehender internationaler Vereinbarungen für die friedliche Nutzung der Kernenergie (sofern vereinbarte Sicherungsmaßnahmen angewandt werden), ist offenkundig.

Literatur zu Kapitel 6:

ALLONES, R.N.

Present Status and Future Prospects for Suppliers
of Nuclear Equipment
Nuclear Engineering International, Jan. 1977, S. 42 ff

ATOMIC INDUSTRIAL FORUM'S COMMITTEE ON
NUCLEAR EXPORT POLICY

US Nuclear Export Policy
July 21, 1976 (o.o.), S. 1

ATW

Die neue Struktur des Kernenergiesektors in
Frankreich
atw, November 1976, S. 518

ATW

Der Außenhandel der Bundesrepublik Deutschland
mit kerntechnischen Erzeugnissen 1973-1976
atw, November 1977, S. 601

ATW

Die Kernkraftwerke der Welt, nach Ländern
aufgeschlüsselt
atw, März 1978, S. 140

ATW

Kernkraftwerksstatistik der westlichen Welt,
nach Reaktorherstellern aufgeschlüsselt
atw, März 1978, S. 141

ATW

Die Kernkraftwerke der Welt, nach Reaktortypen
aufgeschlüsselt
atw, März 1978, S. 141

ATW

Neue Kernkraftwerke in Europa
atw, Mai 1979, S. 221 ff

BARTHELT, K.

Volkswirtschaftliche Aspekte des Kraftwerksbaus
atw, Juni 1978, S. 279 ff

BAUM, V.

Energy in Developing Countries: Prospects
and Problems (manuscript)
International Conference on Nuclear Power
and its Fuel Cycle, Salzburg, 2.-13.5.1977
IAEA, Wien 1977

BERENSON, J.

Technischer Fortschritt in Entwicklungsländern
Finanzierung und Entwicklung, 2/1974

BMFT (BUNDESMINISTERIUM FÜR FORSCHUNG UND
TECHNOLOGIE)

Faktenbericht 1977 zum Bundesbericht Forschung
Bonn 1977^a

BMFT (BUNDESMINISTERIUM FÜR FORSCHUNG UND
TECHNOLOGIE)

Zur friedlichen Nutzung der Kernenergie
Bonn 1977^b

COSTA, J.O.

Rapid Demand Growth with a Special Incentive
to go Nuclear
Nuclear Engineering International, Januar 1977
S. 39 ff

DEEKEN, K.

Exportfinanzierung von Kraftwerken
atw, Mai 1974, S. 228 ff

DICKE, H., u.a.

Beschäftigungswirkung einer verstärkten Arbeits-
teilung zwischen der Bundesrepublik und den
Entwicklungsländern
Tübingen 1976

FORNDRAN, E.

Probleme der internationalen Abrüstung
Frankfurt/Berlin 1970

GARDNER, R.A.

Nuclear Energy and World Order
Report of a Conference held in May 1976 at
the United Nations and Rensselaerville
New York 1976

GEHRING, W.

KWU puts the Emphasis on Planning and Control
Nuclear Engineering International, September 1977
S. 66 ff

GILINSKY, V.

A Short Guide to Major U.S. Nuclear Exports
and Control
Informal Background Paper Prepared for the
Cumberland Lodge Conference on the Spread
of Nuclear Technology
Windsor Great Park, May 27, 1976

GREENWOOD, T., JOSKOW, L.

Nuclear Power Technology and Nuclear
Weapons Proliferation
MIT-Press, Cambridge, Mass., March 1977

HAUNSCHILD, H.-H.

Technologietransfer im Bereich der Kernenergie
atw, Februar 1977, S. 66 ff

HILDENBRAND, G.

Kernenergie, Nuklearexport und Nichtver-
breitung von Kernwaffen
atw, Juli/August 1977, S. 374 ff

JONAS, R., MINTE, H.

Petrodollar: Chance für eine kooperative
Weltwirtschaft
Bonn 1975

JONAS, R., TIETZEL, M.

Die Neuordnung der Weltwirtschaft
Bonn 1976

JOSKOW, P.L.

The International Nuclear Industry Today
Foreign Affairs, Juli 1976, S. 788 ff

KOVAN, D.

Developing World's Need for Nuclear
Nuclear Engineering International, Januar 1975
S. 39 ff

KRATZER, M.

Nuclear Cooperation and Non-Proliferation
Atomic Energy Law, 4/1976, S. 250 ff

KRYMM, R.

Prospects for Nuclear Power in the Developed
and Developing Countries
IAEA, Wien (o.J.)

KWU (KRAFTWERK UNION)

KWU-Report 25 (1977)

LANE, J.A., et al.

Nuclear Power in Developing Countries (manuscript)
International Conference on Nuclear Power and its
Fuel Cycle, Salzburg, 2.-13.5.1977
IAEA, Wien 1977

LOOSCH, R.

Das internationale Programm des Kernbrennstoff-
Kreislaufs INFCE
atw, Januar 1978, S. 33 ff

MELLER, E.

Die internationale Konferenz zur Bewertung des
nuklearen Brennstoffkreislaufes
Energiewirtschaft, 2/1978, S. 127 ff

METAIS, J.L.

An Irreversible Process for Framatome
Nuclear Engineering International, Sept. 1977
S. 62 ff

MEYER-WÖBSE

Nukleare Zusammenarbeit in der Dritten Welt
Außenpolitik, 1978, S. 63 ff

MICHAELIS, H.

Kernenergie
München 1977

MICHAELIS, H.

Langzeitprobleme der Energieversorgung
atw, Februar 1978, S. 66 f

MIT

Energy: Global Prospects 1985-2000
Report of the Workshop on Alternative Energy
Strategies (WAES)
Projektleiter: Carroll L. Wilson
Cambridge, Mass., 1977

MORAW, G., SZELESS, A.

Verfügbarkeit der Kernkraftwerke der Welt im
Jahre 1977
atw, April 1978, S. 178 ff

NEA/IAEA

Uranium: Resources, Production and Demand
A Joint Report by the OECD Energy Agency and
the International Atomic Energy Agency
Paris, Dezember 1977

NUCLEAR ENGINEERING INTERNATIONAL

The Prospects for the World Market
Nuclear Engineering International, April/Mai 1976
S. 91 ff

NUCLEAR ENERGY POLICY STUDY GROUP

Nuclear Power - Issues and Choices
MIT-Press, Cambridge, Mass., 1977, S. 377

PATERMANN, CHR.

Grundsätze und Tendenzen des Nuklearexports aus
den USA
atw, Februar 1977, S. 68 ff

PATERMANN, CHR.

Die neue amerikanische Nukleargesetzgebung
atw, September 1978, S. 413 ff

PRESSE- UND INFORMATIONSSAMT DER BUNDESREGIERUNG

Richtlinien der Gruppe der Nuklearlieferländer
für den Nuklearexport
Bulletin Nr. 6, 17.1.1978

RIBICOFF, A.A.

A Market-Sharing Approach to the World Nuclear
Sales Problem
Foreign Affairs, Juli 1976, S. 763 ff

SLAVICH, D.A., SNYDER, CHR.W.

Meeting the Financing Needs of the Nuclear
Power Industry
Nuclear Engineering International, März 1975
S. 161 ff

WEC, CONSERVATION COMMISSION

Report on Nuclear Resources 1985-2000
Executive Summary
1977 (o.O.)

WOITE, G.

Report on an Advisory Group Meeting on
Extrapolation of Capital Cost Experience
to Developing Countries
IAEA, Wien 1976

WOITE, G.

Can Nuclear Power be Competitive in Developing
Countries?
Nuclear Engineering International, Juli 1978
S. 46 ff