

Darstellung des Standes und der Entwicklungsmöglichkeiten von Kernspaltungsreaktoren

Studie A.4.1.a, A.4.1.b und A.4.1.c

**H. Barnert, R. Schulten
Kernforschungsanlage Jülich (KFA) GmbH**

**W. Bemnat, D. Emendörfer, D. Lutz, A. Voß
Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE)
Universität Stuttgart**

**R. Hüper
Kernforschungszentrum Karlsruhe (KfK) GmbH**

STUDIENSCHWERPUNKT

A.4.1. Darstellung des Standes und der Entwicklungsmöglichkeiten von Kernspaltungsreaktoren

Inhalt

- 0. Zusammenfassung
- 0.1 Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen bei Leichtwasserreaktoren
- 0.2 Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen beim Hochtemperaturreaktor
- 0.3 Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen bei Schnellen Brut-Reaktoren
- 0.4 Heizreaktoren

- 1. Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen
 - 1.1 Leichtwasserreaktor
 - 1.1.1 Stand der Technik
 - 1.1.2 Status
 - 1.1.3 Charakteristische Merkmale moderner Druckwasserreaktoren (DWR)
 - 1.1.3.1 Konvoi-Anlagen von SIEMENS/KWU
 - 1.1.3.2 Anlagen von FRAMATOME (Frankreich)
 - 1.1.3.3 APWR von WESTINGHOUSE und MITSUBISHI
 - 1.1.4 Charakteristische Merkmale moderner SWR-Anlagen
 - 1.1.4.1 Baulinie 72 von SIEMENS/KWU
 - 1.1.4.2 BWR75/90 von ASEA BROWN BOVERI
 - 1.1.4.3 ABWR von GENERAL ELECTRIC, HITACHI und TOSHIBA
 - 1.1.5 Wärmeauskopplung aus Leichtwasserreaktoren
 - 1.1.6 Realisierung des Lastfolgebetriebs
 - 1.1.7 Entwicklungstendenzen beim LWR
 - 1.1.7.1 Neue Konzepte für Großanlagen zur Stromerzeugung
 - 1.1.7.2 Neue Reaktorkonzepte mittlerer Leistung zur Stromerzeugung
 - 1.1.7.3 Das PIUS-Konzept von ASEA
 - 1.1.8 Literatur

- 1.2 Hochtemperaturreaktor
 - 1.2.1 Pilot-Anlagen
 - 1.2.2 Nachfolge-Anlagen
 - 1.2.3 Besondere Merkmale der Hochtemperaturreaktoren
 - 1.2.4 Projekte und Angebote der Industrie
 - 1.2.5 Entwicklungstendenzen
 - 1.2.6 Die Bedeutung des Hochtemperaturreaktors für die CO₂-Minderung

- 1.3 Schneller Brutreaktor
 - 1.3.1 Zweck der mit schnellen Neutronen arbeitenden Reaktoren
 - 1.3.2 Die Funktionsweise des Brütters
 - 1.3.3 Weltweite Bau- und Betriebserfahrungen mit Brütern
 - 1.3.4 Tendenz der USA-Brüterentwicklung
 - 1.3.5 Weiterentwicklung der Brüter
 - 1.3.6 Literatur

- 1.4 Heizreaktoren
 - 1.4.1 Übersicht über Konzepte von Heizreaktoren
 - 1.4.2 SECURE-H-Heizreaktor
 - 1.4.3 NHR (Siemens/KWU)
 - 1.4.4 Gasgekühlter Heizreaktor (GHR)
 - 1.4.5 Schweizer Heizreaktor (SHR)
 - 1.4.6 SLOWPOKE-Heizreaktor (Kanada)
 - 1.4.7 AST-500 (UdSSR)
 - 1.4.8 Zusammenfassende Betrachtung
 - 1.4.9 Literatur

- 2 Kosten und Wirtschaftlichkeitsaspekte**
- 21 Leichtwasserreaktoren**
 - 21.1 Anlagekosten beim Leichtwasserreaktor**
 - 21.1.1 Entwicklung der Anlagekosten**
 - 21.1.2 Anlagekosten der 1300MWe-Konvoi-Anlagen**
 - 21.1.3 Vergleich mit Anlagekosten anderer Länder**
 - 21.1.4 Kostensenkungspotential bezüglich der Anlagekosten**
 - 21.1.5 Stilllegungskosten**
 - 21.2 Brennstoffkreislaufkosten**
 - 21.2.1 Einflußgrößen auf Brennstoffkreislaufkosten**
 - 21.2.2 Natururanversorgung**
 - 21.2.3 Konversion**
 - 21.2.4 Anreicherung**
 - 21.2.5 Brennelementfertigung**
 - 21.2.6 Transportkosten**
 - 21.3 Entsorgung**
 - 21.4 Spezifische Stromerzeugungskosten bei Leichtwasserreaktoren**
 - 21.5 Literatur**
- 22 Hochtemperaturreaktor**
 - 22.1 Literatur**
- 23 Schneller Brutreaktor**
 - 23.1 Literatur**
- 24 Heizreaktoren**
 - 24.1 Literatur**

- 3. Nutzungs- und Anwendungsmöglichkeiten der Kernenergie**
- 3.1 Übersicht**
- 3.2 Erzeugung von Strom**
- 3.3 Erzeugung von Fernwärme und Nahwärme**
- 3.4 Erzeugung von Prozeßdampf (Injektionsdampf)**
- 3.5 Erzeugung von Fernenergie**
- 3.6 Umwandlung von Erdgas**
- 3.7 Veredlung fossiler Energieträger**
- 3.8 Erzeugung von Wasserstoff**
- 3.9 Literatur**

Die Beiträge wurden durch folgende Partner erarbeitet:

Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE), Stuttgart
Kapitel: 0.1/0.4/1.1/1.4/2.1/2.4

Kernforschungsanlage Jülich GmbH (KFA), Jülich
Kapitel: 0.2/1.2/2.2/3.1/3.2/3.3/3.4/3.5/3.6/3.7/3.8

Kernforschungszentrum Karlsruhe (KfK), Karlsruhe
Kapitel: 0.3/1.3/2.3

0. Zusammenfassung:

0.1 Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen bei Leichtwasserreaktoren

Status der Leichtwasserreaktoren

Unter den weltweit über 400 im Betrieb befindlichen Kernkraftwerken, sind 77 % Leichtwasserreaktoren (LWR). Die Betriebserfahrung mit diesen LWR (ohne die RGW-Staaten) beträgt über 3300 Reaktorbetriebsjahre. Mit den Erfahrungen aus dem Betrieb und aus Störfällen, insbesondere aus dem Störfall der TMI-2-Anlage in Harrisburg, durch ein umfangreiches Forschungs- und Entwicklungsprogramm sowie der Durchführung detaillierter Risikostudien, konnten LWR-Anlagen bezüglich Sicherheit, Verfügbarkeit und Flexibilität ständig verbessert werden. Derzeit wird in der Bundesrepublik 40 %, in Frankreich 70 % des Strombedarfs aus LWR-Kernkraftwerken gedeckt. Weltweit decken die LWR ca. 14 % des elektrischen Energiebedarfs. Obwohl die neueren LWR-Anlagen einen hohen Reifegrad in bezug auf Sicherheit und Verfügbarkeit aufweisen, sind noch Möglichkeiten zu Weiterentwicklungen gegeben. Verschiedene fortschrittliche Konzepte europäischer, amerikanischer und japanischer Hersteller zielen auf verbesserte Zuverlässigkeit, Sicherheit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit hin.

Im Vordergrund steht dabei eine "evolutionäre" Entwicklung der Leichtwasserreaktoren mit verbesserter Sicherheit, konstruktiven Vereinfachungen und verbesserter Brennstoffausnutzung. Neben den evolutionären Konzeptverbesserungen existieren "revolutionäre" Konzepte, die insbesondere passive Sicherheitselemente und lange Karenzzeiten für notwendige Operateureingriffe bei Störfällen aufweisen.

Druckwasserreaktoren

Unter den Leichtwasserreaktoren sind ca. 80 % der Anlagen vom Typ Druckwasserreaktor (weltweit). In der Bundesrepublik sind 1988/1989 die sogenannten Konvoi-Anlagen (ca. 1300 MWe) in Betrieb gegangen. In Frankreich wurden DWR(Serien)-Anlagen mit 900 - 1400 MWe gebaut bzw. befinden sich noch im Bau. In USA und Japan wurde das Konzept des APWR (Advanced-PWR, Westinghouse/Mitsubishi) entwickelt. Vor dem Kernschmelzunfall in TMI-2 gab es große Unterschiede bei der Auslegung des Kühlkreislaufs und der Notkühlsysteme bei Anlagen verschiedener Hersteller. Modifikationen verschiedener Anlagentypen haben in der Zwischenzeit zu einem ausgeglichenen Sicherheitsniveau geführt.

Die Realisation der drei Konvoi-DWR-Anlagen zeigte, daß der nach dem Bau von BIBLIS-A starke Anstieg der Baukosten und der Bauzeit von DWR-Anlagen gestoppt werden konnte, so daß in Zukunft eher von niedrigeren spezifischen Anlagekosten ausgegangen werden kann. Ferner konnten die Abgaben an radioaktiven Stoffen durch Verbesserungen der Brennelemente und Einbau von Filtern und die Strahlenbelastung des Personals durch Verwendung kobaltarmer Materialien für Primärkreis Komponenten erheblich abgesenkt werden.

Siedewasserreaktoren

Bei Siedewasserreaktoren wurden - wie bei den DWR - entsprechend der Auswertung von Betriebserfahrungen Verbesserungen vorgenommen. Die modernen Anlagen haben interne Kühlmittelpumpen, Feintriebe für die Steuerstäbe und Sicherheitsbehälter aus Spannbeton und weisen keine externen Umwälzschleifen auf. Die Anlagen KRB-B und -C von Siemens/KWU, BWR-75 von ABB und ABWR (Advanced-BWR) von GE/Hitachi/Toshiba (z.Z. in Bau) sind richtungsweisend für Siedewasserreaktoren mit Leistungen über 1000 MWe. Auch für SWR konnten die Abgaben radioaktiver Stoffe sowie die Strahlenbelastung des Personals erheblich reduziert werden.

Wärmeauskopplung aus Leichtwasserreaktoren

Bei Druck- und Siedewasserreaktoren ist eine Auskopplung von Dampf im Temperaturbereich zwischen 100 °C und 200 °C möglich. Die einfachste Möglichkeit ist, die Turbine an verschiedenen Stufen anzuzapfen. Bei den Konvoi-Anlagen (DWR) der Siemens/KWU können ohne Änderungen an der Turbine bis zu 500 MW entnommen werden. Durch spezielle Turbinenschaltungen und Verwendung von Gegendruckturbinen können auch größere Wärmemengen bereitgestellt werden. Je nach Schaltung der Wärmeauskopplung muß mit Stromeinbußen von 10 % - 20 % der entnommenen Heizleistung gerechnet werden.

Realisierung des Lastfolgebetriebs

Die Leichtwasserreaktoren besitzen gute Lastwechselfähigkeiten, so daß sie, falls erforderlich, nicht nur im Grundlast-, sondern auch im Mittellastbereich gefahren werden können. Die von den Netzverbund-Gesellschaften geforderten Laständerungen bis zu 50 % und Laständerungsgeschwindigkeiten von bis zu 5 % der Nennlast in 5 sec (zur Frequenzstützung) sind sowohl mit DWR als auch mit SWR realisierbar, wenn eine kontinuierliche Kontrolle der thermohydraulischen Grenzwerte und der Leistungsdichte vorgenommen wird.

Entwicklungstendenzen beim LWR

Weltweit werden zum Teil erhebliche Anstrengungen zur Weiterentwicklung der Leichtwasserreaktoren unternommen. Dabei läßt sich zwischen der mehr evolutionären Weiterentwicklung der Reaktoren mit großer Leistung (900 - 1500 MWe) und speziellen Entwicklungen für kleine und mittlere Anlagen (bis 600 MWe) (Verwendung passiver Systeme) unterscheiden. Die wichtigsten Entwicklungsziele für die fortgeschrittenen Konzepte sind:

- Verbesserung der Sicherheit (Reduktion der Kernschmelzhäufigkeit, Erhöhung der zur Einleitung von Notfallschutzmaßnahmen verfügbaren Zeiträume, Verbesserung des Containments zur Begrenzung der Auswirkungen von Unfällen auf die Anlage selbst);
- Reduktion der Anlagenkosten (Standardisierung, Optimierung von Planungs-, Bau- und Montageabläufen);
- Reduktion der Brennstoffkreislaufkosten (Erhöhung des Entladeabbrandes, Verbesserung der Brennstoffausnutzung, verbesserte Neutronenökonomie);
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit (längere Zyklen, kürzere Revisionsintervalle);
- Absenkung der Strahlenbelastung des Personals und der Abgabe radioaktiver Stoffe;
- Verbesserung der Leittechnik.

In der Bundesrepublik werden hierzu Entwicklungen bezüglich des Standard-DWR von Siemens/KWU (DWR-2000-Konzept) und eines hochkonvertierenden DWR mit vierfach besserer Uranausnutzung durchgeführt. In Frankreich werden die Nachfolganlage der N4-Serie (REP-2000) und ein hochkonvertierender DWR (RCVS) konzipiert.

Eine größere Zahl von Neuentwicklungen basiert auf einer weitergehenden Verwendung passiver Komponenten bei Sicherheitsrinnrichtungen (z.B. Abführung der Wärme bzw. Nachwärme im Naturumlauf), z.B. bei SBWR200, (SWR, 200 MWe, KWU), AP600 (DWR, 600 MWe, Westinghouse), ASBWR (SWR, 600 MWe, GE), SIR (DWR von RR/CE). Die revolutionärsten Konzepte arbeiten nach dem PIUS-Prinzip (Process Inherently Ultimate Safety), bei welchem der Primärkreis permanent an einen sehr großen Pool mit boriertem Wasser angeschlossen ist, das bei Störungen der Wärmeabfuhr bzw. der Reaktivität sofort (ohne Fremdenergie) in den Reaktorkern eintritt und den Reaktor abschaltet und über einen sehr langen Zeitraum kühlt. Die bekanntesten Konzepte, die nach diesem Prinzip arbeiten, sind SECURE-P (600 MWe, ABB), ISER (Inherently Safe and Economical Reactor, Japan) und PECOS-BWR (SWR-Variante).

Während die evolutionären Weiterentwicklungen in starkem Maße auf den Erfahrungen mit den Vorgängeranlagen aufbauen können, ist dies für die Neuentwicklungen nur teilweise möglich.

Hier werden zunächst - insbesondere beim PIUS-Konzept - Demonstrationsanlagen gebaut werden müssen, damit für Serienanlagen genügend Erfahrungen vorliegen.

Kosten und Wirtschaftlichkeitsaspekte

Durch die Erfahrungen mit der großen Zahl von Leichtwasserreaktoren stehen umfangreiche Daten bezüglich Anlagekosten, Brennstoffkreislaufkosten und Betriebs- bzw. Wartungskosten zur Verfügung.

Anlagekosten

Die spezifischen Anlagekosten konnten durch Anwachsenlassen der Anlagegröße (bis 1300 MWe) zunächst gesenkt werden. Durch aufwendigere Genehmigungsverfahren und Konzeptänderungen stiegen die spezifische Anlagekosten in der Bundesrepublik Deutschland ab Mitte der 70er Jahre für 1300MWe-Anlagen stark an. Erst bei den drei 1988/89 fertiggestellten Korvoi-Anlagen, bei welchen Standardisierungen und eine Umlage von nicht projektspezifischen Aufwendungen auf mehrere Anlagen sowie ein beschleunigtes Genehmigungsverfahren möglich waren, konnte dieser Kostenanstieg gebremst werden. Die spezifischen Kosten einer Korvoi-Anlage mit 1258MWe-Nettoleistung werden mit $3340 \pm 160 \text{ DM/kWe}_n$ angegeben (ohne Erstkern, Bauzinsen und Steuern). Vergleicht man diese Kosten mit spezifischen Anlagekosten in anderen Ländern, so kann man feststellen, daß in der Bundesrepublik die Kosten um ca. 40 % höher sind als in Frankreich, vergleichbar mit denen in Japan, jedoch wesentlich niedriger als in USA sind. Die wesentlichen Gründe für die kostengünstigen französischen Anlagen liegen in den großen Serien und in weniger strengen Auflagen z.B. für die Auslegung gegen Flugzeugabsturz.

Kostensenkungspotential

Aus den bei der Errichtung von Korvoi-Anlagen gemachten Erfahrungen kann erwartet werden, daß durch optimierte Planungs-, Bau- und Montageabläufe, durch weitere technische Verbesserungen, wie z.B. fortschrittliche elektro- und leittechnische Systeme sowie technische Systemänderungen, wie Erhöhung der Loop-Leistung und kompaktere Anordnung, die Anlagekosten für ein 1300MWe-Kraftwerk noch um ca. 10 - 15 % gesenkt werden können. Eine weitere Senkung der spezifischen Anlagekosten von 5 - 10 % kann bei Doppelanlagen und Übergang auf 1450MWe-

Anlagen erwartet werden. Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten wird deshalb für eine 1260MWe_n-Anlage, die in naher Zukunft ans Netz gehen soll, von 3000 DM/kWe_n, für eine 1390MWe_n-Anlage, die in ferner Zukunft ans Netz geht, von 2677 DM/kWe_n für die spezifischen Anlagekosten ausgegangen. Dies bedeutet eine Kostensenkung um 10 % bzw. 20 % gegenüber den heutigen Anlagekosten.

Die größten Kosteneinsparungen werden bei amerikanischen Anlagen durch vereinfachte Systeme und standardisierte Genehmigungsverfahren sowie eine rationellere Fertigung bei den 600MW-Reaktoren (AP600, ASBWR) erwartet. Für diese Anlagen mittlerer Leistung werden spezifische Anlagekosten von 1500 \$/kWe genannt.

Brennstoffkreislaufkosten

Die Brennstoffkreislaufkosten hängen stark von den Entsorgungskosten und den Natururan-, Trennarbeit- und Konversionskosten ab. Durch die Möglichkeit, LWR-Brennelemente langfristig in Frankreich bzw. Großbritannien wiederaufzuarbeiten bzw. die gegenüber der Wiederaufarbeitung kostengünstigere direkte Endlagerung von LWR-Brennelementen anzuwenden, sind die Entsorgungskosten überschaubar und dürften längere Zeit konstant bleiben. Dies gilt auch für die Natururanpreise (derzeit sehr niedrig) und die Trennarbeit- bzw. Konversionskosten (Überkapazitäten). Für ein Standard-KKW liegen derzeit die Brennstoffkreislaufkosten bei 2,6 Dpt/kWhe.

Spezifische Stromerzeugungskosten

Die spezifischen Stromerzeugungskosten für LWR (1260 MWe, netto) sind bei einer Auslastung von 6500 h/a bei einer Anlage, die in naher Zukunft ans Netz gehen soll (bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtungsweise)

7,6 Dpt/kWhe (3000 DM/kWe spezifische Anlagekosten, 35 Jahre Lebensdauer)

bei einer Anlage, die in ferner Zukunft ans Netz gehen soll (1390 MWe, netto)

7,0 Dpt/kWhe (2677 DM/kWe spezifische Anlagekosten, 35 Jahre Lebensdauer).

Diese Kosten sind jeweils bis in den Mittellastbereich hinein niedriger als bei Braunkohle, Import-Steinkohle, Öl, Gas und heimische Steinkohle.

0.2 Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen beim Hochtemperatur-Reaktor

Status der Hochtemperatur-Reaktoren

Der Hochtemperatur-Reaktor gehört zu der Familie der gasgekühlten Reaktoren, diese ist zu etwa 10 % an der bisherigen Stromerzeugung durch nukleare Anlagen beteiligt. Gegenüber den gasgekühlten Reaktoren der ersten Generation unterscheidet sich der Hochtemperatur-Reaktor durch einige wichtige Merkmale. Als Wärmeübertragungsmittel wird Helium statt Kohlendioxyd und statt der metallischen oder oxydischen stabförmigen Brennelemente werden keramisch umhüllte Partikel verwendet. Damit sind hohe Temperaturen für die Realisierung von hohen Wirkungsgraden und die Anwendung von nuklearer Prozeßwärme möglich. Außerdem entsteht eine neue Qualität in der Rückhaltung von Spaltprodukten bei Normalbetrieb und bei Störungen.

In den sechziger und siebziger Jahren wurden eine Reihe von Pilot-Anlagen gebaut: In den Vereinigten Staaten der Peach Bottom Reaktor, in England im Rahmen eines OECD-Projektes der Testreaktor DRAGON und in der Bundesrepublik der AVR.

Aufgrund der positiven Resultate dieser drei Pilot-Anlagen wurde in den USA eine 330 MW-Anlage gebaut, der sogenannte Fort St. Vrain-Reaktor. In der Bundesrepublik wurde parallel dazu der THTR-300 errichtet und betrieben. Beide Anlagen, der THTR und der Fort St. Vrain-Reaktor zeigten die Realisierungsmöglichkeit von Hochtemperatur-Reaktoren in einer Leistungsstufe von 300 MW_{el} bis 550 MW_{el} .

Aufgrund der erfolgreichen Erprobung der bisherigen Pilot-Anlagen und der Reaktoren im mittleren Leistungsbereich bieten Firmen in den USA und in der Bundesrepublik Deutschland Hochtemperatur-Reaktor-Nachfolgeanlagen an. Dazu gehören Hochtemperatur-Reaktoren in modularer Bauweise in kleineren Einheiten. Diese sind direkte Nachfolger des AVR.

In der Bundesrepublik Deutschland wird ein Hochtemperatur-Reaktor mit einer Leistung von 550 MW_{el} angeboten. Dieses Reaktor-konzept entspricht einer Vergrößerung des THTR's um ca. 80 %. Es verwendet ebenso, wie der THTR, einen Spannbetonbehälter. Die technische Realisierung baut im wesentlichen auf die Erfahrung des THTR's auf.

In Japan wird der sogenannte HTTR gebaut. Dieser dient als ein Testreaktor für hohe Temperaturen zur Anwendung der nuklearen Prozeßwärme.

Entwicklungstendenzen

Die weitere Entwicklung des Hochtemperatur-Reaktors ist auf mehr Wirtschaftlichkeit und noch mehr Sicherheit gerichtet. In dieser Hinsicht zeichnen sich große Vorteile eines neuartigen korrosionsgeschützten Brennelementes ab. Die kugelförmigen Brennelemente werden mit einer Schicht aus Siliziumkarbid ausgestattet und sind dann widerstandsfähig gegen Dampf, Wasser und Luft.

Alle sicherheitstechnischen Anforderungen, nämlich die Beherrschung der Kettenreaktion, Abfuhr der Nachzerfallswärme und die Beherrschung der Korrosion durch Dampf und Luft, können dann selbsttätig erfüllt werden. Damit sind alle Störfallmöglichkeiten und ihre Folgen beim Hochtemperatur-Reaktor soweit beherrschbar, daß eine Gefährdung der Umgebung in allen Fällen vermieden werden kann.

Die in den nächsten Jahrzehnten interessante Gewinnung von tertiärem Öl mit Hilfe von Dampfpluten, setzt solche technischen Bedingungen voraus, die nuklear nur durch den Hochtemperatur-Reaktor erfüllt werden können. Die Umwandlung von fossilen Energierohstoffen zu umweltfreundlichen Brennstoffen und Treibstoffen, z.B. die Gewinnung von Methanol aus Erdgas und Kohle, unter Bedingungen einer strikten CO_2 -Minderung wird nur durch den Hochtemperatur-Reaktor möglich sein. Besonders interessant ist die Umwandlung von Erdgas in Wasserstoff für

eine spätere Wasserstoff-Technik. Für diesen Prozeß ergibt sich die günstigste CO₂-Bilanz bei der künftigen Verwendung von fossilen Brennstoffen.

Kosten- und Wirtschaftlichkeitsaspekte

Von den herstellenden Firmen und den Betreibern künftiger Hochtemperatur-Reaktoranlagen werden für den HTR-550 direkte Anlagekosten von etwa 3.500,-- DM/kWh angegeben. Diese Kostenhöhe entspricht in etwa den Anlagekosten von größeren Leichtwasser-Reaktoren. Für die MODUL-Anlagen mit je 4 MODUL-Reaktoren wurden von den Herstellern und den Betreibern direkte Anlagekosten von ca. 5.200,-- DM ermittelt.

Damit ergeben sich Stromerzeugungskosten für den HTR-550 von 8,3 DPf bzw. für das Kernkraftwerk mit 4 Moduln 9,6 DPf pro kWh.

Eine wesentliche Kostenreduzierung wird in der Zukunft aus verschiedenen Gründen möglich sein. Auf der einen Seite wird durch die Herstellung von Serien, vor allen Dingen bei kleinen Reaktoren, eine erhebliche Kostenreduktion möglich sein. Darüber hinaus wird die Einführung von Siliziumkarbid-geschützten Brennelementen die Anlagen wesentlich vereinfachen und gestatten, die Leistung pro Reaktoreinheit anzuheben. Es wird damit gerechnet, daß die Anlagekosten etwa um 20 bis 30 % gegenüber dem heutigen Stand gesenkt werden können. Damit ergeben sich für den HTR-550 Kosten in der Größe von 7,3 DPf pro kWh und für das Kernkraftwerk mit vier MODUL-Reaktoren Kosten von 8,2 DPf pro kWh.

Diese Kosten sind jeweils bis in den Mittellastbereich hinein niedriger als bei Braunkohle, Import-Steinkohle, Öl, Gas und heimische Steinkohle.

0.3 Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen bei Schnellen Brut-Reaktoren

Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Schnellen Brütern liegt darin, daß sie das Natururan bis zum 60fachen besser als die herkömmlichen Leichtwasserreaktoren ausnutzen können und damit von einer äußeren Spaltstoffquelle nahezu unabhängig sind. Durch die Verwendung schneller Neutronen für den Kernspaltungsprozeß und von Plutonium als Spaltmaterial kann die Konversionsrate eines solchen Reaktors auf über eins ansteigen, d.h. Brüter erzeugen dann mehr Spaltstoff, als sie im Betrieb verbrauchen. Auf dem Umweg über Plutonium sind Brüter damit in der Lage, das reichlich vorhandene, direkt nur schwer spaltbare Uran-238 für die Energieerzeugung nutzbar zu machen. Dies erfordert allerdings zwingend eine Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente, um das erbrütete Plutonium wieder verwenden zu können.

Die hohe Volumenleistung im Brüter-Reaktorkern muß durch ein geeignetes Wärmeübertragungsmittel aus dem Reaktor in die Dampferzeuger abgeführt werden. In sämtlichen bisher gebauten Brüterreaktoren der Welt wird als Wärmeübertragungsmittel flüssiges Natrium benutzt. Natrium bremst Neutronen kaum ab, hat hervorragende Wärmeleitfähigkeit und erfordert keinen wesentlichen Betriebsdruck.

Der erreichte Entwicklungsstand der Brutreaktoren ist durch die Inbetriebnahme von 12 Versuchs-, Prototyp- bzw. Großbrüterkernkraftwerken gekennzeichnet und läßt es technisch möglich erscheinen, daß rechtzeitig der Effekt der sparsamen Urannutzung fühlbar wird. Eine enge internationale Zusammenarbeit vor allem im westeuropäischen Bereich führt zu Erfahrungsaustausch und Arbeitsteilung bei der Weiterentwicklung der Brüter. Allgemein zeigen die bisherigen Erfahrungen aus rund 200 Betriebsjahren, daß natriumgekühlte Brutreaktoren technisch realisierbar sind. Insbesondere ist es beim Betrieb von insgesamt über 300.000 Brüterbrennstäben trotz der hohen Belastungen und der hohen erreichten Abbrände in den letzten 20 Jahren nur vereinzelt zu kleinen Schäden gekommen. Die Erfahrungen aus früheren Brennelementschäden sind seinerzeit konstruktiv ausgewertet worden. Schwierigkeiten sind

in den letzten Jahren fast nur außerhalb des Reaktorkerns im nicht-nuklearen Anlagenbereich, insbesondere an natriumführenden Komponenten aufgetreten und haben sich als überwindbar erwiesen.

Brüterkraftwerke werden vor allem im Hinblick auf Kostensenkung weiterentwickelt. Sie sind bisher wirtschaftlich mit Leichtwasserreaktoren noch nicht konkurrenzfähig. Die Anlagenkosten lassen sich u.a. durch kompaktere Bauweise und passiv funktionierende Nachwärmeabfuhr senken, die Betriebskosten u.a. durch noch längere Standzeiten wichtiger Komponenten, insbesondere der Brennelemente. Darüber hinaus werden Serienbauweise und die vor auszusehende langfristige Verteuerung von Energierohstoffen die Wettbewerbsfähigkeit der Brüter günstig beeinflussen. Britische, französische und deutsche Wirtschaftlichkeitsstudien und Konzepte künftiger Anlagen begründen diese Bewertung.

0.4 Heizreaktoren

Kernreaktoren können nicht nur für die Stromerzeugung, sondern auch für die Fern-, Nah- und Prozeßwärmeerzeugung eingesetzt werden. In der Sowjetunion und Kanada sind Demonstrationsanlagen von Heizreaktoren, die ausschließlich Wärme bereitstellen, im Bau bzw. im Testbetrieb. Verschiedene Hersteller bzw. Institutionen entwickelten angebotsreife Konzepte für Heizreaktoren.

Siemens/KWU	HR	200 MW	(SWR, Naturumlaufrückung),
ABB	SECURE-H	400 MW	(PWR, PIUS-Konzept),
ABB	GHR	10 MW	(gasgekühlter Heizreaktor),
PSI	SHR	10 MW	(SWR, Naturumlaufrückung, Schweiz),
UdSSR	AST	500 MW	(DWR, Naturumlaufrückung, im Bau),
Kanada	SLÖWPOKE	10 MW	(LWR bei Umgebungsdruck, Demonstrationsanlage im Test).

Weitere Konzepte wurden in Frankreich (Thermos) und USA (TRIGA) verfolgt. Die nuklearen Heizwerke unterscheiden sich in der Regel in folgenden Punkten von normalen Kernkraftwerken:

- Niedrige thermische Leistung bzw. Leistungsdichte,
- niedrige Kühlmitteltemperatur (< 200 °C) und niedriges Druckniveau (Faktor 10 kleiner als bei einem DWR),
- konservative Kernauslegung, lange Betriebszyklen (bis 15 Jahre),
- passive Systeme zur Abfuhr der Wärme und Nachwärme,
- hohe inhärente Sicherheitseigenschaften, hohe Karenzzeiten,
- kleine Abmessungen, damit ist z.B. Untergrundbauweise zum Schutz vor Einwirkungen von außen ohne großen Aufwand möglich.

Bisherige Analysen zeigen, daß die o.g. Heizreaktorkonzepte den grundsätzlichen sicherheitstechnischen Anforderungen für Kernkraftwerke, auch im Hinblick auf einen siedlungsnahen Standort, genügen. Um in größerem Umfang solche Anlagen einzusetzen, müßten Erfahrungen mit Prototypanlagen vorliegen.

Kosten und Wirtschaftlichkeitsaspekte bei Heizreaktoren

Obwohl Heizreaktoren verglichen mit großen Kernkraftwerken sehr niedrige thermische Leistungen aufweisen, sollen durch erhebliche Vereinfachungen der Anlagen die spezifischen Investitionskosten (bezogen auf thermische Leistung) niedrig gehalten werden können. Die wichtigsten wirtschaftlichen Daten für vier angebotsreif entwickelte Konzepte sowie die Wärmeerzeugungskosten frei Heizwerk (gesamtwirtschaftliche Betrachtung) sind in nachfolgender Tabelle angegeben.

	HR-200 (Siemens/KWU) 200 MW	SECURE-P (ABB) 500 MW	SHR (Schweiz) 10 MW	GHR (HTR) 10 MW
spez. Investitionskosten DM/kW_{th}	1000 1)	750 1)	2250 1)	2250 1)
Brennstoffzykluskosten $\text{Pf/kWh}_{\text{th}}$	1,0	1,0	1,2	1,6
spez. Wärmeerzeugungskosten $\text{Pf/kWh}_{\text{th}}$ (4000 h/a)	3,94	3,24	6,90 2) 9,74 3)	7,32 2) 9,65 3)

- 1) ohne Zinsen und Steuern während der Bauzeit
- 2) unbemannte Anlage
- 3) bemannte Anlage

1. Stand der Technik und technische Entwicklungstendenzen

1.1 Leichtwasserreaktor

1.1.1 Stand der Technik

Leichtwasserreaktoren (LWR) sind mit leichtem Wasser gekühlte und moderierte Reaktoren. Als Kernbrennstoff wird leicht angereichertes Uran in der Form von keramischen Urandioxid-Tabletten eingesetzt. Die Brennstofftabletten befinden sich in Hüllrohren aus Zirkaloy, die zu Brennstoffbündeln zusammengefaßt sind. Der Leichtwasserreaktor wird als Druckwasserreaktor und Siedewasserreaktor gebaut /Bohn, 1986/.

Im untermoderierten Bereich arbeitet der LWR inhärent sicher, d.h. einer Leistungserhöhung wird durch negative Reaktivitätskoeffizienten entgegengewirkt. Je nach Moderationsverhältnis kann die Konversionsrate des LWR (Verhältnis von erzeugtem Spaltstoff zu verbrauchtem Spaltstoff) von 0,6 (bei Standardgittern) bis ca. 0,9 (bei engem Gitter eines Hochkonverters) eingestellt werden.

1.1.2 Status

Zahl der im Betrieb und Bau befindlichen Kernkraftwerke

Ende 1988 waren weltweit 414 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 331 GWe in Betrieb /JA, 1989/. Davon sind 77 % mit einem Leichtwasserreaktor ausgestattet. Ihr Anteil an der gesamten Kernkraftwerksleistung beträgt 84 %.

Im Bau sind gegenwärtig 137 Kernkraftwerke mit zusammen 127 GWe, 75 % der Reaktoren sind LWR, mit einem Leistungsanteil von 80 %.

In der Bundesrepublik sind 22 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 22 GWe in Betrieb. Dies entspricht einem Anteil an der Stromerzeugung von ca. 40 %. Nach Fertigstellung der drei Konvoi-Kraftwerke /Beuerle, 1989/ sind keine weiteren Anlagen in Bau. Die derzeit laufenden Anlagen (im September 1989) sind alles Leichtwasserreaktoren.

Betriebsergebnisse

In Abb. 1.1-1 sind die relativen Häufigkeiten der Lastfaktoren von Leichtwasserreaktoren für das Jahr 1988 in Form eines Balkendiagramms dargestellt /ATW, 1989/. Abb. 1.1-1a gibt die

Häufigkeitsverteilung für alle Leichtwasserreaktoren (ohne RGW-Staaten) wieder, Abb. 1.1-1b die entsprechende Verteilung allein für die Leichtwasserreaktoren der Bundesrepublik Deutschland.

Der Vergleich zeigt, daß in den Leichtwasserreaktoren der Bundesrepublik Deutschland für sich betrachtet höhere Lastfaktoren erzielt werden als im Mittel über alle Länder.

Die gesamte Betriebserfahrung mit Leichtwasserreaktoren (ohne RGW-Staaten) erstreckt sich gegenwärtig über einen Zeitraum von rund 3300 Reaktorbetriebsjahren.

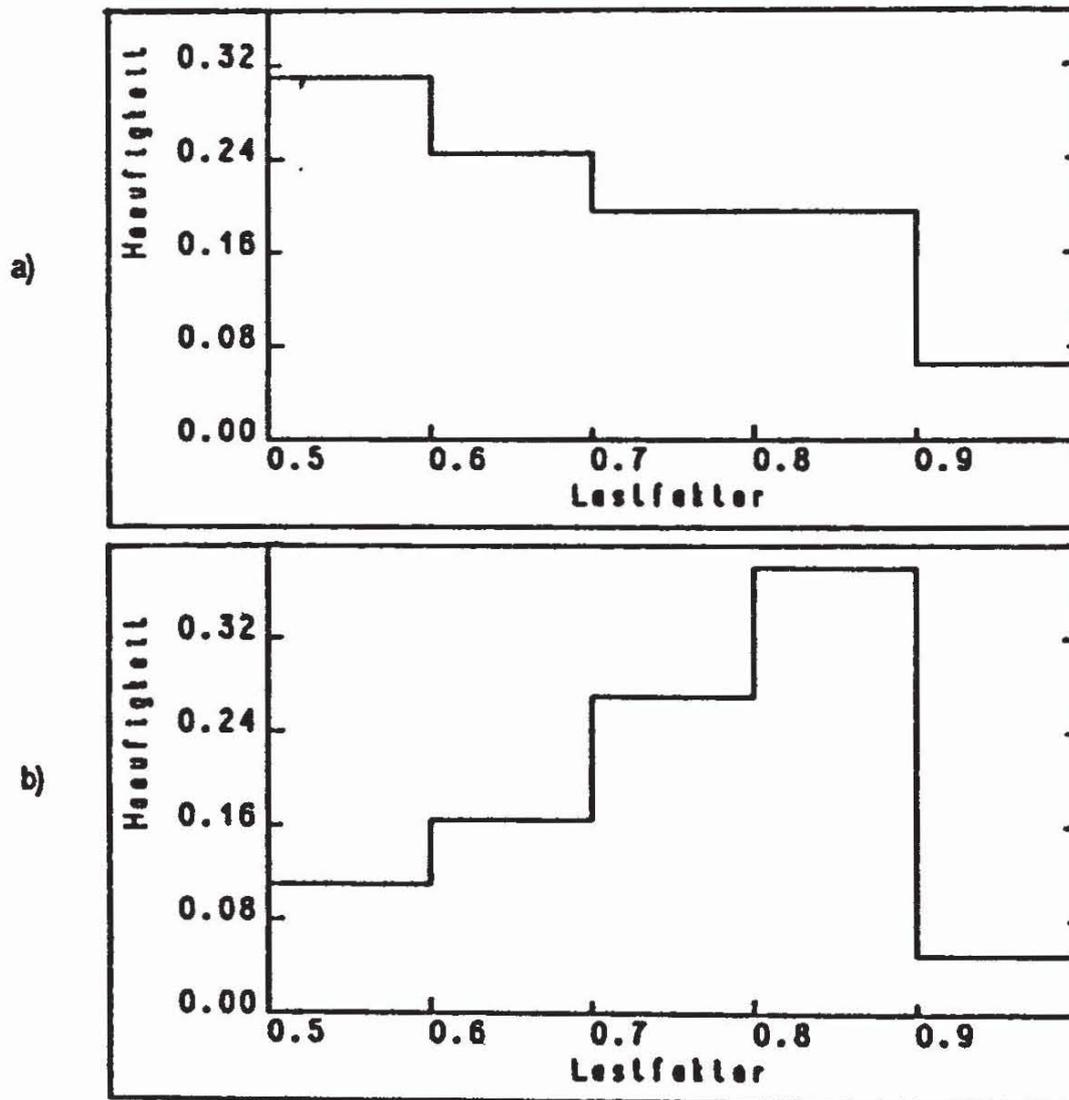


Abb. 1.1-1: Häufigkeitsverteilung der Lastfaktoren von Leichtwasserreaktoren im Jahr 1988

/ATW, 1989/

a) weltweit (ohne RGW-Staaten)

b) in der Bundesrepublik Deutschland

Strahlenbelastung des Betriebspersonals

In neueren Kernkraftwerken wurde die Strahlenbelastung des Betriebspersonals deutlich reduziert /Hecht, 1988/, und zwar durch folgende Maßnahmen:

- durch Verringerung des Kobaltgehaltes im Stahl,
- durch Verbesserung der Strahlenabschirmung bei Reparaturarbeiten,
- durch Verkürzung der Aufenthaltszeiten im Strahlenfeld.

Zur Charakterisierung der Strahlenbelastung des Betriebspersonals in verschiedenen Kernkraftwerken wird als Maß die Größe manSv/a verwendet. Abb. 1.1-2 zeigt die jährliche Strahlenbelastung für ältere und neuere Druckwasserreaktoranlagen für den Zeitraum 1980 - 1986.

Wie Abb. 1.1-2 zeigt, ist die kumulative Strahlenbelastung in neueren deutschen Druckwasserreaktoranlagen in der Größe von 1 manSv/a . In neueren deutschen Siedewasserreaktoranlagen werden nach Verbesserungsmaßnahmen seit 1984 ähnliche Werte erreicht /Untervoßbeck, 1989/.

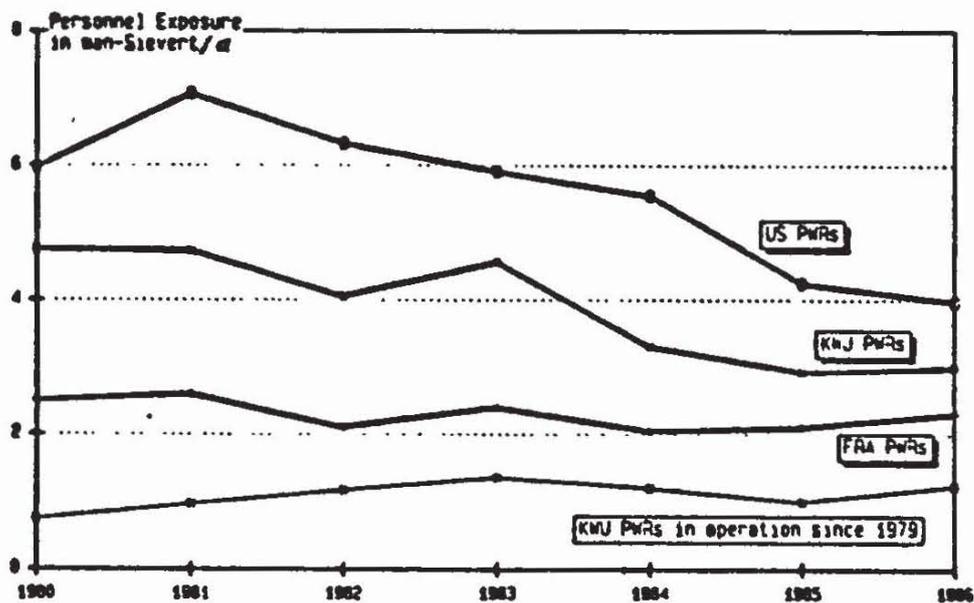


Abb. 1.1-2: Kumulative jährliche Strahlenbelastung des Betriebspersonals in älteren und neueren Druckwasserreaktoranlagen /Hecht, 1988/

Von der gesamten jährlichen Strahlenbelastung entfielen in der Vergangenheit etwa 15 % auf den Leistungsbetrieb, 11 % auf den Brennelementwechsel und 74 % auf Wartungsarbeiten während der Abschaltphase. Der relativ große Anteil für Wartungsarbeiten kann durch geeignete Maßnahmen noch weiter reduziert werden. Man kann erwarten, daß die kumulative Strahlenbelastung des Betriebspersonals bei künftigen Druckwasserreaktoranlagen deutlich unter 1 manSv/a liegen wird /Hecht, 1988/.

Abgabe radioaktiver Stoffe aus Leichtwasserreaktoren /BMU, 1987/

Bei Kernkraftwerken ist es aus physikalischen und technischen Gründen unvermeidlich, daß in Abluft und Abwasser Radioaktivität emittiert wird.

Von dem radioaktiven Inventar, das in jedem Kernreaktor durch Kernspaltung und Aktivierung aufgebaut wird, findet man in der Abluft in erster Linie Anteile der gasförmigen und leichtflüchtigen Substanzen wie radioaktive Edelgase, Kohlenstoff-14 in der Form von Kohlendioxid und radioaktive Aerosole. Im Abwasser befindet sich neben radioaktiven Spalt- und Korrosionsprodukten vor allem der wesentliche Teil des abgegebenen Tritiums.

Die flüchtigen, radioaktiven Substanzen in der Abluft entstehen primär als Spalt- und Aktivierungsprodukte in den Brennstäben des Reaktorkerns. Die Hüllrohre der Brennstäbe verhindern als wesentlicher Teil der Sicherheitsbarrieren das Austreten der Radioaktivität in das umgebende Kühlmittel. Kleine Defekte der Brennstabhüllen sind jedoch auch bei bestimmungsgemäßem Betrieb unvermeidbar, so daß Radionuklide aus den Brennstäben in das Kühlmittel des Primärkreises gelangen können und vorwiegend über die Wasserreinigungs- und Abgasanlage zur Fortluft in den Kamin abgegeben werden.

Die wesentlichen Anteile der radioaktiven Substanzen in Abluft und Abwasser von Leichtwasserreaktoren in der Bundesrepublik Deutschland sind für den Zeitraum von 1982 - 1988 aus Tab. 1.1-1 zu entnehmen. Die höchste Aktivitätsmenge mit etwa 200 TBq/a weisen die Edelgase in der Abluft auf. Von der gleichen Größenordnung ist die Aktivität des Tritium im Abwasser. Der Beitrag der Spalt- und Aktivierungsprodukte in Abluft (Aerosole und elementares Jod) und Abwasser liegt mehr als vier Größenordnungen darunter.

Tab. 1.1-1: Jährliche radioaktive Emissionen aus Leichtwasserreaktoren in der Bundesrepublik Deutschland /AuS, 1983-89/

	Betriebs- arbeit TWh	Abluft (ohne Tritium)			Abwasser	
		Edelgase GBq	Aerosole GBq	J-131 GBq	Spalt- und Akt.-Produkte GBq	Tritium GBq
1982	63	96400	3,2	1,3	34	82000
1983	64	119500	4,1	3,3	24	84000
1984	92	143800	1,1	2,3	31	120000
1985	126	137900	0,9	1,3	20	163000
1986	119	83200	0,6	3,2	15	155000
1987	129	209900	0,6	0,9	12	168000
1988	144	90800	0,5	0,6	8	187000

Die günstigen Emissionswerte sind dadurch bedingt, daß die Abluft durch Schwebstoff-Filter (Klasse S) gereinigt wird, so daß nur geringe Mengen an radioaktiven Aerosolen in die Kaminfortluft gelangen können. Damit ist eine wesentliche Reduktion der Aktivität vor allem der radiologisch bedeutenden Elemente Strontium, Technetium, Ruthenium, Silber, Tellur, Antimon, Jod, Caesium, Barium, Lanthan und Cer möglich. Zusätzlich wird die Aktivität aller kurzlebigen Edelgase durch Verzögerungsstrecken von mindestens 60 Tagen Verweilzeit abgebaut.

Tab. 1.1-2: Zusammensetzung der Edelgasemissionen von Druck- und Siedewasserreaktoren

Nuklid	Halbwertszeit	Häufigkeit (%)	
		SWR	DWR
Ar-41	1,83 h	0,05	0,8
Kr-83m	1,83 h	1,4	0,1
Kr-85m	4,48 h	2,3	1,7
Kr-85	10,76 a	0,9	1,7
Kr-87	76,3 m	6,9	0,4
Kr-88	2,84 h	9,1	1,7
Xe-131m	11,9 d	1,4	0,1
Xe-133m	2,19 d	0,2	0,8
Xe-133	5,27 d	45,7	83,5
Xe-135m	15,3 m	4,6	0,4
Xe-135	9,1 h	9,1	8,4
Xe-138	14,1 m	18,3	0,4

Die Häufigkeitsverteilung der emittierten Edelgas-Isotope ist für Druck- und Siedewasserreaktoren in Tab. 1.1-2 angegeben /Bonka, 1982/. Für beide Reaktortypen überwiegt das kurzlebige Xenon-133 mit einer Halbwertszeit von 5 Tagen. Eine längere Halbwertszeit mit 10 Jahren kommt allein beim Krypton-85 vor, dessen Aktivität durch verzögerte Abgabe nicht reduziert werden kann.

Die nicht flüchtigen Spalt- und Aktivierungsprodukte gelangen vorwiegend über die Hauptkühlmittelreinigung in die Ionenaustauscherharze und mit diesen in das Lager für feste Abfälle. Ein geringer Teil der Aktivität des Primärkühlmittels, zu dem auch aktivierte Korrosionsprodukte aus Brennstab-Hüllrohren, Dampferzeugerwerkstoffen und der austenitischen Plattierung des Reaktordruckbehälters gehören, wird im Abwasser freigesetzt. Der Pfad für diese Aktivitätsfreisetzung läuft über die Hauptkühlmittelreinigung oder das Abwassersammelsystem in die Abwasserreinigung - bestehend aus Abwasserbehälter, Abwasserverdampfer oder Anschwemmfilter - in den Abwasserkontrollbehälter, eventuell noch über Ionenaustauscher schließlich in den Vorfluter. Nach Tab. 1.1-1 wird im Abwasser in erster Linie Tritium freigesetzt. Die Abgabe des tritium-haltigen Wassers nimmt proportional zur Kraftwerksleistung zu.

Gewöhnlich liegen die abgegebenen Mengen weit unter den Genehmigungswerten. Obwohl die nukleare Stromerzeugung im letzten Jahrzehnt deutlich zugenommen hat, konnten die radioaktiven Emissionen z.T. gesenkt werden. Dies wurde durch Reduzierung der Brennstabdefekte und durch Verbesserung der Verfahren und Maßnahmen zur Rückhaltung radioaktiver Emissionen erreicht. Die einzige Ausnahme bildet Tritium, dessen Konzentration im Abwasser jedoch weiterhin gering ist. . Zur radiologischen Belastung der Bevölkerung tragen die Abgaben radioaktiver Stoffe aus Kernkraftwerken im Normalbetrieb mit weniger als 1 Promille bei.

1.1.3 Charakteristische Merkmale moderner Druckwasserreaktoren (DWR)

Der größte Anteil (62 % zum Zeitpunkt Ende 1988) der elektrischen Energie, die aus Kernkraftwerken stammt, wird in Druckwasserreaktoren erzeugt /ATW, 1989/. Derzeit sind 234 Anlagen mit ca. 190 GWe in Betrieb. In der Bundesrepublik sind 14 DWR mit insgesamt 16,4 GWe in Betrieb. Im Bau befinden sich weltweit noch 88 DWR mit insgesamt 91 Gwe (siehe Statistiken in /JA, 1989/).

DWR-Anlagen haben einen geschlossenen Kühlmittelkreislauf, der für einen Betriebsdruck von ca. 15 MPa ausgelegt ist. Das Kühlmittel wird von externen Pumpen durch die Spaltzone gepreßt und transportiert die Energie zu den Dampferzeugern, die sie in den Turbinenkreislauf übertragen. Das gesamte Reaktorkühlsystem ist innerhalb eines kugelförmigen Sicherheitsbehälters aus Stahl untergebracht. Die Brennelemente bestehen aus einem offenen Gitter von Brennstäben, die durch Abstandshalter in ihrer Position fixiert sind. Einzelne Gitterpositionen enthalten Führungsrohre zur Aufnahme der Fingerstäbe der Steuerelemente, die von oben in die Spaltzone einfahren. Die Hüllrohre bestehen aus Zircaloy-4, für die Abstandshalter wird Inconel oder Zircaloy-4 verwendet. Das Absorbermaterial für die Steuerstäbe ist eine Legierung aus Silber, Indium und Cadmium. Die Zahl der Brennstäbe und Führungsrohre pro Brennelement variiert bei den verschiedenen Reaktortypen. Vor dem Kernschmelzunfall im TMI-2 gab es große Unterschiede bei der Auslegung des Kühlkreislaufs und der Notkühlsysteme bei Anlagen verschiedener Hersteller. Modifikationen einzelner Anlage-Typen vor allem in diesen Bereichen haben in der Zwischenzeit zu einem weitgehend ausgeglichenen Sicherheitsniveau geführt. Im folgenden werden die neuesten, im Betrieb, im Bau oder in der Planung befindlichen Anlagen-Typen der wichtigsten DWR-Hersteller näher beschrieben.

1.1.3.1 Konvoi-Anlagen von Siemens/KWU

Die neuesten in der Bundesrepublik fertiggestellten DWR sind die sog. Konvoi-Anlagen ISAR-2 (KKI-2), Emsland (KKE) und Neckarwestheim-2 (GKN-2) /Rieser, u.a., 1988; Keller, 1988/. Sie haben eine Leistung von rund ca. 1300 MWe. Neben technischen Verbesserungen der Vorgängeranlagen (z.B. KKP-2, Philippsburg-2), konnte durch Standardisierung der wichtigsten Anlagenteile und des Genehmigungsverfahrens, aber auch durch verbesserte Vorausplanungen und Vorfabrikation von Komponenten der seit 1975 (Biblis-A) festgestellte erhebliche Anstieg der Kosten und der Bauzeit zum Stillstand gebracht werden.

Der prinzipielle Aufbau eines Konvoi-DWR ist aus Abb. 1.1-3 ersichtlich. Die Spaltzone besteht aus 193 Brennelementen mit einer aktiven Länge von 3,9 m und 61 Kontrollelementen. Jedes Brennelement enthält 300 Brennstäbe in einem 18x18-Gitter. 24 Positionen sind für die Steuerstabfinger freigehalten. In einzelnen Stäben ist dem Brennstoff Gadolinium als abrennbares Gift zugemischt, wobei an den Enden ein Bereich unvergiftet bleibt, um die Leistungsdichte axial abzuflachen. Der Durchmesser der Stäbe ist etwas geringer als bei den Vorgänger-Anlagen. Die Kontrollelemente werden elektrisch angetrieben. Bei der Schnellabschaltung klinkt der Antrieb aus und die Stäbe fahren durch Schwerkraft ein. Während des Vollastbetriebs tauchen sie nur wenige cm in den aktiven Spaltzonenbereich ein, da die Langzeitregelung der Reaktivität durch Borierung des Kühlmittels erfolgt. Das Reaktordruckgefäß hat einen Innendurchmesser von 5,0 m und eine Höhe von 12,36 m. Es besteht aus geschmiedeten Ringen ohne longitudinale Schweißnähte. Die Pumpen- und Armaturengehäuse und die Rohrleitungen des Primärkreises sind ebenfalls geschmiedet und im Werk weitgehend vorgefertigt /Grüner, 1989/. Die Wärmeabfuhr aus dem Kern erfolgt über parallele Stränge mit je 25 % Vollastkapazität. Die Hauptkühlmittelpumpen sind mit einer Stillstandsichtung ausgestattet, die auch beim Ausfall des Dichtungswasserkreislaufs Leckagen von Primärwasser verhindern. Die Dampferzeugerheizrohre bestehen aus Incoloy800. Die Turbine hat eine Hochdruck- und 3 (2 bei Kühlturbetrieb) Niederdruckstufen mit Zwischenüberhitzung. Eine Auskopplung von Wärme bis $500 \text{ MW}_{\text{th}}$ ist möglich /IAEA, 1987/. Die entsprechenden Stutzen und Trassen sind im Turbinenbereich vorgesehen.

DWR-1000-Konzept von Siemens/KWU

Die DWR-1000-Anlage /Grüner, 1986; IAEA, 1988/ ist für eine elektrische Leistung von 990 MW konzipiert. Die Spaltzone besteht aus 177 Brennelementen des gleichen Typs wie bei der Konvoi-Anlage, aber auf 3,4 m verkürzt. Die Zahl der Kontrollelemente ist 53. Der Primärkreis besteht aus drei parallelen Strängen mit je 1/3 der Vollastkapazität. Der Reaktordruckbehälter wird durch ein neues System abgestützt. Der Biologische Schild ist in die Betonstruktur integriert. Ferner sind Vereinfachungen am Wasseraufbereitungssystem vorgesehen. Die Konzeption ist ansonsten mit den Konvoi-Anlagen vergleichbar.

Sicherheitseigenschaften

Der Sicherheitsbehälter ist kugelförmig und aus Stahl (15MnNi53) geschweißt. Er umschließt alle Primärkreiskomponenten einschließlich der Absperrarmaturen der Frischdampfleitungen. Sein Durchmesser ist 56 m. Eine kontrollierte Druckentlastung des Containments ist möglich /Engel, 1989; Kuczera, 1989/. Dabei werden die Gas- und Dampfströme über Venturi-Wäscher und eingebaute Filterstrecken geleitet und so die Spaltprodukte weitgehend zurückgehalten. Das Not- und Nachkühlsystem besteht aus 4 getrennten Strängen mit eigener Notstromversor-

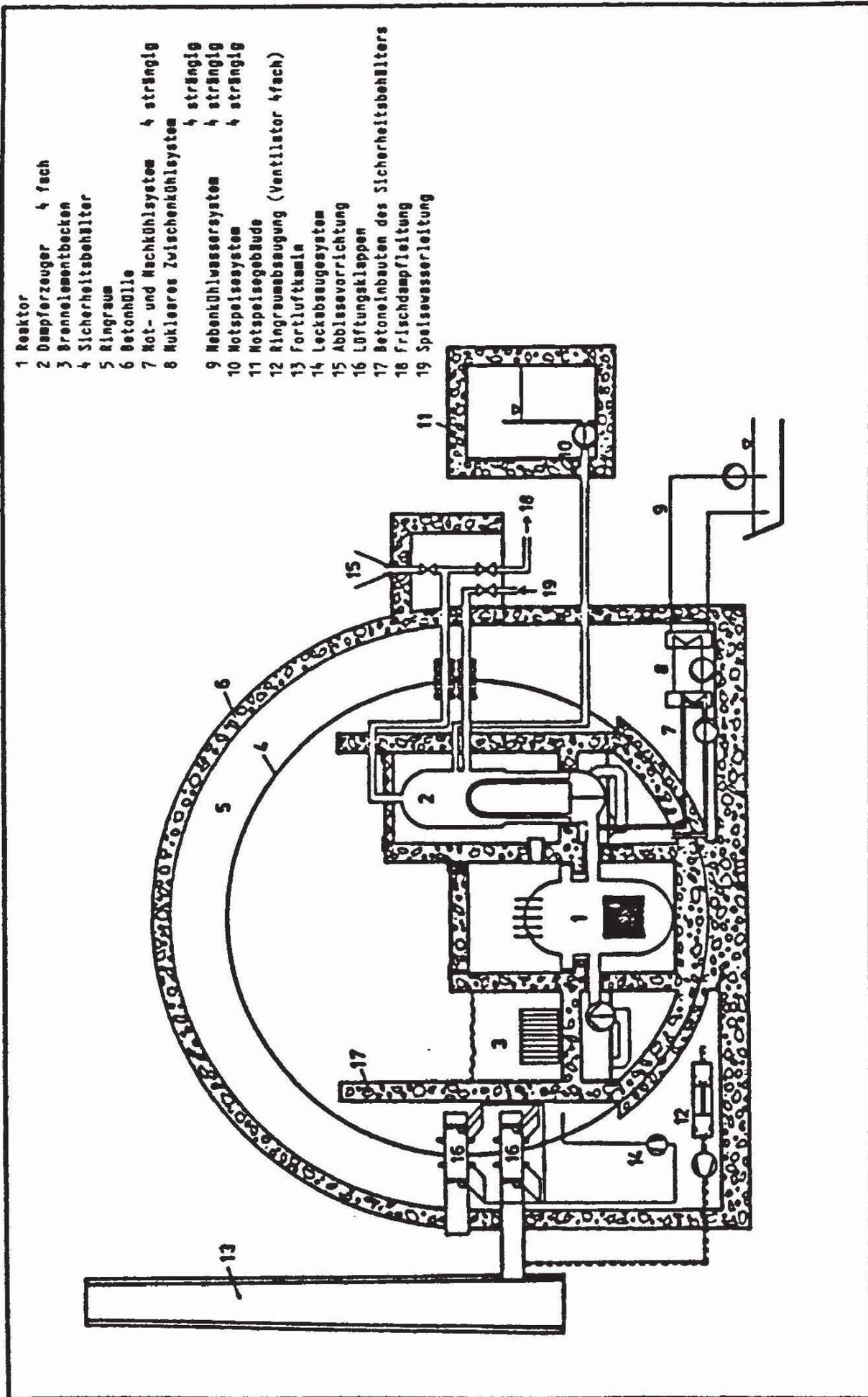


Abb. 1.1-3: Druckwasserreaktor

gung /Orth,1987; Orth,1988/. Jeder Strang besteht aus einer Hoch- und Niederdruckpumpe, einem Wärmetauscher, 2 Druckspeichern und einem Borwasserbecken. Bei Kühlmittelverlust wird Borwasser aus dem Borflutbecken in das Reaktorkühlsystem gepumpt. Bei einem Druck von 2,5 MPa beginnen die Druckspeicher Wasser einzuspeisen. Die langfristige Nachkühlung übernehmen die Niederdruckpumpen. Sobald das Borwasserbecken leer ist, wird auf Sumpfbetrieb umgeschaltet. Die Speisewasserversorgung der Dampferzeuger besteht aus 3 Strängen mit je 50% und 2 notstromgesicherten An- und Abfahrpumpen mit je 100% Kapazität. Unabhängig davon ist ein viersträngiges Notspeisewassersystem verfügbar mit autarkem Dieselantrieb.

Notfallschutzmaßnahmen, wie die Kühlung des Cores durch Verdampfen von Kühlmittel bei niederem Druck (bleed and feed) auf der Primär- und der Sekundärseite, sind bei den Konvoi-Anlagen ohne größere Nachrüstungen realisierbar /Orth,1987/.

Die KWU-Reaktoren verwenden ein dreistufiges Kontroll- und Schutzsystem zur Überwachung der wichtigen Betriebsparameter, die kontinuierlich und redundant gemessen werden. Durch die betrieblichen Regelungssysteme werden die Parameter in einem vorgegebenen Regelungsband gehalten. Bei einer Überschreitung werden von dem Begrenzungssystem Gegenmaßnahmen eingeleitet, die die Größen wieder auf ihren Sollwert zurückbringen. Erst wenn dies nicht gelingt und ein Parameter seinen zulässigen Grenzwert überschreitet, tritt das Reaktorschutzsystem in Aktion und veranlaßt Gegenmaßnahmen z. B. die Reaktorabschaltung. Bei neuen Anlagen ist der Schutz der Brennstäbe gegen unzulässige Hüllrohrbelastungen bei transienten Betriebszuständen in dieses System eingeschlossen.

Betriebs-eigenschaften

Die KWU-Druckwasserreaktoren haben eine hohe Lastwechselfähigkeit. Sie können nicht nur Tageszyklen fahren, sondern lassen sich auch zur automatischen Frequenzstützung heranziehen /Grüner,1989/. Der Betreiber kann innerhalb eines weit gespannten Rahmens das Lastfahrprogramm frei wählen. Die Leistungsänderung und -regelung erfolgt mit den normalen Steuerstäben ohne die Bor-Regelung /Grün,1985/. Dadurch sind auch am Zyklusende und im Streckbetrieb Lastfahrprogramme möglich. Die erreichbaren Entladeabbrände sind bei Lastwechsel- und Konstantlast-Betrieb praktisch gleich. Die Reaktorregelung und die Leistungsdichtebegrenzung sorgen für eine größtmögliche Schonung der Brennstäbe.

Eine Verlängerung des Zyklus durch Streckbetrieb, d. h. gleichzeitige Absenkung der mittleren Kühlmitteltemperatur und der Leistung, um einige Wochen ist beim DWR möglich.

Die Auslegung der 18x18-Brennelemente läßt 18-Monate-Zyklen und hohe Entladeabbrände (mittlerer Entladeabbrand 40 MWd/kgU) zu. Wegen der reduzierten Stablängenleistung sind keine Barrieren an der Hüllrohrinnenseite zur Vermeidung von Brennstabschäden notwendig, dagegen muß die wasserseitige Zr-Korrosion vor allem bei hohen, lokalen Abbränden überwacht werden.

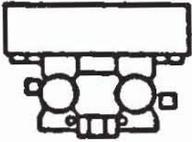
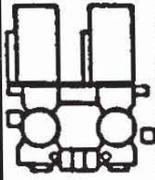
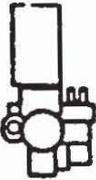
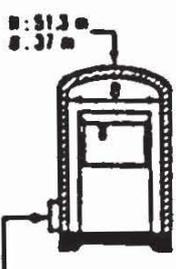
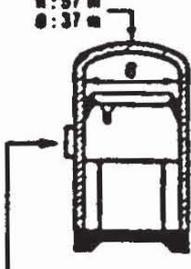
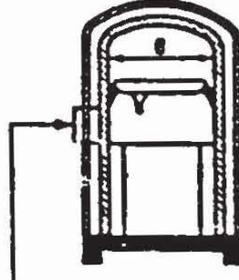
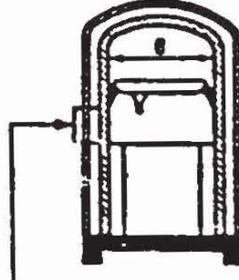
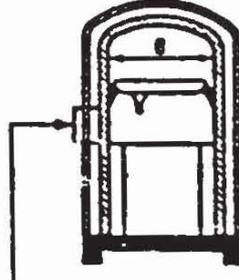
Die Zahl der ungeplanten Abschaltungen ist bei den KWU-Druckwasserreaktoren in den letzten Jahren im Mittel auf einen Wert unter 1 pro Anlage und Jahr zurückgegangen /Grüner, 1989/. Die Jahresdosis des Personals, ein Maß für den Erfolg der Strahlenschutz-Auslegung einer Anlage, liegt bei den Konvoi-Anlagen im 1. Betriebsjahr unter 0,5 Mann-Sv. Für die folgenden Jahre wird ein Rückgang auf 0,2 Mann-Sv erwartet /Untervossbeck, 1989/.

1.1.3.2 Anlagen von FRAMATOME (Frankreich)

In Frankreich wurden seit 1974 drei Serien von Druckwasserreaktoren entwickelt /Bacher, 1988; IAEA, 1988/:

- 900 MWe: 34 Anlagen (CP1-CP2-Serien; 33 Anlagen in Betrieb),
- 1300 MWe: 20 Anlagen (P4-Serie; 9 Anlagen in Betrieb),
- 1400 MWe: 2 Anlagen (N4-Serie; 2 Anlagen im Bau).

Die wichtigsten Daten dieser standardisierten Serienanlagen gehen aus Abb. A.1.1-4 hervor. Der neueste Anlagentyp ist der aus dem P4-Typ (1300 MWe) entwickelte Typ N4 mit 1400 MWe. Neben der Erhöhung der Leistung und der damit verbundenen Vergrößerung von Spaltzone und Komponenten wurden die Dampferzeuger, Kühlmittelpumpen und die Turbine gegenüber der Vorgängeranlage verbessert. Die erste Anlage dieses Typs soll 1991 ans Netz gehen.

	PWR 900 MW				PWR 1300 MW		PWR 1400 MW
	Fessenheim	Bugey		CP2	P4	P4	R4
Number of units ordered connected to the grid	2	4	18	10	8	12	2
	2	4	18	9	8	1	
Rated thermal power	2 660 MW	2 785 MW			3 817 MW		4 270 MW
REACTOR and Reactor Coolant System	<ul style="list-style-type: none"> - Fuel assemblies: 157 - Assembly height: 4.058 m - Vessel diameter: 3.98 m 	3 loops 			4 loops 		<ul style="list-style-type: none"> - 205 a - 4.795 m - 4.49 m
STEAM GENERATOR	<ul style="list-style-type: none"> - Height: 20.8 m - Heat transfer area: 4 751 m² - Steam absolute pressure: 57.5 bar 				<ul style="list-style-type: none"> 22.3 m 6 936 m² 72 bar 		<ul style="list-style-type: none"> 21.9 m 7 306 m² 73.3 bar
COOLANT PUMP	<ul style="list-style-type: none"> - Flow rate: 21 250 m³/h - Electrical power (hot conditions): 5 400 kW 				<ul style="list-style-type: none"> 23 300 m³/h 5 910 kW 		<ul style="list-style-type: none"> 24 500 m³/h 6 600 kW
GENERAL LAYOUT							
			Identical nuclear island				
REACTOR CONTAINMENT	With steel liner				H: 71.9 m Ø: 45 m	H: 62 m Ø: 43.8 m	H: 63.2 m Ø: 43.8 m
	 H: 51.3 m Ø: 37 m	 H: 57 m Ø: 37 m					
	EQUIPMENT HATCH	EQUIPMENT HATCH	EQUIPMENT HATCH		EQUIPMENT HATCH		EQUIPMENT HATCH
Design pressure (bar)	47	5	5		4.8	5.2	5.3

Dimensions are measured from the ground level

Abb. 1.1-4: Charakteristische Daten der in Frankreich gebauten Reaktorserien

Sicherheitseigenschaften

Der Sicherheitsbehälter ist doppelwandig. Die innere Schale ist aus Spannbeton von 1,2 m Dicke, die äußere ist aus Stahlbeton /KTG,1987/. Das Notkühlsystem besteht aus 4 Hochdrucktanks, 2 Hoch- und 2 Niederdruckpumpen, die Wasser aus dem Brennelementbecken fördern und auf den Sumpf umgeschaltet werden können. Das Notspeisewassersystem versorgt die Dampferzeuger paarweise mit einer dampfgetriebenen oder einer elektrischen Pumpe. Bei den ständig beanspruchten Neben- und Zwischenkühlkreisläufen wurden die aktiven Stränge verdoppelt. Ein separater Turbogenerator versorgt im Notstromfall die Dichtungswasserschleifen der Umwälzpumpen, um Leckagen von Primärwasser zu vermeiden. Die Leittechnik wurde durch Einführung der Mikroprozessor-Technologie wesentlich verbessert. Schutz- und Regelvorgänge wurden automatisiert, ein doppeltes Informationsverarbeitungssystem eingeführt und die Schaltwarte modernisiert.

Betriebselgenschaften

Wegen der hohen Anteils der Kernenergie an der Stromversorgung in Frankreich muß die N4-Anlage auch im Lastfolgebetrieb gefahren werden. Mit Hilfe von 5 Steuerstab-Bänken werden die Leistungstransienten automatisch vom System gesteuert bei gleichzeitiger Überwachung der Kühlmitteltemperatur und der axialen Unsymmetrie der Leistungsdichte. Leistungsrampen bis 5% pro Minute sind erlaubt. Im letzten Drittel eines Zyklus ist ein Lastfolgebetrieb nicht mehr möglich. Die Anlagen sollen zur automatischen Frequenzkontrolle herangezogen werden.

Die französischen Reaktoren werden vorwiegend im Jahreszyklus betrieben. Zur Erhöhung des Entladeabbrands wird beim Brennelementwechsel nur 1/4 der Brennelemente nachgeladen. Abbrände über 45MWd/kg sind so erreichbar.

1.1.3.3 APWR von WESTINGHOUSE und MITSUBISHI

Auf der Basis des neuen DWR-Designs von WESTINGHOUSE, das zur Zeit, angepaßt an britische Verhältnisse, in der Sizewell-B-Anlage realisiert wird, arbeiten WESTINGHOUSE und MITSUBISHI an der Entwicklung des APWR, der vor allem Verbesserungen der Neutronenökonomie aber auch der Sicherheitseigenschaften aufweist.

Der APWR hat eine Leistung von 1350 MWe /Tanaka, 1988; McCutchan, 1989; IAEA, 1988/. Sein Core enthält 193 Brennelemente mit 19x19-Gitter und Zirkaloy-Abstandshaltern im zentralen Be-

reich. Im Brennelement sind für die Finger der Steuerelemente 16 vergrößerte Führungsrohre enthalten. Neben den normalen Absorberstäben werden auch graue Stäbe und/oder Zirkaloy-Stäbe zur Wasserverdrängung eingesetzt. Die Spaltzone ist von einem Stahlreflektor umgeben, der den Ausfluß der schnellen Neutronen vermindert und die Fluenz im Reaktordruckbehälter herabsetzt. Das Reaktordruckgefäß wurde gegenüber der konventionellen 4-Loop-DWR-Anlage von WESTINGHOUSE um 3 m verlängert, da die Leistungsdichte im Core um ca 15% reduziert wurde. Es besteht aus geschmiedeten Ringen. Schweißnähte im Core-Bereich wurden weitgehend vermieden. Der Druckhalter wurde zur Erhöhung des Wasservorrats und damit der Flexibilität beim Auftreten von Transienten vergrößert. Auch der Dampferzeuger wurde vergrößert, um konservativere Betriebsbedingungen zu erreichen. Der Turbinenwirkungsgrad wurde durch Einbau eines Zwischenüberhitzers und von 132cm-Schaufeln in der Niederdruckstufe auf ca. 33 % verbessert.

Sicherheitseigenschaften

Das Notkühlsystem ist in 4 unabhängige Stränge aufgeteilt. Jeder verfügt über einen Hochdruckspeicher und eine Hochdruckpumpe, die aus einem im Containment installierten Notwasserspeicher Kühlmittel fördert. Die Niederdruckeinspeisung erfolgt passiv aus einem Fluttank im Reaktorgebäude. Eine Niederdruckpumpe dient zur Nachzerfallswärmeabfuhr. Sie kann auch zur Versorgung der Sprühanlage für das Containment verwendet werden. Die Notspeisewasserversorgung hat 2 getrennte Stränge. Jeder hat eine turbinengetriebene und eine elektrische Pumpe. Das elektrische Versorgungssystem einschließlich der Dieselgeneratoren ist zweistrangig. Eine dieselgetriebene Pumpe versorgt im Notstromfall die Dichtungsschleifen der Kühlmittelpumpen. Durch die Vergrößerung des Druckhalters muß das Entlastungsventil bei Lastabwurf der Turbine nicht mehr geöffnet werden. Der Durchmesser des Containments beträgt 60 m. Die Instrumentierung und das Kontrollsystem verwenden Mikroprozessor- und Glasfasertechnik. Das Schutzsystem besteht aus 4 unabhängigen Kanälen mit automatischen Tests und Selbstdiagnosefähigkeit. Der Status aller Sensoren wird dem Rechner zur Diagnose und zur Darstellung übermittelt.

Betriebseligenschaften

Die Anlage ist für Lastfolgebetrieb ausgelegt. Tageszyklen und Frequenzstützung sind nahezu während der ganzen Betriebszeit möglich. Die Leistungsänderungen werden unter Verwendung der schwarzen und grauen Steuerelemente sowie der Änderung der Kühlmitteltemperatur realisiert, ohne die Borkonzentration im Kühlmittel zu variieren.

Mit Hilfe der Zirkon-Stäbe wird ein sogenannter spectral-shift-Effekt erreicht. Sie werden im ersten Drittel des Zyklus in die Brennelemente eingefahren und verdrängen einen Teil des Moderators. Durch die Verminderung der Neutronenmoderation wird eine Härtung des Neutronenspektrums erreicht. Dadurch wird die Bor-Regelung entlastet und gleichzeitig mehr Plutonium erzeugt, das dann, wenn die Verdrängerstäbe ausgefahren sind, im weicheren Spektrum wieder zur Energieerzeugung genutzt werden kann. Diese Maßnahme und der Reaktivitätsgewinn infolge der Leistungsdichtereduktion im Core (weniger Xenon, niedrigere Brennstofftemperatur und Leckagen) sowie der Effekt des Stahlreflektors sollen eine wesentliche Verbesserung der Brennstoffausnutzung im Vergleich zu anderen Druckwasserreaktoren bewirken. 23% der Uran- und 30% der Trennarbeitskosten sollen hierdurch eingespart werden. Für die Anlage sind 2-Jahreszyklen möglich, ohne die maximal übliche Urananreicherung (bei einem mittleren Entladeabbrand von 42 MWd/kgU) zu überschreiten. Eine geplante Stillstandszeit von 45 Tagen für Wartung und Brennelementwechsel ergibt eine theoretische zeitliche Verfügbarkeit von 90%. Als Personaldosis wird ein Betrag von nicht mehr als 1 Mann-Sv pro Jahr erwartet, da kobaltarme Materialien für die Primärkreiskomponenten eingesetzt werden.

1.1.4 Charakteristische Merkmale moderner SWR-Anlagen

Weltweit sind 88 SWR-Anlagen in Betrieb und 10 im Bau /ATW, 1989/. Hergestellt werden sie in den USA, UDSSR, Japan, Schweden und der BRD. Knapp die Hälfte der Anlagen ist jünger als 10 Jahre.

Die SWR-Kraftwerke sind Einkreisanlagen. Der im Reaktorkern erzeugte Dampf wird in Wasserabscheidern getrocknet und direkt zur Turbine geführt (siehe Abb. 1.1-5). Das Kondensat muß vor dem Wiedereintritt in die Spaltzone von Korrosions-, Radiolyse- und Spaltprodukten gereinigt werden, um die Aktivität im Primärkreis niedrig zu halten und Ablagerungen zu vermeiden. Wegen der Einbauten oberhalb der Spaltzone und aus reaktorphysikalischen Gründen werden die Steuerstäbe von unten in die Spaltzone eingeführt. Im Zuge der Weiterentwicklung der Anlagen zur Verbesserung der Sicherheit und der Wirtschaftlichkeit haben sich für moderne SWR-Anlagen die folgenden 3 Merkmale als charakteristisch und richtungweisend herausgestellt:

- interne Kühlmittelpumpen,
- Feintriebe für die Steuerstäbe,
- Sicherheitsbehälter aus Spannbeton.

Mit dem Wegfall der externen Umwälzschleife sind auch die Versprödungsprobleme dieser Rohre eliminiert, gleichzeitig reduziert sich die Strahlenbelastung des Personals im Sicherheitsbehälter auf die Hälfte. Die Notkühlanlagen können kleiner ausgelegt werden, da ihre Auslegung sich am größten Rohrdurchmesser des Kühlsystems orientiert. Zusätzlich verbessert sich die Sicherheit der Anlage, da die großen Öffnungen im Reaktordruckgefäß unterhalb der Core-Oberkante wegfallen. Die Verkleinerung des Strömungswiderstands der Umwälzung bewirkt einen geringeren Energiebedarf der Pumpen. Die geringere Trägheit der Axialpumpen gestattet schnellere Drehzahländerungen, was sich beim Lastfolgebetrieb positiv auswirkt. Eine Erhöhung der Sicherheit resultiert auch aus den beiden unabhängigen Antriebsmöglichkeiten für die Steuerstäbe, die bei der Schnellabschaltung hydraulisch eingefahren werden, während die Feinverstellung zur Regelung elektrisch erfolgt. Die Reduktion der Einfahrschritte von bisher 15 cm auf 1,8 cm bewirkt eine Schonung der Brennstäbe und erleichtert den Lastfolgebetrieb. Das Containment bietet (im Gegensatz zu älteren Anlagen) genügend Platz für alle Wartungs- und Kontrollarbeiten und verbessert die Sicherheitseigenschaften der Anlage durch die Möglichkeit zur Verwirklichung von Notfallschutzmaßnahmen.

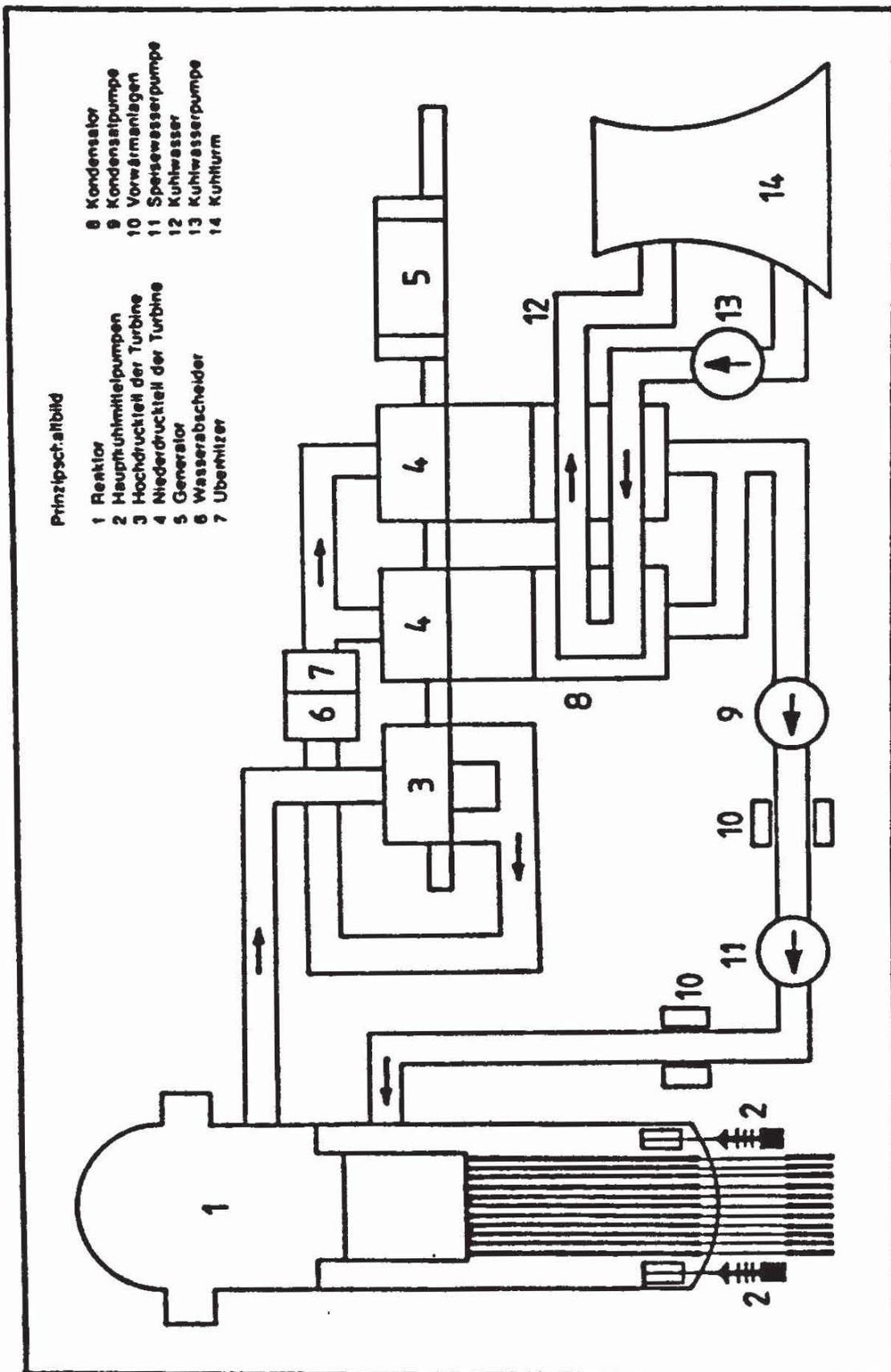


Abb. 1.1-5: Prinzipieller Aufbau eines Siedewasserreaktors

In den Anlagen KRB-B und KRB-C der "Baulinie 72"-Konzeption von SIEMENS/KWU, die 1984/5 fertiggestellt wurden, sind diese 3 Merkmale integriert. Dasselbe gilt für die 1985 fertiggestellten Kraftwerke Forsmark-3 und Oskarsham-3 der Baulinie "BWR75" von ASEA Brown Boveri. Der amerikanische Hersteller GENERAL ELECTRIC hat dieses Konzept in seiner Anlage ABWR (Advanced BWR) ebenfalls vorgesehen, die er gemeinsam mit den japanischen Firmen HITACHI und TOSHIBA für die 90er-Jahre entwickelt hat. Das erste Kraftwerk dieses Typs soll 1996 in Japan fertiggestellt werden.

Diese 3 Anlagen-Typen bilden die Basis für die zukünftigen SWR-Entwicklungen. Sie werden in den folgenden Abschnitten im Hinblick auf ihre Sicherheits- und Betriebseigenschaften etwas genauer beschrieben.

1.1.4.1 Baulinie 72 von SIEMENS/KWU

Die beiden Kernkraftwerke KRB-B und KRB-C /Haußmann, 1984; Schatz, 1987/ haben eine Leistung von 1240MW_e. Ihre Reaktorspaltzone besteht aus 784 Brennelementen der Länge 3,7 m mit 8x8- und 9x9-Gitter. Die Brennstäbe haben eine Hülle aus Zircaloy-2. Zur Abflachung der Leistungsdichte im Brennelement sind die Stäbe unterschiedlich angereichert und zum Teil mit Gadolinium vergiftet. Im Inneren sind einige Gitterpositionen mit Wasserstäben besetzt bzw. ist ein Gitterbereich von Brennstäben freigehalten und enthält dampffreies Kühlmittel, um die Moderation zu verbessern. Ein Kasten aus Zircaloy-4 umgibt die Brennstäbe, verhindert Querströmungen und dient als Führung für die kreuzförmigen Steuerelemente. Die Abschaltung und die Regelung der Reaktivität und der Leistungsverteilung erfolgt mit 193 kreuzförmigen Steuerelementen, deren Blätter vertikale mit Borkarbid gefüllte Röhrchen enthalten. Sie sind zur Abbrandkompensation und Leistungsregelung durch einen elektrischen Antrieb kontinuierlich verstellbar. Die Schnellabschaltung erfolgt hydraulisch durch unter hohem Druck stehendes Wasser, das die Abschaltstäbe in den Kern schiebt. Der Reaktordruckbehälter hat eine Höhe von 22,35 m und einen Innendurchmesser von 6,62 m. Er besteht aus niedriglegiertem Feinkornstahl (22NiMoCr37) und einer Innenplattierung aus austenitischem CrNi-Stahl. Die zylindrischen Schüsse sind nahtlos geschmiedet. Das unter 7 MPa Druck stehende Kühlmittel wird durch 8 interne Axialpumpen im Fallraum zwischen Druckbehälter und Kernmantel angesaugt und von unten durch den Kern gedrückt. Die Pumpen haben eine hydrodynamische Lagerung, so daß die externe Lagerdruckwasserschleife nicht mehr erforderlich ist. Die Pumpen sind so dimensioniert, daß beim Ausfall einer Einheit trotzdem der Reaktor bei voller Last weiterbetrieben werden kann. Das Wasser-Dampf-Gemisch wird oberhalb der Spaltzone in den Wasserabscheidern getrennt. Das Wasser sammelt sich im ringförmigen Fallraum. Der getrocknete Dampf strömt zur Turbine. Der Turbosatz besteht aus einer 1500-tourigen, dreigehäusigen Einwellenkondensa-

tionsturbine mit direkt gekoppeltem Generator. Der Hochdruckteil ist doppelflutig. Über zwei kombinierte Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer gelangt der Dampf zum zweiflutigen Niederdruckteil (Endstufenschaufellänge von 1,35 m) und dann in den Kondensator. Das Kondensat wird vollständig gereinigt und über eine fünfstufige Vorwärmanlage wieder in den Reaktordruckbehälter gefördert.

Sicherheitseigenschaften

Der Sicherheitsbehälter aus Spannbeton (Abb. 1.1-6) ist auf der Innenseite mit einer Stahlblechhaut abgedichtet. Er ist 32,5 m hoch und hat einen Innendurchmesser von 29 m. Er enthält den Reaktordruckbehälter und alle primärkühlmittelführenden Rohrleitungen bis zur ersten Absperrarmatur einschließlich der Reaktorwasserreinigung. Seine Funktion ist die Rückhaltung der Spaltprodukte bei postulierten Störfällen. Er ist als Druckkammer ausgelegt und enthält eine große tiefliegende, ringförmige Kondensationskammer mit der zur Dampfkondensation erforderlichen Wasservorlage. Bei eventuellen Rohrleitungsbrüchen wird der freigesetzte Dampf durch vertikale Rohre aus der Druckkammer in die Wasservorlage geleitet und kondensiert. Dadurch wird ein unzulässiger Druckanstieg verhindert. Neben dieser Funktion dient das Wasser in der Kondensationskammer als Ersatzwärmesenke bei Ausfall der Hauptwärmesenke und ist gleichzeitig passiver Bestandteil der Notkühleinrichtungen. Eine Möglichkeit zur Druckentlastung des Containments ist in den Anlagen eingebaut bzw. geplant [Engel, 1989]. Das Gemisch aus Dampf und Gas wird vor seiner Freisetzung durch einen Venturi-Wäscher und verschiedene Filterstrecken geleitet, um einen möglichst großen Anteil der Aerosole und Spaltprodukte zurückzuhalten.

Das Not- und Nachkühlsystem besteht aus 3 räumlich getrennten, voneinander vollständig unabhängigen 100%-Strängen mit Wärmetauscher, Nieder- und Hochdruckpumpe. Bei Unterschreitung des vorgegebenen Wasserstands im Reaktordruckbehälter erfolgt die Reaktorschnellabschaltung und der Start der notstromversorgten oder dampfgetriebenen Hochdruckeinspeisung. Versagen beide Möglichkeiten, wird die automatische Druckentlastung ausgelöst, bei der der Reaktor-druck innerhalb von Minuten durch Abblasen von Dampf in die Wasservorlage der Kondensationskammer auf 0,5 MPa abgebaut wird. Danach können die Niederdruck-Systeme die Kernkühlung übernehmen.

Das Schnellabschaltssystem besteht aus 6 Sammel tanks, die mit Wasser und Stickstoff unter 16 MPa Druck gefüllt sind. Sie stehen außerhalb des Sicherheitsbehälters. Jeder Tank stellt die Energie zum Einfahren von 50 % der Steuerstäbe bereit.

Die Anlage enthält ein Wasserstoff-Überwachungs- und -Abbausystem. Das Reaktorgebäude ist gegen Flugzeugabsturz geschützt und erdbebensicher ausgelegt.

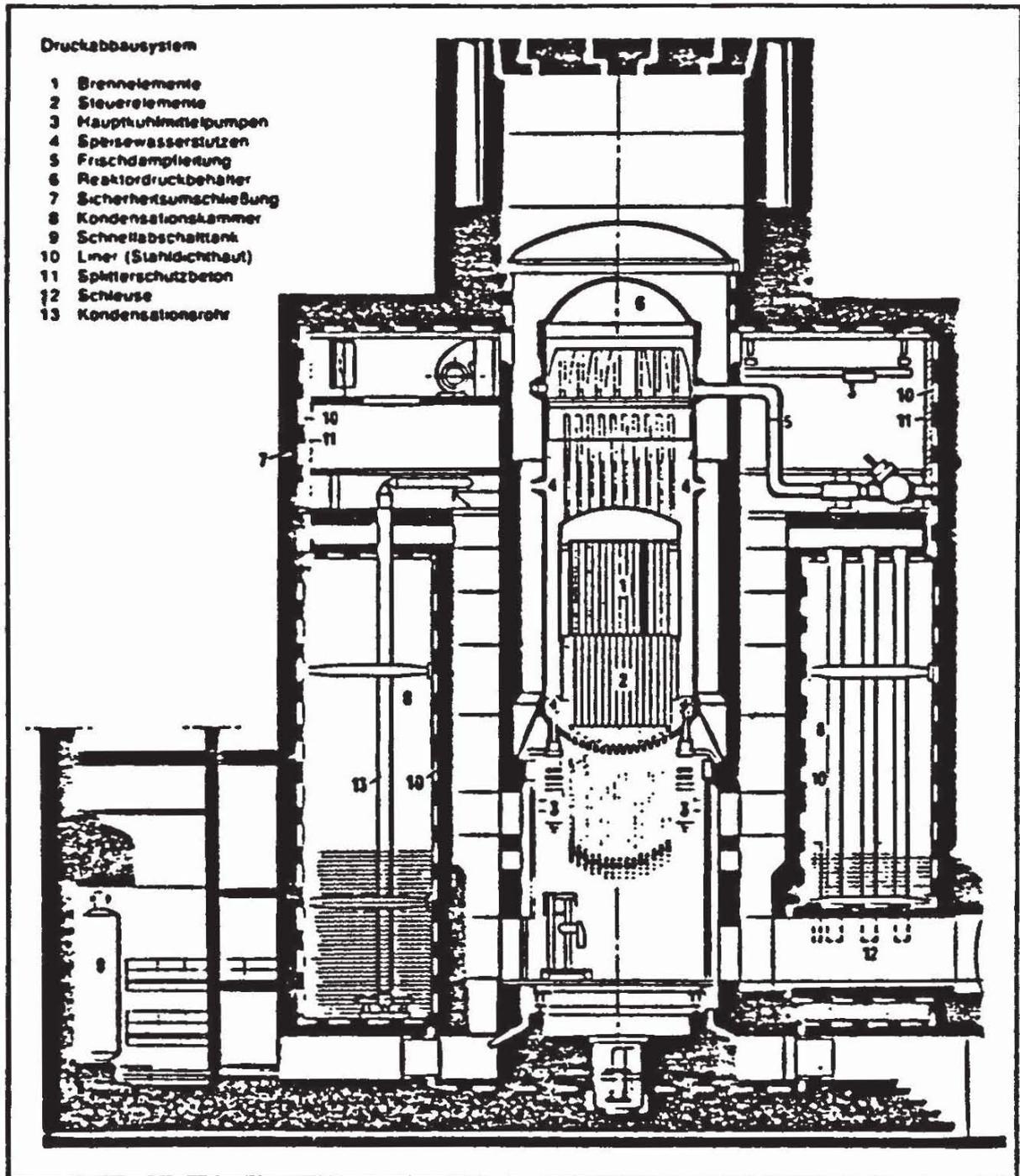


Abb. 1.1-6: SWR-Sicherheitsbehälter und Druckabbausystem

Betriebseigenschaften

Siedewasserreaktoren haben ein hohes Lastfolgevermögen /Brandes, 1986/. Oberhalb 60 % Last sind bei den KWU-Anlagen Laständerungsgeschwindigkeiten bis zu 30 %/min durch die Drehzahlregelung der Umwälzpumpen möglich. Im Bereich unter 60 % wird eine Leistungsänderung mit Hilfe der Steuerstäbe durchgeführt mit Änderungsraten bis 10 %/min. Voraussetzung für diese Betriebsmöglichkeiten ist die Überwachung der Leistungsdichten mit Hilfe eines 3D-Simulators, um lokale Leistungsspitzen, die zu Brennstabschäden führen können, zu vermeiden. An Stellen hoher Belastung werden Brennstäbe mit Zr-Liner eingesetzt.

Eine hohe Flexibilität besitzt der SWR auch bezüglich der Zyklusdauer /Schmidt, 1985/. Durch Erhöhung des Kühlmitteldurchsatzes kann der Zyklus um 20 - 40 Tage bei voller Leistung verlängert werden. Eine weitere Verlängerung, allerdings bei reduzierter Leistung, ist durch Erniedrigung der Kühlmittleintrittstemperatur möglich.

Fortschritte in der Brennelemententwicklung, wie der Einsatz von Gadolinium als abbrennbares Gift und der Übergang zu 9x9-Brennelementen mit inneren Wasserzonen, haben die Abstände zu den thermohydraulischen Grenzwerten vergrößert und damit die Möglichkeiten der Brennstoffeinsatzplanung erweitert. So sind durch Beladepläne, bei denen die Ausströmverluste der Neutronen verringert werden (low leakage), und Spectral-shift-Betrieb, bei dem ein Teil der Neutronen zum Brüten verwendet wird, effektivere Fahrweisen möglich. Gleichzeitig läßt die gleichmäßige Leistungsverteilung im Brennelement höhere Abbrände zu. Eine weitere Verbesserung bedeutet die CCC-Beladung (control cell core), bei der während des Zyklus nur wenige Steuerelemente eingefahren sind, die die Kompensation der Abbrand-Reaktivität übernehmen. Sie sind von weitgehend abgebrannten Brennelementen umgeben. Ein Wechsel der im Kern stehenden Steuerstabgruppen und die damit verbundene Leistungsreduktion entfällt und es werden keine frischen Brennelemente durch Steuerstabbewegungen gefährdet.

Die Zeitverfügbarkeit der KWU-SWR der Baulinie 72 liegt seit ihrer Inbetriebnahme zwischen 80 % und 90 %; wegen des Lastfolgebetriebs ist ihre Arbeitsausnutzung jedoch um bis zu 20 % niedriger. Die Personaldosis der Anlagen liegt mit 1 bis 2 Mann-Sv pro Jahr für Einkreisanlagen sehr niedrig, obwohl bei der Auslegung des Kühlkreislaufes noch nicht auf die Vermeidung des Einsatzes von kobalthaltigen Legierungen geachtet wurde /Untervoßbeck, 1989/.

1.1.4.2 BWR75/90 von ASEA BROWN BOVERI

Die Anlagen der BWR75-Linie von ABB /NEI, 1988; IAEA, 1988/ entsprechen in ihrer Konzeption weitgehend den KWU-Anlagen der Baulinie 72. Ihre Leistung ist 1050 MWe. Eine Weiterführung dieser Linie unter der Bezeichnung BWR90 /Fogelström, 1988/ hat Verbesserungen der Sicherheit als Ziel. Gleichzeitig soll die Wirtschaftlichkeit durch Standardisierungsmaßnahmen und Reduktion von Überkapazitäten der Hilfssysteme erhöht werden. Die Brennelemente bestehen aus 64 Brennstäben mit verschieden angereichertem Brennstoff, der teilweise mit Gadolinium vergiftet ist. Sie sind von einem Zirkaloykasten umgeben, der eine doppelwandige, kreuzförmige Struktur enthält. Sie dient zur Stabilisierung des Brennelements und, da das Kreuz während des Betriebs von dampffreiem Wasser durchströmt wird (das Wasser kommt nicht mit den Brennstäben in Berührung), durch Verbesserung der Moderation im Inneren des Brennelements zur Abflachung der Leistungsverteilung. Die Steuerelemente bestehen aus kreuzförmigen Stahlblättern mit horizontalen Bohrungen, die mit Borkarbid oder Hafnium gefüllt sind. Ihre Antriebsvorrichtungen entsprechen denen der KWU-Anlagen.

Sicherheitseigenschaften

Das Containment gleicht praktisch dem KWU-Sicherheitsbehälter der SWR-Anlagen KRB-B bzw. -C in Gurdremmingen bezüglich Konstruktion und Raumaufteilung. Zusätzlich sind die BWR75-Anlagen mit einer Druckentlastungseinrichtung ausgestattet, welche die Integrität des Sicherheitsbehälters auch bei auslegungsüberschreitenden Ereignisabläufen weitgehend gewährleistet. Das Dampf-Gas-Gemisch aus der Kondensationskammer wird zunächst entspannt und dann durch einen Venturi-Wäscher, verschiedene Filter und Tropfenabscheider zum Abluftkamin geleitet. Dekontaminationsfaktoren bis 10000 werden für dieses Verfahren angegeben. Für das neue BWR90-Konzept sind beim Containment einige Modifikationen vorgesehen. Die untere Druckkammer ist durch horizontale Kanäle mit der Kondensationskammer verbunden. Die Abblaserohre aus der oberen Druckkammer in die Kondensationskammer werden durch die untere Druckkammer horizontal in die Wasservorlage geführt, um die Zuverlässigkeit zu erhöhen. Unter dem Reaktor-druckgefäß ist eine Wanne als core-catcher vorgesehen, die an einen Kühlkreislauf angeschlossen werden kann.

Das Abschaltssystem ist in 18 Gruppen geteilt. 8 bis 10 Stäbe werden von einer unabhängigen Steuereinheit und eigenem Druckkessel versorgt. Auch die Verrohrung der verschiedenen Gruppen ist getrennt. Die Elektrizitätsversorgung der sicherheitsrelevanten Hilfsanlagen und das Reaktorschutzsystem sind 4-fach ausgelegt, wobei jeweils 2 Stränge abdeckend sind.

Die Schutz- und Überwachungseinrichtungen des BWR90 sind durch den Einsatz von Mikrocomputern dezentralisiert für verschiedene Funktionsgruppen in der Anlage. Die funktionalen Prozessoren sind als Mehrfachsystem ausgelegt und können sich selbst überwachen. Durch die Dezentralisierung werden die Möglichkeiten des internen Notfallschutzes erweitert.

Betriebselgenschaften

Die Fähigkeiten der BWR75-Anlagen zu Lastfolgebetrieb sind analog zu den KWU-Reaktoren. Dasselbe gilt für den Streckbetrieb. Die Brennelemententwicklung hat in der Vergangenheit zu beträchtlichen Reduktionen bei den Brennstoffzykluskosten geführt /Fogelström, 1988/, hohe Entladeabbrände wurden erreicht und der 18-Monatszyklus für den Brennelementwechsel wurde realisiert. Im neuen Brennelement SVEA-96 /Helmerson, 1989/ mit innerem Wasserkreis sind die Sicherheitsabstände zum Filmsieden so weit erhöht, daß ein Zr-Liner überflüssig ist. Die Zeitverfügbarkeit der ABB-Reaktoren lag in den letzten Jahren über 80% und die Personaldosis zwischen 0,2 und 0,6 Mann-Sv pro Anlage und Jahr /NEI, 1988/.

1.1.4.3 ABWR von GENERAL ELECTRIC, HITACHI und TOSHIBA

Der Nachfolger der SWR-Anlagen von GENERAL ELECTRIC ist der ABWR, der gemeinsam mit HITACHI und TOSHIBA in Japan gebaut werden soll /Wilkins, 1986; Matsuo, 1988/. Gegenüber den bisherigen BWR-5/6-Anlagen werden wesentliche Verbesserungen eingeführt, die jedoch zum größten Teil in den europäischen Anlagen zum Standard gehören und im Betrieb schon erprobt sind. Seine Leistung ist 1356 MWe. Sein Core besteht aus 872 Brennelementen vom Typ 8x8. Die Brennstäbe besitzen eine innere Barriere zur Vermeidung von Hüllrohrschäden. Sie sind verschieden angereichert und zum Teil mit Gadolinium vergiftet, um eine flache radiale Leistungsverteilung zu erhalten. Eine Neuentwicklung ist die axiale Staffelung der Anreicherung und Gd-Vergiftung. Dadurch kann ohne Verwendung der Steuerstäbe auch in axialer Richtung eine gleichmäßigere Leistungsverteilung eingestellt, der Brennstoff besser ausgenützt und ein größerer Entladeabbrand erreicht werden. Die Nachteile einer komplizierteren Fertigung und Kontrolle können durch automatisierte Verfahren aufgefangen werden. Die Steuerstäbe sind kreuzförmig und enthalten Borkarbid als Absorber. Angetrieben werden sie durch elektrisch-hydraulische Feintriebe, die aus dem KWU-Design weiterentwickelt wurden und etwas kleinere Abmessungen haben. Bei einer Schnellabschaltung können die Stäbe auch mit dem elektrischen Motor voll eingefahren werden, falls der hydraulische Antrieb versagen sollte.

Das Druckgefäß hat 7,1 m Durchmesser und eine Höhe von 21 m. Die einzelnen Ringe sind aus einem verbesserten Stahl nahtlos geschmiedet und innen plattiert. Das Kühlmittel wird durch 10

interne Pumpen umgewälzt, die für 110% Durchsatz ausgelegt sind, so daß der Vollastbetrieb auch mit 9 Pumpen aufrecht erhalten werden kann. Die Turbine soll zur Erhöhung des Wirkungsgrads eine 2-stufige Zwischenüberhitzung und eine verbesserte Niederdruckstufe mit einer Endschaufellänge von 1,30 m erhalten.

Sicherheitseigenschaften

Der zylindrische Sicherheitsbehälter besteht aus Spannbeton und ist durch einen Stahl-Liner abgedichtet. Er ist in das Reaktorgebäude integriert und wesentlich kleiner als das von GE zuletzt verwendete MkIII-Design. Der Aufbau entspricht weitgehend dem der KWU- bzw. ABB-Containments. Das Not- und Nachkühlsystem besteht aus 3 von einander unabhängigen Strängen. Jeder hat eine Kapazität von 100 % und besteht aus einer Hoch-, einer Niederdruckeinspeisung und einem Wärmetauscher. Zwei Hochdruckpumpen sind motorgetrieben, die dritte hat einen Dampfturbinenantrieb. Sie dient auch zur Wärmeabfuhr während der Transienten beim Ausfall der Wärmesenke und beim Ausfall aller Stromversorgungen. Das Wasser stammt aus der Kondensationskammer, die über die Niederdruckkreisläufe und deren Wärmetauscher gekühlt werden. Bei Ausfall aller Hochdruckeinspeisungen erfolgt eine automatische Druckentlastung des Druckgefäßes durch Einleiten von Dampf-Wasser-Gemisch in die Kondensationskammer. Danach übernehmen die Niederdruckpumpen die Versorgung des Cores mit Wasser. Die Auslegung des Notkühlsystems gewährleistet bei einfachen Fehlern, die zu Kühlmittelverlust führen, daß das Core bedeckt bleibt. Das Kontroll- und Überwachungssystem verwendet digitale Signalübertragung und Glasfasertechnik. Die wichtigsten Zweige sind 2- und 3-fach ausgelegt und führen automatische Selbst-Tests und Kalibrierungen durch. Die Abläufe des An- und Abfahrens der Anlage, sowie die Kernvermessung sind automatisiert, um den Einfluß menschlicher Fehler zu reduzieren.

Betriebsseigenschaften

Die Möglichkeiten zu Lastfolge- und Streckbetrieb sind beim ABWR in ähnlicher Weise wie bei den KWU- und ABB-Anlagen gegeben. Die Auslegung der Brennelemente gegen PCI-Schäden (Wechselwirkung von Brennstoff mit der Hülle) und die erhöhte Durchsatz-Flexibilität der Umwälzpumpen sind hierfür die Voraussetzung. Verbesserte, kosteneinsparende Betriebsmethoden, wie spectral-shift-Fahrweise und CCC-Beladung, sind ebenfalls möglich und durch die vorgesehene axiale Anreicherungs- und Vergiftungsstaffelung besonders effektiv einsetzbar. Als Lastfaktor geben die Hersteller den theoretischen Wert von 86% an bei einer Zyklusdauer von 12 Monaten und 55 Tagen Wartungsstillstand. Die mittlere Personaldosis soll bei 0,5 Mann-Sv pro Jahr liegen.

1.1.5 Wärmeauskopplung aus Leichtwasserreaktoren

Der Anfall von riesigen Abwärmemengen ist ein generelles Problem der Elektrizitätserzeugung im Wärmekraftwerk und ihre Nutzung als Fern- und Prozeßwärme eine wichtige Aufgabe für die Zukunft. Die Reduktion der Abwärmemenge durch Bereitstellung von Prozeßwärme für die Industrie und von Fernwärme ist bei allen Kraftwerkstypen möglich, allerdings in unterschiedlichen Temperaturbereichen. Beim Druck- und Siedewasserreaktor ist eine Auskopplung von Dampf im Temperaturbereich zwischen 100 °C und 200 °C sinnvoll. Gerade in diesem Bereich ist der Bedarf an Prozeßwärme besonders groß. Es gibt schon eine langjährige Erfahrung auf diesem Gebiet und eine Reihe von verwirklichten und geplanten Objekten /Winkens, 1986; Roa, 1988/.

Eine Anzahl von Turbinenschaltungen sind zur Realisierung der Wärmeauskopplung vorgeschlagen worden /Beck, 1973/. Die einfachste Möglichkeit ist, die Turbine an verschiedenen Stufen anzuzapfen. Dies ist bei den Konvoi-Anlagen durch Einbau von Anzapfstutzen vorgesehen. Bei 180 °C, 140 °C und 115 °C können maximal 240 MW, 130 MW und 120 MW entnommen werden /IAEA, 1986/. Die Mengen sind begrenzt, um die Biegebeanspruchung der Turbinenschaufeln und die Dampfgeschwindigkeit in den Abdampfleitungen klein zu halten. Ohne Begrenzung der Dampfmenge arbeitet die Gegendruckturbine. Sie hat jedoch den Nachteil, daß Strom- und Wärmeproduktion fest miteinander gekoppelt sind. Eine Parallelschaltung einer Gegendruckturbine zum Hauptturbosatz bringt höhere Anlagekosten mit sich. Außerdem ist die Hauptturbine zur Vollastzeit nur teilbelastet. Eine Möglichkeit zum Erreichen der Unabhängigkeit von Strom- und Wärmelieferung stellt die verbundene Gegendruckmaschine dar. Im Niederdruckbereich ist der Gegendruckturbine eine Kondensationsturbine parallel geschaltet, die je nach geforderter Wärmelieferung einen größeren oder kleineren Teil an der Stromerzeugung übernimmt.

Die Schaltung der Wärmeauskopplung hat dabei einen großen Einfluß auf die Minderung der elektrischen Leistung, die zwischen 10 % und 20 % der entnommenen Heizleistung betragen kann /Winkens, 1986/.

1.1.6 Realisierung des Lastfolgebetriebs

Bei wachsendem Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung ist es erforderlich, daß Kernkraftwerke nicht nur im Grundlast-, sondern auch im Mittellastbetrieb gefahren werden. Mit den Leichtwasserreaktoren ist dies möglich. Sie besitzen sehr gute Lastwechselfähigkeiten, welche die der konventionellen Wärmekraftwerke erreichen und teilweise übertreffen /Timm, 1987/. Nicht nur Tageszyklen, sondern auch Lastfolgebetrieb einschließlich Frequenzstützung sind möglich. Dazu sind Laständerungen bis zu 50 % und hohe Laständerungsgeschwindigkeiten bis zu 5 % der Nennlast in 5 s von den Netzverbund-Gesellschaften gefordert.

Derartig extreme Fahrweisen können die Integrität der Brennstäbe gefährden. Eine kontinuierliche Kontrolle der einzelnen Brennstäbe durch Messung und Rechnung muß gewährleisten, daß die thermohydraulischen Grenzwerte und die maximal zulässige Leistungsdichte an keiner Stelle im Core überschritten wird. Bei den Anlagen von Siemens/KWU übernimmt das Kernschutzsystem diese Aufgabe /Grün, 1985/. Selbstverständlich müssen auch die konventionellen Komponenten des Primär- und Sekundärkreises einschließlich der Turbine für wechselnde thermische Belastung ausgelegt sein. Die Beherrschung der Betriebstransienten, wie Lastabwurf oder Ausfall einer Hauptkühlmittelpumpe, müssen auch im Lastwechselbetrieb gesichert sein. Wünschenswert ist es außerdem, daß die Lastwechselfähigkeit auch am Zyklusende erhalten bleibt, und aus Kostengründen sollten die Entladeabbrände dieselben Werte wie bei Konstantlastbetrieb erreichen.

Beim DWR werden zur Änderung der Leistung vor allem die Steuerelemente verwendet, wobei manche Hersteller neben den schwarzen auch graue und teillange Stäbe einsetzen. Eine weitere Möglichkeit ist durch die Änderung der Kühlmitteltemperatur gegeben. Die Bor-Regelung sollte zur Leistungsänderung nicht verwendet werden, um den Lastwechselbetrieb bis zum Zyklusende durchführen zu können.

Leistungsänderungen sind beim SWR besonders einfach realisierbar durch Änderung des Kühlmitteldurchsatzes. Die Umwälzpumpen haben eine Drehzahlregelung, mit deren Hilfe ein Leistungsbereich zwischen 100 % und 60 % durchfahren werden kann. Tiefer liegende Teillasten können durch Einsatz der Steuerelemente erreicht werden. Die maximale Laständerungsgeschwindigkeit liegt bei 30 % pro Minute.

1.1.7 Entwicklungstendenzen beim LWR

Weltweit werden eine große Zahl von verbesserten ("advanced") Leichtwasserreaktoren entwickelt. Dabei handelt es sich teilweise um eine Angleichung an den internationalen Standard bezüglich Sicherheit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit, teilweise jedoch auch um Konzepte, die über diesen Standard hinausgehen oder (bei kleineren Leistungseinheiten) um neuartige Konstruktionen mit passiven Komponenten, die inhärente Sicherheitseigenschaften aufweisen. Eine Übersicht über die neuesten internationalen Entwicklungen gibt z.B. /IAEA, 1988/. Nach /Götzmann, 1989/ lassen sich diese Entwicklungsvorhaben entsprechend Abb. 1.1-7 einordnen. Im wesentlichen wird unterschieden zwischen der mehr evolutionären Weiterentwicklung der großen Reaktoren (900 - 1500 MWe) und den Entwicklungen für kleine und mittlere Anlagen bis 600 MWe. Die wichtigsten Entwicklungsziele für die fortgeschrittenen Konzepte sind:

- Verbesserung der Sicherheit.
 - Absenkung der Integralen Kernschmelzhäufigkeit unter 1×10^{-6} pro Jahr/Anlage.
 - Erhöhung der Karenzzeiten bei Störfällen, d.h. der verfügbaren Zeiträume für Analyse und Bewertung des Anlagenzustandes durch den Operator bis zur Einleitung von Notfallschutzmaßnahmen.
 - Erarbeitung von geeigneten Voraussetzungen für die Durchführung solcher Notfallschutzmaßnahmen, deren Ziel die Erhaltung der Integrität des Reaktordruckbehälters und des Sicherheitsbehälters sind.
 - Verwendung von passiven (d.h. fremdenergiefreien) Elementen wie Schwerkraft oder prozessimmanenter Temperaturdifferenzen, falls sie in sicherheitstechnischer bzw. betrieblicher Hinsicht Vorteile gegenüber aktiven Elementen bieten.

Die Konzepte für kleinere Anlagen (bis 600 MWe) verwenden diese passiven Elemente weitgehend, da sie gleichzeitig auch zur Systemvereinfachung und Reduktion der Kosten beitragen.
- Reduktion der Anlagenkosten
 - Standardisierung, Vereinfachungen,
 - Verkürzung der Bauzeit,
 - Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades,
 - Beschleunigung von Genehmigungsverfahren,
 - Verlängerung der Anlagenlebensdauer.

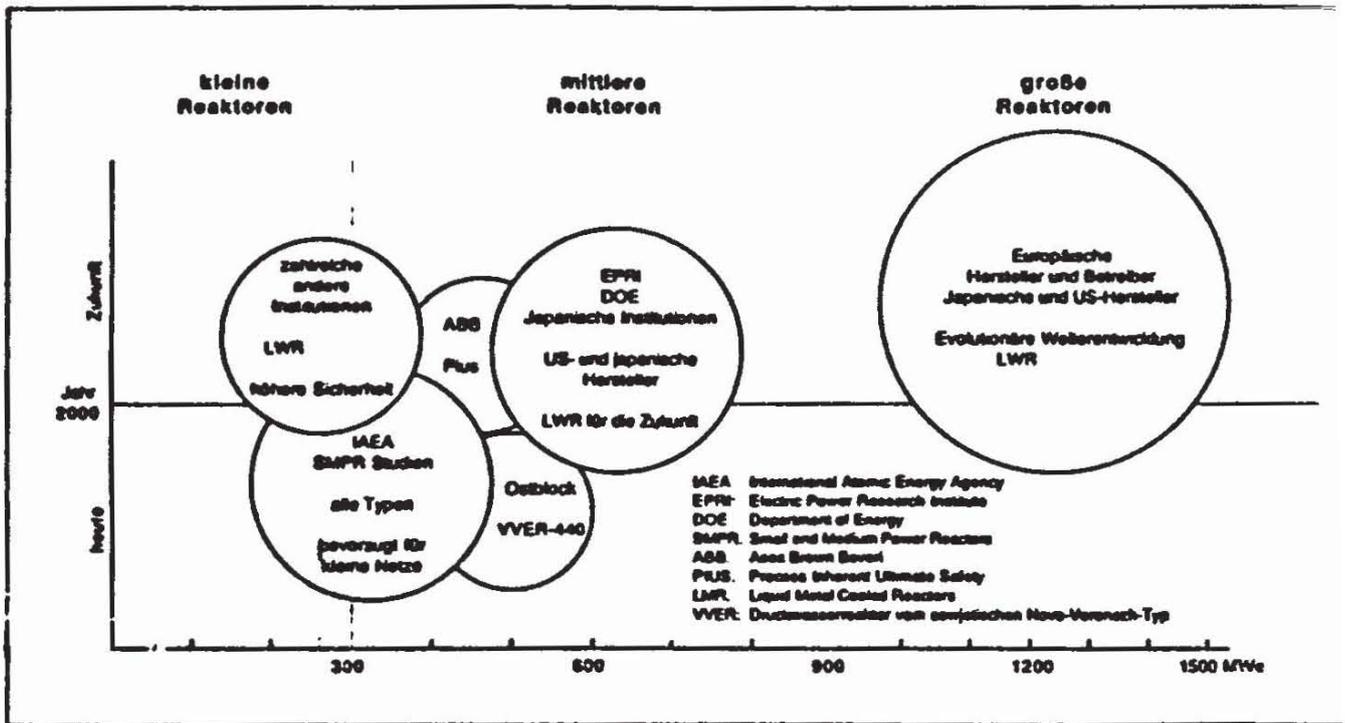


Abb. 1.1-7: Vereinfachte Einordnung der Entwicklungsvorhaben für LWR /Götzmann, 1989/

- Reduktion der Brennstoffkreislaufkosten
 - Erhöhung des Abbrands,
 - Verbesserung der Neutronenökonomie (low leakage),
 - Erhöhung der Konversionsrate (spectral shift bei Standard-LWR oder Hochkonverter mit engerem Gitter),
 - Verbesserung der Beladestrategien.
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit
 - längere Brennstoffzyklen,
 - kürzere Brennelementwechselzeiten,
 - vereinfachte Wartung,
 - verbesserte Leittechnik.
- Absenkung der Strahlenbelastung des Personals (unter 1 mSv/a)
 - bessere Zugänglichkeit,
 - verbesserte Abschirmungen,
 - weniger Co-haltige Stähle.

Der Rückgang der Kraftwerksbestellungen in den letzten 10 Jahren hat vor allem die großen amerikanischen Herstellerfirmen getroffen. Die Gründe sind, neben der starken Konkurrenz der sehr preisgünstigen amerikanischen Kohlekraftwerke, die Furcht der Bevölkerung vor gesundheitlichen und der Energieversorgungsunternehmen vor finanziellen Risiken. Die Dachorganisation der amerikanischen EVUs, EPRI, hat, um das verlorene Vertrauen zurückzugewinnen, in den vergangenen Jahren in Abstimmung mit Herstellern und Genehmigungsbehörden die oben angeführten Ziele in einen detaillierten Katalog von Forderungen umgesetzt, den die künftigen Kernkraftwerke erfüllen sollen /Chemock, 1988/.

Als Ergebnis dieser Bedingungen sollen neue Anlagen eine Kernschmelzhäufigkeit kleiner als 1×10^{-5} pro Jahr ohne radiologische Belastung und 1×10^{-6} mit begrenzter radioaktiver Belastung der näheren Umgebung aufweisen. Die Verfügbarkeit soll besser als 87% sein und die spezifischen Investitionskosten sollen nicht größer sein als 1500 \$/kWe.

Diese Forderungen sollen einerseits durch Weiterentwicklung der bisher gebauten, bewährten Standardanlagen erfüllt werden (evolutionäre Linie), andererseits gibt es Bestrebungen, Sicherheitsaufgaben auf passive Komponenten zu übertragen, bei denen die Kühlmittelumwälzung durch Naturumlauf, Schwerkraft oder gespeicherte Energie erfolgt (revolutionäre Linie). Dadurch können zusätzlich Vereinfachungen der technischen Systeme und als Folge davon eine Reduktion der Kosten erreicht werden. Die Verwendung passiver Systeme ist allerdings auf Anlagen mit Leistungen kleiner als 600 MWe beschränkt. Für europäische und japanische Verhältnisse sind Anlagen dieser Leistungsgröße wegen der Standortknappheit und der speziellen Struktur der Verteilernetze vielleicht weniger geeignet. Wegen ihrer "durchsichtigen" Sicherheitstechnik können sie jedoch dazu beitragen, Akzeptanz-Probleme zu reduzieren.

In den beiden folgenden Abschnitten werden einige Anlagen aus beiden Linien beschrieben.

1.1.7.1 Neue Konzepte für Großanlagen zur Stromerzeugung

Während als Großanlagen in USA und Japan die beschriebenen APWR, ABWR-Anlagen als zukünftige LWR konzipiert wurden - der Sicherheitsstandard dieser Anlagen ist vergleichbar mit dem heutigen europäischen Standard -, bestehen seitens der Siemens/KWU in Zusammenarbeit mit deutschen Energieversorgungsunternehmen Pläne, unter Berücksichtigung obengenannter Entwicklungsziele, Nachfolgeanlagen für die Konvoi-Anlagen zu konzipieren /Grüner, 1989/. Ebenso bestehen Pläne des französischen Herstellers, Nachfolgeanlagen für die N4-Serie zu konkretisie-

ren /Bacher, 1988/. Neben Anlagenverbesserungen, Standardisierung und kostensenkenden Maßnahmen werden vor allem auch hochkonvertierende Anlagen mit verbesserter Urannutzung konzipiert. Neben Kostenvorteilen tragen diese Anlagen auch dem Wunsch nach einer besseren Versorgungssicherheit Rechnung.

Weiterentwicklungen bei SIEMENS/KWU

Standard-Anlage

Die Konvoi-Anlagen erfüllen die Anforderungen, die EPRI für die neue LWR-Generation der USA festgelegt hat, bezüglich der Sicherheitstechnik und der Qualität zum überwiegenden Teil. So liegt die Häufigkeit eines Coreschmelzunfalls bei Konvoi-Anlagen bei $1,5 \times 10^{-6}$ pro Jahr /Grüner, 1989/. Auch die bisherigen Betriebsergebnisse decken sich weitgehend mit den EPRI-Vorstellungen für die künftigen Kraftwerke. SIEMENS/KWU hält deshalb die Konvoi-Anlage für geeignet zur Deckung der Anforderungen der kommenden Jahre. Im Zuge der Weiterentwicklung sollen jedoch die Konsequenzen aus neuen Ergebnissen der Reaktorsicherheitsforschung bei der Konzeption neuer Anlagen berücksichtigt werden.

Eine genaue Auswertung der deutschen Risikostudie (Phase B) /GRS, 1989/ soll dazu beitragen, die integrale Kernschmelzhäufigkeit unter 1×10^{-6} abzusenken und dabei die Beiträge der einzelnen Störfallabläufe gleichmäßig klein zu halten. Eine genauere Kenntnis der möglichen Ereignisabläufe soll Hinweise zur Erhöhung der Karenzzeiten geben, die für Analyse und Bewertung des Anlagenzustands durch den Operator und zur Einleitung von Notfallschutzmaßnahmen verfügbar sind. Notfallschutzmaßnahmen, die die Erhaltung der Integrität des Reaktordruckbehälters und des Containments zum Ziel haben, müssen erarbeitet werden und ebenso die Voraussetzungen für ihre Durchführung. Die Nutzung des Potentials der digitalisierten Informationstechnologie zum Aufbau entsprechender Überwachungs- und Leitsysteme wäre wünschenswert. Dazu müßten jedoch erhebliche Anforderungen an Qualität und Zuverlässigkeit von Hard- und Software erfüllt werden.

Siemens/KWU wird nach /AI, 1989/ von drei Energieversorgungsunternehmen beauftragt werden, ein weiterentwickeltes Konzept für Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktor auszuarbeiten. Dabei sollen folgende Schwerpunkte gebildet werden:

- Weiterentwicklung des Sicherheitsstandards (Einbeziehung neuer Forschungsergebnisse und Betriebserfahrung);
- Einsatzmöglichkeiten moderner Leittechnikkonzepte;
- anlagentechnische Optimierungen im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit.

Im Rahmen dieses Entwicklungsauftrags sollen neben der Einbringung von Erfahrungen aus Planung, Genehmigungsverfahren, Bau und Betrieb von 36 Kraftwerksblöcken im In- und Ausland die technischen Grundlagen für künftige Genehmigungsanträge geschaffen werden.

Fortgeschrittener Druckwasserreaktor

Bedingt durch den relativ hohen Natururanverbrauch der bestehenden Konverter-Kernkraftwerke werden langfristig Konzepte mit verbesserter Uranausnutzung von Interesse sein. Falls die in den LWR-Anlagen eingesetzten Brennstoffe wiederaufgearbeitet werden, bestehen für die Nutzung des dabei gewonnenen Plutoniums folgende Möglichkeiten:

- Rezyklierung als MOX-Brennelement in LWR,
- Lagerung (für den späteren Gebrauch in Brütern).

Durch die Verbesserung des Konversionsfaktors in sog. Hochkonvertern (HCR) /Edlund, 1975/ könnte die Brennstoffnutzung bis zu einem Faktor vier erhöht werden (siehe Abb. 1.1-8) /Frewer, 1989/. Das in LWR und HCR erzeugte Plutoniuminventar könnte dabei - für eine spätere Nutzung in Brütern - praktisch erhalten und gleichzeitig zur Energieerzeugung verwendet werden. Die bisherigen Untersuchungen bezüglich hochkonvertierender Systeme zeigen, daß ein homogener Reaktorkern, bestehend aus Brennstäben in einem hexagonalen (engen) Gitter, potentiell eine Optimierung in bezug auf minimale Brennstoffzykluskosten oder aber minimalen Brennstoffverbrauch zuläßt. Dieses Konzept ist bezüglich des Brennstoffgitters so flexibel, daß ein Moderator-zu-Brennstoff-Volumenverhältnis (VMF) zwischen 1,1 und 0,5 eingestellt werden kann, ohne die wesentlichen Reaktorkomponenten zu ändern. Die inhärente Sicherheit einer HCR-Spaltzone hängt allerdings bei extrem engen Gittern sehr sensitiv von dem Brennstoff-Volumenverhältnis ab, d.h. die Gitter dürfen nur so eng werden, daß das System insgesamt inhärent sicher bleibt.

Das von der KWU verfolgte Konzept zur Entwicklung eines HCR sieht vor, auf der Druckwasserreaktortechnologie inklusive der Erfahrung mit MOX-Brennelementen aufzubauen. Im wesentlichen soll nur der Reaktorkern, der kompakter und niedriger ist als der Kern eines Standard-

DWR, ersetzt werden. Der Unterschied der DWR- und HCR-Brennelemente ist in Abb. 1.1-8 dargestellt.

Bei dem (homogenen) HCR-Konzept ist das Brennelement wie auch beim DWR aus einheitlichen Brennstäben mit einem Durchmesser von $d = 9,5$ mm zusammengesetzt. Der Mischoxidbrennstoff (MOX) ist mit 7,5 - 8 % spaltbarem Plutonium angereichert. Charakteristisch für die Dreieck-Bündelgeometrie ist das p/d -Verhältnis von 1,12. Als Abstandhalter fungieren sechs integrale Wendelrippen am äußeren Umfang der Hüllrohre, die aus Zirkaloy-4 oder Edelstahl bestehen. In einem Brennelement sind 313 Brennstäbe und 12 Regelstabführungsrohre zusammengefaßt. Der hexagonale Brennelement-Querschnitt wird durch eine äußere Kastenstruktur, abgestützt auf sechs Stützstäben, stabilisiert. Die Langzeitregelung des HCR wird nicht wie beim DWR mit Borsäure, sondern durch ein zweites mechanisches Absorberstabsystem vorgenommen. Dabei wird jedes zweite Brennelement im Kern mit 12 Absorberstäben ausgestattet. Für die Antriebe laufen konstruktive Neuentwicklungen zu einem hydraulischen Antrieb, der innerhalb des Reaktor-druckbehälters montiert werden kann.

Das Core eines HCR für eine elektrische Leistung von 1300 MW besteht aus 349 Brennelementen. Weitere Änderungen sind noch in bezug auf die Abschaltstäbe, RDB-Einbauten und Deckelabschluß sowie am Pumpenlaufrad erforderlich (siehe Abb. 1.1-9). Die gesamten Änderungen sollen jedoch die Investitionskosten eines 1300MW-DWR lediglich um ca. 5 % erhöhen. Die Machbarkeit eines HCR (auch als Fortgeschrittener DWR, FDWR, bezeichnet) wurde sowohl durch umfangreiche theoretische Studien als auch durch Experimente in bezug auf die physikalischen und thermohydraulischen Eigenschaften sowie das Verhalten bei Notkühlsituationen demonstriert. Weitere Experimente und detaillierte Arbeiten zur Kernauslegung sollten Basis für ein Genehmigungsverfahren sein (Moldaschl, 1988/).

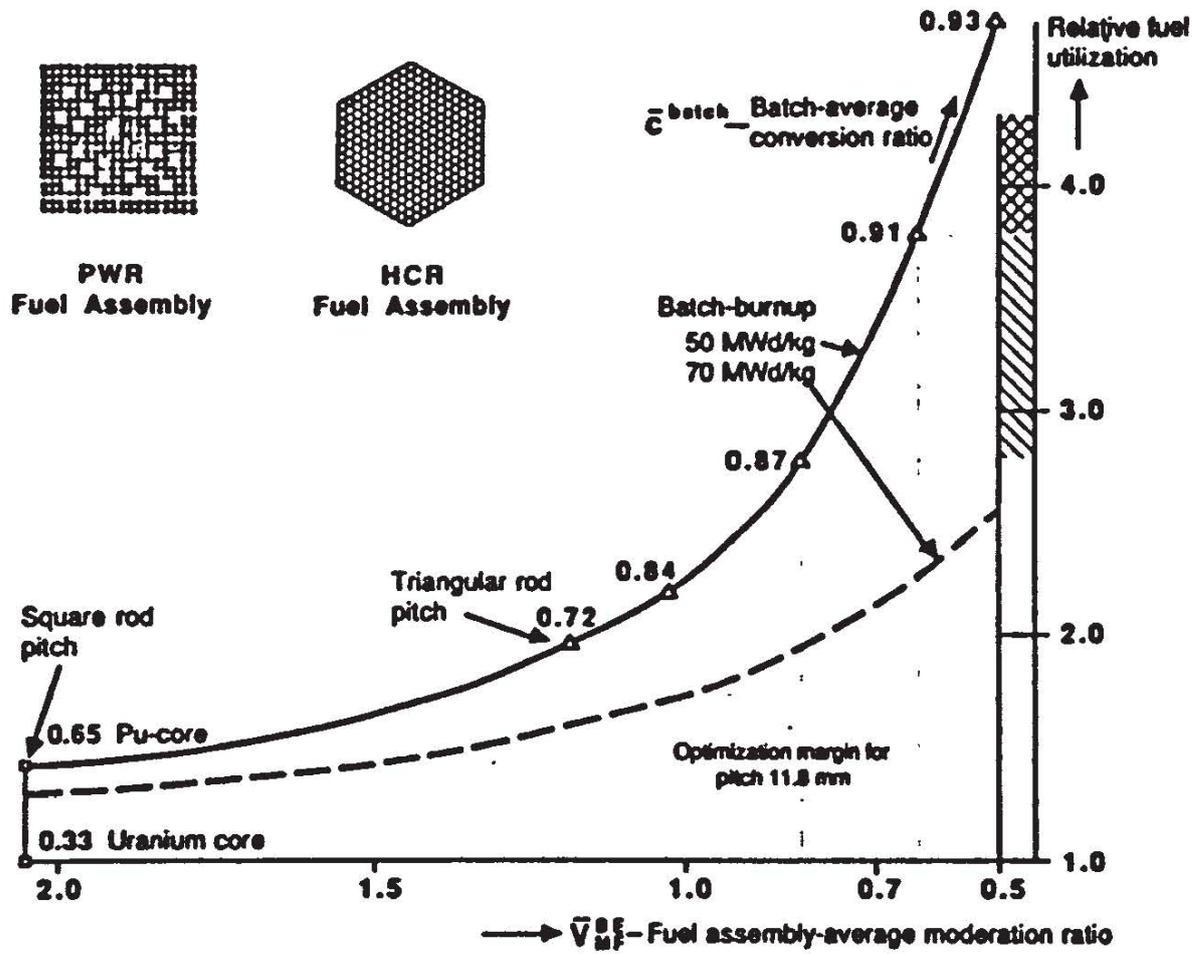


Abb. 1.1-8: Abhängigkeit der Brennstoffnutzung vom Brennelementgitter bei Hochkonvertern in bezug auf Standard-DWR-Gitter

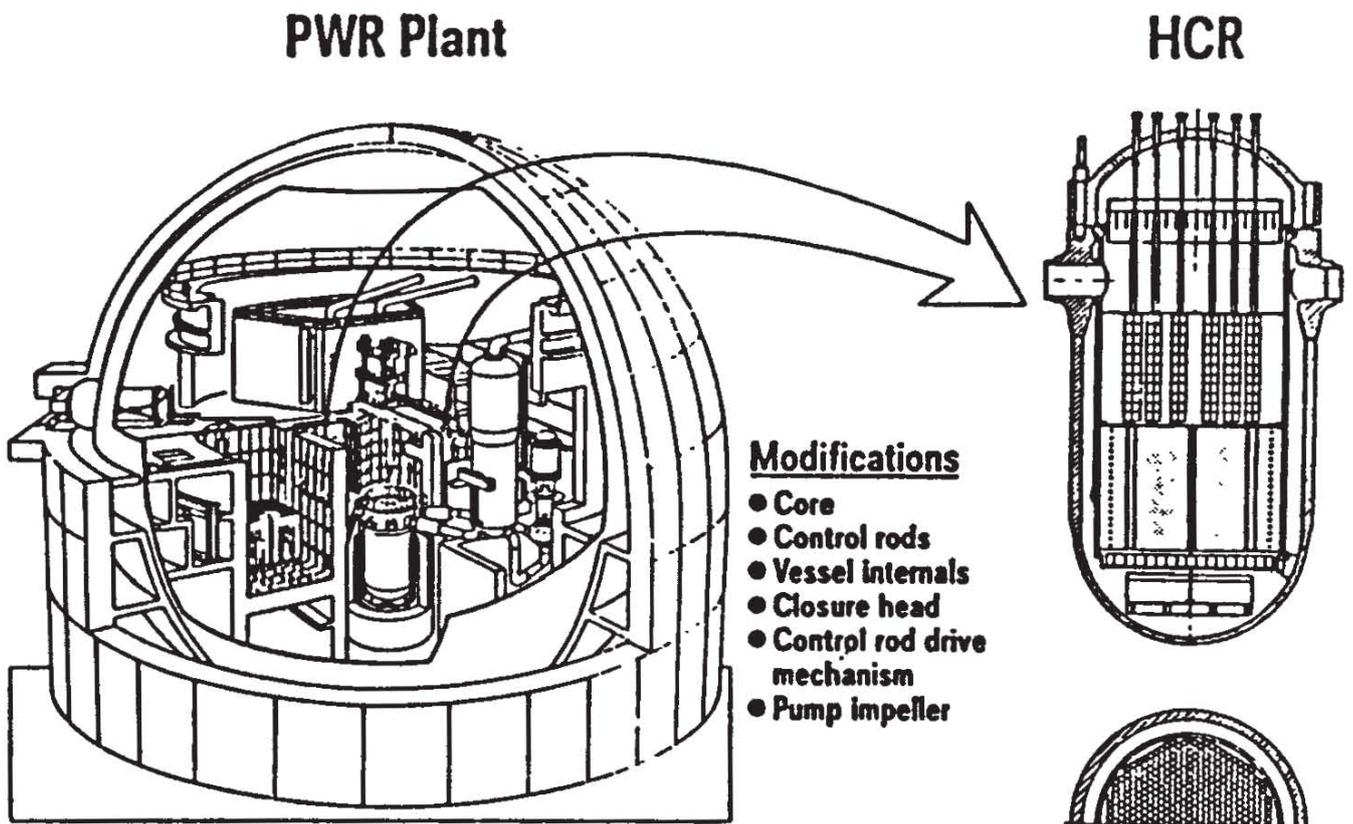


Abb. 1.1-9: Hochkonvertierender Druckwasserreaktor - Modifikationen bezüglich einer Standard-DWR-Anlage /Frewer, 1989/

Weiterentwicklungen bei FRAMATOME

Standard-Anlage

FRAMATOME hat als neues Standard-Kraftwerk für das kommende Jahrzehnt die N4-Anlage mit 1400 MWe entwickelt. Die beiden ersten Blöcke sind im Bau. Die sicherheitstechnische Ausle-

gung des N4-Nachfolgers (Bezeichnung: REP2000) wird noch von Forschungsergebnissen abhängig gemacht /Tanguy,1988/. Das Ziel einer Kernschmelzhäufigkeit von 1×10^{-5} ohne und 1×10^{-6} mit radiologischer Auswirkung wird beibehalten. Nicht die Eintrittswahrscheinlichkeit, sondern das Ausmaß der Folgen bei einem eventuellen Unfall soll verringert werden. Bei der Auslegung der aktiven Sicherheitssysteme sollen Redundanz und Diversität der einzelnen Zweige mit Hilfe von Risikoanalysen festgelegt werden, bei denen ein- und mehrfaches Versagen von Komponenten, Wartungsfehler, innere und äußere Ereignisse berücksichtigt werden. Als Maßnahmen zur Unfallvermeidung ist an eine Reduktion der linearen Stableistung gedacht bei gleichzeitiger Vergrößerung der Druckgefäßhöhe, Erhöhung des Druckhaltervolumens und des Drucks im Sekundärkreis. Die Sicherheitssysteme können vereinfacht werden durch integrierte Planung, Einbeziehung von Reparaturmöglichkeiten und z.B. durch Verlagerung des Borwasserbehälters ins Reaktorgebäude. Ein voll-rechnergesteuerter Kontrollraum für den N4 ist im Test.

Zur langfristigen Rückhaltung der Spaltprodukte ohne Einsatz von aktiven Systemen werden ein- und zweischalige Containment-Konzeptionen untersucht. Eine verstärkte Bodenplatte soll nach einem Kernschmelzen die Schmelze zurückhalten. Dabei soll durch Auswahl der Konstruktionsmaterialien die Freisetzung unkondensierbarer Gase minimiert werden. Die Schmelze soll passiv gekühlt werden.

Hochkonvertierender Druckwasserreaktor (RCVS)

Der RCVS ist eine Weiterentwicklung des Druckwasserreaktors mit einer wesentlich verbesserten Uranausnutzung. Gleichzeitig kann er das im LWR erbrütete Plutonium als Brennstoff nutzen, ohne seine Qualität zu verschlechtern, wie es bei der Plutonium-Rückführung in thermischen Reaktoren der Fall ist. Da derselbe Brennstoff wie im LWR verwendet wird, sind bei der Brennstoffherstellung und -verarbeitung keine Neuentwicklungen notwendig. Auch beim konventionellen Teil der Anlage sind keine Modifikationen notwendig. Nur die Einbauten im Reaktor-druckgefäß und der Behälterdeckel müssen geändert werden /Hittner, 1988; Millot, 1986; IAEA, 1988/.

Der Reaktor soll wie der N4 eine Leistung von 1400 MWe haben. Seine Spaltzone ist aus 199 sechseckigen Brennelementen aufgebaut, die aus 295, in einem Dreiecksgitter angeordneten Stäben und 36 Führungsrohren bestehen. Die Brennstäbe haben wie beim N4-Brennelement einen Durchmesser von 9,5 mm und ein Hüllrohr aus Zirkaloy, sind aber auf ca 2 m verkürzt. An den Enden ist der Brennstoff durch Brutstoff ersetzt. Das Core ist von einem Ring aus Brutelementen, deren Stäbe angereichertes Uran enthalten, und einem dicken Reflektor aus Stahl umgeben, der den Ausfluß der schnellen Neutronen und die Strahlenbelastung des Druckgefäßes reduzieren soll. 61 Steuerelemente dienen zur Regelung und zum Abschalten. Als Ab-

sorber wird Borkarbid mit angereichertem B10-Gehalt verwendet. In alle Brennelemente, die nicht an einer Steuerstabposition stehen, kann ein Cluster von Stäben, die abgereichertes Uran enthalten, eingefahren werden. Dabei wird das Moderationsverhältnis im Brennelement verkleinert und das Konversionsverhältnis verbessert (spectral-shift).

Bei Verwendung von Plutonium als Brennstoff enthalten alle Brennstäbe Mischoxid mit einem Gehalt von 6 % spaltbarem Plutonium, das aus DWR-Brennelementen mit ca 45 MWd/kg Abbrand stammt. Der Reaktor wird, solange die Reaktivitätsbilanz es erlaubt, mit eingefahrenen spectral-shift-Elementen betrieben. Wegen des niederen Moderationsverhältnisses von 1,1 bei eingefahrenen und 1,36 bei ausgefahrenen Brutstäben ergibt sich ein relativ hohes Konversionsverhältnis von 0,89 und damit ein niederer Brennstoffverbrauch. Nach mehrfacher Rezyklierung stellt sich zusammen mit dem erbrüteten Plutonium aus den Brutzonen im Gleichgewicht eine Plutoniummischung ein, die nahezu den gleichen spaltbaren Anteil hat wie der zu Beginn eingesetzte Brennstoff. Die Brennstoffzykluskosten des RCVS liegen bei Verwendung von MOX-Brennstoff um 30% niedriger als beim DWR.

Das Uran-Brennelement hat denselben Aufbau, 55 Brennstäbe sind jedoch durch wassergefüllte Zirkaloy-Stäbe ersetzt. Dadurch erhöht sich das Moderationsverhältnis auf 2,0 bzw. 1,65 für eingefahrene Brutstäbe. Bei einer Anreicherung von 3,25% und einem Entladeabbrand von 60 MWd/kg ergibt sich eine Uraneinsparung von 33% und eine Reduktion der Brennstoffzykluskosten von 27%. MOX- und Uran-Brennelemente können im selben Core eingesetzt werden, ohne daß unzulässige Leistungsspitzen entstehen.

Der geringe Wassergehalt und das harte Spektrum im Core haben eine niedrigere Wirksamkeit des löslichen Bors im Kühlmittel zur Folge. Die Langzeitregelung muß deshalb mit den Absorberstäben erfolgen. Wenn deren Reaktivitätswert nicht ausreicht, kann den spectral-shift-Stäben Gadolinium oder Bor als abbrennbares Gift zugemischt werden.

Thermohydraulische Rechnungen haben gezeigt, daß das enge hexagonale Gitter sich ähnlich verhält wie das konventionelle DWR-Gitter. Der für den Wärmeübergang wichtige Sicherheitsfaktor (DNB-Verhältnis) bleibt immer über 1,3. Bei richtiger Auslegung der Führungsrohre ist auch die Kühlung der beweglichen Brutstäbe gewährleistet. Auch beim Kühlmittelverlustunfall treten keine neuen Probleme auf. Die Hüllrohrtemperaturen bleiben unter 1150 C. Ausgefahrene Brutstäbe können zwar teilweise unbedeckt bleiben, jedoch allein die Strahlungskühlung begrenzt ihre Hülltemperatur auf 700 C.

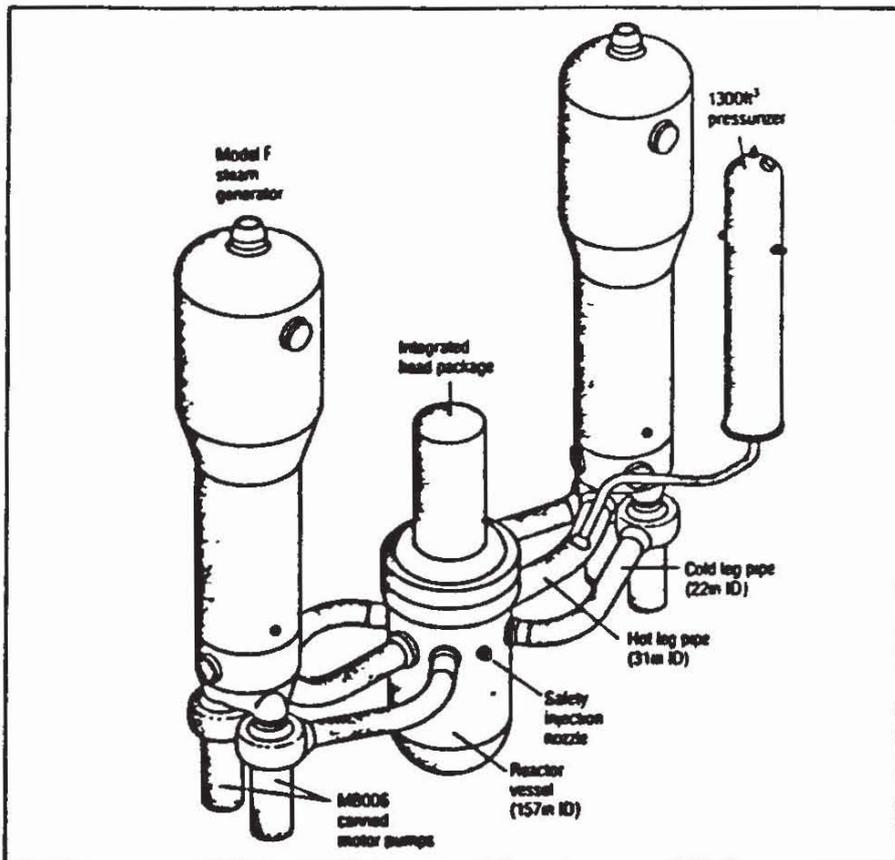
1.1.7.2 Neue Reaktorkonzepte mittlerer Leistung zur Stromerzeugung

AP600 von WESTINGHOUSE

Der AP600-Druckwasserreaktor (Abb. 1.1-10), von WESTINGHOUSE zusammen mit BURNS and ROE auf Initiative von EPRI konzipiert, verbindet die Vorzüge konventioneller, geprüfter Technik und passiver Komponenten bei den Sicherheitssystemen (Nijuk, 1988; IAEA, 1988). Seine Leistung beträgt 530 MWe. Das Core besteht aus niedrig angereicherten Brennelementen mit 17x17-Gitter und einer aktiven Höhe von 3,65 m. Einzelnen Brennstäben ist Gadolinium als abbrennbares Gift zugemischt zur Leistungsabflachung und Bindung von Überschußreaktivität. Wie beim APWR wird die Neutronenbilanz verbessert durch Reduktion der Leistungsdichte (um ca. 30 %) und Einsatz eines radialen Stahlreflektors. Die Fluenz des Reaktordruckgefäßes ist dadurch nach 60 Jahren Betrieb weniger als die Hälfte des Wertes, den ein konventioneller DWR nach 40 Jahren aufweist. Zum Abschalten stehen schwarze Absorberstäbe bereit. Geregelt wird mit Borzusatz zum Kühlmittel und mit Hilfe von grauen Steuerelementen. Letztere werden zur Regelung bei Lastfolgebetrieb benötigt.

Das Druckgefäß hat einen Durchmesser von 4 m. Es besteht im Core-Bereich aus geschmiedeten Ringen. Der Primärkreis besteht aus zwei Schleifen mit je einem Dampferzeuger und zwei Umwälzpumpen, die zu einer Funktionseinheit zusammengebaut sind. Dadurch werden Rohrleitungen eingespart, Platz für Wartungsarbeiten gewonnen und eine Verkleinerung des Sicherheitsbehälters erreicht. Die Turbine ist 4-stufig und hat in der Niederdruckstufe Endschaufeln der Länge 1,12 m.

Die Sicherheitssysteme verwenden vorwiegend passive Komponenten. Zur Einspeisung bei kleinen Lecks stehen zwei Borwassertanks zur Verfügung, die bei jedem Druck durch Schwerkraft direkt in das Druckgefäß einspeisen. Bei einem Kühlmittelverluststörfall werden 2 Druckspeicher mit dem Druckbehälter verbunden. Die Ventile sind bei Ausfall der Stromversorgung geöffnet. Für eine längere Kühlmittelversorgung wird nach einer automatischen Druckentlastung des Primärkreises Wasser aus dem im Containment installierten Brennelementumsetzbecken ins Core geleitet. Nach 10 Stunden ist der Sicherheitsbehälter bis über die Kühlmittelstutzen des Druckgefäßes geflutet. Die Nachzerfallswärme wird dann durch Verdampfung abgeführt. Der Dampf kondensiert an der Containment-Wand, die von außen durch Luftkonvektion gekühlt wird. Bei Druck- oder Temperaturanstieg kann das Containment zur Kühlung mit Wasser aus einem hochliegenden Tank besprüht werden. Ein Sprühsystem innerhalb des Sicherheitsbehälters wird bei ansteigender Konzentration der Spaltprodukte aktiviert, um vor allem Jod und Caesium aus der Atmosphäre in Lösung zu bringen.



AP600 reactor coolant loop configuration.

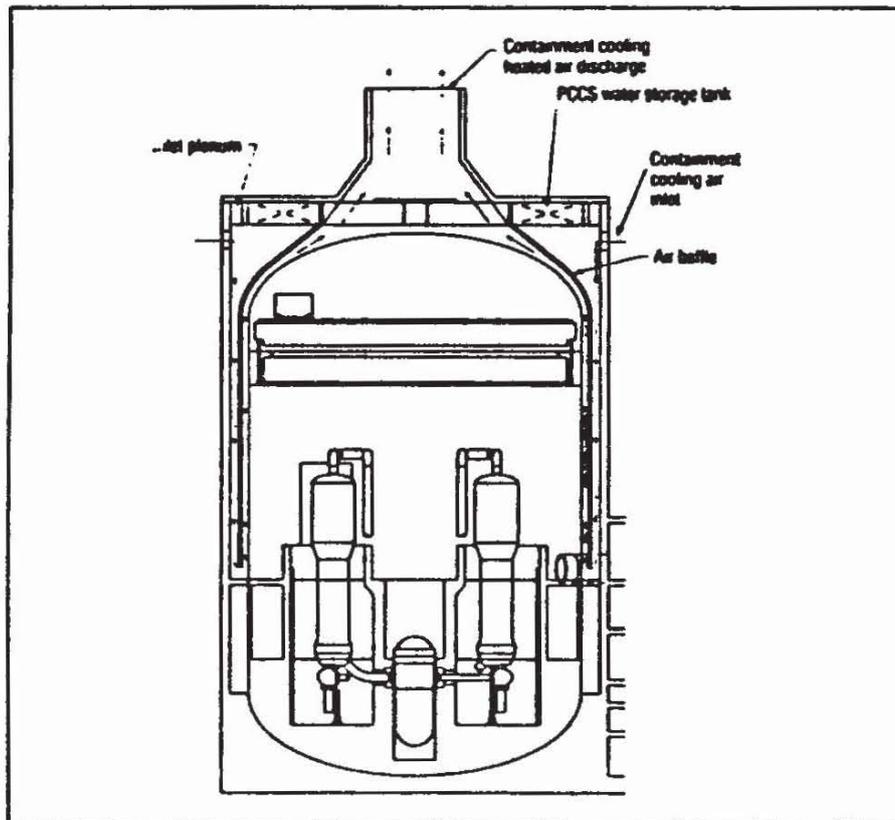


Abb. 1.1-10: AP 600-Konzept

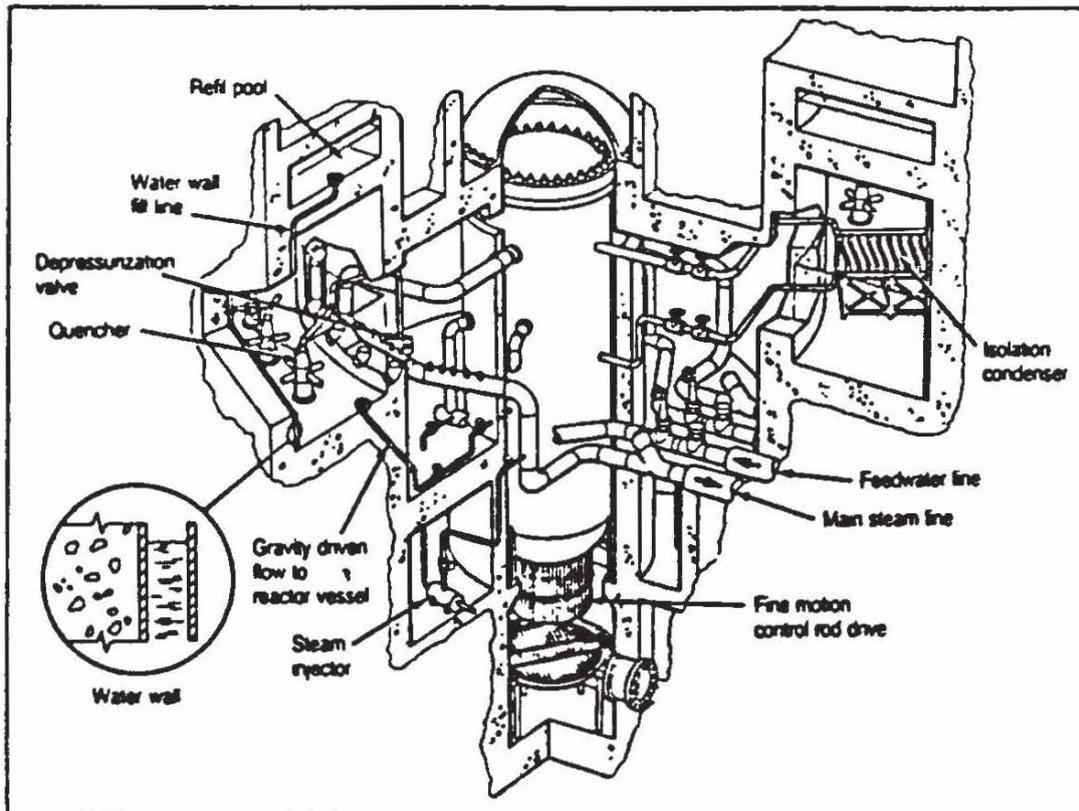
Wenn die Dampferzeuger nicht verfügbar sind, wird die Nachzerfallswärme in einem automatisch geöffneten Kreislauf im Naturumlauf, wenn die Umwälzpumpen nicht funktionieren, über einen Wärmetauscher an das Wasser im Brennelementumsetzbecken übertragen. Die Aufheizung bis zum Sieden des Wassers dauert einige Stunden, seine völlige Verdampfung einige Tage. In diesem Zeitraum muß ein Speisewassersystem in Gang gebracht oder das normale Nachkühlsystem des Brennelementbeckens angeschlossen werden.

Die Verwendung der passiven Sicherheitseinrichtungen macht eine große Zahl von Pumpen, Filtern, Armaturen, einige Dieselgeneratoren und viele Rohrleitungen überflüssig. Zusammen mit Einsparungen durch Reduktion des Bauvolumens auf 50 % und einer geplanten Bauzeit von 3 bis 4 Jahren errechnet der Hersteller einen Rückgang der spezifischen Investitionskosten gegenüber einer herkömmlichen Anlage um 40 %.

ASBWR von GENERAL ELECTRIC

Der ASBWR ist ein 600MWe-Siedewasserreaktor mit Naturumlaufkühlung (IAEA, 1988; Duncan, 1988). Seine Spaltzone ist der des ABWR sehr ähnlich (Abb. 1.1-11). Sie besteht aus 748 konventionellen 8x8-Brennelementen mit einer aktiven Länge von ca. 2,7 m. Zum Abschalten und zur Steuerung stehen 177 kreuzförmige Steuerelemente mit Borcarbid als Absorber bereit. Sie werden durch elektrisch-hydraulische Feintriebe bewegt. Die mittlere Leistungsdichte ist gegenüber dem ABWR-Core um ca. 30 % abgesenkt. Das Druckgefäß hat mit einem Durchmesser von 5,9 m und einer Höhe von 22 m nahezu die gleiche Größe wie bei den 1300MW-Anlagen. Der Sicherheitsbehälter ist aus Stahlbeton, innen mit einem Stahl-Liner abgedichtet. Eine zweistufige, doppelflügelige Turbine mit Endschaufeln der Länge 1,32 m treibt den Generator.

Der Verzicht auf die Umwälzpumpen bedeutet eine wesentliche Vereinfachung der Anlage, reduziert die Zahl der möglichen Betriebstransienten und erhöht den Abstand zur kritischen Heizflächenbelastung im Core. Andererseits entfällt mit der Möglichkeit zur Leistungsregelung über die Pumpendrehzahl eine wichtige Voraussetzung für die Lastwechselfähigkeit des Siedewasserreaktors. Die oberhalb vom Druckgefäß installierte, ringförmige Kondensationskammer enthält eine spezielle Kondensationseinrichtung für den Fall der Isolation von der Turbine. Dadurch wird der Reaktor Druck automatisch geregelt, ohne dem Druckgefäß Kühlmittel zu entziehen. Die Notfalkühlung erfolgt mit Schwerkraft und den Wasservorräten der Kondensationskammer. Dazu muß das Druckgefäß auf einen niederen Druck entlastet werden. Dies erfordert eine größere Wassermenge oberhalb des Cores und eine größere Auslegung der Kondensationskammer als beim ABWR. Die Kühlung der Wände der Kondensationskammer und des Containments erfolgt über



SBWR safety features. The emphasis is on simplicity and passive operation.

Abb. 1.1-11: Aufbau des Advanced Simplified Boiling Water Reactors (ASBWR)

ein eingebautes Wasserkühlsystem mit Naturzirkulation. Drei Tage kann so die Spaltzone ohne Eingriff des Operators gekühlt werden, danach muß Wasser zugeführt werden. Bei Auftreten eines kleinen Lecks kann die Druckentlastung um einige Stunden verschoben werden durch die Aktivierung einer Hochdruckeinspeisung mit Hilfe von Dampfstrahlpumpen.

Die Anlage ist mit modernster Leittechnik auf Mikroprozessorbasis ausgestattet.

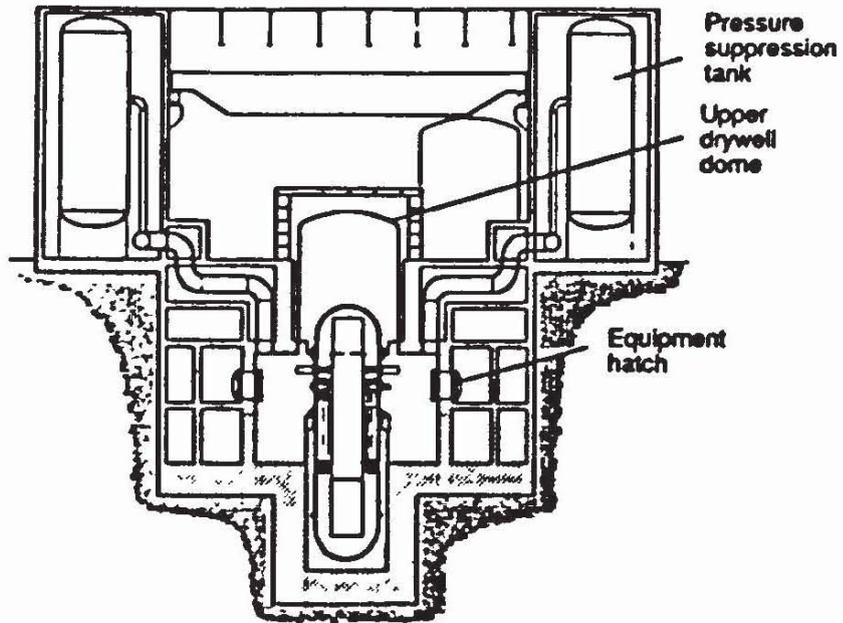
Der Verzicht auf einen großen Teil der aktiven Komponenten in den Kühlmittelkreisläufen und der Dieselgeneratoren läßt beträchtliche Einsparungen bei den Investitionskosten erwarten. Vom Hersteller angegeben wurde eine Reduktion der Brennstoffzykluskosten um 7 bis 15 %.

SIR von ROLLS-ROYCE und COMBUSTION ENGINEERING

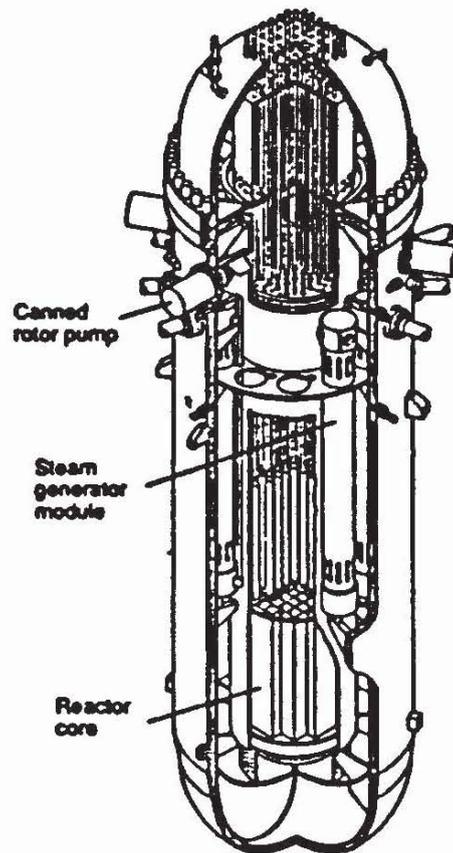
SIR ist ein Druckwasserreaktor der Leistung 320 MWe, bei dem der gesamte Primärkreis im Druckgefäß untergebracht ist /Hayns, 1989/. Das Brennelement ist ein vergrößertes C-E-Brennelement mit 432 Brennstäben mit Uran der Anreicherung 3,3 bis 4,0 % und einer aktiven Länge von 3,47 m. Einzelne Stäbe enthalten Gadolinium, es können jedoch auch vergiftete Stäbe beim Brennelementwechsel zusätzlich eingesetzt werden. Die Regelung erfolgt nur mit den Steuerstäben ohne lösliches Bor. Deshalb ist für jedes Brennelement ein Steuerstab vorgesehen. Sie sind beim Brennelementwechsel eingefahren und werden mit umgesetzt. Nur bei Notfällen wird dem Kühlmittel Bor zugesetzt.

Das Druckgefäß hat 5,8 m Durchmesser und eine Höhe von ca. 24 m (Abb. 1.1-12). Oberhalb vom Core sind 12 Dampferzeuger an der Behälterwand so angeordnet, daß sie den Brennelementwechsel nicht behindern und selber leicht zugänglich sind. Darüber sind 6 Umwälzpumpen installiert, die für die Wartung radial ausgebaut werden können. Sie drücken das Kühlmittel durch die Dampferzeuger nach unten. Es steigt dann durch das Core und den zentralen Kamin wieder ins obere Plenum. Bei Ausfall einer Pumpe ist noch eine Leistung von 95 % möglich, ohne Pumpen durch Naturumlauf 20 %. Der Druckhalter ist im Dom untergebracht. Er wird mit einer elektrischen Heizung betrieben und enthält keine externe Sprüheinrichtung. Der Sekundärkreis entspricht einer konventionellen Anlage.

Der Reaktor ist unempfindlich gegenüber Schwankungen der Leistung und der Strömungsverhältnisse wegen der großen Wassermenge im Primärkreis und da Transienten wegen des negativen Kühlmittel-Temperaturkoeffizienten weitgehend von selbst abklingen. Die Anforderungen an das Notkühlsystem sind wesentlich geringer als bei normalen Reaktoranlagen, da der größte Rohrdurchmesser im Primärkreis 70 mm beträgt und die tiefste Öffnung im Druckgefäß 9 m über dem Core liegt. Die Hochdruckeinspeisung erfolgt passiv mit Hilfe eines Dampfinjektors und Wasser aus dem Kondensationsbehälter. Nach einer Druckentlastung wird die Kühlmittelströmung durch Schwerkraft aufrechterhalten. Die Nachzerfallswärme wird beim normalen Stillstand über den Dampferzeuger und den Turbinen-Bypass in den Kondensator geleitet. Auf der Primärseite genügt der Naturumlauf, sekundärseitig werden Pumpen benötigt. Bei Ausfall der Stromversorgung kann ein geschlossener Kreislauf mit Naturkonvektion aktiviert werden, der maximal drei Tage lang die Nachwärme in einen Kondensations-Pool transportieren kann. Ohne Verwendung der Dampferzeuger kann sie außerdem über ein Sicherheitsventil direkt in die Kondensations-tanks geleitet werden. Auch die Sicherheitssysteme für das Containment sind einfacher als bei großen Anlagen. Da die maximalen Rohrbrüche klein sind, geht auch der Druckanstieg im Containment langsamer vor sich. Zur Ableitung der Energie genügt die Kondensation von Dampf in



Cutaway view of the SIR containment structure



The SIR vessel

Abb. 1.1-12: Safe Integral Reactor (SIR)

die Wasservorlagen der Kondensationsanlage. Sie besteht aus 8 Stahltanks, die durch Naturkonvektion gekühlt werden. Dieses System kann die Nachzerfallswärme drei Tage aufnehmen.

Die Vereinfachungen bei den Sicherheitssystemen und die Möglichkeit zu einer kurzen Bauzeit durch Modularisierung und Vorfertigung im Werk, lassen erwarten, daß die Anlage bezüglich der spezifischen Investitionskosten auch mit größeren Anlagen konkurrieren kann.

200MW-Siedewasserreaktor von SIEMENS/KWU

Für die Einbindung von Kernkraftwerken in Märkte, für die große Anlagen nicht geeignet sind, wird seitens SIEMENS/KWU das Konzept eines kostengünstigen 200MWe-Reaktors mit inhärenten Sicherheitseigenschaften verfolgt /Götzmann, 1989/. Das Konzept basiert auf dem Siedewasserprinzip und auf der bewährten SWR-Technologie; es sind jedoch teilweise aufwendige Komponenten, die bei Großanlagen erforderlich sind, eliminiert.

Zur Vermeidung von Umwälzpumpen (einschließlich deren Hilfssysteme) arbeitet der Reaktor mit Naturumlauf bei niedriger Leistungsdichte. Steuerstäbe werden von oben in den Reaktorkern eingefahren. Durch die niedrige Leistungsdichte und ein hohes Dampf/Wasser-Plenum oberhalb des Cores ist eine Dampfabsecheidung ohne mechanische Komponenten möglich und gleichzeitig Raum für die ausgefahrenen Steuerstäbe geschaffen. Die Steuerstäbe werden durch hydraulische Antriebe bewegt (wie beim KWU-Heizreaktor), die im Reaktorbehälter untergebracht sind und keine Durchführung durch den RDB erfordern. Somit konnte die Höhe des RDB gegenüber konventionellen SWR erheblich gesenkt werden. Der RDB und die Einbauten sind aus Abb. 1.1-13 ersichtlich. Alle Primärkühlmittel führende Anschlüsse des RDB sind ca. 10 m oberhalb des Reaktorkerns, so daß nach einem vollständigen Abblasen auf Containment-Druck der Kern mit Wasser bedeckt bleibt. Nach einem Abblasen wird die Nachwärme im Naturumlauf über Nachwärmeabfuhr-Wärmetauscher im oberen Teil des RDB an Luftkühler abgegeben, die ebenfalls mit Naturzirkulation arbeiten. Die Nachwärmeabfuhr geschieht damit (selbstverständlich auch unter Druck) passiv.

Der Reaktor, die Hilfssysteme und die Turbine befinden sich in einem großen zylindrischen Containment aus Stahl (45 m Durchmesser, 80 m Länge). Eine Übersicht über die Anlage gibt Abb. 1.1-14.

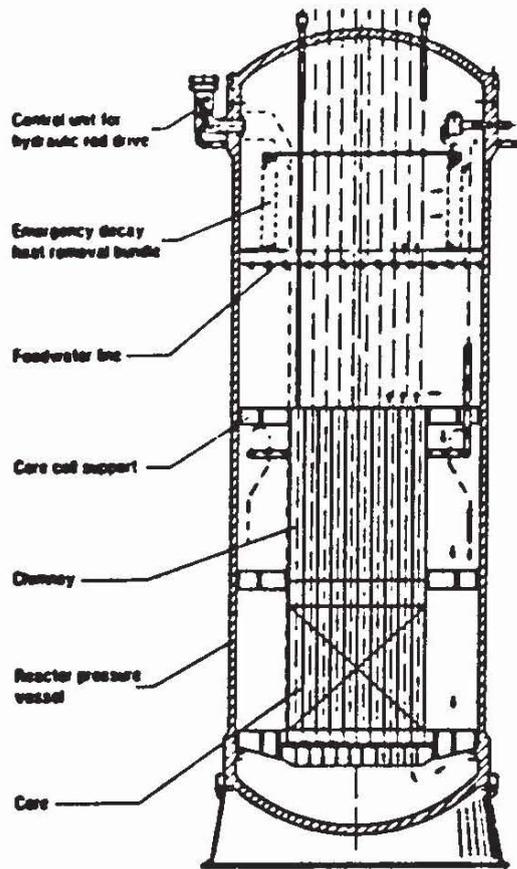


Abb. 1.1-13: Schnitt durch KWU-200MWe-Reaktor

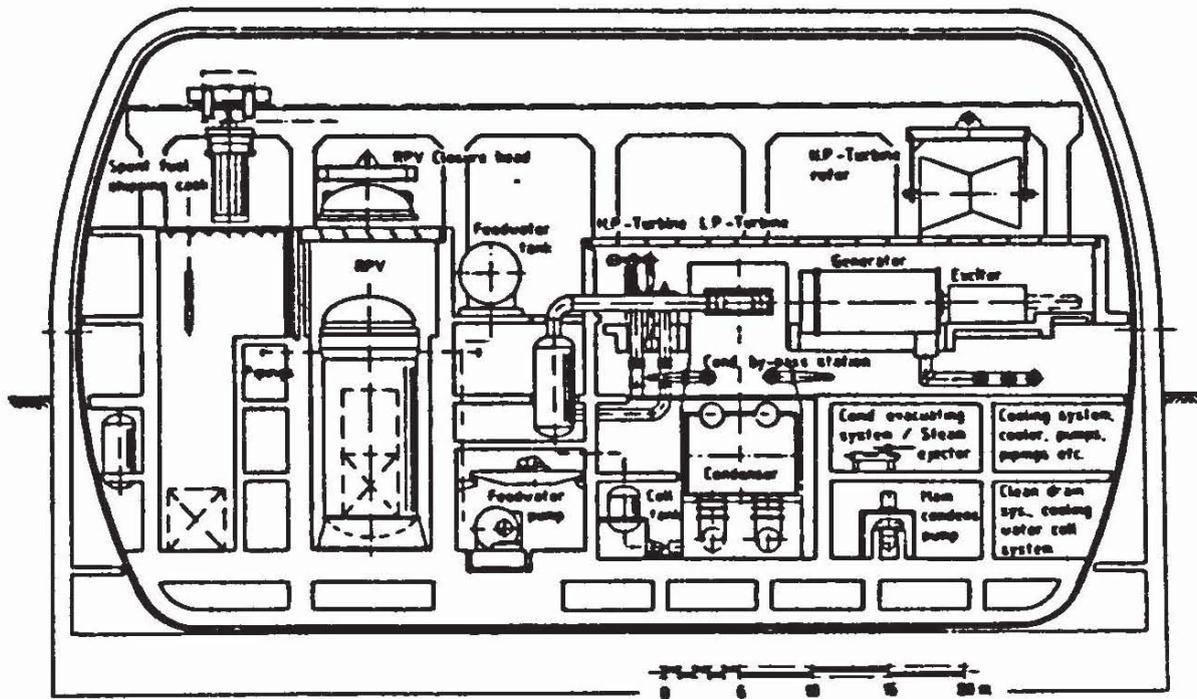


Abb. 1.1-14: Längsschnitt durch Containment des KWU-200MWe-Reaktors

1.1.7.3 Das PIUS-Konzept von ASEA

Der PIUS-Reaktor (Process Inherently Ultimately Safe) ist ein 500MWe-Druckwasserreaktor, der von dem schwedischen Hersteller ASEA-Atom entwickelt worden ist /Hannerz, 1987; Pedersen, 1989/. Das übergeordnete Ziel dieses Konzepts ist es, bei Störfällen ein Überhizen des Kerns und insbesondere Kernschmelzen vollständig auszuschließen. Dabei wird auf aktive Sicherheitssysteme weitgehend verzichtet.

Der gesamte Primärkreis, der dem eines konventionellen Druckwasserreaktors ähnlich ist, wird von einem großen Behälter aus Spannbeton umgeben, der boriertes Wasser enthält (Pool). Abb. 1.1-15 zeigt eine Prinzipdarstellung der PIUS-Konzeption. Der Primärkreis hat eine offene Verbindung mit dem ihn umgebenden borierten Wasser über eine Art Druckausgleichsystem, das zur sicherheitstechnischen Kontrolle der Reaktivität dient.

Das Prinzip dieses Systems basiert auf dem Prinzip der Schichtung von heißem Wasser des Primärkreises über dem kalten borierten Wasser sowohl an der unteren wie oberen Kontaktfläche. Der dynamische Druckabfall über das Core und die angrenzenden Bereiche des Primärkreislauts entspricht dem Produkt des Höhenunterschieds zwischen den oberen und unteren Kalt/Warm-Kontaktflächen, dem Dichteunterschied von heißer und kalter Flüssigkeit und der Erdbeschleunigung. Die Lage der unteren Kontaktfläche wird laufend über eine Temperaturinstrumentierung überwacht, die ihrerseits den Pumpendurchsatz regelt. Wenn sich die Kontaktfläche nach oben bewegt, wird die Pumpengeschwindigkeit so erhöht, daß die Kontaktfläche wieder in die gewünschte Position zurückgeführt wird. Bei einer unerwünschten Aufheizung des Cores erhöht sich der Kühlmitteldurchsatz durch das Core derart, daß die Pumpenregelung nicht mehr folgen und damit den Eintritt von boriertem Wasser in den Primärkreis nicht mehr verhindern kann: der Reaktor wird selbsttätig abgeschaltet.

Die Nachwärme wird durch Naturkonvektion abgeführt. Die Wassermenge im Spannbetonbehälter ist mit 2300 m^3 so bemessen, daß die Nachwärme des $1600 \text{ MW}_{\text{th}}$ -Reaktors bei Ausfall des externen Wärmesenke durch Verdampfen des Wassers eine Woche lang sichergestellt ist, wobei das im unteren Behälterbereich angeordnete Core in diesem Zeitraum sicher mit Wasser bedeckt bleibt. Das Konzept ist bisher noch nicht realisiert, zum Nachweis der Funktionsfähigkeit des neuartigen Primärkreissystems wurden jedoch Messungen an Modellen und umfangreiche theoretische Analysen durchgeführt /Hannerz, 1988; Babala, 1988/.

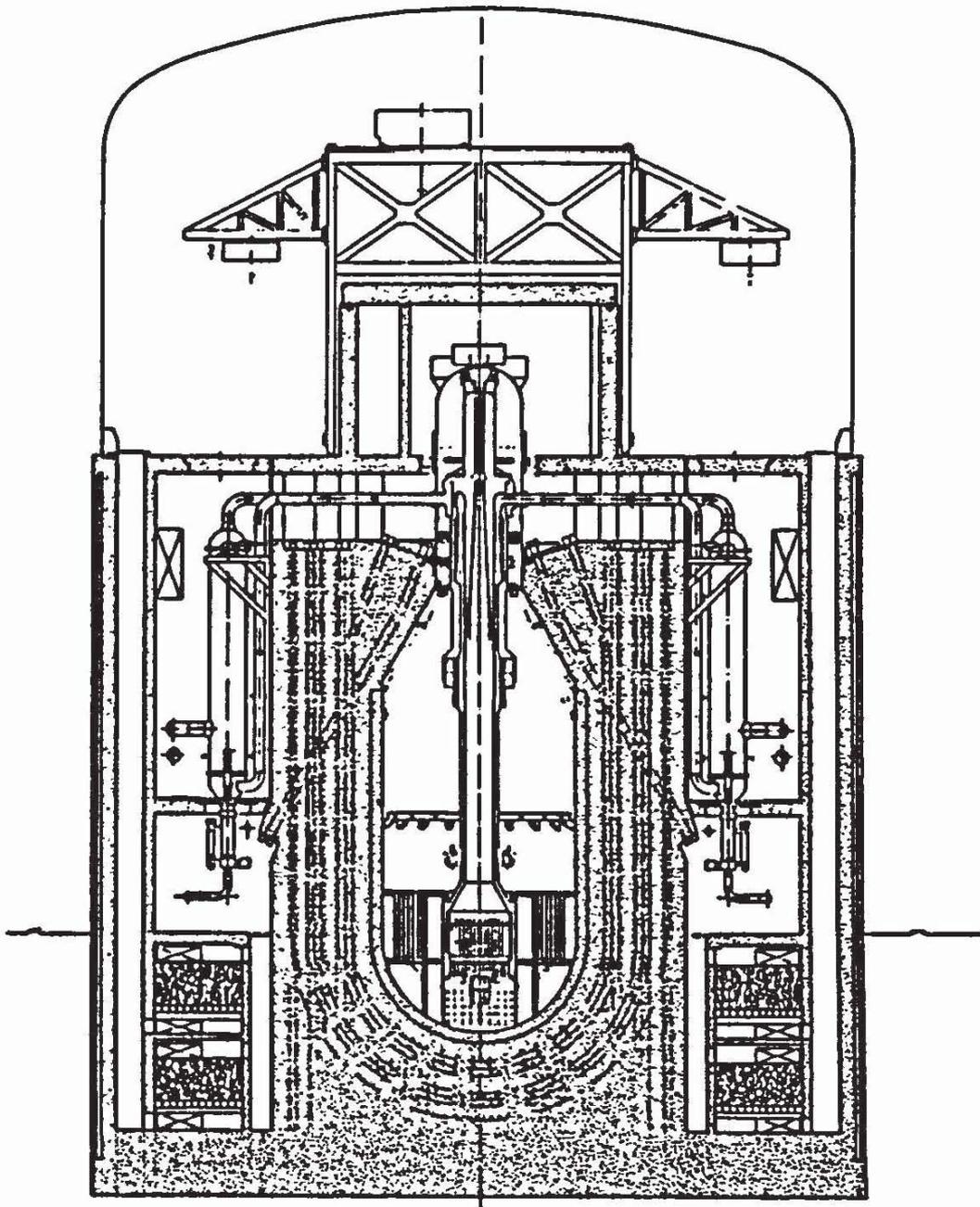


Abb. 1.1-15: Process Inherent Ultimate Safety (PIUS) Reactor

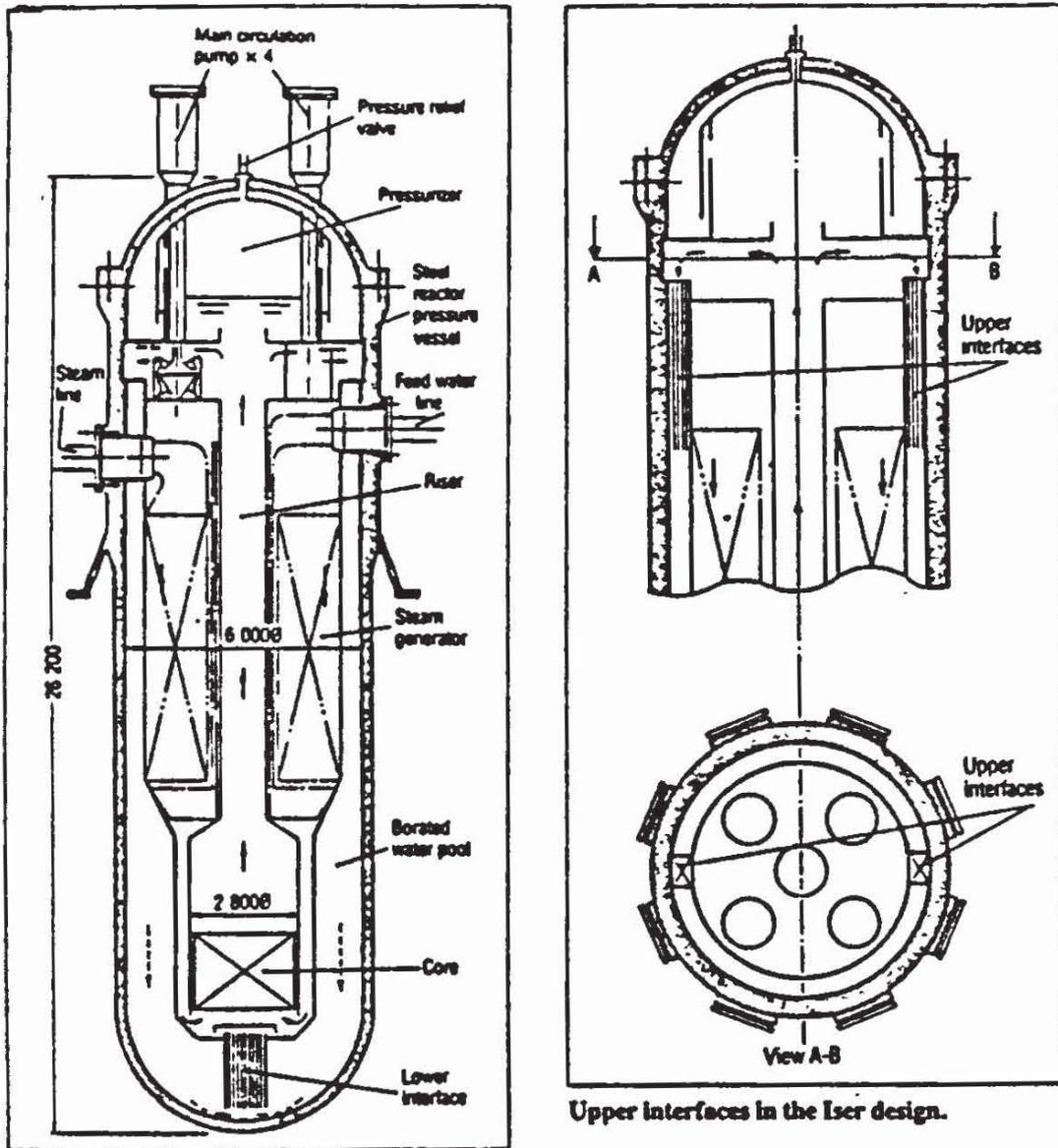
Inherently Safe and Economical Reactor (ISER), Japan

Das ISER-Konzept stellt einen Versuch dar /Wakabayashi, 1988/, die wichtigsten generischen Sicherheitseigenschaften des schwedischen PIUS-Konzepts (500 MWe) auf eine Anlage mit 200 - 300 MWe zu übertragen und durch Vereinfachungen bzw. Reduktion von Volumen und Gewicht die Kosten zu reduzieren. Die Unterschiede des ISER- gegenüber dem PIUS-Konzept sind (siehe Abb. 1.1-16):

- Verwendung eines Druckbehälters aus Stahl, in welchem Reaktorkern, Dampferzeuger und der Pool mit boriertem (kaltem) Wasser untergebracht sind.
- Verwendung von außenliegenden Antrieben für die vier Hauptkühlmittelpumpen.
- Einstellung der thermohydraulischen Bedingungen wie bei konventionellen Druckwasserreaktoren.
- Reduktion des Pool-Volumens, wobei allerdings die Karenzzeit bis zu einem notwendigen Operatoreingriff (bei Ausfall der Notkühlung) von 7 Tagen (PIUS) auf 1 1/2 Tage verkürzt wird.

Durch die Verwendung des Stahldruckbehälters, der außenliegenden Pumpenantriebe und der Volumen- bzw. Gewichtsreduktion wurden gegenüber dem PIUS-Konzept erhebliche Kostenvorteile erreicht, welche die 200MWe-Anlage wettbewerbsfähig mit kommerziellen Leichtwasserreaktoren machen soll.

Die wichtigsten Entwicklungsprobleme sind hier - wie beim PIUS-Konzept - der Nachweis der Funktionsfähigkeit der Dichteschlösser zwischen Pool-Wasser und Primärkreis im Normalbetrieb und allen zu betrachtenden Störfällen und die Entwicklung einer Isolierung zwischen Primärkreis und Pool, um die Wärmeverluste des Primärkreises auf ein akzeptables Maß zu reduzieren.



Design concept for the Iser 645MWt inherently safe reactor.

Upper interfaces in the Iser design.

Abb. 1.1-16: Konstruktionsprinzip des Inherently Safe and Economical Reactor ISER

1.1.8 Literatur

/AI, 1989/

Atom-Informationen 7-8(1989), S. 8

/ATW, 1989/

Kernkraftwerke 1988. Weltübersicht.

Atomwirtschaft/Atomtechnik 34 (1989), 135

/AuS, 1983-89/

Atom und Strom, 29-35 (1983-89), jeweils Heft 2

/Babala, 1988/

Babala, D.; et al.:

A Study of the Dynamics of SECURE (PIUS) Reactors.

Third Top. Meeting on Nucl. Power Plant Thermal Hydraulics and Operations, Seoul, Korea, 1988

/Bacher, 1988/

Bacher, P.E.:

PWR Standardization: The French Experience.

Transactions of the ANS, 56, Suppl. 1 (1988), 135

/Beck, 1973/

Beck, P.; et al.:

Energie und Abwärme. Beiträge zur Umweltgestaltung, Heft B 8.

Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1973

/Beuerle, 1989/

Beuerle, H.-J.:

Erfahrungen mit den Konvoi-Kernkraftwerken.

Atomwirtschaft, Sept. 1989

/BMU, 1987/

Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung.

Jahresbericht, 1987

/Bohn, 1986/

Bohn, T. (Hrsg.):

Kernkraftwerke, Band 10. Handbuch Energie.

Köln: 1986

/Bonka, 1982/

Bonka, H.:

Strahlenexposition durch radioaktive Emissionen aus kerntechnischen Anlagen im Normalbetrieb.

Köln: 1982

/Brandes, 1986/

Brandes, L.P.; et al.:

Commercial Load Following Operation with KWU Boiling Water Reactors.

Atomkernenergie 48 (1986), 144

/Brandes, 1987/

Brandes, L.P.; et al.:

Load Following Capability and Experience with German LWRs.

Nuclear Europe 1 (1987), 16

/Chernock, 1988/

Chernock, W.P.; et al.:

Establishing Requirements for the Next Generation of Pressurized Water Reactors - Reducing the Uncertainty.

Transactions of the ANS 56, Suppl. 1 (1988), 120

/Duncan, 1988/

Duncan, J.D.; et al.:

ASBWR, an Advanced Simplified Boiling Water Reactor.

Int. Topical Meeting on Safety of Next Generation Power Reactors, Seattle, 1988

/Eckart, 1988/

Eckart, B.; Schwenk, K.-H.; Betz, R.:

Gefilterte Druckentlastung mittels Venturiwäscher im Gleichdruckbetrieb.

Jahrestagung Kerntechnik 88, S. 151.

Bonn: Deutsches Atomforum, 1988

/Edlund, 1975/

Edlund, M.C.:

High Conversion Ratio Plutonium Recycle in Pressurized Water Reactors.

Annals of Nucl. Energy 2 (1975), 801-807

/Engel, 1989/

Engel, H.:

Containment Venting and Filter Systems for Pressurized and Boiling Water Reactors.

Nuclear Europe 5 (1989), 16

/Fogelström, 1988/

Fogelström, L.; et al.:

Entwicklungstendenzen bei Leichtwasserreaktoren.

Atomwirtschaft 33 (1988), 423

/Frewer, 1989/

Frewer, H.:

Future Challenge of Nuclear Power in the European Community.

ICENES-Conference '89, Karlsruhe, July 3-6, 1989

/Götzmann, 1985/

Götzmann, C.A.:

Design for Low Capital Cost in Small Nuclear Reactors.

MIT Conf. Nucl. Power Plant Innovation, Cambridge, Jan. 9-10, 1985

/Götzmann, 1989/

Götzmann, C.A.; Grüner, W.:

SBWR200, A Low Cost NPP with Inherent Safety Features.

Seminar on Small Medium Size Nuclear Reactors, San Diego, USA, Aug. 21-23, 1989

/Götzmann, 1989a/

Götzmann, C.A.:

Zur Entwicklung kleiner Kernkraftwerke.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 39 (1989), 1/2

/GRS, 1989/

Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH:

Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke Phase B. Eine zusammenfassende Darstellung.

GRS-72 (1989)

/Grün, 1985/

Grün, A.:

Die Lastwechselfähigkeit von KWU-Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktor.

KWU-Bericht, 1985

/Grüner, 1986/

Grüner, W.:

KWU 1000 MWe PWR

Nuclear Engineering International 31 (1986), 30

/Grüner, 1989/

Grüner, W.:

Advanced NPP: Results and Targets.

Int. Conf. on Availability Improvements in Nuclear Power Plants, Madrid, 1989

/Hannerz, 1987/

Hannerz, K.:

The PIUS Principle and the SECURE Reactor Concepts.

Adv. Nucl. Sci. Technol. 19 (1987)

/Hannerz, 1988/

Hannerz, K.:

Making Progress on PIUS Design and Verification

Nucl. Eng. Int. 33 (88), 412

/Haußmann, 1984/

Haußmann, H.; et al.:

Das Kernkraftwerk Gundremmingen B und C.

Atomtechnik 29 (1984), 616

/Hayns, 1989/

Hayns, M.:

The SIR Project.

1989

/Hecht, 1988/

Hecht, G.H.:

Experience and Progress in Reducing Personell Exposure.

Nuclear Europe 3 (1988), 14

/Helmersson, 1989/

Helmersson, S.; et al.:

SVEA-96: BWR Fuel for the 1990s.

Nuclear Europe 1 (1989), 32

/Hennies, 1989/

Hennies, H.H.; Keßler, G.; Eibl, J.:

Improved Containment Concept for Future PWR's.

Proceedings Fifth International Conference on Emerging Nuclear Energy Systems, Karlsruhe,

July 3-6, 1989

/Hittner, 1988/

Hittner, D.; et al.:

Preliminary Results of the Feasibility Study on the Convertible Spectral Shift Reactor Concept.

Nuclear Technology 80 (1988), 181

/IAEA, 1987/

Low-Temperature Nuclear Heat Applications: Nuclear Power Plants for District Heating.

Wien: IAEA, 1987

/IAEA, 1988/

Status of Advanced Technology and Design for Water Cooled Reactors: Light Water Reactors.

Wien: IAEA, 1988

/JA, 1989/

Jahrbuch der Atomwirtschaft 20 (1989). ISSN 0341-6755

/Keller, 1987/

Keller, W.:

Stand und Bedeutung der Korvoi-Anlagen.

Atomwirtschaft/Atomtechnik 33 (1988), 418

/KTG, 1987/

Reaktortechnik und Reaktorsicherheit in Frankreich.

KTG-Seminar, Band 4, Verlag TÜV Rheinland, 1987

/Kuczera, 1989/

Kuczera, B.; Wilhelm, J.:

Druckentlastungseinrichtungen für LWR-Sicherheitsbehälter.

Atomwirtschaft/Atomtechnik 34 (1989), 129

/Kupitz, 1988/

Kupitz, J.; Sheng, W.:

Trends in Light Water Reactor Technology - an IAEA View.

Proceedings of Int. Top. Meeting on safety of Next Generation Power Reactors,

Seattle-Washington, May 1-4, 1988

/Lill, 1988/

Lill, G.; et al.:

KWU's New 9x9 BWR Design Employs a Central Water Channel.

Nuclear Engineering International 33 (1988), 32

/Matsuo, 1988/

Matsuo, Y.; et al.:

Outline of Advanced Boiling Water Reactor.

Transaction of the ANS 56, Suppl. 1 (1988), 112

/McCutchan, 1989/

McCutchan, D.; et al.:

Improved Availability and Operation in the Advanced Pressurized Water Reaktor (APWR).

Int. Conf. on Availability Improvements in Nuclear Power Plants, Madrid, 1989

/Millot, 1986/

Millot, J.P.:

Framatome's Convertible Spectral Shift Reactor.

Nuclear Europe 4 (1986), 23

/Moldaschl, 1989/

Moldaschl, H.; Brogli, R.; Kuczera, B.:

Status and Prospects of the Cooperative KWU High Conversion Development.

ICNES-Conference '89, Karlsruhe, July 3-6, 1989

/NEI, 1988/

Advanced LWRS.

Nuclear Engineering International 33 (1988), 40

/NEI, 1989/

Nucl. Eng. Intern.:

Putting Passive Safety into Practice at the Gorky/Voroneth AST-500 Plants.

Nucl. Eng. International (July 1988)

/Orth, 1987/

Orth, K.:

Das Sicherheitskonzept deutscher Kernkraftwerke. Aus: Sicherheit und Unfallbeherrschung bei DWR- und SWR-Kernkraftwerken.

Bonn: INFORUM, 1989

/Orth, 1988/

Orth, K.:

Safety Features of Next Generation KWU Pressurized Water Reactors.

Intern. Topical Meeting on Safety of Next Generation Power Reactors, Seattle, 1988

/Pedersen, 1989/

Pedersen, T.:

PIUS, Status and Perspectives.

Seminar on Small and Medium Size Nuclear Reactors, San Diego, USA, Aug. 21-23, 1989

/Rieser, 1988/

Rieser, R.; Brosche, D.; Faber, P.:

Planung, Errichtung und Inbetriebnahme des Konvoi-Leitprojektes Isar-2.

Atomtechnik 33 (1988), 276

/Roe, 1988/

Roe, K.K.; et al.:

Economic Feasibility of Heat Supply from Nuclear Power Plants in the United States.

Transaction of ANS 56, Suppl. 1 (1988), 167

/Ross, 1988/

Nucl. Industry (July/Aug. 1988)

/Roth-Seefried, 1989/

Roth-Seefried, H.:

Betriebsanweisungen zur Störfallbeherrschung bei Siemens/KWU-Druckwasserreaktoren. - SVA-Vertiefungskurs "Störfallmanagement in Kernkraftwerken", April 1989. Schweizerische Vereinigung für Atomenergie.

/Schatz, 1987/

Schatz, A.:

Perspektiven der Energieversorgung.

Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg. Materialband VI, - Kernenergie, Teil 2

Stuttgart, November 1987

/Schmidt, 1985/

Schmidt, U., et al.:

Extension of Boiling Water Reactor Fuel Cycle Length.

Atomkernenergie 46 (1985), 1

/Tanaka, 1988/

Tanaka, T.: Outline of the Development of the Advanced Pressurized Water Reactor (APWR).

Transaction of the ANS 56, Suppl. 1 (1988), 54

/Tanguy, 1988/

Tanguy, P.:

EdF Approach to the Safety of Next Generation Power Reactors.

Intern. Topical Meeting on Safety of Next Generation Power Reactors, Seattle, 1988

/Tiltmann, 1989/

Tiltmann, M.; Rohde, J.; Fabian, H.:

Nachrüstmaßnahmen an Sicherheitsbehältern von DWR und SWR.

Jahrestagung Kerntechnik 89. Fachsitzung "Aktuelle thermo- und fluiddynamische Aspekte bei Leichtwasserreaktoren", S. 66-94.

Bonn: Deutsches Atomforum, 1989

/Timm, 1987/

Timm, M.:

Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb. Technische und energiewirtschaftliche Aspekte.

Aus: Kernenergie und die zukünftige Energieversorgung.

Verlag TÜV Rheinland, 1987

/Untervoßbeck, 1989/

Untervoßbeck, H.:

Entwicklung der Personaldosis in Leichtwasser-Kernkraftwerken der Bauart Siemens/KWU.

Jahrestagung Kerntechnik, 1989

/Vijuk, 1988/

Vijuk, R.; et al.:

AP600 Offers a Simple Way to Greater Safety, Operability and Maintainability.

Nuclear Engineering International 33 (1988), 22

/Voß, 1987/

Voß, A.:

Perspektiven der Energieversorgung.

Gutachten im Auftrag der Landesregierung Baden-Württemberg, 1987

/Wakabayashi, 1988/

Wakabayashi, H.:

Iser. An International Inherently Safe Reactor Concept.

Nucl. Eng. Int. 33 (88), 407

/Wilkins, 1986/

Wilkins, D.R.; et al.:

Design Improvements Built on Proper Technology.

Nuclear Engineering International 31 (1986), 36

/Winkens, 1987/

Winkens, H.P.:

Fernwärmeauskopplung aus großen Kernkraftwerken. Aus: Kernenergie und die zukünftige Energieversorgung.

Verlag TÜV Rheinland, 1987

1.2 Hochtemperaturreaktor

Der Hochtemperaturreaktor gehört zu der Familie der gasgekühlten Reaktoren, diese ist zu etwa 10 % an der bisherigen Stromerzeugung durch nukleare Anlagen beteiligt. Gegenüber den gasgekühlten Reaktoren der ersten Generation unterscheidet sich der Hochtemperaturreaktor durch einige wichtige Merkmale. Als Wärmeübertragungsmittel wird Helium statt Kohlendioxid und statt der metallischen oder oxidischen stabförmigen Brennelemente werden keramisch umhüllte Partikel verwendet. Damit sind hohe Temperaturen für die Realisierung von hohen Wirkungsgraden und die Anwendung von nuklearer Prozeßwärme möglich. Außerdem entsteht eine neue Qualität in der Rückhaltung von Spaltprodukten bei Normalbetrieb und bei Störungen.

1.2.1 Pilot-Anlagen

In den sechziger und siebziger Jahren wurden eine Reihe von Pilot-Anlagen gebaut: In den Vereinigten Staaten der Peach Bottom-Reaktor, in England, im Rahmen eines OECD-Projektes, der Testreaktor Dragon, in der Bundesrepublik Deutschland der AVR.

Der Bau und Betrieb dieser Anlagen diente der Erforschung der Technik des Hochtemperaturreaktors. Unter anderem wurden die keramischen Brennelemente mit keramisch umhüllten Partikeln erprobt. Weiter wurde das Bestrahlungsverhalten von Graphit bei hohen Temperaturen bis etwa 1000°C, sowie die Heliumtechnik getestet. Während die Anlagen in den Vereinigten Staaten und in England Gasaustrittstemperaturen bis zu 750°C erreichten, konnte der AVR jahrelang mit Temperaturen von 950°C betrieben werden. Damit wurde demonstriert, daß neben der Elektrizitätserzeugung auch die Verwendung der nuklearen Energie für die Prozeßwärme möglich ist.

1.2.2 Nachfolge-Anlagen

Aufgrund der positiven Resultate dieser drei Pilot-Anlagen wurde in den USA eine 330 MWe-Anlage gebaut, der sogenannte Fort St.Vrain Reactor.

In der Bundesrepublik Deutschland wurde parallel dazu der THTR-300 errichtet und betrieben.

In Bild 1.2.1 ist der Aufbau des THTR dargestellt.

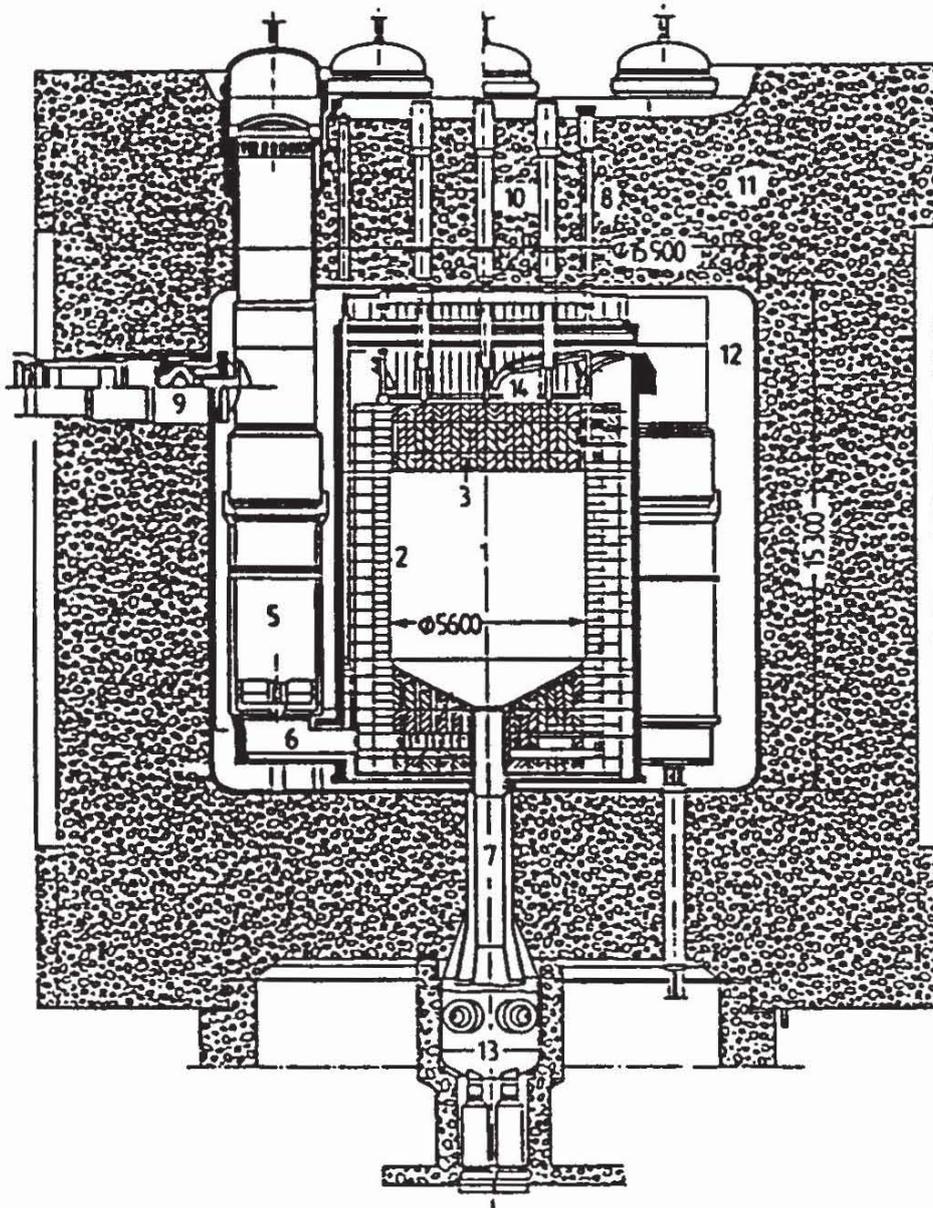


Abb. 1.2.1: Vertikalschnitt durch den THTR-Reaktor:

1. Core, 2. Seitenreflektor, 3. Deckenreflektor, 4. Bodenreflektor, 5. Dampferzeuger, 6. Heißgaskanal, 7. Kugelabzugsrohr, 8. Reflektorstäbe, 9. Gebläse, 10. Corestäbe, 11. Spannbetonbehälter, 12. Liner mit Isolierung und Kühlung, 13. Brennelemententnahmeeinrichtung, 14. Brennelementzugabe

Der Reaktorkern (Core) (1) gebildet aus ca. 600.000 keramischen kugelförmigen Brennelementen hoher Hitzebeständigkeit ist von den Graphitreflektoren (2), (3) und (4) umgeben. Seitlich zum Reaktor sind 6 Dampferzeuger angeordnet (6). Die Brennelemente werden kontinuierlich während des Betriebes oben in den Reaktorkern (14) zugegeben und durch das Kugelabzugsrohr (7) und durch die Brennelemententnahmeeinrichtung entnommen (13). Das Wärmeübertragungsmittel Helium unter einem Druck von 40 bar durchströmt den Reaktorkern und wird auf 750 °C erhitzt. Es gelangt durch 6 Heißgaskanäle (6) in die Dampferzeuger (5) Es wird dort auf 270 °C abgekühlt und von den Gebläsen (9) wieder zum oberen Teil des Reaktors zurückgefördert, wobei es die seitlichen Teile des Reaktors abkühlt. Der Reaktor wird mit Absorberstäben (8) und (10) teils im Reflektor, teils in der Kugelschüttung beweglich, geregelt bzw. abgeschaltet. Das gesamte System wird von einem Spannbetonbehälter (11) eingeschlossen, der nach innen hin isoliert (12) und mit Wasserrohren im Beton gekühlt wird.

Beide Anlagen, der THTR und der Fort St.Vrain Reactor, zeigten die Realisierungsmöglichkeit von Hochtemperaturreaktoren in einer Leistungsstufe von 300 MWe bis 550 MWe. Die physikalischen und technischen Auslegungen des Reaktorkerns und seiner Hilfseinrichtungen wurden bei der Inbetriebnahme bestätigt. Insbesondere ergab sich, ähnlich wie bei dem Betrieb des AVR-Reaktors, ein extrem niedriger Radioaktivitätspegel im Primärkreislauf.

Neben diesen positiven Ergebnissen gab es erwartungsgemäß auch einige prototypspezifische Erkenntnisse, wie z.B. beim THTR: Die aus Sonderbedingungen während der Inbetriebnahmephase resultierende erhöhte Kugelbruchrate, eine anfänglich unzureichende Beschickungsrate bei hohem Kühlgasdurchsatz und eine Beschädigung an einigen Befestigungselementen der Wärmeisolierung in den Heißgaskanälen. Diese Mängel sind zwischenzeitlich entweder behoben worden oder beeinträchtigen den ordnungsgemäßen Betrieb des THTR nicht.

Im Sommer 1989 wurde durch den Betreiber und der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen die Stilllegung des THTR beschlossen, obwohl nach gründlichen Untersuchungen der Sachverständigen und nach der Beurteilung der Reaktor-Sicherheitskommission der Weiterbetrieb des THTR empfohlen wurde. Es liegen keine sicherheitstechnischen und keine wesentlichen betriebstechnischen Bedenken nach diesen Urteilen vor. Es wurde allerdings eine jährliche Inspektion der Befestigungselemente der Wärmeisolierung in den Helium-Heißgaskanälen gefordert.

Der bisher durchgeführte Betrieb erbrachte die notwendigen Erkenntnisse der THTR-Technik, die für die Markteinführung dieses Reaktortyps bis zu einer Leistung von 500 MWel erforderlich sind. Es ist bedauerlich, daß die Langzeiterprobung des Reaktorsystems durch den Stilllegungsbeschluß nicht durchgeführt werden konnte.

1.2.3 Besondere Merkmale der Hochtemperaturreaktoren

Aus der Physik der Hochtemperaturreaktoren ergibt sich eine kleine Leistungsdichte. Der Reaktorkern ist daher relativ groß und hat eine sehr große Wärmekapazität. Die letztere ist eine solide Basis für hohe Sicherheit. Bei den Anlagen Fort St.Vrain und THTR wurde ein Spannbetonbehälter mit Berstsicherheit angewendet, der Luftzutritt nach Druckentlastung ausreichend verhindert.

Die keramischen Materialien bedeuten für den Reaktorkern des Hochtemperaturreaktors eine hohe Temperaturbeständigkeit und eine hohe Rückhaltefähigkeit für Spaltprodukte. Auch in hypothetischen Störfällen ist keine Kernschmelze möglich. Die Leistungsdichte und Geometrie der Reaktorkerne können so gewählt werden, daß die radioaktiven Spaltprodukte auch bei Störfällen mit Aufheizen des Reaktorkerns in den Brennelementen zurückgehalten werden. Die großen Massen des Graphitreflektors haben darüber hinaus eine hohe Rückhaltefähigkeit für radioaktive Spaltprodukte. Im übrigen steht bei diesen Störfällen eine Eingriffszeit von acht bis 10 Stunden zur Verfügung, die ausreicht, um evtl. auftretendes Nichtfunktionieren der Komponenten, z.B. Filter, von Hand zu korrigieren.

1.2.4 Projekte und Angebote der Industrie

Aufgrund der erfolgreichen Erprobung der bisherigen Pilot-Anlagen und der Reaktoren im mittleren Leistungsbereich bieten Firmen in den USA und der Bundesrepublik Deutschland HTR-Nachfolgeanlagen an.

Dazu gehören Hochtemperaturreaktoren in modularer Bauweise in kleineren Einheiten. Diese sind Nachfolger des AVR. Der Aufbau dieses Reaktortyps ist in Bild 1.2.2 dargestellt.

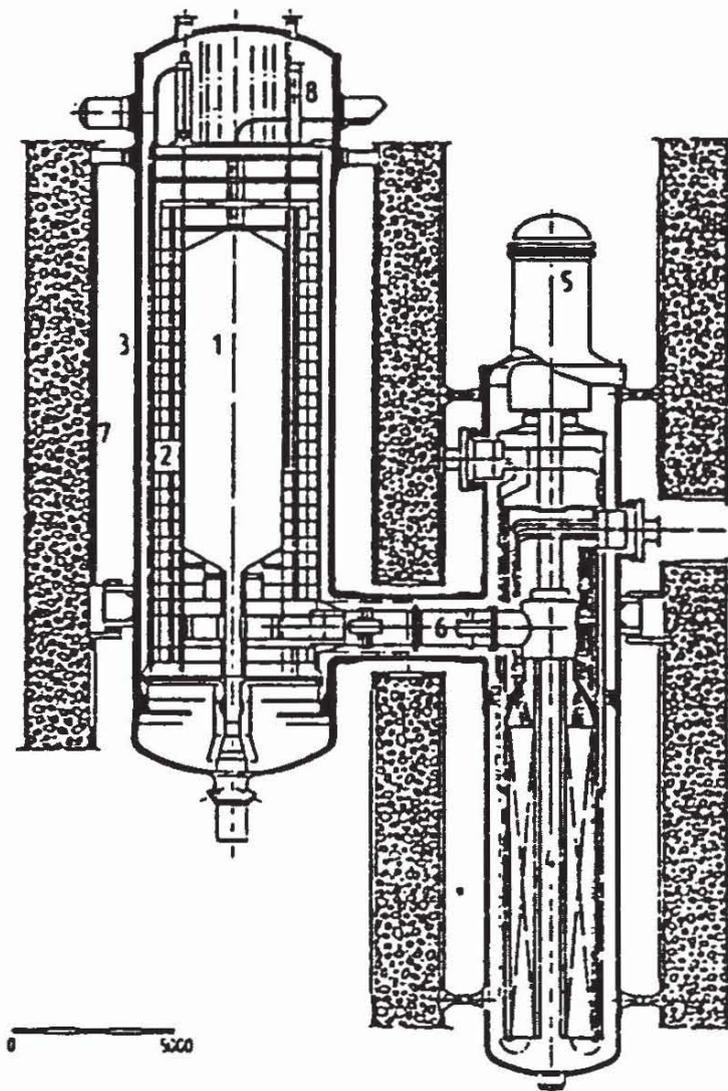


Abb. 1.2.2: Modul-Reaktor (Vertikalschnitt):
 1. Core, 2. Coreeinbauten, 3. Reaktordruckbehälter, 4. Dampferzeuger, 5. Gebläse, 6. Koaxialleitung, 7. Flächenkühlsystem, 8. Abschaltstabantrieb

Der Reaktorkern (1) besteht aus einer Schüttung von ca. 400.000 kugelförmigen keramischen Brennelementen in einem Graphitreflektor (2). Die Brennelemente werden während des Betriebes kontinuierlich im oberen Teil des Reaktors zugegeben und im unteren Bereich entsprechend abgezogen. Als Wärmeübertragungsmittel dient korrosionsfreies Helium unter 60 bar, das von oben nach unten durch die Kugelschüttung strömt. Dabei erfolgt eine Aufheizung auf eine Temperatur von 700 °C. Durch eine Koax-Leitung (6) wird im Innern heißes Helium vom Reaktor zum Dampferzeuger geführt und andererseits abgekühltes Helium vom Dampferzeuger durch ein äußeres Rohr zum Reaktor zurückgeführt, wo es im Graphitreflektor zu dem oberen Teil des Reaktors geleitet wird. Das System ist in einem Druckbehälter (3) eingeschlossen. Seitlich ist ein Dampferzeuger (4) mit einem Umwälzgebläse angeordnet. Zwischen dem Druckbehälter (3) und dem Abschirmbeton befindet sich ein wassergekühltes Flächenkühlsystem. Der Reaktor wird durch die Abschaltstäbe mit oben angeordnetem Antrieb (8) geregelt und abgeschaltet.

Die Leistung dieser Module liegt im Bereich von 200 MWth bis 300 MWth und entspricht so einer elektrischen Leistung von 80 MW bis 140 MW. Größere Kernkraftwerke können durch Zusammenschalten einer Anzahl von Modulen realisiert werden, die eine gemeinsame Turbine mit Dampf beliefern. So können Kraftwerke im Bereiche von 160 MWe bis 500 MWe und mehr realisiert werden. Durch den langjährigen Betrieb des AVR wurde bewiesen, daß in diesen Reaktoren in Störfällen die Kettenreaktion selbsttätig abgebrochen wird und die Abführung der Nachzerfallswärme selbsttätig erfolgt. Die Korrosion der Brennelemente beim Eintritt von Dampf und Luft bei hypothetischen Störfällen, wird durch berstssichere Behälter bzw. durch eine Begrenzung der Wasser- und Dampfzufuhr auf tolerable Werte begrenzt. Ein Austritt gefährlicher Mengen von radioaktiven Stoffen kann so ausgeschlossen werden.

In der Bundesrepublik Deutschland wird ein HTR mit einer Leistung von 500 MWe angeboten. Dieses Reaktorkonzept entspricht einer Vergrößerung des THTR um ca. 80 %. Es verwendet, ebenso wie

der THTR, einen Spannbetonbehälter. Die technische Realisierung baut im wesentlichen auf die Erfahrung des THTR auf.

In Japan wird der sogenannte HTTR gebaut. Dieser dient als ein Testreaktor für hohe Temperaturen zur Anwendung der nuklearen Prozeßwärme.

In der Sowjetunion sowie in der VR China gibt es seit einigen Jahren parallel laufende Entwicklungsprogramme für den HTR, die sich im wesentlichen an die Entwicklungsarbeiten in der Bundesrepublik Deutschland anschließen. Verhandlungen über den Bau einer ersten Anlage in der Sowjetunion mit deutschen Industriefirmen haben ein konkretes Stadium erreicht.

Alle beschriebenen Konzepte verwenden niedrig-angereichertes Uran. Der Brennstoff wird soweit ausgenutzt und das erzeugte Plutonium soweit abgebaut, daß eine Wiederaufarbeitung nicht sinnvoll ist. Die Brennelemente werden nach einer Zwischenaufbewahrungszeit und nach einer einfachen Konditionierung direkt ins Endlager verbracht.

1.2.5 Entwicklungstendenzen

Die weitere Entwicklung des Hochtemperaturreaktors ist auf mehr Wirtschaftlichkeit und noch mehr Sicherheit gerichtet. In dieser Hinsicht zeichnen sich große Vorteile eines neuartigen korrosionsgeschützten Brennelements ab. Die kugelförmigen Brennelemente werden mit einer Schicht aus Siliziumkarbid ausgestattet und sind dann widerstandsfähig gegenüber Dampf, Wasser und Luft. Es wurde nachgewiesen, daß bis 1600 °C keine Korrosion durch Luft erfolgt. Das bedeutet eine einfachere Beherrschung der Störfälle beim Eindringen von Luft und Dampf in das Reaktorsystem.

Die sicherheitstechnischen Anforderungen, nämlich Beherrschung der Kettenreaktion, Abfuhr der Nachzerfallswärme und die Beherrschung der Korrosion durch Dampf und Luft können dann selbsttätig erfüllt werden.

Die Beherrschung der Kettenreaktion geschieht durch den negativen Temperaturkoeffizienten der Reaktivität. Aus physikalischen Ursachen verarmt die nukleare Kettenreaktion bei Temperaturerhöhung. Der Reaktor wird beim Überschreiten einer zulässigen Grenztemperatur unterkritisch, d.h. er schaltet sich ohne Hilfsmittel selbsttätig ab.

Beim Versagen der Kühlung steigt die Temperatur des Reaktors als Folge der Nachzerfallswärme der vorliegenden radioaktiven Stoffe an. Dieser Anstieg erfolgt jedoch wegen der hohen Wärmekapazität der Brennelemente langsam (in acht bis 10 Stunden). Außerdem wird in allen Fällen die Nachzerfallswärme durch Wärmeleitung soweit abgeführt, daß eine Temperatur von 1600 °C auch an der heißesten Stelle des Reaktors nicht überschritten wird (weniger als 1 % der Brennelemente können den Temperaturbereich von 1500 °C bis 1600 °C in etwa 30 Stunden erreichen). Danach fällt die Temperatur wieder ab. Es ist experimentell nachgewiesen, daß auch bei dieser Temperatur die radioaktiven Stoffe in den Brennelementen zurückgehalten werden. Damit wird eine Freisetzung von radioaktiven Stoffen ausgeschlossen.

Die Zerstörung der Brennelemente durch Korrosion wird durch den genannten und beschriebenen Überzug aus Siliziumkarbid ausgeschlossen.

Damit sind alle Störfallmöglichkeiten und ihre Folgen beim HTR soweit beherrschbar, daß eine Gefährdung der Umgebung in allen Fällen vermieden werden kann.

Komponenten und Eingriffe des Betriebspersonals für die Gewährleistung der Sicherheit sind nicht nötig. Lediglich Formbeständigkeit des Reaktorkerns ist bei den Störfällen erforderlich, die durch die Behälter gegeben ist.

Die schon sehr geringe Kontamination des Primärkreises des HTR wird auf vernachlässigbar kleine Werte reduziert, so daß die Zugänglichkeit der Anlage weiter erleichtert wird.

Damit wird später auch die direkte Verbindung eines Hochtemperaturreaktors mit einer Gasturbine möglich sein. Dieses System ist das einfachste und billigste Kernkraftwerk, wenn man berücksichtigt, daß die Abwärme in diesem Falle praktisch ohne Einbuße der Stromerzeugung für die Fernwärme genutzt werden kann. Für die Minderung der CO₂-Emission bedeutet dies, daß diese Anlage eine Doppelfunktion erfüllen kann, nämlich die Lieferung von Strom und Fernwärme.

Die Vereinfachungen, vor allem der Wegfall spezieller Sicherheitskomponenten, bedeuten ganz allgemein eine Reduzierung der Kosten, insbesondere der Anlagekosten. Der überwiegende Teil der Anlagen kann in dieser Konzeption nach Regeln des Maschinenbaus der chemischen Verfahrenstechnik realisiert werden, die nach heutigen Erfahrungen gegenüber dem sonst erforderlichen Standard der nuklearen Anlagenteile wesentlich kostengünstiger ist. Die mögliche künftige Kostenreduzierung wird auf 20 bis 30 % geschätzt.

1.2.6 Die Bedeutung des Hochtemperaturreaktors für die CO₂-Minderung

Für die Minderung der CO₂-Abgabe der Weltenergiewirtschaft hat der HTR eine grundsätzliche Bedeutung. Dieses weltweite Problem kann nur durch eine einfache Technik mit breiter Anwendungspalette und unter Ausschluß von nuklearen Unfällen gelöst werden, so daß eine Freisetzung von Radioaktivität unmöglich wird.

Ein Einsatzbereich des HTR ist die Stromerzeugung. Besonders für kleinere Einheiten unter 600 MWe herunter bis zu 160 MWe, wie sie für viele Schwellen- und Entwicklungsländer gefordert werden, ist der Einsatz des Modul-Konzeptes wirtschaftlich günstig, insbesondere beim späteren Einsatz von direkt gekoppelten Gasturbinen.

Die Kraft/Wärme-Kopplung, eine der wirksamsten Techniken zur weltweiten CO₂-Minderung, ist wegen passender Leistungsgröße und wegen der Unbedenklichkeit von Standorten in der Nähe von

Stadtsiedlungen am besten durch den HTR-Modul zu realisieren. Dasselbe gilt für Industriedampf, z.B. für die chemische Industrie.

Die in den nächsten Jahrzehnten interessante Gewinnung von tertiärem Öl mit Hilfe von Dampfpluten, setzt solche technischen Bedingungen voraus, die nuklear nur durch den HTR erfüllt werden können. Die Umwandlung von fossilen Energierohstoffen zu umweltfreundlichen Brennstoffen und Treibstoffen, z.B. die Gewinnung von Methanol aus Erdgas und Kohle, unter der Bedingung einer strikten CO₂-Minderung, wird nur durch den HTR möglich sein. Besonders interessant ist die Umwandlung von Erdgas in Wasserstoff für eine spätere Wasserstofftechnik. Für diesen Prozeß ergibt sich die günstigste CO₂-Bilanz bei der künftigen Verwendung von fossilen Brennstoffen.

1.3 Schneller Brutreaktor

1.3.1 Zweck der mit schnellen Neutronen arbeitenden Reaktoren

Der natürliche Energierohstoff der Kernkraftwerke, das Uran, wird von den bisherigen Anlagen nur zu etwa 1 % ausgenutzt. Die aus heutiger Sicht kostengünstigen gewinnbaren Uranvorkommen der westlichen Welt werden grob auf etwa 5 Mio t Uran geschätzt /1/. Diese Menge würde beim bisherigen Nutzungsgrad für den 30-jährigen Betrieb von etwa 1000 großen Kernkraftwerksblöcken vom Typ Leichtwasserreaktor (LWR) ausreichen. Bereits jetzt ist nahezu die Hälfte dieser Zahl im Betrieb oder im Bau. Längerfristig sind somit eine Verknappung und wesentliche Verteuerung des Urans zu erwarten, sofern die Kernenergie nicht weltweit nur als Übergangslösung des Energieproblems benutzt wird.

Mit "schnellen" (nicht abgebremsten) Neutronen arbeitende Brutreaktoren ("Schnelle Brüter") in Verbindung mit chemischen Wiederaufarbeitungsanlagen können dagegen das Natururan bis zu über 60 % für die Energieerzeugung ausnutzen /2,3/. Hierdurch lassen sich die Uranvorkommen der Welt auf Jahrhunderte oder Jahrtausende strecken. Außerdem können wegen der 60-fach besseren Ausnutzung zusätzlich weniger ergiebige Vorkommen ausgenutzt werden. Die in Betracht kommenden Vorräte sind dann praktisch unbegrenzt, zumal Uran ebenso wie Thorium nicht zu den seltenen Elementen gehört. Der heute erreichte Entwicklungsstand der Brutreaktoren ist weltweit durch den Betrieb von 12 Versuchs-, Prototyp- bzw. Großbrüter-Kernkraftwerken gekennzeichnet /4,5,6/. Die Weiterentwicklung dieser Reaktorlinie in den kommenden Jahren läßt es daher technisch möglich erscheinen, daß in etwa 50 Jahren, d.h. rechtzeitig, der Effekt der sparsamen Urannutzung fühlbar wird.

Der drastisch erhöhte Nutzungsgrad des Natururans im Falle von Brütern läßt sich kurz folgendermaßen erklären /7/. Natururan besteht aus einem Gemisch von zwei Uran-Isotopen:

- Hauptbestandteil ist mit 99,3 % das schwer spaltbare Isotop U-238,
- unmittelbar für die Energieerzeugung nutzbar ist das mit 0,7 % im Natururan enthaltene spaltbare Isotop U-235.

Die z. Zt. betriebenen Kernkraftwerke, z.B. LWR, nutzen im wesentlichen nur den kleinen Anteil an U-235. Ein Brüttersystem dagegen kann durch Erbrüten und Rezyklieren des spaltbaren Schwermetalls Plutonium weitgehend auch das schwer spaltbare U-238 für die Energieerzeugung erschließen (Abb. 1.3.1).

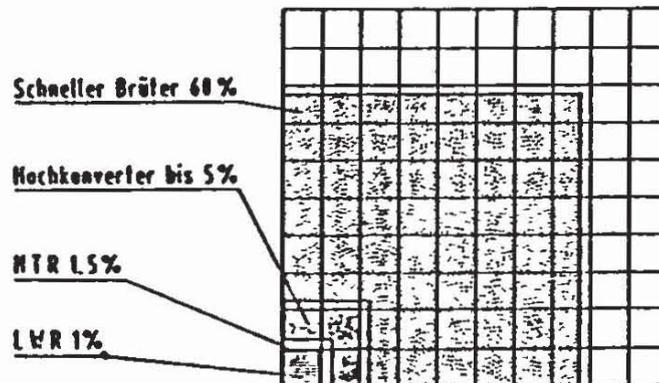


Abb. 1.3.1: Uranausnutzung bei verschiedenen Reaktortypen (Quelle: KfK)

Zum einen setzt der Brüter also Energie frei - wie auch ein LWR -, indem er Atomkernspaltungen auslöst. Zum anderen erzeugt er in erhöhtem Maße den Kernbrennstoff Plutonium aus dem bisher nahezu nutzlosen Uran-238, das bereits heute zu hunderttausenden von Tonnen "wertlos" auf den Abraumhalten der Anreicherungsanlagen liegt.

Wegen des großen möglichen Beitrags dieses fortgeschrittenen Reaktortyps für die Deckung des Weltenergiebedarfs beteiligen sich alle größeren Industriestaaten der Welt an seiner Entwicklung. An erster Stelle stehen dabei heute Frankreich und die Sowjetunion, die u.a. bereits Brüterkraftwerke mit 1200 bzw. 600 MW elektrischer Leistung in Betrieb haben.

Man muß hier im Auge behalten, daß der Effekt der Uran-Ressourcenschonung nicht bereits von dem Zeitpunkt an wirksam wird, zu dem der kommerzielle Brüttereinsatz beginnt, sondern erst nach einigen Jahrzehnten des Betriebs von Brüter-Kraftwerken anstelle zahlreicher thermischer Reaktoren. Ein Brüter benötigt nämlich - je nach Auslegung des Reaktorkerns - einen Zeitraum in der Größenordnung von Jahrzehnten, um einen Überschuß an Spaltstoff zu erbrüten, der einer Verdopplung seines ursprünglichen Spaltstoffinventars mengenmäßig entspricht.

1.3.2 Die Funktionsweise des Brütlers

Das Funktionsprinzip des Brütlers ähnelt qualitativ dem von LWR-Kernkraftwerken: Die nukleare Kettenreaktion löst Kernspaltungen im Reaktorkern aus, wodurch Wärme entsteht. Diese bringt Wasser zum Verdampfen; der Dampf treibt wie bei konventionellen Kraftwerken einen Turbogenerator, der schließlich Stromenergie erzeugt. Im Detail gibt es jedoch erhebliche Unterschiede zwischen den Reaktortypen, vor allem im Aufbau des Reaktorkerns und des Wärmeübertragungssystems.

Der Reaktorkern des Brütlers besteht aus der Spaltzone, die sich zu etwa 20 % aus PuO_2 und zu 80 % aus UO_2 zusammensetzt, und aus Brutzonen, die sich aus natürlichem oder (bzgl. Gehalt an U-235) abgereichertem UO_2 zusammensetzen. Vor allem in ihnen wird über Neutronenabsorption durch U-238 neues Plutonium erzeugt. Dieses wird nach seiner Abtrennung in Wiederaufarbeitungsanlagen zu neuen Brennstäben verarbeitet und wieder der Spaltzone zugeführt. Der Reaktorkern ist aus mehreren hundert hexagonalen Brennelementen aufgebaut, von denen jedes etwa 100 - 200 Brennstäbe von etwa Bleistiftstärke besitzt. In diesen Stäben befindet sich, in gasdicht verschweißten Hüllrohren, der Brennstoff in Tablettenform.

Die in Brütern gegenüber LWR verstärkte Pu-Erzeugung wird durch Verzicht auf den zur Neutronen-Abbremsung dienenden Moderator (Wasser) erreicht. Kommt es zur Auslösung einer Kernspaltung durch ein schnelles Neutron, so läuft dieser Prozeß, anschaulich gesprochen, heftiger ab als im Falle thermischer (abgebremster) Neutronen; es steht mehr Energie für die Neutronenemission aus dem gespaltenen Kern zur Verfügung. Die Zahl der bei einer Spaltung freigesetzten Neutronen ist hier größer als z.B. in LWR; dadurch kann mehr Plutonium aus U-238 erbrütet werden. Von "Schnellen" Brütern spricht man wegen der unmittelbaren Verwendung der schnellen Neutronen.

Der zur Erreichung einer genügend hohen Brutrate erforderliche Verzicht auf Abbremsung der Neutronen wird vor allem durch Wahl eines geeigneten Wärmeübertragungsmittels bewirkt. Bei allen Brütern der Welt hat sich dafür flüssiges Natrium durchgesetzt. Die Verwendung von Natrium als Kühlmittel führt zu charakteristischen Unterschieden im Wärmeübertragungssystem einer Brüteranlage gegenüber LWR-Kraftwerken: Während der Siedewasserreaktor mit einem Kreislaufsystem auskommt, der Druckwasserreaktor mit zweien,

benötigt der Schnelle Brüter deren drei. Davon werden zwei mit dem Kühlmittel flüssiges Natrium, eines mit Wasserdampf betrieben (Abb. 1.3.2).

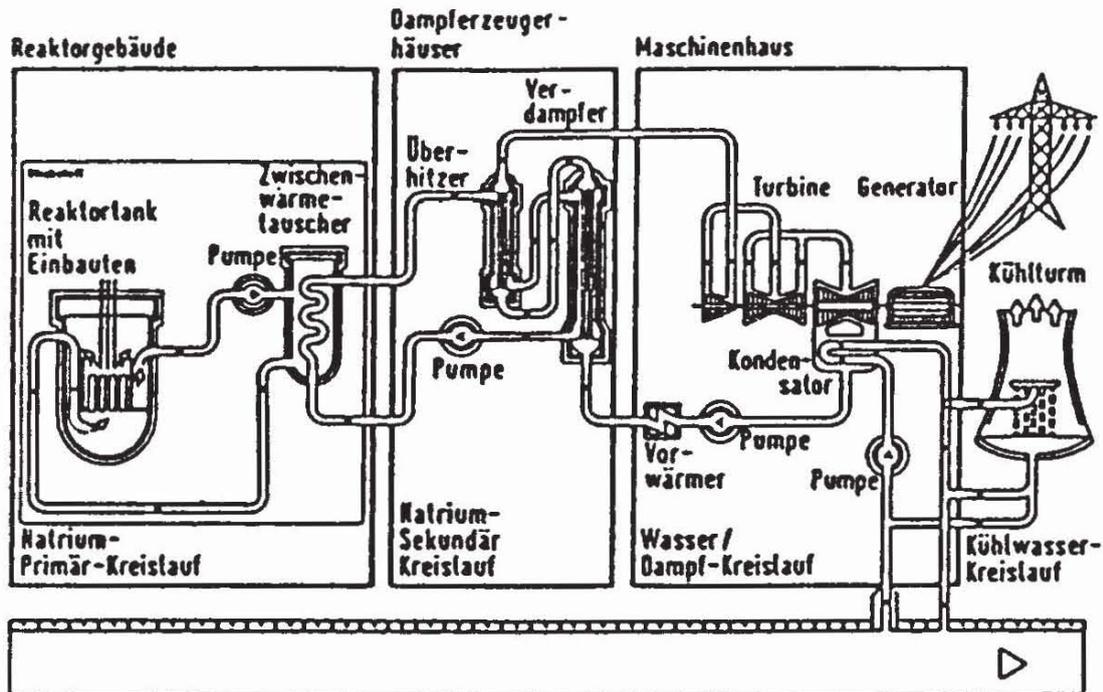


Abb. 1.3.2: Kreislaufschema eines natriumgekühlten Brutreaktor-Kraftwerks (Loop-Version, ähnlich SNR 300), (Quelle: Interatom)

Natrium hat hervorragende Wärmeübertragungseigenschaften und erfordert keinen wesentlichen Betriebsdruck. Sein Schmelzpunkt liegt nahe 100°C , sein Siedepunkt unter normalem Druck bei nahe 900°C . Es wird beim Durchströmen eines Brutreaktorkerns von etwa 370°C auf etwa 540°C aufgeheizt. Diese relativ hohe Temperatur ermöglicht einen thermodynamischen Wirkungsgrad der Anlage von etwa 40 %; es kann also ein ähnlich hoher Anteil der erzeugten Wärme in elektrische Energie umgewandelt werden wie in einem Kohlekraftwerk. Der LWR-Wirkungsgrad erreicht dagegen höchstens 33 %.

Das "primäre" Natrium, das im Reaktorkern zwischen den Brenn- und Brutstäben aufgeheizt worden ist, gibt seine Wärme zunächst über Zwischenwärmetauscher an Natrium in "sekundären" Kreisläufen ab, und erst das sekundäre Natrium heizt die Dampferzeuger. Dieses aufwendige Konzept wird aus Sicherheitsgründen gewählt.

Für die Anordnung der Komponenten im Primär-Natriumsystem gibt es grundsätzlich zwei Konfigurationen: die Pool- und die Loop-Version /9/. In beiden Fällen benötigt man u.a. Reaktorkern, Pumpen und Zwischenwärmetauscher. Im Falle der Pool-Version befinden sich Pumpen und Zwischenwärmetauscher zusammen mit dem Reaktorkern integriert im Reaktortank; bei der Loop-Version sind sie außerhalb des Tanks angeordnet (Abb. 1.3.3). Für das deutsch-belgisch-niederländische Brüterkraftwerk SNR 300 in Kalkar ist die Loop-Anordnung gewählt worden, und Japan baut seinen Brüter-Prototyp "Monju" nach Kalkar-Vorbild. Demgegenüber verfolgen Frankreich, England und die Sowjetunion das Pool-Prinzip. Eine fundierte Entscheidung darüber, welches System sicherer und wirtschaftlicher ist, erscheint aus heutiger Sicht noch nicht möglich. Für den geplanten European Fast Reactor (s.u.) ist die Pool-Anordnung vorgesehen.

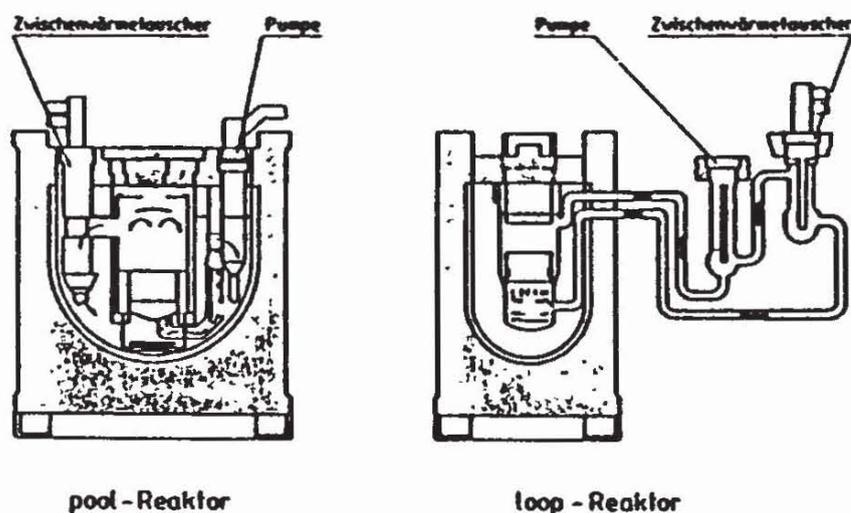


Abb. 1.3.3: Komponentenanordnung bei Pool- und Loop-Brutreaktoren
(Quelle: KfK)

1.3.3 Weltweite Bau- und Betriebserfahrungen mit Brüttern (Vgl. /10/ und Abb. 1.3.4)

An der Schnellbrüterentwicklung beteiligen sich zahlreiche Industriestaaten, darunter die Bundesrepublik (gemeinsam mit Belgien und den Niederlanden) seit den 60er-Jahren. 1977 bzw. 1989 sind Verträge abgeschlossen worden, die zu einer weitgehenden Integration der deutschen mit den französischen und britischen Schnellbrüterarbeiten führen - sowohl auf der Ebene der

Kernforschungszentren und der Herstellerindustrie als auch der Stromversorgungsunternehmen. Eine Abstimmung der Brüterarbeiten im gesamten westeuropäischen Bereich wird seit 1985 vorgenommen /11,12/. Seit 1988 wird gemeinsam an dem Entwurf eines 1500 MWe European Fast Reactor gearbeitet. Auf Einzelgebieten besteht Kenntnisaustausch mit den USA, Japan, der Sowjetunion und Indien. Das erste deutsche Versuchs-Kernkraftwerk mit natriumgekühltem Schnellen Reaktor ging 1978 auf dem Gelände des Kernforschungszentrum Karlsruhe in Betrieb: die KNK II mit 20 MW elektrischer Leistung. Bei Kalkar am Niederrhein wurde 1973 - 1986 das Brüterprototyp-Kraftwerk SNR 300 mit 300 MWe errichtet /12,13,14/. Die Genehmigungen für die Einlagerung der Brennelemente und den Betrieb der Anlage stoßen in Nordrhein-Westfalen seit Jahren auf Schwierigkeiten, obwohl u.a. die Reaktorsicherheitskommission und ein vom Bundesforschungsministerium in Auftrag gegebenes Gutachten der Motor-Columbus-Ingenieurunternehmung AG für den SNR votiert haben.

In Frankreich, Großbritannien und der Sowjetunion erzeugen die Prototypen Phénix, PFR und BN-350 seit etwa 15 Jahren Energie. Der BN-350 liefert nicht nur Strom ins Netz, sondern benutzt einen Teil seiner Wärme unmittelbar zur Entsalzung von täglich 80 000 t Wasser des Kaspischen Meeres. Der sowjetische BN-600 ist seit 1980 ohne größere Störungen in Betrieb, für den BN-800 wird an demselben Standort der Bau vorbereitet. Der Demonstrationsbrüter Superphénix mit 1200 MWe Leistung war 1973 gemeinsam von Elektrizitätsversorgungsunternehmen Frankreichs, Italiens, Deutschlands, Belgiens und der Niederlande in Auftrag gegeben worden. Superphénix erlitt im März 1987 einen beträchtlichen Schaden am Brennelementlagertank, ist seit April 1989 aber wieder am Netz.

Etlliche Versuchsbrüter sind in der Sowjetunion, den USA sowie in Japan seit Jahren erfolgreich in Betrieb und liefern wertvolle Erfahrungen für die weitere Planung. Besonders erwähnenswert erscheint der bereits seit 1964 laufende EBR-II, dessen Ergebnisse die Basis für amerikanische Modulanlagen mit neuem metallischem Brennstoff bilden /4,15,16,17/.

Allgemein zeigen bisherige Erfahrungen aus über 200 Reaktorbetriebsjahren: natriumgekühlte Brüter im Prototypmaßstab sind technisch realisierbar. Insbesondere ist es beim Betrieb von insgesamt über 300 000 Brüterbrennstäben trotz der hohen Belastungen und erreichten Abbrände nur vereinzelt in den

letzten 23 Jahren zu kleinen Schäden gekommen. Erfahrungen aus früheren Brennelementstörfällen waren seinerzeit konstruktiv ausgewertet worden.

Schwierigkeiten sind in den letzten Jahren fast nur außerhalb des Reaktorkerns im nicht-nuklearen Anlagenbereich, insbesondere an Na/Na-Zwischenwärmetauschern, Lagertanks und Dampferzeugern, aufgetreten; sie haben sich als überwindbar erwiesen, z.B. beim britischen PFR, der nach Bruch von 40 Rohren in einem Überhitzer wieder in Betrieb ist. Erfahrungsgemäß lassen sich Schäden beim Kraftwerksbetrieb weitgehend vermeiden, wenn man Großkomponenten vor der eigentlichen Inbetriebnahme zunächst außerhalb des Kernkraftwerks testet. Hierzu lieferten die großen industriellen Versuchsstände, z.B. in Bensberg bei Köln und in Hengelo (Niederlande), wo Komponenten in voller Größe durch Dauertests mit Natrium für den SNR 300 erprobt wurden, wesentliche Beiträge. Diese Testserien haben gezeigt, wie wichtig strenge Qualitätskontrollen für die Tausende von Schweißstellen z.B. an Dampferzeugern sind, damit Na-Wasser-Reaktionen in ihnen vermieden werden.

Land	Anlage	Leistung	In Betrieb seit	Pool/Loop
F	RAPSODIE PHENIX SUPERPHENIX	40 MWth 250 MWe 1200 MWe	1967 (-1982) 1974 1986	L P P
GB	DFR PFR	15 MWe 250 MWe	1959 (-1977) 1975	L P
SU	BR5/BR10 BOR 60 BN 350 BN 600 BN 800	5/10 MWth 60 MWth 125 MWe 600 MWe 800 MWe	1959 1970 1975 1980 1995 †	L L L P P
USA	EBR-II FFTF	20 MWe 400 MWth	1964 1980	P L
D D/B/NL	KNK II SNR 300	20 MWe 300 MWe	1979 ?	L L
J	JOYO MONJU	100 MWth 300 MWe	1978 1992	L L
IND	FBTR	15 MWe	1989	L

Abb. 1.3.4: Schnelle Leistungsreaktoren der Welt; (Quelle: KfK)

Die Auflistung in Abb. 1.3.4 zeigt die neueren Brüteranlagen. Vorausgegangen sind spezielle Versuchsanlagen, wie z.B. SEFOR (USA), wo inhärente Sicherheitseigenschaften demonstriert wurden, sowie der Reaktor EFFBR, in

dem 1966 durch Kühlungsstörungen zwei Brennelemente teilweise schmolzen, und der danach nur noch vorübergehend in Betrieb war. Soweit es sich in der Liste nicht um vollständige Kernkraftwerke handelt, ist dort statt der elektrischen Leistung (MWe) die durch den jeweiligen Reaktor erzeugte Wärmeleistung (MWth) angegeben. In der letzten Spalte der Tabelle wird die Art des Primärsystems (P = Pool-Anordnung, L = Loop-Anordnung, vgl. /9/) angegeben.

Auch die Wiederaufarbeitung von Brüterbrennstoff ist im halbindustriellen Maßstab erprobt. Großbritannien und Frankreich haben bisher insgesamt über 30 t Brüterbrennstoff mit Erfolg wiederaufgearbeitet und größtenteils bereits in ihren Reaktoren rezykliert. Im Vergleich zu LWR-Brennstoff wurden dabei brüterspezifische Probleme wie der erhöhte Abbrand und Pu-Gehalt des Brennstoffs, kurze Abklingzeit, Radiolyse, usw. erfolgreich bewältigt.

1.3.4 Tendenz der USA-Brüterentwicklung

Die Brüterentwicklung in der Welt richtet sich in den letzten Jahren zunehmend auf Kostenreduktion und auf Ausnutzung von Sicherheitsmerkmalen der Natriumkühlung, die ein automatisch stabiles Reaktorverhalten gegenüber Störungen mit sich bringen. Der in den USA seit einigen Jahren bevorzugte Weg zu diesem Ziel unterscheidet sich von der eher "konservativen" Weiterentwicklung in Europa, der Sowjetunion und Japan /15, 16, 17, 18/.

Unter Präsident Carter hatten diese Unterschiede zunächst politische Hintergründe: Carter stoppte 1977 aus Erwägungen gegen die Weiterverbreitung von Kernwaffen die Projekte der Brennstoff-Wiederaufarbeitung und des SNR-ähnlichen Brüterprototyps am Clinch River in Tennessee. Die von Carter selbst initiierte "International Nuclear Fuel Cycle Evaluation" (INFCE), an der sich in den Jahren 1978-1980 Expertengruppen aus über 40 Ländern beteiligten, führte vor allem zu dem Ergebnis, daß es nach dem Stand der Wissenschaft keine alternativen Brennstoffzyklen gibt, auf die man zur Berücksichtigung von Carters Bedenken hätte ausweichen können. Überdies hob die Studie die Bedeutung der Brüter für die effiziente Nutzung des Natururans und damit für die langfristige Energieversorgung der Welt hervor.

Unterdessen haben die F+E-Arbeiten für die Brüter in den USA ihren Fortgang genommen. Ihre Kristallisationspunkte sind der EBR-II, die FFTF sowie

zahlreiche weitere Versuchsanlagen. Das Projekt des Clinch River Breeder Reactor ist jedoch unter Präsident Reagan durch den US-Kongreß im Oktober 1983 endgültig gestoppt worden, und zwar aus Finanzierungsgründen.

Spätestens seit dem LWR-Unfall in Three Mile Island 1979 war es in den USA äußerst schwer geworden, neue Kernkraftwerksprojekte in die Wege zu leiten. Die Akzeptanz durch die Bevölkerung war gesunken, die Genehmigungsverfahren waren komplizierter geworden, und überdies erwiesen sich amerikanische Kernkraftwerke im Durchschnitt als reparaturanfälliger als westeuropäische Anlagen. Damit wuchsen die finanziellen Risiken der in vielen Fällen relativ kleinen amerikanischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). Andererseits gibt es im Gegensatz zu Europa in mehreren westlichen Staaten der USA große kostengünstige Kohlevorkommen.

Diese Situation dürfte der wesentliche Beweggrund der Vereinigten Staaten gewesen sein, zur Verbesserung der Zukunftschancen ihrer Brüterentwicklung teilweise eine neue Richtung zu geben.

Der Übergang zu kleinen Moduleinheiten soll das finanzielle Risiko der amerikanischen EVUs bei der Bestellung eines Kernkraftwerks mindern. Durch Serienbau am Herstellungsort sollen Kosten eingespart und die für die USA charakteristischen Probleme der Einschaltung von "architect engineers" zwischen Herstellern und Betreibern vermieden werden. Von dem speziellen technischen Konzept der Moduleinheiten erhofft man in den USA erhöhte Anlagensicherheit, insbesondere durch Betonung passiver ("inhärenter") Merkmale.

Statt des bisher international bevorzugten Mischoxidbrennstoffs (MOX) will man zu verbessertem metallischem Brennstoff zurückkehren. Dieser hat größere Wärmeleitfähigkeit und geringere Herstellungskosten als MOX, und er erlaubt vor allem eine Wiederaufarbeitung nach einem vom Argonne National Laboratory entwickelten Verfahren. Es ist nach US-Angaben im Vergleich zum Purex-Verfahren viel billiger und ermöglicht einen innerhalb jeder Reaktoranlage integrierten Brennstoffkreislauf. In diesem Zusammenhang weisen die USA auch auf mögliche Vorteile bei der Spaltstoffflußkontrolle zur Verhinderung der Weiterverbreitung von Kernwaffen (Atomwaffensperrvertrag) hin.

Den Zuschlag für die weitere Förderung der Modulbrüter erhielt 1989 der "PRISM" von General Electric /14,15,16,17,18/. PRISM ist für metallischen Brennstoff und eine elektrische Leistung von 138 MW pro Modul konzipiert, vgl. A 4.3. GE hat vom Energieministerium einen 3-Jahres-Auftrag für die Ausarbeitung einer Planungsstudie für diesen Reaktor erhalten.

Die Europäer haben sich seit 1983 mit der Entwicklung in den USA auseinandergesetzt. Die "europäische" Stellungnahme gegenüber der amerikanischen Brüterentwicklung läßt sich etwa folgendermaßen umreißen.

Kleine natriumgekühlte Anlagen haben gegenüber großen zwar den Vorteil, daß die Leistung bei einer plötzlichen Kühlmittelentleerung ("Void") des Reaktors automatisch sinkt. Die für PRISM vorgesehene Nachwärmeabfuhr durch Luft setzt andererseits einen "offenen" Sicherheitseinschluß voraus, für den man in Deutschland aus guten Gründen voraussichtlich keine Genehmigung erhalten würde.

Man hält die Kostendegression zu großen Einheiten hin unter europäischen Bedingungen - Erstellung schlüsselfertiger Anlagen durch den Hersteller - nach wie vor für gegeben.

Der von den USA bevorzugte Plutonium-haltige Metallbrennstoff ist bis zu etwa 15 Prozent Abbrand erprobt. Seine pyrometallurgische Wiederaufarbeitung ist bisher jedoch nur im Labormaßstab untersucht worden. Die Ergebnisse eines langdauernden F+E-Programms für Metallbrennstoff müßten daher abgewartet werden. Andererseits sind mit Mischoxidbrennstoff Abbrände bis mindestens 15 Prozent erreichbar, wie die internationale umfangreiche Erfahrung mit Bestrahlung und Wiederaufarbeitung zeigt.

Auch auf dem Sicherheitsgebiet haben die verschiedenen Brennstoffvarianten Vor- und Nachteile, die sich bisher schwer gegeneinander abwägen lassen. Sie sind verbunden u.a. mit der unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeit und daraus resultierenden Natrium-Temperaturen bei Störfällen, mit Fragen der Eutektikumbildung zwischen Metallbrennstoff und Hüllrohren und mit inhärenten Stabilitätseigenschaften aufgrund des nuklearen "Dopplereffekts" und axialer thermischer Brennstoffausdehnung.

1.3.5 Weiterentwicklung der Brüter

Die internationalen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten richten sich vor allem auf weitere Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit sowie auf eine Senkung der Anlage- und der Betriebskosten der Brüter-KKW und ihres Brennstoffzyklus.

Diesen Zielen dient u.a. eine beträchtliche Verlängerung der Lebensdauer wichtiger Komponenten, insbesondere der Brennelemente, des Reaktortanks und der Dampferzeuger. Beispielhaft seien einige der Alternativen genannt, die sich für die Optimierung künftiger Brennelemente anbieten:

- Während die meisten "Brüter-Länder" der Welt nach wie vor den bewährten Mischoxidbrennstoff UO_2/PuO_2 und dessen Wiederaufarbeitung durch das Purex-Verfahren bevorzugen, haben die USA einen neuen Zr-haltigen metallischen Brennstoff in der Erprobung /18/. Für diesen entwickeln die USA ein Wiederaufbereitungsverfahren, das auf Schmelzflußelektrolyse beruht, und eine relativ einfache Brennstabrefabrikation aufgrund eines Gießverfahrens.
- Es erscheint nicht sicher, daß die heute benutzten Brennstabhüllrohre und Brennelementkästen eine Verdoppelung der bereits erreichten hohen Dosisbelastungen aushalten. Daher werden ferritisch-martensitische Stähle untersucht, die langfristig an die Stelle der heutigen Austenite treten könnten.
- Im Hinblick auf Verschleißerscheinungen infolge Brennstaboszillationen bieten sich neben den in Deutschland und England bisher bevorzugten gitterförmigen Stababstandshaltern als Alternative die französischen Drahtwendel-Abstandshalter an /19,20/.
- Für die räumliche Verteilung von Spalt- und Brutonen im Reaktorkern gibt es verschiedene Möglichkeiten, die auf ihre Vorteile bzgl. Leistungsverteilung und Sicherheitskoeffizienten hin untersucht werden.

Als Alternativen für die Komponenten seien kurz erwähnt

- die bereits beschriebene Anordnung der Primärkomponenten in Pool- oder Loop-Bauweise,
- evtl. Übergang zu einem völlig "passiven" Nachwärmeabfuhrsystem aufgrund von Na-Naturumlauf,
- für spezielle Zwecke elektromagnetische anstelle von Kreiselpumpen für Natrium,

- beträchtliche Materialeinsparung durch künftig kompaktere Bauweise in Verbindung mit neuartigen Dehnungskompensatoren, die kürzere Rohrleitungen ermöglichen,
- Geradrohr- anstelle aufwendigerer Wendelrohr-Dampferzeuger.

Die - wirtschaftlich wichtige - hohe Verfügbarkeit eines Brütters hängt auch wesentlich davon ab, daß beginnende Schäden frühzeitig lokalisiert und behoben werden können. Dies gilt insbesondere für Brennelementdefekte und für Dampferzeuger-Leckagen. Einige der zu diesem Zweck fortentwickelten Verfahren werden in Abschnitt A.4.3 im Hinblick auf ihre Sicherheitsrelevanz behandelt.

Vor allem in Japan wird eine weitere denkbare Nutzanwendung der Schnellen Reaktoren untersucht. In ihnen lassen sich langlebige Aktiniden wie Np-237, Am-241 und Am-243 umwandeln bzw. verbrauchen. Hierdurch ließe sich die Radiotoxizität der endzulagernden hochaktiven Abfälle, soweit sie auf Alphastrahlung zurückzuführen ist, etwa um den Faktor 200 reduzieren /8/. Voraussetzung wäre eine möglichst vollständige chemische Abtrennung jener Aktiniden von den Spaltprodukten des ausgedienten Kernbrennstoffs und eine fernbediente Refabrikationstechnik für die aktinidenhaltigen Brennelemente.

1.3.6 Literatur

- /1/ Uranium - Resources, Production and Demand. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the IAEA, OECD, Paris, 1988
- /2/ Waltar, A.E., Reynolds, A.B.: Fast Breeder Reactors. New York: Pergamon Press, 1981
- /3/ Kessler, G.: Nuclear Fission Reactors - Potential Role and Risks of Converters and Breeders. J. Springer Verl., Wien, New York 1983
- /4/ Marth, W.: New Fast Breeder Developments. Kerntechnik Vol. 54 (1989), im Druck
- /5/ Hüper, R.: Brutreaktoren werden in der Welt weiterentwickelt. Elektrizitätswirtschaft, Heft 24/1989
- /6/ Status of Liquid Metal Cooled Fast Breeder Reactors. Technical Reports Series No. 246, International Atomic Energy Agency, Wien, 1985,
- /7/ Michaelis, H.: Handbuch der Kernenergie - Ein Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik. ECON Verl., Düsseldorf, Wien 1986
- /8/ Koch, L.: Transuranium Element Fuel Cycle in LWR-FR Symbiosis. Fifth Int. Conf. on Emerging Nucl. Energy Systems, Karlsruhe, 3 - 6 July 1989
- /9/ Brandstetter, A.: Die Pool- und Loopbauweise als Primärkreis-Anordnung bei natriumgekühlten Schnellbrütern. Energiewirtschaftl. Tagesfr. Jg. 31 (1981) S. 898 - 903
- /10/ Broomfield, A.M., Gelee, M., Gregory, C.V., Klemme, B., Koop, W., Schmitt, P.:
 Operating experience from European fast reactors
 Jahrestagung Kerntechnik '88
 Fachsitzung "Das Europäische F+E-Programm zum SBR"
 DAtF, Bonn, Juni 1988, S. 47 - 59
 Vergl. auch diverse internationale Beiträge unter

Sessions 2 and 14 "Operating Experience", der intern. Konferenz Fast Breeder Systems, Experience Gained and Path to Economical Power Generation, Richland, Wash. USA, Sept. 13 - 17, 1987
und des Symposiums Fast Breeder Reactors: Experience and Trends, Lyon 22 - 26 July 1985 (IAEA Wien 1986)

- /11/ Cicognani, G., Broomfield, A.M., Lallement, R., Marth, W.: The European Breeder Programme. Fast Breeder Systems. Internat. Conf. Richland, Wash., USA, Sept. 13 - 17, 1987, S. 1.2-1 bis 1.2-8
- /12/ Wirtz, K. (ed.): Nuclear Power Plant Kalkar (SNR 300). Reprints from Nucl. Technol. Vol. 78 No. 3 (Sept. 1987), S. 227 - 294
- /13/ Köberlein, K.: Ursachen der Kostensteigerung und Verzögerung beim SNR 300 (Nach der Kearney-/Motor-Columbus-Studie). Atomwirtschaft Jg. 27 (1982) Nr. 11, S. 576 - 580
- /14/ Der "Schnelle Brüter" in Kalkar - Beschluß des Bundestages zur Inbetriebnahme. Bonn: Deutscher Bundestag, Zur Sache 2/83 (1983)
- /15/ Berglund, R.C., Tippets, F.E., Salerno, S.N., Pluta, P.R., May, G.W., Nilson, R.:
Design of PRISM, an inherently safe, economic, and testable LMFBR plant Fast Breeder Systems, Int. Conf. Richland, Sept. 13 - 17, 1987, S. 13.1-1 bis 13.1-10
- /16/ Omberg, R.P., et al.: The Role of LMRs for Next Generation Power Reactors. Proc. Int. Top. Meeting on Safety of Next Generation Power Reactors, Seattle, May 1 - 5, 1988, S. 89 - 95
- /17/ Kwant, W., et al.: PRISM Reactor Design and Development, dito, S. 130 - 135
- /18/ Hennies, H.H.: The Fast Breeder Reactor Fuel Cycle, Key Note. Fast Breeder Systems, Int. Conf. Richland, Sept. 13 - 17, 1987, S. 5.1-1 - 5.1-5

- /19/ Lallement, R., Felsen, M.F.: About the European breeder R and D for materials and fuels. Jahrestagung Kerntechnik '88
Fachsitzung "Das Europäische F+E-Programm zum SBR", DAeF, Bonn,
June 1988, S. 35 - 41**
- /20/ Hüper, R. (Hrsg.): Jahresbericht 1988 über Forschungs- und Entwicklungsarbeiten des Projektes Schneller Brüter. Kernforschungszentrum Karlsruhe, Febr. 1989**

1.4 Heizreaktoren

Ein großer Teil von Primärenergie wird im Niedertemperaturbereich eingesetzt. Dieser Niedertemperaturbedarf könnte durch Fern- und Nahwärme gedeckt werden. Dabei kann Kernenergie über die Auskopplung von Wärme aus Kernkraftwerken oder direkt mit Kernheizwerken als praktisch emissionsfreie Wärmequelle eingesetzt werden. Die thermodynamisch günstige Auskopplung ist allerdings nur wirtschaftlich möglich, wenn die Kernkraftwerke sich in nicht zu großer Entfernung von den Fernwärmenetzen befinden.

Ein wirtschaftlicher Einsatz der Kernenergie zur Fernwärmeversorgung ist gegebenenfalls möglich, wenn die nuklearen Wärmequellen in der Nähe von Ballungszentren betrieben werden können. Für diese Randbedingungen sind von verschiedenen (internationalen) Herstellern und Forschungsinstituten Heizreaktoren mit einer thermischen Leistung von 10 - 500 MW entwickelt worden, die ausschließlich Niedertemperaturwärme bis ca. 170 °C liefern. Eine typische Heizlastkurve ist in Abb. 1.4-1 dargestellt /Pescatore, 1986/.

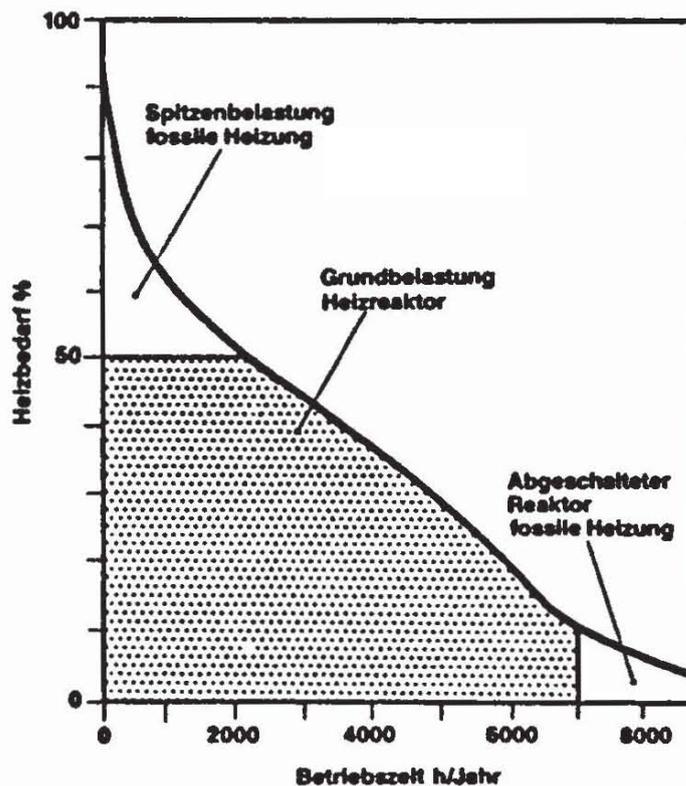


Abb. 1.4-1: Typische Lastkurve für eine Fernwärmeversorgung

Bedingt durch die verhältnismäßig niedrige thermische Leistung, geringe Leistungsdichte, niedrige Kühlmitteltemperatur und das niedrige Druckniveau im Primärkreislauf, verbunden mit einer sehr konservativen Kernausslegung, einfachen, bewährten Konstruktionsprinzipien und passiven Systemen zur Wärme- und Nachwärmeabfuhr, besitzen solche Reaktoren hohe inhärente Sicherheitseigenschaften bei relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten. Aufgrund der niedrigen Brennstoffkosten kann damit ein nukleares Heizsystem wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein.

1.4.1 Übersicht über Konzepte von Heizreaktoren

Im In- und Ausland wurden in den letzten Jahren zahlreiche Konzepte für Heizreaktoren diskutiert, die sich sowohl von der Anlagengröße (10 - 500 MW) als auch von den technischen Lösungen her deutlich unterscheiden (z.B. Kühlung mit Leichtwasser bzw. Gas im Natur- oder Zwangsumlauf). Detaillierte und zusammenfassende Darstellungen des internationalen Entwicklungsstandes von Heizreaktoren sind z.B. in /Zoller, 1985; Voß, 1989/ enthalten. Zur allgemeinen Übersicht sind in Tab. 1.4-1 die international bekannten Heizreaktorkonzepte aufgelistet.

Für mehrere Heizreaktorkonzepte sind z.T. umfangreiche Entwicklungsarbeiten soweit abgeschlossen, daß nach einem Bauentscheid mit der Ausführungsplanung begonnen werden könnte. Diese Konzepte sind von Unternehmen in Schweden, Kanada, der Bundesrepublik Deutschland, Frankreich und der Schweiz ausgearbeitet worden (siehe Tab. 1.4-1).

Bereits im Bau befinden sich in der UdSSR Heizreaktoren vom Typ AST-500 (500 MW) /Sokolov, 1984/, und zwar in den Städten Gorki und Voronesch /NEI, 1988/. Der derzeitige Stand der Arbeiten und sicherheitsrelevante Details wurden seitens der UdSSR einer internationalen Expertenkommission der IAEA ausführlich dargestellt.

In China wurde 1986 mit dem Bau einer 5MW-Prototyp-Heizreaktors am Institut für Nukleare Energietechnik (INET) begonnen /Knoglinger, 1987/. Als Ziel der Entwicklung wird ein Heizreaktor (Siedewasserkonzept mit Naturumlauf) mit 450 MW Leistung zur Fernwärmeversorgung in Nordchina angestrebt. Ferner existieren Planungen für eine 2x200 MW-Anlage.

In Kanada wurde ein Demonstrationsreaktor vom Typ "Slowpoke" in Manitoba gebaut /McDougall, 1987/, der sich z.Z. im Testbetrieb befindet.

Tab. 1.4-1: Konzepte für Heizreaktoren /Götzmann, 1989a/

Land / Institution	Bezeichnung	Typ	Größe, Systemdruck	Status
Kanada AECL	SLOWPOKE	Schwimmbad	2 – 10 MW atmospheric	Demonstrationsreaktor in Probebetrieb
VR China Tsinghua Universität	LTR	integrierter Naturumlaufreaktor auf SWR-Basis	2 x 200 MW 15 bar	5 MW Experimentierreaktor im Bau; 2 x 200 MW Prototypreaktor in Planung
Frankreich Technicatome	THERMOS	integrierter DWR mit Zwangs- umlaufkühlung	100 MW 8,5 bar	angebotsreifes Konzept liegt vor
BR Deutschland KWU	NHR	integrierter Naturumlaufreaktor auf SWR-Basis	100 – 500 MW 15 bar	angebotsreifes Konzept liegt vor
Gesamthochschule Essen	HERE	integrierter Naturumlaufreaktor auf DWR-Basis	300 MW 15 bar	Konzeptstudie
Schweden ABB-Atom	SECURE	DWR in Loop-Bauweise in Wasserpool	100 – 400 MW 7 bar	angebotsreifes Konzept liegt vor
Schweiz EIR BBC SIN	SHR GHR GEYSER	integrierter Naturumlaufreaktor auf DWR-Basis HTR Kugelhaufenreaktor mit Zwangsumlaufkühlung integrierter Naturumlaufreaktor auf DWR-Basis in Wasserpool	10 – 50 MW 15 bar 10 – 50 MW 15 bar 10 – 50 MW hydrostatic	Konzeptstudien liegen vor
UdSSR und Comecon Atomenergexport	AST 500	integrierter Naturumlaufreaktor auf SWR-Basis	500 MW 16 bar	2 Anlagen je 500 MW in Fertigstellung bzw. Probebetrieb; Konzeption für Anlagen kleinerer Leistungsgröße in Comecon-Ländern

Die verschiedenen Konzepte basieren teils auf umfangreichen Erfahrungen mit Leistungsreaktoren (LWR, HTR), teils auf Erfahrungen mit Forschungsreaktoren (Schwimmbad-Reaktoren).

Im folgenden werden die weiterentwickelten Konzepte kurz dargestellt.

1.4.2 SECURE-H-Heizreaktor

Für Leistungen im Bereich von $200 \text{ MW}_{\text{th}}$ bis $400 \text{ MW}_{\text{th}}$ hat die Firma ASEA-Atom (Schweden) den Heizreaktor "SECURE-H" konzipiert /Pind, 1987/. Eine Prinzipskizze vom Aufbau des SECURE-H ist in Abb. 1.4-2 dargestellt. Das Konzept dieses Heizreaktors basiert auf dem von ASEA entwickelten PIUS-Konzept (Process Inherent Ultimate Safety) /Hannerz, 1987/, wie auch die SECURE-Version für Stromerzeugung. SECURE-H ist ein Leichtwasserreaktor, dessen Reaktorkern sich in einem großen Spannbetonbehälter mit boriiertem Wasser befindet. Der eigentliche Reaktortank trennt das stark boriierte Beckenwasser vom schwach boriierten Primärkühlmittel. Die Primärkühlkreise mit Pumpen und Wärmetauscher liegen außerhalb des Spannbetonbehälters.

Das Kühlwasser wird beim Durchströmen des Reaktorkerns von 150 °C auf 190 °C aufgewärmt. Die Reaktivitätsregelung geschieht durch Justierung des Borsäuregehalts im Primärkühlmittel. Der Primärkreis ist mit dem umgebenden borierten Wasser durch spezielle Dichteschlösser verbunden, die bei unerwünschten Anlagezuständen durch passive Mechanismen öffnen und das Eindringen borierten Wassers in die aktive Kernzone und damit die Abschaltung ermöglichen. Die Nachwärmeabfuhr bei ausgefallener Hauptwärmesenke geschieht an das umgebene Pool-Wasser, das über Luftkühler rückgekühlt werden kann.

Bei Ausfall der Pumpen im Nachwärmeabfuhrsystem erfolgt die Nachwärmeabfuhr im Naturumlauf. Bei Ausfall jeglicher Nachwärmeabfuhr würde - bedingt durch die hohe Verdampfungswärme von ca. 1500 m³ Pool-Wasser - über eine Woche Zeit zur Verfügung stehen, um die Nachwärmeabfuhr wieder in Gang zu setzen, bevor der Kern nicht mehr mit Kühlmittel benetzt wäre.

1.4.3 NHR (Siemens/KWU)

Dieser Holzreaktor ist für Leistungen von 100 MW_{th} bis 500 MW_{th} konzipiert /Götzmann, 1987/. Im Reaktordruckbehälter, der relativ eng vom Containment umschlossen ist, befinden sich neben dem Reaktorkern die Zwischenwärmetauscher und das Steuerstabantrieb/Abschalt-System (Abb. 1.4-3). Die Primärkühlmittelumwälzung im Reaktordruckbehälter geschieht im Naturumlauf. Vom Prinzip her ist der Reaktor ein Siedewasserreaktor; die eingestellten thermodynamischen Bedingungen (1,5 MPa Druck, 200 °C Temperatur) haben jedoch zur Folge, daß nur wenig Dampf im Kernbereich erzeugt wird und sich das Kühlmittel im Kern, ähnlich wie beim Druckwasserreaktor, fast vollständig im Zustand unterkühlten Siedens befindet. Die Steuer- und Regelstäbe werden durch ein neuentwickeltes, hydraulisches Antriebssystem bewegt, das sich im Reaktordruckbehälter befindet /Batheja, 1987/. Somit müssen keine Durchführungen für bewegliche Teile durch den Reaktordruckbehälterdeckel oder dessen Boden vorgesehen werden.

Der Sicherheitsbehälter umschließt den Reaktordruckbehälter so eng, daß bei einem Kühlmittelverluststörfall der Reaktorkern in jedem Fall bedeckt bleiben würde und damit die Nachwärmeabfuhr ohne aktive Komponenten zur Kernnotkühlung durch Kühlmitelein speisung gewährleistet wäre. Zur Nachwärmeabfuhr wird über die Zwischenkreislaufstränge die Wärme durch Naturumlauf an Luftkühler abgegeben, falls die Hauptwärmesenke - das Heiznetz - nicht zur Verfügung stehen sollte. Bei auslegungsüberschreitenden Ereignisabläufen sind umfangreiche Möglichkeiten vorgesehen, Kühlwasser aus externen Speichern in den Reaktordruckbehälter zu leiten, um Kernschmelzen zu verhindern. Für solche Maßnahmen stehen mehr als 24 Stunden zur Verfügung, bevor erste Brennelementschäden entstehen, die zu Spaltproduktfreisetzung führen.

Es ist vorgesehen, daß die Brennelemente mit einer Standzeit von 20 Jahren im Kern verbleiben können, so daß der Reaktorkern nur einmal während der gesamten Betriebszeit nachgeladen werden muß. Die Lagerung bestrahlter Brennelemente wird außerdem im Reaktordruckbehälter vorgenommen, so daß ein Brennelementlagerbecken entfällt.

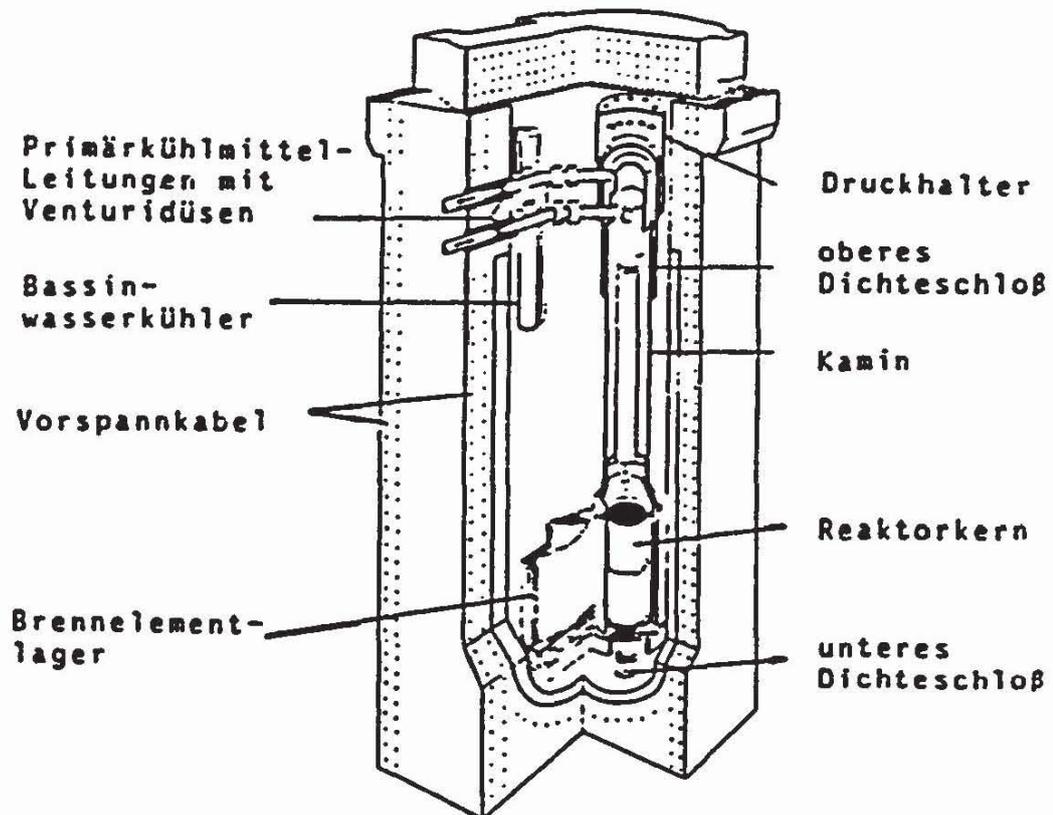


Abb. 1.4-2: Ansicht des SECURE-H-Heizreaktors mit Spannbetondruckbehälter

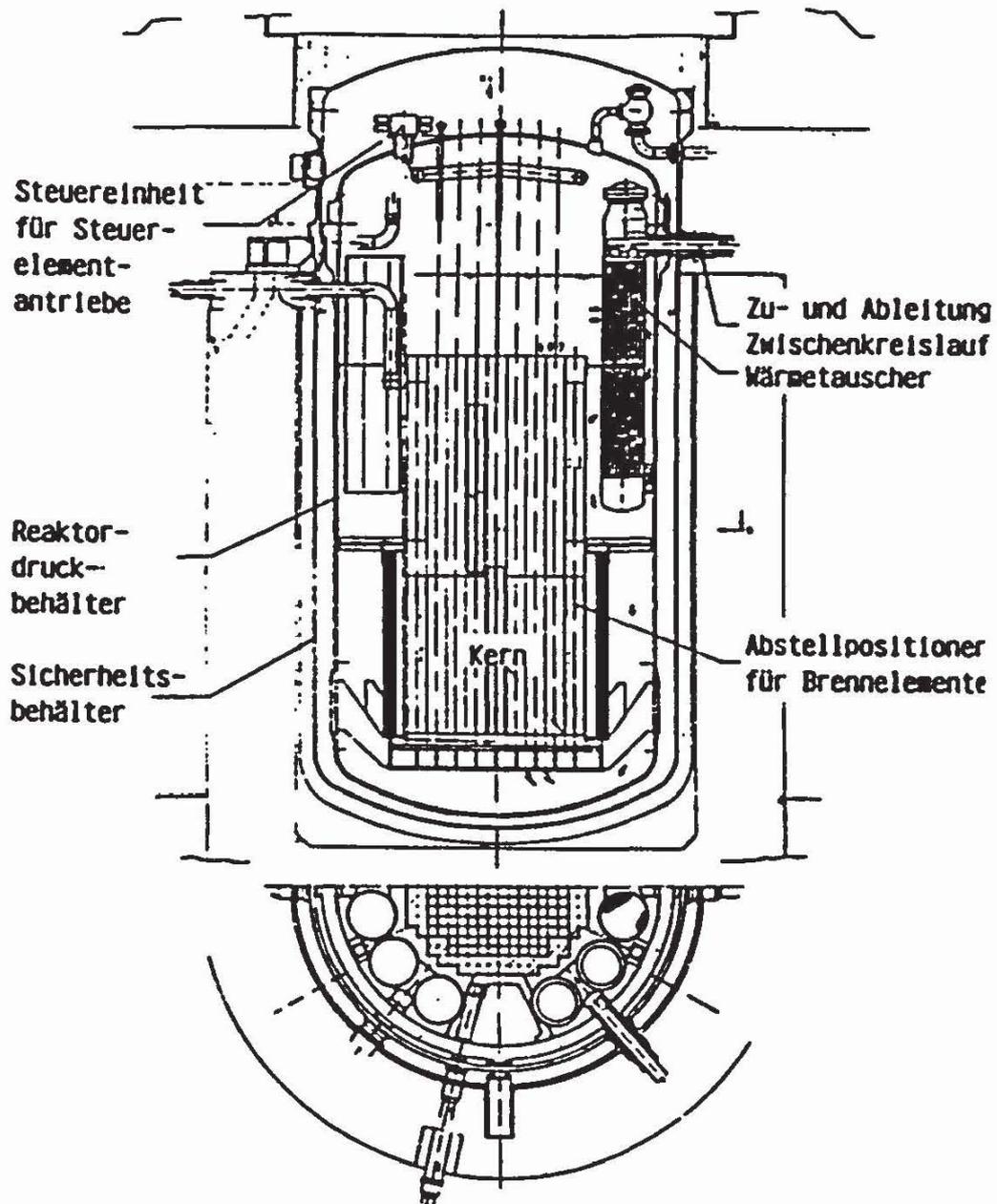


Abb. 1.4-3: Schnittbild einer 200-MW_{th}-Heizreaktoranlage von Siemens/KWU

1.4.4 Gasgekühlter Heizreaktor (GHR)

Der gasgekühlte Heizreaktor der HTR-GmbH (eine Gründung von ABB und Siemens) (Abb. 1.4-4) beruht auf der Technologie des Hochtemperaturreaktors mit kugelförmigen Brennelementen /Sommer, 1988/. Der gesamte Primärkreislauf befindet sich innerhalb eines Spannbeton-Reaktordruckbehälters. Zwischen Spannbetonbehälter und seitlichem Graphitreflektor befindet sich der Wärmetauscher zur Wärmeabfuhr an den Zwischenkühlkreislauf, der sogenannte Liner. An dessen Außenseite sind Kühlrohre angebracht, welche so dimensioniert sind, daß die gesamte Wärmeleistung aufgenommen werden kann. Das Konzept ist für $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $15 \text{ MW}_{\text{th}}$ Leistung entwickelt. Der Reaktorkern ist eine Schüttung von ca. 30 000 kugelförmigen Brennelementen, die von einem zylindrischen Graphitreflektor umgeben sind. Diese Kugelschüttung ist stationär, d.h. es werden keine Brennelemente umgewälzt. Ein Brennstoffwechsel ist nur alle 15 Jahre erforderlich. Die Gasumwälzung erfolgt durch ein Gebläse, das im Reaktordruckbehälter integriert ist. Als Kühlgas wird Helium verwendet, das eine Heiß- bzw. Kaltgastemperatur von $450 \text{ }^\circ\text{C}$ bzw. $250 \text{ }^\circ\text{C}$ bei einem Gasdruck von 1,5 MPa besitzt. Die Nachwärme kann über das betriebliche Hauptkühlsystem (Heiznetz) oder bei Ausfall des Heiznetzes als Hauptwärmesenke über ein zweisträngiges Nachwärmeabfuhrsystem abgeführt werden. Selbst bei Druckentlastung des Primärkreises und bei totalem Ausfall der Zwischenkühlkreisläufe wird eine ausreichende Nachwärmeabfuhr über die Druckbehälterwand gewährleistet /Sommer, 1988/.

Zur Abschaltung des Reaktors besitzt der gasgekühlte Heizreaktor Absorberstäbe, die in Bohrungen des Seitenreflektors eingefahren werden können. Bei unterbrochener Stromversorgung fallen alle ausgefahrenen Stäbe durch Schwerkraft ein und schalten den Reaktor ab.

1.4.5 Schweizer Heizreaktor (SHR)

Das Paul Scherrer Institut (PSI) hat einen Heizreaktor speziell für die Leistungsklasse von $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ konzipiert /Burgsmüller, 1988/. Ein Prinzipschaltbild dieses Reaktors zeigt Abb. 1.4-5. Der SHR ist - ähnlich wie der KWU-Reaktor - ein Siedewasserreaktor mit in den Reaktordruckbehälter integrierten Primärwärmetauschern. Die erzeugte Wärme wird mittels Naturumlauf über die Primärwärmetauscher an den Zwischenkreislauf abgegeben. Die Reaktorregelung geschieht über ein in den Reaktordruckbehälter integriertes, hydraulisches Steuerstabantriebssystem. Zur Sicherheit gegen Kernfreilegung bei Störfällen (große Leckagen) ist der Reaktordruckbehälter in einer großen, mit Wasser gefüllten Stahlbetonkaverne angeordnet, die gleichzeitig die Funktion eines Sicherheitsbehälters übernimmt. Die Nachwärmeabfuhr in Störfällen erfolgt passiv durch Kühlmittleinspeisung aus diesem Wasser-Pool. Als Isolation zwischen

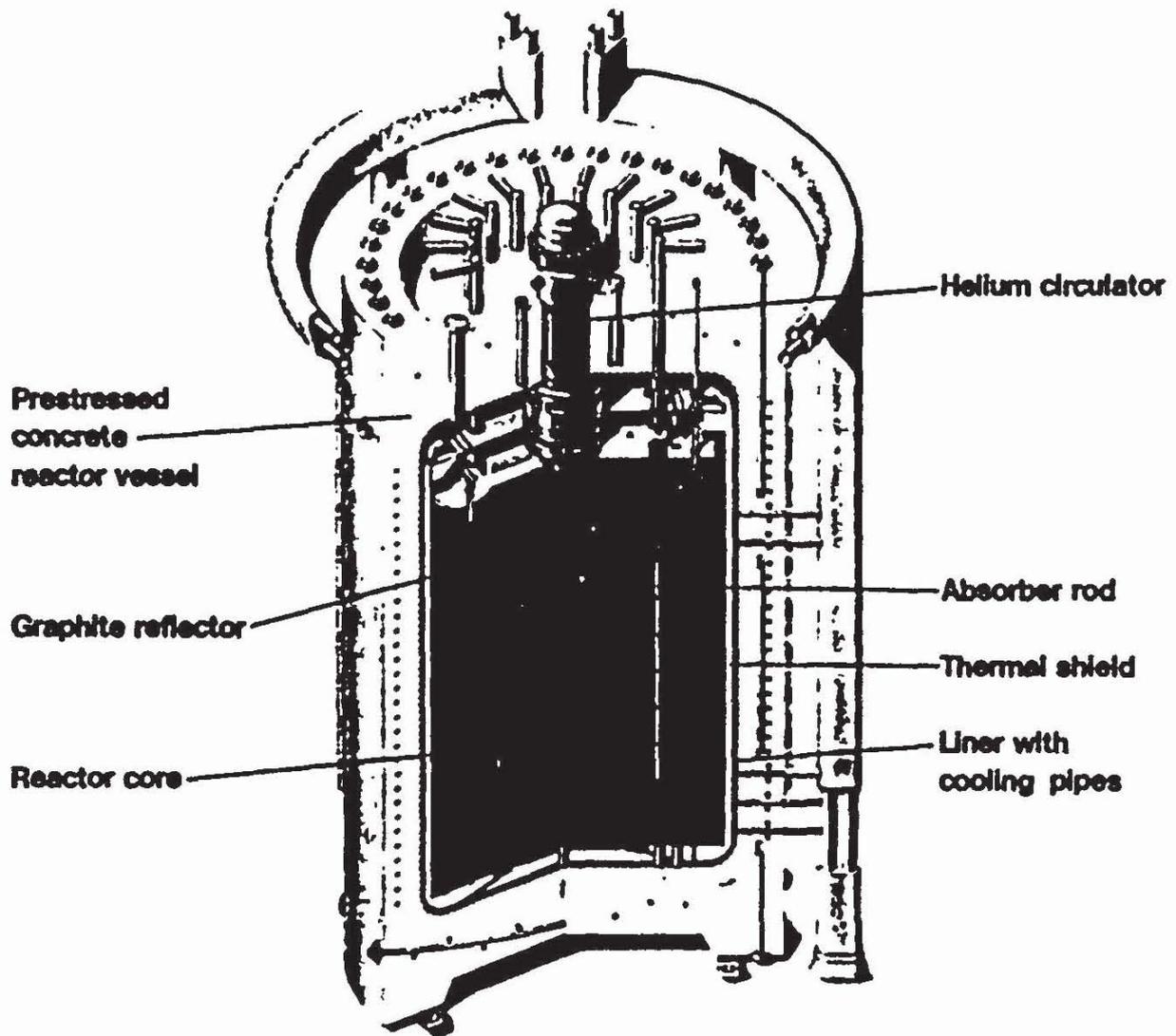
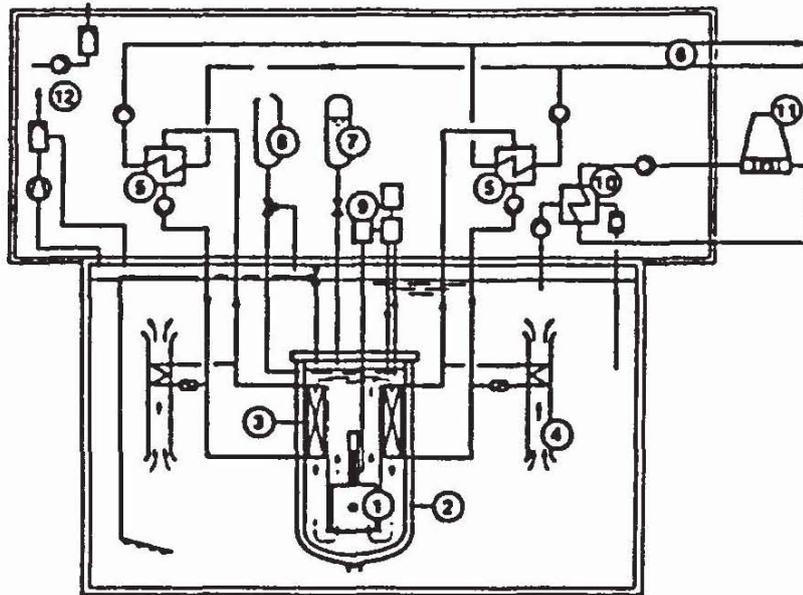


Abb. 1.4-4: GHR-10-Heizreaktor



- | | | |
|-----------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| 1 Reaktorkern | 5 Sekundärwärmetauscher | 9 Steuerstabs-Antriebssystem |
| 2 Doppelwind-Reaktordruckbehälter | 6 zum Verbraucher | 10 Beckenwasserkühler |
| 3 Primärwärmetauscher | 7 Borsäurebehälter | 11 Luftkühler |
| 4 Nachwärmeabfuhr-Wärmetauscher | 8 Stickstoffbehälter | 12 Luftfiltersystem |

Abb. 1.4-5: Prinzipschaltbild des SHR-Reaktors

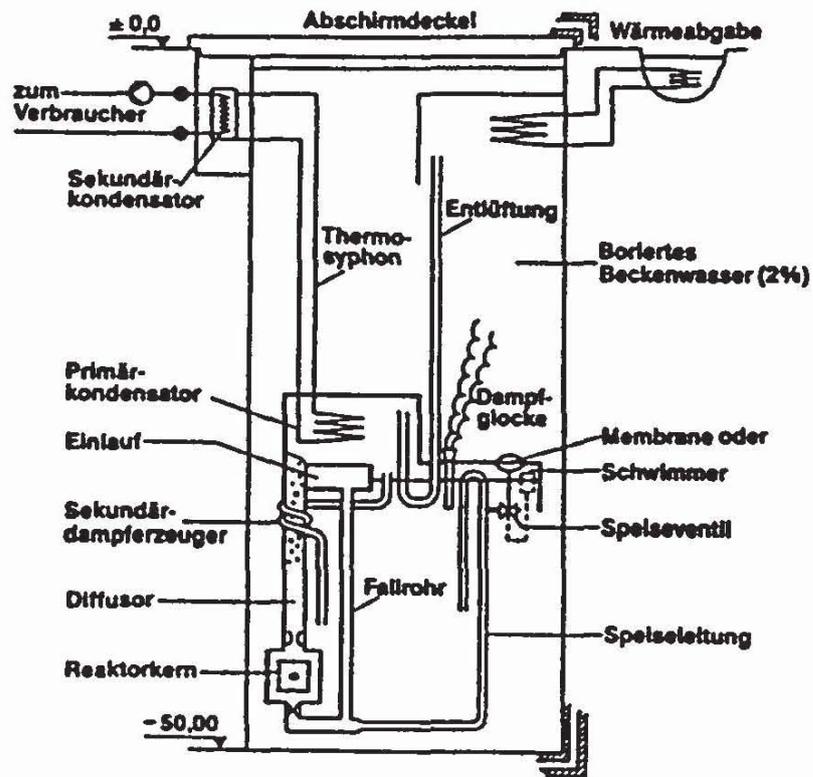


Abb. 1.4-6: Prinzipschaltbild des Geyser-Reaktors

heißem Primärkühlmittel und kaltem Pool-Wasser befindet sich eine Stickstoffschicht zwischen dem Reaktordruckbehälter und einem diesen Behälter umgebenden Zylinder. Im Falle einer Störung wird der Stickstoff durch Öffnen eines Ventils abgelassen, so daß eine thermische Kopplung des Kerns mit dem großen Wasserreservoir des Pools hergestellt wird und dadurch die Kühlung des Kerns zur Vermeidung kritischer Temperaturen gewährleistet ist.

Eine weitere Alternative wurde vom Schweizerischen Institut für Nuklearforschung, SIN (jetzt PSI) entwickelt. Das System wird mit Geysir bezeichnet. Dieses Konzept nutzt den statischen Druck einer hohen Wassersäule und verzichtet auf ein eigentliches Druckgefäß [Vécsey, 1988].

Abb. 1.4-6 zeigt das Schema des Geysers. Der Reaktor befindet sich unten in einem mit Wasser gefüllten Schacht von etwa 50 m Tiefe und 5 m Durchmesser. Auf diese Weise erreicht man den Sättigungszustand des Primärkühlwassers am Reaktoraustritt bei 150 °C. Bei weiterem Aufsteigen geht das Kühlmittel teilweise in die Dampfphase über und transportiert die Wärme zum ebenfalls im Schacht angeordneten Primärwärmetauscher. Dieser funktioniert auf seiner Primärseite als Kondensator und Kühler, auf der Sekundärseite als Verdampfer. Der so entstandene Dampf gibt seine Wärme durch Kondensation an das Heiznetz ab. Primär- und Sekundärkreislauf arbeiten im Naturumlauf.

Als besonderes Sicherheitsmerkmal gilt die große Menge borierten Wassers im Schacht, die in Abhängigkeit vom Gleichgewicht zwischen freigesetzter und abgeführter Wärme in den Primärkreis eindringen kann und so zu einer leistungsabhängigen Selbstregulierung und nötigenfalls zur Abschaltung führt.

1.4.6 SLOWPOKE-Heizreaktor (Kanada)

In Kanada wird seit 1977 an einem SLOWPOKE-Reaktor (Safe LOW Power (K)ritical Experiment) für die Niedertemperatur-Wärmeerzeugung gearbeitet [McDougall, 1988]. Dieses Konzept basiert auf den SLOWPOKE-Forschungsreaktoren. Der prinzipielle Aufbau des SLOWPOKE-Heizreaktors ist in Abb. 1.4-7 dargestellt.

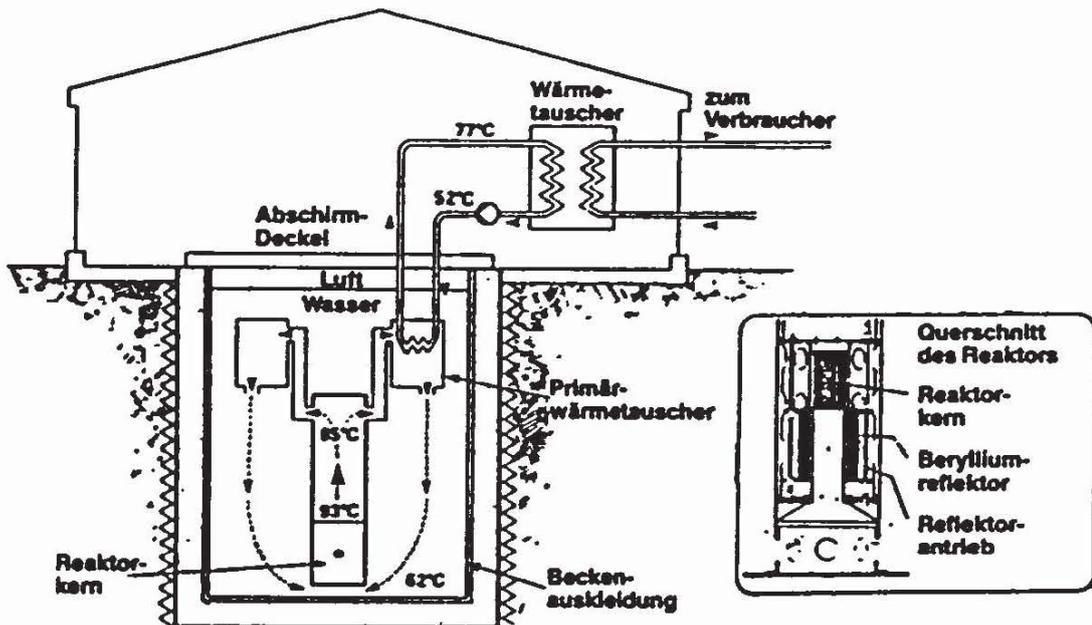


Abb. 1.4-7: SLOWPOKE-3-Heizreaktor

Der Reaktor wird durch Naturkonvektion des Leichtwassers im Pool gekühlt. Das Wasser dient als Moderator und übernimmt gleichzeitig Abschirmfunktion. Beim Durchströmen des Cores heizt sich das Wasser von 62,2 °C auf 92,7 °C auf, bei einem (geostatischen) Core-Austrittsdruck des Kühlmittels von 1,7 bar. Zwei oberhalb des Cores angebrachte Plattenwärmetauscher, die komplett mit Pool-Wasser bedeckt sind, übertragen die Wärme an den Sekundärkreislauf. Das 77 °C heiße Wasser des Sekundärkreislaufes kühlt dabei in einem Wärmetauscher auf 52 °C ab und gibt die Wärme an den Tertiärkreislauf ab, wobei dessen Wasser von 45 °C auf 70 °C aufgeheizt wird. Eine höhere Vorlauftemperatur ist mit diesem Reaktortyp nicht möglich.

Der Reaktor-Pool hat keine Durchbrüche und besteht aus einem durchgehenden äußeren Stahl-Liner, einer zylindrischen Wand aus verstärktem Beton und einem inneren Behälter aus 5 mm dickem Stahlblech.

Ein Deckel verschließt den Reaktor-Pool, unter dem sich über dem Wasserspiegel ein druckloser Luftraum bildet. Diese Luft wird kontinuierlich in einem Gasreinigungssystem auf gasförmige Spaltprodukte überwacht.

Die Reaktivität wird durch Verschieben eines ringförmig um das Core angeordneten Beryllium-Reflektors kontrolliert. Eine Neutronenabsorberlösung, die in zwei Behältern gelagert wird, kann dem Pool-Wasser durch Schwerkraft zugeführt werden, um den Reaktor innerhalb von 5 Minuten abzuschalten. Dieses System wird bei einem abnormen Temperaturanstieg ausgelöst. Ferner stehen noch mechanisch betriebene Abschaltstäbe zur Verfügung.

1.4.7 AST-500 (UdSSR)

In der UdSSR ist der Ausbau der Fernwärmeversorgung sehr weit fortgeschritten, begünstigt durch die klimatischen Bedingungen, die hohe Auslastungen der Anlagen gewährleisten. Den speziellen Marktbedürfnissen wird das DHAPP-Konzept (District Heating Atomic Power Plant) mit dem AST-Reaktor der Leistung von 500 MW gerecht /Sokolov, 1984/. In Abb. 1.4-8 ist der Reaktor dargestellt. Als Kühlmittel des Reaktor-Cores dient Wasser, das mit einer Temperatur von 167 °C in das Core von unten eintritt und nach dessen Durchströmen eine Temperatur von 190 °C aufweist. Oberhalb des Cores sind kaminähnliche Strömungsleitbleche aufgesetzt, die das Primärwasser zum Wärmetauscher leiten. Der Primärkreis wird im Naturumlauf betrieben. Um ein Sieden des Kühlmittels im oberen Core-Teil zu verhindern, ist über dem Reaktor eine hohe Wassersäule erforderlich. Der Wärmetauscher ist in den Reaktorbehälter integriert und wird im Gegenstrom betrieben.

Der Reaktorbehälter hat einen Durchmesser von 4500 bis 5500 mm und eine Wanddicke von 30 mm. Die Wasserschicht zwischen dem Core und der Behälterwand dient der Reduktion des Neutronenflusses. Aufgrund der geringen Strahlenbelastung des Reaktordruckbehälters ist der Einsatz eines perlitischen Materials möglich.

Für die Kaltabschaltung des Reaktors sind Absorberstäbe vorgesehen. Die Antriebe befinden sich über dem Reaktordruckbehälterdeckel.

Der Reaktorbehälter ist aus Sicherheitsgründen mit einem vorgespannten Betonzylinder umgeben. In dem sich bildenden Spalt von 200 mm Breite ist inertes Gas unter Normaldruck enthalten.

Der Betonzylinder ist innen mit einem Stahl-Liner ausgekleidet. Ein Liner-Kühlsystem begrenzt die Temperaturen in der 2 m dicken Betonwand. Die Abfuhr der Nachwärme erfolgt über ein Notkühlsystem, falls der Zwischenkreislauf nicht zur Verfügung steht.

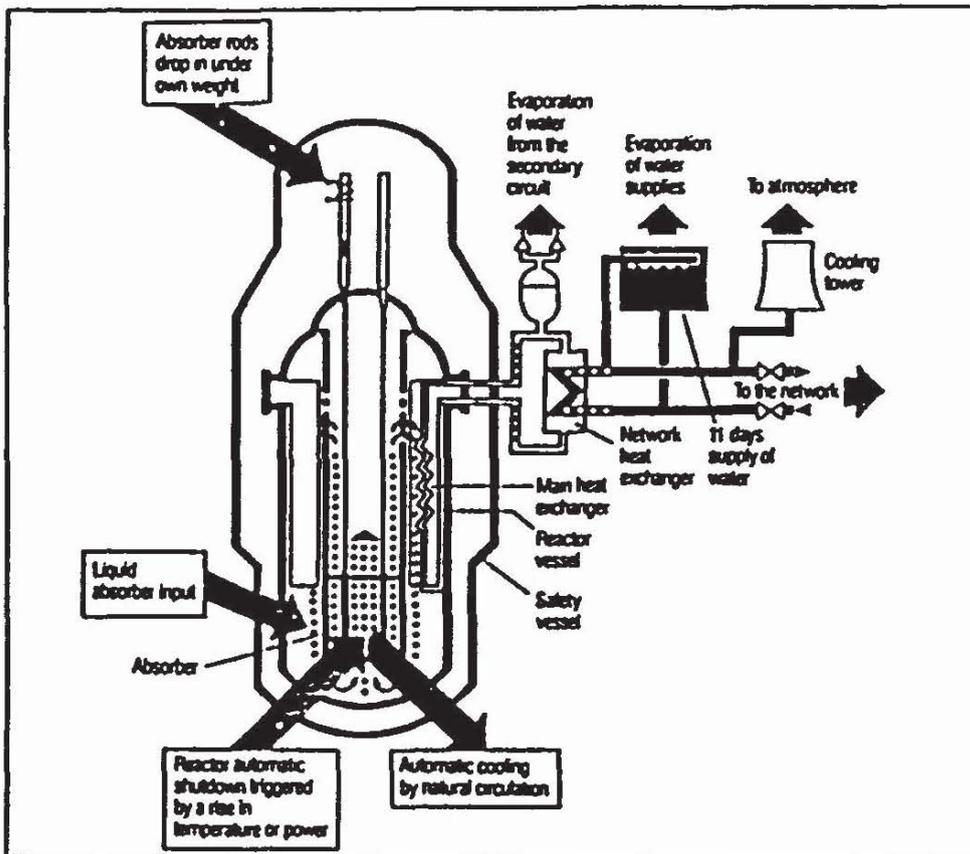


Abb. 1.4-8: Schnitt durch den AST-500-Reaktor

1.4.8 Zusammenfassende Betrachtung

Die vier beschriebenen Reaktorkonzepte SECURE, KWU, GHR, SHR sind so weit entwickelt, daß angebotsreife Unterlagen vorliegen. Für das SLOWPOKE-Konzept (Kanada) und das AST-500-Konzept (UdSSR/COMECON) sind Prototypen in der Testphase bzw. Fertigstellungsphase.

Allen Heizreaktoren gemeinsame Charakteristika sind:

- Zwischenkühlkreislauf als Verbindung zwischen Primärkreis und Fernwärmenetz zur Verhinderung der Verschleppung von eventuell austretender Radioaktivität;

- konservative Auslegung der Reaktorparameter;
- wegen kleiner Leistungseinheiten bei niedrigen Temperaturen und Drücken niedrige, spezifische Brennstoffbelastungen;
- Abfuhr der Nachwärme mittels Naturumlauf;
- keine Notwendigkeit für Notstromdiesel zur Versorgung aktiver Komponenten zur Notkühlung;
- lange Betriebszyklen.

Darüber hinaus haben mehrere Konzepte eine Untergrundbauweise, die vor allem bei Einwirkungen von außen, z.B. Flugzeugabsturz, ohne aufwendige Schutzbauten Sicherheit bietet.

Durch die niedrigen Leistungsdichten und die großen Wasservorräte, die bei praktisch allen Konzepten vorliegen, steht für Heizreaktoren sehr viel mehr Zeit zur Beherrschung von auslegungsüberschreitenden Ereignisabläufen zur Verfügung, als dies bei großen Kernkraftwerken zur Stromerzeugung der Fall ist. Deshalb kann bei Heizreaktoren von einem sehr hohen Sicherheitsstandard ausgegangen werden, obwohl keine aufwendigen aktiven Systeme zur Not- und Nachwärmekühlung vorhanden sind. Dieses Sicherheitsniveau wird vor allem bei Standortfragen für Heizreaktoren entscheidend sein. Die grundsätzlichen sicherheitstechnischen Anforderungen beim Einsatz von Reaktoren für Heizzwecke wurden (für die Verhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland) am Beispiel des von Siemens/KWU entwickelten Heizreaktorkonzepts zusammengestellt /GRS, 1986/. Für die in der Schweiz geplanten Anlagen von 10 - 15 MW (mit automatischem Betrieb ohne permanente Besetzung der Leitwarte) werden spezielle Schutzziele formuliert /Schmocker, 1988/.

Die bisherigen Analysen zeigten, daß die untersuchten Anlagenkonzepte diesen sicherheitstechnischen Anforderungen bzw. Schutzzielen genügen. Um in größerem Umfang solche Anlagen einzusetzen, müßten Erfahrungen mit Prototypanlagen vorliegen.

1.4.9 Literatur

/Batheija, 1987/

Batheija, P.; Meier, W.J.; P.J. Ran:

Design and Testing of the Reactor-Internal Rod Drive for the Nuclear Heating Plant.

Nucl. Technol. 79 (1987), 186 ff.

/Burgsmüller, 1988/

Burgsmüller, et al.:

The Swiss Heating Reactor (SHR) for District Heating of Small Communities.

Nucl. Eng. and Design 109 (1988), 129-134

/Götzmann, 1987/

Götzmann, C.; Bittermann, D.; Göbel, A.:

Design Principles of a Simple and Safe 200-MW (Thermal) Nuclear District Heating Plant.

Nucl. Techn. 79 (1987), 144 ff.

/Götzmann, 1989a/

Götzmann, C.A.:

Zur Entwicklung kleiner Kernkraftwerke.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 39 (1989), 1/2

/GRS, 1986/

Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH:

Zusammenstellung grundsätzlicher sicherheitstechnischer Anforderungen beim Einsatz von Leichtwasserreaktoren für Heizzwecke.

GRS-A-1248 (1986)

/Hannerz, 1987/

Hannerz, K.:

The PIUS Principle and the SECURE Reactor Concepts.

Adv. Nucl. Sci. Technol. 19 (1987)

/Knoglinger, 1987/

Knoglinger, E.; Wang, D.:

Swiss-Chinese Cooperation in Developing a Small Integral Heating Reactor System.

Nuclear Europe 1-12 (1987)

/McDougall, 1988/

McDougall, D.S.; Lynch, G.F.:

The Keys to Success in Marketing Small Heating Reactors.

Nucl. Eng. and Design (1988), 349-354

/NEI, 1988/

Nucl. Eng. Intern.:

Putting Passive Safety into Practice at the Gorky/Voroneth AST-500 Plants.

Nucl. Eng. International (July 1988)

/Pescatore, 1986/

Pescatore, A.:

Heizreaktoren, eine Alternative.

Schweizer Ingenieur und Architekt 6 (1986), 88-96

/Pind, 1987/

Pind, C.:

The SECURE Heating Reactor.

Nucl. Techn. 79 (1987), 175 ff.

/Schmocker, 1988/

Schmocker, U.; Gill, R.:

Schutzziele und Auslegungskriterien für Heizreaktoren kleiner Leistung.

Jahrestagung Kerntechnik, 1988

/Sokolov, 1984/

Sokolov, I.N.:

Possible Areas of Application of Low Temperature Heat from AST-500 Nuclear District Heating Plant. 1984

Wien: IAEA (IAEA-TC-483/33)

/Sommer, 1988/

Sommer, H.; Ribbat, B.:

GHR 10 MW: The Technical Concept of the Gas Cooled Heating Reactor.

Nucl. Eng. and Design 109 (1988), 123-128

/Vecsey, 1988/

Vecsey, G.; Doroszali, P.G.K.:

Geyser, a Simple, New Heating Reactor of High Inherent Safety.

Nucl. Eng. and Design 109 (1988), 141-145

/Voß, 1989/

Voß, A.; et al.:

Kernheizwerke - Technische Konzepte und Marktpotentiale.

Stuttgart: IKE, 1989 (IKE-Bericht in Vorbereitung)

/Zoller, 1985/

Zoller, P.:

Fernwärmeversorgung durch Heizreaktoren.

Verlag TÜV Rheinland, 1985

2. Kosten und Wirtschaftlichkeitsaspekte

2.1 Leichtwasserreaktoren

2.1.1 Anlagekosten beim Leichtwasserreaktor

Durch die große Anzahl von Leichtwasserreaktoren, die weltweit (ca. 420 Anlagen) bzw. in der Bundesrepublik Deutschland (22 Anlagen) gebaut wurden, stehen umfangreiche Daten zur Wirtschaftlichkeit, insbesondere zu den Investitionskosten zur Verfügung.

2.1.1.1 Entwicklung der Anlagekosten

Die Entwicklung der Leichtwasserreaktoren in der Bundesrepublik (ab 1960) war mit einem stetigen Anwachsen der Anlagengröße verbunden (Obrigheim: 350 MWe, Inbetriebnahme 1969), Stade: 600 MWe, Inbetriebnahme 1972, BIBLIS A: 1300 MWe, Inbetriebnahme 1972). Dadurch konnten die spezifischen Investitionskosten der 1300MWe-Anlagen gegenüber den 350MWe- bzw. 600MWe-Anlagen (BIBLIS A) erheblich gesenkt werden. Abb. 2.1-1 verdeutlicht dies /Götzmann, 1985/. Gleichzeitig haben sich jedoch für die 1300 MWe-Anlagen ab BIBLIS A durch aufwendigere Genehmigungsverfahren und Änderungen des Anlagenkonzepts die Bauzeiten der Anlagen erheblich verlängert, was eine weit über der mittleren Inflationsrate liegenden Kostensteigerung nach sich zog (Abb. 2.1-2). Die Bauzeiten für die in der Bundesrepublik errichteten Leichtwasserreaktoren sind aus Abb. 2.1-3 ersichtlich. Aus der Abbildung ist weiter ersichtlich, daß durch Standardisierungsmaßnahmen und Verbesserung der Vorausplanung bei den drei Konvoi-Anlagen KKI-2, GKN-2 und KKE dieser Anstieg zum Stillstand gebracht werden konnte. Entsprechendes gilt für den Ingenieurstundenaufwand für 1300MWe-Anlagen (DWR), der in Abb. 2.1-4 dargestellt ist /JA, 1989/. Eine wesentliche Verbesserung brachte hier die Umlage der projektneutralen Aufwendungen (ca. 75 % der Systeme der Anlage sind nicht standortspezifisch (siehe Abb. 2.1-5) und können standardisiert werden) auf die drei Konvoi-Anlagen. Gleichzeitig griffen für diese Anlagen auch die Ende 1981 von der Bundesrepublik beschlossenen Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Kernkraftwerke.

2.1.1.2 Anlagekosten der 1300 MWe-Konvoi-Anlagen

Über die 1988 bzw. 1989 fertiggestellten sogenannten Konvoi-Anlagen (z.B. DWR-KKE, 1258 MWe, netto) können verlässliche Aussagen über die Anlagekosten gemacht werden.

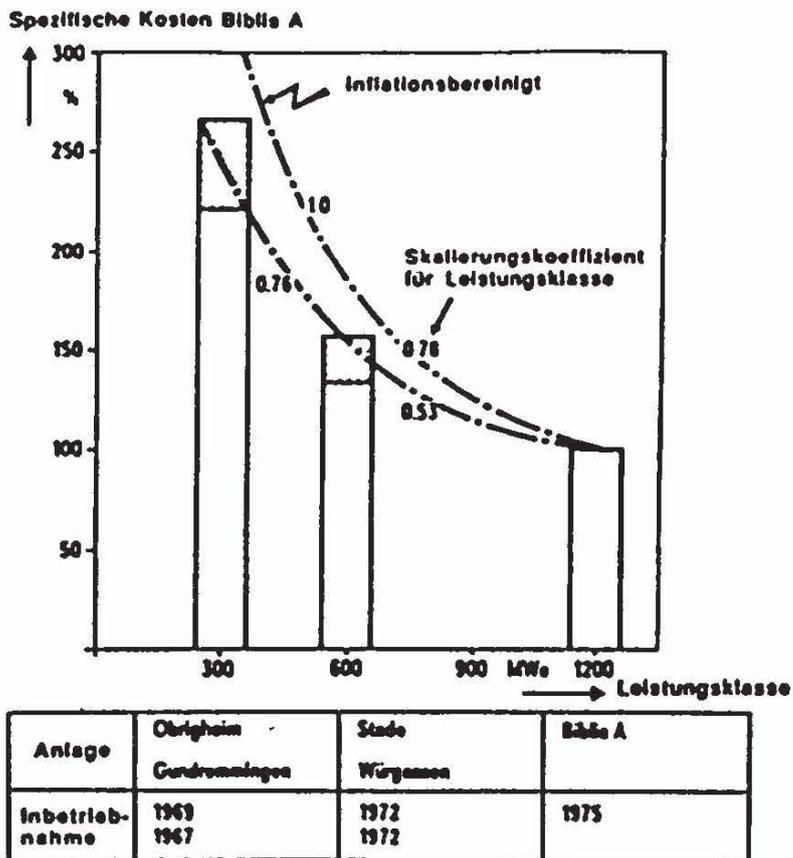


Abb. 2.1-1: Anlagekosten für verschiedene Größenklassen von Leichtwasserreaktoren bezogen auf die Anlagekosten von BIBLIS A /Götzmann, 1985/

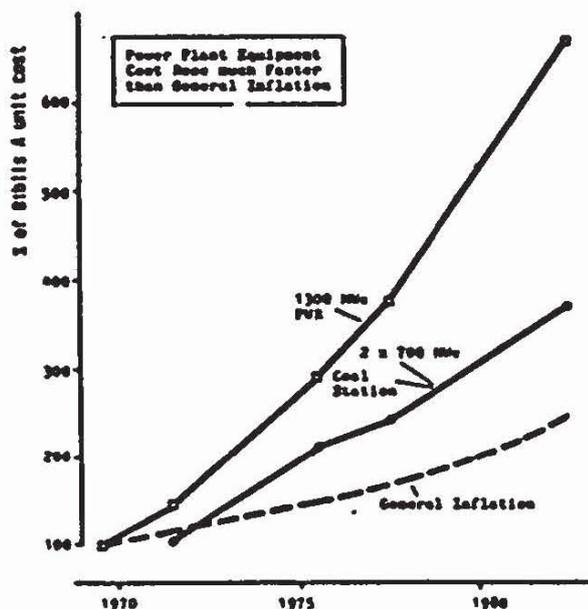


Abb. 2.1-2: Anlagenkostenentwicklungen für 1300 MWe-Anlagen von 1970 - 1985 (Referenzanlage Biblis A)

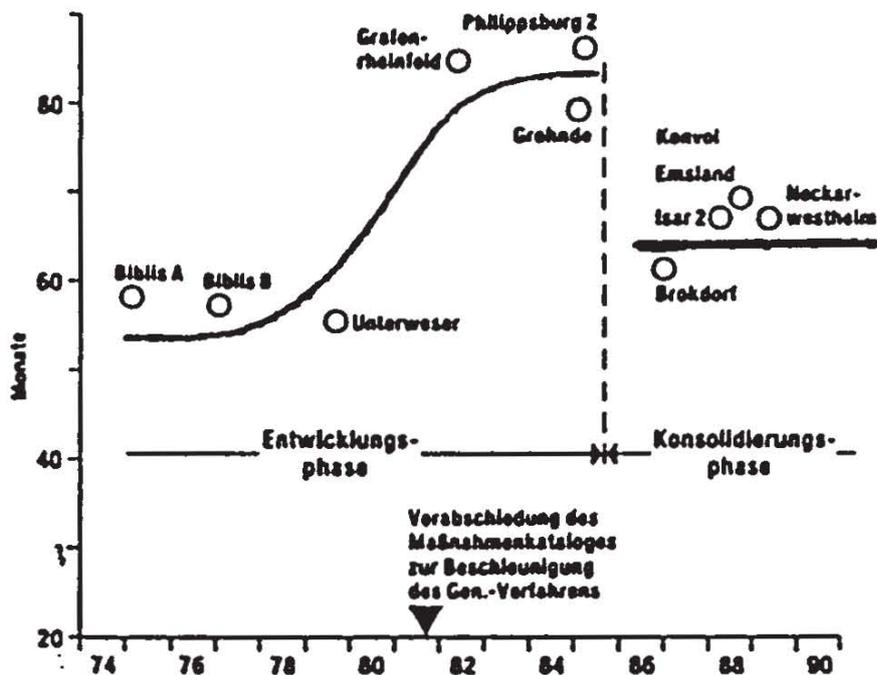


Abb. 2.1-3: Bauzeiten für die Errichtung von 1300 MWe DWR-Anlagen (ohne Unterbrechungen infolge gerichtlicher Anordnung) /JA, 1989/

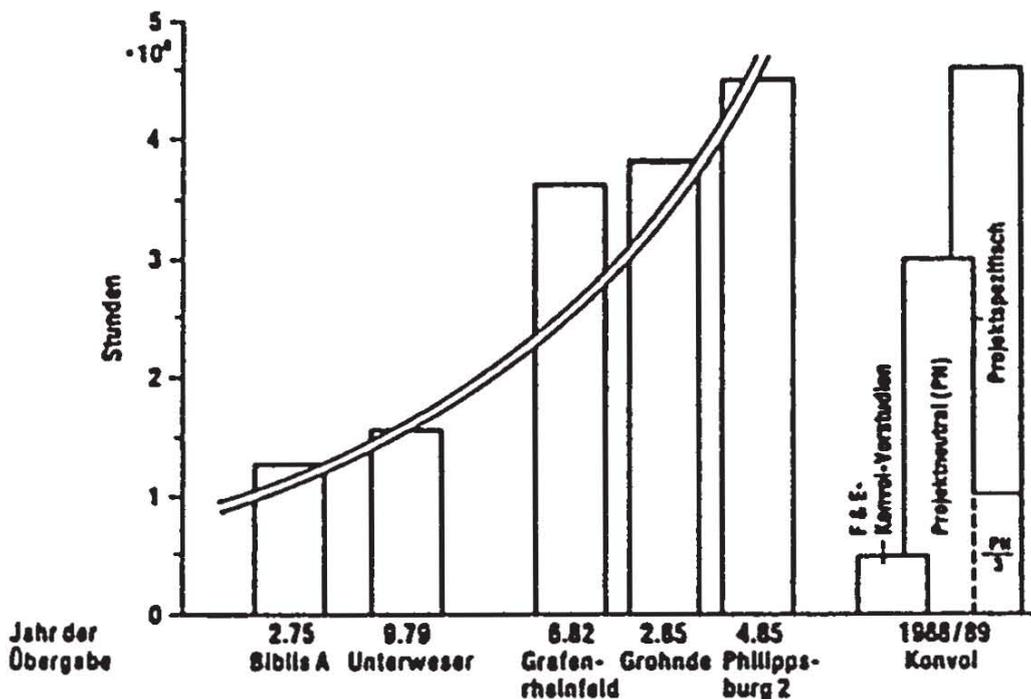


Abb. 2.1-4: Entwicklung des Ingenieurstundenaufwands für Druckwasserreaktoren mit 1300 MWe in der Bundesrepublik Deutschland

Tab. 2.1-1: Anlagekosten von Leichtwasserreaktoren in USA, Japan, Frankreich und Bundesrepublik Deutschland /OECD, 1986/

Land	Bauzeit Jahre	Zahl der Anlagen/Standort x MWe (netto)	spezifische Anlagekosten 1) Jan 1984 \$/kWe	Status
USA Central 2)	10	1 x 1200	2865	geplant
USA Central 3)	7,75	1 x 1200	1860	geplant
Frankreich	6	2 x 1390	870	in Bau
Japan	6	4 x 1100	1405	errichtet
Bundesrepublik Deutschland	6	1 x 1258	1429	errichtet

- 1) inklusive Zinsen von 5 % während der Bauzeit
- 2) Kostenermittlung von standardisierten Daten auf der Basis aktueller Projekte, die zur Zeit im Bau sind /DOE, 1984/.
- 3) Beschleunigte Bauzeit (7,75 Jahre statt 10 Jahre) unterstellt.

dere Beurteilung von Risiken und andere örtliche Gegebenheiten (z.B. Siedlungsstruktur) bedingt.

Zum Vergleich der Anlagekosten von LWR in anderen Ländern mit in der Bundesrepublik Deutschland gebauten (Konvoi-)Anlagen sind in Tab. 2.1-1 die spezifischen Anlagekosten für die Leistungsklasse 1000 - 1300 MWe für die USA, Japan, Frankreich und die Bundesrepublik eingetragen. Die Werte wurden einer OECD-Studie /OECD, 1986/ entnommen. Die Angaben wurden in 1984 \$ (1. Januar) gemacht (Kurse: 2,72 DM/\$; 8,35 FF/\$; 232,2 Yen/\$).

Der Vergleich der Anlagekosten zeigt, daß in den USA - sehr stark abhängig von der durch das komplizierte Genehmigungsverfahren bedingten langen Bauzeit - die spezifischen Anlagekosten für ein 1200MWe-Kraftwerk gegenüber der Bundesrepublik und Japan praktisch doppelt so hoch und gegenüber Frankreich dreimal so hoch sind (bei 10 Jahren Bauzeit). Wenn es gelingt,

durch Standardisierung, Vorabfertigung von Komponenten usw. die Bauzeit auf 7 3/4 Jahre zu verkürzen, würden die Anlagekosten noch um ca. 1/3 höher sein als in der Bundesrepublik und Japan. Die günstigsten Anlagekosten sind in Frankreich festzustellen, die (für jeweils 2 Anlagen je Standort) um ca. 40 % niedriger sind als in der Bundesrepublik. Diese niedrigen Kosten sind zum einen auf sehr große Serien (20 Anlagen/Serie), zum anderen auf die weniger strengen Anforderungen (z.B. bezüglich der zu unterstellenden Belastungen bei Flugzeugabsturz) im Genehmigungsverfahren zurückzuführen. Der enorme Aufwand für die Entwicklung einer Serie konnte damit in Frankreich auf viele Anlagen verteilt werden, was sich in den vergleichsweise niedrigen spezifischen Anlagekosten widerspiegelt. Großserien haben allerdings den Nachteil, daß bei Systemfehlern die Verfügbarkeit aller Anlagen der gleichen Serie herabgesetzt wird. Dies zeigt z.B. die Erfahrung mit der französischen 900 MWe-Serie, bei welcher 1979/80 und 1982/83 die Verfügbarkeit durch Nachrüstungen weit unter der angestrebten Verfügbarkeit lag (siehe Abb. 2.1-6 aus /KTG, 1987/).

ARBEITSVERFÜGBARKEIT (900 MW-DRUCKWASSERREAKTOREN)

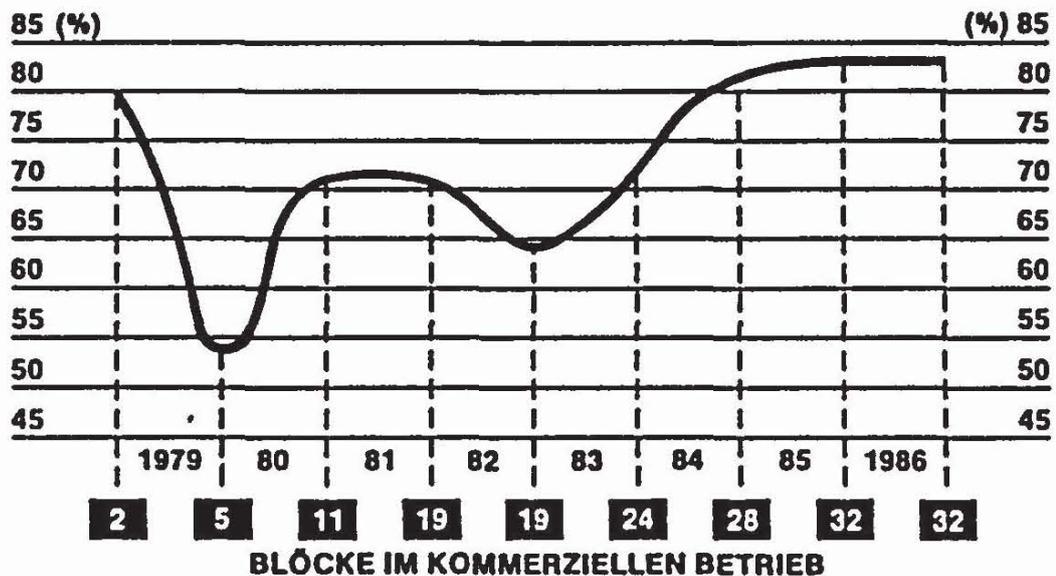


Abb. 2.1-6: Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit der französischen 900 MW-Serie von 1979 - 1987

/KTG, 1987/

2.1.1.4 Kostensenkungspotential bezüglich der Anlagekosten

Die bei der Realisierung der Konvoi-Anlagen gemachten Erfahrungen mit der bis in die Detailkomponentenebene reichenden Standardisierung und der Digitalisierung der zugeordneten Informationen lassen erwarten, daß die Anlagekosten für ein 1300MWe-Kraftwerk voraussichtlich noch um ca. 10 - 15 % gesenkt werden können /Grüner, 1989/. Eine entscheidende Rolle spielt hierbei die Anzahl der in einem nicht zu großen Zeitintervall bestellten Anlagen. Weitere Kostensenkungen könnten durch folgende Maßnahmen erzielt werden /Kolb, 1989; Grüner, 1987/:

- Technische Verbesserungen an Komponenten durch weitere Forschung und Entwicklung, z.B. durch Vereinfachungen am Notkühlsystem durch ausschließliche Einspeisung in den heißen Strang.
- Übergang vom viersträngigen auf ein dreisträngiges Sicherheitssystem.
- Einbeziehung von Erfahrungen bei Errichtung und Betrieb bereits laufender Anlagen, z.B. durch ein neues Abstützensystem für den Reaktor Druckbehälter, durch Integration des Biologischen Schields in die Betonstruktur, Vereinfachungen am Wasseraufbereitungssystem (Wegfall eines Verdampfers) sowie Auslegung weiterer Systeme entsprechend den aus dem bisherigen Betrieb vergleichbaren Anlagen zu erwartenden Durchsätzen und Anforderungshäufigkeiten.
- Verbesserte Planung vor der Komponentenbestellung, z.B. Reduktion der Anzahl von Rohrleitungen, Verwendung einer geringeren Anzahl von Rohrleitungstypen und Durchmesser, Modularisierung der Kabelträger, neue Rohrleitungsabstützungen mit besserem Zugang.
- Rationalisierung bei der Komponentenfabrikation und bei der Errichtung der Anlage.

Weitere Reduktionen lassen sich durch Bauzeitverkürzung mittels eines verbesserten Projektmanagements insbesondere bei Serienanlagen erreichen. Dies wurde bei der Errichtung der drei Konvoi-Anlagen (ISAR-2, GKN-2, Emsland) bereits praktiziert. Ferner würden bei einer Doppelanlage (z.B. 2 x 1300 MWe an einem Standort und gleichzeitige Bestellung der Anlage) eine Reduktion der Anlagenfläche um bis zu 45 % (bei Frischwasserkühlung) und an Bauvolumen von bis zu 20 % möglich sein /Grüner, 1986/. Eine weitere Kostensenkung kann durch eine Leistungserhöhung auf ca. 1450 MWe erreicht werden.

Insgesamt dürften durch die beschriebenen Maßnahmen weitere Kostenreduktionen um ca. 5 - 10 %, bei einer Doppelanlage nochmals 5 - 10 % möglich sein. Für die nahe Zukunft dürfte des-

halb die Annahme der Senkung der Anlagekosten bei großen Leichtwasserreaktoren in der Bundesrepublik um 10 %, für die fernere Zukunft um ca. 20 % (bei Doppelanlagen) realistisch sein.

Für die französischen Anlagen wird durch weitere Standardisierungs- und Rationalisierungsmaßnahmen beim Übergang von der P4- auf die N4-Serie mit einer Reduktion der Investitionskosten um 5 % gerechnet /Kupitz, 1988/.

Die von Japan und USA gemeinsam entwickelte Advanced-BWR-Anlage (ABWR) mit 1350 MWe (Vorgängeranlage: BWR-5 Siedewasserreaktor mit 1000 MWe) soll nach /Matsuo, 1988/ durch Erhöhung der Leistung des Reaktors und Verbesserungen an der Turbine sowie durch Vereinfachungen am Dampfabseidesystem, Verbesserungen am Kühl- und Notkühlsystem und der Leittechnik sowie Verkürzung der Bauzeit auf 4 Jahre bezüglich der spezifischen Anlagekosten um ca. 20 % günstiger werden (außeramerikanischer Markt). Eine Kostenreduktion in der gleichen Größenordnung (20 % der spezifischen Anlagekosten) wird für den Advanced-PWR (APWR) mit 1350 MWe (Westinghouse-Mitsubishi-Entwicklung) erwartet /McCutchan, 1989/ (auf außeramerikanischen Märkten).

Auf dem amerikanischen Markt dürfte die Reduktion der Bauzeit die größten Kosteneinsparungen bewirken. Um dies leichter realisieren zu können, wurden umfangreiche Studien für sogenannte "Advanced passive LWRs" durchgeführt. Für einen 600MWe-DWR mit passiver Nachwärmeabfuhr entfallen nach Aussagen von Westinghouse bzw. GE sehr viele Komponenten (Pumpen (50 %), Ventile (60 %), Rohre (60 %), Notstromdiesel), so daß spezifische Anlagekosten von 1200 - 1500 \$/kWe möglich sein sollen (40 % günstiger als eine Standard 600MWe-Anlage). Dabei wird eine weitgehende Vorfabrikation der Komponenten vorausgesetzt, die leichtere Qualitätskontrolle und höhere Produktivität als auf der Baustelle ermöglicht /Ross, 1988/. Würden diese Kosten auf deutsche Verhältnisse (Genehmigungsrandbedingungen, Betreiberanforderungen) übertragbar sein, wären solche Anlagen bei spezifischen Kosten (bei einem Dollarkurs von 2 DM/\$) zwischen 2400 - 3000 DM/kWe durchaus wettbewerbsfähig mit großen Anlagen.

Für den kleinen 200MWe-Reaktor von Siemens/KWU /Götzmann, 1989/, bei dem wie beim AP-600 auf eine große Zahl von Komponenten verzichtet werden kann (im Vergleich zu Standard-Anlagen), werden spezifische Anlagekosten angegeben, die um ca. 20 % höher als die großer Anlagen (Korvoi) sind. Die vorliegenden Informationen zeigen, daß durch die sehr vereinfachte und kompakte Bauweise und die aufgrund der passiven Wärmeabfuhr (Naturumlauf) geringe Anzahl von aktiven Komponenten auch für kleinere Anlagen niedrige spezifische Kosten erreichbar erscheinen. Solche kleine Anlagen könnten damit in bestimmten Einsatzbereichen durchaus wirtschaftlich arbeiten.

2.1.1.5 Stilllegungskosten

Die Stilllegung von Kernkraftwerken befindet sich derzeit noch in der Phase der technischen Demonstration, hat also noch keinen Stand erreicht, der es erlaubt, aufgrund praktischer Erfahrungen Kostenangaben für einzelne Reaktortypen unabhängig von einer konkreten Anlage zu machen. Die folgenden Kostenangaben können deshalb nur dazu dienen, ein Bild über die ungefähre Größenordnung von Stilllegungskosten bei Kernkraftwerken zu vermitteln. Die notwendigen Arbeitsschritte bei der Stilllegung sind z.B. in /Schatz, 1987/ beschrieben.

Die bislang detaillierteste Kostenermittlung in der Bundesrepublik Deutschland liefert die Studie "Stilllegungstechnik für Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren" /Petrasch, 1989/. In dieser Studie wurden für die Referenzanlagen Biblis A (DWR) und Brunsbüttel (SWR) folgende Kosten ermittelt:

(in Mio DM)	Sicherer Einschluß mit totaler Beseitigung nach 30 Jahren	unmittelbare totale Beseitigung
Druckwasserreaktor 1300 MWe		
• Herleitung sicherer Einschluß und Kosten während Einschlußzeit	39,4	-
• Beseitigung	339,8	386,5
Insgesamt	379,2	386,5
Siedewasserreaktor 800 MWe		
• Herleitung sicherer Einschluß und Kosten während Einschlußzeit	30,1	-
• Beseitigung	387,0	464,6
Insgesamt	417,1	464,6

Für die Stilllegung und Beseitigung des Versuchskernkraftwerks Niederaichbach (KKK, 100 MWe) werden folgende Kosten angegeben /Löschhorn, 1984/:

- Überführung der Anlagen in den sicheren Einschluß
(effektive Kosten in den Jahren 1974 bis 1981) ca. 30 Mio. DM

- Plankosten für die totale Beseitigung
(Preisstand 1984)
- Planung, Genehmigung
- Durchführung der Beseitigung
(incl. Fertigung der Demontagegeräte)

ca. 10 Mio. DM

Bezieht man die projektierten Stilllegungskosten für DWR bzw. SWR auf die elektrische Nettoleistung (1258 MWe bzw. 880 MWe), so ergeben sich spezifische Stilllegungskosten von ca. 300 DM/kWe für DWR und 475 DM/kWe für SWR.

2.1.2 Brennstoffkreislaufkosten

Die Brennstoffkreislaufkosten umfassen alle Kosten der Brennstoffversorgung und der Entsorgung (siehe Abb. 2.1-7, Brennstoffkreislauf). Die wesentlichen Stufen sind Uranerzgewinnung, Konversion von Urankonzentrat, Anreicherung, Brennelementherstellung, Zwischenlagerung abgebrannter Brennelemente, Wiederaufarbeitung und Plutoniumrückführung sowie Endlagerung der dabei entstehenden Abfälle oder direkte Endlagerung der (konditionierten) Brennelemente. Dazu kommen Transporte zwischen den einzelnen Stufen. Die Brennstoffkreislaufkosten werden in der Regel auf die erzeugte Nettoenergie in kWh (bei Heizreaktoren auf thermische Leistung) bezogen.

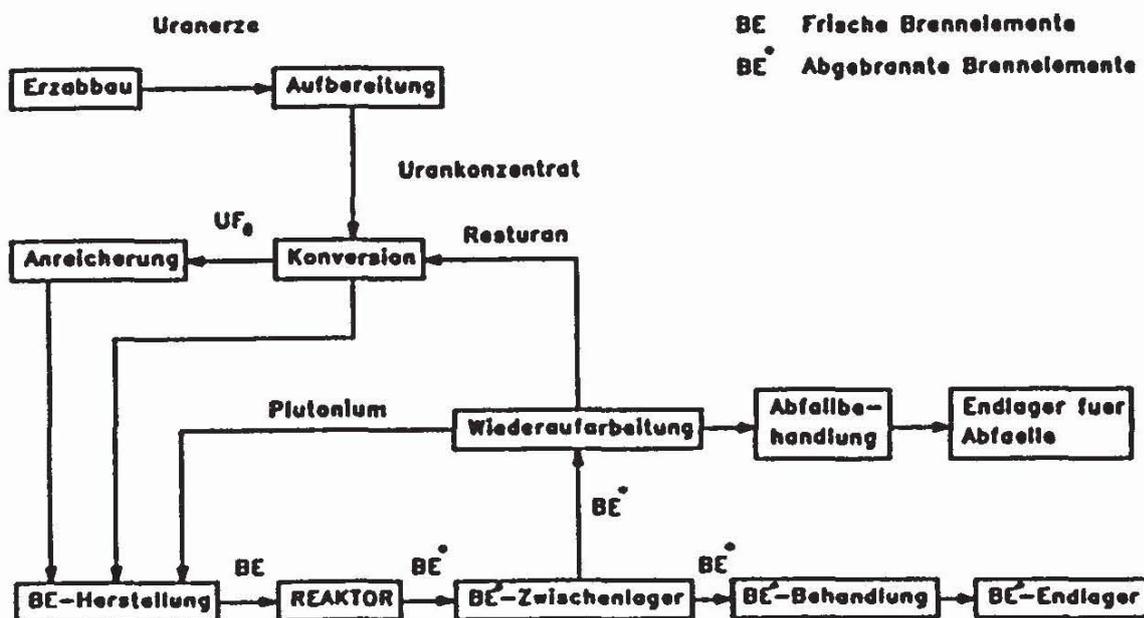


Abb. 2.1-7: Schematische Darstellung des Brennstoffkreislaufs

2.1.2.1 Einflußgrößen auf Brennstoffkreislaufkosten

Die Brennstoffkreislaufkosten hängen zum einen von den Kosten der einzelnen Stufen des Brennstoffkreislaufs,

- Urangewinnung/Urskonzentrat U_3O_8 ,
- Konversion,
- Trennarbeit,
- Fertigung,
- Transporte,
- Zwischenlagerung,
- Wiederaufarbeitung/Endlagerung,
- direkte Endlagerung,

zum anderen von den je kWh benötigten Ressourcen bzw. Arbeitsschritten ab. Ferner ist bei Bezug von Materialien oder Dienstleistungen aus anderen Ländern noch der Wechselkurs (insbesondere des US \$) von Bedeutung.

Die Preise für Natururan, Konversion, Trennarbeit usw. hängen von der jeweiligen Marktsituation, also von Angebot und Nachfrage ab. Langfristig ist jedoch voraussichtlich nur beim Natururan (Urskonzentrat) mit einem Anstieg der realen Preise zu rechnen.

Durch die Entwicklung von Brennelementen für hohe Abbrände, verbesserte Kernausslegung und Brennelementeinsatzstrategien, Erhöhung des Konversionsfaktors (z.B. durch enge Gitter oder spectral shift) sowie durch Plutoniumrückführung in Reaktoren mit Standard-LWR-Brennstabgitter bzw. in Hochkonvertern können beträchtlich Mengen an Natururan bzw. Anreicherung eingespart werden. Dadurch lassen sich die Brennstoffzykluskosten bis zu 25 % herabsetzen.

2.1.2.2 Natururanversorgung

Die Uranproduktion der Länder der westlichen Welt, einschließlich geringer Mengen aus der UdSSR und aus der VR China, lag 1988 bei 37600 t U. Dazu kommen etwa 900 t U aus der Wiederaufarbeitung /Braatz, 1989/. Der Natururanbedarf zum Betrieb der in der westlichen Welt arbeitenden Kernkraftwerke betrug 1988 ca. 44000 t U. Der geschätzte Natururanbedarf für den Zeitraum bis 2000 ist in Abb. 2.1-8 nach /NUKEM, 1988/ dargestellt.

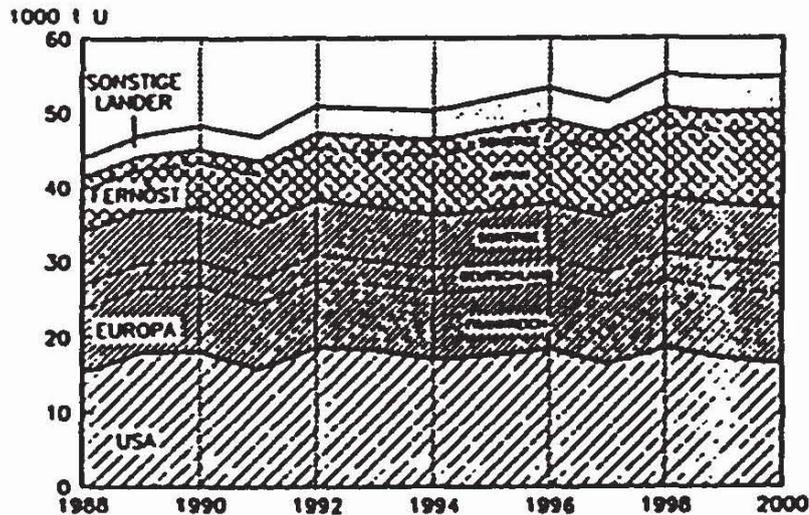


Abb. 2.1-8: Uranbedarf der westlichen Welt 1988 - 2000 /NUKEM, 1988/

Vorkommen

Die heute nachgewiesenen und geschätzten Uranreserven sind in den Abbn. 2.1-9 und 2.1-10 dargestellt /NUKEM, 1988a/.

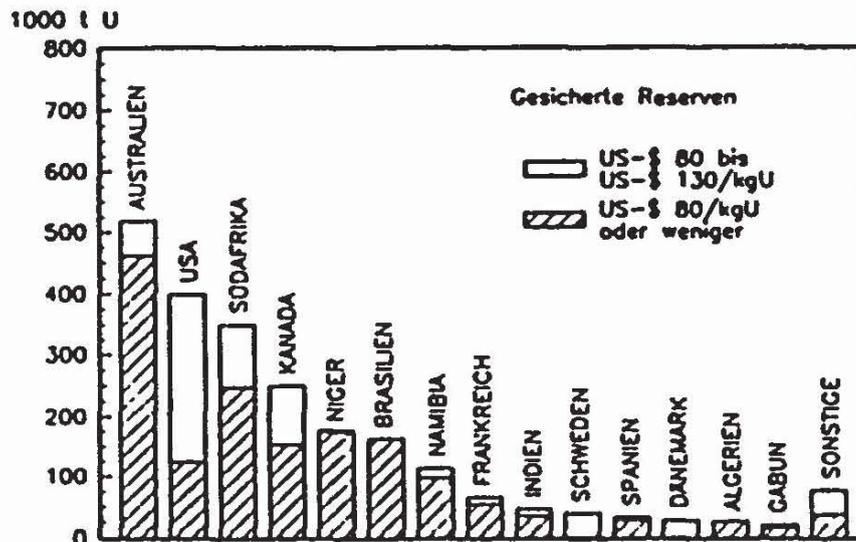


Abb. 2.1-9: Verteilung der gesicherten Uranreserven (westliche Welt /NUKEM, 1988a/)

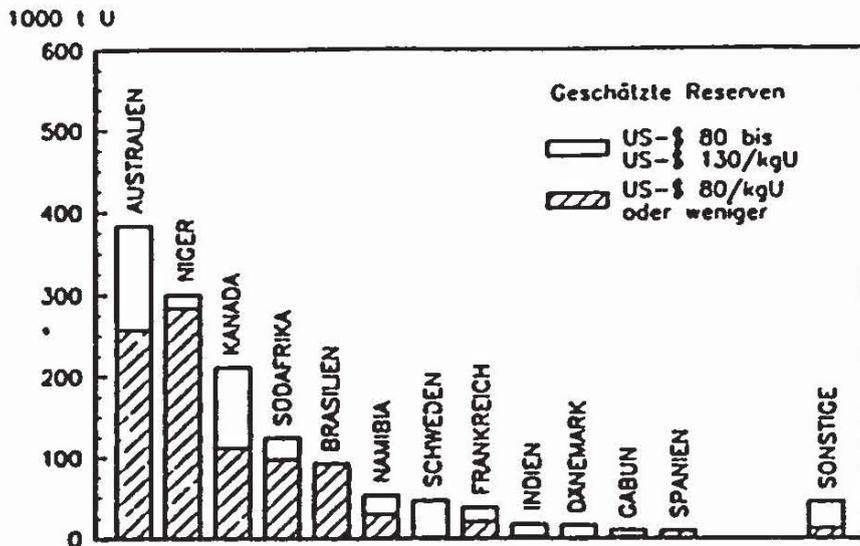


Abb. 2.1-10: Verteilung der geschätzten Uranreserven (westliche Welt /NUKEM, 1988a)

Die Reserven belaufen sich auf ca. 3,5 Mio. t U. Damit kann bei einem jährlichen Uranbedarf von 55000 t die Uranversorgung für ca. 60 Jahre sichergestellt werden. Die voraussichtliche Entwicklung der Uranproduktion ist nach /NUKEM, 1988/ aus Abb. 2.1-11 ersichtlich, der derzeitige Status ist z.B. in /Braatz, 1989/ beschrieben.

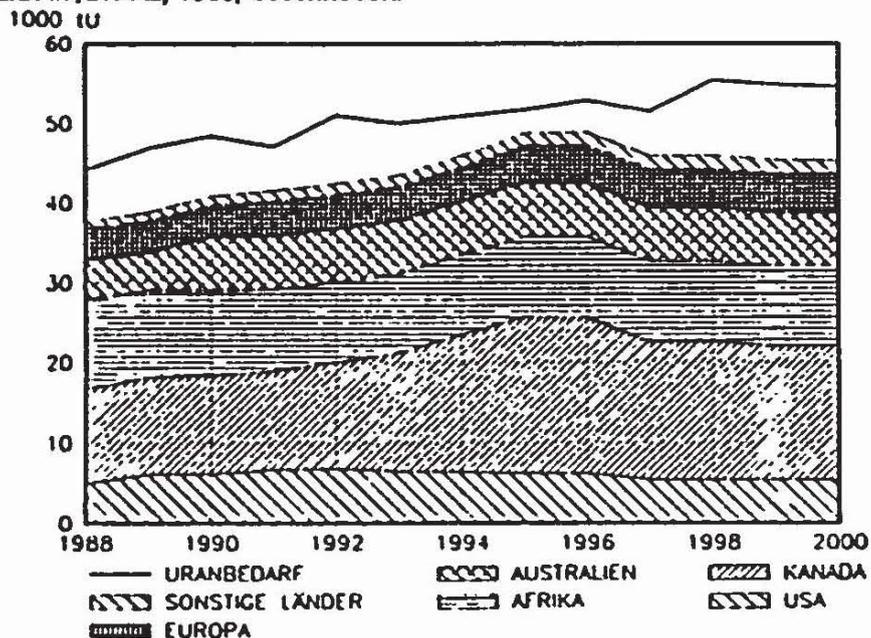


Abb. 2.1-11: Uranproduktion der westlichen Welt /NUKEM, 1988/

Das gesamte (bei den Verbrauchern vorhandene) Inventar an Natururan und angereicherterem Uran beläuft sich in der westlichen Welt 1989 auf ca. 120000 t /NUKEM, 1989/.

Preisentwicklung

Der Uranpreis auf dem Spotmarkt ist 1988 unter Druck geraten und nahm bis Mitte 1989 stetig ab, so daß das derzeitige Spotmarktpreisniveau bei ca. 10 \$/lb U_3O_8 liegt (Abb. 2.1-12 /NUKEM, 1989/). Die Preise für mittel- und langfristig bestelltes Uran liegen dagegen bei ca. 32 \$/lb U_3O_8 . Über 1987 hinaus sind für Europa keine Preise für mittel- und langfristige Verträge angegeben).

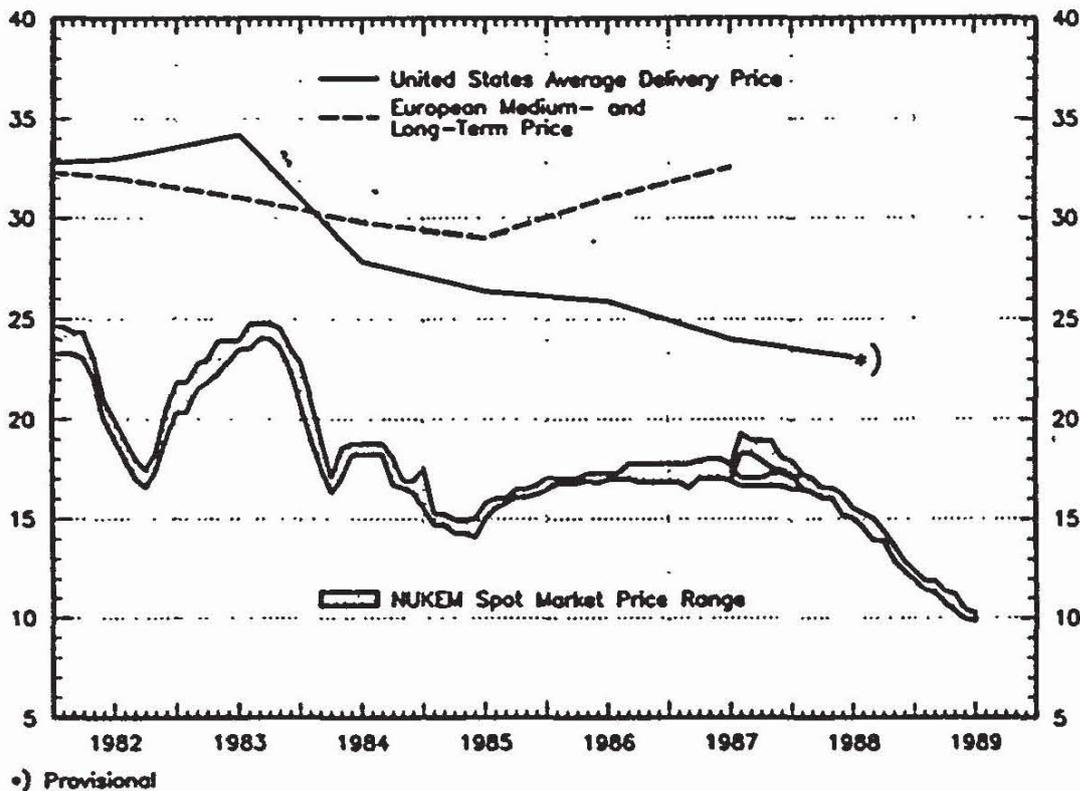


Abb. 2.1-12: Natururanpreise (\$/lb U_3O_8) Stand 8/89 /NUKEM, 1989/

Als Ursache für die Spotmarktpreisentwicklung werden das verstärkte Anbieten amerikanischer Produzenten auf dem Spotmarkt sowie die verringerte Nachfrage amerikanischer Energieversorgungsunternehmen und die durch langfristige Lieferverträge ausreichende Versorgung der anderen westlichen Verbraucher vermutet /Braatz, 1989/.

2.1.2.3 Konversion

Die installierte Kapazität für die Konversion von Natururankonzentrat in den Ländern der westlichen Welt einschließlich der bereits vertraglich fixierten Lieferungen der UdSSR liegt bis zum Jahre 2000 deutlich über dem Bedarf. Die gesamte in der westlichen Welt vorhandene Kapazität zur Konversion von Natururankonzentrat beträgt derzeit 54600 t U/a (Abb. 2.1-13).

Der Bedarf an Konversionsdienstleistungen betrug im Jahre 1988 in den Ländern der westlichen Welt etwa 40000 t U/a und wird bis zum Jahre 2000 auf ca. 52000 t U/a ansteigen. Berücksichtigt man das Natururanäquivalent der aus der Wiederaufarbeitung anfallenden Mengen an Uran und Plutonium und geht man von einer direkten Rezyklierung aus, so reduziert sich der Konversionsbedarf für Natururan im Jahre 2000 um etwa 4700 t U auf etwa 47000 t U /Braatz, 1989/.

Die Preise für die Konversion von Natururankonzentrat unter neuen langfristigen Lieferverträgen lagen 1988 zwischen 5,00 und 8,40 US-\$/kg U. Der untere Wert entspricht den heutigen Preisen für die Konversionsdienstleistungen der amerikanischen und kanadischen Konverter. Der obere Wert resultiert aus der Umrechnung der europäischen Preise in amerikanische Dollar bei den niedrigen Dollarkursen etwa Mitte 1988.

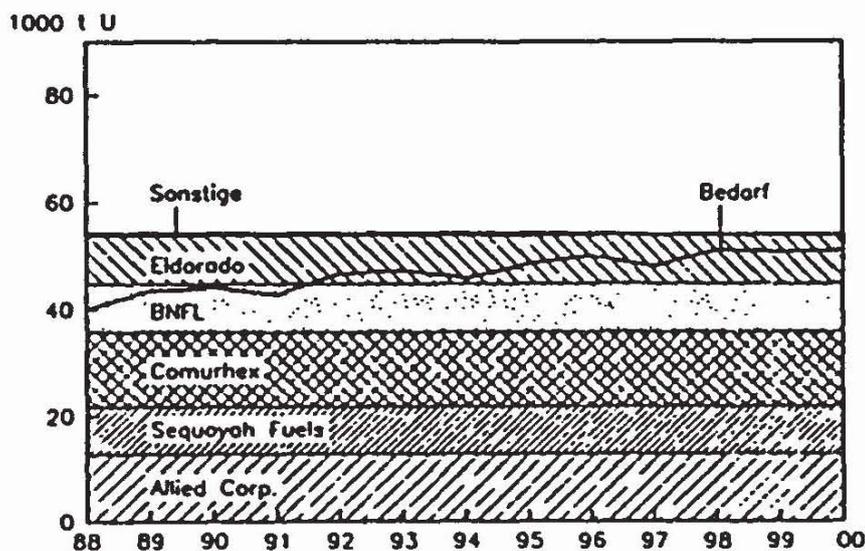


Abb. 2.1-13: Konversionsbedarf und Kapazität in der westlichen Welt

2.1.2.4 Anreicherung

Die vorhandenen und geplanten Anreicherungskapazitäten der Länder der westlichen Welt einschließlich der bisher schon vertraglich abgesicherten Trennarbeitsliefermengen aus der UdSSR an westeuropäische EVU können den zu erwartenden Trennarbeitsbedarf bis über das Jahr 2000 hinaus decken (Abb. 2.1-14). Eine besondere Rolle fällt hierbei Urenco zu, die davon ausgeht, zusätzliche Trennarbeitsmengen zu kontrahieren und die Anlagen in Capenhurst, Almelo und Gronau auf eine Kapazität von insgesamt 5000 bis 6000 t UTA/a bis zum Jahre 2000 auszubauen. Die Anreicherungsanlage der Urenco im westfälischen Gronau erreichte Ende 1988 die im 1. Bauabschnitt genehmigte Kapazität von 400 t UTA/a. Die Genehmigung für den Ausbau auf 1000 t UTA/a in Gronau, Nordrhein-Westfalen, hat sich verzögert. Die derzeitigen Trennarbeitskapazitäten der Urenco-Anreicherungsanlagen sind in Tab. 2.1-3 angegeben /Braatz, 1989/.

Tab. 2.1-3: Urenco-Anreicherungsanlagen /Braatz, 1989/

Standort	Kapazität Ende 1988 t UTA/a
Gronau	400
Almelo	1200
Capenhurst	800
Summe	2400

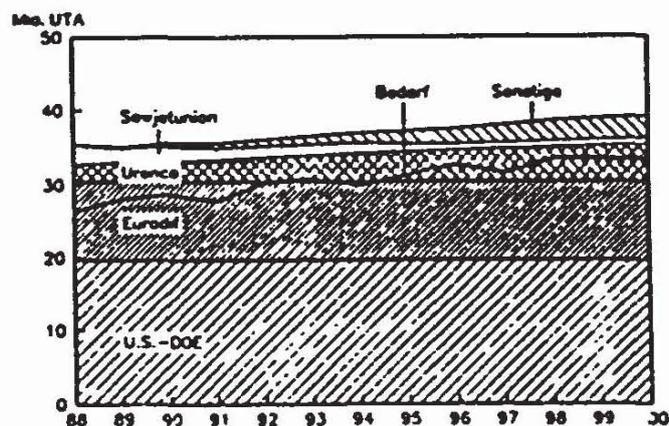


Abb. 2.1-14: Trennarbeitsbedarf und Kapazität in der westlichen Welt /NUKEM, 1988/

Der Bedarf der westlichen Welt an Urantrennarbeit ist bis 1995 zum großen Teil durch langfristige Trennarbeitsverträge abgedeckt (Abb. 2.1-15). 48 % sind bei US-DOE unter Vertrag, 25 % entfallen auf EURODIF, 5 % auf URENCO. Weitere Urantrennarbeit kann von der UdSSR bzw. China geliefert werden. Das Trennarbeitsäquivalent für die thermische Pu-Rezyklierung wird ca. 3 % ausmachen.

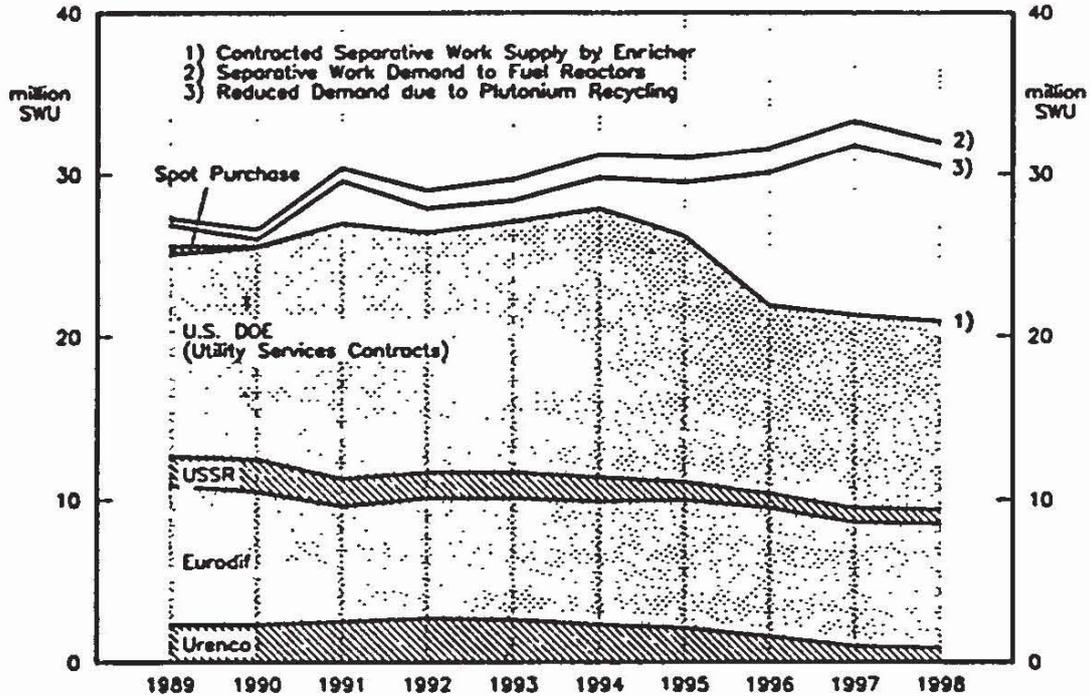


Abb. 2.1-15: Vertraglich festgelegte Trennarbeit in der westlichen Welt /NUKEM, 1989/

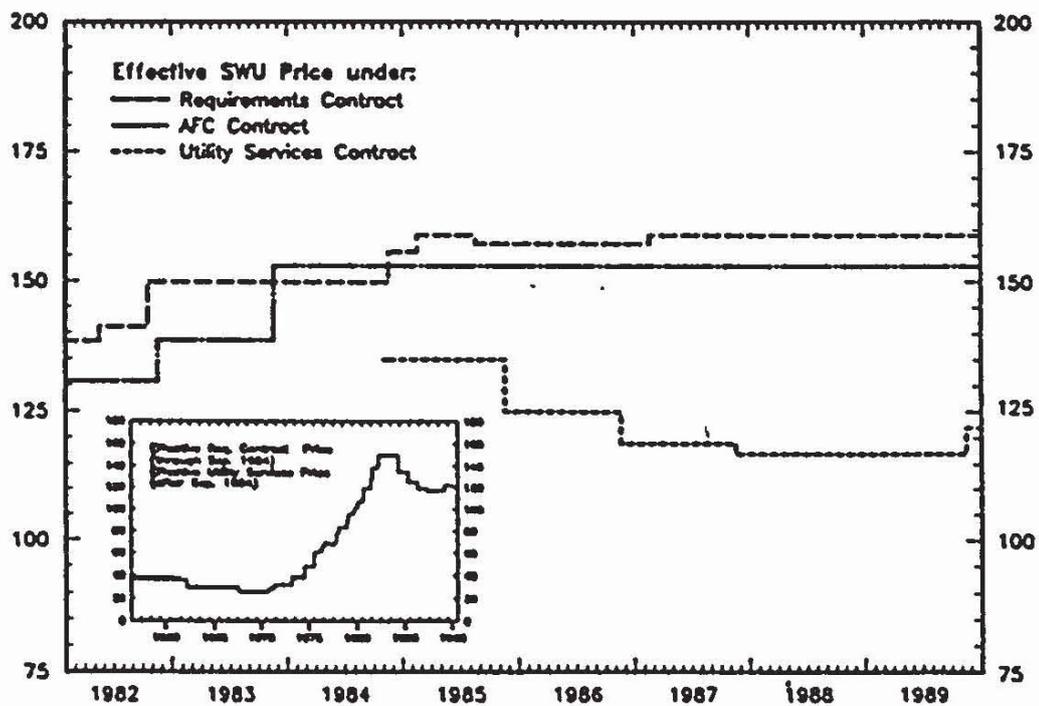


Abb. 2.1-16: U.S. DOE Trennarbeitspreise (\$/UTA)

Die Preise für langfristige Anreicherungsdienstleistungen sind derzeit relativ stabil (siehe Abb. 2.1-16 /NUKEM, 1989/).

Das derzeitige Niveau liegt bei 122 \$/UTA. Die Preise für die Urantrennarbeit sind derzeit im wesentlichen durch das energieintensive Diffusionsverfahren bedingt.

Langfristig können diese Preise sinken, wenn das kostengünstigere Zentrifugenverfahren (URENCO /Becker, 1986/) bzw. das molekulare bzw. atomare Laserverfahren (Meyer-Kretschmer, 1983/ Marktanteile gewinnt.

2.1.2.5 Brennelementfertigung

Die Kapazität der (in Betrieb befindlichen) LWR-Brennelement-Fabriken in Europa ist derzeit 3456 t SM/Jahr (SM: Schwermetall) /Braatz, 1989/. Weltweit besteht zur Zeit eine Überkapazität von ca. 40 %, da durch Rückgang von Kraftwerksneubauten die Zahl der Brennelemente für Erstkerne und durch Maßnahmen zur Verbesserung des Brennstoffkreislaufs (Erhöhung der Abbrände) die Anzahl der je Zyklus benötigten Brennelemente zurückgingen.

Durch die wachsende Bedeutung der thermischen Rezyklierung des aus Wiederaufarbeitungsanlagen angefallenen Plutoniums wird der Wettbewerb (bei der Uran-Brennelementfertigung) noch verstärkt, was sich stabilisierend auf die Preise auswirken wird.

In der Bundesrepublik Deutschland werden bereits in acht Druckwasserreaktoren Uran-Plutonium-Mischoxid-Brennelemente (MOX-BE) eingesetzt. Für einige Siedewasserreaktoren sind Anträge für den Einsatz von MOX-BE in Vorbereitung.

Um den steigenden Anfall von Plutonium termingerecht verarbeiten zu können, werden die Fertigungskapazitäten für MOX-BE des Brennelementwerkes Siemens in Hanau ausgebaut. Die Fertigungskapazität wird bis Mitte der 90er Jahre schrittweise auf ca. 120 t Schwermetall/Jahr erhöht. Diese Fertigungskapazität ermöglicht es, den Plutoniumbestand der deutschen Kernkraftwerksbetreiber bis zur Mitte der 90er Jahre vollständig zu MOX-Brennelementen zu verarbeiten und anfallendes Plutonium kontinuierlich zu verwerten (Abb. 2.1-17) /Dibbert, 1988/.

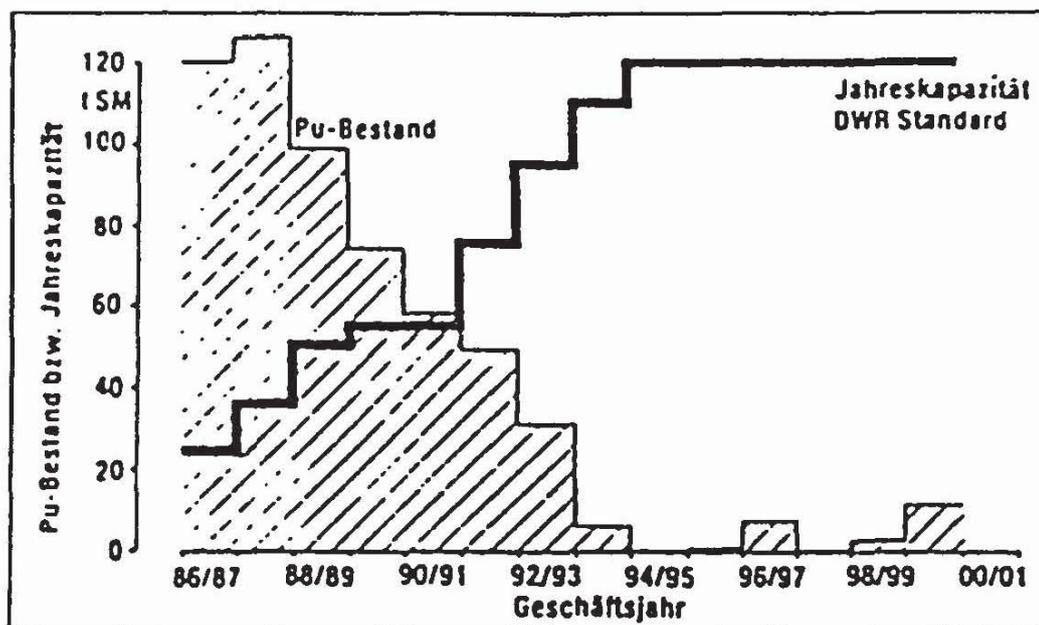


Abb. 2.1-17: Verarbeitungs- und Abbaukapazität und Abbau des Pu-Bestands in der Brennelement-Fabrik Hanau der Siemens AG /Dibbert, 1988/

Die derzeitigen Kosten (1989) für die Uran-Brennelementfertigung liegen bei 530 DM/kg U. Die Fertigung von Mischoxid-Brennelementen (UO_2 - PuO_2 -Mischoxid (MOX)) wird (Stand 1989) noch mit 2700 - 3200 DM/kg Schwermetall angegeben (Abb. 2.1-20) /Dibbert, 1988/. Durch Erhöhung der Fertigungsdurchsätze bei der MOX-Fertigung wird bis 1996 mit einem Rückgang von ca. 50 - 60 % gerechnet (1500 - 1600 DM/kg SM). Dadurch, daß bei MOX-Brennelementen keine Trennarbeit erforderlich ist, können MOX-Brennelemente dann einen erheblichen Kostenvorteil gegenüber Uran-Brennelementen aufweisen, was in naher Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des geschlossenen Brennstoffkreislaufs bedeutet.

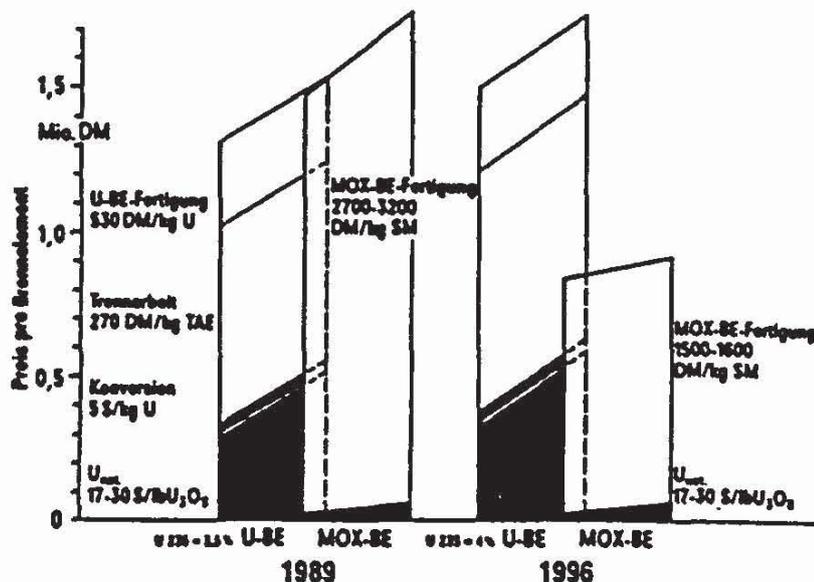


Abb. 2.1-18: Preisvergleich von Uran und MOX-Brennelementen 1989 und 1996

2.1.2.6 Transportkosten

Die verschiedenen Stufen des nuklearen Brennstoffkreislaufs werden durch Transporte von nuklearem Material verbunden. Aus geographischen, aber auch aus historischen und politischen Gründen werden die Prozesse dieser Stufen an z.T. weit voneinander entfernten Orten bearbeitet. Aus diesen Gründen sind Transporte von nuklearem Material erforderlich, die besonderen Bedingungen unterliegen. Die Mengen des zu transportierenden Materials, die bei einer 1000MWe-Anlage jährlich anfallen, sind in Tab. 2.1-4 aufgelistet /Timm, 1986/ (für Standort Bundesrepublik).

Tab. 2.1-4: Nukleare Transporte bei der Ver- und Entsorgung einer 1000MWe-Anlage

Transported Goods	Transported Volumes		Number of Transports	Average Transport Price per Unit ^a	Total Transport Price (in DM)
	Material (net)	Material and Packaging			
Uranium ore concentrate (U ₃ O ₈)	150 t U	200 t	10	1.25 DM/kg U	187 500
UF ₆ nat	150 t U	270 t	18	1.50 DM/kg U	225 000
UF ₆ enriched	30 t U	80 t	4	8.50 DM/kg U	255 000
UF ₆ depleted	120 t U	230 t	17	1.10 DM/kg U	132 000
Fresh fuel elements (UO ₂)	30 t U	80 t	6	4.— DM/kg U	120 000
Plutonium (PuO ₂)	210 kg/Pu fiss	25 t	2	3500.— DM/kg Pu fiss	735 000
Irradiated fuel (UO ₂)	30 t U	500 t	5	150.— DM/kg U	4 500 000
High-active waste	9 t glass	130 t	1	45.— DM/kg	405 000
Medium-active waste**	80 m ³	1000 t	50	2500.— DM/m ³ ***	200 000
Low-active waste**	300 m ³	120 t	30	550.— DM/m ³	165 000
Total		2635 t	143		6 924 500

^a for materials shipped internationally strongly dependent on currency exchange rates

** deriving from reactor operation and from reprocessing plant

*** without containers meant to serve for final disposal

Verglichen mit den übrigen Kosten des nuklearen Brennstoffkreislaufs sind die Transportkosten mit ca. 4,3 % relativ gering (siehe Tab. 2.1-5).

Tab. 2.1-5: Vergleich der Transportkosten mit den übrigen Kosten des Brennstoffkreislaufs

	DM per kg U-FE	%		% of total
<i>Front End</i>				
U-nat	990	37		18.6
Conversion	75	3		1.4
Enrichment	1045	40		19.6
Fuel Elements	500	19		9.3
Transports	30	1		—
		100	2640 DM	
<i>Back End</i>				
Reprocessing	2000	74		37.5
Final disposal (LAW, MAW, HAW)	500	19		9.3
Transports	200	7		—
		100	2700 DM	
Total transports	230			4.3
Total fuel cycle			5340 DM	100.0

* Related to 1 kg U (3% enriched, 0.25% tails) contained in a fuel element (kg U-FE). For US\$ prices an exchange rate of US\$ 1 = DM 2.20 is applied.

2.1.3 Entsorgung

Die Entsorgung abgebrannter Brennelemente kann durch direkte Endlagerung (DE) (nach einer Konditionierung) oder durch Wiederaufarbeitung und Endlagerung (IE) des dabei separierten hochaktiven Abfalls durchgeführt werden. Die wesentlichen Schritte (siehe auch Abb. 2.1-7) sind hierbei zusammen mit den zugehörigen Kosten in Tab. 2.1-6 dargestellt /Closs, 1985; Closs, 1989; VDEW, 1987/. Die in dieser Tabelle angegebenen Bandbreiten spiegeln unterschiedliche Angaben wieder. Aus den bisherigen Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit der beiden Entsorgungstechniken geht hervor, daß die direkte Endlagerung kostengünstiger ist als die integrierte Entsorgung, und zwar auch dann, wenn für das bei der Wiederaufarbeitung gewonnene Plutonium eine Gutschrift gewährt wird /Closs, 1985/ (siehe Abb. 2.1-19). Die Voraussetzungen für die in der zitierten Arbeit durchgeführten Kostenrechnungen sind 1989 nicht mehr gegeben. Vergleiche der Kosten für die integrierte Entsorgung und direkte Endlagerung für die Jahre 1984 und 1989 zeigen den derzeitigen Stand /Closs, 1989/. Für die direkte Endlagerung (Abb. 2.1-20) werden gegenüber 1984 erheblich

Tab. 2.1-6: Spezifische Gesamtkosten der Entsorgung

Spezifische Ausgaben ¹⁾ bzw. Gutschriften (DM pro kg SM) Kosten für das Jahr 2000 - Geldwert 1984			
Direkte Endlagerung			Integrierte Entsorgung
Transporte abgebrannter Brennelemente	42-150	42-150	Transporte abgebrannter Brennelemente
Konditionierung in KA-700 + Behälter	350-554	1200-1500	Wiederaufarbeitung in Cogema, BNF
Transporte konditionierter Brennelemente	66	17-45	Transporte verglaster HAW
		520	Zwischenlager HAW
Transporte Sekundärabfälle	1	7	Transporte Sekundärabfälle
Endlager DE	449	332-471	Endlager IE
		2118-2686	Summe Entsorgung
		0	Gutschrift Uran
		250	Gutschrift Plutonium
Summe Entsorgung	908-1220	1868-2436	Summe Entsorgung incl. Gutschrift

1) Bandbreiten durch Auswertung verschiedener Quellen

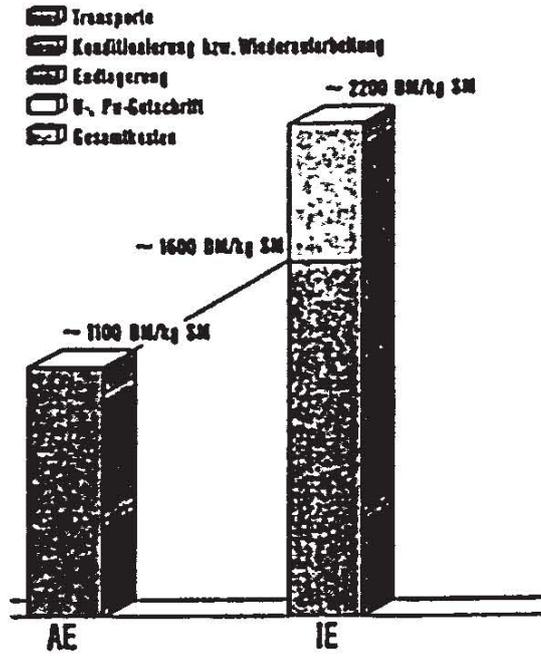


Abb.2.1-19: Spezifische Gesamtkosten der Entsorgung /Closs, 1985/

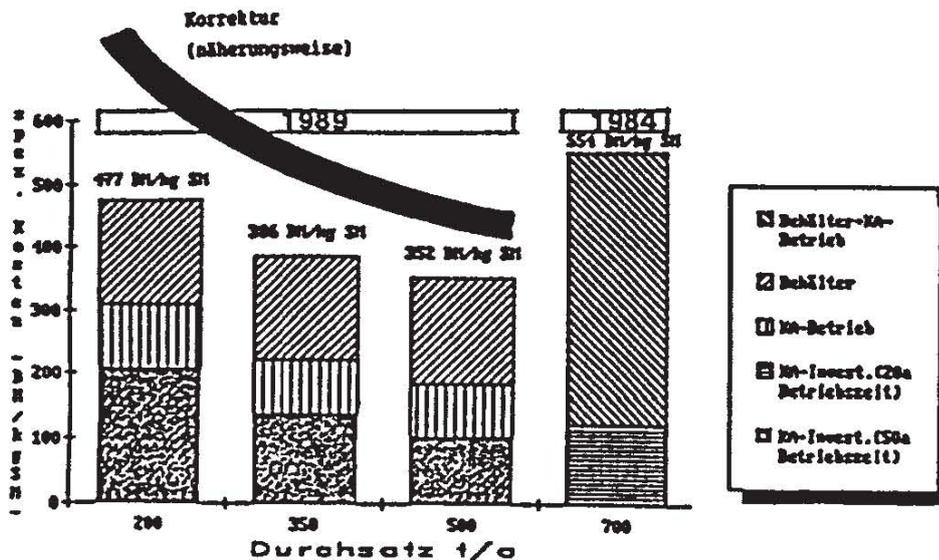


Abb. 2.1-20: Spezifische Kosten für Konditionierung und Behälter bei der direkten Endlagerung von abgebrannten Brennelementen

niedrigere spezifische Kosten (abhängig vom Jahresdurchsatz) für die Konditionierungsanlage angegeben. (Die stark ausgezogene Kurve in Abb. 2.1-20 zeigt vergleichbare Kosten für die 1984 konzipierte Konditionierungsanlage.)

Die abgebrannten Brennelemente der in der Bundesrepublik laufenden Kernkraftwerke werden zur Zeit durch Wiederaufarbeitung entsorgt (La Hague, WAK). Zur langfristigen Entsorgung wurde bis Mitte 1989 die 350 t/a-Anlage in Wackersdorf geplant und in Teilen gebaut. Vor der Fertigstellung wurde das Projekt aufgegeben, da sich die Möglichkeit der langfristigen Wiederaufarbeitung bei der französischen Anlage UP2 (in La Hague) und bei BNFL (Sellafield) bot. Die derzeit angegebenen Kosten für die Wiederaufarbeitung in Frankreich und Großbritannien sind aus Abb. 2.1-21 ersichtlich. Verglichen mit den Kosten für eine in der Bundesrepublik stehenden (fiktiven) Wiederaufarbeitungsanlage mit 700 Jahrestonnen (eine solche Anlage wurde als Nachfolgeanlage für die 350 t/a-Anlage in Wackersdorf diskutiert), sind die Wiederaufarbeitungskosten in Frankreich günstiger; allerdings wird eine geringere Vergütung für das abgetrennte Plutonium gegeben, so daß die resultierenden Kosten der Wiederaufarbeitung in Frankreich etwas höher sind. Da für die 350 t/a-Wackersdorf-Anlage jedoch (bei fast gleichen Investitionskosten wie für die geplante 700 t/a-Nachfolgeanlage) die Wiederaufarbeitungskosten erheblich höher gewesen wären als bei der 700 t/a-Anlage, ist die Wiederaufarbeitung z.Z. in Frankreich oder England günstiger.

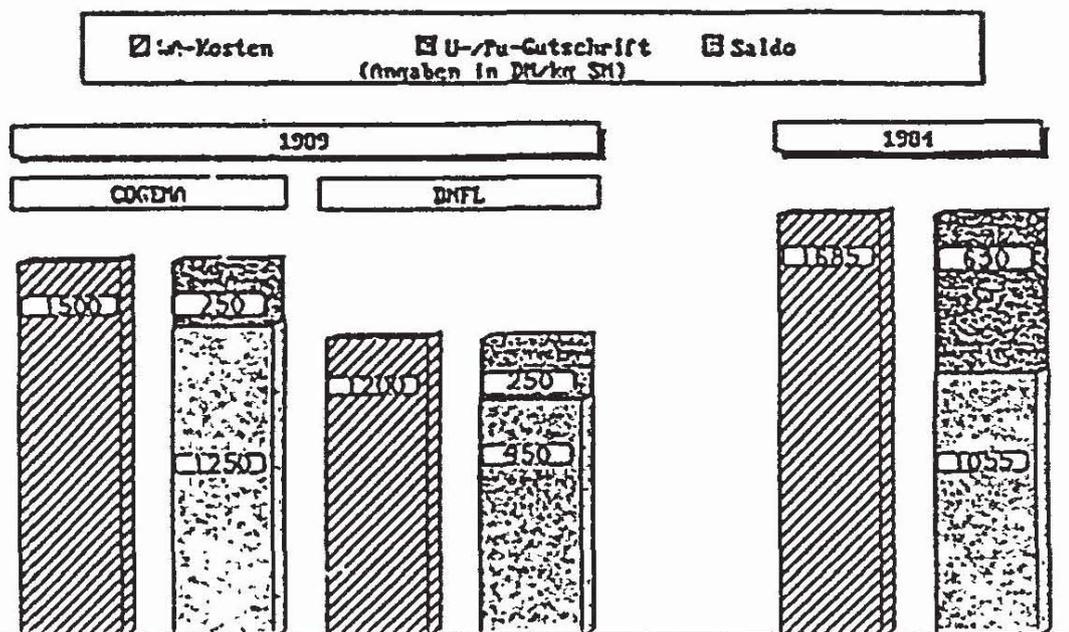


Abb. 2.1-21: Spezifische Kosten bei der Wiederaufarbeitung /Closs, 1989/

2.1.4 Spezifische Stromerzeugungskosten bei Leichtwasserreaktoren

Für die Berechnung der Stromerzeugungskosten von Leichtwasserreaktoren, die in naher Zukunft bzw. ferner Zukunft ans Netz gehen sollen (siehe gemeinsames Analyseraster), werden folgende Annahmen getroffen:

- a) Investitionskosten (ohne Zinsen und Steuern während der Bauzeit)
- | | |
|----------------|--|
| nahe Zukunft: | 3000,- DM/kWe (1258 MWe netto - Anlage), |
| ferne Zukunft: | 2677,- DM/kWe (1390 MWe netto - Anlage). |

Dies entspricht gegenüber heutigen (Konvoi-)Anlagen einer Reduktion der Investitionskosten um 10 % bzw. 20 %. Dabei wurde vorausgesetzt, daß die beschriebenen Kostensenkungspotentiale wirksam werden.

- b) Für die Brennstoffkreislaufkosten werden die in Tab. 2.1-7 aufgelisteten Basisdaten verwendet. Die Daten für Entsorgung (4000 DM/kg SM) und den Uranbedarf für den Brennstoffzyklus wurden konservativ hoch angenommen, obwohl durch neuere Entwicklungen voraussichtlich sowohl bei den Entsorgungskosten als auch bei den Brennstoffzykluskosten Einsparungen möglich wären.
- c) Für die Abrißkosten wurden 300 DM/kWe angenommen. Da die spezifischen Stromerzeugungskosten nicht sehr sensitiv von diesen Kosten abhängen, sind diese Kosten von untergeordneter Bedeutung.
- d) Die weiteren Kosten, z.B. Wartung, Instandhaltung usw. sind aus den Tabellen 2.2-8 (nahe Zukunft) und 2.2-9 (ferne Zukunft) ersichtlich, und zwar zusammen mit den entsprechenden Daten für fossil beheizte Kraftwerke.
- e) Für die Lebensdauer der DWR-Anlage wird von 35 Jahren ausgegangen, obwohl z.B. die Primärkreislaufkomponenten einer LWR-Anlage auf 40 Jahre ausgelegt sind.
- f) Als Bauzeit wurde 5 Jahre (60 Monate) angenommen. Die Konvoi-Anlagen und die Vor-Konvoi-Anlage Brokdorf konnten nahezu in dieser Zeit errichtet werden (siehe Abb. 2.1-3). Eine weitere Verkürzung auf 55 Monate könnte bei entsprechender Planung noch erreicht werden.

Die Rechenmethode zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten entspricht dem gemeinsamen Analyseraster für diese Studie. Die Ermittlung der Brennstoffkreislaufkosten wurde mit einem vereinfachten Modell /Hansen, 1983/ vorgenommen.

Ausgehend von den in Tab. 2.1-7 aufgeführten Daten errechnen sich die Brennstoffkreislaufkosten zu 2,6 Dpf/kWhe. Ihre Zusammensetzung ist aus Abb. 2.1-22 ersichtlich. Werden die wesentlichen Einflußgrößen auf die Brennstoffkreislaufkosten variiert, so ändern sich die Brennstoffkreislaufkosten entsprechend Abb. 2.1-23. Den größten Einfluß auf die Brennstoffkreislaufkosten haben die Entsorgungskosten mit 0,165 Dpf/kWhe je 10 % Änderung der Entsorgungskosten.

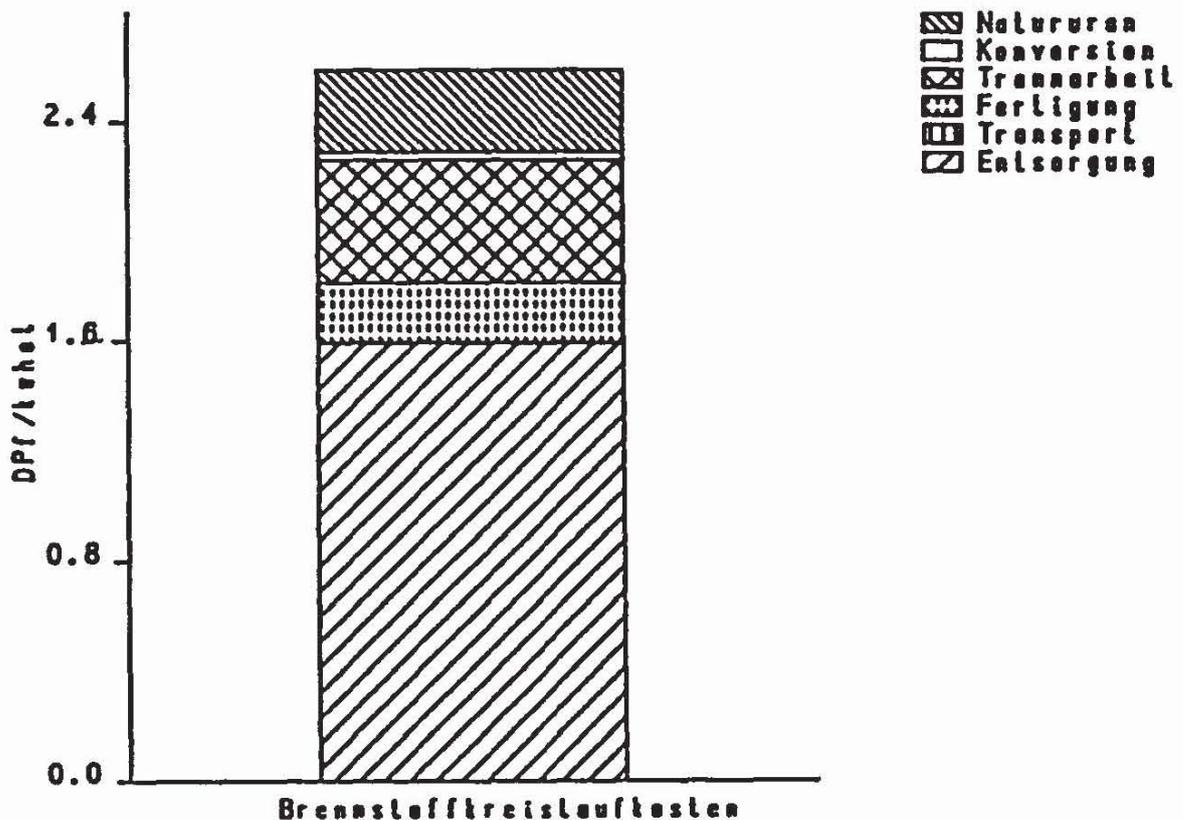


Abb. 2.1-22: Zusammensetzung der Brennstoffkreislaufkosten für Kernkraftwerke

Tab. 2.1-7: Basisdaten für die Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten

Wechselkurs	2 DM/US \$		
Urankonzentrat	30 \$/lb U_3O_8		
Konversion	6,5 \$/kg U		
Trennarbeit	125 \$/kg UTA		
Fertigung	550 DM/kg U		
Entsorgung	4000 DM/kg SM	1)	
Gleichgewichtszyklus			
• Mittlere Anreicherung	3,1 %		
• Mittlerer Entladeabbrand	33 MWd/kg U		

1) SM: Schwermetall (Uran und Plutonium)

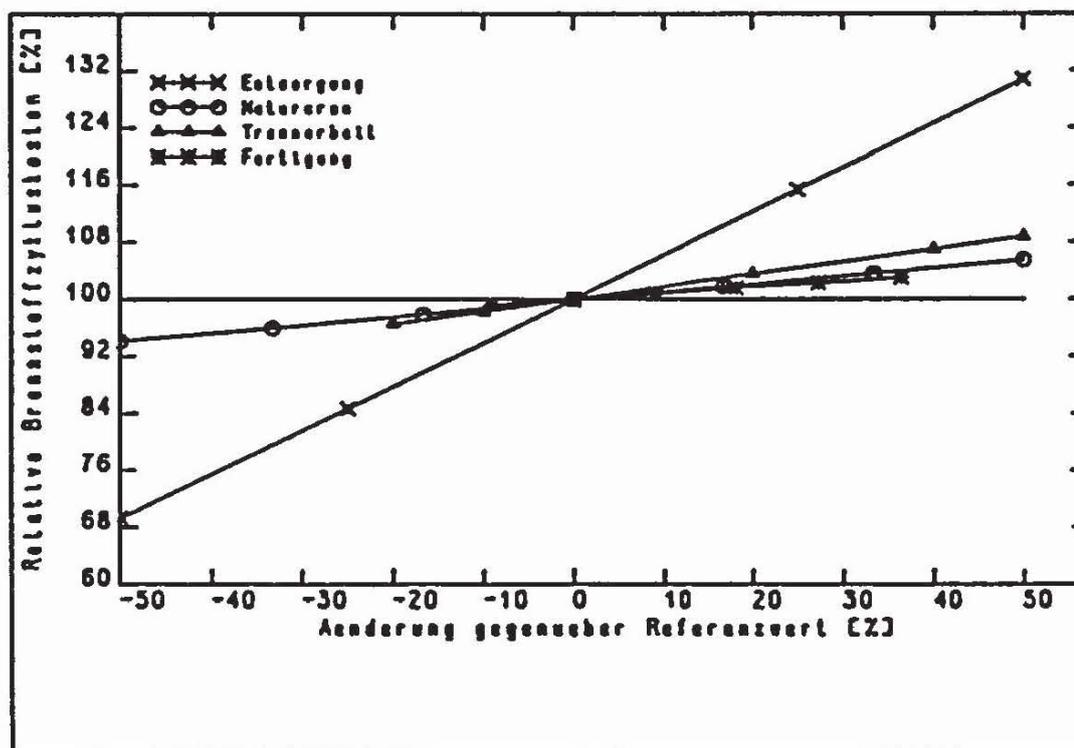


Abb. 2.2-23: Sensitivität der spezifischen Brennstoffkreislaufkosten bei Kernkraftwerken

Tab. 2.1-8: Parameterliste für Stromerzeugungsanlagen in der nahen Zukunft

	Einheit	Steinkohle η	Braunkohle η	Gas GuD	Kernenergie
Bauzeit	Jahre	4	4	3	5
Lebensdauer	Jahre	35	35	35	35
Zeit zwischen Außerbetriebnahme und Abbruch	Jahre	0	0	0	10
Brutoleistung Strom	MWel	1389	1370	619	1340
Nettoleistung Strom	MWel	1253	1178	600	1258
Netto-Wirkungsgrad Strom	%	39	37	52	33
Investition je kW _{netto} (betriebl. incl. Zins)	DM/kWel	1950	2550	900	3250
Investition für Abbruch	DM/kWel	0	0	0	300
Bewachung zwischen Stilllegung und Abbruch	DM/a	0	0	0	5000000
Wartung und Instandhaltung	% p.a.	2,0	2,5	1,5	1,5
Versicherung	% p.a.	0,2	0,2	0,2	0,3
Steuersatz	% p.a.	1,8	1,8	1,8	1,8
Personal	Cap	200	260	25	330
Spezifische Lohnkosten	DM/Cap/a	75000	75000	75000	85000
Variable Kosten für Abgasreinigung	DM/MW _h el	5,70	1,30	0,00	0,00
Sonstige variable Kosten ohne Brennstoff	DM/MW _h el	1,60	2,30	1,00	1,00

* 2 Anlagen

Tab. 2.1-9: Parameterliste für Stromerzeugungsanlagen in der fernen Zukunft

	Einheit	Steinkohle η GuD	Braunkohle η GuD	Gas GuD	Kernenergie
Bauzeit	Jahre	4	4	3	5
Lebensdauer	Jahre	35	35	35	35
Zeit zwischen Außerbetriebnahme und Abbruch	Jahre	0	0	0	10
Brutoleistung Strom	MWel	1389	1660	619	1450
Nettoleistung Strom	MWel	1253	1540	600	1390
Netto-Wirkungsgrad Strom	%	43	47	55	33
Investition je kW _{netto} (betriebl. incl. Zins)	DM/kWel	2000	2520	900	2900
Investition für Abbruch	DM/kWel	0	0	0	300
Bewachung zwischen Stilllegung und Abbruch	DM/a	0	0	0	5000000
Wartung und Instandhaltung	% p.a.	2,0	2,5	1,5	1,5
Versicherung	% p.a.	0,2	0,2	0,2	0,3
Steuersatz	% p.a.	1,8	1,8	1,8	1,8
Personal	Cap	200	260	25	330
Spezifische Lohnkosten	DM/Cap/a	75000	75000	75000	85000
Variable Kosten für Abgasreinigung	DM/MW _h el	0,15	0,30	0,00	0,00
Sonstige variable Kosten ohne Brennstoff	DM/MW _h el	1,00	2,00	1,00	1,00

* 2 Anlagen

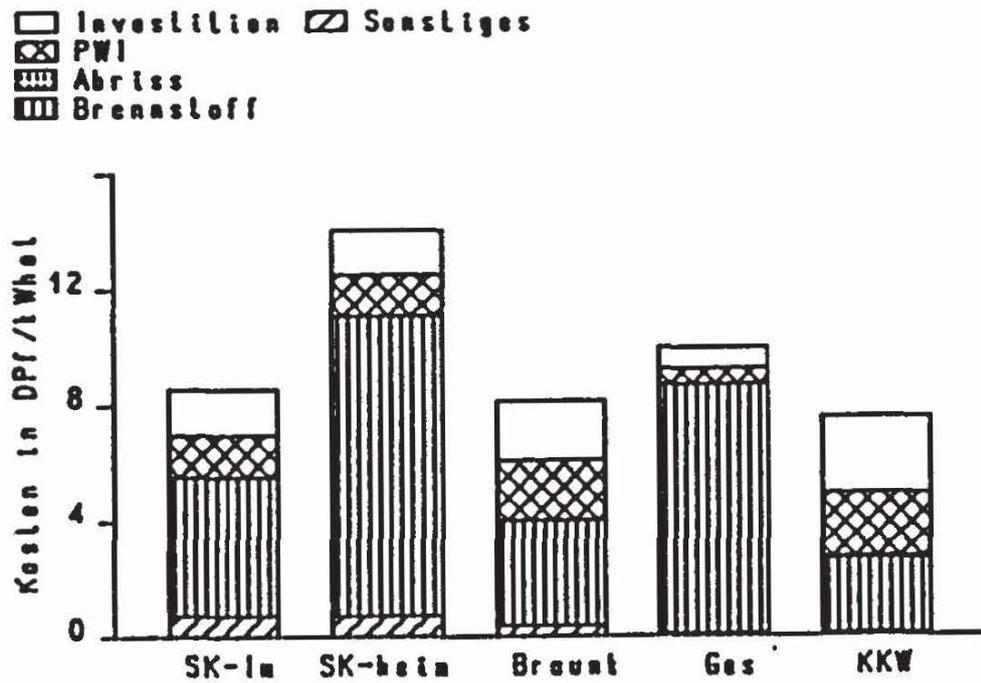


Abb. 2.1-24: Struktur der spezifischen Stromerzeugungskosten für Kraftwerke bei einer Auslastung von 6500 h/a beim Fallbeispiel "nahe Zukunft"

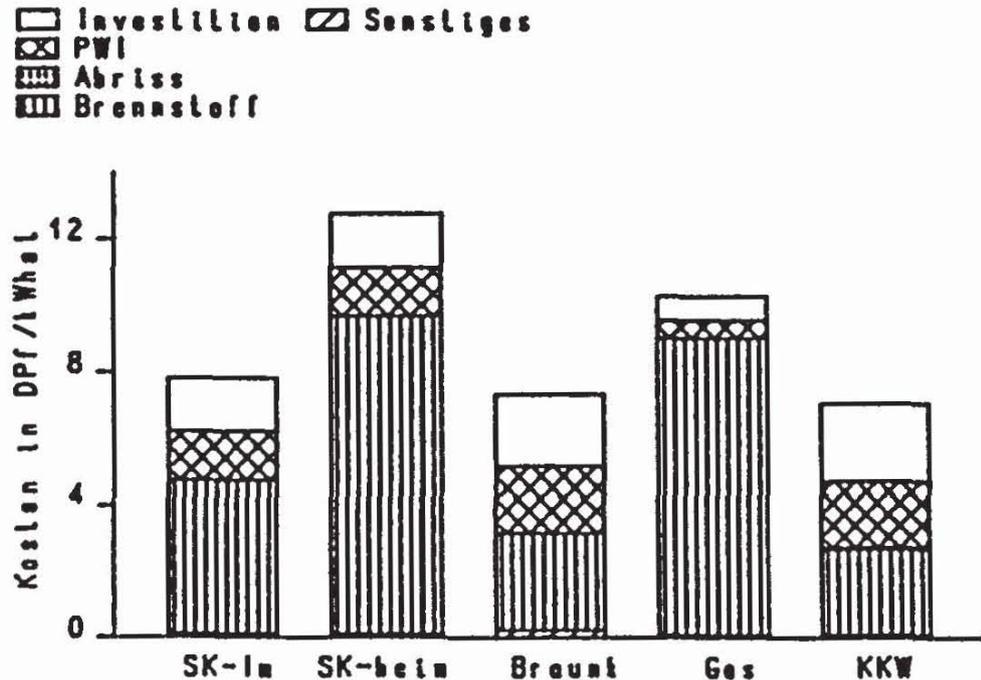


Abb. 2.1-25: Struktur der spezifischen Stromerzeugungskosten für Kraftwerke bei einer Auslastung von 6500 h/a beim Fallbeispiel "ferne Zukunft"

Auf der Basis der beschriebenen Eingangsdaten und der dem Analyseraster entsprechenden volkswirtschaftlichen Rechenmethode würden für die "nahe" bzw. "ferne" Zukunft Stromerzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerke vergleichend ermittelt. In Abb. 2.1-24 und Abb. 2.1-25 sind die Stromerzeugungskosten und ihre Struktur für die verschiedenen Kraftwerke für eine Auslastung von 6500 h/a dargestellt. Die Kosten der Kernenergie ergeben sich zu 7,6 bzw. 7,1 Dp/kWhe. Die Stromerzeugungskosten aus Braunkohle und importierter Steinkohle liegen um 8 % bzw. 2 % und 13 % darüber. Die mit Abstand höchsten Stromgestehungskosten weist mit 14,1 bzw. 12,9 Dp/kWhe die heimische Steinkohle auf.

In den Abbn. 2.1-26 und 2.1-27 sind die spezifischen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der jährlichen Auslastung dargestellt. Für die "nahe Zukunft" sind die spezifischen Stromgestehungskosten ab einer Auslastung von ca. 4100 h/a günstiger als Importkohle, Braunkohle und Gas. Gas stellt unterhalb einer Auslastung von 3500 h/a die kostengünstigste Alternative dar. Beim Fallbeispiel "ferne Zukunft" ist Kernenergie ab einer Auslastung von 4500 h/a am kostengünstigsten. Unterhalb einer Auslastung von 2900 h/a ist Gas am kostengünstigsten.

Den Einfluß der Parameter Anlagenkosten, Brennstoffkreislaufkosten, Lebensdauer der Anlage, Stilllegungskosten und Auslastung auf die Stromerzeugungskosten bei Kernkraftwerken zeigt Abb. 2.1-28. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, daß die jährliche Auslastung, die Anlagenkosten und die Brennstoffkreislaufkosten den größten Einfluß auf die Stromerzeugungskosten haben. Der Einfluß der Lebensdauer der Anlagen und insbesondere die Stilllegungskosten sind von weit geringerer Bedeutung.

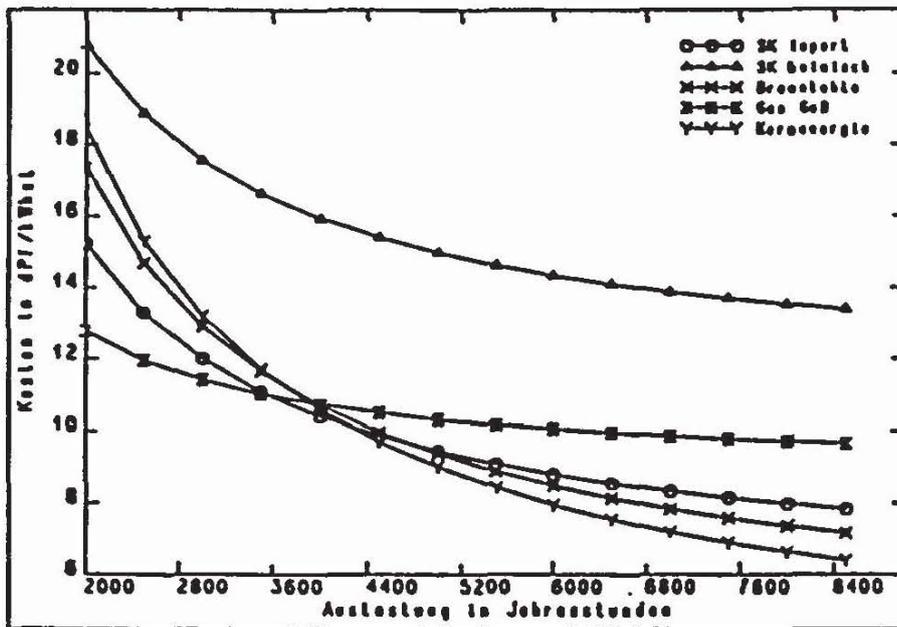


Abb. 2.1-26: Spezifische Stromerzeugungskosten von Kraftwerken als Funktion der Auslastung beim Fallbeispiel "nahe Zukunft"

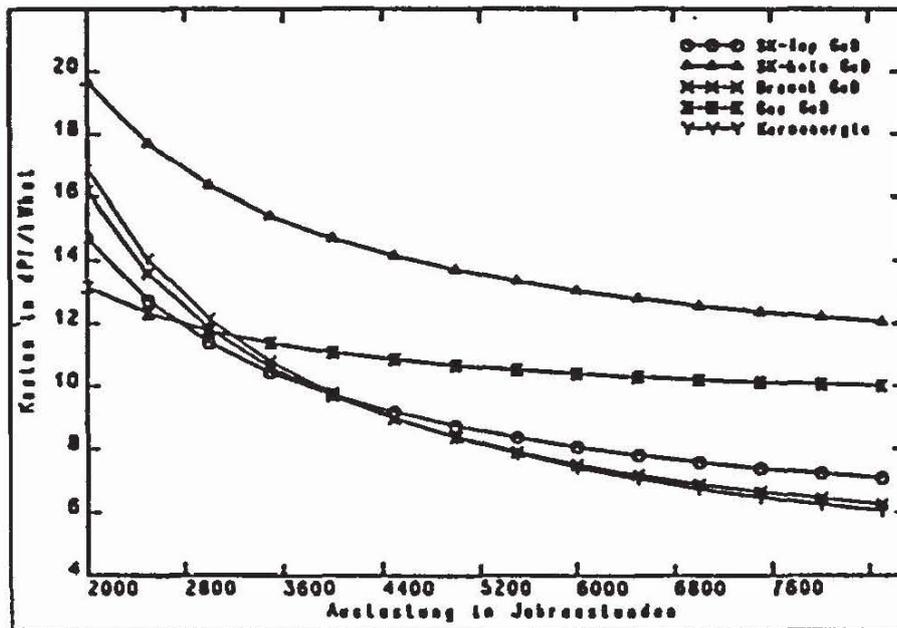


Abb. 2.1-27: Spezifische Stromerzeugungskosten von Kraftwerken als Funktion der Auslastung beim Fallbeispiel "ferne Zukunft"

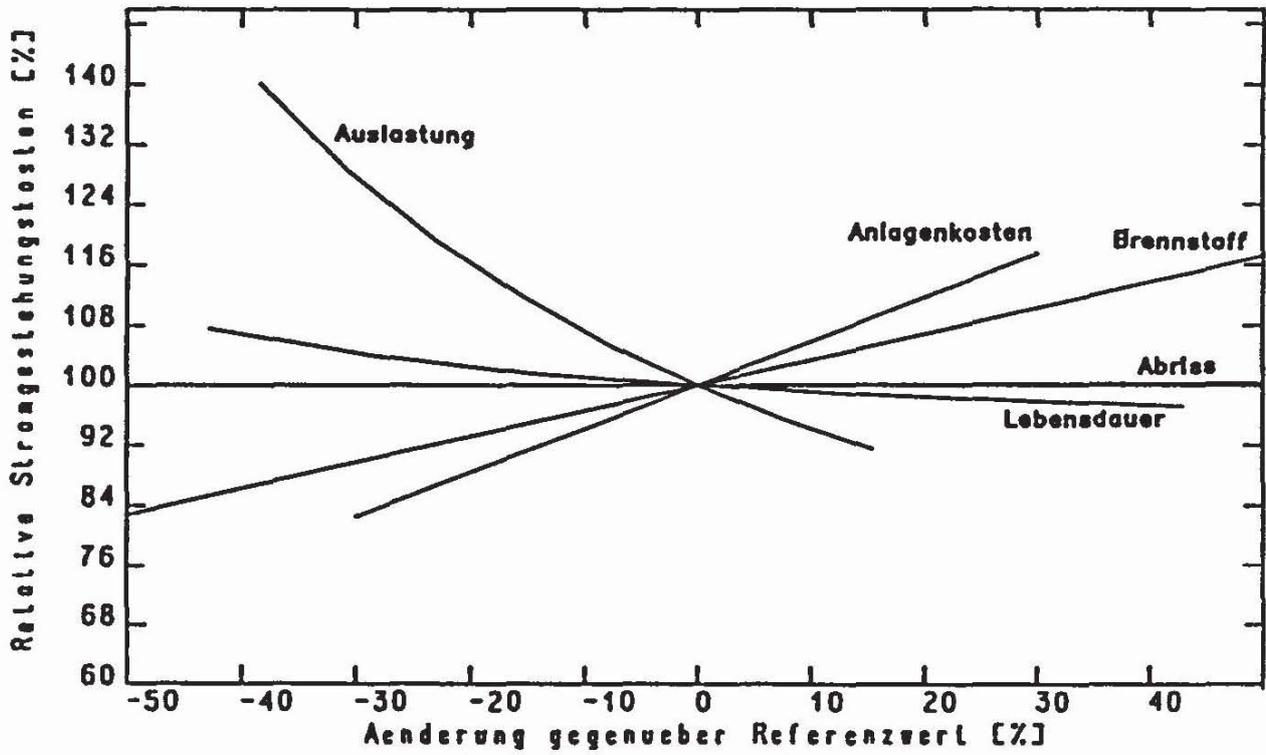


Abb. 2.1-28: Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken bei Änderung der wichtigsten Einflußgrößen gegenüber dem Referenzwert

2.1.5 Literatur

/Becker, 1986/

Becker, E.W.:

Development of the Separation Nozzle Process for Enrichment of Uranium.

German Chemical Engineering 9 (1986), p. 204-208

/Braatz, 1989/

Braatz, U.; Dibbert, H.J.:

Kernbrennstoffversorgung: Normalisierung des Marktes für Uran und
Verarbeitungsdienstleistungen.

Jahrbuch der Atomwirtschaft, 1989

/Closs, 1985/

Closs, K.D.; Papp, R.:

Ergebnisse der Systemstudie Andere Entsorgungstechniken.

Atomwirtschaft (Aug./Sept. 1985)

/Closs, 1989/

Closs, K.D.:

Private Mitteilung, Sept. 1989

/Dibbert, 1988/

Dibbert, H.-J.; et al.:

Technische und wirtschaftliche Aspekte der Plutoniumrückführung.

Atomwirtschaft 33 (Aug./Sept. 1988), S. 452

/DOE, 1984/

US Department of Energy:

Phase VI Update Report for the Economic Data Base Program.

EEDB-VI, DOE/NE-0051, Washington, D.C., Sept. 1984

/Götzmann, 1985/

Götzmann, C.A.:

Design for Low Capital Cost in Small Nuclear Reactors.

MIT Conf. Nucl. Power Plant Innovation, Cambridge, Jan. 9-10, 1985

/Götzmann, 1989/

Götzmann, C.A.; Grüner, W.:

SBWR200, A Low Cost NPP with Inherent Safety Features.

Seminar on Small Medium Size Nuclear Reactors, San Diego, USA, Aug. 21-23, 1989

/Grüner, 1986/

Grüner, W.:

KWU 1000 MWe PWR

Nuclear Engineering International 31 (1986), 30

/Grüner, 1989/

Grüner, W.:

Advanced NPP: Results and Targets.

Int. Conf. on Availability Improvements in Nuclear Power Plants, Madrid, 1989

/Hansen, 1983/

Hansen, U.:

Kernenergie und Wirtschaftlichkeit: eine Analyse der erwarteten Stromkosten gebauter und geplanter Kraftwerke.

Köln: Verlag TÜV Rheinland, 1983

/JA, 1989/

Jahrbuch der Atomwirtschaft 20 (1989). ISSN 0341-6755

/Kolb, 1989/

Kolb, G.:

OECD/NEA Expert Group on Capital Cost Reduction of Nuclear Power Stations.

January 1989

/KTG, 1987/

Reaktortechnik und Reaktorsicherheit in Frankreich.

KTG-Seminar, Band 4, Verlag TÜV Rheinland, 1987

/Kupitz, 1988/

Kupitz, J.; Sheng, W.:

Trends in Light Water Reactor Technology - an IAEA View.

Proceedings of Int. Top. Meeting on Safety of Next Generation Power Reactors,

Seattle-Washington, May 1-4, 1988

/Löschhorn, 1984/

Löschhorn, U.; et al.:

Niederaichbach Nuclear Power Station - Safe Enclosure and Total Dismantling.

OECD-NEA, Paris, 22-24 Oct. 1984

/Matsuo, 1988/

Matsuo, Y.; et al.:

Outline of Advanced Boiling Water Reactor.

Transaction of the ANS 56, Suppl. 1 (1988), 112

- /McCutchan, 1989/
 McCutchan, D.; et al.:
 Improved Availability and Operation in the Advanced Pressurized Water Reaktor (APWR).
 Int. Conf. on Availability Improvements in Nuclear Power Plants, Madrid, 1989
- /Meyer-Kretschmer, 1983/
 Meyer-Kretschmer, G.; Mohrhauser, H.:
 Urananreicherung mit Lasern.
 Naturwissenschaften 70 (1983), 1, S. 7-14
- /NUKEM, 1988/
 NUKEM Market Report. Okt. 1988
- /NUKEM, 1988a/
 NUKEM Data System (NDS). Okt. 1988
- /NUKEM, 1989/
 NUKEM Market Report. Aug. 1989
- /OECD, 1986/
 Projected Costs of Generating Electricity.
 NEA/OECD Report, Paris, 1986
- /Petrasch, 1985/
 Petrasch, P.; et al.:
 Stilllegungstechnik für Kernkraftwerke mit LWR.
 Frankfurt: NIS Nuklear Ingenieur Service, Dez, 1985 (NIS-766)
- /Petrasch, 1989/
 Petrasch, P.; et al.:
 Technik und Kosten bei der Stilllegung und Beseitigung von Kernkraftwerken nach Ende ihrer
 Einsatzdauer.
 Hanau: NIS Ingenieurgesellschaft mbH., 1989
- /Ross, 1988/
 Nucl. Industry (July/Aug. 1988)
- /Schatz, 1987/
 Schatz, A.:
 Perspektiven der Energieversorgung.
 Gutachten im Auftrag der Landesregierung von Baden-Württemberg. Materialband VI, -
 Kernenergie, Teil 2.
 Stuttgart, November 1987
- /Timm, 1986/
 Timm, U.E.:
 Cost of Transportation in the Nuclear Fuel Cycle.
 Nuclear Europe 9 (1986)

/VDEW, 1987/

Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohle-Kraftwerksblöcke.

VDEW-AK *Stromerzeugungskostenvergleich Wg/Pi-211.15, Okt. 1987

/Voß, 1987/

Voß, A.:

Perspektiven der Energieversorgung.

Gutachten im Auftrag der Landesregierung Baden-Württemberg, 1987

22 Hochtemperaturreaktor

Die umfassendsten vergleichenden Untersuchungen zu den Kosten und Wirtschaftlichkeitsaspekten des HTR wurden vor kurzem von der Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor (AHR) nach Bearbeitung durch die Hersteller und gemeinsamer Bewertung als Ergebnisse von Vorprojektuntersuchungen vorgelegt. Die AHR ist eine Interessentengruppierung bestehend aus der Hochtemperaturreaktor GmbH (HRG), der GbR Ruhrkohle AG/Ruhrgas AG und der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW). Die Hauptergebnisse sind:

Für den HTR mittelgroßer Leistung in THTR-300 Nachfolge, den HTR-500, wird festgestellt, /AHR, 1987, a/, S. 24: "Die von Betreiber und der AHR parallel durchgeführten Rechnungen zur Produktkostenermittlung zeigen, daß eine Wirtschaftlichkeit mit dem HTR-500 erreichbar ist. Die kalkulierten Stromerzeugungskosten eines HTR-500 liegen in vergleichbarer Höhe mit denen aus einem 1230 MW-Druckwasserreaktor der Konvoi-Linie."

Für den HTR kleinerer Leistung in AVR-Nachfolge, den HTR-Modul, wird festgestellt, /AHR, 1987, b/, S. 21: "daß unter den angenommenen Prämissen

- ein HTR-2-Modulkraftwerk wettbewerbsfähig mit einem gleichgroßen Steinkohlenkraftwerk ist,
- ein HTR-4-Modulkraftwerk günstiger Stromerzeugungskosten als ein gleichgroßes Steinkohlenkraftwerk erreicht,"

wobei in der Beurteilung durch die Betreiber allerdings darauf hingewiesen wird, daß beim Anlagenschätzpreis und dem Mengengerüst nicht auf eine kalkulierte Referenzanlage zurückgegriffen werden konnte.

Die Ergebnisse im einzelnen für die Investitionen und für die

Stromerzeugungskosten des HTR sind in Tabelle 2.2.1 und 2.2.2 zusammengestellt und vom Geldwert 1983 auf den Geldwert 1987 umgerechnet. So beträgt nach Tabelle 2.2.1 die spezifische Investition als Liefer- und Leistungsumfang des Herstellers für den HTR-500 umgerechnet 3538 DM (1987)/kW_e und für den HTR-Modul M-4 für 4 Moduln bzw. M-2 für 2 Moduln umgerechnet 5200 bzw. 5934 DM (1987)/kW_e. Bei den absoluten bzw. spezifischen Werten der Bauherreneigenleistungen ist zu beachten, daß unterschiedliche Hersteller für unterschiedliche Einsatzzwecke (überregionale und kommunale Versorgungsunternehmen) kalkuliert haben. In die Ermittlung der Stromerzeugungskosten gehen die Summenwerte aus Liefer- und Leistungsumfang des Herstellers und Bauherreneigenleistung ein; diese Werte betragen für den HTR-500 umgerechnet 4428 DM (1987)/kW_e und für den HTR-Modul M-4 für 4 Moduln bzw. M2 für 2 Moduln umgerechnet 5607 bzw. 6725 DM (1987)/kWh_e. Der Intension der Interessentengruppierung der AHR folgend gelten die Zahlen in Tabelle 2.2.1 für angestrebte Projekte, die in nächster Zeit realisiert werden sollten, also für "erste" Anlagen. Für Anlagen in einer Serie sind geringe Investitionskosten zu erwarten. So beträgt der Liefer- und Leistungsumfang für den HTR-Modul M-2 für 2 Moduln 810 anstatt 910 Mio DM; die Zahl von 810 Mio DM ist in Kapitel A4.2, Unterkapitel 3.4, Tabelle 3.4.5, verwendet. In der nachfolgenden Ermittlung der Stromerzeugungskosten werden die Zahlen für "erste" Anlagen verwendet. Die Umrechnung auf den Geldwert von 1987 erfolgte für Zwecke dieses Studienprogramms vereinfacht mittels der Daten zu den Inflationsraten der Bundesrepublik Deutschland aus dem gemeinsamen Analysenraster mit dem Faktor (121,00/115,60).

Angaben zu den Investitionen des HTR, AHR-Vorprojektuntersuchungen

1	Typenbezeichnung des HTR	HTR-500	HTR-Modul	
1.1	Kurzzeichen		M-4	M-2
2	Elektrische Leistung, MW _e	500	320	160
3	Investitionen	I, Mio DM (1983)		
3.1	Liefer- und Leistungsumfang des Herstellers (LLH)	1690	1590	910
3.2	Bauherreneigenleistung (BHE)	425	124	118
3.3	Summe (LLH + BHE)	2115	1710	1028
4	Spezifische Investitionen ¹⁾	S; DM (1987)/kW _e		
4.1	Liefer- und Leistungsumfang des Hersteller (LLH)	3538	5200	5954
4.2	Bauherreneigenleistung (BHE)	890	406	772
4.3	Summe (LLH + BHE)	4428	5607	6725
¹⁾ Auf "Geldwert 1987" umgerechnet gemäß Inflationsraten der Bundesrepublik Deutschland, gemeinsames Analysenraster $S(1987) = S(1985) \times (121,00/115,60)$				
5	Literatur	/AHR, 1984, a/ S. 19	/AHR, 1984, b/ S. 15 insbesondere S. 22	

Tabelle 2.2.1

Die Stromerzeugungskosten in Tabelle 2.2.2, Zeile 3 bis 3.4, sind nach der Literatur, Zeile 4, in betriebswirtschaftlicher Bewertung, als reale Werte nach der dynamischen Berechnungsmethode ermittelt. Diese berücksichtigt mit Hilfe des kalkulatorischen Zinssatzes und der Teuerungsraten die auf einen einheitlichen Bezugspunkt auf- bzw. abgezinsten Beträge der einzelnen Ausgaben. Bei der Bewertung dieser Stromerzeugungskosten und der darin enthaltenen Brennstoffkosten sowie im Vergleich zum DWR ist der folgende bedeutsame Unterschied zu beachten: Während für den DWR Wiederaufarbeitungskosten angenommen werden, "ist für den HTR von einem offenen Brennstoffkreislauf mit direkter Endlagerung nach einer 10-jährigen Zwischenlagerung im Kraftwerk ausgegangen worden. Insbesondere mit dieser, zumindest in der Markteinführungsphase nach Meinung der Beteiligten zulässigen Entsorgung werden, die nach wie vor gegenüber dem DWR höheren Kapitalkosten durch entsprechend niedrigere Brennstoffkosten kompensiert", /AHR, 1987, a/, S. 25.

Für die Zwecke dieses Studienprogramms ist in Tabelle 2.2.2, Zeilen 5 bis 5.4, eine Umrechnung der Stromerzeugungskosten aus der Literatur, Zeilen 3 bis 3.4 und 4, in betriebswirtschaftliche Bewertung in Stromerzeugungskosten in volkswirtschaftlicher Bewertung vorgenommen. Außerdem ist für die Zwecke dieses Studienprogramms eine Umrechnung auf den Geldwert von 1987 und auf die Jahresbenutzungsdauer von 6700 h/a vorgenommen.

Angaben zu den Stromerzeugungskosten des HTR, AHR-Vorprojekt-
untersuchungen und Umrechnung in volkswirtschaftliche Bewertung

1	Typenbezeichnung des HTR	HTR-500	HTR-Modul	
1.1	Kurzzeichen		M-4	M-2
2	Elektrische Leistung, MW _e	500	320	160
3	Stromerzeugungskosten (real)	K, DPf (1983)/kWh _e		
3.1	Kapitalkosten	7,7	8,8	11,4
3.2	Betriebskosten	1,8	1,9	2,7
3.3	Brennstoffkosten	2,8	3,1	3,2
3.4	Summe	12,3	13,8	17,3
4	Literatur	/AHR, 1984, a/ S. 82	/AHR, 1984, b/ S. 21	
5	Stromerzeugungskosten (real) ¹	K, DPf (1987)/kWh _e		
5.1	Kapitalkosten	3,4	4,3	5,2
5.2	Betriebskosten	2,0	2,1	2,9
5.3	Brennstoffkosten	2,9	3,2	3,3
5.4	Summe	8,3	9,6	11,4

1) Stromerzeugungskosten in volkswirtschaftlicher Bewertung
Umrechnung der Stromerzeugungskosten aus der Literatur (Zeilen 3
bis 3.4 und 4) in Stromerzeugungskosten in volkswirtschaftlicher
Bewertung für Zwecke dieses Studienprogramms (Zeilen 5 bis
5.4) erfolgt für den Kapitalkostenanteil gemäß

$$7,7 \text{ DPf}(1983)/\text{kWh}_e \times (121,00/115,60) \times (7000/6700) \times (5,16/12,71) \\ = 3,4 \text{ DPf}(1987)/\text{kWh}_e$$

wobei die Faktoren stehen für

1. Klammer: Geldwert 1987 anstatt Geldwert 1983
2. Klammer: Jahresbenutzungsdauer: 6700 h/a anstatt 7000 h/a
3. Klammer: Volkswirtschaftliche Bewertung mit Annuitätsfaktor 5,16 %/a anstatt betriebswirtschaftlicher Bewertung mit 12,71 %/a in /AHR, 1984, a/ bzw. 11,52 %/a in /AHR, 1984, b/,

sowie für die Betriebskosten mit $(121,00/115,60) \times (7000/6700)$
und für die Brennstoffkosten mit $(121,00/115,60)$.

Tabelle 2.2.2

Die Umrechnung auf den Geldwert von 1987 anstatt 1983 geschieht mittels der Inflationsraten der Bundesrepublik Deutschland gemäß Gemeinsames Analysenraster vom 17.07.1989 durch den Faktor (121,00/115,60) für alle 3 Kostenanteile. Die Umrechnung auf die geänderte Jahresbenutzungsdauer wird durch den Faktor (7000/6700) beschrieben und ist auf die Betriebskosten und die Kapitalkosten anzuwenden. Die Umrechnung in volkswirtschaftliche Bewertung mit dem Annuitätsfaktor 5,16 %/a (Reale Diskont-rate 4 %/a, Lebensdauer 40 Jahre) anstatt betriebswirtschaftlicher Bewertung mit höheren Annuitätsfaktoren (z.B. 12,71 %/a in /AHR, 1984, b/ erfolgt mittels entsprechender Faktor, z.B. (5,16/12,71), für die Kapitalkosten.

Ein Potential zur Verringerung der Stromerzeugungskosten ist gegeben durch den Bau von mehreren Anlagen, z.B. Zwillingsanlagen beim HTR-500, und durch Entwicklungsarbeiten, die die Erfüllung der Anforderungen von Zuverlässigkeit bei Normalbetrieb und an Sicherheit bei Betriebsstörungen von den Anlagenteilen zu den Brennelementen und dem Aufbau des Reaktorkerns hin verlagern. Ein Beispiel dafür ist das neuartige Brennelement mit einer Schicht von Siliziumkarbid auf dem Grundmaterial Graphit, woraus sich Vereinfachungen ergeben, die eine Reduzierung der Kosten, insbesondere der Kapitalkosten ergeben, die in Kapitel 1.2 auf 20 bis 30 % geschätzt sind.

2.2.1 Literatur

/AHR, 1984, a/

Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor, HTR-500 Vorprojekt-
untersuchung, Zusammenfassung Juli 1984, AHR: Hochtemperatur-
reaktor GmbH, Ruhrgas AG/Ruhrkohle AG, Vereinigte Elektrizitäts-
werke Westfalen AG.

/AHR, 1984, b/

Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor: HTR-Modul-Vorprojekt-
untersuchung, Zusammenfassung, Nov. 1984, AHR: siehe oben.

2.3 Schneller Brutreaktor

Die dem Brüter in einer Kernenergiewirtschaft zugewiesene spezifische Aufgabe, nämlich eine drastisch verbesserte Ausnutzung des Primärenergieträgers Uran herbeizuführen, ist durch Messungen abgesichert. Die technische Realisierbarkeit von Brüterkraftwerken wurde durch praktische Betriebserfahrungen mit Anlagen im In- und Ausland demonstriert. Die Markteinführung kommerzieller Brüterkraftwerke hängt jedoch entscheidend von einer Senkung der spezifischen Stromerzeugungskosten ab, damit Brüter mit LWR-Kraftwerken konkurrieren können. Bis heute sind Brüter-Stromerzeugungskosten mehr als doppelt so hoch wie im Falle von LWR.

Möglichkeiten für eine Senkung der Anlagekosten werden auf folgenden Gebieten verfolgt:

- Vereinfachte und kompakte Bauweise.
- Gezielte Sicherheitseinrichtungen ohne Erhöhung von Unfallrisiken. Beispiel: Passiv funktionierende Nachwärmeabfuhr durch Natrium-Naturumlauf
- Langfristige Serienfertigung beim Hersteller; einheitlicher europäischer Brütertyp.

Niedrigere Betriebskosten sind zu erwarten durch

- längere Standzeit wichtiger Komponenten, insbesondere durch höheren Abbrand der Brennelemente,
- Reparaturmöglichkeit defekt gewordener Brennelemente,
- größere Verfügbarkeit der Anlagen durch bessere Betriebszuverlässigkeit,
- größere Wiederaufarbeitungsanlagen.

Zu erwähnen sind ferner die seit einigen Jahren laufenden Bemühungen der USA, durch Serienbauweise kleiner Modulreaktoren am Fabrikort sowie durch metallischen Brennstoff in Verbindung mit integriertem Brennstoffzyklus eine Kostensenkung zu erreichen.

Es liegt darüber hinaus auf der Hand, daß die in einigen Jahrzehnten zu erwartende Uran-Verknappung die Wettbewerbslage der Brüter relativ zu den thermischen Reaktoren zusätzlich begünstigen wird.

In Frankreich wurde 1984 das Verhältnis der Stromerzeugungskosten von Brütern zu Leichtwasserreaktoren analysiert /1, 2/. Danach würde bei einer Erhöhung des Uranpreises auf das Fünffache z.B. ein Folgereaktor des Superphénix mit einem LWR konkurrieren können. Später gebaute Brutreaktoren wären aufgrund weiterer Kosteneinsparungen bei einem derartigen Uranpreis dem französischen LWR voraussichtlich überlegen.

Bei Interatom und RWE wurden 1986 entsprechende Abschätzungen durchgeführt /3, 4/. Hier³ wird die Möglichkeit gesehen, mit einer großen Anlage selbst dann konkurrenzfähig zu deutschen LWR zu werden, wenn der Uranpreis gar nicht oder nur geringfügig steigt.

Eine neue britische Studie /5/ berichtet ebenfalls über Wirtschaftlichkeitsfragen künftiger Brüter, vgl. Abb. 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3. Der Untersuchung liegt der neueste Entwurf eines Commercial Demonstration Fast Reactor (CDFR) im Vergleich zu LWRs, die der Druckwasserreaktor-Anlage Sizewell B folgen sollen, zugrunde. Nach der Studie hätte um das Jahr 2000 ein CDFR Stromerzeugungskosten, die um rund 20 % höher liegen als für einen LWR. Dieser Kostennachteil sei hauptsächlich auf etwa 28 % höher liegende spezifische Anlagekosten zurückzuführen, während Brennstoff- und Betriebskosten in beiden Fällen in vergleichbarer Höhe lägen. Die CDFR-Anlagekosten selbst ließen sich bei später folgenden Anlagen, die nicht mehr "first-of-its-kind" Kosten enthielten, soweit erniedrigen, daß CDFR und LWR praktisch miteinander konkurrieren könnten. Für beide Reaktortypen erwartet die Untersuchung langfristig noch weitere Kostenreduktionen.

Da der European Fast Reactor noch in der Phase des Konzeptentwurfs ist, liegen Kostenberechnungen für ihn noch nicht vor.

2.3.1 Literatur

- /1/ Baumier, J., Duchatelle, L.: The Case for Developing the LMFBR in France. In: Brookes, L.G., Motamen, H. (ed.): The Economics of Nuclear Energy. Chapman and Hall, New York 1984, S. 234 - 254

- /2/ Lorino, P.: Surgénérateurs: Le point de vue économique. Annales de Mines, Jan. 1984, S. 13 - 20

- /3/ Eitz, A.W.: Gleich sicher - ungleich billiger, Strategie zur Senkung der Anlagenkosten des SNR 2. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 35 (1985) S. 136 - 142

- /4/ Eitz, A.W., et.al.: Brüter bald wirtschaftlicher Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 36. Jg. (1986), S. 566 - 570

- /5/ Hall, R.S., et al.: Towards an economic fast reactor (Ref. über gemeinsamen Bericht der CEGB, SSEB, NNC, BNFL und UKAEA). Nucl. Engin. Internat., April 1989, S. 17 - 21

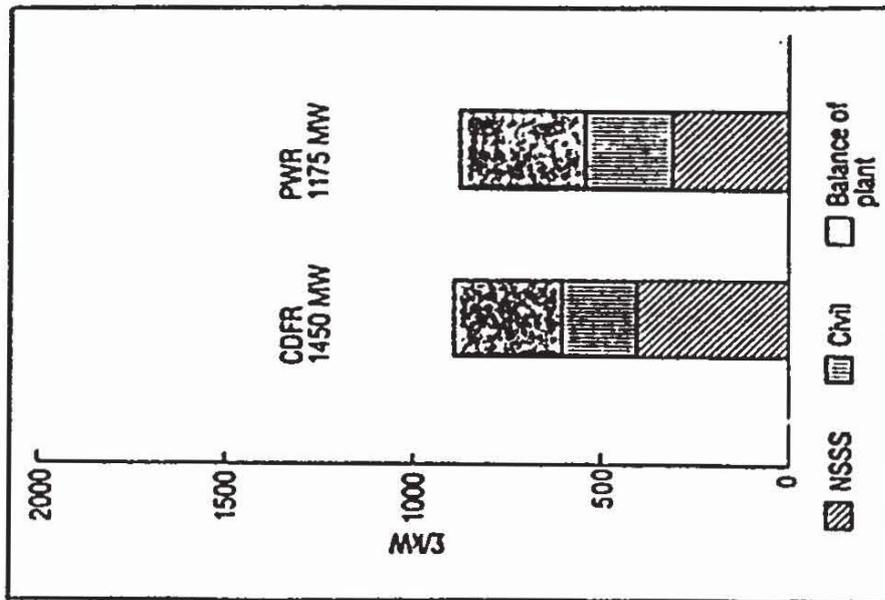


Abb. 2.3.1:
 Aufgliederung der spezifischen (hardware-)
 Anlagekosten (Quelle: /5/)

NSSS = Nukleares Dampferzeugungssystem
 Civil = Gebäude
 Balance of Plant = Nichtnuklearer Teil der
 Anlage

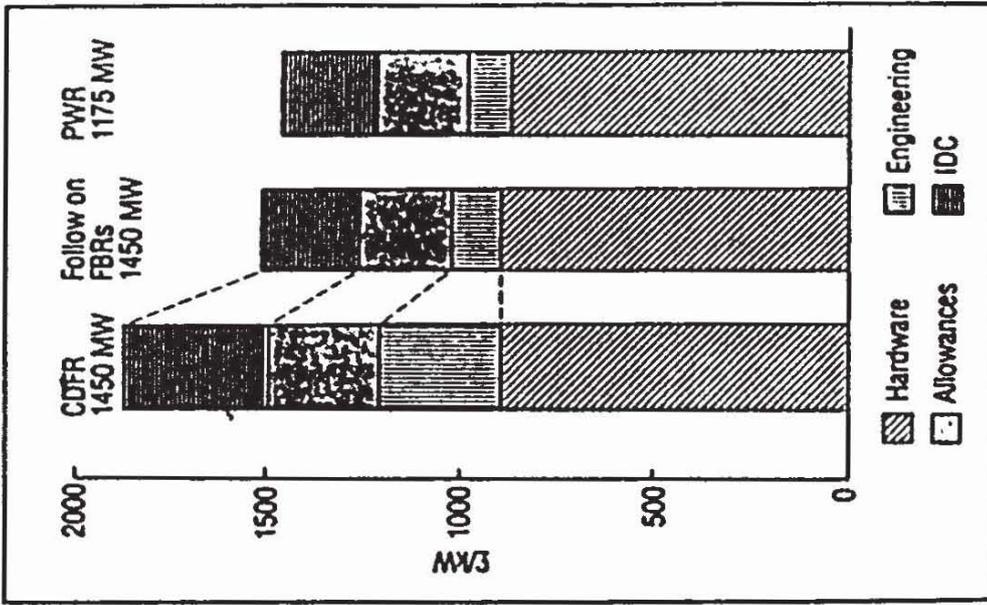


Abb. 2.3.2:
 Aufgliederung der spezifischen Anlage-
 kosten mit Hinweis auf Kostenreduktion
 bei Brüter-Folganlagen (Quelle: /5/)

IDC = Interest (Zinsen) during construction

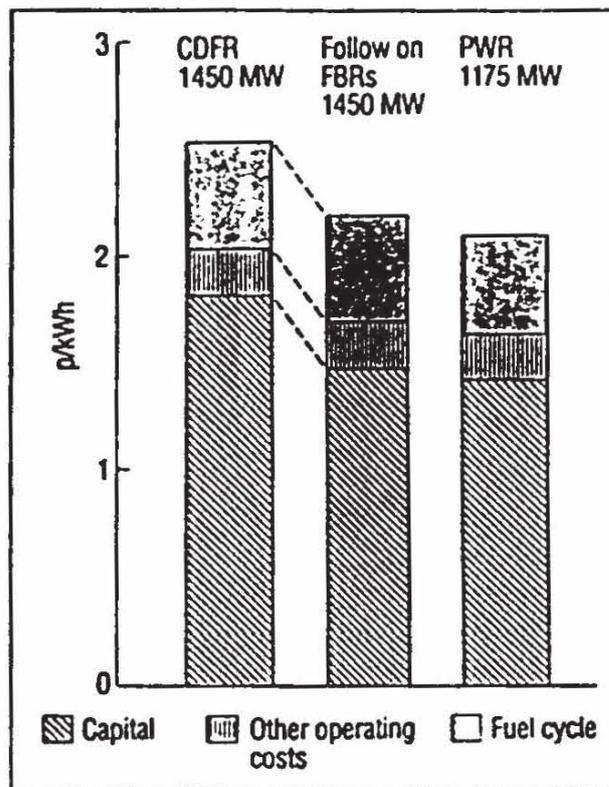


Abb. 2.3.3:
 Spezifische Stromerzeugungskosten mit
 Hinweis auf Reduktion bei Brüter-
 Folgeanlagen (Quelle: /5/)

2.4 Heizreaktoren

Anlagekosten von nuklearen Heizwerken

Für nukleare Heizwerke (Kap. 1.4) sind von Herstellern (Siemens/KWU, ABB, HRT) bzw. von PSI (Schweiz) Angaben zu den Anlagekosten gemacht worden /UNICHAL, 1987; Seifritz, 1984, Götzmann, 1987/. Da zur Zeit nur die Konzepte von Siemens/KWU (SWR, 200 MW_{th}), ABB (Secure-H, 400 MW_{th}) PSI (SWR, 10 MW) und HRT (GHR, 10 MW) angebotsreif und für den deutschen Fernwärmemarkt von Interesse sind, werden nur diese Anlagen betrachtet. Die spezifischen Anlagekosten sind in Tab. 2.4-1 für diese Anlagen angegeben.

Da diese Anlagen bisher noch nicht realisiert sind, beruhen die Angaben auf Kostenanalysen.

Tab. 2.4-1: Wirtschaftliche Daten für Heizreaktoren

	Siemens/KWU (200 MW _{th})	ABB SECURE-H (400 MW _{th})	HRT GHR (10 MW)	PSI SHR (10 MW)
spezifische Anlagekosten 1) DM/kW (thermisch)	1000	750	2250	2250
Zeit für Bau und Inbetriebnahme	30 Monate	36 Monate	24 Monate	24 Monate
Lebensdauer	35 Jahre	35 Jahre	35 Jahre	35 Jahre
spez. Brennstoff- kreislaufkosten	1 Dpt/kWh	1 DPt/kWh	1,6 Dpt/kWh	1,2 Dpt/kWh
Personalbedarf Pers./a	35	50	2/11 2)	2/11 2)
Auslastung h/a	4000	4000	4000	4000
Wärmegestehungskosten Dpt/kWh	3,9	3,2	7,3/9,7	6,9/9,2

1) ohne Zinsen während Bauzeit

2) unbemannt/bemannt

Wärmegestehungskosten bei nuklearen Heizwerken

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten der betrachteten nuklearen Heizwerke wurden die in Tab. 2.4-1 aufgelisteten Daten verwendet, die aus den zitierten Veröffentlichungen stammen. Für einen Vergleich wurde eine Auslastung von 4000 h/a unterstellt und die Wärmegestehungskosten nach einem gesamtwirtschaftlichen Modell entsprechend wie bei den Kernkraftwerken berechnet. Für die kleinen Anlagen wurde zwischen bemannter und unbemannter Variante unterschieden. Die berechneten Wärmegestehungskosten sind ebenfalls in Tab. 2.4-1 aufgelistet.

2.4.1 Literatur

/Götzmann, 1987/

Götzmann, C.; Bittermann, D.; Göbel, A.:

Design Principles of a Simple and Safe 200-MW (Thermal) Nuclear District Heating Plant.

Nucl. Techn. 79 (1987), 144 ff.

/Seifritz, 1984/

Seifritz, W.:

Ein heterogener Heizreaktor kleiner Leistung für die nukleare Nahwärmeversorgung.

EIR-526 (1984)

/UNICHAL, 1987/

Jahrbuch Fernwärme 1987.

Fernwärme International Unichal Congress '87, Berlin

3. Nutzungs- und Anwendungsmöglichkeiten der Kernenergie

3.1 Übersicht

Kernenergie hat sich in vielen Ländern der Welt wirtschaftlich erfolgreich eingeführt. Bisher erfolgte die Nutzung der Kernenergie fast ausschließlich zur Stromerzeugung. Gründe dafür liegen an der hohen Wertschöpfung des Stromerzeugungsprozesses, in der Technik und in strukturellen Gegebenheiten.

Neben dem Sekundärenergieträger Strom tragen viele andere Formen von Energieträgern zur Versorgung des Endenergieverbrauchers bei. Im Jahre 1987 war in der Bundesrepublik Deutschland Strom zu etwa 17 % am Endenergieverbrauch beteiligt. Der Markt für nicht-elektrische Sekundärenergieträger ist allerdings sehr vielgestaltig und heterogen; dies gilt insbesondere für den Wärmemarkt.

Neben der Stromerzeugung kann Kernenergie in einer Vielzahl von weiteren Energieumwandlungsprozessen eingereicht werden, weil die primäre Energieumwandlung in Kernreaktoren die Produktion von Wärmeenergie ist. Allerdings beherrschen auf dem nicht-elektrischen Energiemarkt andere Bedingungen, und die Wettbewerbsfähigkeit ist schwierig zu erreichen. Aus diesen Gründen und aus technischer Sicht ist nach dem Temperaturniveau der im Kernreaktor primär erzeugten Wärmeenergie zu differenzieren: Wassergekühlte Kernreaktoren bieten Wärmeenergie im Temperaturbereich bis zu 300 °C, Flüssigmetallgekühlte Kernreaktoren erreichen Werte bis zu 500 °C und Gasgekühlte Kernreaktoren, insbesondere der Hochtemperaturreaktor, produzieren Wärmeenergie im Temperaturbereich zwischen 250 und 1000 °C.

Die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten der Kernenergie sind die folgenden; sie sind - bis auf die Erzeugung von Strom - im wesentlichen nach der erforderlichen Temperatur der bei der Anwendung umgewandelten Wärmeenergie geordnet:

- Erzeugung von Strom
- Erzeugung von Fernwärme und Nahwärme
- Erzeugung von Prozeßdampf (und Injektionsdampf)
- Erzeugung von Fernenergie
- Umwandlung von Erdgas
- Veredlung fossiler Energieträger, insbesondere von Kohle
- Erzeugung von Wasserstoff (Elektrolyse und Thermolyse).

Diese Anwendungsmöglichkeiten werden nunmehr näher beschrieben.

3.2 Erzeugung von Strom

Die Erzeugung von Strom ist bisher wie vorher näher ausgeführt - fast ausschließlich das Einsatzgebiet der Kernenergie. Mit Stromerzeugungskosten eines Druckwasser-Kernkraftwerks von z.B. 7 - 8 DPf/kWh_e besteht in der Bundesrepublik Deutschland Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Steinkohlenstrom im Grundlastbereich und bis weit in den Mittellastbereich hinein. Mit einem Kernenergieanteil von ca. 40 % an der Gesamtstromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland ist ein vergleichsweise hoher Marktanteil erreicht.

Der angewendete Umwandlungsprozeß zur Erzeugung von Strom ist der Dampfturbinenprozeß. Wassergekühlte Kernreaktoren mit Dampfbedingungen bei 300 °C erreichen Wirkungsgrade von etwa 32 %. Der Hochtemperaturreaktor liefert Dampf mit konventionellen Dampfbedingungen und damit einen Wirkungsgrad von etwa 40 %, beim flüssigmetallgekühlten Reaktor ist es ähnlich. In der konventionellen Stromerzeugungstechnik wird zunehmend auch der Gasturbinenprozeß eingesetzt; hier ist im Kernenergiebereich der Hochtemperaturreaktor einsetzbar, mit erhöhten Wirkungsgraden, z. B. bis 47 %, und darüber hinaus, außerdem mit einem besonders hohen Potential für einfache robuste Technik.

3.3 Erzeugung von Fernwärme und Nahwärme

Wie in der konventionellen Technik kann auch Kernenergie in Wärme/Kraft-Kopplung und direkt ohne Stromerzeugung zur Erzeugung von Fernwärme und Nahwärme eingesetzt werden. Allerdings setzt dieser Markt besondere Bedingungen, weil Wärmeverversorgungsnetze im allgemeinen nur begrenzte Leistungen haben und weil nur beschränkte jährliche Nutzungsdauern möglich sind.

Allgemein wird davon ausgegangen, daß die Erzeugung von Fernwärme in Wärme/Kraft-Kopplung am ehesten wirtschaftliche Bedingungen erreicht. Die Technik besteht im allgemeinen darin, daß Abwärme des Dampfturbinenprozesses auf entsprechendem Temperaturniveau ausgekoppelt wird und Anzapfungen der Dampfturbine vorgenommen werden. Dadurch wird die Stromerzeugung vermindert, d.h. Fernwärme wird auf Kosten einer sogenannten Stromeinbuße produziert. Diese ist beim Leichtwasserreaktor größer als beim Hochtemperaturreaktor.

Obwohl vielfach vorgeschlagen, ist bisher an nur wenigen der existierenden Kernkraftwerke die Erzeugung von Fernwärme in Wärme/Kraft-Kopplung realisiert worden, sicherlich auch wegen der Wettbewerbssituation. Der Einführung entgegenstehende Gründe sind die Kleinheit der Netze, Transportentfernungen, die Strom-Winterspitze und anderes mehr.

Zur näheren Bezeichnung sind in Tabelle 3.3.1 einige Auslegungszahlen für die Erzeugung von Fernwärme und Strom mit dem HTR kleiner Leistungsgröße, d.h. dem HTR-Modul, der insbesondere auch für diesen Markt konzipiert wurde nach /AHR, 1984, b/, zusammengestellt. So kann z.B. der HTR-M4 mit 4 Modulen mit einer thermischen Leistung von 800 MW während der Einsatzzeit von 4600 h/a für ein Fernwärme-Netz der Größe von 1000 Gcal/h so gefahren werden, daß 260 MW Strom und 509 MW Fernwärme erzeugt werden. Entsprechend der gekoppelten Erzeugung zweier Produkte sind auch die Erzeugungskosten dieser Produkte Strom und Fernwärme gekoppelt. Mit der Annahme, daß die Stromerzeugungskosten

im Koppelbetrieb genauso hoch sein sollen wie in der reinen Stromerzeugung, liegen auch die Erzeugungskosten für die Fernwärme fest. Im beschriebenen Beispiel betragen die Kosten also für Strom 9,6 DPf (1987)/kWh_e und für Fernwärme 4,5 DM (1987)/GJ. Damit wird bei nicht zu niedrigem Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 32,5 % und mit einem Wirkungsgrad von 63,5 % für die produzierte Fernwärme insgesamt ein hoher Gesamtwirkungsgrad der Kernenergie von 96 % während der Kopplungszeit erreicht. Dieser Sachverhalt, der auch für fossil beheizte Kraftwerke gilt, ist der Grund dafür, daß Wärme/ Kraft-Kopplung ein hohes Potential zur verbesserten Ausnutzung von Energie besitzt.

Die Daten für den HTR-M2 mit 2 Modulen, geltend z.B. für ein Fernwärme-Netz von 500 Gcal/h, sind in Tabelle 3.3.1 ebenfalls aufgenommen, weil es dafür ein größeres Anwendungspotential gibt; allerdings sind hier die Kosten der Stromerzeugung geringfügig höher.

Für beide Anwendungsfälle ist noch hervorzuheben, daß die jährliche Einsatzzeit von 4600 h/a bereits eine gute Auslastung im Fernwärmemarkt darstellt.

Auf die Wirtschaftlichkeit von Heizreaktoren (sie produzieren nur Heizenergie, aber keinen Strom) wird in Kap. A.4.2 eingegangen.

Erzeugung von Fernwärme und Strom mit dem HTR

1. Typenbezeichnung des HTR	HTR-Modul		
	M-4	M-2	
1.1 Kennzeichen			
2. Thermische Leistung HTR	MW	800	400
3. Stromproduktion	MW _e	260	131
4. Fernwärmeproduktion	MW	509	131
4.1 Vorlauf-Temperatur	°C	95	95
4.2 Rücklauf-Temperatur	°C	60	60
4.3 Einsatzzeit	h/a	4600	4600
5. für Fernwärme-Netz, Größe	Gcal/h	1000	500
6.1 Kosten Strom (6700 h/a)	DPf(1987)/ kWh _e	9,6	11,4
6.2 Kosten Fernwärme	DM(1987/GJ)	4,5	4,2
7.1 Wirkungsgrad Strom	%	32,5	32,7
7.2 Wirkungsgrad Fernwärme	%	63,5	63,3
7.3 Wirkungsgrad Gesamt	%	96	96
Literatur /AHR, 1984, b/			

Tabelle 3.3.1

3.4 Erzeugung von Prozeßdampf (Injektionsdampf)

Der Endenergieverbrauch insbesondere der Industrie für Prozeßwärme, überwiegend in der Form von Prozeßdampf, ist erheblich. Allerdings ist dieser Markt bezüglich der Einsatzzeiten, der Einheitsleistungen und anderer Bedingungen sehr heterogen. Dies hat zur Folge, daß bisher nur in einigen Ausnahmefällen auf der Welt Kernenergie zum Einsatz kommt. In Zukunft vermehrt bedeutsam ist die Erzeugung von Injektionsdampf für Enhanced Oil Recovery, eine der Methoden der tertiären Ölförderung.

Auch in diesem Bereich wird allgemein davon ausgegangen, daß die Erzeugung von Prozeßdampf (Injektionsdampf) in Wärme/Kraft-Kopplung am ehesten wirtschaftliche Bedingungen erreicht. Die Technik wird realisiert mit dem Dampfturbinenprozeß mit Gegendruckturbine bzw. mit Anzapfungen der Dampfturbine.

Diese Technik ist bei allen Reaktortypen anwendbar, allerdings ergeben sich beim Leichtwasserreaktor hinsichtlich Druck und Temperatur Einschränkungen auf z.B. maximal 70 bar und etwa 300 °C.

Für die Erzeugung von Prozeßdampf und Strom sind in Tabelle 3.3.2 einige Auslegungsdaten nach /AHR, 1987, a/ und /AHR, 1987, b/ zur näheren Bezeichnung zusammengestellt, und zwar für den HTR mittlerer und kleiner Leistungsgröße. So kann der HTR-500 mit einer thermischen Leistung von 1246 MW mit einer Anzapfschaltung 464 MW Strom und 246 MW Prozeßdampf von 23 bar und 350 °C für den Einsatz in der Chemischen Industrie produzieren. Es wird damit ein Gesamtwirkungsgrad von 56,2 % erreicht. Die Kosten für die beiden Produkte sind gekoppelt. Mit der Annahme, daß die Stromerzeugungskosten mit 8,3 DPf (1987)/kWh_e genauso hoch sein sollen wie bei reiner Stromproduktion, gemäß den Daten in Tabelle 2.2.2, ergeben sich für den Prozeßdampf 3,4 DM (1987)/GJ.

Erzeugung von Prozeßdampf und Strom mit HTR

1. Typenbezeichnung des HTR		HTR-500	HTR-Modul	
1.1 Kurzzeichen			M-4	M-2
2. Thermische Leistung	MW	1246	800	400
3. Stromproduktion	MW _e	464	87	76
4. Dampfproduktion	MW _t	246	637	246
4.1 Dampfproduktion	kg/s	89	202	89
4.2 Druck des Dampfes (max.)	bar	23	90	23
4.3 Temper. des Dampfes (max.)	°C	350	420	350
5. Einsatzgebiet		Chem. Ind.	Kohle Vered.	Chem. Ind.
6.1 Kosten Strom	DPf(1987)/kWh _e	8,3	9,6	11,4
6.2 Kosten Dampf	DM(1987)/GJ	3,4	9,7	10,0
7.1 Wirkungsgrad Strom	%	36,7	10,9	19,0
7.2 Wirkungsgrad Dampf	%	19,5	79,6	61,5
7.3 Wirkungsgrad Gesamt	%	56,2	90,5	80,5
Literatur		/AHR,1984,a/ /AHR,1984,b/		

Tabelle 3.3.2

Beispiele für andere Dampfdaten des erzeugten Prozeßdampfes bzw. andere Aufteilungsverhältnisse zwischen Strom und Prozeßdampf sind mit den Auslegungsdaten für den HTR-Modul in Tabelle 3.3.2 aufgeführt. So wird mit dem HTR-M4 mit 4 Modulen Prozeßdampf zum Einsatz für die Kohleveredlung mit maximal 90 bar und 420 °C in großer Menge mit einem Wirkungsgrad von 79,6 % produziert, was zur Folge hat, daß nur 10,9 % Stromanteil erreicht wird. Prozeßdampf derart hohen Drucks ist für die Kohleveredlung (in Hochdruckvergasern) und den zukünftigen Einsatz als Injektionsdampf bei tiefliegenden Öllagerstätten zur tertiären Ölförderung erforderlich.

Entsprechend der erhöhten Dampfqualität und der stark geänderten Produktaufteilung von Strom und Dampf tritt auch eine Veränderung in den Kosten ein. Bei gleicher Bewertung des Stroms, wie bei reiner Stromerzeugung, Tabelle 2.2.2, mit 9,6 DPf(1987)/kWh_e betragen die gekoppelten Kosten des Hochdruckdampfes 9,7 DM(1987/GJ).

3.5 Erzeugung von Fernenergie

Ein bedeutsames Problem der Wärmeversorgung ist der Transport. Prozeßdampf bzw. Fernwärme können wirtschaftlich nur über wenige Kilometer bzw. wenige Zehnkilometer transportiert werden. Vor diesem Hintergrund wurde das System der Fernenergie mit HTR, genannt EVA/ADAM-System vorgeschlagen und in einer großtechnischen Versuchsanlage in der Kernforschungsanlage Jülich GmbH im Pilotmaßstabe erfolgreich erprobt, /NFE, 1985/.

Das Fernenergiesystem verwirklicht eine Verbilligung der Transportkosten, weil die Energie in chemisch gebundener Form mit kalten Transportsubstanzen (und nicht in der Enthalpie von Heißwasser bzw. von Dampf) gemäß der chemischen Reaktion



transportiert wird. Mit der Hinreaktion nimmt die chemische Reaktion Energie im Temperaturbereich von 650 bis 900 °C aus dem HTR auf, die sie nach dem Transport zum Verbraucher, durch die Rückreaktion bei einer Temperatur bis zu 700 °C wieder abgibt. Daraus wird dann gemäß konventioneller Technik verbrauchsnahe Strom, Prozeßdampf und Fernwärme produziert. Der Transport der Energie erfolgt durch den Transport der Phase H₂ und CO bzw. CH₄, auch bekannt als Stadtgas bzw. Erdgas, in einem Pipelinesystem. Die Energieaufnahme erfolgt in der Wasserdampf-Methan-Reaktion (Steam Reforming), die Energieabgabe in der Methanisierungs-Reaktion.

Die Markteinführung des Fernenergiesystems ist bisher nicht gelungen. Entgegenstehend ist die Neuartigkeit, die Notwendigkeit eines neuen Transportsystems und die inzwischen erfolgte Konzipierung von HTR kleinerer Leistungen mit dem neuartigen Sicherheitskonzept zum verbrauchsnahe Einsatz.

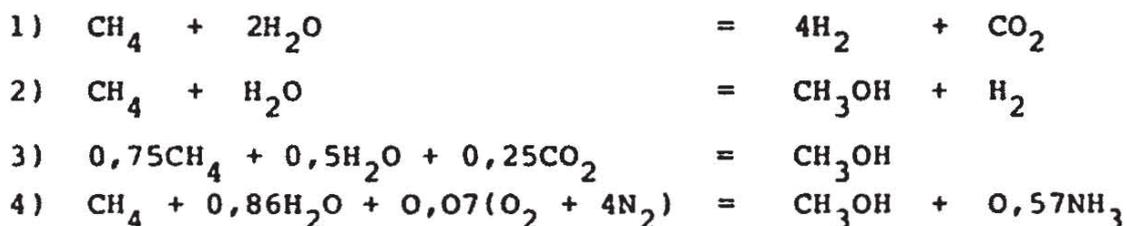
3.6 Umwandlung von Erdgas

Erdgas ist ein relativ umweltfreundlicher Energieträger. Die Einsatzgebiete sind recht zahlreich, einige bestehen in einer Umwandlung. Dabei kann Kernenergie eingesetzt werden, denn der allotherm geführte Umwandlungsprozeß, die Wasserdampf-Methan-Reaktion (Steam-Reforming Reaktion), vereinfacht gemäß



verlaufend, nimmt im Temperaturbereich zwischen 650 und 900 °C Wärmeenergie auf. Diese Reaktion, auch EVA-Reaktion genannt, wurde als wesentlicher Bestandteil des Fernenergiesystems im Pilotmaßstab mit Heliumbeheizung erfolgreich demonstriert, siehe Kap. 3.5. Mit einer thermischen HTR-Leistung von rund 500 MW kann eine Leistung von rund 800 MW_H Erdgas in Synthesegas (H₂ + CO) von ca. 1000 MW_H umgewandelt werden.

Der Zweck der Umwandlung von Erdgas liegt in der bisherigen Anwendung in der Erzeugung von Wasserstoff, Methanol und Ammoniak, wichtigen Grundstoffen für die Chemische Industrie. Diese Prozesse werden durch die folgenden vereinfacht angeschriebenen, Summenreaktion repräsentiert.



Neuerdings sind diese Prozesse aus energiewirtschaftlicher Sicht betrachtet und für die verbesserte Ausnutzung der Erdgasreserven vorgeschlagen worden. Einerseits kann aus Erdgas ein leichter transportierbarer Energieträger in der Form der Flüssigstoffe Methanol CH₃OH und Ammoniak NH₃ als Brennstoff und Treibstoff bzw. Grundstoff für Düngemittel hergestellt werden, mit der Möglichkeit, auch entlegene Erdgasquellen kleiner

Kapazität ausnutzen zu können, /Barnert, 1986/. Andererseits liefert die Umwandlung in Wasserstoff H_2 bei gleichzeitiger Erzeugung von Kohlendioxid CO_2 in reiner Form und im unverdünnten Zustand die Möglichkeit, den Wasserstoff energetisch zu nutzen und das Kohlendioxid einer industriellen Nutzung, z.B. bei Enhanced Oil Recovery, zuzuführen oder technisch zu entsorgen, z. B. durch Lagerung in ausgenutzten Erdgasfeldern /Marchetti, 1988/.

Der in solcher Form hergestellte Wasserstoff bietet die Möglichkeit einer Energieversorgung ohne bzw. mit stark reduzierter Emission von CO_2 und anderen klimarelevanten Spurengasen ohne Verzicht auf die Nutzung fossiler Primärenergie. Der Grund dafür ist die Umwandlung und Entsorgung bei der Gewinnung, die Umwandlung in den umweltfreundlichen Sekundärenergieträger Wasserstoff und die Tatsache, daß bei dessen Nutzung lediglich Wasser (bzw. Wasserdampf) entsteht.

Wegen des Wasserstoffüberschusses in Reaktion 2) kann bei Zurverfügungstellung von Kohlendioxid CO_2 aus anderen Quellen die Erzeugung von Methanol CH_3OH gemäß Reaktion 3), effektiver gestaltet werden: die Umwandlung stellt sozusagen eine Aufwertung von CO_2 mit Hilfe von Erdgas dar. Für eine solche Umwandlung mit HTR gilt nach älteren Auslegungen, /Barnert, 1986/, hochgerechnet auf das Jahr 1987 und bei Ausschöpfung des Verbesserungspotentials schließlich: Mit Erdgas zu $9,2 \text{ DM}(1987)/GJ_H$ betragen die Erzeugungskosten für Methanol etwa $22 \text{ DM}(1987)/GJ_H$, entsprechend etwa 440 DM/t.

3.7 Veredlung fossiler Energieträger

Die Veredlung fossiler Energieträger minderer Qualität, insbesondere von Kohle, ist in den letzten beiden Jahrzehnten als Reaktion auf die beiden Ölpreisschocks und wegen der Notwendigkeit umweltfreundliche Nutzungen zu ermöglichen, breiter Gegenstand der Forschung und Entwicklung gewesen. Die Umwandlung

von Kohle in Sekundärenergieträger wie Synthesegas $H_2 + CO$, Stadtgas $H_2 + CH_4$, Substitut-Naturgas SNG, Wasserstoff H_2 und Methanol erfordert die Aufwendung von Energie, die auch von Kernenergie zur Verfügung gestellt werden kann. Die aufzuwendende Energie wird in der Form von Prozeßdampf und Prozeßstrom bzw. von Prozeßdampf und Prozeßwärme benötigt; ersteres können der Leichtwasserreaktor und der Hochtemperaturreaktor leisten, letzteres nur der Hochtemperaturreaktor, weil die Prozeßwärme im Temperaturbereich zwischen $650\text{ }^\circ\text{C}$ und $950\text{ }^\circ\text{C}$ benötigt wird.

Neben vielen dampfverbrauchenden Verfahren wurden für die Anwendung des HTR die beiden Verfahren der Hydrierenden Kohlevergasung (HKV) und der Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV) für Braunkohle und für Steinkohle im Projekt "Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP)" seit 1974 bis zum Pilotmaßstab bzw. teilweise bis zum halbtechnischen Maßstab für die Verfahren inklusive der Materialentwicklung für wärmeübertragende Apparate erfolgreich entwickelt /PNP, 1987/. Derzeitig wird das "Rahmenprogramm der F+ E-Arbeiten zur Verbesserung und Absicherung der technischen Auslegung und der Wirtschaftlichkeit der nuklearen Kohlevergasung", /PNP-Arbeitsgruppe 1989/ durchgeführt.

Das Verfahren der Hydrierenden Kohlevergasung (HKV) mit HTR ist besonders zur Erzeugung von Substitut-Naturgas SNG geeignet, weil der primäre Vergasungsschritt die Reaktion von Teilen der Kohle mit Wasserstoff zu Methan ist. Es ist vor allem für Braunkohle untersucht /Kesel et al., 1987/.

Der für diese Reaktion benötigte Wasserstoff wird in einer zweiten Reaktion aus Teilen des Produkts gemäß der Wasserdampf-Methan-Reaktion produziert; dieser Schritt ist endotherm, er nimmt Wärmeenergie aus dem HTR auf.

Das Verfahren der Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV) ist besonders zur Erzeugung von Stadtgas $H_2 + CH_4$ geeignet (bzw. Synthesegas $H_2 + CO$), weil der primäre Vergasungsschritt die Reaktion von Kohle mit Wasserdampf unter Bildung von Wasserstoff H_2 , Methan CH_4 , Kohlenmonoxid CO und Kohlendioxid CO_2 ist; es wurde vor allem für Steinkohle untersucht /van Heek et al., 1984/

Als ein typisches Beispiel für die Auslegung, für die Vielzahl der möglichen Produkte der Kostenbewertung und der Kennzahlen für die energiespezifischen Emissionen von Kohlendioxid CO_2 sind in Tabelle 3.7.1 grundlegende Daten der Wasserdampf-Kohle-Vergasung WKV mit HTR in Teilvergasung mit 50 % Kohleumsatz mit dem Datensatz für deutsche Steinkohle und sonstigen Daten gemäß der Potentialstudie /Barnert et al., 1987/ zusammengestellt. Die Kostenermittlung ist für fiktiven Betrieb in 1987 als reale Kosten mit den Rahmenbedingungen des gemeinsamen Analysenrasters für Importkohle zu 3 DM(1987)/GJ_H im Sinne dieses Studienprogramms (und entgegen der sonstigen betriebswirtschaftlichen Ermittlung) vorgenommen.

In der Grundvariante, Tabelle 3.7.1, Spalte 0, wird durch die Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV) mit HTR in Teilvergasung mit einem Kohleumsatz von 50 % aus 1000 MW thermischer HTR-Leistung und 3,89 Mio t/a Steinkohle, entsprechend 4371 MW_H, Stadtgas als Gemisch aus Wasserstoff und Methan mit einer Leistung von 2187 MW_H und 2,02 Mio t/a Feinkoks, entsprechend 2159 MW_H, in einem Primärhelium-beheizten, stehenden Gasgenerator (mit nachfolgender Reinigung und Entgiftung) erzeugt. Mit den Kosten von Importkohle von 3 DM(1987)/GJ, entsprechend 93 DM/t, ergeben sich Produktkosten von 8,4 DM(1987)/GJ_H für das Stadtgas, wobei der Feinkoks "heizwert-gleich" mit 3 DM(1987)/GJ_H, entsprechend 86,7 DM/t bewertet ist. Der HTR mit einer thermischen Leistung von 1000 MW geht mit Investitionen als Liefer- und Leistungsumfang des Herstellers von 1500 Mio DM, sowie mit einem Aufschlag von ca. 22 % als Bauherreneigenleistung in die Kostenermittlung ein. Diesem Liefer- und Leistungsumfang entsprechen spezifische Investitionen von 1000 DM(1987)/kW_t, entsprechend 3750 DM(1987)/kW_e.

Bei der Bewertung der Kennzahlen zur energiespezifischen Emission von Kohlendioxid CO_2 ist zu unterscheiden zwischen den Gesamtemissionen, den Emissionen bei der Umwandlung und den Emissionen bei der Nutzung des erzeugten Sekundärenergieträgers. Außerdem kann das Bild sich auch noch dadurch ändern, daß der erzeugte Feinkoks nicht genutzt, sondern deponiert

Kohleveredlung mit HTR, Wasserdampf-Kohlevergasung WKV, Teilvergasung, verschiedene Produkte¹⁾

Hauptprodukt Variante		Stadtgas O	SNG 1	H ₂ 2	ME 3	ME 4	
1	Thermische Leistung HTR	MW	1000	1000	1760	1900	3500
2.0	Kohle-Durchsatz (Steink.)	10 ⁶ t/a	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
2.1	Kohle-Durchsatz (Steink.)	MW	4371	4371	4371	4371	4371
3.0	Hauptprodukt, Art	-	Stadtg. ²⁾	SNG	H ₂	ME	ME
3.1	Hauptprodukt,	MW _H	2187	1972	2462	2204	2630
3.20	Koks-Produktion	MW _H	2159	2159	2159	2159	2159
3.21	Koks-Produktion	10 ⁶ t/a	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02
4	Kosten ³⁾	DM(1987)/GJ _H	8,4	8,5	9,8	11,3	13,8
5.1	Spezifische Gesamt-Emission CO ₂ pro Gesamt-Produkt ⁴⁾	kg(CO ₂)/GJ _H	93 ⁶⁾	98	87	92	84
5.2	Spezifische Gesamt-Emission CO ₂ bei Koks-Deponie ⁵⁾	kg(CO ₂)/GJ _H	84	93	74	83	70
5.3	Emission CO ₂ des Nutzers	"	27	55	0	69	69

Anmerkungen:

- 1) Teilvergasung 50 % Kohleumsatz, unterschiedliche Aufbereitung
- 2) Stadtgas (Primärprodukt): Gemisch 771 MW_H(H₂) und 517 MW_H(CH₄)
- 3) Kosten-Kennzahl für fiktiven Betrieb in 1987, reale Kosten, Ermittlung mit Rahmenbedingungen des gemeinsamen Analyserasters, für Importkohle zu 3 DM(1987)/GJ_H
- 4) Spez. Gesamt-Emission (CO₂) = CO₂ aus Kohle/Energie (Hauptprod.+Koks)
- 5) Spez. Gesamt-Emission (CO₂) bei Koks-Deponie
CO₂ aus Kohle-Umsatz/Energie (Hauptprod.)
- 6) Zum Vergleich
 - 1) Direkte Nutzung von Steinkohle 92 kg CO₂/GJ_H
 - 2) Direkte Nutzung von Heizöl 69 kg CO₂/GJ_H
 - 3) H₂ aus Steinkohle (Texaco-Verf.) 160 kg CO₂/GH_H
bei Kosten von 10,8 DM(1987)/GJ_H

Lit.: Potentialstudie /Barnert et al., 1987/

Tabelle 3.7.1

wird; dadurch verändern sich dann allerdings auch die Kostenkennzahlen nach oben.

In der Grundvariante "0" ist die energiespezifische Gesamtemission $93 \text{ kg (CO}_2\text{)/GJ}_H$, und damit vergleichbar derjenigen der direkten Nutzung von Steinkohle, wenn das erzeugte CO_2 in die Atmosphäre abgegeben und nicht entsorgt wird. Die Emission des Nutzers beträgt allerdings nur $27 \text{ kg (CO}_2\text{)/GJ}_H$.

Aus der Grundvariante "0" gehen die Varianten 1 bis 4 durch weitere Aufarbeitung des erzeugten Produktgases und durch Zugabe von Elektrolysewasserstoff (Variante 4) hervor. Die Erzeugung von Substitut-Naturgas SNG mag aus Gesichtspunkten der nahen Markteinführung interessant sein, ändert aber die Emissionssituation nicht zum Positiven, zumal hier die negative Klimarelevanz des Moleküls CH_4 außer acht gelassen ist.

Die Erzeugung von Wasserstoff H_2 sowie von Methanol in den Varianten 2, 3 und 4 erfordert den vermehrten Einsatz von HTR-Leistung, führt auch zu einer Verteuerung der Produkte, bewirkt aber eine Verbesserung der Emissionssituation.

Bei der Erzeugung von Wasserstoff wird die Gesamt-Emission von CO_2 mit $87 \text{ kg (CO}_2\text{)/GJ}_H$, Tabelle 3.7.1, Spalte H_2 , Zeile 5.1, gegenüber der direkten Nutzung von Steinkohle (mit $92 \text{ kg (CO}_2\text{)/GJ}_H$) nur geringfügig abgesenkt; wird jedoch das Nebenprodukt Koks deponiert (und nicht genutzt), so sinkt die spezifische Gesamt-Emission von CO_2 auf $74 \text{ kg (CO}_2\text{)/GJ}_H$, Tabelle 3.7.1, Spalte H_2 , Zeile 5.2. Diese Gesamt-Emission liegt damit in der Nähe derjenigen der direkten Nutzung von Öl (mit $69 \text{ kg (CO}_2\text{)/GJ}_H$). Diese Art der Nutzung von Steinkohle hebt also den Nachteil, den Kohle gegenüber Öl hat, durch die einfache Maßnahme der Teilvergasung mit Koks-Deponie auf. Des weiteren ist bedeutsam, daß die Emission des Nutzers praktisch Null ist, und daß die Gesamt-Emission durch technische Entsorgung von Kohlendioxid CO_2 weiter abgesenkt werden kann, und zwar nach Maßgabe der technischen Möglichkeit bis praktisch Null.

Diese Möglichkeiten der Entsorgung von CO_2 sind bisher nur in der Diskussion und müssen noch entwickelt werden.

Im Vergleich dazu haben konventionelle Verfahren zur Wasserstoff-erzeugung aus Kohle höhere Gesamt-Emissionen an CO_2 , z.B. von $160 \text{ kg } (\text{CO}_2)/\text{GJ}_\text{H}$.

Bei der Erzeugung von Methanol ist bedeutsam, daß die Gesamt-emission schließlich auf Werte in der Nähe des Emissionswerts von Öl (mit $69 \text{ kg } (\text{CO}_2)/\text{GJ}_\text{H}$) reduziert wird. Dies gilt bei Teilvergasung mit Koksdeponie insbesondere in der Version 4, in der jedes C-Atom aus der Kohle in ein C-Atom im Produkt Methanol durch Zugabe von Elektrolyse-Wasserstoff aus zusätzlicher HTR-Leistung überführt wird.

Insgesamt bedeutet dies schließlich, daß durch die Kohleveredlung mit HTR aus Kohle mit relativ großer Umweltschadensträchtigkeit Sekundärenergieträger produziert werden, deren Gesamt-Emission an CO_2 etwa so groß ist wie die von Öl.

3.8 Erzeugung von Wasserstoff

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrolytische Spaltung von Wasser unter Einsatz von Strom zu produzieren. Wenn dieser Strom aus Kernenergie oder Wasserkraft kommt, ist keine Emission von CO_2 damit verbunden. Nachteilig ist hier im allgemeinen nur, daß es nicht genügend Wasserkraft gibt, bzw. daß das ansonsten übliche Preisniveau für Strom hohe Wasserstoffkosten verursacht. Dazu mag die folgende Vergegenwärtigung dienen:

Aus Strom zu 12 DPf/kWh_e , entsprechend $33,3 \text{ DM/GJ}_e$ wird mit einem Elektrolyse Wirkungsgrad von 80 % und mit spezifischen Kosten für den Elektrolyseur von $1000 \text{ DM/kW}_H(\text{H}_2)$ eine Kostenkennzahl für Wasserstoff (ohne Gutschrift für Sauerstoff) von ca. $45 \text{ DM/GJ}_H(\text{H}_2)$. Auch eine irgendwie geartete Bewertung des Nebenprodukts Sauerstoff ändert das Bild nicht grundsätzlich, weil der Markt für Sauerstoff zu klein ist. Insgesamt gilt also, daß der so erzeugte Wasserstoff etwa 3 mal teurer ist als der aus der Kohleveredlung mit HTR.

Allerdings ist hier anzufügen, daß durch den Einsatz von preiswertem Kernenergiestrom, der ansonsten nicht abgesetzt werden kann, Kostenreduktionen entstehen können. Wasserstoff ist ein geeigneteres Speichermedium als Strom. Deswegen kann bei einem hohen Kernenergieanteil an der Stromerzeugung eine Marktlücke für Elektrolyse-Wasserstoff entstehen.

Vor diesem Hintergrund ist vor zwei Jahrzehnten vorgeschlagen worden, den "Umweg" über den Strom zur Erzeugung von Wasserstoff zu vermeiden und Wärmeenergie hoher Temperatur, z.B. aus dem HTR oder aus Sonnenenergie, direkt zur Wasserspaltung einzusetzen. Die dazu nötigen Verfahren der Thermolyse zur Umwandlung von Wärmeenergie in die chemische Energie des Wasserstoffs und des Sauerstoffs aus der Wasserspaltung sind aber noch immer Gegenstand der Forschung.

3.9 Literatur

/AHR, 1984, a/

Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor, HTR-500 Vorprojektuntersuchung, Zusammenfassung Juli 1984, AHR: Hochtemperaturreaktor GmbH, Ruhrgas AG/Ruhrkohle AG, Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG.

/AHR, 1984, b/

Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor: HTR-Modul-Vorprojektuntersuchung, Zusammenfassung, Nov. 1984, AHR: siehe oben.

/Barnert et al., 1987/

Barnert, H.; Singh, J.; Nießen, H.F.; Neis, H.; Hohn, H.: Potentialstudie zur Kohleveredlung durch Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV) mit Hochtemperaturreaktor-(HTR)-Wärme, Jül-2131, März 1987.

/Barnert, 1986/

Barnert, H.:

Synthesegas aus Erdgas mit HTR-Wärme, Arbeitsseminar "Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich", 1. und 2. Juli 1986.

/Kesel et al., 1987/

Kesel, W.; Schifgen, U.; Strauß, W.:

Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP), Arbeiten zur Festlegung des Anlagenkonzepts (HTR, HKV), BMFT-Forschungsbericht ISBN 3-926732-01-6, Juli 1987.

/Marchetti, 1988/

Marchetti, C.:

How to solve the CO₂-problem without tears, Proceedings of the 7th World Hydrogen Conference, Moscow, Sept. 25-29, 1988.

/NFE, 1985/

Kernforschungsanlage Jülich; Rheinische Braunkohlenwerke Köln AG:

Nukleare Fernenergie, zusammenfassender Bericht zum Projekt Nukleare Fernenergie, Jül-Spez-303, März 1985.

/PNP, 1987/

Projektleitung des Projekts "Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP)", Vorlage zur 39. Sitzung des PNP-Lenkungsausschusses in Essen am 27.02.1987. Partner des PNP-Projekts sind Bergbauforschung Essen, Hochtemperaturreaktorbau Mannheim, Interatom Bensberg, Kernforschungsanlage Jülich und Rheinische Braunkohlenwerke Köln.

/PNP-Arbeitsgruppe 1989/

PNP-Arbeitsgruppe "Nukleare Prozeßwärme": Rahmenprogramm der F+E-Arbeiten zur Verbesserung und Absicherung der technischen Auslegung und der Wirtschaftlichkeit der nuklearen Kohleveredlung, Juli 1989.

/Van Heek et al., 1985/

Van Heek, K.H. et al.:

Wasserdampfvergasung von Kohle, Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme, Forschungsbericht BMFT-FB-T-85-153, Dezember 1985.