KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH
GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG

Programmgruppe
Systemforschung und Technologische Entwicklung

Der Energieaufwand für den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken

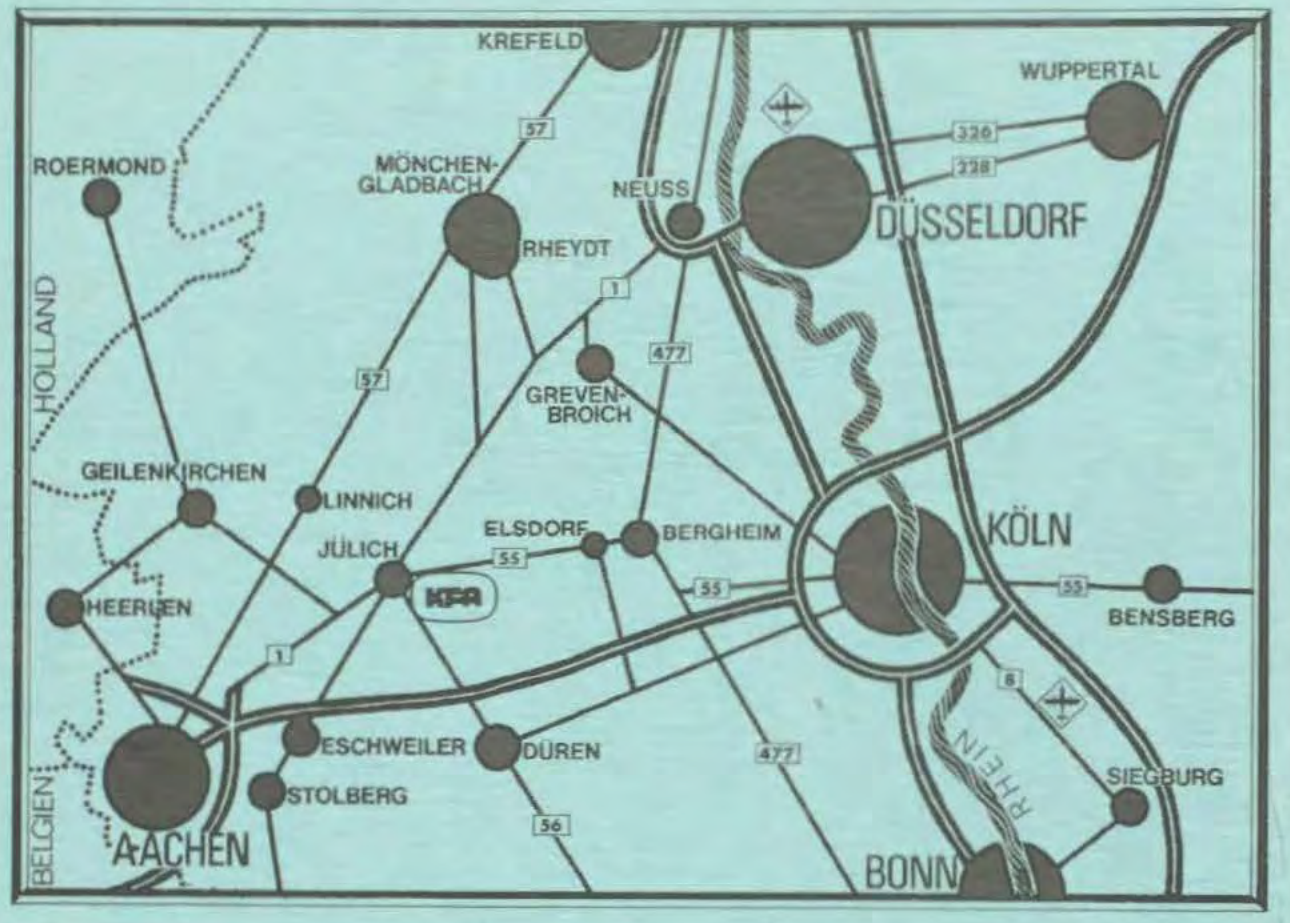
von

G. Kolb, F. Niehaus, St. Rath-Nagel,

A. Voss

Jül - 1230
August 1975

Als Manuskript gedruckt



Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Nr. 1230

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Jül - 1230

Dok.: Nuclear Power Plant - Construction

Nuclear Power Plant - Operation

Nuclear Power Plant - Energy Investment

Im Tausch zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich, Bundesrepublik Deutschland

Der Energieaufwand für den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken

von

G. Kolb, F. Niehaus, St. Rath-Nagel,

A. Voss

Abstract:

The production of electric energy requires energy investments not only for direct fuel input but for the construction of power plants and for the extraction of primary energy fuels as well. When the overall energy balance of energy converting systems has to be assessed these energetic investments must be included.

In the present investigation the overall energy input of different nuclear power plant types (comprising the nuclear fuel cycle) is computed and compared with a coal-fired plant. Moreover a time-dependent energy balance for the expansion of nuclear capacity according to the existing nuclear programs is calculated. Even applying only Light Water Reactors the nuclear expansion program (with an installed capacity of 50 GW_{el} in 1985 and 170 GW_{el} in 2000) would result in an accumulated fossil fuel saving of approximately the tenfold amount of primary energy consumed in the Federal Republic of Germany yearly today.

Kurzfassung:

Die Erzeugung elektrischer Energie erfordert über den direkten Brennstoffeinsatz hinaus Energieinvestitionen für den Bau der Kraftwerksanlagen und für die Produktion der Primärenergie.
Bei der Beurteilung der gesamten Energieökonomie von Umwandlungssystemen müssen diese energetischen Vorleistungen mitberücksichtigt werden.
In der vorliegenden Untersuchung wird der Gesamtenergieaufwand verschiedener Kernkraftwerkstypen (unter Einschluß des Brennstoffkreislaufs) errechnet und dem eines Steinkohlekraftwerks gegenübergestellt.
Darüber hinaus wird eine zeitabhängige Energiebilanz für den Kernkraftwerkszubau gemäß den bestehenden Ausbauprogrammen erstellt. Es zeigt sich, daß durch einen zunehmenden Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland (mit installierten Engpaßleistungen von 50 GW_{el} im Jahre 1985 und 170 GW_{el} im Jahre 2000) - selbst bei alleinigem Einsatz von Leichtwasserreaktoren - eine fossile Energieeinsparung erreicht werden kann, die bis zum Jahre 2000 kumuliert etwa der zehnfachen Menge der gegenwärtig jährlich in unserem Land verbrauchten gesamten Primärenergie entspricht.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Problemstellung	1
2. Grundlagen der Untersuchung	3
2.1 Aussagemöglichkeiten von Nettoenergiebetrachtungen	3
2.2 Methoden zur Ermittlung des Energieaufwandes	7
3. Energetische Analyse einzelner Kraftwerke	11
3.1 Energetischer Aufwand für Bau und Betrieb von Kraftwerken	11
3.2 Die Bewertung des Kernbrennstoffimports	24
3.3 Nettowirkungsgrade	27
4. Die energetische Bilanz des Kernkraftwerkausbaus der BRD bis zum Jahre 2000	30
4.1 Ausbau der Kernkraftwerkskapazität	31
4.2 Einsparung fossiler Energie	33
5. Zusammenfassung und Schlußfolgerungen	36
6. Literaturverzeichnis	38
Anhang A: Zur Methodik der energetischen Input/Output-Rechnung	41
Anhang B: Zusammenstellung der verwendeten Daten	46
Anhang C: Gegenüberstellung und Diskussion der Zahlen verschiedener Untersuchungen zum Energieaufwand für den Bau und Betrieb von Kraftwerken	60

1. Problemstellung

Die Abhängigkeit der Industrienationen von den Energieträgern Erdöl und Erdgas hat in den letzten Jahren und Jahrzehnten ständig zugenommen. So betrug z.B. der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1974 51,5% und der des Erdgases 12,7%. Die Probleme einer derartigen Abhängigkeit sind durch die politisch motivierte Preis- und Verknappungspolitik der ölexportierenden Länder zum beherrschenden Thema der energiewirtschaftlichen Diskussion geworden. Ausfluß dieser Diskussion waren unter anderem Programme für einen forcierten Ausbau der Kernenergie zur Substitution des Erdöls. In der gegen Ende 1974 vorgelegten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung /1/ wird deshalb eine Erhöhung der für 1985 geplanten Kernkraftwerksleistung von ursprünglich 40 GW auf 45 bzw. 50 GW für erforderlich und wünschenswert gehalten.

Neben den bekannten Einwänden gegen eine friedliche Nutzung der Kernenergie sind in jüngster Zeit /2/, /3/ auch Zweifel am energetischen Nutzen eines derartig forcierten Kernenergieprogramms geäußert worden. Generell wird dabei die Energieökonomie von Kernenergieanlagen durch die Behauptung in Frage gestellt, daß für die Errichtung und den Betrieb der Kernkraftwerke im Rahmen des zukünftig geplanten Ausbaus mehr Energie verbraucht wird, als von den jeweils in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken bereitgestellt werden kann. Der geplante Ausbau der Kernenergie würde also nicht zu einer Substitution und damit zur Verringerung unserer Abhängigkeit von den fossilen Primärenergieträgern Erdöl, Erdgas und Kohle beitragen können, sondern im Gegenteil ihren Bedarf noch erhöhen.

Da jede Produktion mit einer Arbeit verbunden ist, bei der Energie entweder in Form von Wärme, Licht und Kraft oder als chemische Energie umgesetzt wird, ist auch für die Erzeugung einer Energieeinheit, die dem Verbraucher zur Verfügung gestellt wird, selbst wieder ein Energieeinsatz erforderlich. Dieser Energieaufwand fällt einerseits beim Anlagenbetrieb (Brennstoffeinsatz und Kraftwerkseigenverbrauch) an, zum anderen ist er bei der Bereitstellung des Brennstoffs und bei der Installation der Anlagen, also bei der Produktion der Bau- und Ausrüstungsin-

investitionen anstanden. Der letztere Teil des Energieaufwandes soll hier als indirekter Energieaufwand bezeichnet werden. Bei Kraftwerksanlagen z.B. wird Energie direkt mit den eingesetzten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen verbraucht, der indirekte Energieaufwand ist in den Gebäuden, den Maschinenanlagen, den Hilfsaggregaten, den Rohrleitungen, den Verkabelungen usw. inkorporiert. Die für den Betrieb des Kraftwerks gebrauchten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe erfordern ebenfalls für ihre Bereitstellung einen Energieeinsatz, denn auch bei den dafür notwendigen Produktionsschritten, also im Bergbau, bei der Aufbereitung, beim Transport usw. ist Energie sowohl für den Betrieb von Anlagen als auch für die Produktion von Bau- und Ausrüstungsinvestitionen verbraucht worden. Auch die in den Kraftwerksanlagen inkorporierten indirekten Energieaufwendungen lassen sich weiter zurückverfolgen z.B. zu den direkten und indirekten Energieinputs der Bau- oder Eisen- und Stahlindustrie usw. bis schließlich zu den Energieverbräuchen einzelner Produktionsschritte für z.B. die Beton- und Stahlherstellung.
Diese Überlegungen zeigen, daß die Energieökonomie von Energieversorgungsanlagen wie z.B. von Stromerzeugungssystemen nicht allein nach dem Wirkungsgrad des Kraftwerksprozesses beurteilt werden kann, sondern daß vielmehr eine anteilmäßige Verrechnung des gesamten direkten und indirekten Energieaufwandes, der für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Infrastruktur erfolgen muß. Erst die Erfassung der gesamten Folge miteinander zusammenhängender liefernder und empfangender Sektoren, bei denen jweils ein produktionsbedingter Energieumsatz erfolgt, macht eine energetische Nettobetrachtung <u>sämtlicher</u> Input- und Outputströme und somit eine Nettoenergiebilanz von Energieversorgungssystemen möglich.
Bei der energetischen Analyse von Umwandlungssystmen kann man grundsätzlich zwei Problemstellungen unterscheiden:

1. Die energetische Untersuchung einzelner Umwandlungssysteme wie z.B. von Leichtwasserreaktoren oder Steinkohlekraftwerken
2. die zeitabhängige energetische Bilanz ganzer Versorgungsprogramme wie z.B. des für die nächsten Jahre geplanten Zu- und Ausbauprogramms der Kernenergie.

Bei der ersten Fragestellung steht dabei die Ermittlung des Verhältnisses von Energieaufwand zu Energieoutput einer Einzelanlage im Vordergrund, während im zweiten Komplex der zeitabhängige Energieaufwand beim Zubau von Umwandlungssystemen dem jeweiligen Energieoutput der bereits fertiggestellten Anlagen gegenübergestellt, oder mit dem Energieaufwand alternativer Ausbaustrategien verglichen wird. Neben den bisher gebräuchlichen Beurteilungsgrundlagen für die Kennzeichnung von Energieversorgungssystemen (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltbelastung) können Nettoenergieberechnungen als neues notwendiges Kriterium angesehen werden. Für den durch das fortgeschriebene Energieprogramm der Bundesregierung dokumentierten Kernenergieausbau wird im folgenden einmal untersucht, inwieweit dieser Ausbauplan nach energetischen Gesichtspunkten zur Energieversorgung der Endverbraucher und zur Entlastung der fossilen Versorgungsbasis beitragen kann. Grundlage zur Beantwortung dieser Fragestellung ist eine detaillierte Analyse des Energieaufwandes für den Bau und Betrieb verschiedener Kernkraftwerkstypen und zum Vergleich der eines Steinkohlekraftwerks.
Obwohl die ermittelten Zahlen von der Situation in der Bundesrepublik Deutschland ausgehen, sind die gewonnenen Ergebnisse dennoch auch auf andere Länder sowie auf die Einführung der Kernenergie weltweit übertragbar.

2. Grundlagen der Untersuchung

2.1 Aussagemöglichkeiten von Nettoenergiebetrachtungen

Bevor in den nächsten Kapiteln die Frage nach dem Energieaufwand für den Bau und Betrieb von Kernkraftwerken näher untersucht wird, ist es zunächst einmal notwendig auf die Aussage- und Interpretationsmöglichkeiten von Nettoenergiebetrachtungen näher einzugehen und einige Begriffsdefinitionen vorzunehmen, die für das Verständnis des folgenden notwendig sind.

Das Grundprinzip der hier zur Diskussion stehenden energetischen Analyse ist es, den gesamten Energieaufwand für die Herstellung eines Gutes oder die Bereitstellung einer Dienstleistung zu ermitteln. Mit gesamtem Energieaufwand ist dabei sowohl die

Energie gemeint, die direkt eingesetzt wird, wie auch anteilmäßig die Energie, die in den Anlagen (Gebäuden und Maschinen) inkorporiert ist, die zur Herstellung des Gutes bzw. Bereitstellung der Dienstleistung notwendig sind. Da im Mittelpunkt dieser Arbeit die energetische Analyse von Kraftwerken zur Elektrizitätserzeugung steht, werden die Aussage- und Interpretationsmöglichkeiten dafür exemplarisch erläutert.
Wendet man nun das Grundprinzip der energetischen Analyse auf den Bereich Elektrizitätserzeugung an, d.h. versucht man den gesamten direkten und indirekten Energieaufwand zur Bereitstellung einer Kilowattstunde Strom zu ermitteln, so tritt dabei das Problem auf, daß hier Quantitäten unterschiedlicher Energiearten aufzusummieren sind. Für den Bau und Betrieb eines Kraftwerks werden nämlich neben Primärenergieträgern (z.B. Kohle, Öl oder Gas), die direkt z.B. zur Prozeßwärmeerzeugung eingesetzt werden auch Sekundärenergieträger (z.B. Strom) verbraucht. Will man nun den gesamten Energieaufwand ermitteln, so muß logischerweise auch der Energieaufwand berücksichtigt werden, der zur Bereitstellung der Sekundärenergie notwendig war. Anders ausgedrückt heißt dies, man hat die verbrauchte Sekundärenergie mit dem Primärenergieaufwand zu bewerten, der zu ihrer Bereitstellung notwendig war. Dies kann durch die Berechnung eines Primärenergieäquivalents der jeweiligen Sekundärenergie geschehen. Der Energieaufwand wird somit als gesamte verbrauchte Primärenergie zur Bereitstellung einer Einheit Elektrizität definiert. Für den Sekundärenergieträger Strom errechnet sich das Primärenergieäquivalent (PEQ) zu 3,33 kWh_{PEQ}/kWh_{el} .Es ergibt sich aus dem spezifischen Brennstoffverbrauch öffentlicher Wärmekraftwerke (340 g SKE/kWh, entsprechend einem Wirkungsgrad von 36,2% im Jahre 1973) abzüglich des spezifischen Eigenverbrauchs der Kraftwerke, der Übertragungsverluste sowie des spezifischen indirekten Energieaufwandes für die Kraftwerksinvestitionen.
Wie schon erwähnt, lassen sich bei der energetischen Analyse von Kraftwerken zwei Fragestellungen unterscheiden:

1. Die energetische Untersuchung einzelner Kraftwerke oder Kraftwerkstypen
2. die energetische Untersuchung ganzer Kraftwerksausbauprogramme.

Bei der energetischen Analyse einzelner Kraftwerke läßt sich analog zum technischen Wirkungsgrad, ein Nettowirkungsgrad des Kraftwerks definieren, der das Verhältnis von Energieoutput (erzeugte elektrische Energie) zu den gesamten energetischen Aufwendungen (direkt und indirekt) gemessen in Primärenergieäquivalenten über die Lebensdauer des Kraftwerks darstellt. Der so definierte Nettowirkungsgrad eines Kraftwerks gibt also den tatsächlichen pro bereitgestellter Einheit Sekundärenergie (Strom) aufgewandter Primärenergieeinsatz an. Dies ist eine wichtige Kennzahl für den energetischen Vergleich verschiedener Kraftwerkstypen. Neben dem Nettowirkungsgrad werden oft auch andere Kennzahlen für einen energetischen Vergleich von Kraftwerken benutzt. Sie sollen im folgenden kurz erläutert werden.

"Energy ratio"

Das "energy ratio" /2/ ist definiert als das Verhältnis der über die Lebensdauer eines Kraftwerks erzeugten elektrischen Energie, vermindert um die Übertragungsverluste und den Energieaufwand für die Bereitstellung des Brennstoffes zum (thermischen) Energieaufwand für den Bau des Kraftwerks (beim Kernkraftwerk einschließlich des Erstcores). In dieser Kennzahl werden also der Primärenergieaufwand für den Kraftwerksbau und die nutzbare elektrische Energie miteinander verglichen. Was kann uns diese Kennzahl aussagen? Dies soll an einem Beispiel erläutert werden. Ist das "energy ratio" für ein Umwandlungssystem gleich 1, so heißt dies, daß zur Bereitstellung einer Einheit nutzbarer Sekundärenergie eine Einheit Primärenergie in den Bau der Anlage investiert werden muß. Dies heißt aber nicht, daß für den Bau der Anlage genausoviel Energie aufzuwenden ist, wie später wieder erzeugt wird, da Aufwand und Output qualitativ andere Energieformen darstellen, die auch nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik einen energetisch unterschiedlichen Wert haben.
Das "energy ratio" allein läßt also noch keine klare Aussage über das Nutzen-Aufwand-Verhältnis eines Kraftwerks zu.
Neben dieser Einengung in der Anwendung ist das "energy ratio" auch deswegen für den Vergleich verschiedener Kraftwerke nur sehr beschränkt geeignet, weil-wie sich leicht überprüfen läßt -

zwei Umwandlungssysteme mit exakt demselben "energy ratio" durchaus völlig unterschiedliche energetische Input-Outputrelationen haben können.

Energetische "Return-on-investment" Zeit

Eine andere im Zusammenhang mit energetischen Betrachtungen gebräuchliche sehr anschauliche Kennzahl ist die energetische "Return-on-investment" Zeit, die in Anlehnung an den Begriff des "Return-on-investment" in der Betriebswirtschaft, die Zeit angeben soll, die ein Kraftwerk betrieben werden muß, um die für den Bau investierte Energie zurückzuliefern. Nun wird im Falle eines Kraftwerks aber nicht, wie im Bereich der Betriebswirtschaft, das zurückgeliefert, was investiert wurde, sondern anstatt der aufgewendeten Primärenergie erhält man Elektrizität , also eine Energieart anderer Qualität.
Für einen Vergleich verschiedener Kraftwerke ist es jedoch gleich, ob die energetische "Return-on-investment" Zeit durch eine Aufrechnung des Primärenergieaufwandes für den Bau gegen die elektrische Energie auf rein physikalisch quantitativer Basis ermittelt oder ob der elektrischen Energie eine energetisch höherer Wert zugeordnet wird. Soll diese Kennzahl aber über den Kraftwerksvergleich hinaus Verwendung finden, so ist eine Bewertung des elektrischen Stroms erforderlich.
Da das "energy ratio" zur energetischen Charakterisierung eines Umwandlungssystems allein nicht ausreicht und die Energetische "Return-on-investment" Zeit keinen Vorteil gegenüber dem Nettowirkungsgrad beim energetischen Vergleich verschiedener Kraftwerke bietet, werden in dem nachfolgenden Kapitel in wesentlichen der Energieaufwand selbst und der Nettowirkungsgrad zum Vergleich der verschiedenen Kraftwerkstypen herangezogen.
Bei der energetischen Analyse ganzer Kraftwerksausbauprogramme hat man zwischen zwei Fragestellungen zu unterscheiden. Die erste lautet: Ist durch den forcierten Ausbau eines Kraftwerkssystems die für den Bau des Systems aufzuwendende Energie über längere Zeiträume bzw. immer größer als die, die von den bereits fertiggestellten Anlagen bereitgestellt werden kann? Eine Bilanz zur Untersuchung dieses Sachverhaltes hat also den für den Zubau des Umwandlungssystems notwendigen zeitabhängigen Energieaufwand

dem zeitabhängigen Energieoutput der fertiggestellten Anlagen gegenüberzustellen. Natürlich können auch hier nicht "Birnen" (Primärenergie) mit "Äpfeln" (Elektrizität) verglichen werden, so daß zur Beantwortung dieser ersten Frage natürlich eine Bewertung des Stroms notwendig ist.
Die zweite Fragestellung betrifft die fossile Energieersparnis durch den Ausbau nichtfossiler Energiesysteme. Im Zusammenhang mit der Einführung der Kernenergie erscheint dieser Komplex weitaus wichtiger zu sein, denn die Substitution der fossilen Energieträger zur Reduzierung unserer Energieabhängigkeit ist eine sehr wesentliche Motivation für die Einführung der Kernenergie. Analysiert man diesen Aspekt, so muß der zeitabhängige fossile Energieaufwand für den Bau und Betrieb der Kernkraftwerke dem Energieverbrauch einer rein fossilen Stromerzeugung gegenübergestellt werden. Oder anders ausgedrückt, der Strom der Kernkraftwerke ist zu bewerten mit dem Primärenergieverbrauch, der ersatzweise bei Erzeugung durch fossile Kraftwerke benötigt würde.
Unter gewissen Voraussetzungen, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll, sind die numerischen Werte zur Beantwortung der ersten und zweiten Frage nahezu gleich. Der Schwerpunkt der energetischen Analyse des Ausbaus der Kernenergie liegt in diesem Bericht auf dem Aspekt der fossilen Energieersparnis.

2.2 Methoden zur Ermittlung des Energieaufwandes

Zur Ermittlung des gesamten für die Herstellung eines Produktes x, in unserem Falle einer kWh elektrischen Energie erforderlichen direkten und indirekten Energieaufwandes gibt es grundsätzlich zwei methodische Vorgehensweisen. Die eine Möglichkeit besteht darin, sämtliche Energieanteile, die zur Herstellung des Produktes aufgewendet wurden in den einzelnen vorgelagerten Produktionsschritten schrittweise zurückzuverfolgen und aufzusummieren. Dies soll an einem einfachen Beispiel verdeutlicht werden (Abb. 1).
Betrachtet man das Produkt Kraftwerksanlage, so läßt sich eine Aufteilung der Bau- und Ausrüstungsinvestitionen der Anlage nach bestimmten Produkten wie Beton, Bausteine, Kunststoffe, Stahl usw. vornehmen. Der indirekte Energieaufwand, der z.B.

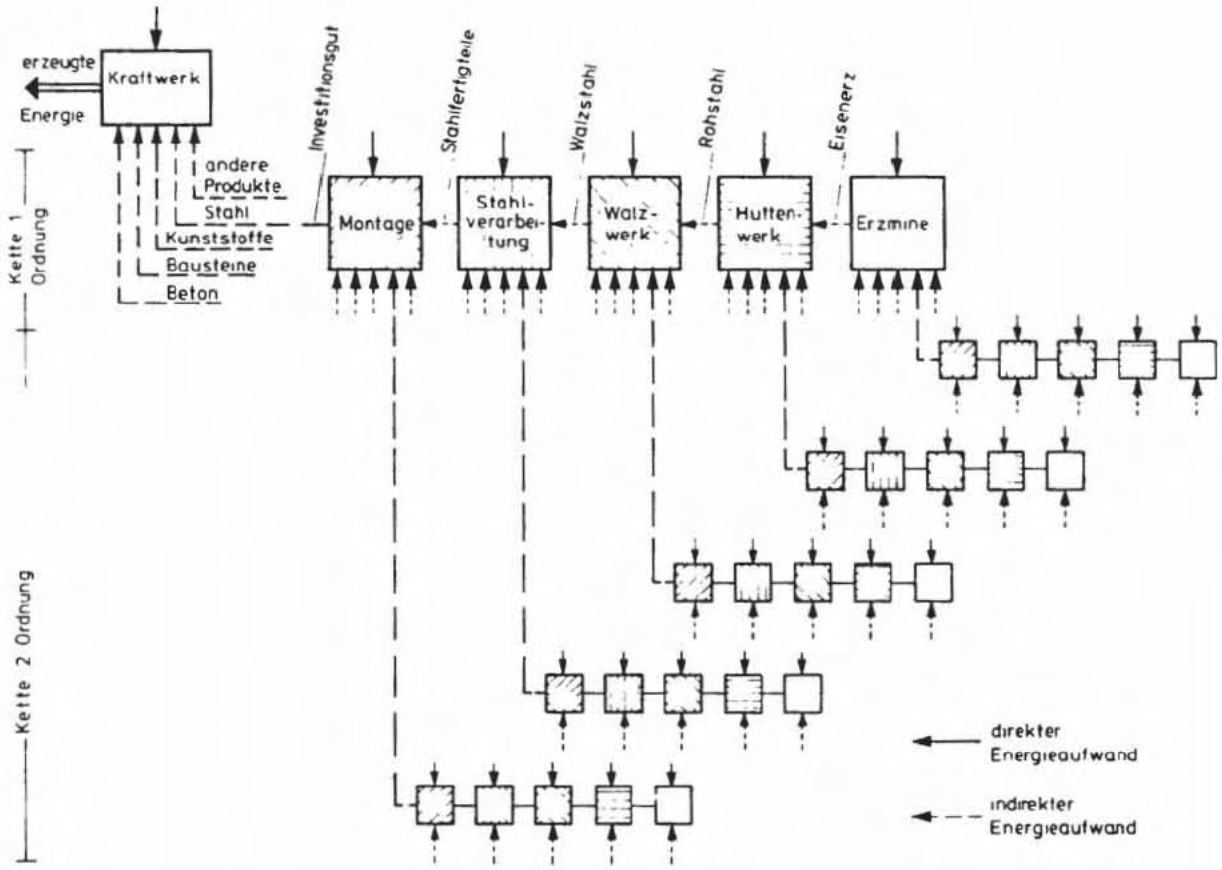


Abb. 1: Schema einer Prozeßkettenrechnung

in dem Stahl enthalten ist, ergibt sich als Summe der anteiligen Energieaufwendungen in den einzelnen Prozeßschritten Montage, Stahlverarbeitung, Herstellung im Walzwerk, Rohstahlerzeugung im Hüttenwerk, Erzgewinnung in der Erzmine,usw (dies ist die Kette 1.Ordnung einer Kettenrechnung).
Die für diese einzelnen Prozeßschritte erforderlichen Investitionen lassen sich erneut in ein Produktspektrum Beton, Bausteine, Kunststoffe, Stahl usw. zerlegen, die wiederum anhand der Prozeßkette ihrer Erzeugung zurückverfolgt und anteilig energetisch verrechnet werden können. (dies ist die Kette 2. Ordnung). Eine solche Vorgehensweise, bei der die einzelnen

Vorlieferungen iterativ prinzipiell bis in die kleinsten Verästelungen einzelner Produkte (d.h. bis in die Kette n-ter Ordnung) zurückverfolgt werden können, nennt man Prozeßkettenanalyse. In der Anwendung einer deratigen Analyse bricht man die Kettenrechnung jedoch i.a. dort ab wo die Vernachlässigung eines weiteren Prozeßschrittes keinen nennenswerten Fehler mehr verursacht.
Die zweite Möglichkeit der Berechnung des Energieaufwandes bedient sich der Systematik der Input-Output-Rechnung.

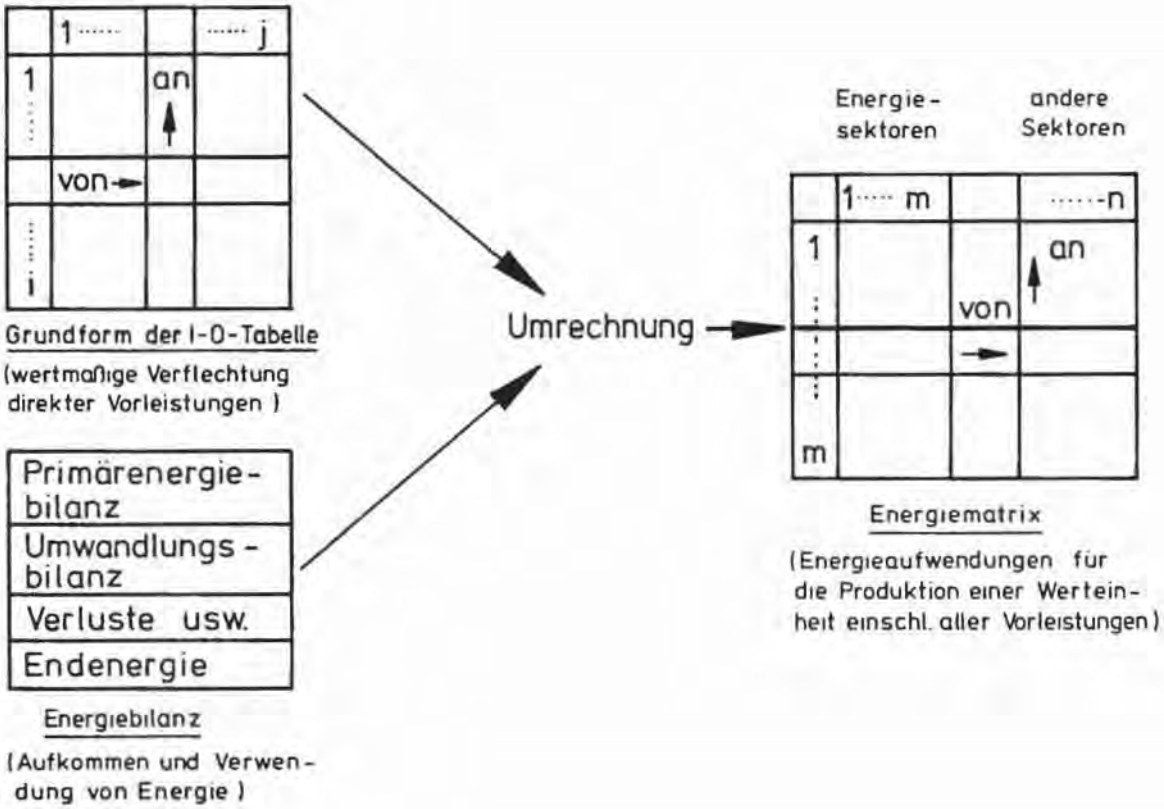


Abb. 2: Schema der energetischen Input-Output-Methode

Dabei wird wie in Abb. 2 dargestellt von den wertmäßigen Verflechtungen zwischen i liefernden und j empfangenen Sektoren ausgegangen, wie sie in dem Ursprungstableau der Input-Outputmatrix dargestellt sind. Durch eine Umrechnung der Grundmatrix, auf die an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden soll, lassen sich aus der dargestellten Verflechtung 1. Ordnung auch die Vorleistungen höherer Ordnungen ermitteln. D.h. es läßt sich schließlich angeben, wieviele Werteinheiten des Sektors a, einschließlich sämtlicher indirekten Bezüge aus vorgelagerten Sektoren produziert werden müssen, damit die Nachfrage nach einer Werteinheit des Sektors b befriedigt werden kann. Das Verfahren der wertmäßigen Input-Output-Rechnung kann man auf die Energieflüsse ausdehnen, indem man den Wertströmen der Energiesektoren Energieströme zuordnet. Als Basis dient dabei die in den Energiebilanzen dargestellte Verteilung der Energieströme. Man erhält schließlich ein Matrixschema aus m Energiesektoren und n anderen Sektoren, aus dem abgelesen werden kann, wieviel Energie insgesamt, d.h. unter Einschluß aller vorgelagerten Produktionsschritte aufzuwenden ist, um eine Werteinheit des betrachteten Sektors zu erzeugen. Die Methodik der energetischen Input-Output-Rechnung ist im Anhang A noch einmal ausführlicher beschrieben. Beiden Methoden (der Prozeßkettenanalyse und der Input-Output-Methode) gemeinsam ist also die Erfassung mehrerer Glieder der Produktionskette. Allerdings beinhaltet das erste Verfahren die Forderung, für eine Vielzahl von einzelnen Prozeßschritten Daten zu ermitteln, während man bei der Input-Output-Methode mit dem Zahlenmaterial der wertmäßigen Input-Output-Tabellen und den Energiebilanzen auskommt; allerdings müssen dabei einige Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen Energie- und Wertgrößen (so z.B. bei der Energiegruppe Haushalte und Kleinverbraucher u.ä.) in Kauf genommen werden, und die gesamte Rechnung läßt sich nur für die Sektoren, aus denen das ursprüngliche Zahlenmaterial aufgebaut ist, durchführen. Ein Nachteil der Prozeßkettenanalyse ist, daß die verursachungsgemäße Zurechnung der Investitionen zu einzelnen Produktionsschritten i.a. sehr schwierig sein dürfte.

Im folgenden wird der indirekte Energieaufwand für die Herstellung von Bau- und Ausrüstungsinvestitionen mit Hilfe der

Input-Output-Methode bestimmt, während der direkte Energieaufwand in den einzelnen Schritten des Brennstoffkreislaufs über eine Prozeßkettenrechnung ermittelt wird.

3. Energetische Analyse einzelner Kraftwerke

3.1 Energetischer Aufwand für Bau und Betrieb von Kraftwerken

Mit der im Kapitel 2.2 erläuterten und im Anhang A detailliert vorgestellten Methoden wurde der gesamte Primärenergieeinsatz sowohl für den Bau verschiedener Kraftwerkstypen wie für die Brennstoffbereitstellung berechnet. Die spezifischen Energiedaten sind im Anhang B aufgelistet. An dieser Stelle sei nochmals die Annahme unterstrichen, daß alle Energieaufwendungen (thermische und elektrische) für den Bau und die Brennstofferstellung bzw. -versorgung durch Primärenergie gedeckt werden sollen. Insbesondere bedeutet dies, daß jeglicher Einsatz von Sekundärenergie, wie z.B. Elektrizität, auf sein Primärenergieäquivalent umgerechnet wird, was hier dem fossilen Äquivalent gleichwertig ist.
Folgende Kraftwerkstypen wurden in die Studie einbezogen:
Von den Kernkraftwerken der Leichtwasserreaktor (LWR),
der Helium-gekühlte Hochtemperaturreaktor (HTR)
und der Natrium-gekühlte Schnelle Brutreaktor (SBR)
und als Vertreter fossiler Kraftwerke ein Steinkohlekraftwerk.
Das letztere dient dazu, die Primärenergieaufwendungen bei einer rein fossilen Ausbaustrategie zu bestimmen. Dabei wurde bei der Bestimmung der für die Produktion der Anlageinvestitionen verbrauchten direkten und indirekten Energiemengen von folgenden nach der Input-Output-Methode errechneten spezifischen Werten ausgegangen (Preisbasis Frühjahr 1974):

Maschinenbau	265	kWh/100 DM
Elektrotechnik	225	kWh/100 DM
Bau	220	kWh/100 DM
Dienstleistung	190	kWh/100 DM

Aufgrund der relativ geringen Unterschiede machen sich Ungenauigkeiten in der Abgrenzung dieser Sektoren, die bei der Anwendung einer notwendigerweise stark aggregierten energetischen Input-Output-Matrix unvermeidbar sind, nicht sehr stark bemerkbar.

Als Anlageinvestitionen werden die Aufwendungen bis zur schlüsselfertigen Übergabe der Kraftwerksanlage gezählt, also außer den eigentlichen Anlagenkomponenten (Bauteil, Maschinenbauteil und Elektrotechnischer Teil) auch die bauherrenseitigen Aufwendungen, die zur Erschließung des Geländes gemacht werden und die sonstigen Aufwendungen (wie Steuern, Versicherungen und Kapitaldienst).
Für die Produktion aller dieser Anteile, also auch für die Dienstleistungsproduktion, ist Energie verbraucht worden, die den Investitionen des Gesamtsystems anzurechnen ist. Die im Bild dargestellten Zahlenwerte beziehen sich auf eine Blockgröße von 1300 MW_e bzw. 1200 MW_e oder 2x 600 MW_e. Für den Schnellen Brüter liegen bisher keine Kostenrechnungen vor, die für eine kommerziell arbeitende Anlage repräsentativ wären. Es wurde daher ein Schätzwert zugrunde gelegt, der von Investitionskosten ausgeht, die um 50% über den HTR-Investitionen liegen.

	LWR	HTR	SBR	Steinkohle
Bauteil	355	465		225
Maschinenbauteil	1180	1125		1420
Elektrotechn. Teil	450	475		325
Anteil sonst.Aufw.[1)]	650	660		430
Anlageinvestitionen ges.	2635	2725	3500-4000[2)]	2400

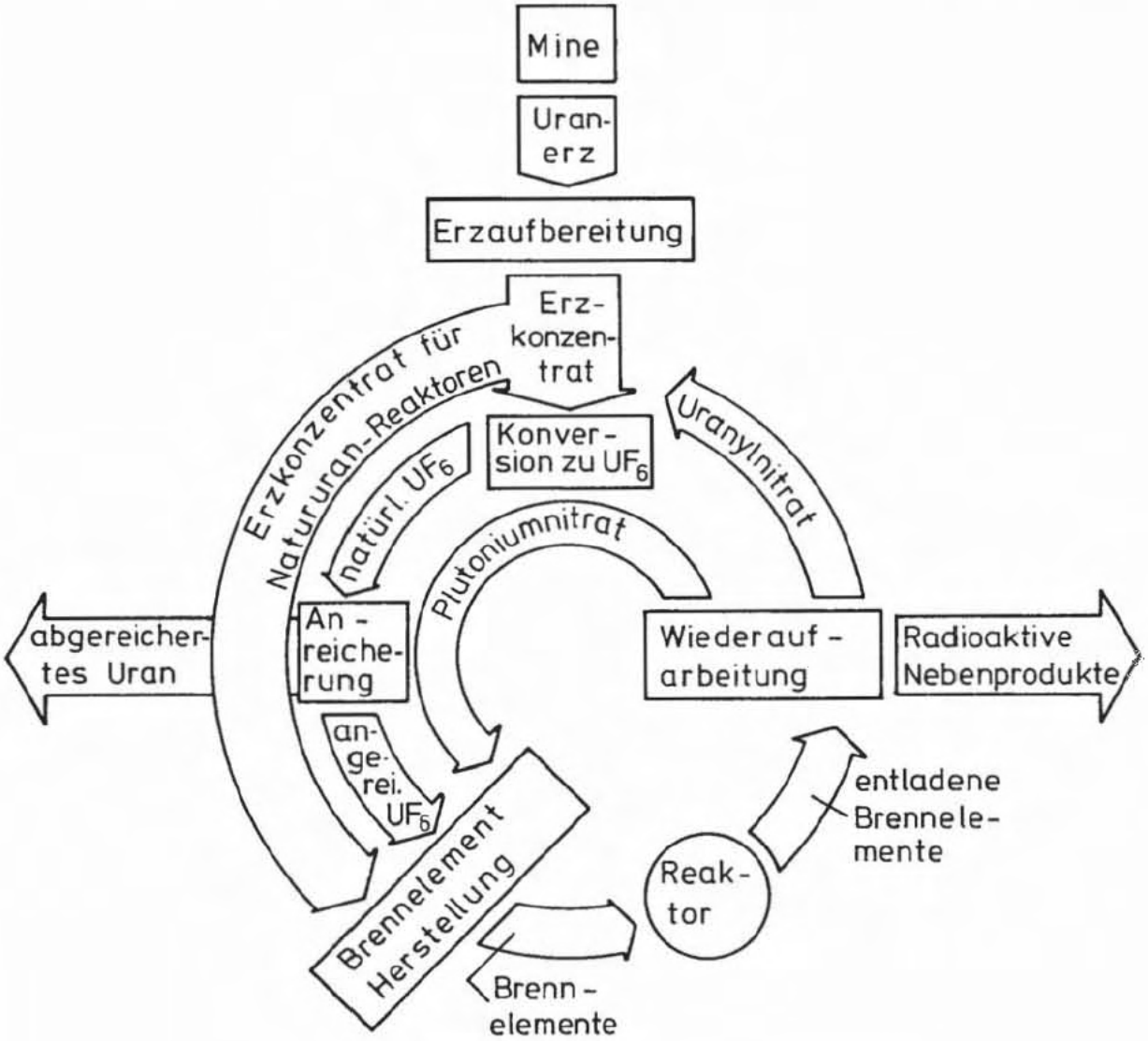
[1)] bauherrenseitige Aufwendungen und Sonstiges

[2)] Investitionen geschätzt (130-150% der HTR-Investitionen)

Tab. 1: Spez. Energieaufwand für die Anlagen (MWh_{PEQ}/MW_{el})

Tab. 1 zeigt die Rechenergebnisse für die spezifischen Anlageinvestitionen in MWh_{PEQ}/MW_{el}, nach Bau, Maschinen, Elektrotechnik und Sonstigem aufgeschlüsselt. Die Herstellung des Maschinenbauteils erfordert offensichtlich den weitaus größten Aufwand, dann aber kommen schon die bauherrenseitigen Aufwendungen wie Gebäudeerschließung etc.
Der HTR ist naturgemäß etwas teurer als der LWR. Es ist sehr

bemerkenswert, daß der gesamte spezifische Bauaufwand für das Steinkohlekraftwerk nicht wesentlich unter dem der KKWe liegt. Bei der Berechnung des gesamten Energieaufwandes, der zur Erzeugung einer Einheit Kernenergiestrom erforderlich ist, muß nicht nur die Reaktoranlage selbst, sondern zusätzlich das gesamte nukleare Servicesystem berücksichtigt werden. Das bedeutet, daß alle Schritte des nuklearen Brennstoffkreislauf - wie in Abb. 3 dargestellt - energetisch erfaßt werden müssen.



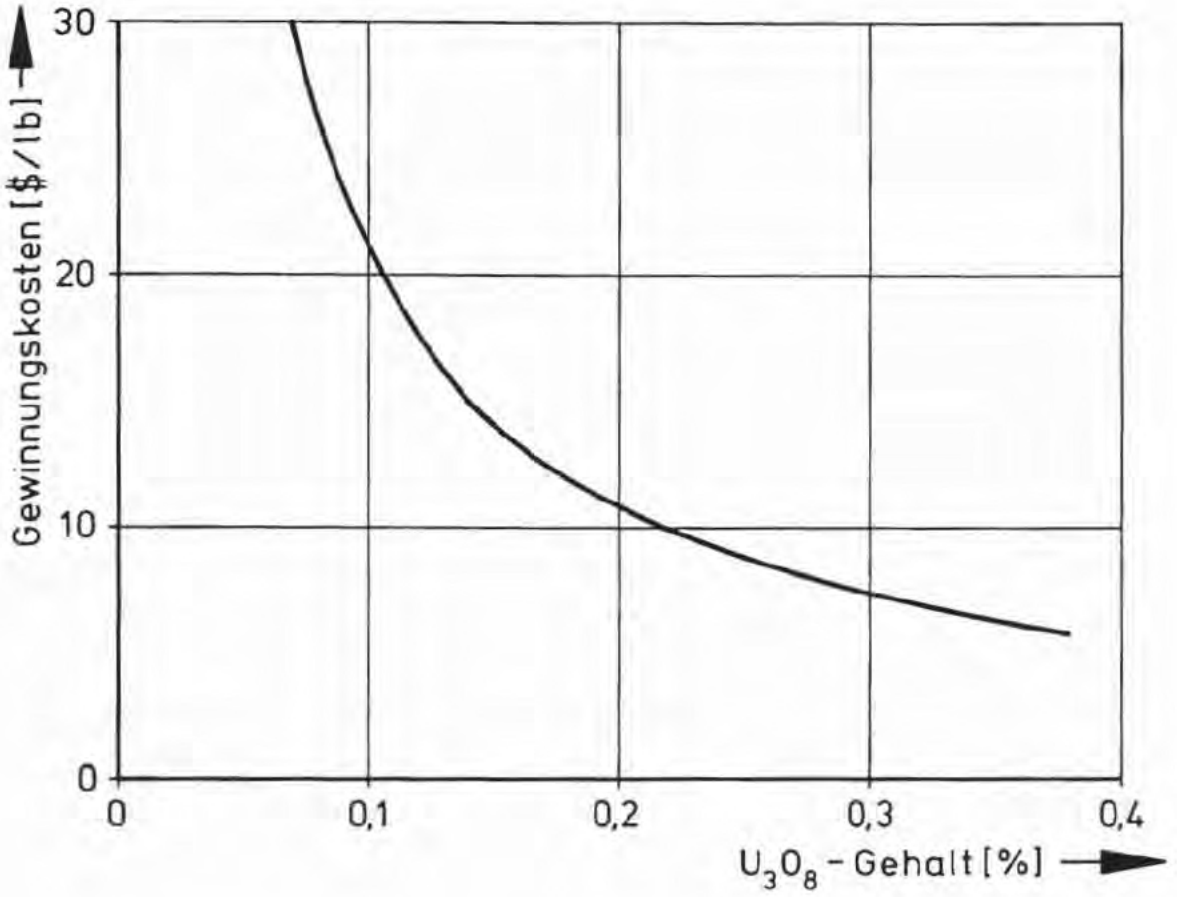
KFA-STE Brennstoffkreislauf

Abb. 3: Nuklearer Brennstoffkreislauf

In diesem Bild ist der Fluß des Brennstoffs im Brennstoffkreislauf gegen den Uhrzeiger angeordnet. Frisches Material, das in einer Mine gewonnen und aufkonzentriert wurde, wird von oben in den Kreislauf eingespeist. Der Brennstoff wird entweder direkt oder nach einer Anreicherung mit vorhergehender Konversion in UF_6 der Brennelementfabrikation zugeführt und im Reaktor eingesetzt. Die abgebrannten Brennelemente werden anschließend in eine Wiederaufbereitungsanlage gegeben, wodurch das abgetrennte Uranyl - oder Plutoniumnitrat in den Kreislauf zurückgeschleust werden kann. Abgereichertes Uran, das beim Anreicherungsprozeß anfällt, verläßt im Bild links den Zyklus. Wiedereinsatz ist in Brutreaktoren möglich. Die bei der chemischen Aufarbeitung der Brennelemente übriggebliebenen radioaktiven Nebenprodukte werden im Bild rechts ausgeschleust. In jeder der einzelnen Stationen des Brennstoffzyklus - Mine, Erzaufbereitung, Konversion, Anreicherung, Fabrikation, Reaktor, Wiederaufarbeitung - entsteht ein produktionsbedingter (bzw. ein direkter) Energieaufwand, während in den Anlagen selbst ein investitionsbedingter (bzw. ein indirekter) Energieaufwand inkorporiert ist. Für den direkten und indirekten Energieaufwand des Erstcores wie auch der Brennstoffnachladungen sind im wesentlichen die Konzentration des Uranerzes und das U-235-Anreicherungsverfahren bestimmend. Im folgenden wird erläutert, welche U-Erzkonzentrationen den Berechnungen zugrunde gelegt sind:

Grundsätzlich bereitet die Bestimmung der Energiemenge, die für die Produktion von 1 t Natururan aufzuwenden ist, große Schwierigkeiten, denn dieser Energiebedarf hängt sehr stark von den geologischen und geographischen Verhältnissen in den Uranerzgruben ab. Kosten und Energieaufwand werden am stärksten durch die unterschiedlichen Uran-Konzentrationen im Erz beeinflußt. Abb. 4 zeigt am Beispiel einer typischen Sandstein-Uran-Lagerstätte die Verteilung der U_3O_8-Konzentration mit den entsprechenden Kostenverhältnissen.

Bei Übergang zu niedrigeren Uran-Konzentrationen steigen offenbar der Energieaufwand je t Uran und damit nehmen auch die Kosten sehr stark zu. Zwar sind beim gezeigten Beispiel etwa 85% des Lagerstätteninhalts mit Kosten von maximal 10 $/lb$U_3O_8$ (lb = pound=453 g) förderbar, aber der Abbau bei einer Uranerz-



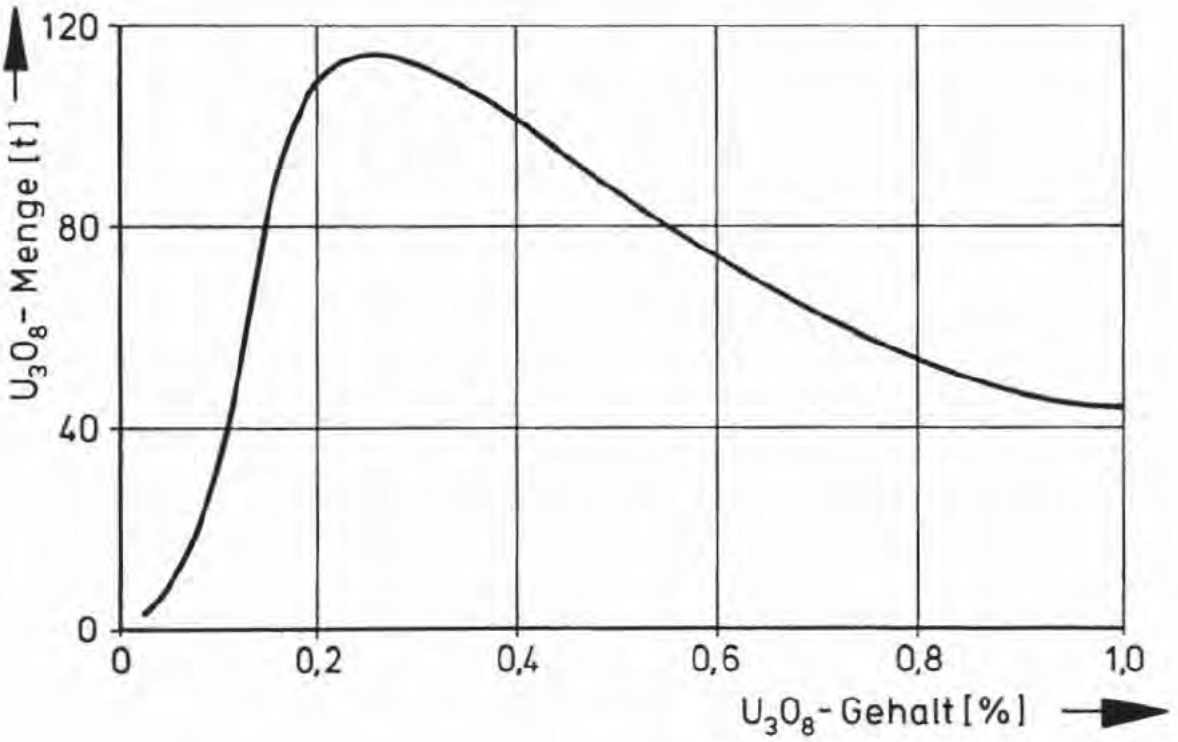


Abb. 4: Gewinnungskosten und U_3O_8-Menge in Abhängigkeit von der Konzentration für eine typische Sandstein-Uranlagerstätte nach /21/

konzentration von 0,1% (Gewichtsanteil von Uran im Erz) hat bereits eine Kostenverdopplung zur Folge.
Nach der U-Erzkonzentration sind auch die verschiedenen Abbauverfahren (Tage- oder Tiefbaubetrieb, Laugenlösung oder U-Extraktion aus dem Meer) und spezielle örtliche Gegebenheiten, wie die Lage in ariden arktischen, tropischen oder gemäßigten Gebieten, weiterhin die Zugänglichkeit, Erschließbarkeit, Siedlungsnähe und Infrastruktur des Abbaugebietes von großer Bedeutung für den jeweiligen spezifischen Energieverbrauch pro t Natururan.
Noch komplizierter wird eine Zuteilung des notwendigen Brennstoffbedarfs, wenn das Uran als Beiprodukt neben anderen Stoffen gewonnen wird. Beispiele dafür sind die Goldproduktion in Südafrika und einige Phosphatlagerstätten.
Da eine Berücksichtigung aller speziellen Faktoren einzelner Lagerstätten natürlich nicht möglich ist, wird daher der Energieaufwand je t Natururan für einen mittleren Uranerzgehalt und für durchschnittliche Produktionsbedingungen festgelegt. Danach entfallen etwa 80% des direkten Energieverbrauchs auf die Erz-

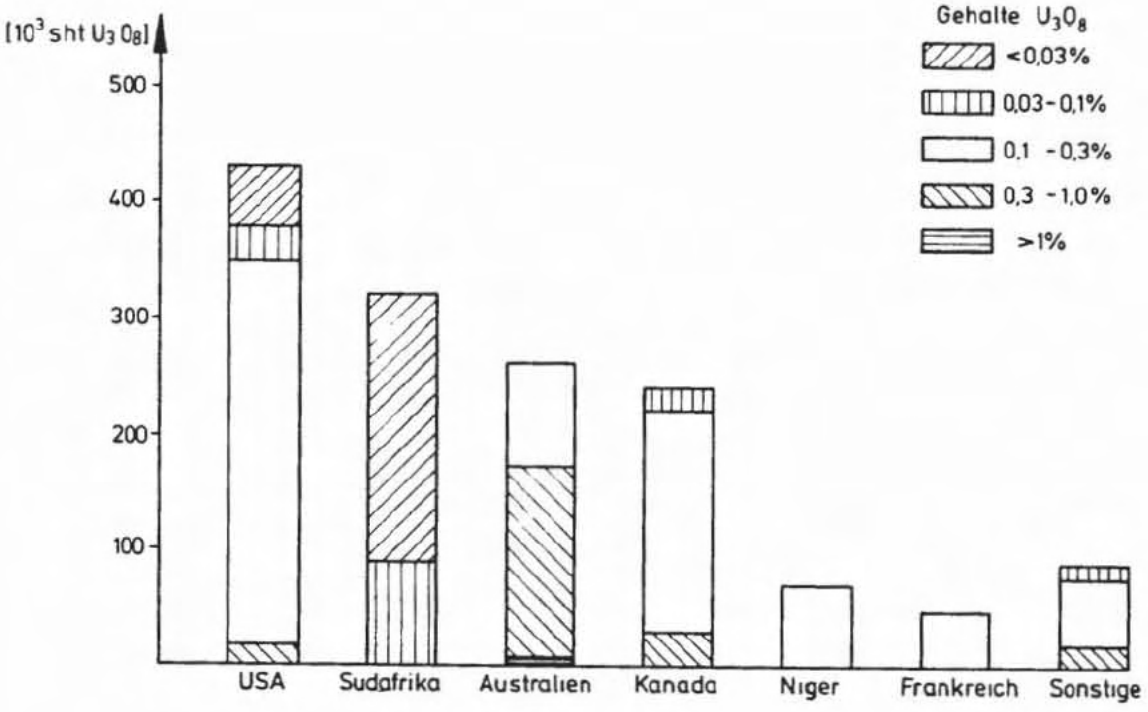


Abb. 5: Sichere Uranreserven der westlichen Welt nach Ländern und Gehalten (Kostenklasse bis 10 $/lb$U_3O_8$) /19/

aufbereitung und 20% auf den Abbau.
Abb. 5 zeigt die mittleren Konzentrationen der heute bekannten sicheren Uran-Vorräte in der Kostenklasse bis 10 $/lb$U_3O_8$.
Mehr als 75% der sicheren Reserven der westlichen Welt enthalten U_3O_8 - Konzentrationen zwischen 0,1% und 1%, mit maximalen Förderkosten von 10 $/lb$U_3O_8$ bzw. 26 $/kg U. In allen U-Lagerstätten der Erde mit Ausnahme Südafrikas - hier ist wie oben erwähnt Uran ein Nebenprodukt der Goldgewinnung - kommen U_3O_8 Konzentrationen von weniger als 0,1% viel seltener vor als Konzentrationen oberhalb 0,3%. Der Mittelwert liegt demnach etwa bei 0,2%. Die wahrscheinlichen Reserven in dieser unteren Preiskategorie sowie die sicheren und wahrscheinlichen Reserven im Preisbereich bis 15 $/lb U_3O_8 (≙ 39 $/kg U) ergeben zusammen etwa dreimal soviel wie die billigen sicheren Reserven. Ihr U_3O_8-Gehalt läßt sich auf Grund der derzeit vorliegenden Informationen zwischen 0,01% und 0,1% bei einem Mittelwert von etwa 0,02% ansetzen.
Da die Prospektion und Exploration für Uran immer noch in den Anfängen stecken und in vielen Gebieten wie z.B. Brasilien, Grönland, in den arktischen Gebieten Kanadas und Alaskas erst in jüngster Zeit mit systematischen Erkundungen begonnen wurde, kann man ähnlich wie in der Vergangenheit beim Erdöl noch erhebliche Lagerstättenfunde erwarten.

Abb. 6 zeigt aus heutiger Sicht den Vergleich der Reservesituation mit dem voraussichtlichen Weltbedarf an Uran bis zum Jahre 2000: Mit einer mittleren Zuwachsrate des Energiebedarfs würden die heute bekannten sicheren und wahrscheinlichen Reserven bis 39 $/kg U ausreichen, um den Welt-Uranbedarf bis 2000 zu decken. Aber auch mit hohen Zuwachsraten, die wesentlich über den derzeitigen Steigerungen liegen - Kurve A stellt die Fortschreibung des derzeitigen Trends dar - würden nur zusätzlich etwa 1/4 der derzeit bekannten Réserven zur Bedarfsdeckung benötigt werden. Hier wurde nur der Zubau von LWRS angenommen. Setzt man Reaktortypen mit einer besseren Uran-Ausnutzung als die LWRs, nämlich HTRs und SBRs, verstärkt ein oder ist die durchschnittliche Zuwachsrate im Energieverbrauch niedriger, so ist auch der Uranverbrauch entsprechend geringer als bei Kurve A.

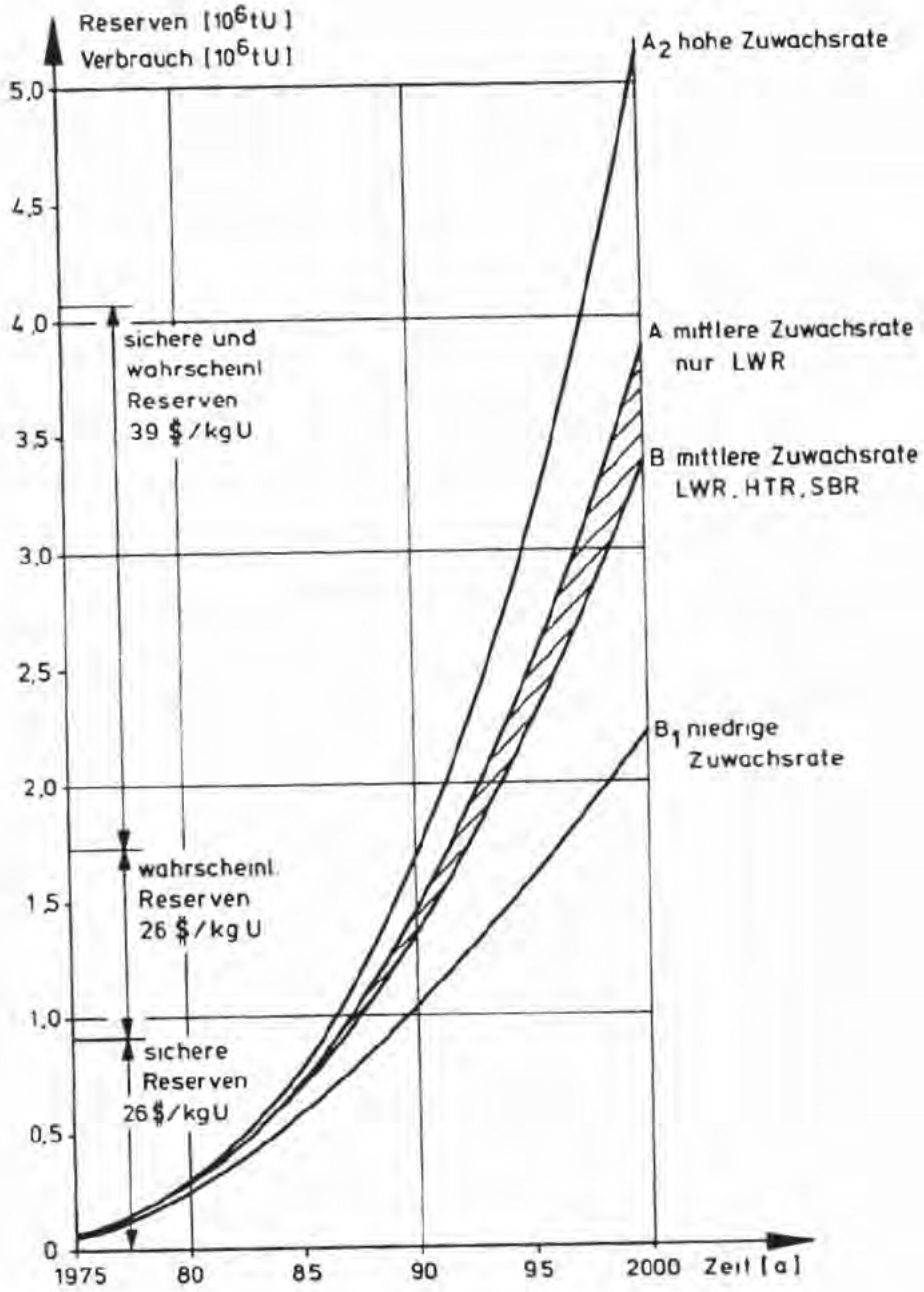


Abb. 6: Uranreserven und kumulierter Welturanbedarf (Stand 1975). Unter Verwendung von /12/ und /20/.

Für die späteren Rechnungen wurde daraus der Schluß gezogen, daß der mittlere U-Gehalt im Erz zumindest bis 1985 um 0,2 Gewichtsprozente liegt und daß er selbst bei hohen Zuwachsraten für den Uranbedarf und bei alleinigem Einsatz von LWRs und ohne neue Lagerstättenerschließungen bis zum Jahre 2000 nicht unter 0,02 Gewichtsprozent sinken wird.

Die nächsten Stationen im nuklearen Brennstoffkreislauf sind die

Konversion des U_3O_8 zu UF_6 und die U235-Anreicherung. Beim letzten Schritt sind verfahrensspezifische Faktoren für den Energieverbrauch ausschlaggebend. Drei Methoden stehen derzeit zur Auswahl, nämlich Diffusion, Ultrazentrifuge und Trenndüse. Über die Anreicherung durch Laser-Strahlung stehen noch keine verläßlichen Daten zur Verfügung, aber erste Hinweise lassen auf einen sehr niedrigen spezifischen Energiebedarf schließen.
Von den drei erstgenannten Anreicherungsmethoden wird nur die Diffusion bisher wegen ihres hohen Entwicklungsstandes und ihrer günstigen Betriebskosten großtechnisch angewandt, während die anderen Verfahren noch im Entwicklungsstadium sind, wobei die Zentrifuge knapp vor ihrem technischen Einsatz steht und die Trenndüse in der Bundesrepublik wie in Südafrika zur industriellen Reife entwickelt wird.
Das Diffusions- und das Trenndüsenverfahren sind sehr stromintensiv und Kostenvorteile ergeben sich nur mit sehr billiger elektrischer Energie. Die Zentrifugenkaskade verlangt einen sehr hohen Wartungs- und Reparaturaufwand und bedingt damit hohe Betriebskosten. Allerdings liegt die Zentrifuge gegenüber den anderen Verfahren im spezifischen Energieverbrauch pro Trennarbeitseinheit etwa um den Faktor 10 niedriger (Tab. B8, Anhang B).
Brennelementfabrikation, Wiederaufarbeitung einschließlich Lagerung und Transport bestrahlter und aufgearbeiteter Brennelemente machen nur einen kleinen Bruchteil des gesamten Energieverbrauchs im Brennstoffkreislauf aus und brauchen deshalb hier nicht weiter diskutiert werden (Zahlen siehe Anhang B).
Der SBR liegt naturgemäß sehr günstig im Energieaufwand, weil das bei der U235-Anreicherung für LWRs (und später für HTRs) anfallende abgereicherte Uran verwendet werden kann und daher nur Energie für Fabrikation, Wiederaufarbeitung und Transport von Brennelementen notwendig ist.
Zum Bauaufwand der KKWe muß man auch das Erstcore zählen, weil damit der Reaktor erst betriebsfähig wird. Mit den im Anhang B angegebenen spezifischen Energiedaten für den Brennstoffkreislauf wurden die spezifischen Primärenergieaufwendungen in MWh_{PEQ}/MW_{el} für die Erstcore-Erstellung bei den drei KKW-Typen LWR, HTR und SBR berechnet. Der Energiebedarf ist für die zwei zugrunde gelegten U-Erz-Konzentrationen von 0,2%

und 0,02% und für die beiden Anreicherungsverfahren Diffusion und Zentrifuge in Tabelle 2 angegeben. Darin sind diese Werte auch mit den ebenfalls nochmals aus Tabelle 1 zitierten spezifischen Anlageinvestitionen zum gesamten spezifischen Bauaufwand aufaddiert. Offenbar ist der Energieaufwand für die Erstcore-Erstellung sehr stark von der Uranerz-Konzentration und vom Anreicherungsverfahren abhängig. Bezogen auf die Anlageinvestitionen schwanken die Erstcore-Aufwendungen zwischen 14,6% und 135,7% beim LWR und zwischen 10,6% und 105,5% beim HTR.
Abb. 7 schließlich zeigt noch einmal graphisch den spezifischen energetischen Anlage- und Erstcore-Bedarf für alle betrachteten Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der U-Erz-Konzentration und dem U235-Anreicherungsverfahren.
Man erkennt aus der angegebenen Summe der Aufwendungen, daß der Nachteil des nach 1985 eventuell nötigen Übergangs auf niedriger konzentrierte Uranerze durch die Anwendung der Zentrifugen-Anreicherungstechnologie überkompensiert werden kann.

		LWR		HTR		FBR	Steinkohle
Anlageinvestition ges.		2635		2725		3500-4000 4)	2400
Uranerzgewinnung u.Erzaufbereitung =f (Konzentration)	0,2%	190		105 2)		./. 6)	./.
	0,02%	1825		990 2)			
Anreicherung	Diffusion	1725		1880		./. 6)	./.
	Zentrif.	170		180			
Fabrikation		23.5		6.5		7.5 3)	./.
Summe 7)	0,2%	Diffusion 4575	Zentrifuge 3020	Diffusion 4715	Zentrifuge 3015	3510-4010 5)	2400
	0,02%	6210	4655	5600	3900		

2) einschließlich Thorium
3) einschließlich Pu-Fabrikation
4) Investitionen geschätzt (130-150% der HTR-Investitionen)
5) unabhängig von Uranerzkonzentrationen und Anreicherung
6) bei Verwendung von abgereichertem Uran aus der Anreicherung von LWR-Uran
7) auf- oder abgerundete Ziffern

Tab. 2: Spez. Energieaufwand für Anlage und Erstcore (MWh_{PEQ}/MW_{el})

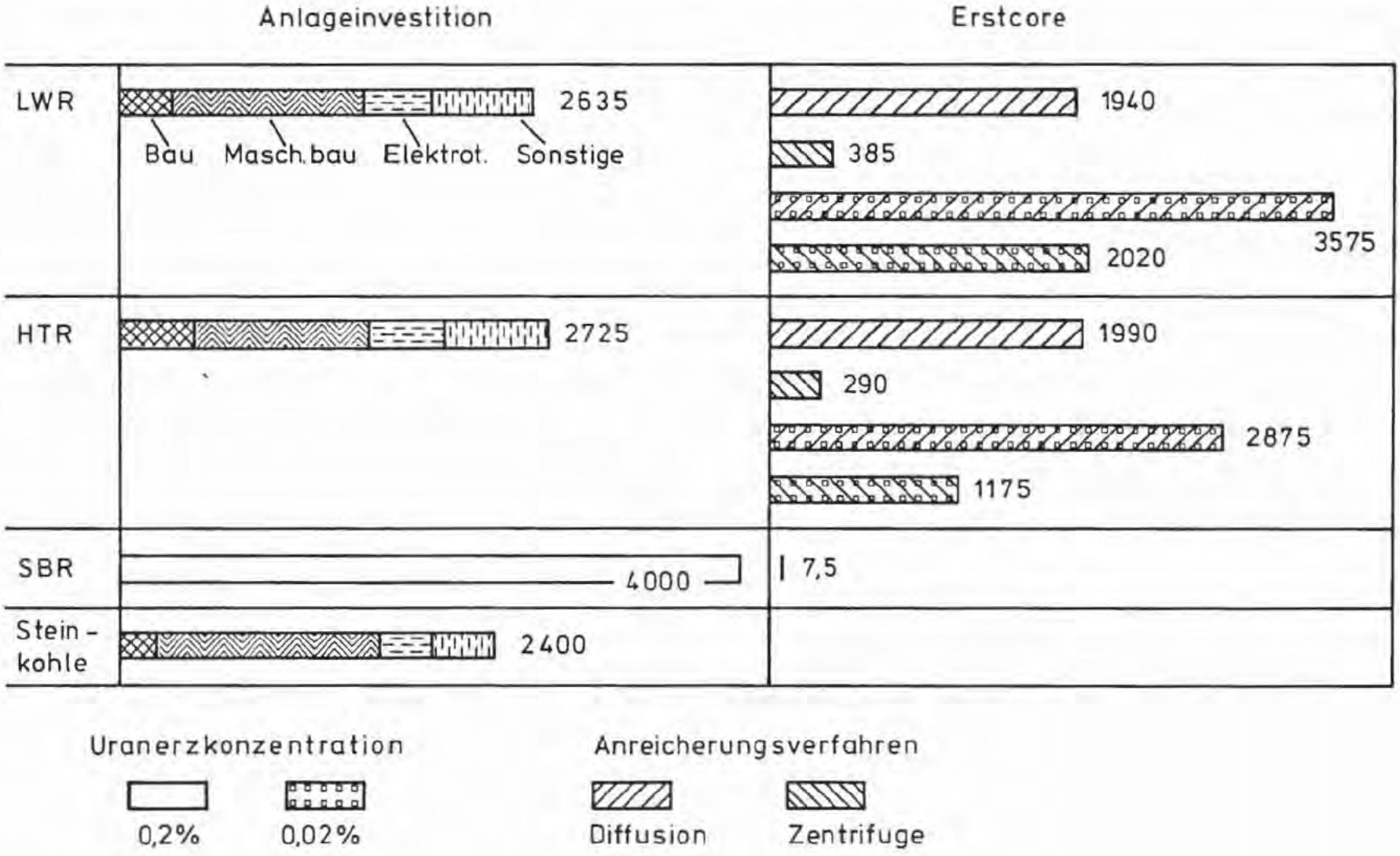


Abb. 7: Spezifischer Energieaufwand für Anlageinvestitionen und Erstcore /MWh_{PEQ}/MW_{el}/

Der Hochtemperaturreaktor (bei dem es sich hier nicht um den Hochkonverter handelt) liegt trotz der hohen Anreicherung wegen der guten Spaltstoffausnutzung wesentlich günstiger als der Leichtwasserreaktor. Dabei wurde berücksichtigt, daß der HTR-Brennstoffzyklus einen Anteil Thorium enthält, das im Mittel höherkonzentriert im Erz vorliegt als das Uran und somit weniger Energieeinsatz für Bergbau- und Aufbereitungsbetrieb erfordert. Allerdings würde sich diese Tatsache erst beim Hochkonverter (Konversionsrate 0,9) entscheidend bemerkbar machen. Mit den im Anhang B angegebenen spezifischen Energiewerten für den Brennstoffkreislauf läßt sich auch der spezifische Primärenergiebedarf für die laufende Brennstoffversorgung ("Nachladungsaufwand") der vier betrachteten Kraftwerkstypen berechnen.

Abb. 8 zeigt den Primärenergieaufwand für die Brennstoffversorgung der drei nuklearen Typen LWR, HTR und SBR sowie für das Steinkohlekraftwerk (ohne Heizwert des Brennstoffs selbst) in MWh_{PEQ} pro MWa_{el} . Wie schon in Abb. 7 wurden die Aufwendungen für die zwei U-Erzkonzentrationen 0,2% und 0,02%, sowie für die zwei Anreicherungsverfahren Diffusion und Zentrifuge berechnet. Neben dem sehr kleinen Energiebedarf für die Brennstoffversorgung des SBRs ist deutlich aus den Summen der Aufwendungen zu erkennen, daß der Nachteil des eventuell notwendigen Übergangs auf niedrig konzentriertes Uranerz auch hier durch die Anwendung des Zentrifugenverfahrens mehr als kompensiert wird.
In Abb. 8 ist, wie schon erwähnt, beim Steinkohlekraftwerk der Heizwert (21350 MWh_{PEQ}/MWa_{el}) des in die Brennkammer eingesetzten Brennstoffs selbst nicht enthalten, sondern nur die Aufwendungen zu seiner Bereitstellung. Die letzte der für die Kraftwerke notwendigen Energieinvestitionen ist der Aufwand für den Abriß der Anlagen nach ihrer Stillegung am Ende der Lebensdauer (25 a in dieser Studie für alle Typen). Bei den Kernkraftwerken wird dieser Energiebedarf gegen die Energiegutschrift des Restcores (etwa 20-30% des Primärenergieaufwands für Bau und Erstcore-Herstellung) verrechnet. Der Energiebedarf für den Abriß fossiler Kraftwerke ist nicht berücksichtigt.

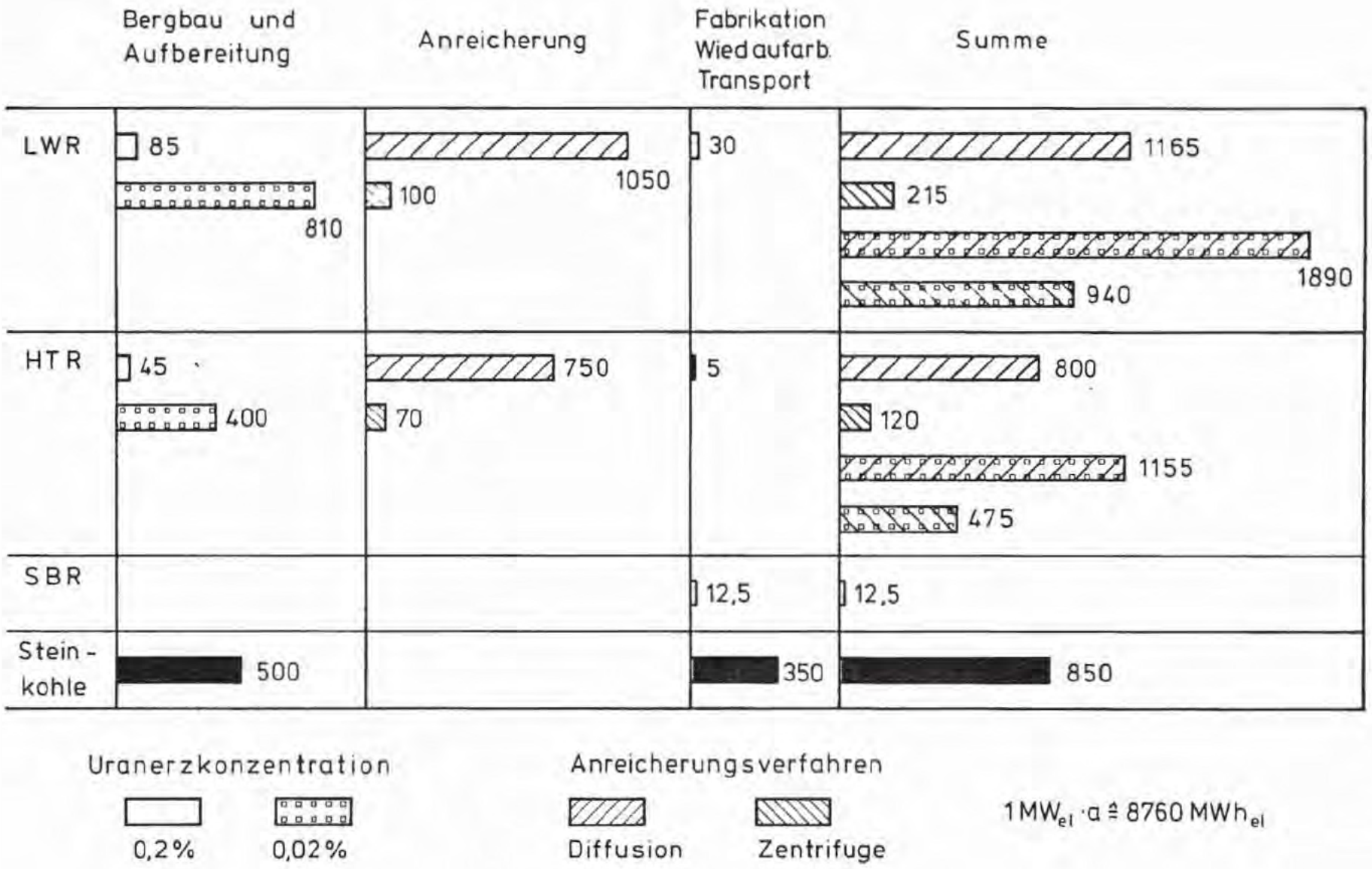


Abb. 8: Spezifischer Energieaufwand für die Bereitstellung des Brennstoffs in /$MWh_{PEQ}/MW_{el}\cdot a$/

3.2 Die Bewertung des Kernbrennstoffimports

Den im vorangegangenen Abschnitt ermittelten Zahlenwerte des Energieaufwandes für den Bau und Betrieb von Kraftwerken lag stillschweigend eine bestimmte Bewertung der Energieimporte zugrunde. Da je nach Fragestellung auch eine andere energetische Behandlung der Energieimporte möglich ist, soll hierauf noch kurz eingegangen werden.
Für nicht-abgeschlossene Systeme, bei denen Transaktionen über die Systemgrenzen hinweg erfolgen, muß eine Erfassung der Input- und Outputströme von Energie vorgenommen werden, wenn man die Bilanz für das gesamte System aufstellen will.
Für das nicht-abgeschlossene System einer Volkswirtschaft mit einem unterschiedlichen Produktspektrum an Importen und Exporten ist die energetische Behandlung des Außenhandels problematisch, da ein Austausch von Energie mit anderen Produkten stattfinden kann. Es ist daher zu klären, auf welche Weise Import und Export in die energetische Bewertung einbezogen werden können.

Grundsätzlich lassen sich für die Behandlung der Energietransaktionen zwei Betrachtensweisen unterscheiden (Abb. 9)

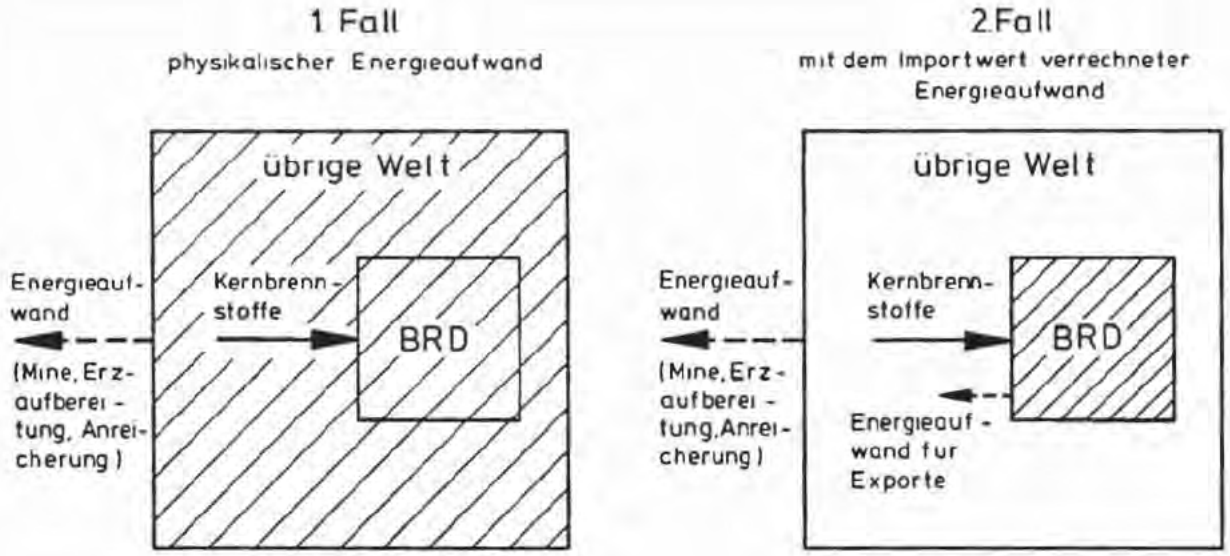


Abb. 9: Bewertung von Kernbrennstoffeinfuhren

Im ersten Fall kann man davon ausgehen, daß unabhängig vom Wert der Ein- und Ausfuhren der energetische Aufwand, der im exportierenden Land für die Gewinnung der Energieprodukte anfiel, den importierten Energieträgern zugerechnet werden muß, wenn man das Energieversorgungssystem im eigentlichen energetisch bewerten will.
Bis jetzt und auch für die nächste Zukunft sind wesentliche Teile des Brennstoffzyklus nicht in der BRD selbst lokalisiert, nämlich die Urangewinnung und U235-Anreicherung. Da die entsprechenden energetischen Aufwendungen insbesondere für die Anreicherung bisher nicht in der BRD erbracht werden müßten, scheint es zunächst nahezuliegen, diesen Energieverbrauch auch nicht zu berücksichtigen. Da hier aber eine vollständige Aufwandsbilanzierung geschehen soll, unabhängig vom geographischen Ort der Energieinvestitionen, werden alle Aufwendungen mit ihrem Primärenergieäquivalent verrechnet. Hinzu kommt, daß in absehbarer Zeit (ab 1977) auch die BRD (beim zusammen mit Belgien, Großbritanien und Holland entwickelten Zentrifugenverfahren durch die Firma URENCO) Trennarbeit übernehmen wird.

Es gibt aber noch einen zweiten Verrechnungsgesichtspunkt.
Der Geldwert des Imports an angereichertem Kernbrennstoff muß mit einem gleichen Wert an Ausfuhrgütern bezahlt werden. Für die Herstellung dieser Ausfuhrgüter ist ebenfalls ein bestimmter mittlerer Energieaufwand notwendig, der dann den wertgleichen Uraneinfuhren angelastet wird. Aus den Energiebilanzen /4/ und den Import-Export Statistiken /5/ läßt sich dieser mittlere Energieaufwand je DM an Exportgütern angeben. Er wurde zu 3,6 kWh/DM ermittelt. Bei der derzeitigen Außenhandelsstruktur erweist sich der Energieaufwand pro DM Export als merklich kleiner als der Energieaufwand je DM importierten angereicherten Kernbrennstoffs.
Zum Vergleich mit dem Standardfall - volle Berücksichtigung des tatsächlichen Anreicherungsaufwands - wurde später (Kap. 4.2) auch dieser Fall (mit dem kleineren inländischen Energieverbrauch zur Exportgütererzeugung mit gleichem monetären Wert für den Uranimport) durchgerechnet. Natürlich sieht dieser Fall der monetären Importbewertung derzeit für die BRD energetisch wesent-

lich günstiger aus als der Fall der physikalischen Verrechnung. Tabelle 3 zeigt die verwendeten Daten.
Diese zwei Bewertungsverfahren führen zu unterschiedlichen Ergebnissen, beinhalten jedoch keinen Widerspruch. Denn in beiden Fällen sind die Festlegungen der Systemgrenzen und somit auch die Fragestellungen verschieden. Im ersten Ansatz wird die energetische Bilanz für die Kernenergie insgesamt gezogen (Subsystem ist also das Energieversorgungssystem). Im zweiten Fall wird die Bilanz des energetischen Aufwandes für die Kernenergienutzung innerhalb der Bundesrepublik aufgemacht (Subsystem ist also das Land).

Energie-Inhalt	LWR	HTR
Angereichertes Uran für Erstcore MWh_{PEQ}/MW_{el}	170	142,5
angereichertes Uran für Nachladung $MWh_{PEQ}/MW_{el} \cdot a$	90,8	57

Datenbasis:

spezifischer Energieaufwand der Exporte: 3,6 $\frac{kWh_{PEQ}}{DM}$

Preis des U_{nat} : 8 $\frac{\$}{lb\ U_3O_8}$

Konversionskosten: 2,5 $ / kg U

Trennarbeitskosten: 48 $ / kg UTA

Tab. 3: Spez. Energieaufwand für die Uranbeschaffung, bei Bewertung mit dem Energieaufwand für wertgleiche Exporte.

3.3 Nettowirkungsgrade

Mit den in Kapitel 3.1 angegebenen Werten der gesamten energetischen Aufwendungen für Bau und Betrieb von Kraftwerken läßt sich der Nettowirkungsgrad von Einzelkraftwerken verschiedenen Typs als das Verhältnis der Nettostromerzeugung (Stromerzeugung minus Eigenverbrauch über die gesamte Anlagenlebensdauer) zum gesamten direkten und indirekten Energieaufwand für Bau und Betrieb (inklusive der in der Brennkammer bzw. im Core freigesetzten Wärme und alle eingesetzten Sekundärenergien auf ihr fossiles Primärenergieäquivalent umgerechnet) als eine der entscheidenden Faktoren zur Beurteilung der Energieökonomie konkurrierender Kraftwerkssysteme berechnen.
In Tab. 4 sind für die vier hier betrachteten Kraftwerkstypen LWR, HTR, SBR und Steinkohle die technischen Wirkungsgrade und die sich unter Berücksichtigung des Energieaufwandes für den Kraftwerksbau und die Bereitstellung des Brennstoffes ergebenden Nettowirkungsgrade zusammengestellt. Dabei wurde von einer Anlagenlebensdauer von 25 Jahren ausgegangen.

Die Nettowirkungsgrade liegen um 0,4 bis 2,5%-Punkte unter dem technischen Wirkungsgrad. Dabei ist der des LWRs naturgemäß am geringsten, weil sein technischer Wirkungsgrad mit 33% schon wesentlich geringer ist als der der anderen Kraftwerke.
Für das Steinkohlekraftwerk errechnet sich der Nettowirkungsgrad zu 37,37%. Er liegt damit wesentlich unter dem des Schnellen Brutreaktors und auch der Hochtemperaturreaktor erzielt bei Einsatz der Zentrifugenanreicherung bessere Werte. Dies gilt auch für die niedrige Urankonzentration von 0,02%. Die Differenz zwischen dem technischen - und dem Nettowirkungsgrad ist per Definition ja ein Maß für den Energieaufwand zum Kraftwerksbau und zur Brennstoffbereitstellung. In Tab. 4 ist dieser über die Lebensdauer des Kraftwerks anfallende Energieaufwand noch einmal explizit aufgeführt. Die Zahlenwerte in den Klammern geben dabei den Anteil für den Bau der Anlage einschließlich des Erstcores an. Mit 13,1% ist dieser Anteil beim Steinkohlekraftwerk am geringsten. Die Zahlen des Energieaufwandes spiegeln deutlich den Einfluß der Uranerzkonzentration und des Anreicherungsverfahrens wieder. Für den LWR und HTR

		Kumulierter Energieaufwand 2) /GWh_{PEQ}/MW_{el}/		Technischer Wirkungsgrad /%/	Nettowirkungsgrad /%/		Betriebszeit für Energierücklieferung 3) /Monate/	
		Diffusion	Zentrifuge		Diffusion	Zentrifuge	Diffusion	Zentrifuge
LWR	0,2%	25,5 (17,9%) 1)	6,9 (43,8%) 1)	33,0	31,4	32,5	1,88	1,24
	0,02%	40,2 (15,4%) 1)	21,6 (21,6%) 1)		30,5	31,6	2,55	1,91
HTR	0,2%	19,1 (24,7%) 1)	5,2 (58,3%) 1)	39,0	37,3	38,5	1,94	1,24
	0,02%	26,4 (21,2%) 1)	12,5 (31,3%) 1)		36,7	37,9	2,30	1,60
SBR		4,23 (94,5%) 1)		39,0	38,61		1,44-1,65	
Steinkohle		18,34 (13,1%) 1)		39,0	37,37		0,99	

1) Anteil Energieaufwand für Anlage und Erstcore am gesamten Energieaufwand

2) Während der gesamten Lebensdauer

3) bei Vollast

Tab. 4: Kumulierter Energieaufwand, Nettowirkungsgrad und Betriebszeit für Energierücklieferung der verschiedenen Kraftwerke

schwanken der gesamte Energieaufwand je nach Anreicherungsverfahren und Urankonzentration fast um 600%. Für den günstigsten Fall (Uranerzkonzentration 0,2% und Zentrifugenanreicherung) liegt ihr Energieaufwand wesentlich unter dem eines Steinkohlekraftwerks. Für den Hochtemperaturreaktor gilt dies auch noch beim Übergang auf eine Urankonzentration von 0,02%. Der kumulierte Energieaufwand des Schnellen Brutreaktors beträgt mit 4,23 GWh_{PEQ}/MW_{el} nur etwa 23% des eines Steinkohlekraftwerks.
In Tab. 4 ist schließlich noch die energetische "Return-on-investment" Zeit angegeben (siehe dazu Abschnitt 2.1). Den hier angegebenen Zahlen liegt eine Bewertung der elektrischen Energie mit dem Primärenergieäquivalent (PEQ) zugrunde. Die so definierten Energierücklieferungszeiten liegen zwischen 0,99 und 2,55 Monaten. Für das Steinkohlenkraftwerk ist sie mit 0,99 Monaten am geringsten, da hier kein Energieaufwand für ein Erstcore anfällt.

4. Die energetische Bilanz des Kernkraftwerkausbaus der BRD bis zum Jahre 2000

Eine der Hauptmotivationen für die Entwicklung und Einführung der Kernenergie waren die zu erwartenden ökonomischen Vorteile. Tatsächlich ist die heute von Leichtwasserreaktoren produzierte Wärme billiger als die konkurrierenden Energieträger (derzeit etwa 6,20 DM/Gcal /6/), so daß diese bei der Stromerzeugung sogar den im Vergleich zu modernen fossilen Kraftwerken niedrigen Anlagenwirkungsgrad von etwa 33% (gegenüber etwa 39%) ab 3000 h Jahreslast kompensiert, wie Abb. 10 zeigt. Nur die Braunkohlekraftwerke bleiben konkurrenzfähig.

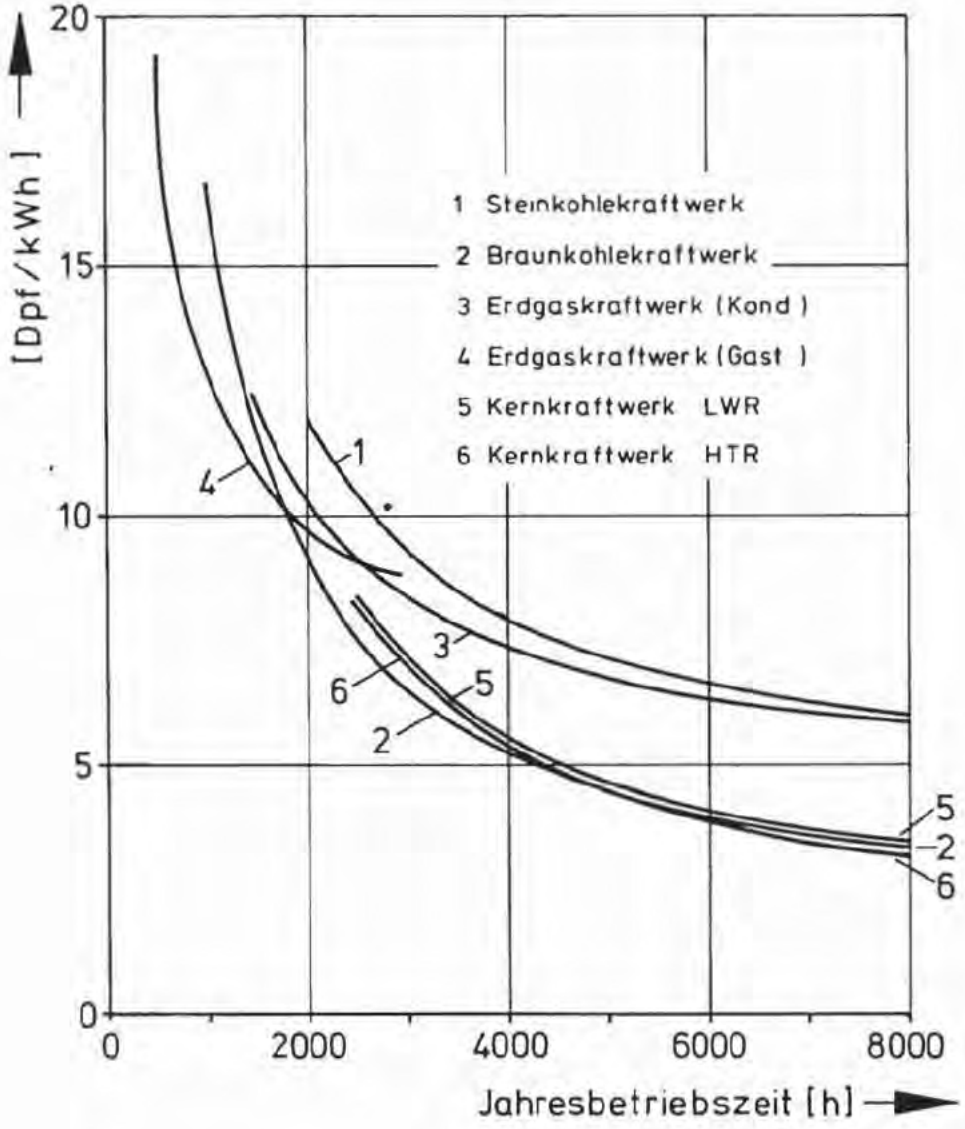


Abb. 10: Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen /6/

Seit der Ölversorgungskrise im Herbst 1973 trat aber verstärkt der Gesichtspunkt der Einsparung fossiler Energien, besonders von solchen, bei denen wie bei Öl und Erdgas eine starke Importabhängigkeit besteht, durch den Einsatz der Kernenergie in den Vordergrund. Viele Industriestaaten, die wie die BRD brennstoffimportabhängig sind, haben inzwischen Programme für einen forcierten Ausbau der Kernenergie zur Stromerzeugung aufgestellt. In jüngster Zeit ist nun in einigen Veröffentlichungen /2/, /3/ behauptet worden, daß ein forcierter Ausbau der Kernenergie nicht zu einer Entlastung der fossilen Energieversorgung beitragen könnte.
Im folgenden wird daher dieser Frage für den vorgeschlagenen Ausbau der Kernkraftwerkskapazität der BRD bis zum Jahre 2000 nachgegangen. Zur Abschätzung der unteren Grenze der fossilen Energieersparnis wird dabei davon ausgegangen, daß der Kernkraftwerkszubau ausschließlich durch Leichtwasserreaktoren erfolgt und daß der zum Bau und zur Brennstoffbereitstellung dieser Kraftwerke notwendige Energieaufwand ausschließlich durch fossile Energieträger erfolgt. Wie in Kapitel 2.1 schon erwähnt, ist die Frage nach der Bilanz von Energieinput zu Energieoutput eines Kernkraftwerkszubauprogramms unter bestimmten Voraussetzungen identisch mit der Frage nach der fossilen Energieersparnis und zwar dann, wenn der elektrischen Energie aus Kernkraftwerken ein Wert zugemessen wird, der der fossilen Energie entspricht, die benötigt wird, um dieselbe Menge an elektrischer Energie fossil zu erzeugen.

4.1 Ausbau der Kernkraftwerkskapazität

Für die Untersuchung der fossilen Energieersparnis durch den Ausbau der Kernenergie wurde eine Zubaustrategie zugrunde gelegt, die bis zum Jahre 1985 der ersten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom November 1974 /1/ entspricht. Die im Jahre 2000 installierte Leistung wurde mit 170 GW_{el} abgeschätzt. In Tabelle 2 sind die benutzten Zahlenwerte für die zeitabhängige Kernkraftskapazität noch einmal zusammengestellt.

Jahr	Kapazität (MW_{el})
1962	15
1965	15
66	73
67	323
68	590
1970	590
1972	2225
73	2246
74	3450
1975	5060
1980	22899
1985	50000
1990	90000
1995	134000
2000	170000

Tab. 5: Ausbau der Kernkraftwerkskapazität von 1962 bis 2000

Die diesem Ausbau entsprechenden Verdopplungszeiten liegen bei 2,3 Jahren im Zeitraum 1975-1980 und bei 4,3 Jahren im Zeitraum 1980-1985 und nehmen bis zum Jahre 2000 auf etwa 15 Jahre zu. Neben der Zubaugeschwindigkeit haben,wie aus den Ergebnissen der energetischen Betrachtung der einzelnen Kraftwerke ersichtlich, vor allem die Uranerzkonzentration und das verwendete Anreicherungsverfahren einen wesentlichen Einfluß auf die hier zu erstellende Bilanz. Aus einer Gegenüberstellung der heute bekannten Uranreserven und der weltweiten Entwicklung des Uranbedarfs (siehe Kapitel 3.1) wurde folgender zeitlicher Verlauf der mittleren Uranerzkonzentration abgeschätzt:

0,2% bis 1985
linearer Abfall auf 0,1% bis 1990
" " " 0,05% bis 1995
" " " 0,02% bis 2000

Für die Aufteilung der notwendigen Anreicherungsarbeit auf das Diffusions- bzw. Zentrifugenverfahren wurde davon ausgegangen, daß die Zentrifuge kontinuierlich ihren Anteil erhöht und schließlich im Jahre 2000 80% der anfallenden Anreicherungsarbeit

übernimmt.
Als weitere wichtige Parameter treten die Bauzeit- 6 Jahre für den LWR und 4 Jahre für ein Steinkohlekraftwerk - und die Lebensdauer der Kraftwerke - einheitlich 25 Jahre - auf. Der Einfachheit halber wurde unterstellt, daß sich der Energieaufwand für den Kraftwerksbau gleichmäßig auf die Bauzeit verteilt. Diese vereinfachende Annahme hat jedoch auf eine kumulierte (über die Zeit summierte) Bilanz keinen nennenswerten Einfluß. Wie bereits erwähnt, werden bei dieser Analyse der fossilen Energieersparnis durch den Einsatz der Kernenergie, die kumulierten fossilen Gesamtaufwendungen des Kernkraftwerkausbaus denen eines leistungsgleichen Steinkohlekraftwerkssystems gegenübergestellt. Eine Einsparung fossiler Energie durch das Kernenergiesystem ergibt sich dann zu dem Zeitpunkt,wo der kumulierte fossile Energieverbrauch des Systems auf Steinkohlebasis größer ist als der des nuklearen Systems.

4.2 Einsparung fossiler Energie

Bei der Gegenüberstellung des fossilen Energieverbrauchs einer nuklearen und einer fossilen Elektrizitätsversorgungsstrategie würde als zeitlicher Ausgangspunkt der Baubeginn des ersten Versuchskraftwerks (VAK-Kahl) im Jahre 1956 gewählt. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Abb. 11 und Abb. 12 dargestellt. Wegen des höheren energetischen Bauaufwandes und der Erstcore-Ausstattung von Kernkraftwerken sind der jährliche (Abb. 12) und der kumulierte (Abb. 11) Energieinput des Nuklearsystems anfangs größer als beim Steinkohlesystem. Für den Normalfall (gestrichelte Linie), dem die in Kapitel 3.1 ermittelten Zahlenwerte für den energetischen Bauaufwand und die Brennstoffbereitstellung zugrunde liegen, beginnt die fossile Energieersparnis bereits im Jahre 1968. Trotz des starken Kapazitätsausbaus im Zeitraum von 1970 bis 1980 nimmt auch hier die fossile Energieersparnis zu. Bis zum Jahre 2000 ergibt sich eine Einsparung an fossiler Energie von etwa 3.10^{10} MWh_{PEQ}, was einer Energiemenge von $3,7.10^{9}$ t SKE oder etwa dem zehnfachen Primärenergieverbrauch der BRD im Jahre 1974 entspricht.

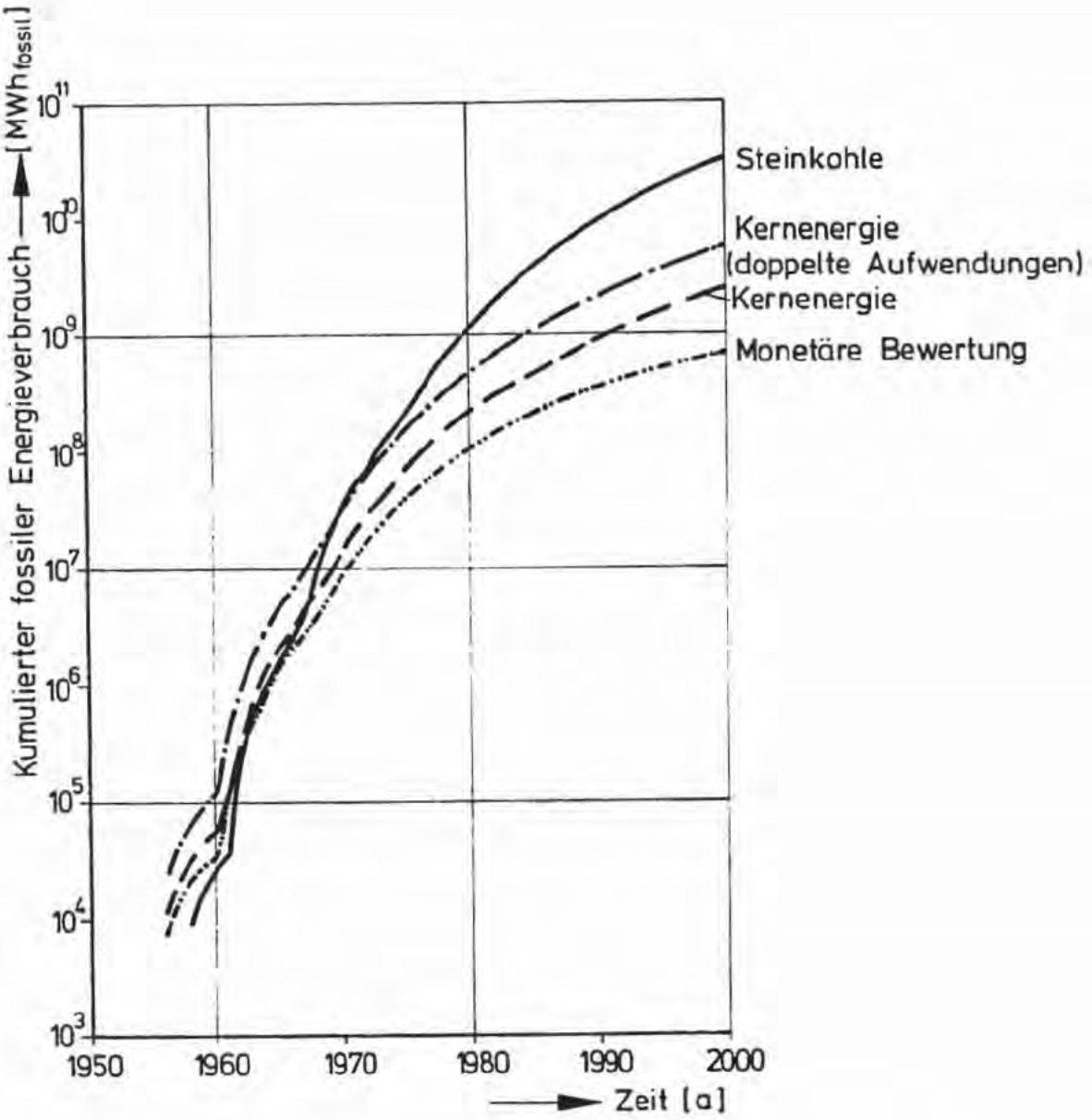


Abb. 11: Kumulierter fossiler Energieverbrauch

Um die Sensitivität dieses Ergebnisses zu ermitteln wurden verschiedene Parameter, wie z.B. der zeitliche Verlauf der Uranerzkonzentration und die Höhe des energetischen Bauaufwandes variiert. Die Ergebnisse einer besonders extremen Annahme stellen die strichpunktierten Kurven in Abb. 11 und Abb. 12 dar. Hier wurde der notwendige Energieaufwand für den Bau und die Brennstoffbereitstellung des Leichtwasserreaktors um 100% gegenüber der ersten Strategie erhöht. Selbst diese drastische sich

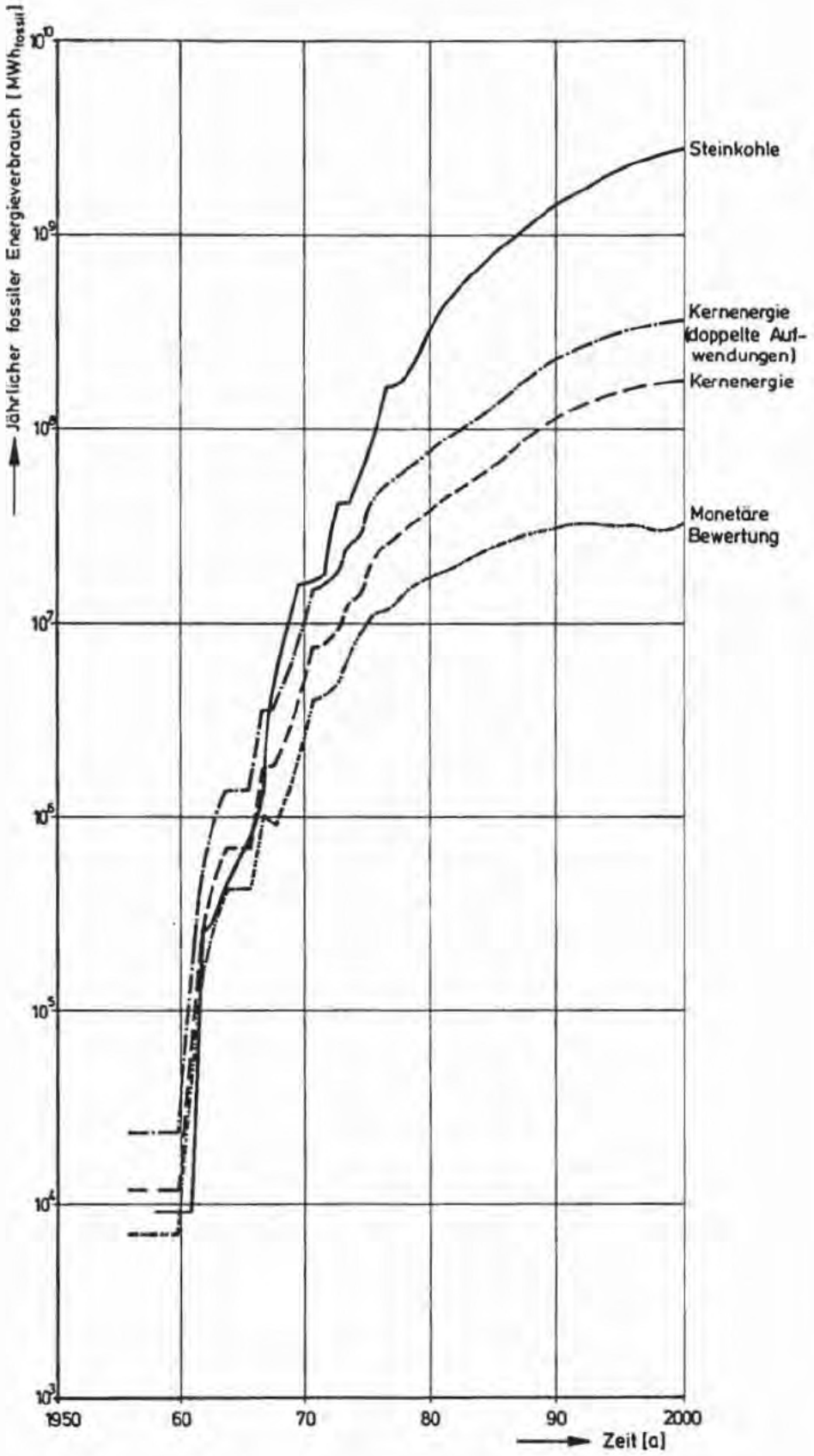


Abb. 12: Jährlicher fossiler Energieverbrauch

zu ungunsten der fossilen Energieeinsparung auswirkende Annahme, führt nur dazu, daß die fossile Ersparnis ein Jahr später beginnt, nämlich 1969 und sie bleibt bis zum Jahre 2000 nur 8,6% hinter der Einsparung des Normalfalls zurück.
Sehr viel geringer schließlich ist der fossile Aufwand für das Kernkraftwerksystem, wenn man den in Kapitel 3.3 diskutierten Fall heranzieht, wo man für die Herstellung des angereicherten importierten Kernbrennstoffs nur diejenige Energie verrechnet, die notwendig ist, um wertgleiche Ausfuhren zu erzeugen. Wie die doppelt strichpunktierte Kurve in Abb. 11 zeigt, tritt die fossile Einsparung schon im Jahre 1962, also kurz nach der Inbetriebnahme des ersten Kernkraftwerkes ein.

Es sei nochmals betont, daß der ausschließliche Zubau von Leichtwasserreaktoren den energetisch ungünstigsten Fall darstellt und daß die Einführung der fortgeschrittenen Reaktoren, wie HTR und SBR die Einsparung fossiler Energie weiter vergrößern würde.

5. Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

Die Ergebnisse unserer Untersuchung haben gezeigt, daß der Energieaufwand für den Bau und die Brennstoffbereitstellung von Leichtwasser- und Hochtemperaturreaktoren sehr stark von der Uranerzkonzentration und dem Anreicherungsverfahren abhängt. Für die heute abgebauten Uranerzkonzentrationen von 0,2% ist der über die Lebensdauer des Leichtwasserreaktors kumulierte Energieaufwand bei einer Anreicherung nach dem Diffusionsverfahren um etwa 40% größer und bei einer Anreicherung nach dem Zentrifugenverfahren um über 60% kleiner als bei einem Steinkohlekraftwerk. Der Energieaufwand eines Schnellen Brutreaktors beträgt nur etwa 1/4 des eines Steinkohlekraftwerks. Der bei Kernkraftwerken mit abnehmender Uranerzkonzentration wachsende Energieaufwand kann durch einen gleichzeitigen Übergang auf eine Anreicherung nach dem Zentrifugenverfahren mehr als kompensiert werden.
Die durch den geplanten Einsatz der Kernenergie allein zur Stromerzeugung erzielbare Einsparung an fossiler Energie beträgt bis zum Jahre 2000 etwa $3{,}7 \cdot 10^9$ t SKE, dies entspricht etwa dem

zehnfachen Primärenergieverbrauch der BRD im Jahre 1974.
Es existieren heute sicher noch eine Reihe von Problemen im Zusammenhang mit der friedlichen Nutzung der Kernenergie, wie z.B. die Schließung des Brennstoffkreislaufs, die Lagerung des radioaktiven Abfalls und die Akzeptierung der Kernenergie durch eine breite Öffentlichkeit. An der Möglichkeit durch ihren Einsatz große Mengen fossiler Energieträger einzusparen besteht aber kein Zweifel.

6. Literaturverzeichnis

/1/ "Erste Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung, herausgegeben vom Referat Presse und Information des BMWI, Bonn, Nov. 1974

/2/ P. Chapman: The ins and outs of nuclear power, New Scientist, Dec 19, 1974

/3/ P. Chapman, N. Mortiner: Energy inputs and outputs of nuclear power stations, Open Univ., Milton Keynes, Res. Rep. ERG 005, Sept. 1974

/4/ Arbeitskreis Energiebilanzen:
Energiebilanzen der BRD, 1970
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt/Main

/5/ Statistisches Bundesamt
Wirtschaft und Statistik, März 1974

/6/ Programmstudie "Sekundärenergiesysteme" (Kurzfassung) Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) der KFA Jülich, JÜL-1148-SE, Dez. 1974

/7/ R. Herendeen: Use of the Input-Output Analysis to Determine the Energy Costs of Goods and Services, aus M. Macrakis:
Energy: Demand, Conservation and Institutional Problems, MIT Press 1974, S. 141-158

/8/ Prospects of Development of Fast Breeder Reactors in the European Community,
Report prepared by a UNIPEDE Working Group, Dec. 1973

/9/ Wenzel, H. und Schaefer H.: Bestimmung des Energiekostenanteils am Listenpreis ausgewählter Walzstahlfertigerzeugnisse als Maß für den Einfluß der Energiepreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Eisenschaffenden Industrie
Forschungsberichte des Landes Nordrhein-Westfalen, Nr. 1706, Westdeutscher Verlag, Köln und Opladen 1966

/10/ Merritt, R.C.: The Extractive Metallurgy of Uranium
Colorado School of Mines Research Institute, prepared under Contract with the United States Atomic Energy Commission, Library of Congress Catalog Card No. 71-157076, 1970

/11/ Kegel, K.-E.: Die Uranerzaufbereitung
Vortrag, gehalten im Rahmen des Symposiums "Die Versorgung mit Natururan", organisiert vom Deutschen Atomforum e.V., am 18. und 19.11.74 in Mainz

/12/ Uranium
Resources, Production and Demand
OECD/IAEA - Joint Report, Paris, August 1973

/13/ Venzlaff, H.: Die Prospektion und Exploration von Uran
Vortrag, gehalten im Rahmen des Symposiums "Die Versorgung mit Natururan", organisiert vom Deutschen Atomforum e.V., am 18. und 19.11.74 in Mainz

/14/ R. Braun, H. Geipel, J. Iwand: Zum Wirtschaftlichkeitsvergleich von Uran-Anreicherungsverfahren
Atomwirtschaft, November 1974

/15/ Kayser, J.: Systemanalyse der Studie zur Schließung des HHT-Brennstoffkreislaufs
KFA Jülich, Jül-1016-HT, November 1973

/16/ J. Price: Dynamic Energy Analysis and Nuclear Power, Friends of the Earth Ltd for Earth Resources Research Ltd, 18 Dec. 1974

/17/ J.P. Charpentier: Toward a better understanding of energy consumption.
Workshop on Energy Demand
22-23. May 1975, IIASA, Laxenburg, Austria

/18/ Ch. Rombough, B. Koen: Total Energy Investments in Nuclear Power Plants,
Nuclear Technology, Vol. 26, May 1975

/19/ H.R. Hampel, A. von Kienlin: Die Versorgung mit Uran
Metallgesellschaft AG, "Mitteilungen aus dem Arbeitsbereich" Heft 16, 1973

/20/ L.G. Poole: World uranium resources, in: Nuclear Engineering International, February 1975, Volume 20, Number 225, pp. 95-100

/21/ Formation of Uranium ore Deposits
Proceedings of a symposium on the formation of uranium ore deposits, organized by the IAEA, IAEA, Wien, 1974

Anhang A:

Zur Methodik der energetischen Input/Output-Rechnung

1.) Die Zuordnung der Energieaufwendungen

Während früher alternative technische Entwicklungen vornehmlich unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit verglichen wurden, gewinnen heute energetische Bilanzen zunehmend an Bedeutung. Zuzüglich zu dem technischen Wirkungsgrad zum Beispiel eines Kraftwerks muß man dabei berücksichtigen, daß bereits zu seinem Bau schon erhebliche Energie erforderlich war - zur Herstellung der Gebäude, der maschinellen und der elektrotechnischen Ausrüstung. Die Lieferungen der entsprechenden Industriesektoren bezeichnet man als direkte Vorleistungen. Darüber hinaus sind aber Vorleistungen zum Beispiel der chemischen Industrie erforderlich, damit die entsprechenden elektrotechnischen Apparaturen hergestellt werden können.Diese bezeichnet man als indirekte Vorleistungen, die dem Bau des Kraftwerks ebenfalls angelastet werden müssen.

Zur Errechnung einer Nettoenergiebilanz gibt es prinzipiell zwei Vorgehensweisen:

Einmal kann man als Subsystem eine Vielzahl kleiner überschaubarer Einzelprozesse auswählen, wobei man ein Endprodukt in die feinen Verästelungen seiner Vorleistungen verfolgen kann, bis die Vernachlässigung eines weiteren Beitrags keinen wesentlichen Fehler mehr verursacht. Eine solche Vorgehensweise nennt man Prozeßkettenanalyse. Zum anderen kann man das Subsystem gleich so groß wählen, daß man alle wesentlichen Einflüsse erfaßt und die Gesamtbilanz aller Verknüpfungen dieses Systems mit seiner Umgebung zieht.

In beiden Fällen stellt sich neben der Abgrenzung des Systems das zentrale Problem der Zuordnung der in einem Prozeß eingesetzten Energie auf gleichzeitig anfallende Endprodukte.
Eine Zuordnung nach physikalischen Gesichtspunkten ist in vielen Fällen nicht befriedigend. Es wird deshalb im folgenden die Methode einer wertmäßigen Zuordnung angewendet, die den Vorteil besitzt, daß in Form der Input/Output-Tabellen umfang-

reiches Zahlenmaterial vorhanden ist.

2.) Erläuterung der Input/Output-Methode

Die Input/Output-Tabelle stellt die wertmäßige Verflechtung der Sektoren einer Volkswirtschaft dar. Abb. A1 zeigt die Handhabung einer Inout/Output Koeffizientenmatrix. Der Feldplatz A_{ij} gibt den wertmäßigen Anteil der Vorleistungen aus dem Sektor i am Gesamtoutput des Sektors j an.

Sek= tor	1	.....	j	.....	Y	$\sum$
1		↑ nach				X_1
⋮	von →					
i			A_{ij}		Y_i	X_i
⋮						

$$X_i = \sum_{j=1}^{n} A_{ij} \cdot X_j + Y_i$$

Abb. A1: Prinzipielle Darstellung der Input/Output Matrix

Man unterstellt Linearität und Zeitinvarianz, wenn man diesen Zusammenhang in der unter der angedeuteten Tabelle stehenden mathematischen Form schreibt: Der Gesamtoutput des Sektors i setzt sich zusammen aus dem Endverbrauch Y_i und der Summe der Vorleistungen für andere Sektoren.
Dieser Sachverhalt wird im folgenden in der übersichtlicheren Matrizenschreibweise dargestellt, wobei Vektoren einmal und Matrizen zweimal unterstrichen wurden.
Durch eine einfache Umrechnung ergibt sich die inverse Leontief-Matrix $\underline{\underline{(I - A)}}^{-1}$, wobei mit $\underline{\underline{I}}$ die Einheitsmatrix bezeichnet wurde. Die Elemente dieser Matrix C_{ij} geben an, wieviele Werteinheiten des Sektors i, das heißt einschließlich aller

$$\underline{X} = \underline{\underline{A}}\,\underline{X} + \underline{Y}$$

$$\underline{X} = \underline{\underline{(I - A)^{-1}}} \cdot \underline{Y} = \underline{\underline{C}} \cdot \underline{Y}$$

$$\underline{\underline{(I - A)^{-1}}} = \underline{\underline{I}} + \underline{\underline{A}} + \underline{\underline{A^2}} \ldots$$

indirekten Vorleistungen, produziert werden müssen, damit die Nachfrage nach einer Werteinheit des Sektors j befriedigt werden kann.

Die gezeigte Reihenentwicklung findet folgende Erklärung:

Betrachtet man einen Produktenvektor $\underline{Y}$, so erhält man die notwendigen direkten Vorleistungen $\underline{Z}_1$ durch die Multiplikation mit der Koeffizientenmatrix $\underline{\underline{A}}$. Zur Erzeugung des Produktenvektors $\underline{Z}_1$ geht man gleichartig vor und erhält durch sukzessives Einsetzen und Summation die dargestellte Form. Es wird so deutlich, daß die Potenzen der Matrix $\underline{\underline{A}}$ die bezogenen indirekten Vorleistungen höherer Ordnung wiedergeben.

$$\underline{Z}_1 = \underline{\underline{A}} \cdot \underline{Y}$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{\underline{A}} \cdot \underline{Z}_1 = \underline{\underline{A^2}} \cdot \underline{Y}$$

$$\sum_{n=1}^{\infty} \underline{Z}_n = (\underline{\underline{A}} + \underline{\underline{A^2}} + \underline{\underline{A^3}} \ldots) \cdot \underline{Y}$$

3.) Die Input/Output Matrix der Energie

Dieses oben erläuterte Verfahren kann man auf die Energieflüsse ausdehnen, indem man den Wertströmen der Energiesektoren Energieströme zuordnet, womit man Preise impliziert. Diese Energieströme werden dann wertmäßig auf die jeweiligen Outputs der Sektoren übertragen /7/.

Dazu bildet man eine Matrix $\underline{\underline{R}}$, deren Elemente

$$R_{ik} = \frac{E_{ik}}{X_k}$$

die auf den wertmäßigen Gesamtoutput X_k des Industriesektors k bezogenen spezifischen Energiebedarf darstellen, wenn E_{ik} die Energielieferungen der Art i an diesen Industriesektor darstellen. Damit hat $\underline{\underline{R}}$ die Dimension Energieeinheit/Werteinheit (z.B. kg SKE/100 DM) und ist im Gegensatz zur inversen Leontief-Matrix nicht quadratisch sondern enthält so viele Zeilen, wie Energiesektoren betrachtet wurden.
Multipliziert man ihre Elemente mit der inversen Leontiefmatrix so gibt das Produkt

$$\alpha_{ikl} = R_{ik} \cdot C_{kl}$$

die Energiemenge der Art i an, die an den Industriesektor k geliefert werden müssen, damit dieser die gesamten direkten und indirekten Vorleistungen für die Produktion einer Werteinheit des Industriesektors l erbringen kann. Summiert man über alle Vorleistungen, so erhält man mit

$$\varepsilon_{il} = \sum_k (R_{ik} \cdot (I-A)^{-1}_{kl})$$

die Energie der Art i, die insgesamt zur Produktion einer Werteinheit des Industriesektors l notwendig ist. Dieser Zusammenhang läßt sich vereinfachend in Matrix-Schreibweise darstellen.

$$\underline{\underline{\varepsilon}} = \underline{\underline{R}} \cdot \underline{\underline{(I-A)}}^{-1}$$

Da auf diese Weise für die Liefermengen der Energiesektoren an den Endverbraucher nur die Energieumsätze für ihre Erzeugung verrechnet werden muß deshalb zusätzlich noch ihr Energieinhalt addiert werden.
Die Vorleistungsverflechung der Input/Output-Matrix enthält weder Neu- noch Ersatzinvestitionen sondern nur die Leistungen, die zur direkten Aufrechterhaltung der Produktion notwendig sind. Investitionen werden als Teil des Endverbrauchs gesondert ausgewiesen. Damit ergibt sich die Möglichkeit, Investitionen in

die Rechnung mit einzubeziehen. Man kann entweder mit relativ guter Genauigkeit für größere Investitionen einen Durchschnittswert angeben oder aber für genauere Abschätzungen homogen strukturierte Gruppen von Investitionsgütern betrachten.

Anhang B:

Zusammenstellung der verwendeten Daten

1.) Die Daten der Input/Output-Rechnung für die BRD

Für die Anwendung der im Anhang A dargelegten Methode wurden die Input-Output-Tabelle für die BRD von 1970 /5/ und die Energiebilanz von 1970 /4/ verwandt. Die unterschiedliche Abgrenzung der Industriesektoren in den Tabellen führte dazu, daß die Tabellen leider auf 18 Sektoren aggregiert werden mußte. Es wird dringend empfohlen, eine Übereinkunft in den oft willkürlichen Abweichungen der Abgrenzungen in der Input-Output-Tabelle und der Energiebilanz herbeizuführen.

Nr.	Sektor	I/O-Nr.	Energie-bilanz-Nr.	Nr.	Sektor	I/O-Nr.	Energie-bilanz-Nr.
1	Kohle	7,8		10	Feinkeramik	16	66
2	Öl-+Gasgew.	10		11	Eisenschaffende In.+Gießerei + Walz. + NE	17-20	53-56
3	Strom	4		12	Stahl- + Leichtmetall- + Masch.- + Fahrzeugbau	21-25	61,62,65
4	Gasverteilung	5		13	Elektrotechnik Feinmech. + Optik	26-28	63
5	Mineralölerz.	12		14	Holzind.	30	60
6	Übriger Bergbau	9	51	15	Eisenwaren, Papier, Leder, Textilien	29,31-35	58,64,68,69
7	Chemie	11	57	16	Nahrungs- + Genußm.	36-40	70-72
8	Kunstst. + Asbestw.	13	59,67	17	Verkehr	45-47	74-77
9	Steine + Erden	14,15	52	18	Kleinverbrauch	1-3,6, 41-44,48-60	79 (teilweise)

Tab. B1: Aggregierung der I/O-Tabelle und der Energiebilanz

Tabelle B1 zeigt die vorgenommene Aggregierung der Industriesektoren und die Nummerierung, wie sie im folgenden verwandt wird. Aus dem Sektor Verkehr der Energiebilanz wurde der private Verkehr ausgegliedert und dem privaten Konsum zugerechnet. Ebenso mußte der Sektor Haushalt und Kleinverbrauch der Energiebilanz aufgeteilt werden. Eine weitere Unterteilung des Sektors 18 war

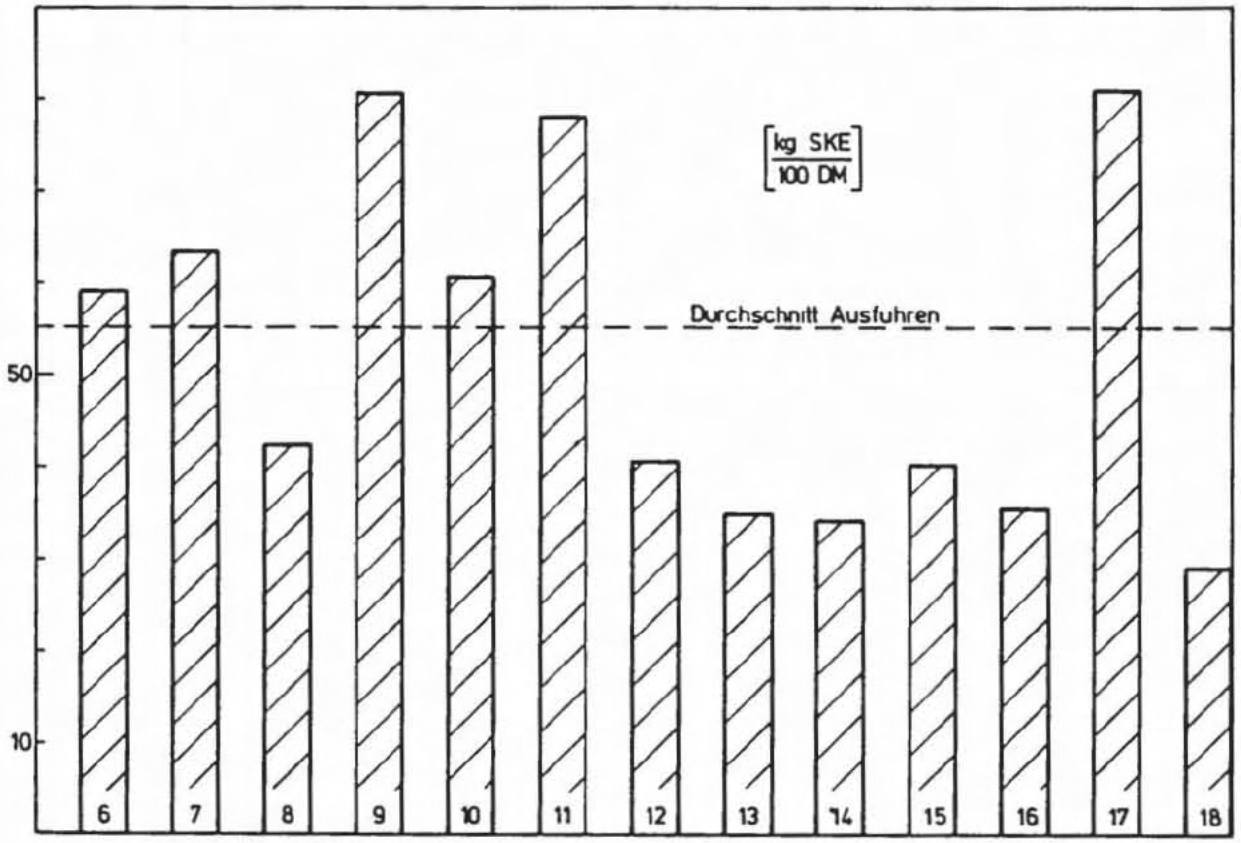
nicht möglich, so daß dieser eine sehr inhomogene Struktur aufweist.
Bei der Aggregierung wurde nach dem Prinzip verfahren, nur dort zusammenzufassen, wo es unbedingt notwendig wurde, um anhand der unterschiedlichsten Sektoren die Ergebnisse diskutieren zu können. So stehen zum Beispiel sehr homogene Sektoren wie der Sektor 10 (Feinkeramik) mit einem Gesamtoutput von 8,9 Mrd DM sehr aggregierten Sektoren wie zum Beispiel dem Sektor 12 (Stahl-, Leichtmetall-, Maschinen- und Fahrzeugbau) mit einem Gesamtoutput von 160 Mrd DM oder dem Sektor 18 (Kleinverbrauch, der die gesamten Dienstleistungen umschließt) mit einem Output von 615 Mrd DM gegenüber.
Aus der so aggregierten Input-Output-Tabelle wurde die Koeffizientenmatrix und die inverse Leontief-Matrix $(I-A)^{-1}$ errechnet, auf die dann das im Anhang A beschriebene Verfahren angewendet wurde. Die Ergebnisse werden in Abb. B1 dargestellt. Die Nummerierung entspricht der Tabelle B1.
Im folgenden ergeben sich bei der Abgrenzung des Systems gegenüber dem Ausland insbesondere durch energetische Importe und Exporte begriffliche Schwierigkeiten. Es wird deshalb folgende Vereinbarung getroffen:

Energieumsatz = Energieeinsatz + Energieinhalt

Unter Energieeinsatz wird diejenige Energie verstanden, die eingesetzt wurde, um ein Produkt verfügbar zu machen. Für energetische Leistungen betrachtet man also nur die Energie, die umgewandelt wurde, um zum Beispiel die Kohle zu fördern, zu verarbeiten und zu transportieren. Verrechnet man zusätzlich noch ihren Energieinhalt (also den Heizwert), so erhält man den gesamten Energieumsatz.
Die Werte der Abb. B1 gelten unter folgenden Voraussetzungen:

1) Arbeitskraft
   Die menschliche Arbeitskraft wurde energetisch nicht bewertet und damit auch keine Sonnenenergie einbezogen.

2) Energetische Import-Export-Bilanz
   Es wurden die spezifischen Energieaufwendungen für die Exporte der 18 Sektoren errechnet. Da nur in speziellen Fällen konkreten Ausfuhrprodukten konkrete Einfuhrprodukte



Bewertung: nichtenerg. Exporte mit Energieumsatz
nichtenerg. Importe mit Energieumsatz
energ. Exporte mit Energieeinsatz
energ. Importe mit Energieinhalt

Abb. B1: Spezifische Energieaufwendungen der Industriesektoren BRD 1970

zugeordnet werden können, wurde ein durchschnittlicher Energieumsatz pro Werteinheit Exportgut errechnet. Dieser ergab sich zu 55 kg SKE/100 DM. Die nichtenergetischen Einfuhren wurden mit diesem spezifischen Energieumsatz bewertet, da sie ja mit entsprechenden Exporten bezahlt werden müssen.

3) Energetische Exporte

Zur Errechnung der durchschnittlichen spezifischen Energieaufwendungen für Exporte wurden die energetischen Exporte nur mit ihrem Energieeinsatz verrechnet, das heißt mit der

Energie, die im Inland in Wärme umgesetzt wurde, um die Exporte zu ermöglichen, aber nicht mit dem Heizwert der Energieexporte.

4) Energetische Importe
Für die energetischen Importe wurde nur ihr Energieinhalt verrechnet, nicht aber die Energie, die notwendig war, um die entsprechenden Devisen zu erwirtschaften.
Die energetischen Aufwendungen zur Erwirtschaftung der für die Energieimporte notwendigen Devisen betragen weniger als 4% ihres Energieinhaltes, wenn man den Durchschnittswert aus Abb.B1 in Ansatz bringt.

Kernenergie, Wasserkraft und Einfuhrstrom wurden, wie in den Energiebilanzen üblich /4/, mit ihrem Primärenergieäquivalent bewertet.

Trotz des unterschiedlichen Aggregierungsgrades der Industriesektoren zeigen die Ergebnisse nach Abb. B1 überraschend geringe Abweichungen der spezifischen Energieverbräuche. Zwei Gruppen von Sektoren sind deutlich zu unterscheiden. Während die Sektoren, die vornehmlich der Erzeugung von Rohstoffen und Halbzeugen dienen, hohe spezifische Energieaufwendungen zwischen 60 und 80 kg SKE/100 DM aufweisen, liegen sie für die Sektoren mit hohem Verarbeitungsgrad um einen Faktor zwei niedriger; zwischen 30 und 40 kg SKE/100 DM. Es ist so deutlich sichtbar, daß mit zunehmender Verarbeitung menschliche Arbeitskraft und technisches Wissen überproportional zur Wertschöpfung beitragen.
Die energetische Situation eines Wirtschaftsraumes kann somit dadurch verbessert werden, daß Grundstoffe und Halbzeuge eingeführt und Fertigprodukte erzeugt werden.
Den niedrigsten Wert hat der Sektor 18 (Kleinverbrauch) mit 29 kg SKE/100 DM, unter dem sämtliche Dienstleistungen subsummiert wurden. Der Sektor 17 (Gewerblicher Verkehr) hat dagegen aufgrund seines hohen Treibstoffverbrauchs die höchsten Energieaufwendungen.
Die Angaben nach Abb. B1 wurden aus der Input/Output-Tabelle und der Energiebilanz des Jahres 1970 errechnet.
Um eine Vergleichbarkeit mit den Investitionskosten von Kern-

kraftwerken, Preisbasis Frühjahr 1974, zu erzielen, wurde eine Inflation von 25% berücksichtigt. Tabelle B2 zeigt die spezifischen sektoralen Energieaufwendungen, die für die folgenden Rechnungen verwendet wurden.

Sektor	spez. Energieaufwand kWh_{PEQ}/100 DM
Maschinenbau	265
Elektrotechnik	225
Steine + Erden	525
Kleinverbrauch	190
Exporte	360

Tabelle B2: Spezifische Energieaufwendungen ausgewählter Sektoren (Preisbasis Frühjahr 1974)

Daten für Kraftwerksinvestitionen

Die verwendeten Daten für die Investitionskosten (Preisbasis Frühjahr 1974) verschiedener Kraftwerkstypen sind in Tab. B3 aufgeführt.

Kraftwerksart	K_A DM/kW (elektr.)	k_B %	t_B Jahre	t_i Jahre	K_B DM/kW (elektr.)	k_s %	t_s Jahre	b Dpf/kWh (therm.)	η %	b Dpf/kWh (elektr.)	Blockgröße
1 Steinkohle	760-800	11-12	4,0	0,5	980-1040	15-17	17-20	1,6-1,7	36-39	4,1-4,7	2x600 MW
2 Braunkohle	740-760	11-12	4,0	0,5	950- 990	16-18	17-20	0,55-0,65	35-38	1,4-1,8	2x600 MW
3 Erdöl	620-640	11-12	3,5	0,3	790- 820	15-17	17-20	2,5-2,6	36-39	6,4-7,2	1x600 MW
4 Erdgas (Kond.)	590-610	11-12	3,0	0,3	740- 770	15-17	17-20	2,0-2,1	36-39	5,1-5,8	1x600 MW
5 Erdgas (Gast.)	350-370	11-12	2,5	0,2	400- 430	19-21	12-15	2,0-2,1	26-27	7,4-8,0	90-100 MW
6 Kernenergie LWR	800-820	11-12	5,0	0,5	1100-1200	15-17	20-25	0,3-0,4	30-33	1,0-1,3	1300 MW
7 Kernenergie HTR	840-860	11-12	5,0	0,5	1150-1250	15-17	20-25	0,3-0,4	36-39	0,8-1,1	1100-1200MW

K_A ... Anlagekosten, k_B ... Zinssatz und Steuernsatz, sowie Versicherungen während der Bauzeit,
t_B ... Bauzeit, t_i ... Inbetriebnahmezeit
K_B ... Barwert einschließlich bauherrenseitige Kosten, k_s ... Kapitaldienst, Steuern, Versicherung und Betriebskostensatz auf den Barwert, t_s ... Abschreibungszeit
b ... Brennstoffkosten, η ... Wirkungsgrad

Tab. B3: Kostendaten verschiedener Kraftwerke (aus /6/)

Die Aufteilung der Anlagekosten auf die verschiedenen Komponenten zeigt Tab. B4.

Anteile an den Anlagekosten	LWR %	HTR %	Steinkohle %
Bauteil	20	25	13
Maschinenbau	55	50	68,5
Elektrotechnik	25	25	18,5

Tab. B4: Aufteilung der Anlagekosten

In Tab. B5 sind die spezifischen Energieaufwendungen für die Investitionen verschiedener Kraftwerke aufgeführt, die mit den Werten aus Tab. B2 errechnet wurden.

	LWR	HTR	Steinkohle
Spez. Investitionen für +) in DM/kW_e			
Bauteil	160-164	210-215	99-109
Maschinenbau (mit Turbine)	440-451	420-430	520-548
Elektrotechnik mit Generator)	200-205	210-215	141-148
$\sum$	800-820	840-860	760-800
bauherrenseitige Aufwendungen, Sonstiges	300-380	310-390	220-240
Barwert Anlageinvestitionen	1100-1200	1150-1250	980-1040
Spez. Energieaufwand in kWh_{PEQ}/kW_e			
Bauteil	352-360	462-473	218-229
Maschinenbau	1166-1195	1113-1139	1378-1452
Elektrotechnik	450-461	472-483	317-333
$\sum$	1968-2016	2047-2095	1913-2014
bauherrenseitige Aufwendungen, Sonstiges	570-722	589-741	418-456
Gesamter spez. Energieaufwand	2538-2738	2636-2836	2331-2470

+) Preisbasis Frühjahr 1974

Tab.B5: Spez. Investitionen und spez. Energieaufwand verschiedener Kraftwerkstypen

Nukleare Daten verschiedener Kraftwerkstypen

Zur Ermittlung des Energieaufwandes für die Brennstoffbereitstellung (Erstcore und Nachladungen) wurden die in Tab. B6 zusammengestellten Daten verwendet, die im wesentlichen aus /8/ stammen.

		LWR	FBR	HTR	HTR-Hochkonverter
Erstcoreinventar					
Uran	kg/MW_e	76		1	
Anreicherung	%	2,5		93	
Natururan	kg/MW_e	327	14,17 1)	202	
Trennarbeit	kg UTA/MW_e 4)	213		232	
Pu_{sp}	kg/MW_e		2,5		
Thorium	kg/MW_e			20	
Beladung					
Uran	kg/MWa 3)	32,3	10,52	0,53	
Anreicherung	%	3,23	abgereichert	93	
Pu_{sp}	kg/MWa		1,86		
Thorium	kg/MWa			8,11	
Entladecharge					
Uran	kg/MWa	31	9,1	0,16-U235 0,20-U232	
Anreicherung	%	0,93	abgereichert	38	
Pu_{sp}	kg/MWa	0,216	2,03		
Nettoverbrauch					
Natururan	kg/MWa	165	1,42 1)	80,7	27,8
Trennarbeit	kg/UTA/MWa	130		92,7	32
Pu_{sp}	kg/MWa	+ 0,216	+ 0,17		
Thorium	kg/MWa			8,11 2)	44 2)
Restcore					
Uran	kg/MW_e	75	14,17 1)	0,43	
Anreicherung	%	1,68	abgereichert	72	
Natururan	kg/MW_e	240		67	
Trennarbeit	kg UTA/MW_e	142		73	
Pu_{sp}	kg/MW_e	0,405	2,5		

1) oder abgereichertes Uran

2) kann eventuell wieder rezykliert werden

3) 1 MWa = 8760 Mwh_{el}

4) Tail assay 0.25%

Tab. B6: Nukleare Daten verschiedener Kernkraftwerkstypen

Daten zum Brennstoffkreislauf

1. Uranerzgewinnung und Erzaufbereitung

Die Ermittlung von Daten zur Uranerzgewinnung und Erzaufbereitung bereitet eine Reihe von Schwierigkeiten, weil die Werte für jeden Bergbau- und Aufbereitungsbetrieb je nach den geologischen und geographischen Verhältnissen sehr verschieden sind. Dabei spielen für die Berechnung des direkten und indirekten Energieverbrauchs neben der Urankonzentration im Erz insbesondere die Art des Abbauverfahrens (Tagebau, Tiefbau im Stollen oder Kammerpfeilerbetrieb, Laugung usw) sowie die örtlichen Gegebenheiten (Wüste, Arktis, Siedlungsnähe, Infrastruktur, Klima usw) eine große Rolle. Es ist daher nahezu unmöglich, aus der Literatur oder aus Informationen von Unternehmen repräsentatives Zahlenmaterial zu erhalten, da die Daten von Grube zu Grube stark streuen. Im folgenden wird der Versuch unternommen, mit Hilfe von Mittelwerten und Hilfsrechnungen eine Abschätzung des Energieverbrauchs vorzunehmen, wobei in allen Fällen, in denen mehrere Werte zur Verfügung standen, der jeweils obere Wert, d.h. der höhere Energieverbrauchswert gewählt wurde, um auf der sicheren Seite zu liegen.

Da für die Uranerzgewinnung weder von seiten der Uranbergbauunternehmen noch aus der ausgewerteten Literatur Angaben über den Energieverbrauch zu erhalten waren, wurde folgende Abschätzung vorgenommen:

- spezifischer direkter Energieverbrauch im Steinkohlenbergbau (Grubenselbstverbrauch): 2,2% des Energieinhaltes der geförderten Kohle. Unter Zugrundelegung ähnlicher Abbautechniken kann auch der Energieverbrauch für die Erzförderung im Tiefbau mit

  $$2{,}2 \cdot 10^{-2}\ \text{t SKE/t Erz} = 180\ \text{kWh}_{PEQ}/\text{t Erz}$$

  angesetzt werden.
- nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (in /9/, S. 39) ist der mittlere Energieaufwand für im Ausland gefördertes eingeführtes Eisenerz 50 Mcal/t Erz = 60 kWh_{PEQ}/t Erz (Wärme) und 30 kWh_{el}/t Erz = 60 kWh_{PEQ}/t Erz (Strom) (Annahme η_{el}=0,30), d.h. der direkte Energieaufwand beträgt 160 kWh_{PEQ}/t Erz.

Als Mittelwert des spezifischen direkten Energieaufwandes im Uranerzbergbau wurde 180 kWh_{PEQ}/t uranhaltiges Erz angenommen.

Für die Erzaufbereitung wird nach /10/, /11/ folgender Betriebsstoffaufwand je t Erz angegeben:

- 20 - 40 kWh_{el} elektrische Energie
- 100.000 -300.000 kcal Prozeßwärme
- 1-7 t Wasser
- 5 - 400 kg Dampf
- 300 - 400 Nm^3 Druckluft

Vernachlässigt man den Energieaufwand für den Wassertransport sowie die Drucklufterzeugung und nimmt für den Dampf einen Zustand von max. 200°C/13 ata (Wärmeinhalt 665 kcal/kg) an, so errechnet sich aus den obigen Zahlenwerten

- 40 kWh_{el}	= 133 kWh_{PEQ}	(η_{el}=0,30 elektrische Energie)
- 300x10^3 kcal	= 350 kWh_{PEQ}	Prozeßwärme
- 400x665 kcal	= 309 kWh_{PEQ}	Dampf
	ca. 800 kWh_{PEQ}	direkter Energieaufwand

Für die Abschätzung des indirekten Energieaufwandes ist eine energetische Bewertung der Investitionen notwendig, wobei mit einem spezifischen Energieaufwand von 250 kWh/100 DM gerechnet wurde, was einer Aufteilung von 1:1 zwischen Maschinenbau und Elektrotechnik entspricht (Tabelle B2).

Die Entwicklungs- und Investitionskosten des Uranbergbaubetriebs und der Erzaufbereitungsanlage werden nach /12/ mit

- 28.900 $ / jato U (Tagebau Rabbit Lake, Kanada)
- 34.8000 - 36.800 $/jato U (Tiefbau)

angegeben.
Zusätzlich sind nach /13/ im Mittel

- 2 $ / lb. U = 2 $ / 0,4536 kg U= 4.400 $/ t U

für Prospektions- und Explorationsarbeiten aufzuwenden. Damit ergibt sich als oberer Wert für die gesamten Investitionskosten

- 40.000 $ / jato U = 92.000 DM/jato U [1)]

Mit dem Mittelwert des spezifischen Energieaufwandes je Investitionseinheit im Bergbau ergibt sich

$$- 92.500 \frac{DM}{jato} U \cdot 2,50 \frac{kWh_{PEQ}}{DM} = 230.000 \frac{kWh_{PEQ}}{jato\ U}$$

Unter Zugrundelegung einer mittleren Betriebszeit der Uranmine von 20 a errechnet sich für den indirekten Energieaufwand

$$- \frac{230.000}{20} \frac{kWh_{PEQ}}{jato\ U} \cdot \frac{1}{a} = 11.500 \frac{kWh_{PEQ}}{t\ U}$$

Mit diesen Angaben läßt sich der gesamte direkte und indirekte Energieaufwand in Abhängigkeit von der Urankonzentration im Erz wie folgt angeben:

	0,2 %	0,02 %
direkter Energieaufwand	490.000	4.900.000
indirekter Energieaufwand	11.500	11.500
gesamter Energieaufwand	501.500	4.911.500

Tab. B7: Energieaufwand für die Uranerzgewinnung und -aufbereitung in $kWh_{PEQ}/t\ U_{nat}$

1) 1 $ = 2,30 DM

2. Anreicherung

Die für die verschiedenen Anreicherungsverfahren benutzten Daten sind in Tab. B8 aufgeführt. Sie sind teilweise /14/ entnommen.

		Diffusion	Trenndüse	Zentrifuge
Kapazität	t UTA/a	1000	1000	1000
Nutzungsdauer	a	20	20	20
Anlageinvestitionen	10^6DM	430	440	430
Betriebsausgaben Wartung u.Reparatur, Hilfs- u. Betriebsstoffe	10^6DM/a	3,4	2,5	17
Sonstige ohne Personal	10^6DM/a	1,6	2,5	3
Gesamte Trennarbeitsleistung (Lastfaktor 0,8)	10^3t UTA	16	16	16
Spez.Investitionskosten	DM/kg UTA	26,8	27,5	26,8
Spez.Betriebskosten	DM/kg UTA	6,25	6,25	25
Spez.indirekter Energieverbrauch	kWh_{PEQ}/kg UTA	76	78	110
Spez.direkter Stromverbrauch	kWh_{el}/kg UTA	2400	2400	200
Spez.Gesamtenergieverbrauch	kWh_{PEQ}/kg UTA	8100	8100	780

Tab. B8: Daten zur Anreicherung

3. Fabrikation (einschließlich Konversion)

Die in Tabelle B9 genannten Zahlenwerte beziehen sich auf die Herstellung von LWR-Brennelementen. Für die Fabrikation von Pu-haltigen Brennelementen ist ein etwa 50%iger Zuschlag zu machen.

direkter Energieverbrauch kWh_{PEQ}/kg U	300
Investitionskosten DM/kg U	100
indirekter Energieverbrauch kWh_{PEQ}/kg U [1]	312

1) berechnet unter Annahme einer Lebensdauer der Anlage von 20 a und einem Energieaufwand je Investitionseinheit von 2,40 kWh_{PEQ}/DM

Tab. B9: Energieaufwand der LWR-Brennelemente-Fabrikation

4. Wiederaufarbeitung

Die für die Wiederaufbereitung in Tabelle B10 genannten Zahlenwerte basieren auf den für eine zu errichtende Großanlage (1500 jato) ermittelten Auslegungsdaten. (Die Angaben weichen naturgemäß von den für kleinere Anlagen ermittelten Betriebsdaten ab, jedoch scheint es angebracht, für den großtechnischen Einsatz der Kernenergie die Daten der Großanlage für die komplette Wiederaufarbeitung (einschließelich Lagerung) zugrunde zu legen).

direkter Energieaufwand	Dampf	500 kg/kg U (13 ata; 200°C) = 386,6 kWh_{PEQ}/kg U 1)
	andere Energie	70 kWh_{PEQ}/kg U
	ges. dir. Energie 2)	460 kWh_{PEQ}/kg U
Investitions-kosten	$1,5.10^9$ DM/1500 jato U	
indirekter Energieaufwand 3)	120 kWh_{PEQ}/kg U	
gesamter Energieaufwand	580 kWh_{PEQ}/kg U	

1) Wärmeinhalt von Dampf bei (13 ata; 200°C) q = 665 kcal/kg
2) gerundeter Wert
3) berechnet unter Annahme einer Anlagenlebensdauer von 20 a und einem Energieaufwand je Investitionseinheit von 2,40 kWh_{PEQ}/DM

Tab. B10: Energieaufwand der Wiederaufarbeitung

5. Transport

Für den Transport der abgebrannten Brennelemente wird nach /15/ ein mittlerer Transportweg von 2x400 km (Reaktor Wiederaufarbeitung bzw. Refabrikation Reaktor) angenommen. Es kann davon ausgegangen werden, daß aus Sicherheitserwägungen und wegen der hohen Tonnage der Schienentransport überwiegt. Aus eigenen Berechnungen über den spezifischen Energieverbrauch der Schiene je Bruttotonnenkilometer von 300 $kWh_{PEQ}/10^3$ (t.km) und der Angabe des Fahrzeuggewichtes (57 $t/2t_{Material}$ bzw. 100 $t/6t_{Mat}$) läßt sich der direkteEnergieverbrauch ermitteln. Um den indirekten Energieverbrauch größenordnungsmäßig mitzuerfassen, wird ein Zuschlag von 20% zum direkten Energieverbrauch gemacht.

	Fahrzeuggewicht	
	57 t	100 t
indirekter Energieverbrauch	1,4	0,8
direkter Energieverbrauch	6,8	4,0
gesamter Energieverbrauch	8,2	4,8

Tab. B11: Energieaufwand für Transport $kWh_{PEQ}/kg_{Material}$

Anhang C:

Gegenüberstellung und Diskussion der Zahlen verschiedener Untersuchungen zum Energieaufwand für den Bau und Betrieb von Kraftwerken.

C1 Probleme einer Gegenüberstellung

Da sich andere Autoren ebenfalls mit dem Komplex Nettoenergie für Kernkraftwerke beschäftigt oder aus anderen Gründen Energie- und Kostendaten zusammengestellt haben, ist es interessant, diese Werte mit den im vorliegenden Bericht errechneten Zahlen zu vergleichen und den Ursachen evtl. auftretender Differenzen nachzugehen.

Bei einem derartigen Vergleich treten eine Reihe von Schwierigkeiten auf, die zum einen darin begründet liegen, daß die in den zur Verfügung stehenden Unterlagen enthaltenen Basisdaten für eine zufriedenstellende Gegenüberstellung nicht ausreichen und zum anderen darin, daß bei einigen Autoren eine eindeutige Kennzeichnung von elektrischer und thermischer Energie nicht nachvollziehbar ist.

Vergleiche werden mit den Angaben von vier Reports durchgeführt, nämlich mit denen von Chapman /2/, Price /16/, Charpentier /17/ und Rombough-Koen /10/.

C2 Die Ergebnisse von Chapman und Price

Die Ergebnisse von Chapman und Price werden gemeinsam erörtert, weil sie einander weitgehend entsprechen. In den folgenden Tabellen werden die von Price ermittelten Zahlenwerte vorgestellt und jeweils den Werten, die von den Autoren des vorliegenden Berichts erarbeitet wurden, gegenübergestellt.
Aus Gründen der Vergleichbarkeit sind die Ursprungsdaten von Price für einige Reaktortypen umgerechnet worden. Sowohl für den PWR (der dem deutschen LWR-Druckwassertyp entspricht) als auch für den HTR ergeben sich nur Unterschiede von 10-15% zwischen den englischen und deutschen Angaben. Angesichts der Unsicherheit im Investitionsgeschäft und der Preisdifferenz zwischen 1973 und 1974 (was hier nicht eliminiert werden konnte) ist

PRICE [1]

Reaktortyp	Elektrische Ausrüstung	Bau + Dienst-leistungen	Nukleare Dampferzeug.-system	Erstcore-Inventar	Gesamt
PWR [2]	333	192	320	90	934
HTR	333	192	384	115	1024

[1] Umgerechnet aus den Originalzahlen mit 1£ ≙ 6,40 DM; Preisbasis 1973

[2] PWR =Pressurized-water-cooled-and-moderated reactor

STE [3]

Reaktortyp	Elektrotechnik (mit Generator)	Bau	Maschinenbau (mit Turbine)	bauherren-seitige Auf-wendungen, Sonstiges	Barwert Anlage-investi-tionen
LWR	200-205	160-164	440-451	300-380	1100-1200
HTR	210-215	210-215	420-430	310-390	1150-1250

[3] Preisbasis 1974

Tabelle C1: Spezifische Investitionskosten /DM/kW_{el}/

dies eine sehr gute Übereinstimmung. In Tabelle C2 sind die mit Hilfe der Input-Output-Rechnung gewonnenen Zahlenwerte des direkten und indirekten Energieaufwands für die Kraftwerks-investitionen aufgeführt. Auffällig sind die großen Unterschiede zwischen den von Price und der STE ermittelten Zahlenwerte. Sie dürften sich wohl nur zum Teil mit verschiedenen Ausgangs-daten (englische bzw. deutsche Input-Output-Rechnung) und abweichenden Abgrenzungen für die Komponenten erklären lassen. Trotz den der Methode anhaftenden Ungenauigkeiten erscheint uns eine derartig große Differenz in den Angaben unverständlich. Leider ließ sich jedoch nichts Näheres über die Entstehung der englischen Zahlen herausfinden.

PRICE [1]

Elektrische Ausrüstung	5,16
Bau + Dienstleistungen	4,73
Nukleares Dampferzeuger-system	4,69

[1] Preisbasis 1973

STE [2]

Elektrotechnik	2,25
Bau	2,20
Dienstleistung	1,90
Maschinenbau	2,65

[2] Preisbasis 1974

Tabelle C2: Direkter und indirekter Energieaufwand für verschiedene am Kraftwerksbau beteiligte Sektoren /kWh_{th}/DM/

Die Tabellen C3 bis C6 zeigen die Gegenüberstellungen der spezifischen Aufwendungen (e = elektrischer, t = thermischer Input) für die Urangewinnung aus dem Erz (mit anschließender Umwandlung in UF_6), für die Anreicherung bei verschiedenen Anreicherungsgraden (nach dem Diffusionsprozeß) und schließlich die jeweiligen Energieverbräuche für das Erstcore-Inventar sowie den Nachladungsbedarf eines 1000 MW_{el} - Reaktors.

Während Tabelle C3 noch eine recht gute Übereinstimmung zwischen Price und der STE zeigt, lassen die Tabellen C4 und C6 doch wesentliche Differenzen bei den hier diskutierten LWR- und HTR-Anlagen erkennen. Zum Teil gehen die Abweichungen auf die unterschiedliche Umrechnung von elektrischer Energie in Primärenergie zurück. Während Price für die Umwandlung einen Wirkungsgrad von 25% ansetzt, wurde für die Rechnungen der STE die elektrische Energie mit 30% (Bruttogesamtwirkungsgrad der Öffent-

PRICE

Prozeßschritt	Erz aus konventionellen Lagerstätten (0,3% U_3O_8)
Bergbau + Aufbereitung	0,265 (t)
Konversion in UF6	0,016 (e) + 0,054 (t)
Gesamt	0,016 (e) + 0,319 (t)

STE

	Erzkonzentration (0,2% U_3O_8)
Gesamt	0,5095 (t)

Tabelle C3: Spezifischer Energieaufwand für Urangewinnung und Konversion in 10^6 kWh/t U (e=elektrische, t= thermische Energie)

PRICE

Reaktortyp		Anreicherungsgrad /%/	Spezif.Natururaneinsatz /t U_{nat}/t $U_{anger.}$/	Energieaufwand /10^6kWh/t $U_{anger.}$/
PWR	Erstcore	2,70	5,33	7,74 (e) + 0,307 (t)
	Nachladung	3,11	6,22	9,78 (e) + 0,388 (t)
HTR	Erstcore	6,50	13,59	27,30 (e) + 1,083 (t)
	Nachladung	10,00	21,20	46,17 (e) + 1,832 (t)

STE

Reaktortyp		Anreicherungsgrad /%/	Spezif.Natururaneinsatz /t U_{nat}/t $U_{anger.}$/	Energieaufwand /10^6kWh/t $U_{anger.}$/
LWR	Erstcore	2,5	4,30	6,73 (e) + 0,213 (t)
	Nachladung	3,23	5,11	9,66 (e) + 0,306 (t)
HTR	Erstcore	93	2,02	556,8 (e) + 17,63 (t)
	Nachladung	93	2,02	556,8 (e) + 17,63 (t)

Tabelle C4: Anreicherungsdaten für Diffusionsprozeß (e=elektrische, t= thermische Energie)

PRICE

Reaktortyp	Brennstoff-einsatz /t U/	Anreicherungs-grad /%/	Natururan-bedarf /t U_{nat}/	Energieaufwand /10^6 kWh_{th}/			
				Bergbau Aufbereitung Konversion (0,3% U_3O_8)	Anreicherung	Fabrikation	Gesamt
PWR	87	3,2	463	177	2719	19	2915
HTR	22,7	6,5	315	120	2504	5	2629

STE

Reaktortyp	Brennstoff-einsatz /t U/	Anreicherungs-grad /%/	Natururan-bedarf /t U_{nat}/	Energieaufwand /10^6 kWh_{th}/			
				Bergbau Aufbereitung Konversion (0,2% U_3O_8)	Anreicherung	Fabrikation	Gesamt
LWR	76	2,5	327	190	1725	23,5	1940
HTR	1	93	202	105	1880	6,5	1990

Tabelle C5: Erstcoreaufwand eines 1000 MW_{el} - Reaktors

PRICE

Reaktortyp	Brennstoff-einsatz /t U/a/	Anreicherungs-grad /%/	Natururan-bedarf /t U/a/	Jährlicher Energieaufwand /10^6 kWh_{th}/a/			
				Bergbau Aufbereitung Konversion (0,3% U_3O_8)	Anreicherung	Fabrikation	Gesamt
PWR	17,4	3,11	108	36	178	2	216
HTR	6,8	10,00	147	49	325	0,5	375

STE

Reaktortyp	Brennstoff-einsatz /t U/a/	Anreicherungs-grad /%/	Natururan-bedarf /t U/a/	Jährlicher Energieaufwand /10^6 kWh_{th}/a/			
				Bergbau Aufbereitung Konversion (0,2% U_3O_8)	Anreicherung	Fabrikation	Gesamt
LWR	24,2	3,23	123,8	63,8	787,5	7,5	858,8
HTR	0,4	93	60,5	33,8	562,5	1,88	598,2

Tabelle C6: Nachladungsaufwand für einen 1000 MW_{el} - Reaktor

lichen Elektrizitätswirtschaft 1973: 36,2% abzüglich Eigenverbrauch, Übertragungsverlusten sowie indirekter Energieaufwand für die Kraftwerksinvestitionen) bewertet. Die zweite Quelle für Differenzen im angeführten Zahlenmaterial dürfte jedoch in abweichenden spezifischen Werten für den erforderlichen Brennstoffeinsatz und den Anreicherungsbedarf zu finden sein.

Hier ergeben sich insbesondere beim Hochtemperaturreaktor signifikante Unterschiede, weil offenbar verschiedene Konzepte zugrunde gelegt wurden. Für die von der STE ausgeführten Rechnungen wurde die hochangereicherte Variante (93%) herangezogen, während Price mit 6,5% Anfangsanreicherung rechnet. So sind bei der deutschen gegenüber der englischen Konzeption nur 202 t statt 315 t Natururan für das Erstcore-Inventar und 60,5 t statt 147 t Natururan für die Nachladung erforderlich.

Ebenso ergeben sich im Vergleich von LWR und PWR Differenzen. Sie sind an einem größeren Natururanbedarf für Erstcore, jedoch einem kleineren für die Nachladung der englischen Linie ersichtlich.

Bei den verglichenen Reaktortypen errechnet sich somit nach den Unterlagen der STE (selbst bei einer Uranerzkonzentration von 0,2% verglichen mit 0,3%) ein wesentlich niedrigerer Energieaufwand für das Erstcore und ein sehr viel größerer Energieinput für die Nachladungen als von Price ermittelt wurde.

C3 Die Ergebnisse von J.P. Charpentier (IIASA) /17/

J.P. Charpentier (IIASA) hat - gestützt auf französische Input-Output-Tabellen und Daten - Untersuchungen über die Nettoenergiebilanz von Leichtwasserreaktoren angestellt. Das verwendete Zahlenmaterial wird in den nachfolgenden Tabellen mit dem, das von den Autoren des vorliegenden Berichts ermittelt wurde (STE), verglichen.

IIASA (1

Bauindustrie	460
Eisenschaff. Industrie	325
Chemie	325
Elektrische u.Maschinen-bau-Industrie	170

(1 Umgerechnet aus den Originalwerten mit 1 $ ≙ 3,50 DM; Preisbasis 1971

STE (2

Bau	275
Elektrotechnik	281
Maschinenbau	331
Dienstleistungen	238

(2 Preisbasis 1971; umgerechnet aus den Originalwerten für 1974 auf Grundlage von 100 DM (1971) ≙ 125 DM (1974)

Tabelle C7: Direkter und indirekter Energieaufwand für verschiedene am Kraftwerksbau beteiligte Sektoren in /kWh_{th}/100 DM/

An Investitionskosten für die betrachtete LWR-Linie legt Charpentier (IIASA) 1200 F/kW_{el} entsprechend 267 $/$kW_{el}$ entsprechend 935 DM/kW_{el} auf Preisbasis 1971 zugrunde, während in den Untersuchungen der STE auf der Preisbasis des Jahres 1974 1100-1200 DM/kW_{el} angesetzt wurden. Die Gesamtinvestitionen verteilen sich dabei wie folgt auf die einzelnen Komponenten:

IIASA

Reaktordruckgefäß Dampferzeuger	47,9
Generator und elektrische Ausrüstung	29,7
Bauteil	22,4
Gesamt	100,0

STE

Maschinenbau	55
Elektrotechnik	25
Bauteil	20
Gesamt	100

Tabelle C8: Aufteilung der Investitionskosten auf Komponenten bei LWR's in /%/

Mit den in Tabelle C7 und C8 aufgeführten Zahlenwerten und den angegebenen Gesamtinvestitionen lassen sich die gesamten spezifischen Energieaufwendungen in kWh_{th}/kW_{el} für Leichtwasserreaktoren ermitteln (Tabelle C9):

Hier stellt sich trotz der verschiedenen Ausgangsbasis (französische bzw. deutsche Input-Output-Matrix) eine sehr gute Übereinstimmung in den angegebenen Gesamtaufwendungen heraus. Wegen der teilweise unterschiedlichen sektoralen Abgrenzung läßt sich die Übereinstimmung bei den einzelnen Komponenten allerdings nicht so einfach erkennen.

Bei der Urangewinnung werden von Charpentier (IIASA) Uranerzkonzentrationen von 0,2% für Tagebau und 0,3% für Tiefbau unterstellt, wobei der den Rechnungen zugrunde gelegte spezifische Energieaufwand je t Natururan über diese beiden Konzentrationsdurchschnitte gemittelt wird. Für das Erstcore-Inventar setzt Charpentier (IIASA) je kW_{el} 0,1 kg 3% angereichertes Uran an, während in der Untersuchung der STE je kW_{el} 0,076 kg

IIASA

Reaktordurckgefäß Dampferzeuger	1315,1
Generator und elektrische Ausrüstungen	428,4
Bauteil	863,9
Gesamt	2607,4

STE

Maschinenbau	352-360
Elektrotechnik	1166-1195
Bauteil	450-461
bauherrenseitige Aufwendungen Sonstiges	570-722
Gesamt	2538-2738

Tabelle C9: Spezifischer Energieaufwand für LWR-Kraftwerksinvestitionen in /kWh_{th}/kW_{el}/

2,5% angereichertes Uran benötigt werden. Diese Differenzen sind offenbar auf Unterschiede der betrachteten LWR-Anlagen zurückzuführen. Für das Erstcore-Inventar ergibt sich damit der in Tabelle C10 angegebene spezifische Energieaufwand:

In Tabelle C11 sind die gesamten spezifischen Energieaufwendungen für Anlageinvestition und Erstcoreausstattung beim LWR aus beiden Untersuchungen einander gegenübergestellt.

Im IIASA-Bericht wird der jährliche Nachladungsaufwand bei einer angenommenen Auslastung von 6000 Jahresbenutzungsstunden pauschal mit 1/3 des Erstcoreaufwandes abgeschätzt: Mit 120 kWh_{th}/3 und 880 kWh_{el} /3 sowie einem angenommenen Wirkungsgrad von 39% errechnen sich insgesamt 792 kWh_{th} pro 6000 kWh_{el}. Die von der STE ermittelten Energieaufwendungen für die Nachladung betragen - auf 6000 Jahresbenutzungsstunden umgerechnet -

IIASA

Bergbau und Aufbereitung (1	119
Konversion	14
Anreicherung (Diffusion)	2144
Fabrikation	31
Wiederaufarbeitung	58
Gesamt	2366

(1 Durchschnitt für Tage- und Untertagebaubetrieb

STE

Bergbau und Aufbereitung (2	190
Anreicherung (Diffusion)	1725
Fabrikation	23,5
Gesamt	1940

(2 Für 0,2% U_3O_8 ; einschließlich Konversion

Tabelle C10: Spezifischer Energieaufwand für Erstcoreinventar von LWR in /kWh_{th}/kW_{el}/

IIASA

Anlageinvestitionen	2607
Erstcoreinventar	2366
Gesamt	4973

STE

Anlageinvestitionen	2635
Erstcoreinventar (1	1940
Gesamt	4575

(1 Für 0,2% U_3O_8; Diffusionsanreicherung

Tabelle C11: Spezifische Energieaufwendungen für Anlageinvestitionen und Erstcoreausstattung bei LWR's in /kWh_{th}/kW_{el}/

798 kWh_{th} pro 6000 kWh_{el} bei Diffusionsanreicherung. Auch hier zeigt sich eine ausgezeichnete Übereinstimmung zwischen den beiden Untersuchungen.

Bei der Gegenüberstellung der sowohl von Charpentier als auch von der STE vergleichsweise untersuchten fossilen Kraftwerke zeigt sich ebenfalls eine gute Übereinstimmung, wie die folgenden Tabellen erkennen lassen. (Der Vergleich ist Grundlage für die Ermittlung des fossilen Mehraufwandes bei einer nicht-nuklearen Elektrizitätsversorgung. Dabei spielt es an dieser Stelle keine Rolle, daß von der IIASA ein Ölkraftwerk, von der STE ein Steinkohlekraftwerk als Referenzsystem ausgewählt wurde.)

IIASA (1

Ölkraftwerk	693

(1 Preisbasis 1971; umgerechnet aus den Originalwerten mit 1 $ ≙ 3,50 DM

STE (2

Steinkohlekraftwerk	980-1040

(2 Preisbasis Frühjahr 1974

Tabelle C12: Spezifische Investitionskosten in /DM/kW_{el}/

Berücksichtigt man die zwischen 1971 und 1974 eingetretenen Kostensteigerungen durch einen pauschalen Inflationssatz von 25% für Investitionsgüter, so ergeben sich Investitionskosten von 866 DM/kW_{el} für Ölkraftwerke 1974 unter Zugrundelegung der von IIASA angegebenen Zahlenwerte für 1971.

Nach der Aufteilung der Investitionskosten auf die einzelnen Anlagekomponenten (Tabelle C13) und unter Verwendung der direkten und indirekten Energieaufwendungen der am Kraftwerksbau beteiligten Sektoren (Tabelle C7) errechnen sich schließlich

die spezifischen Energieaufwendungen je installierter Kraftwerkskapazität wie in Tabelle C14 angegeben.

IIASA (Ölkraftwerk)

Eisenschaff. Industrie (Kessel)	32
Elektrische und Maschinenbau-Industrie (Generator u. Turbine)	35
Bauindustrie (Gebäude)	33
Gesamt	100

STE (Steinkohlekraftwerk)

Elektrotechnik	18,5
Maschinenbau	68,5
Bauteil	13
Gesamt	100

Tabelle C13: Aufteilung der Investitionskosten auf Komponenten in /%/

IIASA (Ölkraftwerk)

Eisenschaff. Industrie	722,8
Elektrische und Maschinenbau-Industrie	415,8
Bauindustrie	1051,3
Gesamt	2189,9

STE (Steinkohlekraftwerk)

Elektrotechnik	218-229
Maschinenbau	1378-1452
Bauteil	317-333
Bauherrenseitige Aufwendungen Sonstiges	418-456
Gesamt	2331-2470

Tabelle C14: Spezifischer Energieaufwand für Kraftwerksinvestitionen in /kWh_{th}/kW_{el}/

C4 Die Ergebnisse von Rombough und Koen

C. Rombough und B. Koen (Austin, USA) haben sich ebenfalls in letzter Zeit mit der Frage des Energieaufwands für Kraftwerke beschäftigt. Dabei ermittelten sie - gestützt auf einen Querschnitt amerikanischer Fachliteratur - den spezifischen Energiebedarf für Bau- und Betrieb von Druck- und Siedewasseranlagen (PWR und BWR) sowie für ein Steinkohlekraftwerk. Zum Vergleich werden die Angaben von Rombough und Koen den im vorliegenden Bericht von der STE zusammengestellten Zahlen gegenübergestellt. Eine direkte Wertung der beiden Ergebnisserien ist allerdings deswegen schwierig, weil in der amerikanischen Untersuchung keinerlei Angaben über die Konzentrationen des geförderten Uranerzes enthalten sind. Die Uranerzkonzentration ist jedoch eine Größe, die den Energieaufwand für den Betrieb von Kernkraftwerken nachhaltig beeinflußt. (In den von der STE ausgeführten Rechnungen wurden Varianten mit U_3O_8 - Konzentrationen von 0,2% und 0,02% gewählt.)

Eine weitere Unsicherheit in der Gegenüberstellung ergibt sich aus dem höheren Auslastungsgrad (80% statt 75%) und der längeren Lebensdauer (30 Jahre statt 25 Jahre) bei Rombough/Koen im Vergleich zur STE-Untersuchung.

Ein anderes Problem bei der vergleichenden Gegenüberstellung ergab sich daraus, daß von Rombough/Koen sämtliche Energieaufwendungen in Bruchteilen des erzeugten elektrischen Kraftwerksoutputs angegeben wurden ohne klarerweise zwischen thermischem und elektrischem Input zu unterscheiden. Um dennoch einen Vergleich zu ermöglichen, wurden allgemein alle eindeutig als elektrisch identifizierten Aufwendungen mit dem der STE-Untersuchung zugrunde liegenden Primärenergieäquivalent des Stroms (30%) auf die eingesetzte Primärenergie zurückgerechnet. Alle übrigen Energien wurden als thermische Aufwendungen, d.h. also als Primärenergieinputs verrechnet.

Trotz dieser Vorbehalte und Schwierigkeiten läßt sich jedoch aus den Tabellen C15 und C16 zumindest dieselbe Größenordnung im spezifischen Energieaufwand für Bau und Betrieb von Kern-

Untersuchung	Rombough/Koen		STE	
Reaktortyp (Uranerzkonzentration)	PWR	BWR	LWR (0,2% U_3O_8)	LWR (0,02% U_3O_8)
Bau (ohne Erstcore) /MWh_{th}/MW_{el}/	4665	4740	2635	2635
Erstcore				
Einsatz /kg U_{nat}/MW_{el}/	93,6	149,6	76	76
Anreicherungsgrad /%/	3,3	2,2	2,5	2,5
Energieaufwand /MWh_{th}/MW_{el}/	3995	3294	1940	3575
Nachladung				
Einsatz /kg U_{nat}/MW_{el}/	34,6	42,25	32,3	32,3
Anreicherungsgrad /%/	3	2,6	3,23	3,23
Energieaufwand /$MWh_{th}/MW_{el}a$/	1347	1306	1165	1890

Tabelle C15: Spezifischer Energieaufwand für Bau und Betrieb von Leichtwasserreaktoren

Untersuchung	Rombough/ Koen	STE
Bau /MWh_{th}/MW_{el}/	3155	2400
Betrieb /$MWh_{th}/MW_{el}a$/		
Tagebau	367	-
Untertagebau	443,5	850

Tabelle C16: Spezifischer Energieaufwand für Bau und Betrieb von Steinkohlekraftwerken

reaktoranlagen und von Steinkohlekraftwerken als Referenzsystem ablesen.