

KfK 2976
Mai 1980

Methodische Untersuchung über die Problematik von Kosten-Nutzen-Analysen zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor

**Vorgehensweise und Aussagekraft von
vorliegenden empirischen Analysen**

S. Klein
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

Kernforschungszentrum Karlsruhe

KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE
Abteilung für Angewandte Systemanalyse

KfK 2976

Methodische Untersuchung über die Problematik von
Kosten-Nutzen-Analysen zum natriumgekühlten Schnellen
Brutreaktor - Vorgehensweise und Aussagekraft von vor-
liegenden empirischen Analysen

S. Klein

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

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

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
ISSN 0303-4003

Methodische Untersuchung über die Problematik von Kosten-Nutzen-Analysen
zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor - Vorgehensweise und
Aussagekraft von vorliegenden empirischen Analysen

Zusammenfassung

Es wurden sechs amerikanische Kosten-Nutzen-Analysen (KNA) zur Kernenergie bzw. zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor (SBR) im Hinblick auf ihre methodischen Schwierigkeiten kritisch analysiert. Es liegen hier zwei unterschiedliche methodische Ansätze für zwei grundsätzlich verschiedene Fragestellungen vor, auf die die Quantifizierung der Brütervor- und -nachteile entsprechend dem kostennutzenanalytischen Grundkonzept zugeschnitten ist.

Die Analyseansätze zur Rechtfertigung der Fortführung des brüterbezogenen Forschungsprogramms lassen erkennen, daß hierzu die spezifischen technologischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der jeweils betrachteten Stromversorgungsregion heranzuziehen sind. Insofern können die Ergebnisse einer für die USA erstellten KNA nicht auf die Bundesrepublik Deutschland übertragen werden. Die vorliegenden Analysen legen aufgrund der zum Teil stark differierenden quantitativen Ergebnisse keine eindeutige endgültige Entscheidung für die Fortsetzung des amerikanischen Brüterforschungsprogramms im geplanten Umfang nahe. Weder aus einem positiven noch aus einem negativen quantitativen Analyseergebnis kann zudem geschlossen werden, daß keine andere fortgeschrittene Stromerzeugungstechnologie ein günstigeres Nutzen-Kosten-Verhältnis aufweisen würde bzw. daß die bereits seit mehreren Jahren verfolgten brüterbezogenen Forschungsaktivitäten abgebrochen werden sollten.

Die Analyseansätze zur Ermittlung der gesamtgesellschaftlich optimalen Stromerzeugungstechnologie können als grundsätzlich ungeeignet für eine Empfehlung über die zukünftige Kraftwerkstypenauswahl angesehen werden, da das zukünftige Kraftwerkszubauvolumen aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht ausschließlich einer einzigen Stromerzeugungstechnologie vorbehalten werden kann. Es bleibt jedoch die Frage offen, welche alternativen kostennutzenanalytischen Ansätze sich für welche konkreten Fragestellungen zum Einsatz des SBR in der Stromerzeugung anbieten. Die zahlreichen ungelösten Detailprobleme bis hin zur monetären Erfassung sozialer Auswirkungen von Stromerzeugungstechnologien lassen erkennen, daß eine zufriedenstellende Integration der sozialen Auswirkungen in einen umfassenderen KNA-Ansatz so schnell nicht erwartet werden kann.

Methodical Study of Cost-Benefit Analyses of the Liquid Metal Fast
Breeder Reactor - Approach and Validity of Available Empirical Analyses

Abstract

Six American cost-benefit analyses (CBA) of nuclear energy and, in particular, of the Liquid Metal Fast Breeder Reactor (LMFBR) were analysed under the aspect of their methodical difficulties. Two different methodical approaches can be discerned which are related to two completely different

applications, according to which the advantages and disadvantages of the breeder reactor are estimated in line with the basic concept of cost-benefit analysis.

The analytical methods used to justify the continuation of the breeder-related research programme reveal that the specific energy-related technological and economic conditions of the geographic region considered have to be taken into account. The results of a CBA performed for the USA can therefore not be transferred to the Federal Republic of Germany. Due to the in part strongly differing quantitative results the analyses reviewed do not suggest a clear and final decision in favour of the continuation of the American LMFBR research programme to the extent envisaged. In addition, neither by a positive nor by a negative overall result of the analysis can it be concluded that no other advanced electricity generating technology would have a more favourable cost-benefit ratio, or that the breeder-related research activities, which have been pursued for several years already, should be discontinued.

The approaches used to determine the optimal electricity generating technology for society at large can be considered as principally not appropriate for a recommendation on the future choice among different concepts of power plants as the construction of additional power plants cannot - for reasons of security of supply - be limited to one electricity generating technology alone. It remains, however, an open question as to which alternative cost-benefit approaches should be applied to which specific questions concerning the use of the LMFBR for electricity generation. The numerous unsolved problems of detail up to the monetary assessment of social impacts of electricity generating technologies indicate that a satisfying integration of social impacts into a more comprehensive CBA approach cannot be expected for the near future.

Inhaltsverzeichnis

<u>Teil I:</u>	Zielsetzung, Vorgehensweise und Ergebnisse der Auswertung ausgewählter empirischer Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor	I- 1
1.	Zielsetzung und Vorgehensweise bei der Auswertung ausgewählter empirischer Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor	I- 2
2.	Einführung und Überblick über die ausgewerteten empirischen Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor	I- 5
3.	Ergebnisse der Auswertung empirischer Kosten-Nutzen-Analysen zur Rechtfertigung des staatlichen brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms	I-10
4.	Ergebnisse der Auswertung empirischer Kosten-Nutzen-Analysen zur Auswahl der gesamtgesellschaftlich optimalen Stromerzeugungstechnologie	I-18
5.	Schlußfolgerungen aus den ausgewerteten empirischen Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergie- bzw. Brüterbereich	I-28

<u>Teil II:</u>	Auswertung ausgewählter empirischer Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor	II- 1
1.	<u>U.S. Energy Research and Development Administration, Final Environmental Statement, Liquid Metal Fast Breeder Reactor Program, December 1975 (ERDA-1535)</u>	II- 2
1.1	Entstehungszusammenhang und Verwendungszweck der Kosten-Nutzen-Analysen zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor als Teil des Environmental Statement	II- 2
1.2	Fragestellung und methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analysen zum amerikanischen Forschungs- und Entwicklungsprogramm zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors	II- 8
1.3	Überblick über die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen in WASH-1535 und in ERDA-1535 sowie über ihre allgemeine Aussagekraft	II-13
1.4	Ermittlung des ökonomischen (Brutto-)Nutzenniveaus des Forschungs- und Entwicklungsprogramms zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors: Zur Auswahl der technologischen und energiewirtschaftlichen Ausgangsdaten	II-31

1.4.1	Art und Charakteristika der berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien	II-32
1.4.2	Verwendung eines Kostenminimierungsmodells zur Bestimmung der Anteile einzelner Stromerzeugungstechnologien an den neu installierten Kraftwerken	II-35
1.4.3	Festlegung der energiewirtschaftlichen Hauptparameter in WASH-1535 und ERDA-1535	II-38
1.5	Umweltbezogene Aspekte der Kosten-Nutzen-Analyse in WASH-1535	II-51
1.6	Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analysen	II-56
2.	<u>Stauffer, T.R., Wyckoff, H.L., Palmer, R.S., The Liquid Metal Fast Breeder Reactor, Assessment of Economic Incentives, Conference on Frontiers of Power Technology, Stillwater, Okla., Oct. 1-2, 1975 (AED-Conf. 1975, 467-002)</u>	II-65
2.1	Fragestellung und Entstehungszusammenhang der Analyse	II-65
2.2	Methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse	II-66

2.3	Oberblick über das Analyseergebnis und seine Aussagekraft	II-69
2.4	Gewinnung und Transformation der Daten zur Ermittlung des (Brutto-)Nutzniveaus des Forschungs- und Entwicklungsprogramms zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors: Zur Abbildung technologischer, energie-wirtschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Rahmenbedingungen in der Analyse	II-71
2.5	Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse	II-80
3.	<u>Nuclear Energy Study Group (Spurgeon M. Keeny, Jr., Chairman), Nuclear power, issues and choices, Cambridge, Massachusetts, 1977</u>	II-84
3.1	Fragestellung und Entstehungszusammenhang der Kosten-Nutzen-Analyse zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor	II-84
3.2	Methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse	II-87
3.3	Oberblick über das Analyseergebnis und seine Interpretation durch die Autoren der Analyse	II-89
3.4	Auswahl der Daten zur Ermittlung der Veränderung des (Brutto-)Nutzniveaus bei einer zeitlich verschobenen Einführung des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors	II-92

3.5	Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse	II-102
4.	<u>MacAvoy, Paul W., Economic Strategy for Developing Breeder Reactors, Cambridge, Massachusetts / London 1969</u>	II-106
4.1	Entstehungszusammenhang und Verwendungszweck der Analyse	II-106
4.2	Fragestellung und methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse	II-107
4.3	Oberblick über das Analyseergebnis	II-113
4.4	Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der Kostenelemente	II-115
4.5	Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der Bruttonutzenelemente	II-118
4.6	Umsetzung der kostennutzenanalytischen Berechnungen in ein Gesamturteil über die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Forschungsstrategien im Bereich des Schnellen Brutreaktors	II-129
4.7	Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse	II-137

5. Brewer, Shelby T. (Energy Research and Development Administration, Washington, D.C., 20545), Quantification and Comparison of External Costs of Nuclear and Fossil Electrical Power Systems,
in: Karam, R.A., Morgan, K.Z. (eds.), Energy and the Environment - Cost-Benefit Analysis, Proceedings of a Conference Held June 23-27, 1975, Sponsored by the School of Nuclear Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia 30332 U.S.A., New York / Toronto / Oxford / Sydney / Braunschweig Paris 1976 (Supplement I to Energy, An International Journal Georgia Institute of Technology, Series in Nuclear Engineering), S. 506-530 II-143
- 5.1 Entstehungszusammenhang und Verwendungszweck der Analyse II-143
- 5.2 Fragestellung und methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse II-147
- 5.3 Überblick über das Analyseergebnis und seine Aussagekraft II-151
- 5.4 Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der externen Kosten verschiedener Brennstoffzyklen, insbesondere des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors II-153
- 5.5 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse II-169

6.	<u>Barrager, Stephen, M., Judd, Bruce R., North, D. Warner (Decision Analysis Department, Stanford Research Institute), The Economic and Social Costs of Coal and Nuclear Electric Generation, A Framework for Assessment and Illustrative Calculations for the Coal and Nuclear Fuel Cycles, A Discussion Paper Prepared for an Environmental Workshop held at the MITRE Corporation, May, 27-28, 1975, with comments and conclusions from the workshop, Washington, D.C., March 1976</u>	II-173
6.1	Fragestellung und Entstehungszusammenhang der Analyse	II-173
6.2	Methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse	II-176
6.3	Oberblick über das Analyseergebnis	II-180
6.4	Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der ökonomischen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie	II-184
6.5	Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der sozialen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie	II-188
6.6	Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse	II-197
	Literaturverzeichnis	II-203

T e i l I:

Zielsetzung, Vorgehensweise und Ergebnisse der Auswertung
ausgewählter empirischer Kosten-Nutzen-Analysen im Kern-
energiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen
Brutreaktor

1. Zielsetzung und Vorgehensweise bei der Auswertung ausgewählter empirischer Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor

Ziel der Untersuchung⁺⁾ ist es, die methodischen Probleme einer Kosten-Nutzen-Analyse zur Förderung und zum Einsatz des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors (SBR) in der Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland zu prüfen. Die hierzu angestellten Überlegungen verfolgen nicht den Zweck, systematische Lösungsvorschläge für die methodischen und datenbezogenen Schwierigkeiten einer empirischen Kosten-Nutzen-Analyse zum SBR in der Bundesrepublik Deutschland zu erarbeiten bzw. eine eigene empirische Analyse durchzuführen. Vielmehr soll abgeschätzt werden, wie eine derartige Kosten-Nutzen-Analyse konkret aussehen könnte und welche Aussagekraft von einer derartigen Analyse prinzipiell erwartet werden kann. Im Mittelpunkt steht dabei die Fragestellung, inwieweit eine Kosten-Nutzen-Analyse zum SBR zu sachlichen und rationalen Entscheidungen über Förderung und Einführung des SBR beitragen und den Konsens zwischen den verschiedenen am Kernenergiekonflikt beteiligten Gruppen fördern kann.

Diese Abschätzung wird in der vorliegenden Untersuchung mittels der Auswertung ausgewählter empirischer Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor, vorgenommen, die für die Verhältnisse der USA vorgelegt wurden. Es wird auf die Leistungsfähigkeit des jeweils zugrundegelegten kostennutzenanalytischen Konzepts insgesamt und auf seine methodischen Detailprobleme eingegangen. Die prinzipiellen Probleme der Datenbeschaffung sind insofern auch Gegenstand der methodischen Untersuchung, als eine Kosten-Nutzen-Analyse in erster Linie auf die Abbildung zukünftiger Entwicklungen und Strukturen ausgerichtet ist, die durch die eine oder andere methodische Vorgehensweise projiziert werden können. Demgegenüber werden konkrete für eine Kosten-Nutzen-Analyse geeignete Datenansätze speziell für die Verhältnisse der Bundesrepublik Deutschland wegen des grundsätzlichen methodischen Charakters der vorliegenden Untersuchung nicht näher behandelt. Es wird jedoch unterstellt, daß die für die amerikanischen Verhältnisse bereits Mitte der 70er Jahre festgestellten Schwierigkeiten der Datenbeschaffung in gleicher Weise für die Verhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland Ende der 70er Jahre gel-

⁺⁾ Ich danke Diplom-Volkswirt Gabriele Beker und Diplom-Kaufmann Manfred Loeben, AFAS, für ihre Beiträge zu Teilen der Studie in einem frühen Untersuchungsstadium.

ten, da hier wie dort noch relativ wenig praktische Erfahrungen mit dem SBR als großtechnologischer Stromerzeugungstechnologie gewonnen wurden.

Die weiteren Ausführungen in Teil I gliedern sich wie folgt. Abschnitt I,1. wird mit einer Charakterisierung der Vorgehensweise bei der Auswertung der ausgewählten empirischen Kosten-Nutzen-Analysen zum SBR in den USA, die sich in der Gliederung von Teil II unmittelbar niederschlägt, fortgesetzt. I,2. bringt einen Kurzüberblick über die ausgewerteten Analysen. Eine komprimierte Darstellung und Wertung der Analysen, gegliedert nach den beiden unterschiedlichen Kategorien von Fragestellungen, auf die die empirischen Analysen direkt oder indirekt zugeschnitten sind, ist in den Abschnitten I,3. und I,4. enthalten. Abschnitt I,5. behandelt die Schlußfolgerungen hinsichtlich der generellen Aussagekraft von Kosten-Nutzen-Analysen zum SBR entsprechend den vorliegenden Mustern für die Verhältnisse der Bundesrepublik Deutschland. Teil II ist nach den sechs ausgewerteten empirischen Kosten-Nutzen-Analysen gegliedert und stellt gleichsam einen Materialienband dar.

Die in der vorliegenden Untersuchung ausgewerteten sechs empirischen Kosten-Nutzen-Analysen, die für die Verhältnisse der Vereinigten Staaten von Amerika durchgeführt wurden, wurden innerhalb der letzten zehn Jahre erstellt. Zwar geht eine Studie (Teil II, Abschnitt 6.) auf den SBR nicht explizit ein. Es werden in ihr jedoch Auswirkungen von massiven Störungen im Ablauf des Leichtwasserreaktorzyklus behandelt, die in der allgemeinen Diskussion über den SBR eine zunehmend wichtigere Rolle spielen, die aber noch nicht in den ausgewerteten brüterbezogenen Kosten-Nutzen-Analysen berücksichtigt wurden. Der Einbeziehung auch dieser Studie in die Auswertung liegt die Hypothese zugrunde, daß die methodischen und prinzipiellen datenbezogenen Schwierigkeiten, die bei einer Berücksichtigung derartiger Auswirkungen in einer empirischen Kosten-Nutzen-Analyse zur Leichtwasserreakorttechnologie auftreten, bei einer Berücksichtigung entsprechender Auswirkungskategorien für den SBR zumindest in gleichem Maße zutreffen dürften.

Mit der Auswertung der sechs ausgewählten empirischen Kosten-Nutzen-Analysen wurde das Ziel verfolgt, ein möglichst umfassendes Spektrum der

methodischen Voraussetzungen und Implikationen von Kosten-Nutzen-Analysen aufzuzeigen. Im Mittelpunkt des Interesses standen dabei das allgemeine Analysekonzept (vor allem die durch die Analyse zu beantwortende Fragestellung und die Definition der Kosten- und Nutzenelemente), die verbale Interpretation des Analysekonzepts und seiner Aussagekraft, aber auch spezifische Einzelheiten der Kosten- und Nutzenermittlung. Bei der Darstellung in Teil II wurde angestrebt, die jeweilige Analyse mit ihren zentralen Punkten so vollständig wie möglich vorzustellen. Gleichzeitig sollten Eigenheiten der einen Analyse gegenüber den anderen Analysen durch eine Schwerpunktsetzung in ihrer Darstellung und zusammenfassenden Wertung herausgestellt werden. Die Wiedergabe von Ausgangs-, Zwischen- und Ergebnissen dient dem Zweck, die sonstigen Ausführungen zu veranschaulichen bzw. zu zeigen, auf welche Datengrundlage sich der Aussageanspruch der jeweiligen Analyse stützt. Die prinzipiellen Schwierigkeiten der Beschaffung zukunftsbezogener Daten gelten in diesem Sinne ebenfalls als ein methodisches Problem.

Soweit es möglich und sinnvoll erschien, wurden bei der Auswertung dieser Studien jeweils nicht nur eine einzelne Analysedarstellung, sondern auch verschiedene Versionen einer Arbeitsgruppe zu einem von ihr verfolgten Analysekonzept berücksichtigt. Desgleichen gingen in die Auswertung in einem gewissen Umfang auch die Stellungnahmen zu einzelnen empirischen Kosten-Nutzen-Analysen ein, soweit sie in unmittelbarem Zusammenhang mit der Darstellung der Analyse veröffentlicht wurden. Insofern beruhen die aus dieser Auswertung gezogenen Schlußfolgerungen auf einer breiteren Beurteilungsbasis, als es zunächst den Anschein haben mag.

Die Auswertung der sechs Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum Schnellen Brutreaktor, folgt, soweit es die Charakteristika der vorliegenden Analysen und ihrer Darstellungen erlauben, einem einheitlichen Grundschema (siehe die weiteren Unterteilungen der Abschnitte 1. bis 6. von Teil II). In einem ersten Teilabschnitt wird auf den Entstehungszusammenhang und Verwendungszweck der Analyse eingegangen. In Verbindung mit diesem ersten oder auch mit dem zweiten Teilabschnitt, in dem das jeweilige spezifische kostennutzenanalytische Grundkonzept vorge-

stellt wird, wird auch die Fragestellung erläutert, auf die die quantitative Analyse eine Antwort geben will. Ein dritter Teilabschnitt gibt einen Überblick über das Ergebnis der jeweiligen Analyse. Die Vorgehensweise im einzelnen bei der Quantifizierung der Kosten- und/oder Nutzelemente wird, zum Teil nur ausschnittsweise, in den folgenden Teilabschnitten beleuchtet. Ein abschließender Teilabschnitt beurteilt die wichtigsten Grundelemente und die Vorgehensweise der Analyse im Hinblick auf ihre Aussagekraft für konkrete Entscheidungen. Soweit vorhanden, gehen hier auch die von anderen Wissenschaftlern unmittelbar zu der jeweiligen Analyse formulierten Stellungnahmen ein.

Auf einzelne Seitenangaben als Verweis auf die jeweils der Auswertung zugrundeliegende Stelle des Originals wird in den nachfolgenden Text aus Vereinfachungsgründen verzichtet. Lediglich die von den Originalanalysen fast unverändert übernommenen Tabellen und Abbildungen sind mit der genauen Angabe der Fundstelle versehen. Das Literaturverzeichnis am Ende dieses Berichts führt neben den primär für die Auswertung herangezogenen Originalberichten auch sonstige zu der jeweiligen Analyse veröffentlichte Berichte auf, soweit sie während der Auswertungsphase verfügbar waren. Diese "ergänzenden" Berichte werden jeweils auch zu Beginn eines Auswertungsabschnitts (Teil II, Abschnitt 1. bis 6.) vorgestellt.

2. Einführung und Überblick über die ausgewerteten Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich, speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor

Einige allgemeine Anmerkungen zum Konzept der Kosten-Nutzen-Analyse seien vorangeschickt. Sie sind dazu bestimmt, von vornherein keine zu hohen Erwartungen hinsichtlich einer methodisch-theoretisch eindeutigen Form der konkreten Elemente in den vorliegenden empirischen Kosten-Nutzen-Analysen zum SBR aufkommen zu lassen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse (englisch: cost-benefit analysis) ist bestrebt, die Vor- und Nachteile eines Projekts oder einer Maßnahme so weit wie mög-

lich in monetären Größen zu quantifizieren und dadurch direkt vergleichbar zu machen. In unterschiedlichen Zeiträumen anfallende Vor- und Nachteile werden i.d.R. unter Hinzuziehung einer geeigneten Diskontierungsrate auf einen einheitlichen Zeitpunkt bezogen. Die Prinzipien der privatwirtschaftlichen Investitionsrechnung haben hier Pate gestanden. Im Idealfall lassen sich alle mit einem Projekt ursächlich verbundenen Vor- und Nachteile zu einer Gesamtgröße zusammenfassen, die dann den Nettonutzen oder die Nettokosten des Projekts und gegebenenfalls auch die Rangordnung des Projekts im Vergleich zu alternativen Projekten ausweist, wenn für diese eine ähnliche Analyse durchgeführt wird. Die Kosten-Nutzen-Analyse versteht sich prinzipiell als ein Instrument zur Planung zukünftiger Handlungen.

Die ersten Anstöße für eine Durchführung von Kosten-Nutzen-Analysen gehen auf eine Ausweitung der staatswirtschaftlichen Aktivitäten in primär marktwirtschaftlich orientierten Wirtschaftsordnungen zurück. Zunehmend stellt der Staat Güter bereit, für die er zwar Produktionsressourcen wie Rohstoffe, Arbeit und Kapital (Inputgrößen) gegen monetäres Entgelt in Anspruch nimmt, die er aber ohne - hinreichende - direkte Gegenleistung durch die Benutzer diesen zur Verfügung stellt. Auf diese Weise fehlt dem Staat für seine den privatwirtschaftlichen Produktionsaktivitäten sehr ähnlichen Aufgaben der sonst durch das Spiel der Marktkräfte zustandekommende Erfolgsmaßstab (abgegebene Gütermenge = Output multipliziert mit den durch die Marktkräfte beeinflussten Marktpreis). Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird versucht, einen oder auch mehrere geeignete Erfolgsindikatoren für die jeweilige Aktivität des Staates zu quantifizieren, die sich wie die Inputgrößen monetär bewerten und daraufhin mit diesen saldieren lassen. Ziel der Kosten-Nutzen-Analyse ist es damit, die wirtschaftlichen Aktivitäten des Staates in der Öffentlichkeit ähnlich wie privatwirtschaftliche Aktivitäten z.B. in Form des Unternehmensgewinns als rational zu begründen.

Dieser bereits als historisch zu bezeichnende Anwendungskomplex der Kosten-Nutzen-Analyse wird vor allem in jüngster Zeit um einen zweiten Anwendungskomplex ergänzt. Gegenstand der theoretischen und anwendungsbezo-

genen Analyse privatwirtschaftlicher Produktionsaktivitäten sind zunehmend positive, aber auch negative Begleiterscheinungen dieser Aktivitäten, die sich nicht direkt im Rechnungswesen des sie verursachenden Unternehmens niederschlagen. Insbesondere an den negativen Auswirkungen der privaten Produktionsaktivitäten sind staatliche Stellen interessiert, da sie diese im Interesse des Gemeinwohls begrenzen wollen. Quantifizierungen dieser negativen Auswirkungen, möglicherweise aber auch zusätzlicher positiver Auswirkungen, einzelner privatwirtschaftlicher Aktivitäten können den staatlichen Stellen als Grundlage beispielsweise für Verbote, Gebote, finanzielle Auflagen oder Kompensationszahlungen dienen.

Angesichts der nur in sehr grober Form möglichen allgemeinen Charakterisierung der Grundelemente der Kosten-Nutzen-Analyse und aufgrund ihres historischen anwendungsorientierten Entstehungszusammenhangs ist von vornherein nicht mit einem einheitlichen festgefügt Schema bei den amerikanischen Studien zur Förderung und Einführung der Brutreaktor- bzw. Leichtwasserreakorttechnologie zu rechnen. Es lassen sich grob zwei Kategorien von Untersuchungen unterscheiden. Von den sechs exemplarisch ausgewerteten Studien befassen sich vier mit der Rechtfertigung (englisch: justification) des vom Staat geplanten und zu finanzierenden brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms bzw. mit der Rechtfertigung der Fortsetzung des schon seit mehreren Jahren verfolgten Programms (Teil II, Abschnitte 1. bis 4.). Zwei weitere Studien widmen sich der Fragestellung, welcher Stromerzeugungstechnologie, darunter der Schnelle Brutreaktor (SBR) bzw. der Leichtwasserreaktor, bei der Erstellung neuer Kraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung vielfältiger Auswirkungskategorien jeweils der Vorzug zu geben ist (Teil II, Abschnitte 5. und 6.).

Die in den ausgewerteten Analysen verwendete Terminologie zur Kennzeichnung von Kosten- und Nutzelementen ist nicht durchgängig einheitlich. Der Auswertung einer einzelnen Analyse ist die dem Original eigene Begriffsfassung zugrundegelegt, deren auf die Analysefragestellung bezogene inhaltliche Ausgestaltung jeweils in den ersten beiden Abschnitten einer Auswertung näher erläutert wird. Im folgenden wird ein Überblick

über die wichtigsten in den ausgewerteten Studien verwendeten Begriffe gegeben, die zugleich einen weiteren Aufschluß über das kostennutzenanalytische Grundkonzept vermitteln.

Die infolge der Durchführung eines Programms oder Projekts unmittelbar verursachten Nachteile werden als (Brutto-)Kosten bezeichnet. Diesen Bruttokosten werden die durch das Programm oder Projekt verursachten Vorteile gegenübergestellt, die i.d.R. zeitlich nach den Kosten anfallen und als (Brutto-)Nutzen bezeichnet werden. Die Saldierung von Bruttokosten und Bruttonutzen ergibt einen (positiven) Nettonutzen, wenn der in einer Gesamtgröße quantifizierte Bruttonutzen größer ist als der absolute Betrag der Bruttokosten. Sind die Bruttokosten größer als der Bruttonutzen, stellt der Saldo einen negativen Nettonutzen oder die Höhe der Nettokosten dar.

In den Analysen zur Rechtfertigung des brüterbezogenen Forschungsprogramms wird die Kostenseite durch die Aufwendungen für die Durchführung des Forschungsprogramms und die Nutzenseite - bis auf eine Ausnahme - durch die Einsparungen bei den unmittelbaren Stromgestehungskosten infolge des Brütereinsatzes repräsentiert. Als Nutzenelemente werden hier z.B. auch die ermittelten geringeren Umwelt- und Gesundheitsbelastungen der Brütertechnologie gegenüber einer anderen Stromerzeugungstechnologie betrachtet, die im Gegensatz zu den unmittelbaren, als ökonomisch bezeichneten Stromgestehungskosten auch als soziale Kosten bezeichnet werden.

In den Analysen zur Fragestellung, welcher Stromerzeugungstechnologie bei der Errichtung neuer Kapazitäten der Vorzug zu geben ist, besteht der Bruttonutzen in der erzeugten Strommenge selbst oder in der hierdurch ermöglichten Konsum- und Investitionsgüterproduktion (Beitrag zum Brutto-sozialprodukt). Da der - ökonomische - Bruttonutzen einer bestimmten Strommenge als unabhängig von der hierzu eingesetzten Stromerzeugungstechnologie angesehen wird, wird er als gleich groß bei allen jeweils betrachteten Stromerzeugungstechnologien unterstellt, so daß sich eine Quantifizierung des Bruttonutzens bei diesem Analyseansatz erübrigt. Demgegenüber besteht hier die Kostenseite aus den ökonomischen und sozialen Kosten der

Stromerzeugung. Damit reduziert sich der kostennutzenanalytische Vergleich alternativer Stromerzeugungstechnologien letztlich auf einen umfangreichen Kostenvergleich.

Die ökonomischen Kosten verweisen auf den finanziell-monetären Aufwand oder auf den konkreten Material- und Personaleinsatz, der für die Nutzung einer Technologie zur Stromerzeugung technologisch-funktional, d.h. ohne zusätzliche Aufwendungen für Umweltschutzvorrichtungen, erforderlich ist. Allerdings ist zu berücksichtigen, daß im konkreten Fall die rein "ökonomischen" Kosten und die Umweltschutzaufwendungen nur unzulänglich unterschieden werden können. Die sozialen, gesellschaftlichen oder auch als umweltbezogen bezeichneten Kosten verweisen auf zusätzliche durch eine Stromerzeugungstechnologie verursachte Beeinträchtigungen, die Teile der Gesellschaft bzw. von ihnen genutzte Vermögensgegenstände im weitesten Sinne betreffen. Diese zusätzlichen Beeinträchtigungen gelten als primär unbeabsichtigt und überflüssig und finden aufgrund ihres hohen Stellenwerts in der allgemeinen energiepolitischen Diskussion zumindest im verbal dargelegten Konzept für eine empirische Kosten-Nutzen-Analyse zum SBR starke Beachtung.

Die Unterscheidung von ökonomischen und sozialen Kosten deckt sich weitgehend mit der Unterscheidung von internen und externen Kosten. Bei diesem Begriffspaar wird sprachlich herausgehoben, wo die Kosten anfallen bzw. von wem sie zu tragen sind. Während sich die internen Kosten im Rechnungswesen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens niederschlagen, damit in den Stromabgabepreis eingehen und insofern direkt vom Stromverbraucher getragen werden, belasten die externen Kosten nicht zwangsläufig auch den Stromverbraucher entsprechend der von ihm abgenommenen Strommenge, so daß im Falle der externen Kosten das Konzept der Lastenzuordnung nach dem Verursacherprinzip zunächst durchbrochen ist. Den externen Kosten wird in der wirtschaftstheoretischen Diskussion insofern eine große Bedeutung beigemessen, als die mangelnde Widerspiegelung derartiger Kostenelemente in den Kosten- und Preisrelationen als ein Hindernis für das Zustandekommen volkswirtschaftlich optimaler Produktionsstrukturen und -niveaus angesehen wird.

Die internen Kosten sind dann größer als die ökonomischen Kosten, wenn durch staatliche Vorschriften die Stromproduktion mit zusätzlichen Aufwendungen belastet ist, die für die monetäre Kompensation der Geschädigten verwendet werden und/oder das Entstehen von externen Kosten z.B. durch den Einbau von Schadstoffrückhalteeinrichtungen - wenigstens teilweise - verhindern sollen. Überwiegend wurde jedoch in den ausgewerteten Analysen dieser möglichen Umwandlung von externen in interne Kosten bei der Projektion zukünftiger Kostenelemente im Stromversorgungssystem geringe Beachtung geschenkt, so daß im folgenden ökonomische und interne Kosten einerseits und soziale und externe Kosten andererseits synonym verwendet werden.

3. Ergebnisse der Auswertung empirischer Kosten-Nutzen-Analysen zur Rechtfertigung des staatlichen brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms

Die Kosten-Nutzen-Analysen zur Begründung des staatlichen Forschungs- und Entwicklungsprogramms zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor in den USA (Teil II, Abschnitte 1. bis 4.) verwenden als Kostenelemente ohne Ausnahme die staatlichen Mittel für die brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, die in den USA vornehmlich von privaten Gesellschaften, die zugleich im Bereich der Kraftwerksproduktion tätig sind, durchgeführt werden. Es werden mit Ausnahme einer Variante in einer der vier Studien zu dieser Fragestellung (II,4.) nur die Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen berücksichtigt, die ab dem Zeitpunkt, zu dem die Analyse durchgeführt wird, bis zur kommerziellen Reife (Abschluß des Forschungs- und Entwicklungsanteils an einem Demonstrationsreaktor in kommerzieller Auslegung) erforderlich sind.

Die Quantifizierung des Kostenelements nimmt innerhalb der Darstellung der Kosten-Nutzen-Analysen einen vergleichsweise geringen Raum ein. Der Unsicherheit bei der Kostenschätzung wird nur in einer Analyse (II,4.) durch die systematische Kombination unterschiedlicher Erfolgsgrade auf

den verschiedenen Forschungsstufen größere Aufmerksamkeit geschenkt. Allerdings wird auch geltend gemacht, daß sich angesichts des relativ weit fortgeschrittenen Standes der brüterbezogenen Forschungsaktivitäten die Kostenschätzungen für die noch durchzuführenden Forschungsaktivitäten im Rahmen der üblichen Zuverlässigkeitsgrenzen von Projektionen bewegen.

Das Bruttonutzenelement ist in drei Analysen (II, 1. bis 3.) durch die Kostenersparnisse definiert, die sich durch die Betrachtung eines Stromversorgungssystems unter Einschluß des Schnellen Brutreaktors (SBR) gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR über einen längeren zukünftigen Zeitraum ermitteln lassen. Dabei weisen die beiden zu vergleichenden Stromversorgungssysteme einen relativ hohen Kernenergieanteil aus, der im Fall ohne SBR fast ausschließlich von der Leichtwasserreakorttechnologie ausgefüllt wird. Die Kostenersparnisse beruhen auf einem Kostenbegriff, der entweder auf den realen Kapital- und Materialeinsatz oder auf den Einsatz an finanziell-monetären Mitteln bei der unmittelbaren Stromerzeugung abstellt. Während die Zinsen für das während der Bauzeit eingesetzte Finanzkapital nur in einer ausgewerteten Analyse unberücksichtigt bleiben, sind die im Stromerzeugungsprozeß anfallenden Steuern aus der Abgrenzung der Stromerzeugungskosten generell ausgeschlossen.

Eine Analyse, die bereits Ende der 60er Jahre durchgeführt wurde (II,4.), hat die Bruttonutzengrößen unter Verwendung der wirtschaftstheoretischen Begriffe der Konsumenten- und Produzentenrente festgelegt und als einzige Analyse alternative Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Brüterbereich zum unmittelbaren Untersuchungsgegenstand gemacht. Die hier verwendete Nutzendefinition orientiert sich an der entsprechend der Wohlfahrtstheorie geforderten Berücksichtigung der Veränderungen in der individuellen Nutzenposition der durch die Brütereinführung Betroffenen. Als Betroffene gelten einerseits die Kraftwerkshersteller bzw. deren Kapitaleigner, die durch einen vermehrten Kraftwerksabsatz ihre Produzentenrente, d.h. ihren finanziellen Gewinn, unter der Voraussetzung einigermaßen gut funktionierender Wettbewerbsverhältnisse auf dem inländischen Reaktormarkt erhöhen können. Als Betroffene gelten andererseits auch die Stromabnehmer, die von dem auf dem gesamten Kraftwerksmarkt ge-

sunkenen Preisen profitieren, indem eine direkte Weitergabe dieser Investitionsverbilligung von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an die Stromabnehmer unterstellt wird. Die Stromabnehmer honorieren die Strompreisverbilligung außerdem mit einer verstärkten Stromnachfrage. Durch diese beiden Vorgänge kommt es zu einer Erhöhung der Konsumentenrente der Stromverbraucher. Es handelt sich hierbei um eine fiktive Größe, die sich aus der Multiplikation der zusätzlich nachgefragten Strommenge mit der Differenz zwischen dem tatsächlich bezahlten Strompreis und jenem - höheren - Preis ergibt, den die Stromverbraucher entsprechend der für sie unterstellten normalen Nachfragekurve bei verschiedenen niedrigeren Stromabgabemengen prinzipiell zu zahlen bereit wären.

Die Verwendung dieser aus Produzenten- und Konsumentenrente bestehenden Bruttonutzendefinition für empirische Zwecke setzt voraus, daß die für das Marktgeschehen unterstellten Modellannahmen auch in der Realität tatsächlich anzutreffen sind. Diese Annahmen können sicherlich nicht ohne eingehendere Prüfung für die Bundesrepublik Deutschland getroffen werden. Darüber hinaus dürfte die implizite Unterstellung dieses Modells, daß alle Stromabnehmer Stromendverbraucher mit Nutzenvorstellungen sind, die empirische Gültigkeit des Modells stark einschränken. Nicht zuletzt dürften die prinzipiellen Datenbeschaffungsschwierigkeiten und der hohe Rechenaufwand - eine relativ umfangreiche Sammlung von Vergangenheitsdaten ist für die Projektion der zukünftigen Daten unerläßlich - dazu geführt haben, daß in den zu späteren Zeitpunkten erstellten Kosten-Nutzen-Analysen zur Rechtfertigung des amerikanischen brüterbezogenen Forschungsprogramms dieser Ansatz für die Bruttonutzendefinition nicht weiter verfolgt wurde. Damit dürfte sich dieser Ansatz auch nicht ohne weiteres für eine empirische entscheidungsorientierte Analyse zur Brüterforschung in der Bundesrepublik Deutschland empfehlen.

Umweltbelastungen und sonstige negative Auswirkungen der einzelnen Stromerzeugungstechnologien werden in den vorliegenden kostennutzenanalytischen Berechnungen zur Rechtfertigung - der Fortsetzung - des staatlichen brüterbezogenen Forschungsprogramms höchstens sehr pauschal, überwiegend

nicht einmal in quantifizierter Form berücksichtigt. Für die anstehende Entscheidung über die Fortführung des brüterbezogenen Forschungsprogramms wird die Berücksichtigung der sozialen Kosten einerseits als nicht so dringlich erachtet. Andererseits ist aber auch die Situation bei den Ausgangsdaten (einschließlich gewichtiger methodisch-theoretischer Einzelprobleme) noch so ungesichert (siehe II,1.), daß eine gleichberechtigte Aggregation der sozialen Kosten mit den ökonomischen Kosten zur Quantifizierung eines umfassenden Nutzenbegriffs als noch verfrüht erscheint (siehe hierzu auch die Ausführungen weiter unten zur zweiten Kategorie von Kosten-Nutzen-Analysen).

Für die Bestimmung des dem Brüterforschungsprogramms zurechenbaren - ökonomischen - Bruttonutzens ist einerseits die Bestimmung der Stromnachfrage und damit des Kraftwerkszubaubedarfs (einschließlich Ersatzbedarf) innerhalb eines längeren zukünftigen Zeitraums ab dem technologisch möglichen Zeitpunkt der kommerziellen Einführung des SBR erforderlich. Hierfür werden Vergangenheitstrends unter unterschiedlich starker Berücksichtigung der Verursachungsfaktoren für eine generell erwartete Ausweitung der Stromnachfrage extrapoliert. Die gesamte Stromnachfrage wird als von der technologischen Kraftwerksstruktur unbeeinflußt unterstellt. Andererseits sind umfangreiche Berechnungen zur Ermittlung des Anteils unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien an der zukünftigen Stromerzeugungskapazität erforderlich. Hierfür wird ein Simulationsmodell für die Kraftwerksauswahl der Stromerzeugungsunternehmen herangezogen, das die Projektion von zahlreichen energiewirtschaftlichen Ausgangsgrößen erfordert. In der Regel wird von einem vorgegebenen Kernenergieanteil an der gesamten Zubaukapazität ausgegangen, unabhängig davon, ob der SBR eingesetzt wird oder nicht. Damit konkurriert der SBR in den verwendeten Simulationsmodellen vornehmlich nur mit dem Leichtwasserreaktor, zum Teil auch mit dem Hochtemperaturreaktor. Nur in einer Analyse (II,4.) wird durchgängig davon ausgegangen, daß sich mit dem SBR-Einsatz auch der gesamte Reaktoranteil an der neu zugébauten Kraftwerkskapazität erhöht.

Der mögliche zukünftige Einsatz von alternativen fortschrittlichen Stromerzeugungstechnologien z.B. auf der Basis der Sonnenenergie oder der Fu-

sion wird bei der Ermittlung der kraftwerkstypischen Anteile nur indirekt durch die Annahme beispielsweise einer verringerten Wachstumsrate des gesamten Stromversorgungssystems, das sich definitionsgemäß auf fossile und nukleare Kraftwerkstechnologien beschränkt, berücksichtigt. Allgemein wird davon ausgegangen, daß bis zu dem Zeitpunkt, bis zu dem die Kraftwerkszubauaktivitäten projiziert werden (überwiegend bis zu den 20er Jahren des 21. Jahrhunderts), diese zur Zeit noch im frühen Entwicklungsstadium befindlichen Stromerzeugungstechnologien noch nicht im größeren Maßstab angewendet werden dürften. Nur in der in II,1. ausgewerteten Studie werden alternative fortschrittliche Stromerzeugungstechnologien in einer zusätzlichen Überschlagsrechnung auch direkt bei der Bruttonutzenberechnung für das brüterbezogene Forschungs- und Entwicklungsprogramm berücksichtigt. Hierauf wird jedoch in der Auswertung nicht näher eingegangen. Eine direkte Gegenüberstellung der brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und der entsprechenden Forschungsaktivitäten zur Sonnenenergie oder Fusion auf der Grundlage der kostennutzenanalytischen Methode erfolgt in keiner der ausgewerteten Analysen.

Die Höhe des ökonomischen oder volkswirtschaftlichen Bruttonutzens des Brüterforschungsprogramms ist in den vorliegenden Analysen mit der Stromgestehungskostensparnis als Bruttonutzendefinition vor allen abhängig von dem Umfang, in dem der SBR andere Stromerzeugungstechnologien bei - überwiegend - gegebener Größe des gesamten Stromversorgungssystems substituiert, sowie von dem einzelwirtschaftlichen Kostenvorteil des SBR gegenüber direkt konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien. In dem in II,1. dargestellten Analysekonzept erhöht sich der Bruttonutzen des Brüterforschungsprogramms zusätzlich dadurch, daß durch den Einsatz der Brütertechnologie die insgesamt auf dem amerikanischen Markt nachgefragte Uranmenge zurückgeht und somit auch der Uranpreis sinkt, so daß bei den gleichzeitig mit dem Schnellen Brutreaktor in Betrieb befindlichen Leichtwasserreaktoren ein relativer einzelwirtschaftlicher Kostenvorteil gegenüber den Leichtwasserreaktoren in einem Stromversorgungssystem ohne SBR wegen der verringerten Brennstoffkosten zum Tragen kommt.

Von Analyse zu Analyse wird mit unterschiedlichen Annahmen über die Ausgangsdaten gearbeitet, deren Relationen - und nicht deren absolute Höhe - vor allem für die Gesamthöhe des dem brüterbezogenen Forschungsprogramms zurechenbaren Bruttonutzens ausschlaggebend sind. Die "äußeren" Phasen der nuklearen Brennstoffzyklen wie Stilllegung der kerntechnischen Anlagen, Wiederaufarbeitung und Endlagerung des abgebrannten Brennstoffs wurden teilweise berücksichtigt. Der Quantifizierung der hierdurch bedingten ökonomischen Kosten wurde jedoch keine besonders große Aufmerksamkeit gewidmet. Unterschiede in den quantifizierten Berechnungsergebnissen von einer Analyse zur anderen erklären sich u.a. auch durch unterschiedliche theoretisch-methodische Ansätze für die Definition des Bruttonutzens und damit auch der Diskontierungsrate. Eine hervorragende Bedeutung kommt der Auswahl des numerischen Werts für die Diskontierungsrate zu. Eine Übereinstimmung über die Höhe der in die Analyse einzusetzenden Diskontierungsrate scheint auch nach längerer wissenschaftlicher Auseinandersetzung nicht zu erzielen zu sein. In unterschiedlich großem Umfang wird zur Berechnung des Bruttonutzens auch innerhalb einer Analyse die Unsicherheit über zukünftige wirtschaftliche Daten durch die gleichzeitige Verwendung unterschiedlicher Datenkombinationen berücksichtigt (Sensitivitätsanalysen). Auch hier kann kein endgültiger Nachweis für die Richtigkeit des einen oder anderen Satzes zukunftsbezogener Daten geführt werden. Dafür sind zu viele Einzelannahmen notwendig, die sich über einen Projektionszeitraum von bis zu 80 Jahren erstrecken.

Das Ende des Betrachtungszeitraums für die Ermittlung der Bruttonutzenelemente erscheint teilweise als etwas willkürlich. Der Zeitraum, über den das amerikanische Stromversorgungssystem in den ausgewerteten Analysen vorwiegend betrachtet wird, erstreckt sich bis zum Jahre 2020 oder 2025 und wird in einigen Analysen ergänzt um die restliche Betriebsdauer (maximal 30 Jahre) aller bis zum Jahr 2020 bzw. 2025 fertiggestellten Kraftwerke. Da der Schnelle Brutreaktor seinen Brennstoffkostenvorteil, der gegebenenfalls auch noch den Kapitalkostennachteil des SBR gegenüber dem LWR kompensieren muß, erst im Laufe seines Betriebs geltend machen kann, wird durch diese Wahl eines "auslaufenden" Betrachtungszeitraums der dem Brüterforschungsprogramm zurechenbare Bruttonutzen teils bewußt, teils un-

bewußt erhöht. Allerdings ist zu beachten, daß bei gegebener positiver Diskontierungsrate Zahlenwerte, die etwa 50 Jahre und mehr vom Analysezeitpunkt und damit von der gemeinsamen Bezugsbasis entfernt sind, nur noch mit einem relativ geringen Gewicht in das Gesamtergebnis eingehen.

Von besonderem Interesse ist, wie in den Analysen zur Rechtfertigung des staatlichen brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaufwands im geplanten Umfang und Zeitablauf die jeweiligen quantitativen Analyseergebnisse interpretiert werden. Die Analysefragestellung, ob das Forschungsprogramm wie geplant fortgesetzt werden soll, wird bejaht, wenn die für verschiedene Ausgangsannahmen durchgeführten Berechnungen überwiegend einen positiven Nettonutzen erwarten lassen (II,1.). Allerdings wird dafür plädiert, der endgültigen Entscheidung über den Einsatz des Schnellen Brutreaktors eine weitere Kosten-Nutzen-Analyse mit exakteren Zahlen vorzuschalten.

In einer weiteren Analyse (II,2.) wird besonders hervorgehoben, daß die Entscheidung über die kommerzielle Einführung des Schnellen Brutreaktors auch bei hoher Mittelzuwendung für die Weiterführung des brüterbezogenen Forschungsprogramms noch völlig offengehalten werden kann. Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand wird als eine Art Versicherungsprämie zur Verhinderung eines noch größeren Verlusts (= berechneter Bruttonutzen des brüterbezogenen Forschungsprogramms) interpretiert, der dann eintreten würde, wenn in der Zukunft weder die Brütertechnologie noch irgendeine andere fortschrittliche Stromerzeugungstechnologie zur Befriedigung einer, wie unterstellt, zukünftig wachsenden Stromnachfrage zur Verfügung stehen.

Die Frage nach der Berechtigung der geplanten raschen Entwicklung des SBR wird in der Analyse verneint (II,3.), in der nicht mit einem deutlichen einzelwirtschaftlichen Vorteil der Brutreaktortechnologie bereits kurz nach dem kommerziellen Einführungsdatum gerechnet und damit eine Bruttonutzengröße ermittelt wird, die in der Mehrzahl der betrachteten Varianten - absolut betrachtet - niedriger ist als der insgesamt noch verbleibende Kostenbetrag bis zum erfolgreichen Abschluß der brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. In diesem Fall wird zu-

mindest für eine zeitliche Streckung des Brüterforschungsprogramms und damit der staatlichen Aufwendungen plädiert. Wenn sich, so wird argumentiert, in einer späteren Entwicklungsphase des SBR zeigen sollte, daß der SBR gegenüber dem Leichtwasserreaktor oder gegenüber parallel noch zu entwickelnden modernen Stromerzeugungstechnologien z.B. auf Sonnen- oder Fusionsbasis endgültig nicht einzelwirtschaftlich konkurrenzfähig ist, müsse nur ein relativ geringerer brüterbezogener Forschungs- und Entwicklungsaufwand abgeschrieben werden, als wenn das Forschungsprogramm in relativ gedrängter Form durchgeführt würde.

Damit kommt keine der drei erwähnten Studien, die sich praktisch ausschließlich mit der kostennutzenanalytischen Behandlung der bisher geplanten relativ raschen Fortsetzung des Brüterentwicklungsprogramms befassen, zu dem Schluß, daß auf das Brüterprogramm zugunsten einer staatlichen Förderung alternativer fortschrittlicher Strom- bzw. Energieerzeugungstechnologien völlig verzichtet werden sollte. Allerdings würde der gewählte Quantifizierungsansatz bzw. der Verzicht auf ähnliche Berechnungen für alternative Strom- oder Energieerzeugungstechnologien diese Schlußfolgerung auch nicht belegen können. Aber auch in der Analyse (II, 4.), die - allerdings mit einer deutlich abweichenden Definition des Bruttonutzens - alternative Programmvorhaben in einen direkten kostennutzenanalytischen Vergleich einbezieht (Substitution oder Ergänzung des Forschungsprogramms für den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor durch andere Brutreakortypen), wird diese Empfehlung nicht abgegeben. Durch einen Verzicht auf die bereits seit längerem verfolgte Entwicklungslinie müßten eigentlich die bereits vor dem Analysezeitpunkt getätigten Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen als zusätzliche Kosten dem neuen Forschungsschwerpunkt angerechnet werden, die dann u.U. dessen volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit zunichte machen würden.

Durch einen Verzicht auf die Brüterentwicklungslinie würde auch das Risiko begründet, daß - abgesehen von der möglicherweise ermittelbaren weniger positiven Nutzen-Kosten-Relation - andere neue Stromerzeugungstechnologien nicht rechtzeitig zur Verfügung stehen und sich damit das Produktionsniveau in der Volkswirtschaft infolge des zu geringen Stromangebots

relativ verringert. Aber auch eine vor jeglicher Verausgabung von brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsmitteln durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse wäre auf dieselben Argumentationsschwierigkeiten bei einer aus dem quantitativen Ergebnis abgeleiteten Empfehlung eines Verzichts auf das Brüterprogramm gestoßen. Außerdem wären bei einer in einem so frühen Stadium durchgeführten Analyse die Schwierigkeiten der zuverlässigen Datenbeschaffung noch weitaus größer gewesen.

4. Ergebnisse der Auswertung empirischer Kosten-Nutzen-Analysen zur Auswahl der gesamtgesellschaftlich optimalen Stromerzeugungstechnologie

In der zweiten Kategorie von Kosten-Nutzen-Analysen (II,5. und 6.) geht es um die Fragestellung, welcher von alternativ einsetzbaren Stromerzeugungstechnologien unter Berücksichtigung auch von Auswirkungsaspekten, die über das Kriterium der ökonomischen Kosten hinausgehen, bei der Errichtung von neuen Kraftwerkskapazitäten der Vorzug zu geben ist. Nur die eine Studie (II, 5.) berücksichtigt in einer fortgeschriebenen Fassung auch die nicht-ökonomischen oder sozialen Kosten des SBR neben den sozialen Kosten der Kohle-, Gas- und Leichtwasserreaktor-Technologie. Die andere Studie, die einen praktisch identischen Analyseansatz verfolgt (II,6.), beschränkt sich zwar auf den Kohlekraftwerk-Leichtwasserreaktor-Vergleich. Sie wurde aber in diese Auswertung aufgenommen, da sie als einzige der hier ausgewerteten Analysen versucht, negative nicht-ökonomische Auswirkungen sowohl des Normalbetriebs als auch von massiven Störfällen im Kernenergiebereich in den Quantifizierungsansatz zu integrieren. Die bei diesem Analyseansatz gewonnenen Erkenntnisse über die Möglichkeiten der Quantifizierung sozialer Kosten im Kernenergie- bzw. Brüterbereich lassen sich auch auf die Möglichkeiten der Berücksichtigung entsprechender Auswirkungsaspekte in der zuerst behandelten Kategorie brüterbezogener Kosten-Nutzen-Analysen übertragen.

Das Bruttonutzenelement braucht bei diesem kostennutzenanalytischen Ansatz nicht gesondert quantifiziert zu werden, da unterstellt wird, daß alle in die Analyse einbezogenen Stromerzeugungstechnologien denselben

ökonomischen Bruttonutzen in Form der erzeugten Strommenge bzw. der durch diese Strommenge ermöglichten sonstigen Produktions- und/oder Konsumaktivitäten in der Volkswirtschaft hervorrufen. Dementsprechend erfolgt der kostennutzenanalytische Vergleich verschiedener Stromerzeugungstechnologien letztlich ausschließlich anhand eines quantifizierten relativ weit gefaßten Kostenbegriffs. Insofern beispielsweise für den SBR eine geringere Kostensumme als für eine konkurrierende Stromerzeugungstechnologie festgestellt wird, kann dieser Minderbetrag zugleich als Nettonutzen des SBR gegenüber dieser anderen Stromerzeugungstechnologie interpretiert werden.

Die Quantifizierungsbemühungen konzentrieren sich bei diesem Analyseansatz folglich auf die Ermittlung der ökonomischen oder internen Kosten (Kapital-, Brennstoff-, Betriebs- und Instandhaltungskosten) einerseits und der sozialen Kosten oder sonstigen negativen Auswirkungen andererseits. Sonstige positive Auswirkungen oder Nutzengrößen werden nicht berechnet, obwohl ihre Ermittlung und Saldierung mit den sozialen Kosten grundsätzlich für methodisch und inhaltlich möglich und wünschenswert gehalten werden. Alle Kostengrößen sind zunächst auf ein bestimmtes Jahr, z.B. zu Beginn der 80er Jahre, und auf eine standardisierte Jahresproduktion eines 1000-MW_e-Kraftwerks bezogen. Die Kosten je Kilowattstunde Strom stellen die Einheit dar, in der das Berechnungsergebnis letztlich präsentiert wird. Sie ergeben sich durch die Division der einem Jahr zurechenbaren Kosten durch die jährliche Stromproduktionsmenge, die sich bei gegebener Arbeitsausnutzung unmittelbar aus der Leistungskapazität eines Kraftwerks ergibt.

Die beiden ausgewerteten Analysen zeichnen sich dadurch aus, daß sie die Kosten der verschiedenen Stufen des gesamten Brennstoffzyklus, von der Rohstoffgewinnung bis zur Endlagerung, zum Teil einschließlich der Stilllegung von kerntechnischen Anlagen, detailliert diskutieren. Das Hauptinteresse beider Studien richtet sich weniger auf die Präsentation "endgültiger" quantitativer Ergebnisse als auf die Entwicklung eines generellen, konsensfähigen Analyseschemas vor allem für die Quantifizierung der sozialen Kosten.

Die Berechnung der ökonomischen Kosten je Kilowattstunde geht von den durch die Stromproduktion einer Kraftwerksanlage innerhalb eines Jahres insgesamt verursachten finanziellen Aufwendungen aus. Aufwendungen, die in einem früheren oder späteren Zeitraum anfallen, werden durch die Berücksichtigung einer im Durchschnitt dreißigjährigen Betriebsdauer einer Anlage und durch das Einsetzen einer Diskontierungsrate auf den Wert des betrachteten Jahres umgerechnet. Staatliche Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen für die betreffende Stromerzeugungstechnologie wurden in keinem Fall - weder bei den ökonomischen noch bei den sozialen Kosten - berücksichtigt. Zins- und Steueraufwendungen sind bei der einen Analyse (II,5.) expliziter Bestandteil der ökonomischen Kosten. Bei der anderen Analyse (II,6.) sind zumindest die Zinsaufwendungen in den Berechnungen berücksichtigt worden. Da in den beiden vorliegenden Analysen die ökonomischen Kosten der Stromerzeugung mittels der Brütertechnologie nicht quantifiziert werden, wird auf die grundsätzliche Vorgehensweise bei der Berechnung der ökonomischen Kosten in der Auswertung nur in relativ geringem Umfang eingegangen.

Die sozialen Kosten werden über eine längere Verursachungskette in der Regel zunächst in unterschiedlichen physisch-konkreten Größen erfaßt (z.B. man-rem, Todesfälle, Krankheitsfälle) und unter Hinzuziehung eines monetären Werts je physischer Schadenseinheit in einen monetären Ausdruck transformiert. Gesundheitliche Beeinträchtigungen werden zum Teil vorher noch einheitlich in der physisch-konkreten Größe "verlorene Manntage" ausgedrückt. Das mit diesen Berechnungen angestrebte Ziel, die sozialen Kosten einer Stromerzeugungstechnologie untereinander und schließlich auch mit den ökonomischen Kosten der Technologie aggregierbar zu machen, stößt noch auf erhebliche grundsätzliche Schwierigkeiten, die sowohl im Bereich der kostennutzenanalytischen Methode als auch im Datenbeschaffungsbereich liegen, wobei sich diese beiden Problembereiche häufig nicht eindeutig voneinander trennen lassen. Daher muß der Versuch, die sozialen Kosten in einem kostennutzenanalytischen Ansatz für die vergleichende Beurteilung von Stromerzeugungstechnologien zu berücksichtigen, als noch im wissenschaftlich-methodischen Experimentierstadium befindlich beurteilt werden.

Im folgenden werden die Hauptanalyse-schritte bei der Ermittlung der monetarisierten sozialen Kosten für die Kern- bzw. die Brütertechnologie in allgemeiner Form erläutert. Es sei noch einmal darauf hingewiesen, daß nur in der einen Analyse (II,5.) entsprechende Quantifizierungen auch für den Brennstoffzyklus des SBR vorgenommen wurden. In den vorliegenden Darstellungen dieser Analyse wird jedoch nicht die Frage behandelt, ob und inwieweit bei der Brütertechnologie im Vergleich zu den sozialen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie andere bzw. zusätzliche Auswirkungsbereiche oder Indikatoren zu berücksichtigen seien.

Die Auswahl der Auswirkungsbereiche, für die soziale Kosten berechnet werden, umfaßt in erster Linie den Bereich "Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit und Sicherheit" durch den normalen Ablauf der zur Stromerzeugung notwendigen Aktivitäten im gesamten Brennstoffkreislauf. In der einen Analyse (II,5.) wird als weiterer eigenständiger Auswirkungsbereich auch die "Beeinträchtigung der Umweltmedien Luft, Wasser und Boden" durch den normalen Ablauf der Brennstoffzyklusaktivitäten berücksichtigt. Während diese zweite Kategorie vornehmlich eine Vorstufe für die erstgenannte Auswirkungskategorie darstellt, gehen in die erstgenannte Kategorie auch nicht über das Medium Umwelt zustande kommende Schädigungen ein wie beispielsweise auf technisches oder menschliches Versagen zurückzuführende Betriebsunfälle, die jedoch als von den spezifischen Eigenschaften der jeweiligen Stromerzeugungstechnologie unabhängig betrachtet werden. Über die Umweltmedien zustandekommende Schädigungen werden nur im Hinblick auf den Menschen erfaßt, obwohl Fauna, Flora oder von Menschen geschaffene materielle Vermögensbestände ebenso als direkt "Betroffene" betrachtet werden könnten.

Als eine dritte relevante Auswirkungskategorie wird der "Verbrauch nicht erneuerbarer Rohstoffressourcen" in der einen Analyse (II,5.) berücksichtigt. Demgegenüber liegt bei der anderen Analyse (II,6.) ein weiterer Schwerpunkt neben den gesundheitlichen Auswirkungen des Normalbetriebs auf den Auswirkungen massiver Störungen im Ablauf des Brennstoffzyklus. Neben den durch menschliches oder technisches Versagen verursachten "Störfällen" kommen hier auch absichtlich herbeigeführte Stö-

rungen wie beispielsweise in Form der "Sabotage" und "Abzweigung von Plutonium" ins Blickfeld.

Sonstige Auswirkungsbereiche, die sich mit dem Oberbegriff "politisch-institutionelle Auswirkungen" zusammenfassen lassen, wurden in keiner der beiden ausgewerteten Analysen quantifiziert, aber in den ausführlichen Stellungnahmen zu der einen Analyse (II,6.) als unbedingt berücksichtigungswert beurteilt.

Die Auswahl und Quantifizierung der geeigneten Schadenskenngößen oder Schadensindikatoren in den jeweils berücksichtigten Auswirkungsbereichen ist mit großer Unsicherheit verbunden. Beispielsweise sind im Bereich der gesundheitlichen Auswirkungen zahlreiche, vor allem chemische, physikalische, meteorologische und biologische Wirkungsketten, die sich u.U. auch gegenseitig beeinflussen, vor dem Hintergrund der von anderen Quellen ausgehenden Schädigungen der menschlichen Gesundheit zu verfolgen. Die Dosis-Schadensfunktionen für niedrige Strahlenbelastungen werden mangels fehlender statistischer Erfassbarkeit beispielsweise aus der Beobachtung der Folgen hoher Strahlenbelastungen abgeleitet. Den Berechnungen der Auswirkungen von Schadstoffemissionen wird neben dem lokalen zugleich auch ein globales Ausbreitungsmodell zugrundegelegt.

Soweit aus den vorliegenden Quantifizierungen hervorgeht, können zur Abbildung des Auswirkungsbereichs "Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit und Sicherheit" folgende Indikatoren u.U. getrennt für zwei Betroffenenkreise, die im Brennstoffkreislauf beschäftigten Personen und die allgemeine Öffentlichkeit, bzw. getrennt nach strahlenbedingten und nicht-strahlenbedingten Schadensfällen, nebeneinander quantifiziert werden:

- Verletzungsfälle;
- Krankheitsfälle, u.U. gegliedert nach Krankheitsart und Dauer der Erkrankung;
- Todesfälle, akute und als Spätfolge;
- Erbschäden.

Es ist zu beachten, daß bei Verwendung derartiger Fallzahlen nicht berücksichtigt wird, ob beispielsweise ein älterer oder ein jüngerer Mensch, einer, der eine Erwerbstätigkeit ausübt oder einer, der sich schon im Rentenalter befindet, oder ein Erwerbstätiger mit hohem oder niedrigem Einkommen der jeweils Betroffene ist. D.h., jeder Todes- oder Krankheitsfall wird implizit als von diesen sozio-demographischen Merkmalen unabhängig unterstellt.

Bei der Erfassung der Schadensgrößen von massiven Störfällen treten zusätzliche methodische Schwierigkeiten auf. Denn bisher gibt es noch keine zuverlässigen Anhaltspunkte dafür, ob die hier relevanten Schadensgrößen, in erster Linie wiederum gesundheitliche Schäden, aber auch Schäden an der von Menschen geschaffenen materiellen Umwelt (einschließlich der Stromerzeugungsanlagen selbst) mit der Größe der installierten Anlagen bzw. mit der in diesen Anlagen erzeugten Strommenge korrelieren oder nicht. In der Analyse (II,6.) besteht der Schadensindikator für bestimmte Störfälle (Unfälle größeren Ausmaßes, Sabotage und Plutoniumabzweigung) in der Summe der insgesamt bei einem auslösenden Schadensereignis möglichen Auswirkungsgrößen, die jeweils mit den ihnen zugehörigen Wahrscheinlichkeiten (einschließlich der Eintrittswahrscheinlichkeit des auslösenden Ereignisses innerhalb eines bestimmten Zeitraums) multipliziert werden. Hierbei wird mit aus theoretischen Modellen abgeleiteten Wahrscheinlichkeiten operiert. In einigen Stellungnahmen zu dieser Analyse wird diese Vorgehensweise als sachlich nicht adäquat zurückgewiesen, weil sie die Risikoaversion der potentiell Betroffenen nicht in Rechnung stellt. Als Alternative bietet sich beispielsweise die Berücksichtigung der im ungünstigsten Fall eintretenden Schadenswirkung bei Personen und Gegenständen an.

Es zeigt sich, daß im Hinblick auf die Operationalisierung der Auswirkungsbereiche, die bei der Ermittlung der sozialen Kosten der Stromerzeugung im Vordergrund des Interesses stehen, sich nicht ein einheitliches Indikatorenschema gleichsam von selbst anbietet. Die zur Quantifizierung der

Indikatoren erforderliche Datenbasis speziell bei der Leichtwasserreakortechologie ist entweder umstritten oder unvollständig. Dies trifft erst recht auf die Brütertechnologie zu, deren soziale Kosten in der einen Analyse unter nicht näher erläuteter Modifizierung der Daten für den Leichtwasserreaktor quantifiziert werden.

Typischerweise werden die zunächst in unterschiedlichen physisch-konkreten Einheiten quantifizierten Gesundheitsindikatoren anschließend auf eine einheitliche Maßeinheit, Anzahl der verlorenen Manntage, bezogen. Dies erlaubt bereits eine Aggregation von einigen Teilindikatoren im gesundheitlichen Auswirkungsbereich und stellt damit eine partielle, auf Gesundheitsaspekte beschränkte Vergleichsbasis für verschiedene Stromerzeugungstechnologien her. Eine weitere Transformation der Indikatoren in monetäre Größen ist jedoch erforderlich, wenn darüber hinaus auch andere Auswirkungsbereiche in den Vergleich mit einbezogen werden sollen bzw. ein auf sozialen und ökonomischen Kosten zugleich beruhender Vergleich, wie im Falle der beiden hier ausgewerteten kostennutzenanalytischen Ansätze, angestellt werden soll.

Eine Diskussion über die Auswahl der geeigneten monetären Werte, die einer Einheit der ausgewählten physischen Schadensindikatoren zuzuordnen sind, findet in den vorliegenden Analysen praktisch nicht statt. Es wird lediglich zum Teil darauf hingewiesen, daß die jeweils verwendeten monetären Werte weniger etwas über den absoluten Wert des jeweiligen Schadens aussagen, z.B. über den Wert, den ein Gemeinwesen einem Menschenleben beimißt, als darüber, welche Zahlungsbereitschaft ein Gemeinwesen mit der Vermeidung dieses Schadens verknüpft. Zweifelsohne wirft gerade die monetäre Bewertung eines Verlusts oder einer partiellen Beeinträchtigung eines Menschenlebens Probleme auf, die sich zumindest einer allgemeinverbindlichen Lösung verschließen dürften. In den Stellungnahmen wird häufig darauf hingewiesen, daß die monetäre Bewertung des Verlusts eines Menschenlebens beispielsweise das Alter oder die beruflich-soziale Stellung der betroffenen Person berücksichtigen solle. Es fragt sich jedoch, ob - abgesehen von moralischen Implikationen einer unterschiedlichen Bewertung von Menschenleben - eine derartige Verfeinerung des Schätzansatzes in einer zukunftsorientierten Analyse überhaupt sinnvoll realisierbar ist.

Häufig wird die Empfehlung formuliert, jeder Benutzer einer Kosten-Nutzen-Analyse solle letztlich die ihm genehmen bzw. die seinen Wertvorstellungen entsprechenden monetären Werte je physischen Schadensindikator in die Berechnungen selbst einsetzen. Wenn der Versuch, methodisch einwandfreie Anhaltspunkte für die Bewertung von Menschenleben und auch anderer primär nicht über den Markt vermittelter Auswirkungsaspekte zu finden, endgültig als gescheitert angesehen werden muß ⁺⁾ , dann kann eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse zum SBR allein aus diesem Grund nicht mehr eine objektive Entscheidungsgrundlage darstellen. Sie wäre dann nur noch ein Instrument für die Darstellung der subjektiven Werthaltung von Analytikern, Entscheidungsträgern oder Betroffenen.

Die Diskontierung von in der Zukunft auftretenden Auswirkungsgrößen, die generell einen Hauptbestandteil des kostennutzenanalytischen Konzepts darstellt, ist bei der Quantifizierung der sozialen Kosten der Stromerzeugungstechnologien praktisch völlig vernachlässigt worden. In einen Indikator gehen mit jeweils dem gleichen Gewicht zu verschiedenen Zeitpunkten anfallende Teilgrößen ein, unabhängig davon, ob sie in dem Jahr der sie verursachenden Stromproduktion, wenige Jahre später oder womöglich erst fünfzig Jahre und noch später manifest werden. Bei den Auswirkungen der Kernenergie können jedoch gerade Spätfolgen eine gewichtige Rolle spielen. Grundsätzliche Fragen wie diejenigen, ob hier überhaupt diskontiert werden soll oder nicht, was die Diskontierungsrate bei den sozialen Kosten zum Ausdruck bringen soll, ob bei einer Diskontierung mit einer positiven Rate in Kauf genommen werden soll, daß Auswirkungen etwa 50 Jahre und mehr nach der für sie ursächlichen Stromproduktion praktisch unberücksichtigt bleiben würden, oder ob Auswirkungen, die spätere Generationen betreffen, mit Auswirkungen, die die heutige Generation betreffen, überhaupt in einem Indikator zusammengefaßt werden sollen, - alle diese und ähnliche Fragen sind in den vorliegenden Darstellungen der beiden ausgewerteten Analysen noch nicht einmal angesprochen worden.

⁺⁾ Zahlreiche Untersuchungen und Veröffentlichungen im Umfeld von empirischen Kosten-Nutzen-Analysen deuten darauf hin.

Die Frage der Aggregation der sozialen Kosten untereinander und schließlich auch mit den ökonomischen Kosten ist nicht nur davon abhängig, daß eine zufriedenstellende Monetarisierung aller in die Berechnung einbezogenen Schadensindikatoren gelingt, sondern auch davon, daß die Auswahl der Auswirkungsbereiche und der sie repräsentierenden Indikatoren einerseits überschneidungsfrei und andererseits vollständig ist. Vollständigkeit in dem Sinne kann auch schon erreicht sein, wenn alle im politischen Raum als bedeutsam angesehenen Auswirkungen berücksichtigt werden. Die politische Bedeutsamkeit einer bestimmten Auswirkung kann aber von einer politischen Gruppierung zur anderen variieren und zudem einem Wandel im Zeitablauf unterworfen sein. Die Möglichkeit eines derartigen Wandels im Sinne einer Verschiebung und Ergänzung von Werthaltungen oder Zielvorstellungen in einem Gemeinwesen oder in Teilen davon kann im Extremfall wiederum ein entscheidendes Hindernis dafür sein, daß eine Kosten-Nutzen-Analyse den an sie gestellten Anspruch der Allgemeinverbindlichkeit einzulösen imstande ist.

Im Hinblick auf die Aggregation stellt sich auch die Frage, ob der eine Auswirkungsbereich und/oder der eine Indikator in einem Auswirkungsbereich mit einem stärkeren Gewicht in das Gesamtergebnis eingehen soll als ein anderer Auswirkungsbereich oder Indikator. Antworten hierzu lassen sich allerdings nicht losgelöst von der Frage der Zuordnung monetärer Werte zu den einzelnen berücksichtigten Indikatoren formulieren. Aber auch hierauf wird in den ausgewerteten Analysen nicht eingegangen.

Angesichts der zahlreichen methodischen und datenbezogenen Unsicherheiten bei der Berechnung der sozialen Kosten von Stromerzeugungstechnologien halten es mehrere Kritiker der einen Studie zum Kohlekraftwerk-Leichtwasserreaktor-Vergleich (II,6.) für äußerst bedenklich, wenn nicht sogar für irreführend, derart unsichere Zahlen in einem scheinbar vollständigen Analyserahmen zusammenzuführen, da Quantifizierungen stets eine von ihren Entstehungsbedingungen losgelöste Suggestivkraft ausüben. Vor dem Hintergrund dieser massiven Kritik dürfte es zumindest übereilt sein, der von den Autoren der anderen Studie (II,5.) gezogenen Schlußfolgerung vorbe-

haltlos beizupflichten, daß die Berechnung der sozialen Kosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien zeige, wie niedrig die sozialen Kosten im Vergleich zu den ökonomischen Kosten seien und ihnen deshalb weniger Entscheidungsrelevanz beigemessen werden solle, als dies bisher der Fall gewesen sei.

Für die Suche nach einer geeigneten stromversorgungspolitischen Strategie auf nationaler Ebene wird das auf der Quantifizierung der ökonomischen und sozialen Kosten einzelner Stromerzeugungstechnologien beruhende Analysekonzept von mehreren Kritikern jedoch als völlig verfehlt betrachtet, da es in Wirklichkeit nicht darum gehe, ob beispielsweise nur eine bestimmte Kernstromtechnologie im Stromversorgungssystem zum Einsatz kommen soll, sondern darum, welche Zusammensetzung aus verschiedenen Energieträgern bzw. Stromerzeugungstechnologien die gesamtwirtschaftlich und gesamtgesellschaftlich vorteilhafteste ist.

Für die Entscheidung eines Stromversorgungsunternehmens wiederum, ob an einem vorgegebenen Standort dieser oder jener Kraftwerkstyp errichtet werden soll, wurden die bisher in die Analyse einbezogenen Auswirkungskategorien als nicht genügend vielfältig und differenziert bezeichnet. In diesem Fall, so die Kritiker, müßten weitaus mehr lokal bedeutsame Auswirkungen auf die natürliche und gesellschaftliche Umwelt berücksichtigt werden.

Abschließend zu dieser Diskussion haben die Autoren der Analyse den Wert ihres Quantifizierungsansatzes damit verteidigt, es ließen sich auf diese Weise für die sozialen Kosten alternativer Stromerzeugungstechnologien Koeffizienten bilden, die sich in eine für grundsätzliche energiepolitische Fragestellungen geeignete Analyseform integrieren ließen. Die Autoren der Analyse haben dabei vermutlich an ähnliche Ansätze gedacht, wie sie in den Analysen entsprechend Teil II, Abschnitte 1. bis 4. zur Rechtfertigung der brüterbezogenen Forschungsprogramme entwickelt wurden. Jedoch zeigt die vorliegende Darstellung von zwei möglichen brüterbezogenen kostennutzenanalytischen Grundkonzepten, daß sowohl ein zufriedenstellender übergreifender Systemansatz für die Gegenüberstellung aller Vor-

und Nachteile des Einsatzes des SBR als auch ein einigermaßen zufriedenstellender Ansatz allein für die Quantifizierung der sozialen Kosten des SBR noch längst nicht vorhanden sind.

5. Schlußfolgerungen aus den ausgewerteten empirischen Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergie- bzw. Brüterbereich

Die Auswertung der amerikanischen kostennutzenanalytischen Untersuchungen zur Förderung und Einführung des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors hat gezeigt, daß hier zwei unterschiedliche methodische Ansätze für zwei grundsätzlich verschiedene Fragestellungen zur Ermittlung der Brütervor- und -nachteile vorliegen. Während der eine kostennutzenanalytische Ansatz die Frage nach der Vorteilhaftigkeit einer Fortführung des brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms im geplanten Rahmen behandelt, will der andere Ansatz die Frage klären, ob der SBR oder eine andere Stromerzeugungstechnologie bei der Errichtung von neuen Stromerzeugungskapazitäten vorzuziehen ist.

Die diesen beiden Fragestellungen entsprechenden Analysekonzepte haben jeweils nur einen begrenzten Aussagebereich und sind deshalb weder allein noch zusammen geeignet, die Ansicht zu unterstützen, alle im Hinblick auf den SBR, vor allem auf übergeordneter politischer Ebene, anstehenden Probleme und zu treffenden Entscheidungen ließen sich auf diese Weise wissenschaftlich eindeutig klären. So geben beispielsweise beide Ansätze keine Antwort auf die Frage, ob und in welchem Umfang die Brütertechnologie in einer Volkswirtschaft eingesetzt werden soll. Einzelheiten der beiden Ansätze lassen zudem erkennen, daß selbst die mit der jeweiligen analytischen Vorgehensweise zulässigerweise verbindbaren Fragestellungen auf der Basis methodisch unterschiedlicher und nicht ohne weiteres sofort einleuchtender Details beantwortet werden. Deshalb ist die prinzipielle Aussagekraft der vorliegenden empirischen Analysekonzepte für den Brutreaktorbereich als stark begrenzt anzusehen.

Beide Analysekonzepte erfordern eine Vielzahl von Datenannahmen, für die nur zum Teil direkt auf für die Vergangenheit empirisch ermittelte Zahlen zurückgegriffen werden kann. Da darüber hinaus nur wenige Daten, die für eine brüterbezogene Kosten-Nutzen-Analyse in einer ganz bestimmten aufbereiteten Form benötigt werden, anderen Veröffentlichungen direkt zu entnehmen sind, sind die Ausgangszahlen und die auf sie angewandten weiteren Berechnungsschritte nicht nur im einzelnen zu dokumentieren, sondern auch verbal zu begründen.

Damit sind nicht nur für die Fragestellung der brüterbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse, ihr entscheidungsbezogenes methodisches Grundkonzept und für Einzelheiten der methodischen Vorgehensweise, sondern auch für die Auswahl der Ausgangsdaten und ihre Weiterverarbeitung eine ausführliche verbale Erläuterung und Begründung unerlässlich. Da in den ausgewerteten Analysen diese Forderung längst nicht genügend eingehalten wurde, ist ihre Verständlichkeit als relativ gering zu beurteilen. Gerade weil der Interessenschwerpunkt bei einer Kosten-Nutzen-Analyse auf einer möglichst knappen quantitativen Gesamtdarstellung eines komplexen Sachverhalts beruht, Ergebniszahlen aber faktisch nicht von ihrem Entstehungszusammenhang gelöst werden können, darf auf eine verbale Interpretation der analytischen Vorgehensweise nicht verzichtet werden.

Die ausgewerteten Analysen lassen zudem erkennen, daß methodische und datenbezogene Einzelfragen letztlich dann am zufriedenstellendsten gelöst werden, wenn hiermit eine mit vielfältigem Sachverstand ausgestattete Projektgruppe beauftragt ist und wenn womöglich auch einer breiteren Fachöffentlichkeit die Möglichkeit gegeben wird, zu den vorläufigen Ergebnissen einer empirischen Kosten-Nutzen-Analyse Stellung zu nehmen. Es darf aber letztlich nicht übersehen werden, daß bei Analysen, die auf zukünftige Entwicklungen und Tatbestände abstellen, nur selten eine einheitliche Meinung von Experten, die sich in denselben quantitativen Zukunftsprognosen ausdrückt, erwartet werden kann.

Die Ergebnisse der für die amerikanischen Verhältnisse erstellten Studien lassen sich grundsätzlich nicht auf die Situation der Bundesrepublik Deutschland übertragen. Sie sind einerseits davon abhängig, mit wel-

chen regionalspezifischen Ausgangsdaten die entsprechend der jeweiligen Fragestellung abgegrenzten Kosten- und Nutzenelemente quantifiziert wurden (z.B. gesamt- und elektrizitätswirtschaftliche Prognosen über einen Zeitraum von rund 50 Jahren und mehr). Andererseits spielt hier eine Rolle, welcher Stand in den verschiedensten wissenschaftlichen Disziplinen hinsichtlich der adäquaten Abbildungsmöglichkeit ökologisch, gesundheitlich und institutionell-politisch relevanter Auswirkungen alternativer Stromerzeugungstechnologien bereits erreicht ist. Der bisher vorhandene diesbezügliche Wissensstand ist jedoch als wenig zufriedenstellend zu bezeichnen. Für ähnliche empirische Analysen für die Verhältnisse der Bundesrepublik Deutschland ist daher noch erhebliche, zum Teil sogar grundlagenorientierte Forschungsarbeit zu leisten.

Die Erfassung der negativen nicht direkt ökonomischen (= sozialen) Auswirkungen des Brutreaktors in einem einigermaßen kohärenten Analyserahmen ist mit großen, zunächst noch im technisch-naturwissenschaftlichen Bereich liegenden, Erfassungsproblemen verbunden. Die weitgehend auch noch für die Leichtwasserreaktor-Technologie geltenden Ungewißheiten bei der Erfassung negativer sozialer Auswirkungen lassen verbindliche Schätzungen für den SBR erst recht als verfrüht erscheinen. Für die Erfassung der positiven sozialen Auswirkungen des Brutreaktors (z.B. geringere Importabhängigkeit) sind in den ausgewerteten Kosten-Nutzen-Analysen keine Meßansätze enthalten. Die überschneidungsfreie und zugleich lückenlose Auswahl der relevanten sozialen Auswirkungsaspekte und die nach dem ursprünglichen Selbstverständnis der Kosten-Nutzen-Analyse erforderliche Transformationen aller Auswirkungsaspekte in monetäre Größen, die anschließend zu einem Gesamtausdruck aggregiert werden können, sind ebenfalls Probleme, die speziell im Hinblick auf die Kernenergie und die Brütertechnologie noch weit von einer im wissenschaftlichen und damit nach Möglichkeit auch im gesellschaftlich-politischen Umkreis konsensfähigen Lösung entfernt sind.

Soll der Analyseansatz, der in den amerikanischen Analysen für die Auswahl der optimalen Stromerzeugungstechnologie unter gleichzeitiger Berücksichtigung ökonomischer und sozialer Aspekte entwickelt wurde, auf

die Verhältnisse der Bundesrepublik Deutschland angewandt werden, sind die von amerikanischen Kritikern dieses Ansatzes geäußerten Bedenken zu berücksichtigen. Sie betrachten diesen Ansatz als ungeeignet für die staatliche energiepolitische Entscheidung über bzw. Empfehlung für die technologische Struktur der gesamten Kraftwerkszubaukapazität für eine größere Region und für einen längeren zukünftigen Zeitraum. Denn bei der konkreten Entscheidung über neu zu errichtende Kraftwerke könne es heute und in Zukunft nicht darum gehen, nur auf einen Kraftwerkstypus zu setzen, sondern es müsse stets ein Gemisch von mehreren Kraftwerkstypen gleichzeitig zugebaut werden. Wie ein für diese Fragestellung geeigneter kosten-nutzenanalytischer Ansatz auszusehen hätte, wird von den Kritikern des vorliegenden Analyseansatzes nicht weiter ausgeführt. Tatsächlich dürfte es nicht so leicht sein, einen Ansatz vorzuschlagen, der die Fehler des vorliegenden Analyseansatzes vermeidet und gleichzeitig einen nicht zu hohen Berechnungsaufwand erfordert.

Damit kann eine auf eine Kraftwerksanlage (mit ihren Anteilen an den anderen Stufen des Brennstoffzyklus) zentrierte vergleichende Kosten-Nutzen-Analyse letztlich nur eine Vorstufe für einen umfassenderen Analyseansatz für die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit des Einsatzes der Brütertechnologie zur Stromerzeugung darstellen. Denn auch die in den vorliegenden Analysen unterstellte Proportionalität einzelner ökonomischer Kostengrößen untereinander (z.B. Frage der Auslastung einer Wiederaufbereitungsanlage) und der sozialen Kosten gegenüber den ökonomischen Kosten insgesamt (z.B. kumulative Effekte bei gesundheitlichen Auswirkungen) dürfte letztlich nur punktuell gültig sein.

Der Analyseansatz, der zur Unterstützung der Entscheidung über eine Fortführung des amerikanischen brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms entwickelt wurde, wird in seinen Grundformen offensichtlich allgemein akzeptiert. Er wäre deshalb auch grundsätzlich auf die Situation in der Bundesrepublik Deutschland anwendbar. Zumindest vorläufig dürfte hier aber nur eine Konkretisierung der ökonomischen Kosten- und Nutzelemente in Frage kommen, die sich ohne weitere wirtschaftstheoretisch begründbare Berechnungsschritte an der einfachen Abbildung konkreter öko-

nomischer Vorgänge in finanziellen Größen orientiert (Kosten: Aufwendungen für das brüterbezogene Forschungs- und Entwicklungsprogramm; Nutzen: ersparte Aufwendungen in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR). Auf eine direkte additive Berücksichtigung weiterer nicht direkt ökonomischer Auswirkungsaspekte müßte bei diesem Analyseansatz sicherlich in nächster Zukunft noch verzichtet werden, da hier, wie weiter oben bereits dargelegt, noch zu viele einzelfachwissenschaftliche Erkenntnis- und Datenbeschaffungsprobleme ungelöst sind.

Es darf bei diesem Analyseansatz jedoch nicht übersehen werden, daß auch er noch einige, durchaus gewichtige, methodische Detailprobleme aufweist, für die in den vorliegenden empirischen Analysen keine einheitliche Lösung angeboten wird. Dies betrifft in erster Linie die inhaltliche und zeitliche Abgrenzung sowie die Interpretation der Kostengrößen, die der Berechnung des ökonomischen Bruttonutzens zugrundeliegen, und damit auch die Auswahl der Diskontierungsrate. Je nach dem, welche methodischen Einzelentscheidungen hier getroffen werden, wird hierdurch das numerische Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse im Sinne eines größeren oder kleineren oder womöglich sogar negativen Nettonutzens beeinflusst. Insbesondere darf der gegenläufige Einfluß einer positiven Diskontierungsrate von etwa 5 % und mehr auf die Ausdehnung des Projektionszeitraums für die Nutzenberechnung nicht außer acht gelassen werden: Je später im Zeitablauf die Nutzelemente anfallen und je höher die Diskontierungsrate ist, mit einem umso geringeren Gewicht gehen die einzelnen Nutzelemente in das Gesamtergebnis ein. Hier werden prinzipielle Grenzen des kostennutzenanalytischen Konzepts sichtbar, das primär für die Analyse eines Einzelprojekts mit einer relativ konkret im voraus abschätzbaren technischen Lebensdauer entwickelt wurde.

Die numerische Größe der Nutzenseite ist bei diesem in den USA entwickelten Analyseansatz nicht zuletzt davon abhängig, in welchem Umfang der SBR möglichst schon kurz nach dem Abschluß der Brüterentwicklungsarbeiten bzw. nach dem Beginn seiner kommerziellen Einführung konkurrierende Stromerzeugungstechnologien verdrängt und gegenüber diesen einen einzelwirtschaftlichen Kostenvorteil aufweist. Sollte dies für die Bundesrepublik

Deutschland nicht so eindeutig prognostiziert werden können bzw. würde eine zu große zeitliche Diskrepanz zwischen der Verausgabung von Mitteln für die Brüterforschung und den erzielbaren Kostenersparnissen durch einen größeren Umfang des Brütereinsatzes entstehen, ergäben die Berechnungen aufgrund der angewendeten Diskontierungsmethode eine relativ niedrige Bruttonutzengröße, die u.U. noch nicht einmal den angefallenen Forschungsaufwand ausgleichen kann. Insoweit jedoch ein eigenentwickelter SBR womöglich ein bedeutsames Exportpotential und damit zusätzlich Wachstums- und Beschäftigungschancen für die Bundesrepublik Deutschland erschließt, bliebe dieser Aspekte aus der in diesem Ansatz vorgezeichneten ökonomischen Nutzenermittlung ausgeschlossen.

Die numerische Größe der Kostenseite dieses Ansatzes wird entscheidend dadurch bestimmt, zu welchem Zeitpunkt die empirische Kosten-Nutzen-Analyse in Relation zum zeitlichen Ablauf der brüterbezogenen Forschungsarbeiten durchgeführt wird. Denn entsprechend der in den ausgewerteten empirischen Analysen vertretenen These sollen hier grundsätzlich nur die noch nicht getätigten Forschungsaufwendungen berücksichtigt werden. Je später nach Beginn des Brüterforschungsprojekts die Analyse erstellt wird, umso geringer ist der auf der Kostenseite einzusetzende Aufwand. Insofern läßt sich das numerische Ergebnis der brüterbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse durch die entsprechende Wahl des Analysezeitpunkts geradezu "manipulieren". Werden aber auch die bereits verausgabten Forschungsgelder einbezogen, dann kann die Analyse keinen Beitrag mehr zu der Entscheidung leisten, ob das Forschungsprojekt wie geplant fortgesetzt werden soll. Sie erfüllt dann eher die Funktion einer Art Erfolgskontrolle.

Am besten wäre es also, wenn eine Kosten-Nutzen-Analyse vor Beginn des energietechnologischen Forschungsprojekts durchgeführt würde. Im Hinblick auf die Situation in der Bundesrepublik Deutschland ist jedoch festzuhalten, daß die brüterbezogenen Forschungsprojekte schon seit vielen Jahren durchgeführt werden und sich inzwischen in einer sehr fortgeschrittenen Entwicklungsphase befinden. Entsprechend dürfte eine Kosten-Nutzen-Analyse zu den brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zum jetzigen Zeitpunkt nur sinnvoll sein, wenn die Fortsetzung der Forschungsarbeiten mindestens zwei technologische Alternativen zuläßt, die signifi-

kante Unterschiede hinsichtlich der relevanten Größen auf der Kosten- und/oder Nutzenseite erwarten lassen. Diese Analyse sagte dann aber über den gesamtwirtschaftlichen Nutzen des Brüterprojekts insgesamt nichts Konkretes aus, sondern lediglich etwas über die relativen Vorteile der einen oder anderen Richtung innerhalb eines technologischen Grundkonzepts des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors. Eine Schlußfolgerung etwa, daß die brüterbezogenen Forschungsaktivitäten am besten abgebrochen werden sollten, kann, wie anhand der ausgewerteten empirischen Analysen gezeigt wurde, mit Hilfe des vorliegenden Analysekonzepts ohnehin nicht gezogen werden. Auf ähnliche Schwierigkeiten der fehlenden sachlogischen Stringenz würde auch eine vergleichende Kosten-Nutzen-Analyse stoßen, die die Nettovorteile einer Fortsetzung der brüterbezogenen Forschungsarbeiten gegenüber den Nettovorteilen von Forschungsaktivitäten zugunsten anderer alternativer Energietechnologien (z.B. Fusions- und Solartechnologien) abzuschätzen versuchte.

Eine vergleichende Kosten-Nutzen-Analyse, soweit sie nur noch nicht begonnene Forschungsprojekte zum Gegenstand hat, kann zwar grundsätzlich den Vorteil für sich verbuchen, daß es hierbei weniger auf die absolute Höhe des Nettonutzens der einzelnen betrachteten Projekte als auf die Relationen der verschiedenen Projekte hinsichtlich des Nettonutzens ankommt, so daß methodische Ungenauigkeiten, die alle analysierten Projekte in ähnlicher Weise treffen, nicht weiter beachtet zu werden brauchen. Problematisch sind derartige vergleichende Analysen jedoch, wenn sie sich auf technologische Projekte beziehen, die sowohl stark voneinander abweichende Gesamtkostengrößen aufweisen, als auch deren Kosten und damit auch deren kommerzielle Einsatzfähigkeit sowie der Beginn des Zeitraums, in dem der Nutzen anfällt, eine starke Streuung zwischen den betrachteten Projekten aufweisen. Insbesondere die Verwendung der monetären Forschungsaufwendungen als Kostenelemente und das Verfahren der Diskontierung könnte in diesem Fall zu methodisch besonders leicht anfechtbaren Ergebnissen führen.

Aus den angeführten vielfältigen Gründen erscheint somit eine Kosten-Nutzen-Analyse zum Zweck einer entscheidungsorientierten Rechtfertigung der brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsausgaben in der Bundesrepublik

Deutschland zum jetzigen Zeitpunkt als wenig gewinnbringend. Insbesondere darf von dem vorliegenden Analysekonzept nicht erwartet werden, es könne einen Beitrag zu der Fragestellung leisten, ob ein fertigentwickelter Brutreaktortyp generell für die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland freigegeben werden soll. Denn in diesem Fall kann die in den amerikanischen Analysen enthaltene Definition der Kostenseite (Höhe der noch zu verausgabenden brüterbezogenen Forschungsmittel) keinesfalls beibehalten werden, da dann höchstens noch geringe spezifisch brüterbezogene Forschungsaktivitäten - z.B. für Sicherheitsaspekte - anfallen. Hinweise darauf, welche andere Kostendefinition sich in diesem Fall anbieten würde, sind in den ausgewerteten amerikanischen Analysen nicht enthalten.

Die Frage wiederum, welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen zu erwarten sind, wenn der SBR für einen längeren zukünftigen Zeitraum, z.B. bis zum Jahr 2030 oder 2050 überhaupt nicht zur Verfügung steht, kann ebenfalls nicht anhand des hier besprochenen Analyseansatzes beantwortet werden. In diesem Fall wäre es sachlich und methodisch nicht gerechtfertigt zu sagen, daß dann ein volkswirtschaftlicher Nettoverlust in Höhe der nicht realisierten brüterbezogenen Kostenersparnisse zu erwarten sei. Denn unabhängig davon, wieviel Geld und Zeit dann in diesem erheblichen Verzögerungsfall noch in den SBR vom Staat investiert würde, würden dann andere Forschungsarbeiten zur Entwicklung neuartiger Strom- oder Energieerzeugungstechnologien - u.U. auch verstärkt von privatwirtschaftlicher Seite - durchgeführt, die womöglich zu einem höheren Nettonutzen für die Volkswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland führen, als durch die verspätete Verfügbarkeit des SBR verloren geht. Es ist aber nach Sichtung der vorliegenden brüterbezogenen Kosten-Nutzen-Berechnungen eher zu bezweifeln, daß sich für diese hypothetische Fragestellung ein genügend differenzierter kostennutzenanalytischer Ansatz finden und mit einigermaßen zuverlässigen Zahlen ausfüllen ließe. Es darf ohnehin nicht vergessen werden, daß aus methodischen und prinzipiellen Datenbeschaffungsgründen sonstige Auswirkungsaspekte des SBR und anderer Energietechnologien neben den ökonomischen Kosten - zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt - nicht zufriedenstellend in ein umfassendes kostennutzenanalytisches Konzept integriert werden können.

T e i l II:

Auswertung ausgewählter empirischer
Kosten-Nutzen-Analysen im Kernenergiebereich,
speziell zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor

1. U.S. Energy Research and Development Administration, Final Environmental Statement, Liquid Metal Fast Breeder Reactor Program, December 1975 (ERDA-1535)
- 1.1 Entstehungszusammenhang und Verwendungszweck der Kosten-Nutzen-Analysen zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor als Teil des Environmental Statement

Die Kosten-Nutzen-Analyse zum Liquid Metal Fast Breeder Reactor (LMFBR) ist Teil eines breit angelegten Berichts der Atomic Energy Commission der Vereinigten Staaten von Amerika (USAEC) über das langfristige LMFBR-Programm der USA und die Chancen und möglichen Auswirkungen einer großtechnischen Einführung der Brutreaktortechnologie. Die Erstellung dieses Berichts wurde in einem Rechtsstreit vom Scientists' Institute for Public Information gegen die U.S. Atomic Energy Commission (AEC) durchgesetzt. Ein Appellationsgericht lehnte hierbei den Standpunkt der AEC ab, daß Umweltgutachten auf der gesetzlichen Grundlage des National Environmental Policy Act von 1969 (NEPA) nur bei Errichtung und Inbetriebnahme einzelner Anlagen erforderlich sind und verlangte einen umfassenden Bericht über die Auswirkungen der LMFBR-Entwicklung auf die Umwelt. Mit einem derartigen Bericht soll sichergestellt werden, daß Umwelt- und andere Auswirkungen im Entscheidungsprozeß der amerikanischen Regierung gebührend berücksichtigt werden und daß sich die Öffentlichkeit am Entscheidungsprozeß durch schriftliche Stellungnahmen und Hearings zu dem Bericht beteiligen kann.

Das Environmental Statement zum LMFBR-Programm bildet damit im Rahmen des NEPA den ersten Versuch, die ökonomischen, ökologischen, technologischen und sozialen Voraussetzungen und Folgen der Entwicklung und großtechnischen Einführung der Brutreaktortechnologie in den USA umfassend darzustellen und zu bewerten. Die ökonomische Bewertung des Forschungs- und Entwicklungsprogramms (F+E-Programm) zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor (im folgenden: SBR) erfolgt anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse,

in der die finanziellen Aufwendungen für die Durchführung des F+E-Programms als Kostenelemente direkt mit den (Brutto-)Nutzengrößen verglichen werden, die sich in Form von Einsparungen an Stromgestehungskosten durch den Einsatz des SBR im Stromversorgungssystem gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR ergeben.

Das gesetzlich geforderte umfassende Gutachten zum amerikanischen Brutreaktorprogramm wurde im wesentlichen von der AEC erstellt, deren Hauptaufgabe in der Konzipierung und Kontrolle der Durchführung von F+E-Aktivitäten im Kernenergiebereich besteht. Die F+E-Arbeiten zum SBR werden im wesentlichen von verschiedenen staatlichen und privaten Stellen außerhalb der AEC ausgeführt. Die Endfassung des Gutachtens wurde von der U.S. Energy Research and Development Administration (ERDA) vorgelegt, die im Januar 1975 mit einer auch auf nicht-nukleare Energieträger bzw. Energieerzeugungstechnologien erweiterten Aufgabenstellung die Nachfolge der AEC angetreten hat.

Eine erste vorläufige Fassung des Environmental Statement wurde im März 1974 von der AEC veröffentlicht. Hierzu wurden schriftliche Stellungnahmen eingeholt. Ein öffentliches Hearing fand im April 1974 sowie ein weiteres öffentliches Treffen mit Vertretern der Environmental Protection Agency statt, die in ihrer schriftlichen Stellungnahme die vorläufige Fassung heftig kritisiert und sie insgesamt als unzureichend für eine Bewertung des LMFBR-Programms erachtet hatten.

Die kritischen Anmerkungen zur ersten vorläufigen Fassung wurden bei der nächsten Fassung vom Dezember 1974 einerseits durch Änderungen oder durch nähere Begründungen für die unveränderte Vorgehensweise berücksichtigt. Andererseits wurden die schriftlichen Kommentare zur ersten vorläufigen Fassung direkt in die Bände 5 bis 7 des Gutachtens zusammen mit den direkten Antworten der AEC aufgenommen. Insgesamt umfaßt das Gutachten der AEC 7 Bände mit jeweils mehreren 100 Seiten. Die Kosten-Nutzen-Analyse ist als Section 11 im Band IV mit rund 230 Seiten enthalten. Diese zunächst als Endbericht vorgesehene Fassung vom Dezember 1974 wurde aufgrund der damals anstehenden Auflösung der AEC und Neugründung

der ERDA als "Proposed Final Environmental Statement" bezeichnet:

- U.S. Atomic Energy Commission,
Proposed Final Environmental Statement, Liquid Metal Fast Breeder
Reactor Program, December 1974 (WASH-1535).

Es sollte auf diese Weise der neu gegründeten ERDA die Gelegenheit gegeben werden, eine auch von ihr vertretbare Endfassung des Gutachtens zu veröffentlichen.

Die in der Überschrift zu dieser Auswertung aufgeführte Endfassung des Environmental Statement wurde im Dezember 1975 von der ERDA veröffentlicht. Die Endfassung umfaßt drei Bände mit zusammen rund 2000 Seiten. Ihr liegen schriftliche Stellungnahmen aus der amerikanischen Öffentlichkeit zum Proposed Final Environmental Statement zugrunde, eine öffentliche Anhörung im Mai 1975, eine Stellungnahme von ERDA-Mitgliedern, die an der Erstellung der vorläufigen Fassungen des Gutachtens nicht beteiligt waren, sowie eine offizielle Stellungnahme des "Administrator" der ERDA zum Proposed Final Environmental Statement, in der die Grundzüge für die Veränderungen und Ergänzungen im Hinblick auf die Endfassung des Gutachtens festgelegt wurden.

Das Final Environmental Statement vom Dezember 1975 (ERDA-1535) bezieht das Proposed Final Environmental Statement vom Dezember 1974 (WASH-1535) ausdrücklich als Bestandteil seines Gutachtens mit ein. ERDA-1535 enthält die verschiedenen im vorangegangenen Absatz angegebenen schriftlichen Stellungnahmen, die Angabe einiger Textveränderungen sowie insbesondere Ergänzungen gegenüber WASH-1535. Die Ergänzungen betreffen im wesentlichen eine Beschreibung mehrerer alternativer F+E-Programmabläufe zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor, eine nähere Beschreibung der geplanten F+E-Programme zu Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen, Fragen der Strahlenbelastung im Brennstoffkreislauf, eine Bewertung der amerikanischen Uranressourcen, Erläuterungen zum F+E-Programm über gesundheitliche Auswirkungen, eine Beschreibung der F+E-Programme zu langfristigen Energiealternativen (Sonne und Fusion) sowie vor

allem auch einen längeren Abschnitt "Additional Cost-Benefit Analysis Information".

Die folgende an methodischen Aspekten orientierte Auswertung des Final Environmental Statement beschränkt sich auf jene Teile von WASH-1535 und ERDA-1535, die explizit als Kosten-Nutzen-Analyse des brüterbezogenen F+E-Programms bezeichnet werden. Abweichungen in einzelnen Berechnungsschritten bzw. in den Datenannahmen zwischen beiden Analysen bei grundsätzlich identischem Analysekonzept zeigen die mögliche Variabilität in der Ausgestaltung eines vorgegebenen Analyserahmens auf. Die kritischen Anmerkungen zu der kostennutzenanalytischen Vorgehensweise des Final Environmental Statement und die zusammenfassende Wertung bauen auf den in den beiden Veröffentlichungen WASH-1535 und ERDA-1535 enthaltenen schriftlichen Stellungnahmen auf.

Eine fundamentale Kritik am Environmental Statement und damit auch an der Kosten-Nutzen-Analyse zum Schnellen Brutreaktor findet sich u.a. in zwei umfassenden Arbeiten, für die Thomas B. Cochran verantwortlich zeichnet:

- Cochran, Thomas B., The Liquid Metal Fast Breeder Reactor, Environmental and Economic Critique, Baltimore and London 1974.
- Cochran, Thomas B., Speth, J. Gustave, Tamplin, Arthur R., Bypassing the Breeder, A Report on Mislplaced Federal Energy Priorities, Natural Resources Defense Council, Inc., Washington, March, 1975. ⁺⁾

Im Hinblick auf die Kosten-Nutzen-Analyse werden in diesen beiden Arbeiten vor allem veränderte Ausgangszahlen für erforderlich gehalten, die, wie gezeigt wird, bei gleichem methodischen Berechnungsrahmen zu einem

⁺⁾ Dieser Bericht ist in Band II von ERDA-1535 enthalten.

von den AEC-Ergebnissen abweichenden Gesamtergebnis führen. Da in dieser Studie jedoch nicht eine Bewertung des verwendeten Zahlenmaterials vorgenommen werden soll, wird auf diese beiden Arbeiten nicht näher eingegangen.

Eine Zusammenfassung und eine erste partielle Fortschreibung der Kosten-Nutzen-Analyse aus WASH-1535 sowie ERDA-Kommentare zu Cochrans zweitem Bericht "Bypassing the Breeder" sind in einer ERDA-Veröffentlichung vom Mai 1975 enthalten:

- Energy Research and Development Administration (Division of Reactor Research and Development), The LMFBR - Its Need and Timing, A Discussion Of The Need To Continue Timely LMFBR Development, Including Comments On "Bypassing The Breeder" By NRDC, May 20, 1975 (ERDA-38).

Auf diese Veröffentlichung wird im folgenden ebenfalls höchstens am Rande eingegangen.

Das kostennutzenanalytische Grundmodell von WASH-1535 wurde bereits in zwei früheren Veröffentlichungen der AEC entwickelt und mit konkreten Berechnungen ausgefüllt:

- U.S. Atomic Energy Commission (Division of Reactor Development and Technology), Cost-Benefit Analysis of the U.S. Breeder Reactor Program, April 1969 (WASH-1126).
- U.S. Atomic Energy Commission (Division of Reactor Development and Technology), Updated (1970) Cost-Benefit Analysis of the U.S. Breeder Reactor Program, January 1972 (WASH-1184).

Diese älteren Fassungen mit weitgehend demselben kostennutzenanalytischen Ansatz wie WASH-1535 und ERDA-1535 enthalten vor allem in der Zwischenzeit als überholt zu betrachtende Datenannahmen hinsichtlich der Kostengrößen sowie der Entwurfsgestaltung des Reaktorkerns des SBR und werden deshalb in dieser Auswertung nicht gesondert behandelt. Sie enthalten aber auch einige Hinweise zum grundsätzlichen methodischen Vorgehen, die bestimmte

methodische Entscheidungen, die in WASH-1535 bzw. in ERDA-1535 lediglich sichtbar werden, indirekt erklären. Insofern werden diese beiden älteren WASH-Berichte bei der folgenden Auswertung berücksichtigt.

Der Aufwand zur Erstellung der Kosten-Nutzen-Analysen zum amerikanischen Brutreaktorprogramm bis zu ihrer Darstellung in WASH-1535 und in ERDA-1535 ist als sehr beträchtlich zu beurteilen. Die Wahl der geeigneten Inputgrößen hat dabei den größten Platz eingenommen. Größere Diskussionen über die methodische Vorgehensweise hinsichtlich der Kosten-Nutzen-Analyse, sieht man von der Diskussion über die Wahl der geeigneten Diskontierungsrate ab, scheinen nicht stattgefunden zu haben. Es ist auffällig, daß sich auch die massive Kritik von Cochran an den von der AEC vorgelegten Kosten-Nutzen-Analysen auf die Dateninputs bei einem ansonsten unangetasteten methodischen Grundkonzept nahezu ausschließlich konzentriert.

Das Final Environmental Statement (ERDA-1535) und damit auch die in diesem Gutachten enthaltene Kosten-Nutzen-Analyse verstehen sich ausdrücklich als Grundlage für die Entscheidung über die Fortsetzung des amerikanischen F+E-Programms zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor. Sollten die Schlußfolgerungen von ERDA-1535 durch die reale Entwicklung obsolet werden, beabsichtigt die ERDA, eine erneute Fassung des Environmental Statements vorzulegen. Eine Empfehlung zur Einführung des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors will die ERDA etwa 1986 mittels eines weiteren ähnlichen Gutachtens abgeben. Sie hat in ERDA-1535 ihr entsprechendes Mitspracherecht explizit angemeldet, jedoch gleichzeitig eingeräumt, daß ihre Empfehlungen keinen bindenden Charakter für andere offizielle Stellen, darunter insbesondere die Nuclear Regulatory Commission, haben könnten.

1.2 Fragestellung und methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analysen zum amerikanischen Forschungs- und Entwicklungsprogramm zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors

Die Kosten-Nutzen-Analysen zum amerikanischen Brüterprogramm wollen eine Rechtfertigung (englisch: justification) für die Allokation bundesstaatlicher Finanzmittel auf brüterbezogene F+E-Aktivitäten liefern. Sie verstehen sich als unmittelbare Entscheidungshilfe, indem sie eine Antwort auf die Frage suchen, ob das bisher geplante und bereits seit mehreren Jahren laufende F+E-Programm fortgesetzt werden soll oder ob alternative brüterbezogene F+E-Programme durchgeführt werden sollen. Die F+E-Programme sind jeweils durch einen bestimmten inhaltlich-zeitlichen Ablauf bzw. durch den sich hieraus ergebenden Zeitpunkt der kommerziellen Verfügbarkeit des SBR und damit auch durch die voraussehbaren monetären Kosten bis zum erfolgreichen Abschluß des jeweiligen Programms gekennzeichnet.

Der Schwerpunkt der kostennutzenanalytischen Berechnungen zum SBR liegt bei der Ermittlung der zu erwartenden - ökonomischen - Bruttonutzengrößen infolge des geplanten F+E-Programms. Angesichts der Unsicherheit von weit in der Zukunft liegenden Entwicklungen sollen ein möglichst breites Spektrum von alternativen Bedingungskonstellationen und damit von Bruttonutzengrößen mittels sogenannter Alternativrechnungen oder Sensitivitätsanalysen zu einem möglichst zuverlässigen Gesamturteil führen.

Das Kostenelement wird in den vorliegenden Analysen durch die vom amerikanischen Bundesstaat zu finanzierenden monetären Aufwendungen für das brüterbezogene F+E-Programm definiert, die ab dem Zeitpunkt anfallen, zu dem die Analyse erstellt wird. Die F+E-Ausgaben sind im wesentlichen bis zum Zeitpunkt der kommerziellen Einführung des SBR zu tätigen. Ein geringer brüterbezogener F+E-Kostenanteil, der auch nach dem Einführungstermin vor allem für Sicherheitsforschung aufgewendet werden soll, wird ebenfalls in der Gesamtkostengröße berücksichtigt. Es wird das zum jeweiligen Analysezeitpunkt geltende Preisniveau zugrundegelegt, d.h. die Kosten werden zu konstanten Preisen berechnet. Das - ökonomische - (Brutto-)

Nutzenelement ist in erster Linie durch die monetären Kostenersparnisse definiert, die sich durch den Einsatz des SBR im Stromversorgungssystem gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR ergeben. Hierfür sind über einen längeren Zeitraum die Kosten von jeweils zwei im Hinblick auf die erzeugte Strommenge identischen Stromversorgungssystemen zu vergleichen, die sich jedoch vor allem durch den Ein- bzw. Ausschluß des SBR unterscheiden.

Die Größe der betrachteten Stromversorgungssysteme wird mit Hilfe von Projektionen für die zukünftige Entwicklung des Bruttosozialprodukts und der Bevölkerung unter der Voraussetzung eines weiterhin wachsenden Stromanteils an der gesamten Energieversorgung geschätzt. Die Struktur des jeweiligen Stromversorgungssystems, ob mit oder ohne SBR, wird unter Verwendung eines Computerprogramms festgelegt, mit dem der Anteil der einzelnen Kraftwerkstypen zur Deckung der vorgegebenen Stromnachfrage ermittelt wird. In diesem Computerprogramm wird das Investitionsentscheidungsverhalten der Stromversorgungsunternehmen simuliert, das eine Minimierung der gesamten einzelwirtschaftlichen Stromgestehungskosten jeweils über die gesamte ökonomische Lebensdauer einer Kraftwerksanlage anstrebt. Allerdings wird angenommen, daß die einzelwirtschaftliche Zielsetzung der Stromkostenminimierung gleichzeitig verschiedenen energiewirtschaftlichen Restriktionen unterworfen ist.

Es wird unterstellt, daß die Kostenersparnisse bei der unmittelbaren Stromerzeugung in Form von Strompreissenkungen oder vermiedenen Strompreiserhöhungen den Stromverbrauchern direkt zugute kommen. Als Kostenelemente werden alle sich im Rechnungswesen der privatwirtschaftlich organisierten Stromversorgungsunternehmen niederschlagenden Aufwendungen für den Material- und Personaleinsatz innerhalb eines Brennstoffzyklus mit Ausnahme der Steuern berücksichtigt. Die Zinsen während der Bauzeit gehen jedoch in die Kapitalkostenschätzung ein (WASH-1535 : 7 1/2 %). Die Kostengrößen, die zur Bruttonutzenberechnung benötigt werden, werden in dem Jahr registriert, in dem die Auszahlungsvorgänge effektiv stattfinden. Es wird das zum Analysezeitpunkt geltende Preisniveau zugrundegelegt.

Dem Vergleich von jeweils zwei alternativen Stromversorgungssystemen und der anschließenden Ermittlung von Kostenersparnissen zugunsten des einen oder anderen Stromversorgungssystems liegt ein längerer Betrachtungszeitraum zugrunde. Kosteneinsparungen infolge des SBR-Einsatzes fallen zwar de facto erst nach Abschluß der Hauptforschungsphase an. Die Berechnungen für die Kosteneinsparungen setzen jedoch bereits mit dem Zeitpunkt ein, ab dem die Forschungskosten in der Analyse berücksichtigt werden. Der Grund hierfür dürfte in erster Linie in berechnungspraktischen Erwägungen liegen, da auch mit der computergestützten detaillierten Festlegung zukünftiger Zubauraten für einzelne Kraftwerkstypen aus methodischen Gründen direkt im Anschluß an das letzte Jahr, für das Ist-Zahlen vorliegen, begonnen wird.

In den meisten betrachteten Fällen werden zur Ermittlung der Bruttonutzengröße alle unmittelbaren Kostenbestandteile eines Stromversorgungssystems (mit Ausnahme der Steuern) mit denen eines anders strukturierten Stromversorgungssystems über gut 30 Jahre nach der Einführung des SBR verglichen. Darüber hinaus werden die Kostenelemente von den Kraftwerken, die bis zum Ende der Hauptvergleichszeit errichtet sind, jeweils bis zum Ende ihrer unterstellten ökonomischen Lebensdauer von 30 Jahren ebenfalls in die Bruttonutzenberechnung einbezogen. Diese Berücksichtigung eines auslaufenden Zeitraums zur Berechnung des Bruttonutzens des F+E-Programms zugunsten des SBR beruht auf einem Vorschlag, der im Anschluß an die erste derartige Kosten-Nutzen-Analyse zum amerikanischen Brüterprogramm gemacht wurde (vgl. WASH-1126 und WASH-1184). Denn es wurde von verschiedenen Seiten bedauert, daß der Betrachtungszeitraum gerade zu einem Zeitpunkt, zu dem der Brutreaktorzubau besonders groß und damit die nachfolgenden Betriebs- und Brennstoffkosten relativ gering sein dürften, beendet sein sollte. Denn auf diese Weise würde das effektive Bruttonutzenniveau als zu niedrig ausgewiesen werden.

Andere sogenannte ökonomische Nutzelemente außerhalb des Vorgangs der Stromerzeugung werden nicht berücksichtigt. Auf eine zusätzliche Ermittlung des Nutzens der Verwendung des erzeugten Stroms wird verzichtet, da davon ausgegangen wird, daß dieser von der Art der zu seiner Produktion

eingesetzten Technologie unabhängig ist und damit für technologisch unterschiedlich strukturierte, jedoch im Hinblick auf die erzeugte Kilowattstundenmenge identische Stromversorgungssysteme gleich groß ist.

Um die Bestandteile der Kosten- und Nutzengrößen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten (= Jahren) anfallen, in einer Aggregationsgröße ausdrücken zu können (Bruttokostenniveau, Bruttonutzenniveau und Nettonutzenniveau als Saldo der beiden Bruttogrößen), wird ihr Wert in bezug auf ein gemeinsames Vergleichsjahr, hier jeweils das Jahr, in dem die Analyse durchgeführt wird (1974 bzw. 1975), berechnet. Dieser sogenannte Gegenwartswert zukünftiger Kosten- und Nutzenströme ergibt sich dadurch, daß die zukünftigen Ströme für jedes Jahr, um das sie vom gemeinsamen Vergleichsjahr entfernt sind, mit einem bestimmten zinsähnlichen Abschlag, der sogenannten Diskontierungsrate, in den äquivalenten Gegenwartswert umgerechnet werden.

Bei der Darstellung der kostennutzenanalytischen Berechnungen in WASH-1535 und ERDA-1535 wird in knapper Form auf die umfangreiche Diskussion in der allgemeinen wirtschaftstheoretischen und mehr anwendungsbezogenen Literatur zur Auswahl der geeigneten Diskontierungsrate, aber auch auf die zahlreichen kritischen Stellungnahmen zu der vorläufigen und endgültigen Fassung von WASH-1535 hingewiesen. Die Autoren der brückerbezogenen Kosten-Nutzen-Analysen betonen, daß auf der Grundlage der verfügbaren theoretischen Konzepte eines angemessenen Diskontierungsrate ein eindeutiger und unumstrittener empirischer Wert praktisch nicht festgelegt werden kann. Sie weisen zugleich darauf hin, daß der auszuwählende konkrete Wert für die Diskontierungsrate sich an den Kapitalertragsraten von privaten und öffentlichen Investitionen orientieren und zugleich berücksichtigen sollte, daß die Kosten- und Nutzenelemente unter Ausschluß einer Inflationsrate und nach Abzug von Steuern berechnet werden. Insofern wird in den zusätzlichen kostennutzenanalytischen Berechnungen von ERDA-1535 eine Diskontierungsrate von 7 1/2 % für angemessen gehalten und ein alternativer Wert von 10 % schon als äußerste Obergrenze angesehen. Demgegenüber steht in WASH-1535 die Diskontierungsrate in

Höhe von 10 % als Basiswert im Vordergrund. Alternative Berechnungen beziehen sich auf eine Diskontierungsrate von 7 1/2 %, 5 % und auch von 0 %.

Die mit den wie oben angegeben abgegrenzten Kosten- und Nutzengrößen durchgeführten Berechnungen werden in WASH-1535 als "ökonomische" Kosten-Nutzen-Analysen bezeichnet, weil sie sich ausschließlich auf Auswirkungen im ökonomischen Bereich konzentrieren und nicht gleichzeitig Auswirkungen auf die natürliche und soziale Umwelt oder auf die menschliche Gesundheit integrieren. Derartige Auswirkungen werden in WASH-1535 in dem Abschnitt zur Kosten-Nutzen-Analyse gesondert quantifiziert. Dieser in etwas irreführender Weise als umweltbezogene Kosten-Nutzen-Analyse bezeichnete Ergänzung der ökonomischen Bruttonutzengrößen liegt ein einziges gegenüber der Ermittlung der ökonomischen Bruttonutzengrößen stark vereinfachtes Grundmodell des amerikanischen Stromversorgungssystems zugrunde. Drei im Hinblick auf die Stromerzeugungsmenge identische, aber im Hinblick auf die Kraftwerkszusammensetzung deutlich unterschiedene Stromversorgungssysteme werden im Hinblick auf den Brennstoffverbrauch und die gesundheitlichen Auswirkungen miteinander verglichen. Dieser Vergleich erfolgt in nicht-monetären, d.h. in physischen Indikatoren. Da bei der Ermittlung der ökonomischen und bei der Ermittlung der umweltbezogenen Bruttonutzengrößen unterschiedliche Annahmen über die Kraftwerksstruktur zugrundegelegt und die umweltbezogenen Indikatoren nicht in monetäre Größen übertragen wurden, ist eine Aggregation der ökonomischen und umweltbezogenen Elemente in dieser Analyse nicht durchführbar.

Weitere im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien positive und zum Teil auch negative Auswirkungen des SBR auf die Umwelt und die allgemeine Ressourcensituation werden in dem kostennutzenanalytischen Abschnitt von WASH-1535 teils nur verbal erwähnt (nähere, auch quantitative, Darlegungen hierzu sind in den beiden dem kostennutzenanalytischen Abschnitt vorangehenden Teilen enthalten), teils werden sie als Teilergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse sowohl in WASH-1535 als auch in den ergänzenden Ausführungen von ERDA-1535 in quantifizierter Form dargestellt. Die Hinweise z.B. in ERDA-1535 auf die Einsparungen an Uranressourcen und auf den maximalen jährlichen Trennarbeitsbedarf während des Betrachtungszeitraums sind jedoch eher als eine Art illustrierendes Zwischenergebnis des eigentlichen kostennutzenanalytischen Ergebnisses zu betrachten.

1.3 Überblick über die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen in WASH-1535 und in ERDA-1535 sowie über ihre allgemeine Aussagekraft

Die kostennutzenanalytischen Berechnungen in WASH-1535 beziehen sich auf den Zeitraum von Anfang 1974 bis Ende 2019, bzw. bis Ende 2049, da die bis 2019 einschließlich errichteten Kraftwerke bis zum Ende ihrer unterstellten ökonomischen Lebensdauer von 30 Jahren betrachtet werden. Den drei betrachteten unterschiedlichen zeitlichen Abläufen des ansonsten inhaltlich unveränderten F+E-Programms bis zur kommerziellen Reife des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors entsprechen drei unterschiedliche Einführungsstermine für den SBR, 1985, 1987 und 1991, wobei 1987, der mittlere Einführungsstermin, dem eigentlichen Planungsziel entspricht und damit den Referenzfall u.a. kennzeichnet. Bei einer Diskontierungsrate von 10 % belaufen sich die bis zur kommerziellen Reife des SBR im Jahr 1985 vom Staat zu finanzierenden Forschungskosten auf 4,8 Mrd. \$, die entsprechenden Forschungskosten bis zu einem Einführungsdatum im Jahre 1987 oder 1991 betragen jeweils 4,7 Mrd. \$.

Diesen drei Fällen eines beschleunigten, normalen und verzögerten Forschungsprogrammablaufs werden jeweils verschiedene mögliche Stromversorgungssysteme unter Einschluß des SBR zugeordnet. Insgesamt werden 57 verschiedene derartige Systeme mit den ihnen zugehörigen Stromerzeugungskosten näher beschrieben. Die Kosten dieser 57 Stromerzeugungssysteme unter Einschluß des SBR werden jeweils mit Stromgestehungskosten eines ähnlichen, jedoch den SBR nicht enthaltenden Stromversorgungssystems verglichen, Insgesamt werden 19 Vergleichssysteme ohne SBR für die Berechnung der Stromgestehungskosteneinsparungen und damit des Bruttonutzens zugunsten des SBR berücksichtigt.

Bei einer Diskontierungsrate von 10 % ergeben sich Bruttonutzengrößen zwischen 0 und 32,6 Mrd. \$. Für den Referenzfall, der neben dem SBR-Einführungsstermin im Jahr 1987 durch die sogenannten "Basiswerte" für die SBR-Kapitalkosten, die Stromnachfrage und das Uranangebot gekennzeichnet ist, wird ein Bruttonutzenniveau von 19,4 Mrd. \$ berechnet. Insgesamt überwiegen die Einzelergebnisse, in denen der Quotient aus Bruttonutzen

und Kosten weit über 1 hinausgeht bzw. die Differenz von Bruttonutzen und Kosten (= Nettonutzen) höher als Null ist. Nur wenn zwei oder mehr für den Brutreaktor negative Annahmen gleichzeitig in einer Sensitivitätsanalyse kombiniert werden, ergeben sich Quotientenwerte unter 1 oder negative Nettonutzenwerte. Der Eintritt einer derartigen Situation wurde von den Autoren der WASH-1535-Analyse jedoch als höchst unwahrscheinlich erachtet (vgl. Tab. 1.).

Aufgrund der zeitlichen Verteilung der anfallenden Kosten- und Nutzengrößen, zunächst die Kosten- und in fernerer Zukunft die Nutzenelemente, ergibt sich bei Zugrundelegung einer Diskontierungsrate von 7 1/2 %, 5 oder sogar 0 % anstelle von 10 % ein noch weitaus günstigeres Gesamtergebnis zugunsten des brüterbezogenen Forschungsprogramms.

Die Abb. 1 zeigt eine Aufschlüsselung des für den Referenzfall ermittelten und mit 10 % diskontierten Bruttonutzens in Höhe von 19,4 Mrd. \$ nach den wichtigsten Kostenarten. Hieraus geht hervor, daß die Kostensparnisse durch die Brütereinführung vor allem aus dem geringeren Bedarf an Uranerz (einschließlich eines geringeren Uranpreisniveaus infolge der verzögerten Urannachfrage) und Trennarbeit resultieren.

Die, wie bereits beschrieben, aufgrund einer gegenüber dem Fall der Berechnung des ökonomischen Bruttonutzens sehr viel größeren Modellbetrachtungen abgeleiteten Berechnungsergebnisse zu den "umweltbezogenen" Bruttonutzengrößen in WASH-1535 unterstützen das positive Ergebnis der ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse zugunsten der geplanten Durchführung des F+E-Programms im Bereich des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors.

Die zusätzlichen Ausführungen in ERDA-1535 über die Kosten-Nutzen-Analysen in WASH-1535 hinaus betreffen - abgesehen von den Stellungnahmen zu WASH-1535 von Experten innerhalb und außerhalb der AEC-Nachfolgeorganisation - einerseits eine zusätzliche ausführliche Darstellung alternativer zeitlicher und inhaltlicher Abläufe des brüterbezogenen F+E-Programms sowie eine Darstellung der das Basisprogramm ergänzenden Forschungsaktivitäten in den Bereichen der Reaktorsicherheit, der Überwachung nuklearen

Tabelle 1: Übersicht über die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse in WASH-1535, diskontiert mit 10 % auf Mitte 1974

Quelle: WASH-1535, S. IV. D-1 bis IV. D-5, Table IV. D-1.

Case	Constraints Imposed Until		LMFBR Introduction Date	LMFBR Capital Costs	Energy Demand	Uranium Supply	Notes	Comparison With Case No.	Billions of Dollars			Benefit/Cost Ratio
	(HTGR)	(LMFBR)							Energy ^(k) Cost	Gross Benefit	R&D Cost	
1	2020				Base	Base			210.8			
2	1998	1998	1985	Base	Base	Base		1	190.2	20.6	4.8	4.3
3	2000	2000	1987	Base	Base	Base		1	191.4	19.4	4.7	4.1
4	2004	2004	1991	Base	Base	Base		1	194.4	16.4	4.7	3.5
5	2020				Base	Optim.			201.4			
6	1998	1998	1985	Base	Base	Optim.		5	188.8	12.6	4.8	2.6
7	2000	2000	1987	Base	Base	Optim.		5	189.4	12.0	4.7	2.6
8	2004	2004	1991	Base	Base	Optim.		5	191.5	9.9	4.7	2.1
9	2020				Base	Pessim.			225.3			
10	1998	1998	1985	Base	Base	Pessim.		9	192.7	32.6	4.8	6.8
11	2000	2000	1987	Base	Base	Pessim.		9	194.7	30.6	4.7	6.5
12	2004	2004	1991	Base	Base	Pessim.		9	200.8	24.5	4.7	5.2
13	2020				-20%(a)	Base			188.4			
14	1998	1998	1985	Base	-20%(a)	Base		13	173.1	15.3	4.8	3.2
15	2000	2000	1987	Base	-20%(a)	Base		13	174.2	14.2	4.7	3.0
16	2004	2004	1991	Base	-20%(a)	Base		13	177.1	11.3	4.7	2.4
17	2020				+20%(b)	Base			235.0			
18	1998	1998	1985	Base	+20%(b)	Base		17	207.9	27.1	4.8	5.6
19	2000	2000	1987	Base	+20%(b)	Base		17	208.9	26.1	4.7	5.6
20	2004	2004	1991	Base	+20%(b)	Base		17	212.7	22.3	4.7	4.7

Footnotes listed at end of tables.

(Tabelle 1: Fortsetzung)

Case	Constraints Imposed Until		LMFBR Introduction Date	LMFBR Capital Costs	Energy Demand	Uranium Supply	Notes	Comparison With Case No.	Billions of Dollars			
	(HTGR)	(LMFBR)							Energy ^(k) Cost	Gross Benefit	R&D Cost	Benefit/Cost Ratio
21	2000	2000	1987	+\$50(f)	Base	Base		1	195.6	15.2	4.7	3.2
22	2000	2000	1987	Base	Base	Base	(d)	1	192.4	18.4	4.7	3.9
23	2000	2000	1987	Base	Base	Base	(d)(e)	1	194.7	16.1	4.7	3.4
24	2000	2000	1987	Base	+20%(b)	Base	(d)	17	210.2	24.8	4.7	5.3
25	1998	1998	1985	Base	Base	Base	(e)	1	191.3	19.5	4.8	4.1
26	2000	2000	1987	Base	Base	Base	(e)	1	193.3	17.5	4.7	3.7
27	2004	2004	1991	Base	Base	Base	(e)	1	195.7	15.1	4.7	3.2
28	2000	2000	1987	Base	+20%(b)	Base	(e)	17	210.3	24.7	4.7	5.3
29	2000				Base	Base			206.0			
(3)	2000	2000	1987	Base	Base	Base		29	191.4	14.6	4.7	3.1
30	(none)				Base	Base			202.3			
31	(none)	2000	1987	Base	Base	Base		30	191.8	10.5	4.7	2.2
32	(h)				Base	Base	(h)		214.8			
33	(h)	2000	1987	Base	Base	Base	(h)	32	191.8	23.0	4.7	4.9
34	2020				Base	Base	(i)		391.3			
35	(none)				Base	Base	(h)(i)		378.2			
36	(none)	(none)	1987	Base	Base	Base	(i)	34	358.4	32.9	4.7	7.0
								35		19.8	4.7	4.2

Footnotes listed at end of tables.

(Tabelle 1: Fortsetzung)

Case	Constraints Imposed Until		LMFBR Introduction Date	LMFBR Capital Costs	Energy Demand	Uranium Supply	Notes	Comparison With Case No.	Billions of Dollars			
	(HTGR)	(LMFBR)							Energy ^(k) Cost	Gross Benefit	R&D Cost	Benefit/Cost Ratio
37	2020				A	Base	A		142.1			
38	2000	2000	1988	Base	A	Base	A	37	137.0	5.1	4.7	1.1
39	2020				B	Base	B		211.4			
40	2000	2000	1988	Base	B	Base	B	39	192.2	19.2	4.7	4.1
41	2020				C	Base	C		245.7			
42	2000	2000	1988	Base	C	Base	C	41	221.6	24.1	4.7	5.1
43	2020				D	Base	D		184.4			
44	2000	2000	1988	Base	D	Base	D	43	172.8	11.6	4.7	2.5
45	(none)				Base	Optim.			197.1			
46	(none)	2000	1987	Base	Base	Optim.		45	189.3	7.8	4.7	1.7
47	(none)	(none)	1987	Base	Base	Optim.		45	188.9	8.2	4.7	1.7
47B	(none)	(none)	1987	Base	Base	Base		30	190.1	12.2	4.7	2.6
48	2020				-50%(c)	Optim.	(c)		148.1			
49	(none)				-50%(c)	Optim.	(c)		146.8			
50	(none)	2000	1987	Base	-50%(c)	Optim.	(c)	49	143.8	3.0	4.7	0.6
51	(none)	(none)	1987	Base	-50%(c)	Optim.	(c)	49	143.6	3.2	4.7	0.7
52	2000	2000	1987	Base	-50%(c)	Optim.	(c)	48	144.2	3.9	4.7	0.8

Footnotes listed at end of tables.

(Tabelle 1: Fortsetzung)

Case	Constraints Imposed Until		LMFBR Introduction Date	LMFBR Capital Costs	Energy Demand	Uranium Supply	Notes	Comparison With Case No.	Billions of Dollars			Benefit/Cost Ratio
	(HITGR)	(LMFBR)							Energy Cost ^(k)	Gross Benefit	R&D Cost	
53	(none)	2000	1987	+\$100(g)	Base	Optim.	(g)	45	196.3	0.8	4.7	0.2
54	(none)	(none)	1987	+\$100(g)	Base	Optim.	(g)	45	195.2	1.9	4.7	0.4
55	2000	2000	1987	+\$100(g)	Base	Optim.	(g)	5	196.6	4.8	4.7	1.0
56	(none)	2000	1987	+\$100(g)	-50%(c)	Optim.	(c)(g)	49	147.3	0.0	4.7	0.0
57	(none)	(none)	1987	+\$100(g)	-50%(c)	Optim.	(c)(g)	49	145.9	0.9	4.7	0.2
58	2000	2000	1987	+\$100(g)	-50%(c)	Optim.	(c)(g)	48	147.7	0.4	4.7	0.1
59	(none)				Base	Pessim.			211.6			
60	(none)	2000	1987	Base	Base	Pessim.		59	194.0	17.6	4.7	3.7
61	(none)	(none)	1987	Base	Base	Pessim.		59	192.1	19.5	4.7	4.1
62	2020				-50%(c)	Pessim.	(c)		157.3			
63	(none)				-50%(c)	Pessim.	(c)		152.8			
64	(none)	2000	1987	Base	-50%(c)	Pessim.	(c)	63	146.5	6.3	4.7	1.3
65	(none)	(none)	1987	Base	-50%(c)	Pessim.	(c)	63	145.9	6.9	4.7	1.5
66	2000	2000	1987	Base	-50%(c)	Pessim.	(c)	62	146.9	10.4	4.7	1.0
67	(none)	2000	1987	+\$100(g)	Base	Pessim.	(g)	59	201.1	10.5	4.7	2.2
68	(none)	(none)	1987	+\$100(g)	Base	Pessim.	(g)	59	200.6	11.0	4.7	2.3
69	2000	2000	1987	+\$100(g)	Base	Pessim.	(g)	9	201.5	23.8	4.7	5.1
70	(none)	2000	1987	+\$100(g)	-50%(c)	Pessim.	(c)(g)	63	149.9	2.9	4.7	0.6
71	(none)	(none)	1987	+\$100(g)	-50%(c)	Pessim.	(c)(g)	63	149.4	3.4	4.7	0.7
72	2000	2000	1987	+\$100(g)	-50%(c)	Pessim.	(c)(g)	62	150.6	6.7	4.7	1.4

Footnotes listed at end of tables.

(Tabelle 1: Fortsetzung)

Case	Constraints Imposed Until		LMFBR Introduction Date	LMFBR Capital Costs	Energy Demand	Uranium Supply	Notes	Comparison With Case No.	Billions of Dollars			
	(HTGR)	(LMFBR)							Energy ^(k) Cost	Gross Benefit	R&D Cost	Benefit/Cost Ratio
73	2020				Base	Base	(J)		230.7			
74	2000	2000	1987	Base	Base	Base	(J)	73	201.4	29.3	4.7	6.2
75	(none)				Base	Base	(J)		217.9			
76	(none)	2000	1987	Base	Base	Base	(J)	75	201.8	16.1	4.7	3.4

Footnotes listed at end of tables.

Footnotes for Tables IV.D-1 through IV.D-4

^aReduced energy demand; 20% below probable demand in 2020.

^bIncreased energy demand; 20% higher than probable demand in 2020.

^cGreatly reduced demand; 50% lower than probable demand in 2020.

^d365 day post-irradiation cooling time assumed for LMFBR fuel.

^eCarbide-fueled breeder assumed not to be available.

^fLMFBR capital costs remain \$50/kW higher than LWR costs after 2000.

^gLMFBR capital costs remain \$100/kW higher than LWR costs after 2000.

^hNo HTGR's assumed to be introduced past 1982.

ⁱFossil fueled plants included.

^jSeparative work charge of \$75/SWU assumed.

^kEnergy costs include accumulated costs of electrical energy from 1974 to 2020, plus costs to end-of-life of plants in service in 2020. Taxes on property, income, and gross revenue are excluded. Energy costs are discounted to mid-1974 at the discount rate indicated in the table heading.

^lLMFBR capital costs are \$200/kW higher than LWR costs at introduction; decrease to a \$50/kW differential in 2000 and afterward.

- A Data from alternate energy projection A, WASH-1139 (74)
- B Data from alternate energy projection B, WASH-1139 (74)
- C Data from alternate energy projection C, WASH-1139 (74)
- D Data from alternate energy projection J, WASH-1139 (74)

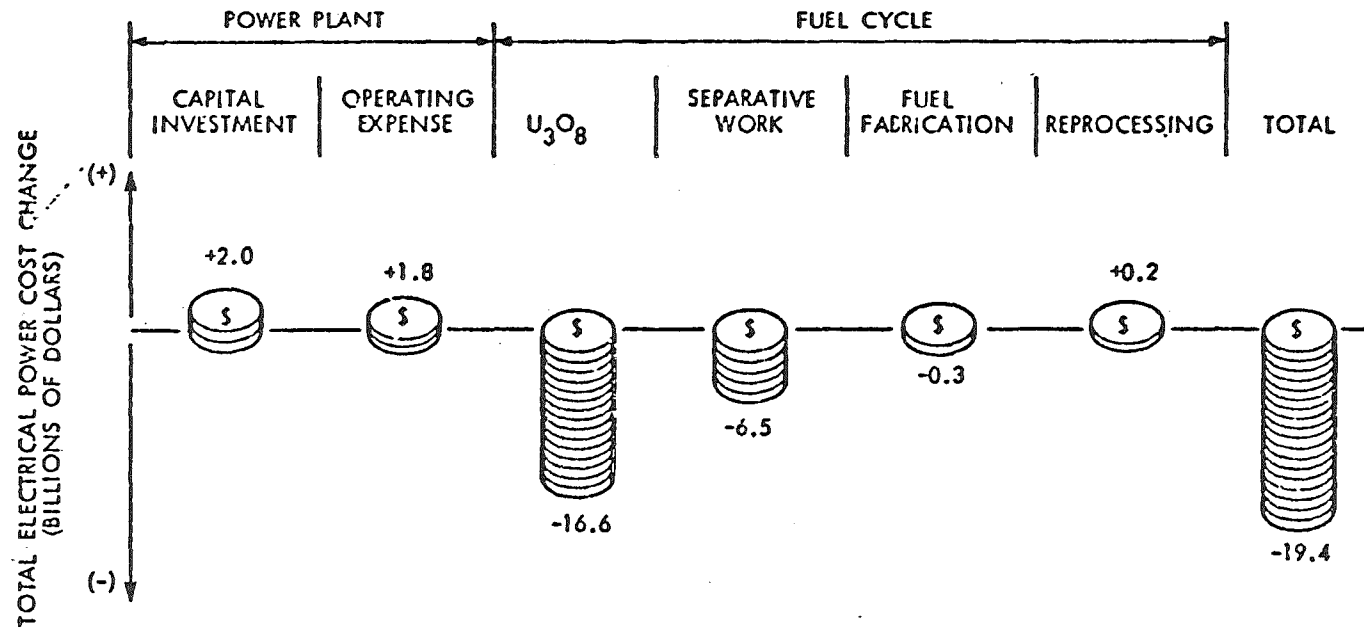


Abbildung 1: Durch den Einsatz des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors bedingte Stromkostensparnisse nach Hauptelementen, diskontiert mit 10 %

Quelle: WASH-1535, S. 11.2-6, Figure II-4.

Materials, der Lagerung radioaktiven Mülls sowie der gesundheitlichen Auswirkungen von Aktiniden. Andererseits werden auf den neuesten Stand gebrachte Erkenntnisse zu den US-amerikanischen Uranvorräten und zu weiteren alternativen Stromerzeugungstechnologien auf der Basis der Sonnen- und Fusionsenergie sowie auch Neuberechnungen zu den Kosten und Nutzen des brüterbezogenen Forschungsprogramms vorgelegt.

Die kostennutzenanalytischen Berechnungen in ERDA-1535 stellen eine aktualisierte Fassung der Kosten-Nutzen-Analyse in WASH-1535 dar. Anlaß hierzu ist vor allem die Notwendigkeit gewesen, für die ein Jahr später erscheinende Veröffentlichung der zum Teil massiven Kritik an den Dateninputs in WASH-1535 und den sich abzeichnenden veränderten energiewirtschaftlichen Entwicklungstrends in der ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse Rechnung zu tragen. Zugleich wurde der Beginn des Analysezeitraums um 1 Jahr und das Ende des Analysezeitraums um 5 Jahre verschoben, so daß die revidierte Fassung der Kosten-Nutzen-Analyse im wesentlichen einen Zeitraum von 50 Jahren zwischen 1975 und 2024 einschließlich umfaßt. Obwohl nicht gesondert erwähnt, dürfte auch hier eine auslaufende Betrachtung der anfallenden Nutzengrößen zugrundeliegen, d.h. die Betriebs- und Brennstoffkosten aller bis zum Jahr 2024 fertiggestellten Kraftwerke werden bis zum Ende ihrer unterstellten ökonomischen Lebensdauer von 30 Jahren und damit maximal bis zum Jahre 2054 berücksichtigt.

Insgesamt liegt der Schwerpunkt der kostennutzenanalytischen Ausführungen in ERDA-1535 auf der Darstellung der weiterhin für den SBR recht positiven Berechnungsergebnisse und einiger zentraler Datenannahmen bei einer gegenüber WASH-1535 unveränderten methodischen Vorgehensweise. Eine zusätzliche kostennutzenanalytische Betrachtung bezieht zur Berechnung der Bruttonutzengröße auch fortgeschrittene Stromerzeugungstechnologien auf Sonnen- und Fusionsbasis in das zukünftige amerikanische Stromversorgungssystem ein. Auch bei dieser mit besonders groben Annahmen durchgeführten Überschlagsrechnung, die im übrigen einen Kraftwerkszubau bis 1941 berücksichtigt, ergibt sich ein eindeutig positives Ergebnis für das brüterbezogene Forschungsprogramm. Auf Einzelheiten dieser ergänzenden Überschlagsrechnung wird im folgenden nicht mehr eingegangen.

Bei einem Einführungstermin des SBR im Jahre 1993 - d.h., der erste kommerzielle Brutreaktor erreicht zu diesem Zeitpunkt die Kritikalitätsstufe - werden die Forschungskosten ab 1975 auf rund 6 Mrd. \$ (diskontiert mit 7 1/2 %) bzw. auf rund 5 Mrd. \$ (diskontiert mit 10 %) geschätzt. Weitere Angaben zu den Kosten alternativer Brüterforschungsprogramme, die mit den ebenfalls in der Kosten-Nutzen-Analyse in ERDA-1535 betrachteten Brütereinführungsterminen im Jahr 1987 oder im Jahr 2000 verbunden sind, fehlen in dem der Kosten-Nutzen-Analyse gewidmeten Abschnitt. Diese Auslassungen sind insofern etwas verwunderlich, als es eine wesentliche Aufgabe von ERDA-1535 sein sollte, zeitlich und inhaltlich unterschiedlich strukturierte Forschungsprogrammabläufe zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor zu evaluieren.

Überlegungen über alternative Forschungsprogrammabläufe werden zwar in einem gesonderten Abschnitt angestellt (siehe hierzu die Tabellen 2 und 3), ein direkter Bezug zur eigentlichen Kosten-Nutzen-Analyse wird jedoch nicht hergestellt. So wird noch nicht einmal deutlich, in welcher Beziehung die zunächst betrachteten recht verschiedenen F+E-Programme, bei denen der erste kommerzielle Brutreaktor seine Kritikalität alternativ in den Jahren 1988, 1990, 1993, 1995, 1996 oder im Jahr 2012 erreichen soll, zu den in der Kosten-Nutzen-Analyse in ERDA-1535 betrachteten Brütereinführungsterminen in den Jahren 1987, 1993 und 2000 stehen.

Zudem ist zu beachten, daß die Position "Residual Construction" in der Tab. 3, die die vermuteten Investitionsmehrkosten für die ersten kommerziellen Brutreaktoren betreffen, bei der Berechnung der oben aufgeführten diskontierten F+E-Kosten von rund 5 bzw. 6 Mrd. \$ explizit ausgeschlossen wurden. Ein Hinweis darauf, daß diese Mehrkosten, die entweder mit staatlichen Mitteln oder über die Stromabgabepreise zu finanzieren sind, statt dessen bei der Berechnung der dem SBR-Programm als Bruttonutzen zurechenbaren Stromgestehungskosteneinsparungen berücksichtigt worden seien, wurde nicht gefunden. Damit scheint ein u.U. nicht unwichtiger, sich generell zuungunsten des SBR auswirkender Kostenbestandteil in den kostennutzenanalytischen Berechnungen von ERDA-1535 unberücksichtigt geblieben zu sein.

Tabelle 2: Referenz- und alternative Brutreaktor-Programmstrategien

Quelle: ERDA-1535, Vol. I, S. I-5, Table I.3-1.

	<u>Reference</u> R	<u>W/O CRBR</u> #1	<u>Reference</u> <u>W/O PCTF</u> #2	<u>Delay</u> #3	<u>Accelerated</u> #4	<u>High Accel.</u> <u>w/CRBR</u> #5	<u>High Accel.</u> <u>W/O CRBR</u> #6	<u>Sequential</u> #7
<u>PLANT EXPERIENCE</u>	<u>CALENDAR YEAR</u>							
FFTF Critical	79	79	79	79	79	79	79	79
CRBR Start Design	73		73	73	73	73		80
Start Construction	76	None	76	77	76	76	None	83
Critical	83		83	84	85	83		90
PLBR-1 Start Design	78	78	78	80	77			91
Start Construction	81	83	81	83	80	None	None	94
Critical	88	90	88	90	87			2001
PLBR-2 Start Design					79			
Start Construction	None	None	None	None	82	None	None	None
Critical					89			
CBR-1 Start Design	83	85	83	86	80	78	78	2002
Start Construction	86	88	86	89	83	81	81	2005
Critical	93	95	93	96	90	88	88	2012
<u>COMPONENT TEST FACILITIES</u>								
SCTI (70 MW _t)	78	78	78	78	77	79	79	85
SPTF (100,000 gpm)	79	79	79	79	78	79	79	92
PCTF	81	81	None	81	None	None	None	94

Tabelle 3: Vergleich der Kosten für die Referenz- und alternative Brutreaktor-Programmstrategien

Quelle: ERDA-1535, Vol. I, S. I-11, Table I.3-2.

	RELATIVE TO REFERENCE STRATEGY (R)							
	REF (R)	W/O CRBR (#1)	REF W/O PCTF (#2)	DELAY (#3)	ACCEL. (#4)	HI-ACCEL. W/CRBR (#5)	HI-ACCEL. W/O CRBR (#6)	SEQUEN. (#7)
<u>COSTS (Undiscounted)</u>								
PCTF, SCTI, SPTF								
Construction	0.34	0	-0.29	0	-0.29	-0.29	-0.29	0
FFTF, CRBR Construction	1.34	-1.01	0	0	0	0	-1.01	0
PLBR(s), CBR-1								
Construction	1.77	-0.1	0	-0.1	+0.6	-0.73	-0.73	-0.48
Residual Construction	2.86	-0.7	0	-0.74	+0.33	+6.6	+6.6	-2.86
Base Support thru								
CBR-1	3.73	+0.12	0	+0.12	0	0	-0.19	+0.49
Base Support after								
CBR-1	1.69	0	0	0	0	0	0	0
Misc. Facilities,								
Const. & Op.	2.65	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	14.38	-1.69	-0.29	-0.72	+0.64	+5.58	+4.39	-2.85

11-24

Angesichts der relativ ausführlichen Darstellung der das brüterbezogene Basisprogramm ergänzenden Forschungsaktivitäten zu Problemen der Sicherheit, der Kernmaterialüberwachung etc. stellt sich zudem die Frage, warum diese sicherlich direkt mit dem SBR zusammenhängenden Forschungsaktivitäten nicht in der Kostengröße des kostennutzenanalytischen Kalküls berücksichtigt wurden.

Entsprechend der relativ nachlässigen Behandlung der Kostenseite enthält die Ergebnistabelle der Kosten-Nutzen-Analyse in ERDA-1535 nur Angaben zur (Brutto-)Nutzenseite (siehe Tab. 4). Insgesamt werden 54 Stromversorgungssysteme unter Einschluß des SBR jeweils mit einem ihnen ähnlichen Stromversorgungssystem unter Ausschluß des SBR, insgesamt 9, im Hinblick auf die Stromgestehungskosten verglichen⁺⁾ . Das Bruttonutzenniveau in dem von den Autoren für am wahrscheinlichsten angesehenen Fall, den sogenannten Referenzfall (siehe Fall Nr. 3: Einführungstermin für den SBR 1993⁺⁺⁾ und Basisannahmen für Natururanangebot, Stromnachfrage und Kapitalkosten des Brutreaktors), beträgt 52 Mrd. \$ bei einer Diskontierungsrate von 7,5 % und 19 Mrd. \$ bei einer Diskontierungsrate von 10 %. Die Spannweite der ausgewiesenen Bruttonutzenwerte liegt bei einer Diskontierungsrate von 7,5 % zwischen 3 und 149 Mrd. \$, bei einer Diskontierungsrate von 10 % zwischen 1 und 59 Mrd. \$. Von den 54 insgesamt ermittelten Bruttonutzenniveaus bleiben bei einer Diskontierungsrate von 7,5 %

⁺⁾ Allerdings geht aus der Darstellung nicht eindeutig hervor, mit welchem Stromversorgungssystem ohne SBR die durch die Fälle 37-63 beschriebenen Stromversorgungssysteme unter Einschluß des SBR verglichen werden. Möglicherweise fehlen lediglich die expliziten Angaben für 9 weitere Stromversorgungssysteme unter Ausschluß des SBR.

⁺⁺⁾ Einzelheiten der Darstellung scheinen bisweilen noch von 1987 als dem Referenzeinführungstermin auszugehen, der offensichtlich jedoch angesichts des politischen Drucks, daß in angemessener Zeit vor der endgültigen Einführung des SBR eine autonome Kommerzialisierungsentscheidung gefällt werden soll, in das Jahr 1993 abgeändert wurde, wobei die grundsätzliche Kommerzialisierungsentscheidung im Jahr 1986 gefällt werden soll.

Tabelle 4:

Ergebnisse der Berechnungen des dem Forschungs- und Entwicklungsprogramm zugunsten des natrium-gekühlten Schnellen Brutreaktors zurechenbaren Bruttonutzens in ERDA-1535 (einschließlich Grundannahmen und Zwischenergebnisse)

Quelle: ERDA-1535, Vol I, S. III F-57 bis III F-59, Table III F-10.

Case	LMFBR Introduction Date	U ₃ O ₈ Supply (10 ⁶ tons of U ₃ O ₈ available at 60 \$/#)	Energy Demand (Gwe of installed nuclear capacity in year 2000)	LMFBR Capital Cost	U ₃ O ₈ in 2025		Maximum Separative Work (10 ⁶ SWU/yr)	Benefit (10 ⁹ \$ @ 7.5%)	Benefit (10 ⁹ \$ @ 10%)
					Quantity (10 ⁶ tons)	Price (\$/#)			
1	none	4	900	base	5.5	100	263	-	-
2	1987	"	"	"	1.8	25	45	72	28
3	1993	"	"	"	3.0	40	73	52	19
4	2000	"	"	"	3.7	58	116	32	12
5	none	"	625	"	3.0	40	115	-	-
6	1987	"	"	"	1.2	20	30	31	13
7	1993	"	"	"	2.0	25	48	20	8
8	2000	"	"	"	2.3	27	60	13	5
9	none	"	1250	"	7.5	140	365	-	-
10	1987	"	"	"	2.5	32	63	113	45
11	1993	"	"	"	4.0	75	113	78	28
12	2000	"	"	"	5.1	100	166	48	16
13	none	2	900	"	5.5	150	265	-	-
14	1987	"	"	"	1.8	50	45	94	37
15	1993	"	"	"	2.5	75	73	68	25
16	2000	"	"	"	3.7	120	116	41	15
17	none	"	625	"	3.0	98	115	-	-
18	1987	"	"	"	1.2	25	30	37	15
19	1993	"	"	"	2.0	50	45	25	9
20	2000	"	"	"	2.2	50	62	16	5
21	none	"	1250	"	7.0	170	368	-	-
22	1987	"	"	"	2.5	75	63	149	59
23	1993	"	"	"	4.0	140	113	98	37
24	2000	"	"	"	5.1	150	162	57	19

(Tabelle 4: Fortsetzung)

Case	LMFBR Introduction Date	U ₃ O ₈ Supply (10 ⁶ tons of U ₃ O ₈ available at 60 \$/#)	Energy Demand (Gwe of installed nuclear capacity in year 2000)	LMFBR Capital Cost	U ₃ O ₈ in 2025		Maximum Separative Work (10 ⁶ SWU/yr)	Benefit (10 ⁹ \$ @ 7.5%)	Benefit (10 ⁹ \$ @ 10%)
					Quantity (10 ⁶ tons)	Price (\$/#)			
25	none	6	900	base	5.5	50	263	-	-
26	1987	"	"	"	1.8	22	45	59	24
27	1993	"	"	"	3.0	25	73	41	17
28	2000	"	"	"	3.9	30	113	24	9
29	none	"	625	"	3.1	25	115	-	-
30	1987	"	"	"	1.2	18	30	29	11
31	1993	"	"	"	2.0	22	45	19	8
32	2000	"	"	"	2.4	24	59	12	4
33	none	"	1250	"	7.0	74	365	-	-
34	1987	"	"	"	2.5	23	63	86	36
35	1993	"	"	"	4.0	30	10	58	20
36	2000	"	"	"	5.2	50	162	35	12
37	1987	4	900	high	1.8	25	47	32	13
38	1993	"	"	"	2.8	40	75	24	9
39	2000	"	"	"	3.9	73	116	14	5
40	1987	"	625	"	1.3	22	34	11	5
41	1993	"	"	"	2.0	25	50	5	2
42	2000	"	"	"	2.4	32	64	3	1
43	1987	"	1250	"	2.5	32	65	60	24
44	1993	"	"	"	4.0	75	115	43	17
45	2000	"	"	"	5.4	100	166	25	9

(Tabelle 4: Fortsetzung)

Case	LMFBR Introduction Date	U ₃ O ₈ Supply (10 ⁶ tons of U ₃ O ₈ available at 60 \$/#)	Energy Demand (Gwe of installed nuclear capacity in year 2000)	LMFBR Capital Cost	U ₃ O ₈ in 2025		Maximum Separative Work (10 ⁶ SWU/yr)	Benefit (10 ⁹ \$ @ 7.5%)	Benefit (10 ⁹ \$ @ 10%)
					Quantity (10 ⁶ tons)	Price (\$/#)			
46	1987	2	900	high	1.8	50	45	55	22
47	1993	"	"	"	2.7	75	75	40	15
48	2000	"	"	"	3.8	130	116	23	8
49	1987	"	625	"	1.9	22	50	17	7
50	1993	"	"	"	3.0	25	70	10	4
51	2000	"	"	"	2.2	50	62	6	2
52	1987	"	1250	"	2.5	75	64	96	38
53	1993	"	"	"	4.0	140	112	62	23
54	2000	"	"	"	5.4	150	163	33	12
55	1987	6	900	"	1.9	22	50	20	9
56	1993	"	"	"	3.0	25	70	13	6
57	2000	"	"	"	4.1	30	115	6	3
58	1987	"	625	"	1.4	20	34	10	4
59	1993	"	"	"	2.1	22	48	5	2
60	2000	"	"	"	2.6	23	64	3	1
61	1987	"	1250	"	2.5	23	65	35	14
62	1993	"	"	"	4.4	30	113	22	9
63	2000	"	"	"	5.5	50	163	12	5

sechs und bei einer Diskontierungsrate von 10 % 25 Bruttonutzengrößen unter 10 Mrd. \$. Die Autoren der Analyse halten jedoch die mit einer Diskontierungsrate von 7,5 % ermittelten Ergebnisse für die eigentlichen methodisch "richtigen" Ergebnisse.

Es ist kennzeichnend für die Kosten-Nutzen-Analysen in WASH-1535 und in ERDA-1535, daß sie nicht selbst die Frage diskutieren, zu welchen konkreten Entscheidungssituationen die kostennutzenanalytischen Berechnungsergebnisse einen Beitrag leisten und welchen Aussageanspruch die Analyseergebnisse erheben können. Die Autoren der Analyse liefern nur in begrenztem Umfang eine verbale Interpretation ihrer quantitativen Analyseergebnisse. Da die kostennutzenanalytische Version von ERDA-1535 vom methodischen Grundkonzept her mit der Version von WASH-1535 identisch ist, kann die an der Kosten-Nutzen-Analyse von WASH-1535 geäußerte und in einer ERDA-internen Stellungnahme zusammengefaßte Kritik auch als für die Berechnungen in ERDA-1535 gültig angesehen (siehe ERDA-1535, Vol. I, Abschnitt IV B) und zur Grundlage der Bewertung der Aussagekraft der Kosten-Nutzen-Analysen in WASH-1535 und in ERDA-1535 gemacht werden.

Die quantitativen Ergebnisse der ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse sprechen generell für eine Fortsetzung des F+E-Programms zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor. Die detaillierte Bestimmung des Forschungsprogramms im Brüterbereich im Sinne einer Auswahl aus programmatischen Alternativen läßt sich aus den kostennutzenanalytischen Berechnungen nicht ablesen. Die Möglichkeit einer größeren zeitlichen Verschiebung und/oder Streckung des Forschungsprogramms und damit einer späteren als geplanten Einführung des SBR in das kommerzielle Stromerzeugungssystem wird mit dem zusätzlichen verbalen Hinweis versehen, daß hierdurch der Nettonutzen stark verringert würde. Der jeweils frühere Einführungszeitpunkt wird mit außerhalb der eigentlichen Kosten-Nutzen-Analyse liegenden Argumenten zurückgewiesen, beispielsweise in ERDA-1535 mit dem Argument, daß bei einer Einführung des SBR bereits im Jahre 1987 statt im Jahre 1993 noch nicht genügend forschungsrelevante Fragen bezüglich des SBR und seines Umfeldes geklärt sein dürften und deshalb vorher nicht genügend Zeit bliebe, auf relativ sicherer Informationsbasis eine autonome grundsätzliche Entschei-

dung für oder wider die kommerzielle Verwertung des SBR zu fällen. Insofern kann der vorliegende kostennutzenanalytische Ansatz nur zwischen brüterbezogenen Forschungsprogrammalternativen diskriminieren, die zu deutlich voneinander abweichenden Einführungsterminen für den SBR und damit zu stark differierenden Kosten- und Nutzengrößen innerhalb eines konstanten vorgegebenen Betrachtungszeitraums führen.

Da, wie sich an der zu WASH-1535 geäußerten Detailkritik und an den Änderungen von ERDA-1535 gegenüber WASH-1535 ganz deutlich zeigt, die Datenbasis zur Berechnung des ökonomischen Nutzens des SBR auch weiterhin unsicher und umstritten sein dürfte, werden die bisherigen Berechnungen nicht als eine genügend zuverlässige Grundlage für eine Entscheidung bzw. Empfehlung über den kommerziellen Einsatz des SBR angesehen. Demgegenüber werden die Berechnungen als hinreichend beurteilt für die Empfehlung, das geplante F+E-Programm zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor fortzusetzen. Jedoch wird dieses Urteil auch durch die zusätzliche Feststellung ergänzt, daß nicht genügend zuverlässige Informationen über die ökonomischen Vor- und Nachteile alternativer fortgeschrittener Stromerzeugungstechnologien und auch von Energieeinsparungsstrategien ebenso wie über ihre rechtzeitige technologische Realisierbarkeit vorliegen, so daß ein Verzicht auf die Fortführung des brüterbezogenen Forschungsprogramms wegen einer sonst womöglich drohenden Stromangebotslücke nicht verantwortet werden könne.

Die Beurteilung fortgeschrittener technologischer Alternativen anhand einer ebenso detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse wie im Falle des Brüterforschungsprogramms wird jedoch ebenfalls für erforderlich gehalten, sobald sich hierfür genügend zuverlässige Ausgangsdaten schätzen lassen, so daß bei der eigentlichen Entscheidung über die Einführung bzw. Nicht-Einführung des SBR die Stromerzeugungsalternativen, die auf unerschöpfbare Energiequellen zurückgreifen, auf derselben analytischen Vergleichsbasis berücksichtigt werden können.

In die Entscheidung über den Einsatz der Brütertechnologie im Vergleich zu ebenfalls neuentwickelten technologischen Alternativen sollten auch

umweltbezogene Auswirkungen oder sogenannte externe Effekte, die sich nicht direkt in den Stromgestehungskosten niederschlagen, einbezogen werden. Der Versuch, die Umweltauswirkungen in der Kosten-Nutzen-Analyse in WASH-1535 zu berücksichtigen, zeigt den diesbezüglichen methodischen Status: Eine Zuordnung von monetären Werten zu einzelnen physischen Auswirkungskategorien ist - noch - nicht zuverlässig möglich. Über die Größenordnungen und Wahrscheinlichkeiten bestimmter mit dem Normalbetrieb verbundener physisch-konkreter Folgeerscheinungen besteht ebenfalls noch große Unsicherheit. Darüber hinaus müßten in einem umfassenden kostennutzenanalytischen Vergleich als Grundlage für eine Entscheidung über die kommerzielle Verwendung alternativer fortgeschrittener Stromerzeugungstechnologien die Auswirkungen von Störfällen, Sabotageakten u. ä. m. einbezogen werden. Wenn es nicht gelingt, die Umweltauswirkungen in zufriedenstellender Weise in monetärer Form direkt in das Kosten-Nutzen-Kalkül zu integrieren, sind kostennutzenanalytische Berechnungen auf der Basis des vorliegenden Analysekonzepts nach Ansicht der Stellungnahmen zu WASH-1535 als Entscheidungsgrundlage nur begrenzt verwendungsfähig.

1.4 Ermittlung des ökonomischen (Brutto-)Nutzenniveaus des Forschungs- und Entwicklungsprogramms zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors: Zur Auswahl der technologischen und energiewirtschaftlichen Ausgangsdaten

Die spezifischen qualitativen und quantitativen Annahmen bzw. die methodischen Vorgehensweisen zur Schätzung der dem brüterbezogenen Forschungsprogramm zurechenbaren Bruttonutzenelemente von WASH-1535 bzw. ERDA-1535 lassen sich grob drei Kategorien zuordnen:

- Auswahl der Stromerzeugungstechnologien;
- Verwendung eines Kostenminimierungsmodells zur Bestimmung der Anteile einzelner Stromerzeugungstechnologien zur Deckung eines zuvor festgelegten Strommengenbedarfs;

- Festlegung der energiewirtschaftlichen Hauptparameter.

Auf diese drei Punkte wird im folgenden näher eingegangen, wobei es weniger auf die Vollständigkeit der Darstellung als auf eine Charakterisierung der notwendigen Schritte zur Bestimmung der Bruttonutzengrößen im Rahmen des vorliegenden Analysekonzepts ankommt.

Generell beruhen die Ausgangsdaten auf eigenen Analysen der Verfasser - sie wurden zum Teil in gesonderten WASH-Berichten veröffentlicht - sowie auf Angaben von staatlichen Behörden, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Reaktorherstellern, Planungsbüros und Brennstoffzyklusunternehmen. Wie schwierig es ist, "exakte" Schätzungen über weiter in der Zukunft liegende techno-ökonomische Entwicklungen hinsichtlich sowohl ihrer Mengen- als auch Wertkomponenten zu machen, geht nicht nur aus der zu den vorliegenden Kosten-Nutzen-Analysen geäußerten Kritik hervor, sondern läßt sich auch und gerade an den veränderten Annahmen für einige Hauptparameter in ERDA-1535 gegenüber WASH-1535 ablesen. Dabei ist zu beachten, daß die zum Teil äußerst knappen Erläuterungen zur Datenauswahl in ERDA-1535 keinen detaillierten Aufschluß über die dort getroffenen Annahmen geben.

1.4.1 Art und Charakteristika der berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien

Für die Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten zwischen 1974 und 2019 einschließlich berücksichtigt WASH-1535 explizit lediglich die konventionellen Kohlekraftwerke und Wasserkraftwerke einerseits und die Leichtwasserreaktoren, Hochtemperaturreaktoren und Schnellen Brutreaktoren andererseits. Das Einsatzpotential von Öl- und Gaskraftwerken wird wegen der drohenden Erschöpfung der hierfür erforderlichen Ressourcen und wegen der Verwendbarkeit dieser Ressourcen für andere industrielle Zwecke außerhalb der Stromerzeugung als nicht vorhanden angesetzt.

In den meisten jeweils zu vergleichenden Stromversorgungssystemen von WASH-1535 wird der neu installierte nicht-nukleare Stromerzeugungsanteil von vornherein auf 40 % festgelegt. Innerhalb des verbleibenden nuklearen Stromerzeugungsanteils von 60 % konkurrieren Leichtwasserreaktoren, Hochtemperaturreaktoren sowie - allerdings ausschließlich in dem System unter Einschluß des SBR - die natriumgekühlten Schnellen Brutreaktoren entsprechend dem Kostenminimierungsmodell miteinander (siehe Abschnitt 1.4.2).

Zukünftig möglicherweise verfügbare Stromerzeugungstechnologien auf der Basis der Sonnenenergie, geothermischer Energiequellen, organischer Abfälle und der Kernfusion werden zum Zeitpunkt der Erstellung von WASH-1535 für noch nicht genügend ausgereift und damit auch hinsichtlich der Kosten für zu unbestimmt gehalten, so daß ihr möglicher Anteil an der Stromversorgung nicht quantifiziert wird. Lediglich indirekt können diese alternativen Technologien als berücksichtigt gelten, indem ihr Beitrag als außerhalb des projizierten Strombedarfszuwachses liegend unterstellt wird. Sollte sich, so die verbale Argumentation in WASH-1535, doch ein größerer effektiver Anteil der alternativen nicht auf der Fission beruhenden Stromerzeugungstechnologien ergeben, sei dieser Tatbestand bereits in den ebenfalls bei der Bruttonutzenberechnung berücksichtigten Fällen eines um 20 oder 50 % gegenüber dem Referenzfall insgesamt verringerten Strombedarfszuwachses repräsentiert.

Alternative Brütertechnologien - wie Light Water Breeder Reactor, Molten Salt Breeder Reactor und Gas-Cooled Breeder Reactor - spielen bei der Ermittlung des Bruttonutzens des F+E-Programms zugunsten des natriumgekühlten SBR in WASH-1535 ebenfalls keine Rolle. Es wird darauf verwiesen, daß sich diese alternativen Brutreaktortechnologien meist noch in einem sehr frühen Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden und im Vergleich zum natriumgekühlten Brutreaktor kaum günstigere Ergebnisse hinsichtlich der Stromkosten und des Brennstoffbedarfs erwarten lassen.

Hinsichtlich des Core-Designs des natriumgekühlten SBR wird beispielsweise im Referenzfall von WASH-1535 (Einführungsdatum des SBR: 1987)

unterstellt, daß zwischen 1987 und 1995 sukzessive drei unterschiedliche technologische Konzepte realisiert werden, die Verbesserungen hinsichtlich der Brutrate und der Verdoppelungszeit bringen. Ausgehend von einer Brutrate von 1,15 im Jahre 1987 wird für das dritte 1995 verfügbare Konzept mit einer Brutrate von 1,46 gerechnet.

Inwieweit der äußere, dem Reaktor nachgeordnete Brennstoffkreislauf für die Kernreakorteknologie in den vorliegenden kostennutzenanalytischen Berechnungen berücksichtigt wurde, geht aus der Darstellung der kostennutzenanalytischen Berechnungen nicht eindeutig hervor. Für alle berücksichtigten Kernkraftwerkstypen wurde jedoch die Wiederaufarbeitungsstufe berücksichtigt. Insoweit allerdings für die Berechnung der Stromgestehungskosteneinsparungen gleich Bruttonutzen des brüterbezogenen Forschungsprogramms zwei Stromversorgungssysteme mit gleich großem Kernenergieanteil zugrundegelegt werden, wie dies in WASH-1535 in der Mehrzahl der berechneten Bruttonutzengrößen der Fall ist, wirkt sich die Vernachlässigung von einigen Phasen des Kernbrennstoffzyklus (z.B. Stilllegung von kerntechnischen Anlagen) nur dann verzerrend auf das quantitative Berechnungsergebnis aus, wenn die Kosten für diese Phasen für verschiedene Reaktortypen unterschiedlich hoch sind.

ERDA-1535 orientiert sich grundsätzlich an denselben Prinzipien zur Bestimmung der zukünftig relevanten Stromerzeugungstechnologien wie WASH-1535. Außerdem berücksichtigt ERDA-1535 in einigen Fällen auch eine zusätzliche fortschrittliche Variante des natriumgekühlten Brutreaktors. Es wird unterstellt, daß ab einem Zeitpunkt etwa zwischen 2010 und 2015 auch eine Brütervariante für das Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR zur Verfügung steht, in der Plutonium als Brennstoff unmittelbar eingesetzt werden kann. Außerdem wird in einigen Zusatzberechnungen für den Bruttonutzen des brüterbezogenen Forschungsprogramms in ERDA-1535 auch der Einsatz alternativer nicht auf der Fission beruhender Stromerzeugungstechnologien in einem Stromversorgungssystem sowohl mit als auch ohne SBR berücksichtigt.

1.4.2 Verwendung eines Kostenminimierungsmodells zur Bestimmung der Anteile einzelner Stromerzeugungstechnologien an den neu installierten Kraftwerken

Die Anteile der einzelnen Stromerzeugungstechnologien an der Deckung des zuvor festgelegten Strombedarfs werden in WASH-1535 und in ERDA-1535 in erster Linie durch ein auf der Technik der linearen Programmierung aufgebautes Computermodell bestimmt. Das von den Hanford Engineering Development Laboratories entwickelte Modell bestimmt den Zubau der verschiedenen Kraftwerkstypen im Hinblick auf die Zielsetzung, daß bei gegebenen Restriktionen die gesamte Stromnachfrage der USA zu den geringsten Kosten befriedigt werden soll. In dem Modell werden alle amerikanischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleichsam zu einer einzigen unternehmerischen Entscheidungseinheit zusammengefaßt. Es wird unterstellt, daß alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen Kostenminimierer sind und sich die Kraftwerkshersteller in einem hinreichenden Wettbewerb befinden, so daß das Kraftwerk mit den geringsten Anlagegestehungskosten auch zu dem geringsten Preis angeboten wird. Die Rückwirkungen der nachgefragten Uranmenge auf das Uranpreisniveau sind direkt in das Modell integriert. Es wird davon ausgegangen, daß bei gegebener Kenntnis der in den USA vorhandenen Uranreserven das Uranpreisniveau umso niedriger ist, je geringer der amerikanische Uranbedarf ist (siehe auch unten Abschnitt 1.4.3).

Für die Computermodell-Berechnungen sind Dateneingaben insbesondere zu den folgenden Kostengrößen erforderlich:

1. Kosten des eingesetzten Uran- und Thoriumerzes,
2. Kapitalkosten der Kraftwerke in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme,
3. Betriebs- und Wartungskosten für diese Anlagen,
4. Kosten der Brennelementefertigung und Wiederaufarbeitung sowie Kosten fossiler Brennstoffe,

5. Kosten der Urananreicherung,
6. Kosten des Transports von frischem, wiederaufgearbeitetem und abgebranntem nuklearen Brennstoff,
7. Kosten der Lagerung des durch Wiederaufarbeitung gewonnenen Plutoniums und U-233,
8. Finanzierungs- und Versicherungskosten.

Nicht berücksichtigt werden in der Analyse die Transmissions- und Distributionskosten, da sie weitgehend unabhängig von der Wahl der Stromerzeugungstechnologie sind. Außerdem ist hier die von den Stromversorgungsunternehmen bei der Investitionsplanung üblicherweise verwendete Diskontierungsrate einzusetzen. Aus den vorliegenden Ausführungen geht nicht ohne weiteres hervor, ob hier eine konstante Diskontierungsrate - und zwar in welcher Höhe - unterstellt wurde oder ob diese jeweils mit der Höhe jenes Zinssatzes schwankt, der anschließend zur Berechnung des Gegenwartswerts der Bruttonutzengrößen herangezogen wird.

Die Berechnungen der kostenminimalen Zubauprogramme erfolgen in WASH-1535 zu konstanten Preisen des Jahres 1974 und umfassen die Zeitperiode von Anfang 1974 bis Ende 2019 (ERDA-1535: konstante Preise des Jahres 1975 und Zeitperiode von Anfang 1975 bis Ende 2024). Über diesen Zeitraum hinaus werden in den Kostenvergleich zur Bestimmung der Kraftwerkstypenzusammensetzung auch die Betriebs- und Brennstoffkosten derjenigen Kraftwerke einbezogen, die vor 2020 (bzw. 2025) errichtet wurden, aber deren unterstellte Lebensdauer von 30 Jahren erst zwischen 2020 und 2049 (bzw. zwischen 2025 und 2054) abläuft. Die Errichtung und Inbetriebnahme neuer Anlagen dient der Deckung einer steigenden Stromnachfrage und dem Ersatz alter Anlagen. Die Auswahl der in Betrieb zu nehmenden Anlagen erfolgt auf der Grundlage aller während der Lebensdauer der jeweiligen Anlage anfallenden Kostenbestandteile, die zu dem Zweck eines Vergleichs mit den Kosten einer alternativen Anlage mittels Diskontierung einheitlich als Wert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage ausgedrückt werden.

Den meisten Berechnungen in WASH-1535 für die Kraftwerkstypenauswahl liegt die bereits in Abschnitt 1.4.1 erwähnte Restriktion eines maximal 60 %igen Anteils der Kernkraftwerke zugrunde. In ERDA-1535 schwankt

der Kernenergieanteil je nach der Höhe des unterstellten Stromverbrauchszuwachses zwischen rund 60 und 80 %. Darüber hinaus werden in einigen Berechnungen auch Kapazitätsrestriktionen für den Zubau des Hochtemperaturreaktors und des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors berücksichtigt, um der nicht sprunghaft ausbaubaren Fertigungskapazitäten der Kraftwerkshersteller Rechnung zu tragen. Eine prinzipiell mögliche Rückkopplung des Umfangs des Brütereinsatzes auf die Höhe der Stromproduktion insgesamt oder auf den Kernenergieanteil an der Stromproduktion wird nicht berücksichtigt.

Unter der Voraussetzung, daß mit dem Computermodell einschließlich der hier eingehenden Restriktionen das Verhalten der Elektrizitätswirtschaft bei der Kraftwerkstypenauswahl grundsätzlich adäquat erfaßt ist, hängt der Umfang des Zubaus von Brüterkraftwerken von dem Kostenverhältnis zwischen Leichtwasser- und Brutreaktoren und hierbei insbesondere von der Uranpreisentwicklung ab. In den Stellungnahmen zur vorläufigen Fassung von WASH-1535 wurde mehrfach angezweifelt, daß der Uranpreis relativ früh in der Projektionsperiode ein Niveau erreicht, das den durch die relativ niedrigeren Kapitalkosten des Leichtwasserreaktors bewirkten Wettbewerbsnachteil des Brutreaktors wieder ausgleicht. Insofern kommt sowohl dem Verhältnis zwischen den zu erwartenden Uranpreisen in einem Stromversorgungssystem mit und ohne SBR als auch dem Verhältnis zwischen den Kapitalkosten für Leichtwasser- und Brutreaktoren bei diesem Analyseansatz eine zentrale Rolle zu (siehe auch Abschnitt 1.4.3). Die entsprechenden Annahmen in WASH-1535 laufen darauf hinaus, daß, wie in einer zusätzlichen Berechnung gezeigt wird, bereits alle in den Jahren 1990 und 1991 neu in Betrieb genommenen Kraftwerke in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR insgesamt niedrigere auf das Jahr 1990 diskontierte Stromgestehungskosten aufweisen als die 1990 und 1991 neu in Betrieb genommenen Kraftwerke ohne SBR. Derselbe Nachweis wird auch für die unterstellte durchschnittliche Restlebensdauer aller im Jahr 1990 in Betrieb befindlichen Leichtwasser- und Hochtemperaturreaktoren einerseits und der Leichtwasser-, Hochtemperatur- und Brutreaktoren andererseits geführt: In dem Fall ohne Brutreaktoren sind die Stromgestehungskosten aller Kernkraftwerke zusammen weitaus höher als in dem Fall unter Einschluß

des SBR. Welche unterschiedliche Entwicklung der Uranpreise in den beiden Fällen unterstellt wird, geht aus Tabelle 5 hervor.

Tabelle 5: Entwicklung des Natururanpreises im Zeitablauf in einem Stromversorgungssystem mit und ohne natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor

Quelle: WASH-1535, S. 11.2-191, Table 11.2-31.

Year	U ₃ O ₈ Prices, ^a (\$/lb)	
	Case 1 (no Breeder)	Case 3 (1987 LMFBR)
1990	25	25
1998	25	
1999	40	25
2000		40
2004	40	
2005	60	
2008	60	
2009	115	
2010	115	40

^aConstant 1990 dollar values.

1.4.3 Festlegung der energiewirtschaftlichen Hauptparameter in WASH-1535 und ERDA-1535

Die zentralen energiewirtschaftlichen Ausgangsdaten für die Berechnung des Bruttonutzens des brüterbezogenen Forschungsprogramms in WASH-1535 und in ERDA-1535 betreffen die Stromnachfrage, die Preise für Natururan und dessen Anreicherung sowie die Kapitalkostenunterschiede zwischen Leichtwasserreaktor, Hochtemperaturreaktor und Brutreaktor. Wie unsicher Schätzungen zu diesen Hauptparametern über einen Zeitraum von rund fünfzig Jahren sind, wird deutlich nicht nur an den in einem Analysekomplex gleichzeitig berücksichtigten alternativen Datenansätzen, sondern auch an den Veränderungen zwischen WASH-1535 und ERDA-1535, die im Abstand

von einem Jahr veröffentlicht wurden. Einen zusammenfassenden Überblick über die quantitativen Annahmen für die energiewirtschaftlichen und sonstigen Hauptparameter der Bruttonutzenberechnungen in WASH-1535 gibt Tab. 6.

Tabelle 6: Spannweite der in der Kosten-Nutzen-Analyse in WASH-1535 berücksichtigten Annahmen

Quelle: WASH-1535, S. 11.2-105/106, Table 11.2-18.

Parameters	Base Value Selected	Alternate Values Considered
Electrical Energy Demand (Ref. Figure 11.2-22)	Increased to 27.6×10^{12} kWhr in 2020	2020 value varied by $\pm 20\%$, -50%
Total Nuclear Capacity (Ref. Figure 11.2-23)	Increase to 1200 GW by 2000; to 3300 GW by 2020	Varied proportionately to energy projection; nuclear--fossil competition assumed for some cases
Uranium Availability (Ref. Figure 11.2-24)	Three million tons under \$30/lb; max cost \$125/lb. Four million tons available before mining of low-grade ore is needed	(1) 4.3 million tons under \$30/lb; max cost \$80/lb (2) 1.5 million tons under \$30/lb; max cost \$155/lb
Separative Work Costs	\$36/SWU	(1) \$75/SWU (2) Estimate made of effects of high-efficiency laser separation @ \$5/kg of feed uranium
Unit Capacity Assumed	(1) 1300 MWe to 1990 (2) 2000 MWe after 1990	
Capital Cost Differential (1) HTGR-LWR (2) LMFBR-LWR	Equal \$/kWe \$100/kWe at introduction; linear decrease to parity in 2000	(1) Linear decrease to \$50/kWe in 2000 (2) Constant \$100/kWe
Spent Fuel Cooling Time Before Shipping (1) LWR (2) HTGR (3) LMFBR	150 days 90 days 120 days	365 days
LMFBR Introduction Date	1987	1985, 1991
LMFBR Model Availability	(1) Early commercial oxide fueled (doubling time, 28 years) (2) Advanced oxide fueled (doubling time, 12.5 years); available 1990 (3) Carbide fueled (doubling time, 7.6 years); available 1995	Assumed not available in some check calculations Assumed not available in some cases.

(Tabelle 6: Fortsetzung)

Parameters	Case Value Selected	Alternate Values Considered
Capacity Constraints Imposed HTGR	(1) Before 2000: per WASH-1139 (72) (proportionately increased when breeders absent) (2) Post-2000: 1/3 of LWR capacity (nonbreeder cases only)	(1) Per WASH-1139 (74) (2) Unconstrained Unconstrained
LMFBR	(1) Pre-2000: per WASH-1139 (72) (2) Post-2000: unconstrained	(1) Per WASH-1139 (74) (2) Unconstrained
Discount Rate	(1) 10%	(1) Undiscounted (2) 5% (3) 7-1/2%

Während die Autoren der kostennutzenanalytischen Berechnungen von WASH-1535 ihre Annahmen als eher pessimistisch im Hinblick auf die Größe des dem brüterbezogenen Forschungsprogramm zurechenbaren Bruttonutzens einschätzen, werden sie nur wenige Monate später von dem ERDA-internen Beurteilungsgremium als eher übermäßig positiv für den SBR und übermäßig negativ für alternative Stromerzeugungs- und Stromeinsparungstechnologien angesehen. Dieser Kritik ist offensichtlich weitgehend mit den Neuberechnungen der Bruttonutzengrößen in ERDA-1535 Rechnung getragen worden. Daß sich auch hierbei ein ausgesprochen positives Gesamtbild zugunsten des SBR ergibt, ist jedoch nicht zuletzt auch darauf zurückzuführen, daß der Hauptaussage in ERDA-1535 eine Diskontierungsrate von 7,5 % gegenüber einer Diskontierungsrate von 10 % in WASH-1535 zugrundegelegt wird (siehe auch oben Abschnitte 1.2 und 1.3).

Ein Vergleich der für die Bruttonutzenberechnungen in WASH-1535 herangezogenen Parametervariationen, wie sie aus Tab. 6 hervorgehen, mit den entsprechenden Parametervariationen in ERDA-1535, die sich aus den Spalten 3, 4 und 5 der in Abschnitt 1.3 wiedergegebenen Ergebnistabelle von ERDA-1535 ablesen lassen (siehe Tab. 4), läßt deutlich erkennen, daß die alternativen Bruttonutzenberechnungen in ERDA-1535 abgesehen von der Dis-

kontierungsrate und einem etwas längeren Betrachtungszeitraum auf eine Variation des Einführungstermins des SBR, der Stromnachfrage, der Natururanverfügbarkeit bzw. des Natururanpreises und der Kapitalkostendifferenz zwischen verschiedenen nuklearen Stromerzeugungstechnologien konzentriert sind und damit die Unsicherheit bei der Projektion der Hauptparameter vergleichsweise systematischer berücksichtigen als die Bruttonutzenberechnungen in WASH-1535.

Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Strombedarfs in WASH-1535 beträgt im Referenzfall 6,2 % zwischen 1974 und 2020. Alternative Fälle gehen von einem im Jahr 2020 gegenüber dem Referenzfall um 20 % erhöhten oder um 20 % bzw. 50 % verringerten Strombedarf aus. Allen Stromnachfrageszenarien liegt eine im Zeitablauf abnehmende Wachstumsrate zugrunde. Im Referenzfall wird beispielsweise damit gerechnet, daß die Stromzuwachsrate von 7,8 % im Jahr 1970 auf 3,7 % im Jahr 2020 fällt. Der Projektion der Stromnachfrage geht eine Projektion der gesamten Energienachfrage voraus.

Die Projektion der Energienachfrage stützt sich auf ein ökonometrisches Modell, das historische Beziehungen zwischen Bruttosozialprodukt und Gesamtenergienachfrage fortschreibt. Die Schätzung der Bruttosozialproduktentwicklung basiert wiederum auf Projektionen der Bevölkerungsentwicklung. Die Entwicklung des zur Stromerzeugung eingesetzten Anteils am gesamten Primärenergiebedarf wird ebenfalls anhand historischer Relationen zwischen Elektrizitätsnachfrage und Bruttosozialprodukt geschätzt. Dabei wird davon ausgegangen, daß der Stromverbrauch wesentlich schneller als die Gesamtenergienachfrage wächst: Während 1970 25 % des gesamten Primärenergieeinsatzes der Stromerzeugung dienten, wird ein steigender Anteil im Projektionszeitraum bis auf 65 % im Jahre 2020 für die Analyse unterstellt. Unter Berücksichtigung des unabhängig hiervon festgelegten maximalen Anteils der Kernenergie an der Stromerzeugungskapazität in Höhe von 60 % ergeben sich für den Referenzfall in WASH-1535 Kernkraftwerkskapazitäten von 1200 GW_e im Jahr 2000 und von 3300 GW_e im Jahr 2020 (zum Vergleich: Entsprechend Tab. 7 erreicht die installierte Kernkraftwerkskapazität 1975 ein Volumen von 39 GW_e).

Da in verschiedenen kritischen Stellungnahmen zu WASH-1535 bemängelt wurde, es seien die zukünftigen Energieeinsparungsmöglichkeiten und auch die mögliche dämpfende Wirkung steigender Energiepreise auf die Energienachfrage nicht gebührend berücksichtigt worden, wurden für die Analyse in ERDA-1535 niedrigere Stromzuwachsrate ermittelt. Bei sonst konstanten Annahmen wirkt sich dies negativ auf die dem brüterbezogenen Forschungsprogramm zurechenbare Bruttonutzenhöhe aus.

Ausgehend von einer jahresdurchschnittlichen 7 %-igen Stromzuwachsrate in den vorangegangenen 55 Jahren wird im Referenzfall von ERDA-1535 eine jahresdurchschnittliche Stromwachstumsrate von 5,2 % unterstellt, wobei das erste Jahrzehnt der Projektionsperiode 1975 bis 2025 durch eine jährliche Stromwachstumsrate von 5,9 % und das letzte Jahrzehnt durch eine jährliche Stromwachstumsrate von 4,6 % gekennzeichnet sind. Für die Ermittlung der Schätzgrößen wurden ebenfalls ökonometrische Berechnungen angestellt. Wie der Kernenergieanteil an den gesamten Stromerzeugungskapazitäten berechnet wurde, geht aus der Darstellung der Analyse nicht direkt hervor. In den drei betrachteten Stromzuwachsszenarien schwankt der Kernenergieanteil zwischen rund 60 und 80 % im Jahr 2025. In dem als Referenzfall bezeichneten Stromzuwachsszenario erreicht die installierte Kernenergiekapazität 900 GW_e im Jahr 2000 und 3700 GW_e im Jahr 2025 (siehe Tab. 7).

Für den Preis des Natururans werden in WASH-1535 drei Varianten verwendet, die sich danach unterscheiden, wie hoch die relativ kostengünstig abbaubaren Uranvorräte der Vereinigten Staaten von Amerika sind. Die betrachteten drei möglichen Fälle - der mittlere stellt wiederum den sogenannten Referenzfall dar - bedeuten, daß 1,5, 3 oder auch 4,3 Millionen Tonnen Natururan zu Kosten unter 30 \$/Pfund gewonnen werden können (siehe Abb. 2 und die bereits weiter oben wiedergegebene Tab. 6).

Die entsprechenden Annahmen zum Uranpreis in ERDA-1535 werden zwar mit anderen Kenngrößen charakterisiert (bei Natururankosten von bis zu 60 \$/Pfund sind rund 2, 4 oder auch 6 Mio Tonnen Uranerz verfügbar), scheinen aber nur wenig von den Annahmen in WASH-1535 abzuweichen (vgl. hier-

Tabelle 7: Projizierter Strombedarf für die USA (Strommengen in 10^{12} kWh, installierte Leistung in GW_e)

Quelle: ERDA-1535, Vol. I, S. III F-44, Table III F-7.

Energy Requirement	Production Category	1975	1985	2000	2025
Small	Total Electric Energy	2.0	3.4	7.0	15.6
	Nuclear Electric Energy	0.2	1.0	3.7	9.8
	Installed Nuclear Capacity	37	160	625	1730
Reference	Total Electric Energy	2.0	3.6	8.1	27.5
	Nuclear Electric Energy	0.2	1.2	5.4	21.3
	Installed Nuclear Capacity	39	195	900	3700
Large	Total Electric Energy	2.0	3.9	9.6	37.6
	Nuclear Electric Energy	0.2	1.5	7.6	29.5
	Installed Nuclear Capacity	43	245	1250	5140

zu die Abb. 2 und 3). Unterschiede scheinen vor allem bei geringen und sehr hohen Natururanmengen zu bestehen.

Je höher die für die Berechnungen unterstellten Urankosten in einem Stromversorgungssystem ohne SBR sind, umso höher ist der dem SBR-Forschungsprogramm zurechenbare Bruttonutzen. Die Urankosteneinsparungen in dem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR kommen dadurch zustande, daß in einem System mit SBR nicht nur weniger Natururan bei konstantem Uranpreisniveau verbraucht wird, sondern auch das Uranpreisniveau relativ niedriger ist. Es ist zu beachten, daß bei den Preis-Mengen-Schätzungen für Natururan davon ausgegangen wird, das in den USA vorhandene Uranerz sei voll für den amerikanischen Bedarf verfügbar und es werde darüber hinaus kein Uran importiert.

In den kritischen Stellungnahmen zu WASH-1535 wurden "optimistischere" Natururanschätzungen als die in WASH-1535 unterstellten propagiert. Hiervor warnte jedoch das interne ERDA-Beurteilungsgremium, da bei zu großem Optimismus hinsichtlich des kostengünstig abbaubaren Natururans womöglich zu leichtfertig auf die Brutreaktorentwicklung verzichtet würde. Das Gremium hat zugleich erkannt, daß es bisher keine verlässlichen Methoden zur Schätzung von Uranressourcen und der Kosten für ihren Abbau gibt. Die Autoren von ERDA-1535 weisen darauf hin, daß die ihrer Analyse zugrundegelegten Annahmen angesichts des bereits im Oktober 1975 erreichten Preisniveaus für kurzfristig bestelltes Natururan (zwischen 25 und 40 \$/Pfund) als ausgesprochen konservativ und insofern die Bruttonutzenniveaus als zu niedrig ausgewiesen zu betrachten sind.

Der Trennarbeitspreis wird im Referenzfall von WASH-1535 mit 36 \$/TAE angesetzt. Da diese Schätzung von den Autoren als äußerst niedrig angesehen wird - je niedriger der Preis je Trennarbeitseinheit, umso niedriger bei sonst konstanten Annahmen der dem brüterbezogenen Forschungsprogramm zurechenbare Bruttonutzen -, wird in Sensitivitätsanalysen einerseits mit 75 \$/TAE gerechnet und andererseits auch die Möglichkeit berücksichtigt, daß durch Einführung neuer Anreicherungstechnologien (Gas-

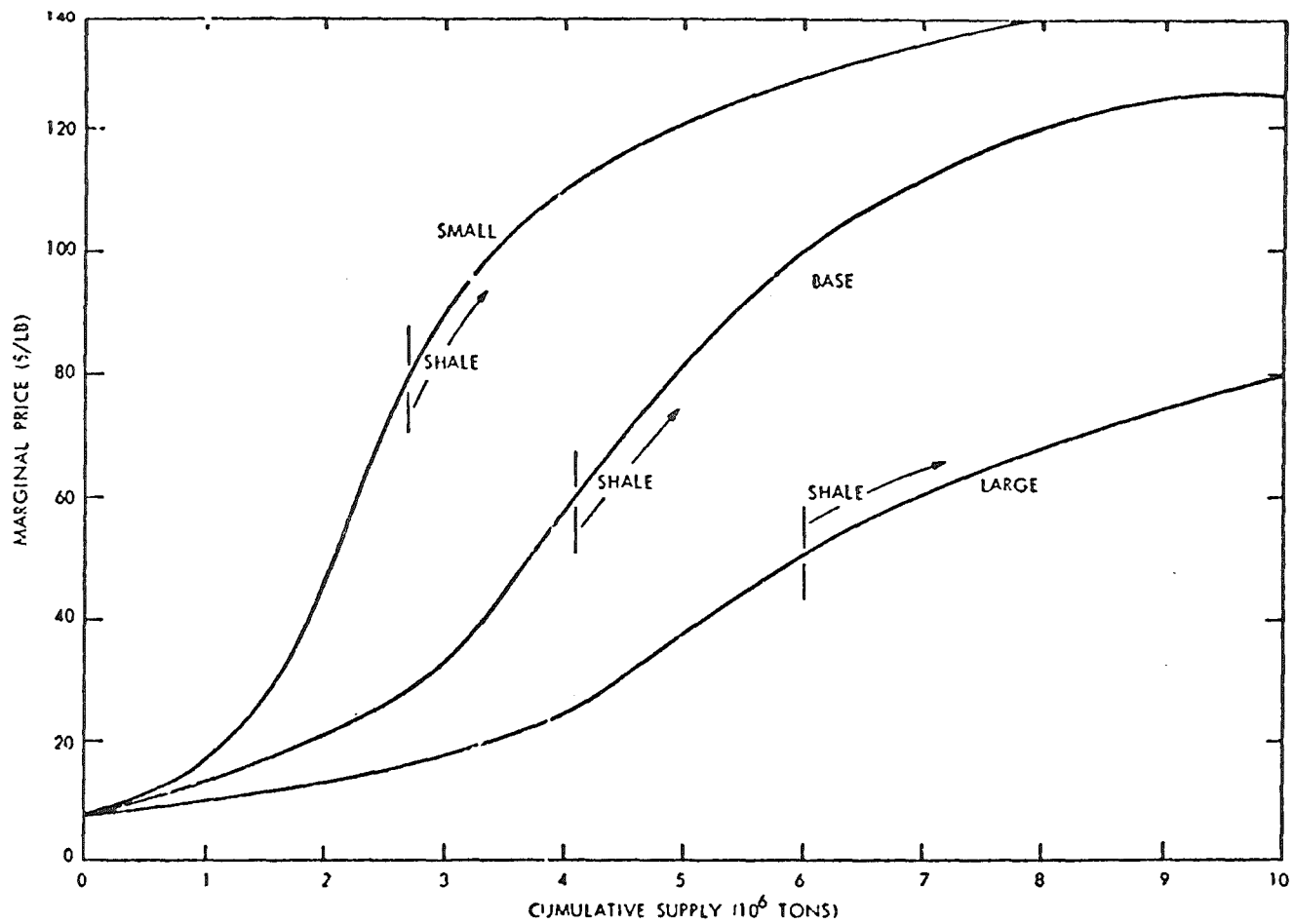


Abbildung 2: Marginaler Preis für Natururan im Vergleich zum kumulierten Natururanangebot in WASH-1535

Quelle: WASH-1535, S. 11.2-10, Figure 11.2-6.

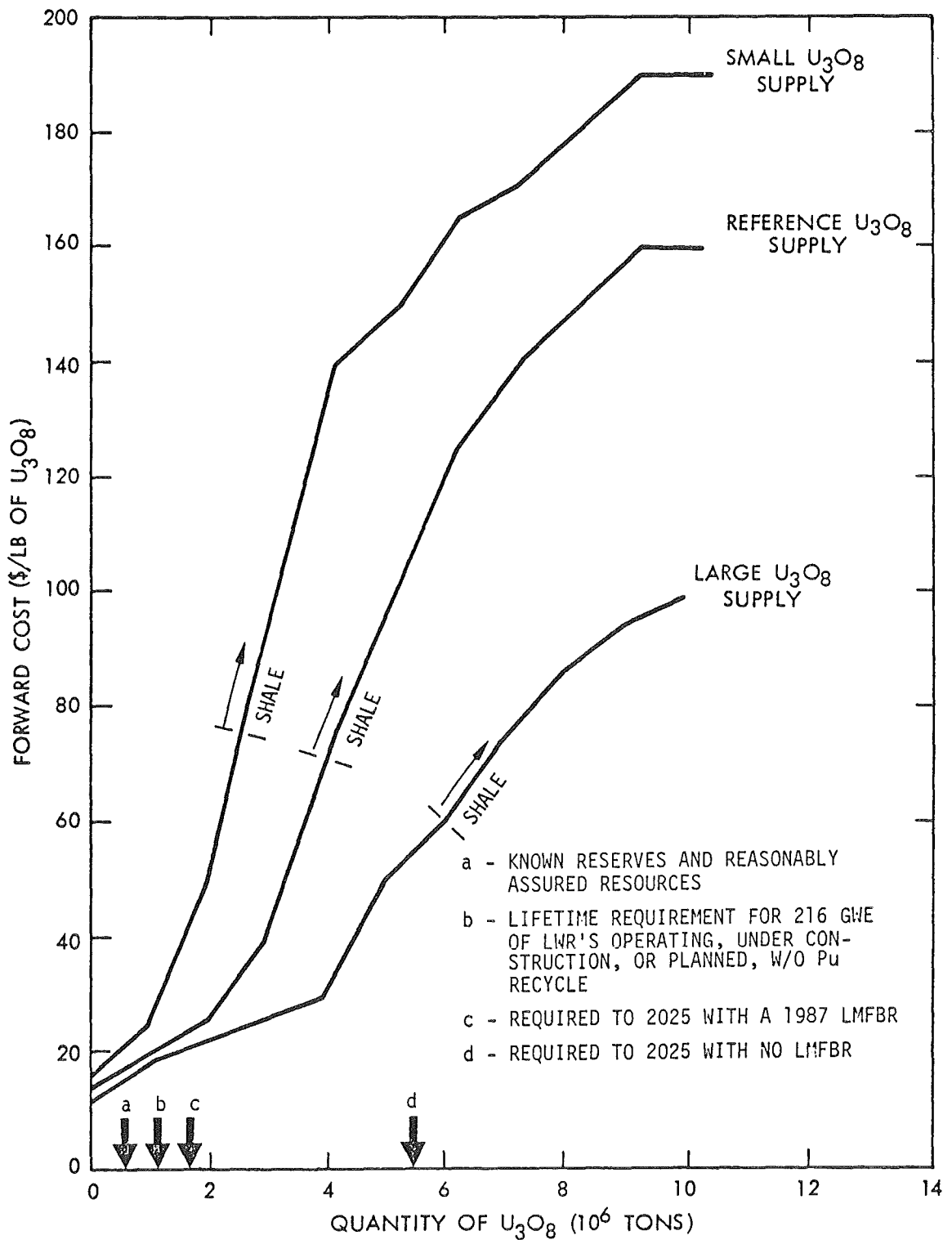


Abbildung 3: Natururankosten im Vergleich zu Schätzungen der verfügbaren Natururanangebotsmengen in ERDA-1535

Quelle: ERDA-1535, Vol. I, S. III F-51, Figure III F-18.

zentrifuge, Laser) die Anreicherungskosten wiederum gesenkt werden könnten. Demgegenüber wird in ERDA-1535 von einem Trennarbeitspreis von 50 \$/TAE im Jahr 1975 ausgegangen, der bis 1985 auf 75 \$/TAE ansteigt und danach unverändert auf diesem Niveau bleibt.

Bei den Annahmen zu den Kapitalkosten der Stromerzeugungsanlagen kommt es weniger auf die absolute Höhe als auf die Kapitalkostendifferenzen zwischen den berücksichtigten nuklearen Stromerzeugungstechnologien an, weil diese in Verbindung mit den Brennstoffzykluskosten die Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen nuklearen Stromerzeugungstechnologie determinieren.

Die zu konstanten Preisen von 1974 in WASH-1535 unterstellten Kapitalkosten gehen aus Abb. 4 hervor. Für den Leichtwasserreaktor betragen die spezifischen Investitionskosten zwischen 1974 und 1990 420 \$/kWe. Aufgrund einer für 1990 erwarteten Erhöhung der Blockgröße von 1300 MW_e auf 2000 MW_e wird von niedrigeren Kapitalkosten in Höhe von 368 \$/kW_e zwischen 1990 und 2020 ausgegangen. Die Kapitalkosten des Hochtemperaturreaktors entsprechen jeweils denen des Leichtwasserreaktors. Die Kapitalkosten des Brutreaktors sind zu Beginn seiner Einführung um 100 \$/kW_e höher als die des Leichtwasserreaktors und werden damit auf 520 \$/kW_e geschätzt. Im Referenzfall sinkt die Kapitalkostendifferenz zwischen Leichtwasser- und Brutreaktoren bis zum Jahre 2000 auf Null. Der Sprung in der Kapitalkostenkurve im Jahre 1990 ergibt sich auch beim Brutreaktor aus der durch den Übergang zu 2000-MW_e-Blöcken ausgelösten Kostendegression. Die in Sensitivitätsanalysen berücksichtigten alternativen Schätzwerte gehen von einer Kapitalkostendifferenz zwischen Leichtwasser- und Brutreaktor in Höhe von 50 \$/kW_e bzw. 100 \$/kW_e zu Ungunsten des Brutreaktors im Jahre 2000 aus. Die im Jahre 2000 jeweils bestehenden Kapitalkostenniveaus bleiben bis zum Ende des Betrachtungszeitraums unverändert.

Das Absinken des Kapitalkostenniveaus des SBR wird sowohl mit der blockgrößenbedingten Kostendegression als auch mit den zunehmenden Erfahrungen beim Bau der Brüterkraftwerke erklärt. Es wird unterstellt, daß mit

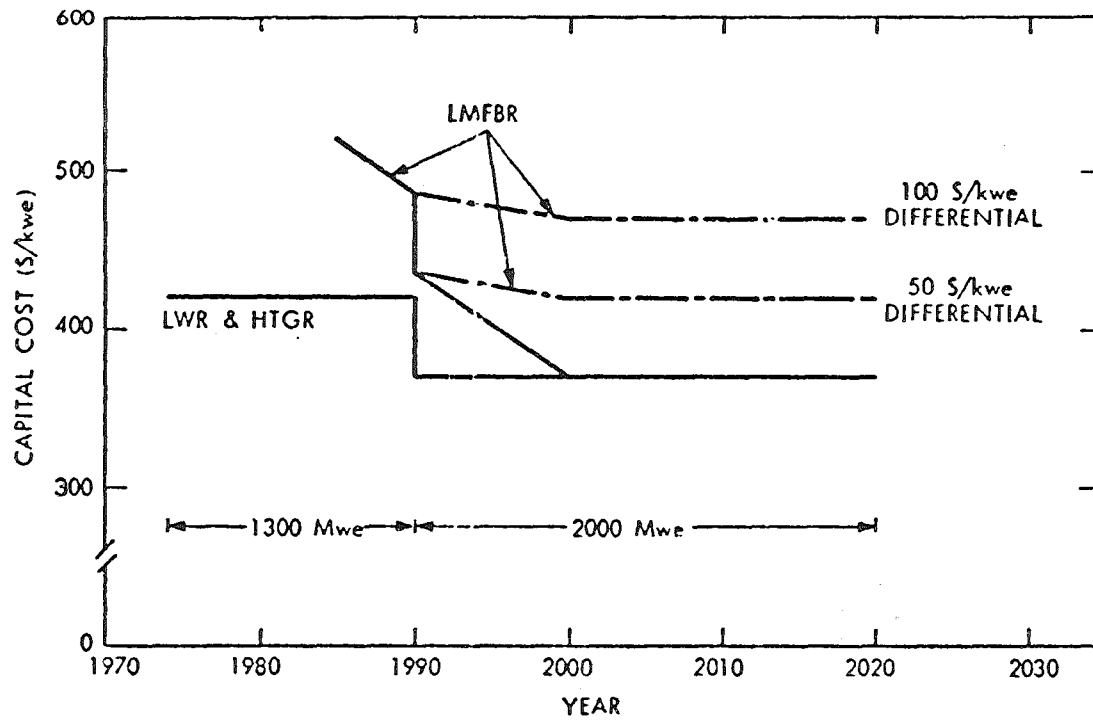


Abbildung 4: Reaktorkapitalkosten im Zeitablauf in WASH-1535

Quelle: WASH-1535, S. 11.2-12, Figure 11.2-7.

einer Verdoppelung der Zahl der in Betrieb genommenen Brutreaktoren die Errichtungskosten um 2 % sinken. Dieser Sachverhalt wird verkürzt auch mit dem Vorhandensein einer Lernkurve von 98 % gekennzeichnet. In der Kritik an den kostennutzenanalytischen Berechnungen von WASH-1535 wurde gerade die Unterstellung einer derartigen Lernkurve zugunsten des SBR bemängelt, da entsprechende Erfahrungen für den Leichtwasserreaktor nicht nachweisbar seien. Die Autoren der Analyse verteidigen ihre Annahme jedoch mit dem Hinweis darauf, daß ständig erhöhte Umwelt- und Sicherheitsanforderungen diesen Effekt beim Leichtwasserreaktor lediglich verdeckt hätten und der Brutreaktor von den inzwischen erreichten Umwelt- und Sicherheitsstandards für Leichtwasserreaktoren profitieren könne. Das interne ERDA-Überprüfungsgremium hat zu den diesbezüglichen Kostenschätzungen von WASH-1535 angemerkt, daß exaktere Zahlen zu den Kapitalkosten ohnehin erst zu einem späteren Zeitpunkt ermittelt werden können.

Die Kapitalkostenschätzungen in ERDA-1535 zu konstanten Preisen von 1975 gehen aus Abb. 5 hervor. Die spezifischen Kapitalkosten des Leichtwasserreaktors betragen 460 $\$/kW_e$ vor 1990 und 405 $\$/kW_e$ nach dem Übergang zu 2000-MW_e-Blockgrößen im Jahr 1990. Der Hochtemperaturreaktor wird 1983 eingeführt mit um 65 $\$/kW_e$ höheren Kapitalkosten als der Leichtwasserreaktor. Bereits sechs Jahre danach soll aufgrund des Lerneffekts eine im weiteren beibehaltene Angleichung an die Kapitalkosten des Leichtwasserreaktors erreicht sein.

Bei seiner Einführung im Jahre 1993 (Referenzfall von ERDA-1535) sollen die Kapitalkosten des Brutreaktors um 155 $\$/kW_e$ höher sein als die des Leichtwasserreaktors. Ein Absinken um rund 55 $\$/kW_e$ wird vor dem Jahre 2000 durch den Übergang auf 2000-MW_e-Blockeinheiten und um 100 $\$/kW_e$ bis zum Jahr 2006 durch den oben beschriebenen Lerneffekt entsprechend einer Lernkurve von 95 % erwartet. Dieser Prozentsatz wird mit dem Blick auf eine Lernkurve zwischen 80 und 90 % in zahlreichen anderen Industriezweigen für eine vertretbar vorsichtige Schätzung gehalten. Als alternativer - sogenannter hoher - Schätzwert für die Kapitalkostenentwicklung des SBR wird unterstellt, daß sich bereits vor dem Jahr 2000 eine konstante Differenz von 100 $\$/kW_e$ zum Leichtwasserreaktor einstellt.

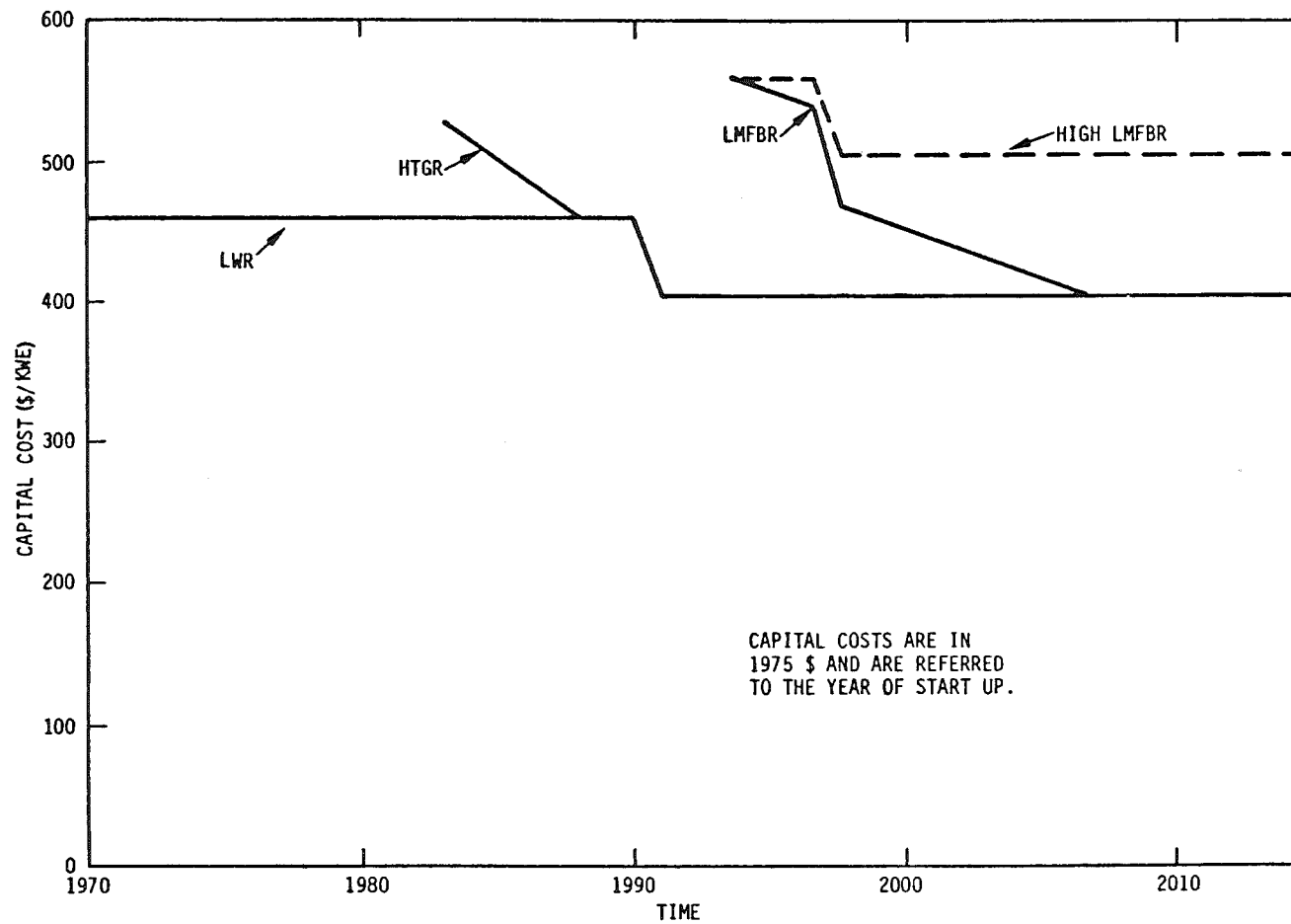


Abbildung 5: Projektion der Kapitalkosten von Kernkraftwerken in ERDA-1535

Quelle: ERDA-1535, Vol. I, S. III F-53, Figure III F-19.

1.5 Umweltbezogene Aspekte der Kosten-Nutzen-Analyse in WASH-1535

Obwohl von den Autoren der vorliegenden kostennutzenanalytischen Berechnungen eine vollständige Integration der umweltbezogenen Aspekte in die Bruttonutzengröße des brüderbezogenen F+E-Programms entsprechend der kostennutzenanalytischen Grundidee zumindest für eine Entscheidung über die Einführung des SBR entschieden befürwortet wird, verzichten die Autoren nicht nur auf eine Monetarisierung der umweltbezogenen Aspekte, indem sie die umweltbezogenen Aspekte nur in physisch-konkreten Größen ausweisen, sondern sie beschränken sich auch darauf, die umweltbezogenen Aspekte nur für drei strukturelle Varianten eines im Hinblick auf die Größe des Stromangebots einheitlichen Stromversorgungssystems (entsprechend dem Referenzfall der ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse) zu quantifizieren. Direkt in den kostennutzenanalytischen Teil von WASH-1535 (Kapitel 11) aufgenommen wurden zudem in erster Linie die sich auf die menschliche Gesundheit auswirkenden Umweltbeeinträchtigungen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien sowie der mit den drei Szenarien jeweils verbundene Brennstoffverbrauch. Andere in Kapitel 9 enthaltene umweltbezogene Berechnungsergebnisse z.B. zum Wasserverbrauch und der Inanspruchnahme von Land durch einzelne Stromerzeugungstechnologien werden in dem Kapitel 11 zur Kosten-Nutzen-Analyse ausschließlich in verbaler Form dargestellt. Demgegenüber werden auch mit dem Normalbetrieb einer Stromerzeugungstechnologie verbundene unfallbedingte Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit bzw. Sicherheit (Verletzungen und Todesfälle) als nicht-ökonomische Aspekte der Stromerzeugung quantifiziert. Insofern ist der im Original verwendete Begriff der umweltbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse etwas irreführend.

Das Zustandekommen der Zahlen für den Brennstoffverbrauch und die gesundheitlichen Auswirkungen alternativer Stromversorgungssysteme zwischen 1974 und 2020 bzw. 2050 in Kapitel 11 ist im wesentlichen anhand der detaillierten Ausführungen in Kapitel 9 von WASH-1535 nachvollziehbar. Zunächst werden die normalisierten Auswirkungen eines einjährigen Betriebs einer 1250-MW_e-Anlage einer bestimmten Stromerzeugungstechnologie (fossil, Leichtwasserreaktor, Hochtemperaturreaktor oder Schneller

Brutreaktor) bei 80 % Arbeitsausnutzung (entsprechend dem Dauerbetrieb einer 1000-MW_e-Anlage) bestimmt. Die auf eine bestimmte Stromerzeugungstechnologie in dem zugrundegelegten Betrachtungszeitraum insgesamt entfallenden Betriebsjahre je normalisierter Leistungsgröße werden dann mit der zuvor ermittelten jährlichen Auswirkungsgröße multipliziert. Es ergeben sich auf diese Weise die kumulierten Auswirkungen der einzelnen Stromerzeugungstechnologien, die in Kapitel 11 insgesamt und für die zeitlichen Untergliederungen 1974 bis 2000, 2000 bis 2050 bzw. 2000 bis 2020 und 2020 bis 2050 ausgewiesen werden, wobei in den beiden Untergliederungen bis zum Jahr 2050 (2000 bis 2050 und 2020 bis 2050) für die Jahre ab 2020 analog zu der Berechnung des ökonomischen Bruttonutzens der Betrieb lediglich der bis zum Jahr 2020 fertiggestellten Kraftwerke berücksichtigt wird. Die intertemporale Aggregation erfolgt dabei mit einer Diskontierungsrate von Null.

Auffällig ist, daß in Kapitel 9 von WASH-1535 zwei Stromversorgungssysteme miteinander verglichen werden, die jeweils durch den überwiegenden Einsatz von Leichtwasserreaktoren einerseits und von Schnellen Brutreaktoren andererseits gekennzeichnet sind. Insgesamt werden dort zugunsten des SBR relativ geringere negative Auswirkungen konstatiert und damit ein zusätzliches Element der "Kostensparnis" (=Bruttonutzen) in dem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR gegenüber dem System ohne SBR konstatiert. Diese quantifizierten, wenn auch nicht monetarisierten, zusätzlichen Kostensparnisse werden noch in Kapitel 9 als weiteres hinreichendes Argument für die Durchführung des brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms interpretiert.

Demgegenüber werden in Kapitel 11 die im Hinblick auf die Umweltauswirkungen quantifizierten Unterschiede zwischen den beiden Stromversorgungssystemen mit Überwiegendem Zubau von Leichtwasser- oder von Brutreaktoren als nicht genügend signifikant interpretiert, weil angesichts der unsicheren Ausgangsdatenbasis eine größere, jedoch nicht näher bestimmbare Fehlermarge vorliege. Demzufolge wird für die umweltbezogenen Berechnungen in Kapitel 11 zusätzlich der Fall eines Stromversorgungssystems herangezogen, in dem über die bis 1974 bestellten Kernkraftwerke hinaus keine Kernkraftwerke mehr, sondern nur noch Kohlekraftwerke zuge-

baut werden. Lediglich der umweltbezogene Vorteil eines Stromversorgungssystems unter Einschluß des SBR gegenüber dem kernenergiefreien System wird in Kapitel 11 noch als stützendes Argument für die Durchführung des brüterbezogenen F+E-Programms angesehen. Dabei sind, soweit ersichtlich, in den Kapiteln 9 und 11 dieselben Ausgangszahlen für die Berechnungen verwendet worden. Die Ergebnistabellen folgen lediglich einem unterschiedlichen Gliederungsschema, die einen unmittelbaren Vergleich der einzelnen Zahlen erschweren. Die eigentlichen Ausgangszahlen wurden wiederum verschiedenen anderen Quellen entnommen, die in Kapitel 9 aufgeführt werden.

Der Brennstoffverbrauch der drei verschiedenen Stromerzeugungsszenarien geht aus Tabelle 8 hervor. Die "Kostengrößen" für den Brennstoffverbrauch sind in den spezifischen physisch-konkreten Einheiten des jeweiligen Brennstofftyps ausgedrückt. Mit welchem monetären Wert die jeweiligen physischen Größen zu belegen wären, um sie untereinander und dann auch mit den ökonomischen Kosten aggregieren zu können, wird auch nicht im Ansatz diskutiert.

Die Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit und Sicherheit, die sowohl über das Medium Umwelt (z.B. Verbreitung radioaktiver Stoffe durch die Luft) als auch unmittelbar durch Unfälle zustandekommen, werden in Fallzahlen je Krankheits- und Todesart, getrennt für die im Brennstoffkreislauf beschäftigten Personen und für die allgemeine Öffentlichkeit, ausgewiesen (siehe Tabelle 9). Die Fallzahlen werden nach einem nicht näher erläuterten Schlüssel einheitlich in verlorene Manntage umgerechnet und somit untereinander aggregierbar gemacht. Auf eine weitere Transformation in monetäre Größen wurde bewußt verzichtet, da bereits der so weit verfolgte Rechengang von den Autoren selbst als unvollständig und unsicher beurteilt wird. Die Autoren weisen darauf hin, daß die hohen negativen Auswirkungen im Stromversorgungssystem ohne Kernenergie vor allem auf die für den Betrieb der Kohlekraftwerke erforderlichen Kohleförderungs- und -transportaktivitäten zurückzuführen sind.

Tabelle 8:

Brennstoffverbrauch zur Stromerzeugung zwischen 1974 und 2020 einschließlich des Betriebs der bis zum Jahre 2020 fertiggestellten Kraftwerke jeweils bis zum Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer (30 Jahre)⁺⁾

Quelle: WASH-1535, S. 11.1-32, Table 11.1-7.

Case	Year 2000			Year 2020		
	A	B	C	A	B	C
Fuel Commitment						
Uranium (millions of short tons of U ₃ O ₈)	4.4	5.5	0.8	4.4	12.7	0.8
Coal (billions of short tons)	32	32	97	90	90	337
Oil (billions of barrels)	9	9	9	9	9	9
Gas (trillions of standard cubic feet)	102	102	102	102	102	102

Notes: Case A - with LMFBR; Case B - no LMFBR; Case C - no new nuclear.

- ⁺⁾ Fall A: Der LMFBR wird entwickelt und kommerziell stark genutzt; ab dem Jahr 2000 werden fast nur noch Brüterkraftwerke zugebaut (in etwa wie Fall 3 in Tab. 1).
- Fall B: Der LMFBR wird nicht entwickelt; der Kernenergieanteil an der Stromerzeugung wird durch den Einsatz von Leichtwasser- und Hochtemperaturreaktoren gedeckt (wie Fall 1 in Tab. 1).
- Fall C: Über die bis 1974 bestellten Kernkraftwerke hinaus werden keine Kernkraftwerke mehr zugebaut. Danach werden nur noch Kohlekraftwerke errichtet, so daß es längerfristig zu einem System ohne Kernenergie kommt (dieser Fall wird in der ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse nicht berücksichtigt).

Tabelle 9: Kumulative Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Sicherheit durch ein expandierendes Stromversorgungsangebot zwischen 1974 und 2020

Quelle: WASH-1535, S. 11.1-30, Table 11.1-6.

	Impacts Associated with Energy System Operation During 1974-2020 (+)			Impacts Associated with Energy System Operation During 2020-2020			Forward (Post-2020) Commitments due to Plants Existing in Year 2020			Total Impacts Associated With Energy System Operation 1974-2020, plus Forward Commitments ++)		
	Case A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Occupational Accidents												
Fatalities (thousands)	11	11	12	16	19	60	17	19	67	45	50	145
Nonfatal Injuries (thousands)	506	514	827	770	535	2645	309	940	2980	2065	2345	6452
Man-Days Lost (millions)	96	97	161	143	165	522	146	171	564	305	433	1267
Public Injuries in Fuel Transportation												
Fatalities (thousands)	5	5	9	8	8	31	8	8	35	21	21	75
Nonfatal Injuries (thousands)	12	12	20	17	17	68	20	20	76	49	49	164
Man-Days Lost (millions)	32	32	52	50	50	97	51	51	221	132	133	377
Coal Workers Pneumoconiosis												
Simple CWP (thousands of cases)	6	6	10	8	8	34	8	8	36	22	22	62
(millions of man-days lost)	6	6	10	8	8	34	8	8	36	22	22	62
Acute CWP (cases)	50	50	100	90	90	340	80	80	330	220	220	820
(millions of man-days lost)	0.3	0.3	0.6	0.5	0.5	2	0.5	0.5	2	1	1	5
Radiological Health Effects												
Occupational (thousands of malignancies)	1.0	1.0	0.250	3.3	3.9	0.320	3.0	4.7		8.2	9.6	0.67
(millions of man-days lost)	6	6	2	23	24	2	24	28		50	54	4
Public (malignancies)	14	15	5	42	54	1	48	72		104	141	6
(millions of man-days lost)	0.1	0.1	~0	0.3	0.3	~0	0.3	0.4		1	1	~0
Total Man-Days Lost (millions)	140	141	233	222	242	657	230	259	645	592	643	1735

Notes: Case A - with LWRs; Case B - no LWRs; Case C - no new nuclear. Calculated values are shown to several digits for comparison purposes only. All values have considerable uncertainties, and absolute accuracy should not be implied by numerical precision.

+) Hier liegt ein Druckfehler vor. Richtig muß es 1974-2000 heißen.

++) Fälle A, B und C: Für eine nähere Erläuterung siehe Fußnote zu Tabelle 8.

1.6 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analysen

Die Darstellung der Annahmen und Ergebnisse der kostennutzenanalytischen Berechnungen in WASH-1535 und ERDA-1535 in Form von Text, Tabellen und Abbildungen nimmt einen im Vergleich zu anderen Kosten-Nutzen-Analysen recht breiten Raum ein. Die Vielzahl der Annahmen konzentriert sich im wesentlichen auf alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten des zukünftigen amerikanischen Stromversorgungssystems mit seinen interdependenten Mengen-, Preis- und Kostenstrukturen, die die Grundlage für die Berechnung des dem brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramm zurechenbaren Bruttonutzens darstellen. Angesichts der auch in den Kommentaren zu den vorliegenden Berechnungen breit angelegten Diskussion über die geeigneten Ausgangsdaten tritt die Auseinandersetzung über die methodischen Grundzüge des Analyseansatzes und die hierdurch bedingte Aussagekraft der Berechnungen in den Hintergrund. Die folgenden zusammenfassenden kritischen Anmerkungen zu den kostennutzenanalytischen Anmerkungen in WASH-1535 und ERDA-1535 können sich daher nur zu einem geringeren Teil auf methodische Erörterungen in der Analysedarstellung oder in den zahlreichen Stellungnahmen hierzu stützen.

Auch wenn in den vorliegenden Darstellungen der kostennutzenanalytischen Berechnungen der qualitativen Abgrenzung und dem quantitativen Umfang der Kostenseite des Analysekonzepts ein im Vergleich zur Nutzen-
seite geringer Platz eingeräumt wird, darf hieraus nicht der Schluß gezogen werden, daß die Ermittlung des Kostenniveaus unproblematisch ist.

In Abschnitt 1.3 wurde bereits darauf hingewiesen, daß möglicherweise vom Staat zu finanzierende Kapitalmehrkosten für die ersten kommerziellen Brutreaktoren in den brüterbezogenen F+E-Kosten nicht enthalten sind. Ebenso sind hieraus auch die ergänzenden staatlichen F+E-Aktivitäten ausgeschlossen, die neben dem Schnellen Brutreaktor auch anderen Kernenergietechnologien zugute kommen dürften. Die Autoren der Analyse begründen ihre diesbezügliche Entscheidung damit, daß die Aufwendungen für die ergänzenden F+E-Aktivitäten auch anfallen, wenn auf die Brütererentwicklung verzichtet würde.

Ausgeschlossen aus der Gesamtkostengröße bleiben auch die staatlichen Aufwendungen für Genehmigungs- und Überwachungsaktivitäten. Es wird darauf hingewiesen, daß die Betreiber der kerntechnischen Anlagen hierfür Gebühren zu entrichten haben, die in die Kapital- und Betriebskosten der Elektrizitätswirtschaft eingehen und folglich bei der Ermittlung des Bruttonutzens berücksichtigt werden. Damit wird implizit unterstellt, daß alle bei staatlichen Behörden anfallenden Ausgaben für Genehmigungs- und Kontrollaktivitäten auch tatsächlich durch das entsprechende Gebührenaufkommen gedeckt werden.

Desgleichen wird auch die unter anderem von Cochran geforderte Einbeziehung der Forschungs- und Entwicklungsausgaben der privaten Stromversorgungswirtschaft für die Brütertechnologie abgelehnt, wovon lediglich die Beteiligung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an der Brüterdemonstrationsanlage am Clinch River ausgenommen sein soll. Der Einschluß der privaten Forschungs- und Entwicklungsausgaben für die Brüterentwicklung würde, so argumentieren die Autoren der Analyse letztlich eine Doppelzählung bedeuten, da diese Aufwendungen implizit in den Kapital- bzw. Betriebskosten einer kerntechnischen Anlage enthalten sind.

Generell ist auch die Frage aufzuwerfen, ob die F+E-Aktivitäten zum äußeren Teil des Brutreaktor-Brennstoffzyklus wie vor allem Zwischenlagerung, Endlagerung, Stilllegung von Brutreaktoren und Wiederaufarbeitung von abgebranntem Material aus Brutreaktoren überhaupt bzw. in gebührendem Umfang auf der Kostenseite des Analysekonzepts berücksichtigt wurden. Unter Umständen sind mit diesen Stichpunkten aber auch dem Betrieb von Brutreaktoren zurechenbare Kostenelemente verbunden, die bei der Quantifizierung der Bruttonutzenelemente des Analysekonzepts zu berücksichtigen wären.

Auch wenn die Projektionen der Ausgaben bis zum Abschluß des F+E-Programms zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor von den Autoren der Analyse als einigermaßen zuverlässig eingeschätzt werden, da das Brüterprogramm schon relativ weit fortgeschritten sei, müßte die Möglich-

keit erheblicher Kostenüberschreitungen mit und ohne zeitliche Verzögerungen bei der Durchführung des Forschungsprogramms in einer quantitativen Analyse, die einen gewissen Genauigkeitsgrad erreichen will, ebenfalls berücksichtigt werden. Es wird von verschiedenen Kritikern der vorliegenden Analysen auf die bisherigen Erfahrungen mit der Leichtwasserreakorttechnologie sowie mit den Anfängen des Brüterprogramms verwiesen.

Von entscheidender Bedeutung für die prinzipielle Aussagekraft des in den vorliegenden Untersuchungen enthaltenen Analysekonzepts ist die Festlegung, daß die die Kostenseite konstituierenden F+E-Aufwendungen erst ab dem Zeitpunkt, zu dem die Analyse erstellt wird, zu berücksichtigen sind. Die Autoren der vorliegenden Analysen begründen diese Vorgehensweise damit, daß bereits getätigte Aufwendungen unwiderruflich sind (im angloamerikanischen Sprachgebrauch ist von "sunk costs" die Rede) und damit auch nicht Bestandteil einer Analyse sein sollten, die als Beurteilungsgrundlage für noch zu treffende Entscheidungen konzipiert ist. Dies bedeutet jedoch für ein Projekt wie das brüterbezogene Forschungsprogramm, dessen Durchführung sich über mehrere Jahre hinzieht und das immer wieder erneut Gegenstand haushaltswirtschaftlicher und allgemeiner politischer Entscheidungen ist, daß mit fortschreitender Projektdauer ein zunehmend geringeres reales Kostenniveau für die Durchführung der F+E-Aktivitäten in die Analyse eingeht.

Mit einer derartigen zeitlichen Kostenabgrenzung läßt sich ein Projekt umso leichter mit einem eindeutig positiven Ergebnis einer ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse befürworten, je später innerhalb des für die Projektdurchführung beanspruchten Zeitraums die Kosten-Nutzen-Analyse erstellt wird. Wie unter diesen Bedingungen eine Entscheidung über die Einführung des Schnellen Brutreaktors durch den hier vorliegenden kosten-nutzenanalytischen Ansatz analytisch unterstützt werden könnte, ist nicht erkennbar.

Wenn jedoch alle in der Zukunft zu tätigen und in der Vergangenheit bereits getätigten Aufwendungen zur Kostenermittlung berücksichtigt werden, die in einem sachlogisch engen Bezug zu einem bestimmten Projekt stehen, verliert der Analyseansatz seine unmittelbare Entscheidungsrele-

vanz, es sei denn, die Analyse wird rechtzeitig vor Beginn des Projekts durchgeführt. Je größer der Anteil der bereits verausgabten Aufwendungen für ein Gesamtprojekt ist, umso eher dient eine derartige Analyse nur der ex-post-Aufhellung der Rationalität bzw. der fehlenden Rationalität der vor Inangriffnahme des Projekts getroffenen Entscheidung. Eine Kosten-Nutzen-Analyse jedoch, die vor jeglicher Verausgabung von Forschungsgeldern für ein bestimmtes Forschungsprojekt durchgeführt wird, träfe auf besonders große Schwierigkeiten bei der zutreffenden Datenschätzung nicht nur auf der Kostenseite, sondern erst recht auch auf der Nutzenseite des Konzepts.

Der dem brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramm zurechenbare Bruttonutzen wurde in den vorliegenden Berechnungen in erster Linie als die monetäre Kostenersparnis definiert, die sich in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors gegenüber einem im Hinblick auf die innerhalb eines längeren Zeitraums erzeugte Strommenge identischen Stromversorgungssystem ohne Schnellen Brutreaktor ermitteln läßt. Darüber hinaus werden als Bestandteil des Bruttonutzenelements auch Minderbelastungen der Umwelt bzw. geringere Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit und Sicherheit in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR angesehen.

Die monetären Kostenersparnisse, auch als ökonomischer Bruttonutzen bezeichnet, werden in der Mehrzahl der vorliegenden Berechnungen für den Zeitraum zwischen der Erstellung der Analyse, d.h. ab dem Jahr 1974 (in WASH-1535, ab 1975 in ERDA-1535), bis zum Jahr 2020 (2025) und darüber hinaus bis zum Jahr 2050 (2055) ermittelt, indem die bis zum Jahr 2020 (2025) fertiggestellten Kraftwerke jeweils bis zum Ende ihrer unterstellten ökonomischen Lebensdauer von 30 Jahren ebenfalls in die Bruttonutzenberechnungen einbezogen werden. Diese abstufende Abgrenzung des Bruttonutzens wirkt sich zugunsten des SBR aus, da er entsprechend den getroffenen quantitativen Annahmen überwiegend geringere Brennstoff- und Betriebskosten als alternative Stromerzeugungstechnologie aufweist und damit seinen Investitionskostennachteil gegenüber anderen in der Analyse berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien während seines Betriebs mehr als kompensiert.

Diese in einer Vorläuferstudie zu WASH-1535 bewußt eingeführte methodische Vorgehensweise für die Berechnung des ökonomischen Bruttonutzens - sowie des Bruttonutzenelements, das auf umwelt- und gesundheitsbezogene Aspekte zurückgeht, - muß insofern etwas befremden, als auf diese Weise das Prinzip der sachlich-zeitlichen Einheit nicht voll eingehalten wird. Letztlich ist wie in einer zeitraumbezogenen Betrachtung einer einzelwirtschaftlichen Einheit (z.B. Erstellung einer Bilanz) auch von einer volkswirtschaftlichen zeitraumbezogenen Betrachtung zu fordern, daß sie sich auf das gesamte funktionale System, hier das Stromversorgungssystem, und nicht auf Teile hiervon bezieht.

Der Beginn des Zeitraums, in dem die dem brüterbezogenen F+E-Programm zurechenbaren Bruttonutzengrößen anfallen, fällt faktisch frühestens mit dem Zeitpunkt des Baubeginns für den ersten kommerziell eingeführten Schnellen Brutreaktor zusammen. In dem Zeitraum vor dem in den vorliegenden Analysen als Einführungsstermin bezeichneten Zeitpunkt (Eintritt des ersten kommerziellen Brutreaktors in die Kritikalitätsphase) können sich insofern Kostenabweichungen zwischen jeweils zwei zu vergleichenden Stromversorgungssystemen ergeben, als die monetären Aufwendungen für den SBR während der Bauzeit höher sind als für ein Kraftwerk einer anderen Stromerzeugungstechnologie. Wenn, wie es in den vorliegenden Analysen offensichtlich der Fall ist, die monetären Größen jeweils zu dem Zeitpunkt erfaßt werden, zu dem ein entsprechender Auszahlungsvorgang stattfindet, muß die Bruttonutzenberechnung bereits mit dem Beginn des Baus des ersten kommerziellen Brutreaktors einsetzen. Vermutlich der Einfachheit halber wurde hier jedoch der Beginn des Betrachtungszeitraums für die Ermittlung der Bruttonutzengrößen noch früher angesetzt (Zeitpunkt der Erstellung der Analyse), weil die zukünftige Entwicklung und Struktur des amerikanischen Stromversorgungssystems ohnehin auf der Grundlage von Vergangenheitswerten, die nur für die Zeit vor dem Analysezeitpunkt verfügbar sind, geschätzt und dieser Schätzung die auch für die Bruttonutzenberechnung benötigten Kostengrößen zugrundegelegt werden.

Die vergleichsweise ausführliche und recht kontroverse Diskussion darüber, an welchen Grundsätzen sich die Auswahl der Diskontierungsrate, mit der zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallende Kosten- und Nutzelemente einheitlich auf einen Zeitpunkt bezogen werden, orientieren sollte, zeigt, daß sich hier weder eine eindeutige methodische Lösung anbietet, noch eine widerspruchsfreie Einigung auf eine einzige konkrete Größe des Zinssatzes erzielt werden kann. Wenn, wie z.B. aus den Berechnungen in ERDA-1535 hervorgeht, das quantitative Gesamtergebnis mit der Wahl einer Zinsrate von 7 1/2 oder 10 % jeweils eine gegensätzliche Interpretation nahelegt, wird sichtbar, welcher methodisch offensichtlich nicht so schnell behebbare Schwachpunkt die Kosten-Nutzen-Analysen belastet.

Die mehrfache Berechnung der Bruttonutzengröße spiegelt das methodische Bemühen, die Unsicherheit bei der Schätzung der zahlreichen Ausgangsdaten für einen längeren Projektionszeitraum zu berücksichtigen. Beim Übergang von WASH-1535 auf ERDA-1535 läßt sich zwar eine Konzentration auf die Variation einiger weniger zentraler Parameter feststellen, es gibt aber keinen methodischen Anhaltspunkt dafür, daß die gesamte Bandbreite möglicher Annahmekombinationen und damit der Bruttonutzengrößen erfaßt wurde. Die tatsächliche zukünftige Entwicklung des amerikanischen Stromversorgungssystem mit seinen vielfältigen Mengen-, Preis- und Kostenstrukturen für einen Zeitraum zwischen 45 und 80 Jahren zu prognostizieren, stößt in besonderem Maße auf die jeder Prognose inhärenten Grenzen. Prinzipiell kann weder der einen noch der anderen Annahmekombination eine größere Wahrscheinlichkeit zugeordnet werden.

Nicht-ökonomische Bruttonutzenelemente, d.h. Bruttonutzenelemente, die auf Kostengrößen beruhen, die sich nicht im Rechnungswesen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen niederschlagen, werden in WASH-1535 praktisch nur zu Illustrationszwecken berechnet. Da der hierfür erforderliche naturwissenschaftlich-biologische Kenntnisstand als noch besonders ungesichert zu bezeichnen ist, wird zu Recht in diesem Rahmen darauf verzichtet, die physisch-konkreten Größen in monetäre Größen zu transformieren und anschließend mit den ökonomischen Kostengrößen zu aggregieren. Ebenso erlaubt es das Ausgangsdatenmaterial auch für die

berücksichtigten Auswirkungskategorien letztlich nicht, zwischen den Wirkungen eines Stromversorgungssystems unter Einschluß des SBR und den Wirkungen eines ansonsten identischen Stromversorgungssystems, in dem jedoch die Masse der neu zugebauten Kraftwerke auf Leichtwasser- und Hochtemperaturreaktoren entfällt, zu diskriminieren.

Abgesehen von der Notwendigkeit, daß der hier verfolgte Ansatz auf weitere Auswirkungskategorien, insbesondere im Hinblick auf massive Störfälle und Eingriffe in den Normalbetrieb eines Brennstoffzyklus, ausgedehnt werden müßte, bleibt die Frage ungeklärt, ob bei den nicht-ökonomischen Bruttonutzengrößen wie in der vorliegenden Analyse auf eine Diskontierung der in späteren Jahren anfallenden Auswirkungen verzichtet werden kann oder ob ebenso wie bei den ökonomischen Bruttonutzengrößen zumindest aus Kompatibilitätsgründen eine Diskontierung erforderlich ist. Wenn die Frage der Diskontierungsnotwendigkeit bejaht würde, wäre zudem zu klären, ob dann auch dieselbe Diskontierungsrate wie bei den ökonomischen Kosten bzw. Bruttonutzengrößen heranzuziehen ist.

Sieht man einmal von den methodischen und datenbezogenen Detailschwierigkeiten ab - bereits Teile hiervon reichen aus, die Eignung der vorgelegten Berechnungen als Entscheidungsgrundlage in Zweifel zu ziehen -, bleibt noch die Frage nach der grundsätzlichen Aussagekraft des in WASH-1535 und ERDA-1535 verwendeten Analyseansatzes zu klären. Praktisch gibt das Analysekonzept eine Antwort allein auf die Frage, ob die geplante Fortsetzung des brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms bis zur kommerziellen Reife der neuen Technologie aus ökonomischen, d.h. hier aus finanziell-monetären Gründen zu befürworten ist. Die anhand des Quotienten aus oder der Differenz zwischen (Brutto-)Nutzen und Kosten zum brüterbezogenen Forschungsprogramm formulierte Antwort kann nicht zugleich auch eine Antwort auf die Frage sein, ob die Entwicklung alternativer fortschrittlicher Stromerzeugungstechnologien beispielsweise auf der Basis der Fusion und der Sonnenenergie nicht womöglich ein günstigeres Nutzen-Kosten-Verhältnis hervorrufen würde und ganz oder teilweise an die Stelle der Fortsetzung des brüterbezogenen Forschungsprogramms treten sollte.

Prinzipiell ließen sich zur Beantwortung derartiger Fragen auf demselben kostennutzenanalytischen Konzept beruhende Berechnungen für alternative Stromerzeugungstechnologien durchführen. Die Mehrzahl der zuvor behandelten Probleme einer methodisch und sachlich zufriedenstellenden Abgrenzung und Quantifizierung der Kosten- und Nutzelemente sowie der Auswahl der Diskontierungsrate dürften in diesem Fall jedoch in noch stärkerem Maße auftreten, weil die einzelnen quantitativen Größen für die verschiedenen Technologien nach einheitlichen Prinzipien ermittelt werden müßten. Beispielsweise würden die noch nicht so weit wie die Brütertechnologie entwickelten Fusions- und Sonnenenergietechnologien u.U. zu einem sehr viel späteren Zeitpunkt als der SBR für die kommerzielle Stromerzeugung eingesetzt werden können, so daß die Gesamtanalyse womöglich einen noch größeren und sich noch weiter in die Zukunft erstreckenden Zeitraum umfassen müßte. Je länger jedoch der Analysezeitraum insgesamt wird, umso stärker wirkt sich die konkrete Größe der Diskontierungsrate auf die zu addierenden Zeitreihen aus. Bei einem gegebenen Zinssatz geht ein Kosten- oder Nutzelement mit einem umso geringeren Gewicht in die Aggregationssumme ein, je weiter es von dem gemeinsamen Bezugszeitpunkt entfernt ist.

Sonstige alternative politische Maßnahmen im Energiebereich, die beispielsweise auf die Energieeinsparung oder auf andere Energiedarbietungsformen als den Strom abzielen, lassen sich jedoch nicht ohne weiteres in dasselbe kostennutzenanalytische Schema übertragen, das bei der Untersuchung des brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms verwandt wurde. Selbst wenn es ohne größere Schwierigkeiten gelingt, für derartige Fragestellungen ein eigenes Analyseschema aufzuzeigen, mit dem sich das entsprechenden Nutzen-Kosten-Verhältnis oder eine Nutzen-Kosten-Differenz ermitteln läßt, - wenn staatliche Maßnahmen wie das Erlassen von Mindestnormen nicht bzw. nicht mit nennenswerten staatlichen Ausgaben verbunden, sind, kann z.B. das Kostenelement nicht in Form der finanziellen Auswendungen des Staates erfaßt werden -, ist es aus methodischen Gründen noch keineswegs gerechtfertigt, allein anhand der auf unterschiedlichen Analyseschemata beruhenden Nutzen-Kosten-Verhältnisse die Entscheidung für die eine oder andere politische Maßnahme zu empfehlen. In der einschlägigen kostennut-

zenanalytischen Literatur lassen sich vereinzelt Hinweise darauf finden, unter welchen Bedingungen quantitative Nutzen-Kosten-Verhältnisse für in mehr oder weniger engem sachlogischen Substitutionszusammenhang stehende Maßnahmen überhaupt direkt vergleichbar sind. Die methodischen Schwierigkeiten potenzieren sich geradezu, wenn die brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsausgaben mit Ausgaben in ganz anderen staatlichen Aufgabenbereichen z.B. im Bildungswesen verglichen werden sollen.

Somit kann das vorliegende Analysekonzept nur in sehr eingeschränkter Form als für die Unterstützung der Entscheidung über die Fortführung des brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramms geeignet angesehen werden. Grundsätzlich wäre aber auch eine abweichende Definition des ökonomischen Bruttonutzens denkbar, da es hierfür keine zwingenden Vorschriften von seiten des allgemeinen kostennutzenanalytischen Grundprinzips gibt. Ebenso könnte auch die Forderung aufgestellt werden, daß bereits bei der Förderungsentscheidung andere außerökonomische Beurteilungskriterien wie z.B. diejenigen, die die menschliche Gesundheit und Sicherheit betreffen, umfassend berücksichtigt werden. Die Einbeziehung derartiger zusätzlicher Beurteilungskriterien ist jedoch weniger eine Frage der kostennutzenanalytischen Methode als vielmehr eine Frage der politischen Zielsetzungen - einschließlich ihrer Gewichtung - , die sich ein Gemeinwesen vorgibt und auch bei der Erstellung von quantitativen Analysen zu anstehenden öffentlichen Entscheidungen berücksichtigt werden müssen.

2. Stauffer, T.R., Wyckoff, H.L., Palmer, R.S.,
The Liquid Metal Fast Breeder Reactor, Assessment of Economic
Incentives, Conference on Frontiers of Power Technology, Still-
water, Okla., Oct. 1-2, 1975 (AED-Conf. 1975, 467-002)

2.1 Fragestellung und Entstehungszusammenhang der Analyse

Die Autoren wollen mit Hilfe ihrer quantitativen Analyse eine Antwort auf die Frage geben, ob das amerikanische Engagement für die Entwicklung des Schnellen Brutreaktors in Form von staatlichen Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen aus ökonomischen Gründen fortgesetzt werden soll. Zu diesem Zweck werden die Kostenersparnisse ermittelt, die sich in der gesamten Volkswirtschaft der Vereinigten Staaten von Amerika durch die Bereitstellung von Strom innerhalb eines Stromerzeugungssystems unter Einschluß des Schnellen Brutreaktors (SBR) gegenüber einem Stromerzeugungssystem ohne SBR ergeben. Diesem Vergleich wird ein längerer Zeitraum mit einem vorgegebenen Strombedarf zugrundegelegt.

Angesichts des durch in- und ausländische, wissenschaftliche und industrielle Beiträge erreichten Entwicklungsstandes der Brütertechnologie stand zum Zeitpunkt der Analyse (1975) die konkrete Entscheidung an, ob durch den staatlich finanzierten Bau einer Demonstrationsanlage und der ersten großtechnisch ausgelegten Prototypanlagen die Einsatzbereitschaft der Brütertechnologie im privatwirtschaftlichen Stromerzeugungssystem der USA gefördert werden soll. Die hierfür erforderlichen finanziellen Mittel werden auf 5 bis 10 Mrd. \$ geschätzt. Auf die Begründung der Abgrenzung der bis zur kommerziellen Reife des SBR erforderlichen Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen wird in dieser Analyse nicht näher eingegangen. Die Darlegungen beziehen sich vielmehr ausschließlich auf die als Bruttonutzen interpretierten Kostenersparnisse eines Stromversorgungssystems unter Einschluß des SBR gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR.

Die drei Autoren der Analyse gehören einerseits dem Wissenschaftsbereich (Stauffer: Harvard University), andererseits dem Industriebereich

(Wyckoff: Commonwealth Edison Co.; Palmer: General Electric Co.) an. Ihre auf insgesamt 11 Druckseiten zusammengefaßte Darstellung der Analyse (einschließlich Tabellen und Graphiken) wurde auf einer amerikanischen Konferenz über die Grenzen von Stromerzeugungstechnologien vorgelegt. Über den Aufwand zur Erstellung der Analyse sowie über zustimmende oder ablehnende Reaktionen auf die Analyse konnte bisher nichts in Erfahrung gebracht werden.

2.2 Methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse

Der Kostenbestandteil dieser Kosten-Nutzen-Analyse besteht in den Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen, die ab dem Analysezeitpunkt bis zur kommerziellen Reife der Brütertechnologie (einschließlich einer im kommerziellen Maßstab ausgelegten Demonstrationsanlage) erforderlich sind. Ihre Höhe wird auf 5 bis 10 Mrd. \$ geschätzt. Auf die Ermittlung dieser Kosten wird in der vorliegenden Analyse nicht näher eingegangen.

Der Nutzenbestandteil oder Bruttonutzen⁺⁾ des hier verfolgten Analysekonzepts ergibt sich durch den sich über mehrere Jahre erstreckenden Vergleich von zwei im Hinblick auf die erzeugte Strommenge identischen Stromversorgungssystemen, die sich jedoch im Hinblick auf die technologische Struktur des Kraftwerkszubauvolumens unterscheiden. Das eine System greift für sein Zubauvolumen in dem Betrachtungszeitraum ausschließlich auf technologisch bereits weitgehend ausgereifte Stromerzeugungstechnologien im fossilen und nuklearen Bereich zurück. Das an-

^{+) Es handelt sich entsprechend der in dieser Auswertung verwendeten Terminologie eindeutig um den Bruttonutzen. Der im Original statt dessen verwendete Begriff des "net benefit" dürfte deshalb benutzt worden sein, weil von einer Modellvorstellung ausgegangen wird, nach der sich diese Nutzengröße durch die Differenz von zwei Größen, die ihrerseits entgangenen Bruttonutzen darstellen, ergibt. Siehe hierzu die Ausführungen im nachfolgenden Text.}

dere System verfügt darüber hinaus auch über die neu entwickelten Brütertechnologie. Verglichen werden diese beiden Systeme im Hinblick auf die gesamten realen Stromgestehungskosten.

Die realen Stromgestehungskosten umfassen die monetären Aufwendungen für den jeweils erforderlichen Personal- und Materialeinsatz (einschließlich Brennstoffe). Dieser Personal- und Materialeinsatz stellt eine Beanspruchung der grundlegenden nationalen Ressourcen dar. Entsprechend dieser Kostendefinition werden Zinsen auf das parallel hierzu eingesetzte Finanzkapital und Steuern als sogenannte Transfergrößen aus dem volkswirtschaftlichen Kostenvergleich ausdrücklich ausgeschlossen, da der Vorgang der Entrichtung von Zinsen und Steuern als solcher keine Veränderungen im Ressourcenbereich hervorruft. Die für das Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR ermittelten Kostenersparnisse gegenüber einem entsprechenden Stromversorgungssystem ohne SBR werden ursächlich auf die Durchführung des Brüterentwicklungsprogramms zurückgeführt und als der Bruttonutzen dieses Programms bezeichnet.

Da die in den einzelnen Jahren anfallenden Kostenersparnisse bzw. Bruttonutzenelemente aggregiert, d.h. in einer Gesamtgröße ausgedrückt werden sollen, die den Kosten für das Brüterentwicklungsprogramm direkt gegenübergestellt werden kann, muß der Wert der jährlichen Kostenersparnisse in bezug auf einen einheitlichen Zeitpunkt - hier: das Analysejahr 1975 - ausgedrückt werden. Zu dieser Umrechnung wird eine Diskontierungsrate gebraucht, die den relativen Bedeutungsverlust von in späteren Jahren anfallenden Nutzengrößen widerspiegelt. Die theoretische Erklärung und empirische Auswahl eines geeigneten Zinssatzes erfordern ihrerseits eine nähere theoretische Erklärung der zur Quantifizierung des Bruttonutzens herangezogenen realen Stromgestehungskostenersparnisse. Die theoriebezogenen Ausführungen fallen in der ohnehin nicht sehr ausführlichen Darstellung der Analyse besonders knapp und damit wenig verständlich aus. Da aber die theoretische Erklärung von Bruttonutzen und Diskontierungsrate für das Verständnis des Analysekonzepts von zentraler Bedeutung ist, werden die diesbezüglichen Ausführungen des Originals im folgenden eher interpretierend erweitert als verkürzt wiedergegeben.

Es wird unterstellt, daß der jährliche Personal- und Materialaufwand in dem einen oder dem anderen Stromversorgungssystem zu gleich hohen Opportunitätskosten bis zu der Aufwandshöhe führt, die von beiden Stromversorgungssystemen gemeinsam erreicht wird. Diese Opportunitätskosten bestehen in dem auf u.U. mehrere zukünftige Perioden entfallenden Konsum, der sich bei alternativer Verwendung der Material- und Personalressourcen in anderen Produktionsbereichen über einen mehr oder weniger langen Produktionsweg ergeben würde. Da dieser jeweils einem Jahr zuzurechnende Konsum- oder Nutzenentgang in beiden Stromversorgungssystemen bis zu der gemeinsam erreichten Aufwandshöhe als identisch unterstellt wird, braucht er nicht gesondert berechnet zu werden.

Für die weitere Berechnung interessiert nur noch die Frage, welcher zusätzliche Konsum in der Volkswirtschaft zu erwarten ist, wenn das Stromversorgungssystem mit dem insgesamt geringeren Personal- und Materialaufwand - hier das Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR - verwirklicht wird. Hierfür wird die Annahme gemacht, daß sich entsprechend dem in einem Jahr bei der Stromerzeugung eingesparten Ressourceneinsatz der volkswirtschaftliche Konsum in demselben Jahr und in demselben Umfang erhöht. Diese Annahme wird nach Ansicht der Autoren durch den empirischen Sachverhalt gestützt, daß die privatwirtschaftlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen der USA aufgrund der staatlichen Preisaufsicht gehalten sind, eine Minderung der Gestehungskosten an die Stromverbraucher weiterzugeben. Damit sind die jährlichen Einsparungen an realen Kosten identisch mit dem jährlich zusätzlich ermöglichten Konsum. Der Wert dieser zusätzlichen Konsumströme in einem Basisjahr ist demnach mit Hilfe einer Diskontierungsrate zu ermitteln, die der Zeitpräferenzrate^{+) der Konsumenten entspricht. Als Zeitpräferenzrate wird für diese Analyse ohne weitere Begründung ein realer Wert}

^{+) Die Theorie der Zeitpräferenzrate der Konsumenten geht von der Grundthese aus, daß einem Konsumenten eine bestimmte Konsumhöhe zu einem späteren Zeitpunkt weniger wert ist als dieselbe Konsumhöhe zum aktuellen Zeitpunkt.}

von 6 % jährlich unterstellt, der sich unter Berücksichtigung einer jährlichen Inflationsrate von 6 % beim Personal- und Materialaufwand auf einen nominalen Zinssatz von 12,36 % erhöhen würde.

Die zur Ermittlung des volkswirtschaftlichen Nutzens des SBR herangezogenen Realkostenströme werden für die Jahre 1975 bis 2020 geschätzt. Darüber hinaus werden auch die Betriebs- und Brennstoffzykluskosten für die bis zum Jahr 2020 fertiggestellten Kraftwerke bis zum Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer in die Analyse einbezogen. Da für die Kraftwerksanlagen eine Lebensdauer von 30 Jahren unterstellt wird, umfaßt der Analysezeitraum für die Ermittlung des Bruttonutzens die Jahre 1975 bis 2050. Wie bereits erwähnt, fällt der Beginn des Berechnungszeitraums mit der sich an die Forschungsphase anschließenden Entwicklungsphase des SBR zusammen. Das letzte Jahr des Analysezeitraums, für das noch Investitionsaktivitäten berücksichtigt werden, das Jahr 2020, korrespondiert mit dem von den Autoren vermuteten Beginn einer intensiveren kommerziellen Nutzung der Fusions- und Sonnenenergie. Infolge dieser Annahme wird mit diesem Analyseansatz gleichzeitig geprüft, ob sich die Forschungsinvestitionen in den SBR bereits bis zum Auftreten ernsthafter technologischer Konkurrenten "gelohnt" haben dürften. Der Unsicherheit bei der Schätzung der Größen, die für die Bruttonutzenberechnung benötigt werden, wird durch die gleichzeitige Berücksichtigung unterschiedlicher Werte Rechnung getragen.

2.3 Überblick über das Analyseergebnis und seine Aussagekraft

Die achtzehn auf unterschiedlichen Annahmen beruhenden Fallberechnungen weisen ausnahmslos einen positiven Bruttonutzen aus, der im Referenzfall 76 Mrd. \$ beträgt. In den anderen Fällen, die auf der Variation jeweils nur einer zentralen Ausgangsgröße beruhen, erreicht der Bruttonutzen einen Wert zwischen 19 und 122 Mrd. \$. Dieses insgesamt sehr positive Ergebnis wird von den Autoren der Analyse als hinreichend für eine ökono-

mische Rechtfertigung der noch durchzuführenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für den SBR mit einem finanziellen Aufwand von 5 bis 10 Mrd. \$ angesehen. Die Autoren betonen, daß der Einsatz des SBR im angenommenen Umfang und damit die Realisierung des errechneten Bruttonutzens jedoch von zahlreichen Einzelentscheidungen der privaten Elektrizitätswirtschaft abhängen, die ihrerseits vor allem durch drei strategische und zugleich zum Analysezeitpunkt äußerst ungewisse Größen beeinflußt werden: Höhe der Investitionskosten für den SBR, die sich aber erst nach weiteren Forschungsaktivitäten exakter bestimmen lassen; Umfang und Qualität der amerikanischen Uranerzvorkommen und damit Höhe des Natururanpreises; Höhe des Wirtschaftswachstums einschließlich Verschiebungen in der Produktionsstruktur und damit Höhe der Stromnachfrage.

Unter der Voraussetzung, daß die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zum SBR den gewünschten Erfolg zeitigen und zugleich die auch von den Autoren empfohlene Suche nach bisher unbekanntem Uranvorkommen weitgehend ergebnislos bleibt - eine Vermehrfachung der bisher bekannten Lagerstätten wird angesichts des erwarteten Strombedarfszuwachses für einen Verzicht auf den Einsatz des SBR für unabdingbar erachtet -, könnte die eigentliche Entscheidung über die kommerzielle Einführung des SBR etwa Mitte der 80er Jahre auf der Basis zusätzlicher technologischer und geologischer Informationen getroffen werden. In die Beantwortung der Grundsatzfrage "to breed or not to breed" wären dann neben dem hier ausschließlich berücksichtigten ökonomischen Entscheidungskriterium auch Sicherheits- und Umweltaspekte einzubeziehen.

Über die kommerzielle Einführung des SBR könnte aber Mitte der 80er Jahre nur entschieden werden, wenn vorher das Brüter-Forschungsprogramm erfolgreich abgeschlossen ist. Die hierfür einzusetzenden Mittel stellen damit nach Ansicht der Verfasser eine Art strom- oder energievorsorgungspolitische Versicherungsprämie dafür dar, daß die amerikanische Volkswirtschaft vor möglichen Verlusten in Höhe der errechneten Bruttonutzengrößen bewahrt wird. Wenn der Schnelle Brutreaktor später nicht eingesetzt würde, seien demgegenüber insgesamt nur 5 bis 10 Mrd. \$ als

Verlust zu verbuchen. Die Fortsetzung des amerikanischen Brüterprogramms gilt damit als energiepolitische Risikominimierungsstrategie. Zugleich wird aber auch eine intensivere Suche nach kostengünstig abbaubaren Uranvorräten empfohlen, da kostenerhöhende Verzögerungen bei der Entwicklung des SBR nicht ausgeschlossen werden können.

2.4 Gewinnung und Transformation der Daten zur Ermittlung des (Brutto-)Nutzniveaus des Forschungs- und Entwicklungsprogramms zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors:
Zur Abbildung technologischer, energiewirtschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Rahmenbedingungen in der Analyse

Um den sich aus dem Einsatz des SBR im Stromversorgungssystem ergebenden Vorteil gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR ermitteln zu können, sind zunächst die technologischen und gesamtwirtschaftlichen Charakteristika dieser beiden alternativen Stromversorgungssysteme für den Betrachtungszeitraum zu ermitteln.

Vor dem Hintergrund begrenzter amerikanischer Vorräte und des Ziels der nationalen Unabhängigkeit in der Energieversorgung bleiben die Primärenergieträger Erdöl und Erdgas bei den Kraftwerkszubauaktivitäten unberücksichtigt. Mit einer wirtschaftlichen Anwendung der Kernfusion wird erst nach 2020 und damit nach dem Ende der hier betrachteten Zubauaktivitäten gerechnet. Von der Sonnenenergie wird angenommen, daß sie überwiegend im Niedrigtemperaturbereich und im wesentlichen erst nach 2020 Anwendung findet. Ihr Beitrag zur Energieversorgung schlägt sich nach Aussage der Autoren lediglich indirekt beim unterstellten rückläufigen Wachstum der Stromnachfrage nieder. Als technologische Alternativen zum SBR wurden damit vor allem Kohlekraftwerke, Leichtwasserreaktoren und gasgekühlte Hochtemperaturreaktoren berücksichtigt. Darüber hinaus spielen auch fortgeschrittene Hochtemperaturreaktoren und fortgeschrittene CANDU-Reaktoren ab 1982 eine Rolle. Dabei wird für jeden berücksichtig-

ten fortgeschrittenen Convertertyp ein Uranbedarf unterstellt, der nach dem technologischen Erkenntnisstand so gering wie möglich ist. Der Uranbedarf dieser fortgeschrittenen Reaktortypen beträgt lediglich zwei Drittel des Uranbedarfs eines Leichtwasserreaktors mit Plutoniumrezyklisierung. Der Anteil der fortgeschrittenen Converter an den insgesamt installierten Kraftwerken ergibt sich durch einen von vornherein festgelegten konstanten Anteil dieser fortgeschrittenen Reaktortypen an der Nichtbrüter-Reaktorkapazität⁺⁾. Im Referenzfall beträgt dieser Anteil beispielsweise 25 %.

Weitere für die Berechnungen benötigte Ausgangsgrößen wurden mehr oder weniger direkt geschätzt. Meistens wurden die entsprechenden für 1975 zu erwartenden Zahlen auf einen zukünftigen Jahreswert hochgerechnet, indem ein konstanter jährlicher Steigerungsfaktor ab 1975 zugrundegelegt wurde. Die auch von den Autoren als besonders kritisch beurteilten Schätzungen betreffen die Kapitalkostendifferenz zwischen Leichtwasserreaktor und Schnellem Brutreaktor je Leistungseinheit, die amerikanischen Reserven an zu niedrigen Kosten abbaubaren Uranerzen sowie die Stromnachfrage in Abhängigkeit vom gesamtwirtschaftlichen Wachstum unter Berücksichtigung von sich auf die Energieträgersubstitution auswirkenden gesamtwirtschaftlichen Strukturveränderungen.

Ein Computermodell wurde eingesetzt, um auf der Grundlage der getroffenen Annahmen und der ausgewählten Ausgangsgrößen die Zubauraten für die einzelnen Kraftwerkstypen zu ermitteln. Das Computerprogramm bestimmt durch den Vergleich alternativer Anlagentypen im Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit (Vergleich aller Anlagen- und Brennstoffkosten einschließlich Nebenkosten über eine 30jährige wirtschaftliche Lebensdauer der Anlagen), welche Anlagen zugebaut werden dürften. Das Computermodell selbst berücksichtigt in dem Fall eines Stromversorgungs-

⁺⁾ Vgl. unten Tab. 3: Dort heißt es lediglich "Advanced Converter as % of Non-Breeder Capacity". Daß sich hier die Anteilsgröße lediglich auf die Nichtbrüter-Reaktorkapazität bezieht, wurde aus den weiter unten wiedergegebenen Abbildungen 2 und 3 geschlossen.

systems ohne SBR lediglich Leichtwasserreaktoren und Kohlekraftwerke. Im Falle eines Stromversorgungssystems unter Einschluß des SBR kommt noch der Schnelle Brutreaktor hinzu. Wie bereits erwähnt, wird der Einsatz der fortgeschrittenen Converter anschließend anhand des zuvor festgelegten Anteils an den insgesamt installierten Leichtwasserreaktoren ermittelt, so daß sich deren endgültiger Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität gegenüber dem zunächst mit dem Computermodell errechneten Anteil wieder verringert.

Für die Modellrechnungen sind sehr detaillierte Annahmen über einzelwirtschaftlich relevante Daten erforderlich (vgl. hierzu Tab. 1). Die technischen Annahmen für die Leistungsfähigkeit eines 1000-MW_e-Brüterkraftwerks gehen aus Tab. 2 hervor. Das Modell erhebt den Anspruch, den Entscheidungsprozeß der Elektrizitätsversorgungsunternehmen realistisch zu simulieren. Es ist zu beachten, daß in dem Simulationsmodell zur Ermittlung der Zubauraten nach Kraftwerkstypen Zinsen, Steuern und Versicherungsbeiträge im Unterschied zur Abgrenzung des Bruttonutzens berücksichtigt wurden. Die Auswirkungen der Ergebnisse einzelner Rechengänge auf die Verwendung bzw. Inanspruchnahme von Uran, Plutonium und Trennarbeit sowie auf das Preisgefüge wurden mit den Ausgangsschätzungen verglichen. Bei Abweichungen wurden die Berechnungen so lange wiederholt, bis sich eine Übereinstimmung zwischen den Ausgangsschätzungen und den Modellergebnissen ergab. Nähere Angaben zu dieser Vorgehensweise fehlen.

Die wichtigsten Ausgangsdatenschätzungen wurden der einschlägigen Literatur entnommen. Sie werden sowohl in den Tabellen aufgeführt als auch in der Textdarstellung mit Begründungen versehen. Das Literaturverzeichnis am Ende der vorliegenden Darstellung der Analyse enthält vier auf den Kernbrennstoffzyklus bezogene Quellen, die 1973 und 1974 veröffentlicht wurden. Als generelles Auswahlprinzip für die wichtigsten Parametergrößen wird das Prinzip der "informed opinion" geltend gemacht.

Die Ermittlung der zukünftigen Stromnachfrage und damit des gesamten zukünftigen Kraftwerkszubaubedarfs ist von den eigentlichen kostennutzenanalytischen Berechnungen und Berechnungsergebnissen losgelöst und diesen vorangeschaltet. Auf diese Weise wird ein möglicher Rückkopplungseffekt des zu insgesamt niedrigeren Stromgestehungskosten einsetzbaren

Tabelle 1: Finanzwirtschaftliche Annahmen für den Bereich der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Ausgangsdaten für die jährliche Auswahl der Kraftwerkstypen ^{1, 2}

Quelle: Stauffer u.a. (1975), S. 5, Table 1.

		Base Case	
1.	Rate of inflation	0%	6%
2.	Cost of debt money for zero inflation	2.75%	2.75%
3.	Cost of debt money with inflation (1x2), e.g., $[(1.06 \times 1.0275) - 1](100) = 8.92\%$	2.75%	8.92%
4.	Cost of equity money for zero inflation	5.5%	5.5%
5.	Cost of equity money with inflation (1x4), e.g., $[(1.06 \times 1.055) - 1](100) = 11.83\%$	5.50%	11.83%
6.	Assumed debt/equity ratio for utility industry capitalization	0.55/0.45	0.55/0.45
7.	Assumed federal plus state tax at 50% of total earnings ³	50%	50%
8.	Return on debt (cost for use of debt portion of money), (3x6); e.g., $(0.55 \times 8.92\%) = 4.90\%$	1.51%	4.90%
9.	(a) Return on equity (cost for use of equity portion of money), (5x6), e.g., $(0.45 \times 11.83\%) = 5.32\%$, and (b) Federal tax plus state tax (for 50% total tax on earnings) ²	2.48%	5.32%
10.	(a) Effective interest rate (8+9) (b) Discount rate (8+9) for utility decision making process	3.99%	10.22%
11.	Level annual revenue requirement excluding depreciation (effective interest rate plus taxes) (10a+9b)	6.46%	15.54%
12.	Level annual revenue requirement with depreciation, 30-yr. book-life and 16-yr. tax life (determined by calculations using above assumptions — calculation not shown)	6.1%	12.03%
13.	Assumed property tax plus plant insurance	1.7%	1.7%
14.	Level annual revenue requirements with depreciation, property tax and insurance (12+13)	7.8%	13.73%

¹ The zero inflation financial assumptions are indicated to aid the reader in developing financial factors for other rates of inflation.

² The assessment uses financial assumptions appropriate to government owned utilities for their portions of the nation's electrical capacity.

³ At 50%, assumed federal plus state tax is equal to return on equity.

Tabelle 2: Technische Leistungsdaten eines Brüterkraftwerks

Quelle: Stauffer u.a. (1975), S. 6.

Electrical Output	(MWe)	1000
Capacity Factor [*]	(%)	80
Overall Plant Efficiency	(%)	38
Breeding Ratio (at equilibrium)		1.25
Compound System Doubling Time (at equilibrium)	(years)	18.0
Specific Power (at equilibrium)	(kWt/kg — fission)	900
Fission out of Reactor		0.75
Fission in Reactor		
Fabrication and Recovery Losses	(%/Cycle)	2

This capacity factor is used during economic evaluations for selecting plant additions each year. Actual costs and capacity factors in the assessment depend on actual plant loadings. Plants are loaded to meet the daily load swings in a manner that minimizes system fuel costs.

Schnellen Brutreaktors in Form eines Anstiegs der gesamten Stromnachfrage nicht berücksichtigt. Für die Kohle werden außer ihren ökonomischen Einsatzkosten keine weiteren Verwendungsrestriktionen berücksichtigt. Die Berechnungen wurden ohne Inflationsrate (Preisbasis 1975) und mit verschiedenen Inflationsraten durchgeführt. Die Berechnungsergebnisse bleiben jedoch hierdurch unbeeinflusst, da auf alle Kostenelemente der beiden Stromversorgungssysteme, die entweder für die Auswahl der Kraftwerkstypen oder direkt für die Nutzenberechnung herangezogen werden, jeweils dieselbe Inflationsrate angewendet wird. Bei der anschließenden Diskontierung der zur Ermittlung des Bruttonutzens herangezogenen nominellen jährlichen Kostenüberschüsse auf das Basisjahr wird die jeweilige Inflationsrate wiederum bei der Höhe der - nominellen - Diskontierungsrate berücksichtigt.

Im Stromversorgungssystem ohne SBR konkurrieren lediglich die Leichtwasserreaktoren und Kohlekraftwerke direkt miteinander⁺⁾ . Da der Leichtwasserreaktor seinen Kostennachteil bei den Kapitalkosten durch seinen Kostenvorteil bei den Brennstoffkosten mehr als kompensieren kann, so daß ein Stromgestehungskostenvorteil des Leichtwasserreaktors gegenüber Kohlekraftwerken in Höhe von 0,0056 §/kWh für 1980 errichtete Anlagen entsteht, entfallen im Jahre 1980 90 % der Zubaukapazitäten auf Kernkraftwerke. Der schnelle Zubau von Leichtwasserreaktoren bewirkt jedoch eine baldige Erschöpfung der hochwertigen und damit preisgünstig abbaubaren Uranerzlagerstätten, so daß sich die ökonomischen Vorteile der Kernenergie gegenüber der Kohle wieder verringern. Folglich entfällt im Jahre 2020 von den neu zugebauten Kraftwerken nur noch ein Drittel auf Kernkraftwerke. Die im Jahre 2020 installierte Gesamtkapazität von 3289 GW_e setzt sich zusammen aus 1972 GW_e nuklearer Kapazität und aus 1317 GW_e für den Primärenergieträger Kohle (siehe Abb. 1).

⁺⁾ Wie bereits weiter oben erwähnt wird auch der Einsatz von fortgeschrittenen Convertern berücksichtigt. Er ergibt sich jedoch durch die Unterstellung eines festen Anteils dieser fortgeschrittenen Reaktortypen an der zuvor mit dem Computermodell ermittelten installierten Kapazität von Leichtwasserreaktoren.

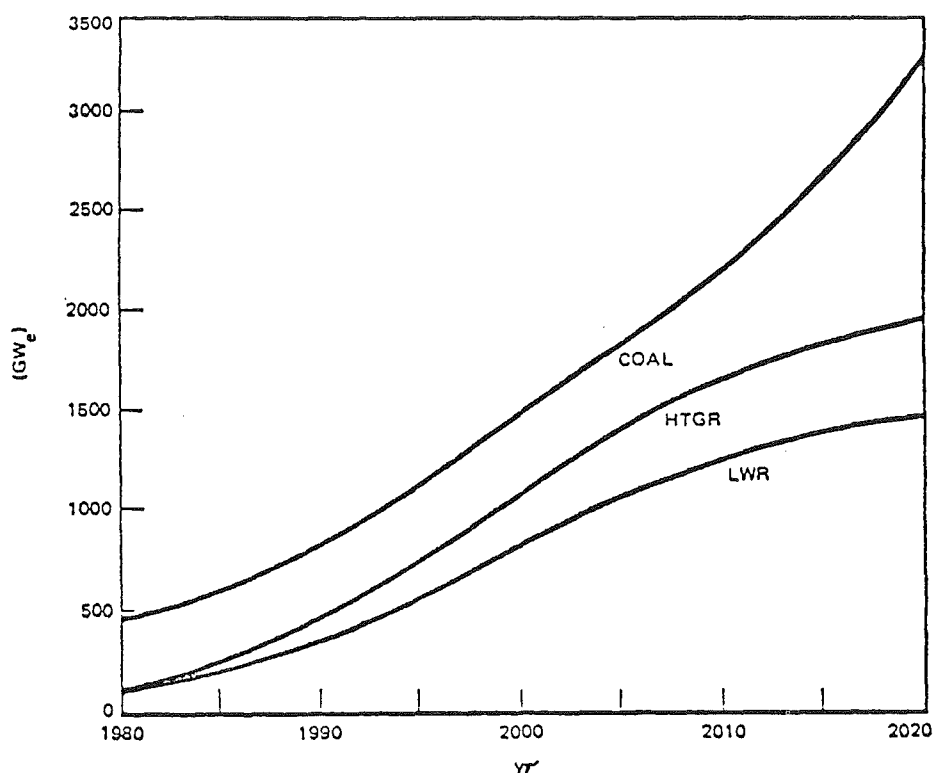


Abbildung 1: Installierte Kraftwerkskapazitäten in einem Stromversorgungssystem ohne natriumgekühlten SBR

Quelle: Stauffer u.a. (1975), S. 7, Figure 2.

Im Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR weisen die Wettbewerbsfähigkeit des Kernstroms und die Brennstoffkosten eine größere Stabilität auf⁺⁾ . Im Jahre 2020 entfallen auf die Kernenergie, darunter vor allem auf den SBR, dessen Bedeutung ständig zunimmt, 77 % der Zubaukapazitäten aufgrund der durch den SBR bewirkten relativ geringen Urannachfrage und der damit verbundenen Uranbrennstoffkostensenkungen für alle Kernkraftwerkstypen. Die im Jahr 2020 installierte Kapazität von 3289 GW_e besteht aus einem Kernenergieanteil in Höhe von 2519 GW_e (davon sind 1418 GW_e Brüterkapazität) und einem Kohleanteil von nur noch 770 GW_e (siehe Abb. 2).

⁺⁾ Siehe vorangehende Fußnote.

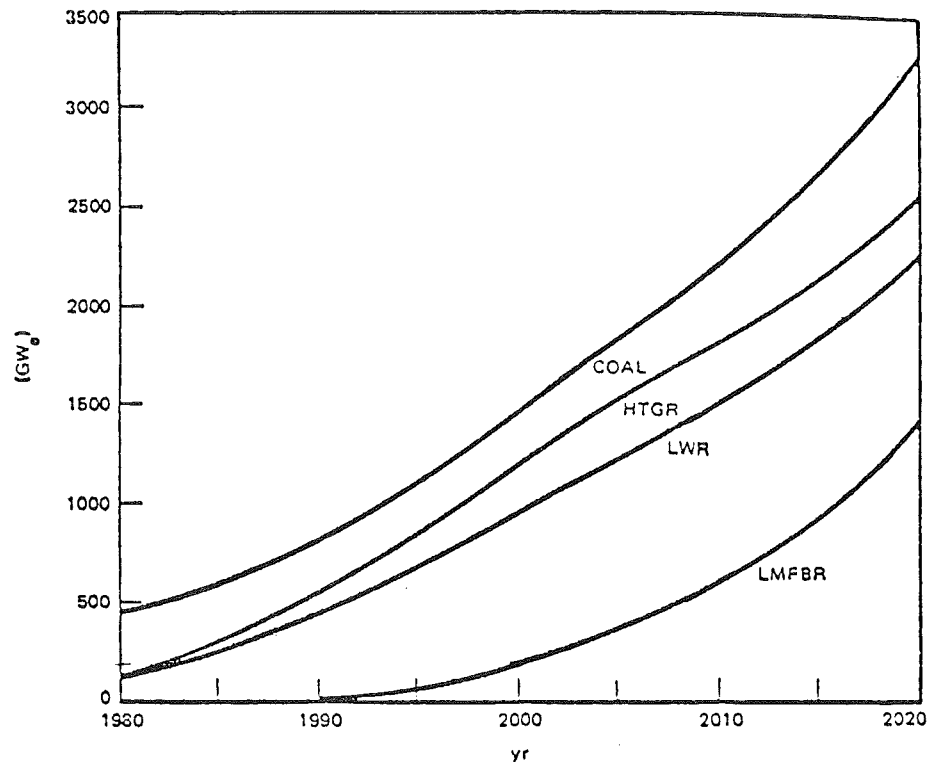


Abbildung 2: Installierte Kraftwerkskapazitäten in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des natriumgekühlten SBR

Quelle: Stauffer u.a. (1975), S. 9, Figure 3.

Die Differenz zwischen den gesamten Stromversorgungskosten des Szenarios ohne SBR und den Stromversorgungskosten unter Einschluß des SBR ergibt eine Kostenersparnis und damit einen durch den SBR bewirkten Bruttonutzen in Höhe von 76 Mrd. § für den Zeitraum 1975 bis 2050 (Jahreswerte diskontiert zu 6 %).

Um die Stabilität des Aussageergebnisses zu überprüfen, haben die Autoren verschiedene Grundannahmen variiert und wiederum die Kostenersparnisse für jeweils zwei alternative Stromversorgungssysteme mit und ohne SBR berechnet. Insgesamt wurden zusätzlich 17 Sensitivitätsanalysen durchgeführt, bei denen für jeweils einen Parameter eine gegenüber dem Referenzfall veränderte quantitative Größe unterstellt wurde (siehe

Tab. 3, Fälle 2 bis 18, und Abb. 3). Die zur Diskontierung herangezogene reale Diskontrate von 6 % ist nicht Gegenstand einer Sensitivitätsbetrachtung.

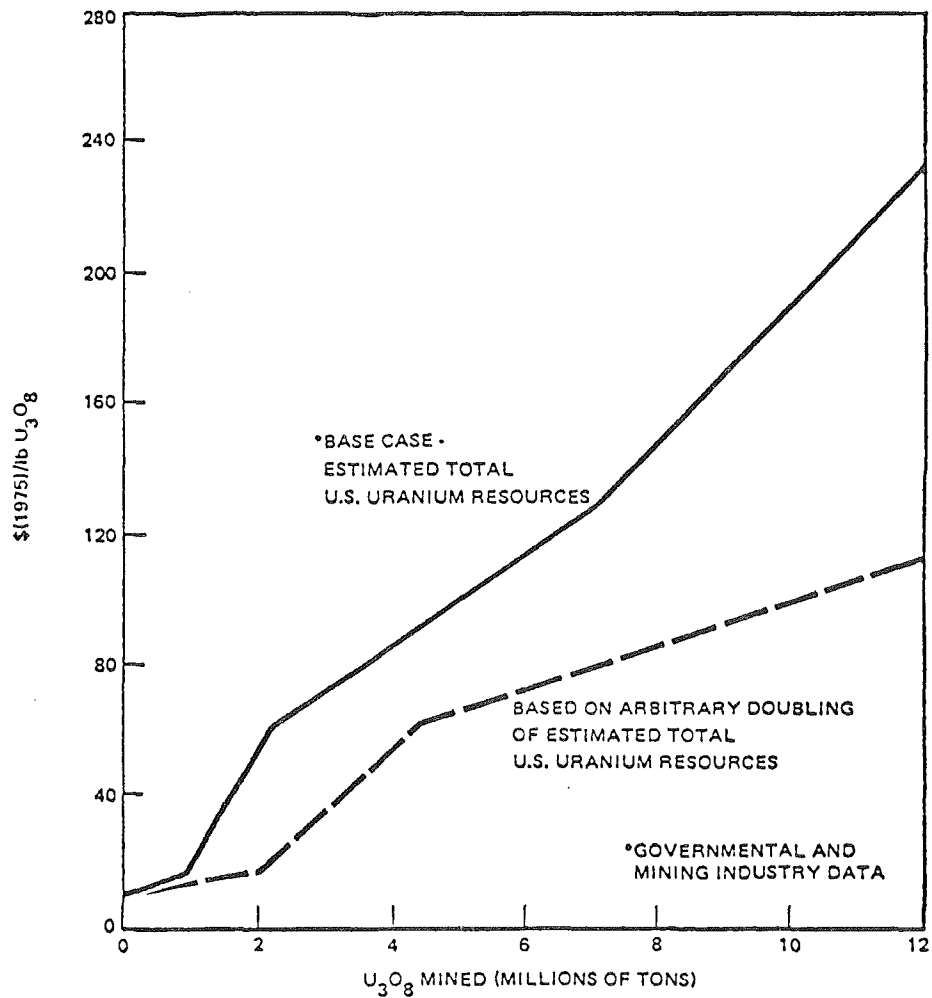


Abbildung 3: Projektion des U_3O_8 -Preises im Verhältnis zum kumulierten U_3O_8 -Verbrauch

Quelle: Stauffer u.a. (1975), S. 4, Figure 1.

Tabelle 3: Bruttonutzen^{+) eines Brutreaktors für die amerikanische Volkswirtschaft}

Quelle: Stauffer u.a. (1975), S. 8, Table 2.

Bruttonutzen
1975 Present Worth
\$ Billions

1. Base Case					
Electrical Growth Rate	Years 1975-2000	6%	}		
	Years 2001-2020	4%			
Inflation Rate		6%			
Discount Rate, Without Correction for Inflation		6%			
Discount Rate, With Correction for Inflation		12.36%			
Advanced Converter as % of Non-Breeder Capacity		25%			
Uranium Price — Base (Figure 1)					
Coal Price for New Fossil Capacity — Base					76
Increases Linearly (1975 \$)	Year 1975	90c/MBtu's			
	Year 2020	\$1.35/MBtu's			
Capital Cost of Coal Plant	} (1975 \$)	\$340/kWe	}		
Capital Cost of LWR Plant		(\$600/kWe in 1982)		\$385/kWe	
Capital Cost of LMFBR Plant				1.25 x LWR	
Cost of Uranium Enrichment				\$70/SWU	
Breeder Plant Efficiency		38%			
Breeder Introduction Date		1989			
Additional Cases Using Alternate Assumptions for the Parameters Noted					
2. Capital Cost of Breeder		1.5 x LWR			60
3. Capital Cost of Breeder		2.0 x LWR			31
4. Electrical Growth Rate	Years 1975-2000	7%			122
	Years 2001-2020	4.5%			
5. Electrical Growth Rate	Years 1975-2000	5%		48	
	Years 2001-2020	3.5%			
6. Uranium Resources —					
Twice as Plentiful as Presently Appears Probable				44	
7. Coal Price for New Fossil Capacity — Pessimistic					
Increases Linearly (1975 \$)	Year 1975	\$1.10/MBtu's		86	
	Year 2020	\$1.60/MBtu's			
8. Breeder Introduction		1984		87	
9. Breeder Introduction		1999		43	
10. Breeder Introduction		2009		19	
11. Advanced Converter as % of Non-Breeder Capacity		10%		94	
12. Advanced Converter as % of Non-Breeder Capacity		40%		59	
13. Cost of Uranium Enrichment—1/2 Base Case		\$35/SWU		76	
14. LMFBR Fabrication and Reprocessing Costs					
Twice Probable				60	
15. LMFBR Breeding Ratio		1.30		89	
16. LMFBR Breeding Ratio		1.20		65	
17. LMFBR Specific Power		700 kWt/kg Pu fissile		41	
18. LMFBR Specific Power		1100 kWt/kg Pu fissile		100	

^{+) Wie bereits oben zu Beginn des Abschnitts 2.2 dargelegt, handelt es sich bei den berechneten Größen in der für diese Auswertung verwendeten Terminologie um Bruttonutzengrößen.}

Als die für das Berechnungsergebnis wichtigsten Einflußgrößen werden von den Autoren die Kapitalkosten des SBR, die Stromzuwachsrate, die Verfügbarkeit von Uran und der Zeitpunkt der kommerziellen Einführung des SBR angesehen (Fälle 2 + 3; 4 + 5; 6; 8, 9 + 10). Geht der Referenzfall von 1989 als kommerziellem Einführungstermin für den Schnellen Brutreaktor aus, beziehen sich die entsprechenden alternativen Fälle auf 1984, 1999 und 2009. Die für die letztgenannte Annahme errechnete Größe des - diskontierten - Bruttonutzens von 19 Mrd. § stellt zugleich die geringste bei allen isolierten Variationen berechnete Bruttonutzengröße dar.

Alle Bruttonutzen-Berechnungsergebnisse für die 18 verschiedenen Fälle liefern damit nach Ansicht der Autoren die ökonomische Begründung für eine Fortsetzung des Brüterentwicklungsprogramms, für die, wie bereits erwähnt, ein weit unter dem Wert der möglichen Bruttonutzengrößen liegender Ressourceneinsatz erforderlich ist.

2.5 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse

Die vorliegende Darstellung der Analyse ist nicht besonders ausführlich und daher nicht ohne weiteres in allen ihren Implikationen durchschaubar. Zwar werden die wichtigsten quantitativen Annahmen weitgehend begründet. Jedoch findet eine eingehendere Datendiskussion im Sinne einer Auseinandersetzung mit der einschlägigen Literatur zumindest nicht in direkter und damit nicht in nachvollziehbarer Weise statt. Die Berechnungen beziehen sich ausschließlich auf die Ermittlung des (Brutto-)Nutzens, der sich durch den zukünftigen Einsatz des Schnellen Brutreaktors im Stromversorgungsprozeß ergibt und dem Brüterentwicklungsprogramm ursächlich zugeordnet werden kann.

Der hier verfolgte kostennutzenanalytische Ansatz wurde nicht in der wünschenswerten Klarheit und Konzentration auf eine zusammenhängende Textstelle erläutert. Im Wege der Interpretation mußten die spezifischen Cha-

rakteristika des methodisch-theoretischen Analysekonzepts ermittelt werden.

Die Bruttonutzengrößen werden wie in ERDA-1535 als Einsparungen beim Einsatz von Material- und Personalressourcen definiert, die sich in einem zeitlich und im Hinblick auf das gesamte Kraftwerkszubauvolumen abgegrenzten Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR gegenüber einem ähnlichen Stromversorgungssystem ohne SBR ergeben. Kennzeichnend für die methodische Vorgehensweise der vorliegenden Analyse ist jedoch die Unterstellung, daß diese realen Kosteneinsparungen zugleich den zusätzlich in der Volkswirtschaft ermöglichten Konsum darstellen. Insofern wird auch die Zeitpräferenzrate der Konsumenten als die zur Berechnung des Gegenwarts der zukünftigen Konsumströme geeignete Diskontierungsrate herangezogen. Die Höhe der verwendeten realen Zeitpräferenzrate (6 %) wurde kommentarlos in die Berechnung eingeführt. Sie liegt damit deutlich unter den in ERDA-1535 für die Diskontierungsrate herangezogenen Werten.

Das Ende des der Nutzenberechnung zugrundegelegten Projektionszeitraums hat einen stufenförmigen Verlauf. Für alle bis zum Jahre 2020 installierten Kraftwerke werden die Brennstoffkosten noch bis zum Ende ihrer auf 30 Jahre festgelegten wirtschaftlichen Lebensdauer berücksichtigt. Zwar spiegelt diese Vorgehensweise die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor der Investitionsentscheidung angestellten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wider, jedoch wird kein Grund angegeben und auch nicht ohne weiteres sichtbar, weshalb diese Vorgehensweise für die volkswirtschaftliche Nutzenermittlung des Brütereinsatzes ebenfalls geeignet sein soll.

Der mit der Quantifizierung verfolgte Aussageanspruch bzw. die Aussagegrenzen des Berechnungsergebnisses werden von den Autoren relativ deutlich hervorgehoben. Für den Aussageanspruch der Analyse, die bis zur kommerziellen Einsatzbereitschaft des SBR noch erforderlichen Aufwendungen seien zumindest als eine Art stromversorgungspolitischer Versicherungsprämie zur Abwendung größeren Wohlfahrtsschaden gerechtfertigt,

dürfte die verfolgte Analysemethode weitgehend geeignet sein. Ob das für den SBR recht positive Ergebnis auch aufgrund der verwendeten Daten gerechtfertigt ist, könnte erst nach einer - hier bewußt ausgeschlossenen - eingehenderen Prüfung der spezifischen amerikanischen Verhältnisse beurteilt werden. Einige Ausgangsdaten auch der Sensitivitätsanalysen dürften jedoch aus heutiger Sicht als zu optimistisch zu beurteilen sein. Auf jeden Fall wird das quantitative Aussageergebnis durch die Beschränkung der Sensitivitätsanalysen auf die Variation jeweils nur eines Parameters deutlich relativiert.

Die Autoren haben die partielle Aussagekraft der Analyse, indem sie Umwelt- und Sicherheitsaspekte und damit die Auswirkungen von Störfällen und von Umweltbelastungen bei Normalbetrieb vernachlässigt haben, bewußt in Kauf genommen. Deshalb kann und will diese Analyse nur einen Beitrag zu einer Entscheidung über die Förderung, nicht aber den Einsatz des Schnellen Brutreaktors im amerikanischen Stromversorgungssystem liefern. Eine Berücksichtigung der Umwelt- und Sicherheitsaspekte für die eigentliche Entscheidung über den Einsatz des SBR zur Stromerzeugung halten die Autoren dieser Analyse offensichtlich für unerläßlich.

Hiermit ist die allgemeine Frage aufgeworfen, welche Beurteilungskriterien zu welchem Entscheidungszweck in einer empirischen Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen sind. Ein von vornherein gültiges Patentrezept auch nur in Verbindung mit dem Schnellen Brutreaktor scheint es hierfür nicht zu geben. Es läßt sich beispielsweise genauso gut eine auf die Forschungs- und Entwicklungskosten des SBR bezogene Analyse vorstellen, in die auch Umwelt- und Sicherheitsaspekte einbezogen sind. Ein auf einer derart erweiterten Beurteilungsbasis ermitteltes positives Ergebnis für den SBR könnte wiederum als noch nicht endgültige Empfehlung für den Einsatz des SBR angesehen werden. Denn auch in diesem Falle ließe sich argumentieren, daß die endgültige Entscheidung erst auf einer gesicherteren Daten- und damit Berechnungsbasis oder auch erst nach Einbeziehung weiterer Beurteilungskriterien z.B. aus dem gesellschaftlichen und politischen Bereich gefällt werden könnte.

Aufgrund des verwendeten Nutzenbegriffs kann festgestellt werden, daß die

Autoren ihrer Kosten-Nutzen-Analyse die Zielsetzung einer Steigerung der Wohlfahrt zugrundegelegt haben, die sich durch den Konsum von über den Markt erworbenen Gütern ergibt. Ob mit der Einbeziehung des SBR in das Stromerzeugungssystem auch das umfassendere Ziel der maximalen Steigerung oder Optimierung der Wohlfahrt auch nur im volkswirtschaftlichen Teilbereich der Stromerzeugung erreicht wird, kann aufgrund des Berechnungsansatzes nicht festgestellt werden, da dem Entwicklungsprogramm für den Schnellen Brutreaktor kein gleichermaßen umfangreiches Entwicklungsprogramm für eine alternative fortgeschrittene Stromerzeugungsstrategie gegenübergestellt wurde, die möglicherweise ebenfalls im Vergleich zu den konventionelleren Stromerzeugungstechnologien konkurrenzfähig wäre. Soll die Realisierung des Wohlfahrtsoptimierungsziels gewährleistet sein, müßten - nach Meinung der Autoren - für weitere Technologien ähnliche Vergleichsrechnungen angestellt und anschließend die wohlfahrtsoptimale Technologie bestimmt werden. Allerdings wurde mit der Wahl des Analysezeitraums (Betrachtung aller zwischen 1975 und 2020 zuzubauenden Kraftwerkskapazitäten einschließlich der Betriebs- und Brennstoffkosten der bis 2020 installierten Kraftwerke bis zum Ende ihrer jeweiligen wirtschaftlichen Lebensdauer) sichergestellt, daß in das Gesamtkalkül nur jene Nutzengrößen aus dem Einsatz des SBR eingehen, mit denen vor Beginn der großtechnischen Nutzung der Fusions- und Sonnentechologie gerechnet werden kann.

Indem ein mehr oder weniger direkter Vergleich des Brüterprogramms weder mit anderen energiepolitisch relevanten Forschungszwecken innerhalb des staatlichen Forschungsbudgets, noch mit energiefernem Forschungsaufgaben oder mit ganz anderen staatlichen Ausgabenbereichen oder womöglich mit der Einnahmeseite des staatlichen Budgets erfolgt (prinzipiell bietet sich als Alternative zur Durchführung des staatlich finanzierten Brüterentwicklungsprogramms z.B. auch eine der Aufwandssumme entsprechende Senkung der Steuereinnahmen an), kann keinesfalls gesagt werden, daß mit diesem Analyseergebnis ein umfassendes volkswirtschaftliches Optimum ermittelt worden sei. Bereits das Fehlen einer ähnlichen Analyse für mögliche alternative Forschungsförderungsaufgaben im Energiebereich erlaubt es nicht einmal, daß bei einer Orientierung an dem vorliegenden Analyseergebnis ein relatives Optimum oder Suboptimum in staatlichen Teilbereich der energiebezogenen Forschungsförderung als gewährleistet angesehen werden kann.

3. Nuclear Energy Study Group (Spurgeon M. Keeny, Jr., Chairman),
Nuclear power, issues and choices, Cambridge, Massachusetts, 1977⁺)

3.1 Fragestellung und Entstehungszusammhang der Kosten-Nutzen-Analyse
zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor

Im Rahmen einer umfassenden Bestandsaufnahme der sich in der zweiten Hälfte der 70er Jahre abzeichnenden technologischen, ökonomischen und gesamtgesellschaftlichen Voraussetzungen und Folgen des Kernenergieeinsatzes in den Vereinigten Staaten von Amerika wird u.a. auch auf Fragen zur Förderung und Einführung des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors eingegangen. Die im wesentlichen in Kapitel 12 der Gesamtstudie enthaltenen speziellen Ausführungen zur Förderung und Einführung des SBR greifen zur Ableitung bzw. Stützung ihrer Hauptaussage auf das methodische Instrumentarium einer empirischen Kosten-Nutzen-Analyse zurück. Allerdings wird der Begriff der Kosten-Nutzen-Analyse in der Darstellung der Analyse selbst nicht verwendet.

Der Argumentation in Kapitel 12 und damit den kostennutzenanalytischen Berechnungen zum SBR liegt die Fragestellung zugrunde, ob ökonomische Gründe gegen eine Verschiebung des Zeitpunkts der kommerziellen Einführung des SBR sprechen, der sich aus der offiziellen Planung für die Durchführung der brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten ergibt. Diese Frage wird vor dem Hintergrund der in anderen Kapiteln der Studie abgeleiteten Schlußfolgerung formuliert, daß nicht-ökonomische Gründe, die vorwiegend im Bereich der nuklearen Proliferation, des Diebstahls und der Plutoniumabzweigung, von Unfällen und allgemeinen Gesundheitsschäden liegen, zumindest eine Verschiebung des für die 90er Jahre geplanten Brütereinführungstermin und damit auch eine zeitliche Streckung des bisher geplanten Brüterforschungsprogramms befür-

⁺) Deutsche Fassung: Das Veto, Der Atombericht der Ford Foundation, Frankfurt am Main 1977.

worten lassen. Mit dieser Verschiebung gegebenenfalls bis zum Jahr 2025 könnte nach Ansicht der Autoren z.B. Zeit gewonnen werden, um weitere alternative Stromerzeugungstechnologien bereitzustellen, die schließlich einen Brüterverzicht ermöglichen könnten. Andererseits könnten sich in der Zwischenzeit auch die ökonomischen Voraussetzungen einstellen, die erforderlich sind, damit der SBR überhaupt einzelwirtschaftlich wettbewerbsfähig wird und damit unabhängig von laufender staatlicher Unterstützung eingesetzt werden kann. Gleichzeitig könnte die Brütertechnologie selbst technisch verbessert werden.

Bereits in Kapitel 1 der vorliegenden Veröffentlichung werden mit Hilfe des kostennutzenanalytischen Grundkonzepts die ökonomischen Wirkungen einer verzögerten Anwendung der Kernenergie generell, darunter auch der Brütertechnologie, zwischen 1975 und 2045 quantifiziert. Die sich aus der unterstellten Verzögerung für drei unterschiedliche Energieversorgungsszenarien ergebenden zusätzlichen Kosten für den finanziellen Mehraufwand bei der Energieerzeugung und der Energieeinsparung werden dem Bruttonutzen, der einem verringerten Risiko durch Kernenergie entsprechen soll, nur knapp in qualitativer, d.h. in nicht-quantifizierter Form gegenübergestellt. Die volkswirtschaftliche Bedeutung der ermittelten Kostengrößen wird insbesondere durch den Vergleich mit den zu erwartenden Größen des jährlichen Bruttosozialprodukts relativiert. Umgekehrt werden in einer weiteren Serie von Modellrechnungen die Kostenvorteile (gleich volkswirtschaftlicher Bruttonutzen) für den Zeitraum 2000 bis 2045 ermittelt, wenn gegenüber einem Basisfall ohne Schnellen Brutreaktor bis zum Jahr 2020 und ohne verbesserte Anreicherungstechnologie (Laser) der Schnelle Brutreaktor und/oder die Lasertechnologie frühzeitig vor oder zu Beginn des 21. Jahrhunderts in größerem Umfang eingesetzt werden.

Auf diese kostennutzenanalytischen Berechnungen und Betrachtungen in Kapitel 1 wird jedoch im folgenden nicht näher eingegangen, da sie nur eine unvollständige Kosten-Nutzen-Analyse darstellen (den berechneten Bruttokosten- oder Bruttonutzengrößen wird nicht ein sachlich-funktional entsprechendes Nutzen- oder Kostenelement in quantifizierter Form gegenübergestellt) und auch vom Methodischen her nichts Neues gegenüber den

Verzögerungsberechnungen in Kapitel 12 bringen, die zudem vergleichsweise ausführlicher erklärt und mehr auf die Stützung einer unmittelbaren brüterbezogenen Entscheidung ausgerichtet sind.

Die Autoren der kostennutzenanalytischen Betrachtungen zum SBR gehen von der Feststellung aus, daß der technologische Erfolg des Brüterforschungsprogramms grundsätzlich nicht anzuzweifeln ist und daß die mengenmäßige Stromversorgung bis weit in das 21. Jahrhundert hinein auch durch den alleinigen Einsatz von bereits Mitte der 70er Jahre verfügbaren Stromerzeugungstechnologien gewährleistet werden kann.

Der Aufwand zur Durchführung der kostennutzenanalytischen Berechnungen in Kapitel 12 dieser Studie läßt sich aus der Darstellung der Analyse nicht ersehen. Die gesamte Studie wurde von 21 ad hoc berufenen und als unabhängig bezeichneten Wissenschaftlern erstellt, die sich zur Bearbeitung einzelner Fragestellungen zu verschiedenen Untergruppen zusammenfanden. Es bleibt insbesondere offen, welcher Zeit- und Mittelaufwand mit der für die Bruttonutzenermittlung erforderlichen Projektion von Größe, Struktur und Kostenbedarf des auf die Kernenergie entfallenden Teil-Stromversorgungssystems verbunden war. Die entsprechenden Projektionen wurden offensichtlich überwiegend mit Computerhilfe durchgeführt. Die Auswahl des methodischen Grundkonzepts und der Ausgangsdaten wurde teils in bewußter Übereinstimmung zu der Vorgehensweise, teils in bewußter Distanzierung von der Vorgehensweise vorgenommen, die in der von der U.S. Energy Research and Development Administration 1975 veröffentlichten Studie verfolgt wurde (ERDA-1535; siehe Teil II, Abschnitt 1.). Damit verstehen sich die im folgenden unter methodischen Aspekten ausgewerteten kostennutzenanalytischen Berechnungen zum SBR als eine direkte Reaktion auf die Veröffentlichung von ERDA-1535.

3.2 Methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse

Im Mittelpunkt der kostennutzenanalytischen Berechnungen steht nicht die Frage, ob das brüterbezogene Forschungs- und Entwicklungsprogramm im geplanten Umfang überhaupt fortgesetzt werden soll, sondern vielmehr die Frage, ob auch ein späterer Zeitpunkt der kommerziellen Brütereinführung als der, der sich aus dem bisher geplanten Forschungsprogramm ergibt, aus ökonomischen Gründen vertretbar ist. Der quantitative Vergleich ist damit in erster Linie weniger auf eine Gegenüberstellung von Bruttokosten einerseits und Bruttonutzen andererseits ausgerichtet als auf eine Gegenüberstellung von verschiedenen Bruttonutzengrößen, die mit alternativen Zeitpunkten der kommerziellen Brütereinführung verbunden sind.

Als Bruttokosten werden die staatlichen finanziellen Aufwendungen definiert, die, soweit ersichtlich ab 1976 und damit vom Analysezeitpunkt bis zum erfolgreichen Abschluß der brüterbezogenen Forschungsarbeiten erforderlich sind. Aus Kapitel 12 der vorliegenden Studie geht allerdings nicht eindeutig hervor, ob die Forschungsaufwendungen ab 1977 oder bereits ab 1976 berücksichtigt wurden. Es wurde jedenfalls das Preisniveau von 1977 zugrundegelegt. Entsprechend den vorliegenden Planungen wird davon ausgegangen, daß die Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im wesentlichen bis 1986, dem Zeitpunkt, zu dem die endgültige Kommerzialisierungsentscheidung getroffen werden soll, anfallen. Die Autoren der Analyse beziffern den sich aus den Programmplanungen ergebenden Gesamtbetrag auf 12 Mrd. \$, der sich bei Anwendung einer Diskontierungsrate von 10 % auf rund 8 Mrd. \$ beläuft.

Als Bruttonutzenelement werden in dieser Analyse jene finanziellen Ersparnisse bei den unmittelbaren Stromgestehungskosten betrachtet, die sich in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR gegenüber einem Stromversorgungssystem ohne SBR ergeben. Als unmittelbare Stromgestehungskosten gelten die finanziellen Aufwendungen für den Kapital-, Brennstoff-, Personal- und sonstigen Materialeinsatz auf allen einer bestimmten Stromerzeugungstechnologie zurechenbaren Brennstoffzyklusstufen. Für den Kapitaleinsatz wurde, soweit ersichtlich, eine Verzin-

sungsrate von 12 % in Ansatz gebracht. Ein Hinweis auf die Steuern als Kostenfaktor wurde nicht gefunden.

Der für die Bruttonutzenberechnung erforderliche Vergleich der unmittelbaren Stromgestehungskosten zwischen zwei im Hinblick auf den Brüterein-
satz differierenden Stromversorgungssystemen erstreckt sich über einen
längeren Zeitraum zwischen dem Zeitpunkt der ursprünglich geplanten In-
betriebnahme des ersten kommerziellen SBR, dem Jahr 1993, und dem Jahr
2024 einschließlich. Alternativ wird die Bruttonutzengröße für einen Brü-
tereinführungstermin im Jahr 2008 ermittelt. Der Endpunkt des für die
Bruttonutzenberechnung herangezogenen Zeitraums wurde offensichtlich in
Übereinstimmung mit der entsprechenden Annahme in ERDA-1535 festgelegt
und nicht weiter explizit begründet.

Bruttonutzenelemente, die sich ermitteln lassen, wenn der Betrieb aller
bis zum Jahre 2024 einschließlich fertiggestellten Kraftwerke bis zum
Ende ihrer unterstellten ökonomischen Lebensdauer zusätzlich berücksich-
tigt wird, dürften im Unterschied zu ERDA-1535 in die vorliegenden Be-
rechnungen nicht eingegangen sein, da die graphischen Darstellungen der
Bruttonutzengrößen mit dem Jahr 2025 abrechnen (siehe unten in Abschnitt
3.4 die Abb. 4 und 5). Die Berechnungen der unmittelbaren Stromgestehungs-
kostensparnisse beschränken sich zudem auf die Betrachtung nur des auf
die Kernenergie allgemein entfallenden Stromversorgungsanteils, da davon
ausgegangen wird, daß der Kernenergieanteil an der gesamten Stromerzeu-
gung konstant bleibt, unabhängig davon, ob er nur von Leichtwasserreak-
toren oder auch von Schnellen Brutreaktoren ausgefüllt wird. Der Wert
der in unterschiedlichen Jahren nach dem Betrachtungszeitpunkt anfallen-
den Bruttonutzenelemente wird unter Verwendung wiederum einer 10 %-igen
Diskontierungsrate auf das Basisjahr 1976 bezogen. Bei der Ermittlung
der Bruttonutzengrößen wurde das Preisniveau von 1976 zugrundegelegt.

Aufgrund der verwendeten Bruttonutzendefinition hängt die dem brüterbe-
zogenen Forschungsprogramm zurechenbare Bruttonutzengröße insbesondere
ab von dem Verhältnis der Kapitalkosten zwischen Leichtwasserreaktor

und Brutreaktor sowie von dem Verhältnis der gesamten Brennstoffzykluskosten - außer der Kraftwerksanlage selbst - zwischen dem Leichtwasserreaktor und dem Brutreaktor. Da die Schätzungen für die Kapital- und Brennstoffzykluskosten des SBR als grundsätzlich besonders unsicher beurteilt werden, werden die Berechnungen der Bruttonutzengröße mit drei alternativen Kostenansätzen für den SBR (Brütertypen A, B und C) durchgeführt. Neben der Leichtwasser- und Brutreaktortechnologie werden keine weiteren nuklearen Varianten in den Berechnungen berücksichtigt. Eine Konkurrenz für den SBR durch sonstige neue Stromerzeugungstechnologien wird ohnehin erst nach der hier zugrundegelegten Projektionsperiode erwartet. Fortschritte bei der Leichtwasserreaktortechnologie (Anreicherung mittels der Laserisotopentrenntechnologie) werden durch eine ergänzende Überschlagsrechnung in die Diskussion einbezogen.

3.3 Überblick über das Analyseergebnis und seine Interpretation durch die Autoren der Analyse

Die kostennutzenanalytischen Berechnungen zu den ökonomischen Auswirkungen einer Verschiebung des geplanten frühzeitigen Brütereinführungstermins (1986 der endgültige Kommerzialisierungsbeschluß, 1993 Aufnahme der Stromproduktion durch die erste kommerzielle Brüteranlage) zeigen, daß sich durch eine zeitliche Verschiebung des Brütereinführungstermins der dem brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramm (Kosten von rund 8 Mrd. § diskontiert zu 10 %) zurechenbare Bruttonutzen in Form von unmittelbaren Stromgestehungskostenersparnissen überwiegend positiv entwickeln dürfte. Die kostennutzenanalytischen Betrachtungen beziehen sich auf eine unterstellte Verschiebung um 15 Jahre im Sinne eines Anschauungsmodells. Die quantitativen Berechnungsergebnisse sollen jedoch nur eine generelle Tendenz aufweisen, so daß die Autoren der Analyse hiermit nicht eine Verschiebung um exakt 15 Jahre, sondern überhaupt eine Verschiebung empfehlen, die nach ihrer Ansicht einen Zeitraum zwischen zehn und zwanzig Jahren umfassen sollte.

Für Brütertypen, die durch weniger günstige technologische und damit auch einzelwirtschaftliche Daten gekennzeichnet sind (Brütertypen B und C im Original), die jedoch nach Ansicht der Autoren der Analyse am ehesten den künftigen Gegebenheiten entsprechen dürften, wird ein negativer Bruttonutzen bei einer Einführung des SBR im Jahre 1993 berechnet (-2 bis -12 Mrd. ₹ , diskontiert zu 10 %; genauere Zahlenangaben fehlen; siehe die graphische Ergebnisdarstellung in Abb. 4, die weiter unten wiedergegeben wird). Durch eine zeitliche Verschiebung der Einführung wird dieser Negativbetrag, absolut betrachtet, in den meisten Jahren des Projektionszeitraums kleiner und weist damit im Sinne des kostennutzenanalytischen Konzepts eine positive Veränderungstendenz auf (siehe die graphische Darstellung der Bruttonutzenveränderungen in Abb. 5, die weiter unten wiedergegeben wird). Allerdings wirkt dieser durch die reine zeitliche Verschiebung hervorgerufenen positiven Entwicklung der gesamten Bruttonutzengröße - und damit auch der Nettonutzengröße - die Tendenz entgegen, daß die Verschiebung des Brütereinsatzes zugleich die Urankosten für den Leichtwasserreaktoreinsatz wegen der im Verschiebungsfall relativ ansteigenden Urannachfrage ansteigen läßt (siehe die gestrichelte Linie in Abb. 5). Die Nettonutzengröße kann dagegen durch die Verschiebung wiederum positiv beeinflusst werden, wenn zumindest durch die zeitliche Streckung des Brüterforschungsprogramms und damit durch die Wirkung der Diskontierung auch das Bruttokostenelement des saldierten Gesamtausdrucks verringert werden kann. Allerdings werden die entsprechenden Zahlen in der Darstellung der Analyse nicht gesondert aufgelistet.

Für einen Brütertyp, der durch relativ günstige einzelwirtschaftliche Daten gekennzeichnet ist (Brütertyp A), wird für den Planungsfall und auch für den Verschiebungsfall jeweils eine Bruttonutzengröße ermittelt, die zwar positiv, absolut betrachtet aber kleiner ist als die entsprechende Bruttokostengröße (+ 3,4 Mrd. bzw. + 0,2 Mrd. ₹ , diskontiert zu 10 %, für den Planungs- bzw. für den Verschiebungsfall). So wird hier als kostennutzenanalytischer Gesamtausdruck ein negativer Betrag ermittelt, der sich durch die Verschiebung vor allem dann nicht noch mehr zum Negativen entwickelt, wenn die brüterbezogenen Forschungsaufwendungen

gleichzeitig in einem nicht zu geringen Umfang gekürzt werden. Gerade diese Kürzung der Forschungsaufwendungen bis auf einen Betrag von 4,8 Mrd. \$ statt 8 Mrd. \$, diskontiert zu 10 %, wird jedoch von den Analyseautoren für möglich und sogar notwendig gehalten, indem auf die Realisierung des Clinch-River-Demonstrationsreaktors verzichtet wird, mit dem sonst ein nach Ansicht der Autoren überflüssigerweise verfrühter Eintritt der Brütertechnologie in die Kommerzialisierungsphase vollzogen würde.

Somit wird in den betrachteten Verschiebungsfällen überwiegend eine Konstanz oder eine geringe "Verbesserung" des kostennutzenanalytischen Gesamtausdrucks ermittelt. Insoweit sich aus den Berechnungen eine "Verschlechterung" des kostennutzenanalytischen Gesamtausdrucks durch die Verschiebung ergibt (Möglichkeit, die allerdings nur im Fall des ansonsten als wenig wahrscheinlich angesehenen Brütertyps A in Erwägung gezogen wird), wird der hierdurch repräsentierte volkswirtschaftliche Verlust als vergleichsweise gering betrachtet, indem der auf Jahresbasis umgerechnete Verlustbetrag in Relation zur jährlichen Höhe des amerikanischen Bruttosozialprodukts oder zur jährlich erzeugten Strommenge gesetzt wird. Ohnehin rufen der planmäßige Brütereinsatz oder der Verzicht hierauf nach den Angaben der Autoren der Analyse unmittelbare Stromgestehungskostenschwankungen von nur $\pm 0,001$ bis $0,003$ \$/kWh entsprechend 3 bis 9 % der gesamten Stromgestehungskosten hervor.

Unabhängig davon, daß in allen betrachteten Fällen (mit und ohne Verschiebung) der Gesamtsaldo von Kosten und Nutzen negativ ist (negative Nettonutzengrößen oder Nettokosten), stellen die Autoren der Analyse von vornherein fest, daß das brüterbezogene Forschungsprogramm auf jeden Fall im Sinne einer Prämie für die Gewährleistung der zukünftigen Stromversorgungssicherheit fortgesetzt werden soll. Zur Diskussion steht lediglich die Frage, wie das Programm fortgesetzt werden soll. Die angestellten kostennutzenanalytischen Berechnungen stützen damit die auch aus anderen Überlegungen abgeleitete Aussage, daß ein frühzeitiger Termin für den Kommerzialisierungsbeschluß und die Einführung des SBR nicht nur stromversorgungspolitisch nicht notwendig ist, sondern daß auch eine

Verschiebung unter gesamtwirtschaftlichen Aspekten durchaus tolerabel ist und unter Umständen sogar ökonomische Vorteile mit sich bringt. Abschließend verweisen die Autoren der vorliegenden Analyse explizit auf die Übereinstimmung ihrer Berechnungsergebnisse mit den zahlenmäßigen Ergebnissen, die in ERDA-1535 für den "niedrigen" Wachstumsfall ermittelt wurden. Auch dort sei für eine planmäßige Einführung des Schnellen Brutreaktors im Jahre 1993 nur eine Nettonutzengröße von Null ermittelt worden. Insoweit in dieser ERDA-Variante zudem eine Investitionskosten-differenz von 100 \$/kW_e zwischen dem SBR und dem Leichtwasserreaktor und/oder eine Verschiebung des Einführungsstermins auf das Jahr 2000 berücksichtigt werden, ergeben sich dort, wie von den Autoren der Nuclear Energy Study Group hervorgehoben wird, ebenfalls ein negativer Nettutzen oder ein Nettoverlust zu Lasten des ursprünglich geplanten Brüterforschungsprogramms.

3.4 Auswahl der Daten zur Ermittlung der Veränderung des (Brutto-) Nutzenniveaus bei einer zeitlich verschobenen Einführung des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors

Da es sich die vorliegende Kosten-Nutzen-Analyse zur impliziten Aufgabe gemacht hat, die in ERDA-1535 abgeleitete Schlußfolgerung, daß das brüterbezogene Forschungs- und Entwicklungsprogramm im geplanten Umfang und entsprechend dem vorgesehenen Zeitplan fortgesetzt werden soll (siehe Teil II, Abschnitt 1.), zu widerlegen, ist es naheliegend, daß die Autoren der vorliegenden Analyse sich weitgehend sowohl an dem in ERDA-1535 verwendeten methodischen Grundkonzept und an dem dort zugrundegelegten Analysezeitraum orientieren, als auch die dort verwendeten Ausgangsdaten ihrerseits heranziehen bzw. die Begründung für die von ihnen abweichend ausgewählten Ausgangsdaten auf die Annahmen und die Argumentation in ERDA-1535 abstimmen. Die wichtigsten Datenannahmen betreffen

- den Umfang der zukünftigen Stromnachfrage bzw. den auf die Kernenergie entfallenden Anteil an der Deckung der Stromnachfrage;
- den Umfang des Brutreaktoranteils an der gesamten nuklearen Kapazität,

- das Verhältnis der Kapitalkosten zwischen Leichtwasser- und Schnellen Brutreaktoren je erzeugter Kilowattstunde Strom;
- das Verhältnis der Brennstoffzykluskosten (= alle Stromgestehungskosten außer den Investitionskosten für die Reaktoranlage) zwischen Leichtwasser- und Schnellen Brutreaktoren je erzeugter Kilowattstunde Strom.

Da einzelne Berechnungsschritte in der vorliegenden Analysedarstellung nicht erläutert werden, wird im folgenden lediglich auf die Höhe und die Begründung der vier zentralen Annahmen der Analyse eingegangen.

Der Analyse liegt keine eigenständige Projektion der zukünftigen Stromnachfrage bzw. des auf die Kernenergie entfallenden Anteils an der gesamten Stromnachfrage zugrunde. Sie orientiert sich an dem niedrigsten Wachstumsfall der ERDA-1535-Analyse, die durch die Eckwerte 625 MW_e installierte Kernenergiekapazität im Jahr 2000 und 1730 MW_e im Jahr 2025 gekennzeichnet ist. Da nach Aussage der Autoren der vorliegenden Analyse ERDA-Vertreter schon kurz nach der Veröffentlichung von ERDA-1535 einen noch niedrigeren Kernenergieeinsatz entsprechend 510 GW_e im Jahr 2000 für den wahrscheinlichsten Fall hielten, wird den vorliegenden Berechnungen diese reduzierte Schätzung zugrundegelegt, die durch die Projektion einer installierten Kernkraftwerkskapazität von rd. 1600 GW_e im Jahre 2025 ergänzt wird.

Der Entwicklung der nuklearen Kapazität zwischen 1975 bzw. 1993 und 2025 geht aus der im folgenden wiedergegebenen Abbildung des Originals hervor (siehe Abb. 1). Gegenüber den hier zugrundegelegten Kernkraftwerkskapazitäten von rd. 500 GW_e im Jahr 2000 und von rd. 1600 GW_e im Jahr 2025 und den in etwa vergleichbaren Werten für den in ERDA-1535 unterstellten Fall eines "niedrigen" Wachstums erreichen die in ERDA-1535 alternativ berücksichtigten Werte für den Referenzfall (900 und 3700 GW_e) und den Fall eines "hohen" Wachstums (1250 und 5140 GW_e) sogar die doppelte bis dreifache Größe.

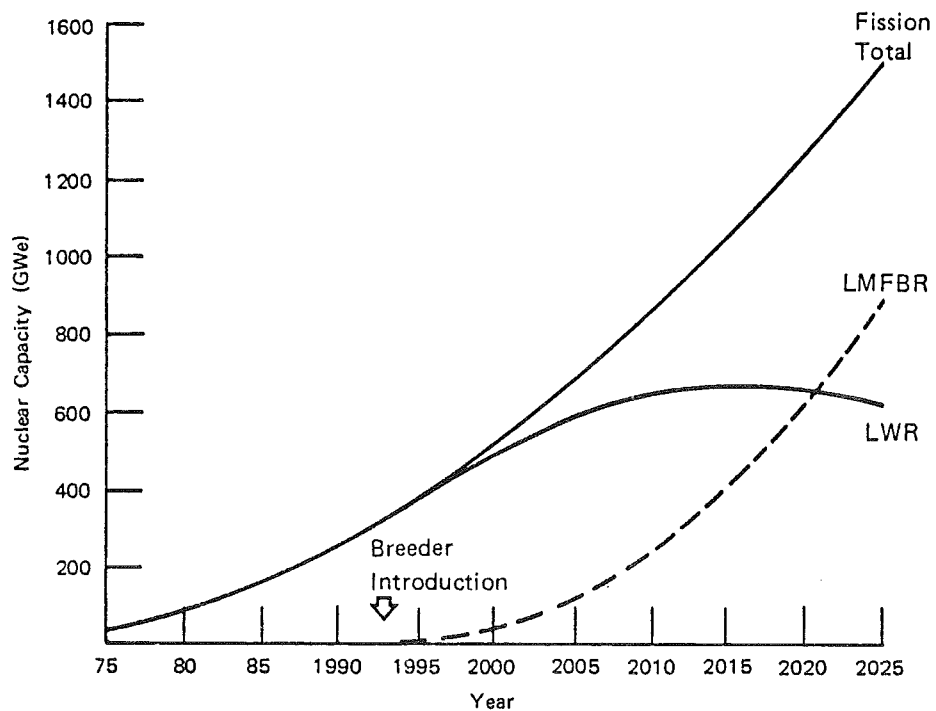


Abbildung 1: Mögliche Entwicklung der installierten Kernkraftwerkskapazität bei einer Brütereinführung im Jahre 1993

Quelle: Nuclear Energy Study Group (1977), S. 351, Figure 12-2.

Der Umfang des Brutreaktoranteils an der gesamten nuklearen Kapazität wird in Verbindung mit dem Uranbedarf der bis zum Jahr 2000 fertiggestellten Leichtwasserreaktoren (einschließlich des Uranbedarfs für diese Reaktoren bis zum Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer) geschätzt. Bei einer installierten Leichtwasserreaktor-Kapazität von rd. 500 GW_e im Jahr 2000 wird der entsprechende Natururanverbrauch auf 4 Mio. Tonnen Natururan beziffert, wobei 1,2 Mio. Tonnen auf den Uranverbrauch bis zum Jahr 2000 entfallen und 2,8 Mio. Tonnen von den bis zum Jahr 2000 installierten Leichtwasserreaktoren bis zum Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer noch benötigt werden. Falls der SBR, wie unterstellt, etwa ab dem Jahr 2010 ein spezifisches Kernspaltungsinventar von lediglich 4 kg/MW_e benötigt, läßt sich nach den Schätzungen der Autoren aus dem in Leichtwasserreaktoren ver-

brauchten Natururan genügend Plutonium gewinnen, das für ein mittleres Brüterwachstum, wie in Abb. 2 dargestellt, ausreicht, ohne daß zusätzlich angereichertes Uran in den Brutreaktoren eingesetzt werden müßte. Für einen Zubau von Leichtwasserreaktoren auch nach dem Jahr 2000 sprechen nach Ansicht der Autoren das enge Konkurrenzverhältnis zwischen Schnellen Brutreaktoren und Leichtwasserreaktoren sowie die aus Stromversorgungssicherheitsgründen von der Elektrizitätswirtschaft angestrebte Kraftwerksdurchmischung.

Im Jahr 2025 würde sich bei einer Brütereinführung im Jahr 1993 die installierte Brüterkapazität auf rd. 900 GW_e und bei einer Brütereinführung im Jahr 2008 auf rd. 800 GW_e belaufen. Es wird unterstellt, daß der spätere Brütereinführungstermin zugleich eine leicht vergrößerte Zubaurate für den SBR ermöglicht.

Das Verhältnis der Kapitalkosten zwischen Leichtwasser- und Schnellen Brutreaktoren je erzeugter Kilowattstunde Strom (jeweils auf der Preisbasis von 1976) ist abhängig von den Annahmen über die Zinsrate für das eingesetzte Finanzkapital, den Grad der Arbeitsausnutzung der Reaktoranlage und vor allem über den Investitionsaufwand je installierter Leistungseinheit (spezifischer Investitionsaufwand, gemessen in §/kW) für einen Leichtwasserreaktor und einen Schnellen Brutreaktor. Die Kapitalkosten nehmen an den gesamten unmittelbaren Stromgestehungskosten sowohl eines Leichtwasser- als auch eines Schnellen Brutreaktors den größten Anteil ein. Von insgesamt 0,030 §/kWh Stromgestehungskosten in einem Leichtwasserreaktor gegen Ende des 20. Jahrhunderts entfallen rd. 80 % oder 0,024 §/kWh auf die Kapitalkosten.

Den Modellberechnungen liegen eine konstante Rate von 12 % für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals und eine unterstellte Arbeitsausnutzung von 70 % einheitlich sowohl für den Leichtwasser- als auch für den Schnellen Brutreaktor zugrunde. Die Zinsrate von 12 % wird als kompatibel mit der verwendeten Diskontierungsrate von 10 % und als übereinstimmend mit den konkreten Investitionsbedingungen der Stromversorgungswirtschaft bezeichnet. Der für beide Stromerzeugungstechnologien in gleicher Weise unterstellte Grad der Arbeitsausnutzung dürfte mehr aus Vereinfachungsgründen unterstellt worden sein. Effektiv rechnen die Autoren der Analyse

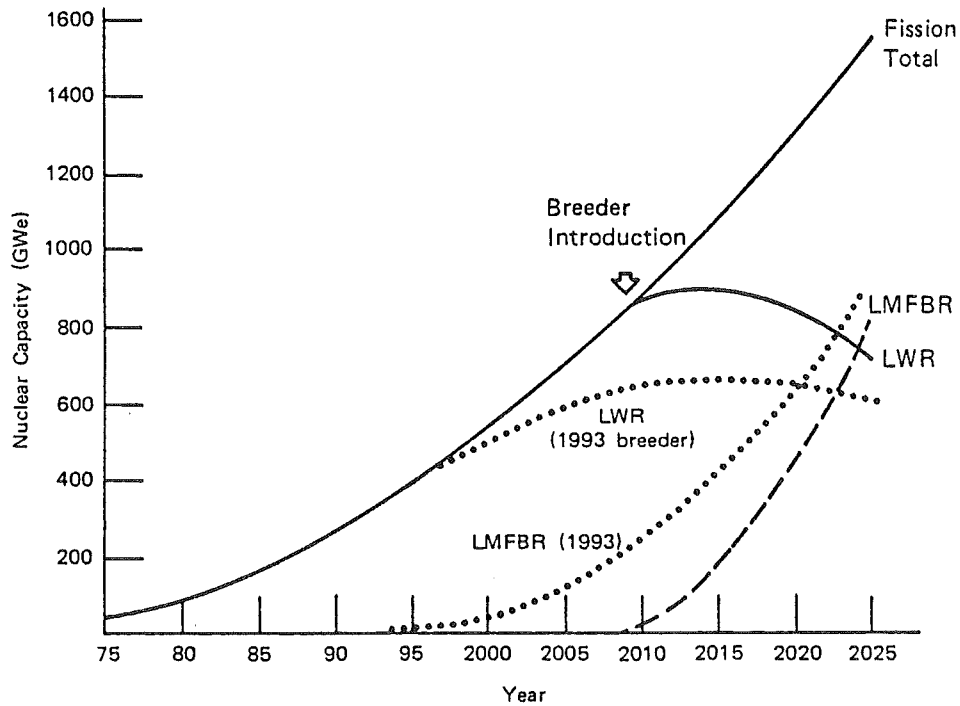


Abbildung 2: Mögliche Expansion der Kernkraftwerkskapazität (Leichtwasserreaktor und natriumgekühlter Schneller Brutreaktor) bei einer kommerziellen Einführung des Schnellen Brutreaktors in den Jahren 1993 und 2008

Quelle: Nuclear Energy Study Group (1977), S. 354, Figure 12-4.

mit einem eher günstigeren Ausnutzungsgrad für den Leichtwasserreaktor und mit einem eher ungünstigeren Ausnutzungsgrad für den Schnellen Brutreaktor. Die getroffene Annahme eines identischen Ausnutzungsgrades dürfte daher die Berechnungsergebnisse zugunsten des Schnellen Brutreaktors verzerren.

Der spezifische Investitionsaufwand für einen ab 1993 neu installierten Leichtwasserreaktor (ohne Erstkernausrüstung, die bei den Brennstoffzykluskosten berücksichtigt wird) wird in der vorliegenden Analyse mit 667 \$/kW (Preisbasis 1976) um rund 50 % höher angesetzt als in ERDA-1535. Dort wird ein Wert von 460 \$/kW für einen 1000-MW_e-Leichtwasserreaktorblock auf der Preisbasis von 1975 und von 405 \$/kW für einen Leistungsblock von mehr als 1000 MW_e angesetzt, der ab Beginn der 90er Jahre nach den ERDA-Annahmen die Standardgröße eines Leichtwasserreaktors darstellt. Der spezifische Investitionsaufwand für den Schnellen Brutreaktor wird in ERDA-1535 durch einen Aufschlag von 100 \$/kW auf den Investitionsaufwand für einen Leichtwasserreaktor von 1000 MW_e entsprechend + 22 % ermittelt. Demgegenüber geht die vorliegende Analyse von einem Aufschlag zwischen 15 und 30 % auf den von vornherein höheren spezifischen Investitionsaufwand für den Leichtwasserreaktor aus. Insgesamt werden drei Zuschlagsvarianten von + 100, + 150 und +200 \$/kW in den Berechnungen alternativ berücksichtigt, da der tatsächliche Investitionsaufwand für den Schnellen Brutreaktor als besonders schwer vorausschätzbar beurteilt wird, insofern als insbesondere die Sicherheits- und Umweltauflagen an den SBR noch unbestimmt sind. Entsprechend den drei Zuschlagsvarianten werden die drei Brütertypen A, B und C unterschieden.

Unterschiede zwischen ERDA-1535 und der vorliegenden Analyse beziehen sich insbesondere auf die Entwicklung des Brüter-Investitionsaufwands in den ersten Jahrzehnten nach der Einführung des ersten kommerziellen Brutreaktors. Während ERDA-1535 im Referenzfall ein Absinken der Investitionsaufwandsdifferenz zwischen Leichtwasser- und Schnellem Brutreaktor bis auf Null im Jahre 2000 infolge des sogenannten "Lerneffekts" bei der Erstellung von Brutreaktoren für wahrscheinlich hält, rechnen die Autoren der vorliegenden Analyse eher mit einer umgekehrten Entwicklung, da in der ersten Anwendungsphase des Leichtwasserreaktors eine Preissenkung des spezifischen Investitionsaufwands für den Leichtwasserreaktor nicht eingetreten und somit auch nicht für die erste Anwendungsphase des SBR zu erwarten ist. Zudem wird für die bevorstehende Einsatzphase des Leichtwasserreaktors ein Absinken des spezifischen Investitionsaufwands für den Leichtwasserreaktor projiziert, wofür die von der Herstellerin-

dustrie gewonnenen Erfahrungen, eine steigende Blockgröße, eine zunehmende Standardisierung und verbesserte Auslastungsfaktoren geltend gemacht werden. Ihren Berechnungen legen die Autoren der Analyse schließlich eine im Projektionszeitraum konstante Investitionsaufwandsdifferenz zwischen Leichtwasser- und Schnellem Brutreaktor zugrunde.

Eine Investitionsaufwandsdifferenz von 100 §/kW soll sich nach den Angaben der vorliegenden Analyse in einer Differenz von 0,002 §/kWh bei den gesamten unmittelbaren Stromgestehungskosten niederschlagen. Eine Differenz im Ausnutzungsgrad in Höhe von 10 % würde sich ebenfalls mit mehr als 0,002 §/kWh bei den Stromgestehungskosten auswirken.

Die Brennstoffzykluskosten (= alle Kosten außer den Investitionskosten für die Reaktoranlage) von Leichtwasser- und Schnellen Brutreaktoren je erzeugter Kilowattstunde Strom werden von unterschiedlichen, nach Ansicht der Autoren zum Analysezeitpunkt noch äußerst schwer zu prognostizierenden Faktoren beeinflusst, so daß sich je nach unterstellter Bedingungskonstellation ein unterschiedliches Verhältnis zwischen den Brennstoffzykluskosten des Leichtwasser- und Schnellen Brutreaktors ergibt. Problematisch ist die Projektion der Brennstoffzykluskosten insbesondere für den SBR insofern, als auch hier wie bei den Kapitalkosten auf notwendigerweise nur beschränkt aussagekräftige Entwurfsstudien zurückgegriffen werden muß. Die Autoren der Analyse heben hervor, daß der SBR große Schwierigkeiten hat, seinen Kapitalkostennachteil gegenüber dem Leichtwasserreaktor bei den Brennstoffzykluskosten zu kompensieren, da der Brennstoffzykluskostenanteil an den gesamten unmittelbaren Stromgestehungskosten des Leichtwasserreaktors nur rund 20 % ausmacht.

Die Brennstoffzykluskosten für den Leichtwasserreaktor sind neben der Höhe des Abbrands, des thermischen Wirkungsgrades und den Kosten für die verschiedenen Verarbeitungsstufen des Brennmaterials in erster Linie von den Natururanpreisen und den Kosten für die Trennarbeit abhängig. Für die verschiedenen Verarbeitungsstufen des Brennmaterials wie Konversion, Brennelementherstellung, Transport, Abfallbehandlung und -endlagerung einschließlich der Zinsen für das Inventar an angereicherten und zu Brennelementen weiterverarbeitetem Uran, werden Kosten von insgesamt

0,001 §/kWh angesetzt. Damit dürfte die Wiederaufarbeitung des im Leichtwasserreaktor abgebrannten Brennmateriale bei den Brennstoffzykluskosten des Leichtwasserreaktors nicht berücksichtigt worden sein. Für die Trennarbeit werden Kosten von 75 §/TAE angesetzt. Sollten, wie noch vor Beginn des 21. Jahrhunderts erwartet, technologische Fortschritte durch Anwendung der Laser-Isotopen-Trennungstechnologie realisiert werden, wären dieser Preis und damit die ermittelten Brennstoffzykluskosten des Leichtwasserreaktors nach unten zu revidieren. Die Brennstoffzykluskosten des Leichtwasserreaktors könnten sich nach den vorliegenden Schätzungen durch eine verbesserte Anreicherungstechnologie um rund 0,001 bis 0,003 §/kWh bei einem Natururanpreis im Bereich zwischen 40 und 60 §/Pfund verringern.

Den Haupteinfluß- und zugleich unsichersten Faktor der Brennstoffzykluskosten des Leichtwasserreaktors stellt der Preis für Natururan dar. Wie aus Abb. 3 hervorgeht (siehe die gestrichelte Linie), verändern sich die gesamten Brennstoffzykluskosten je Kilowattstunde Strom linear mit dem Uranpreis in einem Bereich zwischen 20 und 80 §/Pfund und erreichen Werte zwischen 0,0040 und 0,0085 §/kWh . Die effektive Höhe des zukünftigen Uranpreises hängt nicht nur von der Höhe der für den Leichtwasserreaktor benötigten Menge und damit von dem Umfang des Leichtwasserreaktoreinsatzes insgesamt ab, sondern auch von der Erschließung bisher unbekannter Uranvorkommen.

Es wird erwartet, daß der Uranpreis bis zum Ende des 20. Jahrhunderts die 40 § -Marke nicht überschreitet, so daß den vorliegenden Berechnungen dieser Uranpreis im Sinne einer sich für den SBR eher ungünstig auswirkenden Annahme als Ausgangsgröße zugrundegelegt wird. Gleichzeitig wird damit gerechnet, daß der vor Ende des 20. Jahrhunderts einsetzbare Brutreaktor eher den hier als B und C bezeichneten Brütertypen mit relativ weniger günstigen Brennstoffzykluskosten entsprechen wird. Unabhängig davon, ob der SBR bereits 1993 oder erst im Jahre 2008 eingeführt wird, soll nach den Unterstellungen der vorliegenden Analyse der Uranpreis je Fünfjahreszeitraum um 4 §/Pfund steigen, so daß er bis zum Jahr 2025 ein Niveau von 60 §/Pfund erreicht haben wird (siehe Abb. 4.).

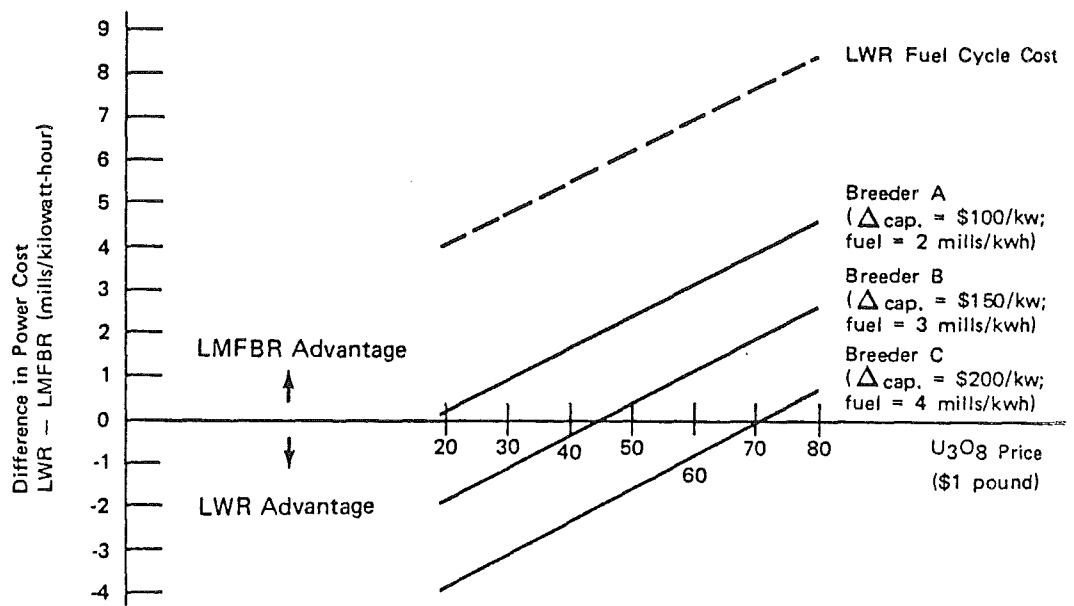


Abbildung 3: Brüterkostenvor- und -nachteile in Abhängigkeit vom Preis für Natururan

Quelle: Nuclear Energy Study Group (1977), S. 348, Fig. 12-1.

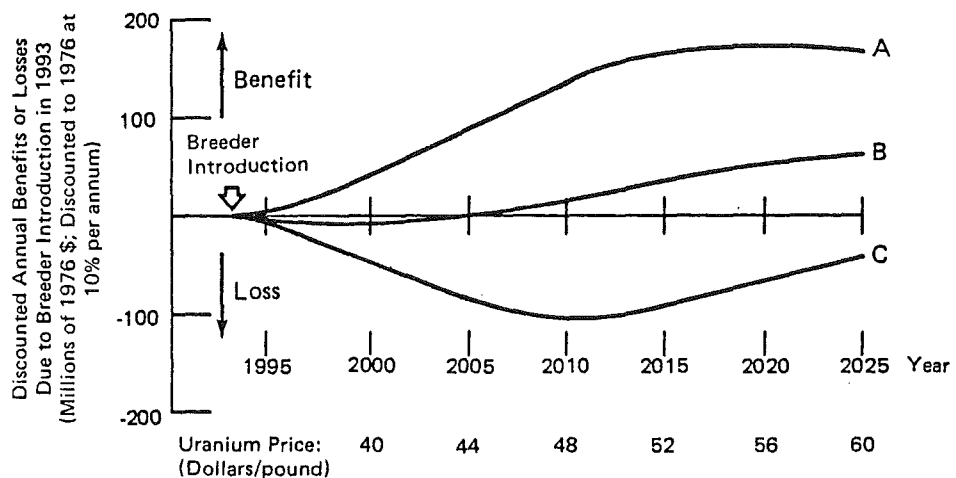


Abbildung 4: Jährliche Ersparnisse oder zusätzliche Aufwendungen bei der Stromerzeugung infolge einer Einführung des Schnellen Brutreaktors im Jahr 1993

Quelle: Nuclear Energy Study Group (1977), S. 352, Fig. 12-3.

Eine Veränderung des Uranpreises speziell durch die Nichteinführung des SBR bereits im Jahr 1993 wird in der zahlenmäßigen Darstellung der Berechnungsergebnisse nicht direkt berücksichtigt. Dieser Effekt wirkt sich nach den Schätzungen der Autoren negativ auf die Höhe des dem zeitlich verschobenen brüterbezogenen Forschungsprogramms zurechenbaren Bruttonutzens aus. Die zusätzliche jährliche Kostenbelastung in einem Stromversorgungssystem, das den Brutreaktor erst ab dem Jahr 2008 kommerziell nutzt, geht aus der gestrichelten Linie in Abb. 5 hervor.

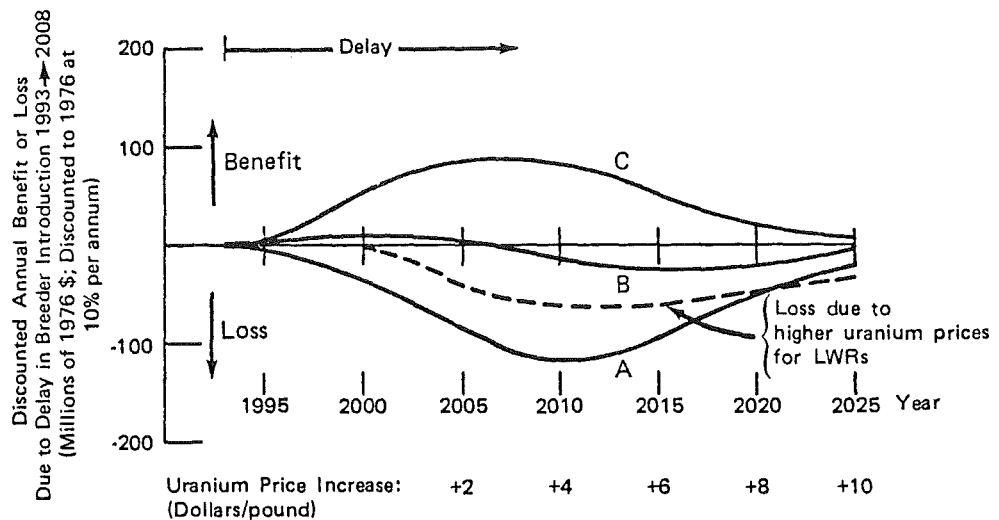


Abbildung 5: Jährliche positive oder negative Veränderungen des dem brüterbezogenen Forschungsprogramms zurechenbaren Bruttonutzens bei einer bis zum Jahr 2008 verzögerten Einführung des Schnellen Brutreaktors (Abweichung von der jährlichen Bruttonutzengröße bei einer Brütereinführung im Jahr 1993)

Quelle: Nuclear Energy Study Group (1977), S. 355, Fig. 12-5.

Die Schätzbasis für die Brennstoffzykluskosten je Kilowattstunde Strom im Falle des Schnellen Brutreaktors wird von den Autoren der Analyse als weitaus unsicherer als im Falle des Leichtwasserreaktors beurteilt. Der Abbrand, der thermische Wirkungsgrad, das benötigte Inventar an spaltbarem Material, der Brutgewinn sowie die Brennelementeherstellung, die Abfallbehandlung, die Endlagerung und der Transport sind hier ebenso zu berücksichtigen wie vor allem die Wiederaufarbeitungsaktivitäten. Die Schätzungen der Kosten für die Wiederaufarbeitung des abgebrannten Brüterbrennmaterials sind mit zwei grundlegenden Unsicherheitsfaktoren verbunden, da sie sich an den Kosten für die Wiederaufarbeitung abgebrannten Brennmaterials aus Leichtwasserreaktoren zu orientieren haben. Es sind sowohl die technologisch-physikalischen und damit die kostenmäßigen Abweichungen der Brüter-Wiederaufarbeitung von der Leichtwasserreaktor-Wiederaufarbeitung als auch die ebenfalls noch äußerst ungewissen Kosten der Leichtwasserreaktor-Wiederaufarbeitung zu schätzen. Weiterhin sind bei den Brennstoffzykluskosten des SBR die Kosten für die Erstkernladung, die Zinsbelastung des Plutoniuminventars sowie gegebenenfalls Plutoniumgutschriften zu berücksichtigen.

Aufgrund der im einzelnen nicht nachgezeichneten Überlegungen berücksichtigen die Autoren der vorliegenden Analyse drei alternative Werte für die gesamten Brennstoffzykluskosten des SBR: 0,002, 0,003 und 0,004 ₡/kWh . Diese drei alternativen Werte werden den drei bereits oben erwähnten Kapitalkostengrößen des SBR - entsprechend Brütertyp A, B oder C - zugeordnet (siehe auch weiter oben Abb. 3).

3.5 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse

Die vorliegende empirische Analyse lehnt sich in ihrem Grundkonzept und in der Auswahl des für die Bruttonutzenberechnung herangezogenen Projektionszeitraums eng an die Vorgehensweise der Analyse in ERDA-1535 an. Deshalb soll hier auf die dort bereits gemachten Anmerkungen zur metho-

dischen Vorgehensweise nicht noch einmal eingegangen werden (siehe Teil II, Abschnitt 1.6). Interessant an der vorliegenden Analyse ist vor allem, mit welchem Geschick die Berechnung und vor allem die Auswahl der Ausgangsdaten in den Dienst eines gleichsam mit bloßem Auge erkennbaren generellen Aussageergebnisses gestellt werden. Die vorliegende Darstellung der Analyse ist angesichts des geringen Platzes, der ihr eingeräumt wurde, einigermaßen umfassend. Allerdings ist zu bemängeln, daß sich die Darstellung der Berechnungsergebnisse überwiegend auf die wenig genauen Abbildungen reduziert.

Der mit dem Analysekonzept und seiner Ausfüllung durch empirische Daten angestrebte Aussageanspruch kann als weitgehend eingelöst beurteilt werden, wenn man von möglichen Bedenken an Einzelheiten der Bruttonutzendefinition absieht und die Datenansätze nicht als völlig verfehlt betrachtet. Es sei jedoch noch einmal daran erinnert, daß die Höhe selbst der jeweils ausgewählten Ausgangsdaten nicht Gegenstand dieser Auswertung empirischer Kosten-Nutzen-Analysen zum Schnellen Brutreaktor ist. Ganz bewußt beschränkt sich die Analyse auf einige exemplarische Berechnungen von Bruttonutzengrößen, die zur Unterstützung einer generalisierenden Aussagetendenz herangezogen werden. Entsprechend wird aus dem quantitativen Ergebnis auch nicht die Empfehlung abgeleitet, den Einföhrungstermin für den Schnellen Brutreaktor um exakt 15 Jahre zu verschieben und damit das amerikanische brüterbezogene Forschungs- und Entwicklungsprogramm in einer ganz bestimmten inhaltlichen und zeitlichen Form zu verändern, sondern es wird lediglich eine aus der Sicht der Analyseautoren aus ökonomischen Gründen vertretbare und aus anderen gesellschaftlichen Gründen ihrer Meinung nach notwendige Veränderungstendenz aufgezeigt.

Insbesondere die bewußte Auswahl einer konstanten Kernkraftwerkskapazität - als Rahmen für die Berechnung der Kostenersparnisse bei der unmittelbaren Stromproduktion -, unabhängig davon, welche Nukelartechnologie in welchem Umfang innerhalb der vorgegebenen Grenzen zum Zuge kommt, sowie der Verzicht, den Berechnungsaufwand durch Berücksichtigung weiterer fortschrittlicher Nukleartechnologien ohne größeren zusätzlichen Aus-

sagegewinn komplizierter und damit unverhältnismäßig größer zu machen, lassen sich als Pluspunkte der vorliegenden Analyse verbuchen.

Es darf bei auf dem kostennutzenanalytischen Konzept beruhenden Berechnungen der Auswirkung von Maßnahmenverschiebungen über größere Zeiträume hinweg jedoch nicht übersehen werden, daß die bei späterer Durchführung einer Maßnahme womöglich in größerem Umfang auftretenden positiven Konsequenzen als bei einer frühzeitigen Durchführung nicht nur sehr viel unsicherer sind, sondern auch je nach der Größe der für die Diskontierung verwendeten Zinsrate rechnerisch u.U. mehr als aufgehoben werden, und zwar umso mehr, je weiter bei gegebener Diskontierungsrate sich der Projektionszeitraum für die Bruttonutzenberechnung in die Zukunft erstreckt.

Die Autoren der vorliegenden Analyse wollen die von ihnen aus den kostennutzenanalytischen Berechnungen zur Brüterförderung und -einführung in den USA abgeleiteten Schlußfolgerungen auch als auf die Verhältnisse in anderen westlichen Industriestaaten übertragbar ansehen. Voraussetzung hierfür ist nach ihrer Meinung lediglich, daß die in der Analyse unterstellten Bedingungen auf dem Uranmarkt (freies Spiel von Angebot und Nachfrage) für die gesamte westliche Welt gelten. Ob diese Unterstellung zu recht für ein Land z.B. wie die Bundesrepublik Deutschland gemacht werden kann, das bisher über keine wesentlichen eigenen Uranförder- und -weiterverarbeitungskapazitäten verfügt und deren Uraneinfuhrmöglichkeit zunehmend stärker von politischen Faktoren bestimmt werden, muß jedoch grundsätzlich in Zweifel gezogen werden. Auf jeden Fall müßte in einer Analyse für ein anderes westliches Land mit einer weniger günstigen Uranrohstofflage die Möglichkeit eines weitaus höheren Uranpreisniveaus bereits in nächster Zukunft zumindest durch die Berücksichtigung einer breiteren Uranpreisspanne in die Analyse eingehen. Weiterhin wäre zu überlegen, ob in einer ähnlichen ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse für die Bundesrepublik Deutschland nicht auch andere ökonomische Kriterien wie z.B. die Möglichkeit, die Brütertechnologie zu exportieren und damit das Niveau der eigenen Wirtschaftstätigkeit zu erhöhen, in die Bruttonutzendefinition in quantifizierter Form direkt einbezogen werden müßten.

Die für die Analyse zu den zukünftigen amerikanischen Stromversorgungs-
verhältnissen wesentliche Voraussetzung, daß die Stromversorgung auch
ohne Einsatz des Schnellen Brutreaktors bis weit in das 21. Jahrhundert
hinein gesichert erscheint, könnte ebenfalls nicht ohne weiteres zur
Grundlage einer entsprechenden Analyse zur Stromversorgungslage in der
Bundesrepublik Deutschland gemacht werden.

4. MacAvoy, Paul W.,
Economic Strategy for Developing Nuclear Breeder Reactors,
Cambridge, Massachusetts / London 1969

4.1 Verwendungszweck und Entstehungszusammenhang der Analyse

Diese bereits Ende der 60er Jahre veröffentlichte kostennutzenanalytische Betrachtung sucht eine Antwort auf die Frage, wie sinnvoll es ist, daß sich die von der amerikanischen Bundesregierung über die Atomic Energy Commission geförderten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Kernenergiebereich etwa seit Mitte der 60er Jahre ausschließlich auf den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor (SBR) konzentrieren. Zielsetzung der Analyse ist eine umfassende ökonomische Einschätzung dieses Brutreaktor-typs, die über die Erfassung der Vorteile einer verbesserten Uranausnutzung oder des von verschiedenen Seiten postulierten niedrigeren finanziellen Aufwands für die Entwicklung des natriumgekühlten SBR gegenüber dem gasgekühlten oder dem dampfgekühlten SBR hinausgeht.

MacAvoy, der Hauptbearbeiter und Autor der vorliegenden Darstellung der Analyse, war während der Erstellung der Analyse Mitarbeiter am Massachusetts Institute of Technology. In den davor liegenden Jahren 1965/66 hatte er als Mitglied des dem amerikanischen Präsidenten unterstehenden Sachverständigenrats für Wirtschaftsfragen (Council of Economic Advisors) die Notwendigkeit einer umfassenden ökonomischen Analyse zum amerikanischen Brüterprogramm erkannt. Somit scheint der Anstoß für die vorliegende Analyse nach den verfügbaren Informationen von dem individuellen Interesse eines Wissenschaftlers ausgegangen zu sein, der seine spezifischen methodisch-wissenschaftlichen Kenntnisse für eine Verbesserung konkreter politischer Entscheidungen und Maßnahmen im staatlichen brüterbezogenen Forschungsförderungsbereich nutzbar machen wollte.

Für die Durchführung der Analyse vor allem in den Jahren 1967 und 1968 hat der Hauptbearbeiter Förderungsmittel von der Gesellschaft Resources For the Future, Incorporated, erhalten. Der Umfang der finanziellen Zu-

schüsse wurde in dem vorliegenden Abschlußbericht nicht angegeben. Sie erlaubten jedoch eine Projektlaufzeit von mehr als zwei Jahren und allgemeine Arbeitsbedingungen, die vom Autor als äußerst günstig beschrieben werden.

Zahlreiche Wissenschaftler waren an der Durchführung des Projektes beteiligt. Neben weiteren Angehörigen des Massachusetts Institute of Technology haben auch Wissenschaftler aus anderen amerikanischen Institutionen mit ihren eingehenden Stellungnahmen zur ersten vorläufigen Fassung der Analyse vom März 1968 zu dem vorliegenden Bericht beigetragen. Die Zahlenberechnungen, die für die erste Fassung noch mehrere Monate in Anspruch genommen hatten, konnten für die Endfassung innerhalb weniger Minuten mit Hilfe des Einsatzes eines Computers auf eine sehr viel breitere Basis gestellt werden. Das Manuskript des vorliegenden Berichts wurde im November 1968 abgeschlossen. Die allgemeinen Ausführungen des Berichts nehmen rund 100 Seiten in Anspruch, zu denen mehrere Anhänge zu Einzelfragen der Analyse mit weiteren rund 100 Seiten hinzukommen.

4.2 Fragestellung und methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse

Ausgangspunkt der Analyse ist die Hypothese, daß eine umfassende, d.h. Kosten- und Nutzenelemente integrierende Einschätzung des bisher verfolgten, auf den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor konzentrierten Forschungs- und Entwicklungsprogramms sowie eine Ausdehnung der Betrachtung auf andere Brutreaktorvarianten eine Revision der verfolgten Forschungsaktivitäten im Brüterbereich nahelegen könnte. Die Analyse sucht eine Antwort auf die konkrete Fragestellung, ob alternative Brüterprogramme einen größeren oder niedrigeren volkswirtschaftlichen Nettonutzen als das bereits initiierte Brüterprogramm mit sich bringen würden. Der Nettonutzen ist hier definiert als der Gegenwartswert, d.h. auf den Analysezeitpunkt diskontierte Wert, des Überschusses des projizierten ökonomischen Bruttonutzens über die projizierten Forschungskosten (= monetäre Forschungsausgaben). Dabei sind die Bruttonutzenelemente in enger Anlehnung an wohlfahrtstheoretische Modellvorstellungen festgelegt. Sie

bestehen aus den positiven Veränderungen in der individuellen Nutzenposition der durch die Brütereinführung Betroffenen und werden als Konsumenten- bzw. Produzentenrenten bezeichnet. Der methodische Ansatz spiegelt das Bemühen wider, von vornherein der Tatsache, daß jedes Forschungsprojekt mit einem äußerst ungewissen Zeit- und Geldaufwand einerseits und mit einem ebenso ungewissen Nutzenrückfluß andererseits verbunden ist, weitgehend Rechnung zu tragen. In dem Entscheidungskalkül (Sind die Kosten des Projekts niedriger als der hieraus zu erwartende Nutzen? bzw. Welches Projekt von mehreren gleichartigen Projekten führt zu dem größten Nettonutzen?) werden mehrere Kosten- und (Brutto-)Nutzniveaus in Form einer Häufigkeitsverteilung bzw. der sie beschreibenden statistischen Parameter gleichzeitig berücksichtigt. Sie werden als von vornherein gleichermaßen möglich bzw. unsicher betrachtet.

Die Kosten sind in dieser Analyse definiert als die monetären Aufwendungen für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Brüterbereich, die zwar vom amerikanischen Bundesstaat finanziert, aber in privatwirtschaftlichen Unternehmen durchgeführt werden. Diese privatwirtschaftlichen Unternehmen haben auf dem Markt für konventionelle Reaktoren bereits eine mehr oder weniger gewichtige Anbieterposition inne. Es werden jeweils alle einem bestimmten Brütertyp direkt zurechenbaren staatlichen Aufwendungen vom Beginn der eigentlichen Programmforschungsphase bis zum Abschluß der Forschungsarbeiten am Demonstrationsreaktor erfaßt.

Um die in verschiedenen Jahren anfallenden Kosten - ebenso wie die im folgenden näher charakterisierten Nutzenelemente - aggregieren zu können, werden sie auf ein bestimmtes Jahr als gemeinsame Wertbasis bezogen. Hierfür wird eine konstante jährliche Diskontierungsrate herangezogen, die den Ertrag widerspiegelt, den die im öffentlichen Sektor aufgewendeten finanziellen Mittel bei alternativer Verwendung im privatwirtschaftlichen Sektor erzielt hätten. Den hier angestellten Berechnungen liegt ein Zinssatz sowohl von 10 % als auch - alternativ - von 15 % zugrunde, die als Unter- bzw. Obergrenze der Ertragsrate privatwirtschaftlicher Investitionen angesehen werden.

Leider geht aus der vorliegenden Darstellung der Analyse nicht hervor, ob das Jahr 1965 oder das Jahr 1970 als gemeinsame und einheitliche Wert-

basis für alle betrachteten Einzel- und integrierten Forschungsprogramme und damit als Bezugsbasis für alle berechneten Kosten- und Nutzenströme herangezogen wurde. Die Kosten für das Forschungsprogramm zum natriumgekühlten SBR fallen im wesentlichen zwischen 1965 und 1984 an. Die Kosten für das Forschungsprogramm zum gasgekühlten SBR betreffen im wesentlichen die Jahre 1970 bis 1989. Die Auswahl des Zeitpunkts, ab dem die jeweiligen brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen in den kostennutzenanalytischen Betrachtungen berücksichtigt werden, wurde lediglich recht allgemein damit begründet, daß mit dem ersten jeweils berücksichtigten Jahr die eigentliche Programmforschungsphase beginnt. Vor allem die Verwendung einer einheitlichen zeitlichen Bezugsbasis für alle in die kostennutzenanalytischen Betrachtungen einbezogenen Brüterforschungsprogramme ist eine unabdingbare Voraussetzung für den Vergleich der Nettonutzen alternativer F+E-Programme. Zugunsten der vorliegenden Analyse wird für die weiteren Ausführungen unterstellt, daß die Auswahl sowohl des Bezugsjahres als auch des Umfangs der berücksichtigten F+E-Aufwendungen nach einheitlichen Kriterien erfolgt ist.

Der (Brutto-)Nutzen ergibt sich aus der innerhalb eines längeren Zeitraums zu erwartenden Nachfrage nach Kernkraftwerken (Leichtwasser- und Brutreaktoren), insoweit sie bei technologischer Verfügbarkeit eines oder mehrerer Brütertypen über die sonst in einer Nichtbrüterwelt in demselben Zeitraum nachgefragte Kernkraftwerksmenge (ausschließlich Leichtwasserreaktoren) hinausgeht. Dabei wird die in dem Betrachtungszeitraum insgesamt nachgefragte Kraftwerksmenge, unabhängig davon, ob Brütertechnologien für die Stromerzeugung verfügbar sind oder nicht, als konstant unterstellt. Der Bruttonutzen besteht aus der durch die zusätzliche Reaktornachfrage bewirkten Erhöhung der Konsumentenrente einerseits und der zusätzlichen Produzentenrente der Reaktorhersteller andererseits.

Es wird davon ausgegangen, daß die nachfragende Stromversorgungswirtschaft an den neuen Reaktoren als solchen interessiert ist, sie diese also auch zu einem höheren als dem von den Reaktorherstellern geforder-

ten Angebotspreis erwerben würde, bzw. daß die Reaktornachfragekurve der Stromversorgungsunternehmen die gleichen funktionalen Eigenschaften aufweist wie die Stromnachfragekurve der Stromverbraucher. Entsprechend dem typischen Verlauf einer Nachfragekurve wird unterstellt, daß die nachgefragte Reaktormenge mit fallendem Preis ansteigt. Durch die kommerzielle Verfügbarkeit des SBR verschiebt sich die Kurve für die gesamte Reaktornachfrage (nachgefragte Reaktormenge in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Kapitalpreis für Reaktoren) nach rechts, da der neue Reaktortyp geringere Brennstoffzykluskosten aufweist. Die Fläche zwischen den beiden Nachfragekurven oberhalb der Preislinie stellt die zusätzliche Konsumentenrente der die Reaktoren nachfragenden Elektrizitätswirtschaft bzw. der Stromverbraucher dar. Dabei drückt die Konsumentenrente eines Nachfragers grundsätzlich jene monetären Aufwendungen aus, die der Nachfrager aufgrund seiner Präferenz für das nachgefragte Gut über die von ihm für eine bestimmte Menge dieses Guts effektiv gezahlte Geldsumme hinaus zu entrichten prinzipiell bereit wäre. Es wird unterstellt, daß der Reaktorpreis bei gegebenem Reaktorkostenniveau umso niedriger ist, je weniger die Anbieterseite des Reaktormarktes monopolisiert ist. Deshalb sind die nachgefragte Reaktormenge und damit auch die Konsumentenrente bei gegebener Nachfragekurve umso größer, je geringer der Reaktorpreis ist. Bei der Konsumentenrente handelt es sich insofern um eine fiktive Nutzengröße, als ihr kein direkt in monetären Größen meßbarer Vorgang im konkreten Wirtschaftsablauf entspricht.

Die gesamte einem Brüterforschungsprogramm zurechenbare Konsumentenrente ist in dieser Analyse durch die Fläche CSBB in der folgenden, dem Original entnommenen Abbildung repräsentiert (siehe Abb. 1). Es handelt sich hierbei lediglich um jenen Teil der Konsumentenrente, der auf die durch die Brütereinführung bedingte zusätzliche Reaktornachfrage entfällt. Die aus theoretischer Sicht ebenfalls zur Konsumentenrente zugehörige Fläche CSBA (durch die Brütereinführung bewirkte Erhöhung der Konsumentenrente, die auf die bereits in einem Stromversorgungssystem ohne SBR nachgefragten Reaktormengen entfällt) wird in dieser Analyse sowohl aus statistischen als auch aus ökonomischen Gründen nicht berücksichtigt.

Weiterhin trägt zum Bruttonutzen des Brüterforschungsprogramms die auf die zusätzlich nachgefragte Kernkraftwerksmenge entfallende Produzentenrente (= Gewinn) der Reaktorhersteller bei (Fläche CSBC). Die Höhe dieses Nutzenbestandteils, der konkreten Vorgängen im ökonomischen Geschehen entspricht und direkt als finanzielle Größe meßbar ist, ist vor allem davon abhängig, welchen Gewinnaufschlag die Reaktorhersteller aufgrund der Konkurrenzsituation bei gegebenen durchschnittlichen Anlagegestehungskosten durchsetzen können.

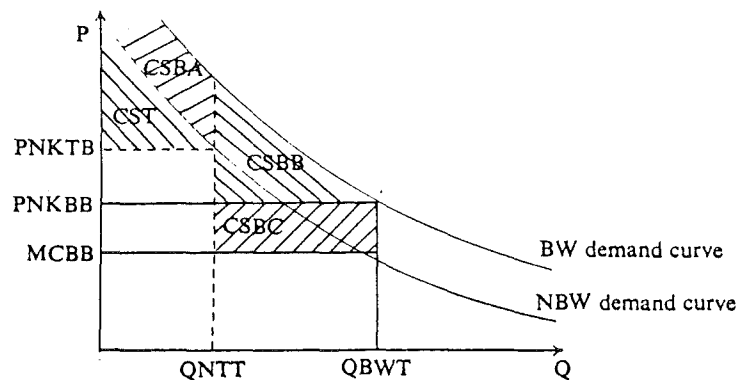


Abbildung 1: Graphische Darstellung des dem Brüterforschungsprogramm zurechenbaren Bruttonutzens in Form von Konsumenten- und Produzentenrente

Quelle: MacAvoy (1969), S. 199.

Zeichenerklärung zu Abb. 1:

- Q Achse, auf der die nachgefragte Reaktormenge abgetragen wird;
- P Achse, auf der die durchschnittlichen Preise bzw. Kosten je nachgefragter Reaktoreinheit abgetragen werden;
- NBW demand curve Reaktornachfragekurve in einer Nichtbrüterwelt (ausschließlich Leichtwasserreaktoren);

- BW demand curve Reaktornachfragekurve in einer Brüterwelt (Leichtwasser- und Brutreaktoren);
die Lage der "BW demand curve" gegenüber der "NBW demand curve" (bei gegebenem Durchschnittspreis wird mehr nachgefragt) ergibt sich durch die Attraktivität des Neuartigen, die von den neuentwickelten Brütertypen ausgeht;
- PNKTB durchschnittlicher Kapitalpreis für eine Einheit der in einer Nichtbrüterwelt nachgefragten Reaktormenge;
- QNNT in einer Nichtbrüterwelt insgesamt nachgefragte Reaktormenge (ausschließlich Leichtwasserreaktoren);
- PNKBB durchschnittlicher Kapitalpreis für eine Einheit der in einer Brüterwelt nachgefragten Reaktormenge;
- QBWT in einer Brüterwelt insgesamt nachgefragte Reaktormenge (Leichtwasser- und Brutreaktoren);
- MCBB durchschnittliche Grenzkosten für eine Einheit der in einer Brüterwelt nachgefragten Reaktormenge;
- CST Konsumentenrente, die mit der in einer Nichtbrüterwelt nachgefragten Reaktormenge verbunden ist;
- CSBA Teil A der gegenüber der Nichtbrüterwelt erhöhten Konsumentenrente, die mit der bereits in einer Brüterwelt nachgefragten Reaktormenge verbunden ist: = eingesparte finanzielle Aufwendungen der Stromversorgungsunternehmen bzw. der Stromverbraucher, die diese prinzipiell zu bezahlen bereit wären; wird in der vorliegenden Analyse nicht quantifiziert;
- CSBB Teil B der gegenüber der Nichtbrüterwelt erhöhten Konsumentenrente, die mit der in einer Brüterwelt zusätzlich nachgefragten Reaktormenge verbunden ist: = eingesparte potentielle finanzielle Aufwendungen der Stromversorgungsunternehmen bzw. der Stromverbraucher; ergibt sich durch das Zusammenspiel von Senkung des durchschnittlichen Preises je Reaktoreinheit und der Verschiebung der Reaktornachfragekurve nach rechts;
- CSBC gegenüber der Nichtbrüterwelt erhöhte Produzentenrente = zusätzlicher effektiver finanzieller Gewinn der Reaktorhersteller.

Die Bruttonutzen werden für einen Zeitraum von 20 bzw. 15 Jahren ab dem Jahr 1985 bzw. 1990 berechnet, in dem frühestens mit dem kommerziellen Einsatz des jeweiligen neu entwickelten Brütertyps zu rechnen ist. Eine Begründung für das Ende des Projektionszeitraums wird, soweit ersichtlich, nicht aufgeführt. Hinweise auf eine theoretische Begründung der auf die Nutzengrößen angewandten Diskontierungsrate (10 und 15 % wie jeweils bei den Kostengrößen) wurden nicht gefunden.

Das in der Kosten-Nutzen-Analyse übliche Entscheidungskalkül, nach dem jedes Projekt, das einen positiven Nettogegenwartswert aufweist, bzw. jenes Projekt, das einen höheren Nettogegenwartswert aufweist als alternative Projekte, durchzuführen ist, ist nach Ansicht des Autors ungeeignet für Projekte, deren Kosten- und Nutzenelemente von besonders ungewissen Bedingungen in der ökonomischen Umwelt abhängig sind. Deshalb werden sowohl für die Kostenseite als auch für die Nutzenseite mehrfache Schätzungen durch die systematische Variation und Kombination von Teilelementen vorgenommen (z.B. bis zu 81 bzw. bis zu 4 für ein Einzelprogramm), aus denen bei gegebenem Diskontierungssatz bis zu 324 Nettonutzenwerte je Einzelforschungsprogramm berechnet werden.

Diese Einzelwerte werden anschließend entsprechend ihrer Größe geordnet und in einer kumulierten Häufigkeitsverteilung für 9 Klassen abgebildet. Sie werden weiterhin durch statistische Konzentrationsgrößen wie Mittelwert und Spannweite beschrieben. Für diese Konzentrationsgrößen wird das Entscheidungskalkül wie folgt festgelegt. Es ist das Programm auszuwählen, das den größten Mittelwert und die geringste Streuung aufweist. Ist ein größerer Mittelwert zugleich mit einer größeren Streuung verbunden, ist dennoch das hierdurch charakterisierte Forschungsprogramm vorzuziehen, da fast alle von diesem höheren Mittelwert abweichenden Werte in den verschiedenen Häufigkeitsklassen auch auf einen höheren Niveau liegen als die entsprechenden Werte einer Häufigkeitsverteilung mit niedrigerer Streuung und mit niedrigerem Mittelwert.

4.3 Überblick über das Analyseergebnis

Die Analyse kommt zu dem generellen Schluß, daß ein unter mehreren Aspekten verändertes Forschungsprogramm im Brüterbereich größere ökonomische Vorteile mit sich bringen würde als das bisher verfolgte. Diese Schlußfolgerung beruht auf einer sehr differenzierten Argumentationsweise (siehe hierzu im einzelnen Abschnitt 4.6), in deren Mittelpunkt alternative

Vorgehensweisen stehen, die nicht ein völliges Abrücken von dem bereits verfolgten Brüterprogramm erfordern. Die konkreten Berechnungen beziehen sich auf ein Einzelforschungsprogramm zugunsten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors, auf ein Einzelforschungsprogramm zugunsten des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors und auf ein integriertes Forschungsprogramm zugunsten sowohl des natrium- als auch des gasgekühlten SBR. Der dampfgekühlte SBR oder sonstige technologische Brüterealternativen werden - noch - nicht in der vorliegenden empirischen Analyse berücksichtigt, da hierzu noch keine hinlänglich zuverlässigen ökonomischen Angaben vorlagen.

Eine Antwort auf die grundlegende Frage, ob das bereits in der Durchführungsphase befindliche Brüterprogramm abgebrochen werden sollte, will und kann die vorliegende Analyse allerdings nicht geben. Selbst wenn die Schlußfolgerungen der Analyse nicht direkt in konkrete Maßnahmen im Brüterbereich umgesetzt werden sollten, sieht MacAvoy den Zweck der Analyse dennoch für den Fall erreicht, daß sich zukünftig zu gestaltende Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten an den in dieser Studie gewonnenen allgemeinen Erkenntnissen orientieren.

Die einzelnen quantitativen Berechnungsergebnisse sieht der Hauptautor der Analyse weitgehend als vorläufig an. Er hoffte deshalb, daß sich in den Jahren nach Abschluß der hier vorliegenden Analyse verbesserte Projektionsdaten für die Kosten und Nutzen im Brüterbereich gewinnen ließen, und hatte in etwa für das Jahr 1975 eine Wiederholung dieser Berechnungen unter verbesserten Datenbedingungen, aber mit demselben methodischen Ansatz ins Auge gefaßt. Ob es hierzu gekommen ist bzw. aus welchen Gründen gegebenenfalls eine Wiederholung der Analyse abgelehnt wurde, konnte im Rahmen dieser Auswertung nicht festgestellt werden.

4.4 Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der Kostenelemente

Die Möglichkeiten einer einigermaßen zuverlässigen Datengewinnung für die Forschungskosten eines Brüterprogramms, die in diesem kostennutzenanalytischen Ansatz das Kostenelement bilden, legen zugleich den Rahmen für die zu evaluierenden Forschungsprogrammalternativen fest. Sowohl für den natriumgekühlten als auch für den gasgekühlten Schnellen Brutreaktor lagen bei Erstellung der Analyse relativ umfangreiche Schätzungen der Forschungskosten vor. Entsprechend wurden diese beiden Einzelprogramme, aber auch ein diese beiden Brüterlinien integrierendes Forschungsprogramm zum Untersuchungsgegenstand gemacht. Die Vorarbeiten für eine dritte bedeutsame Brüterlinie, den dampfgekühlten Schnellen Brutreaktor, waren zum Analysezeitpunkt noch nicht weit genug vorangeschritten, so daß hierfür keine detaillierteren Kostenschätzungen vorlagen und deshalb dieses Forschungsprogramm nicht in die vergleichende Evaluierung einbezogen werden konnte.

Die mehrfachen Kostenschätzungen je Forschungsprogramm beruhen auf aus mehreren Quellen zusammengesuchten Einzelschätzungen und wurden gegebenenfalls durch im Rahmen dieses Analyseprojekts durchgeführte Schätzungen ergänzt. Zur Abbildung eines Forschungsprogramms in mehrfachen Kostenschätzungen wird jedes Forschungsprogramm zunächst in fünf Hauptkomponenten unterteilt, die die wichtigsten Problemkreise bei Forschungsaktivitäten im Brüterbereich widerspiegeln:

- | | | |
|----------------------------------|---|---------------|
| - Brennelemente | } | - Brennstoffe |
| - Brennstoffverarbeitung | | |
| - Reaktorkern | | |
| - Kühlsystem | | |
| - Entwicklung des Gesamtsystems. | | |

Jede Hauptkomponente eines Forschungsprogramms kann annahmegemäß die von ihr in einem vorgegebenen Zeitraum zu erreichende Zielsetzung entweder ohne größere Schwierigkeiten - vor allem durch Rückgriff auf in anderen technologischen Bereichen bereits entwickelte Problemlösungen -, durch

Lösung von im geplanten Forschungsprogramm antizipierten "normalen" Schwierigkeiten oder auch nur mittels erheblich größerer Anstrengungen erreichen. Dem in der angegebenen Reihenfolge ansteigenden Problemlösungsaufwand entspricht ein zunehmender Aufwand an finanziellen Mitteln bei jedoch unverändertem Zeitbedarf.

Da die Einzelforschungsprogramme sowohl zum natriumgekühlten als auch zum gasgekühlten Reaktor in ihrer Hauptkomponente "Brennstoffverarbeitung" auf allen drei unterschiedenen Stufen des Forschungserfolgs gleich hohe finanzielle Beträge aufweisen, werden die beiden ursprünglich getrennten Hauptkomponenten "Brennelemente" und "Brennstoffverarbeitung" in ein Teilsystem "Brennstoffe" zusammengefaßt. Damit stehen für die mehrfache Kostenschätzung je Einzelforschungsprogramm vier Hauptkomponenten und innerhalb jeder Hauptkomponente drei unterschiedliche Teilkostenniveaus entsprechend dem Grad des dort erzielten Forschungserfolgs zur Verfügung.

Da das für eine Hauptkomponente erzielbare Teilkostenniveau als unabhängig von dem für eine andere Hauptkomponente erzielbaren Teilkostenniveau unterstellt wird, ergeben sich maximal $(3)^4 = 81$ unterschiedliche Gesamtkostenniveaus je Forschungsprogramm für die Entwicklung des natriumgekühlten oder des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors. Die bis zu 81 möglichen unterschiedlichen Gesamtergebnisse werden der Größe nach geordnet, wobei der kleinste Gesamtbetrag am Anfang steht. Sie werden anschließend durch Zuordnung zu kumulierten Häufigkeitsklassen (hier: insgesamt 9) in übersichtlicher Form abgebildet. Entsprechend dem auf eine bestimmte Häufigkeitsklasse entfallenden Anteil an Gesamtkostenergebnissen ist zugleich die Wahrscheinlichkeit festgelegt, mit der ein bestimmter, der jeweiligen Häufigkeitsklasse zu entnehmender Maximalaufwand für ein Forschungsprogramm nicht überschritten werden dürfte (siehe Tab. 1).

Im Hinblick auf die Kostenschätzungen für das die natriumgekühlte und die gasgekühlte Brütertechnologie integrierende Forschungsprogramm wird davon ausgegangen, daß ein integriertes Forschungsprogramm Aufwendungen erfordert, die geringer sind als die Summe der Ausgaben für die beiden

Tabelle 1: Geschätzte Kosten von zwei Forschungsprogrammen jeweils zugunsten des natriumgekühlten und des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors

Quelle: MacAvoy (1969), S. 47, Table 2.7.

Probability of Costs Less Than Those Shown	COSTS OF RESEARCH (billions of dollars)	
	Liquid Metal Fast Breeder Reactor	Gas-Cooled Fast Breeder Reactor
0.01	1.3	1.0
0.10	1.7	1.3
0.20	1.8	1.6
0.35	2.0	1.7
0.50	2.2	2.0
0.65	2.4	2.1
0.80	2.5	2.3
0.90	2.8	2.5
0.99	3.2	2.8

Einzelprogramme, die dem integrierten Programm zugrundeliegen. Es wird erwartet, daß in einem integrierten Forschungsprogramm die Forschungsaktivitäten für beide Reaktorlinien jeweils in den Hauptkomponenten Brennstoffe und Reaktorkern weitgehend eng verzahnt werden können. Entsprechend wird jede dieser beiden Hauptkomponenten für beide Reaktorlinien zusammen durch drei unterschiedliche Erfolgegrade und damit durch nur drei unterschiedliche Teilkostenniveaus abgebildet.

Für das Kühlsystem und die Entwicklung des Gesamtsystems wird wiederum mit überwiegend technologiespezifischen Forschungsaktivitäten und Erfolgegraden gerechnet, so daß hier auf eine Hauptkomponente jeweils insgesamt sechs unterschiedliche Teilkostengrößen entfallen. Die Anzahl der sich aus der uneingeschränkten Kombination aller möglichen Teilkostengrößen errechenbaren Gesamtkostenniveaus beläuft sich damit auf $(3)^6 = 729$ im Falle eines integrierten Forschungsprogramms. Wie im Fall der Einzelprogramme lassen sich diese mehrfachen Schätzungen für das Gesamtkostenniveau des integrierten Programms in einer kumulierten Häufigkeitsverteilung übersichtlich darstellen (siehe Tab. 2).

Tabelle 2: Geschätzte Kosten eines integrierten Forschungsprogramms zugunsten des natrium- und des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors

Quelle: MacAvoy (1969), S. 49, Table 2.8.

Probability of Costs Less Than Those Shown	Costs of Research (billions of dollars)
0.01	2.2
0.10	2.6
0.20	2.9
0.35	3.1
0.50	3.4
0.65	3.6
0.80	3.9
0.90	4.2
0.99	4.6

4.5 Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der Bruttonutzenelemente

Im Hinblick auf die Quantifizierung der einem Brüterforschungsprogramm zurechenbaren Nutzelemente in Form von Produzenten- und Konsumentenrenten ist die vorliegende Analyse offensichtlich auf erhebliche Schwierigkeiten bei der Gewinnung und Transformation der relevanten Daten gestoßen. Das zur Bestimmung der relevanten Nachfrage-, Preis- und Kostengrößen entworfene Energiesektorenmodell mit vier Grundgleichungen⁺⁾ , das eigentlich eine simultane Lösung erfordert hätte, konnte nur schrittweise und nur unter mehr oder weniger gravierenden Modifikationen hinsichtlich der berücksichtigten Bestimmungsgrößen für die Nutzenquantifizierung herangezogen werden.

⁺⁾ Die vier Grundgleichungen beziehen sich auf die Nachfrage nach dem jeweiligen Reaktortyp, die Anlagekosten von Schnellen Brutreaktoren sowie auf die Nachfrage und das Angebot an Kernbrennstoffen.

Ob angesichts dieser Bedingungen der mit dem theoretischen Analysekonzept verbundene Aussageanspruch bereits als nicht eingelöst zu betrachten ist, sei hier dahingestellt, da zur Beantwortung dieser Frage zu prüfen wäre, ob die amerikanische Situation in den Bereichen der Reaktorherstellung, der Stromnachfrage und des Stromangebots in den Modellgrößen adäquat abgebildet wurde. Aber auch die hier verwendete vereinfachte Modellkonstruktion zur Berechnung der einzelnen brüterbezogenen Forschungsprogrammen zurechenbaren Bruttonutzengrößen läßt erkennen, wie hoch der gesamte Aufwand für die analytischen Vorarbeiten und die eigentliche Datenbeschaffung bei diesem Analysekonzept ist. Beispielfhaft sei hier die Bestimmung der in einem bestimmten Zeitraum nachgefragten Leichtwasser- und Brutreaktormengen bzw. der hierzu erforderlichen Nachfragekurven nachvollzogen.

Die anschließende Verwendung dieser Zwischenergebnisse zur Berechnung der Konsumentenrente, die, wie in Abschnitt 4.2 dargestellt, neben der Produzentenrente oder dem Gewinn den Bruttonutzen der Forschungsprogramme konstituiert, läßt sich kaum noch verbal nachvollziehen und wurde auch in der vorliegenden Darstellung der Analyse sehr knapp in einem Formelanhang behandelt.

Die zur Berechnung der Nutzelemente erforderlichen Einzelschätzungen beziehen sich auf die Jahre 1985 (bzw. 1990 im Falle des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors) bis 2004. Zu diesem Zweck werden dieser gesamte Zeitraum in vier Fünfjahreszeiträume und das gesamte Gebiet der USA in neun voneinander unabhängige Stromversorgungsregionen unterteilt⁺⁾ . Die funktionalen Beziehungen zwischen zukünftig nachgefragten Kraftwerken und Reaktoren einerseits und entsprechenden nachfragerrelevanten Einflußgrößen andererseits werden aus den für die neun Regionen im Zeitraum 1958-1972 feststellbaren Werten mit Hilfe von Regressionsschät-

⁺⁾ Vor der Diskontierung, d.h. vor der Berechnung des Gegenwartswertes der Bruttonutzengrößen werden diese Fünfjahreswerte mittels eines allerdings nicht näher erklärten Interpolationsverfahrens auf Einjahreswerte umgerechnet.

zungen entsprechend der Methode der kleinsten Quadrate gewonnen. Die Ausgangsgrößen, die sich auf Durchschnittswerte in den drei Fünfjahreszeiträumen 1958-1962, 1963-1967 und 1968-1972 beziehen, mußten teilweise auch aus Plandaten, in wenigen Fällen sogar durch direkte Schätzungen gewonnen werden.

Es wird unterstellt, daß die für die Reaktornachfrage der Jahre 1958 bis 1972 geltenden funktionalen Beziehungen unverändert auch für die Jahre 1985 bis 2004 gelten. Insbesondere wird angenommen, daß die die Einführungsphase des Leichtwasserreaktors kennzeichnende Situation auch für die Einführungsphase des Schnellen Brutreaktors unverändert gültig ist.

Das Verhalten der amerikanischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) ist nach Ansicht der Autoren der vorliegenden Analyse dadurch gekennzeichnet, daß keineswegs stets die Kraftwerkstypen nachgefragt werden, die die relativ geringsten gesamten Gestehungskosten je Kilowattstunde Strom garantieren. Dieses Verhalten eines EVU wird mit der Begrenzung des Gewinnaufschlags auf einen gegebenen Kapitaleinsatz erklärt, für die die staatlichen Preisgenehmigungsbehörden verantwortlich zeichnen. Unter diesen Bedingungen kann ein EVU sein Gewinnvolumen unabhängig von einem Wachstum der Stromnachfrage nur dann erhöhen, wenn es ohne Rücksicht auf die dem Stromverbraucher entstehenden Kosten möglichst kapitalintensive, d.h. i.d.R. neuentwickelte Stromerzeugungsanlagen einsetzt. Eine Fortsetzung dieser Verhaltenstendenz wird auch für den der Bruttonutzenberechnung zugrundegelegten Zeitraum erwartet.

Die Nachfrage nach Reaktoren, gleich welchen Typs und unabhängig davon, ob die Nachfrage in einem Stromversorgungssystem ohne SBR oder unter Einschluß des SBR ausgeübt wird, ergibt sich durch Multiplikation der beiden Größen gesamte Kraftwerksnachfrage und Anteil der - typenspezifischen - Reaktornachfrage an der gesamten Kraftwerksnachfrage, wobei die zukünftigen Werte für diese beiden Größen jeweils durch eine Bestimmungsgleichung ermittelt werden.

Die gesamte Kraftwerksnachfrage wird hier etwas vereinfacht als direktes Spiegelbild der gesamten Stromnachfrage gesehen. Die Funktion für die gesamte Kraftwerksnachfrage enthält die Erklärungsvariablen Strompreisniveau, Gesamtbevölkerung und Einkommen je Kopf der Bevölkerung. Aus der Funktionsform geht hervor, daß sich bei einer bestimmten Zunahme von Pro-Kopf-Einkommen und Gesamtbevölkerung die Kraftwerksnachfrage positiv, aber in einem weniger starken Ausmaß verändert und bei einer bestimmten Zunahme des Stromabgabepreises die Kraftwerksnachfrage negativ und zwar überproportional negativ beeinflusst wird. Für die Entwicklung von Bevölkerung und Pro-Kopf-Einkommen im Betrachtungszeitraum werden teilweise recht erhebliche Zuwachsraten projiziert. Die Schätzungen für das Strompreisniveau, dessen Entwicklung wiederum als abhängig vom Großhandelspreisniveau unterstellt wird, weisen eine sinkende Tendenz auf. Damit ergibt sich eine durch alle drei Erklärungsvariablen gestützte starke Zunahme der gesamten Kraftwerksnachfrage zwischen 1985 und 1999 in einer Gesamthöhe von 1 450 000 MW_e (bis 2004 einschließlich: rund 2 372 000 MW_e; siehe Tab. 3). Diese Kraftwerksnachfragemenge wird als konstant für jedes wie auch immer strukturierte zukünftige Stromversorgungssystem unterstellt.

Die Funktion für den Anteil der Reaktornachfrage an der gesamten Kraftwerksnachfrage wird nicht nur für die neun verschiedenen Regionen und die vier Fünfjahreszeiträume sondern auch für vier Kraftwerksgrößenklassen getrennt ermittelt. Neben der Kraftwerksgröße (S) werden das Verhältnis der Preise für nukleare Brennstoffe zu den Preisen für fossile Brennstoffe (PNF/PFF) und das Verhältnis für nukleare Kraftwerksanlagen zu den Preisen für fossile Kraftwerksanlagen (PNK/PFK) als Erklärungsvariable herangezogen. Entsprechend den wiederum anhand von Vergangenheitswerten ermittelten funktionalen Zusammenhängen ($\log Q_N/Q = - 4.375 + 0.418 \log S - 0.859 \log (PNF/PFF) - 1.030 \log (PNK/PFK)$) steigt der Kernenergieanteil mit zunehmender Blockgröße leicht an. Eine relative Erhöhung des Nuklearbrennstoffpreises führt ebenso wie eine relative Erhöhung des Nuklearanlagenpreises zu einem Absinken des Kernenergieanteils. Dabei weist der für das Anlagenpreisverhältnis berechnete Koeffizient dieser Variablen den größten Einfluß auf den Kernenergieanteil an den neu installierten Kraftwerken zu.

Tabelle 3: Kraftwerkszubauraten für Fünfjahreszeiträume zwischen 1985 und 2004 in den neun Stromversorgungsregionen der Vereinigten Staaten von Amerika

Quelle: MacAvoy (1969), S. 60, Table 3.1.

Power Region	1,000 MW of Added Capacity			
	1985-1989	1990-1994	1995-1999	2000-2004
1	11.5	15.9	21.7	29.8
2	40.5	54.1	72.0	95.8
3	66.6	94.6	133.6	189.1
4	17.1	23.7	32.5	44.7
5	40.3	56.3	78.3	109.1
6	55.0	81.4	120.0	177.0
7	28.8	41.1	58.6	83.5
8	16.9	24.5	35.3	51.0
9	53.4	74.1	102.4	141.6

SOURCE: $\log Q = -7.046 - 1.240 \log (P) + 0.855 \log (Y/N) + 0.914 \log (N)$
for forecast values of P , Y/N , N in each of the nine power regions.

Die ermittelte funktionale Beziehung wird für die Bestimmung des Kernenergieanteils sowohl in einem Stromversorgungssystem ohne SBR als auch in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR verwendet. Für den Leichtwasserreaktoranteil in einem Stromversorgungssystem ohne SBR werden die relevanten Preise für das Leichtwasserreaktor-Kapital und den Leichtwasserreaktor-Brennstoff in die Funktion eingesetzt. Der ermittelte Anteilswert wird anschließend mit der gesamten Kraftwerksnachfrage multipliziert. Das Ergebnis weist die gesamte Kernkraftwerksnachfrage in einem Stromversorgungssystem ohne SBR aus.

Für die Ermittlung der nachgefragten SBR-Menge in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR wird das Verhältnis der relevanten Brutreaktorkapital- bzw. Brutreaktorbrennstoffpreise zu den Kapital- bzw. Brennstoffpreisen für fossile Kraftwerke zugrundegelegt. Der ermittelte Anteilswert wird mit der gesamten Nachfrage nach Kraftwerken multipliziert. Neben der auf diese Weise berechneten gesamten Brutreaktornachfragemenge wird die in diesem System ebenfalls nachgefragte Leichtwasserreaktormenge auf die gleiche Weise ermittelt, wobei jedoch

von dem Anteil der Leichtwasserreaktoren an der zuvor ermittelten Brutreaktormenge ausgegangen und damit das Verhältnis der Leichtwasserreaktorkapital- bzw. Leichtwasserreaktorbrennstoffpreise zu den Brutreaktorkapital- bzw. Brutreaktorbrennstoffpreisen in die modifizierte Anteilsfunktion eingesetzt wird.

Für die Aufteilung der zusätzlich zu bauenden Kraftwerke auf Größenklassen wird auf eine Projektion der Federal Power Commission zurückgegriffen⁺⁾ . Dabei wird unterstellt, daß die für das Jahr 1980 projizierten Anteile einzelner Größenklassen auch bis zum Ende des Projektionszeitraums im Jahre 2004 unverändert beibehalten werden.

Die Preise für fossile Kraftwerksanlagen und konventionelle Reaktoren werden ausgehend von den zum Analysezeitpunkt erreichten Preisen je installiertem Kilowatt projiziert. Aufgrund von technischen und von Marktbedingungen wird ab Beginn der 70er Jahre mit einem leichten, aber kontinuierlichen Absinken der Preise für Kraftwerksanlagen gerechnet. In einem Stromversorgungssystem ohne SBR verbilligen sich die Leichtwasserreaktoren, die sich zunächst auf einem höheren absoluten Preisniveau befinden, stärker als die fossilen Kraftwerke. In einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR nehmen die Preise für fossile und konventionelle Kernkraftwerke gleichmäßig um 1 % jährlich ab.

Die Preise für fossile Brennstoffe sollen sich in einem Stromversorgungssystem ohne SBR ebenso wie in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR um 2 % jährlich verbilligen.

Die Preisprojektionen für die nuklearen Brennstoffe für konventionelle Reaktoren in einem Stromversorgungssystem ohne SBR berücksichtigen die zwischen 1985 und 2004 zu erwartenden Uranangebots- und Urannachfrageverhältnisse. Dabei wird der auf ein Megawatt über die gesamte Lebens-

⁺⁾ Die verwendete Abgrenzung der Kraftwerksgrößenklassen geht aus den Darlegungen des Originals nicht eindeutig hervor. Die größte Größenklasse umfaßt Blockeinheiten von durchschnittlich 1000 MW_e.

dauer der Anlage entfallende Uranbedarf mit vier Tonnen angegeben. Dabei wird der Wert der auf spätere Betriebsjahre entfallenden Uranbedarfsmengen unter Verwendung einer 10 %igen Diskontierungsrate einheitlich auf den entsprechenden Wert im Jahr der Inbetriebnahme der betreffenden Anlage umgerechnet. Der Uranpreis ($\$/\text{lb}$) steigt von rd. 9 $\$$ in den Jahren 1985-1989 auf rd. 18 $\$$ in den Jahren 2000-2004. Unter diesen Bedingungen ergibt sich in einem Stromversorgungssystem ohne SBR ein Kernenergieanteil, der in keinem Jahrfünft über 18 % der neu zugebauten Kapazität hinausgeht (siehe Tab. 4). Damit entfällt zwischen 1985 und 2004 ein Zubauvolumen von 345 000 MW_e auf die Kernenergie. Dieses für ein Stromversorgungssystem ohne SBR ermittelte nukleare Zubauvolumen ist nach Angaben von MacAvoy etwa nur halb so groß wie die in anderen Analysen ermittelte entsprechende Größe.

Tabelle 4: Nachfrage nach Leichtwasserreaktoren zwischen 1985 und 2004 in einem Stromversorgungssystem ohne Schnellen Brutreaktor

Quelle: MacAvoy (1969), S. 74, Table 3.2.

Period	Additional Nuclear Capacity (10 ³ MW)	Average Price ($\$/\text{kW}$)	Additional Demand for U ₃ O ₈ (10 ³ tons of uranium)	Forecast Price of U ₃ O ₈ ($\$/\text{lb}$)	Equivalent Fuel Cycle Costs (mills/kWh)
1985-1989	59	127	237	8.9	1.3
1990-1994	72	122	289	12.8	1.5
1995-1999	93	115	370	15.7	1.7
2000-2004	121	109	484	18.2	1.8

SOURCE: Estimates from simulation with the four-equation model of reactor capacity and fuel quantities and prices. The values of the exogenous variables and the parameters are specified in the text.

Werden alternative Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise getroffen - die fossilen Brennstoffe befinden sich 1985 auf dem relativen Preisniveau von 1965-1970, die Angebots- und Nachfragefunktionen für Uran verschieben sich aufgrund von zusätzlich entdeckten Uranvorräten bzw. infolge der neu entwickelten Rezyklertechnologie und damit infolge des verringerten Natururanbedarfs (rd. zwei Tonnen je Megawatt über die gesamte Lebensdauer der Anlage), so daß sich insgesamt verringerte Brennstoffzykluskosten ergeben -, erhöht sich die zwischen 1985 und 2004 neu installierte Kernkraftwerkskapazität auf 555 000 MW_e (siehe Tab. 5). Diese für die Kernenergie relativ günstige Konstellation von Annahmen stellt nach Ansicht des Autors realistischerweise bereits die äußerste Grenze für eine mögliche Expansion der Kernenergie in einem Stromversorgungssystem ohne SBR dar. Der Kernenergieanteil an den neu errichteten Kraftwerken je Region und Jahrfünft (insgesamt 36 Möglichkeiten) geht in weniger als 10 % der Fälle über 30 % hinaus.

Tabelle 5: Nachfrage nach Leichtwasserreaktoren zwischen 1985 und 2004 in einem Stromversorgungssystem ohne Schnellen Brutreaktor bei besonders günstigen Konstellationen für die Kernenergie

Quelle: MacAvoy (1969), S. 77, Table 3.4.

Period	Additional Nuclear Capacity (10 ³ MW)	Average Price (\$/kW)	Additional Demand for U ₃ O ₈ (10 ³ tons of uranium)	Forecast Price of U ₃ O ₈ (\$/lb)	Equivalent Fuel Cycle Costs (mills/kWh)
1985-1989	103	127	206	0.8	0.8
1990-1994	118	122	237	4.4	1.0
1995-1999	147	115	293	7.1	1.2
2000-2004	187	109	375	9.4	1.3

SOURCE: Estimates from simulation of 1985-2004 economic conditions with the four-equation model of the energy sector described in the text.

Ob bzw. inwieweit die Preisprojektionen für Kernbrennstoffe in konventionellen Reaktoren in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR von den Preisprojektionen für ein Stromversorgungssystem ohne SBR abweichen, konnte den Darlegungen der vorliegenden Analyse nicht ohne weiteres entnommen werden.

Die Anlagepreise für den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor können den Gestehungskosten beim Reaktorhersteller entsprechen oder mehr oder weniger weit darüber hinausgehen. Die Brütergestehungskosten werden mit Hilfe von den Entwurfsstudien entnommenen Informationen über die brüter-spezifische Produktionsfunktion und die kostengünstigste Kapital- und Brennstoffkombination ermittelt. Die Anlagekosten eines natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors von beispielsweise 1000 MW_e belaufen sich auf 116 \$/kW. Aufgrund der unvollkommenen Wettbewerbssituation auf dem Reaktormarkt wird in dieser Studie für den Fall einer ausschließlichen Entwicklung des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors ein Gewinnaufschlag von rd. 50 % auf das Kostenniveau unterstellt. Die entscheidenden Einflußgrößen für den Gewinnaufschlag sind nach den Annahmen der Studie die Preiselastizität der Nachfrage nach allen Reaktortypen und vor allem die Anzahl der dominierenden Anbieter auf dem Reaktormarkt.

Der Preis für den Brennstoffbedarf eines natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors während seiner gesamten Betriebsdauer wird wie im Fall der Leichtwasserreaktoren von der generellen Angebots- und Nachfragesituation für den Brüterbrennstoff bestimmt. Von ausschlaggebender Bedeutung ist hier der für den Reaktorkern benötigte Brennstoff, das Plutonium. Da zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analyse praktisch kein Markt für Plutonium existierte, konnte dessen zukünftige Nachfrage- und Angebotsentwicklung nicht durch Extrapolation simuliert werden. Statt dessen wird unterstellt, daß bei technisch gegebenem Plutoniumbedarf je Megawatt eines Schnellen Brutreaktors insgesamt soviel Plutonium zwischen 1985 und 2004 nachgefragt wird, wie durch die Stromerzeugungstätigkeit aller bis zum Jahr 2004 in Betrieb genommenen Leichtwasserreaktoren entsteht. Mit anderen Worten, es bildet sich ein Preis für das Plutonium, aufgrund dessen die Nachfrage nach diesem Brennstoff gerade so hoch ist, daß alle

sich bis zum Jahr 2004 durch den Leichtwasserreaktorbetrieb ansammelnden Plutoniumvorräte auch wieder in den Brutreaktoren aufgebraucht werden. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, daß auch das aus dem abgebrannten Brennstoff der Brutreaktoren gewonnene Plutonium wiederum in den Brüterkreislauf eingegeben wird.

Als Plutoniumpreis, der sich auf diese Weise zwischen 5 und 10 § je Gramm einspielen soll, wird für eine erste Berechnung der insgesamt zwischen 1985 und 2004 nachgefragten - natriumgekühlten - Brütermenge ein Wert von 5 $\text{§}/\text{g}$ unterstellt. Hieraus ergeben sich für den natriumgekühlten SBR Brennstoffkosten je Kilowattstunde Strom, die deutlich unter dem entsprechenden Kostenniveau für den Leichtwasserreaktor in einem Stromversorgungssystem ohne SBR bleiben. Im Unterschied zu den fossilen Kraftwerken und zu den konventionellen Reaktoren werden die Brennstoffzykluskosten und die Anlagepreise für den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor für den gesamten Projektionszeitraum als konstant unterstellt (siehe Tab. 6). Damit beträgt das nukleare Zubauvolumen in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors 704 000 MW_e , wovon 624 000 MW_e auf den natriumgekühlten SBR entfallen. Gegenüber dem nuklearen Zubauvolumen in einem Stromversorgungssystem ohne SBR (niedriger Fall, siehe Tab. 4), ist damit mehr als eine Verdoppelung der gesamten Kernkraftwerkskapazität zu registrieren.

Für die Berechnung des auf den gasgekühlten Schnellen Brutreaktors entfallenden Anteils an der gesamten Kraftwerksnachfrage werden dieselben fossilen Anlage- und Brennstoffpreise wie im Fall des natriumgekühlten SBR unterstellt. Die einzelnen Berechnungsschritte entsprechen den zum natriumgekühlten SBR angestellten Überlegungen. Aufgrund der spezifischen technologischen Bedingungen dieses Brütertyps wurden für ihn jedoch relativ niedrigere Brennstoffzykluskosten ermittelt (rd. 0,005 statt 0,007 $\text{§}/\text{kWh}$). Die niedrigeren Brennstoffzykluskosten des gasgekühlten SBR beruhen vor allem darauf, daß sich bis zur Inbetriebnahme der ersten gasgekühlten SBR relativ mehr Plutonium angesammelt hat, das einen entsprechend höheren Angebotsdruck und damit einen niedrigeren Brennstoffpreis bewirkt. Der Anlagepreis liegt aufgrund der günstigeren

Tabelle 6: Nachfrage nach natriumgekühlten Schnellen Brutreaktoren und Leichtwasserreaktoren zwischen 1985 und 2004 in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des Schnellen Brutreaktors

Quelle: MacAvoy (1969), S. 85, Table 3.6.

Period	Additional Breeder Capacity (10 ³ MW)	Additional Nonbreeder Capacity (10 ³ MW)	Breeder Capital Prices* (\$/kW)	Breeder Fuel Cycle Costs* (mills/kWh)
1985-1989	86	12	160	0.7
1990-1994	122	16	160	0.7
1995-1999	173	22	160	0.7
2000-2004	243	30	160	0.7

* For the 1,000 MW reactor only, assuming the price of plutonium is \$5 per gram.

SOURCE: Estimates from the simulation of the four-equation model of fuel costs, reactor prices, and demands for capacity which is outlined in the text.

Anlagekostensituation bei diesem Brütertyp ebenfalls unter dem Preisniveau des natriumgekühlten SBR (147 statt 160 \$/kW für einen 1000-MW_e-Reaktor). Obwohl der gasgekühlte SBR erst fünf Jahre später zur Verfügung steht, erreicht er mit 730 000 MW_e (zuzüglich 75 000 MW_e für konventionelle Reaktoren) einen höheren Anteil an der insgesamt neu installierten Kraftwerkskapazität bis zum Jahr 2004 als der natriumgekühlte SBR (624 000 MW_e). Es fällt auf, daß, wie im Fall des natriumgekühlten SBR, auch für den gasgekühlten SBR im Zeitablauf konstante Anlagepreise und Brennstoffzykluskosten unterstellt werden (siehe Tab. 7).

Damit würde sich nach den vorliegenden Berechnungen der gesamten Reaktorzubau zwischen 1985 und 2004 in einem Stromversorgungssystem ohne SBR auf 345 000 oder 555 000 MW_e, in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des natriumgekühlten SBR auf 704 000 MW_e und in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des gasgekühlten SBR sogar auf 864 000 MW_e belaufen.

Tabelle 7: Nachfrage nach gasgekühlten Schnellen Brutreaktoren und Leichtwasserreaktoren zwischen 1985 und 2004 in einem Stromversorgungssystem unter Einschluß des Schnellen Brutreaktors

Quelle: MacAvoy (1969), S. 88, Table 3.8.

Period	Additional Breeder Capacity (10 ³ MW)	Additional Nonbreeder Capacity (10 ³ MW)	Breeder Capital Prices* (\$/kW)	Breeder Fuel Cycle Costs* (mills/kWh)
1985-1989	—	†	—	—
1990-1994	166	18	147	0.4
1995-1999	234	24	147	0.5
2000-2004	330	33	147	0.5

* For the 1,000 MW reactor only.

† Equal to total thermal capacity in a world without breeders, as in Table 3.2.

SOURCE: As in Table 3.6 and preceding tables.

4.6 Umsetzung der kostennutzenanalytischen Berechnungen in ein Gesamturteil über die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Forschungsstrategien im Bereich des Schnellen Brutreaktors

Das Gesamturteil, welchem Forschungsprogramm zum Schnellen Brutreaktor aus ökonomischen Gründen der Vorzug zu geben sei, wird von dem Autor der Analyse unter der Restriktion möglicher konkreter Entscheidungssituationen gefällt. Somit besteht das Gesamturteil letztlich aus den Antworten auf einzelne Fragestellungen, die unterschiedliche konkrete Entscheidungssituationen bzw. -restriktionen widerspiegeln. Die Antworten stützen sich unmittelbar auf die quantitativen Ergebnisse der kostennutzenanalytischen Berechnungen.

Zunächst stellt sich die Frage, ob ein Forschungsprogramm eher auf den natriumgekühlten oder auf den gasgekühlten Brutreaktor ausgerichtet sein soll. Diese Frage kann sich einerseits auf eine Situation beziehen, in

der ein vorgegebenes Forschungsausgabenniveau, in diesem Fall das Ausgabenniveau für das bereits in Angriff genommene Programm zum natriumgekühlten SBR, nicht überschritten werden darf. Tatsächlich wird in der vorliegenden Analyse das Forschungsprogramm-Ausgabenniveau zugunsten des gasgekühlten SBR niedriger eingeschätzt als das zugunsten des natriumgekühlten SBR. Andererseits spiegelt diese Fragestellung auch eine Entscheidungssituation, in der von vornherein die Entwicklung nur eines Brütertyps, welches Kostenniveau damit auch immer verbunden ist, zur Debatte steht. Da aber zum Zeitpunkt der Erstellung der Analyse in den USA bereits die Entscheidung zugunsten des natriumgekühlten SBR gefallen war, spiegelt diese Fragestellung nach Ansicht der Verfasser der Analyse keine echte Entscheidungssituation wider. Sie erfüllt lediglich eine Kontrollfunktion, aus der sich konkrete Handlungsempfehlungen nicht - mehr - ableiten lassen.

Die beiden Forschungsprogramme lassen sich jeweils durch eine Vielzahl von Nettogegenwartswerten kennzeichnen. Den 81 Möglichkeiten auf der Kostenseite (Ausgabenniveaus) stehen auf der Bruttonutzenseite bis zu vier unterschiedliche Zahlengrößen gegenüber, die einem hohen oder niedrigen Preisniveau für fossile Brennstoffe und Natururan (= hoher oder niedriger Anteil der Kernenergie an der gesamten Kraftwerksnachfrage) und darüber hinaus einem niedrigen oder hohen Plutoniumpreisniveau (= hoher oder niedriger Brüteranteil an der gesamten Kraftwerksnachfrage) entsprechen. Damit wird ein Forschungsprogramm bei gegebener Diskontierungsrate (10 oder 15 %) durch bis zu 324 Nettogegenwartswerte abgebildet. Werden diese diskontierten Nettonutzengrößen entsprechend einer kumulierten Häufigkeitsverteilung angeordnet, zeigt sich, daß das Forschungsprogramm zum gasgekühlten SBR für jede Häufigkeitsklasse höhere Werte ausweist als das Forschungsprogramm zum natriumgekühlten SBR (siehe Tab. 8).

Für das Forschungsprogramm zum natriumgekühlten SBR beträgt der durchschnittliche Nettogegenwartswert bei einer Diskontierungsrate von 10 % 9,9 Mrd. \$ bei einer Spannweite von 1,2 Mrd. \$. Demgegenüber beläuft sich der entsprechende Durchschnittswert für den gasgekühlten SBR

Tabelle 8: Geschätzte diskontierte Nettonutzenwerte für die beiden Einzelforschungsprogramme zugunsten des natriumgekühlten und des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors

Quelle: MacAvoy (1969), S. 83, Table 4.1.

Proba- bility of $V < V^*$	Net Present Value V^* (billions of dollars)			
	GCBR		LMFBR	
	10% Rate of Discount	15% Rate of Discount	10% Rate of Discount	15% Rate of Discount
0.01	12.8	3.5	9.3	2.3
0.10	13.0	3.7	9.5	2.5
0.20	13.2	3.8	9.7	2.6
0.35	13.4	3.9	9.8	2.8
0.50	16.3	5.0	9.9	3.1
0.65	16.6	5.2	10.0	3.2
0.80	16.9	5.3	10.2	3.3
0.90	17.0	5.4	10.2	3.4
0.99	17.2	5.6	10.5	3.6

SOURCE: Calculated as outlined in the text.

auf 16,2 Mrd. \$). Die verhältnismäßig größere Spannweite bei diesem Brutreakortyp (4,4 Mrd. \$) beeinträchtigt seine Vorrangstellung insofern nicht, als für ihn in jeder Häufigkeitsklasse ein höherer Wert zu verzeichnen ist als für den natriumgekühlten SBR. MacAvoy erklärt das bessere Abschneiden des gasgekühlten SBR mit der schlechteren Eignung des natriumgekühlten Schnellen Brütters für die kleinste Größenklasse von Kraftwerken. In den Fällen mit relativ geringem Kernenergieanteil hat der natriumgekühlte SBR in der kleinsten Kraftwerksklasse nur einen Anteil von 12 % an der insgesamt neu installierten Kraftwerkskapazität, während sich dieser Anteil in der Größenklasse mit durchschnittlich 1000 MW_e auf 40 % beläuft. Damit hätte entgegen der in den USA eingeschlagenen Richtung die Forschungsförderungsentscheidung zugunsten der Entwicklung des gasgekühlten SBR gefällt werden sollen.

Eine weitere Frage lautet, ob die Forschungsaktivitäten zum Schnellen Brutreaktor entsprechend der bisherigen Praxis in den USA in erster Linie von den beiden bisherigen dominierenden Reaktor Anbietern durchgeführt werden sollten oder nicht. Diese Fragestellung ist mit der Hypo-

these verbunden, daß der Reaktorhersteller, der den Schnellen Brutreaktor entwickelt, später auch als Anbieter dieses Reaktortyps am Markt auftritt. Erhöht sich mit dem Angebot eines neuen Reaktortyps die Zahl der gewichtigen Marktteilnehmer auf der Angebotsseite, sind ein relativ niedrigerer Angebotspreis für den Schnellen Brutreaktor, entsprechend eine Ausweitung der nachgefragten Brütermenge und damit ein höherer Bruttonutzen zu erwarten.

Wird der natriumgekühlte Schnelle Brutreaktor durch einen neuen gewichtigen Marktteilnehmer am Markt angeboten, wird in dieser Analyse mit einem Brüterpreis von 160 statt 210 §/kW für einen 1000 MW_e -Block gerechnet (vgl. Tab. 6, die von dem niedrigeren Brüterpreis ausgeht). Für den gesamten Zeitraum 1985 bis 2004 würde sich der Brüteranteil an den neu installierten Kraftwerken in der mittleren Kraftwerksgrößenklasse von 20 - 24 % auf 32 - 33 % und in der größten Größenklasse (1000 MW_e) von 37 - 38 % auf 53 - 54 % erhöhen. Wenn insgesamt ein relativ hoher Anteil der Kernenergie an den Kraftwerksneuzugängen unterstellt wird, würde die Beschränkung auf nur zwei Anbieter am Reaktormarkt einen Nettounutzenverlust von rd. 56 % (bei Diskontierung mit 10 %) bzw. von rd. 66 % (bei Diskontierung mit 15 %) hervorrufen. Damit wird die hier aufgeworfene Teilfrage dahingehend beantwortet, daß der natriumgekühlte SBR auf jeden Fall von einem bisher noch nicht das Marktgeschehen mit beeinflussenden Anbieter auf dem Reaktormarkt entwickelt und hergestellt werden sollte.

Im Falle des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors käme aufgrund der bisherigen technologischen Erfahrungen ohnehin nur ein bisher am Reaktormarkt weniger gewichtiger Reaktorhersteller für die Durchführung der entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Frage. Somit würde eine Entscheidung für den gasgekühlten SBR von vornherein dafür sorgen, daß ein relativ geringerer Brüteranlagepreis und damit auch ein relativ höherer volkswirtschaftlicher Nettonutzen realisiert würden.

Wenn es in erster Linie darauf ankommt, daß durch die Entwicklung von Schnellen Brutreaktoren der in diesem Teilbereich höchstmögliche Netto-

gegenwartswert realisiert wird, und wenn keine weiteren Restriktionen gelten außer der, daß das Forschungsprogramm zum natriumgekühlten SBR zum Zeitpunkt der Erstellung der Analyse schon seit mehreren Jahren in der Durchführungsphase ist, stellt sich die konkrete Frage, ob es nicht ökonomische Vorteile mit sich bringt, mehr als eine Brütererentwicklung gleichzeitig zu fördern, d.h. das bisher geplante Budget für die Brütererentwicklung insgesamt aufzustocken. Da für den gasgekühlten SBR zum Zeitpunkt der Erstellung der hier ausgewerteten Analyse bereits relativ detaillierte Kostenschätzungen vorlagen (siehe oben Abschnitt 4.4), wird zur Beantwortung dieser Teilfrage lediglich die Ausweitung des bisher in den USA verfolgten Brüter-Forschungsprogramms auch auf den gasgekühlten Brutreakortyp unterstellt. Es wird der diskontierte Nettonutzen eines um die Entwicklung des gasgekühlten SBR erweiterten Brüter-Forschungsprogramms, eines sogenannten integrierten Programms, mit dem Nettonutzen verglichen, der jeweils durch die beiden Einzelprogramme zugunsten des natriumgekühlten oder zugunsten des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors bewirkt wird.

Die Kosten für ein integriertes Forschungsprogramm zum natriumgekühlten und gasgekühlten Schnellen Brutreaktor werden, wie oben in Abschnitt 4.4 dargelegt, als geringer eingeschätzt als die einfache Summe der Kosten dieser beiden Einzelprogramme. Der Bruttonutzen aus dem integrierten Forschungsprogramm wird durch das Verhalten der in diesem Fall erwarteten vier dominierenden Reaktorhersteller im Hinblick auf die Bildung der Reaktorangebotspreise bestimmt.

Die Angebotspreise für Schnelle Brutreaktoren und damit das durchschnittliche Preisniveau auf dem gesamten Reaktormarkt können zwischen zwei Extremen schwanken. Auf der einen Seite kann das Reaktorpreisniveau unverändert bleiben, indem sich die beiden neuen Anbieter loyal an das durch die beiden bereits am Reaktormarkt tätigen Hersteller vorgegebene Preisniveau anpassen. In diesem Fall beruht der Bruttonutzen des integrierten Brüterprogramms lediglich auf der verstärkten Reaktornachfrage der Elektrizitätswirtschaft, die durch die niedrigeren Brennstoffzykluskosten der Schnellen Brutreaktoren ausgelöst wird. Auf der anderen Seite kann sich

die Situation eines nahezu vollkommenen Wettbewerbs einstellen. In diesem Fall würden sich alle Angebotspreise für Kernkraftwerke den Grenzkosten nähern und der Bruttonutzen seine maximale Höhe erreichen. Am ehesten sind jedoch nach MacAvoy eine Fortsetzung des bisherigen Preisbildungsverhaltens und damit ein zwischen diesen beiden Extremen liegendes Bruttonutzenniveau zu erwarten. Der mit einer neuen Technologie an den Markt tretende Anbieter hat nur wirksame Marktzutrittschancen, wenn er Preiszugeständnisse macht. Dabei wird unterstellt, daß bei zwei neuen Marktteilnehmern die Preiszugeständnisse höher sind als bei nur einem neuen Marktteilnehmer.

Unabhängig davon, ob ein hoher oder ein niedriger Kernenergieanteil an der Nachfrage nach Kraftwerken unterstellt wird, ergeben die Berechnungen hohe absolute, d.h. undiskontierte Bruttonutzenbeträge je Fünfjahreszeitraum zugunsten des integrierten Brüterforschungsprogramms (siehe Tab. 9).

Tabelle 9: Undiskontierte Bruttonutzenbeträge des integrierten Brüterforschungsprogramms je Fünfjahreszeitraum

Quelle: MacAvoy (1969), S. 98.

Time Period	Benefits (billions of dollars)	
	“Low” Demands	“High” Demands
1985-1989	12.5	23.7
1990-1994	41.5	53.9
1995-1999	64.7	87.7
2000-2004	98.7	137.1

Werden die absoluten Bruttonutzengrößen mit den verschiedenen möglichen Forschungsprogrammkosten mittels Diskontierung aggregiert, ergibt sich eine größere Anzahl gleich möglicher diskontierter Nettonutzenniveaus des integrierten Forschungsprogramms, die sich wie im Fall der Einzelprogramme in einer kumulierten Häufigkeitsverteilung abbilden lassen. Bei einer Diskontierungsrate von 10 % beträgt der durchschnittliche Nettogegenwartswert 18,3 Mrd. \$ bei einer Spannweite von 5 Mrd. \$ (siehe Tab. 10).

Vergleicht man die in dieser Tabelle enthaltenen Ergebnisse der Nettonutzenberechnungen für ein integriertes Forschungsprogramm mit dem Nettonutzen jeweils für ein Einzelprogramm (vgl. oben Tab. 8), so zeigt sich die spezifische Überlegenheit dieses den natriumgekühlten und den gasgekühlten SBR integrierenden Forschungsprogramms.

Nach MacAvoy zeigen diese Berechnungen zugleich beispielhaft die grundsätzliche ökonomische Überlegenheit von Forschungsprogrammen im Brüterbereich, die zu einer Erhöhung der Zahl der Reaktoranbieter führen und über eine dadurch bewirkte Senkung der Reaktorangebotspreise einen höheren volkswirtschaftlichen Nettonutzen hervorrufen. Allerdings ist mit diesen Berechnungen noch nicht die Frage geklärt, ob von allen technologisch realisierbaren Brüteralternativen der gasgekühlte SBR als Ergänzung zum natriumgekühlten SBR der geeignetste ist. Hierfür wären ähnliche Berechnungen und Vergleiche unter Einschluß anderer alternativer Brutreakortypen durchzuführen, für die jedoch zum Zeitpunkt der Erstellung der hier ausgewerteten Analyse noch keine hinreichenden Kostenschätzungen vorlagen.

Eine weitere mögliche konkrete Entscheidungssituation könnte durch die Frage charakterisiert sein, ob sich eine zeitliche Verschiebung des integrierten Brüterforschungsprogramms nachteilig auf das Nettonutzenniveau auswirkt. Sowohl bei einer zeitlichen Verschiebung der sonst zwischen 1970 und 1979 anfallenden Forschungskosten oder einem Wegfall der Bruttonutzengrößen zwischen 1985 und 1994 als auch bei einer gleichmäßigen Verschiebung aller Kosten- und Nutzengrößen um 10 Jahre, ergibt sich bei

Tabelle 10: Geschätzte diskontierte Nettonutzenwerte für ein integriertes Forschungsprogramm zugunsten des natriumgekühlten und des gasgekühlten Schnellen Brutreaktors

Quelle: MacAvoy (1969), S. 99, Table 4.2.

Probability of $V < V^*$	Net Present Value V^* (billions of dollars)	
	10% Rate of Discount	15% Rate of Discount
0.01	15.3	4.6
0.10	15.6	4.8
0.20	15.8	5.0
0.35	16.0	5.1
0.50	19.0	-5.6
0.65	19.7	6.1
0.80	19.9	6.3
0.90	20.0	6.4
0.99	20.3	6.6

SOURCE: Calculated as outlined in the text.

gegebenem konstanten Diskontierungssatz ein insgesamt verringerter Nettogegenwartswert, da die Marktzugangsschwierigkeiten für die Anbieter der neuen Brutreakortypen sich hierdurch erhöhen dürften (nach der Berechnungen der Autoren minus 7 bis 8 Mrd. \$ bei einer Diskontierung mit 10 % und minus 4 Mrd. \$ bei einer Diskontierung mit 15 %). Mit dieser Berechnung wird der Gedanke an eine zeitliche Verschiebung des integrierten Forschungsprogramms als ökonomisch nicht sinnvoll zurückgewiesen. Es ist zu beachten, daß die Frage einer zeitlichen Verschiebung des integrierten Brüterforschungsprogramms äußerst knapp und praktisch nur in einer Fußnote der Analysedarstellung behandelt wird. Einzelheiten der Berechnung bleiben unklar.

Damit lautet die generelle Schlußfolgerung der von MacAvoy Ende 1968 vorgelegten Analyse, es solle, wenn sonst keine einschränkenden Bedingungen vorliegen, das bisher bereits initiierte Forschungsprogramm zum natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor wie geplant fortgesetzt (Abschluß der Forschungsphase mit einem Demonstrationsreaktor Mitte der 80er Jahre) und

durch Ergänzung um Forschungsaktivitäten zum gasgekühlten Schnellen Brutreaktor (Abschluß der Forschungsphase Ende der 80er Jahre) in ein integriertes Forschungsprogramm übergeführt werden.

4.7 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse

Als genereller Eindruck von der vorliegenden Darstellung der Analyse ist festzuhalten, daß sie trotz eines relativ umfangreichen allgemeinen Textteils (rund 100 Seiten) nicht ausführlich genug ist. Das quantitative Analyseergebnis als solches könnte rund 10 Jahre nach der Erstellung der Analyse ohnehin nicht als unmittelbarer Beurteilungsmaßstab herangezogen werden.

Das hervorstechendste Merkmal der vorliegenden Kosten-Nutzen-Analyse ist der verwendete (Brutto-)Nutzen-Begriff. Für den Umfang seiner beiden Bestandteile, die Konsumentenrente der Stromverbraucher und die Produzentenrente der Reaktorhersteller, sind das Angebotsverhalten der Reaktorhersteller und das Reaktornachfrageverhalten der Stromversorgungsunternehmen, das aus dem Nachfrageverhalten der Stromverbraucher und dem Interesse der Stromhersteller an neuartigen Reaktortypen (die Brütereinführung wird als Produkt- und nicht als Verfahrensinnovation interpretiert) abgeleitet wird, die entscheidenden Bestimmungsgrößen. Zweifel an der Eignung des verwendeten Nutzen-Begriffs für die hier verfolgten Analyse-zwecke drängen sich auf, weil die empirische Umsetzung des Begriffs keineswegs ohne weiteres nachvollziehbar ist und damit auch nicht geprüft werden kann, ob das, was gemessen bzw. geschätzt werden sollte, auch tatsächlich gemessen bzw. geschätzt wurde. Die Vielzahl der benötigten einzelnen Berechnungsschritte, von der die in Abschnitt 4.5 gemachten Ausführungen sowie die Anhänge des Originals wenigstens andeutungsweise einen Eindruck vermitteln, wirkt sich auf die Aussagekraft der Analyse eher negativ als positiv aus.

Die Anwendbarkeit insbesondere des Konzepts der Konsumentenrente in empirischen Analysen ist entscheidend davon abhängig, inwieweit es gelingt, die relevanten Nachfragekurven exakt zu bestimmen. Die aus der vorliegenden Analyse ersichtlichen Berechnungsschwierigkeiten lassen dieses Meßverfahren als für die angestrebten Analysezwecke wenig geeignet erscheinen. Die Gleichsetzung der Nachfragekurven der Stromversorgungsunternehmen für Reaktoren mit den Nachfragekurven der Stromverbraucher für Strom, die implizite Unterstellung, daß alle Stromverbraucher Individuen mit eigenen Nutzenvorstellungen sind, und die Vernachlässigung möglicher Veränderungen bei den Anbietern konventioneller Kraftwerke sollten bei diesem Ansatz eingehender begründet oder in geeigneter Form abgeändert werden.

Eine Schlüsselrolle nimmt bei diesem Ansatz für die Bruttonutzenberechnung des brüterbezogenen Forschungsprogramms die Annahme ein, daß durch die Erhöhung der so oder so geringen Anzahl von Reaktor Anbietern ein Wettbewerbsdruck auf die weit über den Grenzkosten liegender Angebotspreise für Reaktoranlagen ausgeübt wird. Soll dieser für die Nutzenmessung verfolgte Ansatz auf andere Volkswirtschaften übertragen werden, müßte zuvor geprüft werden, ob sich durch die Entwicklung von mehr als einem Brütertyp die Wettbewerbsintensität auf der Angebotsseite des nationalen Reaktormarkts mit einer den Reaktorpreis senkenden Wirkung ebenfalls erhöhen würde. Zudem ist zu beachten, daß auch bei diesem Berechnungsansatz für den Bruttonutzen der Umfang des zukünftigen Ausbaus eines nationalen Stromversorgungssystems und die einzelwirtschaftliche Wettbewerbssituation einzelner Stromerzeugungstechnologien wichtige Einflußgrößen darstellen.

Abgesehen von dem verwendeten Bruttonutzen-Konzept ist auf einige kosten-nutzenanalytische Teilaspekte hinzuweisen, die die vorliegende Untersuchung ebenfalls kennzeichnen, die zugleich aber auch Aufschluß geben über die Möglichkeiten und Grenzen von Kosten-Nutzen-Analysen zu brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogrammen, die auf einem anderen Nutzenkonzept beruhen.

Die vorliegende Untersuchung ist bestrebt, die zukünftige Entwicklung im amerikanischen Stromversorgungsbereich für die Nutzenberechnung mit Hilfe des Verhaltens der Stromverbraucher und der Stromerzeuger einerseits und

der Reaktoranbieter andererseits möglichst exakt zu prognostizieren. Entwicklungstrends der Vergangenheit mit ihren unterstellten Bestimmungsgrößen werden in Funktionsform abgebildet und für die Projektion der zukünftig zu erwartenden Größen verwandt. Die in dem theoretischen Konzept angestrebte Verwendung eines konsistenten und interdependenten Erklärungsmodells für Angebot und Nachfrage auf dem Reaktormarkt konnte - noch - nicht in adäquater Weise in ein für praktische Berechnungen geeignetes Modell umgesetzt werden.

Insbesondere der in dieser Analyse verfolgte Ansatz zur Ermittlung der Anteile einzelner Kraftwerkstypen an der gesamten Kraftwerksnachfrage weicht von dem in anderen Analysen angewandten Gesamtkostenminimierungsprinzip ab. Da aber die Basis an Vergangenheitswerten, die für die Ermittlung der funktionalen Beziehungen zwischen der kraftwerkstypischen Nachfrage und ihren Bestimmungsgrößen gebraucht werden, zum Teil recht knapp ist bzw. auch bei einer breiteren Datenbasis das Problem von Strukturbrüchen gerade bei einer Projektion, die sich über mehrere Jahrzehnte erstreckt, zu berücksichtigen wäre, kann dem in dieser Analyse herangezogenen Modell zur Bestimmung der kraftwerkstypischen Nachfrage der Stromerzeuger nicht eine a priori größere Treffsicherheit für die Schätzung zukünftiger Größen zugesprochen werden als der Auswahl nach dem Kostenminimierungsprinzip. Mit dem vorliegenden Schätzansatz ist allerdings die Frage in den Raum gestellt, ob mit einem Bau von Brüterkraftwerken durch die Initiative von Stromversorgungsunternehmen auch dann zu rechnen ist, wenn die Brüterkraftwerke keinen einzelwirtschaftlichen Stromgestehungskostenvorteil gegenüber anderen verfügbaren Stromerzeugungstechnologien erkennen lassen.

Wie bei den anderen Analysekonzepten zur Evaluierung brüterbezogener Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten wird ein möglicher Einfluß der Auswahl der Technologien zur Stromerzeugung und damit der Stromgestehungskosten auf die gesamte Stromnachfrage nicht berücksichtigt, indem die gesamte Stromnachfrage als von vornherein festgelegt gilt. Allerdings ist es integrierender Bestandteil des vorliegenden Ansatzes zur Bruttonutzenberechnung, daß sich durch das Verhandensein einer weiteren nuklearen Stromerzeugungstechnologie der insgesamt auf die Kernenergie entfallende Anteil erhöht.

Auch diese Analyse kann für die Berechnung des Bruttonutzens nicht auf die Gegenüberstellung von zwei Stromversorgungssystemen verzichten. Es wird hier aber nur eine nähere Beschreibung des jeweiligen Reaktoranteils (mit und ohne SBR) des gesamten Stromversorgungssystems benötigt, der im Stromversorgungssystem ohne SBR signifikant kleiner ist als im Stromversorgungssystem unter Einschluß des SBR. Angaben über die relevanten Kosten und Preise konkurrierender fossiler Stromerzeugungstechnologien werden jedoch zur Schätzung des zukünftigen Geschehens auf dem Reaktormarkt benötigt.

Die Kosten für eine Brüterentwicklung werden - zumindest lautet so das Anspruchsniveau der Analyse - ab dem Zeitpunkt berücksichtigt, ab dem sich die Aktivitäten zu einem inhaltlich relativ konkret beschriebenen Programm mit einem voraussehbaren Abschlußzeitpunkt zusammenfassen lassen. Die zeitlichen Grenzen für die Berechnung der Nutzelemente ergeben sich einerseits problemlos durch den erwarteten kommerziellen Einsatz der neuentwickelten Brüterttechnologie. Demgegenüber wird der Endpunkt für die Berechnung der Nutzelemente in dieser Analyse nicht näher begründet. Er liegt mit 20 Jahren nach dem vermuteten kommerziellen Einführungstermin für den ersten verfügbaren Brütertyp jedoch relativ nahe bei diesem. Der gesamte Analysezeitraum umfaßt in dieser Untersuchung eine Zeitspanne von 40 oder 35 Jahren. Wie bereits erwähnt, konnte jedoch nicht eindeutig festgestellt werden, ob die Forschungskosten ab 1965 oder ab 1970 berücksichtigt wurden und damit 1965 oder 1970 das Basisjahr der Berechnungen darstellt.

Der Unsicherheit bei der Schätzung der Kostenelemente wurde in dieser Analyse außergewöhnlich große Aufmerksamkeit gewidmet. Durch eine systematische Variation von Teilkostenschätzungen konnte der kostennutzenanalytischen Berechnung eine Vielzahl von unterschiedlichen Gesamtkostengrößen zugrundegelegt werden. Demgegenüber wurde die Unsicherheit bei der Schätzung der Nutzelemente, für die die zukünftige Größe des gesamten Stromversorgungssystems und seiner Teilstrukturen mit den Kosten- und Preisniveaus für die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien ausschlaggebend sind, nur durch wenige Alternativentwicklungen (bis zu 4) gleichzeitig berücksichtigt. Hieraus ergibt sich eine gewisse Verzerrung,

denn die Nutzenelemente sind eher als noch ungewisser als die Kostenelemente anzusehen, da sie noch weiter in der Zukunft anfallen und von weit- aus komplexeren Bedingungskonstellationen in der gesamten Volkswirtschaft abhängig sind.

Der absoluten Höhe der Diskontierungsrate ist in dieser Analyse insofern keine allzu große Bedeutung zuzumessen, da bei einem Zinssatz sowohl von 10 % als auch von 15 % sich deutlich voneinander unterscheidende Nettonutzenergebnisse für die einzelnen betrachteten brüterbezogenen Forschungs- und Entwicklungsprogramme ermittelt werden konnten. Ob jedoch der theoretische Erklärungsansatz für die Diskontierungsrate (Ertragsrate privatwirtschaftlicher Investitionen) auch für die in dieser Analyse verwendete Bruttonutzendefinition geeignet ist, wurde in der Analysedarstellung nicht diskutiert.

Ein großer Vorzug der vorliegenden empirischen Analyse besteht darin, daß sie alternative Forschungs- und Entwicklungsprogramme im Brüterbereich zum unmittelbaren Gegenstand einer vergleichenden Evaluierung macht. Es zeigt sich allerdings, daß nur jene Brütertechnologien in einer relativ detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt werden können, für die die Forschungsarbeiten weit genug vorangeschritten sind, so daß einigermaßen zuverlässige Abschätzungen nicht nur über die gesamten Forschungskosten, sondern vor allem auch über die Kapital- und Brennstoffkosten der neuen Technologie im Fall ihrer kommerziellen Verwendung vorgenommen werden können, da genauere Schätzungen für die Kapital- und Brennstoffkosten der neuen Technologie im Verhältnis zu den Kapital- und Brennstoffkosten bereits vorhandener Stromerzeugungstechnologien für die Nutzenberechnung der neuen Technologie unerläßlich sind. Es ist festzuhalten, daß die Forschungsaufwendungen in dieser Analyse ab dem Eintritt der Forschungsaktivitäten in die eigentliche Programmphase, nicht aber ab einem sich mehr oder weniger zufällig ergebenden Analysezeitpunkt berücksichtigt werden. Damit deuten die Autoren dieser Analyse aber implizit auch an, daß die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse zu Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, wenn sie zukünftige Entscheidungen erleichtern soll, spätestens unmittelbar vor Beginn der eigentlichen Programmphase durchgeführt werden soll.

Als besonders positiv ist bei dieser Untersuchung die Tatsache zu werten, daß dem Leser mit den mehrfachen quantitativen Berechnungsergebnissen zugleich eine an konkreten Fragestellungen bzw. möglichen Entscheidungssituationen orientierte Interpretation dieser Ergebnisse mitgeliefert wird. Beispielsweise wird eine mögliche Entscheidungsrestriktion hinsichtlich des verfügbaren Finanzmittelbestands für einen Teilforschungsbereich ausdrücklich berücksichtigt. Es ist allerdings offen, ob die Frage nach einer möglichen zeitlichen Verschiebung oder Streckung des bereits initiierten Brüterentwicklungsprogramms mit dem hier verfolgten Quantifizierungsansatz adäquat behandelt wurde, da die durch die Streckung eines bestimmten Brüterentwicklungsprogramms zunächst eingesparten Finanzmittel z.B. wiederum für andere staatliche Ausgabezwecke eingesetzt werden könnten, für die sich ebenfalls gesamtwirtschaftliche Nutzelemente bestimmen ließen.

Die Autoren der Analyse haben explizit, aber ohne nähere Begründung, auf eine Behandlung der Frage verzichtet, ob das zum Analysezeitpunkt bereits in der Durchführungsphase befindliche Brüterentwicklungsprogramm fortgesetzt oder abgebrochen und beispielsweise durch ein Entwicklungsprogramm für einen alternativen Brutreakortyp ersetzt werden soll. In diesem Fall, so ließe sich der Gedankengang der Autoren der Analyse ergänzend fortführen, müßten u.U. den Kosten für das alternative Entwicklungsprogramm die bereits verausgabten Kosten für das ursprüngliche Entwicklungsprogramm zugeschlagen werden.

5. Brewer, Shelby T. (Energy Research and Development Administration, Washington, D.C., 20545),
Quantification and Comparison of External Costs of Nuclear and Fossil Electrical Power Systems,
 in: Karam, R.A., Morgan, K.Z. (eds.), Energy and the Environment - Cost-Benefit Analysis, Proceedings of a Conference Held June 23-27, 1975, Sponsored by the School of Nuclear Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia 30332 U.S.A., New York / Toronto / Oxford / Sydney / Braunschweig / Paris 1976
 (Supplement I to Energy, An International Journal, Georgia Institute of Technology, Series in Nuclear Engineering), S. 506-530

5.1 Entstehungszusammenhang und Verwendungszweck der Analyse

Die folgende Auswertung bezieht sich im wesentlichen auf die Darstellung in dem oben angegebenen Beitrag zu einer Konferenz, die im Juni 1975 in den Vereinigten Staaten von Amerika über Energie- und Umweltfragen unter Kosten-Nutzen-Aspekten durchgeführt wurde. Die hierzu vorgelegten Ergebnisse beruhen auf einer mehrjährigen Projektarbeit innerhalb der amerikanischen Atomenergiebehörde (U.S. Atomic Energy Commission (USAEC), später in Energy Research and Development Administration (ERDA) umbenannt). Mitarbeiter des Argonne National Laboratory sowie des Oak Ridge National Laboratory waren an dem Projekt beteiligt. Brewer, der Autor des Konferenzbeitrags, war Leiter dieses mehrjährigen Projekts, zu dem im Dezember 1974 ein Abschlußbericht vorgelegt wurde:

- Office of Energy Systems Analysis, Division of Reactor Research and Development, United States Atomic Energy Commission, Comparative Risk-Cost-Benefit Study of Alternative Sources of Electrical Energy, A Compilation of Normalized Cost and Impact Data for Current Types of Power Plants and Their Supporting Fuel Cycles, Washington, D.C., December 1974 (WASH-1224) (im folgenden zitiert als WASH-1224).

Damit dürfte das gesamte Projekt einen nicht unerheblichen finanziellen und zeitlichen Aufwand verursacht haben. Entsprechende Einzelheiten sind

in den vorliegenden Ausführungen nicht ohne weiteres erkennbar. Dem im Dezember 1974 veröffentlichten Hauptbericht sind zwei vorläufige Fassungen vorausgegangen, die im September 1972 und im August 1973 abgeschlossen wurden.

Das Hauptgewicht des den beiden Veröffentlichungen zugrundeliegenden Projekts lag auf der Erfassung der externen Kosten der Stromerzeugung mittels verschiedener Primärenergieträger bzw. Stromerzeugungstechnologien. Für einige Stromerzeugungstechnologien wurden ebenfalls die internen Kosten quantifiziert. Die Analyse der internen und externen Kosten der Stromerzeugung beschränkte sich zunächst ausschließlich auf bereits im großtechnischen Maßstab angewandte Kraftwerkstechnologien: Kohle-, Erdöl-, Erdgaskraftwerke, Druckwasser- und Siedewasserreaktoren sowie - allerdings überwiegend in nicht quantifizierter Form - Wasserkraftwerke. Für den Konferenzbeitrag wurden zusätzlich die externen Kosten des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors und des Hochtemperaturreaktors berechnet. Da in dem Konferenzbeitrag die im eigentlichen Projektbericht ausführlich dargestellten internen Kosten nicht aufgenommen wurden und dort der Schnelle Brutreaktor ebenso wie der Hochtemperaturreaktor noch nicht berücksichtigt waren, geht diese Auswertung überwiegend auf die Probleme bei der Quantifizierung der externen Kosten verschiedener Brennstoffzyklen und speziell des Brennstoffzyklus des Schnellen Brutreaktors ein.

Im Anschluß an das in dem Projekt verwendete Begriffsschema sind interne Kosten jene Kosten, die in den monetären Preis eingehen, den der Stromverbraucher für die von ihm bezogene Strommenge zu entrichten hat. Demgegenüber fallen externe Kosten bei der Stromerzeugung dann an, wenn zusätzlich Beeinträchtigungen in anderen gesellschaftlichen Bereichen - zum Zeitpunkt der Stromabgabe oder zu einem späteren Zeitpunkt - entstehen, bei denen die davon Betroffenen nicht identisch sind mit jenen, die den Nutzen aus dieser Stromerzeugung ziehen. Als - externe - Kosten werden in der vorliegenden Analyse auch die Risiken behandelt, die mit einem quasi normalen Ablauf des Stromerzeugungsprozesses verbunden sind. Diese Kosten werden definiert als mathematisches Produkt der Wahrschein-

lichkeit, daß ein bestimmtes zu Schädigungen führendes Ereignis je produzierter Energieeinheit eintritt, und der Schadensfolgen dieses Ereignisses. Zusammen mit den externen Kosten stellen die Kosten zur Beseitigung und Vermeidung von zusätzlichen Beeinträchtigungen oder zur Wiederherstellung des vor dem Eintritt der Beeinträchtigung geltenden Zustands die sogenannten nicht-konventionellen Kosten dar. Die konventionellen Kosten umfassen die üblicherweise betrachteten internen Stromerzeugungskosten (Kapital-, Brennstoff-, Betriebs- und Instandhaltungskosten) (siehe Abb. 1).

Das Gesamtprojekt verfolgt die Zielsetzung, eine möglichst umfassende Einschätzung von alternativen technologischen Stromerzeugungssystemen oder Brennstoffzyklen durch die Erfassung aller relevanten Kostenelemente zu ermöglichen. Für die Quantifizierung der nicht-konventionellen Kosten, d.h. sowohl der externen Kosten als auch der Kosten für Vermeidungs-, Verminderungs- oder Wiederherstellungsmaßnahmen, lehnen die Autoren der Analyse die im Laufe der Zeit ständig verfeinerten Analysemodelle ab. Sie sind in ähnlicher Weise skeptisch gegenüber einer übertrieben detaillierten Betrachtung von engen Spezialfragen im jeweiligen Brennstoffzyklus, z.B. bezüglich der Wärmewirkung. Für die eine Vorgehensweise wird die Qualität der Inputdaten als für zu geringwertig erachtet. Die andere Vorgehensweise hat nach Ansicht der Autoren zu einer Literatur über die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung geführt, die als weitgehend fragmentarisch und zugleich redundant beurteilt wird.

Die Autoren beanspruchen, ein Analysekonzept vorgelegt zu haben, das einfach, direkt und dem gesunden Menschenverstand zugänglich ist. Mit Hilfe dieses Analysekonzepts könne den unmittelbaren Quantifizierungsproblemen größere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Die vorliegenden Berechnungen haben in erster Linie den Zweck, den methodischen Rahmen für spätere Kosten-Nutzen-Analysen und hierauf zu gründende Maßnahmen festzulegen. Das Analysekonzept soll in einem fortgeschritteneren Stadium nach Ansicht der Autoren für die Beantwortung folgender konkreter Analysefragen geeignet sein:

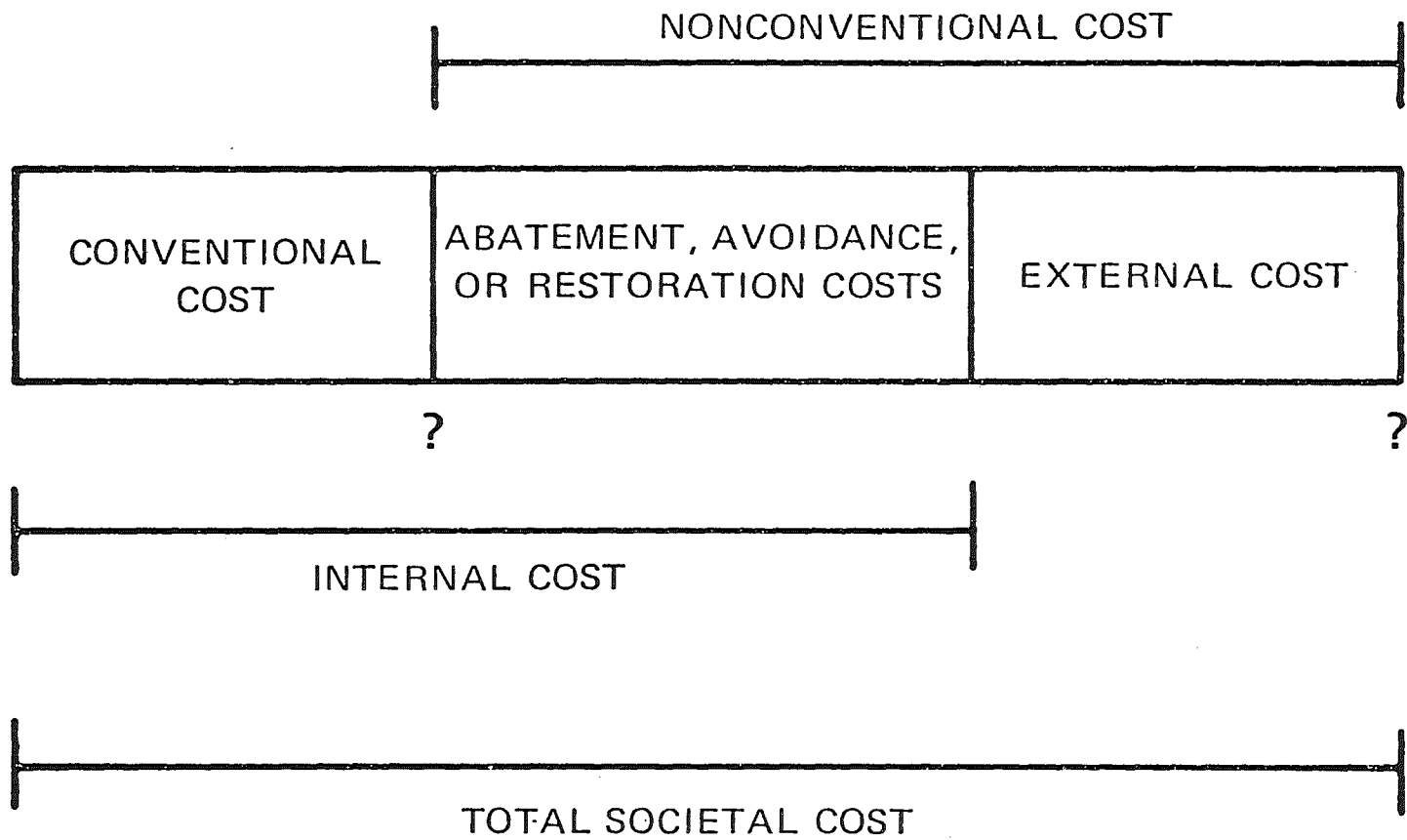


Abbildung 1: Darstellung verschiedener Arten von Stromerzeugungskosten

Quelle: WASH-1224, S. 2-4, Figure 2.1.

- Vergleich der gesamten Kosten (sowohl intern als auch extern) verschiedener Primärenergieträger bzw. Stromerzeugungstechnologien;
- Vergleich von externen und internen Kosten für jede Stufe eines bestimmten Brennstoffzyklus, um festzustellen, welche Stufen die stärksten Umweltauswirkungen haben, und um die Kosten-Wirksamkeit von Maßnahmen zur Beseitigung von Umweltbelastungen zu ermitteln;
- Vergleich der externen Kosten für jede Brennstoffzyklusstufe über alle betrachteten Brennstoffzyklen;
- Vergleich der gesamten Kosten, die mit alternativen Stromerzeugungsstrategien oder mit der Kombination von technologischen Varianten verbunden sind, die eingesetzt werden, um einer für einen bestimmten Zeitraum vorausgesagten Stromnachfrage zu genügen,
- Bereitstellung eines einheitlichen Vergleichsmaßstabs zur Beurteilung von Maßnahmen zur Beseitigung von Umweltbelastungen, die möglicherweise dazu führen, daß auf einer Stufe des Brennstoffzyklus zwar eine Belastungsverringerung erreicht wird, jedoch auf einer anderen Stufe gleichzeitig eine größere Belastung entsteht.

5.2 Fragestellung und methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse

Die eigentliche kostennutzenanalytische Fragestellung des vorliegenden Analysekonzepts zielt darauf ab, die insgesamt günstigste Stromerzeugungstechnologie herauszufinden. Zu diesem Zweck werden die relativen Vor- bzw. Nachteile einer Stromerzeugungstechnologie gegenüber einer anderen auf der Basis eines einheitlichen Schemas erfaßt. Der eigentliche Projektbericht bezieht in dem ausführlichen quantitativen Vergleich Kohle-, Erdöl- und Erdgaskraftwerke sowie Leichtwasserreaktoren ein. Der Konferenzbeitrag quantifiziert darüber hinaus auch die externen Kosten von Hochtemperatur- und natriumgekühlten Schnellen Brutreaktoren. Das in dem Gesamtprojekt

verfolgte kostennutzenanalytische Grundschemata bezieht sich auf ein hypothetisches 1000-MW_e-Kraftwerk, das zu Beginn der 80er Jahre gebaut werden soll.

Der Nutzen dieses Kraftwerks in Form der jährlichen Stromerzeugung - bei 75 %iger Arbeitsausnutzung 6,6 Mrd. Kilowattstunden (Grundlastbetrieb) - wird als gleich groß bei allen in Frage kommenden Kraftwerkstypen unterstellt. Damit kann auf eine explizite Berechnung des auf die jährliche Stromproduktion mittels einer bestimmten Stromerzeugungstechnologie entfallenden (Brutto-)Nutzens verzichtet werden. Entsprechend braucht in den vorliegenden Darstellungen der Analyse auch nicht auf die Möglichkeiten und Probleme der Umrechnung einer Strommenge in monetäre Einheiten eingegangen zu werden, indem z.B. der Bezug zum Sozialprodukt oder zu einem statistisch meßbaren Lebensstandard hergestellt würde. Die Frage nach der geeigneten Stromerzeugungstechnologie (Frage nach dem "Wie") setzt demnach die Frage nach dem Nettonutzen einer zusätzlichen jährlichen Strommenge (Frage nach dem "Ob") als positiv beantwortet voraus und findet ihre Antwort mittels eigens quantifizierter Größen ausschließlich auf der Kostenseite.

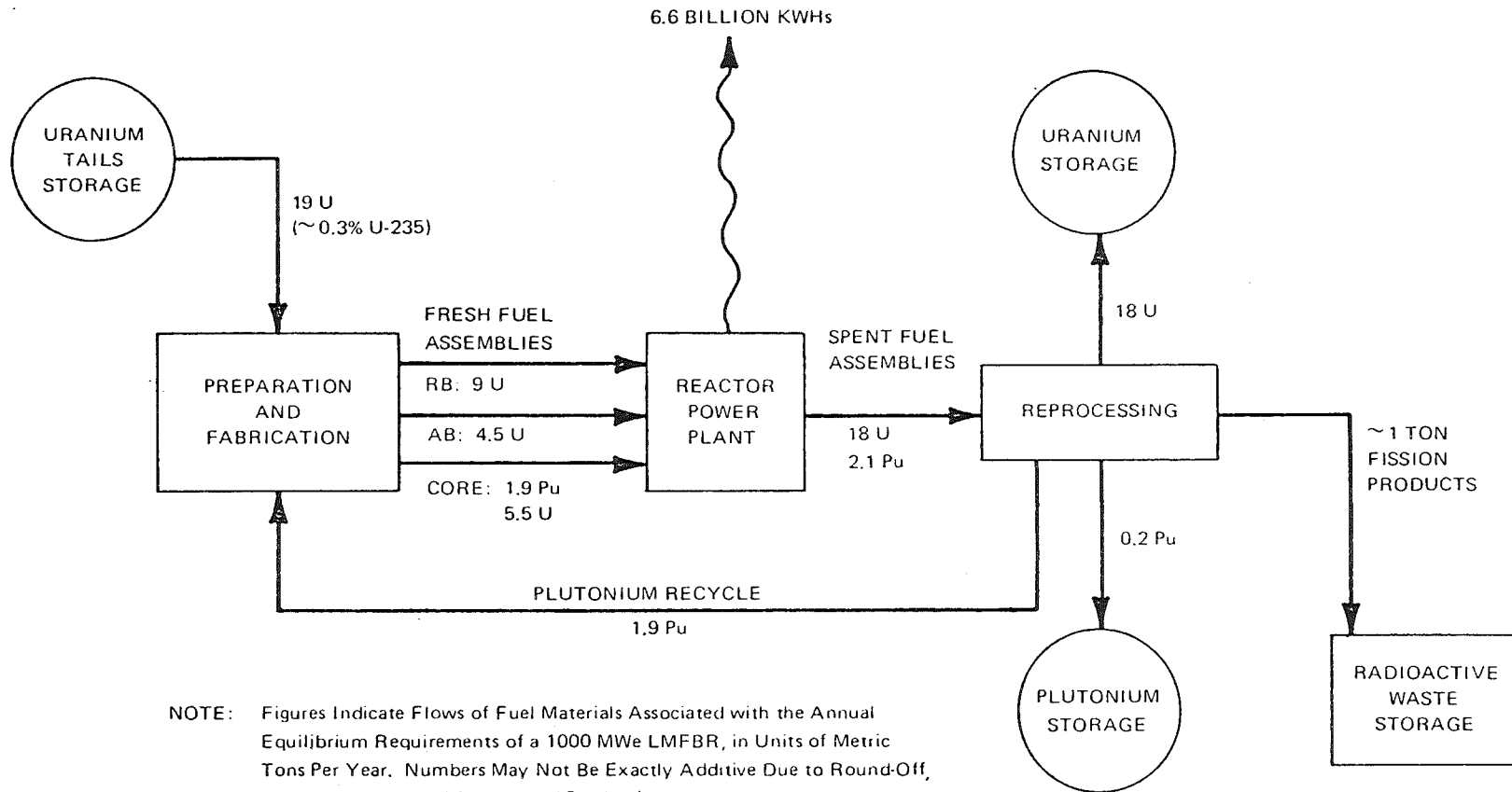
Wie auf der Nutzenseite sind die Elemente auf der Kostenseite einheitlich auf die durchschnittliche Jahresproduktion eines 1000-MW_e-Kraftwerks bzw. auf eine Kilowattstunde als einen standardisierten Bruchteil dieser Jahresproduktion bezogen. Da eine möglichst umfassende Kostenerfassung angestrebt wird, beziehen sich die berücksichtigten Kostenkategorien einerseits auf den Arbeits-, Material- und Kapitaleinsatz, der durch die hierfür erforderlichen finanziellen Aufwendungen abgebildet wird, die ihrerseits Bestandteil des Stromabgabepreises sind. Diese drei Kostenkategorien stellen die internen - konventionellen und zum Teil auch unkonventionellen - Kosten dar. Die konventionellen internen Kosten werden in der Abgrenzung Anlagekosten, Brennstoffzykluskosten sowie Betriebs- und Instandhaltungskosten quantifiziert. Die Steuern sind zusammen mit der Abschreibung, der Verzinsung und einigen anderen Ausgabeposten in der fixen jährlichen Kapitalbelastungsrate von 15 % auf den gesamten Kapitalanschaffungsbetrag enthalten.

Andererseits gelten auch als - externe - Kosten die Verringerung von Energievorräten, die Beeinträchtigung der natürlichen und von Menschen geschaffenen materiellen Umwelt sowie die negativen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Sicherheit. Die quantitativen Größen innerhalb der einzelnen Kostenkategorien werden unter der Voraussetzung eines weitgehend ungestörten Ablaufs des jeweiligen Brennstoffzyklus ermittelt. Insofern werden bestimmte Routineunfälle, die hier auch als Risiken bezeichnet werden, ebenfalls bei den externen Kosten berücksichtigt.

Besonderes Gewicht wird in dem vorliegenden Analyseansatz darauf gelegt, daß die gesamten Kosten nicht nur der unmittelbaren Stromerzeugung im Kraftwerk, sondern auch aller vor- und nachgelagerten Stufen im Brennstoffzyklus berücksichtigt werden. Der Brennstoffzyklus umfaßt zumindest bei der Leichtwasserreakorttechnologie alle Stufen bis zur Wiederaufarbeitung einschließlich. Um die Kosten der verschiedenen Brennstoffzyklusstufen, die auf die vorgegebene Strommenge anzurechnen sind, möglichst exakt zu erfassen, werden jeweils umfassende Betrachtungen über Brennstoffmaterialbilanzen angestellt. Mit Hilfe von idealisierten, d.h. als im Gleichgewicht befindlich unterstellten Energiematerialbilanzen wird auf jeder einzelnen Stufe des Brennstoffzyklus jenes Aktivitätsniveau ermittelt, das zur jährlichen Stromerzeugungsleistung eines 1000-MW_e-Kraftwerks mit einer Arbeitsausnutzung von 75 % (= 6,57 Mrd. kWh/Jahr) zur Erzeugung einer Kilowattstunde Strom unter den angegebenen Bedingungen funktional erforderlich ist (vgl. Abb. 2). Es wurde hierbei lediglich der Energieeinsatz, der auf den Betrieb, nicht aber der Energieeinsatz, der auf die Erstellung der Anlagen im Brennstoffzyklus entfällt, berücksichtigt.

Der zusammenfassende Vergleich der einzelnen Stromerzeugungstechnologien mittels des vorliegenden kostennutzenanalytischen Ansatzes erfolgt somit ausschließlich anhand der auf eine Kilowattstunde normierten, in finanziellen Größen ausgedrückten und anschließend addierten Kostenbestandteile. Eine über die unterstellte praktische Relevanz hinausgehende theoretische Erklärung für die Art und die Abgrenzung der berücksichtigten

BASIS: ANNUAL OPERATION OF A 1000 MWe POWER PLANT AT 75% C.F.



II-150

Abbildung 2: Repräsentativer Brennstoffzyklus des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors

Quelle: Brewer (1976), S. 515, Fig. 9(c).

Kostenelemente ist in den Darstellungen des Analyseansatzes nicht enthalten. Die einzelnen Dateninputs stellen nach Aussage der Autoren Durchschnittswerte dar, die für die gesamte Situation der Vereinigten Staaten repräsentativ sind (beispielsweise wird für die Kohleförderung zur Hälfte ein Abbau über und zur anderen Hälfte ein Abbau unter Tage unterstellt). Die Quantifizierung der internen Kosten soll das Preisniveau von 1980 widerspiegeln. Mögliche Preisniveauänderungen bei den externen Kosten zwischen dem Analysezeitpunkt und 1980 wurden, soweit ersichtlich, nicht in Betracht gezogen. Angesichts der unsicheren Datenlage bei der Ermittlung der externen Kosten bereits in physischen Indikatoren ist diese Vernachlässigung jedoch durchaus verständlich.

5.3 Überblick über das Analyseergebnis und seine Aussagekraft

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, daß die jährlichen Kapital-, Brennstoff-, Betriebs- und Instandhaltungskosten (konventionelle Kosten), die mit einem zu Beginn der 80er Jahre neu errichteten Kraftwerk verbunden sind, bei allen technologisch bereits verfügbaren Kraftwerkstypen sehr viel höher sind als die externen Kosten, die sich auf die Verminderung der Umweltqualität und auf die Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und Sicherheit beziehen. Deshalb nehmen die Autoren der Analyse an, daß die Verfügbarkeit von Energierohstoffquellen und andere Überlegungen, die an den konventionellen Kosten anknüpfen, einen größeren Einfluß auf die nationalen Entscheidungen über alternative Brennstoffzyklen haben werden als Überlegungen, die sich auf Umweltauswirkungen beziehen. Diese in dem Hauptbericht zum Projekt enthaltene Aussage dürfte sinngemäß auch auf die beiden fortgeschrittenen Stromerzeugungstechnologien Schneller Brutreaktor und Hochtemperaturreaktor zutreffen, deren im Konferenzbeitrag ausgewiesenen externen Kosten ähnliche Größenordnungen aufweisen wie die bereits im Hauptbericht quantifizierten externen Kosten der anderen Stromerzeugungstechnologien.

Die quantitativen Ergebnisse sowohl für die konventionellen als auch für die nicht-konventionellen Kosten werden von den Autoren der Analyse bereits zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des eigentlichen Projektberichts (WASH-1224) als nicht mehr im einzelnen zutreffend angesehen. Es wird jedoch angenommen, daß die quantifizierten Ergebnisse die richtigen Größenordnungen wiedergeben. Veränderungen bei wichtigen Einflußfaktoren vor allem im Bereich der Gesetzgebung und einer veränderten ökonomischen Umwelt⁺⁾ machen eine Aktualisierung der Daten erforderlich, die im übrigen als eine ständig neu durchzuführende Aufgabe angesehen wird.

Im Hinblick auf die externen Kosten konnten zahlreiche zum Zeitpunkt der Projektarbeit bereits bekannte und möglicherweise sich erst zu einem späteren Zeitpunkt bestätigende Belastungen noch nicht auf einem ausreichenden Sicherheitsniveau quantifiziert werden und blieben deshalb unberücksichtigt. Dies betrifft vor allem die gesundheitlichen Auswirkungen der Umweltverschmutzung durch fossile Kraftwerke, Risiken der Abzweigung radioaktiven Materials und mögliche Belastungen durch die langfristige Lagerung radioaktiven Abfalls.

Da die tatsächlichen Belastungen, die mit einem Brennstoffzyklus verbunden sind, in der bisherigen Analyse nicht vollständig erfaßt wurden und auch nicht sichergestellt werden konnte, daß keine Überschneidungen zwischen den berücksichtigten Belastungskategorien bestehen, wird eine einfache Addition der ermittelten externen Kosten und erst recht eine Addition der externen und der internen Kosten von den Autoren der Analyse - vorerst - abgelehnt.

Brewers eigenes Fazit läßt erkennen, daß der vorgegebene Analyserahmen nicht nur mit ständig aktualisierten Daten auszufüllen, sondern auch kontinuierlich methodisch zu verfeinern ist. Diese Aussage betrifft nicht nur methodische Details, sondern auch das allgemeine Analysekon-

⁺⁾ Wesentliche Teile der Analyse wurden vor Beginn der Erdölkrise von 1973/74 erarbeitet.

zept, in das sich die in der vorliegenden Analyse dargestellten Quantifizierungsschritte einpassen lassen. Bereits in dem eigentlichen Projektbericht (WASH-1224) gestehen die Autoren der Analyse ein, daß sich ihr ursprünglicher Anspruch, wonach mit dem vorgelegten Analyseansatz auch Entscheidungen über gesamtwirtschaftliche Stromversorgungssysteme erleichtert werden könnten, nicht aufrechterhalten läßt. Denn reale Stromversorgungssysteme, die letztlich aus unterschiedlichen Kombinationen aller angesprochenen Primärenergieträger bzw. Stromerzeugungstechnologien bestehen dürften, ließen sich nicht zutreffend mit einem statischen Analyseansatz wie dem hier entworfenen abbilden. Zu diesem Zweck wäre die zeitabhängige Variation nicht nur der gesamten nationalen Stromnachfrage, sondern auch der Verfügbarkeit der Primärenergieträger bzw. Stromerzeugungstechnologien und sonstiger techno-ökonomischer Bedingungen zu berücksichtigen.

Als eine wesentliche Voraussetzung für die Einschätzung derartiger konkreter Stromversorgungssysteme über größere Zeiträume sieht Brewer jedoch die auf eine Kilowattstunde erzeugten Strom oder auf ein Kilowatt installierte Kraftwerksleistung bezogene Berechnung der externen Kosten an (Berechnung sogenannter Belastungskoeffizienten). Erst wenn diese - ständig zu überprüfenden und zu aktualisierenden - Belastungsberechnungen zu einigermaßen zuverlässigen Ergebnissen führen, sei es, so Brewer, gerechtfertigt, die die Risiken bzw. externe Kosten einbeziehende kostennutzenanalytische Betrachtungsweise auch unter methodisch-theoretischen Aspekten weiterzuentwickeln.

5.4 Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der externen Kosten verschiedener Brennstoffzyklen, insbesondere des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors

Der eigentliche Projektbericht (WASH-1224) gibt einen relativ detaillierten Überblick über den naturwissenschaftlichen Diskussionsstand hinsichtlich der methodischen und statistischen Probleme bei der Ermittlung der

externen Kosten unterschiedlicher Stromerzeugungssysteme. Die einzelnen Annahmen sind in der Regel mit entsprechenden Literaturhinweisen versehen. Da praktisch in keinem noch so kleinen Teilbereich die Diskussion zu den externen Kosten von Stromerzeugungssystemen als abgeschlossen betrachtet werden kann, werden die auf einer recht unsicheren Datensituation beruhenden einzelnen Berechnungsergebnisse immer wieder erneut mit dem Hinweis versehen, daß sie lediglich die relevanten Größenordnungen wiedergeben. Auf die methodischen und statistischen Probleme der Datenbeschaffung für die in den weitaus weniger ausführlichen Konferenzbeitrag zusätzlich aufgenommenen Brennstoffzyklen des natriumgekühlten Schnellen Brutreaktors und des Hochtemperaturreaktors wird nicht im einzelnen eingegangen. Die Ausgangsdatsituation für diese beiden Brennstoffzyklen dürfte jedoch ungleich schlechter sein, da hier in noch geringerem Maße konkrete Meßergebnisse bzw. allgemein akzeptierte Schätzungen zur Verfügung gestanden haben dürften. Die vermutete ungleiche Ausgangsdatsituation geht jedoch aus der Darstellung der Berechnungsergebnisse selbst nicht hervor.

Die Umrechnung der zunächst in unterschiedlichen physischen Indikatoren ermittelten externen Kosten in einheitliche finanzielle Größen ist im Konferenzbeitrag nur teilweise nachvollziehbar und wird auch im eigentlichen Projektbericht im wesentlichen nur für die Gesundheitswirkungen problematisiert. Die monetären Ausdrücke sollen sich auf die zu Beginn der 80er Jahre zu erwartende Preisbasis beziehen. Jedoch scheinen die aus der Literatur übernommenen Dollarwerte nicht eigens auf diesen Zeitraum umgerechnet zu sein.

Im Hinblick auf die externen Kosten durch den Verbrauch nicht erneuerbarer Energierohstoffquellen nimmt die Brütertechnologie die günstigste Position unter den betrachteten Kraftwerkstechnologien ein (Anteil des jährlichen Uranverbrauchs an den noch vorhandenen Ressourcen; vgl. Tab. 1). Eine Monetarisierung dieses Kostenelements wird auch nicht versuchsweise durchgeführt.

Tabelle 1: Vergleich alternativer Stromerzeugungssysteme im Hinblick auf ihre externen Kosten*

Quelle: Brewer (1976), S. 521/522, Table IV.

Basis: 1000 MWe Power Plant, 75% CF
6.57 x 10⁹ kWh

	<u>Coal</u>	<u>Oil</u>	<u>Gas</u>	<u>LWR</u>	<u>HTGR</u>	<u>LMFBR</u>
POWER PLANT AND ENERGY SYSTEM EFFICIENCIES						
Electrical Energy (billion kWh/year)	6.57	6.57	6.57	6.57	6.57	6.57
Power Plant Heat Rate (BTU/kWh)	8,900	8,830	9,110	10,850	9,100	9,100
Power Plant Thermal Efficiencies (kWh/kWh _t , %)	38	39	38	32	38	38
Energy System Efficiency (kWh _e consumer/kWh _t input, %)	35	35	34	28	33	35
CONSUMPTION OF NON-RENEWABLE FUEL RESOURCES						
Fuel Consumption (annual)	2.3 M tons	10 M barrels	64 B cubic	~130 MTU***	~72 MTU	~1 MTU
Fraction of Reserves Consumed (annual)	0 (10 ⁻⁵)	0 (10 ⁻⁴)	0 (10 ⁻⁴)	0 (10 ⁻⁴)	0 (10 ⁻⁴)	0 (10 ⁻⁸)
ENVIRONMENTAL BURDEN						
<u>Land</u>						
Land Use, Inventory (acres)	22,400	~1,600	~3,600	~1,000	~1,000	400
Land Use, Consumption (acres/year)	740	S	S	12	7	0.5
<u>Air</u>						
SO ₂ release, w/o abatement (tons/year)	120,000	38,600	20	0-3,600	0-3,600	0
w/abatement	24,000	21,000	0	0-720	0-720	0
NO _x releases, w/o abatement (tons/year)	27,000	26,000	13,400	810	0-810	0
Particulate releases, w/o abatement (tons/year)	270,000	26,000	518	0-8,000	0-8,000	0
w/abatement	2,000	150	4	0-60	0-60	0
Trace Metals releases (tons/year)	0.5 Hg	1,500 V	U	S	S	S
Radioactivity releases (Ci/year)	0.02	0.0005	S	250-500 T	<500 T	<20 T
Thermal Discharge, power plant stack (billion kwht/year)	1.64	1.71	2.2	0	0	0

(Tabelle 1: Fortsetzung)

Basis: 1000 MWe Power Plant, 75% CF
 6.57×10^9 kWh

	<u>Coal</u>	<u>Oil</u>	<u>Gas</u>	<u>LWR</u>	<u>HTGR</u>	<u>LMFBR</u>
<u>Water</u>						
Cooling Water Use (billion gal./year)	263	263	263	424	332	332
Process Water Use (billion gal./year)	1.46	1.75	1.42	0.095	0.07	S
Radioactivity releases (Ci/year)	0	0	0	500-1000	400	S
Other Impacts (billions gal./year)	16.8	7.9	0	S	0	0
Thermal Discharge, power plant (billion kwht/year)	9	9	9	14	11	11

U = Unevaluated; S = Small; M = Million; B = Billion; T = Thousand

* The number of digits shown is not generally indicative of precision. In many cases, several digits are retained merely for calculational purposes.

**About 99% of this figure is available in the form of enrichment plant tails for use in breeder reactors.

Die Belastungen der natürlichen und durch Menschen geschaffenen - materiellen - Umwelt durch die einzelnen Stromerzeugungstechnologien werden getrennt für die Umweltrezeptoren Land, Luft und Wasser ermittelt (vgl. Tab. 1).

Die Beeinträchtigung des Umweltrezeptors Land wird unter zwei Aspekten beleuchtet. Die Schätzungen zur Flächenbeanspruchung durch das jeweilige Kraftwerk und die ihm zurechenbaren sonstigen Brennstoffzyklusaktivitäten weisen ein besonders günstiges Ergebnis für den Brutreaktor aus. Im Hinblick auf die Landfläche, die durch die jährlichen Aktivitäten innerhalb eines Brennstoffzyklus unbrauchbar wird, nimmt der SBR eine mittlere Stellung nach einem Öl- oder Gasbrennstoffzyklus ein.

Für die Beeinträchtigung des Umweltrezeptors Luft werden insgesamt acht nach Schadstoffen unterschiedene physische Teilindikatoren herangezogen, die für Kohle und Öl durchgängig mit konkreten und relativ hohen Zahlen belegt werden. Für den Leichtwasserreaktor und den Hochtemperaturreaktor werden überwiegend identische Angaben mit sehr großen Schwankungsbreiten gemacht. Für den Schnellen Brutreaktor weisen die meisten berücksichtigten Indikatoren einen Wert von 0 auf. Eine Ausnahme stellen die Freisetzung von Spurenmetallen (nur kategoriell als gering eingeschätzt) und die Freisetzung von Radioaktivität dar. Mit dem Wert für die freigesetzte Radioaktivität von $< 20\,000$ Curie/Jahr weist der SBR einen bedeutend höheren Wert auf als ein Kohle-, Öl- oder Gaskraftwerk, steht aber rund 10- bis 20-mal so günstig dar wie der Leichtwasserreaktor oder der Hochtemperaturreaktor. Generell werden jedoch die im Normalbetrieb eines Kernbrennstoffzyklus freigesetzten Mengen radioaktiven Materials als gering bezeichnet. In dem erläuternden Text wird ausdrücklich auf die Bedeutung der Strahlenemissionen für die Gesundheitsbelastungen der allgemeinen Öffentlichkeit hingewiesen.

Fünf verschiedene Indikatoren signalisieren die Beeinträchtigung des Umweltrezeptors Wasser, von denen ein physischer Indikator bereits eine Sammelgröße für mehrere Einzelauswirkungen darstellt. Wenn hierbei die Gruppe der Kernkraftwerke auch teilweise schlechter abschneidet als

die Gruppe der konventionellen Stromerzeugungstechnologien, werden die relativ günstigsten Zahlen innerhalb dieser Gruppe jedoch für den SBR ausgewiesen.

Für das monetäre Äquivalent der jährlichen Beeinträchtigung der drei Umweltrezeptoren Wasser, Luft und Land durch die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien liegen sehr grobe Schätzungen vor (siehe Tab. 2). Dabei wurde von den folgenden zusätzlichen Annahmen ausgegangen:

- Die auf das Wasser bezogenen monetären Kosten beruhen auf dem Verbrauch von Kühlwasser in Kühltürmen, die durch natürliches Wasser gespeist werden. Es wird von 10 Cent für 1000 Gallonen verbrauchten Kühlwassers ausgegangen.
- Die monetären Kosten der Luftverschmutzung repräsentieren die Schäden an Vermögen und Material sowie erhöhte Instandhaltungskosten, die hier jedoch nur pauschal für die fossilen Primärenergieträger quantifiziert werden. Angaben zu dem monetären Wert einer Schadenseinheit fehlen.
- Die monetären Kosten für die Beeinträchtigung von Landflächen ergeben sich durch die Kosten für Maßnahmen zur Rekultivierung der durch den Tagebau beeinträchtigten Landflächen. 50 % des jeweils benötigten Energierohstoffs werden laut Annahme im Tagebau gewonnen. Die Rekultivierungsmaßnahmen je Morgen (acre) belaufen sich auf 300 \$.

Die Transformation der physischen Indikatoren im Umweltbereich in monetäre Größen (vgl. Tab. 1 und 2) ist aufgrund der vorhandenen Angaben nur mit Schwierigkeiten oder gar nicht nachvollziehbar.

Die Berechnungen für die externen Kosten, die durch die Beeinträchtigung der Gesundheit und Sicherheit von Menschen entstehen, sind relativ komplex und mehrfach untergliedert. Die betrachteten Hauptkategorien sind die folgenden:

- berufsbedingte akute Unfallverletzungen mit und ohne Todesfolge;

- akute Unfallverletzungen mit und ohne Todesfolge in der allgemeinen Öffentlichkeit (sie entstehen nur bei Transportaktivitäten);
- berufsbedingte Gesundheitsschäden, die als Spätfolgen auftreten;
- Gesundheitsschäden in der allgemeinen Öffentlichkeit, die als Spätfolgen auftreten.

Damit werden die allgemeine Öffentlichkeit und die innerhalb eines Stromerzeugungssystems beschäftigten Erwerbspersonen als die beiden relevanten Risikogruppen betrachtet.

Tabelle 2: Jährliche monetäre Kosten durch Umweltbelastungen (10^3 §)

Quelle: Brewer (1976), S. 528, Table IX.

	<u>Coal</u>	<u>Oil</u>	<u>Gas</u>	<u>LWR</u>	<u>HTGR</u>	<u>LMFBR</u>
Water Base	400	400	400	600	400	400
Air Base	800	600	100	-	-	-
Land Base	<u>200</u>	<u>S</u>	<u>S</u>	<u>S</u>	<u>S</u>	<u>S</u>
Total of Evaluated Effects	1400	1000	500	600	400	400

Basis: Annual operation of one 1000 MWe power plant, 75% capacity factor.

Das aus vorhandenen Statistiken herausgefilterte oder eigens für diese Analyse geschätzte Zahlenmaterial bezieht sich auf unterschiedliche physische Meßgrößen und wird deshalb zunächst auf die einheitliche physische Meßgröße "verlorene Manntage" (man-days lost = MDL) umgerechnet. Ein Todesfall wird entsprechend den Statistiken des Bureau of Labor mit 6000 verlorenen Manntagen gleichgesetzt. Anschließend werden die so gewonnenen Zahlen unter Gleichsetzung eines verlorenen Manntags mit 50 § auf der monetären Skala abgebildet (siehe Tab. 3, die die Berechnungser-

Tabelle 3: Zusammenstellung der berechneten Gesundheits- und Verletzungswirkungen

Quelle: Brewer (1976), S. 530, Table X.

	Coal		Oil		Gas		PWR		BWR		HTGR		LMFBR	
	MDL	10 ³ \$	MDL	10 ³ \$	MDL	10 ³ \$	MDL	10 ³ \$	MDL	10 ³ \$	MDL	10 ³ \$	MDL	10 ³ \$
Occupational Injuries	9250	460	1725	86	780	39	975	49	903	45	554	28	134	7
Occupational Health Effects	600 ^{a/}	30	NE	NE	NE	NE	480 ^{b/}	24	480 ^{b/}	24	450 ^{b/}	23	420	21
Public Injuries (Transportation)	3500	175	NE	NE	NE	NE	60	3	60	3	NE	NE	70	3.5
Public Health Effects	NE	NE	NE	NE	NE	NE	240	12	240	12	480	24	180	9
Totals of Evaluated Effects	13,350	665	1725	86	780	39	1755	88	1683	84	1484	75	804	41

KEY: NE = not evaluated.

Accidental Fatality = 6000 MDL; Malignancy = 6000 MDL; Simple CWP = 1000 MDL;

Progressive Massive Fibrosis = 6000 MDL.

Quantities normalized to annual operation of 1000 MWe plant and supporting fuel cycle, 75% CF.

Dollar costs evaluated at \$50 per MDL.

^{a/} Coal worker's pneumoconiosis.

^{b/} Includes lung cancer among uranium miners, and other malignancies in remainder of fuel cycle.

gebnisse zur Kostenkategorie "Gesundheits- und Verletzungswirkungen" zusammenfaßt). Der unter Umständen äußerst willkürliche Charakter der sich aus den Annahmen ergebenden monetären Werte von 50 § je verlorenen Manntag und von 300 000 § je Todesfall wird von den Autoren der Analyse offen zugestanden. Insbesondere wird mit dem ausgewählten pauschalen monetären Bewertungsansatz nicht berücksichtigt, daß die Todesfälle im Vergleich zum Verursachungsjahr zu einem mehr oder weniger späteren Zeitpunkt eintreffen und einen jüngeren oder älteren Menschen, einen Angehörigen der einen oder anderen Beschäftigtenkategorie treffen können.

Die Zahlen für die berufbedingten akuten Unfallverletzungen mit und ohne Todesfolge wurden für die konventionellen Primärenergieträger und den Leichtwasserreaktor aus Statistiken des Bureau of Mines und des Bureau of Labour Statistics abgeleitet. Da die Verletzungszahlen dort üblicherweise auf der Basis von 1 Million Mannstunden aufgeführt sind, mußte für ihre Umbasierung auf eine bestimmte Stromerzeugungsmenge auf Arbeitsproduktivitätszahlen und die Energiematerialbilanz des jeweiligen Brennstoffzyklus zurückgegriffen werden. Da für den Brennstoffzyklus des Schnellen Brutreaktors - und des Hochtemperaturreaktors - keine Erfahrungsdaten vorliegen, wurden hierfür die Daten in Analogie zum Leichtwasserreaktor-Brennstoffzyklus geschätzt. Wie die recht detaillierten und vom Leichtwasserreaktor abweichenden Schätzungen für den Brutreaktor- und den Hochtemperaturreaktor-Brennstoffzyklus in den Zwischenergebnistabellen des Konferenzbeitrags (siehe Tabellen 4 und 5), die die jährlichen Verletzungsfälle mit bzw. ohne Todesfolge getrennt nach Stufen des Brennstoffzyklus angeben, im einzelnen zustandegekommen sind, kann nicht ohne weiteres nachvollzogen werden.

Um die Unfallverletzungsfälle mit und ohne Todesfolge in verlorene Manntage umrechnen zu können, muß festgelegt sein, wieviel verlorene Manntage einem Krankheits- bzw. Todesfall entsprechen. Als Äquivalent für eine Unfallverletzung mit Todesfolge wurden in dieser Analyse 6000 verlorene Manntage angesetzt. Der entsprechende Umrechnungsschlüssel für die Unfallverletzungsfälle ohne Todesfolge wurde nicht explizit angegeben. Das in einer Abbildung des Konferenzbeitrags in eine Blockdiagramm-Darstellung

Tabelle 4: Berufsbedingte akute Unfallverletzungen mit Todesfolge^{*)}

Quelle: Brewer (1976), S. 524, Table V.

	<u>Coal</u>	<u>Oil</u>	<u>Gas</u>	<u>LWR</u>	<u>HTGR</u>	<u>LMFBR</u>	
Mining/Pumping	0.96*	0.06	0.02	0.09*	0.05	0	Mining
Fuel Processing	0.02	0.04	S	0.003	0.002	0	Milling
				0.0003	0.0001	0	Conversion
				0.001	0.001	0	Enrichment
				0.0004	0.0001	0.003	Fabrication
				0.0001	0.00003	0.00007	Reprocessing
Transportation	0.055	0.03	0.02	0.002	0.002	0.002	Transportation
Power Plant Operation	<u>0.03</u>	<u>0.03</u>	<u>0.03</u>	<u>0.01</u>	<u>0.01</u>	<u>0.01</u>	Power Plant Operation
Totals	1.1	0.16	0.07	0.1	0.07	0.01	Totals

^{*)} Basis: 1000 MW_e, 75 % Arbeitsausnutzung, 1 Jahr.

Tabelle 5: Berufsbedingte akute Unfallverletzungen ohne Todesfolge^{*)}

Quelle: Brewer (1976), S. 524, Table VI.

	<u>Coal</u>	<u>Oil</u>	<u>Gas</u>	<u>LWR</u>	<u>HTGR</u>	<u>LMFBR</u>	
Mining/Pumping	39.8*	7.5	2.5	3.5*	1.8	0	Mining
Fuel Processing	0.7	3.0	-	0.9	0.54	0	Milling
				0.03	0.14	0	Conversion
				0.17	0.12	0	Enrichment
				0.28	0.07	0.21	Fabrication
				0.08	0.02	0.06	Reprocessing
Transportation	5.1	1.1	1.3	0.05	0.05	0.06	Transportation
Power Plant Operation	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>	<u>1.3</u>	<u>1.3</u>	<u>1.3</u>	Power Plant Operation
Totals	46.8	12.8	5.0	6.3	3.9	1.6	Totals

^{*)} Basis: 1000 MW_e, 75 % Arbeitsausnutzung, 1 Jahr.

umgesetzte Ergebnis (s. Abb. 3) vermittelt lediglich eine anschauliche, aber wenig exakte Darstellung der Größenordnungen der Manntage, die bei den verschiedenen Stromerzeugungstechnologien durch berufsbedingte Unfallverletzungen mit Todesfolge einerseits und ohne Todesfolge andererseits verloren gehen.

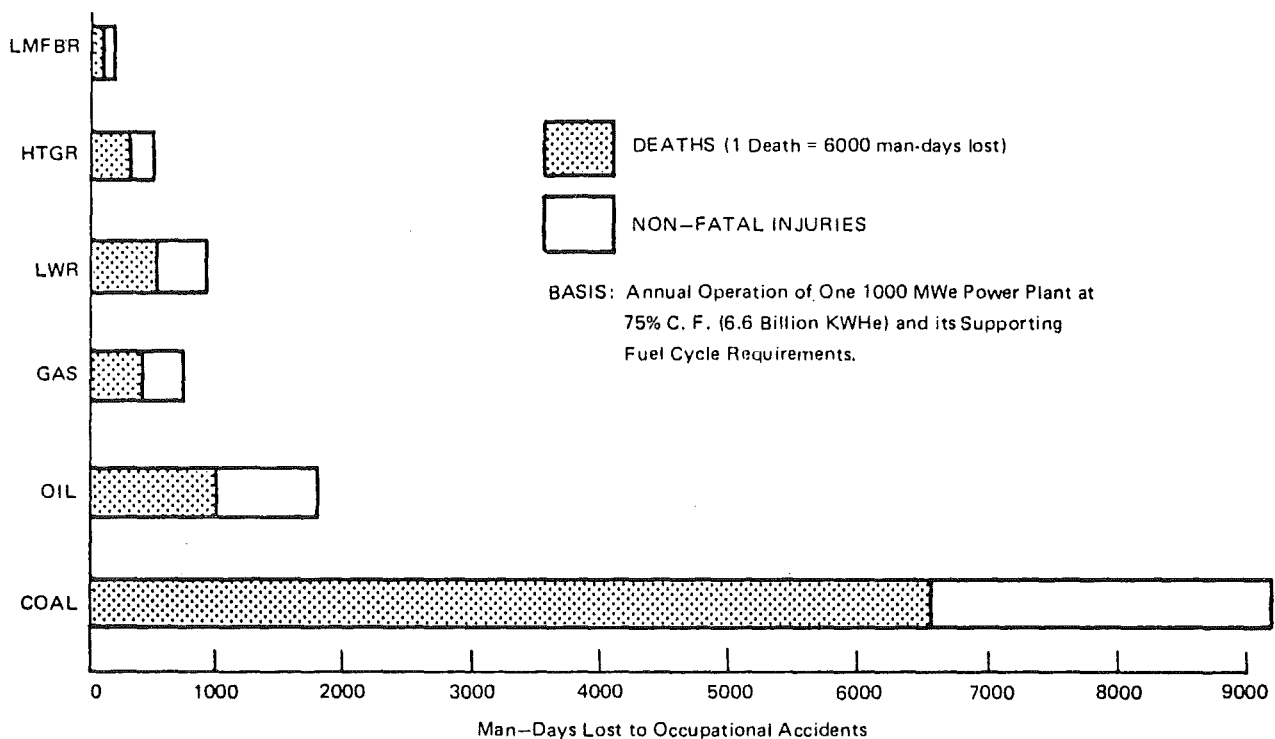


Abbildung 3: Jährliche berufsbedingte akute Unfallverletzungen in den alternativen Stromerzeugungssystemen

Quelle: Brewer (1976), S. 523, Fig. 13.

Akute Unfallverletzungen in der allgemeinen Öffentlichkeit mit und ohne Todesfolge treten nach den Annahmen der Analyse nur infolge der Transportaktivitäten auf. Berechnungen hierzu wurden lediglich für den Kohle-

und Leichtwasserreaktor sowie für den Brennstoffzyklus des Schnellen Brutreaktors vorgelegt. Die Ausgangsdaten über Unfallverletzungen je Fahrzeugkilometer wurden Statistiken des U.S. Department of Transportation, der Federal Railroad Administration und des American Safety Council entnommen. Es wurde weiterhin ein durchschnittlicher jährlicher Transportbedarf auf Straße und Schiene zugrundegelegt. Einzelheiten der Berechnung sind in dem Konferenzbeitrag nicht enthalten. Insbesondere bleibt unklar, welche Annahmen in die Schätzungen für den Schnellen Brutreaktor eingegangen sind. Die Teilergebnisse (in Fallzahlen und verlorenen Manntagen) gehen aus der im folgenden wiedergegebenen Originaltabelle des Konferenzbeitrags hervor (siehe Tab. 6). Die für den Übergang von Fallzahlen zu verlorenen Manntagen verwendeten Umrechnungsschlüssel werden nicht gesondert aufgeführt. Für einen Verletzungsfall mit Todesfolge wurden jedoch offensichtlich wiederum 6000 verlorene Manntagen zugrundegelegt.

Tabelle 6: Gesundheitsschäden in der allgemeinen Öffentlichkeit durch Brennstofftransportaktivitäten *)

Quelle: Brewer (1976), S. 524, Table VII.

	<u>Coal</u>	<u>LWR</u>	<u>LMFBR</u>
Public Fatalities	0.55	0.009	0.01
Public Non-Fatal Injuries	1.2	0.08	0.09
Man-days Lost	3500	60	70

*) Basis: 1000 MW_e, 75 % Arbeitsausnutzung, 1 Jahr.

Berufsbedingte Gesundheitsschäden, die als Spätfolgen auftreten, wurden für den Kohle-, Leichtwasserreaktor-, Hochtemperaturreaktor- und SBR-Brennstoffzyklus berechnet. Derartige Schäden im Kohle-Brennstoffzyklus treten nach den Annahmen der Analyse vor allem im Kohlebergbau unter

Tage auf, auf den durchschnittlich die Hälfte des jährlichen Kohleverbrauchs eines 1000-MW_e-Kohlekraftwerks entfällt. Die Krankheitsfälle, die in den Statistiken auf jeweils 1000 Mannjahre bezogen sind, werden mit Hilfe der jährlichen Förderleistung eines Bergarbeiters und der Kohleverbrauchsmenge eines 1000-MW_e-Kohlekraftwerks auf die jährlich erzeugte Strommenge umgerechnet. Als Krankheitsarten gehen die Staublunge mit 0,6 Fällen pro Jahr und - als fortgeschrittene Krankheitsform - die massive Fibrose mit einer um den Faktor 2 verringerten Auftretenshäufigkeit (0,006 Fälle pro Jahr) in die Berechnung ein.

Für die Staublunge werden 1000 verlorene Manntage und für die massive Fibrose 6000 verlorene Manntage in Rechnung gestellt. Damit beliefe sich das Berechnungsergebnis für die Kohle in dieser Rubrik auf 600 und 36 verlorene Manntage, wobei allerdings nur die erste Teilgröße in die bereits weiter oben wiedergegebene Ergebnistabelle (siehe Tab. 3) eingegangen ist.

Für die Kernbrennstoffzyklen wurden die berufsbedingten Gesundheitsschäden, die als Spätfolgen auftreten, im Hinblick auf den Uranabbau einerseits und für alle sonstigen Stufen im Brennstoffzyklus andererseits ermittelt.

Unterstellt man eine Jahresabbauleistung eines Beschäftigten im Uranerzbergbau von 3 metrischen Tonnen U₃O₈ und die Einhaltung der gesetzlich maximal zulässigen Strahlenexposition von 4 Working Level Month (= WLM), dann errechnet sich eine Dosis der im Uranbergbau Beschäftigten von 1,3 miner-WLM je metrischer Tonne U₃O₈. Da wiederum unterstellt wird, daß die Hälfte des gesamten jährlichen Uranbedarfs eines Leichtwasserreaktors in Höhe von 160 metrischen Tonnen U₃O₈ im Untertagebau gewonnen wird, ist eine jährliche Kollektivdosis von $1,3 \cdot 80 = 104$ miner-WLM in Ansatz zu bringen. Studien zum öffentlichen Gesundheitswesen weisen auf 0,0001 Lungenkrebsfälle je miner-WLM hin. Als grobe Näherung entfallen damit $0,0001 \cdot 104 = 0,01$ berufsbedingte Krebsfälle auf den jährlichen Betrieb eines Leichtwasserreaktors. Die Hälfte dieser Größe wird - ohne nähere Begründung - für den Hochtemperaturreaktor geltend gemacht. Im Hinblick auf den Schnellen Brutreaktor wird davon ausgegangen, daß für

ihn in absehbarer Zukunft keine Bergbauaktivitäten erforderlich sind.

In bezug auf die sonstigen Stufen im Kernbrennstoffzyklus wird für alle drei bzw. vier kerntechnologischen Varianten - Hochtemperaturreaktor, natriumgekühlter Schneller Brutreaktor und Leichtwasserreaktor (Druckwasser- und Siedewasserreaktor) - von einer berufsbedingten Strahlenexposition von rund 350 man-rad pro Jahr und 1000 MW_e ausgegangen. Unter Zugrundelegung eines Risikoeffizienten von 0,0002 Krebsfällen pro man-rad sind weitere 0,07 berufsbedingte Krebsfälle in Ansatz zu bringen.

Da ein Krebsfall mit 6000 verlorenen Manntagen gleichgesetzt wird, entfallen aufgrund berufsbedingter Gesundheitsschäden auf die beiden Leichtwasserreaktorvarianten insgesamt $0,01 \cdot 6000 + 0,07 \cdot 6000 = 60 + 420 = 480$, auf den Hochtemperaturreaktor $0,005 \cdot 6000 + 0,07 \cdot 6000 = 30 + 420 = 450$ und auf den Schnellen Brutreaktor $0,07 \cdot 6000 = 420$ verlorene Manntage.

Gesundheitsschäden in der allgemeinen Öffentlichkeit, die als Spätfolgen auftreten, wurden lediglich für die Kernbrennstoffzyklen berechnet, weil bisher zu wenig über die Gesundheitsauswirkungen von fossilen Schadstoffen bekannt sei. Aber auch die hier vorgelegten Berechnungen zur Kernenergie werden von Brewer als wenig gesichert bezeichnet. Die größte Schwachstelle soll beim Risikoeffizienten bzw. bei der Dosis-Schadens-Funktion liegen. Denn die Schadensfolgen aus niedriger Strahlenlastung werden mit Hilfe einer linearen Extrapolation der Schadensfolgen aus hoher Strahlenbelastung gewonnen. Da nach Ansicht des Autors auf diese Weise überhöhte Zahlen gewonnen sein dürften, werden die in diesem Teilbereich der externen Kosten vorgelegten Berechnungen eher als konservativ oder pessimistisch bezeichnet.

Die einzelnen Berechnungsschritte reichen von der Entwicklung repräsentativer Strahlungsquellengrößen je Nuklid (Curies/Jahr) über die mathematische Beschreibung des Transfers dieser Nuklide durch die Umwelt und die Berechnung der vom Menschen auf der Basis vielfältiger Expositionsmöglichkeiten empfangenen Strahlendosis (Ganzkörperdosis) bis zur Anwendung der durch lineare Extrapolation gewonnenen Risikoeffizienten (Anzahl der Krebsfälle je man-rad). Zwei Berechnungsmodelle werden zugleich angewandt.

In dem globalen Modell wird ermittelt, inwieweit die Weltbevölkerung den in einem Reaktorjahr freigesetzten Mengen von Tritium und Krypton 85 ausgesetzt ist. Es wird dabei davon ausgegangen, daß das gesamte Krypton freigesetzt wird. Die ermittelten Ganzkörperexpositionen beziehen sich auf im Jahre 1990 in Betrieb befindliche Kraftwerke. Die von dem Risiko betroffene Bevölkerung ist die zur jeweiligen Halbwertszeit eines Isotopen lebende Bevölkerung.

Das lokale Modell bestimmt - mit Gauß'schen Modellberechnungen - die Strahlenbelastung der Bevölkerung in einem Umkreis mit einem Radius von 50 Meilen durch kurzlebige Edelgase, durch Krypton 85 und durch Tritium. Hierfür wird eine repräsentative Bevölkerungsverteilung mittlerer Dichte unterstellt. Einzelheiten der Berechnung, mit denen sich insbesondere auch die Ergebnisunterschiede zwischen den konventionellen und den fortgeschrittenen Kernenergievarianten erklären ließen, wurden nicht näher erläutert. Es fällt auf, daß die günstigsten, d.h. die niedrigsten, Zahlen den Schnellen Brutreaktor betreffen (siehe Tab. 3 und 7).

Alle externen Kosten, die von den Autoren der Analyse zur Charakterisierung der Beeinträchtigung der Gesundheit und Sicherheit von Menschen durch verschiedene Brennstoffzyklen berechnet wurden, sind am Ende einer mehr oder weniger langen Kette von Berechnungsschritten einheitlich in der Meßgröße "verlorene Manntage" ausgedrückt. Unabhängig davon, ob die ermittelten verlorenen Manntage unmittelbar in dem Verursachungsjahr oder sogar Jahrzehnte später anfallen, werden sie anschließend einheitlich mit 50 \$ bewertet. Die Ergebnisse der einzelnen Berechnungen in verlorenen Manntagen und in monetären Größen sind in der weiter oben wiedergegebenen Tabelle 3 enthalten.

Die auf diese Weise monetarisierten Ergebnisse für die gesamten externen Kosten im Gesundheitsbereich sind, selbst wenn zusätzlich die monetarisierten externen Kosten im Umweltbereich berücksichtigt werden, bei jedem Primärenergieträger bzw. bei jeder Stromerzeugungstechnologie im Vergleich zu den konventionellen Kosten (Kapital-, Brennstoff-, Betriebs- und Instandhaltungskosten) gering. Die externen Kosten speziell des SBR-Brennstoffzyklus sind besonders gering. Aber es sei nochmals daran er-

Tabelle 7: Stahlenbelastungen *) und Risiken infolge von Radioaktivitätsfreisetzungen während des Normalbetriebs von Kernreaktoren und Wiederaufarbeitungsanlagen

Quelle: Brewer (1976), S. 526, Table VIII.

	<u>PWR</u>	<u>BWR</u>	<u>HTGR</u>	<u>LMFBR</u>
<u>Global Model</u>				
Kr-85 (man-rads)	183	183	360	130
H-3	<u>29</u>	<u>29</u>	<u>28</u>	<u>31</u>
Total (man-rads)	212	212	388	161
Number of Malignancies**	0.04	0.04	0.08	0.03
<u>Local Model</u>				
Exposure (man-rad)	4.2	25	4.8	3.4
Number of Malignancies**	0.0008	0.005	0.001	0.0007

Basis: Annual operation of one 1000 MWe plant, 75% Capacity Factor.

*Whole-body.

**Assumes risk coefficient of 0.0002 malignancies per man-rad.

innert, daß im Rahmen der hier ausgewerteten Analyse die konventionellen Kosten des Schnellen Brütters nicht berechnet wurden.

Auch wenn der monetäre Wert je verlorenen Manntag halbiert oder verdoppelt würde, änderte sich, so Brewer, nichts an der relativen Geringfügigkeit der externen Kosten im Umwelt- und Gesundheitsbereich im Vergleich zu den konventionellen Kosten der Stromerzeugung. Offensichtlich um eine Vorstellung von der Größenordnung des ausgewählten monetären Werts in Höhe von 50  je verlorenen Manntag zu geben, verweist Brewer darauf, daß sich ein Wert von 15  ergibt, wenn das Bruttosozialprodukt der USA durch die Bevölkerungszahl und 365 Tage dividiert wird. Das durchschnittliche Einkommen der beschäftigten Bevölkerung der USA ist laut Brewer mit etwa 30  doppelt so hoch zu veranschlagen.

5.5 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse

Brewer als Projektleiter der vorliegenden Analyse ist zuzustimmen, wenn er feststellt, daß der hier entwickelte Analyseansatz als Unterstützung für stromversorgungspolitische Entscheidungen auf der nationalen Ebene nicht geeignet ist (vgl. oben Abschnitt 5.3). Die Frage, ob sich mit diesem statischen Analyseansatz zu ermittelnde Belastungskoeffizienten (Verhältnis der externen Kosten zu den internen Kosten) in ein mehr auf nationale Fragestellungen zugeschnittenes Analysekonzept sinnvoll integrieren lassen, kann aufgrund der zahlreichen ungelösten methodischen und statistischen Schwierigkeiten bei der Erfassung der externen Kosten, die zumindest andeutungsweise aus der vorliegenden empirischen Analyse hervorgehen, als - noch - nicht positiv beantwortet angesehen werden.

Darüber hinaus muß die grundsätzlichere Frage aufgeworfen werden, ob für nationale Entscheidungen oder Empfehlungen/Richtlinien für den Einsatz bestimmter Kombinationen von Energieträgern bzw. Stromerzeugungstechnologien überhaupt ein starres, statisches Verhältnis zwischen internen und externen Kosten zugrundegelegt werden kann. Diese Grundannahme dürfte umso mehr ins Wanken geraten, je größere Aufmerksamkeit den externen Kosten im äußeren Teil der Kernbrennstoffzyklen, bei der Wiederaufarbeitung und der Endlagerung, ebenso wie den mit äußerst geringen Wahrscheinlichkeiten verbundenen, jedoch hier nicht quantifizierten externen Kosten (z.B. massive Störfälle und Abzweigung von Plutonium) gewidmet wird.

Bei dem vorgelegten Versuch, die externen Kosten der Stromversorgung zu quantifizieren und ihre Bedeutung im Vergleich zu den internen Kosten abzuschätzen, die sich normalerweise direkt im Stromabgabepreis niederschlagen, konnten wichtige methodische Einzelprobleme noch nicht gelöst werden. So ist weiterhin ungeklärt, wie eine überschneidungsfreie Auswahl der zu berücksichtigenden externen Kosten getroffen bzw. wann davon ausgegangen werden kann, daß alle relevanten externen Kosten berücksichtigt wurden. Brewer weist selbst darauf hin, daß auf jeden Fall die von ihm noch nicht quantifizierten gesundheitlichen Auswirkungen der Umweltverschmutzung fossiler Kraftwerke, die Risiken des vorsätzlichen Mißbrauchs radioaktiven Materials wie auch die möglichen Belastungen durch

die langfristige Lagerung radioaktiven Abfalls zu berücksichtigen sind. Weiterhin wären auch die Kosten für massive Störfälle mit extrem niedrigen Wahrscheinlichkeiten in die Analyse der externen Kosten einzubeziehen. Die vorliegende Untersuchung enthält keine Hinweise, wie in dieser Hinsicht vorgegangen werden könnte. Ebenso wären schließlich Überlegungen darüber anzustellen, ob und inwieweit staatlich finanzierte Aufwendungen für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zugunsten der einen oder anderen Stromerzeugungstechnologie ebenfalls als quasi externe Kosten zu berücksichtigen sind.

Die bereits berücksichtigten Teilkategorien der externen Kosten lassen teilweise noch erhebliche ungelöste Datenbeschaffungsprobleme erkennen. Sie liegen einerseits auf ökologisch-biologischem und andererseits auf mehr wirtschaftstheoretisch-methodischem Gebiet.

Die biologischen Auswirkungen der Strahlenbelastung sind weitgehend mit Hilfe sehr grober und vielfältiger hintereinander geschalteter Annahmen quantifiziert worden, die zu ihrer Verbesserung und Objektivierung weiterer Forschungstätigkeit bedürfen. Es wurden lediglich Krankheits- und Todesfälle berücksichtigt. Soweit erkennbar schließen die Autoren genetische Wirkungen des Kernenergieeinsatzes aus, weil die genetische Strahlenbelastung durch Kernenergie für vernachlässigungswert gering gegenüber den genetischen Auswirkungen der natürlichen Strahlenbelastung gehalten wird. Eine besonders schwierige Lage kennzeichnet die Möglichkeiten der Erfassung der externen Kosten für den Schnellen Brutreaktor, weil hierzu praktisch noch keine Erfahrungsdaten vorliegen. Das Fehlen von Angaben in dem Konferenzbeitrag zum Zustandekommen von Annahmen über den SBR dürfte mehr ein Kennzeichen sein für die Unsicherheit bei den diesbezüglichen Schätzungen als für die formal begrenzten Darstellungsmöglichkeiten, denen ein Konferenzbeitrag unterworfen ist.

Die Umrechnung von zunächst in unterschiedlichen physischen Indikatoren gemessenen Auswirkungen allein in einem Teilbereich der externen Kosten, z.B. im Gesundheitsbereich, auf eine gemeinsame physische Maßeinheit (hier: verlorene Manntage) ist in dieser Analyse nach vereinfachenden, auch in dem eigentlichen Projektbericht nicht immer deutlich erläuterten

Kriterien vorgenommen worden. Wenn der Subjektivitätsspielraum für derartige Umrechnungen durch intensive wissenschaftliche Diskussionen nicht erheblich eingengt werden kann, dürften die generelle Aussagekraft und praktische Verwendungsfähigkeit von die externen Kosten einbeziehenden Kosten-Nutzen-Analysen hierunter erheblich leiden.

Die knappe Diskussion in dem eigentlichen Projektbericht (WASH-1424) über die Zuordnung monetärer Werte zu einzelnen physischen Indikatoren und damit über die Möglichkeit, alle berücksichtigten Kategorien externer Kosten untereinander und dann auch mit den internen Kosten zu aggregieren, läßt erkennen, daß von der Wissenschaftsseite unterschiedliche methodische Vorgehensweisen zur Ermittlung eines monetären Werts je physischer Schadenseinheit, aber auch unterschiedliche Zahlenwerte bei gleicher Vorgehensweise vorgeschlagen werden. Angesichts dieser Ausgangssituation wurde für die Berechnungen der vorliegenden Analyse z.B. im Gesundheitsbereich auf einen vergrößernden Durchschnittswert zurückgegriffen. Außerdem wurde der Hinweis angebracht, daß die Größenordnungen des quantitativen Gesamtergebnisses auch bei Zugrundelegung eines stark abweichenden monetären Durchschnittswerts unverändert bleiben. Der Leser der Studie wird von dem Autor ohnedies aufgefordert, die jeweils seinen eigenen Wertvorstellungen entsprechenden monetären Werte in die Berechnung einzusetzen. Wenn zu anderen Kategorien der externen Kosten keine tiefergehende Diskussion zur monetären Bewertung auch nur angedeutet wird (z.B. im Fall der Wasserkosten), dürfte dies vor allem auf das Fehlen einer methodisch und sachlich allgemein akzeptierbaren Lösung hindeuten.

Generell sind die Schwierigkeiten bei der Prognostizierung der externen Kosten, d.h. die angemessene Zurechnung von externen Kostengrößen auf zukünftige Zeiträume, als ebenso groß einzuschätzen wie die Probleme der Prognostizierung der internen Kosten. Die vorliegende Analyse hat sich um die Frage, ob und inwieweit die externen Kosten, die erst in einer ferneren Zukunft anfallen, von den aktuellen meßbaren externen Kosten abweichen dürften, und wie die in der Zukunft anfallenden Kosten in Gegenwartswerten auszudrücken sind (Frage, ob diskontiert werden soll oder nicht), nicht gekümmert. So werden Todesfälle unabhängig davon, ob sie

in dem Jahr der sie verursachenden Stromerzeugungstätigkeit oder einige Jahrzehnte später anfallen, unterschiedslos mit demselben monetären Wert belegt und addiert. Diese vermutlich ausschließlich aus Vereinfachungsgründen gewählte Berechnungsweise muß aber in einer Analyse, die sich auf die Prinzipien der Kosten-Nutzen-Analyse beruft, zumindest befremden, da die Kosten-Nutzen-Analyse üblicherweise später in der Zukunft anfallende Auswirkungen mit einem geringeren Wert belegt als in der Gegenwart liegenden Auswirkungen. Auf jeden Fall wäre eine Diskussion der diesbezüglichen Diskontierungsproblematik wünschenswert.

Eine weitergehende Aufmerksamkeit verdiente die effektive wechselseitige Beeinflussung von externen Kosten einerseits und den - internen - Kosten zur Beseitigung bzw. Verhinderung von Umwelt- und Gesundheitsschäden, den sogenannten unkonventionellen internen Kosten, andererseits. Hier spielt auch die Frage hinein, inwieweit und unter welchen Bedingungen gegebene technische Vorkehrungen zur Beseitigung bzw. Verhinderung von Umwelt- und Gesundheitsbelastungen ihre behauptete Wirkung auch tatsächlich und dauerhaft entfalten.

Die in dieser Analyse verfolgte Zielsetzung, zumindest erfolgversprechende Ansätze für die monetäre Quantifizierung der externen Kosten der Stromerzeugung zu entwickeln und damit ihre Additivität untereinander und auch mit den konventionellen bzw. den gesamten internen Kosten zu gewährleisten, wurde noch nicht erreicht. Letztlich hängt der Erfolg dieses Quantifizierungsansatzes von einer analytisch befriedigenden Lösung der Frage ab, welche monetären Werte den physisch-konkreten Auswirkungen zuzuordnen sind. Verbindliche Überlegungen über die geeigneten monetären Werte speziell für die im Zusammenhang mit der Kernenergie relevanten Auswirkungskategorien scheinen jedoch noch zu fehlen.

Während der eigentliche Projektbericht im großen und ganzen die einzelnen Annahmen und die Auswahl der Ausgangsdaten recht ausführlich dokumentiert, fällt der Konferenzbeitrag - notwendigerweise - in dieser Hinsicht sehr knapp aus. Für sich allein betrachtet kann der Konferenzbeitrag insofern zu unrecht den Eindruck erwecken, daß ein weiteres Bemühen um die Quantifizierung vor allem der sozialen Kosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien nicht mehr nötig sei.

6. Barrager, Stephen M., Judd, Bruce R., North, D. Warner
(Decision Analysis Department, Stanford Research Institute),
The Economic and Social Costs of Coal and Nuclear Electric Gene-
ration, A Framework for Assessment and Illustrative Calculations
for the Coal and Nuclear Fuel Cycles, A Discussion Paper Prepared
for an Environmental Workshop held at the MITRE Corporation, May
27-28, 1975, with comments and conclusions from the workshop,
Washington, D.C., March 1976

6.1 Fragestellung und Entstehungszusammenhang der Analyse

Die Autoren des Stanford Research Institute (im folgenden: SRI-Autoren) wollten mit ihrer Analyse einen Ansatz für einen umfassenden und entscheidungsorientierten Vergleich der Kohle- und Kernenergie-Optionen zur Stromerzeugung vorlegen. Den Anspruch, umfassend zu sein, erhebt der Vergleich insofern, als außer den ökonomischen Kosten für die Stromerzeugung, d.h. den Kapital- Betriebs- und Brennstoffkosten, auch wichtige negative Auswirkungen in den Bereichen Gesundheit, Sicherheit und Umwelt in monetarisierter Form, die sogenannten sozialen Kosten, berücksichtigt werden. Entscheidungsorientiert will die Analyse insofern sein, als sie nicht um jeden Preis und nur um der wissenschaftlichen Erkenntnis willen eine weitgehende Vollständigkeit, sondern lediglich eine Erfassung aller für eine Entscheidung relevanten Aspekte einer Stromerzeugungstechnologie anstrebt.

Die vorliegende Analyse geht von der Unterstellung aus, daß im Nordosten der Vereinigten Staaten von Amerika ein zusätzlicher Strombedarf auftritt, der die Errichtung eines Kraftwerks mit einer Leistung von 1000 MW_e Anfang der 80er Jahre erforderlich macht. Aufgrund der spezifischen Restriktionen und Zielsetzungen im energiewirtschaftlichen Bereich der USA kommen hierfür lediglich die Primärenergieträger Kohle - mit alternativen Standorten und technischen Variationen - und Kernenergie auf der Basis der Leichtwasserreakorttechnologie - mit partiellen technischen Variationen z.B. bei der Wiederaufarbeitung - in Frage.

In erster Linie sollte mit der von der National Science Foundation finanziell unterstützten SRI-Analyse, die aus dem Entwurf eines Analyse-schemas und einer Beispielsrechnung besteht, eine Diskussionsgrundlage für den im Mai 1975 durchgeführten Umwelt-Workshop der amerikanischen MITRE Corporation vorgelegt werden. In zweiter Linie sollte das erarbeitete Analysemuster eine Strukturierung der allgemeinen energiepolitischen Diskussion über konkurrierende Stromerzeugungstechnologien ermöglichen, in die auch fortgeschrittene Kernreaktor- und Kohletechnologien durch ähnliche Analysen einbezogen werden könnten.

Da demnach die vorliegende Untersuchung mit dem Anspruch angetreten ist, beispielsweise ein auch für den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor grundsätzlich geeignetes umfassendes kostennutzenanalytisches Beurteilungsschema auf der Basis eines Vergleichs mit mindestens einer anderen alternativen Stromerzeugungstechnologie zu entwerfen, sollen Vorgehensweise und Berechnungsergebnisse der Untersuchung sowie die in diesem Fall sehr zahlreich dokumentierten Reaktionen hierauf in die Auswertung brüterbezogener empirischer Kosten-Nutzen-Analysen einbezogen werden. Generell kann davon ausgegangen werden, daß die im Hinblick auf die Leichtwasserreakorttechnologie festgestellten Schwierigkeiten und Schwächen dieses Analysekonzepts in eher noch stärkerem Maße auf die Anwendung dieses Analysekonzepts auch auf den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor zutreffen.

Mit dem Entwurf des Analyseschemas und mit der Beispielsrechnung wendet sich die Untersuchung vor allem an den Wissenschaftsbereich. Die wissenschaftliche Diskussion sollte sich nach den Vorstellungen der SRI-Autoren zunächst auf die wesentlichen Auswirkungskategorien beziehen, die neben den ökonomischen Stromgestehungskosten zur Beurteilung von Stromerzeugungstechnologien heranzuziehen sind. Weiterhin sollte die Analyse Aufschluß geben über die Lücken und Schwächen bei den Ausgangsdaten, die weitere Forschungsaktivitäten vor der Anwendung des Analyseschemas im politischen Raum erforderlich machen. Die erst für eine spätere Phase vorgesehene Anwendung des entwickelten Analyseschemas im politischen Raum sollte sich nach den Vorstellungen der SRI-Autoren im wesentlichen

auf die folgenden drei Bereiche erstrecken:

- Kommunikationsverbesserung mit der betroffenen Öffentlichkeit;
- Erleichterung der Entscheidung, ob an einem zuvor ausgewählten Standort ein Kohle- oder ein Kernkraftwerk errichtet werden soll;
- Erleichterung der Entscheidung, bis zu welcher Höhe sich zusätzlicher ökonomischer Aufwand zur Reduzierung der sozialen Kosten lohnt (Internalisierung von sozialen Kosten).

Die Analyse wurde vom Decision Analysis Department des Stanford Research Institute im Auftrag der MITRE Corporation und der National Science Foundation durchgeführt. Hierfür wurde ein finanzielles Volumen von 60 000 \$ aufgewandt. Der erste Analyseentwurf wurde nach den Angaben der Bearbeiter innerhalb von sechs Wochen erstellt. Die Überarbeitung der Analyse und ihre Drucklegung zusammen mit den Ergebnissen des Workshop und vielfältigen zusätzlich eingeholten Stellungnahmen beanspruchten etwa sechs weitere Monate. Außer der überarbeiteten und mit Stellungnahmen ergänzten Fassung der Untersuchung, die für diese Auswertung fast ausschließlich herangezogen wurde, liegen zur SRI-Analyse zwei den Ablauf des Umwelt-Workshop widerspiegelnde Materialienbände, eine Zusammenfassung von Darstellung und Diskussion der Analyse auf dem Workshop sowie eine Kurzfassung der Analyse vor, die auf einer weiteren Tagung zu Energie- und Umweltfragen vorgetragen wurde:

- MITRE Corporation, Proceedings of Quantitative Environmental Comparison of Coal and Nuclear Electrical Generation and their Associated Fuel Cycles Workshop, Volumes I and II, MITRE Technical Report, MTR-7010, August 1975.
- Bernardi, R., Borko B., MITRE Corporation, Quantitative Environmental Comparison of Coal and Nuclear Generation Workshop Summary, MITRE Technical Report, MTR-7004, September 1975.

- Barrager, S. M., Judd, B. R., North, D. W., Decision Analysis of Energy Alternatives: A Comprehensive Framework for Decision-Making, in: Karam, R. A., Morgan, K. Z. (eds.), Energy and the Environment - Cost-Benefit Analysis, Proceedings of a Conference Held June 23-27, 1975, Sponsored by the School of Nuclear Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia 30332 U.S.A., New York / Toronto / Oxford / Sydney / Braunschweig / Paris 1976 (Supplement I to Energy, An International Journal, Georgia Institute of Technology, Series in Nuclear Engineering), S. 549-571.

6.2 Methodisches Grundkonzept der Kosten-Nutzen-Analyse

Das in der vorliegenden Analyse verwendete kostennutzenanalytische Schema soll zur Klärung der Frage beitragen, ob der zu Beginn der 80er Jahre in einem bestimmten geographischen Raum erwartete zusätzliche Strombedarf, der der Stromerzeugungskapazität eines zusätzlichen 1000-MW_e-Kraftwerks bei gegebener Arbeitsausnutzung entspricht, durch ein Kohlekraftwerk oder durch einen Leichtwasserreaktor gedeckt werden soll. Dem umfassenden Vergleich der beiden Stromerzeugungsoptionen im Hinblick auf ihre Vor- und Nachteile liegt als Analysezeitraum ein Jahr zu Beginn der 80er Jahre zugrunde, wobei unterstellt wird, daß beide neu zu errichtenden Kraftwerkstypen eine wirtschaftliche Lebensdauer von 35 Jahren haben. Alle sonstigen Anlagen und Aktivitäten im Brennstoffkreislauf außerhalb des Kraftwerks, die zur Gewährleistung einer gegebenen jährlichen Stromerzeugungsmenge funktional erforderlich sind, werden als bereits vorhanden und ansonsten voll ausgelastet unterstellt. Auf die jährliche Stromerzeugungsmenge eines Kraftwerks ist demnach lediglich der funktional unbedingt erforderliche Anteil der ergänzenden Anlagen und Aktivitäten im Brennstoffkreislauf anzurechnen.

Der volkswirtschaftliche Nutzen der jährlichen Stromerzeugungsmenge einer bestimmten Kraftwerkstechnologie und damit der gesamten Kraftwerksinvestition gilt bei beiden Optionen als grundsätzlich und in derselben

Höhe gegeben, weil unterstellt wird, daß ein unabweisbarer zusätzlicher volkswirtschaftlicher Bedarf für die jährliche Stromerzeugungsmenge eines 1000-MW_e-Kraftwerks - bei gegebener Arbeitsausnutzung - vorliegt und die gesamtwirtschaftliche Entwicklung unbeeinflußt davon bleibt, mit welcher Technologie eine gegebene Strommenge erzeugt wird.

Damit kann für den umfassenden Vergleich der beiden Stromerzeugungstechnologien auf eine explizite Quantifizierung des volkswirtschaftlichen (Brutto-)Nutzens verzichtet werden. Implizit wird gleichzeitig davon ausgegangen, daß der volkswirtschaftliche Nutzen oder die generellen Vorteile, die mit der einen oder anderen Stromerzeugungstechnologie unterschiedslos verbunden sind, auf jeden Fall größer sind als die mit der einen oder anderen Technologie verbundenen Nachteile in Form der ökonomischen und sozialen Kosten. Damit wird die Frage nach der absoluten Vorteilhaftigkeit einer Investition, die nach dem üblichen kostennutzenanalytischen Grundschema anhand des Nutzen-Kosten-Quotienten oder der Nutzen-Kosten-Differenz gemessen wird, als von vornherein positiv beantwortet angesehen. Die Analyse konzentriert sich demnach auf die Ermittlung der relativen Nach- bzw. Vorteile der Kernenergie- oder Kohleooption, indem lediglich die mit den beiden Optionen verbundenen Kostenelemente quantifiziert und gegenübergestellt werden.

Das sich somit auf einen umfassenden Kostenvergleich reduzierende Analysekonzept berücksichtigt ökonomische Kostenelemente einerseits und soziale Kostenelemente andererseits. Es werden zunächst die auf die Jahresproduktion eines 1000-MW_e-Kraftwerks entfallenden Kostengrößen ermittelt und anschließend auf eine Kilowattstunde (kWh) als einheitliche Bezugsgröße durch Division mit der in einem Jahr erzeugten Strommenge umgerechnet. Dabei werden die für die Quantifizierung herangezogenen Kostenkategorien ohne weitergehende theoretische Erklärungen festgelegt.

Die sich in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation eines Stromversorgungsunternehmens niederschlagenden Stromgestehungskosten sind finanzielle Aufwendungen für den mit der Stromerzeugung verbundenen Kapital-, Material- und Personaleinsatz und stellen die ökonomischen Kostenelemente

des vorliegenden Analyseansatzes dar. Dabei fallen Aufwendungen für den Kapitaleinsatz in Form von Zinsen an. Ob die proportional zum Kapitaleinsatz und zum Produktionsumfang zu entrichtenden Steuerzahlungen an den Staat ebenfalls als ökonomische Kosten von den SRI-Autoren berücksichtigt wurden, konnte ihren Darlegungen nicht entnommen werden. Soweit der einer bestimmten Stromerzeugungsmenge in einem bestimmten Jahr zuzurechnende Aufwand zu Ausgaben in den Jahren vor oder nach diesem Jahr führt, wird der Wert dieser Ausgaben für das Aufwandsjahr ermittelt, indem ein bestimmter Zinsaufschlag bzw. ein Zinsabschlag mittels der sogenannten Diskontierungsrate in Rechnung gestellt wird.

Die sozialen Kosten stellen mit der Stromerzeugung ursächlich verbundene Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit und Sicherheit oder auch des materiellen, von Menschen geschaffenen Vermögens dar. Beeinträchtigungen der Umweltqualität werden bei den sozialen Kosten nur indirekt berücksichtigt, insofern sie zu den erwähnten Gesundheits- und Vermögensschäden führen. Die Berücksichtigung weiterer sozialer Kosten wie Zerstörung des Landschaftsbildes z.B. durch Kühltürme, die die SRI-Autoren als zweitrangig gegenüber den von ihnen bereits mit Zahlen versehenen sozialen Kosten betrachten, wird einer späteren Analysephase vorbehalten. Alle berücksichtigten Schadenskategorien werden schließlich in monetären Größen ausgedrückt, die nach Angabe der SRI-Autoren dem finanziellen Aufwand entsprechen, den die Gesellschaft zur Vermeidung bzw. Beseitigung der mit der Stromerzeugung verbundenen physischen Schäden auszugeben bereit ist.

Besondere Bedeutung messen die SRI-Autoren der Berücksichtigung von sozialen Kosten bei, die sich durch massive Störungen der für die Stromerzeugung erforderlichen Aktivitäten auf den verschiedenen Stufen des Brennstoffzyklus ergeben, wobei jedoch die Auftretenshäufigkeit derartiger massiver Störungen innerhalb eines vorgegebenen Aktivitätsniveaus bzw. Zeitraums als vergleichsweise gering veranschlagt werden kann. Diese Kategorie von sozialen Kosten (erhebliche Folgen mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit), die beispielsweise durch einen Reaktorunfall, die Abzweigung von Plutonium oder Sabotageaktivitäten bedingt

sind, spielen insbesondere bei der Leichtwasserreaktortechnologie eine gewichtige Rolle und werden in Form des Erwartungswerts erfaßt.

Der Erwartungswert stellt die Summe der mit ihren Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichteten Folgen eines Ereignisses dar. Der auf einer diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilung beruhende Erwartungswert ist nach Ansicht der SRI-Autoren anzuwenden, wenn eine prinzipiell zu präferierende kontinuierliche Wahrscheinlichkeitsverteilung nicht ermittelt werden kann. Der Erwartungswert sei dann die geeignete statistische Größe, wenn die Folgeschäden, wie in der Analyse unterstellt wird, im Verhältnis zum Volksvermögen geringfügig sind. Sonst müsse die Risikoabneigung der Gesellschaft zusätzlich berücksichtigt und der sogenannte Gewißheitsäquivalenzwert berechnet werden.

Der Unsicherheit bei einzelnen Datenschätzungen wird in der vorliegenden Analyse Rechnung getragen, indem Teilberechnungen mit alternativen Ausgangsdaten durchgeführt werden (Sensitivitätsanalysen). Führen die Teilberechnungen mit alternativen Ausgangsdaten zu keinem wesentlich veränderten Ergebnis gegenüber der Berechnung mit dem zunächst ausgewählten Zahlenwert, gilt dieser Wert als die richtige Ausgangsgröße.

In dieser Studie wurde ein bestimmter gesundheitlicher oder ein Vermögensschaden mit einem gleich hohen finanziellen Äquivalent bewertet, unabhängig davon, ob dieser Schaden in dem betrachteten Jahr der Stromerzeugung, kurz danach oder sehr viel später auftritt, und auch unabhängig davon, welcher Personenkreis davon betroffen ist. Damit gehen in dieser Analyse die sozialen Kosten undiskontiert in die Gesamtberechnung ein und die Verteilungsproblematik bleibt ebenfalls ausgespart. Die Berücksichtigung der Verteilungsproblematik wollten die SRI-Autoren einer weiteren, jedoch nicht mehr im geplanten Maße realisierten Analysestufe vorbehalten.

Prinzipiell halten die SRI-Autoren es für erforderlich, die mit einer Stromerzeugungstechnologie gegebenenfalls verbundenen sozialen Nutzelemente, die neben den ökonomischen Nutzengrößen anfallen können, ge-

gen die sozialen Kosten aufzurechnen. Entsprechende Quantifizierungen oder auch nur Hinweise darauf, welche Auswirkungsbereiche hierfür in Frage kommen könnten, sind allerdings in den vorliegenden Darstellungen der Analyse nicht enthalten.

6.3 Überblick über das Analyseergebnis

Die von den SRI-Autoren für die Tagung vorgelegte Beispielsrechnung anhand des von ihnen zuvor entwickelten Analyseschemas wurde für die veröffentlichte Endfassung der Studie nur in wenigen Punkten geändert. Weitere Datenänderungen, die neuere Forschungsergebnisse in dem dazwischenliegenden Zeitraum bis zur Drucklegung erfordert hätten, konnten von den Autoren wegen einer fehlenden Fortsetzung der finanziellen Unterstützung nicht mehr berücksichtigt werden. Die Autoren gehen jedoch von der Annahme aus, daß auch ohne die erforderliche Aktualisierung von Einzeldaten das Gesamtergebnis im großen und ganzen die Wirklichkeit adäquat abbildet.

Die ökonomischen Kosten der Kohlestromerzeugung (Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten) - zwischen 0,0236 §/kWh und 0,0253 §/kWh je nach technologischer Ausgestaltung und Standort - sind im Jahre 1980 (Preisniveau von 1975) fast so hoch wie die ökonomischen Kosten der Kernstromerzeugung. Auf die Kernstromerzeugung entfallen zwischen 0,0247 §/kWh und 0,0250 §/kWh , je nach technologischer Ausgestaltung des Kernenergie-Brennstoffkreislaufs, wobei gegebenenfalls auch die Gutschrift des mit der Wiederaufarbeitung gewonnenen Urans und Plutoniums mit einbezogen ist. Wenn außerdem die anteiligen Stilllegungskosten für das Kernkraftwerk nach einer 35-jährigen Betriebsdauer (absolut: 10 % der Reaktorinvestitionskosten in Höhe von 800 Mio. §) und für die Wiederaufarbeitungsanlage mit einer 20-jährigen Betriebsdauer (absolut: 10 % der Investitionskosten für die Wiederaufarbeitungsanlage in Höhe von 500 Mio §) berücksichtigt werden, erhöhen sich die ökonomischen Kosten des Kernstroms um 0,00035 bzw. 0,00001 §/kWh . Dieser Kostenbestandteil

wurde allerdings nicht gesondert in die tabellarische Ergebnisübersicht des Originals zum Leichtwasserreaktor Brennstoffzyklus aufgenommen (siehe Tab. 1).

Bei der Kohle fallen mehr die Brennstoffkosten, bei der Kernenergie vor allem die Kapitalkosten ins Gewicht, wenn von einer jeweils gleich großen Arbeitsausnutzung in Höhe von 75 % eines 1000-MW_e-Kraftwerks ausgegangen wird.

Die sozialen Kosten der Kohle werden beherrscht von den Schwefeloxidemissionen während des Normalbetriebs eines Kohlekraftwerks bzw. von den durch sie bewirkten Gesundheitsschäden. Mögliche Strahlenbelastungen wurden als relativ unsicher bzw. gering beurteilt und damit bei den sozialen Kosten der Kohle nicht in quantitativer Form berücksichtigt.

Zu den strahlenbedingten sozialen Kosten der Kernenergie trägt der Normalbetrieb weniger bei als ungeplante Eingriffe in den Produktionsablauf wie Unfälle, Abzweigung von Plutonium und Sabotage. Je Störfall können sich zwar extrem hohe Kosten ergeben. Da ihre Eintrittswahrscheinlichkeit jedoch als sehr gering zu veranschlagen ist, wird auf ein Jahr Betrieb eines Kernkraftwerks bzw. auf die in dieser Zeitspanne erzeugten Kilowattstunden Strom nur ein Bruchteil dieser Folgeschäden als soziale Kosten angerechnet. Auf Unfälle entfallen weitaus geringere soziale Kosten als auf die Abzweigung von Plutonium und die Sabotage.

Die nicht-strahlenbedingten sozialen Kosten der Kernenergie entsprechen größenordnungsmäßig den strahlenbedingten sozialen Kosten bei Normalbetrieb. Die sozialen Kosten, die auf die nicht-strahlenbedingten Risiken der im Kernenergie-Brennstoffzyklus beschäftigten Personen entfallen, sind so groß wie alle anderen sozialen Kosten zusammen mit Ausnahme der Sabotage-Kosten.

Die sozialen Kosten der Kernenergie äußern sich weniger in Verlusten an Gesundheit und Leben als in Vermögensschäden. Insgesamt würden die sozia-

Tabelle 1: Soziale und ökonomische Kosten des Leichtwasserreaktor-Brennstoffzyklus +)

Quelle: Barrager/Judd/North (1976), S. 49, Table III-6.

Fuel Cycle Element	Total Economic Costs	Total Social Costs	Itemized Social Costs						
			Radiation Related				Nonradiation Related		
			Accident	Pu Diversion	Sabotage	Low Level	Occup'nl Hazards	Accidents	Occup'nl Hazards
Mining and Milling	.86	.007					.0007		.006
Conversion	.07	.001							.001
Enrichment	.96	.001							.001
Transportation (above elements)	.0007	.0007						.006	.0001
Fuel Fabrication	.32	.003	.000005	.002	.0004				.001
Fuel Transport	.001	.0014		.004	.000003			.0002	.00003
Reactor	22.38	.05	.002		.05	.00003	.001		.0001
Spent Fuel Transport	.14	.001	< 10 ⁻⁷	.0008	.00003	.00001	.00001	.0003	.00005
Reprocessing (fuel credit)	.53 (-.44)	.005	.000005	.002	.002	.00002	.0006		.0007
PuO ₂ Transport	.0007	.004	< 10 ⁻⁹	.004	.00008				
High-Level Waste Transport	.01	.0003	< 10 ⁻⁷	.0002	.00002	.00006		.00004	.00001
High-Level Waste Disposal	.038	.0	~ 0						
TOTAL (mills/kWh)	24.9	.08	.002	.01	.05	.0001	.002	.001	.01

All entries are mills per kilowatt-hour; 1980 costs in 1975 dollars. Illustrative data. See text for explanation.

+)
 Unausgefüllte Zellen der Matrixdarstellung zeigen entweder die geringfügige Bedeutung des jeweils angesprochenen Sachverhalts oder eine sachlogisch nicht mögliche Verknüpfung von Zeilen- und Spalten- eingang an.

len Kosten der Kernenergie gegenüber ihren ökonomischen Kosten erst ins Gewicht fallen, wenn sie die zwei- bis dreifache Größenordnung erreichen. Für eine derartige Erhöhung der sozialen Kosten der Kernenergie gibt es nach Ansicht der SRI-Autoren jedoch keine eindeutigen Anzeichen.

Während der Anteil der sozialen Kosten an den Gesamtkosten bei der Kernenergie unter 1 % bleibt, beträgt dieser Anteil bei der Kohle 5 bis 15 %. Bei etwa gleich hohen ökonomischen Kosten für die beiden Stromerzeugungsalternativen steht die Kohletechnologie aufgrund der hohen sozialen Kosten insgesamt ungünstiger da als die Leichtwasserreakorttechnologie. Angesichts dieser Berechnungsergebnisse halten die SRI-Autoren es für verwunderlich, daß die amerikanische Öffentlichkeit den Sicherheitsfragen der Kernenergie mehr Aufmerksamkeit widmet als den Gesundheitsgefahren der Kohle.

Sensitivitätsanalysen im Sinne einer Berechnung der Auswirkungen alternativer quantitativer Annahmen für die Kernstromerzeugung wurden in erster Linie für eine Variation der Kapitalkosten, des Grades der Arbeitsausnutzung, des Uranbrennstoffpreises sowie der technologischen Lösung für die Wiederaufarbeitung angestellt. Im wesentlichen handelt es sich hierbei um isolierte Teilüberlegungen darüber, inwieweit die berechneten ökonomischen Stromerzeugungskosten als stabil anzusehen sind.

Für die Höhe der sozialen Kosten der Kernstromerzeugung wurde festgestellt, daß auch bei einer Berücksichtigung der Risikoabneigung die sozialen Kosten durch Störfälle, Plutoniumabzweigung und Sabotage höchstens geringe zahlenmäßige Veränderungen aufweisen dürften. In allen drei Bereichen bewegen sich die Ergebnisse der Alternativrechnungen in denselben Größenordnungen wie das Ergebnis im Referenzfall. Sensitivitätsbetrachtungen über die Auswirkungen höherer physisch-konkreter Folgen bei Reaktorstörfällen werden auf der Basis von Berechnungen der Rasmussen-Studie und einer Studie der American Physical Society angestellt. Demnach ist höchstens mit einer Verzehnfachung dieser Teilgröße zu rechnen (0,00002 \$/kWh statt 0,000002 \$/kWh), die jedoch die Höhe der gesamten sozialen Kosten praktisch nicht beeinflußt.

Umfangreiche Sensitivitätsanalysen anhand einer Variation der monetären Größen, mit denen die in physischen Einheiten gemessenen Vermögens- und Gesundheitsschäden bewertet werden, wurden nicht durchgeführt. Es wird lediglich darauf hingewiesen, daß die Schäden durch Krankheitsfälle und Erbschäden sich erst dann auf die Höhe der gesamten sozialen Kosten durch Unfälle auswirken, wenn der monetäre Wert je physischer Schadenseinheit für Krankheitsfälle oder Erbschäden ebenso hoch wäre wie der monetäre Wert eines Todesfalls. Insgesamt stehen als Auswirkungen von Reaktorunfällen die Vermögensschäden mit Abstand an erster und die Verluste durch Todesfälle an zweiter Stelle (siehe die weiter unten wiedergegebene Abbildung 1).

6.4 Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der ökonomischen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie

Die für die Quantifizierung der ökonomischen - und sozialen - Kosten des Kernbrennstoffzyklus verwandten Datenquellen lassen sich in vier Kategorien einordnen:

- allgemein anerkannte Fachliteratur;
- Einzelinformationen von Experten aus den relevanten Fachgebieten, falls entsprechende Veröffentlichungen nicht vorlagen;
- vorläufige Schätzungen der SRI-Autoren;
- Vorschläge, die auf dem Workshop oder im Rahmen anschließender schriftlicher Stellungnahmen zur vorläufigen Fassung der SRI-Analyse vorgebracht wurden.

Für die Berechnung der ökonomischen Kosten der Kernstromerzeugung wurde eine Vielzahl von Detailinformationen gebraucht, die von den SRI-Autoren aus einer größeren Anzahl von Informationsquellen herausgefiltert wurden. Die folgende Tabelle 2 läßt dies deutlich erkennen.

Tabelle 2: Annahmen zur Berechnung der ökonomischen Kosten der Leichtwasserreaktor-Technologie ⁺⁾

Quelle: Barrager/Judd/North (1976), S. 30/31, Table III-2.

Quantity	Value	Source	Quantity	Value	Source
Generating Plant			Spent fuel disposal (.7 times high level waste disposal cost based on relative volume)	\$70/kg-fuel	Buckham
—Capital value	\$667/kw	SRI	Value of uranium ore (U ₃ O ₈) Range	\$20/lb	Deonigi, Kopelman, Mommsen
—Allowance for funds used during construction (Based on 6 year construction period and 10 percent billed rate)	20 percent	Cazalet et al.		\$11/lb	WASH-1327
—Annual fixed charge rate	17 percent	SRI		\$27/lb	Mommsen
—Capacity factor	75 percent	SRI	Value of plutonium (fissile)*	\$15/gram	Deonigi, 1973; WASH-1327, p.XI-43
—Operating costs	0.75 mills/kwh	Cazalet et al			
—Decommissioning	0.35 mills/kwh	Hodde			
Costs of conversion (U ₃ O ₈ —UF ₆)	\$3.75/kg-U	Deonigi			
Fuel fabrication costs: uranium-oxide fuel	\$80/kg-U	Deonigi			
mixed-oxide fuel	\$180/kg	Deonigi			
Transportation prior to fuel fabrication	\$0.01/ton-mi 0.5x10 ⁶ ton-mi/GWe	Cazalet' et al. WASH-1535, p.9.1-42			
Transportation of fabricated fuel	\$0.10/ton-mi 7.6x10 ⁴ ton-mi/GWe	SRI WASH-1535, p.9.1-42			
Transportation of spent fuel	\$30/Te-mile	Wolfe			
Spent fuel storage	\$7000/Te/year	Wolfe			
Reprocessing (including fission gas recovery, waste storage, waste solidification and waste encapsulation)					
	\$95/kg-fuel	Deonigi			
Range	\$30/kg-fuel	WASH-1327			
	\$120/kg-fuel	Wolfe			
Conversion to PuO ₂ and back to Pu(NO ₃) ₄	\$30/kg-fuel	Deonigi			
Plutonium transport to fuel fabrication					
Present safeguards and armored vehicles	\$0.02/gram/trip	WASH-1327, p.XI-45			
High level waste transport	\$2/kg-fuel	Deonigi			
High level waste disposal in mined cavity 1500 meters deep	\$10/kg-fuel	BNWL-1900, p. 3.71			

*Calculated on the basis of the value of uranium ore. Correction applied for increased mixed oxide fuel fabrication costs (\$180/kg). Reprocessed uranium is assumed to have only one-half the value of natural uranium because of U²³⁶ contamination.

Illustrative data. See text for explanation.

⁺⁾ Die ausführlichen Quellenangaben sind dem in dieser Auswertung nicht wiedergegebenen Literaturverzeichnis der SRI-Analyse zu entnehmen.

Gerade die Vielzahl der verwendeten Datenquellen legt die Schlußfolgerung nahe, daß es zumindest bis zum Zeitpunkt der Erstellung der vorläufigen Fassung der Analyse noch keine Veröffentlichung gab, aus der alle relevanten Basisinformationen für die Ermittlung der ökonomischen Kosten der Stromerzeugung auf der Basis der bereits kommerziell genutzten Leichtwasserreakorttechnologie ohne weiteres hätten entnommen werden können. Es fällt auf, daß bei den ökonomischen Kosten sowohl die Wiederaufarbeitungsaktivitäten (einschließlich Transport, mit Gutschrift des hierdurch gewonnenen Urans und Plutoniums), die Lagerung hochradioaktiver Abfälle als auch die Stilllegung des Reaktors und die auf den Reaktor anteilig entfallenden Stilllegungskosten für die Wiederaufarbeitungsanlage berücksichtigt werden.

Besonders kritisch für die ermittelten ökonomischen Kosten je Kilowattstunde ist offensichtlich die Annahme über den Grad der Arbeitsausnutzung des Modell-Kernkraftwerks. Statt 80 % in der vorläufigen Fassung wurde aufgrund der kritischen Stellungnahmen schließlich ein Faktor von 75 % zugrundegelegt, der allerdings von einigen Experten immer noch für unrealistisch hoch gehalten wird. Welche Bedeutung gerade dieser Parameter für das Berechnungsergebnis hat, geht aus der folgenden Variation der Arbeitsausnutzung und den parallel dazu schwankenden gesamten ökonomischen Kosten (mit Ausnahme der Stilllegungskosten) hervor.

Tabelle 3: Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit vom Grad der Arbeitsausnutzung

Quelle: Barrager/Judd/North (1976), S. 32.

Cost of Electricity	Capacity Factor				
	60 %	65 %	70 %	75 %	80 %
Nuclear	30.6	28.4	26.6	25.0	23.6
Coal	29.7	28.5	27.4	26.5	25.7

Für die Höhe der gesamten ökonomischen Kosten des Kernstroms sind die Kapitalkosten ebenfalls von zentraler Bedeutung (Anteil der Kapitalkosten an den gesamten ökonomischen Kosten: ca. 80 %). Aus einer Spannweite der spezifischen Investitionskosten zwischen 300 und 1000 §/kW wurde ein mittlerer Wert von 667 §/kW relativ willkürlich ausgewählt. Es wird damit gerechnet, daß sich dieser für den Zeitpunkt der Auftragserteilung ermittelte Wert, der sogenannte Auftragswert, bis zur Fertigstellung des Kraftwerks Anfang der 80er Jahre durch die erforderliche Kapitalverzinsung und die zu erwartende Inflationwirkung um 20 % erhöht.

Die Stilllegungskosten, die für den Reaktor und die Wiederaufarbeitungsanlage in Rechnung gestellt werden, werden als Prozentsatz von den ursprünglichen Anlagekosten ermittelt. 10 % der Reaktoranlagekosten werden anteilig auf 35 Reaktorbetriebsjahre umgerechnet. Von den Stilllegungskosten der Wiederaufarbeitungsanlage, die sich auf 10 % der Erstellungskosten belaufen, werden wiederum nur 10 % für einen 25-jährigen Beitrag der Wiederaufarbeitungsanlage zum Betrieb eines einzelnen Leichtwasserreaktors berücksichtigt, da unterstellt wird, daß die Wiederaufarbeitungsanlage insgesamt 10 Reaktoren gleichzeitig und über 25 Jahre hinweg versorgen kann. Die im Extremfall erst nach 35 bzw. 25 Jahren anfallenden Stilllegungskosten gehen undiskontiert in die Gesamtberechnung ein, da entsprechend dem zu verwendenden Diskontierungssatz eine gleich große, aber in gegenläufiger Tendenz wirkende Inflationsrate erwartet wird. Die aufgrund dieser Annahmen ermittelten Stilllegungskosten von 0,00035 und 0,00001 §/kWh wurden jedoch nicht in die Ergebnistabelle für die Stromerzeugungskosten des Leichtwasserreaktors aufgenommen (siehe oben Tab. 1). Vermutlich waren sie für die vorläufige Fassung der Analyse noch nicht berechnet worden.

6.5 Gewinnung und Transformation der Daten zur Bestimmung der sozialen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie

Zur Erfassung der sozialen Kosten werden die materiellen und gesundheitlichen Schäden ermittelt, die durch den normalen und vor allem durch den massiv gestörten Ablauf der einzelnen Phasen des Kernbrennstoffzyklus verursacht werden. Die Autoren vertreten zwar die Ansicht, daß Beeinträchtigungen nur ab einer gewissen Strahlenbelastung auftreten. In ihren Berechnungen verwenden sie jedoch in Abweichung hiervon eine Dosis-Schadens-Funktion ohne Schwellenwert.

Die sozialen Kosten werden für einzelne Phasen im Brennstoffkreislauf und für einzelne Ereignisse, die negative Folgewirkungen auslösen, getrennt berechnet (siehe die Zellen der Matrixdarstellung der weiter oben wiedergegebenen Tab. 1). Von besonderer Bedeutung für die sozialen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie sind in dem vorliegenden Analyseansatz Begleiterscheinungen der Stromerzeugungstechnologie, deren Eintreten innerhalb eines bestimmten Zeitraums durch einen mehr oder weniger großen Unsicherheitsfaktor gekennzeichnet ist.

Zur Bestimmung derartiger sozialer Kosten sind Informationen darüber erforderlich, mit welcher Wahrscheinlichkeit das negative Folgen auslösende Ereignis innerhalb eines Zeitraums - z.B. in einem Jahr - eintritt oder nicht, gegebenenfalls weiterhin spezifiziert nach Zwecken, die die Verursacher des Ereignisses damit verfolgen, wie hoch die Wahrscheinlichkeit des generellen "Erfolgs" des Ereignisses ist, gegebenenfalls weiterhin spezifiziert mit der Wahrscheinlichkeit der Handlung, die für das Auftreten von Folgeschäden zusätzlich erforderlich ist, und weiterhin ergänzt durch die Wahrscheinlichkeit, mit der die endgültigen konkreten Folgeschäden auftreten dürften. Für jede Phase der Ereigniskette sind die Eintrittswahrscheinlichkeiten (= relative Gewichte) von zwei oder mehr gleichzeitigen Möglichkeiten (einschließlich des Nicht-eintretens des Ereignisses) festzulegen, die sich jeweils zu der Gesamtgröße 1 ergänzen.

Wenn der am Ende der Kette stehende Folgeschaden mit einer monetären Größe bewertet und mit den verschiedenen Wahrscheinlichkeiten entlang der Kette bis hin zum ursprünglich auslösenden Ereignis multipliziert wird, liegt eine Teilgröße der mit dem auslösenden Ereignis verbundenen sozialen Kosten vor. Indem für alle Folgeschäden an den jeweiligen Enden der "Wahrscheinlichkeitsketten" diese Teilgrößen berechnet und addiert werden, erhält man die gesamten sozialen Kosten des betrachteten auslösenden Ereignisses in Form des Erwartungswerts (siehe Abb. 1).

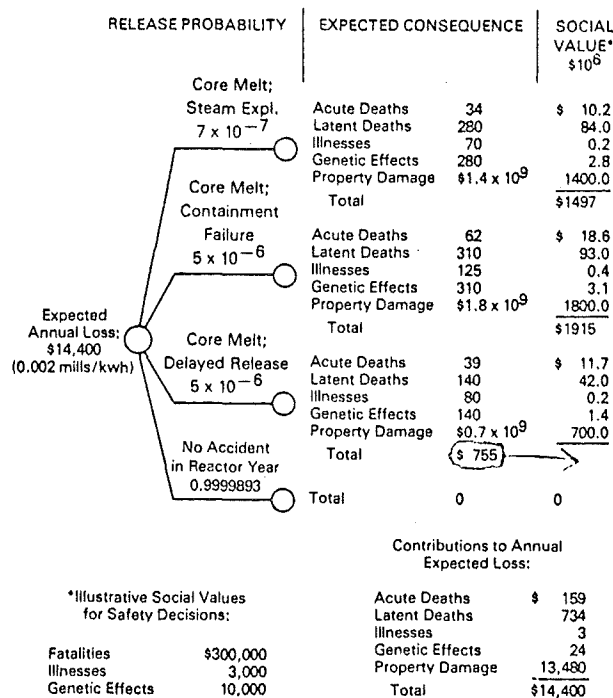


Abbildung 1: Überblick über die sozialen Kosten durch Reaktorunfälle
 Quelle: Barrager/Judd/North (1976), S. 36, Fig. III-4.

Es ist festzuhalten, daß zur Berechnung der so definierten sozialen Kosten sowohl eine möglichst wirklichkeitsgerechte Erfassung aller relevanten Ereignisse, Handlungen und Folgeschäden in Form einer Modellentwicklung erforderlich ist, als auch die Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Ereignisse und Handlungen sowie die monetären Äquivalente der Folgeschäden quantitativ bestimmt werden müssen. Dabei können die Wahrscheinlichkeiten gerade im Kernenergiebereich häufig nicht aufgrund von Erfahrungswerten als sogenannte objektive Wahrscheinlichkeiten, sondern nur als sogenannte subjektive Wahrscheinlichkeiten mit Hilfe von Expertenwissen ermittelt werden.

Die SRI-Autoren ermitteln die sozialen Kosten der Kernstromerzeugung getrennt für die beiden Teilbereiche mit und ohne Strahlenschäden. Im Teilbereich mit Strahlenschäden werden Unfälle, Plutoniumabzweigung, Sabotage, Freisetzung von niedriger Radioaktivität - während des normalen Ablaufs des Reaktorbetriebs und der notwendigen Transportaktivitäten innerhalb des Kernbrennstoffzyklus - und Risiken für im Brennstoffzyklus Beschäftigte als soziale Kosten auslösende Ereignisse berücksichtigt. In dem Teilbereich ohne Strahlenschäden werden die beiden Kategorien Unfälle und Risiken für im Brennstoffzyklus beschäftigte Personen näher analysiert (siehe hierzu die Spalteneinteilung der weiter oben wiedergegebenen Tab. 1).

Für die konkreten Folgeschäden werden folgende Indikatoren und Maßeinheiten benutzt:

- Strahlenexposition (man-rem) (bei niedriger Strahlenbelastung)
- Krankheiten und Verletzungen (Zahl der Fälle bzw. auch verlorene Manntage)
- Todesfälle (teilweise differenziert nach akuten Sterbefällen und Sterbefällen als Spätfolgen)
- Erbschäden (Zahl der Fälle)
- Vermögensschäden.

Dabei sind die genetischen Schäden sowie die durch Strahlenunfälle bedingten Krankheits- und Todesfälle gleichzeitig durch eine bestimmte Ganzkörperdosis, gemessen in man-rem, definiert:

- 100 Krebstodesfälle entsprechen 1 Million man-rem;
- 100 genetische Schadensfälle entsprechen 1 Million man-rem;
- 200 Krankheitsfälle entsprechen 1 Million man-rem.

Die in der einschlägigen Literatur als kritisch beurteilte Unterstellung einer linearen Beziehung zwischen einer bestimmten Ganzkörperexposition und einem Folgeschaden unabhängig von der von einer einzelnen Person empfangenen Strahlenmenge wurde von den SRI-Autoren als eine erste grobe Näherung bewußt in Kauf genommen.

Häufig lagen den Autoren der Analyse Zahlen zu den jährlichen physischen Folgeschäden für ein Kollektiv von 10, 40 oder 100 Kernkraftwerken vor. Durch Division mit der Anzahl der Blockeinheiten wurde der physisch-konkrete Schadensumfang ermittelt, der auf eine jährliche Stromerzeugungsmenge eines 1000-MW_e-Kraftwerks entfällt. Durch die anschließende Multiplikation mit dem monetären Wert einer physisch-konkreten Schadenseinheit und durch die Division mit der Zahl der jährlich erzeugten Kilowattstunden ergeben sich die gesuchten monetarisierten sozialen Kosten je Kilowattstunde Strom.

Je physischer Schadenseinheit wurde ein monetärer Wert unterstellt, dessen Höhe nach Ansicht der SRI-Autoren nicht die absolute Bedeutung einer Schadenseinheit, sondern vielmehr die Bereitschaft der Gesellschaft ausdrückt, wieviel sie zur Vermeidung bzw. Beseitigung dieser physischen Schadenseinheit auszugeben gewillt ist (willingness-to-pay-Methode). Die folgenden monetären Werte wurden der Berechnung der monetarisierten sozialen Kosten im Gesundheitsbereich zugrundegelegt:

- § 30 je man-rem (Ganzkörperdosis, bei niedriger Strahlenbelastung)
- § 50 je verlorenen Arbeitstag durch Krankheit oder Verletzung (nicht strahlenbedingt)
- § 300 000 je Todesfall (strahlenbedingt)
- § 3000 je Krankheitsfall (strahlenbedingt)
- § 10 000 je Erbschadensfall (strahlenbedingt).

Eine explizite Begründung für die Auswahl dieser monetären Werte im Gesundheitsbereich haben die SRI-Autoren nicht in die Darstellung ihrer Analyse aufgenommen. Die Frage, ob diese monetären Werte in ihrer jeweiligen absoluten Höhe sinnvoll und untereinander kompatibel sind, wurde nicht erörtert. Die monetären Werte wie auch die quantifizierten physisch-konkreten Schadensfolgen je Stufe oder Aktivität im Leichtwasserreaktor-Brennstoffzyklus wurden insgesamt mehreren anderen Veröffentlichungen entnommen.

In seiner in der Darstellung der Analyse wiedergegebenen Stellungnahme zur SRI-Analyse kritisiert Harvey Brooks von der Harvard University, daß z.B. für die Auswahl des monetären Werts in Höhe von \$ 300 000 für einen Todesfall keine Quelle angegeben wurde. Hierbei handelt es sich nach Ansicht von Brooks um einen Wert, der zwar häufiger in Analysen mit anderer Themenstellung zur Quantifizierung herangezogen werde. In diesen Fällen handle es sich jedoch um ein individuelles Risiko, das freiwillig eingegangen werde. Demgegenüber stellten die möglicherweise mit dem Kernenergieeinsatz verbundenen Todesfälle ein unfreiwilliges Risiko dar. Auf jeden Fall müßten ein Tod kurz nach dem Unfall, ein Tod erst 30 Jahre nach dem Unfall, der Tod eines jungen Menschen oder der eines alten Menschen jeweils unterschiedlich bewertet werden.

Umfang und Art der Berücksichtigung der materiellen Vermögensschäden gehen aus der Darstellung der Analyse nicht eindeutig hervor. Offensichtlich ergeben sich die monetarisierten sozialen Kosten aus den Aufwendungen zur Beseitigung von Kontaminationsschäden an Vermögensgegenständen (vgl. die - hier nicht wiedergegebene - Abb. III-2 des Originals (S. 34)). Der konzeptionelle und datenmäßige Ansatz für die Vermögensschäden wurde in WASH-1400 (Rasmussen-Studie) entwickelt und von dort von den SRI-Autoren direkt übernommen.

Bei der Berechnung der sozialen Kosten durch Unfälle mit Freisetzung von Radioaktivität im Reaktorbereich (siehe die weiter oben wiedergegebene Tab. 1) stützen sich die SRI-Autoren im wesentlichen auf die vorläufige Fassung der Rasmussen-Studie (WASH-1400) und einen Bericht zur Sicherheit der Leichtwasserreaktoren der American Physical Society, der sich über-

wiegend auf die Ermittlung der langfristigen Gesundheitsfolgen beschränkt. Der Rasmussen-Studie wurden die Unfallausprägungen und die konkreten Folgewirkungen in Form von Krankheits-, Todesfällen etc. entnommen. Von den insgesamt neun in der Rasmussen-Studie betrachteten Unfallausprägungen wurden für die SRI-Analyse die drei "gewichtigen" und zusätzlich die Möglichkeit, daß es zu keinem Störfall kommt, ausgewählt. Beide Quellen wurden auch zur Abwägung der Auswirkungen unterschiedlicher quantitativer Annahmen über die konkreten Folgeschäden - z.B. Berücksichtigung einer höheren Bevölkerungsdichte in der Nähe des Kernkraftwerks - herangezogen (Sensitivitätsanalyse). Bei Unterstellung einer erhöhten Bevölkerungsdichte ergaben sich für die sozialen Kosten sowohl durch Gesundheits- als auch durch Vermögensschäden keine größeren Veränderungen, so daß die SRI-Autoren die Hypothese einer möglicherweise signifikanten Abhängigkeit des Gesamtergebnisses von der Bevölkerungsdichte und damit eine hierdurch bedingte Benachteiligung des Kernstroms gegenüber dem Kohlestrom zurückweisen konnten.

Für Unfälle mit Freisetzung von Radioaktivität bei der Brennelementherstellung und bei der Wiederaufarbeitung wird mangels besserer Informationen unterstellt, hier träte jeweils nur ein Zehntel der entsprechenden im Reaktorbereich zu erwartenden sozialen Kosten auf. Da die Kapazität dieser Anlagen als ausreichend für zugleich 40 Leichtwasserreaktoren angesehen wird, ist in diesen beiden Fällen 1/400 des zuvor ermittelten Werts anzusetzen (0,000005 anstelle von 0,002) (siehe die weiter oben wiedergegebene Tab. 1).

Die sozialen Kosten, die für die Unfallgefahren mit Freisetzung von Radioaktivität beim Transport von abgebrannten Brennstäben, von Plutonium und von hochradioaktiven Abfällen angesetzt wurde ($<10^{-7}$, $<10^{-9}$, $<10^{-7}$ mills per kilowatt-hour, d.h. $<10^{-10}$, $<10^{-12}$ und $<10^{-10}$ g/kWh) beruhen auf zwei Spezialuntersuchungen (WASH-1238 und BNWL-1846⁺), deren Ergebnisse in nur

⁺) Die ausführliche Formulierung dieser Literaturquellen ist dem hier nicht wiedergegebenen Literaturverzeichnis des Originals zu entnehmen.

leicht veränderter Form direkt übernommen wurden. Für alle sonstigen Phasen des Kernbrennstoffzyklus wurden die entsprechenden Unfallgefahren mit Freisetzung von Radioaktivität von den SRI-Autoren als so niedrig eingeschätzt, daß hierfür keine sozialen Kosten eingesetzt wurden.

Für die sozialen Kosten der Abzweigung spaltbaren Plutoniums und der Sabotage beziehen sich die SRI-Autoren zwar auf einige Ansätze anderer Forschergruppen, im wesentlichen haben sie jedoch ein eigenes Konzept erarbeitet, das der Erfassung der Folgen eines Reaktorunfalls ähnlich ist, und hierzu eigene Schätzungen vorgelegt. Für diese Schätzungen muß ohnehin, weil hier durch die Beteiligung des Faktors Mensch die herkömmlichen datenorientierten analytischen Techniken zur Festlegung von Wahrscheinlichkeiten versagen, auf Expertenwissen und damit auf subjektive Wahrscheinlichkeiten zurückgegriffen werden. Die SRI-Autoren gehen davon aus, daß die von ihnen hierzu vorgelegten Berechnungen als besonders vorläufig zu betrachten sind und einen Genauigkeitsgrad aufweisen, der um ein bis zwei Größenordnungen schwanken dürfte.

Die sozialen Kosten der Plutoniumabzweigung beim Transport von Plutonium und eines Sabotageakts im Reaktorbereich werden nach demselben Grundmodell entwickelt (siehe die im folgenden wiedergegebenen Abb. 2 und 3). Im Sabotagefall werden lediglich zusätzliche Überlegungen darüber vorgeschaltet, mit welchen Sicherheitseinrichtungen der hier betrachtete Modellreaktor ausgestattet sein dürfte, da die für die Sicherheitseinrichtungen jährlich anfallenden ökonomischen Kosten in einem umgekehrt proportionalen Verhältnis zu den jährlichen sozialen Kosten durch Sabotage stehen.

Die sozialen Kosten durch Plutoniumabzweigung und Sabotage im Bereich der anderen Phasen des Kernbrennstoffzyklus wurden überwiegend durch Abwägung der zu unterstellenden quantitativen Veränderungen gegenüber den beiden Ausgangsmodellen ermittelt. Bei der Plutoniumabzweigung schwanken die Werte jeweils um einen Faktor zwischen 0,06 und 1,0 gegenüber dem Ausgangswert für den Plutoniumtransport. Bei der Sabotage schwanken die Werte jeweils um einen Faktor zwischen 0,00007 und 0,04 gegenüber dem Ausgangswert für Sabotage direkt am Reaktor.

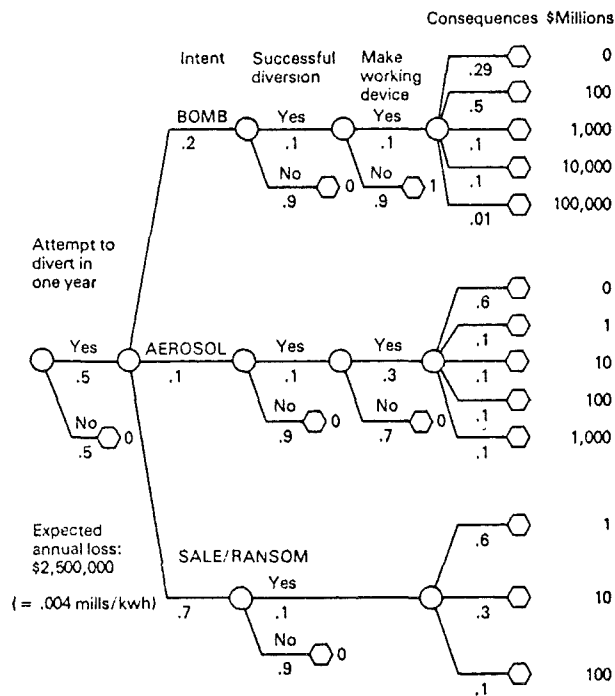


Abbildung 2: Illustrationsmodell für die Abzweigung von Plutonium beim Plutoniumtransport (100 Reaktoren)

Quelle: Barrager/Judd/North (1976), S. 41, Fig. III-5.

Es zeigt sich, daß bei diesem Quantifizierungsversuch der sozialen Kosten durch Sabotage und Plutoniumabzweigung sowohl bei der Zuordnung der Wahrscheinlichkeiten als auch bei der Zuordnung von monetären Werten ziemlich mechanisch vorgegangen wurde. Offensichtlich wurden hierbei die Dollarwerte unmittelbar, ohne Zwischenschaltung der physisch-konkreten Folgeschäden zugeordnet. Insbesondere wenn derartige Berechnungen zur Festlegung des Umfangs von die sozialen Kosten verringernden Sicherheitsvorkehrungen und damit von zusätzlichen ökonomischen Kosten verwendet werden sollen (trade-off von ökonomischen und sozialen Kosten), ist nach Ansicht der Autoren eine Verfeinerung dieses ersten Quantifizierungsversuchs unerlässlich.

Die erforderlichen Angaben für die sozialen Kosten in den übrigen vier Kategorien (Schäden durch niedrige Radioaktivität, Strahlenschädigungen

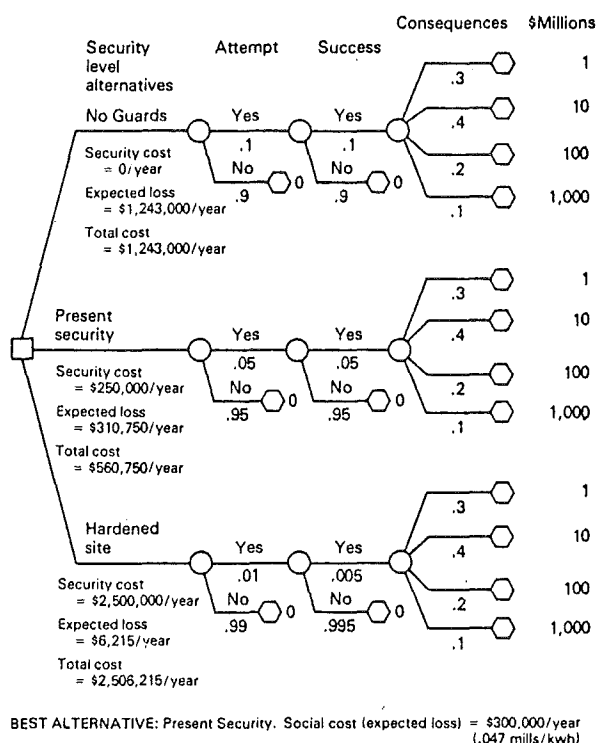


Abbildung 3: Illustrationsmodell für Reaktorsabotage

Quelle: Barrager/Judd/North (1976), S. 43, Fig. III-6.

der im Kernbrennstoffkreislauf beschäftigten Personen, Unfälle ohne Freisetzung von Radioaktivität, Nicht strahlenbedingte Schädigungen der im Kernbrennstoffkreislauf beschäftigten Personen) wurden aus verschiedenen Informationsquellen, insbesondere aus WASH-1535, Sagan (1972) und WASH-1238⁺) teils bereits in monetarisierter Form, teils in Form physich-konkreter Indikatoren übernommen.

⁺) Die ausführliche Formulierung dieser Literaturquellen ist dem hier nicht wiedergegebenen Literaturverzeichnis des Originals zu entnehmen.

6.6 Zusammenfassende Einschätzung der empirischen Analyse

Wie bereits in Abschnitt 6.1 dargelegt, war es das erklärte Ziel der SRI-Analyse, Stellungnahmen und Diskussionen herauszufordern. Sie wurden in der Endfassung der Analyse auf zugleich direkte und indirekte Weise berücksichtigt: durch die wörtliche Wiedergabe von mehreren schriftlichen Stellungnahmen und durch die partiellen Veränderung oder Ergänzung einzelner Quantifizierungsschritte, durch zusätzliche Rechtfertigungen oder Einschränkungen der Aussagekraft der vorgelegten Analyse. Insgesamt wollen die Autoren der Analyse den von ihnen zusammengestellten Zahlen jedoch nur Illustrationscharakter zugewiesen, d.h. weiterhin als vorläufig betrachtet wissen.

Die zahlreichen Stellungnahmen unterschiedlichen Detaillierungsgrades zu der SRI-Analyse sollen im folgenden in zusammengefaßter Form wiedergegeben werden. Mit der Bündelung der Reaktionen zu den Schwerpunkten "Qualität und Darstellung des Datenmaterials zur Quantifizierung der sozialen Kosten der Leichtwasserreakorttechnologie" und "generelle Aussagefähigkeit des Analyseansatzes" wird gleichzeitig eine eigene Einschätzung der vorliegenden empirischen Analyse verbunden. Implizit wird hiermit der vorliegende Analyseansatz auch im Hinblick auf seine Anwendbarkeit auf den Schnellen Brutreaktor verbunden, dessen Datenbasis sowohl zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Analyse als auch heute noch als weitaus eingeschränkter zu beurteilen ist.

Die den technisch-ökonomischen Ablauf der Kernstromerzeugung begleitenden bzw. massiv störenden Ereignisse und Handlungen lösen einen teilweise über mehrere Stufen laufenden technisch-naturwissenschaftlichen Wirkungsmechanismus aus, an dessen Ende die am Menschen oder an materiellen Vermögenswerten lokalisierbaren Folgeschäden stehen. Die Erfassung dieser Folgeschäden wird allgemein als Aufgabe der Naturwissenschaftler und Techniker angesehen, unter denen bisher keine Einigung über Art und Umfang der mit dem Kernenergieeinsatz verbundenen Folgeschäden und ihre geeignete Erfassung erzielt werden konnte. Auch die Wahrscheinlichkeit der Realisierung einzelner Ereignisse und Handlungen innerhalb der Wir-

kungskette ist äußerst schwer zu bestimmen. Bei Sabotageakten und Plutoniumabzweigungsversuchen ist das Problem des Unsicherheitsfaktors ohnehin nur mit Hilfe subjektiver Expertenmeinung zu lösen. Die weitere Erforschung aller relevanten quantitativen Größen gerade in diesen beiden Auswirkungsbereichen wurde in den Stellungnahmen zur vorliegenden Analyse weitgehend als vorrangig betrachtet. Aber auch die politischen Risiken von Stromerzeugungsalternativen sollten nach Meinung einiger Kritiker in den Analyseansatz integriert werden.

Die Verwendung des statistischen Begriffs "Erwartungswert" zur Quantifizierung katastrophaler Folgen mit geringen Wahrscheinlichkeiten (Reaktorunfälle, Plutoniumabzweigung, Sabotage im Reaktorbereich sowie langfristige Lagerung radioaktiven Abfalls) wird von Cochran als methodisch nicht haltbar angesehen. Obwohl diese Kritik von den SRI-Autoren anerkannt wurde, haben sie selbst keinen Weg aufgezeigt, der statt dessen verfolgt werden könnte. Auf dem Workshop wurde auf die Möglichkeit hingewiesen, die sozialen Kosten nicht mit Hilfe des Erwartungswerts, sondern auf der Basis des "worst possible case", des jeweils ungünstigsten Falls, zu quantifizieren.

Die Transformation der physisch-konkreten Folgeschäden mit Hilfe monetärer Größen in soziale Kosten hat in den Stellungnahmen keinen allzu breiten Platz eingenommen. Ein Grund hierfür dürfte sein, daß bereits im Vorfeld der physisch-konkreten Folgen noch genügend kontroverse Einzelfragen zu klären sind. Sowohl die absoluten monetären Größen als auch der von den SRI-Autoren der Monetarisierung zugrundegelegte theoretische Erklärungsansatz ("willingness to pay": welche finanziellen Einbußen der Stromabnehmer bzw. die Gesellschaft zur Vermeidung der Folgeschäden auf sich zu nehmen bereit ist) bedürfen weitergehender Erörterung. Ein alternativer Bewertungsansatz, so der Vorschlag in einer Stellungnahme, bestünde z.B. in der Berücksichtigung der für ein Menschenleben geltend gemachten Schadensersatzforderungen einschließlich der mit dieser Geltendmachung verbundenen Gerichtskosten. Allerdings ist zu beachten, daß letztlich jeglicher Versuch, den Wert eines Menschenlebens in Geldeinheiten auszudrücken, auf mehr oder weniger großen Widerspruch stoßen wird. Eine Differenzierung der Bewertung eines Menschenlebens nach Alter, sozialem Status

oder sonstigen Merkmalen dürfte darüber hinaus gerade bei einer zukunftsorientierten Studie wie der Kosten-Nutzen-Analyse auf praktisch unüberwindbare Schätzprobleme stoßen.

Die Monetarisierung der Folgeschäden ist insbesondere für den einen von den SRI-Autoren anvisierten Verwendungszweck der Analyse, wieviel zusätzliche ökonomische Kosten der Stromabnehmer zur Vermeidung bzw. Reduzierung von Folgeschäden des Kernenergieeinsatzes in Kauf zu nehmen bereit ist, von zentraler Bedeutung. Bei Orientierung der Strompreise an den Stromgestehungskosten wird der Umwandlung sozialer Kosten (= negative externe Effekte) in ökonomische Kosten im Sinne des wirtschaftstheoretischen Internalisierungskonzepts insofern große Bedeutung beigegeben, als die Anpassung des Strompreises an die langfristigen und umfassenden Grenzkosten der Stromproduktion als ein Schritt auf dem Weg zur Realisierung des gesamtwirtschaftlichen Optimums angesehen wird.

Generell wird an der Darstellung der empirischen Daten bemängelt, daß durch sie das Verständnis der Analyse bei den Politikern und in der Öffentlichkeit nicht gerade sehr erleichtert wird. Dieser Mangel könne, so wird verschiedentlich geäußert, durch eine andere Anordnung der Daten, einen exakten Quellennachweis aller verwendeten Daten und durch eine andere Kommentierung soweit behoben werden, daß schließlich eine konsensfördernde Diskussion aller interessierten Experten und Laien zu einer derartigen Analyse in Gang kommt. Es muß jedoch zumindest bezweifelt werden, ob bei der Vielzahl der benötigten Daten und der Weiterverarbeitungsschritte eine unmittelbar einsichtige und kontroverse Punkte einbeziehende Darstellung einer derartigen Analyse möglich ist.

Einige Gutachter halten es für äußerst bedenklich, quantitative Analyseergebnisse vorzulegen, die nicht sorgfältig genug erarbeitet wurden. Denn Zahlenergebnisse üben unabhängig von der Zuverlässigkeit der ihnen zugrundeliegenden Datenquellen stets eine gewisse Suggestion aus, so daß bei der Auswahl der Inputdaten mit besonderer Sorgfalt vorzugehen ist. Es wird auf die Gefahr hingewiesen, daß womöglich zu viele relevante Informationen nicht in ausreichender Eindeutigkeit beschafft werden können, so daß nicht zuletzt aus diesem Grunde auf eine Kosten-Nutzen-Analyse zur

Entscheidungsfindung im Energiebereich verzichtet werden müsse. Ergänzend zu diesen Kritikermeinungen ist anzumerken, daß bei einer Anwendung des Analysekonzepts auf eine längst noch nicht kommerziell einsatzbereite Stromerzeugungstechnologie wie z.B. den natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor die Problematik der Datengewinnung noch weitaus größer sein dürfte.

Vergleichsweise am eingehendsten hat sich die Mehrzahl der Stellungnahmen mit der Aussagekraft bzw. den Verwendungsmöglichkeiten des Analyseansatzes befaßt.

Ihre Zielsetzung, zukünftige Forschungsschwerpunkte aufzuzeigen, hat die Analyse erfüllt, indem sie die Notwendigkeit weiterer Forschungsaktivitäten zur Plutoniumabzweigung, zur Sabotage und zu den gesundheitlichen Folgen des Kernenergie-, aber auch des Kohleeinsatzes aufgezeigt hat. Auf die Problematik der Internalisierung externer Effekte, indem mögliche soziale Kosten von vornherein in ökonomische Kosten umgewandelt werden, wurde bereits weiter oben hingewiesen.

Für die Entscheidung, ob an einem bestimmten Standort bzw. in einem bestimmten Stromversorgungsgebiet ein Kohle- oder ein Kernkraftwerk gebaut werden soll, wird der Analyseansatz als grundsätzlich geeignet, wenn auch als nicht detailliert genug betrachtet. Hierfür müßten mehr standortspezifische Auswirkungen (z.B. Auswirkungen der Kühltürme oder von zusätzlichen Hochspannungsleitungen, Zerstörung des Landschaftsbildes usw.) berücksichtigt werden, aber schließlich auch gesamtwirtschaftliche und gesamtgesellschaftliche Folgen wie Beeinträchtigung demokratischer Rechte durch einen massiven Ausbau der Kernenergie, Erschöpfung bzw. Nicht-Erschöpfung von Rohstoffvorräten u.a.m. Eine Berücksichtigung der Folgen, die erst durch den massiven Einsatz der Kernenergie auftreten, gerade auch bei der Einschätzung eines einzelnen Kernkraftwerks wird in einer Stellungnahme besonders nachdrücklich gefordert, weil sonst weiterhin auf der einzelwirtschaftlichen Ebene Entscheidungen gefällt würden, die zwar größere Auswirkungen auf der Makroebene, d.h. im gesamtgesellschaftlichen Bereich, haben, die jedoch in den konkreten einzelwirtschaftlichen Entscheidungssituation unbeachtet bleiben. Außerdem können sich bestimmte Umweltbelastungen durch ein einzelnes Kernkraftwerk gerade erst dann be-

merkbar machen, wenn mehrere Kernkraftwerke gleichzeitig in Betrieb sind. Damit müßten auch für die Analyse eines einzelnen Kraftwerks Informationen gewonnen bzw. Annahmen darüber gemacht werden, wieviel Kernkraftwerke sich gleichzeitig in einem bestimmten geographischen Raum befinden.

Es wurde aber auch unter den Kritikern die Meinung vertreten, daß ein Elektrizitätsversorgungsunternehmens seine Entscheidung, ob ein Kohle- oder Kernkraftwerk errichtet werden soll, weniger an einer umfassenden Erfassung der ökonomischen und sozialen Kosten orientiert als ausschließlich daran, welche Stromerzeugungstechnologie dem Unternehmen den größeren ökonomischen Ertrag gewährleistet.

Auf ziemlich einhellige Ablehnung ist der ursprüngliche Anspruch des vorgelegten Analyseansatzes gestoßen, er stelle eine Entscheidungshilfe für die Auswahl der geeigneten energiepolitischen Strategie für die Vereinigten Staaten von Amerika dar. Gerade die Frage nach der geeigneten energiepolitischen Strategie - einschließlich der Alternative der Energieeinsparung - mit ihren Auswirkungen z.B. auf das Problem der Weiterverbreitung von Atomwaffen und die langfristige Forschungs- und Entwicklungspolitik im Energiebereich wird aber als eines der wichtigsten Entscheidungsprobleme in der energiewirtschaftlichen Praxis angesehen. Aber auch jene Stellungnahmen, in denen der vorgelegte Analyseansatz ganz unverhüllt zurückgewiesen wird, enthalten keine konkreten Anhaltspunkte, ob und wie derartige Fragestellungen in ein primär auf quantitativen Größen beruhendes Analysekonzept umgesetzt werden könnten.

In einer Gegenreaktion auf die Stellungnahmen deuten die Autoren der SRI-Analyse selbst an, daß in einem Analysekonzept zu nationalen energiepolitischen Fragestellungen auch die primären und sekundären Auswirkungen der Ausweitung, Verringerung oder Schließung sonstiger kerntechnischer Anlagen und Aktivitäten neben dem Bau und dem Betrieb der Reaktoren zu berücksichtigen seien (z.B. Abbau bzw. Schonung vorhandener Kohlevorräte, Steigerung des Uranpreises bei überwiegender oder

ausschließlicher Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung und Nutzung bzw. Nicht-Nutzung der Vorteile der Kostendegression durch vermehrte bzw. verringerte Beanspruchung der sonstigen kerntechnischen Anlagen im Brennstoffzyklus).

Auffällig ist, daß in den verhalten-kritischen Stellungnahmen neben der bereits oben angesprochenen Notwendigkeit, zusätzliche Auswirkungskategorien auf der Kostenseite zu berücksichtigen, mehrfach auch eine explizite Berechnung der Nutzelemente in gleicher Breite und Tiefe gefordert wird. So solle z.B. geprüft werden, ob die gesamten Kosten des jeweils kostengünstigsten Energieträgers auch tatsächlich geringer sind als der ihm zurechenbare Nutzen, der mit dem am wenigsten nützlichen aktuellen oder zukünftigen Stromverwendungszweck erzielt wird. Nähere Ausführungen dazu, wie die Nutzelemente erfaßt und monetär bewertet werden sollten, fehlen jedoch. Die Chancen, daß diese Anregungen erfolgversprechend in einen Quantifizierungsansatz umgesetzt werden können, dürften damit von vornherein als nicht besonders hoch einzuschätzen sein.

In den extrem kritischen Stellungnahmen wird die Meinung vertreten, daß die umfassende Frage nach der geeigneten nationalen energiepolitischen Strategie mit Hilfe einer quantitativen Analyse überhaupt nicht beantwortet werden könne, da es sich hierbei um ein profundes ethisches Problem handle. In diesem Zusammenhang wird auch die Hypothese geäußert, daß in einer sich schnell wandelnden und durch potentielle Erpressung, Sabotage und Terroraktivitäten gekennzeichneten gesellschaftlichen Situation die Kernenergie, die unter anderen Bedingungen zur Stromerzeugung eingesetzt werden könnte, abzulehnen sei.

Literaturverzeichnis

- Barrager, Stephen M., Judd, Bruce, R., North, D. Warner, (Decision Analysis Department, Stanford Research Institute), The Economic and Social Costs of Coal and Nuclear Electric Generation, A Framework for Assessment and Illustrative Calculation for the Coal and Nuclear Fuel Cycles, A Discussion Paper Prepared for an Environmental Workshop held at the MITRE Corporation, May 27-28, 1975, with comments and conclusions from the workshop, Washington, D.C., March 1976
- Barrager, S.M., Judd, B.R., North, D.W., Decision Analysis of Energy Alternatives: A Comprehensive Framework for Decision-Making, in: Karam, R.A., Morgan, K.Z. (eds.), Energy and the Environment - Cost-Benefit Analysis, Proceedings of a Conference Held June 23-27, 1975, Sponsored by the School of Nuclear Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia 30332 U.S.A., New York / Toronto / Oxford / Sydney / Braunschweig / Paris 1976 (Supplement I to Energy, An International Journal, Georgia Institute of Technology, Series in Nuclear Engineering), S. 549-571
- Bernardi, R., Borko, B., MITRE Corporation, Quantitative Environmental Comparison of Coal and Nuclear Generation Workshop Summary, MITRE Technical Report, MTR-7004, September 1975
- Brewer, Shelby T. (Energy Research and Development Administration, Washington, D.C., 20545), Quantification and Comparison of External Costs of Nuclear and Fossil Electrical Power Systems, in: Karam, R.A., Morgan, K.Z. (eds.), Energy and the Environment - Cost-Benefit Analysis, Proceedings of a Conference Held June 23-27, 1975, Sponsored by the School of Nuclear Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia 30332 U.S.A., New York / Toronto / Oxford / Sydney / Braunschweig / Paris 1976 (Supplement

I to Energy, An International Journal, Georgia Institute of Technology, Series in Nuclear Engineering), S. 506-530

- Cochran, Thoma B., The Liquid Metal Fast Breeder Reactor, An Environmental and Economic Critique, Baltimore and London 1974
- Cochran, Thomas B., Speth, J. Gustave, Tamplin, Arthur R., Bypassing the Breeder, A Report on Misplaced Federal Energy Priorities, Natural Resources Defence Council, Inc., Washington, March 1975
- Energy Research and Development Administration (Division of Reactor Research and Development), The LMFBR - Its Need and Timing, A Discussion of the Need To Continue Timely LMFBR Development, Including Comments On "Bypassing The Breeder" by NRDC, May 20, 1975 (ERDA-38)
- MacAvoy, Paul W., Economic Strategy for Developing Nuclear Breeder Reactors, Cambridge, Massachusetts / London 1969
- MITRE Corporation, Proceedings of Quantitative Environmental Comparison of Coal and Nuclear Elektrical Generation and their Associated Fuel Cycles Workshop, Volumes I and II, MITRE Technical Report, MTR-7010, August 1975
- Nuclear Energy Study Group (Spurgeon M. Keeny, Jr., Chairman), Nuclear power, issues and choices, Cambridge, Massachusetts, 1977 (deutsche Fassung: Das Veto, Der Atombericht der Ford Foundation, Frankfurt am Main 1977)
- Office of Energy Systems Analysis, Division of Reactor Research and Development, United States Atomic Energy Commission, Comparative Risk-Cost-Benefit Study of Alternative Sources of Electrical Energy, A Compilation of Normalized Cost and Impact Data for Current Types of Power Plants and Their Supporting Fuel Cycles, Washington, D.C., December 1974 (WASH-1224)

- Stauffer, T.R., Wyckoff, H.L., Palmer, R.S.,
The Liquid Metal Fast Breeder Reactor, Assessment of Economic Incentives, Conference on Frontiers of Power Technology, Stillwater, Okla., Oct. 1-2, 1975 (AED-Conf. 1975, 467-002)
- U.S. Atomic Energy Commission (Division of Reactor Development and Technology), Cost-Benefit Analysis of the U.S. Breeder Reactor Program, April 1969 (WASH-1126)
- U.S. Atomic Energy Commission (Division of Reactor Development and Technology), Updated (1970) Cost-Benefit Analysis of the U.S. Breeder Reactor Program, January 1972 (WASH-1184)
- U.S. Atomic Energy Commission, Proposed Final Environmental Statement, Liquid Metal Fast Breeder Reactor Program, December 1974 (WASH-1535)
- U.S. Energy Research and Development Administration, Final Environmental Statement, Liquid Metal Fast Breeder Reactor Program, December 1975 (ERDA-1535)