

Dies ist eine erste Rohfassung. Eine überarbeitete, in der auch die Abb. vollständig sind, folgt.

Nach dem Three-Mile-Island-Unfall wurden modulare Reaktoren mit verbesserten Sicherheitsmerkmalen entwickelt. Die Wirtschaftlichkeit von kleinen modularen Reaktoren im Vergleich zu großen Leichtwasserreaktoren, deren Leistung zehnmal höher ist, ist das Hauptproblem bei der Markteinführung dieser Art von Reaktoren. Auf der Grundlage des chinesischen Projekts eines gasgekühlten Hochtemperaturreaktors mit Kugelhaufenbett (HTR-PM) werden in diesem Beitrag die wirtschaftlichen Möglichkeiten von Kernkraftwerken mit modularen Reaktoren analysiert. Die Ausrüstungen der Reaktoranlage werden in 6 Kategorien unterteilt, wie z.B. RDB und Reaktoreinbauten, andere Komponenten des nuklearen Dampfversorgungssystems (NSSS) usw. Die wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Ausrüstungen werden analysiert. Es wird festgestellt, dass der Hauptunterschied zwischen einem HTR-PM-Kraftwerk und einem DWR in den Kapitalkosten für den RDB und die Reaktoreinbauten besteht. Die Tatsache, dass die Kosten für den RDB und die Reaktoreinbauten bei DWR-Anlagen nur 2 % der gesamten Anlagenkosten ausmachen, zeigt jedoch den geringen Einfluss dieses Unterschieds. Unter der Prämisse, dass mehrere NSSS-Module ein Kernkraftwerk mit einer Anlagenkapazität bilden, die der eines typischen DWR-Kraftwerks entspricht, werden ein oberer Wert und ein Zielwert für die gesamten Anlagenkapitalkosten geschätzt. Es wird ein Vergleich für zwei Auslegungsvorschläge des chinesischen HTR-PM-Projekts angestellt. Es wird geschätzt, dass die spezifischen Kosten einer baureifen modularen Anlage mit 2 x 250 MWth nur 5 % über den spezifischen Kosten einer Anlage mit 458 MWth liegen werden. Berücksichtigt man die technischen Unwägbarkeiten der letzteren, so scheint eine modulare Anlage mit 2 x 250 MWth attraktiver zu sein. Abschließend werden vier Hauptpunkte genannt, die erfüllt sein müssen, damit MHTGRs wirtschaftlich rentabel sind.

## 1. Einführung

Seit das Konzept des modularen gasgekühlten Hochtemperaturreaktors (MHTGR) Ende der 70er Jahre von Reutler und Lohnert (SIEMENS/Interatom) vorgeschlagen wurde, haben seine inhärente Sicherheit und das Konzept der Modularisierung in der Nukleargemeinschaft breite Zustimmung gefunden. Können jedoch Kernreaktoren mit einer Leistung von etwa 200 MWth mit großen Leichtwasserreaktoren konkurrieren, deren Leistung mehr als zehnmal so groß ist? Diese Frage wird ständig diskutiert und ist zum Hauptproblem für die Markteinführung eines MHTGR geworden. Nach den Reaktorunfällen von Three-Mile Island und Tschernobyl wurde eine Reihe von fortschrittlichen Reaktorkonzepten mit inhärenten oder passiven Sicherheitsmerkmalen vorgeschlagen, um die nukleare Sicherheit zu verbessern. Ein gemeinsames Merkmal all dieser Reaktorkonzepte ist die Verkleinerung der Reaktorleistung auf mehrere hundert Megawatt, um das Problem der passiven Nachzerfallswärmeabfuhr zu lösen und sicherzustellen, dass die Reaktoren nicht schmelzen. Die größte Herausforderung für diese Art von Reaktoren mit inhärenten Sicherheitseigenschaften ist die Frage, wie diese Kernreaktoren mit geringerer Leistung mit modernen großen Kernkraftwerken konkurrieren können, deren thermische Leistung mehrere tausend Megawatt beträgt.

Nachdem sie das modulare Reaktorkonzept vorgeschlagen hatten, veröffentlichten Reutler und Lohnert mehrere Arbeiten, die zeigen sollten, dass Kugelhaufenreaktoren neben ihren inhärenten Sicherheitsmerkmalen auch wirtschaftlich wettbewerbsfähig sind. In der Referenz Reutler und Lohnert (1984) zeigen die Autoren, dass ein aus mehreren Reaktormodulen zusammengesetztes Kernkraftwerk gegenüber Kohlekraftwerken wettbewerbsfähig sein sollte. Da die von der Reaktorkernkonstruktion abhängigen Kosten nur etwa 20 % der gesamten Baukosten eines Kernkraftwerks ausmachen, hätte die Erhöhung oder Verringerung der Leistung pro Modul in einem Kraftwerk mit mehreren Modulen keine nennenswerten Auswirkungen auf die Kapitalkosten der Anlage. In Kugeler und Froehling (1993) werden die spezifischen Kapitalkosten eines Kraftwerks mit 2 Modulen, 4 Modulen und 6 Modulen analysiert. Es wird

gezeigt, daß die anlagenspezifischen Kapitalkosten für die diskontinuierliche Bauweise sinken, so daß eine 6-Module-Anlage in diskontinuierlicher Bauweise möglicherweise mit einer 1200-MWe-DWR-Anlage konkurrieren könnte. 1993 wurden in den von der amerikanischen GCRA (1993) veröffentlichten Berichten die Anlagenkapitalkosten des Leitmoduls, einer 4-Module-Prototypanlage, der Nachbauanlage und der Zielanlage des MHTGR (450 MWth) analysiert. Kürzlich wurde in der von Wallace et al. (2006) veröffentlichten Arbeit die Anzahl der Systeme des südafrikanischen PBMR und der Druckwasserreaktoren analysiert und verglichen und die Kostenauswirkungen der systematischen Vereinfachung des PBMR aufgezeigt. Es wurde eine erhebliche Kostenreduzierung durch Modularisierung nachgewiesen.

In den 1980er Jahren verpflichtete sich die Firma SIEMENS/Interatom in Deutschland zum Bau einer 2-modularen HTGR-Demonstrationsanlage. Es wurden zahlreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt. Der Bericht über die Sicherheitsanalyse wurde von den zuständigen deutschen Genehmigungsbehörden geprüft. Das amerikanische Unternehmen General Atomics hat eingehende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für die MHTGR-Konzepte mit 350 MW und 450 MW Dampfzyklus sowie für ein GT-MHR-Konzept mit 600 MW Gasturbinenzyklus durchgeführt. Südafrika entwickelt seit Mitte der 1990er Jahre einen modularen Kugelhaufenreaktor (PBMR), wobei von Anfang an der Gasturbinenkreislauf verwendet wurde. Der neueste Entwurf sieht einen Reaktor mit 400 MW thermischer und 165 MW elektrischer Leistung vor. Japan hat 1997 den prismatischen gasgekühlten Hochtemperatur-Testreaktor HTTR (30 MWth) gebaut. China begann Ende der 1970er Jahre mit Forschungsarbeiten zu gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren mit Kugelhaufen. Im Jahr 1992 genehmigte die chinesische Regierung den Bau des Kugelhaufenreaktors HTR-10 mit 10 MW thermischer Leistung am Institut für Kerntechnik und neue Energietechnik (INET) der Tsinghua-Universität in Peking. Der Bau des HTR-10 begann 1995, und der Reaktor erreichte im Dezember 2000 die Kritikalität. Im Januar 2003 erreichte er seine volle Leistung und wurde an das Stromnetz angeschlossen. Von Januar 2003 bis April 2006 war der Reaktor 465 Tage lang in Betrieb, und es wurde eine Reihe von experimentellen Verifizierungsarbeiten durchgeführt, darunter ATWS-Experimente, Verlust der Wärmesenke, Steuerstabsentnahme usw.

Auf der Grundlage des HTR-10 wird das Projekt des gasgekühlten Hochtemperaturreaktors mit Kugelbett (HTR-PM) vorgeschlagen. Das Hauptziel des HTR-PM-Projekts ist der Bau einer MHTGR-Demonstrationsanlage mit Kugelbett und einer Leistung von 200 MWe um 2013. Die wichtigsten technischen Ziele sind:

- (1) die behaupteten inhärenten Sicherheitsmerkmale des Systems zu demonstrieren,
- (2) Aufzeigen der potenziellen wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit,
- (3) Verringerung der technischen Risiken unter Nutzung der umfangreichen Erfahrungen mit dem HTR-10 und anderen ausgereiften industriellen Technologien und
- (4) Schaffung einer soliden Grundlage für eine modulare Planung und Konstruktion.

Von den oben genannten Zielen ist die schwierigste Aufgabe der HTR-PM-Demonstrationsanlage der Nachweis, dass eine NOAK-Anlage (Nth-of-its-kind) wirtschaftlich lebensfähig ist.

In diesem Papier wird das wirtschaftliche Potenzial einer HTR-PM-Anlage aufgezeigt. Die angegebenen Daten basieren auf den bereits gesammelten Erfahrungen des HTR-PM-Projekts, die von INET seit 2001 gesammelt wurden. Der Artikel ist ein Versuch, einen praktikablen technischen Weg für die Entwicklung eines modularen HTGR unter Berücksichtigung vieler technisch-wirtschaftlicher Aspekte aufzuzeigen.

## 2. Studien zu wichtigen Konzepten

### 2.1. Sicherheitsaspekte von HTR-PM-Anlagen

Wir sind der Meinung, dass eine HTR-PM-Anlage die folgenden Sicherheitsmerkmale aufweisen sollte:

- (1) Wenn die Reaktoren unter normalen Betriebsbedingungen arbeiten, ist das radioaktive Inventar im Primärhelium sehr gering. Selbst wenn diese begrenzte Menge an Radioaktivität nach einem Zwischenfall/Unfall in die Umwelt freigesetzt würde, besteht keine Notwendigkeit für Notfallmaßnahmen wie Schutzräume oder Evakuierung.
- (2) Unter allen denkbaren Bedingungen eines Reaktivitätsstörfalls oder eines Ausfalls des Nachwärmeabfuhrsystems

wird der Anstieg der Brennstofftemperaturen keine signifikante zusätzliche Freisetzung radioaktiver Stoffe aus den Brennelementen verursachen. Dies kann durch Messung der gasförmigen Radioaktivität im Primärsystem kontrolliert werden.

(3) Die Folgen des Eindringens von Wasser oder Luft hängen von der Menge des Eindringens ab. Der Prozess des Eindringens ist langsam und kann innerhalb von einigen Dutzend Stunden (oder sogar Tagen) durch sehr einfache Maßnahmen gestoppt werden. Die Möglichkeit des Scheiterns solcher einfachen Maßnahmen kann ausgeschlossen werden.

#### 1.2. Definition von Modulkonzepten

Modulkonzept I: Ein großes System wird in mehrere **identische** Teilsysteme unterteilt, und diese Teilsysteme werden als Module bezeichnet. Ihre Merkmale sind:

- (1) Die Teilsysteme sind völlig identisch;
- (2) jedes Teilsystem ist relativ einfach;
- (3) im Hinblick auf die Reaktoren ist es am besten, wenn sie unabhängige Sicherheitsfunktionen haben.

Modulkonzept II: Ein großes System wird in mehrere **verschiedene** Teilsysteme unterteilt. Diese weisen die folgenden Merkmale auf:

- (1) Jedes Teilsystem ist relativ klein und kann leicht in einer Fabrik zusammengebaut werden;
- (2) jedes Teilsystem unterscheidet sich von allen anderen;
- (3) bei Reaktoren kann bei Ausfall eines Moduls die Sicherheitsfunktion unvollständig sein.

Das Modulkonzept I unterscheidet sich von dem zweiten Konzept. Letzteres ist eher ein Paket. In diesem Beitrag wird nur das Modulkonzept I erörtert, weil es die Vorteile der Modularisierung maximal ausschöpfen kann. Zu den Vorteilen gehören vor allem: (1) Erfahrungsökonomie und (2) Skalenökonomie.

Die Erfahrungsökonomie bezieht sich auf den Effekt, den die so genannte Lernkurve nahelegt.

Abb. 1 zeigt eine typische Lernkurve. Sie zeigt, dass die Kosten gesenkt werden, da die nachfolgenden Module von den Erfahrungen aus der Herstellung der vorangegangenen Module profitieren. Die Kurve erreicht ihr Minimum etwa nach dem 10. Modul. Die maximale Kostenreduzierung liegt bei etwa 30 %. Diese Kurve gilt auch für Druckwasserreaktoren im großen Maßstab. Da die Anlagenkapazität von Druckwasserreaktoren jedoch groß und die Zahl der Aufträge begrenzt ist, können die Auswirkungen der Lernkurve nicht voll genutzt werden.

Die Skalenökonomie bezieht sich auf den wirtschaftlichen Nutzen, der sich aus der Steigerung der Produktion ergibt. Die Kosten werden in Fixkosten und variable Kosten unterteilt. Die variablen Kosten, wie Rohstoffe, Energie usw., steigen mit der Zunahme der Produktion, während die Fixkosten, wie Fabrikgebäude, Ausrüstung, Design, Marketing, Management usw., nicht mit der Zunahme der Produktion steigen. Wenn der Output steigt, bleiben die spezifischen variablen Kosten unverändert, während die spezifischen Fixkosten umgekehrt proportional zum Output sind, d. h. sie sinken mit dem Anstieg des Outputs. Angenommen, die Druckbehälter werden mit 60 % variablen Kosten hergestellt, wie Schmiedestücke, Bleche, Schweißmaterial und Energie, während die restlichen 40 % Fixkosten sind. Die Kosten für die Herstellung von 10 Druckkesseln können somit um 30 % gesenkt werden, verglichen mit der Herstellung von nur 2 Druckkesseln.

#### 2.3. Anlage und NSSS-Modul (Nukleares Dampfversorgungssystem)

Die Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken hängt von den Betriebskosten pro Kilowattstunde und den Kapitalkosten pro installiertem Kilowatt ab. Die Wirtschaftlichkeit eines MHTGR- und eines DWR-Kernkraftwerks muss auf der Grundlage der gleichen Anlagenkapazität verglichen werden. Bei MHTGR-Kraftwerken ist es naheliegend, mehrere NSSS-Module für eine Anlage einzusetzen.

In einem MHTGR-Kernkraftwerk mit mehreren NSSS-Modulen sollte es nur eine Leitwarte zur Überwachung und Steuerung aller NSSS-Module, des Turbinengenerators und seiner Hilfssysteme geben. Die meisten Hilfssysteme sollten von allen Modulen gemeinsam genutzt werden, mit Ausnahme des Reaktorschutzsystems und anderer relevanter nuklearer Sicherheitssysteme. Bei der Berechnung der CDF wird von einer Anlage ausgegangen, die aus mehreren NSSS-Modulen besteht.

Abb. 2 zeigt eine vorgeschlagene zukünftige HTR-PM-Anlage. In dieser HTR-PM-Anlage werden 6-10 NSSS-Module mit je 100 MWe eingesetzt, die sich das elektrische und das Hilfssystemgebäude teilen. Die Anlage besteht nur aus einem Dampfturbinengenerator und einem Kontrollraum. Die folgenden Analysen werden für eine solche Anlage mit mehreren NSSS-Modulen durchgeführt.

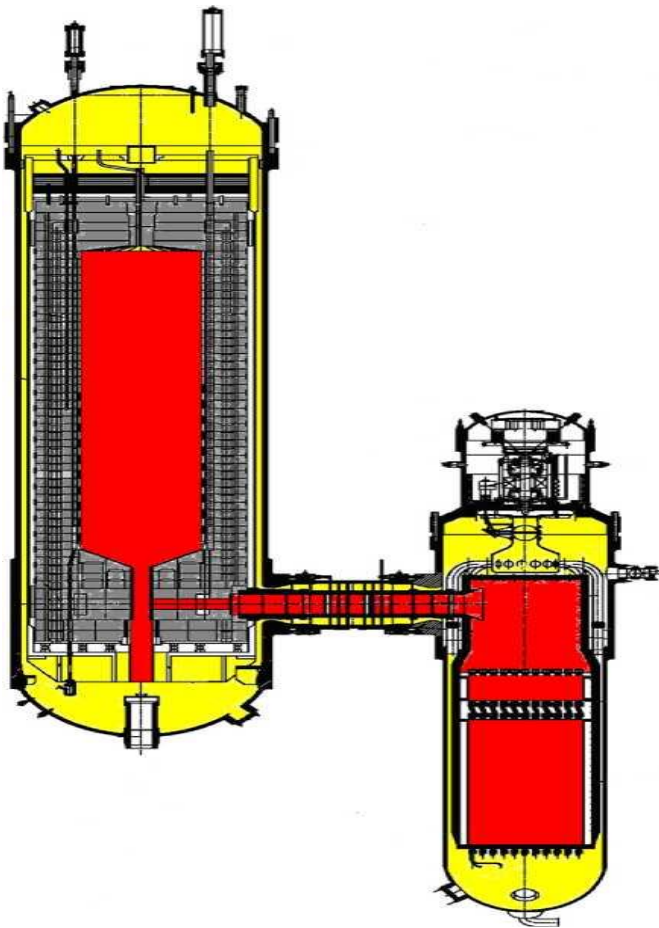


Fig. 4. HTR-PM reactor design of 2 x 250MWth—one zone core.

### 3. Zwei HTR-PM-Konzepte

Um einen endgültigen Standardentwurf für eine HTR-PM-Anlage zu finden, hat das INET seit April 2004 zwei verschiedene Entwürfe intensiv untersucht.

3.1. 1 x 458 MWth Modul mit einem Zwei-Zonen-Core  
 Bei dieser Auslegung wird eine brennstofffreie Graphitzone in der Mitte des Kiesbetts verwendet, um zu gewährleisten, dass die höchste Temperatur der Brennelemente bei einem Druckabfall niemals eine Brennstofftemperatur von 1600 0C überschreitet, wobei die Leistung eines einzelnen Moduls so weit wie technisch möglich gestreckt wurde. Eine detaillierte Bewertung wurde für eine feste und für eine dynamische Mittelsäule vorgenommen. Die Vor- und Nachteile der beiden Alternativen dieses Typs wurden untersucht. Die allgemeine Schlussfolgerung lautete, dass beide Lösungen machbar sind, obwohl beide Konstruktionen dieser Art gewisse technische Unsicherheiten aufweisen. Um diese Unsicherheiten zu beseitigen, sind umfangreiche Überprüfungen erforderlich.

Tabelle 1

Wichtige Konstruktionsparameter des HTR-PM

Tabelle 1 enthält die allgemeinen Auslegungsparameter.

Parameter 458 MW 2 x 250 MW

NSSS-Module 1 2

Thermische Kernleistung (MW) 458 500

Durchmesser des inneren Kernreflektors (m) 2,2 0

Durchmesser des Außenreflektors des Kerns (m) 4 3

Höhe des Kerns (m) 11 11  
Primärer Heliumdruck (MPa) 9 7  
Kernaustrittstemperatur (0C) 750 750  
Kerneintrittstemperatur (0C) 250 250  
Brennstoffanreicherung (%) 9,5 8,9

### 3.2. 2 x 250-MWth-Module mit Ein-Zonen-Kern

Bei dieser Art von Konstruktion wird ein Ein-Zonen-Kugelbett-Reaktorkern verwendet. Gemäß den Forschungsergebnissen der letzten 20 Jahre wird die Leistung des modularen Kerns von 200 auf 250 MW thermisch erhöht, wobei die gleichen inhärenten Sicherheitsmerkmale beibehalten werden. Da China bereits den HTR-10-Reaktor gebaut hat, bei dem der Reaktor und der Dampferzeuger nebeneinander angeordnet sind, und der derzeit erfolgreich betrieben wird, ist das 250-MW-Ein-Zonen-Modul eine Weiterentwicklung des HTR-10. Daher kann der HTR-10 im Wesentlichen als Prototyp des großen modularen 250-MW-Wärmeleistungswerks angesehen werden. Es liegt auf der Hand, dass die 250-MW-Konstruktion von allen Erfahrungen profitieren kann, die während der Planung, des Baus und des Betriebs des HTR-10 gemacht wurden. Dies wird die technischen Risiken minimieren. Abb. 4 zeigt den Querschnitt des Reaktors. Abb. 5 zeigt den horizontalen Querschnitt des Reaktorgebäudes in beiden Ausführungen.

## 4. Wirtschaftlichkeit eines HTR-PM

### 4.1. Aufschlüsselung der Kapitalkosten eines DWR

Abb. 6 zeigt die typische Aufschlüsselung der Kapitalkosten für einen 2 x 1000 MWe-DWR. Die Gesamtkosten der gesamten DWR-Anlage sind auf 100 normiert. Davon entfallen auf die Ausrüstung der Reaktoranlage etwa 23-28 %, je nach Lieferart. Auf die Turbinenanlagenausrüstung entfallen etwa 12 % und auf den BOP etwa 3 %. Dies sind die so genannten direkten Kosten. Zu den sonstigen Kosten gehören die Kosten für Planung, Ingenieurleistungen, Projektmanagement und Finanzkosten usw.

Die indirekten Kosten sollten nach dem tatsächlich benötigten Arbeitsaufwand und Material geschätzt werden. Diese Kosten stehen möglicherweise nicht in proportionalem Verhältnis zu den Kapitalkosten der Ausrüstungen. Ausgehend von den obigen Ausführungen zu den indirekten Kosten machen die Ausrüstungen der Reaktoranlage etwa 23-28 % der Gesamtkosten der Anlage aus, was zeigt, dass der Einfluss der verschiedenen Ausrüstungen der Reaktoranlage auf die Gesamtinvestition verringert werden sollte, während ein effektives Projektmanagement große Auswirkungen haben kann. Durch die Modularisierung können die Konstruktion und das Projektmanagement vereinfacht und der Zeitplan für das Projekt verkürzt werden.

- Abb. 7 zeigt die Aufschlüsselung der Kapitalkosten für die Ausrüstung der DWR-Reaktoranlage. Nach unseren Analysen wird die Ausrüstung der Reaktoranlage in 6 Kategorien unterteilt. Der einzige Unterschied zu einer traditionellen Klassifizierung besteht darin, dass in unserem Fall die NSSS-Ausrüstung weiter unterteilt wird in Reaktordruckbehälter (RDB) und Reaktoreinbauten, ausserdem andere NSSS-Komponenten. RDB und Reaktoreinbauten.

- Sonstige NSSS-Komponenten: Dampferzeuger, primäre Rohrleitungen, Druckhalter, Steuerstäbe, Hauptpumpe und so weiter.

Reaktorhilfssysteme: Notkühlsysteme für den Reaktorkern, Nachzerfallswärmeabfuhrsysteme, Containment-Sprühsystem, Chemie- und Volumenkontrollsystem, usw.

- Leittechnik und elektrische Systeme: Reaktorschutzsystem, Kontrollraum, Instrumentierung, Notstromdiesel, Batterien usw.

- Brennstoffhandhabung und -lagerung: die Zwischenlager für frische und abgebrannte Kernbrennstoffe,

Brennstoffhandhabungssysteme.

- Sonstige Komponenten der Reaktoranlage: Kräne, Kommunikationssystem und sonstige Ausrüstung der Reaktoranlage.

Betrachtet man die Gesamtkosten der oben genannten Ausrüstungen der Reaktoranlage, so entfallen etwa 9 % auf den RDB und die Reaktoreinbauten, etwa 23 % auf die Reaktorhilfssysteme und etwa 26 % auf die Leittechnik und elektrische Systeme. Somit betragen die Kosten für RDB und Reaktoreinbauten im Vergleich zu den Gesamtkosten der Anlage etwa  $9\% \times 23\% = 2\%$ . Dies zeigt deutlich, dass der RDB und die Reaktoreinbauten bei DWR-Anlagen nur einen sehr geringen Einfluss auf die Gesamtkosten der Anlage haben.

## 4.2. Technische Merkmale der Ausrüstungen der HTR-PM-Reaktoranlage

### 4.2.1. RDB und Reaktoreinbauten

Die inhärenten Sicherheitsmerkmale von MHTGRs beruhen darauf, dass die Kernleistungsdichte so gewählt wird, dass bei allen denkbaren Störfällen die Brennelemente die Grenztemperatur nicht überschreiten, selbst wenn nur passive Mittel zur Nachwärmeabfuhr eingesetzt werden. Die Brennelement-Grenztemperatur von  $1600\text{ }^{\circ}\text{C}$  wurde durch großtechnische Experimente zweifelsfrei nachgewiesen. Allerdings muss dafür die Leistungsdichte relativ gering sein. Dies wiederum erfordert viele große Reaktordruckbehälter und folglich große Massen an Graphit zur Neutronenmoderation. Nach den Ergebnissen eines HTR-PM-Standarddesigns beträgt das spezifische Gewicht - bezogen auf die erzeugte Leistung - eines HTR-PM-RDB etwa das Zehnfache eines DWR. HTR-PM und DWR verwenden im Wesentlichen dasselbe Behältermaterial, nämlich niedrig legierten Stahl, wobei die Edelstahl-Schweißnähte am HTR-PM-Behälter nicht oberflächenbehandelt werden müssen, was die spezifischen Kosten etwas senkt. Der angegebene Preis für RDB und Reaktoreinbauten für ein HTR-PM-Kraftwerk ist etwa achtmal so hoch wie der Preis für einen modernen DWR bei gleicher Stromerzeugung.

### 1.1.2. Andere NSSS-Ausrüstungen

*Dampferzeuger:*

Im Vergleich zu DWR-Dampferzeugern haben HTR-PM-Dampferzeuger kleinere Wärmeübergangskoeffizienten auf der primären Heliumseite, während der Temperaturunterschied zwischen der Primär- und der Sekundärseite viel größer ist. Diese beiden Effekte können sich gegenseitig kompensieren und sollten einen ähnlichen Wert von etwa  $20\text{ m}^2$  Wärmeübertragungsfläche pro MWe erzeugter Leistung erreichen.

*Gebälse oder Hauptpumpen:*

Heliumgebläse gehören zu den nicht sicherheitsrelevanten Komponenten, während die Hauptpumpen eines DWR sicherheitsrelevant sind. Heliumgebläse übertragen Helium unter hohem Druck. Die Dichte von Helium ist gering, ein ungünstiger Faktor. Allerdings beträgt der Temperaturunterschied am Ein- und Austritt eines HTR-Reaktors etwa  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ , während er bei einem DWR nur  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  beträgt. Der Nachteil der geringen Heliumdichte kann durch die zulässige große Temperaturdifferenz weitgehend kompensiert werden. Die spezifische Motorleistung für HTR-PM-Heliumgebläse und für DWR-Hauptpumpen sollte ähnlich sein: etwa  $15\text{-}35\text{ kW}$  pro MWe erzeugter Leistung.

*Abschaltung-Systeme der Steuerstäbe:* Eine HTR-PM-Anlage ist zur Aufrechterhaltung der Kritikalität des Kerns auf eine kontinuierliche Be- und Entladung des Brennstoffs angewiesen. Das Abschaltssystem wird zur Leistungsregelung und zum Abschalten des Reaktors verwendet. Der Temperaturunterschied zwischen Abschalt- und Betriebsbedingungen ist groß, was - in Kombination mit dem sehr starken negativen Temperaturkoeffizienten der Reaktivität - bedeutet, dass mehr Reaktivität kompensiert werden muss. Daher sind die Vorteile von

- (1) kontinuierliche Brennstoffbeschickung,
- (2) sehr hohen Reaktorausstrittstemperaturen und
- (3) eines günstigen negativen Temperaturkoeffizienten erkaufte werden müssen. Dennoch sollte die Anzahl der Steuerstabsysteme für einen HTR-PM und für einen DWR gleicher Leistung ähnlich sein.

Die Kosten für Primärleitungen und Druckhalterung im DWR können bei HTR-PM-Anlagen weitgehend vermieden werden.

Zusammengefasst zeigen die obigen Analysen, dass sich die Kapitalkosten für einen gut konzipierten HTR-PM in Bezug auf die anderen Komponenten des NSSS nicht wesentlich vom DWR unterscheiden. Die Kosten für diese Komponenten hängen mehr oder weniger nur von der Leistung der Anlage ab.

#### 4.2.3. Hilfssysteme des Reaktors

Für einen DWR der zweiten Generation gibt es etwa 40-50 Hilfssysteme und 60-70 Pumpen und Gebläse nuklearer Qualität. Aus der Praxis des HTR-PM weiß man, dass diese Anlagen weniger als 10 Hilfssysteme benötigen, wobei die Pumpen und Gebläse nicht nuklearer Qualität sind. Bei der dritten Generation des evolutionären DWR wird der Redundanzgrad erhöht und die Anzahl der oben genannten Systeme und Komponenten weiter gesteigert.

#### 4.2.2. Leittechnik und elektrische Systeme

Die erforderliche Kapazität eines HTR-PM-Notstromversorgungssystems ist sehr gering, und die zulässige Anlaufzeit des Systems ist viel länger (viele Stunden gegenüber weniger als 1 Minute). Mit der Verringerung der Anzahl der Reaktorhilfssysteme wird auch die Anzahl der leittechnischen Einrichtungen deutlich geringer.

Abb. 8 zeigt einen Vergleich zwischen einem traditionellen Kugelhaufen-HTGR und einem modularen HTGR. Das Diagramm auf der linken Seite zeigt den HTR-500, der von der Firma ABB-HRB in den frühen 1980er Jahren entwickelt wurde. Seine elektrische Leistung beträgt 500 MW mit 6 Dampferzeugern und 6 Gebläsen. Der Reaktor hat einen Kugelhaufen-Kern und das gesamte Primärsystem ist in einem Druckbehälter aus Spannbeton untergebracht. Bei diesem Reaktor sind die Dampferzeuger, Gebläse, Brennelemente und Steuerstäbe bereits modularisiert, der Reaktorkern und der Druckbehälter jedoch nicht. Da der Reaktorkern recht groß ist, ist es unmöglich, die maximal erreichbare Brennelementtemperatur durch ausschließlich passive Maßnahmen unter 1600 °C zu begrenzen. Ohne ein aktives System zur Abfuhr der Nachzerfallswärme würden die maximalen Brennelementtemperaturen selbst bei einem Kühlmittelverlust/Unfall mit Druckentlastung mehr als 3000 °C erreichen. Die umhüllten Brennelemente würden eindeutig ihre Fähigkeit verlieren, alle radioaktiven Spaltprodukte zurückzuhalten. Daher ist für diese Art von Reaktoren ein ausgeklügeltes Notkühlsystem erforderlich. Das rechte Diagramm zeigt eine MHTGR-Anlage mit 6 Modulen. Vereinfacht könnte man sich vorstellen, den Reaktorkern in der linken Grafik einfach in sechs Teile zu unterteilen, die dann sechs Module bilden, wobei jedes Modul aus einem Reaktorkern plus einem Dampferzeuger und einem Heliumgebläse besteht, wodurch die inhärenten Sicherheitsmerkmale gewährleistet sind und eine MHTGR-Anlage mit mehreren Modulen entsteht. Man erkennt deutlich, dass die meisten Ausrüstungen eines HTGR bereits modularisiert wurden.

Das Hauptaugenmerk bei der Entwicklung eines MHTGR liegt daher auf der Modularisierung des RDB und der Reaktoreinbauten. Ähnlich verhält es sich bei Druckwasserreaktoren, bei denen die Dampferzeuger, die Hauptkühlmittel-

pumpen, die Brennelemente und die Steuerstäbe ebenfalls modularisiert wurden, der RDB und die Kerneinbauten jedoch nicht. Zwischen einem Westinghouse-DWR mit 3 x 300 MWe-Dampferzeugern und einem ABB-CE-DWR mit 2 x 500 MWe-Dampferzeugern gibt es keine nennenswerten Unterschiede bei den Anlagenkapitalkosten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Schlüsselfrage der Wirtschaftlichkeit von HTR-PM darin besteht, ob die höheren Kosten für RDB und Reaktoreinbauten durch Faktoren wie Systemvereinfachung und Modularisierung ausgeglichen werden können.

#### 4.3. Schätzungen der Kapitalkosten für die Ausrüstung der HTR-PM-Reaktoranlage

Abb. 9 zeigt die geschätzten Kapitalkosten für die Ausrüstungen von DWR- und HTR-PM-Reaktoranlagen.

Die erste Spalte bezieht sich auf die Kapitalkosten für ein DWR-Kraftwerk. Es hat eine Kapazität von 2 x 1000 MWe und ist ein ausgereiftes NOAK-Design. Die Gesamtkosten aller Ausrüstungen der DWR-Reaktoranlage sind auf 100 normiert. Die zweite Spalte bezieht sich auf die Kapitalkosten einer erstmaligen HTR-PM-Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 200 MWe (1 x 458 MWth). Die angegebenen Werte beruhen auf den Ergebnissen der im Rahmen der HTR-PM-Vorplanung durchgeführten Untersuchungen. Die Kostendaten dieser Spalte sind ursprünglich in chinesischer Währung angegeben und in die gleiche Einheit der DWR-Kosten umgerechnet, die in der ersten Spalte angegeben ist. Die Werte in der dritten Spalte geben die Obergrenze der Schätzung an, die einfach das Zehnfache des Wertes in der zweiten Spalte beträgt. Die Kostensenkungen aufgrund der gemeinsamen Nutzung der Systeme in einer Anlage mit 10 NSSS-Modulen und der Massenproduktion sind nicht berücksichtigt. Die vierte Spalte zeigt die Schätzungen für eine HTR-PM-Zielanlage, d.h. eine 2 x 1000 MWe Nth-of-a-kind-Anlage, d.h. gemeinsame Nutzung der Systeme in der Anlage und Berücksichtigung von Kostensenkungen aufgrund von Erfahrung und Massenproduktion. Die in diesen Spalten angegebenen Kosten sind ebenfalls dieselbe Einheit wie in der ersten Spalte.

#### RDBs und Reaktoreinbauten:

Ein HTR-PM hat wesentlich höhere Kosten für RDB und Reaktoreinbauten. In der Schätzung der Zielanlage wird von einer Kostensenkung von 30 % aufgrund der Massenproduktion ausgegangen.

Andere NSSS-Komponenten: Ein HTR-PM sollte ähnliche Kosten für andere NSSS-Komponenten haben wie ein DWR. Die Obergrenze ergibt etwa das Doppelte der Kostenschätzungen im Vergleich zu DWR. Bei der Zielanlage sollten sich diese Kosten jedoch dem Niveau von DWR annähern.

#### *Hilfssysteme des Reaktors:*

Selbst bei einem neuartigen HTR-PM sind die Kosten für die Reaktorhilfssysteme immer noch geringer als bei einem ausgereiften DWR. Wir gehen davon aus, dass dieser Wert sogar noch geringer ausfallen wird, wenn Systeme wie z. B. das Heliumreinigungssystem usw. für alle verschiedenen NSSS-Module gemeinsam genutzt werden und wenn man die Massenproduktion und die gewonnenen Erfahrungen berücksichtigt.

#### Brennstoffhandhabungssystem und -lagerung:

Bei einer HTR-PM-Anlage sind die Kosten für die Brennstoffhandhabung und -lagerung noch höher, da es weniger Erfahrungen mit der auf dem Boden stehenden Betankungsanlage gibt. Es wird jedoch erwartet, dass diese Kosten mit zunehmender Erfahrung für die NOAK-Anlage erheblich gesenkt werden können.

#### Andere Komponenten in der Reaktoranlage:

Kein wesentliches Thema.

#### **Zusammengefasst,**

wird festgestellt, dass eine obere Kostenschätzung für HTR-PM-Ausrüstungen im Vergleich zu den Kosten für Reaktorausrüstungen für DWR um den Faktor zwei höher liegt. Dies ist hauptsächlich auf die höheren Kosten für RDB und Reaktoreinbauten zurückzuführen. Es muss jedoch nochmals darauf hingewiesen werden, dass wir hier einen ausgereiften DWR mit den Kostenschätzungen für einen HTR-PM der ersten Generation (FOAK) vergleichen. Wie oben erläutert, schätzen wir die Zielkosten für eine NOAK HTR-PM-Anlage als zumindest recht ähnlich zu DWR ein.

#### 4.4. Schätzungen der Kapitalkosten von HTR-PM-Anlagen



Abb. 10 zeigt die geschätzten Kapitalkosten von HTR-PM-Anlagen. Die Bedeutung der einzelnen Spalten ist die gleiche wie in Abb. 9. Die Gesamtkosten einer DWR-Anlage sind ebenfalls auf 100 normiert, und auch die anderen Daten sind, wie oben erläutert, in die reale Investitionswährungsbeziehung umgerechnet.

#### **Ausrüstungen der Reaktoranlage:**

Wie Abb. 9 zeigt, ist eine HTR-PM-Obergrenze für die Ausrüstungskosten der Anlage doppelt so hoch wie die Ausrüstungskosten für einen DWR derselben Leistungsstufe. Es wird erwartet, dass die HTR-PM-Zielanlage ähnliche Kosten aufweist. Allerdings machen die Kosten für Reaktorausrüstungen, z. B. für DWR, nur etwa 23 % der gesamten Anlagenkapitalkosten aus.

#### **Ausrüstungen der Turbinenanlage:**

Bei einer HTR-PM-Anlage sind die Kosten für die Turbinenausrüstung im Vergleich zu einem DWR um etwa 25 % geringer. Ein HTR-PM kann konventionelle Turbinen-Generatoren mit überhitztem Hochdruckdampf verwenden und erreicht einen wesentlich höheren Wirkungsgrad. Nach den für die 200-MWe-HTR-PM-Demonstrationsanlage eingeholten Angeboten liegen die spezifischen Kosten für die HTR-PM-Turbinenanlage bei etwa 75 % der für eine DWR-Anlage geltenden Kosten. Eine weitere Kostensenkung ist zu erwarten, wenn ein größerer Turbinengenerator für eine größere Anlage mit mehreren NSSS-Modulen benötigt wird. Die Schätzung von 75 % dürfte konservativ sein.

*BOP:* Kein signifikanter Unterschied.

Gebäude und Strukturen, Bau und Inbetriebnahme: Kein signifikanter Unterschied, bis jetzt. Es ist jedoch anzumerken, dass eine eventuelle Kostenreduzierung der einfachen Containment- oder Confinement-Struktur, die für eine HTR-PM-Anlage benötigt wird, noch nicht berücksichtigt wurde.

*Erste Ladung Brennstoff:*

Kein signifikanter Unterschied.

*Engineering und Design, Projektmanagement, Kosten für den Eigentümer:*

Die Modularisierung einer HTR-PM-Anlage sollte zu einer Reduzierung dieser Positionen führen. Als Obergrenze für eine HTR-PM-Anlage nehmen wir hier den gleichen Wert an wie für DWR; für die HTR-PM-Zielanlage gehen wir von einer Reduzierung um 20% aus.

*Finanzielle Kosten, Steuern, Versicherungen, Unvorhergesehenes:*

Eine kürzere Bauzeit und die Modularisierung sollten die Kosten des HTR-PM senken. Wir gehen davon aus, dass die Obergrenze für den HTR-PM denselben Wert hat wie für einen DWR, für die Zielanlage wird eine Reduzierung um 20 % erwartet.

Wie wir aus unseren Erfahrungen mit der Genehmigung des HTR-10-Projekts schließen, sind die Genehmigungsansätze und die Aufgaben im HTR-PM-Demonstrationsprojekt ähnlich wie bei den DWRs. Wenn jedoch die Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden den inhärenten Sicherheitsmerkmalen Rechnung tragen, indem sie z. B. eine niedrigere Geräteklassifizierung gewähren oder sogar eine sehr viel geringere Notfallbereitschaft eines HTR-PM berücksichtigen, dürften die Gesamtkosten der Anlage weiter sinken.

Unter den oben genannten Annahmen wird festgestellt, dass die maximalen Kosten einer HTR-PM-Anlage die Kosten eines äquivalenten DWR um nicht mehr als 20 % übersteigen werden. Die Tatsache, dass der RDB und die Reaktoreinbauten nur etwa 2 % der Gesamtkosten der Anlage ausmachen, verringert den Einfluss der spezifischen modularen Bauweise eines HTR-PM erheblich. Daher erwarten wir sogar, dass die Kosten für eine HTR-PM-Zielanlage etwa 10 % unter den Kosten für eine entsprechende DWR-Anlage liegen werden. Zusammenfassend zeigen unsere Schätzungen, dass die Kapitalkosten einer NOAK-HTR-PM-Anlage mit mehreren NSSS-Modulen im Bereich von 90-120 % der Kosten eines DWR liegen dürften. Weitere Kostensenkungen dürften möglich sein.

Die obige Analyse basiert auf den Daten der bisherigen HTR-PM-Praxis. Um die Ergebnisse zu überprüfen, wurden die Kostendaten einer anderen DWR-Anlage für eine ähnliche Analyse verwendet, und es wurde festgestellt, dass der Unterschied zwischen den Ergebnissen der beiden Analysen weniger als 2 % beträgt.

Abb. 11 zeigt kurz unsere Argumentation, warum wir glauben, dass die hohen Kosten für RDB und Reaktoreinbauten eines HTR-PM mehr als kompensiert werden können.

Die Kosten für RDB und Reaktoreinbauten eines HTR-PM sind etwa achtmal so hoch wie die Kosten für eine entsprechende DWR-Anlage. Die Tatsache, dass die Kosten für RDB und Reaktoreinbauten in einem DWR nur 2 % der Gesamtkosten der Anlage ausmachen, begrenzt jedoch die kostensteigernden Auswirkungen einer Vielzahl von RDB. Wie aus der Abbildung hervorgeht, kompensieren HTR-PM-Reduzierungen bei den Reaktorhilfssystemen, der Leittechnik und den elektrischen Systemen etwa 50 % des Kostenanstiegs; HTR-PM-Reduzierungen bei der Turbinenanlage, der Massenproduktion von RDBs und Reaktoreinbauten kompensieren zusätzlich 40 %; Reduzierungen beim Projektmanagement und bei den technischen, terminlichen und finanziellen Kosten würden die Kosten nochmals um 50 % senken.

Aus den obigen Analysen ergeben sich die folgenden vier Wege zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit mit MHTGRs:

- Kombination mehrerer NSSS-Module mit einem Turbinen-Generator in einer Anlage, um eine große Anlagenkapazität zu erreichen.

- Reduzierung der Kosten für RDBs und Reaktoreinbauten durch Massenproduktion.
- Gemeinsame Nutzung der Hilfssysteme in einer Anlage so weit wie möglich.
- Verringerung des Arbeitsaufwands in den Bereichen Engineering und Projektmanagement und Verkürzung der Bauzeit durch Nutzung der Modularisierung und der inhärenten Sicherheitsmerkmale.

Die obige Aussage ist immer noch eine - wenn auch sehr überzeugende - Hypothese, die erst noch bewiesen werden muss. Diese feste Erwartung zu beweisen, ist das Hauptziel des chinesischen HTR-PM-Projekts.

#### 1.1. Vergleich von zwei HTR-PM-Konzepten

Tabelle 3 zeigt einen Vergleich zwischen zwei Reaktorkonzepten für das HTR-PM-Projekt:

- (1) ein Zwei-Zonen-Reaktor mit 458 MWth (1 x 458 MWth) und
- (2) zwei Reaktoren mit je 250 MWth in Ein-Zonen-Ausführung.

Zu unserer eigenen Überraschung haben wir festgestellt, dass die Kostenreduzierung für das 1 x 458-MW-Konzept nicht so hoch ist wie ursprünglich erwartet. Die Gründe dafür sind wie folgt:

- (1) Um den Strömungswiderstand des Heliums zu verringern, beträgt der Primärdruck des 458-MW-Reaktors - mit größerem Durchmesser - 9,0 MPa, während der 250-MW-Reaktor - mit kleinerem Durchmesser - nur 7,0 MPa benötigt. Daher ist das Gesamtgewicht der beiden Druckbegrenzungskomponenten der 2 x 250-MW-Reaktoren nur 14 % höher als das Gewicht der Druckbegrenzungskomponenten der 458-MW-Ausführung.
- (2) Die 458-MW-Auslegung erfordert 3 Sätze von Brennelementabwurfssystemen.
- (3) Berücksichtigt man den notwendigen Ersatz des Graphit-Zentralreflektors der 458-MW-Anlage, so ist dieses Reaktorgebäude höher und größer.

Letztendlich werden die Ausrüstungskosten für die 2 x 250 MWth Reaktor-Demonstrationsanlage um 15% steigen, die Gesamtkosten der Anlage um 10%, während die Leistung sogar um 5% erhöht wird. Insgesamt werden für die 2 x 250-MW-HTR-PM-Demonstrationsanlage 5% mehr spezifische Kosten veranschlagt.

Nach der Analyse in diesem Papier ist der Kostenunterschied bei der künftigen HTR-PM-Anlage mit mehreren NSSS-Modulen ebenfalls begrenzt und wird weniger als 5 % betragen. In Anbetracht der technischen Unwägbarkeiten des in diesem Papier diskutierten 458-MW-Zweizonen-Designs scheint das 2 x 250-MW-Design attraktiver zu sein.

#### 4.6. Kosten der Stromerzeugung

Die HTR-PM-Anlage arbeitet nach dem Prinzip der kontinuierlichen Be- und Entladung des Brennstoffs. Dies könnte zu einem 10 % höheren Lastfaktor führen. Bei einer geringen erforderlichen Kugelbrennstoffproduktion könnten die HTR-PM-Brennstoffkosten höher sein als die Brennstoffkosten für die derzeitigen DWR. Wenn jedoch eine weitere Steigerung des Brennstoffabbrands möglich ist und eine großtechnische

Brennstoffproduktion gefordert wird, gilt es als sicher, dass die Brennstoffkosten von HTR-PM-Anlagen das Niveau von DWR erreichen werden.

#### 4.7. Kraftwerke im kleinen Maßstab

In der obigen Analyse wird davon ausgegangen, dass HTR-PM-Kraftwerke und DWR-Kraftwerke die gleiche elektrische Leistung erbringen. Bei kleinen Kraftwerken würden jedoch die spezifischen Kosten aufgrund des Aufbaus der Infrastruktur am Standort, des Arbeitsaufwands für das Engineering und das Projektmanagement sowie anderer Faktoren steigen. Nichtsdestotrotz bringt die Modularisierung von HTR-PM-Anlagen tendenziell Vorteile in Bezug auf die Kostensenkung, wenn eine Verkleinerung wünschenswert erscheint. Kleinere HTR-PM-Anlagen mit einer geringeren Anzahl von Modulen würden weniger kosten als DWR-Anlagen mit ähnlicher Kapazität.

### 5. Schlussfolgerungen

In diesem Papier werden die Kapitalkosten für MHTGR-Anlagen und DWR-Anlagen auf der Grundlage der gleichen Anlagenkapazitäten analysiert. Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind die folgenden:

- (1) Die Kosten für den Reaktordruckbehälter und die Reaktoreinbauten machen bei DWR nur 2 % der gesamten Anlagenkosten aus, so dass Erhöhungen dieser Kosten nur einen begrenzten Einfluss haben.
- (2) Der Hauptunterschied zwischen den Kosten eines HTR-PM-Kraftwerks und eines DWR-Kraftwerks besteht darin, dass die Kosten für RDB und Reaktoreinbauten bei einem HTR-PM erheblich steigen. Etwa 50 % dieses Anstiegs könnten durch eine Vereinfachung der Systeme kompensiert werden. Der Rest dürfte durch die Kostensenkung bei der Ausrüstung der Turbinenanlage, durch die Vorteile der Modularisierung und durch einen kürzeren Bauzeitplan sowie durch eine geringere Arbeitsbelastung bei der Planung und den Ingenieurleistungen ausgeglichen werden.
- (3) Unsere Schätzungen zeigen, dass die Kapitalkosten einer Nth-of-a-kind HTR-PM-Anlage mit mehreren NSSS-Modulen im Bereich von 90-120% der Kosten eines DWR liegen dürften. Es wird erwartet, dass weitere Kostensenkungen möglich sind.
- (4) Die Wege zur Erreichung der wirtschaftlichen Lebensfähigkeit mit MHTGRs sind einfach: Einsatz mehrerer NSSS-Module und eines Turbinengenerators für eine Anlage, um eine große Kapazität zu erreichen; Senkung der Kosten für RDB und Reaktoreinbauten durch Massenproduktion; gemeinsame Nutzung der Hilfssysteme in einer Anlage so weit wie möglich; Verringerung des Arbeitsaufwands für Konstruktion und technisches Management; Verkürzung des Bauzeitplans durch Nutzung der Modularisierung und der inhärenten Sicherheitsmerkmale.
- (5) Es wird geschätzt, dass die spezifischen Kosten einer baureifen modularen Anlage mit 2 x 250 MWth nur 5 % über den spezifischen Kosten einer Anlage mit 458 MWth liegen werden. Berücksichtigt man die technischen Unwägbarkeiten der letzteren, so scheint eine modulare 2 x 250 MWth-Anlage attraktiver zu sein.

Kugeler, K., Froehling, W., Investitionskosten von HTR-Modulreaktoren. Atomwirtschaft, Januar 1993. GCRA, 1993. Modular High Temperature Gas-cooled Reactor Commercialization and Generation Cost Estimates, DOE-HTGR-90365.

Reutler, H., Lohnert, G.H., 1984. Vorteile einer modularen Bauweise bei HTRs. Nucl. Eng. Des. 78, 129-136.

Wallace, E., Matzie, R., Heider, R., Maddalena, J., 2006. From Field to Factory-Taking Advantage of Shop Manufacturing for the Pebble Bed Modular Reactor, HTR 2004. Nucl. Eng. Des. 236/5-6 (März), 445453

