



**KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH**

Institut für Nukleare Sicherheitsforschung

**METHODIK UMFASSENDER  
PROBABILISTISCHER SICHERHEITSANALYSEN  
FÜR ZUKÜNFTIGE HTR-ANLAGENKONZEPTE**

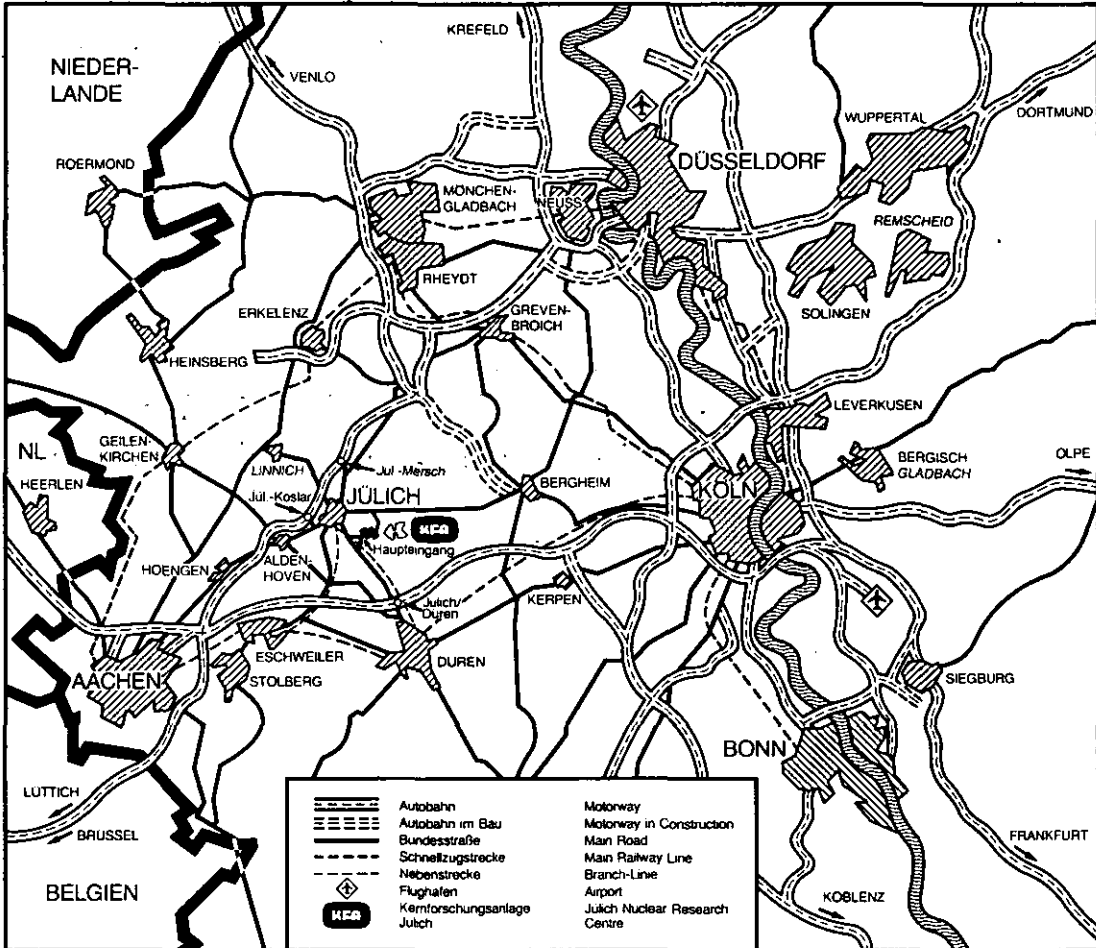
**EIN STATUSBERICHT**

**Band 1  
Ereignisabläufe, Systemzuverlässigkeiten,  
Freisetzungshäufigkeiten**

von

Wilfried Hennings

**Jül-Spez-388/Bd. 1  
Mai 1987  
ISSN 0343-7639**



Als Manuskript gedruckt

**Spezielle Berichte der Kernforschungsanlage Jülich – Nr. 388/Bd. 1**  
 Institut für Nukleare Sicherheitsforschung Jül-Spez-388/Bd. 1

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH  
 Postfach 1913 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)  
 Telefon: 02461/610 · Telex: 833556-0 kf d

**METHODIK UMFASSENDER  
PROBABILISTISCHER SICHERHEITSANALYSEN  
FÜR ZUKÜNFTIGE HTR-ANLAGENKONZEPTE**

**EIN STATUSBERICHT**

**Band 1  
Ereignisabläufe, Systemzuverlässigkeiten,  
Freisetzungshäufigkeiten**

von  
Wilfried Hennings

**METHODIK UMFASSENDE PROBABILISTISCHER SICHERHEITSANALYSEN  
FÜR ZUKÜNFTIGE HTR-ANLAGENKONZEPTE**

**EIN STATUSBERICHT**

**Band 1  
Ereignisabläufe, Systemzuverlässigkeiten,  
Freisetzungshäufigkeiten**

von

W. Hennings

**KURZFASSUNG**

In dieser Berichtsreihe wird der Stand der Risikoanalysemethodik festgeschrieben, um die Vergleichbarkeit der begonnenen Risikoanalysen für die Konzepte HTR-100, HTR-500 und HTR-Modul zu erhöhen. Der vorliegende Band befaßt sich mit dem Teilgebiet "Ereignisablauf- und Zuverlässigkeitsanalysen".

**METHODOLOGY OF COMPREHENSIVE PROBABILISTIC SAFETY ANALYSES  
FOR FUTURE HTR-CONCEPTS**

**A STATUS REPORT**

**Volume 1**

**Event Sequences, System Reliability, Release Frequencies**

**by**

**W. Hennings**

**ABSTRACT**

This series of reports establishes the status of the risk analysis methodology in order to increase the comparability of the analyses being under way for the HTGR concepts "HTR-100", "HTR-500" and "HTR-Modul". The volume at hand deals with the subject "event sequence and reliability analyses".

## INHALTSVERZEICHNIS

1.0	Vorwort	1
2.0	Status dieses Berichts	3
3.0	Grundsätzliche Methodik	4
4.0	Auslösende Ereignisse	5
4.1	Vollständigkeit der auslösenden Ereignisse	5
4.2	Häufigkeit der auslösenden Ereignisse	6
5.0	Ereignisablauf- und Fehlerbaumanalyse	7
5.1	Methodik	7
5.1.1	Ausgangszustand des Systems	7
5.1.2	Wirksamkeitsbedingungen	8
5.1.3	Abhängige Ausfälle	8
5.1.4	Personalhandlungen	10
5.2	Daten für Hardwareausfälle	12
5.2.1	Komponenten, für die statistisch ermittelte Kenngrößen aus LWR zur Verfügung stehen	12
5.2.1.1	Kenngrößen für unabhängige Ausfälle	12
5.2.1.2	Kenngrößen für abhängige Ausfälle	13
5.2.2	HTR-spezifische Komponenten	16
6.0	Analyse der Unsicherheiten	19
6.1	Datenunsicherheiten	19
6.2	Modellunsicherheiten	20
7.0	Kategorienbildung	21
8.0	Ergebnisdarstellung	22
9.0	Literatur	23
	Anhang A. Tabelle der verwendeten Zuverlässigkeitskenngrößen	27

Das Institut für Nukleare Sicherheitsforschung hat in der Vergangenheit Störfall-/Unfallanalysen für realisierte oder auch nur konzipierte HTR-Anlagen durchgeführt, meist war eine Risikoabschätzung darin enthalten. Für die zukünftigen Anlagenkonzepte HTR-Modul der KWU/INTERATOM sowie HTR-100 und HTR-500 der BBC/HRB sind als zusätzliches Hilfsmittel für Planungs- und Genehmigungsentscheidungen umfassende Sicherheitsanalysen geplant. Sie sollen sich so weit wie möglich probabilistischer Methoden bedienen und zielen auf die Ermittlung realistischer Freisetzungswerte und -häufigkeiten mit der Angabe von Unsicherheitsfaktoren. Die Arbeiten werden von der Reaktorindustrie gewünscht und sowohl vom BMFT als auch vom BMU ausdrücklich befürwortet; sie sollen partnerschaftlich vom Institut und der GRS in eigener Verantwortlichkeit erbracht werden.

Angesichts der kontinuierlichen Fortentwicklung des Standes von Wissenschaft und Technik und der avisierten Planungs- und Genehmigungsschritte bietet sich die Abwicklung der Sicherheitsanalysen in zwei Schritten an,

- in einer *Vorphase* mit dem Ziel, Ereignisabläufe mit eindeutiger Relevanz für das Risiko zu identifizieren und für sie realistische, im Zweifelsfall konservative Freisetzungswerte und -häufigkeiten abzuschätzen, und
- in einer sich daran anschließenden *Hauptphase* zur Erhärtung und Vervollständigung des Ereignisspektrums und zur Eingrenzung der Unsicherheiten.

Die bisherigen Analysen waren hinsichtlich ihrer Methodik, worunter Methoden einschließlich Rechenprogramme, Daten, Versagensmodelle und andere Hilfsmittel verstanden werden, nicht einheitlich. Zum Teil lag das an anlagentechnischen Unterschieden im Kenntnisstand, wodurch ein ansonsten zulässiger Vergleich erschwert oder falschen Schlußfolgerungen unnötig Vorschub geleistet wurde.

Um das zukünftig vermeiden zu können, sollte die Methodik der Analysen eines Schrittes, d.h. der Vorphase oder Hauptphase, für die verschiedenen Referenzanlagen so weit wie möglich gleich sein. Da für die meisten Fachgebiete einer solchen Analyse die Methodik noch nicht als allgemeingültig anerkannt, also nicht statisch ist, sondern sich fortentwickelt, soll jeweils zu Beginn eines Analyseschrittes die Methodik aufgearbeitet und für die Anwendung "festgeschrieben" werden. Die vorliegenden Ausarbeitungen dokumentieren im Sinne eines Status-Berichtes die Ergebnisse einer Bestandsaufnahme vor Beginn der Vorphasen-Analysen und enthalten somit eine kritische Bewertung der Methodik, so wie sie sich derzeit (1986) in ihren konzeptübergreifenden Grundlagen darstellt. Sie gelten also für Vorphasen-Analysen der drei Anlagenkonzepte HTR-500, HTR-100 und HTR-Modul; auf konzeptspezifische Besonderheiten in der Methodik gehen die Ergebnisberichte zu den jeweiligen Analysen ein.

Die Gliederung des vorliegenden Gesamtberichtes entspricht den Hauptfachgebieten der Analyse:

Band 1: Ereignisabläufe, Systemzuverlässigkeiten, Freisetzungshäufigkeiten

Band 2: Thermodynamik, Thermohydraulik

Band 3: Spaltproduktfreisetzung

Band 4: Graphitkorrosion

Band 5: Verhalten metallischer Großkomponenten

Band 6: Einwirkungen von außen

Die Dokumentation der Hauptfachgebiete in je einem Band wurde trotz z.T. geringen Umfangs gewählt, um sie zeitlich getrennt voneinander entstehen lassen zu können und um den spezifischen Interessen der Leser besser Rechnung zu tragen.

Die Berichte enthalten also eine Momentaufnahme der Methodik für umfassende HTR-Sicherheitsanalysen des nächsten Schrittes; angesichts des in vielen Bereichen fortschreitenden Kenntnisstandes sind sie für Analysen des übernächsten Schrittes durch neue Status-Berichte zu ergänzen bzw. zu ersetzen.



## 2.0 STATUS DIESES BERICHTS

Der erste Entwurf dieses Berichts wurde der GRS, der INTERATOM und der HRB zur Stellungnahme vorgelegt. Die vorliegende Fassung berücksichtigt die bis Januar 1987 eingegangenen Kommentare (hauptsächlich redaktionell) und enthält im Anhang statt der vorläufigen die zwischenzeitlich von der GRS ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen, die auch schon in der "Vorphase"-Analyse des HTR-100 verwendet wurden.

Diese Tabelle wird im Lauf der "Vorphase" ggf. *ergänzt*, einmal festgelegte Daten aber frühestens beim Übergang zur "Hauptphase" aktualisiert.

### 3.0 GRUNDSÄTZLICHE METHODIK

Wie bereits in /4/ ("PSH", Hauptband) erläutert, sind die wesentlichen Schritte einer Risikoanalyse

- i. Identifikation der Risikoquellen, d.h. der Aktivitätsinventare der Anlage;
- ii. Erfassung aller wesentlichen auslösenden Ereignisse, die - meist erst in Verbindung mit dem Versagen angeforderter Systeme - zu einer Freisetzung von radioaktiven Stoffen aus den unter (i.) ermittelten Inventaren in die Umgebung führen können;
- iii. Ermittlung möglichst aller Ereignisabläufe, die - je nach Funktion oder Ausfall der angeforderten Sicherheitssysteme - auf ein auslösendes Ereignis folgen können, und Bewertung ihrer Häufigkeiten;
- iv. Berechnung der bei den jeweiligen Ereignisabläufen freigesetzten Aktivitätsmengen und Freisetzungsbedingungen;
- v. Bildung von Freisetzungskategorien;
- vi. ggf. Berechnung von Strahlendosen und Schäden in der Umgebung;
- vii. Darstellung der Ergebnisse.

Aufgabe des vorliegenden Berichts ist die Festschreibung der *probabilistischen* Methoden. Darunter fallen

- qualitative Ermittlung der wesentlichen, d.h. eindeutig risikorelevanten auslösenden Ereignisse (i.,ii.),
- qualitative Ermittlung der wesentlichen Ereignisabläufe mit Hilfe von Ereignisablaufdiagrammen (iii.),
- Bewertung der Häufigkeiten der Ereignisabläufe und ihrer Unsicherheiten mit Hilfe von Fehlerbäumen (iii.),
- Bildung von Kategorien (v.) und
- Darstellung der Ergebnisse (vii.).

## 4.0 AUSLÖSENDE EREIGNISSE

### 4.1 VOLLSTÄNDIGKEIT DER AUSLÖSENDE EREIGNISSE

Bei der Auswahl der auslösenden Ereignisse ist größtmögliche Vollständigkeit anzustreben. Hierzu sind - z.B. mit Hilfe eines Fehlerbaums - ausgehend vom unerwünschten Ereignis "Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umgebung" für alle Aktivitätsinventare bzw. -quellen die Mechanismen und Ursachen zu ermitteln, die zu einer Freisetzung von Spaltprodukten führen können. Solche Freisetzungen können nur von den Anlagenteilen ausgehen, die nennenswerte Mengen radioaktiver Stoffe enthalten; bei HTR sind dies

- Primärkreislauf, insbesondere Brennelemente,
- Lager für abgebrannte Brennelemente und
- Gasreinigungsanlage.

Bei HTR über einer bestimmten, von der jeweiligen Auslegung abhängigen Leistung und Leistungsdichte steigen die Temperaturen im Reaktorkern bei andauerndem Ausfall der Nachwärmeabfuhrsysteme so weit an, daß nennenswerte Mengen von radioaktiven Spaltprodukten aus den Brennelementen austreten und u.U. in die Umgebung gelangen können. Bisherige Studien /4/, /12/ zeigen, daß diese Unfälle zwar unwahrscheinlich sind, aber dennoch den Hauptbeitrag zum Risiko bilden. Dementsprechend kann man sich bei solchen Anlagen für die Vorphasen auf die Analyse dieser sog. Kernaufheizstörfälle konzentrieren, ggf. ergänzt durch Dampferzeugerlecks und Druckentlastungsstörfälle.

Sind Leistung und Leistungsdichte jedoch so gering, daß zur Vermeidung unzulässig hoher Brennelementtemperaturen mit Spaltproduktfreisetzung inhärente Mechanismen (Wärmeleitung, -strahlung und Konvektion) zur Nachwärmeabfuhr aus dem Reaktorkern ausreichen, müssen hierfür keine hochzuverlässigen Systeme vorgesehen werden. Man kann dann nicht davon ausgehen, daß Kernaufheizstörfälle das Risiko dominieren. Entsprechend spielen bei den Analysen andere Spaltproduktinventare und Freisetzungsmechanismen eine größere Rolle und müssen im Detail betrachtet werden. Soweit jetzt schon erkennbar, können folgende Störfallarten zum Risiko beitragen:

- Spaltproduktfreisetzung aus den Brennelementen infolge Korrosion durch eingedrungene Luft nach sehr unwahrscheinlichen, die Auslegung übersteigenden Belastungen, z.B. durch Einwirkungen von außen (EVA)
- Geringfügige, aber häufigere Freisetzungen, z.B. aus der Gasreinigungsanlage oder Freisetzung von zuvor im Primärkreis abgelagerten Spaltprodukten durch Druckentlastung, insbesondere nach Dampferzeugerlecks

Begrenzt wird die erreichbare Vollständigkeit der auslösenden Ereignisse durch die für die Analysen zur Verfügung stehende Zeit und Personalkapazität. Das ISF beabsichtigt daher, in den Vorphasen hauptsächlich die be-

reits in früheren Studien /4/, /12/, /15/ betrachteten "klassischen" auslösenden Ereignisse zu analysieren; dies sind:

- Ausfall des Hauptkühlsystems,
- Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung,
- Druckentlastung / Lufteinbruch,
- Dampferzeugerleck / Wassereinbruch.

Da bei kleinen Reaktoren die Kühlung des Reaktordruckbehälters von außen sowohl während des Leistungsbetriebs als auch bei Ausfall des Hauptkühlsystems erforderlich ist, bildet der Ausfall dieser Kühlung ein zusätzliches auslösendes Ereignis. Es ist daher zusätzlich zu berücksichtigen:

- Ausfall des Betonkühlsystems (HTR-100) bzw. der Flächenkühler (HTR-Modul).

Darüberhinaus soll abgeschätzt werden, ob die Berücksichtigung seltener, extremer Einwirkungen von außen das ermittelte Risikoprofil nennenswert verschieben könnte.

Die bei industrienahem Standort oder Anwendung als Prozeßdampfquelle zusätzlich zu betrachtenden auslösenden Ereignisse

- Einwirkungen aus der Industrieanlage (z.B. Explosionsdruckwelle)

sollen in diesem Sinn abgeschätzt werden, Detailanalysen müssen aus Kapazitätsmangel den "Hauptphasen" vorbehalten bleiben.

## 4.2 HÄUFIGKEIT DER AUSLÖSENDEN EREIGNISSE

*Ausfall des Hauptkühlsystems / Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung:* Die Häufigkeiten sind unter Berücksichtigung der tatsächlichen Anlagenauslegung über Fehlerbäume zu ermitteln. Dabei sind die mit der GRS abgestimmten Daten zu verwenden (siehe Abschnitt "Daten für Hardwareausfälle" auf Seite 12).

*Druckentlastungsstörfälle und Dampferzeugerlecks:* Siehe Abschnitt "HTR-spezifische Komponenten" auf Seite 16.

## 5.0 EREIGNISABLAUF- UND FEHLERBAUMANALYSE

Die Abbildung der Anlagentechnik auf die Struktur der Ereignisablauf- und Fehlerbaumdiagramme wird wie in bisherigen Analysen durchgeführt. Schwieriger ist allerdings die Quantifizierung, insbesondere von abhängigen Ausfällen. In den folgenden Abschnitten werden die Methoden, Modelle und Daten für die Zuverlässigkeitsrechnungen festgelegt.

### 5.1 METHODIK

Die Systemzuverlässigkeiten werden mit Hilfe der Fehlerbaummethode ermittelt. Für Hardwarekomponenten werden konstante Ausfallraten vorausgesetzt, das heißt, daß mit zeitabhängigen Nichtverfügbarkeiten ( $\lambda t$ ) gerechnet wird. In Ausnahmefällen werden, falls die bei der GRS verfügbaren Daten eindeutig dafür sprechen, konstante Nichtverfügbarkeiten verwendet. Bei Bereitschaftssystemen, die dem Sicherheitssystem angehören, werden versetzte Tests angenommen, wobei jeder Strang - soweit während des Leistungsbetriebs möglich - alle 4 Wochen geprüft wird.

Bei anderen Bereitschaftssystemen werden zunächst jährliche Tests angenommen. Falls diese Annahme zu unakzeptabel hohen Nichtverfügbarkeiten führt, wird mit dem Hersteller abgestimmt, ob häufigere Tests vorgesehen werden sollen.

In Ergänzung bisheriger Analysen sollen auch eventuelle Nichtverfügbarkeiten infolge von Tests und Wartungsarbeiten berücksichtigt werden.

Zur Auswertung der Fehlerbäume einschließlich Unsicherheitsrechnungen stehen die Programmpakete RISA (TU Berlin) und RALLY (GRS) zur Verfügung. In der Regel wird das Programmpaket RISA verwendet, da es bei kleinen bis mittleren Fehlerbäumen erheblich weniger Rechenzeit benötigt.

#### 5.1.1 Ausgangszustand des Systems

In der Regel geht man bei Risikoanalysen davon aus, daß sich der Reaktor bei Eintritt des auslösenden Ereignisses im Normalbetrieb befindet. Es sind jedoch auch Fälle möglich, bei denen bereits zu Störfallbeginn Teile der Anlage nicht verfügbar sind, z.B. wegen eines voraufgegangenen Ausfalls oder während Wartungsarbeiten. Solche Nichtverfügbarkeitszeiten sind in den Fehlerbäumen zu berücksichtigen. Trägt ein solcher Systemzustand zur Eintrittswahrscheinlichkeit eines auslösenden Ereignisses bei, so ist dafür eine gesonderte Fehlerbaumrechnung mit den entsprechenden bedingten Wahrscheinlichkeiten durchzuführen.

### 5.1.2 Wirksamkeitsbedingungen

In den Vorphasen werden die für das Genehmigungsverfahren nachgewiesenen bzw. nachzuweisenden Wirksamkeitsbedingungen verwendet. Diese sind aber relativ detailliert und berücksichtigen bereits Teilausfälle (z.B. Ausfall der Heliumgebläse bei Weiterbespeisung der Wärmetauscher).

Für solche Fälle werden selbstverständlich die Auswirkungen gesondert berechnet. Darüber hinaus ist bei  $n \times 100\%$ -Systemen nur die Alternative "Wirksamkeitsbedingung erfüllt" oder "Totalausfall" möglich, so daß von Best Estimate-Rechnungen keine Zuverlässigkeitsgewinne erwartet werden.

### 5.1.3 Abhängige Ausfälle

Wenn die Wahrscheinlichkeit, daß in einem Anforderungsfall mehrere Komponenten ihre Funktion nicht erfüllen, nicht gleich dem Produkt der Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Komponenten ist, werden solche Ausfälle als abhängig bezeichnet:

Unabhängige Ausfälle:  $P(A \& B) = P(A) \times P(B|A) = P(A) \times P(B)$

Abhängige Ausfälle:  $P(A \& B) = P(A) \times P(B|A) \neq P(A) \times P(B)$

Der für Risikoanalysen kritische Fall ist

$$P(A \& B) = P(A) \times P(B|A) > P(A) \times P(B)$$

Im folgenden werden nur solche "kritischen" Abhängigkeiten betrachtet.

Abhängigkeiten aufgrund gemeinsamer Komponenten oder Hilfssysteme (funktionelle Abhängigkeiten) werden - soweit der Detaillierungsgrad der Systemunterlagen und der Analyse es zulassen - durch Fehlerbäume und Ereignisbäume erfaßt. Dies ist Stand der Technik und braucht nicht weiter erläutert zu werden. Nicht dadurch erfaßt werden Abhängigkeiten infolge z.B. gemeinsamer Konstruktions-, Fertigungs- und Montagefehler, gemeinsame Fehler bei Tests und Reparaturen sowie unentdeckte funktionelle Abhängigkeiten; letztere insbesondere bei Anlagen im Planungsstadium, deren Systemdetails noch nicht im einzelnen feststehen.

Bei den Analysen muß daher darauf geachtet werden, ob die analysierten Systeme nicht möglicherweise von Hilfs- bzw. Versorgungssystemen abhängig sind, die in den Unterlagen noch nicht enthalten sind; im Zweifelsfall ist eine Auslegung nach dem Stand der Technik zu unterstellen.

Klar ist, daß die ermittelten Wahrscheinlichkeiten den größten Teil der tatsächlichen Wahrscheinlichkeiten abdecken müssen; der Beitrag vorhandener, aber nicht erfaßter Abhängigkeiten muß demgegenüber gering sein. Prinzipiell ist dies nur durch Anwendung sog. impliziter Methoden zu gewährleisten /20/. Strittig sind anzuwendendes Modell und anzuwendende Parameter.

Bisherige HTR-Studien haben weitgehend das Beta-Faktor-Modell angewandt (z.B. /4/, /12/, /15/). Kernpunkte dieses Modells sind die Annahmen, daß abhängige Ausfälle ebenso wie unabhängige Ausfälle mit konstanter Ausfallrate oder Ausfallwahrscheinlichkeit auftreten und daß abhängige

Ausfälle stets *alle* zueinander redundanten Komponenten treffen. Praktisch ist dieses Modell gleichwertig mit der Behandlung von "Common-Mode-Ausfällen" der Dieselgeneratoren in der DRS Phase A /3/. Da das Beta-Faktor-Modell nicht zwischen z.B. 2-von-4- und 4-von-4-Ausfällen unterscheidet, liefert es für Systeme mit Redundanzgrad von mehr als 2×100% oder 3×50% zu pessimistische Ausfallwahrscheinlichkeiten. Daher wurde mit dem Multiple-Greek-Letter-Modell (MGL-Modell) /10/, /23/ eine Erweiterung vorgenommen, die unterschiedliche Ausfallgrade berücksichtigt. Das MGL-Modell ist insofern gleichwertig mit dem *homogenen* Marshall-Olkin-Modell /1/, als für jeden Ausfallgrad (=Anzahl der gleichzeitig abhängig ausgefallenen Komponenten) eine eigene Ausfallrate angesetzt wird; der Unterschied liegt darin, daß diese Ausfallraten beim Marshall-Olkin-Modell *direkt* angegeben werden, beim MGL-Modell jedoch als *Anteil* an der Gesamtausfallrate.

Wir empfehlen das homogene Marshall-Olkin-Modell, da dessen Parameter auch aus Nullfehlerstatistiken einfach zu bestimmen sind. Zudem würden bei Anwendung des MGL-Modells die abhängigen Ausfälle überschätzt, wenn nur die *Anteile* abhängiger Ausfälle aus den Besonderen Vorkommnissen in US-amerikanischen Kernkraftwerken (Licensee Event Reports = LER) ermittelt würden, die Gesamtausfallraten aber aus deutschen Betriebserfahrungen. Wie /7/ und /8/ zeigen, werden in den LER nur ein Teil der unabhängigen Ausfälle gemeldet.

Bei gleichzeitigem Test der redundanten Stränge ist für abhängige Ausfälle das gleiche Testintervall T anzusetzen wie für unabhängige.

Bei versetztem Test gelten folgende Überlegungen:

Es wird davon ausgegangen, daß auch bei abhängigen Ausfällen unmittelbar nach der Entdeckung mit der Reparatur der als ausgefallen entdeckten Komponente begonnen wird, unabhängig davon, ob bemerkt wird, daß noch weitere Komponenten aufgrund der gleichen Ursache ausgefallen sind.

Das verwendete Modell für abhängige Ausfälle geht davon aus, daß alle betroffenen Komponenten gleichzeitig ausfallen. Bei einem 4×100%-System sind z.B. vom Ausfallzeitpunkt bis zum nächstem Test alle 4 beteiligten Komponenten ausgefallen. Wird beim Test nicht erkannt, daß noch weitere Komponenten ausgefallen sind, sind im Zeitraum von T/4 bis T/2 noch 3 Komponenten ausgefallen, vom T/2 bis 3T/4 noch 2 Komponenten und schließlich von 3T/4 bis T noch eine Komponente.

Der 4-von-4-Ausfall selbst verursacht daher nur während einer Zeit von höchstens T/4 einen Systemausfall. Allerdings kann im Zeitraum T/4 bis T/2 der verbleibende 3-von-4-Ausfall in Kombination mit einem weiteren Ausfall des zuerst reparierten Strangs einen Systemausfall verursachen, im Zeitraum T/2 bis 3T/4 der verbleibende 2-von-4-Ausfall in Kombination mit zwei weiteren Ausfällen, und im Zeitraum 3T/4 bis T der verbleibende Ausfall in Kombination mit drei weiteren Ausfällen.

Korrekt müßte man daher rechnen:

$$NV_{CCF} = (1/2) \lambda_{4v4} [ (T/4) + (T/4)(NV_1) + (T/4)(NV_2) + (T/4)(NV_3) ]$$

wobei

$$NV_i = \text{Nichtverfügbarkeit der restlichen } i \text{ Stränge des Systems.}$$

Dies kann mit vertretbarem Aufwand nicht exakt gerechnet werden. Wenn aber

$$1 > NV_1 \gg NV_2 > NV_3,$$

wie es bei den verwendeten Daten der Fall ist, dann gilt bei einem 4x100%-System und versetzten Tests:

$$T/4 < T_{\text{Test,äquivalent}} < T/2$$

Daraus folgt auch, daß aus der dritten und vierten Woche nach dem CCF praktisch keine Beiträge zur Nichtverfügbarkeit zu erwarten sind, das heißt, daß es keine Rolle spielt, ob nach dem zweiten Test erkannt wird, daß es sich um CCF handelt, oder nicht. Wenn man von frühzeitiger Erkennung von CCF Kredit nehmen will, müssen CCF also schon beim ersten Test erkannt werden. Aber auch dadurch kann das äquivalente Testintervall nicht unter T/4 verringert werden.

Wir verwenden konservativ T/2, um aufwendige weitere Nachweise zu ersparen. Die Systemnichtverfügbarkeit wird dadurch mit Sicherheit um weniger als den Faktor 2 überschätzt, was uns in Anbetracht der Datenunsicherheiten gerechtfertigt erscheint.

Analog ergibt sich für das äquivalente Testintervall

- bei einem 4x 50%-System, 4-wöchentlicher Test:

$$2 \text{ Wo.} < T_{\text{Test,äquivalent}} < 3 \text{ Wo.}$$

- bei einem 3x100%-System, 3-wöchentlicher Test:

$$1 \text{ Wo.} < T_{\text{Test,äquivalent}} < 2 \text{ Wo.}$$

- bei einem 3x100%-System, 4-wöchentlicher Test:

$$1,5 \text{ Wo.} < T_{\text{Test,äquivalent}} < 3 \text{ Wo.}$$

- bei einem 2x100%-System:

$$T/2 < T_{\text{Test,äquivalent}} < T$$

Bei Mehrblockanlagen werden blockübergreifende CCF unterstellt, sofern die Komponenten und ihre Einsatzbedingungen hinreichend ähnlich sind. Durch Anwendung der CCF-Parameter, die dem erhöhten Redundanzgrad entsprechen, wird zu große Konservativität vermieden.

#### 5.1.4 Personalhandlungen

Fehlhandlungen, die Störfälle auslösen können, sind in den Häufigkeiten der auslösenden Ereignisse enthalten. Fehlhandlungen, die zur Nichtverfügbarkeit von Komponenten führen, sind in den Zuverlässigkeitskenngrößen



der Komponenten enthalten. Fehlhandlungen bei Wartungen und Tests werden als mögliche Ursache abhängiger Ausfälle (siehe vorigen Abschnitt) berücksichtigt. Darüberhinaus sollen nur solche Personalhandlungen berücksichtigt werden, die zur Beherrschung des auslösenden Ereignisses im Betriebshandbuch vorgesehen sind. Da die zu analysierenden Anlagen zumindest in den "Vorphasen" noch im Planungsstadium sind, wird wahrscheinlich das Betriebshandbuch nicht zur Verfügung stehen. Es sollen daher Personalhandlungen, die während der Analysen als sinnvoll erkannt werden, mit dem Hersteller abgestimmt und in der Beschreibung der Kraftwerksanlage festgeschrieben werden.

Die Bewertung der Personalhandlungen erfolgt sowohl hinsichtlich des Modells als auch hinsichtlich der Basisdaten nach /11/, Kopplungen werden berücksichtigt. Es wird hierzu angenommen, daß die Situation in der Warte (z.B. Personalbesetzung und -qualifikation, Wartendesign) mit der bei modernen deutschen Leichtwasserreaktoren vergleichbar ist.

## 5.2 DATEN FÜR HARDWAREAUSFÄLLE

Grundsätzlich kann die Ausfallrate oder -wahrscheinlichkeit einer Hardwarekomponente sowohl auf der Basis strukturmechanischer Berechnungen, Festigkeits- und Lastverteilungen als auch durch statistische Auswertung des in der Vergangenheit beobachteten Ausfallverhaltens vergleichbarer Komponenten bestimmt werden.

Bei Komponentenarten, von denen bereits eine nennenswerte Anzahl von Exemplaren ausreichend lange im Einsatz ist, wird die Ausfallrate üblicherweise statistisch bestimmt.

Bei HTR-Konzepten ist das praktisch nur für Komponenten möglich, die hinreichend vergleichbar mit in LWR eingesetzten Komponenten sind (Abschnitt "Komponenten, für die statistisch ermittelte Kenngrößen aus LWR zur Verfügung stehen").

Schwierigkeiten bestehen bei der Zuverlässigkeitsbewertung von HTR-spezifischen Komponenten, da einerseits zu wenig Betriebserfahrungen mit hinreichend ähnlichen Komponenten vorliegen, andererseits vorliegende Betriebserfahrungen mit gasgekühlten Reaktoren nicht direkt anwendbar sind (Abschnitt "HTR-spezifische Komponenten" auf Seite 16).

Die Bestimmung von Ausfallwahrscheinlichkeiten auf der Basis strukturmechanischer Berechnungen ist zwar prinzipiell für jede Komponente möglich, läßt sich aber wegen des erforderlichen Arbeits- und Rechenaufwands nur für einzelne, besonders wichtige Komponenten durchführen, für die anders keine Ausfallwahrscheinlichkeit ermittelt werden kann (z.B. Reaktordruckbehälter aus Spannbeton oder Reaktorgebäude).

Weitere mögliche Anwendungsfälle sind die Berechnungen der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten von Komponenten nach Einwirkungen von außen. Die hierbei verwendete Methodik wird in Band 6 dieser Berichtreihe beschrieben.

### 5.2.1 Komponenten, für die statistisch ermittelte Kenngrößen aus LWR zur Verfügung stehen

#### 5.2.1.1 Kenngrößen für unabhängige Ausfälle

Für Komponenten, die vergleichbar mit Komponenten in Leichtwasserreaktoren sind (z.B. Pumpen und Ventile in Wasserkreisläufen), liegen bei der Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) umfangreiche Auswertungen bisheriger Betriebserfahrungen vor. Die GRS hat deren Übertragbarkeit geprüft und für die meisten Komponenten die benötigten Kenngrößen ermittelt. Die von der GRS ermittelten Kenngrößen sind im Anhang aufgelistet und mit der Quellenangabe "GRS" gekennzeichnet. Sollten Komponenten, für die Kenngrößen benötigt werden, in dieser Liste noch nicht enthalten sein, führt die GRS ergänzende Auswertungen durch. Die Liste wird dann entsprechend

erweitert, einmal festgelegte Kenngrößen während der "Vorphase-Analysen" jedoch nicht mehr geändert.

#### 5.2.1.2 Kenngrößen für abhängige Ausfälle

*Bisherige Studien:* Die Referenzanlage der DRS /3/ war zum Zeitpunkt der Analysen bereits in Betrieb, so daß sehr detaillierte Fehlerbäume entwickelt werden konnten. Dadurch war die "Restmenge" von nicht erkannten Abhängigkeiten gering. Für abhängige Ausfälle wurden daher nur dort von Null verschiedene Ausfallraten eingesetzt, wo vergleichbare Ausfälle in deutschen Kernkraftwerken schon aufgetreten waren.

Im Gegensatz dazu war die Referenzanlage der PSH-Studie /4/ erst im Planungsstadium, nicht alle Hilfs- und Versorgungssysteme waren detailliert beschrieben. Um verborgene Abhängigkeiten abzudecken, wurden weitgehend pauschale Beta-Faktoren von 10% verwendet.

Die Verwendung pauschaler Beta-Faktoren von 10% ist für Systeme mit höherem Redundanzgrad sicher pessimistisch, die Beschränkung auf die Ereignisse, die in deutschen Kernkraftwerken bereits aufgetreten sind, aber zu optimistisch.

*Derzeitige Vorgehensweise:* Aus den vorgenannten Gründen haben wir selbst Betriebserfahrungen ausgewertet, um Kenngrößen für abhängige Ausfälle zu ermitteln.

Zum Zeitpunkt der Auswertung standen uns deutsche Betriebserfahrungen nur aus dem Zeitraum bis 1982 zur Verfügung. Die Benutzung allein dieser Erfahrungen hätte häufig die Anwendung von Nullfehlerstatistik erfordert und unrealistisch hohe Raten für abhängige Ausfälle ergeben.

Wir haben daher die US-amerikanischen Betriebserfahrungen herangezogen /19/, /22/.

Es ist zwar zu erwarten, daß bei der GRS in Kürze auch für abhängige Ausfälle immer mehr Zuverlässigkeitskenngrößen aus Erfahrungen mit deutschen Kernkraftwerken zur Verfügung stehen werden; zur Zeit sind sie aber erst für wenige Komponenten verfügbar.

*Vorgehensweise in den Vorphase-Analysen:* Um Konsistenz unter den Vorphase-Analysen der drei HTR-Konzepte zu erreichen, wird der jetzige Kenntnisstand (/19/, /22/) festgeschrieben und deutsche Kenngrößen für abhängige Ausfälle frühestens in den Hauptphasen verwendet.

Im Gegensatz zu der in /20/ ausgesprochenen Empfehlung, die in /19/ ermittelten Kenngrößen nur für Sensitivitätsanalysen zu verwenden, sollen sie in den "Vorphase"-Analysen bereits im ersten Arbeitsgang in die Fehlerbäume eingesetzt werden. Hierfür sprechen folgende Gründe:

1. In den Vorphasen sind die technischen Beschreibungen der Referenzanlagen noch nicht detailliert genug, um relevante Abhängigkeiten entdecken zu können; eine Analyse ohne Ansatz impliziter Anteile abhängiger Ausfälle würde unrealistisch niedrige Systemnichtverfügbarkeiten ergeben.

2. Die CCF-Benchmark-Exercise /25/ zeigt unserer Meinung nach, daß aus den in /19/ und /22/ ermittelten Kenngrößen keine unrealistisch hohe Systemnichtverfügbarkeit folgt.
3. Eine Auswertung von Ausfällen von Sicherheitsarmaturen /26/ ergab sogar, daß bereits bei einer einzelnen Sicherheitsarmatur Common-Mode-Ausfälle wahrscheinlicher sind als unabhängige Ausfälle.
4. Die aus unseren CMF-Ausfallraten unter Ansatz der entsprechenden Erkennungszeiten berechneten Ausfallwahrscheinlichkeiten sind teils größer, teils kleiner als die in der DRS Phase B verwendeten Wahrscheinlichkeiten /27/, die Abweichungen liegen im Rahmen der für abhängige Ausfälle noch unvermeidlichen Unsicherheitsbandbreiten (siehe Abbildung 2 auf Seite 16).

Da die Beobachtungen bei einigen Komponentenarten nahelegen, daß abhängige Ausfälle von mehr als 2 Komponenten in der Regel Totalausfälle sind (Ausfall aller redundanten Komponenten), wird für 3-von-4-Ausfälle keine Nullfehlerstatistik angewandt, sondern, wenn keine 3fach-Ausfälle beobachtet worden waren, deren Ausfallrate auf Null gesetzt. (Sie werden dadurch gegenüber 4-von-4-Ausfällen, d.h. Totalausfällen, vernachlässigt.) In Erweiterung zu /19/ wurden bei Vorliegen von mindestens einem übertragbaren Ausfallereignis Erwartungswert und Unsicherheitsfaktor mit dem Programm SAFE-R /6/ berechnet. Bei Nullfehlerstatistik werden Erwartungswert und 95%-Fraktile der  $\chi^2$ -Verteilung verwendet. Der Beobachtungszeitraum für Pumpen wurde erweitert /22/, die Auswertungen auf weitere Komponentenarten ausgedehnt. Die verfügbaren Parameter sind in Abbildung 1 auf Seite 15 dargestellt. Die angegebenen Unsicherheitsfaktoren sind im Abschnitt "Analyse der Unsicherheiten" auf Seite 19 erläutert.

Parameter für Komponenten, die in diesen Auswertungen nicht erfaßt sind, werden entweder von vergleichbaren Komponenten abgeleitet oder geschätzt. Geschätzte Parameter werden nur für Magnetventile und für Schütze angesetzt. Die Schätzung geht davon aus, daß 2-von-4-Ausfälle einen Anteil zwischen 10% und 0,1% an der Gesamtausfallrate ausmachen, d.h. einen Anteil mit Median 0,01 und Unsicherheitsfaktor 10, 4-von-4-Ausfälle einen Anteil mit Median 0,005 und ebenfalls Unsicherheitsfaktor 10. Bei Komponenten, deren Gesamtausfallrate ebenfalls einen Unsicherheitsfaktor 10 hat, ergibt sich daraus für abhängige Ausfälle der Unsicherheitsfaktor 26.

Für den Digitalteil der Leittechnik werden keine abhängigen Ausfälle unterstellt. Der Analogteil wird behandelt wie in der DRS Phase A /3/, außerdem sind in diesem Bereich menschliche Fehlhandlungen bei Wartungen und Tests zu untersuchen.

Für Notstrom-Diesel-Aggregate stehen Erfahrungen aus deutschen Kernkraftwerken zur Verfügung /13/, in denen allerdings nur ein Fall abhängiger Ausfälle vorkommt, dessen Ursache den Dieselaggregaten selbst zuzuordnen ist. Auch hier stehen breitere US-amerikanische Erfahrungen zur Verfügung, aus denen die in Abbildung 1 auf Seite 15 angegebenen Parameter abgeleitet sind.

Komponentenart Ausfallart	Ausfallrate pro Stunde Kalenderzeit Medianwert <Anzahl Vorkommnisse> [95%-Unsicherheitsfaktor] für		
	2 von 4	3 von 4	4 von 4
Motorventil öffn. od. schl. n. einschl. Antrieb	1,7E-8 <11> [ 23]		1,1E-8 <0> [4,6]
ohne Antrieb	3,0E-9 <4> [ 36]		1,1E-8 <0> [4,6]
Handventil öffn. od. schl. n. falsche Stellung	6,0E-9 <0> [4,6] 4,0E-8 <4> [2,0]		1,0E-8 <0> [4,6] 1,0E-8 <0> [4,6]
Rückschlagklappe öffnet nicht schließt nicht	1,3E-9 <1> [ 40] 3,4E-9 <3> [ 30]		1,2E-8 <0> [4,6] 1,2E-8 <0> [4,6]
Pneumatikventil öffn. od. schl. n.	2,0E-8 <1> [ 35]		9,4E-8 <0> [4,6]
Pumpe, Dauer- oder intermitt. Betrieb Betriebsversagen Startversagen	3,6E-7 <10> [1,6] 9,5E-8 <1> [2,8]	1,1E-8 <1> [ 28]	1,2E-7 <8> [ 29] 1,4E-8 <1> [ 40]
Pumpe, Bereitschaft Start- und frühes Betriebsversagen	7,0E-9 <2> [ 42]		4,7E-8 <4> [ 30]
elektrischer Abzweig schließt nicht od. öffnet fälschlich	1,8E-9 <1> [ 44]		1,3E-8 <1> [ 44]
Notstromdiesel (Wahrscheinlichkeit pro Anforderung) Start- und frühes Betriebsversagen	1,6E-4 <4> [ 24]		3,4E-5 <1> [ 26]

Die Ausfallraten stammen aus der Auswertung besonderer Vorkommnisse (LER) in US-amerikanischen Kernkraftwerken aus den Jahren 1972-1983 (Pumpen) bzw. 1972-1980 (andere Komponenten) /19/, /22/. Die angegebenen Unsicherheitsfaktoren sind im Abschnitt "Analyse der Unsicherheiten" auf Seite 19 erläutert.

Abbildung 1. Für die geplanten HTR-Studien zu verwendende Parameter für abhängige Ausfälle

Komponentenart Ausfallart	Ausfallwahrscheinlichkeit pro Anforderung (Erwartungswert) für Ausfall von 4 von 4		
	Erkennungszeit	DRS-B	ISF
Pumpe, startet nicht	2 Wochen	5 E-5	6,7 E-5
Motorventil, öffn. od. schl. n.	2 Wochen	4 E-5	2,8 E-6
	1 Jahr	4 E-4	7,4 E-5
Rückschlagarmatur, öffnet nicht	2 Wochen	1 E-6	3,1 E-6
	1 Jahr	1 E-5	8,1 E-5

Abbildung 2. Vergleich der hier verwendeten CMF-Wahrscheinlichkeiten mit denen aus der DRS Phase B /27/

### 5.2.2 HTR-spezifische Komponenten

Für Gebläse, Gebläseabsperrorgane und Dampferzeuger läßt das ISF Betriebserfahrungen mit britischen gasgekühlten Reaktoren auswerten; erste Ergebnisse stehen seit Anfang 1986 zur Verfügung.

Die daraus resultierenden Kenngrößen für Gebläse sind in der Tabelle im Anhang dieses Berichts enthalten und wurden wie folgt berechnet: In AGR, deren Gebläsekonstruktion der in HTR verwendeten am nächsten kommt, wurden 28 Ausfälle in 829276 Gebläsebetriebsstunden beobachtet, das ergibt einen Erwartungswert von

$$29/829276h = 3,5 \times 10^{-5} /h$$

Mit einem geschätzten Unsicherheitsfaktor 10, der auch Unsicherheiten der Übertragbarkeit abdecken soll, ergibt sich eine Lognormalverteilung mit

$$\text{Median } 1,3 \times 10^{-5} /h$$

Für Gebläseabsperrorgane (GAO) reichten die Informationen noch nicht aus. Ersatzweise wird daher für motorbetätigte GAO eine Verteilung über die Kenngrößen verschiedener motorbetätigter Absperrarmaturen (Abbildung 3 auf Seite 18) mit einem

$$\text{Median } 1,0 \times 10^{-5} /h$$

verwendet, für hydraulisch betätigte GAO die Kenngrößen hydraulisch betätigter Schnellschlußarmaturen in Speisewasser- und Frischdampfleitungen,

öffnet nicht: Median  $1,3 \times 10^{-2} / \text{Anf.}$

schließt nicht: Median  $5,0 \times 10^{-3} / \text{Anf.}$

In allen Fällen wird ein geschätzter Unsicherheitsfaktor 10 zugeordnet, der auch Unsicherheiten der Übertragbarkeit abdecken soll.

Für Komponenten in Gasnebenkreisläufen werden Betriebserfahrungen des AVR ausgewertet. Erste Ergebnisse sind in /24/ dokumentiert, werden in der "Vorphase"-Analyse des HTR-100 aber noch nicht verwendet.

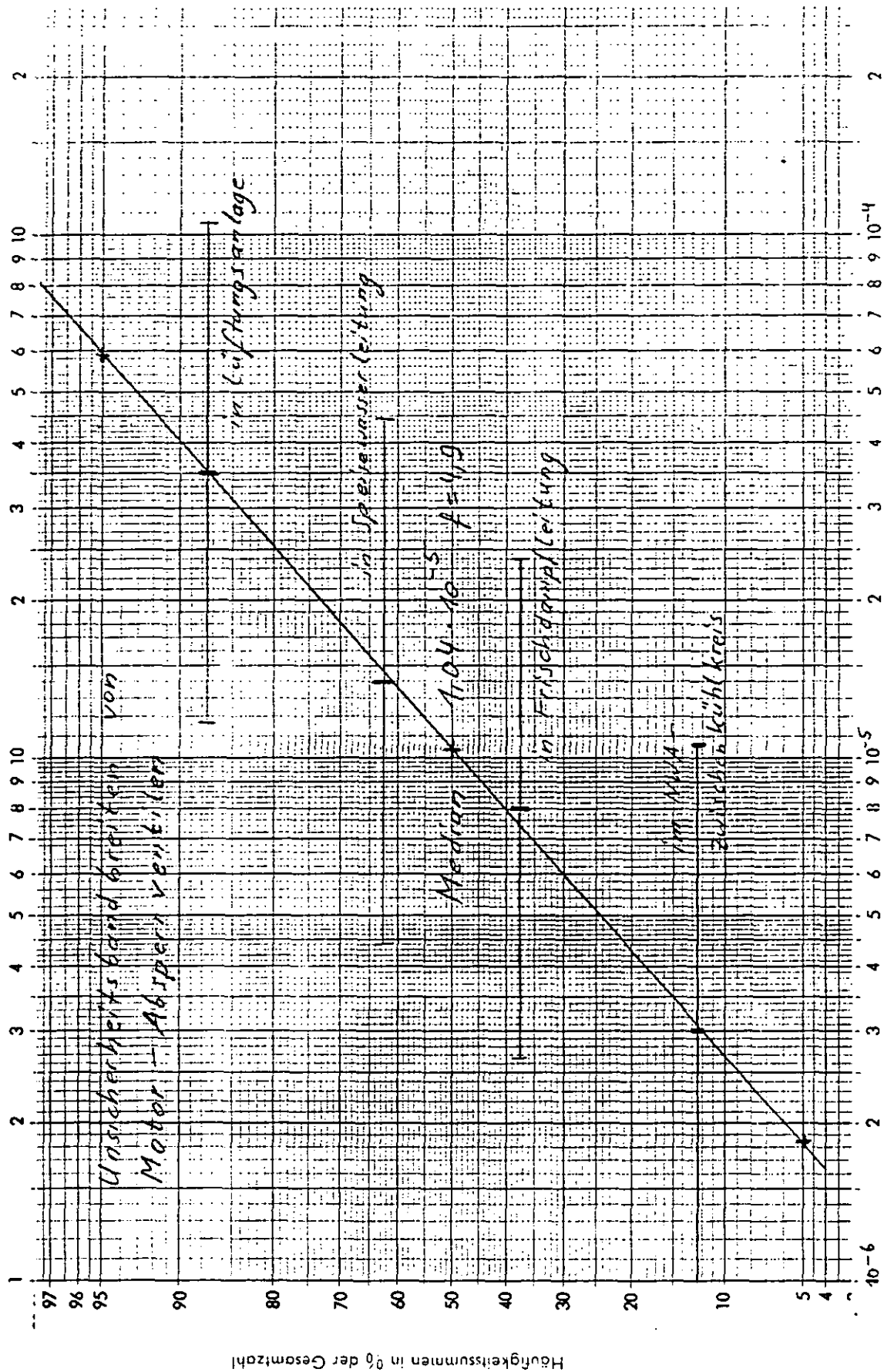


Abbildung 3. Unsicherheitsbandbreiten der Ausfallraten verschiedener Motorarmaturen



## 6.0 ANALYSE DER UNSICHERHEITEN

### 6.1 DATENUNSICHERHEITEN

Wie in Risikoanalysen allgemein üblich, werden aus rechentechnischen Gründen Ausfallraten und -wahrscheinlichkeiten grundsätzlich als logarithmisch normalverteilt angenommen. Wie bereits erwähnt, werden die Unsicherheiten der Eingangsdaten - wenn möglich - aus den gleichen Quellen gewonnen wie die Daten selbst. Bei Übernahme von Zuverlässigkeitskenngrößen aus Biblis B /18/ müssen zusätzliche Unsicherheiten angesetzt werden, um eventuelle Unterschiede zwischen den Ausfallraten vergleichbarer Komponenten in verschiedenen Kernkraftwerken zu berücksichtigen. Falls der Unsicherheitsfaktor nicht ebenfalls von der GRS zur Verfügung gestellt wird, soll für unabhängige Ausfälle der Unsicherheitsfaktor von vergleichbaren Komponenten übernommen werden. Von den Zuverlässigkeitskenngrößen aus Biblis B sind dann die Erwartungswerte (meist der  $\chi^2$ -Verteilung) zu übernehmen und als Erwartungswerte einzusetzen.

Unsicherheitsfaktoren für abhängige Ausfälle sind in Abbildung 1 auf Seite 15 angegeben, soweit die ausgewerteten Betriebserfahrungen dafür ausreichen. Die angegebenen Erwartungswerte und Unsicherheitsfaktoren wurden mit dem Programm SAFE-R /6/ berechnet. Dabei werden sowohl die Unsicherheit aufgrund endlichen Stichprobenumfangs als auch die Variation der Ausfallraten zwischen verschiedenen Systemen und Kernkraftwerken berücksichtigt.

Die angegebenen Unsicherheitsfaktoren sind zum Teil sicherlich ungewöhnlich groß. Hier ist aber zu bedenken, daß die Erwartungswerte in der gewohnten Größenordnung oder sogar darunter liegen und daß bei derart großen Unsicherheitsfaktoren der Erwartungswert viel größer als der Median und nur wenig kleiner als das 95%-Fraktil ist. Da die angegebenen Unsicherheitsbandbreiten fast ausschließlich aus den Unterschieden der Ausfallraten zwischen verschiedenen Kernkraftwerken resultieren, ist das so zu interpretieren, daß in der überwiegenden Zahl von Kernkraftwerken die Ausfallrate unter diesem Erwartungswert liegt und nur in einigen wenigen Fällen darüber. Die angegebene Verteilung berücksichtigt die Tatsache, daß man nicht im voraus weiß, ob die betreffende Komponentenart in der Referenzanlage zu den wenigen schlechten oder zu den vielen guten gehört. Das bedeutet aber nicht, daß es "schlechte" Kernkraftwerke gäbe, in denen alle Komponentenarten schlecht und "gute", in denen alle Komponentenarten gut wären, denn eine Korrelation der Ausfallraten verschiedener Komponentenarten war bisher nicht festzustellen.

Bei Nullfehlerstatistik kann grundsätzlich keine Variation zwischen verschiedenen Kernkraftwerken ermittelt werden. Der Erwartungswert ergibt sich dann als Erwartungswert der  $\chi^2$ -Verteilung. Diese wird approximiert durch eine Lognormalverteilung mit gleichem Erwartungswert und gleichem 95%-Fraktil.

Weiterhin wird angenommen und für die Unsicherheitsrechnungen zugrunde gelegt, daß die Ausfallraten gleichartiger Komponenten statistisch gekoppelt sind ("Ausfallratenkopplung").

Grundsätzlich nicht quantifiziert werden die Unsicherheiten in der Beurteilung, welche der beobachteten Ausfälle in der zu analysierenden Anlage nicht auftreten können, und wieviel Ausfälle andererseits in der zu analysierenden Anlage auftreten können, die in den Betriebserfahrungen nicht aufgetreten sind. Dies gilt für unabhängige Ausfälle von aus der LWR-Technik bekannten Komponenten nur in geringem Maß, da die in HTR verwendeten Komponenten diesen sehr ähnlich sind. Umso größer sind aber die Unsicherheiten bei abhängigen Ausfällen sowie bei der Übertragung von Erfahrungen aus britischen gasgekühlten Reaktoren. (Letzteres betrifft vor allem Schadensraten für Dämpferzeuger und Kühlgasgebläse.)

## 6.2 MODELLUNSICHERHEITEN

Für eine Abschätzung, inwieweit die verwendeten Modelle das Ergebnis prädestinieren, ist uns zur Zeit keine Methode bekannt. Wir erwarten, daß einerseits die *Annahme der Zeitkonstanz* der Ausfallrate bzw. Ausfallwahrscheinlichkeit das Ergebnis stark beeinflusst, andererseits ist bekannt, daß die *Wahl des Modells "Konstante Ausfallrate"* gegenüber dem Modell "Konstante Ausfallwahrscheinlichkeit" besonders bei selten getesteten Komponenten das Ergebnis erheblich zur konservativen Seite hin verschiebt. Es ist aber derzeit für die meisten der Komponentenarten keine statistische Erhebung verfügbar, die die Gültigkeit eines der Modelle bestätigen oder widerlegen könnte.

## 7.0 KATEGORIENBILDUNG

Um die Berechnung der Konsequenzen in der Umgebung zu vereinfachen, werden Ereignisabläufe mit ähnlichen Freisetzungskarakteristika (Nuklidvektor, Aktivitätsmengen, Zeitverlauf, Abströmpfad) zu jeweils einer "Freisetzungskategorie" zusammengefaßt, ihre Häufigkeiten addiert. Für die Berechnung der Konsequenzen wird konservativ der Ereignisablauf mit der größten freigesetzten Aktivitätsmenge und die ungünstigsten Freisetzungsbedingungen zugrunde gelegt.

## 8.0 ERGEBNISDARSTELLUNG

Zum Zweck besserer Nachvollziehbarkeit sollen detaillierte Ereignisablaufdiagramme angegeben werden; z.B. sollen Funktionen von Hilfs- und Versorgungssystemen, von denen mehr als eine Verzweigung abhängig ist, als eigene Abfragen im Ereignisablaufdiagramm dargestellt werden.

## 9.0 LITERATUR

- /1/ A.W.Marshall, I.Olkin: A Multivariate Exponential Distribution. In: Journal of the American Statistical Association. Washington. No. 62, 1967
- /2/ W.E.Vesely: Estimating Common Cause Failure Probabilities in Reliability and Risk Analyses: Marshall-Olkin Specializations. In: J.B.Fussel, G.R.Burdick (Ed.): Nuclear Systems Reliability Engineering and Risk Assessment. Proceedings of the International Conference on Nuclear Systems Engineering and Risk Assessment, Gatlinburg, Tennessee, June 20-24, 1977
- /3/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke. Verlag TÜV Rheinland, Köln, 1979 (Hauptband), 1980, 1981 (Fachbände)
- /4/ Kernforschungsanlage Jülich, ISF, und Gesellschaft für Reaktorsicherheit: Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen. Jül-Spez-136, Band 1, 1981 (Hauptband), Band 2-6, 1981-1983 (Fachbände)
- /5/ J.K.Shultis, D.E.Johnson, G.A.Milliken, N.D.Eckhoff: Use of Non-Conjugate Prior Distributions in Compound Failure Models. NUREG/CR-2374, 1981
- /6/ J.K.Shultis, N.D.Eckhoff, D.E.Johnson, G.A.Milliken: SAFE-R and SAFE-D: Computer Codes for the Analysis of Failure Data. NUREG/CR-2375, 1981
- /7/ J.P.Drago, R.J.Borkowski, J.R.Fragola, J.W.Johnson: The In-Plant Reliability Data Base for Nuclear Plant Components: Interim Data Report - The Pump Component. ORNL/TM-8465 = NUREG/CR-2886, Dez. 1982
- /8/ R.J.Borkowski, W.K.Kahl, T.L.Hebble, J.R.Fragola, J.W.Johnson: The In-Plant Reliability Data Base for Nuclear Plant Components: Interim Report - The Valve Component. ORNL/TM-8647 = NUREG/CR-3154, Dez. 1983
- /9/ PRA Procedures Guide - A Guide to the Performance of Probabilistic Risk Assessments for Nuclear Power Plants. Final Report. NUREG/CR-2300, Jan. 1983
- /10/ K.N.Fleming, A.M.Kalinowski: An Extension of the Beta Factor Method to Systems with High Levels of Redundancy. PLG-0289, June 1983. Pickard, Lowe & Garrick, Inc., 2260 University Drive, Newport Beach, CA 92660, USA
- /11/ A.D.Swain, H.E.Guttman: Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications. NUREG/CR-1278, Aug. 1983

- /12/ Kernforschungsanlage Jülich, ISF: Zum Störfallverhalten des HTR-500 - Eine Trendanalyse. Jül-Spez-220, Sept. 1983
- /13/ Facharbeitskreis "Notstromdieselaggregate": Statistische Untersuchung der Zuverlässigkeit von Notstromdieselanlagen in deutschen Kernkraftwerken. Verlag TÜV Rheinland, Köln 1983
- /14/ Kernforschungsanlage Jülich, ISF: Sicherheitstechnische Untersuchungen zum Störfallverhalten des HTR-500 - Ergänzungsband mit vertiefenden Einzelbeiträgen zum Bericht Jül-Spez-220. Jül-Spez-240, Jan. 1984
- /15/ Kernforschungsanlage Jülich, ISF: Zum Störfallverhalten des HTR-Modul - Eine Trendanalyse. Jül-Spez-260, Juni 1984
- /16/ H.F.Martz, D.E.Whiteman: A Statistical Analysis of Nuclear Power Plant Pump Failure Variability - Some Preliminary Results. LA-10014-MS = NUREG/CR-3650, Feb. 1984
- /17/ Probabilistic Risk Assessment (PRA) Reference Document - Final Report. NUREG 1050, Sept. 1984
- /18/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit: Zuverlässigkeitskenngrößenermittlung im Kernkraftwerk Biblis B. - Abschlußbericht -. GRS-A-1030, Dez. 1984
- /19/ R.Bongartz, H.Meeßen, W.Kröger: Nutzung ausländischer Betriebserfahrungen zur Ableitung von Zuverlässigkeitskenngrößen - insbesondere für abhängige Ausfälle. Beitrag zum Statusbericht über die Phase B der Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke. KFA-ISF-IB-1/85, Jan.1985
- /20/ W.Hennings, J.Mertens: Methodische Behandlung abhängiger Ausfälle in Risikostudien. Beitrag zum Statusbericht über die Phase B der Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke. KFA-ISF-IB-2/85, Jan.1985
- /21/ J.Schweigert: Einfluß der Zuverlässigkeit von Batteriesystemen auf die Zuverlässigkeit der Notstromversorgung. GRS-A-1088, April 1985
- /22/ A.Woitschützke: Nutzung neuerer amerikanischer Betriebserfahrungen mit Pumpen in sicherheitstechnisch wichtigen Systemen von Kernkraftwerken unter dem besonderen Gesichtspunkt abhängiger Ausfälle. KFA-ISF-IB-2/86, März 1986
- /23/ K.Fleming, A.Mosleh, R.K.Deremer: A Systematic Procedure for the Incorporation of Common Cause Events into Risk and Reliability Models. Nucl. Eng. & Design 93 (1986) / Int. Post-Conference Seminar, SMIRT 8, August 1985.
- /24/ H.J.Hantke: Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen an AVR-Komponenten. Interner Abschlußbericht. Ingenieurbüro Hantke, Fürstenfeldbruck / KFA-ISF, August 1986

- /25/ A.Poucet, A.Amendola, P.C.Cacciabue: Common Cause Failure Benchmark Exercise. Final Report (draft). Commission of the European Communities, Joint Research Centre, Ispra Establishment, Technical Note No. I.05.C1.86.114, P.E.R.1240, November 1986
- /26/ W.Bung, P.Hömke, W.Oberender, H.Paul, W.Rueter: Auswertung von Betriebserfahrungen mit Sicherheitsarmaturen. Der Bundesminister des Innern: Bericht BMI-1985-080, Juni 1985, ISSN 0724-3316
- /27/ Hörtner, H.: Systemtechnische und Ereignisablauf-Analysen. Fachsitzung "Ergebnisse der Phase B der Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke", Jahrestagung Kerntechnik '86, Aachen, April 1986

## ANHANG A. TABELLE DER VERWENDETEN ZUVERLÄSSIGKEITSKENNGRÖßEN

### Erläuterung der Anmerkungen

- 1) mindestens  $1,0E-4$  / Anforderung
- 2) gilt für 10% Abweichung
- 4) Ausfallrate für Überschreitung des zulässigen Differenzdrucks
- 5) Ausfallart "verstopft" für Aktivkohlefilter nicht zutreffend, eher: "scheidet nicht ab". Ohne Kenntnis der Beladungsbedingungen keine Angabe möglich.
- 6) Die Ausfallraten bewegen sich je nach Einsatzart im Bereich  $80...25000E-6/h$ .
- 7) gilt nur für Öffnen und Schließen mit Antrieb, nicht für Eigenmediumbetätigung.
- 8) unter "Betriebsversagen" sind alle Ausfallarten mit Ausnahme von "startet nicht" zusammengefaßt, die zu einer Nichtverfügbarkeit der Komponente bei Reparatur führen.
- 9) Ausfallrate für die Ausfallart "fördert nicht" (Komponentenausfall unmittelbar)
- 10) keine Angabe möglich
- 11) "öffnet/schließt nicht" gleichbedeutend mit "scheidet nicht ab"
- 12) Aufteilung in 90% mit MTTR=1,6h und 10% mit MTTR=65h /13/
- 13) Aufteilung in 70% mit MTTR=4,5h und 30% mit MTTR=125h /13/
- 14) Aufteilung in 80% mit MTTR=0,3h (<1h) und 20% mit MTTR=17,4h (>1h) /AIPA/
- 15) Verteilung über verschiedene Motorarmaturen, siehe Abbildung 3 auf Seite 18



## Erläuterung der in der Tabelle verwendeten Kürzel

BBC	Kraus: Ausfallraten der Geräte XS305, XS310 und XS 312. Arbeitsbericht BBC EN36/ZEK4305 vom 15.4.1981
CEGB	Auswertung von Betriebserfahrungen mit AGR-Reaktoren des CEGB (Central Electricity Generating Board, Großbritannien). (Brief von Mr. Jenkins (CEGB) vom 23.1.1986)
GRS	Durch die GRS im Auftrag des ISF ermittelte Zuverlässigkeitskenngrößen
GrKp	Gruppen-Nummer für Ausfalldatenkopplung; GrKp = 0 bedeutet: Keine Kopplung mit anderen Daten.
HRB	Rutschmann: Ausfallrate XS313. Arbeitsbericht HRB TS2 vom 30.3.1984
LER-ISF	/19/ sowie /22/ (siehe Literaturverzeichnis)
=MOV	bewertet wie Motorarmatur
MOV o. An	bewertet wie Motorarmatur ohne Ausfälle des Antriebs
NWAZKW	in Analogie zur Rate der entsprechenden Komponente im NWA-Zwischenkühlwasserkreis
=RSV	analog Rückschlagarmatur
=SPW-RSK	analog Speisewasser-Rückschlagklappe
=SSA	analog Speisewasser- oder Frischdampf-Schnellschlußarmatur
VDEW	VDEW Störungs- und Schadensstatistik 1968

Tabelle der verwendeten Zuverlässigkeitskenngrößen -- Stand: 5. 5. 1987

System	Einflußgrößen	unabhängige Ausfälle			Rate für abhängige Ausfälle			Reparaturzt.		
		Rate (Wahrsch) Median	Quelle f95	Gr Kp	Rate Median	Quelle f95	Quelle f95	MTR Quelle (h)		
Komponente	Ausfallart									
Speisewasserkreis	p>80bar d=100...250mm T=90...200°C									
Motor-Absperrventil	öffnet/schließt nicht	1,4-5/h	3,2 GRS	31	1,7-8/h	23	5	LER/ISF	8	
Motor-Regelventil	" / " /regelt nicht	1,5-5/h	3 GRS	39	"	"	"	"	8	
Motor-Mehrwegeventil	" / " /	5,3-5/h	4 GRS	37	"	"	"	"	8	
Schnellschlußarmatur (hydraulisch, 2VSV)	öffnet nicht	1,3-2/Anf	4 GRS	47						
Magnetventil	schließt nicht	5,0-3/Anf	4 GRS	48						
Rückschlagklappe	schaltet nicht	1,8-6/h	4,6 /18/		1,8-7/h	17	17	geschätzt	8	
	öffnet nicht	1,7-7/h	3 GRS	57	1,3-9/h	40	5	LER/ISF	8	
	schließt nicht	4,2-7/h	3 GRS	58	3,4-9/h	30	5	LER/ISF	8	
	schließt nicht	1,9-6/h	4,7 GRS	59						
Hand-Absperrventil	innere Leckage	6,0-7/h	3 GRS	65	6,0-9/h	5	5	LER/ISF	8	
Speisewasserpumpe (Dauerbetrieb) P>1000kW (Vor- und Hauptpumpe)	öffnet/schließt nicht	2,7-4/h 8)	3 GRS	2	3,6-7/h	1,6	1,2-7/h	29	LER/ISF	8
	Betriebsversagen startet nicht nach kurzzeitiger Unterbrechung	1,8-5/h 1)	4 GRS	1						
Frischdampfkreis	p>80bar d=100...250mm T>200°C									
Motor-Absperrventil	öffnet/schließt nicht	8,0-6/h	3 GRS	33	1,7-8/h	23	5	LER/ISF	8	
Motor-Regelventil	" / " /regelt nicht	1,6-4/h	3 GRS	41	"	"	"	"	8	
Schnellschlußarmatur (hydraulisch, 2VSV)	öffnet nicht	1,3-2/Anf	4 GRS	47						
Turbinen-SSA	schließt nicht	5,0-3/Anf	4 GRS	48	"	"	"	anal og	8	
Turbinen-Regelventil	schließt nicht	1,0-6/h	4 GRS	50	"	"	"	Motorarm	8	
gesteuerte Rückschlagklappe	schließt/regelt nicht	3,0-6/h	4 GRS	52	"	"	"	anal og	8	
	öffnet nicht, )	3,2-5/h 7)	3 GRS	60	1,3-9/h	40	5	SPW-RSK	8	
	schließt nicht, )							"		
Hand-Absperrventil	innere Leckage	1,1-5/h	10 GRS	62	3,4-9/h	30	5	LER/ISF	8	
Reduzierstation (schnellöffnend)	öffnet/schließt nicht	6,0-7/h	3 GRS	65	6,0-9/h	5	5	LER/ISF	8	
	öffnet nicht	4,0-3/Anf	4 GRS	53	1,7-8/h	23	5	anal og	8	
Sicherheitsventil mit >1 Vorsteuerventil	schließt nicht	4,0-3/Anf	4 GRS	54				Motorarm		
	regelt nicht	3,0-6/h	4 GRS	55						
	öffnet nicht	4,6-3/Anf	4 GRS	67						
	schließt nicht	2,3-2/Anf	4 GRS	68						
Druckmessung mit Differenzdruckgeber (Dauerbetrieb)	öffnet vorzeitig	1,1-5/h 2)	3 GRS	69						
	Kennandrifter	1,6-5/h	4,7 GRS	161						
	Totalausfall	1,5-5/h	3 GRS	162						
	hängt	3,0-7/h	3 /3/	163	7,0-8/h	4		/3/, F2, S.104		

System	Einflußgrößen	unabhängige Ausfälle			Rate für abhängige Ausfälle			Reparaturzt. MTTR Quelle (h)
		Rate (Wahrsch) Median	Gr Kp	Rate Median	Rate Median	Rate Median	Rate Median	
Komponente	Ausfallart							
Kondensatkreis	p=10...40bar d=100...250mm T=21...90°C							
Kondensatpumpe (Dauerbetrieb), P<1000KW	Betriebsversagen startet nicht nach kurzzeitiger Unterbrechung regelt nicht	1,0-4/h 8 4 GRS	4	3,6-7/h 1,6	1,2-7/h 29	LER/ISF	8	
Motor-Regelventil		7,0-6/h 1 4,2-5/h 3	3 GRS	1,7-8/h 23	1,1-8/h 5	LER/ISF	8	
Hauptkühlwasserkreis	p=10...40bar T=21°C							
Hauptkühlwasserpumpe (Dauerbetrieb) P<1000KW	Betriebsversagen startet nicht nach kurzzeitiger Unterbrechung	5,6-5/h 8 3 GRS	6	3,6-7/h 1,6	1,2-7/h 29	LER/ISF	8	
Betriebs-Zwischenkühlwasserkreis	T=90...200°C p=10...40bar d>250mm	4,5-6/h 1 3 GRS	5					
Umwälzpumpe (Dauerbetrieb) P=50...1000KW	Betriebsversagen startet nicht nach kurzzeitiger Unterbrechung öffnet/schließt nicht	1,3-4/h 8 3 GRS	8	3,6-7/h 1,6	1,2-7/h 29	LER/ISF	8	
Motor-Mehrventil		6,0-6/h 1 5,3-5/h 4	4 GRS	1,7-8/h 23	1,1-8/h 5	LER/ISF	8	
Nebenkühlwasserkreis	p<4bar d>250mm T=21...90°C							
Umwälzpumpe (Dauerbetrieb) P=50...1000KW	Betriebsversagen Startversagen	1,6-4/h 8 9,5-6/h 3,9	3 GRS	3,6-7/h 1,6	1,2-7/h 29	LER/ISF	8	
Ventilator Naßkühlturm (Dauerbetrieb) P<100KW	Startversagen fördert nicht (Standby) startet nicht	4,8-5/h 2,4-5/h 6	3 GRS	3,6-7/h 1,6	1,2-7/h 29	LER/ISF	8	
				7,0-9/h 42	4,7-8/h 30	LER/ISF	8	

System	Einflußgrößen		unabhängige Ausfälle		Gr Kp	Rate für abhängige Ausfälle		Quelle	Reparaturzt. MTR (h)
	Komponente	Ausfallart	Rate (Wahrsch) Median	f95		Rate 2v4 Median	f95		
DE-Notbespeisung (Standby)	p<80bar d=50...100mm	T=90...200°C							
Notseispumpe P<1000kW	Startversagen Betriebsversagen		2,5-5/h 1,1-3/h	3 3	11 12	7,0-9/h 1,3-9/h	42 40	LER/ISF =RSV	8 8
Freilauf-Rückschlag- ventil	Hauptweg öffnet/schließt n. Bypass öffnet nicht, obwohl Hauptweg zu		4,2-7/h 1,7-7/h	3 3	63 64	1,3-9/h 3,0-9/h	40 36		8 8
Motor-Absperrventil (Notspv.) -zirkulationsleitung)	öffnet/schließt nicht		3,0-6/h	3,5	35	1,7-8/h	23	LER/ISF	8
Motor-Absperrventil (Not- " Frischdampfleitung)	öffnet/schließt nicht öffnet n. nach Schließen		8,0-6/h 30%	3	33	1,7-8/h	23	LER/ISF	8
Motor-Absperrventil (Kondensatkreis)	öffnet/schließt nicht		3,0-6/h	3,5	35	1,7-8/h	23	LER/ISF	8
Motor-Regelventil	öffnet/schließt/regelt nicht		1,0-5/h	4,7	45	1,7-8/h	23	LER/ISF	8
Abblaserelventil (Mot)	öffnet/schließt/regelt nicht		1,0-5/h	4,7	45	1,7-8/h	23	LER/ISF	8
NWA-Zwischenkühlwasserkreis (Standby)	d=50...100mm	T=90...200°C p=10...40bar							
Umwälzpumpe P=50...1000kW	Startversagen Betriebsversagen		1,2-5/h 1,3-4/h	3 3	13 14	7,0-9/h	42	LER/ISF	8 8
Motor-Absperrventil Rückschlagklappe	öffnet/schließt nicht öffnet nicht schließt nicht innere Leckage		3,0-6/h 1,7-7/h 4,2-7/h 1,9-6/h	3,5 3 3 3	35 57 58 59	1,6-8/h 1,3-9/h 3,4-9/h	23 40 30	LER/ISF LER/ISF LER/ISF	8 8 8 8

System	Einflußgrößen	unabhängige Ausfälle			Rate für abhängige Ausfälle			Reparaturzt. MTR(Quelle (h)
		Rate (Wahrsch) Median	Quelle f95	Gr Kp	Rate 2v4 Median	Quelle f95	Median f95	
Komponente	Ausfallart							
Lüftungsanlagen								
Ventilator, Zu/Abluft, (Dauerbetrieb)	Volumenstrom > 50000m³/h fördert nicht	6,2-5/h	GRS	24				8
Ventilator, Umluft, (Dauerbetrieb)	Volumenstrom < 50000m³/h fördert nicht	3,5-5/h	GRS	26				8
Motor-Absperrklappe	öffnet/schließt nicht	3,5-5/h	GRS	77				
SS- Absperrklappe	öffnet/schließt nicht	3,7-5/h	GRS	79				
Motor-Regelklappe	öffnet/schließt/regelt nicht	9,4-5/h	GRS	81				
Rückschlagklappe	schließt nicht	3,0-7/h	GRS	84				
	innere Leckage	3,7-6/h	GRS	85				
Druckstoßventil (NW > 250mm)	(schließt bei Druckwelle), schließt nicht	3,0-6/h	GRS	88				
	öffnet nicht wieder	1,0-2/Anf	GRS	87				
Druckstoßklappe (NW 1000...2000mm)	(öffnet bei Druckwelle), öffnet nicht	1,0-6/h	GRS	89				
	schließt nicht wieder	1,0-2/Anf	GRS	90				
Feinfilter	Verstopfung	3,1-5/h 4)	GRS	95				
Schwebstofffilter	Leckage nach außen	3,2-6/h	GRS	96				
	Verstopfung	3,1-5/h 4)	GRS	95				
Aktivkohlefilter	Leckage nach außen	3,2-6/h 5)	GRS	96				
Abscheidearmatur	Leckage nach außen	3,2-6/h 11)	GRS	96				
	öffnet/schließt nicht	1,0-5/h	GRS	93				
Sicherheitsklappe (Brandschutz)	scheidet nicht ab	3,7-5/h	GRS	91				
	öffnet/schließt nicht							
Verschiedenes								
Berstscheibe, Betriebsdruck < 70bar, d=50...100mm, Berstdruck (Standby)	T=260°C, > 70bar							
	öffnet nicht	1,0-6/h	GRS	73				
	öffnet vorzeitig	1,0-6/h	GRS	74				
	Leckage nach außen (flüssig/flüssig)	1,3-6/h	GRS	75				
Oberflächenwärmetauscher	verstopft	1,1-6/h	GRS	97				
	Betriebsausfall	1,5-5/h	GRS	98				
Kolbenverdichter	Leckage nach außen	4,8-6/h	GRS	99				
	Startversagen	1,7-5/h	GRS	27				
	fördert nicht	3,6-4/h 6)	GRS	28				
Sicherheitsventil, federbelastet	öffnet nicht	1,0-7/h	GRS	71				
	schließt nicht	3,0-7/h	GRS	70				
	öffnet ohne Anforderung	4,0-7/h	GRS	72				

System	Einflußgrößen	unabhängige Ausfälle			Rate für abhängige Ausfälle			Reparaturzt.	
		Rate (Wahrsch) Median	Quelle	Kp	Rate 2v4 Median	Ausfälle f95	Quelle	MTRR (h)	Quelle
Komponente	Ausfallart								
Elektrische Energieversorgung									
Generatorschalter									
27kV 10kA	öffnet nicht	2,0-6/h	GRS	121					8
10kV 5kA	öffnet nicht	2,0-6/h	GRS	121					8
Leistungsschalter									
10kV 500A (Schieneneinspeisg)	ö.n./s.n./s.n.wieder	6,0-7/h	GRS	123	1,8-9/h	44	1,3-8/h	44	8
10kV 50A (Großverbr.-Abzwg.)	ö.n./s.n./s.n.wieder	8,0-6/h	GRS	125	"	"	"	"	8
0,4kV 3kA (Schieneneinspeisg)	ö.n./s.n./s.n.wieder	6,0-7/h	GRS	127	"	"	"	"	8
0,4kV 200A (Schieneneinspeisg)	ö.n./s.n./s.n.wieder	6,0-7/h	GRS	127	"	"	"	"	8
Schütz									
0,4kV 40-60A	Verlust der Hauptfunktion	9,0-7/h	GRS	129	1,0-8/h	26	5,0-9/h	26	8
0,4kV 300-460A	Verlust der Hauptfunktion	1,0-6/h	GRS	129	"	"	"	"	8
Strombegrenzungsdrossel									
10kV 1600A	Kurzschluß/Schutzabschaltung	<1,0-6/h	GRS	131					8
3kV 1600A	Kurzschluß/Schutzabschaltung	<1,0-6/h	GRS	133					8
Transformator									
380/27kV	660MVA(Block)	2,5-5/h	GRS	135					8
27/10/10kV	50/30/30MVA(Eigenbedarf)	1,1-5/h	GRS	137					8
110/10/10kV	50/30/30MVA(Anfahr)	1,1-5/h	GRS	137					8
10/0,4kV	2MVA(Eigenbedarf)	3,3-6/h	GRS	139					8
10/0,7/0,4kV	2/1,2MVA(Eigenbedarf)	3,3-6/h	GRS	139					8
Frequenzumformer									
10kV / 2kV	10 MVA (He-Gebläse)	1,0-4/h	GRS	141					8
220V / 220V	0,1MVA (gesich. Schiene)	7,2-5/h	GRS	143					8
Notstromdiesel									
10 kV 5 MVA	Startversagen	2,2-3/Anf	GRS	145	W=1,6-4	24	W=3,4-5	26	12)/13/
	Betriebsversagen	4,0-3/h	GRS	146					13)/13/
10 kV 1,5 MVA	Startversagen	2,2-3/Anf	GRS	145	W=1,6-4	24	W=3,4-5	26	12)/13/
	Betriebsversagen	4,0-3/h	GRS	146					13)/13/
0,7kV 0,27MVA	Betriebsversagen	10)	GRS	147					
Batterie, ungenügende Spannung oder Stromabgabe bei Anforderung		1,0-3/Anf	/21/	149			W=4,4-4	10	/21/

System	Einflußgrößen		unabhängige Ausfälle		Gr Kp	Rate für eine Meßkanal- gruppe		Ausfälle Quelle	Reparaturzt. MTR (h)		
	Komponente	Ausfallart	Rate (Wahrsch)	Median		Rate für eine Meßkanal- gruppe	Median			Rate für eine Meßkanal- gruppe	Median
Leittechnik											
Druckmessung mit Differenzdruckgeber (Dauerbetrieb)	Totalausfall hängt	Kenndatendrift	1,6-5/h	4,7	161	GRS					
			1,5-5/h	3	162	GRS					
			3,0-7/h	3	163	/3/	7,0-8/h	4	7,0-9/h	4	/3/, F2, S. 104
Temperaturmessung	Totalausfall	Kenndatendrift	2,5-6/h	1,2	165	/18/					
			4,8-6/h	1,2	166	/18/	7,0-8/h	4	7,0-9/h	4	/3/
Grenzwertgeber XS312	fälschl. Pulsausfall gibt fälschl. Puls ab	Justierungsfehler (starke Justierungsfehler (mittlere Kopplung))	4,2-6/h	3	167	BBC					
			2,0-8/h	3	168	/3/					
			0,8-2/Anf	3	0	/3/	W=0,8-3	3	W=1,3-4	3	/3/
			0,8-2/Anf	3	0	/3/	W=2,3-5	3,5	W=2,3-5	3,5	/3/
Inverter XS316+XS304	fälschl. Pulsausfall	(=keine Verrückelung)	5,0-7/h	3	169	BBC					
Betätigungsbaustein XS313	schaltet nicht		8,0-7/h	3	171	HRB					
Relais allgemein	schaltet nicht		5,0-7/h	2,4	173	/3/					
Abschlußrelais für Reaktorschneitelabschaltung hängen (CCF)					175						

System	Einflußgrößen	unabhängige Ausfälle		Gr	Rate für abhängige Ausfälle		Reparaturzt. MTR (h)
		Rate (Wahrsch) Median	Quelle		2v4 Median	4v4 Median	
Komponente	Ausfallart			Kp		Quelle	
Primärkreislauf							
Helium-Hauptgebläse	Betriebsversagen	1,3-5/h	CEGB	30			280
Gebälse-Absperrorgan, hydraulisch	öffnet nicht	1,3-2/Anf	=SSA	101			
"	schließt nicht	5,0-3/Anf	=SSA	101			
motorbetätigt	öffnet/schließt nicht	1,0-5/h	=MOV	102			
"	öffnet n. nach Schließen	30%		102			
Auslösende Ereignisse							
Netzanschluß 110 kV (nach VDEW Störungs- und Schadensstatistik 1968: 1km Freileitung + 1 Schaltfeld)	Unterbrechung						
		1,4-6/h	VDEW	151			
Netzausfall am Kraftwerksstandort		1,0-5/h	/3/	0			14) AIPA
Turbinenschnellabschaltung (bei jährl. Test des Reaktorschnellabschaltung (Hauptkühlsystems))		1,1-4/h		0			
		1,1-4/h		0			
Abfangen auf elektrischen Eigenbedarf versagt		0,1	/3/	153			