

**Bewertung neuer
Reaktorkonzepte und
der Übertragbarkeit
sicherheitstechnischer
Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen**

Abschlussbericht

Band 2



Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH

Der Einsatz passiver Sicherheitssysteme in fortschrittlichen LWR der Generation III/III+

Technischer Bericht

Marcus Heinrich
Yvonne Kilian-Hülsmeier

Dezember 2010

Bericht zum Vorhaben 3608R01700

Bewertung neuer Reaktorkonzepte
und der Übertragbarkeit sicherheits-
technischer Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen.

Auftrags-Nr.: 814 000

Autoren: hem 0221/2068-987
 kiy 0221/2068-710

PL: jan 0221/2068-825
PC: nie 0221/2068-660

3608R01700-T-Bericht Nr. 5/2010

Kurzfassung

In fortschrittlichen Reaktorkonzepten werden passive Sicherheitssysteme vermehrt eingesetzt. Der Begriff der Passivität wird von der IAEA, EPRI und dem deutschen Regelwerk unterschiedlich streng definiert.

Es existiert derzeit kein allgemein anerkanntes Vorgehen, wie die Zuverlässigkeit von passiven Sicherheitssystemen mittels probabilistischer Sicherheitsanalysen bewertet werden kann. Die beiden wichtigsten noch in der Entwicklung befindlichen Methoden werden aufgezeigt.

Es wurde eine Bestandsaufnahme von passiven Sicherheitssystemen durchgeführt. Dabei wurden die folgenden Reaktorkonzepte betrachtet: ACR1000, AP1000, APR1400, EPR, ESBWR, KERENA sowie der WWER1000/AES92.

Bedenken beim Einsatz von passiven Systemen bestehen unter anderem aufgrund der mangelnden Betriebserfahrung. Zudem sind nur eingeschränkte Möglichkeiten für wiederkehrende Prüfungen und Instandhaltung vorhanden. Als Fehlermechanismus muss bei passiven Systemen nicht nur Komponentenversagen, sondern auch funktionales Versagen betrachtet werden. Diese Versagensart ist aus der Erfahrung mit aktiven Systemen bisher nicht bekannt und bedarf daher eines erhöhten Untersuchungsaufwands.

Zur Überprüfung und zum Nachweis der Funktionsfähigkeit von passiven Sicherheitssystemen ist es notwendig Forschungsanlagen zu betreiben. Dabei werden zum einen Integralversuche für ein bestimmtes Reaktorkonzept gefahren. Zum anderen können Einzeleffekte, die bei der Wirkungsweise der passiven Systeme eine Rolle spielen, getestet werden. Als weiterer Punkt sollen im Rahmen eines IAEA-Forschungsprojektes Methoden entwickelt werden, die eine Zuverlässigkeitsbewertung von passiven Systemen ermöglichen.

Abstract

Passive systems are used excessively in advanced reactor concepts. The different approaches from IAEA, EPRI and the German regulator towards the term passivity, concluding in more or less constraining definitions, are presented.

Up to now there is no commonly approved way of using probabilistic risk assessment to specify the reliability of passive systems although there is development work in this field.

This report contains a survey of passive systems used in the reactor concepts ACR1000, APR1400, EPR, ESBWR, KERENA and VVER1000/AES92.

Due to the lack of operating experience with passive systems concerns on part of the regulator and manufacturer were raised. Another challenge affects the reduced capability of maintenance of passive systems. Besides the component failure the relevant failure mechanisms also contain the functional failure, like collapse of natural circulation. The latter is not as crucial for active systems and, therefore, not that well-known, but needs further attention in research and development.

For examination and confirmation of the function of passive systems, the operation of research facilities and test rigs is essential. The test assemblies vary from single effect tests, for component trials, to integral tests, to determine the interaction between passive systems. Furthermore the reliability assessment for passive systems, especially in probabilistic methods, is investigated by IAEA.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	V
1 Einleitung	1
2 Begriffsbestimmung.....	2
2.1 Definitionen der IAEA	2
2.1.1 Einteilung passiver Systeme.....	4
2.2 Definitionen des EPRI.....	6
2.3 Definitionen im deutschen Regelwerk.....	7
2.4 Schlussfolgerungen	7
3 Bewertungsmöglichkeiten	8
3.1 Probabilistische Sicherheitsanalyse.....	8
3.2 Mögliche Vorteile beim Einsatz von passiven Systemen.....	10
3.2.1 EPR-Ansatz.....	11
4 Passive Systeme.....	14
4.1 Ventile	17
4.1.1 Squib-Ventile	18
4.1.2 Bekannte Ausfälle.....	19
4.2 Passive Systeme zur Nachwärmeabfuhr	20
4.2.1 Druckspeicher.....	20
4.2.2 Flutbehälter.....	20
4.2.3 Nachwärmeabfuhr aus dem RDB (DWR).....	26
4.2.4 Nachwärmeabfuhr aus dem RDB (SWR).....	27
4.2.5 Naturumlauf im Sumpf	29
4.2.6 Passive Kühlung des Dampferzeugers	30
4.3 Passive Systeme zur Containment-Kühlung und zum Druckabbau.....	31
4.3.1 Kondensationskammer	31
4.3.2 Containment-Kühlung	32
4.4 Strömungsbegrenzung	35
4.4.1 Passiver Ausflussbegrenzer	35

4.4.2	Fluidic Device zur Strömungsbegrenzung.....	36
4.5	Reaktorschutzsystem	37
4.6	Weitere passive Systeme	39
4.6.1	Schnelles Boreinspeisesystem	39
4.6.2	Wasserdampfgetriebene Schnellabschalttanks.....	40
4.6.3	Passive Ringraumabsaugung	41
4.6.4	Passiver Gebäudeabschluss	41
4.6.5	Druckkammerflutsystem	42
4.6.6	Core Catcher	44
5	Mögliche Nachteile beim Einsatz von passiven Systemen.....	47
5.1	Potentielle Versagensmechanismen, Ausfallmöglichkeiten und Einschränkungen.....	48
5.2	Wiederkehrende Prüfungen/Wartung.....	50
5.3	Effekte und Möglichkeiten bei Fehlauflösung	51
6	Forschung.....	52
6.1	Versuchsanlagen	52
6.1.1	INKA	52
6.1.2	APEX-1000.....	54
6.1.3	NOKO/TOPFLOW	54
6.1.4	FABIS	55
6.1.5	CONGA	57
6.1.6	COMET	58
6.1.7	PANDA	59
6.1.8	PUMA	60
6.2	Laufende Forschungsprojekte.....	60
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	61
8	Literatur.....	64

Abkürzungsverzeichnis

ADS	Automatic Depressurization System, auf Deutsch: automatisches Druckabbausystem
AECL	Atomic Energy of Canada Limited
ALWR	Advanced Light Water Reactor
APEX	Advanced Plant EXperiment
APSRA	Assessment of Passive System Reliability
BiMAC	Opferbeton
CCC	Gebäudekondensator
CFD	Computational Fluid Dynamics
CMT	Core Make-up Tank
COMET	Core Melt Tests
CONGA	Containment behavior in the event of core melt with gaseous and aerosol releases
DiD	Defense in Depth, auf Deutsch: gestaffeltes Sicherheitskonzept
DWR	Druckwasserreaktor
EPRI	Electric Power Research Institute
ERVCS	Emergency Reactor Vessel Cooling System
EU	Europäische Union
EURATOM	Europäische Atomgemeinschaft
EVA	Einwirkungen von Außen
FABIS	Fast Acting Boron Injection System
GAP	Großarmaturenprüfstand
GDA	Generic Design Assessment
GDCS	Gravity Driven Cooling System
GEH	GeneralElectric/Hitachi
HSE	Health and Safety Executive
IAEA	International Atomic Energy Agency
IC	Isolation Condenser
IHA	Integrated Head Assembly
INKA	Integraler Versuchsstand Karlstein
IRWST	In-containment Refueling Water Storage Tank
KHNP	Korea Hydro and Nuclear Power
KMV	Kühlmittelverluststörfall
KTA	Kerntechnischer Ausschuss
MIT	Massachusetts Institute of Technology
NOKO	Notkondensator
NRC	Nuclear Regulatory Commission
PANDA	Passive decay heat removal and depressurization test facility
PCCS	Passive Containment Cooling System
PIG	passiver Impulsgeber

PPPT	Passive Pressure Pulse Transmitter
PRA	Probabilistic Risk Assessment
PRHR	Passive Residual Heat Removal System
PSA	Probabilistic Safety Assessment
PUMA	Purdue multi-dimensional integral test assembly
PXS	Passive Core Cooling System
RDB	Reaktordruckbehälter
RMPS	Reliability Methodology for Passive Systems
SIS	Safety Injection System
SPOT	Russisch für passive Kühlung des Dampferzeugers
SWR	Siedewasserreaktor
WENRA	Western European Nuclear Regulatory Association

1 Einleitung

Dieser Bericht betrachtet Systeme, die auf natürlichen Gesetzmäßigkeiten basieren und ohne Hilfssysteme betrieben werden können: die passiven Sicherheitssysteme.

Bereits in existierenden Kernkraftwerken werden passive Systeme zur Störfallbeherrschung eingesetzt. Die vollständige Beherrschung von Ereignisabläufen der Sicherheitsebene 3 durch rein passive Sicherheitssysteme ist jedoch erst in Reaktoren der Generation III/III+ (z. B. AP1000, ESBWR, KERENA) implementiert. Dieser Bericht beschreibt die wichtigsten passiven Systeme, die entwickelt wurden.

Um eine korrekte Vorstellung von dem Begriff der „Passivität“ zu bekommen, werden zuerst die Definitionen von IAEA, EPRI und aus dem deutschen Regelwerk wiedergegeben. Im Anschluss werden Bewertungsmöglichkeiten im Rahmen von deterministischen und probabilistischen Ansätzen gezeigt. In Kapitel 4 werden verschiedene Sicherheitssysteme beschrieben, im Detail vorgestellt und deren Anwendungsbereiche dargestellt. Das fünfte Kapitel beschreibt die noch vorherrschenden Probleme und Unwägbarkeiten beim Einsatz von passiven Systemen und Komponenten. Im Rahmen von Forschungsvorhaben sollen diese Probleme gelöst werden, die entsprechenden Forschungsprogramme werden in Kapitel 6 erläutert. Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung der Erkenntnisse.

2 Begriffsbestimmung

Dieses Kapitel dient der Klärung von grundlegenden Begriffen, wie passive und inhärente Sicherheit, aus Sicht von IAEA, EPRI und des deutschen Regelwerks.

2.1 Definitionen der IAEA

Bei der IAEA sind Begriffsbestimmungen erarbeitet worden /IAEA 91/ und /IAEA 07/. Es ist davon auszugehen, dass diese Definitionen bereits einen ersten internationalen Konsens ausdrücken. Diese Definitionen wurden auch im Vorhaben RS 909 /SCH 93/ und SR2048 /WET 94/ verwendet. In dem vorliegenden Bericht wird stärker auf den aktuellen Stand bei der Untersuchung von passiven Systemen eingegangen.

Zunächst wird in /IAEA 91/ und /IAEA 07/ eine Auseinandersetzung über die verschiedenen Sicherheitskonzepte wie folgt durchgeführt:

1. Inhärente Sicherheit bedeutet das Erreichen von Sicherheit durch die Eliminierung oder Vermeidung von inhärenten Risiken durch die grundlegende Wahl der Auslegungskonzeption für die nukleare Anlage. Potentielle inhärente Gefahren in einem KKW beinhalten radioaktive Spaltprodukte und deren Zerfallswärme, Überschuss-Reaktivität und deren Potential für Leistungsexkursionen sowie Energiefreisetzungen infolge von hohen Temperaturen, hohem Druck und energetischen chemischen Reaktionen.

Die Eliminierung all dieser Faktoren ist erforderlich, um die inhärente Sicherheit eines KKW zu gewährleisten. Da dies für Reaktoren mit nennenswerter Leistung unmöglich erscheint, sollte gemäß /IAEA 91/ der unqualifizierte Gebrauch des Begriffs "inhärent sicher" vermieden werden, wenn er auf das gesamte KKW oder dessen Reaktor angewendet werden soll.

2. Andererseits kann die Auslegung eines Reaktors, in der eines der inhärenten Risiken eliminiert ist, als inhärent sicher (im Hinblick auf dieses eliminierte Risiko) bezeichnet werden. Ein **inhärentes Sicherheitsmerkmal** bezieht sich auf die grundlegende Auswahl der verwendeten Materialien oder andere Auslegungsaspekte, die sicherstellen, dass ein gewisses potentiell Risiko in keiner Weise eine Sicherheitsgefahr darstellt.

Hier können keine wie auch immer gearteten Veränderungen, wie intern oder extern verursachte Veränderungen der physikalischen Konfiguration, zu einem unsicheren Zustand führen. So wäre z. B. eine Anlage, in der keine brennbaren Materialien verwendet werden, inhärent sicher gegen Brand, ungeachtet jedweder anderer Ereignisse während eines Unfalls.

Wie beschrieben, ist die inhärente Sicherheit das Äquivalent zu absoluter Sicherheit, z. B. kann ein inhärentes Sicherheitsmerkmal nie einem Fehler unterliegen. Anders ausgesagt, ein inhärentes Sicherheitsmerkmal ist beweiskräftig oder stellt eine deterministische und damit absolute Sicherheit dar, ohne auf die Definitionen für probabilistische und damit relative Sicherheit zurückgreifen zu müssen.

3. Sicherheitstechnisch wichtige Systeme, Strukturen oder Komponenten sind jene Vorrichtungen in einer Anlage, die den Betrieb auch dann ohne übermäßiges Risiko erlauben, wenn ein inhärentes Risiko nicht eliminiert ist. Solche Einrichtungen sollen potentiellen Störfällen präventiv oder schadensbeherrschend begegnen. Obwohl ein Ziel ihrer Konstruktion eine hohe Zuverlässigkeit ist, bleiben sie grundsätzlich - im Gegensatz zu inhärenten Sicherheitsmerkmalen - für Versagen anfällig.

4. Die Begriffe **aktive und passive Sicherheit** beschreiben die Art und Weise, auf die sicherheitstechnisch wichtige Systeme, Strukturen oder Komponenten funktionieren. Sie bestimmen, inwieweit sie sich voneinander unterscheiden im Hinblick auf die Abhängigkeit von externer mechanischer und/oder elektrischer Energie, Signalen oder anderen Kräften. Passive Sicherheit ist von den genannten Mechanismen unabhängig, stattdessen beruht diese Sicherheit auf Naturgesetzen, Materialeigenschaften und extern gespeicherter Energie. Wenn passive Sicherheit vorliegt, existieren einige potentielle Versagensursachen aktiver Systeme nicht, wie z. B. das Unterlassen menschlicher Handlungen oder das Versagen der Energieversorgung. Es muss hierbei jedoch angemerkt werden, dass passive Einrichtungen dennoch gewissen Versagensarten unterliegen, so wie jenen, die aus mechanischem oder strukturellem Versagen oder beabsichtigtem menschlichen Eingriff resultieren. Daher ist passive Sicherheit nicht synonym mit inhärenter Sicherheit oder absoluter Zuverlässigkeit.

5. Das Konzept der **Passivität** kann in mehrere Kategorien unterteilt werden. Sicherheitssysteme können in die höherwertigen Kategorien (siehe Tabelle 2.1). eingeteilt werden, wenn alle ihre Komponenten, die für die Sicherheit benötigt werden, passiv sind. Systeme, die keine externe Energieversorgung haben, aber eine interne Energie-

quelle (z. B. eine Batterie) zur Versorgung einer aktiven Komponente nutzen, gehören in die niedrigste Kategorie der Passivität. Diese Systeme haben zu unterschiedlichen Zeitpunkten aktive und passive Merkmale. Z. B. leitet die aktive Öffnung eines Ventils den nachfolgenden passiven Naturumlauf ein.

Daraus abgeleitet werden in /IAEA 91/ und /IAEA 07/ folgende Definitionen für die verschiedenen Begriffe gegeben:

1. Inhärentes Sicherheitsmerkmal

Die Sicherheit wird erreicht durch die Eliminierung eines spezifischen Risikos durch die Wahl von Materialien und Auslegungskonzepten.

2. Passive Komponente

Eine Komponente, die keine externe Energiezufuhr oder Aktivierung benötigt, um betriebsbereit zu sein.

3. Aktive Komponente

Jede Komponente, die nicht passiv ist, ist aktiv.

4. Passive Systeme

Entweder ein System, das sich aus passiven Komponenten und Strukturen zusammensetzt, oder ein System, das aktive Komponenten in begrenztem Umfang benutzt, um eine passive Funktion beginnen zu lassen.

5. Aktive Systeme

Jedes System, das nicht passiv ist, ist aktiv.

2.1.1 Einteilung passiver Systeme

Die IAEA hat insgesamt vier verschiedene Kategorien, von A bis D, für den Grad der Passivität definiert. Die einzelnen Kategorien basieren auf den verschiedenen Anregemechanismen der passiven Systeme. Dazu gehören die Leittechnik, eine externe Energieversorgung sowie bewegliche mechanische Komponenten und Arbeitsmedien, (siehe auch Tabelle 2-1).

In der *Kategorie A*, die den höchsten Grad der Passivität darstellt, werden keine der oben genannten Ansteuerungsmechanismen benötigt. Unter diese Kategorie fallen die physikalischen Barrieren wie die Brennstoffhülle oder die druckführende Umschließung.

Tab. 2-1: Einteilung passiver Systeme nach /IAEA 91/

Kategorie	A	B	C	D
Beispiele	RDB, biologischer Schild, Brennstabhüllen, Rohrleitungen	Notkondensator, Gebäudekondensator, PCCS (AP1000)	S/E-Ventile, Rückschlagklappen, Berstscheiben, Druckspeicher, passiver Impulsgeber	RESA-System, CMT, PRHR, Isolation Condenser
Struktur	X	X	X	X
Bewegliche Medien	-	X	X	X
Bewegliche Teile	-	-	X	X
Externe Energieversorgung (Batterien, Druckspeicher)	-	-	-	X
Externe Signale	-	-	-	X

In der *Kategorie B* werden lediglich bewegliche Arbeitsmedien zur Ansteuerung des passiven Systems verwendet. Die Ansteuerung erfolgt zum Beispiel über eine Störung des hydrostatischen Gleichgewichtes, so dass boriiertes Wasser aus einem externen Reservoir eingespeist werden kann. Weiterhin zählt zu der Kategorie B die Wärmeübertragung durch Naturumlauf mit Luft oder Wasser.

Zu der *Kategorie C* gehören Systeme, die entweder nur durch bewegliche mechanische Teile oder auch zusätzlich durch bewegliche Arbeitsmedien angesteuert werden können. Dazu gehören u. a. Notkühlsysteme mit Druckspeichern, bei welchen die Einspeiseleitung mit Rückschlagklappen versehen ist.

Der niedrigste Grad der Passivität wird in der *Kategorie D* erreicht. Dort werden alle oben genannten Ansteuerungsmechanismen für die Initiierung des passiven Systems benötigt. Dabei gilt, dass die Energie lediglich aus gespeicherten Quellen wie Batterien oder bereitgestellten Fluiden genutzt wird. Aktive Komponenten dürfen nur zur Steuerung, Instrumentierung oder als Armaturen eingesetzt werden. Handmaßnahmen dür-

fen nicht durchgeführt werden. Systeme dieser Kategorie sind u. a. Notkernkühlung oder Einspeisesysteme, die auf Gravitation basieren, aber z. B. durch elektro-pneumatische Armaturen gestartet werden.

2.2 Definitionen des EPRI

Im Advanced Light Water Reactor (ALWR) Utility Requirement Document von EPRI /ALW 90/ werden folgende Definitionen für Begriffe gegeben.

Passives System

Ein System, das primär passive Prinzipien (z. B. Naturumlauf, Schwerkraft, gespeicherte Energie) verwendet, um wichtige Sicherheitsfunktionen auszuführen. Die Benutzung aktiver Komponenten ist auf Ventile, Überwachung und Instrumentierung beschränkt.

Aktives System

Ein System, das vom Betrieb von mehreren aktiven Komponenten abhängt. Aktive Systeme hängen z. B. von Pumpen, großen Antrieben, Stromgeneratoren usw. ab.

Passiver Reaktor

Einfacher aufgebauter, kleinerer und deutlich verbesserter Leichtwasserreaktor, in dem Sicherheitsfunktionen hauptsächlich durch passive Systeme gewährleistet werden.

Bei den Anforderungen an passive Reaktoren, die im /ALW 90/ aufgeführt sind, gibt es einige Präzisierungen des Begriffes passive Systeme und zur Karenzzeit. Sicherheitstechnisch wichtige Systeme, die für die Auslegungsstörfälle benötigt werden, sollen passive Prinzipien für die Kühlmittleinspeisung, Kühlung und andere Funktionen benutzen. Passive Prinzipien sind Naturkräfte wie Schwerkraft, Naturumlauf, gespeicherte Energie wie in Batterien und in komprimierten Fluiden und Rückschlagklappen. Die Auslegung soll sich nicht auf Wechselstrom und kontinuierlich rotierende Maschinen stützen.

Zur Karenzzeit wird im /ALW 90/ Folgendes ausgeführt. Die passiven ALWR¹ müssen so ausgelegt werden, dass sie eine deutlich größere Karenzzeit als herkömmliche Reaktoren haben, bis der Operateur eingreifen muss. Bei Transienten und Störfällen sollen bis 72 h nach Eintritt der Störung keine Maßnahmen durch den Operateur erforderlich werden.

Die Definition der passiven Systeme im EPRI-Dokument stimmt mit der Definition der IAEA überein. Da bei EPRI die Benutzung von Ventilen und Überwachung erlaubt ist, würde dies bei den IAEA-Definitionen bedeuten, dass es sich um passive Systeme der niedrigsten Kategorie, Kategorie D, handeln würde.

2.3 Definitionen im deutschen Regelwerk

Im deutschen Regelwerk gibt es eine Definition der Begriffe der IAEA nicht. Verwandte Begriffe finden sich in der Begriffe-Sammlung des Kerntechnischen Ausschusses /KTA 10/. Sie werden im Folgenden wiedergegeben:

Passive Sicherheitseinrichtung

Sicherheitseinrichtungen, die eine Schutzfunktion ohne Stellglieder oder ohne Aggregate ausüben, z. B. Kernkühlmitteleinschluss, Sicherheitsbehälter und Abschirmung werden als passive Sicherheitseinrichtungen bezeichnet.

Aktive Sicherheitseinrichtung

Die aktive Sicherheitseinrichtung ist eine technische Einrichtung des Sicherheitssystems, die Schutzaktionen ausführt.

2.4 Schlussfolgerungen

Die IAEA hat eine Unterteilung von passiven Systemen vorgenommen, in der sich der Grad der Passivität widerspiegelt. Bei der Einteilung von passiven Systemen gemäß EPRI werden Systeme, die eine aktive Ansteuerung benötigen, als passive Systeme der niedrigsten Kategorie, Kategorie D, gezählt. Im deutschen Regelwerk gibt es nur

¹ Advanced Light Water Reactors, auf Deutsch: fortschrittliche Leichtwasserreaktoren

eine Klassifizierung von passiven Systemen und diese entspricht der IAEA-Kategorie A.

3 Bewertungsmöglichkeiten

Zur Sicherheitsanalyse von Kernkraftwerken werden in Deutschland deterministische Betrachtungen herangezogen. Die Auslegung für Sicherheitssysteme mit aktiven Komponenten nach deutschem Regelwerk verlangt in den meisten Bereichen die Beherrschung von Einzelfehler und Reparaturfall („n+2“). International ist in der deterministischen Auslegung von aktiven Sicherheitssystemen meist nur der Einzelfehler („n+1“) zu betrachten.

Einzelfehler sind bei passiven Komponenten nach deutscher Klassifizierung, also nach IAEA Kategorie A, im deutschen Regelwerk nicht zu unterstellen, weil die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Systems durch die Ausfallraten der aktiven Komponenten dominiert wird. In Deutschland gibt es keine rein passiven Systeme, so dass das Regelwerk diesen Fall nicht abdeckt. Laut deutschem Regelwerk ist des Weiteren der Reparaturfall auch für passive Systeme und Komponenten zu unterstellen.

Ergänzend zur deterministischen Betrachtung ist es international üblich, eine probabilistische Risiko- oder Sicherheitsanalyse (PRA oder PSA) anzufertigen, um die Wahrscheinlichkeit eines Kernschadens (PSA Stufe 1), der Freisetzung von Radioaktivität (PSA Stufe 2) und von Folgeschäden auf die Umwelt (PSA Stufe 3) zu ermitteln.

3.1 Probabilistische Sicherheitsanalyse

Im Rahmen von probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) (siehe auch /MIL 09/) muss u. a. die Zuverlässigkeit passiver Systeme bewertet werden. Derartige Systeme werden in der Regel in der Stufe 1 einer PSA behandelt. Wenn aber die Auslegung eines Reaktors die Funktion passiver Systeme auch bei schweren Unfällen mit Kernschäden vorsieht, wird deren Zuverlässigkeitsbewertung auch für PSA der Stufe 2 benötigt.

Der in Deutschland im Rahmen von Sicherheitsüberprüfungen für PSA heranzuziehende Leitfaden /BMU 05/ sowie die zugehörigen Methoden- /BFS 05/ und Datenbände

/BFS 05a/ enthalten keine direkten Aussagen zu passiven Systemen und der Bewertung ihrer Zuverlässigkeit.

Allerdings werden im Anhang I von /IAEA 09a/ Methoden zur Bestimmung der Zuverlässigkeit passiver Systeme diskutiert. Grundsätzlich sind zwei Versagensarten zu berücksichtigen. Neben dem „klassischen“ Versagen einer Komponente kann auch durch physikalische Phänomene (z. B. im Zusammenhang mit der Thermohydraulik oder den Anfangs- und Randbedingungen) eine Abweichung vom erwarteten Verhalten auftreten, was als funktionales Versagen bezeichnet wird. Zwei der sich allesamt noch in Entwicklung befindlichen Methoden werden in /IAEA 09a/ eingehender vorgestellt (RMPS, Reliability Methodology for Passive Systems, und APSRA, Assessment of Passive System Reliability). Es gibt noch kein allgemein anerkanntes Vorgehen, und weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf liegt vor.

Viele passive Systeme basieren auf Naturumlauf. Eine ausführliche Diskussion solcher Systeme und damit verbundener Phänomene findet sich in /IAEA 05/. Im Abschnitt 6.2 sowie ausführlich im Anhang 22 von /IAEA 05/ wird die Methodik zur Zuverlässigkeitsbewertung von Systemen mit Naturumlauf dargestellt, wobei speziell auf RMPS eingegangen wird. Diese Methodik ist wie folgt strukturiert:

- Identifizierung und Quantifizierung der unsicheren Parameter,
- Zuverlässigkeitsbewertung des passiven Systems, u. a. basierend auf thermohydraulischen Berechnungen,
- Einbindung des Ergebnisses in einer PSA.

In /NRC 04/ wird im Zusammenhang mit passiven Systemen das Problem thermohydraulischer Unsicherheiten angesprochen. Da die Funktion solcher Systeme auf Naturkräften wie der Schwerkraft beruht, sind die entsprechenden Antriebskräfte verglichen mit denen von Systemen mit Zwangsumlauf klein. Die zugehörigen Unsicherheiten in „best-estimate“ thermohydraulischen Analysen können deshalb von vergleichbarer Größe wie die berechneten Werte selbst sein. Dies kann dazu führen, dass Abläufe mit relevant großer Häufigkeit, die der „best-estimate“ Analyse folgend nicht zu Kernschäden führen, sich doch zu Kernschmelzunfällen entwickeln können, wenn die thermohydraulischen Unsicherheiten im PSA-Modell betrachtet werden.

Das MIT (Massachusetts Institute of Technology) hat bereits verschiedene Methoden zur Abschätzung der Zuverlässigkeit passiver Systeme bewertet. Zum einen besteht

die Problematik geeignete Parameter zu finden, wenn ein funktionales Versagen einer passiven Sicherheitsfunktion auf das Versagen oder die Degradierung einzelner Komponenten zurückgeführt werden soll. Dies kann zu komplexen Abhängigkeiten der Elemente innerhalb des Fehlerbaumes führen. Weiterhin stellt sich die Schwierigkeit dar, darüber Sicherheit zu erlangen, alle Versagensmechanismen eines passiven Systems zu kennen. Eine der vom MIT bewerteten Studien kam zu der Schlussfolgerung, dass passive Sicherheitssysteme aufgrund epistemischer Unsicherheiten und damit verbundener herabgesetzter Sicherheitsmargen in Einzelfällen weniger zuverlässig sein können als aktive Systeme /JAN 10a/.

Anhand der beschriebenen Maßnahmen der IAEA, der NRC und des MIT zur Entwicklung von PSA-Methoden ist zu sehen, dass die Zuverlässigkeitsbewertung passiver Systeme ein Schwerpunkt in der Entwicklung von Werkzeugen für die Bewertung von Reaktoren mit passiven Sicherheitssystemen ist. In den bisher durchgeführten PSA Analysen wird davon ausgegangen, dass die Beiträge des Ausfalls passiver Komponenten oder des funktionalen Versagens passiver Sicherheitssysteme vom Ausfall aktiver Elemente dominiert werden. In Anbetracht des zunehmenden Gewichts passiver Elemente in der Auslegung neuer Reaktoren der Generation III/III+ kommt auch dem Ausfall dieser Elemente größeres Gewicht zu. Die Entwicklung entsprechender PSA Techniken zur Bestimmung entsprechender Ausfallwahrscheinlichkeiten stellt daher aktuellen Forschungsbedarf dar.

3.2 Mögliche Vorteile beim Einsatz von passiven Systemen

Die wesentlichen Vorteile, die beim Einsatz von passiven Systemen gesehen werden, sind die Einfachheit sowie eine Erhöhung der Sicherheit.

Die einfache Struktur von passiven Systemen zeichnet sich dadurch aus, dass diese keine komplexen Kontroll- oder Hilfssysteme und teilweise keine externe Energieversorgung benötigen /IAEA 96/.

Passive Systeme werden lediglich durch physikalische Randbedingungen aktiviert, bei denen keine Handeingriffe des Operateurs notwendig sind. Das bedeutet, dass die Anzahl oder die Auswirkung von menschlichen Fehlhandlungen verringert werden können. Dies gilt sowohl für versehentliche als auch für vorsätzliche Schalthandlungen, wie Sabotage /IAEA 96/.

Der sicherheitstechnische Aspekt kann am gestaffelten Sicherheitskonzept erläutert werden.

Die Vorteile von passiven Systemen in der Sicherheitsebene 1 liegen darin, dass sich die Anlage nach Transienten träger verhält. Damit steht mehr Zeit zur Verfügung, bis sicherheitstechnisch wichtige Systeme eingreifen müssen.

In der zweiten Sicherheitsebene werden passive Systeme zum Beispiel zur Nachwärmeabfuhr eingesetzt.

Passive Sicherheitssysteme können in der dritten Sicherheitsebene sicherheitstechnisch wichtige Funktionen ersetzen oder unterstützend wirken. Zudem dienen sie der Diversität oder können die notwendige Anzahl von Redundanzen der aktiven Sicherheitssysteme reduzieren.

Bzgl. der vierten Sicherheitsebene dienen passive Sicherheitssysteme der Reduzierung des Risikos einer Freisetzung, indem sie bspw. eine Kernschmelze verhindern oder die Auswirkungen einer Kernschmelze mindern, ohne dafür Hilfssysteme zu benötigen /IAEA 96/.

Je nach Blickwinkel ist die verminderte Einflussmöglichkeit des Betriebspersonals auf das Verhalten und den Betrieb eines passiven Systems als positiv oder negativ zu sehen. Durch die begrenzte Einflussnahme der Schicht ist die Einleitung von Notfallprozeduren nur sehr beschränkt möglich. Die Betriebserfahrung zeigt jedoch auch, dass Fehlhandlungen der Schicht zu einem schwerwiegenderen Störfallablauf beitragen können /IAEA 96/.

3.2.1 EPR-Ansatz

Im Rahmen der Entwicklung des EPR wurde der Einsatz von passiven Systemen untersucht /IAEA 96/. Dabei wurden vier Kriterien als Grundlage für die Beurteilung der passiven Systeme entwickelt.

Das erste Kriterium ist, dass der Anlagenaufbau sich durch den Einsatz von passiven Systemen vereinfacht, bzw. nicht komplexer wird. Wenn möglich, sollen aktive Systeme durch passive ersetzt werden oder zumindest einfacher gestaltet werden können.

Als zweites Kriterium sollte der Betrieb der Anlage durch den Einsatz von passiven Systemen vereinfacht werden. Während der normalen Betriebsmodi wie Anfahren der Anlage, Stillstand oder Revision sollen die passiven Systeme nicht eingreifen. Daher muss auch die fälschliche Aktivierung von passiven Systemen untersucht werden. Ein wichtiger Punkt ist, dass die Möglichkeit der Wartung und der Prüfung bestehen soll.

Die letzten beiden Kriterien beziehen sich auf die Sicherheit und die Kosten. Das bedeutet, dass der Einsatz von passiven Systemen einen sicherheitstechnischen und ökonomischen Vorteil bringen soll. Dazu gehört auch, dass durch die Nutzung von neuartigen Systemen keine neuartigen einleitenden Ereignisse ermöglicht werden sollen und weiterhin das bewährte gestaffelte Sicherheitskonzept beachtet wird /IAEA 96/.

Der Großteil der für den EPR betrachteten passiven Systeme wurde anhand der genannten Kriterien verworfen. Umgesetzt wurden die folgenden Maßnahmen im EPR, basierend auf passiv wirkenden Neuerungen, robusterer Auslegung und konstruktiven Änderungen:

- Größeres Druckhalter- und Dampferzeugervolumen, um die Reaktion der Anlage auf Transienten und Störungen träger zu machen,
- Umschaltung des Notkühlsystems zwischen Kernfluten und Sumpfbetrieb durch kombiniertes Flutbecken und Sumpf, den IRWST, nicht mehr nötig,
- Passive Niederdruckeinspeisung in Kühlmittleitung sowohl heiß- als auch kaltseitig zur Vermeidung von Brennstoffversagen,
- Tieferliegender Kern, zur Vermeidung von Kernfreilegung während eines kleinen Kühlmittelverluststörfalls (KMV),
- Eliminierung von Durchführungen im RDB-Boden für Instrumentierungsanlagen,
- Passiv angesteuerte Druckhaltersicherheitsventile,
- Core Catcher zur Kühlung von ausgetretener Kernschmelze,
- Ein großes Wasserreservoir im Containment, das die Schmelze schwerkraftgetrieben kühlt,

- Doppel-Containment mit EVA²-sicherer Außenhaut, abgedichteter Innenschale und niedrigem Druck durch gefilterte Absaugung im Zwischenraum.

Zusätzlich zu diesen Neuerungen wurden folgende Ideen passiver Systeme einer genaueren Prüfung unterzogen, schafften den Sprung in das EPR-Konzept jedoch nicht:

- Primärseitige, passiv wirkende Hochdruck-Wärmetauscher, ähnlich zu PXS (Passive Core Cooling System) im AP1000
- Tertiärkreis zur Kühlung der Dampferzeuger, ähnlich zur passiven DE-Kühlung (SPOT) im WWER1000/AES92
- Passives Notspeisewassersystem, ebenfalls ähnlich zu SPOT
- Sekundäre Druckentlastung (bleed) mit passiver Einspeisung (feed)
- Mitteldruck-Druckspeicher für den Primärkreis, ähnlich den Hydroakkumulatoren der ersten Stufe im WWER1000/AES92
- Schwerkraftgetriebene Niederdruckeinspeisung aus dem Sumpf durch primärseitige Druckentlastung, ähnlich der Langzeitkühlung im AP1000
- Kühlung des Metall-Containments durch Wasser und Luft, vergleichbar mit dem PCCS (Passive Containment Cooling System) des AP1000
- Kühlung des Sumpfs durch eine passive Kühlkette mit Naturumlauf und Zwischenkühler
- Kühlung der Containmentatmosphäre durch Kondensatoren, ähnlich dem PCCS (Passive Containment Cooling System) bei ESBWR oder dem Gebäudekondensator bei KERENA

Manche Systeme, die für den EPR betrachtet, aber nicht verwendet wurden, wurden bei der Konzipierung von anderen Reaktoren berücksichtigt. Eine Zusammenstellung der konkreten Systeme ist in den folgenden Abschnitten gegeben.

² Einwirkungen von Außen

4 Passive Systeme

In diesem Kapitel werden passive Komponenten aus den folgenden Reaktorkonzepten betrachtet:

- ACR1000 von Atomic Energy of Canada Limited (AECL) /KRD 10/
- AP1000 von Toshiba/Westinghouse /OLJ 10/ (siehe Abbildung 4-1)
- APR1400 von Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP) /HEM 10/ (siehe Abbildung 4-2)
- EPR von Areva NP /WAM 10/
- ESBWR von GeneralElectric/Hitachi (GEH) /BON 10/ (siehe Abbildung 4-3)
- KERENA von Areva NP /HEM 10a/ (siehe Abbildung 4-4)
- WWER1000/AES92 von Atomstroyexport /MUE 10/, auch WWER1000/W-466B genannt (siehe Abbildung 4-5)

In Tabelle 4-1 ist ein Überblick über einige Sicherheitsfunktionen der betrachteten Reaktorkonzepte zusammengetragen.

Tab. 4-1: Charakteristische Merkmale für die betrachteten Reaktorkonzepte /WET 94/

	Abschaltung des Reaktorkerns	Druckabbausystem	Nachspeisung von Kühlmittel	Nachwärmabfuhr	Karenzzeit bei Auslegungsstörfällen
ACR1000	Passiv	Aktiv	Passiv	Aktiv	15 min/30 min/8 h ³
AP1000	Passiv	Passiv	Passiv	Passiv	72h
APR1400	Passiv	Aktiv	Aktiv	Aktiv	30 min
EPR	Passiv	Aktiv	Aktiv	Aktiv	30 min
ESBWR	Passiv	Passiv	Passiv	Passiv	72 h
KERENA	Passiv	Passiv	Passiv und aktiv	Passiv und aktiv	72 h
WWER1000 /AES92	Passiv	Passiv	Passiv	Passiv	Nicht spezifiziert

³ Entsprechend Angaben aus /AECL 10/ sind innerhalb von 15 Minuten keinerlei Handlungen innerhalb der Warte nötig, innerhalb von 30 Minuten keine Handlungen außerhalb der Warte und bei den meisten Auslegungsstörfällen sind innerhalb von 8 Stunden keine Operatoreingriffe vorgesehen.

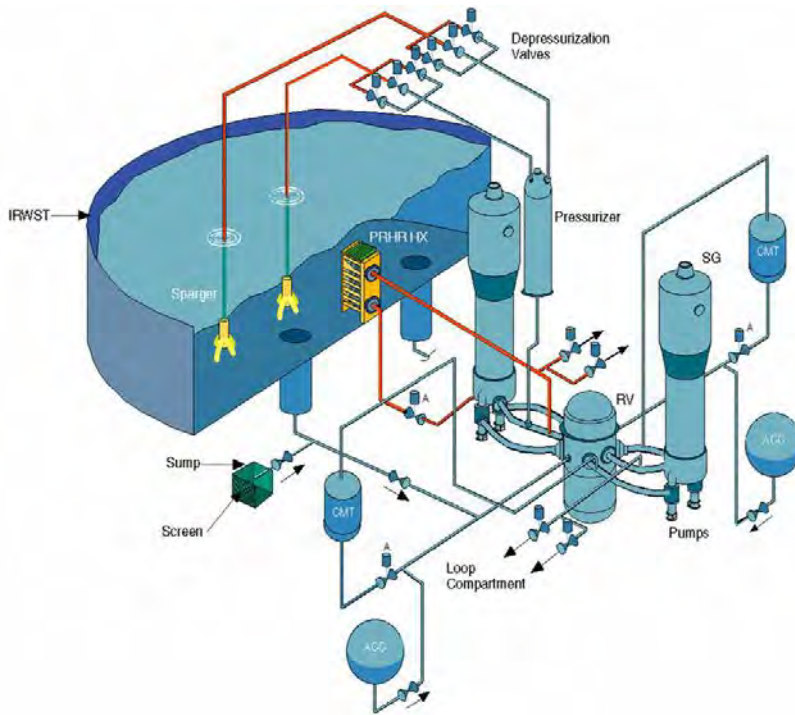


Abb. 4-1: Übersicht über die passiven Sicherheitssysteme des AP1000 /OLJ 10/

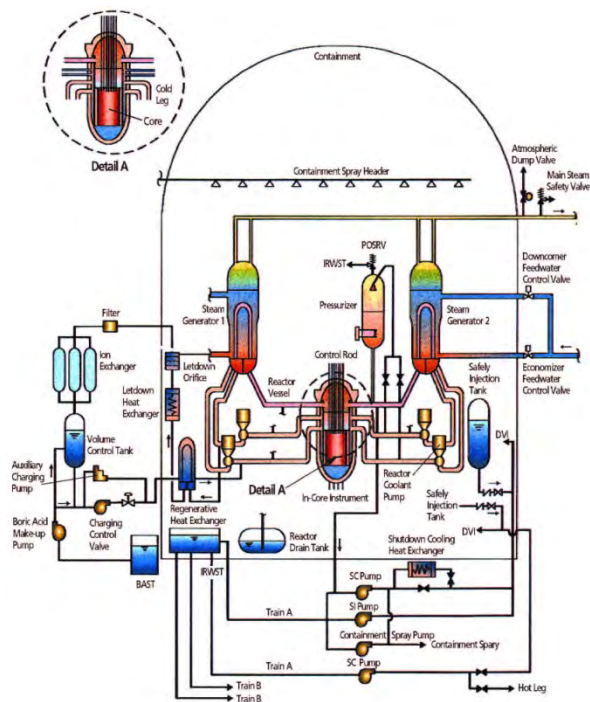


Abb. 4-2: Übersicht über die Sicherheitssysteme des APR1400 /HEM 10/

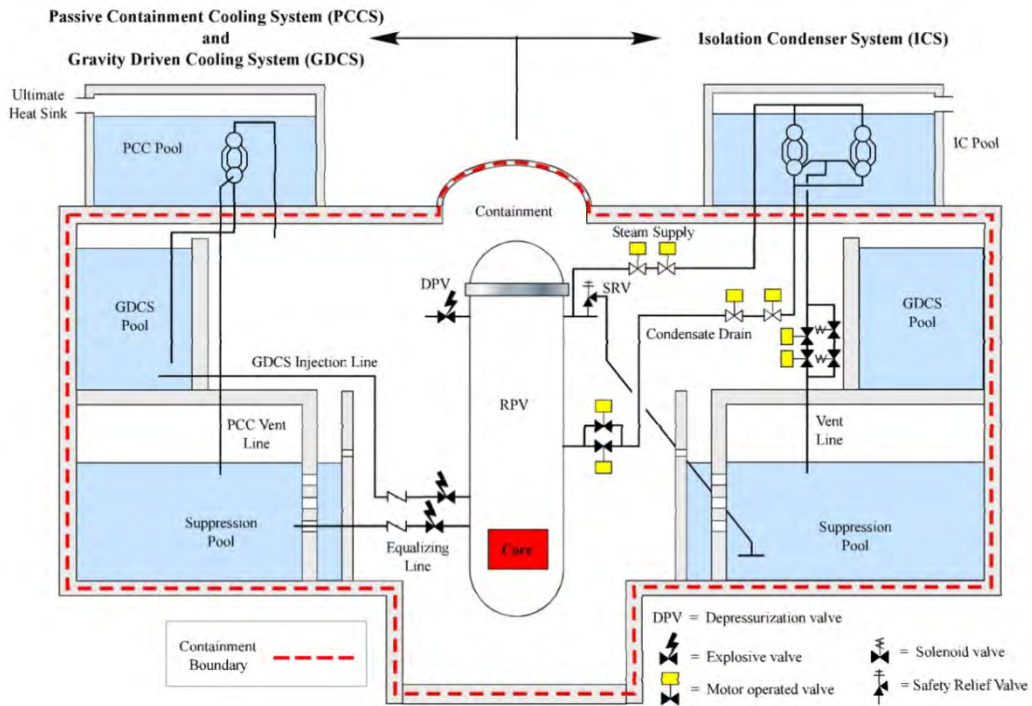


Abb. 4-3: Übersicht über die passiven Sicherheitssysteme des ESBWR /BON 10/

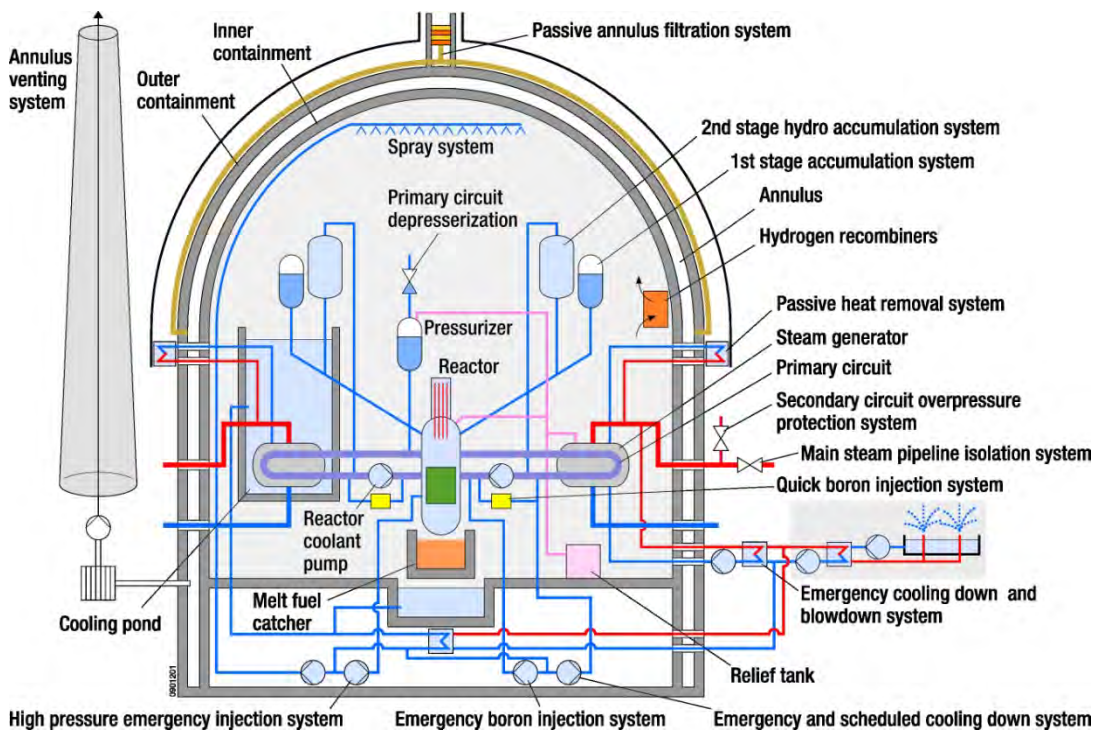


Abb. 4-4: Übersicht über die Sicherheitssysteme des WWER1000/AES92 /MUE 10/

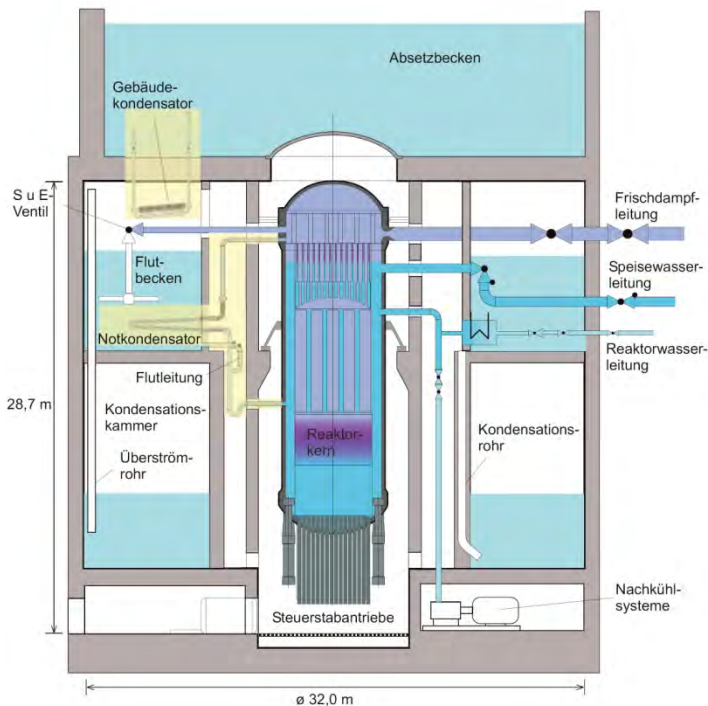


Abb. 4-5: Übersicht über passive Sicherheitssysteme bei KERENA /HEM 10a/

4.1 Ventile

Passiv wirkende Ventile werden bereits bei in Betrieb befindlichen Anlagen eingesetzt, bspw. als federbelastete und eigenmedium-gesteuerte Sicherheits- und/oder Entlastungsventile. Diese Sicherheitsventile werden vorwiegend am Druckhalter (DWR), an der FSA-Station (DWR) oder an der Frischdampfleitung (SWR) eingebaut. Im AP1000-Design kommen Explosionsventile (Squib-Ventile) mit großen Durchmessern zum Einsatz, der APR1400 nutzt Squib-Ventile zum Einleiten der RDB-Außenkühlung. Der ESBWR nutzt Squib-Ventile zur Aktivierung von passiven Sicherheitssystemen, zum Beispiel im GDCS und zur Druckentlastung. Teilweise ersetzen die Squib-Ventile bisherige Ventile, die zur primären Druckentlastung und damit Verhinderung einer Hochdruckschmelze eingesetzt wurden.

Aus dem Grund, dass Squib-Ventile für die Einleitung von passiven Funktionen in einigen Reaktorkonzepten sehr intensiv genutzt werden und daher auch einen großen Einfluss auf die Zuverlässigkeit der passiven Systeme hat, werden Aufbau, Funktionsweise und bekannte Ausfälle im Folgenden vorgestellt.

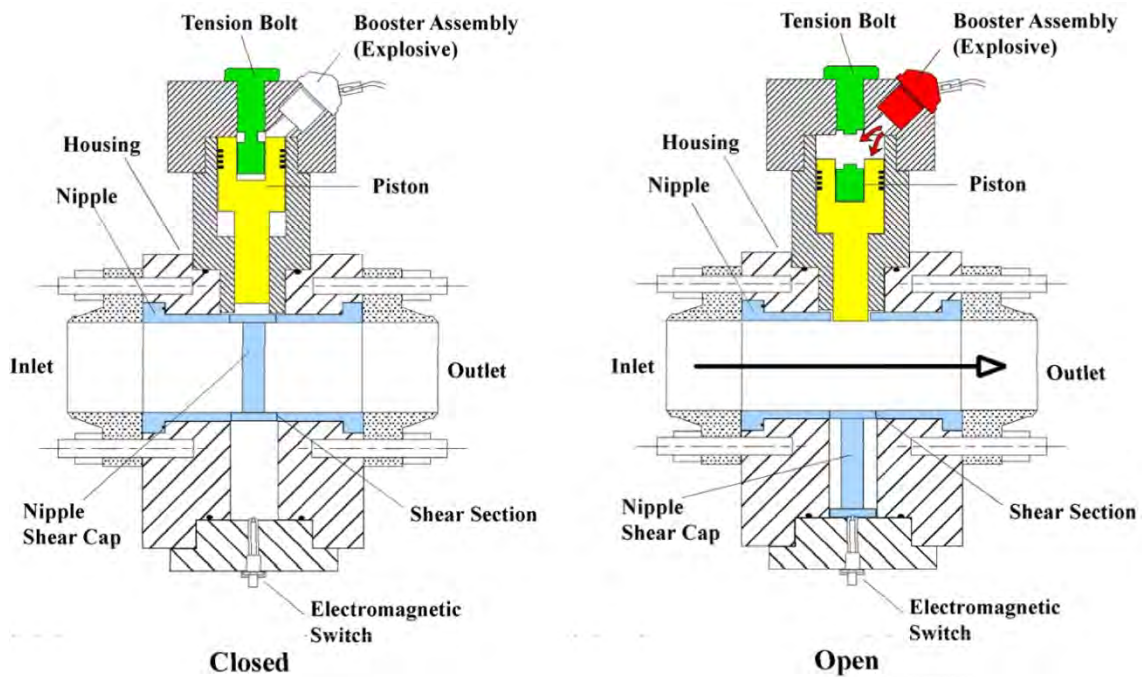


Abb. 4-6: Funktionsskizze eines Squib-Ventils am Beispiel eines im ESBWR verwendeten Modells /BON 10/

4.1.1 Squib-Ventile

Die Squib-Ventile (siehe Abbildung 4-6) nutzen explosive Ladungen zum Öffnen des Leitungsquerschnitts. Bisherige Erfahrungen wurden bei kleineren Durchmessern bereits im Kraftwerksbau und in der Raumfahrt gesammelt. Eine große Herausforderung der Squib-Ventile ist die Wartung. Die US NRC hat zu dem generischen Aspekt bereits eine Ausarbeitung angefertigt (Nureg-0933: Resolution of Generic Safety Issues). Im Issue 10, „Surveillance and Maintenance of TIP isolation valves and squib charges“, wird auf die Ausfallrate von Squib-Ventilen eingegangen /NRC 10/.

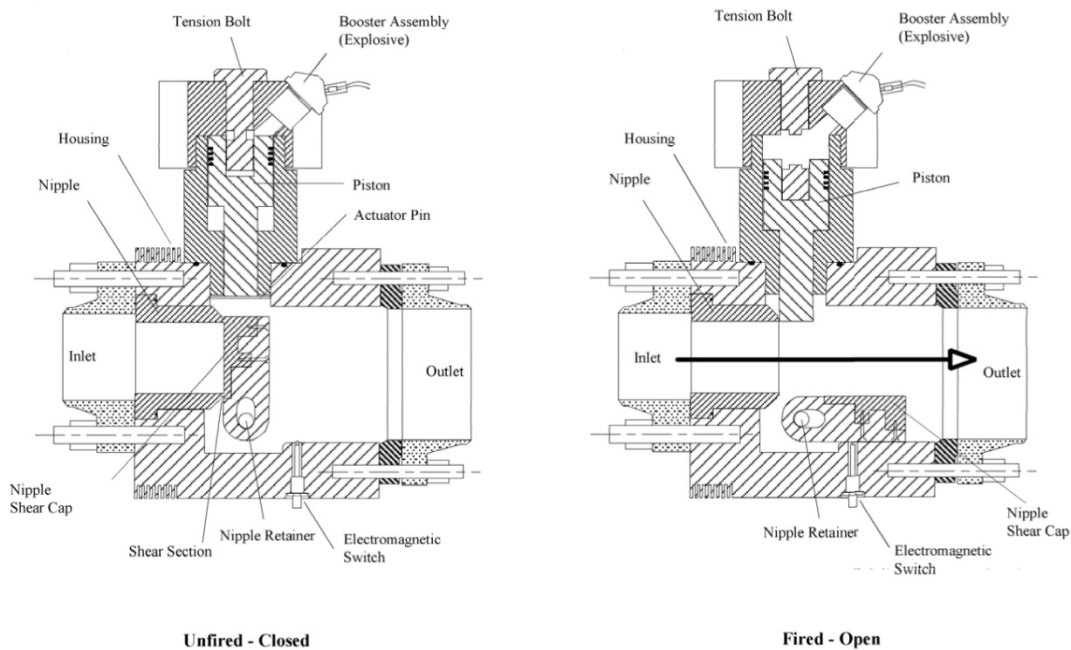


Abb. 4-7: Funktionsskizze eines Squib-Ventils zur Druckentlastung im ESBWR /BON 10/

Die Problematik bei der Wiederkehrenden Prüfung von Squib-Ventilen ist, dass diese nur einmal durchgeführt werden kann. Dazu wird die Ladung ausschließlich elektrisch gezündet. Daher ist eine aussagefähige integrale wiederkehrende Prüfung von der Auslöseeinheit bis zur Zündung nicht möglich. So können z. B. Verdrahtungsfehler, die bei einem solchen Test nicht detektiert werden können, zu dem Ausfall eines Ventils führen /VOS 09/.

4.1.2 Bekannte Ausfälle

Die Squib-Ventile werden bereits in einigen Anlagen eingesetzt. In den USA wurde bereits von folgenden Ausfällen berichtet.

Durch einen herstellungsbedingten Verdrahtungsfehler waren die Squib-Ventile nicht einsatzfähig. Durchgeführte Tests hatten zwar das ordnungsgemäße Zünden der Ventile, jedoch nicht den Verdrahtungsfehler entdeckt. Die Warteninstrumentierung lieferte ebenfalls keinen Hinweis auf den Fehler. Dadurch war das „Standby Liquid Control System“ über einen längeren Zeitraum nicht verfügbar.

Es wurde über weitere Ereignisse berichtet, bei denen es in mehreren Fällen zu Ausfällen von Squib-Ventilen infolge loser Anschlüsse, unerkannter durchgebrannter Sicherungen, ungeeigneter Installationen und ungeeigneter Zündladungen kam /VOS 09/.

4.2 Passive Systeme zur Nachwärmeabfuhr

Bisherige Systeme zur Nachwärmeabfuhr haben zumeist Pumpen mit hoher Fördermenge oder hoher Nullförderhöhe verwendet, wie zum Beispiel die Sicherheitseinspeise- und Nachkühlpumpen im des KONVOI. Doch auch im Not- und Nachkühlsystem wurde bereits der Druckspeicher als passive Komponente verwendet. Weiterhin gewinnt die passive primärseitige Einspeisung durch Schwerkraft, sowohl im Niederdruck als auch bei vollem RDB-Druck, in Reaktoren der Generation III/III+ verstärkt an Einfluss, ebenso die Kühlung des RDB durch absperrbare Wärmetauscher. Im Bereich Langzeitkühlung wird das Prinzip des zweiphasigen Naturumlaufs verwendet. Zur Kühlung der Dampferzeuger wurde zudem ein System entwickelt, um die Sekundärseite mittels eines Wärmetauschers passiv zu kühlen.

4.2.1 Druckspeicher

Druckspeicher als Teil des Notkühlsystems werden bereits in bestehenden Kernkraftwerken eingesetzt. Sie bestehen aus einem Tank, der zu 75 % mit borierterem Wasser gefüllt ist. Ein Gaspolster (Stickstoff oder Inertgase) füllt den Tank auf. Der Druckspeicher wird von Rückschlagarmaturen abgesperrt. Die Absperrung wird durch die Druckdifferenz zwischen dem Druckspeicher und dem Reaktorkühlsystem gewährleistet. Laut IAEA sind Druckspeicher passive Komponenten der Kategorie C.

Die Druckspeicher beim EPR stehen unter höherem Druck, um frühzeitiger einspeisen zu können. Diese werden weiter mit Stickstoff beaufschlagt und konstruktive Änderungen sind nicht bekannt.

4.2.2 Flutbehälter

Bei den Flutbehältern wird versucht, die Funktionen des Sumpfes und des Kühlmittelvorrates zusammenzulegen und in das Containment zu integrieren (In-containment Refueling Water Storage Tank - IRWST). Zur passiven Niederdruckeinspeisung werden schwerkraftgetriebene Behälter verwendet. Im Bereich Hochdruckeinspeisung

wurden Core Make-up Tanks entwickelt, welche durch geodätische Überhöhung und Anbindung an den Primärkreis Kühlmittel bereits bei Betriebsdruck einspeisen können.

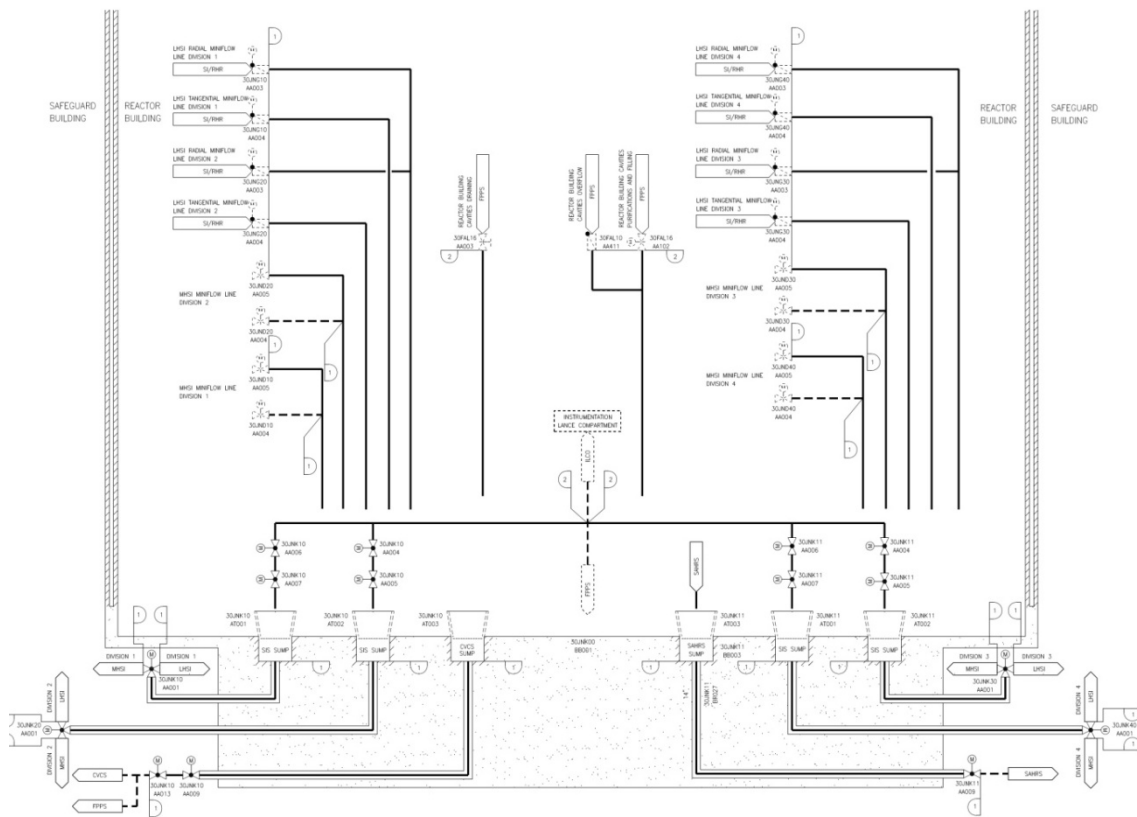


Abb. 4-8: Anschlüsse des IRWST beim EPR /WAM 10/

4.2.2.1 IRWST

In den Konzepten EPR (Areva NP) und APR1400 (KHNP) dient der IRWST als Flutbehälter und Sumpf, so dass die Einspeisesysteme bei KMV nicht zwischen den Kühlmittelbehältern umgeschaltet werden müssen.

Beim AP1000 (Toshiba/Westinghouse) existiert neben dem IRWST noch ein Sumpf, da der IRWST gegenüber dem Primärkreis geodätisch überhöht ist (siehe Abbildung 4-17). Der Großteil des kondensierenden Dampfes bei Kühlmittelverlust-Störfällen wird beim AP1000 in den IRWST geleitet.

4.2.2.2 Schwerkraftgetriebene Behälter

Die schwerkraftgetriebenen Behälter sind Flutbehälter, die mit kaltem, boriiertem Wasser gefüllt sind. Im Falle des AP1000 ist der IRWST dieser Behälter, bei KERENA entsprechend die Kernflutbecken. Unter normalen Anlagenbedingungen ist der Flutbehälter über eine Absperrarmatur oder Rückschlagklappe gegen den RDB verriegelt. Im Anforderungsfall muss diese Armatur öffnen, entweder durch ein leittechnisches Signal oder durch entsprechende Druckverhältnisse. Aufgrund der geodätischen Anordnung und dem daraus resultierenden hydrostatischen Druck kann das Wasser Richtung Reaktorkern fließen. Bei einer Konstruktion mit Absperrarmatur wie im AP1000 entspricht diese Komponente den Anforderungen der Kategorie D. Mit einer federbelasteten Rückschlagklappe wie in KERENA wird die Komponente der Kategorie C zugeordnet.

Der ESBWR nutzt das GDCS zur passiven Niederdruckeinspeisung, ähnlich dem Kernflutbecken bei KERENA. Durch den Einsatz von Squib-Ventilen in der Zuleitung zum RDB ist das System der Kategorie D zugehörig.

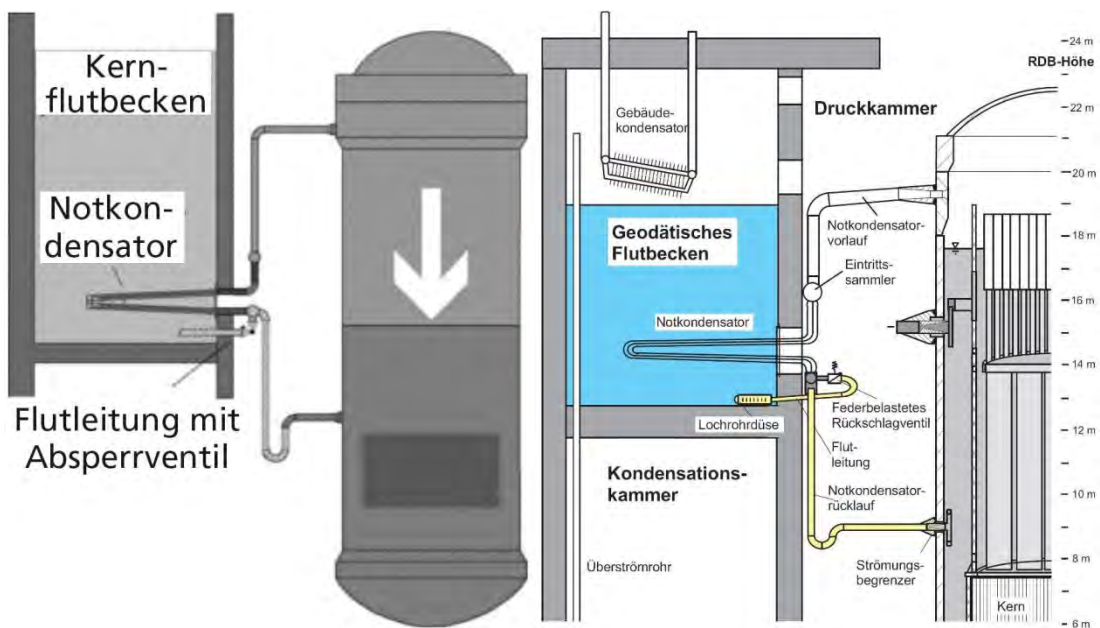


Abb. 4-9: Funktionsweise und Detailzeichnung des Kernflutsystems in KERENA /HEM 10a/

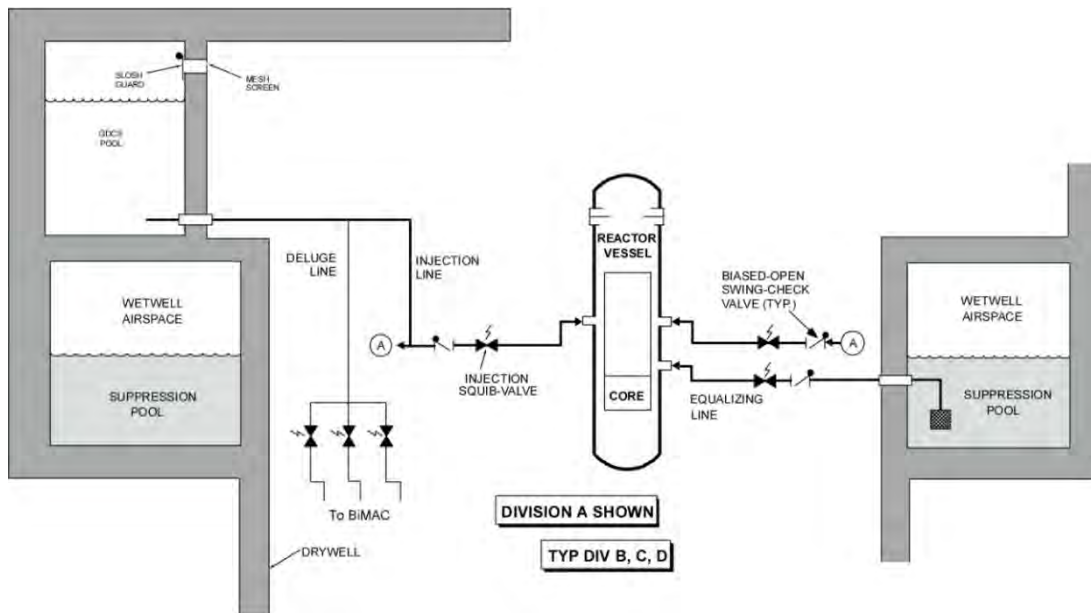


Abb. 4-10: GDCS-System zur Niederdruckeinspeisung beim ESBWR /BON 10/

4.2.2.3 Core Make-up Tank

Die Core Make-up Tanks sind gegenüber dem Primärkreis erhöht angeordnet und mit boriiertem Wasser gefüllt. Durch eine Verbindung zum Primärkreis wird der Systemdruck aufgeprägt. Der Tank ist zum Reaktorkern hin mit einer Absperrarmatur abgesperrt, welche im Anforderungsfall geöffnet wird. Aufgrund der geodätischen Anordnung und dem daraus resultierenden hydrostatischen Druck kann das Wasser in den Reaktorkern fließen und sich ein Naturumlauf einstellen, der die Kernkühlung sicherstellt. Als Konsequenz dessen, dass zur Aktivierung des CMT leittechnische Signale notwendig sind, wird dieser der Kategorie D der passiven Systeme zugeordnet.

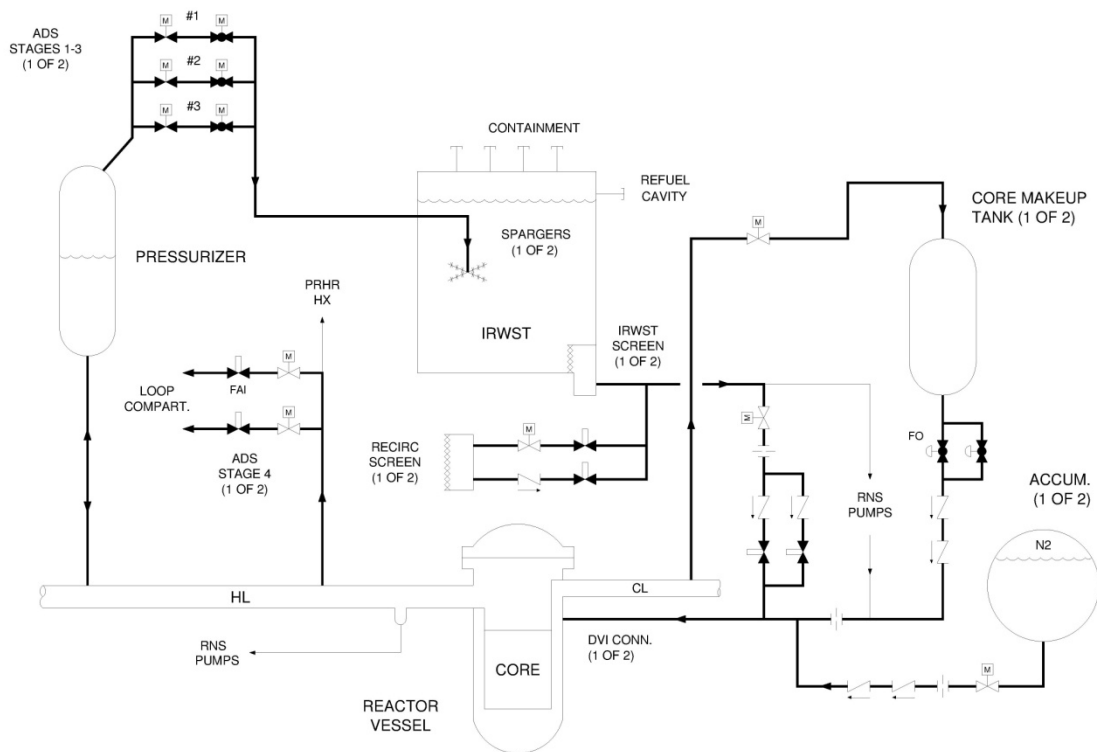


Abb. 4-11: Funktionsplan der primärseitigen Sicherheitssysteme im AP1000 mit ADS1-4, CMT, Druckspeichern, IRWST und Sumpfanschluss /OLJ 10/

Bei dem Design AP1000 sind Core Make-up Tanks (CMTs, siehe Abbildung 4-11) zur Hochdruckeinspeisung vorgesehen. Bei niedrigem DH-Füllstand wird die Leitung zum RDB durch ein leittechnisches Signal geöffnet und es tritt zunächst ein Naturumlauf ein, welches das kalte, borierte Kühlmittel aus den CMTs in den RDB befördert. Anschließend tritt bei sinkendem Druck Dampf Bildung auf, welcher sich im CMT sammelt. Das vorher enthaltene Wasser füllt den Kern auf. Die CMTs sind zur Überbrückung der Zeit bis zur Druckentlastung vorgesehen.

Im ACR1000 werden die CMTs (siehe Abbildung 4-12), im Falle eines KMV zum Volumenausgleich und zur Druckstützung des intakten Loops verwendet, um die Nachwärmeabfuhr im intakten Loop durch einphasigen Naturumlauf sicherzustellen. Für den Loop, in dem der KMV auftritt, speisen zunächst die CMT ein, anschließend greifen Druckspeicher ein und verhindern ein Trockenfallen der Brennelemente.

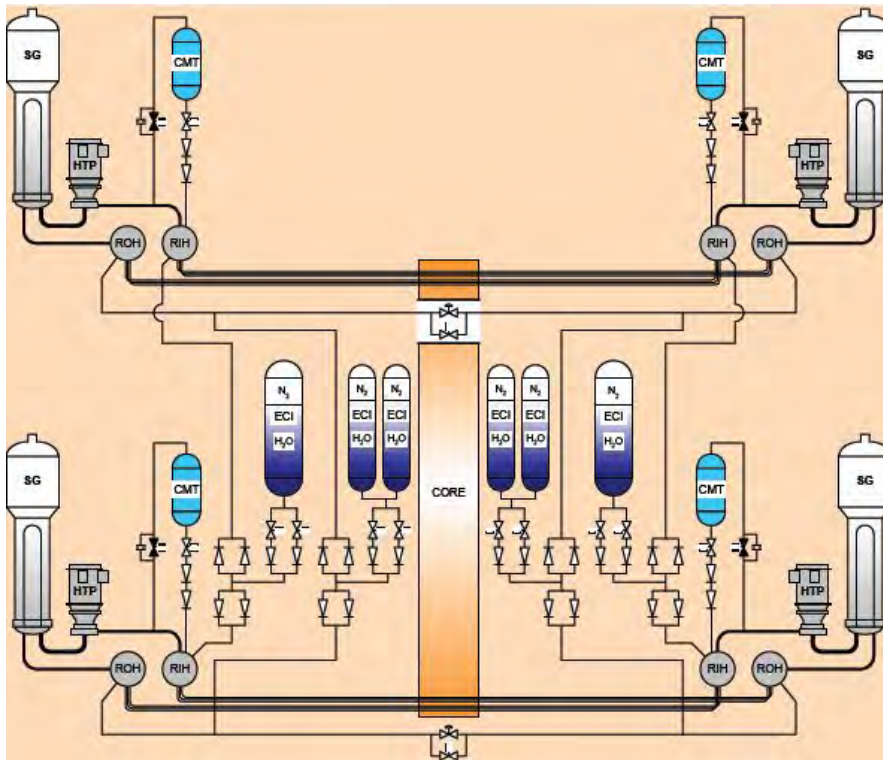


Abb. 4-12: Primärseitige Sicherheitseinspeisung im ACR1000 /KRD 10/

Im WWER1000/AES92 werden als zweite Stufe im passiven Teil des Notkühlsystems und damit im Niederdruckbereich Hydroakkumulatoren verwendet (siehe Abbildung 4-13). Gemäß Schaltbildern gleichen diese im Aufbau den CMTs, unterscheiden sich jedoch im Aufgabenbereich. Im WWER werden die insgesamt acht Hydroakkumulatoren mit je 120 m^3 als Niederdruckeinspeisung ab einem Systemdruck von 15 bar verwendet. Um dies zu ermöglichen, sind die Verbindungsleitungen zum Reaktorkühlkreislauf im Betrieb mit Rückschlagklappen gesichert, die federunterstützt ab einem Primärdruck von 15 bar öffnen. Im Inneren des Hydroakkumulators sind verschiedene hohe Standrohre installiert, durch die bei fallendem Behälterfüllstand schrittweise weniger Rohrquerschnitt freigegeben und damit die Ausspeisung verzögert wird. Durch diesen Aufbau soll laut Hersteller bei Abriss einer Hauptkühlmittelleitung und gleichzeitigem Ausfall der aktiven Notkühlung aber funktionsfähigen Druckspeichern und Hydroakkumulatoren eine Karenzzeit von 24 h erreicht werden.

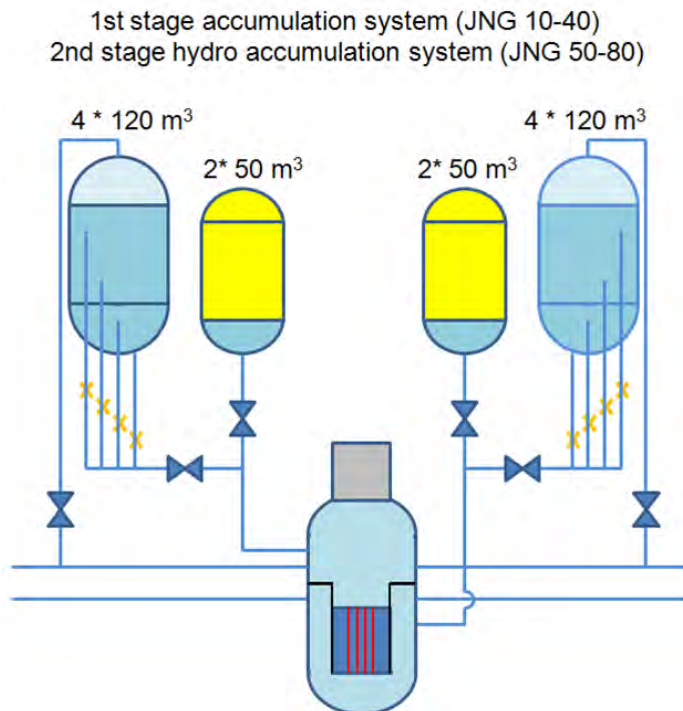


Abb. 4-13: Prinzipbild der Hydroakkumulatoren der ersten und zweiten Stufe im WWER1000/AES92 /MUE 10/

4.2.3 Nachwärmeabfuhr aus dem RDB (DWR)

Passive Nachwärmetauscher werden in fortschrittlichen Druckwasserreaktorkonzepten verwendet. Die Wärme wird im Wärmetauscher vom flüssigen Reaktorkühlmittel auf eine Wasservorlage im Containment übertragen, es bildet sich primärseitig ein Naturumlauf aus. Das System steht gewöhnlich unter vollem Primärdruck und ist betriebsbereit. Durch Öffnen eines Ventils kann der Wärmetauscher in Betrieb genommen werden.

Beim AP1000 wird die Nachwärme passiv durch das einsträngige Passive Residual Heat Removal System (PRHR, siehe Abbildung 4-1 und 4-14) abgeführt, indem ein Absperrventil in der Rückleitung vom Wärmetauscher zum kalten Strang geöffnet und der Naturumlauf gestartet wird. Der im hochgelegenen IRWST befindliche Wärmetauscher wird über einen Anschluss im heißen Strang bedient und ist die Wärmesenke für den Naturumlauf. Der PRHR ist der passiven Kategorie D zugeordnet.

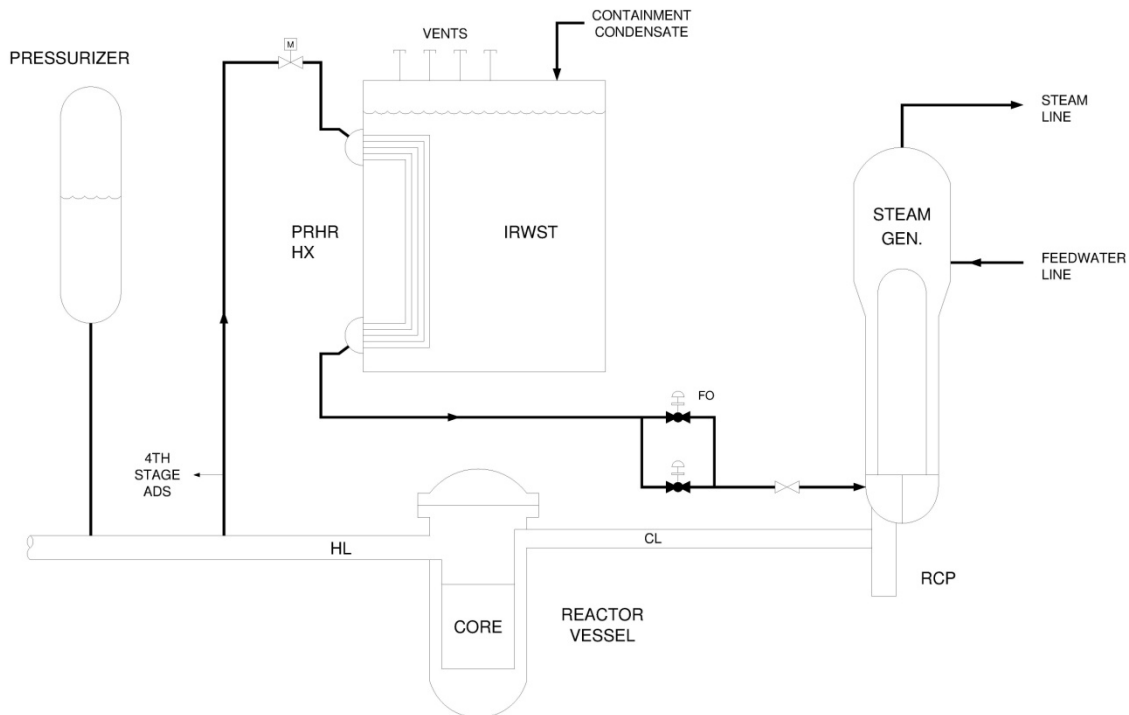


Abb. 4-14: PRHR-System des AP1000 /OLJ 10/

4.2.4 Nachwärmeabfuhr aus dem RDB (SWR)

In fortschrittlichen Siedewasserreaktoren sollen Notkondensatoren zum Einsatz kommen und die Wärmeabfuhr bei Nichtverfügbarkeit der primären Wärmesenke (Turbine/Kondensator) gewährleisten. Während des normalen Betriebes ist der Reaktor vom Notkondensator getrennt. Im Anforderungsfall strömt der Dampf durch Öffnen einer Armatur oder veränderte thermohydraulische Bedingungen in die Wärmetauscherrohre des Notkondensators. Dort kondensiert der Dampf und das Kondensat fließt aufgrund der Gravitation wieder in den Reaktorkern zurück.

Bei KERENA dient der Notkondensator (NOKO, siehe Abbildung 4-15) zum Druckabbau und zur Nachwärmeabfuhr aus dem Primärkreis in das Flutbecken. Dabei wird der NOKO durch sinkenden RDB-Füllstand aktiviert, indem Dampf in den NOKO eindringt, kondensiert und in den RDB zurückfließt. Durch dieses Funktionsprinzip und die direkte, nicht-abspernbare Verbindung zum RDB kann der NOKO als passive Komponente der Kategorie B eingeordnet werden. Damit kann, im Gegensatz zum Abblasen über die Sicherheits- und Entlastungsventile, die Nachwärmeabfuhr ohne Kühlmittelverlust bewerkstelligt werden.

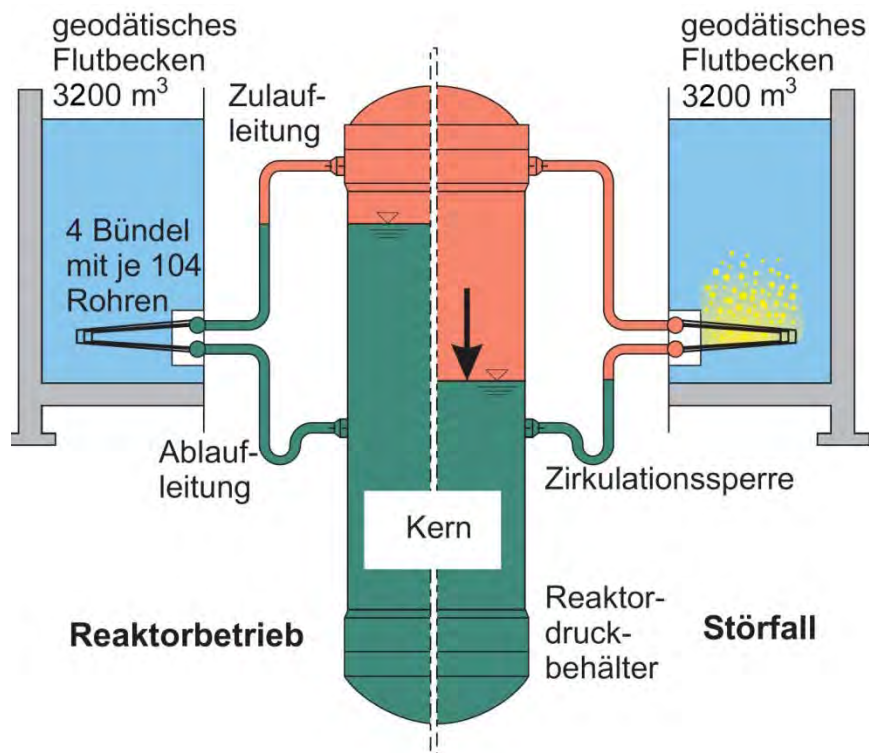


Abb. 4-15: Funktionsweise des Notkondensators in KERENA /HEM 10a/

Der Isolation Condenser des ESBWR ist in einem hochgelegenen Wasserreservoir untergebracht, hat einen Anschluss an der Frischdampfleitung, eine Kondensat-Rückleitung in den Rückströmraum und zwei Wärmetauscherrohrbündel. Im Leistungsbetrieb ist die Rückleitung abgesperrt, zur Nachwärmeabfuhr wird die Leitung geöffnet, so dass sich ein Naturumlauf ausbilden kann. Durch den Isolation Condenser kann Nachwärme ohne Kühlmittelverlust abgeführt werden. Durch das Konstruktionsprinzip mit betrieblich geschlossenem Ventil ist der Isolation Condenser ein passives Bauteil der Kategorie D.

Isolation Condenser System

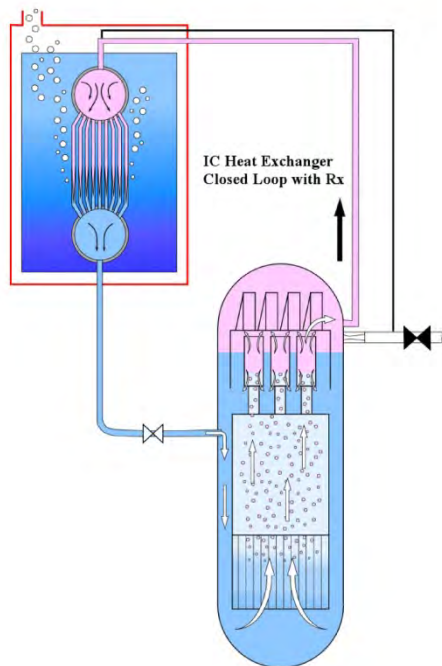


Abb. 4-16: Prinzipskizze des Isolation Condenser im ESBWR /BON 10/

4.2.5 Naturumlauf im Sumpf

Beim AP1000 sammelt sich bei einem KMW das ausgetragene Kühlmittel im Reaktorsumpf an (siehe Abbildung 4-17). Wenn der geflutete RDB komplett in Wasser eingetaucht ist und eine Absperrarmatur öffnet, bildet sich ein zweiphasiger Naturumlauf aus. Die Nachzerfallswärme wird über Sieden im Kern abgeführt, der erzeugte Dampf entweicht durch die geöffneten Ventile der automatischen Druckentlastung, ADS Stufe 4, und gelangt in das Containment. An der Stahlhülle wird der Dampf kondensiert und fließt in den IRWST zurück. Dieses System entspricht der Kategorie D.

Ähnlich funktioniert auch der Sumpfbetrieb bei KERENA. Die Nachwärme wird im Kern durch Verdampfen abgeführt, gelangt über die geöffneten S/E-Ventile in die Druckkammer und kann an den Gebäudekondensatoren (vgl. Kapitel 4.3.2 und Abbildung 4-19) kondensiert werden. Durch gravitative Einwirkung gelangt das Kondensat in das darunterliegende Kernflutbecken und von dort über die Kernflutleitungen zurück in den Reaktordruckbehälter. Das System bzw. dieser Betriebsmodus hängt von den vorher erfolgreich abgelaufenen Funktionen Druckentlastung und Kernfluten ab und ist in Anlehnung an deren Klassifizierung in die Kategorie Passiv C einzuordnen.

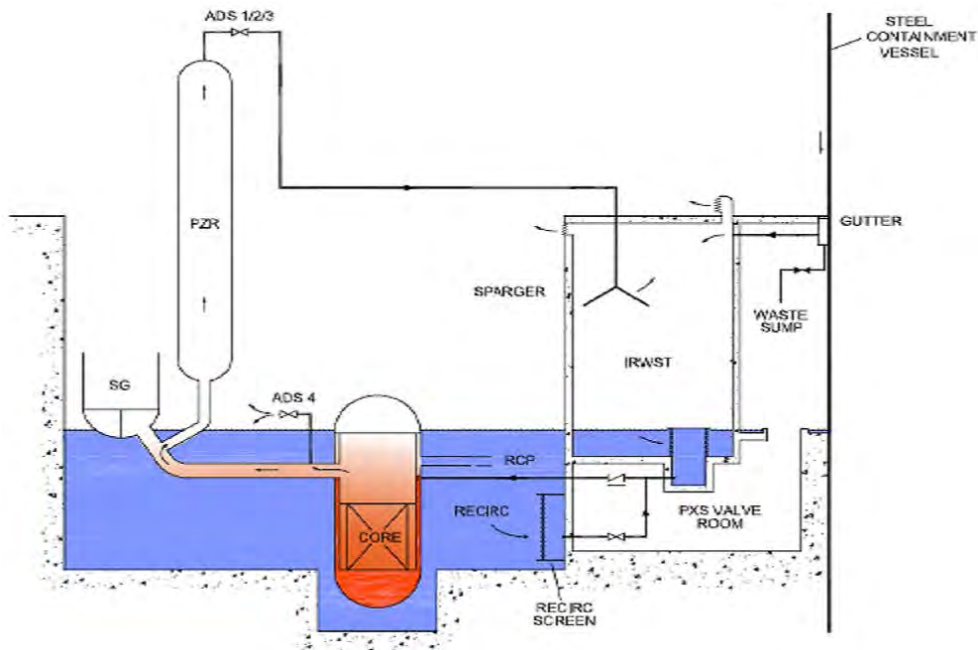


Abb. 4-17: Funktionsweise des Sumpfbetriebs im AP1000 /OLJ 10/

4.2.6 Passive Kühlung des Dampferzeugers

Einige fortschrittliche Druckwasserreaktorkonzepte beinhalten ein System, mit welchem die Nachzerfallswärme passiv über die Dampferzeuger abgeführt werden kann. Dies erfolgt durch Kondensation des Dampfes in einem Wärmetauscher, der mit Wasser oder Luft gekühlt werden kann.

Der WWER1000/AES92 hat ein System zur passiven Kühlung des Dampferzeugers, als Passive Heat Removal System oder SPOT bezeichnet. Das System ist 4-strängig aufgebaut und jede Redundanz besteht aus einem Dampferzeuger, einer Anschlussleitung im Dampfraum auf der Sekundärseite des DE, zwei durch Luftzug gekühlte Wärmetauscher außerhalb des Doppelcontainments und einer Kondensatrückleitung auf die Sekundärseite des Dampferzeugers. Zur Aktivierung des SPOT werden zwei magnetgehaltene Absperrklappen für den Luftweg geöffnet, um den Naturumlauf im System zu starten. Durch die benötigte Ansteuerung der Absperrklappen vor und nach den Wärmetauschern wird das System in die Kategorie Passiv D eingeordnet. Noch in Diskussion ist die betriebliche Konfiguration der Isolationsarmaturen in den Verbindungsleitungen zwischen Wärmetauscher und Dampferzeuger. Bei geschlossener betrieblicher Stellung würde das System fehleranfälliger, der Anteil an Verlustwärme jedoch stark sinken und der Gebäudeabschluss nicht auf die Isolationsarmaturen zugreifen. Bei geöffneter Betriebsstellung ist das SPOT zuverlässiger, jedoch steht im Betrieb ein

hoher Wärmetransport an und die Isolationsarmaturen müssten bei Gebäudeabschluss verfahren werden.

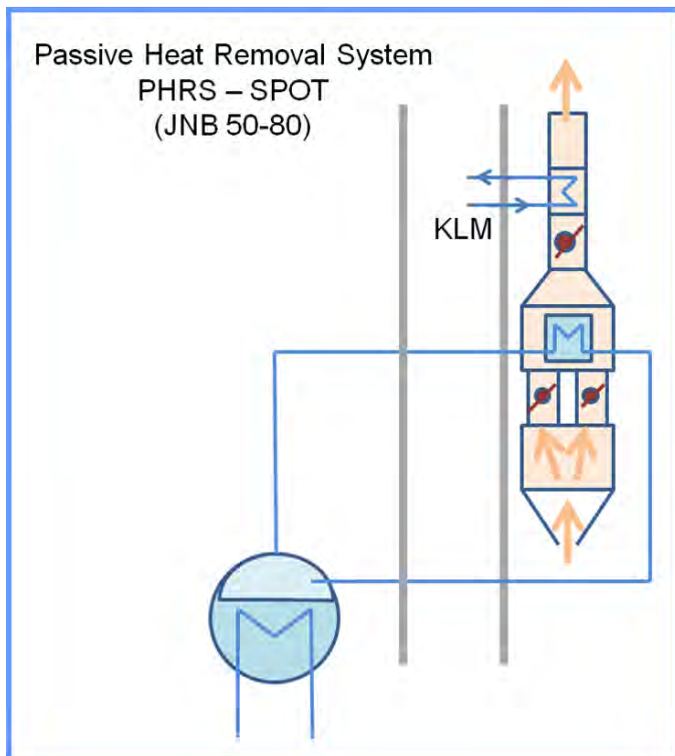


Abb. 4-18: Prinzipskizze des SPOT-Systems im WWER1000/AES92 /MUE 10/

4.3 Passive Systeme zur Containment-Kühlung und zum Druckabbau

Um das Containment als Barriere intakt zu halten und das Barrierenkonzept entsprechend zu befolgen, sind in fortschrittlichen Reaktoren passive Systeme zur Kontrolle der Temperatur und des Druckes im Containment eingebaut. Das am weitesten verbreitete Prinzip ist die Kondensation in einer Wasservorlage, meistens innerhalb einer Kondensationskammer. Des Weiteren gibt es Möglichkeiten, das Containment durch Naturumlauf-Wärmetauscher zu kühlen oder die Stahloberfläche selbst als Wärmetauscher zu nutzen.

4.3.1 Kondensationskammer

Die SWR-spezifische Kondensationskammer dient der Minderung des Druckaufbaus im Sicherheitsbehälter. Bei einem Leckstörfall oder bei Abblasen über S/E-Ventile strömt der gebildete Wasserdampf durch Kondensationsrohre in die Wasservorlage der

Kondensationskammer und wird dort kondensiert. Damit wird der Druckaufbau reduziert. Alle betrachteten SWR Konzepte enthalten eine Kondensationskammer oder eine vergleichbare Wasservorlage⁴.

Auch in Druckwasserreaktoren wird diese Komponente mittlerweile verwendet, zum Beispiel in den ersten drei Stufen des Druckabbaus im AP1000. Die ADS 1-3 (siehe Abbildung 4-11) blasen bei Anforderung Dampf in die Wasservorlage des IRWST und begrenzen damit den Druckaufbau im Containment.

Gemäß /IAEA 09/ ist die Kondensationskammer ein passives System der Kategorie B und C.

4.3.2 Containment-Kühlung

Für die Containment-Kühlung und die Druckentlastung kann ein erhöhter Wasservorrat als Wärmesenke genutzt werden. Der Dampf kondensiert an der Oberfläche eines Wärmetauschers, was zum Druckabbau und zur Kühlung des Containments führt.

Dabei gibt es eine Reihe von verschiedenen Ausführungen:

Bei KERENA befindet sich die Wasservorlage auf dem Dach des Containments, das Absetzbecken. Ein (Luft-)Wärmetauscher in der Druckkammer, der sogenannte Gebäudekondensator (siehe Abbildung 4-19), ist mit der Wasservorlage auf dem Dach verbunden. Durch eine leichte Neigung in den Wärmetauscherrohren wird bei steigender Containmenttemperatur der einphasige Naturumlauf initiiert, welcher Energie aus dem Containment in das Absetzbecken transportiert. Damit ist der Gebäudekondensator ein passives System der Kategorie B.

⁴ Im KERENA dient das Kernflutbecken als Wasservorlage für die S/E-Ventile. Die Kondensationskammer wird in KERENA als Wasserreservoir für das Nachwärmabfuhrsystem und als Wasservorlage für die Kondensationsrohre genutzt.

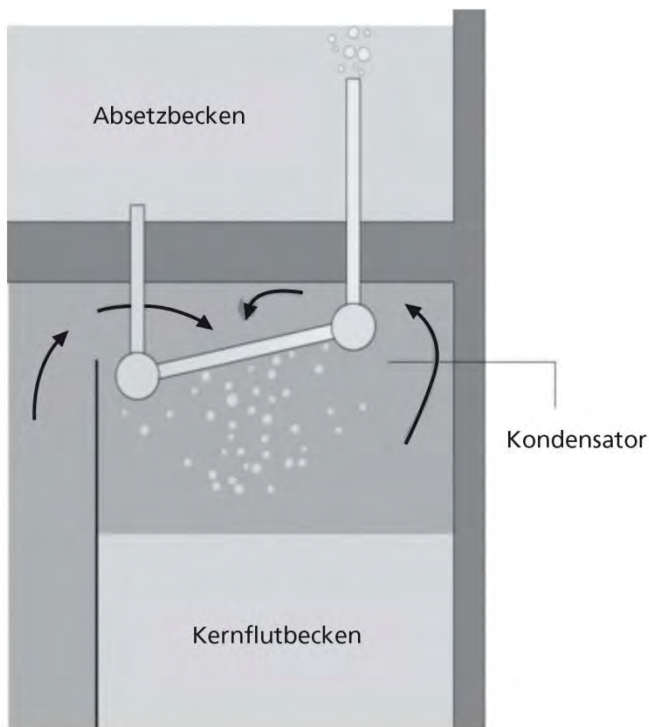


Abb. 4-19: Funktionsweise des Gebäudekondensators von KERENA /HEM 10a/

Der ESBWR nutzt ebenfalls ein passives System zur Nachwärmeabfuhr aus dem Containment. Das PCCS-System (Passive Containment Cooling, siehe Abbildung 4-20) besteht aus einer Leitung aus dem Luftraum des Containments, welche in den PCCS-Kühler geht. Dieser befindet sich in einem hochliegenden Wasserbecken. Vom Kühler geht die Kondensatleitung in den GDCS-Pool (Gravity Driven Cooling System) und eine Leitung für nicht-kondensierbare Gase in die Kondensationskammer. Da das Konzept des PCCS beim ESBWR keine absperrbare Leitung enthält, ist dies ein passives System der Kategorie B.

Passive Containment Cooling

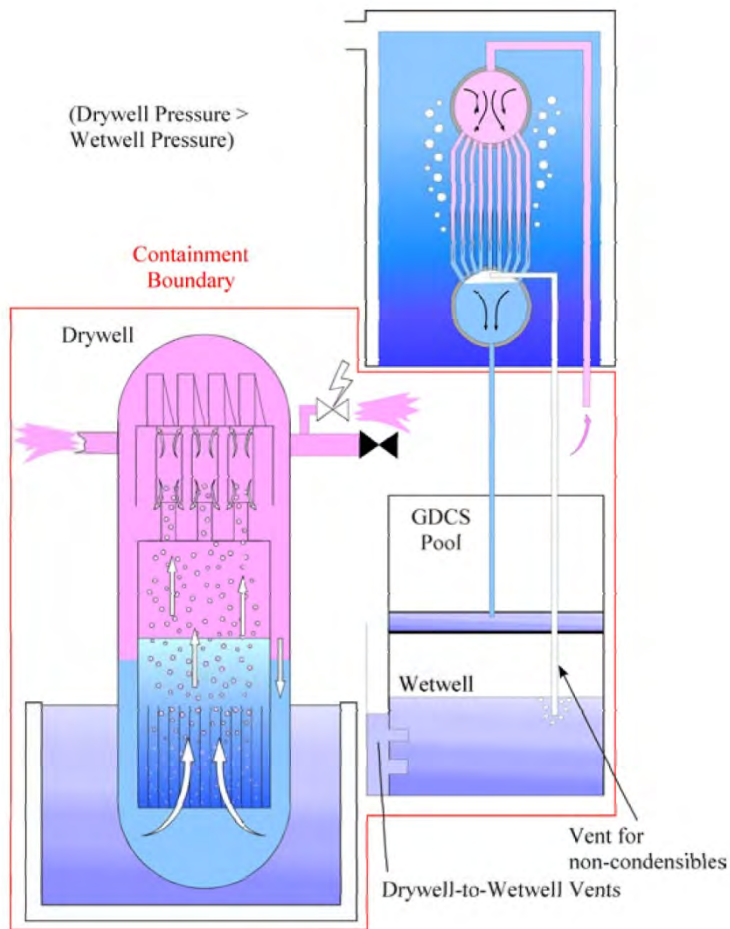


Abb. 4-20: Prinzipskizze des PCCS beim ESBWR /BON 10/

Das Passive Containment Cooling System (PCCS, siehe Abbildung 4-21) beim AP1000 nutzt die Oberfläche des Stahl-Sicherheitsbehälters in Verbindung mit einer geleiteten Luftströmung als Wärmesenke. Zusätzlich kann zu Beginn eines Störfallablaufs die Außenhülle des SHB mit Wasser benetzt werden, um die Wärmeübertragung zu verstärken. Nach mehreren Stunden ist der Wasservorrat aufgebraucht und die Stahlhülle wird allein durch Luftzug weitergekühlt. Das PCCS des AP1000 mit Luftkühlung entspricht der Kategorie B. Für die Unterstützung der Kühlwirkung durch Berieselung wird ein leittechnisches Signal benötigt und das PCCS in diesem Modus in die passive Kategorie D eingeordnet. Gemäß Aussagen aus /SAI 05/ und /WES 03/ hält die reine Luftkühlung ohne unterstützende Wasserbenetzung den Sicherheitsbehälter mindestens 24 Stunden unter dem Versagensdruck, wenn die Kühlwirkung durch Wasserbenetzung unterstützt wird, bleibt das Containment mindestens 72 Stunden intakt.

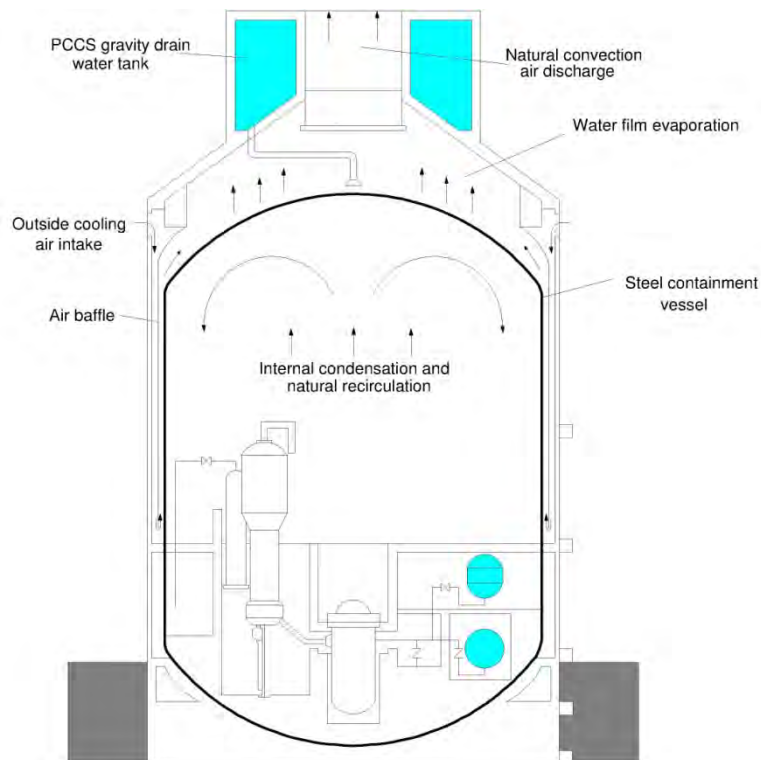


Abb. 4-21: Funktionsweise des PCCS beim AP1000 /OLJ 10/

4.4 Strömungsbegrenzung

4.4.1 Passiver Ausflussbegrenzer

Die Aufgabe des passiven Ausflussbegrenzers bei KERENA liegt darin, die Ausströmung bei einem Bruch der Rückflussleitung des Notkondensators zu minimieren. Der passive Ausflussbegrenzer besteht aus einer Venturidüse und einem nachgeschalteten Diffusor. Der Strömungswiderstand ist bei einer Strömung in Normalrichtung gering. Bei einer durch ein Leck verursachten Strömungsumkehr jedoch, erhöht sich der Strömungswiderstand um 2 Größenordnungen. Dadurch kann der Ausfluss bei einem Leitungsbruch auf 10 % im Vergleich zu einer Venturidüse ohne Diffusor reduziert werden /HEM 10a/. Gemäß den Kriterien aus /IAEA 91/ kann der passive Ausflussbegrenzer als passive Komponente der Kategorie A klassifiziert werden.

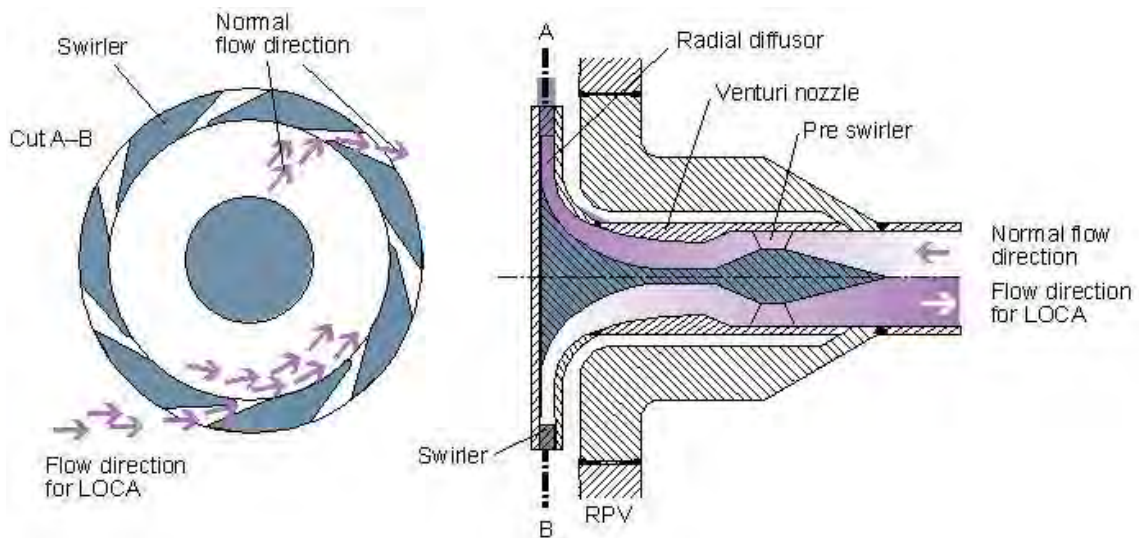


Abb. 4-22: Aufbau des passiven Ausflussbegrenzers bei KERENA /HEM 10a/

4.4.2 Fluidic Device zur Strömungsbegrenzung

In den Druckspeichern des Sicherheitseinspeisesystems (Safety Injection System, SIS) des APR1400 kommt ein „fluidic device“ genannter Einbau mit „vortex valve“ zum Einsatz. Dieser Einbau verringert ab einem niedrigen Füllstand im Druckspeicher die Einspeisemenge. Dafür wird der Ausfluss stark verwirbelt und der Strömungswiderstand steigt, wodurch wiederum die Einspeisemenge abnimmt. Die passive Strömungsregelarmatur kann als einzelne Komponente der Kategorie A zugeordnet werden.

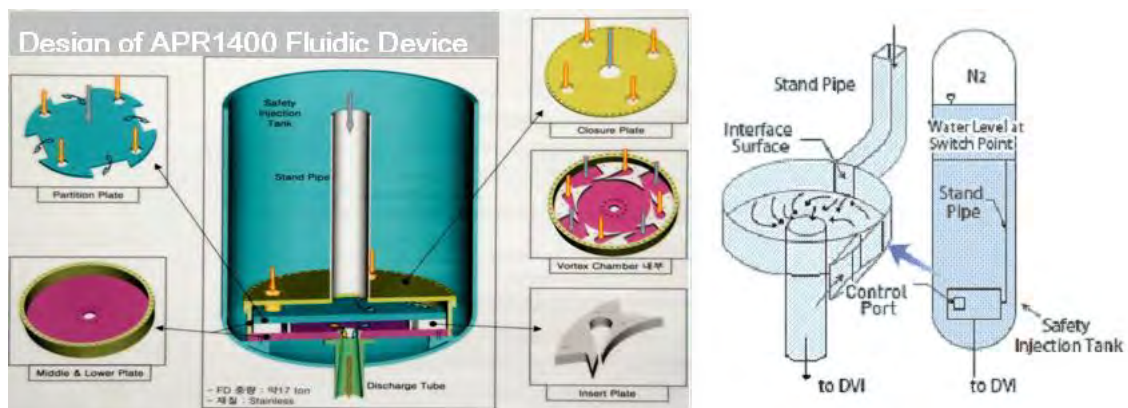


Abb. 4-23: Aufbau und Funktionsweise des Fluidic Device mit Vortex Valve im APR1400 /HEM 10/

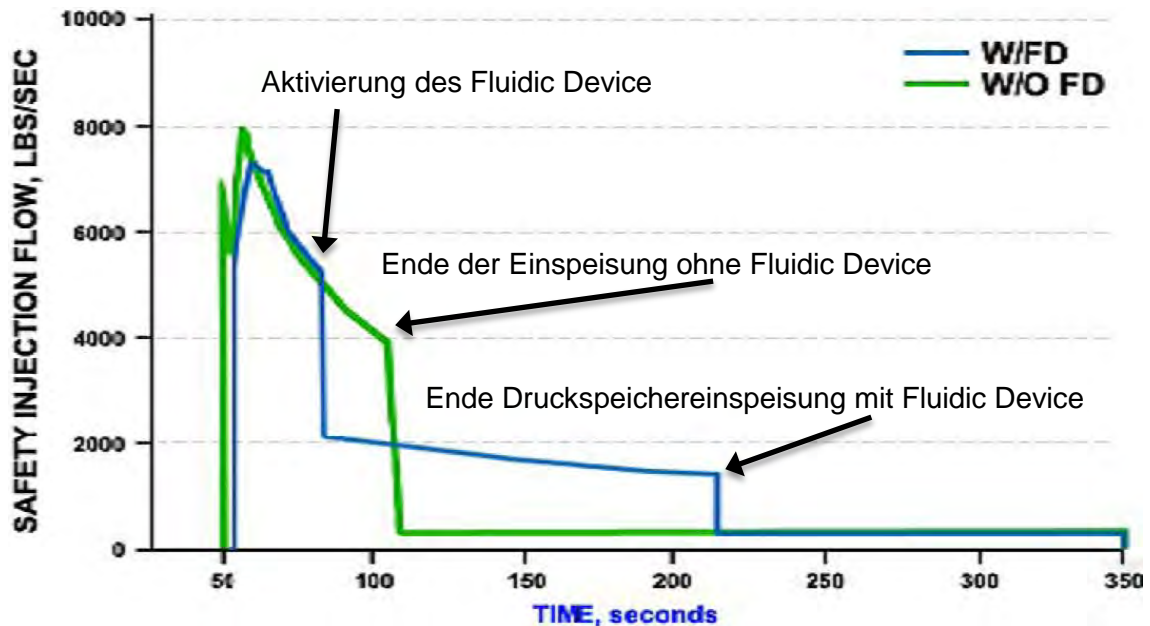


Abb. 4-24: Einspeisecharakteristik für Druckspeicher mit und ohne Fluidic Device /HEM 10/

4.5 Reaktorschutzsystem

Der allgemeine Trend der Leittechnik geht hin zu digitalen Systemen. Auf diese wird im Rahmen dieses Berichtes nicht eingegangen. Zusätzlich zur digitalen Leittechnik findet sich im KERENA-Konzept ein passives Reaktorschutzsystem, welches auf passive Impulsgeber zurückgreift. Der AP1000 besitzt ebenfalls ein diversitäres Steuerungssystem (Diverse Actuation System), über dessen Aufbau und Funktionsweise keine Informationen vorliegen und das hier daher nicht näher betrachtet wird.

Die bei KERENA vorgesehenen passiven Impulsgeber (PIG, siehe Abbildung 4-25 und 4-26), oder Passive Pressure Pulse Transmitter (PPPT), reagieren auf Veränderungen im RDB-Füllstand. Dabei sind die PIG so angebracht, dass bei sinkendem (steigendem) Füllstand Dampf (Wasser) auf die Primärseite des PIG gelangt und sich das Kühlmittel auf der Sekundärseite ausdehnt (zusammenzieht), da der Dampf eine höhere Temperatur aufweist als das Wasser. Damit wird ein Membranventil betätigt, welches Schutzaktionen auslöst. In /ANP 03/ ist angegeben, dass ein Auslösesignal sechs Sekunden nach Füllstandsabfall registriert wird.

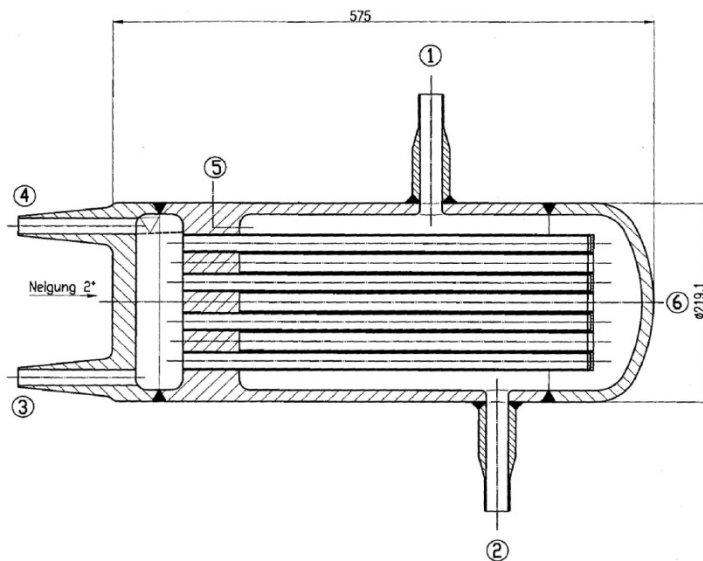


Abb. 4-25: Aufbau eines passiven Impulsgebers bei KERENA /HEM 10a/

Um gegen Einzelfehler gesichert zu sein und trotzdem eine hohe Zuverlässigkeit zu erreichen, sind die Impulsgeber in Gruppen zu 2x2 PIG angeordnet, wobei die komplette Aktivierung eines Zweierpärchens die Schutzaktionen auslöst. Um verschiedene Aktionen auslösen zu können, müssen PIGs an mehreren Stellen angebracht werden. Die Festlegung der exakten Positionen der Impulsgeber wird erst für das „Final Design“ erwartet.

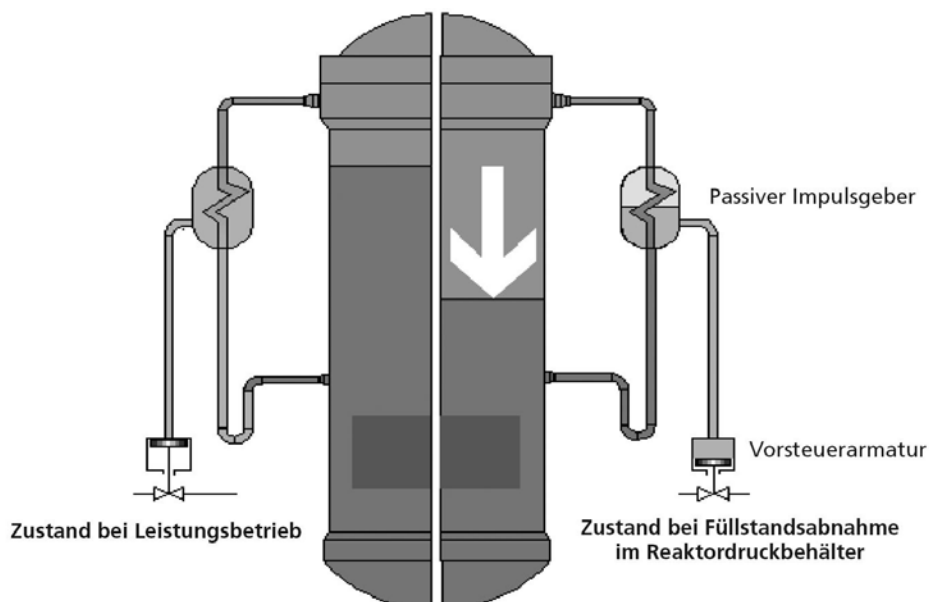


Abb. 4-26: Funktionsweise des PIG /HEM 10a/

Der passive Impulsgeber dient der Auslösung von Reaktorschnellabschaltung, Durchdringungsabschluss der Frischdampfleitungen und automatischer Druckentlastung. Dazu wird weder eine externe Energiequelle noch Leittechnik benötigt. Der passive Impulsgeber besteht aus einem Wärmetauscher, der über eine nicht absperrbare Leitung mit dem Reaktordruckbehälter verbunden ist. Bei Normalbetrieb sind beide Seiten des Wärmetauschers mit Wasser gleicher Temperatur gefüllt, so dass keine Wärmeübertragung stattfinden kann. Bei einem Füllstandsabfall im RDB wird Wärme über die Verbindungsleitung, in der nun Dampf steht, an den noch mit Wasser gefüllten Behälter übertragen. Auf der Sekundärseite verringert sich die Dichte des Kühlmittels und der daraus resultierende Druckanstieg im geschlossenen Behälter führt zur Betätigung eines Membranvorsteuerventils. Die passiven Impulsgeber, als vollständig unabhängige Vorrichtung, sind diversitär bzgl. der eingesetzten Leittechnik. Die PIG sind nicht absperrbar angebracht und ein passives System der Kategorie C /IAEA 09/.

4.6 Weitere passive Systeme

4.6.1 Schnelles Boreinspeisesystem

Das Schnelle Boreinspeisesystem ist ein zusätzliches System zur Kontrolle der Reaktivität, auch bekannt als Vergiftungssystem. Das Boreinspeisesystem besteht je nach Anlage aus mehreren Redundanzen, welche je einen Behälter gefüllt mit konzentrierter Borlösung bereitstellen. Im Falle einer fehlgeschlagenen Reaktorschnellabschaltung öffnen die Ventile des Bortanks und die Borlösung wird in den Reaktor befördert.

Im Falle eines Totalausfalls der Stromversorgung (Station Blackout) sorgen beim WWER1000 die Schwungräder der Hauptkühlmittelpumpen dafür, dass Borlösung in den Primärkreis gelangen kann (siehe Abbildung 4-27). Dafür sind Tanks (je 4 m^3) mit Vergiftungslösung über Schnellöffnungsventile parallel zu den HKMP angebracht. Bei Anforderung öffnen die „fail safe“ Ventile und die Borlösung wird durch die Druckunterschiede über die auslaufende HKMP auf die Saugseite der Pumpe befördert und gelangt von dort in den Reaktorkern. Das Auslaufen der Hauptkühlmittelpumpen erstreckt sich über einen ausreichend langen Zeitraum, so dass genügend Borlösung den Reaktorkern erreicht. Das System ist durch die benötigte Ansteuerung der Schnellöffnungsventile ein passives System der Kategorie D.

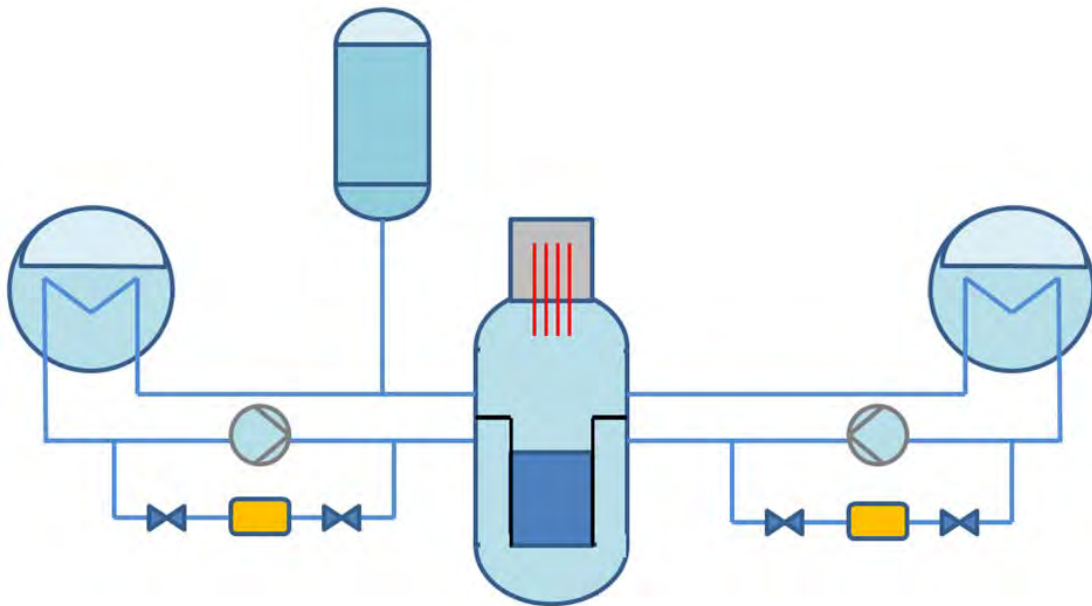


Abb. 4-27: Vergiftungssystem im WWER1000/AES92 /MUE 10/

Beim Konzept KERENA ist das schnelle Boreinspeisesystem nach dem Prinzip des Druckspeichers mit Stickstoffpolster konzipiert und speist daher nach aktiver Auslösung rein passiv ein und kann in Kategorie Passiv D klassifiziert werden.

4.6.2 Wasserdampfgetriebene Schnellabschalttanks

Bei KERENA wurden die Schnellabschalttanks (siehe Abbildung 4-28) derart verändert, dass der Einspeisedruck von einem Wasserdampfpolster anstatt einem Stickstoffpolster geliefert wird. Damit wurde der Tank kleiner, die Isolation aufwändiger und eine zusätzliche Heizung im Dampfraum notwendig. Gemäß /IAEA 91/ ist das Schnellabschaltsystem ein passives System der Kategorie D.

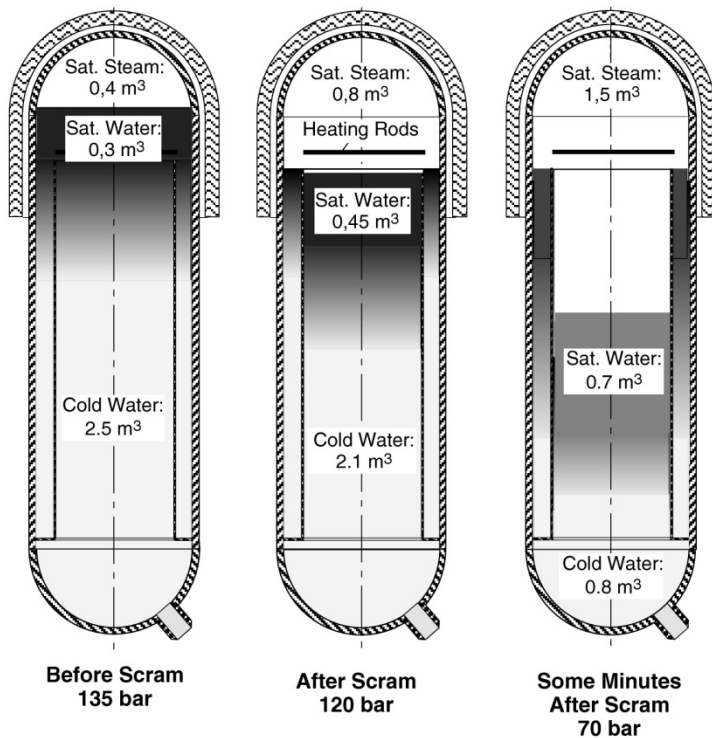


Abb. 4-28: Wasserdampfgetriebene Schnellabschalttanks bei KERENA /HEM 10a/

4.6.3 Passive Ringraumabsaugung

Die passive Ringraumabsaugung im WWER1000/AES92 (passive system of purification of leaks and maintaining vacuum in the annulus) dient der Minimierung einer Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umwelt, indem es Gase aus dem Ringraum zwischen den Schalen des Doppel-Containments gefiltert abgibt. Als treibende Kraft wird dabei die Abwärme aus den Wärmetauschern des SPOT (passive Kühlung des Dampferzeugers) genutzt, welche die Luft im Ringraum erwärmen. Die warme Luft steigt auf, dringt ohne große Strömungsverluste durch den angebrachten Filter und bildet damit einen Naturumlauf aus /MUE 10/.

4.6.4 Passiver Gebäudeabschluss

Der Gebäudeabschluss beim indischen AHWR nutzt das Prinzip des Geruchsverschlusses, welches aus sanitären Einrichtungen vertraut ist (siehe Abbildung 4-29). Das Doppel-Containment ist im Inneren in zwei Zonen eingeteilt, die wärmere Zone V1 in direkter Umgebung des Kerns und die kältere Zone V2 oberhalb des „Gravity Driven

Water Pool“. Das Volumen V2 wird im Normalbetrieb über ein U-Rohr zur Atmosphäre abgesaugt.

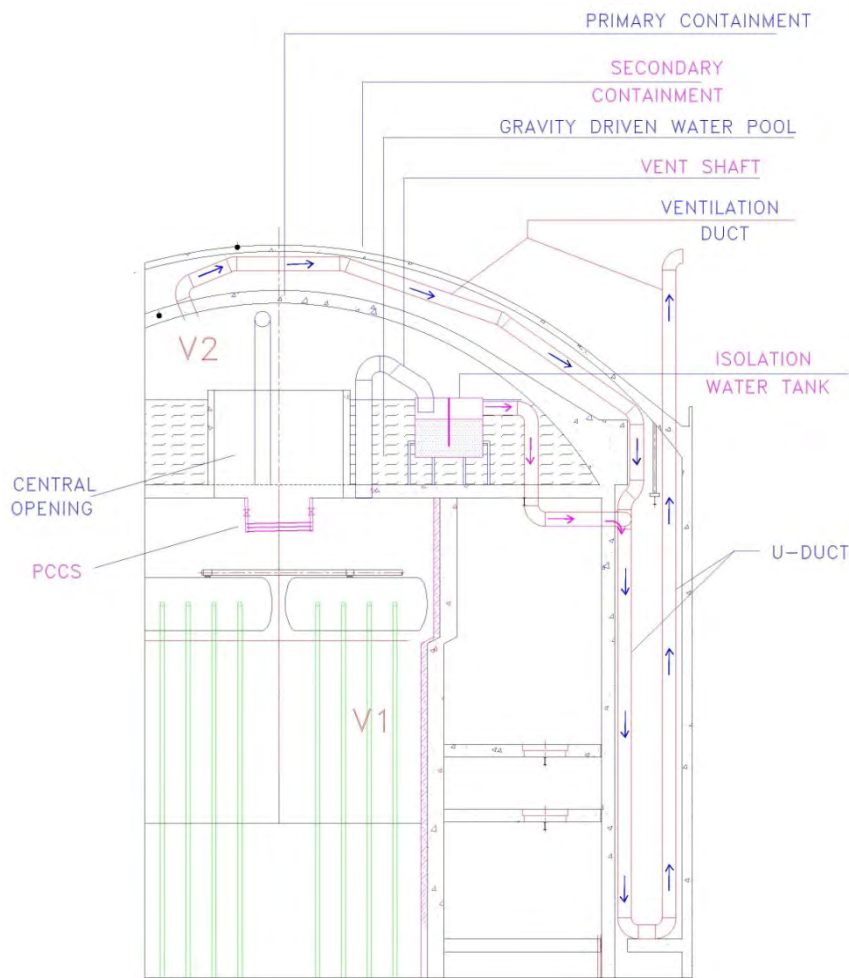


Abb. 4-29: Prinzipskizze für den passiven Gebäudeabschluss /IAEA 09/

Der Gebäudeabschluss an sich besteht aus einem mittig geteilten „Isolation Water Tank“, der auf der einen Seite mit V1 und auf der anderen mit dem absaugenden U-Rohr verbunden ist, so dass kommunizierende Röhren im Isolation Water Tank entstehen. Im Falle eines Druckanstiegs in V1 wird das Wasser in das absaugende U-Rohr gepresst, sammelt sich am tiefsten Punkt und verschließt damit die Absaugstrecke.

4.6.5 Druckkammerflutsystem

Gemäß der Forderung der IAEA nach der Beherrschung von Unfällen mit Kernschmelzen nutzen Reaktoren mit geringerer Leistung die Möglichkeit der RDB-Kühlung von

außen. Im GRS-A-Bericht /BAS 11/ werden die Konzepte zur Beherrschung von Kernschmelze vertieft untersucht. An dieser Stelle soll nur eine kurze Zusammenfassung gegeben werden.

Im Falle eines postulierten Störfalles mit Kernschmelze sorgt das Flutsystem (siehe Abbildung 4-30), in KERENA dafür, dass die Druckkammer geflutet wird und so die Nachwärmeabfuhr von der Reaktordruckbehälter-Außenwand gewährleistet werden kann.

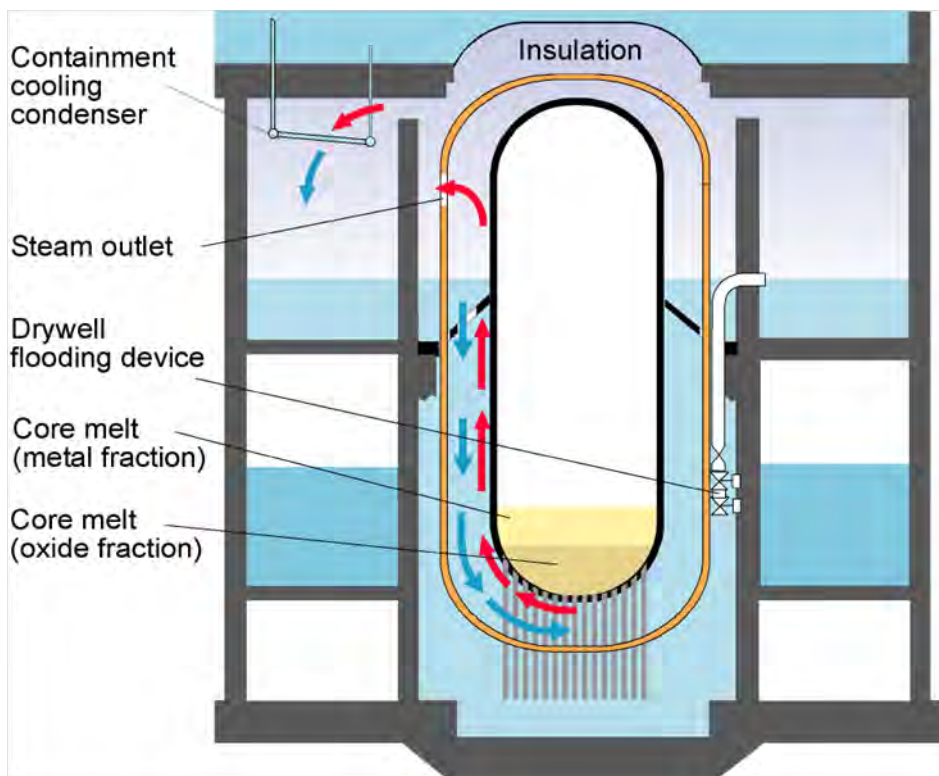


Abb. 4-30: Maßnahmen zur Beherrschung einer Kernschmelze bei KERENA /HEM 10a/

Beim APR1400 dient das ERVCS (Emergency Reactor Vessel Cooling System, siehe Abbildung 4-31) dazu die Reaktorgrube aktiv bis auf Höhe der Einspeiseleitung zu fluten. Die passive Fahrweise Cavity Flooding System bedient sich aus demselben Wasservorrat vom IRWST, durch die Anordnung ist es jedoch nur möglich, den unteren Teil der Reaktorgrube zu fluten. Diese Fahrweise wird benutzt, um bei Unfällen eventuell austretende Schmelze zu kühlen.

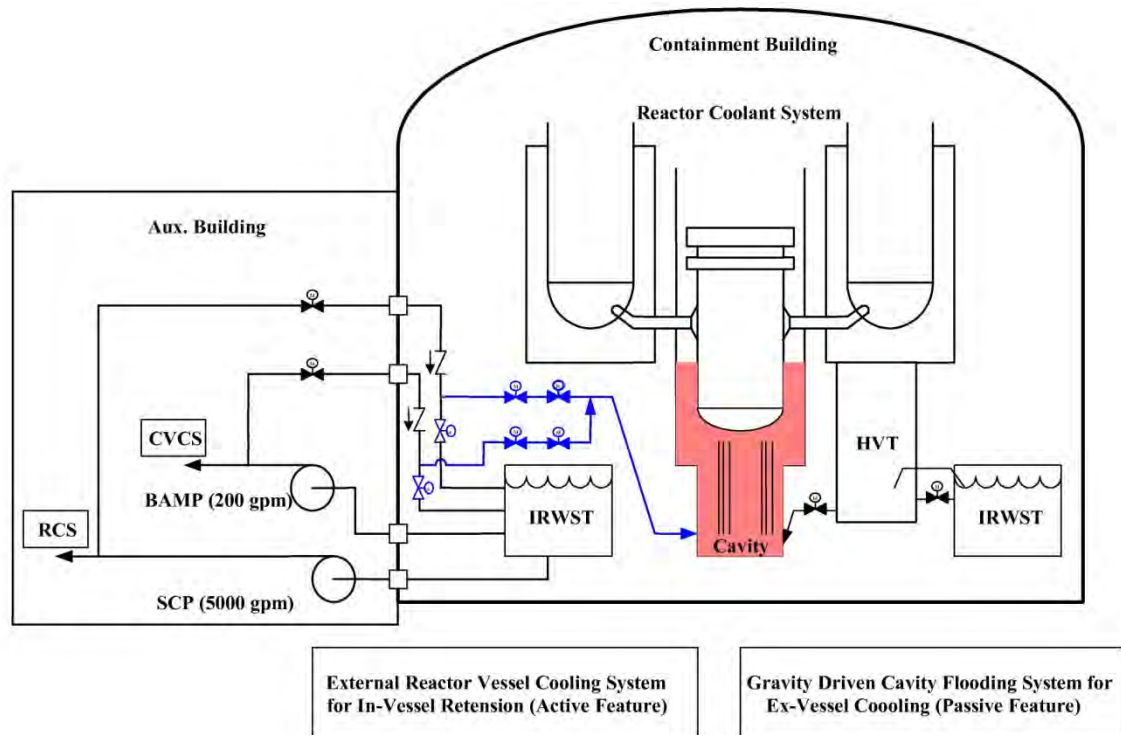


Abb. 4-31: Prinzipschaltbild des ERVCS im APR1400 /HEM 10/

Der AP1000 kann durch Öffnen eines Squib-Ventils mit dem Inhalt des IRWST die Reaktorgrube fluten und damit den RDB ausreichend mit Wasser bedecken (siehe Abbildung 4-32).

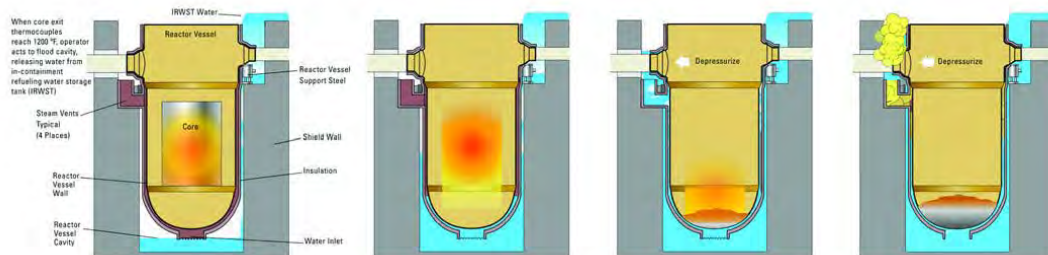


Abb. 4-32: Verlauf der RDB-Außenkühlung im AP1000 /OLJ 10/

4.6.6 Core Catcher

Gemäß der Forderung der IAEA nach der Beherrschung von Unfällen mit Kernschmelzen nutzen insbesondere Reaktoren mit hoher Leistungsdichte einen Core Catcher. Im GRS-A-Bericht /BAS 11/ werden die Konzepte zur Beherrschung von Kernschmelze

vertieft untersucht. An dieser Stelle soll nur eine kurze Zusammenfassung gegeben werden.

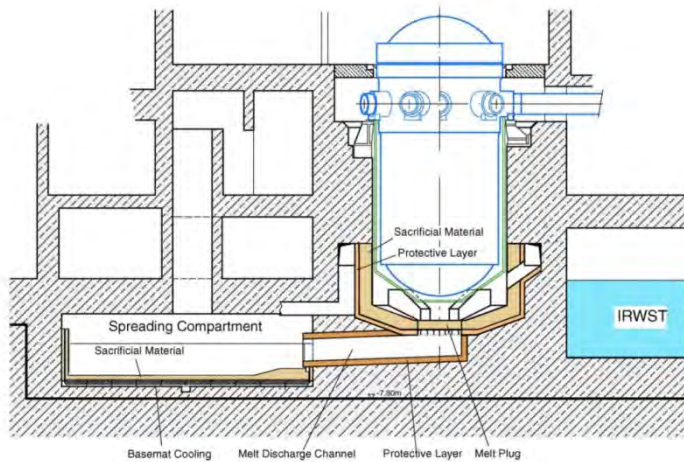


Abb. 4-33: Querschnitt durch den Core Catcher des EPR /WAM 10/

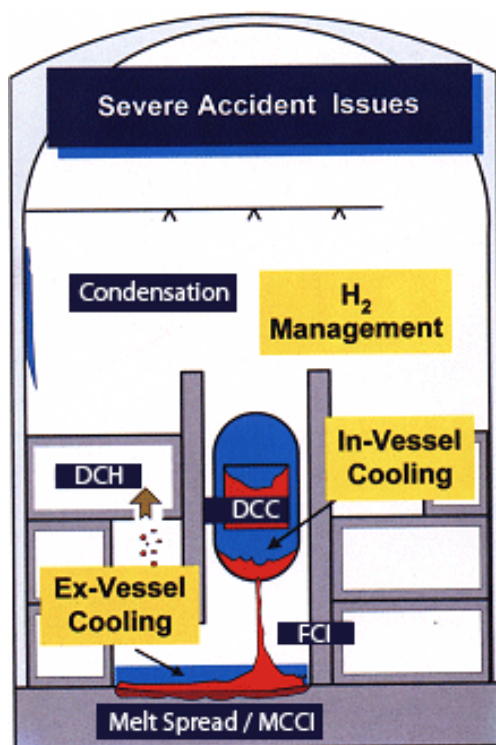


Abb. 4-34: Übersicht über Maßnahmen bei schweren Unfällen im APR1400 /HEM 10/

Beim EPR besteht der Core Catcher (siehe Abbildung 4-33) aus einer von unten kühlbaren Schicht Opferzement. Zur weiteren Wärmeabfuhr soll Wasser von oben auf die ausgetretene Schmelze gebracht werden.

Beim APR1400 entspricht der Core Catcher (siehe Abbildung 4-34) dem gefluteten Raum unter dem RDB, ohne besondere Einbauten, mit der Möglichkeit der passiven Wasserzufuhr aus dem IRWST und der Dampfabfuhr in den Luftraum des Sicherheitsbehälters. Die europäische Version EU-APR1400 soll einen neu entwickelten Core Catcher enthalten.

Der ESBWR besitzt ebenfalls einen Core Catcher (siehe Abbildung 4-35) und kühlt die Schicht Opferbeton (BiMAC) passiv über das Gravity Driven Cooling System (GDCS, siehe auch Abbildung 4-10).

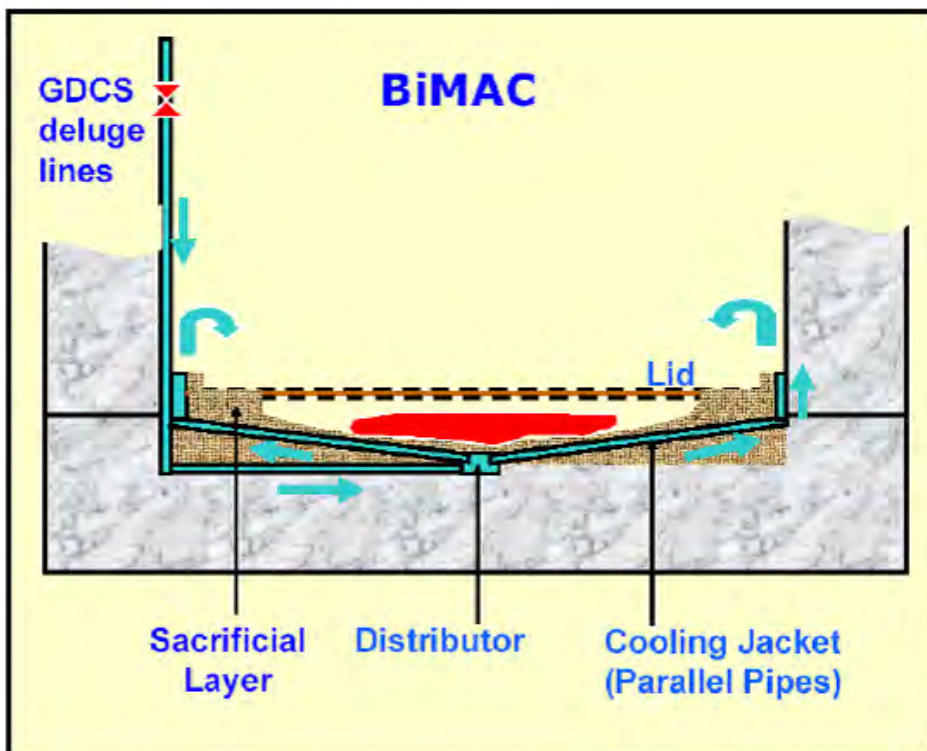


Abb. 4-35: Core Catcher des ESBWR /BON 10/

Die russische Baulinie WWER1000/AES92 enthält einen Core Catcher in Form eines Auffangbehälters unterhalb des RDB (siehe Abbildung 4-36). Dieser wird im Falle von austretender Schmelze von Wasser umgeben, so dass die Wärmeabfuhr sichergestellt werden kann. Der Dampf gelangt in das Containment und wird mit dem Sprühsystem kondensiert.

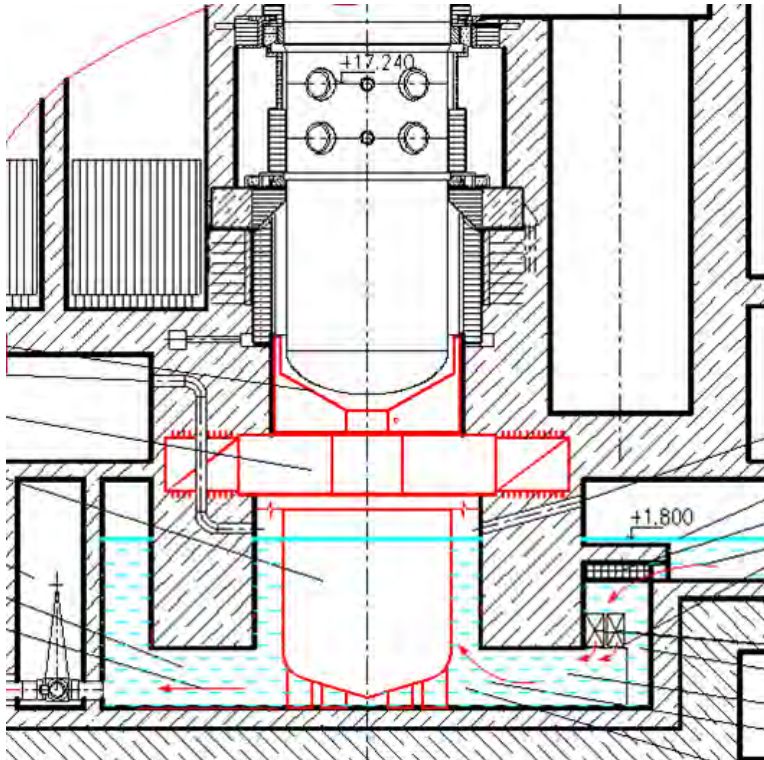


Abb. 4-36: Core Catcher des WWER1000/AES92 /MUE 10/

5 Mögliche Nachteile beim Einsatz von passiven Systemen

Im Rahmen des Einsatzes von passiven Sicherheitssystemen gibt es allgemeine Bedenken aufgrund der geringen Erfahrungen mit dieser Art von Systemen. Daher besteht der Bedarf an zusätzlichen Untersuchungen.

Zum einen besteht bei dem Einsatz von passiven Systemen ein Mangel an Daten für die grundlegenden physikalischen Phänomene des entsprechenden Aufbaus der Systeme. Dabei ist eine große Bandbreite von Randbedingungen zu betrachten, um das Verhalten des passiven Systems bei allen Anlagenzuständen prognostizieren zu können. Dabei ist auch interessant, wie sich das Verhalten von passiven Systemen bei Teillast oder Nichtleistungsbetrieb der Anlage verändert. Aus diesem Grund werden in einer Reihe von Versuchsanlagen Untersuchungen zum Systemverhalten durchgeführt (siehe Kapitel 6.1). Die in der Regel geringen Antriebskräfte in passiven Systemen bedingen ferner, dass epistemische Unsicherheiten die Größenordnung der relevanten Größe selbst annehmen können. Dies beeinträchtigt entsprechend die Aussagesicherheit in Hinblick auf die Funktionsfähigkeit des Systems.

Aufgrund der mangelnden Erfahrung und demzufolge der fehlenden Daten, ist die Bewertung der Zuverlässigkeit für passive Systeme schwieriger als für aktive Systeme. Das liegt unter anderem an der eingeschränkten Möglichkeit der Wartung und Prüfung der passiven Systeme (siehe auch Kapitel 5.2).

Es besteht ein weiterer Mangel an Daten bzgl. der Alterungsprozesse von passiven Systemen. Dabei muss unter anderem die Verschlechterung der Wärmeübertragung bspw. durch Ablagerungen an den Wärmetauscherrohren betrachtet werden sowie Veränderungen der Materialeigenschaften aufgrund von Alterung oder weiteren Einflüssen. Durch die negativen Auswirkungen auf die Funktionsweise der passiven Systeme, welche nur geringe Antriebskräfte aufweisen, stellen solche alterungsbedingten Änderungen eine große Bedeutung dar. Dies steht wiederum im Zusammenhang mit der eingeschränkten Prüfungsmöglichkeit bei solchen Systemen. So können Verschlechterungen der Systemeigenschaften nur schwer erkannt werden.

Ein anderes Problem könnten unbeabsichtigte und ungewollte Wechselwirkungen von aktiven und passiven Systemen sein. Ein zusätzlicher Aspekt ist die Abschaltung von einmal aktivierten passiven Systemen, wenn dies erforderlich wird /IAEA 96/, /IAEA 09a/.

Die Latenzzeit von Herstellungsfehlern bei passiven Komponenten liegt höher als für aktive Komponenten. Das heißt, dass sich diese später bemerkbar machen und dass Baumängel unter Umständen erst sehr spät erkannt werden /JAN 10/.

5.1 Potentielle Versagensmechanismen, Ausfallmöglichkeiten und Einschränkungen

Im Rahmen der sicherheitstechnischen Betrachtung kann zwischen zwei verschiedenen Arten von Ausfällen bei passiven Sicherheitssystemen unterschieden werden. Zum einen spielt das Versagen von Komponenten eine Rolle. Dabei kann sowohl der Ausfall von den passiven als auch den aktiven Komponenten des Systems betrachtet werden. Die zweite Versagensart ist phänomenologischen Ursprungs. Daher spricht man in diesem Zusammenhang von funktionalem Versagen im Gegensatz zum Komponentenversagen. Dies sind Ausfälle oder Einschränkungen im Betrieb dieser Systeme aufgrund von Abweichungen von dem erwarteten Verhalten, bedingt durch physikalische Phänomene, wie z. B. der Thermohydraulik oder aufgrund von veränderten Rand- oder Anfangsbedingungen. Da diese Art der Einschränkung im Betrieb der wesentliche Un-

terschied zu den aktiven Systemen darstellt, wird auf diesen Bereich ausführlicher eingegangen /KUZ 07/, /JAN 10a/.

In passiven Sicherheitssystemen, die der Nachwärmeabfuhr dienen, werden die Komponenten so angeordnet, dass ein Naturumlauf entstehen kann. Dieser Naturumlauf soll dann für die Wärmeabfuhr aus den jeweiligen Systemen sorgen. Voraussetzung dafür ist, dass sich dieser vollständig ausbilden kann. Es gibt jedoch eine Reihe von physikalischen Effekten, die dieses erschweren können.

Die Antriebskraft von Systemen mit Naturumlauf ist meist gering. Eine Möglichkeit zur Verbesserung der Antriebskraft ist eine Steigerung der Rohrleitungshöhe. Diese muss jedoch ökonomisch sowie aus Erdbebensicherheitsaspekten zu vertreten sein. Die geringen Antriebskräfte sowie die großen Durchmesser der Komponenten sorgen meist für einen geringeren Durchsatz im Vergleich zu Systemen mit Zwangsumlauf. Der geringe Durchsatz kann verhindern, dass sich der Naturumlauf vollständig entwickeln kann.

Weichen die Ausgangsbedingungen ab, kann es zu Strömungsinstabilitäten kommen. Diese umfassen bspw. Dichteschwankungen, instabile Strömungsübergänge oder Teilverdampfungen. Ein weiterer Aspekt ist, dass die kritische Wärmestromdichte bei bestimmten Voraussetzungen Schwankungen unterliegen kann. Die Wärmeschichtung in großen Wasserreservoirs kann sich ungünstig auf die Stabilität des Systems auswirken.

Ein zusätzliches Problem können in das System eingetragene, nicht-kondensierbare Gase darstellen. Die Funktion der passiven Systeme, bei denen eine Kondensation stattfinden muss, kann durch das Vorhandensein der nicht-kondensierbaren Gase beeinträchtigt werden. So kann unter Umständen die Wärmeübertragung und somit auch die Nachwärmeabfuhr gestört werden /IAEA 96/, /IAEA 09a/.

Für die Kernkühlung speisen passive Systeme meist schwerkraftgetrieben in den Kern ein. Durch das aufsteigende Kühlmittel und den austretenden Dampf entsteht ein Gegenstrom. Der daraus resultierende Druckverlust wirkt auf die maximale Einspeiserate der passiven Systeme begrenzend. Dies muss bei der Auslegung der Systeme beachtet werden.

Bei fortschrittlichen Siedewasserreaktoren, bei denen keine Dampfabscheider eingesetzt werden, kommt es zu einem Phänomen, welches als Carryover bzw. als Carryunder bezeichnet wird. Durch das Wegfallen des Dampfabscheiders können Wassertropfen im Frischdampf mitgerissen werden, die zu einer Erosion der Turbinenschaukeln führen können. Zudem können Dampfblasen im rückfließenden Medium mitgerissen werden, so dass es zu einer Herabsetzung der durchschnittlichen Kühlmitteldichte kommen kann. Dies kann den Antrieb der natürlichen Konvektion beeinträchtigen /JAN 10a/.

5.2 Wiederkehrende Prüfungen/Wartung

Die Wiederkehrende Prüfung oder Wartung bei passiven Sicherheitssystemen stellt eine besondere Herausforderung dar. Der Vorteil der passiven Systeme, dass die Initiierung nur bei bestimmten Systembedingungen erfolgen kann, ist bei der Wartung als eindeutiger Nachteil anzusehen.

Die IAEA gibt an, dass bei passiven Sicherheitssystemen die Möglichkeit bestehen sollte, diese wiederkehrend zu prüfen und zu warten. Dabei ist abzusichern, dass die Dosisrate der Arbeiter die zulässige Strahlendosis nicht überschreitet /IAEA 96/.

Im Fall der Explosionsventile (Squib-Ventile) ist eine integrale Funktionsprüfung nur durch Zünden der Sprengladung möglich. Diese Sprengladungen werden ausschließlich elektrisch gezündet, so dass eine aussagefähige integrale wiederkehrende Prüfung von der Auslöseeinheit bis zur Zündung nicht möglich ist /VOS 09/.

Im Zuge der Entwicklung des EPR wurde der potentielle Einsatz einiger passiver Sicherheitssysteme untersucht (siehe Kapitel 3.2.1) Dabei wurde auch die Möglichkeit der wiederkehrenden Prüfung betrachtet. Von den untersuchten Systemen konnte keines während aller Betriebsarten geprüft werden. Je nach betrachtetem Sicherheitssystem kann eine wiederkehrende Prüfung während des Anfahr- oder Stillstandsbetriebes erfolgen.

Sowohl die primärseitigen, passiv wirkenden HD-Wärmetauscher, die passive Kühlung der Dampferzeuger, das passive Notspeisewassersystem als auch die Mitteldruck-Druckspeicher beim EPR können während des An- und Abfahrvorganges geprüft werden. Systeme wie die passive sekundärseitige Druckentlastung, die schwerkraftgetriebene Niederdruckeinspeisung, das passive Containment-Kühlsystem, die passive

Sumpfkühlung und die Kühlung der Containment-Atmosphäre in dieser Betriebsart können nur teilweise wiederkehrend geprüft werden /IAEA 96/.

In der Dokumentation des AP1000 werden die Möglichkeiten der wiederkehrenden Prüfungen am passiven Kernkühlsystem beschrieben. Die aktiven Komponenten des passiven Systems können während des Leistungsbetriebes getestet werden. Die passiven Komponenten, wie Rückschlagklappen, Tanks, Wärmetauscher und Strömungsweg, können nur bei abgeschalteter Anlage geprüft werden. Die Integrität von kritischen Komponenten des passiven Kernkühlsystems wird während der Revision nachgewiesen. Das bedeutet eine vollständige Systemverfügbarkeit kann während des Leistungsbetriebs nicht nachgewiesen werden /WES 10/.

5.3 Effekte und Möglichkeiten bei Fehlauflösung

Ein Merkmal von passiven Systemen ist, dass sie nur passiv angeregt werden können. Das bedeutet, dass auch die Abschaltung des Systems nicht aktiv erfolgen kann. Bei einer möglichen Fehlanregung eines passiven Systems könnte somit eine Abschaltung des Systems durch den Operateur nicht erfolgen. Dadurch kann in den Ereignisablauf nicht eingegriffen werden, was eine geringe betriebliche Flexibilität zur Folge hat /IAEA 99/.

Weiterhin ist vorstellbar, dass bei fehlerhafter Anregung des passiven Systems ein neues einleitendes Ereignis entsteht. Die IAEA weist in /IAEA 96/ darauf hin, dass solch ein neuartiger Ereignisablauf nicht auftreten sollte und durch die Einführung von passiven Systemen ein eindeutiger Sicherheitsgewinn gegenüber aktiven Sicherheitssystemen nachgewiesen werden sollte.

6 Forschung

Bei der Nutzung neuartiger Systeme, mit denen keine oder nur wenig Betriebserfahrung gesammelt werden konnte, und zur stetigen Verbesserung bereits etablierter Systeme ist es notwendig Forschungsarbeiten durchzuführen.

Speziell bei passiven Systemen, zu denen zum Großteil keine Betriebserfahrung existiert, muss die Einsatzfähigkeit durch Versuche und Berechnungen nachgewiesen werden. Bei experimentellen Aufbauten unterscheidet man dabei zwischen Einzeleffekttests und Integralversuchen. Die Ergebnisse aus den Experimenten werden anschließend genutzt, um thermohydraulische und CFD-Code-Systeme zu validieren und zu verifizieren.

Im folgenden Unterkapitel werden Versuchsanlagen vorgestellt, geordnet nach Integral- und Einzeleffekttest.

Das zweite Unterkapitel beschreibt Forschungsaktivitäten, in denen speziell auf die Fragestellungen zu passiven Systemen eingegangen wird.

6.1 Versuchsanlagen

Bei den Versuchsanlagen handelt es sich bei INKA und APEX-1000 um integrale Teststände für die Reaktorkonzepte KERENA und AP1000 und bei NOKO/TOPFLOW, FABIS, CONGA, COMET, PANDA und PUMA um Versuchsprogramme zur Untersuchung von Einzeleffekten.

6.1.1 INKA

Am Großarmaturenprüfstand (GAP) des Areva Standorts Karlstein wurde im April 2008 der Integrale Teststand Karlstein (INKA, siehe Abbildung 6-1) eingeweiht. Dieser wurde erbaut, um die passiven Sicherheitssysteme des Siedewasserreaktorkonzeptes KERENA sowohl einzeln als auch in Kombination testen zu können. Dafür wird bei INKA das gesamte Containment im realen Höhenverhältnis und im Volumenmaßstab von 1:24 nachgebildet. Als Einbauten wurden alle passiven Komponenten, mit denen die Gesamtheit aller Auslegungstörfälle beherrscht werden können, im Originalmaß-

stab integriert. Somit ist es möglich, Störfälle komplett abzufahren und die Wechselwirkungen zwischen den passiven Systemen zu untersuchen.

In Einzeltests wurden bisher Notkondensator (NOKO), Gebäudekondensator (CCC), passives Kernfluten, passive Impulsgeber (PIG) und Kühlung des BE-Beckens getestet. Noch ausstehend sind Versuche zum passiven Ausflussbegrenzer.

Die Integraltests für KERENA sollen die gegenseitige Beeinflussung von NOKO, CCC, passivem Kernfluten und PIG bei Transienten- und Kühlmittelverluststörfall-Szenarien zeigen. Im Rahmen der Entwicklung von KERENA sieht der Zeitplan die Fertigstellung der Tests und den Abschluss des „Basic Design“ bis Mitte 2011 vor.

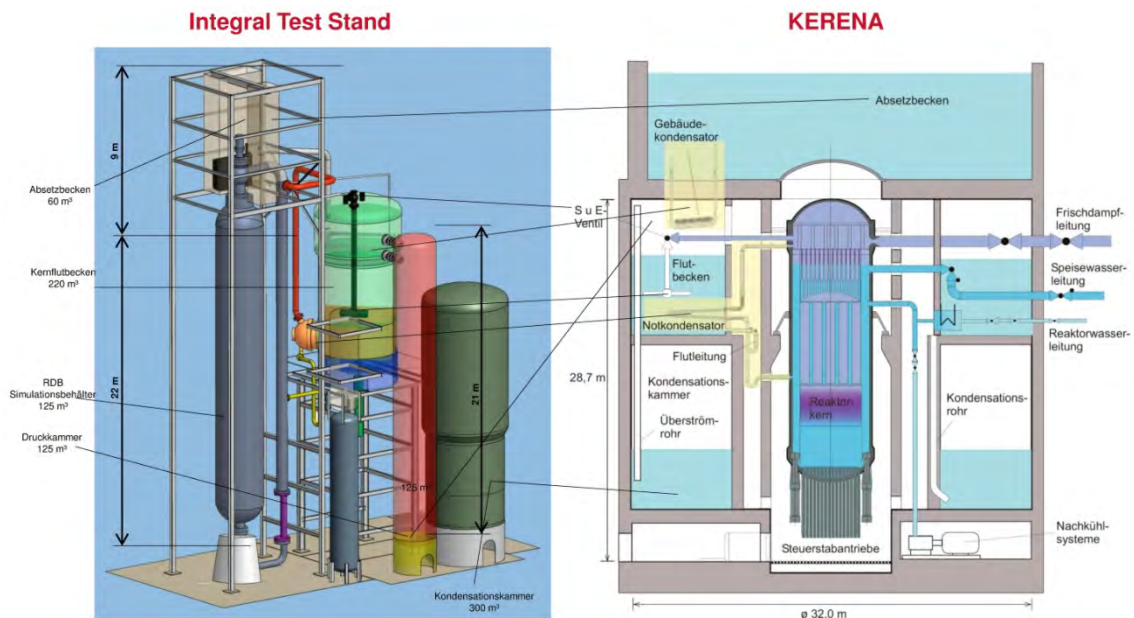


Abb. 6-1: Integraler Versuchsstand Karlstein (INKA) /HEM 10a/

Als möglicher Schwachpunkt der Untersuchungen bei INKA könnte gesehen werden, dass der Eingriff aktiver Systeme und deren Auswirkungen auf die passiven Systeme nicht untersucht werden kann. Zudem ist die Heizleistung des Dampfkessels deutlich geringer als die Kühlleistung des Notkondensators, so dass nur quasistationäre Versuche gefahren werden können. Vorteil des originalgetreuen Höhenmaßstabs ist die gute Übertragbarkeit von quasistationären Zuständen. Der Volumenmaßstab von 1:24 macht es nötig, dass unterschiedliche Strömungswiderstände beachtet und entsprechend skaliert werden müssen.

6.1.2 APEX-1000

Der APEX-1000 (Advanced Plant Experiment, siehe Abbildung 6-2) ist eine Versuchseinrichtung, mit der Zertifizierungsprüfungen für den AP1000 durchgeführt werden können. Mit dieser Testeinrichtung können die Core Make-up Tanks, die Druckspeicher, der passive Nachwärmeabfuhr-Wärmetauscher, der IRWST und das 4-stufige Druckabbausystem (ADS) simuliert werden /IAEA 05/.

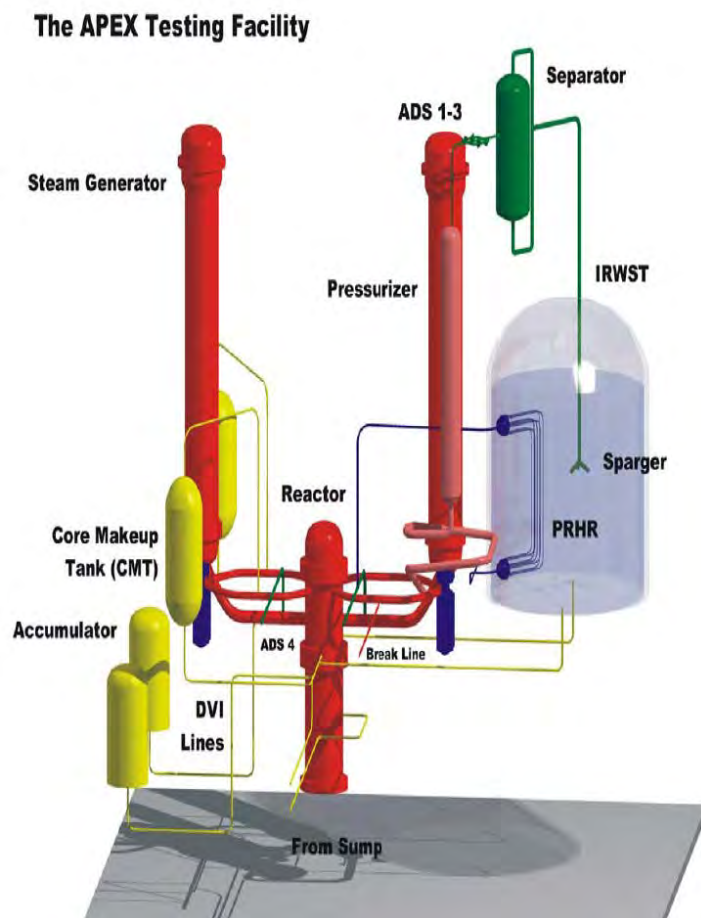


Abb. 6-2: Prinzipieller Aufbau des APEX-Teststandes /IAEA 05/

6.1.3 NOKO/TOPFLOW

Die Testeinrichtung NOKO wurde vom Forschungszentrum Jülich gebaut. Die Versuchsanlage wurde im Jahr 2001 vom Forschungszentrum Dresden-Rossendorf unter dem neuen Namen TOPFLOW übernommen (siehe Abbildung 6-3).

Mit der Forschungsanlage werden verschiedene Untersuchungen zu Zweiphasenströmungen durchgeführt. Dabei werden zum einem stationäre, transiente und geschichtete Strömungen betrachtet. Zum anderen werden 3D-Strömungsphänomene in großen Behältern untersucht. Zudem finden Experimente zu Kondensationsphänomenen in leicht gegenüber der Horizontalen geneigten Rohren statt.

Die Experimente dienen der Validierung von Computational Fluid Dynamics (CFD) Codes /IAEA 05/, /FZD 10/.

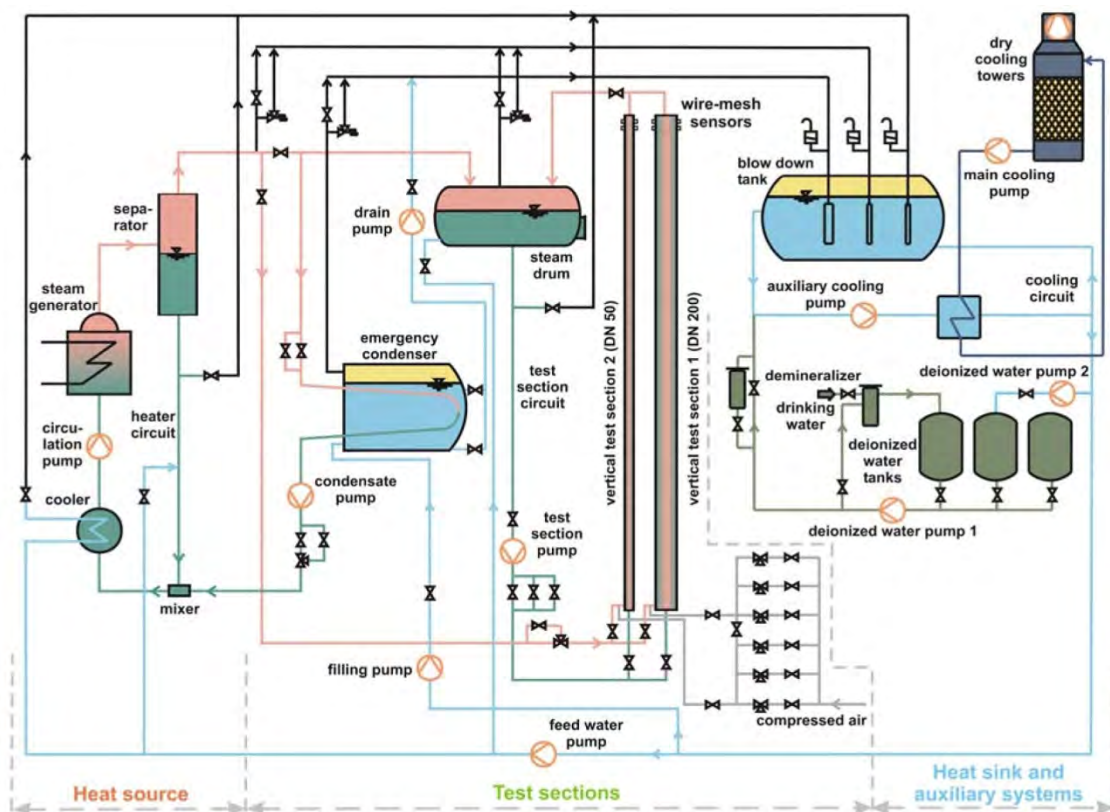


Abb. 6-3: Aufbau der NOKO/TOPFLOW Versuchsanlage in Dresden /FZD 10/

6.1.4 FABIS

Im EURATOM-Forschungsprojekt FABIS (fast acting boron injection system) /BIS 03/ wurde untersucht, ob eine Schnellabschaltung eines Siedewasserreaktors mittels eines schnellen Boreinspeisesystems, möglich ist (siehe Kapitel 4.6.1). Grund für diese Untersuchung ist der angenommene Ausfall des ersten Abschaltsystems mittels der Steuerstäbe. Um die Gefahr dieses Ausfalls zu reduzieren, wurde ein diversitäres, schnell reagierendes Boreinspeisesystem vorgeschlagen, welches Natriumpentaborat in den RDB einspeisen kann.

Das Projekt wurde in fünf Arbeitspakete (WP1-5) aufgeteilt. Zu Beginn wurden CFD-Rechnungen (WP1) und Versuche (WP2) an Mischdüsen durchgeführt, um die Mischung an den Einspeisestutzen zu optimieren. In WP3 wurden mittels reaktordynamischer Rechnungen untersucht, ob eine Rekritikalität durch Entmischungsvorgänge oder zu kurze Einspeisedauer möglich ist. Arbeitspaket 4 umfasste Studien zu thermischen Schocks und Druckwellen auf die Rohrleitungen bei schnellem Öffnen des Leitungsquerschnitts. Im letzten Arbeitspunkt WP5 wurde abgeschätzt, in wie fern die Ergebnisse aus den Experimenten mit angepassten und reduzierten Skalen auf den Originalaufbau übertragbar sind.

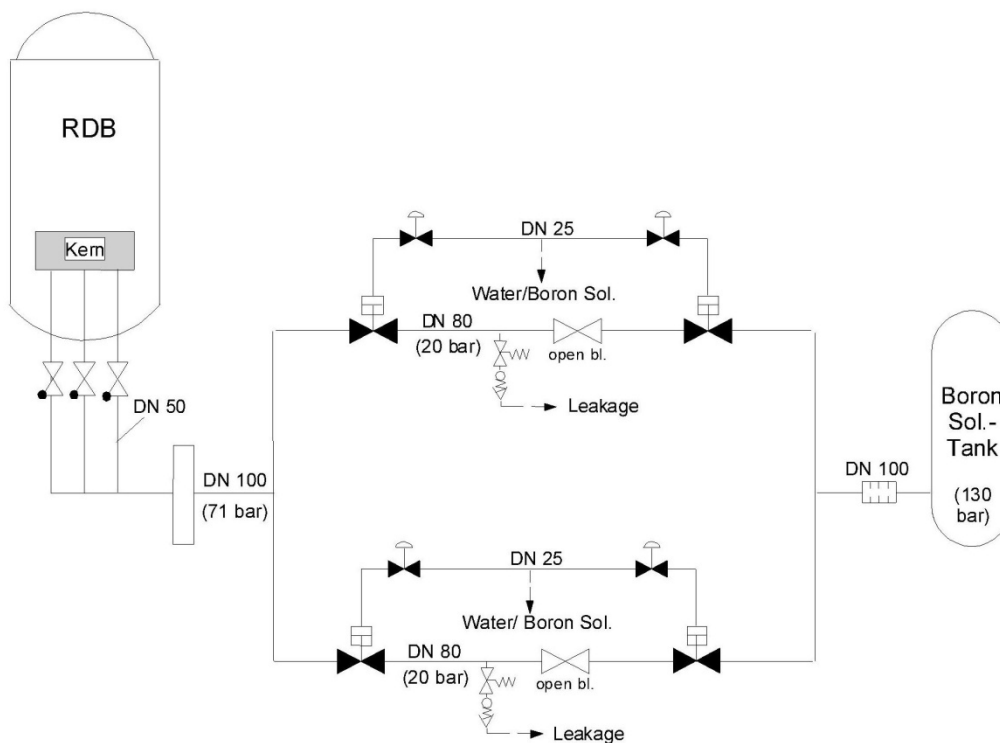


Abb. 6-4: Prinzipskizze des FABIS-Aufbaus /HEM 10a/

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Funktion des Boreinspeisesystems im FABIS-Experiment nachgewiesen werden konnte. In WP1 und WP2 wurde gezeigt, dass sich die Borlösung sehr schnell und gleichmäßig verteilt und die Einspeisezeit lang genug gewählt wurde, so dass bei der Umwälzung des Kühlmittels keine unboriereten Deionatpfropfen auftreten (WP3). In Arbeitspaket 4 wurden die Belastungen auf das Rohrleitungssystem untersucht und keine kritischen Werte erreicht. Die Analyse zur Übertragbarkeit auf die Realanlage zeigte, dass die bei der Einspeisung von heißer Borlösung auftretenden Lasten abgetragen werden können.

6.1.5 CONGA

An dem Forschungsprojekt CONGA (Containment behavior in the event of core melt with gaseous and aerosol releases) hat ein Team von fünf Partnern in den Jahren 1997 bis 1999 am Paul-Scherer-Institut (Schweiz) gearbeitet. Das Projekt beinhaltet theoretische und experimentelle Untersuchungen um das Verhalten des Containments von fortschrittlichen Leichtwasserreaktoren (KERENA und ein italienischer Druckwasserreaktor) mit passiven Systemen zur Containment-Kühlung sowie katalytischen Rekombinatoren während eines Störfalles zu analysieren. Dabei werden auch große Mengen von Aerosolpartikeln und nicht-kondensierbaren Gasen in die Experimente mit einbezogen. Im Speziellen wurden die Auswirkungen von Aerosolpartikelablagerungen auf den Heizrohren betrachtet.

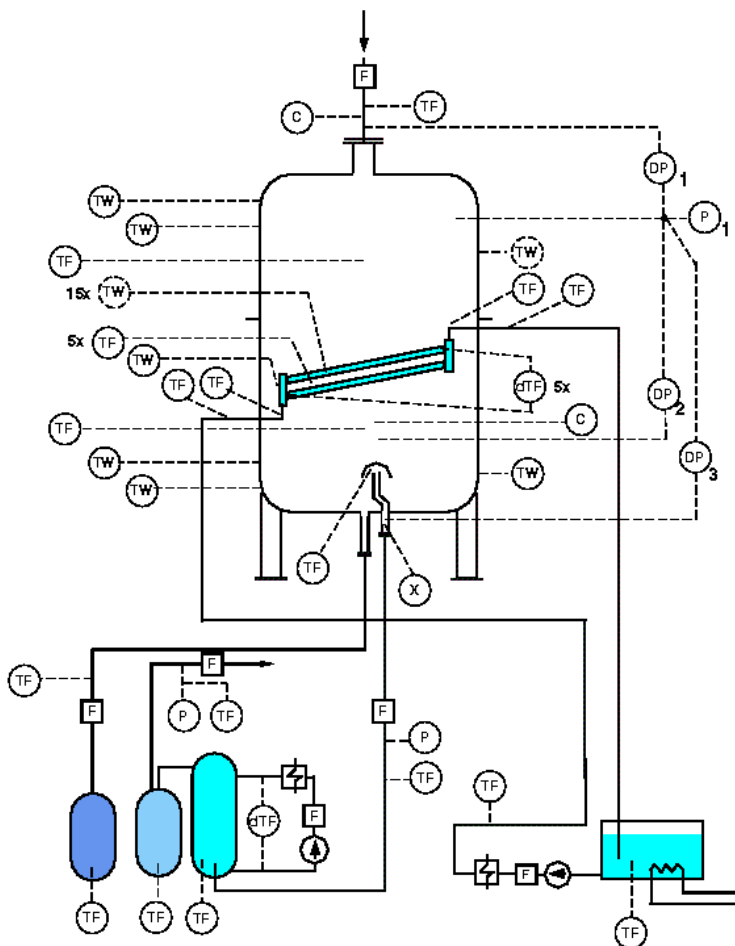


Abb. 6-5: Prinzipzeichnung mit Instrumentierung der CONGA-Versuchsanlage /PSI 11/

Die Experimente zeigten, dass die Ablagerungen von Aerosolen auf den Wärmetauschern des SWR eine um 37 % schlechtere Wärmeübertragung zur Folge hatte. Diese Verminderung kann jedoch durch die Überkapazität des Wärmetauschers kompensiert werden. Im Gegensatz dazu wurde der Wärmeübergang am Wärmetauscher des DWR durch die Aerosol-Ablagerungen aufgrund eines anderen Designs und anderen Betriebsbedingungen nicht verschlechtert /FRI 01/.

6.1.6 COMET

Der COMET-Versuchsstand /FZK 99/ am ehemaligen Forschungszentrum Karlsruhe diente zur Untersuchung des im EPR verwendeten Core Catchers. Dabei wurden verschiedenartige Experimente durchgeführt, die bspw. die Themen Fragmentierung, Flutungsmechanismen und transiente Versuche abdecken. Neben nicht radioaktiven Thermitmelzen wurden zwei Experimente mit prototypischen Kernschmelzen unter Einschluss von UO_2 untersucht. In diesen Versuchsreihen konnte die erwartete Funktionalität nachgewiesen werden.

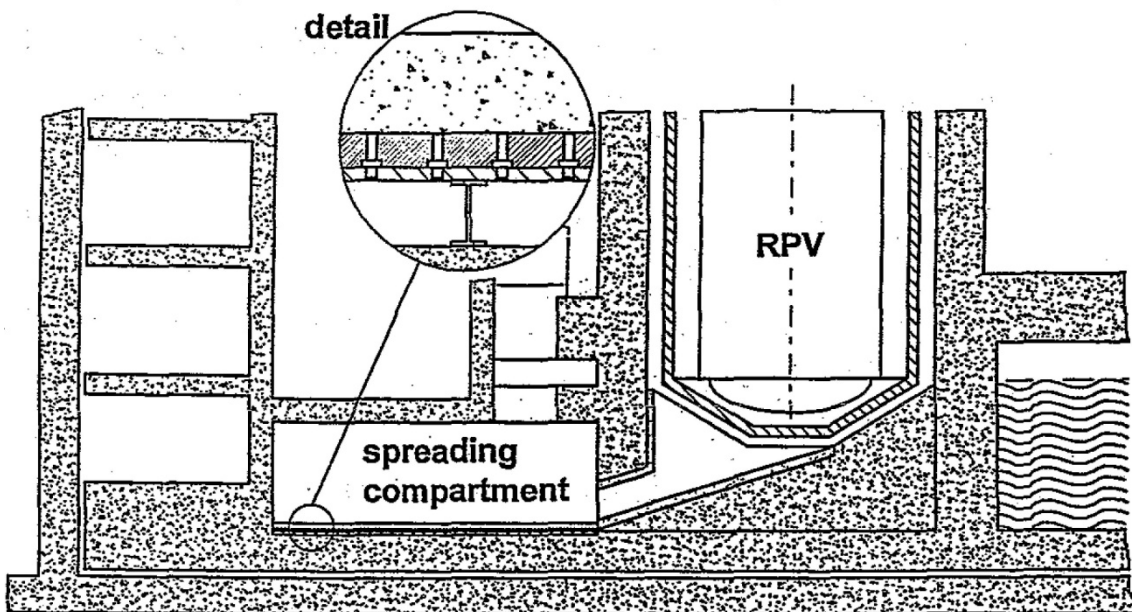


Abb. 6-6: Konzeptzeichnung des COMET-Versuchsstandes /FZK 99/

Als mögliche Vereinfachung des Konzepts wurde der Austausch der Kühlkanäle durch eine poröse, wasserführende Betonschicht angestoßen. In ersten Experimenten schien dieser Ansatz bei gleicher Leistungsfähigkeit eine verringerte Komplexität zu erlauben.

Genauere Beschreibungen zur Funktionsweise und zum Aufbau des EPR Core Catchers und weitere Experimente aus diesem Bereich finden sich in /BAS 11/.

6.1.7 PANDA

Die Versuchseinrichtung PANDA (Passive decay heat removal and depressurization test facility, siehe Abbildung 6-7) ist eine Versuchsanlage des Paul Scherrer Instituts in der Schweiz, mit der passive Nachwärmeabfuhrsysteme untersucht werden können. Mit dieser Testeinrichtung können u. a. passive Systeme des ESBWR und des KERENA simuliert werden.

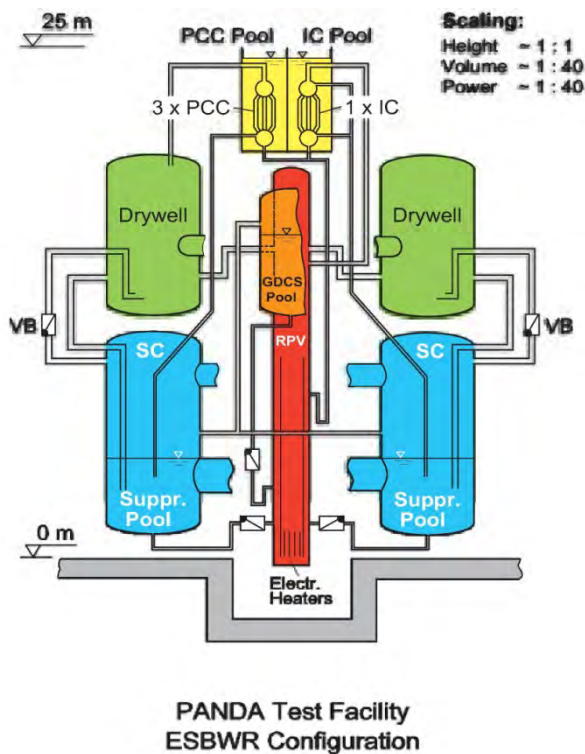


Abb. 6-7: Schematische Ansicht des PANDA-Versuchsstandes /PSI 11/

Mit der Testeinrichtung PANDA können bspw. Experimente zum stationären und transienten Betrieb des passiven Containment Kühlsystems (CCC bei KERENA und PCCS beim ESBWR) durchgeführt werden. Zudem wird das Kondensationsverhalten von Dampf in Rohren mit nicht-kondensierbaren Gasen untersucht. Ein weiterer Untersuchungspunkt, der für Anlagen mit passiven Systemen wichtig sein kann, ist die Durchmischung und Schichtung bei großen Wasservorlagen.

Bei den Untersuchungen des passiven Containment-Kühlsystems des ESBWR wurden verschiedene Randbedingungen betrachtet, wie z. B. ein niedriger Füllstand in der Wasservorlage oder Lufteintrag in der Druckkammer /IAEA 05/.

6.1.8 PUMA

Die Versuchsanlage PUMA (Purdue multi-dimensional integral test assembly) wird genutzt, um thermohydraulische Phänomene beim SBWR zu untersuchen. Die Testanlage in Purdue, Indiana, USA, dient dazu, die Instabilitäten des Siedewasserreaktors bei niedrigen Drücken und geringen Durchflüssen zu untersuchen. Des Weiteren können Experimente zu den passiven Systemen des SBWR⁵ durchgeführt werden /IAEA 05/.

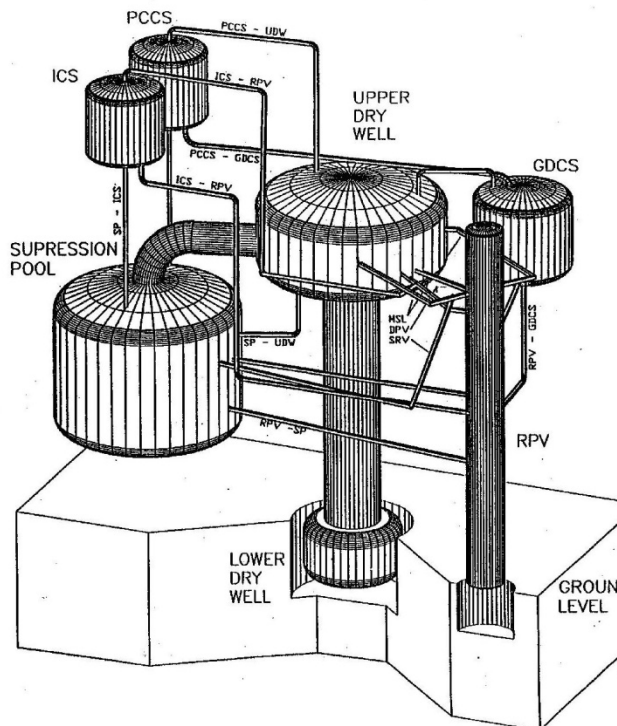


Abb. 6-8: PUMA-Teststand an der Purdue University, USA /IAEA 05/

6.2 Laufende Forschungsprojekte

Im Rahmen eines IAEA Forschungsprojektes „Development of Methodologies for the Assessment of Passive Safety System Performance in Advanced Reactors“ sollen Me-

⁵ Simplified Boiling Water Reactor, Vorgänger des ESBWR

Methoden zur Bewertung von passiven Systemen in fortschrittlichen Reaktoren entwickelt werden. Durch diesen allgemeinen Ansatz könnte die Qualifizierung solcher Systeme einfacher durchgeführt werden. Das Forschungsprojekt wurde im Jahr 2008 gestartet und soll 2012 fertiggestellt werden. Das Arbeitsprogramm besteht aus den folgenden Arbeitsschritten.

Zu Beginn sollen die Anforderungen, die an die Methodik zur Zuverlässigkeitsbewertung von passiven Systemen gestellt werden, identifiziert werden. In einem weiteren Schritt sollen Definitionen im Rahmen der Zuverlässigkeitsbewertung und deren Einbindung in die PSA ausgearbeitet werden. Nachfolgend sind Bewertungsmerkmale für die Methodik der Zuverlässigkeitsbewertung von passiven Systemen zu erarbeiten. Anhand einer Testanwendung sollen die Unsicherheiten der Methode bewertet werden. Abschließend sieht das Projekt vor, die Ergebnisse der Untersuchungen zu vergleichen und zu bewerten, um Vorschläge für einen gemeinsamen Ansatz machen zu können /IAEA 08/, /IAEA 10/.

Im siebten Rahmenforschungsprogramm der Europäischen Kommission /EK 10/ gibt es im Arbeitsgebiet EURATOM einen Unterpunkt „Kernspaltung und Strahlenschutz“, in dem auch Versuche, Simulationen und Code-Entwicklungen gefördert werden, die zum Verständnis von passiven Systemen beitragen sollen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Definition der inhärenten Sicherheit der IAEA ist sehr streng. Laut dieser Definition kann bei einem Kernreaktor nicht von inhärenter Sicherheit gesprochen werden. Die Definition von passiven Systemen ist unterschiedlich. Die IAEA teilt den Grad der Passivität in vier Kategorien ein, von A, rein passiv, bis D, die den niedrigsten Grad der Passivität beschreibt. Das deutsche Regelwerk hat eine strengere Auffassung im Bezug auf passive Systeme. So entsprechen passive Systeme im deutschen Regelwerk der IAEA Kategorie A. Die Definitionen von EPRI fassen als passive Systeme alle Systeme der IAEA-Kategorien A bis D mit ein.

Der deutsche Leitfaden zur Probabilistischen Sicherheitsanalyse sowie deren Methodik enthält keine direkte Aussage zu passiven Systemen. Die IAEA hat in ihren Untersuchungen verschiedene Methoden zur Bestimmung der Zuverlässigkeit passiver Systeme diskutiert. Es gibt jedoch noch kein allgemein anerkanntes Vorgehen, weswegen es

weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt. Grundsätzliche Probleme bei der Erstellung von Fehlerbäumen für passive Systeme hat das MIT identifiziert. Zum einen ist es schwierig geeignete Parameter bei einem funktionalen Versagen zu finden. Zum anderen ist es problematisch, Sicherheit darüber zu erlangen, ob alle Versagensmechanismen des passiven Systems betrachtet worden sind.

Dem Einsatz von passiven Systemen in fortschrittlichen Reaktoren liegt zugrunde, dass durch die Einfachheit im Aufbau sowie die Betätigung durch physikalische Randbedingungen eine erhöhte Sicherheit erreicht werden soll. Durch die selbsttätige Aktivierung der Systeme werden menschliche Fehler bei der Handhabung von passiven Systemen reduziert. Passive Systeme können zu einem trägeren Verhalten der Anlage bei Transienten beitragen. Des Weiteren können diese als zusätzliches diversitäres System genutzt werden.

Passive Sicherheitssysteme wurden in diesem Bericht in sechs Kategorien eingeteilt: Ventile, Nachwärmeabfuhr, Systeme zur Containment-Kühlung und Druckabbau, Strömungsregelarmaturen, Reaktorschutzsystem sowie andere passive Systeme. Dabei wurden passive Systeme aus folgenden Reaktorkonzepten betrachtet: ACR1000, AP1000, APR1400, EPR, ESBWR, KERENA sowie WWER1000/AES92.

Es ist bereits zu Ausfällen von passiven Systemen gekommen. In den USA waren Squib-Ventile aufgrund eines Verdrahtungsfehlers nicht verfügbar. Dieser Fehler konnte auch durch die wiederkehrenden Prüfungen an den Ventilen nicht entdeckt werden.

Grundsätzlich stellen sich bzgl. des Einsatzes von passiven Sicherheitssystemen einige Schwierigkeiten. So sind die Erfahrungen mit passiven Systemen bspw. sehr gering. Damit einher geht der Mangel an Daten bzgl. der physikalischen Anfangs- und Randbedingungen, die zur Aktivierung der Systeme benötigt werden, sowie der Alterungsprozesse, die die Funktionsweisen dieser Systeme nachhaltig beeinflussen können. Dies erschwert zudem eine Zuverlässigkeitsbewertung von passiven Sicherheitssystemen. Ein weiterer Punkt, der besonders berücksichtigt werden muss, betrifft die eingeschränkte Möglichkeit von Instandhaltung und Wartung der besprochenen Systeme. Durch die teils sehr geringen Antriebskräfte in passiven Systemen sind die epistemischen Unsicherheiten thermohydraulischer Analysen teilweise in derselben Größenordnung wie die relevante Größe.

Passive Systeme unterliegen nicht nur der Möglichkeit von Komponentenversagen, sondern auch der Möglichkeit von funktionalem Versagen, welches einen phänomenologischen Ursprung hat. Dies beinhaltet unter anderem eine Störung des Naturumlaufs. Gründe dafür können Dichteschwankungen, instabile Strömungsübergänge oder Teilverdampfungen sein. Nicht-kondensierbare Gase können die Wärmeübertragung bei passiven Systemen negativ beeinflussen.

Aufgrund der eingeschränkten Datenlage wurden bereits einige Forschungsprojekte explizit zu passiven Systemen initiiert. Dabei werden zum einen die physikalischen Phänomene betrachtet, wie zum Beispiel bei den Anlagen NOKO/TOPFLOW und PUMA. Forschungsanlagen wie APEX-1000 und INKA führen Untersuchungen zu einer Reihe von passiven Systemen der Anlagen AP1000 bzw. KERENA durch. Andere Anlagen führen Forschungen zu einzelnen passiven Sicherheitssystemen durch, wie z. B. zum passiven Nachwärmeabfuhrsystem (PANDA), zum Core Catcher (COMET) oder zum schnellen Boreinspeisesystem (FABIS).

Die IAEA arbeitet derzeit an einem Forschungsvorhaben zur Zuverlässigkeitsbewertung von passiven Systemen. Das Ziel ist es, Methoden zur Bewertung zu entwickeln, wodurch die Qualifizierung solcher Systeme erleichtert werden soll.

Der Bericht zeigt, dass weiterhin Forschungsbedarf in Bezug auf den Einsatz und die Bewertung von passiven Systemen besteht.

Zur Vertiefung des vorliegenden Berichts sollten die Entwicklungen im Bereich PSA für passive Systeme verfolgt werden und die verschiedenen PSA-Bewertungsmethoden für passive Systeme anderer Länder sollten detailliert betrachtet werden. Zu Themen die im Rahmen dieses Berichtes nicht näher untersucht werden konnten, die jedoch für weiterführende Berichte interessant wären, gehören des Weiteren Untersuchungen zum Verhalten passiver Systeme in EVA-Situationen, insbesondere bei der Überlagerung von Störfällen mit Wärmeabfuhr durch passive Systeme und parallelem Erdbeben. Weiterhin ist der Vergleich zwischen Regelwerksvorgaben verschiedener Länder in Bezug auf Einzelfehlerkriterium und Reparaturfall für passive Komponenten und Systeme zu unternehmen und die Einwirkungen von Handeingriffen auf den Betrieb von passiven Systemen ist zu untersuchen.

8 Literatur

- /ALW 90/ Advanced Light Water Reactor
Utility Requirements Document, Volume 1: ALWR Policy and Summary of
Top-Tier Requirements, EPRI-NP-6780, Issue 3/90
- /ANP 03/ Areva NP
SWR1000 - General Description, http://www.aveva-np.com/common/liblocal/docs/product_sheet/2/PRS_2_2_1_SWR1000-Gen_Des.pdf, März 2003
- /BAS 11/ Band, S.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Entwicklungen im Bereich des
Containments im Hinblick auf Sicherheitsebene 4, GRS, Januar 2011
- /BFS 05/ Bundesamt für Strahlenschutz
Methoden zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke,
2005
- /BFS 05a/ Bundesamt für Strahlenschutz
Daten zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke, 2005
- /BIS 03/ J. Tuunanen et al.
Fast Acting Boron Injection System (FABIS), EURATOM Cordis R&T Pro-
gramme „Nuclear Energy, key action Nuclear Fission Safety 1998-2002“,
2003
- /BMU 05/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Sicherheitsüberprüfung gemäß §19a des Atomgesetzes
Leitfaden Probabilistische Sicherheitsanalyse, 2005
- /BMU 09/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Sicherheitskriterien für Kernkraftwerke, Revision D, April 2009
- /BON 10/ Bönigke, G.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Konzeptbeschreibung ESBWR,
GRS, November 2010

- /BRE 09/ Brettschuh, W.
Moderne Reaktoren mit passiven Sicherheitseinrichtungen – der neue
SWR 1000 von AREVA, Präsentation in Darmstadt, 12. Januar 2009
- /EK 10/ Homepage zum siebten Rahmenforschungsprogramm der Europäischen
Kommission
http://ec.europa.eu/research/fp7/index_en.cfm?pg=euratom
Stand: 9. Dezember 2010
- /FRI 01/ Friesen, E.; e.a.
Containment behaviour in the event of core melt with gaseous and aerosol
releases (CONGA); Nuclear Engineering and Design
Volume 209, Issues 1-3, November 2001
- /FZD 10/ Forschungszentrum Dresden-Rossendorf
<http://www.fzd.de/db/Cms?pNid=0>, Stand 10. November 2010
- /FZK 99/ H. Alsmeyer; W. Tromm;
Forschungszentrum Karlsruhe, The COMET Concept for Cooling Core
Melts: Evaluation of the Experimental Studies and Use in the EPR,
Wissenschaftlicher Bericht FZKA 6186 EXV-CSC(99)-D036, Oktober 1999
- /HEM 10/ Heinrich, M.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Konzeptbeschreibung APR1400,
GRS, September 2010
- /HEM 10a/ Heinrich, M.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Konzeptbeschreibung KERENA,
GRS, August 2010
- /HSE 08/ Public Report on the Generic Design Assessment of New Nuclear Reactor
Designs, Westinghouse Electric Company, Ergebnis des GDA-Prozesses,
Schritt 2 von der HSE, März 2008
- /IAEA 05/ International Atomic Agency
Natural Circulation in water cooled nuclear power plants,
IAEA-TECDOC-1474, November 2005

- /IAEA 07/ International Atomic Agency
IAEA Safety Glossary – Terminology Used in Nuclear Safety and Radiation Protection, STI-PUB-1290, Juni 2007
- /IAEA 08/ International Atomic Agency
Development of methodologies for the assessment of passive safety system performance in advanced reactors, IAEA Coordinated Research Activities Program (CRP), 2008
- /IAEA 09/ International Atomic Agency
Passive Safety Systems and Natural Circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1624, November 2009
- /IAEA 09a/ International Atomic Agency
Design features to achieve defense in depth in small and medium sized reactors, IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-2.2, Juni 2009
- /IAEA 10/ International Atomic Agency
IAEA Coordinated Research Project, Development of Methodologies for the Assessment of Passive Safety System Performance in Advanced Reactors, <http://www.iaea.org/NuclearPower/SMR/crpi31018.html>, Stand: 06.12.2010
- /IAEA 91/ International Atomic Agency
Safety Related Terms for advanced nuclear power plants, IAEA-TECDOC-626, September 1991
- /IAEA 96/ International Atomic Agency
Technical feasibility and reliability of passive safety systems for nuclear power plants, IAEA-TECDOC-920, Dezember 1996
- /IAEA 99/ International Atomic Agency
Evolutionary water cooled reactors: Strategic Issues, technology and economic viability, IAEA-TECDOC-1117, Dezember 1999
- /INRC 10/ Inside NRC, Volume 32, Number 9, 26. April 2010
- /INRC 10a/ Inside NRC, Volume 32, Number 8, 12. April 2010

- /JAN 10/ Jansen, Dr. F.
Reisebericht zur 5. Arbeitssitzung der OECD-NEA/CNRA Arbeitsgruppe
“Working Group on the Regulation of New Reactors” und zum “CNRA In-
ternational Workshop on New Reactor Siting, Licensing and Construction
Experience”, GRS, September 2010
- /JAN 10a/ Jansen, Dr. F.
Abstellung zur U.S. Nuclear Regulatory Commission,
GRS, Erfahrungsbericht April/Mai 2010
- /KRD 10/ Krönung, D.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Konzeptbeschreibung ACR1000,
GRS, November 2010
- /KTA 10/ Kerntechnischer Ausschuss (KTA)
Begriffe-Sammlung, KTA-GS-12, Januar 2010
- /KUZ 07/ Kuznetsov, V.
Coordinated Research Project „Development of methodologies for the as-
sessment of passive safety system performance in advanced reactors“,
IAEA-Präsentation, September 2007
- /MIL 09/ Mildenerger, O.; Löffler, H.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Analyse von Unfällen mit Kern-
zerstörung und PSA der Stufe 2, GRS, Dezember 2009
- /MUE 10/ Müller, C.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, AES92 General Description,
Februar 2010
- /NRC 04/ U.S. Nuclear Regulatory Commission
Final Safety Evaluation Report Related to Certification of the AP1000
Standard Design, NUREG-1793, September 2004
- /NRC 10/ U.S. Nuclear Regulatory Commission
Resolution of Generic Safety Issue, NUREG-0933, Juni 2010

- /NRC 10a/ U.S. Nuclear Regulatory Commission
Design Certification Applications for New Reactors,
<http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert.html>,
Stand: 09.12.2010
- /OLJ 10/ Oldenburg, J.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Konzeptbeschreibung AP1000,
GRS, März 2010
- /PSI 11/ Paul-Scherer-Institut
<http://www.psi.ch/>, Stand: 14. Januar 2011
- /SAI 05/ Saiu, G.; Frogheri, M. L.
AP1000 Nuclear Power Plant Overview
Ansaldo Energia S.p.A – Nuclear Division, 2005,
http://www.ansaldonucleare.it/TPap0305/NNPP/NPP_37.pdf
- /SCH 93/ Scharfe, A.; Löffler, H.
Zusammenstellung der Eigenschaften der passiven und inhärenten Sicherheitselemente in den verschiedenen bestehenden und fortgeschrittenen Reaktorkonzepten sowie offene Fragestellungen, GRS-A-2072, Juni 1993
- /VOS 09/ Voswinkel, A.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Einsatz und Zuverlässigkeit von Squib Valves (SV) in Kernkraftwerken, GRS, Juni 2009
- /WAM 10/ Walter, M.
Technischer Bericht zu FKZ 3608R01700, Konzeptbeschreibung EPR,
GRS, Dezember 2010
- /WEN 08/ WENRA RHWG
WENRA Reactor Safety Reference Level, Januar 2008,
http://www.wenra.org/dynamaster/file_archive/080121/1c826cfa42946d3a01f5ee027825eed6/List_of_reference_levels_January_2008.pdf

- /WES 03/ Cummins, W. E.; Corletti, M. M.; Schulz, T. L.
Westinghouse AP1000 Advanced Passive Plant, Proceedings of ICAPP '03
Paper 3235, Cordoba, Spanien, Mai 2005
- /WES 10/ Westinghouse
AP1000 European Design Control Document, 2010
- /WET 94/ Wetzel, N.; Scharfe, A.
Bestandsaufnahme und Beurteilung von inhärenten Sicherheitsmerkmalen
und passiven Sicherheitseinrichtungen in probabilistischen Sicherheitsana-
lysen, GRS-A-2231, Dezember 1994



Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH

Entwicklungen auf dem Gebiet des Einsatzes digitaler Leittechnik

Technischer Bericht

Ewgenij Piljugin

Dezember 2010

Bericht zum Vorhaben 3608R01700

Bewertung neuer Reaktorkonzepte
und der Übertragbarkeit sicherheits-
technischer Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen.

Auftrags-Nr.: 814 000

Autoren: pil 089/32004-470

PL: jan 0221/2068-825

PC: nie 0221/2068-660

3608R01700-T-Bericht Nr. 6/2010

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Sachstand	7
2.1	Kurzübersicht zu den neuen Reaktoranlagen der Generation III/III+ in der Design- bzw. Errichtungsphase	7
3	Leittechnik-Konzepte.....	12
3.1	Leittechnik-Konzept der EPR-Reaktoranlage.....	12
3.2	Leittechnik-Konzept der AP1000-Reaktoranlage	15
3.3	Leittechnik-Konzept der ESBWR-Reaktoranlage	20
3.4	Leittechnik-Konzept der APWR-Reaktoranlage	31
3.5	Leittechnik-Konzept der APR-1400-Reaktoranlage.....	35
3.6	Einsatz der FPGA basierten Prozessleittechnik in den Kernkraftwerken..	37
4	Regulatorische Fragestellungen bzw. Probleme bei der Einführung digitaler Sicherheitsleittechnik	43
4.1	Diskussion in Deutschland.....	43
4.2	Internationale Diskussionen.....	45
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	52
6	Literatur.....	56

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Übersicht der wichtigsten Hersteller bzw. Lieferanten der neuen Reaktoranlagen /ERV 08/	7
Abb. 3-1: Funktionsdiagramm der Leittechnik der EPR-Reaktoranlage	14
Abb. 3-2: Übersicht der Leittechnik der AP1000-Reaktoranlage /BRO 07/	15
Abb. 3-3: Struktur der Leittechnik der AP1000-Reaktoranlage	16
Abb. 3-4: Funktionsdiagramm des Reaktorschutzsystems (RPS/ESFAS)	17
Abb. 3-5: Gestaltung der Warte der AP1000-Reaktoranlage /BRO 07/	18
Abb. 3-6: Diagramm der Signalverarbeitung des ALS-Systems /BER10/	19
Abb. 3-7: Struktur der Leittechnik der ESBWR-Reaktoranlage /NRC 04/	20
Abb. 3-8: Defense-in-Depth-Konzept der Leittechnik der ESBWR-Reaktoranlage /FEN 06/	21
Abb. 3-9: Struktur der RPS-Leittechnik der Reaktorschnellabschaltung	22
Abb. 3-10: Struktur der ECCS/ESF-Leittechnik	23
Abb. 3-11: Signalverarbeitung der ATWS/SLC-Logik	24
Abb. 3-12: TMR-Architektur der TRICON-Leittechnik	27
Abb. 3-13: Architektur des Hauptprozessors	28
Abb. 3-14: Typische Struktur des Mark-VIe-Systems	30
Abb. 3-15: Struktur der Leittechnik der APWR-Reaktoranlage	32
Abb. 3-16: Vereinfachte Darstellung der RPS-Signalverarbeitung der APWR-Reaktoranlage	33

Abb. 3-17: Struktur der ESFAS-Leittechnik der APWR-Reaktoranlage	33
Abb. 3-18: Rechnerbasierte Warte der APWR-Reaktoranlage	34
Abb. 3-19: Beispiel der Touch-Screen-Betätigung der Komponenten.....	35
Abb. 3-20: Struktur der Nuklearindustrie in Süd-Korea zum Bau der Reaktoranlage APR-1400	36
Abb. 3-21 Struktur der Leittechnik der APR-1400-Reaktoranlage /HAN 05/	37

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1:	Aktuelle Projekte der Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+	8
Tab. 2-2:	Leittechniksysteme der neuen Reaktoranlagen	10
Tab. 3-1	Sicherheitsrelevante Leittechniksysteme und -funktionen der ESBWR-Reaktoranlage	23
Tab. 3-2:	Übersicht TRICON-Hardware	25
Tab. 3-3:	Übersicht der TRICON-PLC-Software.....	29
Tab. 3-4:	Übersicht zum Einsatz der Leittechnik in den südkoreanischen Kernkraftwerken /HAN 05/	36
Tab. 3-5:	Übersicht wichtigster FPGA-Hersteller	38

1 Einleitung

Im Rahmen des BMU-Vorhabens 3608R1700 soll für ausgewählte Reaktorkonzepte eine Bewertung der neuen Lösungsansätze bei Auslegung und Errichtung neuer Reaktoranlagen durchgeführt werden. In die Bewertung soll ebenfalls die generelle Möglichkeit einer Übertragbarkeit der technischen Lösungen auf bestehende Anlagen einbezogen werden. Die zu untersuchenden neuen Lösungsansätze schließen die Entwicklungen auf dem Gebiet des Einsatzes von digitaler Leittechnik ein, die im vorliegenden Bericht erläutert werden.

Unter Leittechnik, auch Prozessleittechnik genannt, versteht man die technischen Einrichtungen zur Überwachung, Steuerung und Regelung eines Kernkraftwerks. Sie dient dazu, Informationen über den Zustand der Anlage zu erfassen, zu verarbeiten und Einrichtungen wie Steuerstäbe, Pumpen oder Armaturen anzusteuern.

Die Leittechnik in Kernkraftwerken besteht aus unterschiedlichen, leittechnischen Systemen und Einrichtungen, die verschiedene Aufgaben erfüllen. So ist ein Leittechniksystem für die Regelung und Steuerung des Reaktors im Normalbetrieb zuständig. Ein anderes Leittechniksystem – das Begrenzungssystem – dient dazu, Störungen rechtzeitig zu erkennen und abzufangen, damit es nicht zu sogenannten Schutzaktionen des Reaktorschutzsystems kommt. Weitet sich trotz Eingriffs des Begrenzungssystems eine Störung zu einem Störfall aus, so ist es die Aufgabe des Reaktorschutzsystems, eine Schutzaktion auszulösen, die den Störfall sicher beherrscht.

Die Kernkraftwerke der früheren Generationen (Generationen I bis III) wurden ursprünglich mit sogenannter festverdrahteter Leittechnik (im Sprachgebrauch häufig „analoge Leittechnik“) ausgestattet. Bei der analogen Leittechnik werden die erforderlichen Funktionen durch die feste Verdrahtung von elektrischen und elektronischen Bauelementen (u. a. Relais, Widerstände, Kondensatoren, Dioden, integrierte Schaltkreise) festgelegt, wobei dadurch die kontinuierliche Verarbeitung der Signale von und zum technischen Prozess stattfindet. Seit den Neunziger Jahren hat bei der Leittechnik ein Technologiewandel zur digitalen, softwarebasierten Leittechnik stattgefunden.

Die digitale Leittechnik arbeitet im Gegensatz zur analogen Leittechnik mit diskreten anstelle von kontinuierlichen Signalen und stellt eine Verbindung zum technischen Prozess durch Schnittstellen zur Signaleingabe und –ausgabe her. Digitale Signalverarbeitung erfolgt in den elektronischen Baugruppen (u. a. Prozessoren, Speicher, Zeit-

geber, Wandler) durch Speicherung, Übermittlung und Transformation von Information in Form von digitalen, zeitdiskreten Signalen.

Generell kann die digitale Leittechnik sowohl auf der Basis von einfachen Hardwarebaugruppen, die ohne anwendungsspezifische Programmierung die Leittechnikfunktionen ausführen (sog. Anwendungssoftware), als auch auf der Basis komplexer Hardwaresysteme, die auch programmierbare Elemente enthalten (sog. softwarebasierte Leittechnik), implementiert werden. Bei der softwarebasierten Leittechnik wird die Funktionalität durch die im Speicher der Einrichtungen abgelegten Konfigurations- und Instruktionsdaten festgelegt. Die zur Ausführung von Leittechnikfunktionen erforderlichen Konfigurations- und Instruktionsdaten werden allgemein als *Software* bezeichnet - bei weniger komplexen Geräten, wo lediglich Strukturen und einfache Abläufe festgelegt werden, werden sie meist *Firmware* genannt.

Im Folgenden werden sowohl der Oberbegriff „digitale Leittechnik“ als auch „softwarebasierte Leittechnik“ verwendet, da nur in speziellen Fällen (z. B. beim Einsatz der FPGA-Technik) die strenge Trennung in der Anwendung dieser Begriffe auf der Abstraktionsstufe der im Bericht dargestellten Betrachtungen möglich ist.

Im Rahmen der Untersuchungen zur Leittechnik sind folgende Arbeitsschritte vorgesehen:

- Zusammenstellung von Leittechnikkonzepten in neuen Reaktoranlagen¹,
- Durchführung von Recherchen zu neuen Leittechnikkonzepten hinsichtlich
 - wesentlicher Unterschiede zwischen den Leittechnikkonzepten der neuen Reaktoranlagen,
 - regulatorischer Fragestellungen bzw. der evtl. aufgetretenen Probleme,
 - erreichter Fortschritte bei der Umsetzung der Konzepte und
- Bewertung der Übertragbarkeit auf die Reaktoranlagen in Deutschland.

¹ Anmerkung: unter neuen Reaktoranlagen sind die in der Errichtungs- oder in der Genehmigungsphase befindlichen Reaktoranlagen der Generation III/III+ gemeint.

Nachfolgend sind die Zwischenergebnisse der Recherchen dargestellt, wobei die Quellen auf die Publikationen und auf andere Informationen (u. a. nationale und internationale Konferenzen) beginnend ab dem Jahr 2000 eingeschränkt wurden.

2 Sachstand

2.1 Kurzübersicht zu den neuen Reaktoranlagen der Generation III/III+ in der Design- bzw. Errichtungsphase

Zu Beginn des 21. Jahrhunderts erfolgte eine neue Konsolidierung von bereits bekannten und etablierten Herstellern der Reaktoranlagen auf dem globalen Markt der nuklearen Energieerzeugung (siehe Abbildung 2-1). Diese Hersteller bieten entweder allein oder im Rahmen von Konsortien die Reaktoranlagen mit unterschiedlicher Leistung und verschiedenen sicherheitstechnischen Konzepten auf dem nationalen und internationalen Markt an. Diese Anlagen zeichnen sich durch ein weit gestaffeltes Sicherheitskonzept (Defense-in-Depth), einen erweiterten Einsatz passiver Sicherheitseinrichtungen (u. a. Core-catcher, passive Wärmesenke) und einen hohen Automatisierungsgrad aus.

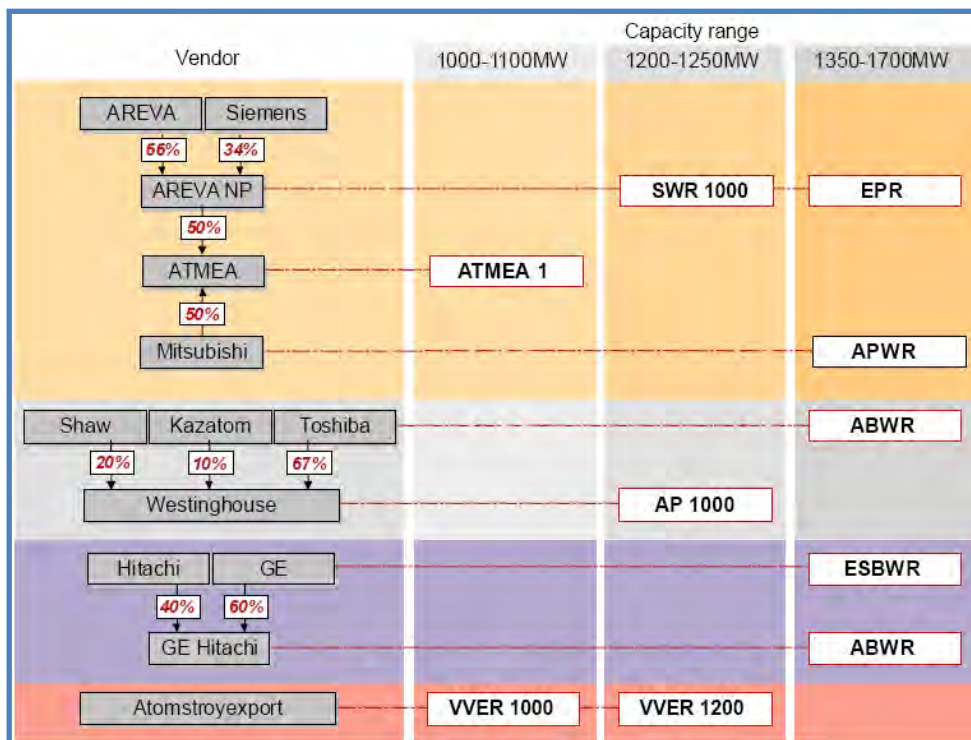


Abb. 2-1: Übersicht der wichtigsten Hersteller bzw. Lieferanten der neuen Reaktoranlagen /ERV 08/

Auch die neuen aufstrebenden Industrien aus dem asiatischen Wirtschaftsraum (u. a. in China, Indien und Süd-Korea) haben bereits eigene Reaktoranlagen entwickelt und versuchen die exportfähigen Reaktoranlagen neuester Generation im internationalen Wettbewerb anzubieten. Dazu gehört insbesondere der Konzern KEPCO aus Süd-Korea mit der Reaktoranlage APR-1400 (Hersteller der Hauptausrüstung der Reaktoranlage: Doosan Heavy Industries & Construction). Einige neue Kernkraftwerke mit diesem Typ der Reaktoranlage werden zurzeit in Südkorea errichtet und nach VAE exportiert.

Zurzeit befinden sich weltweit viele neuen Reaktoranlagen in der Errichtungs- bzw. Genehmigungsphase; in der Tabelle 2-1 sind einige aktuelle Projekte (Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+, Stand: September 2010) nach Reaktortyp zusammengefasst.

Tab. 2-1: Aktuelle Projekte der Leichtwasserreaktoren der Generation III/III+

Land	Reaktoranlage	Typ	Hersteller Lieferant	Stand
Bulgarien	Belene-1, 2	WWER-1000 (AES-91)	ASE&CARSIB	Design
China	Tiashan-1, 2	EPR	AREVA NP	Errichtung
China	Sanmen-1&2, Haiyang-1&2	AP1000	Westinghouse	Errichtung
China	Tianwan-1, 2, 3, 4	WWER-1000 (AES-91)	ASE	Betrieb, Errichtung
Finnland	Olkiluoto-3	EPR	AREVA NP	Errichtung
Frankreich	Flamanville	EPR	AREVA NP	Errichtung
England	Generic Design	EPR	AREVA NP	Genehmigung
England	Generic Design	AP1000	Westinghouse	Genehmigung
Japan	Tsuruga-3, 4	APWR	Mitsubishi (MHI)	Errichtung
Indien	Kudankulam-1, 2	WWER-1000 (AES-92)	ASE	Errichtung
Russland	Novoworonesh-II Leningrad-II	WWER-2006, WWER-1200 (AES-2006)	AEP Moskau, AEP St. Petersburg	Errichtung
Süd-Korea	Shin Kori-3, 4	APR-1400	Doosan/KEPCO	Errichtung
USA	Generic Design, mehrere Standorte	US-EPR	AREVA	Genehmigung
USA	Generic Design, mehrere Standorte	AP1000	Westinghouse	Genehmigung
USA	Generic Design, mehrere Standorte	ESBWR	General Electric (GE)	Genehmigung
USA	Generic Design, mehrere Standorte	US-APWR	Mitsubishi (MHI)	Genehmigung

Die verfahrens- und sicherheitstechnischen Konzepte der neuen Reaktorplantypen der Generation III+ stellen grundsätzlich eine konsequente sicherheits- und effizienzgerichtete Weiterentwicklung bereits mehrfach erprobter Technologien der nuklearen Energieerzeugung auf der Basis der Druckwasser- und Siedewasserreaktoranlagen dar. Bei der Automatisierungstechnik neuer Reaktorplantypen ist der Technologiewandel zumeist gravierender, weil anstatt konventioneller analoger Leittechnik die digitale prozessor- bzw. softwarebasierte Leittechnik eingesetzt wird. Die digitale Leittechnik bietet einerseits viele Vorteile (u. a. Flexibilität bei der Anpassung an die Verfahrenstechnik, reduzierter Energieverbrauch, reduzierter Raumflächenbedarf, erweiterte Funktionalitäten hinsichtlich Selbstüberwachung und Ergonomie der Mensch-Maschine-Schnittstellen), andererseits weist diese Technologie ein neues Potential zu latenten CCF-Fehlern in der Hard- und Software auf. Dieses Potential kann nach dem heutigen Stand von W&T nicht vollständig durch Qualitätssicherungsprozesse (Verification & Validation) beseitigt werden. Um die Auswirkungen latenter Fehler (insbesondere GVA) in der Hard- und Software sicherheitsrelevanter Leittechnik auf die Sicherheit zu minimieren bzw. zu beherrschen, sind in den neuen Reaktorplantypen verschiedene Konzepte (u. a. Einsatz diversitärer Sicherheitsleittechnik, automatische und manuelle back-up Funktionen) entwickelt worden.

In der Regel bieten Hersteller neuer Reaktorplantypen, genauso wie bei den Vorgängeranlagen, ein eigenes in sich geschlossenes, bereits in der Designphase des Reaktorplantyps abgestimmtes Konzept der Verfahrens- und Leittechnik. Die Konzepte sicherheitsrelevanter Leittechnik und die Hard- und Software werden speziell in eigenen Konzernen für die Automatisierungsfunktionen entwickelt und produziert oder nach Vorgaben des Herstellers der Reaktoranlage von einem qualifizierten Hersteller der Leittechnik produziert und geliefert. In der Tabelle 2-2 sind einige wichtige Leittechnikensysteme der neuen Reaktorplantypen zusammengefasst.

Die Ausnahme hinsichtlich der Entwicklung und des Einsatzes der digitalen Leittechnik bilden die neuen Druckwasser-Reaktorplantypen aus Russland. Die Reaktoranlage WWER-1000/V413 (AES-91) wurde durch AEP St. Petersburg mit Unterstützung des finnischen Fortum-Konzerns auf der Basis der Reaktoranlage vom Typ WWER-1000/V320 ausgelegt. Nach diesem Design wurden 2 Blöcke im KKW Tianwan (China) errichtet. Die weitere Entwicklung dieses Typs erfolgte in Projekten der Reaktorplantypen WWER-1000/V446 (AES-92) durch AEP Moskau, Gidropress und dem Kurchatov-Institut für die KKW Kudankulam (Indien) und Belene (Bulgarien).

Für diese WWER-1000-Reaktoranlagen wurden qualifizierte, betriebsbewährte Leittechnik-Systeme der westlichen Hersteller (AREVA, Siemens) eingesetzt. Diese Leittechnik-Systeme wurden bereits bei der Modernisierung der älteren WWER-Reaktoranlagen erprobt und eingesetzt, u. a.

- Sicherheitsleittechnik im KKW Paks/WWER-440 (Ungarn),
- Sicherheitsleittechnik im KKW Bohunice/WWER-440 (Slowakische Republik),
- Sicherheits- und Betriebsleittechnik im KKW Kozloduy/WWER-1000 (Bulgarien).

Die neue russische Reaktoranlage vom Typ WWER-1200 (AES-2006) sollte den Sicherheitsanforderungen der Reaktoranlagen der Generation III+ entsprechen und stellt eine Weiterentwicklung der Typen AES-91 und AES-92 dar /KRA 08/. Die Komponenten für AES-2006 sollen vorrangig von russischen Unternehmen geliefert werden, einschließlich der Elektro- und Leittechnik, wobei einige leittechnische Systeme und Einrichtungen im Rahmen von Joint-Ventures mit westlichen Unternehmen entwickelt und produziert werden /PIL 10/.

Tab. 2-2: Leittechniksysteme der neuen Reaktoranlagen

Reaktor-anlage Typ	Hersteller Lieferant	Sicherheits-relevante Funkti-onen	Leittechniksystem	Hersteller
EPR, US-EPR	AREVA NP	Reaktorschutz RPS/ESFAS	TELEPERM XS	AREVA NP
		Begrenzungen	TELEPERM XS	AREVA NP
		Betriebsleittechnik	SPPA-2000	Siemens
		Diversitäre SiLT Back-Up	Functional diversity Non-Class 1E digital (automatic/manual),	AREVA NP Siemens
AP1000	Westinghouse (WEC)	Reaktorschutz RPS/ESFAS	Common-Q	WEC
		Begrenzungen	?	?
		Betriebsleittechnik	?	?
		Diversitäre SiLT Back-Up	Non-Class 1E digital for automatic functions, no software for manual control and indications (direct wiring to actuation devices)	WEC
ESBWR	General Electric (GE)	Reaktorschutz RPS	GE NUMAC	GE
		ESFAS	TRICON	Invensys
		Begrenzungen	?	?
		Betriebsleittechnik	?	?
		Diversitäre SiLT Back-Up	Non-Class 1E Mark VIe platform Different HW and SW from safety-related	GE

Reaktor-anlage Typ	Hersteller Lieferant	Sicherheits-relevante Funkti-onen	Leittechniksystem	Hersteller
APWR, US-APWR	Mitsubishi (MHI)	Reaktorschutz RPS/ESFAS	MELTAC	Mitsubishi (MHI)
		Begrenzungen	?	?
		Betriebsleittechnik	?	?
		Diversitäre SiLT Back-Up	Class 1E analog/hard-wired diverse actuation system	Mitsubishi (MHI)
APR-1400	Doosan/KEPCO	Reaktorschutz RPS/ESFAS	Common-QPLC based	WEC
		Begrenzungen	Common QPLC based	WEC
		Betriebsleittechnik	Ovation Mark VIe	WEC GE
		Diversitäre SiLT Back-Up		
WWER-1000 (AES-91, AES-92)	ASE RosAtom	Reaktorschutz RPS / ESFAS	TELEPERM XS	AREVA NP
		Begrenzungen	TELEPERM XS	AREVA NP
		Betriebsleittechnik	SPPA-2000	Siemens
		Diversitäre SiLT Back-Up	Hard-wired back-up	

3 Leittechnik-Konzepte

3.1 Leittechnik-Konzept der EPR-Reaktoranlage

Die EPR-Reaktoranlage wurde in den 90er Jahren von den deutschen und französischen Kraftwerksanlagenbauern Siemens und Framatome entwickelt.

Bereits in der EPR-Konzeptphase wurde der Einsatz digitaler Leittechnik auf allen Sicherheitsebenen vorgesehen. Bei Siemens-KWU wurde das softwarebasierte Leittechniksystem TELEPERM XS entwickelt, um sicherheitsrelevante Leittechnikfunktionen in der EPR-Reaktoranlage zu realisieren.

Das System TELEPERM XS soll bei neuen Reaktortypen, wie z. B. im EPR, sowie zur Ertüchtigung und Modernisierung bestehender Anlagen eingesetzt werden. Seit der ersten Inbetriebnahme vor mehr als 10 Jahren wird die TELEPERM XS-Leittechnik weltweit in 55 kerntechnischen Anlagen für unterschiedliche Leittechnikfunktionen eingesetzt.

Bei der Auslegung der TELEPERM XS Leittechnik wurden folgende Hauptmerkmale festgelegt:

- Systemplattform der Hard- und Software sollte für sicherheitstechnische Anwendungen im Kernkraftwerk entwickelt werden.
- Systemeigenschaften für deterministisches Verhalten, einschließlich erforderlicher Robustheit und Zuverlässigkeit, insbesondere durch folgende Merkmale
 - Zyklischer Betrieb (Rechner, Netzwerke) der Signalverarbeitung,
 - Trennung von System- und Anwendungssoftware,
 - Funktionsweise der Systemsoftware unabhängig vom Anlagenzustand,
 - Entwicklung und Qualifizierung der Systemsoftware-Komponenten nach der höchsten Anforderungskategorie.

Wesentliches Element der Auslegung der Sicherheitsleittechnik bezüglich Fehlerbeherrschung sind die internen Überwachungsmechanismen.

Folgende interne Überwachungsmechanismen des TELEPERM XS sollen im Reaktorschutzsystem zur Verfügung gestellt werden:

- Zyklische Selbsttests der Verarbeitungseinheiten und der E/A-Baugruppen prüfen Prozessoren und Speicherbausteine,
- Ein Hardware-Watchdog (Überwachungseinrichtung) auf jeder Verarbeitungseinheit und auf jeder E/A-Baugruppe überwacht den zyklischen Betrieb,
- Jede Verarbeitungseinheit und jede E/A-Baugruppe überwacht ihre Kommunikationspartner anhand der Integrität der gelieferten Daten und der regelmäßigen Datenaktualisierung,
- Bei erkannten Ausfällen von Verarbeitungseinheiten werden die angeschlossenen Ausgangsbaugruppen stromlos geschaltet.

Das Leittechnikkonzept der EPR-Reaktoranlage (siehe Abbildung 3-1) basiert auf den Plattformen TELEPERM XS (TXS) von AREVA NP und der SPPA T2000-Leittechnik von Siemens /NRC 04/. Die Leittechnikarchitektur umfasst ein primäres Sicherheitssystem, ein digitales Backup-System mit reduziertem Umfang der Sicherheitsleittechnikfunktionen und ein sogenanntes „hardwired“ Backup-System (HBS), das im Wesentlichen auf FPGA-Bausteinen basieren sollte. Die Reaktorschnellabschaltfunktion und andere Schutzaktionen sind im Reaktorschutzsystem (Protection System, PS) realisiert.

In jeder Redundanz des Reaktorschutzsystems sind funktional diversitäre Teilsysteme (TSA und TSB) vorhanden, die auf unterschiedliche Anlagenparameter zugreifen. Jede Redundanz besitzt fünf Erfassungs- und Verarbeitungseinheiten (APU), die jeweils dem Teilsystem A oder dem Teilsystem B zugeordnet sind. Über Glasfaserverbindungen (LWL-Lichtwellenleiter) werden die gebildeten Auslösesignale der APUs in einem Teilsystem an die korrespondierenden Teilsysteme in den anderen drei Redundanzen übertragen. Jedem Teilsystem innerhalb einer Redundanz sind zwei Logikeinheiten (Actuator Logic Units, ALU) zugeordnet, die redundant eine 2v4-Auswahl vornehmen. Innerhalb der Logik für die Auslösung von Schutzaktionen sind diese Voter mit einem ODER verknüpft, um auch dann eine Schutzaktion auslösen zu können, wenn ein Voter versagt. Im Fall der Logik für die Auslösung einer Reaktorschnellabschaltung sind die Voter mit einem UND verknüpft, um eine unberechtigte RESA zu vermeiden. Die RESA-Auslösesignale der einzelnen Redundanzen öffnen unterschiedliche Schalter in der Energieversorgung der Steuerstäbe.

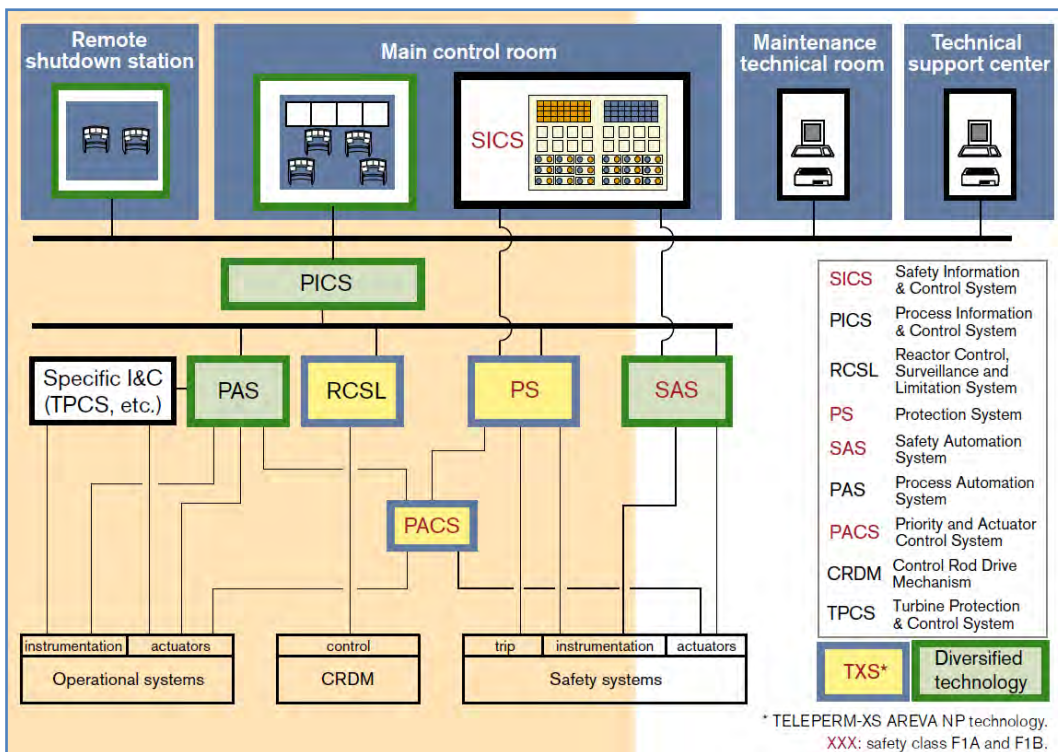


Abb. 3-1: Funktionsdiagramm der Leittechnik der EPR-Reaktoranlage

Die leittechnischen Einrichtungen der Betriebsleittechnik, die keine direkte Sicherheitsfunktion erfüllen, nutzen die SPPA T2000-Plattform. Innerhalb dieser Leittechnik dient das zweifach redundant ausgeführte Safety Automation System (SAS) als Backup des Reaktorschutzsystems (PS) für die Auslösung von Schutzaktionen bei ausgewählten auslösenden Ereignissen.

Zusätzlich gibt es ein festverdrahtetes Backup-System (HBS), das alle Schnellabschaltfunktionen erfüllen kann. Das HBS verwendet dieselben Anlagenparameter wie das PS, nutzt allerdings redundante Messungen dieser Parameter. Darüber hinaus sind fest verdrahtete Handmaßnahmen als weiteres Backup vorgesehen.²

² Anmerkung: HBS ist in Abb.3-1 nicht dargestellt.

3.2 Leittechnik-Konzept der AP1000-Reaktoranlage

Das Leittechnikkonzept der AP1000-Reaktoranlage der Firma Westinghouse Electric sieht den Einsatz gestaffelter Sicherheitsbarrieren zur Beherrschung von Störereignissen vor. Diese setzen sich wie folgt zusammen (siehe Abbildung 3-2)³:

- Betriebliche digitale Leittechnik mit Leittechnikfunktionen zum Normalbetrieb der Anlage und zum gestörten Betrieb der Anlage (Non-1E-Funktionen),
- Common Q, eine softwarebasierte Sicherheitsleittechnik zur Störfallbeherrschung (1E-Funktionen),
- Eine FPGA-basierte Sicherheitsleittechnik als zweites Reaktorschutzsystem/ Backup-System, (Non-1E-Funktionen).

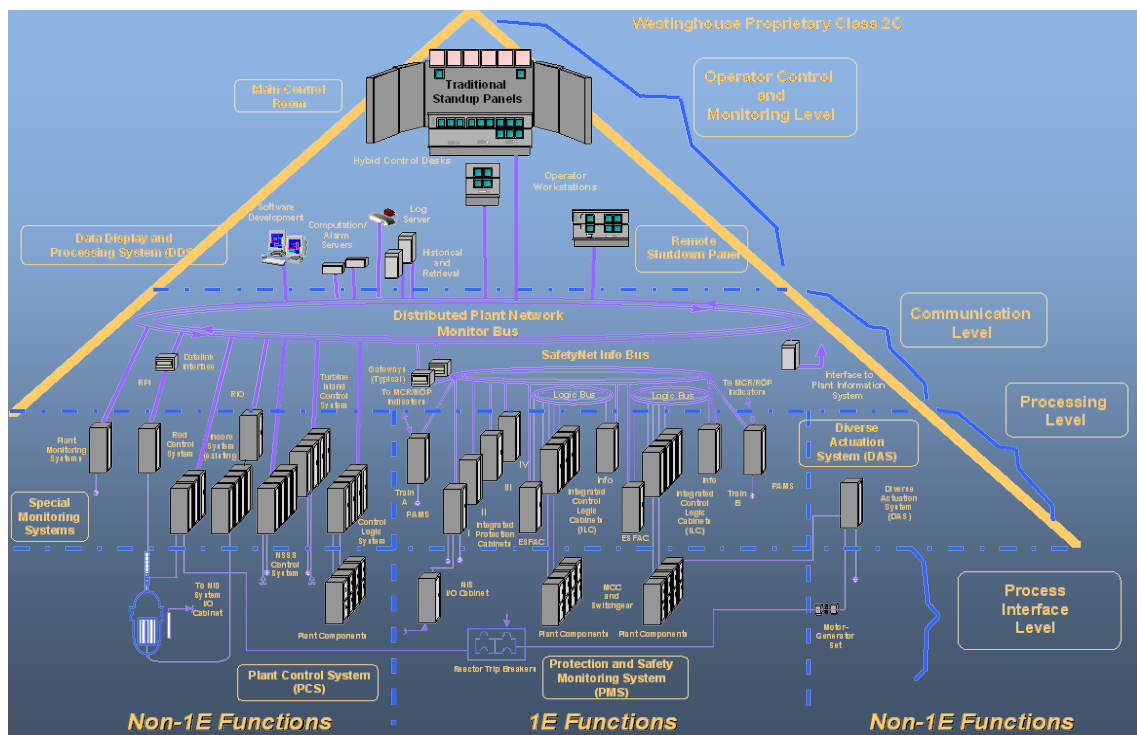


Abb. 3-2: Übersicht der Leittechnik der AP1000-Reaktoranlage /BRO 07/

Die Unabhängigkeit dieser gestaffelten Leittechniksysteme soll durch den Einsatz unabhängiger Erfassungs- und Auslösepfade und durch unterschiedlichen Aufbau und Technologie dieser Systeme sichergestellt werden. Hinzu kommt, dass, die Entwick-

³ Anmerkung: Die Kategorisierung der 1E- und Non-1E-Leittechnik erfolgt nach dem Qualifizierungsstandard IEEE-323 /IEE 08/

lung und die Herstellung der Hard- und Software durch drei verschiedene Hersteller sowie die Planung mit völlig unterschiedlichen Werkzeugen erfolgen sollte.

Die Sicherheitsleittechnik PMS (Protection and Safety Monitoring System) soll Überschreitungen der Grenzwerte des bestimmungsgemäßen Betriebs erkennen und die entsprechenden Sicherheitsfunktionen auslösen.

Wichtige sicherheitsrelevante Untersysteme des PMS (1E-Funktionen) sind

- die nukleare Instrumentierung (NIS-Nuclear Instrumentation System),
- das Reaktorschutzsystem (RPS) UND
- das qualifizierte Netzwerksystem (QDPS).

Das RPS-Reaktorschutzsystem besteht aus einem RT-System zur Reaktorschnellabschaltung und einem ESFAS-System zur Steuerung der Sicherheitssysteme und –Einrichtungen.

Das PMS-System ist auf der Common-Q-Leittechnik der Fa. Westinghouse aufgebaut. Das Herzstück ist die Hardware vom Typ Advant AC160. Die Struktur der Leittechnik der AP1000-Reaktoranlage ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

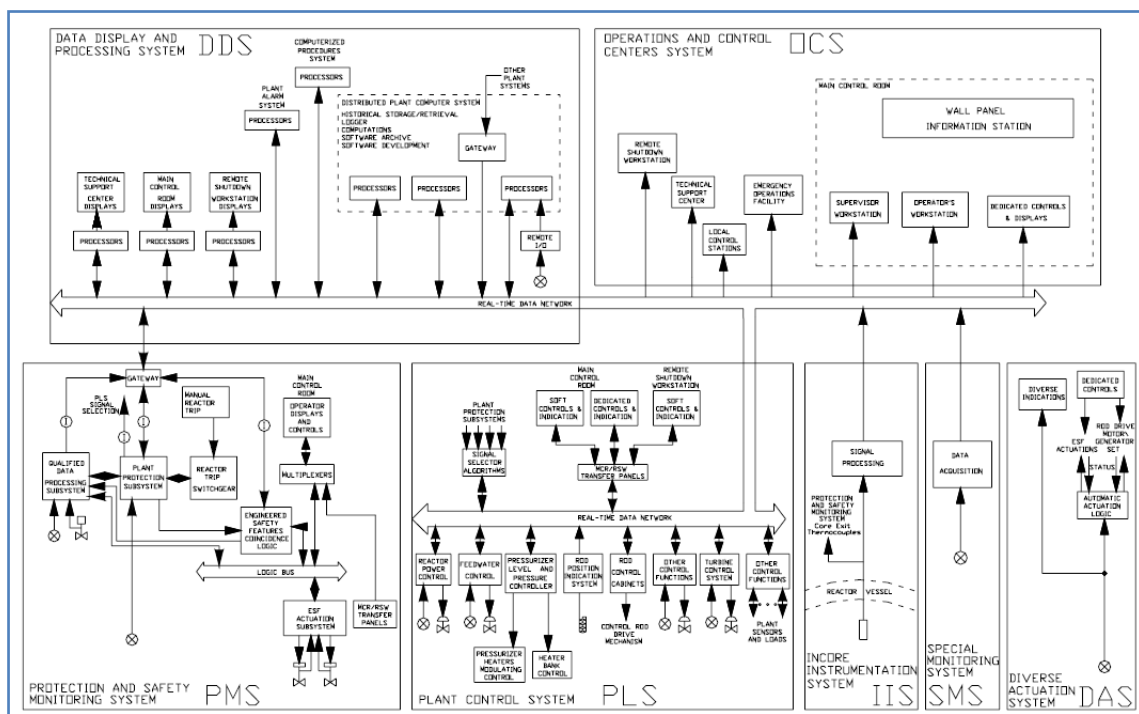


Abb. 3-3: Struktur der Leittechnik der AP1000-Reaktoranlage

Die Signalverarbeitung des RT- und ESFAS-Systems ist in der Abbildung 3-4 vereinfacht für einen Strang dargestellt.

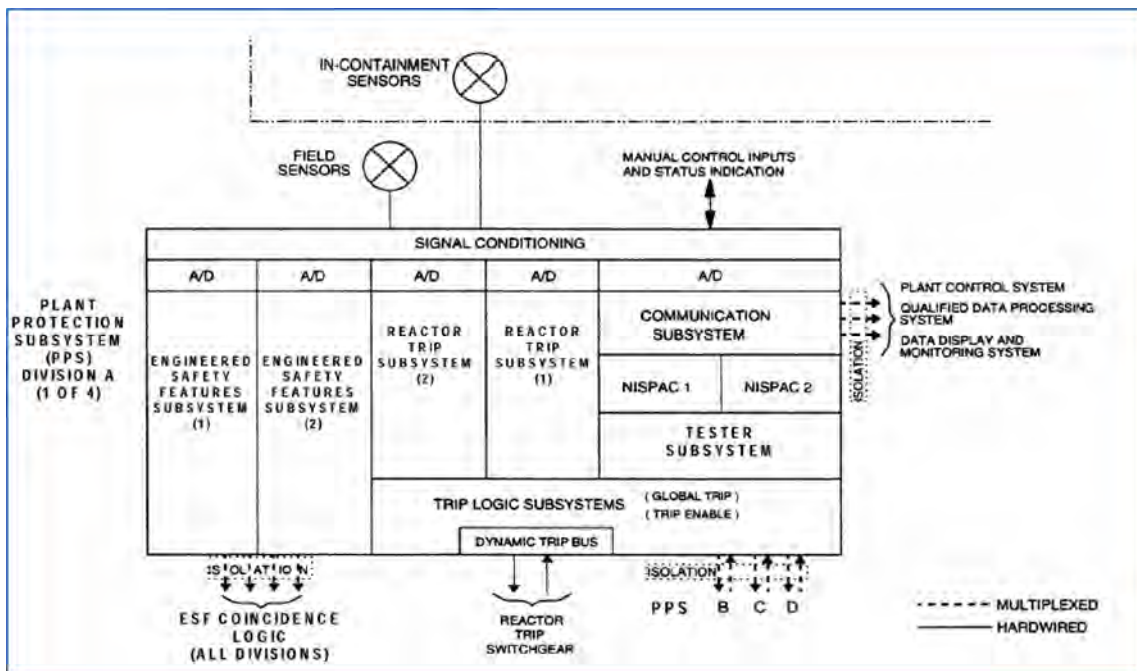


Abb. 3-4: Funktionsdiagramm des Reaktorschutzsystems (RPS/ESFAS)

Die Common-Q-Leittechnik wurde bereits in den konventionellen Kraftwerken und bei der Modernisierung der Betriebsleittechnik in den KKW's erprobt und in den koreanischen Kernkraftwerken Ulchin-5 und -6 als Sicherheitsleittechnik eingesetzt.

Die Reaktoranlage AP1000 soll mit einer sogenannten kompakten computerbasierten Warte ausgestattet werden (siehe Abbildung 3-5).

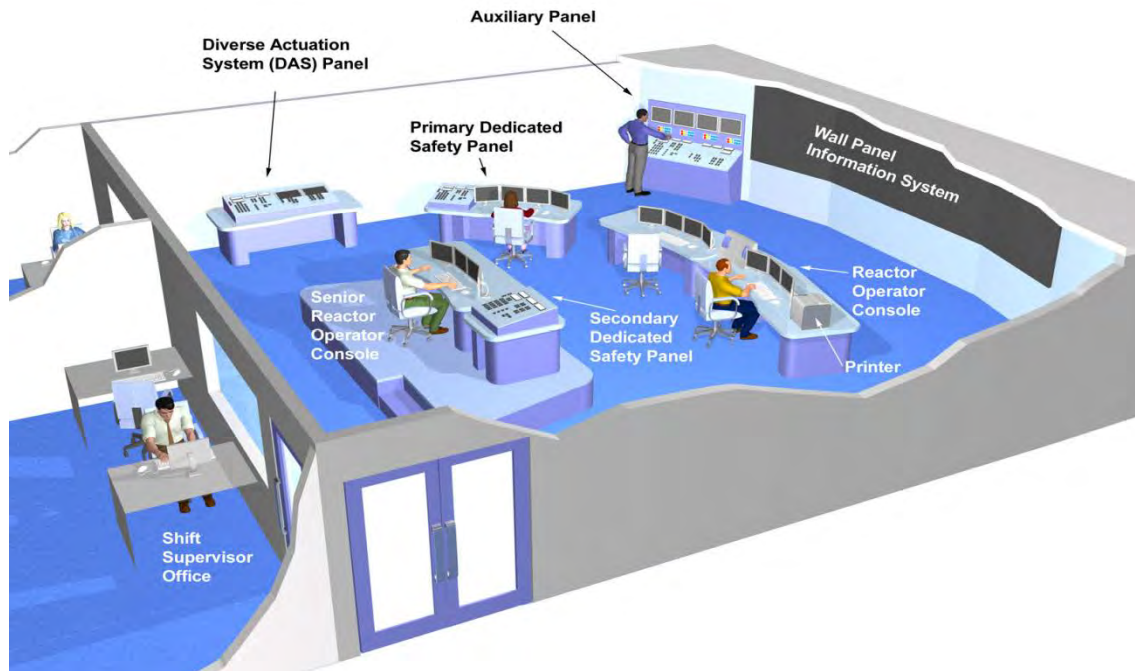


Abb. 3-5: Gestaltung der Warte der AP1000-Reaktoranlage /BRO 07/

Für den Fall des CCF-Ausfalls der softwarebasierten Sicherheitsleittechnik soll in der Reaktoranlage AP1000 eine alternative diversitäre Leittechnik eingesetzt werden. Diese Leittechnik wurde von der Firma CS-Innovations entwickelt.

Anfang 2004 beauftragte das Kernkraftwerk Wolf Creek in USA die Firma CS-Innovations, eine neue nicht softwarebasierte Leittechnik zur Ablösung der alten Sicherheitsleittechnik zu entwickeln. Das Ergebnis war die Sicherheitsleittechnik ALS, die eine Plattform für den Austausch der Sicherheitsleittechnik in US-amerikanischen Kernkraftwerken darstellen sollte.

Im März 2009 wurde von der Genehmigungsbehörde U.S. NRC ein Safety Evaluation Report (SER) veröffentlicht und das ALS-System für den Einsatz für Sicherheitsfunktionen in den Kernkraftwerken frei gegeben. Im Sommer 2009 wurde die Firma CS Innovations durch die Firma Westinghouse Electric Co übernommen /BER 10/.

Die Sicherheitsleittechnik ALS (Advanced Logic System) besteht aus den Funktions- und Steuerungsbaugruppen, den Ein- und Ausgabebaugruppen, einer Kommunikations-Baugruppe zum Signalaustausch und Baugruppen zur Erweiterung des Systems. Mit den Ein- und Ausgabebaugruppen können binäre und analoge Signale erfasst und digitalisiert werden. Diese Baugruppen werden zusammen mit den Baugruppen zur Stromversorgung in einen 19“-Baugruppenträger eingebaut. Bei Bedarf kann das Sys-

tem durch Einsatz der Kommunikations-Baugruppe durch weitere Baugruppenträger und weitere Baugruppen erweitert werden. Die Baugruppen werden über eine ALS Busplatine im Baugruppenträger versorgt und miteinander verbunden. Die Ein- und Ausgabebaugruppen werden über eine Steckverbindung mit der Messtechnik und den anzusteuern den Komponenten verbunden (siehe Abbildung 3-6).

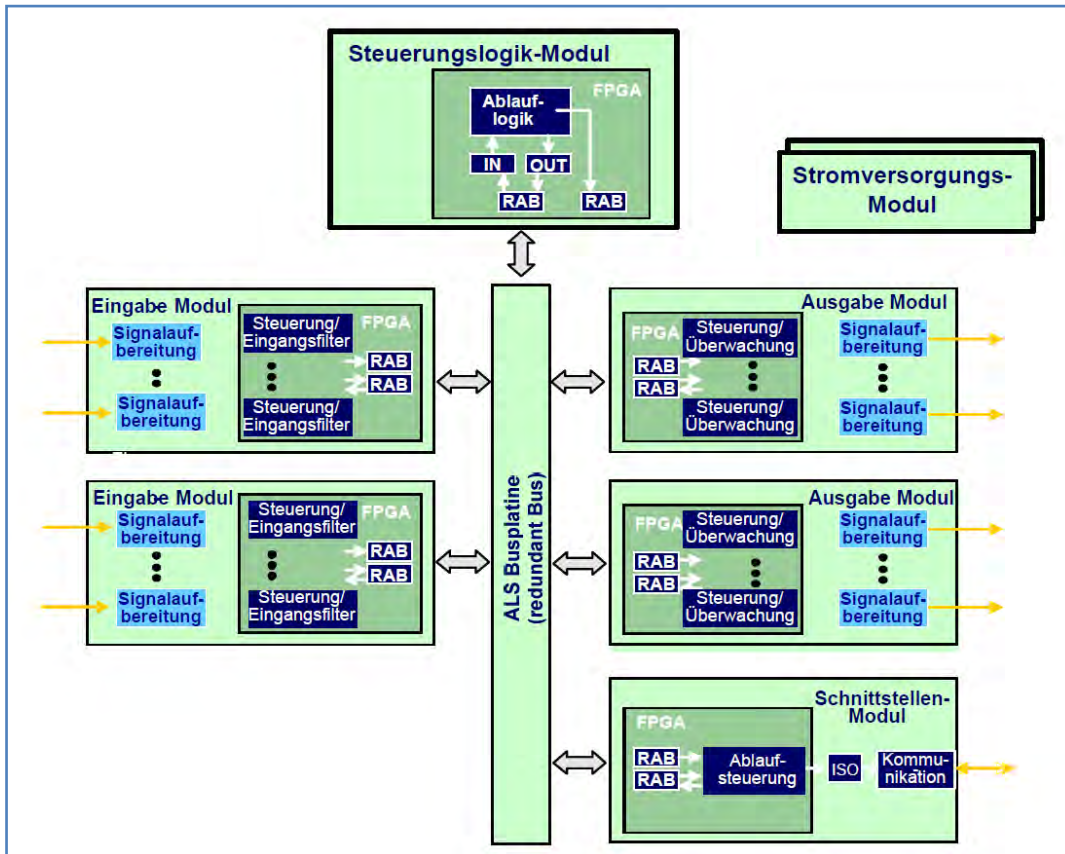


Abb. 3-6: Diagramm der Signalverarbeitung des ALS-Systems /BER10/

Die ALS Sicherheitsleittechnik ist seit Herbst 2009 im Kernkraftwerk Wolf Creek Generation Station (USA) im Einsatz. Darüber hinaus wird die ALS Sicherheitsleittechnik für die neuen Kernkraftwerke der Firma Westinghouse des Typs AP1000 als DAS (diverse actuation system), d. h. als Backup-System für das Reaktorschutzsystem eingesetzt.

3.3 Leittechnik-Konzept der ESBWR-Reaktoranlage

Das Leittechnik-Konzept der ESBWR-Reaktoranlage (siehe Abbildung 3-7) basiert auf der digitalen Leittechnik und besteht im Wesentlichen aus folgenden Bestandteilen:

- 4 Redundanzen der Reaktorschnellabschaltung,
- 4 Redundanzen des ESFAS-Systems,
- 4 Redundanzen der alternativen Reaktorschnellabschaltung,
- Dreifach redundante Struktur der Prozessorlogik der diversitären Leittechnik,
- Dreifach redundante Struktur der wichtigsten nuklearen Regelungen und
- Dreifach redundante Struktur der Verfügbarkeits-Leittechnik.

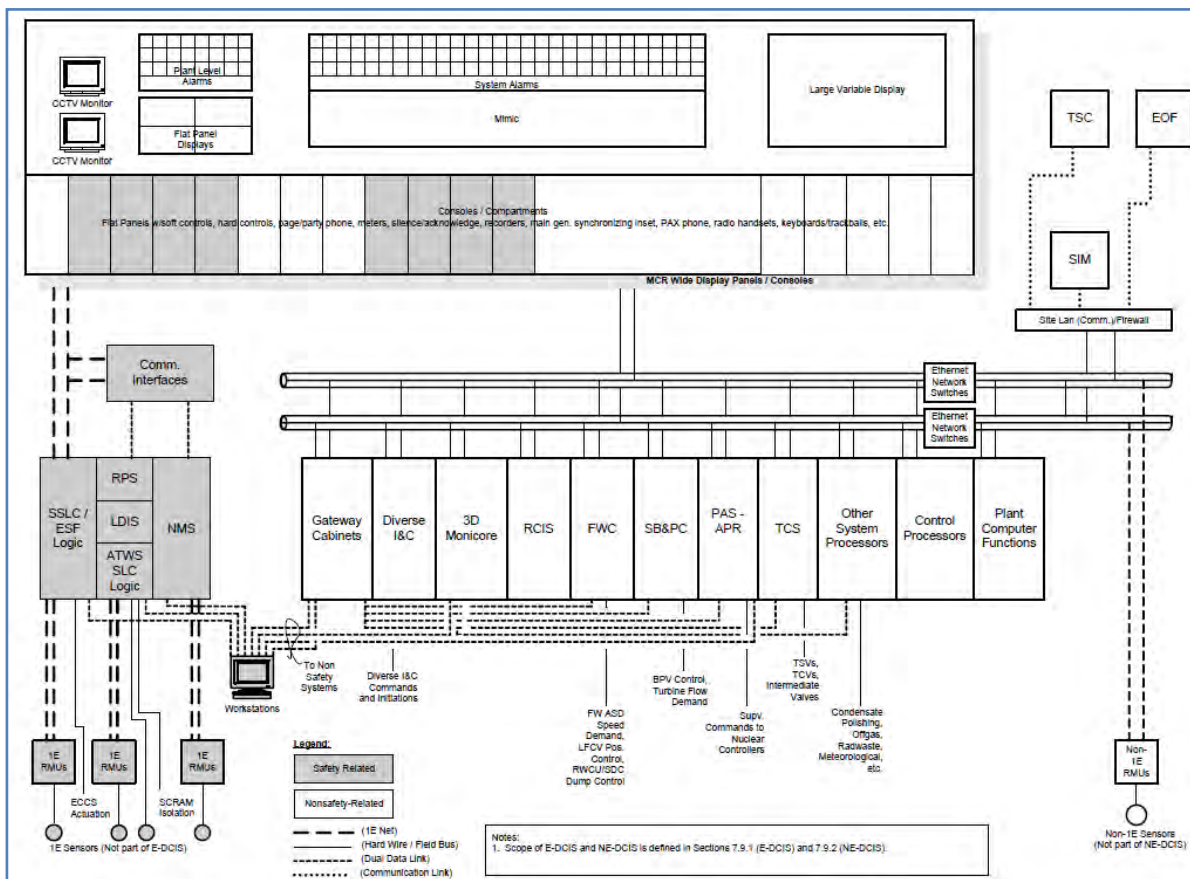


Abb. 3-7: Struktur der Leittechnik der ESBWR-Reaktoranlage /NRC 04/

Für die Sicherheitsleittechnik (RPS) der ESBWR-Anlage wird die leittechnische Systemplattform NUMAC (Nuclear Measurement Analysis and Control) eingesetzt, wobei

zur Beherrschung der CCF in der Hard- und Software der Sicherheitsleittechnik eine funktional und strukturell gestaffelte Diversifizierung der Leittechnik angewendet wird.

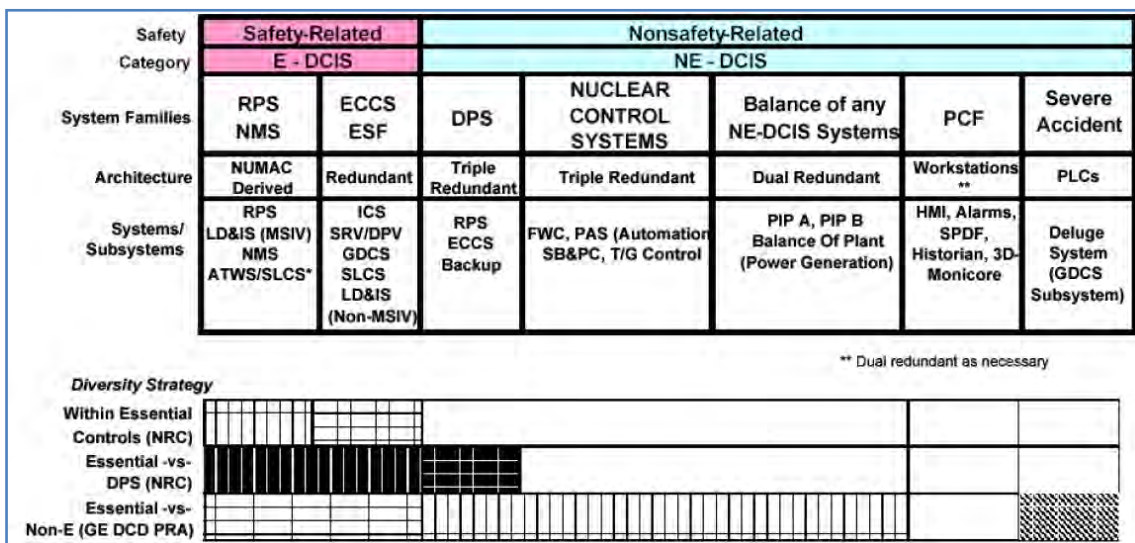


Abb. 3-8: Defense-in-Depth-Konzept der Leittechnik der ESBWR-Reaktoranlage /FEN 06/

Die Sicherheitsleittechnik der ESBWR-Reaktoranlage wurde auf der Basis der Auslegung der Vorgängeranlage vom Typ ABWR entwickelt. Dabei werden ähnliche digitale Leittechniksysteme und Auslegungsgrundsätze für die Entwicklung der Hard- und Software angewendet. So soll z. B. das Reaktorschutzsystem (RPS - Teilsystem Reaktorschnellabschaltung, siehe Abbildung 3-9) auf der Basis folgender Merkmale aufgebaut werden:

- die 2v4-Auswahllogik, wobei
 - jede RESA-Anregung in jeder RPS-Redundanz nach dem 2v4-Prinzip erfolgt,
 - jede RPS-Redundanz andere RPS-Redundanzen über die Auslösung der RESA-Anregung über Kommunikationslinks (LWL-Kabel) informiert,
- die Anwendung des fail-safe Prinzips für die Anregung der Reaktorschnellabschaltung,
- das deterministische Ausfallverhalten.

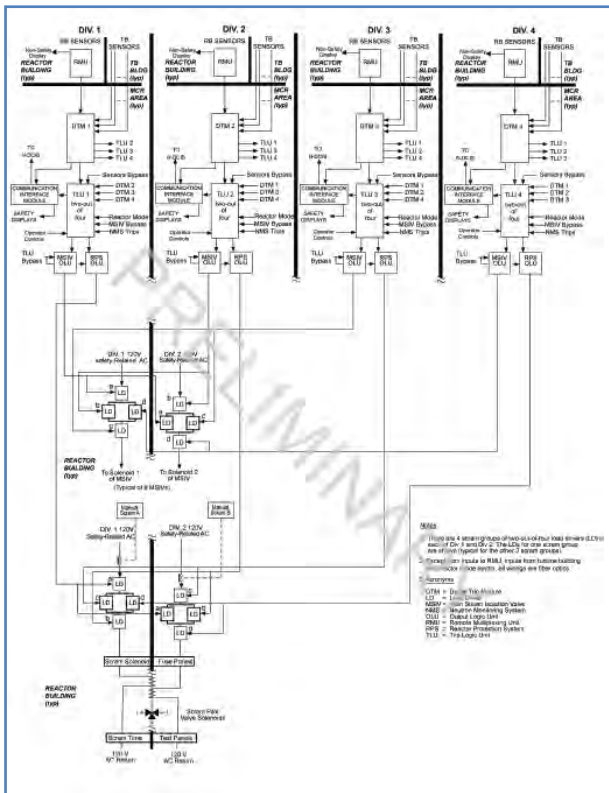


Abb. 3-9: Struktur der RPS-Leittechnik der Reaktorschnellabschaltung

Das Reaktorschutzsystem, bestehend aus der Reaktorschnellabschalt- und Containment-Isolationsfunktion, wurde mit der GE (General Electric) NUMAC Plattform realisiert. Das System ist vierfach redundant aufgebaut. In jeder Redundanz werden die erfassten Messdaten von Remote Multiplexing Units (RMUs) an sogenannte Digital Trip Modules (DTM) übertragen, wo die Signalverarbeitung erfolgt. Die gegebenenfalls gebildeten Auslösesignale werden an die Trip Logic Units (TLUs) in allen Redundanzen übermittelt, welche je eine 2v4-Auswahl vornehmen.

Das Engineered Safety Feature System (ESFAS) beinhaltet weitere Sicherheitsfunktionen, u. a. Funktionen zur Kernkühlung. Das System besteht aus vier Redundanzen für die Auslösung von Sicherheitsfunktionen (siehe Abbildung 3-10) und einem weiteren Kanal für die Auslösung von Startsignalen für zusätzliche Notfalldiesels. Die vier ESFAS-Redundanzen kommunizieren über Glasfaserverbindungen miteinander und mit dem Reaktorschutzsystem. Die Schutzaktionen werden nach einer 2v4-Auswahl ausgelöst. Die ESFAS-Leittechnik basiert auf PLμS32 Mikroprozessoren-System von DRS Technologies (<http://www.drs.com/>).

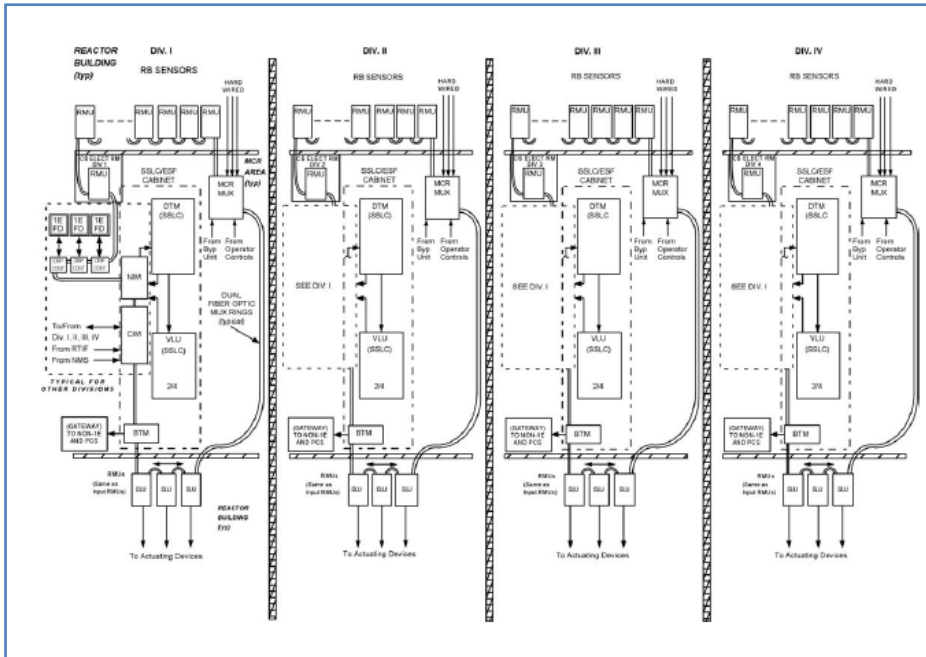


Abb. 3-10: Struktur der ECCS/ESF-Leittechnik

Weitere sicherheitsrelevante Leittechniksysteme und -funktionen der ESBWR-Reaktor-anlage sind in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tab. 3-1: Sicherheitsrelevante Leittechniksysteme und -funktionen der ESBWR-Reaktor-anlage

I&C system	Subsystems, components, functions
Neutron Monitoring System (NMS)	Startup Range Neutron Monitor (SRNM): 12 SRNM detector assemblies assigned in 4 divisions Each divisional 2/4 logic final trip output sent to each of 4 RPS division
	Power Range Neutron Monitor (PRNM)
	LPRM: 64 LPRM assemblies with 4 detectors per assembly
	APRM: 256 LPRM detectors evenly assigned in 4 APRMs to represent average core power Each divisional 2/4 logic final trip output sent to each of 4 RPS divisions
Remote Shutdown System (RSS)	Safety-related digital dual channels
	All safety and non-safety systems MMI available to the operator from RSS: <ul style="list-style-type: none"> – If offsite power is available, normal heat sinks and injection systems can be operated – If diesels are available the investment protection equipment can be operated – If no AC power is available, safety systems (IC, ADS, GDCS etc.) can be operated
	Automatic and manual RSS operation does not depend on main control room operation after it has been evacuated
Standby Liquid Control (SLC)	ATWS/SLCS Logic, mitigation functions by the Anticipated Transient Without Scram (ATWS)

I&C system	Subsystems, components, functions
Diverse Protection System (DPS)	diverse reactor protection functions, Alternate Rod Insertion (ARI)
	diverse ESF functions
	separate and independent hardware and software from that of the SLC

Das gestaffelte Sicherheitskonzept der ESBWR-Reaktoranlage sieht ein zusätzliches Backup-System (SLS) für ATWS-Ereignisse vor, das im Anforderungsfall die Schnellabschalt- und Sicherheitsfunktionen übernehmen kann. Die SLS-Leittechnik (siehe Abbildung 3-11) soll in Schränken der RPS bzw. ESFAS-Sicherheitsleittechnik untergebracht werden, wobei deren Signalverarbeitung keine Gemeinsamkeiten mit der anderen Sicherheitsleittechnik hinsichtlich Hardware, Software und Instrumentierung hat.

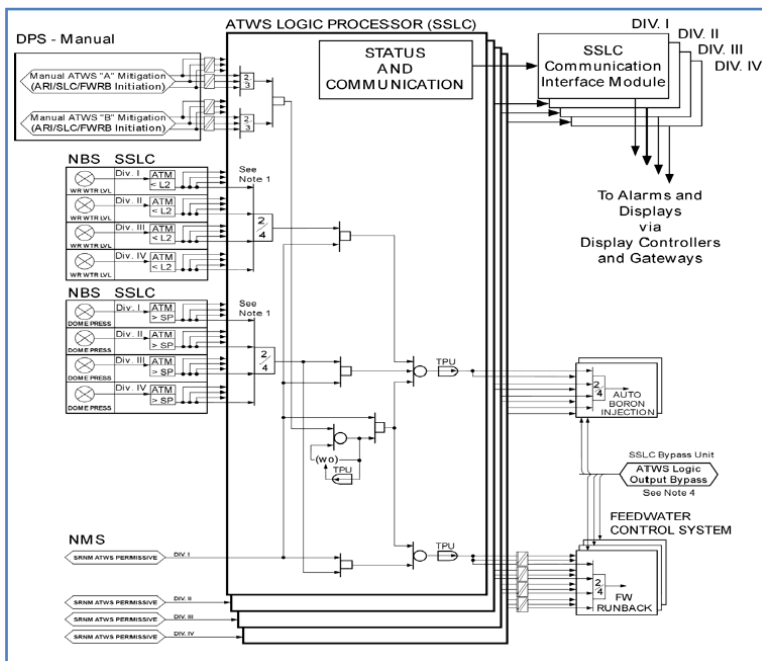


Abb. 3-11: Signalverarbeitung der ATWS/SLC-Logik

Die SLS-Leittechnik ist auf der Basis der Tricon-Leittechnikplattform aufgebaut. Die Entwicklung der Tricon-Leittechnik begann durch die Firma Foxboro im Jahr 1986. Später hat der Konzern Invensys Process Systems (IPS) folgende Hersteller von Prozessautomatisierung übernommen: Invensys Avantis, Invensys Foxboro, Invensys SimSci-Esscor, Invensys Triconex und Invensys Wonderware. TRICON System wurde in einem speziellen Umfang für den Einsatz in den Kernkraftwerken qualifiziert. Weiterhin liefert Invensys auf der Basis der Triconex-Systemplattform, Produkte, Systeme und Services zur Sicherheit moderner Produktionsanlagen, zur Verarbeitung und Überwachung kritischer Regelungen und für Anwendungen im Turbinenbereich. Invensys Triconex Produkte basieren auf einer patentierten dreifach modularen Redundanz

(TMR) für industrielle Anwendungen und sind bis Sicherheitsstufe SIL3 gemäß IEC 61508-Standard /IEC 98/ zertifiziert.

Die Tabelle 3-2 enthält eine Übersicht über die TRICON-Hardware, die in den USA für den Einsatz in den KKW qualifiziert wurde /NRC 01/.

Tab. 3-2: Übersicht TRICON-Hardware

MODULE	TYPE MODEL	DESCRIPTION
Chassis	8110N	Main Chassis
	8111N	Expansion Chassis
	8112N	Remote Expansion Chassis
Main Processor	3006N	Enhanced Main Processor 11, V9, 2 Mb
Remote Extender	4210N	Remote Extender Module (Primary)
	4211N	Remote Extender Module (Remote)
Communication	4119AN	Enhanced Intelligent Communications Module (EICM) V9, isolated
	4329N	Network Communications Module (NCM), V9
	4609N	Advanced Communications Module (ACM)
Analog Input	3700AN	Analog Input (AI) Module, 0/5 Vdc, 6% Overrange
	3701N	AI Module, 0/10 Vdc
	3703EN	Enhanced Isolated Analog Input (EAI) Module
	3704EN	High-Density Analog Input (HDAI) Module, 0-5/0-10 Vdc
Analog Output	3805EN	Analog Output Module, 4/20 mA
Digital Input	3501TN	Enhanced Digital Input (EDI) Module, 115V ac/dc
	3502EN	EDI Module, 48V ac/dc
	3503EN	EDI Module, 24V ac/dc
	3504EN	High-Density Digital Input (HDDI) Module, 24/48 Vdc
	3505EN	EDI Module, 24 Vdc, Low-Threshold
Digital Output	3601TN	Enhanced Digital Output (EDO) Module, 115 Vac
	3603TN	EDO Module, 120 Vdc
	3604EN	EDO Module, 24 Vdc
	3607EN	EDO Module, 48 Vdc
	3623TN	Supervised Digital Output (SDO) Module, 120 Vdc
	3624N	SDO Module, 24 Vdc
Pulse Input	3510N	Pulse Input Module
Thermocouple Input	3706AN	Non-Isolated Thermocouple (NITC) Input Module
	3708EN	Isolated Thermocouple (ITC) Input Module
Relay Output	3636TN	Enhanced Relay Output (ERO) Module, Simplex
Power Supply	8310N	120 Vac/DC Power Supply
	8311N	24 Vdc Power Supply

Die fehlertolerante Funktionsweise der TRICON-Leittechnik soll durch eine Architektur mit dreifacher Modulredundanz (TMR – Triple Modular Redundancy) erreicht werden. Die TRICON-Leittechnik soll damit eine fehlerfreie, unterbrechungsfreie Steuerung, sowohl bei auftretenden Hardwarefehlern der Komponenten als auch bei externen Störungen ermöglichen. Ein TRICON-System setzt sich aus einem Hauptgehäuse und bis zu 14 lokalen oder dezentralen (RXM) Erweiterungsgehäusen zusammen. Die maximale Systemgröße besteht aus 15 Gehäusen sowie insgesamt 118 E/A- und Kommunikationsmodulen (letztere als Schnittstellen zu Fremdsystemen).

Die TRICON-Leittechnik verfügt über die Kommunikation mit Master- und Slave-Modulen (MODBUS-Netzwerk) mit externen Prozessleitsystemen (PLS), mit externen Hostrechnern über Ethernet-Netzwerke sowie mit anderen TRICON-Geräten über ein Peer-to-Peer-Netzwerk. Die Leittechnikfunktionen eines TRICON-Systems werden mittels systemeigenen Werkzeugen in ein Zielsystem implementiert.

Die TriStation 1131 Developer's Workbench (nicht sicherheitsrelevant, keine Sicherheitsquantifizierung) ist ein integriertes Werkzeug zur Entwicklung, Prüfung und Dokumentation der sicherheitsgerichteten und kritischen Leittechnik Anwendungen für die speicherprogrammierbaren Steuerungen TRICON und TRIDENT.

Die TRICON-Leittechnik basiert auf einer Architektur mit dreifacher Modulredundanz (Triple-Modular Redundancy, TMR). Bei dieser TMR-Architektur sind drei galvanisch getrennte, parallel arbeitende Steuerungssysteme und umfangreiche Diagnosefunktionen zu einem System integriert (siehe Abbildung 3-12). Das System verwendet eine 2v3-Auswahlschaltung und ermöglicht einen hochzuverlässigen Prozessbetrieb, bei dem auch mehrere Einzelfehler in der Hardware zu keinem Gesamtausfall führen können /NRC 01/.

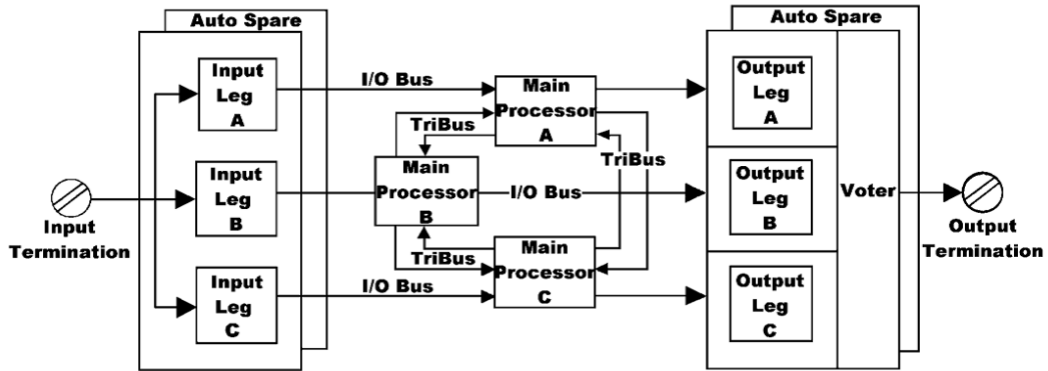


Abb. 3-12: TMR-Architektur der TRICON-Leittechnik

Leistungsmerkmale des dreifach-redundanten TMR-Konzepts /NRC 01/:

- kein Ausfall durch Einzelfehler einer TMR-Komponente – die Störung einzelner Komponenten beeinträchtigt nicht die Funktion des TRICON-Systems.
- Hochgeschwindigkeits-Verarbeitung – In der TRICON V9.6 arbeiten zwei Prozessoren vom Typ Motorola MPC860.
- Flexibilität im Design. Das TRICON-System kann nach den jeweiligen Anforderungen konfiguriert werden.
- Hohe Sicherheitsintegrität – dank seiner TMR-Architektur und den umfangreichen Diagnosefunktionen erreicht das TRICON-System die Sicherheitsstufe SIL-3. TRICON-Systeme wurden durch den TÜV (TÜV-Rheinland, 2001) für den sicherheitsgerichteten Einsatz in Anwendungen der Anforderungsklassen AK 5 und 6 nach IEC61508 /IEC 98/ zertifiziert.
- Hohe Verfügbarkeit – Das TRICON-TMR-System lässt sich mit einem, zwei oder drei funktionalen Hauptprozessoren betreiben. Fehlerhafte Module lassen sich bei laufendem System austauschen und gewährleisten so eine unterbrechungsfreie Steuerung.
- Einfache Programmierung – Die Windows-Programmiersoftware von Triconex erlaubt die Programmierung über Funktionsblöcke, Ablaufpläne (SFC) oder Kontaktplanlogik. Das garantiert eine schnelle und einfache Konfiguration sowie Emulation der Programme.
- Umfassende Diagnosen –TRICON-TMR-Systeme bieten Online-Diagnosefunktionen ohne zusätzliche Hardware oder spezielle Anwendungsprogrammierung.

Die Ausgangssignale (Datensätze) der TRICON-Steuerslogik werden in den Ausgangsmodulen nach 2v3-Auswahl (siehe Abbildung 3-13) ausgewertet und das Ergebnis über die Ausgangsbaugruppen an die Feldgeräte (z. B. Antriebe, Relais usw.) übermittelt.

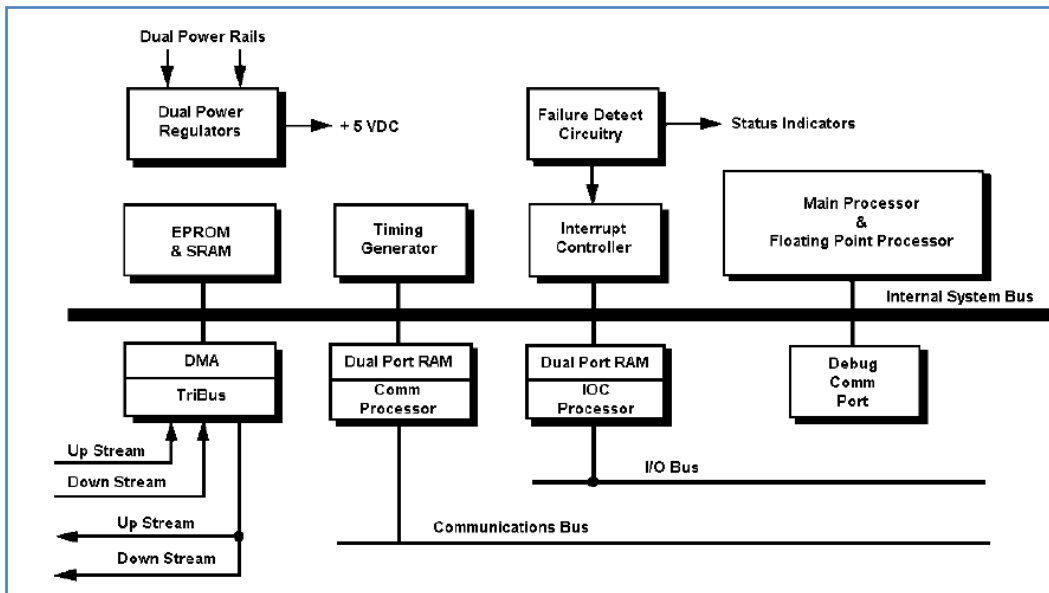


Abb. 3-13: Architektur des Hauptprozessors

Das TRICON-Leittechniksystem nutzt generell drei Typen von Software:

- Systemsoftware (sicherheitsrelevant, qualifiziert),
- Anwender-Software (funktionsspezifische, sicherheitsrelevante Software),
- Nicht sicherheitsrelevante Entwicklungs-Software TriStation 1131 für die Anwender-Software.

Die Systemsoftware befindet sich im EEPROM-Speicher der Prozessorbaugruppen, der Ein- bzw. Ausgangssignalbaugruppen und der Kommunikationsbaugruppen. Jedes Triconex System besteht aus drei Prozessorbaugruppen mit identischer Software.

Jeder Hauptprozessor führt folgende Diagnose, bzw. Selbsttestfunktionen aus (siehe Tabelle 3-3):

- Systemstartcheck, Speicher-, Taktgeber- und Kommunikationstest,
- Hintergrunddiagnose: u. a. Prozessorcheck, Interface und Speichertest, Kontrollsummentest (CRC) usw.,
- Überwachung der Signalverarbeitung.

Type	Identification	Ver.	Used in
Main Micro Processors	TSX	5211	3006N Enhanced main processor II
	IOC	5212	3006N Enhanced main processor II
	COM	5206	3006N Enhanced main processor II
Communication	ICM	4930	4119AN EICM, V9, Isolated
			4329N Network Communication Module
			4609N Advanced Communication Module
	ACMX	5203	4609N Advanced Communication Module
	NCMX	5028	4329N Network Communication Module
IICX	5276	4119AN EICM, V9, Isolated	
Input/Output	AI/NITC	4873	3700AN AI Module, 0-5 Vdc, 6% Overrange
			3701N AI Module, 0-10 Vdc
			3706AN NITC Input Module
	EIAI/ITC	5491	3703EN EAI Module, Isolated
			3708EN ITC Thermocouple Input Module
	PI	4559	3510N Pulse Input Module
	EDI	5490	3501TN EDI Module, 115V ac/dc
			3502EN EDI Module, 48V ac/dc
			3503EN EDI Module, 24V ac/dc
			3505EN EDI Module, 24 Vdc, Low Threshold
HDI	5499	3704EN HDDI Module, 24/48 Vdc	
		3504EN HDAI Module, 0-5/0-10 Vdc	
EAO	5595	3805EN Analog Output Module, 4-20 mA	
EDO	5488	3601TN EDO Module, 115 Vac	
		3604EN EDO Module, 24 Vdc	
		3607EN EDO Module, 48 Vdc	
ERO	5497	3636TN ERO Module, N.O., Simplex	
TSDO	5502	3603TN EDO Module, 120 Vdc	
		3623N SDO Module, 120 Vdc	
		3624N SDO Module, 24 Vdc	

Tab. 3-3: Übersicht der TRICON-PLC-Software

Die TRICON-Software wird als Endlosschleife im Zielsystem ohne Zeitbezug ausgeführt. Die Interrupts werden nur für spezielle Funktionen verwendet, u. a. Watchdog-Funktionen, Fehlerdiagnoseprozeduren.

Die Entwicklungssoftware TriStation 1131 wird in der Windows NT Umgebung ausgeführt. Diese Software generiert die Anwender-Software (Leittechnikfunktionen) eines TRICON-Leittechniksystems. Die Rechner mit der TriStation-Software sind nicht mit

dem TRICON-System beim Betrieb der Reaktoranlage verbunden und werden nur während Instandhaltung bzw. Reparatur mit dem Zielsystem verbunden.

In der ESBWR-Reaktoranlage werden außerdem einige sicherheitsrelevante Leittechnikfunktionen auf der Basis der Mark-VIe-Leittechnikplattform implementiert (siehe Abbildung 3-14):

- Automatisches Anfahren der Reaktoranlage aus dem „kalten Zustand“,
- Leistungsbetrieb der Reaktoranlage,
- Abfahren der Reaktoranlage,
- Weitere nicht-sicherheitsrelevante Funktionen wie Monitoring, Regelungen usw.

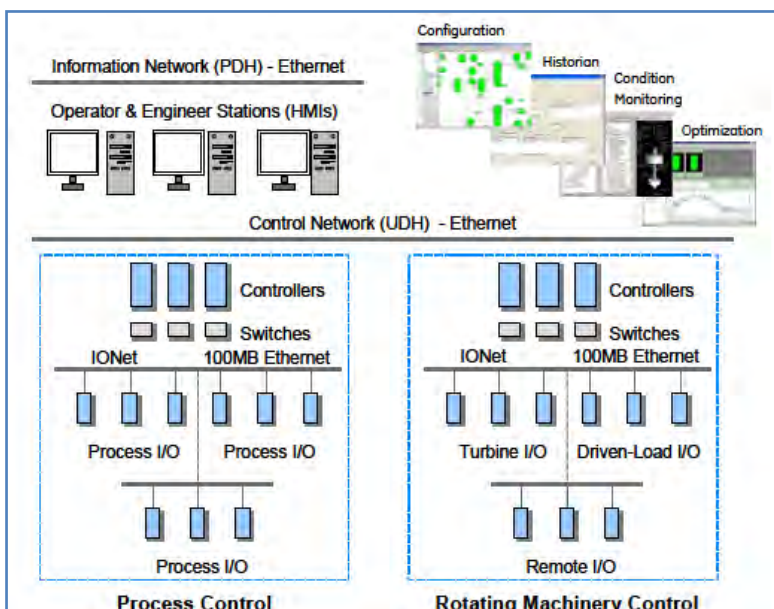


Abb. 3-14: Typische Struktur des Mark-VIe-Systems

Die Mark-VIe-Leittechnik der Firma General Electric unterscheidet sich wesentlich in der Hard- und Software von der TRICON-Leittechnik. Die Mark-VIe-Leittechnik ist betriebsbewährt und ist bereits in den BWR-Anlagen älterer Generationen und in konventionellen Kraftwerken als Automatisierungssystem im Einsatz.

Wichtige Leistungsmerkmale der GE-VIe-Leittechnik sind:

- 32-bit Processor auf dem VME-Board,
- QNX-Betriebssystem,

- Ethernet-Netzwerk-Kommunikation,
- Instandhaltungssoftware Toolbox ST,
- Graphische Mensch-Maschine-Schnittstelle CIMPLICITY® auf der Basis der Windows-Software,
- Möglichkeiten zum Aufbau einer redundanten Struktur der Leittechnik bis max. dreifacher Redundanz.

3.4 Leittechnik-Konzept der APWR-Reaktoranlage

Der japanische Konzern Mitsubishi Heavy Industries (MHI) hat bereits langjährige Erfahrungen beim Errichten von Kernkraftwerken in Japan und beabsichtigt zurzeit die neuen APWR-Reaktoranlagen zu exportieren. Als wichtiger Markt für die APWR-Reaktoren werden die USA angesehen. Die APWR-Reaktoranlage soll mit der MELTAC-Sicherheitsleittechnik der Firma Mitsubishi ausgerüstet werden.

Die MELTAC-Leittechnik (Mikroprozessor-basierte Technologie) der APWR-Reaktoranlage ist nach folgenden Prinzipien ausgelegt /MHI 07/:

- 4-strängige redundante Struktur der Sicherheitsleittechnik,
- redundante Struktur der Betriebsleittechnik,
- voll multiplexe, zweifach redundante Kommunikation zwischen lokalen leittechnischen Einrichtungen und der Warte,
- gemeinsame Leittechnikplattform MELTAC für Sicherheitsleittechnik und Betriebsleittechnik (nicht sicherheitsrelevant),
- Einsatz eines diversitären Leittechniksystems,
- computerbasierte Mensch-Maschine-Schnittstelle in der Warte.

Die digitale Leittechnikplattform MELTAC (Mitsubishi Electric Total Advanced Controller) hat folgende Merkmale (siehe Abbildung 3-15):

- Modulare, strukturierte Architektur,
- Single-Task-Ausführung der Funktion der Sicherheitsleittechnik,
- Zyklische Verarbeitung ohne Interrupts,

- Spezielles Qualitätsmanagement für die Hard- und Software,
- Entwicklung der Hard- und Software erfolgte speziell für die kerntechnischen Anforderungen,
- Entwicklung, Herstellung und Lebenszyklusmanagement der Hard- und Software erfolgte direkt durch MHI.

MHI hat auf einer Präsentation des US-APWR-Reaktors in den USA /MHI 07/ betont, dass die Verfügbarkeit der MELTAC-Plattform für 30 Jahre garantiert wird und die Plattform damit nur einmal während des 60-jährigen Lebenszyklus der APWR-Reaktoranlage ausgetauscht werden müsse.

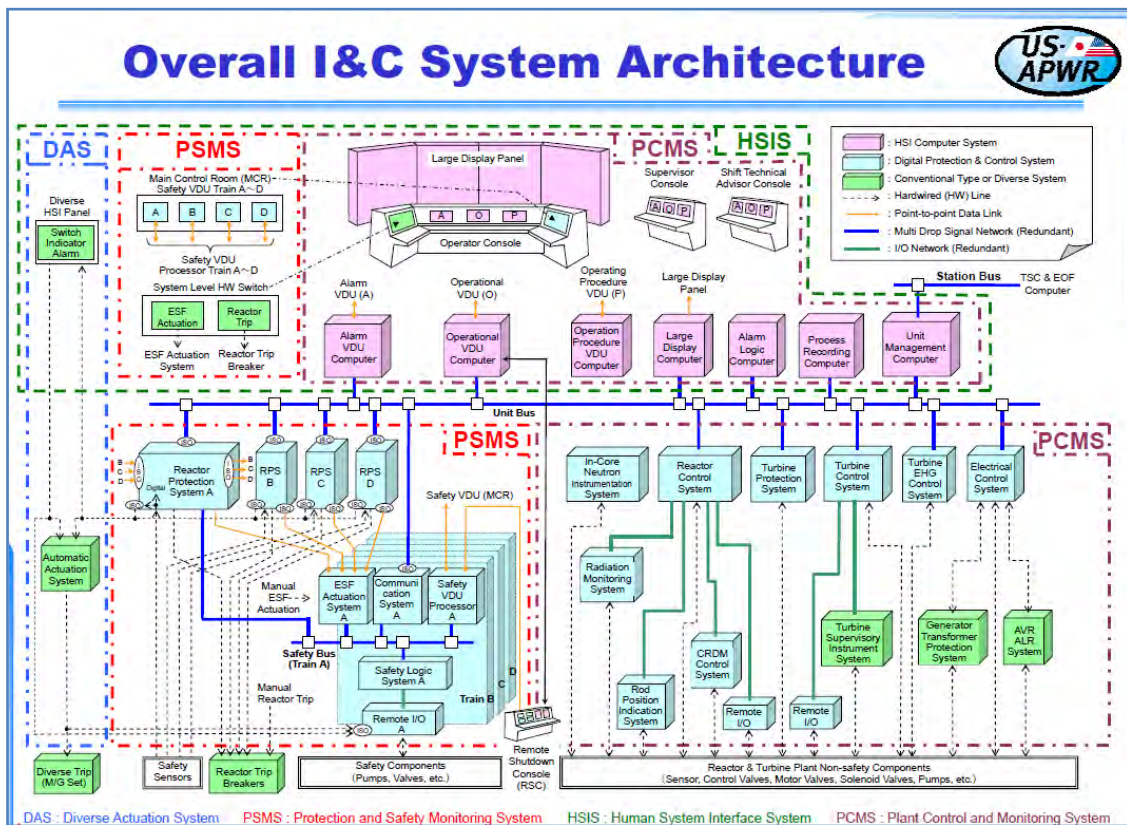


Abb. 3-15: Struktur der Leittechnik der APWR-Reaktoranlage

In den Abbildungen 3-16 und 3-17 sind die Grundsätze der Signalverarbeitung, der Reaktorschnellabschaltung und des ESFAS-Teilsystems dargestellt. Die Signalverarbeitung vom Eingangssignal bis zur Ansteuerung erfolgt in jeder Redundanz durch zwei Prozessoren. Dabei wird funktionelle Diversität der Signalverarbeitung (u. a. unterschiedliche Parameter, unterschiedliche Logik) in den zwei Prozessoren umgesetzt.

Diese Strategie unterstützt die Möglichkeit der Instandhaltung dieser Systeme während des Betriebs der Reaktoranlage.

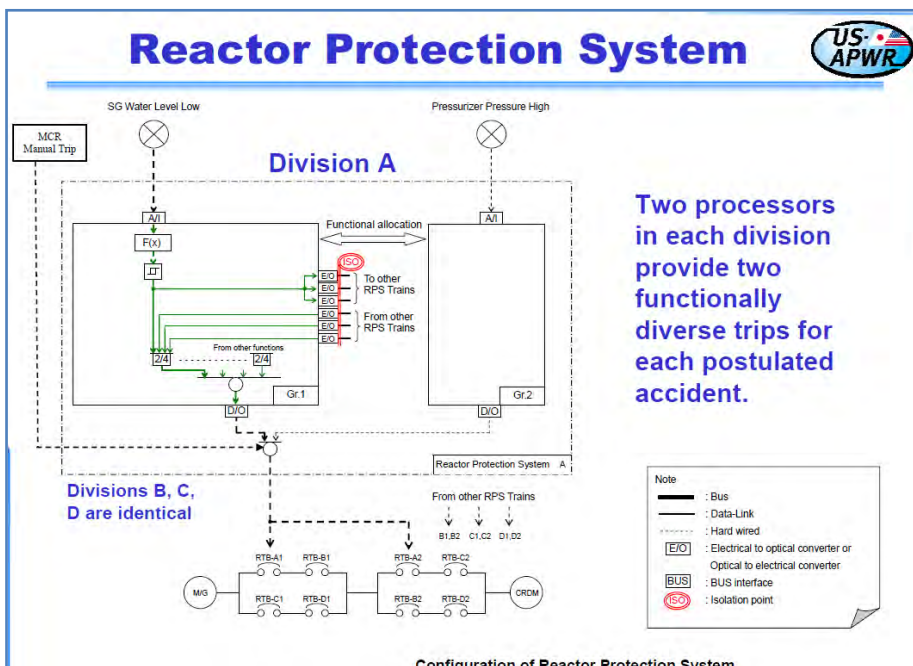


Abb. 3-16: Vereinfachte Darstellung der RPS-Signalverarbeitung der APWR-Reaktoranlage

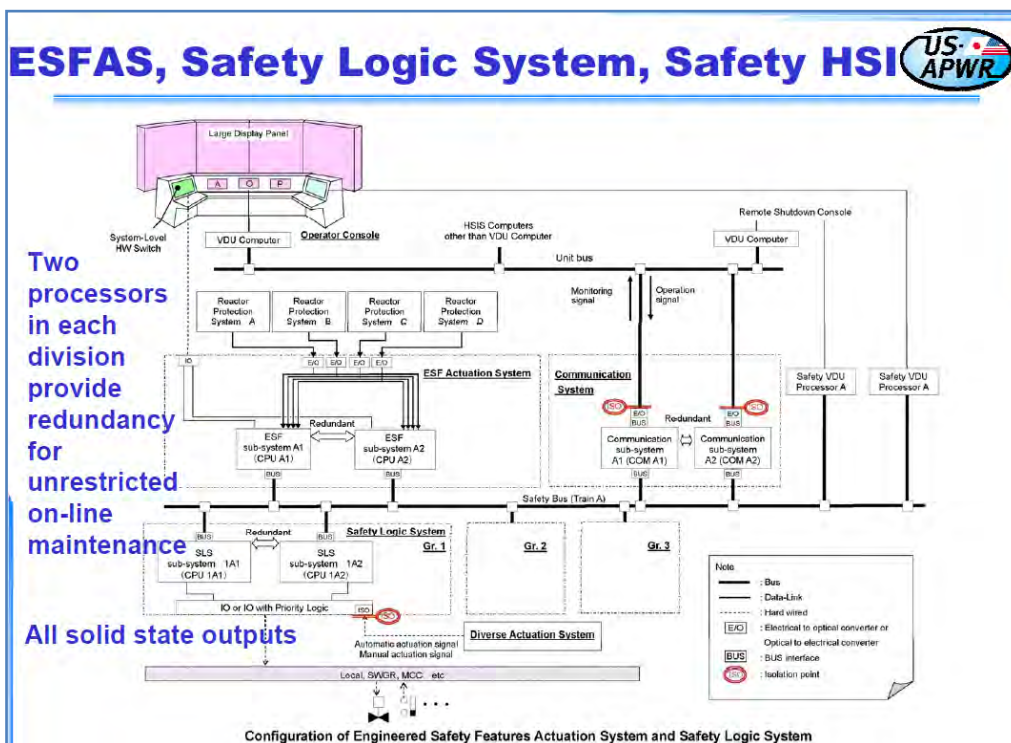


Abb. 3-17: Struktur der ESFAS-Leittechnik der APWR-Reaktoranlage

Die rechnerbasierte Warte der APWR-Reaktoranlage soll nach einem sog. Kompaktdesignkonzept realisiert werden (siehe Abbildung 3-18).

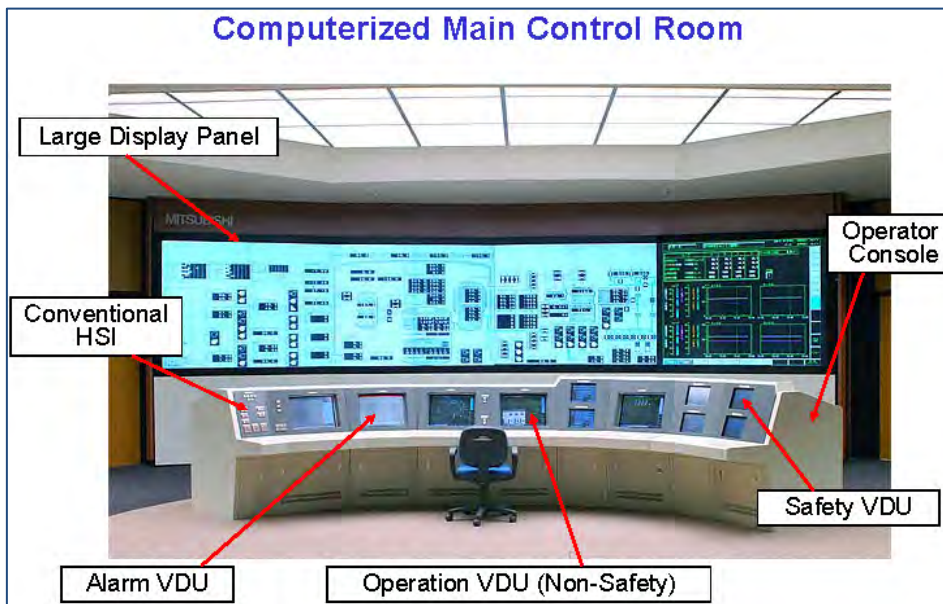


Abb. 3-18: Rechnerbasierte Warte der APWR-Reaktoranlage

In der Warte kann der Operator von einem Touch-Screen-Bildschirm sowohl betriebliche als auch sicherheitsrelevante Komponenten betätigen (siehe Abbildung 3-19). Für einige sicherheitsrelevante Komponenten sind konventionelle Betätigungselemente (Tasten) vorgesehen.

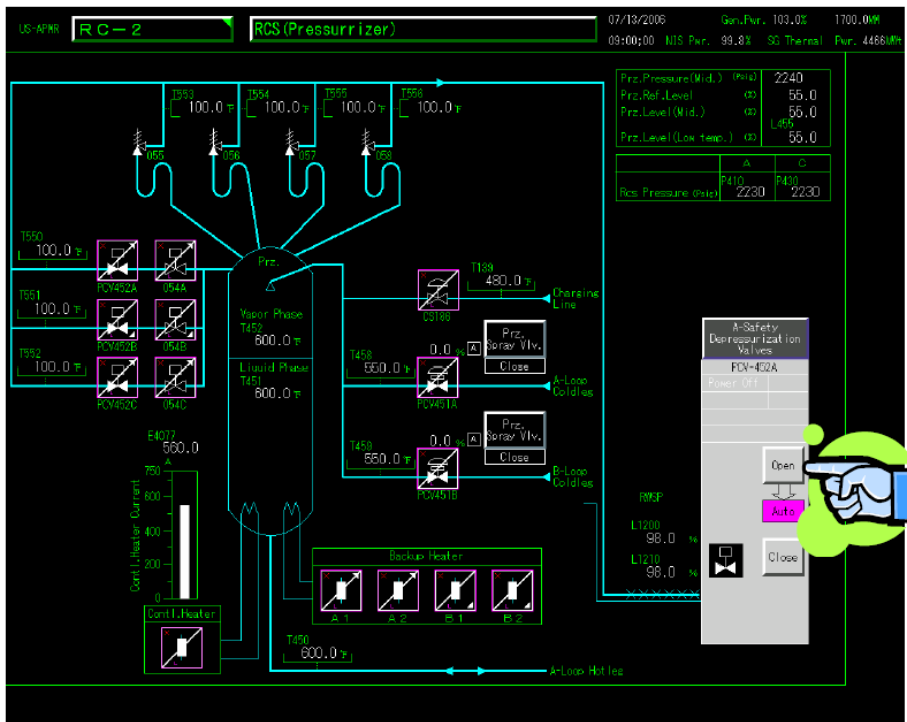


Abb. 3-19: Beispiel der Touch-Screen-Betätigung der Komponenten

Das MELTAC-Konzept der Sicherheitsleittechnik wurde bereits in folgenden Kernkraftwerken in Japan realisiert:

- KKW Tomari-3 (im Bau),
- KKW Tsuruga-3, -4 (in der Genehmigungsphase, geplante Inbetriebnahme 2015),
- Ikata-1, -2 (Modernisierung der Leittechnik 2009),
- Takahama-1, -2, -3, -4 (Modernisierung der Leittechnik 2009-2012),
- Ohi-1, -2, -3, -4 Modernisierung der Leittechnik 2009-2013).

Weitere Informationen hinsichtlich Hard-und Software der MELTAC-Leittechnik und der diversitären Leittechnik der APWR-Reaktoranlage liegen der GRS nicht vor.

3.5 Leittechnik-Konzept der APR-1400-Reaktoranlage

Die südkoreanische Nuklearindustrie befindet sich sowohl national als auch international auf Expansionskurs. Durch Zusammenführung der Institutionen (siehe Abbildung 3-20) der Nuklearindustrie entstand ein Industriegigant mit einem Potential zum fließbandartigen Herstellen von Reaktoranlagen, die hinsichtlich Kapazität und Sicher-

heitskonzept (Generation III, Generation III+) unterschiedlich ausgelegt werden können.

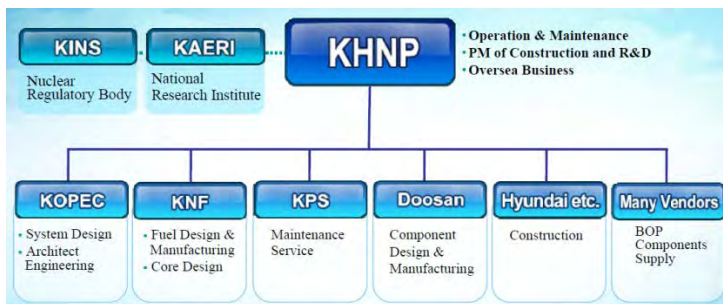


Abb. 3-20: Struktur der Nuklearindustrie in Süd-Korea zum Bau der Reaktoranlage APR-1400

Als Exportvariante bietet der KHNP-Konzern eine APR-1400-Reaktoranlage der Generation III+ an. Diese Reaktoranlage soll mit softwarebasierter Sicherheitsleittechnik ausgerüstet werden. Die evolutionäre Entwicklung der Leittechnik in den südkoreanischen Kernkraftwerken ist in Tabelle 3-4 dargestellt.

Systems Plants	Reactor Trip System	ESFAS Systems	Protection Process	NSSS Control	PCS	Turbine Control	Main Control Board
Kori No. 1	Relay Logic (W/H)	Relay Logic (W/H)	Foxboro H-line	Foxboro H-line	Foxboro H-line	DCS	Conventional
Kori No. 1 (Upgraded in 1998)	Relay Logic (W/H)	Relay Logic (W/H)	Spec200 Spec200m (Foxboro)	Spec200 Spec200m (Foxboro)	Spec200 Spec200m (Foxboro)	DCS	Conventional
Kori No. 2,3,4 YGN No. 1,2	SSPS Relay Logic (W/H)	SSPS Relay Logic (W/H)	7300 Analog	7300 Analog	7300 Analog	Mark V (GE)	Conventional
YGN No. 3,4	Relay Logic (ABB-CE)	Relay Logic (ABB-CE)	Analog (ABB-CE)	Spec200 Spec200m (Foxboro)	ILS (Forney)	Mark V (GE)	Conventional
Ulchin No. 3,4	Relay Logic (ABB-CE)	Relay Logic (ABB-CE)	Analog (ABB-CE)	Spec200 Spec200m (Foxboro)	PCS (Eaton)	Mark V (GE)	Hybrid
Wolsong No. 1,2,3,4	Relay Logic (AECL)	Relay Logic (AECL)	Analog/PDC (AECL)	DCC X/Y Computers Control	Analog/Relay (AECL)	Mark V (GE)	Hybrid
YGN No. 5,6	Relay Logic (ABB-CE)	Relay Logic (ABB-CE)	Analog (ABB-CE)	PLC (OMRON)	PCS (Eaton)	Mark V (GE)	Hybrid
Ulchin No. 5,6	PLC (W/H)	PLC (W/H)	Analog (W/H)	PLC (OMRON)	PCS (HFC)	Mark V (GE)	Hybrid
Shin Kori No. 1,2 Shin Wolsong No.1,2	PLC (W/H)	PLC (W/H)	Analog (W/H)	PLC (OMRON) Ovation (W/H)	Teleperm XP (Siemens)	Mark VI (GE)	Hybrid
Shin Kori No. 3,4 (APR-1400)	PLC (W/H)	PLC (W/H)	Analog/PLC (W/H)	Ovation (W/H)	PLC (W/H)	Mark VI (GE)	Compact Workstation

Tab. 3-4: Übersicht zum Einsatz der Leittechnik in den südkoreanischen Kernkraftwerken /HAN 05/

Das leittechnische Konzept der APR-1400-Reaktoranlage ist in der Abbildung 3-21 dargestellt. Es ist bekannt, dass die Hardware der Sicherheitsleittechnik auf der Westinghouse-Leittechnikplattform basiert. Zurzeit sind der GRS keine weiteren Details zum

KNICS-Leittechniksystem (Korean Nuclear Instrumentation and Control System) bekannt.

Die Betriebsleittechnik wird je nach Anwendungsbereich auf der Basis der Ovation-Leittechnikplattform der Firma Westinghouse oder der Mark-VIe-Leittechnik der Firma General Electric ausgeführt.

Es ist nicht bekannt, ob in der APR-1400-Reaktoranlage die Back-up-Funktionen für die softwarebasierte Sicherheits-Leittechnik vorgesehen sind.

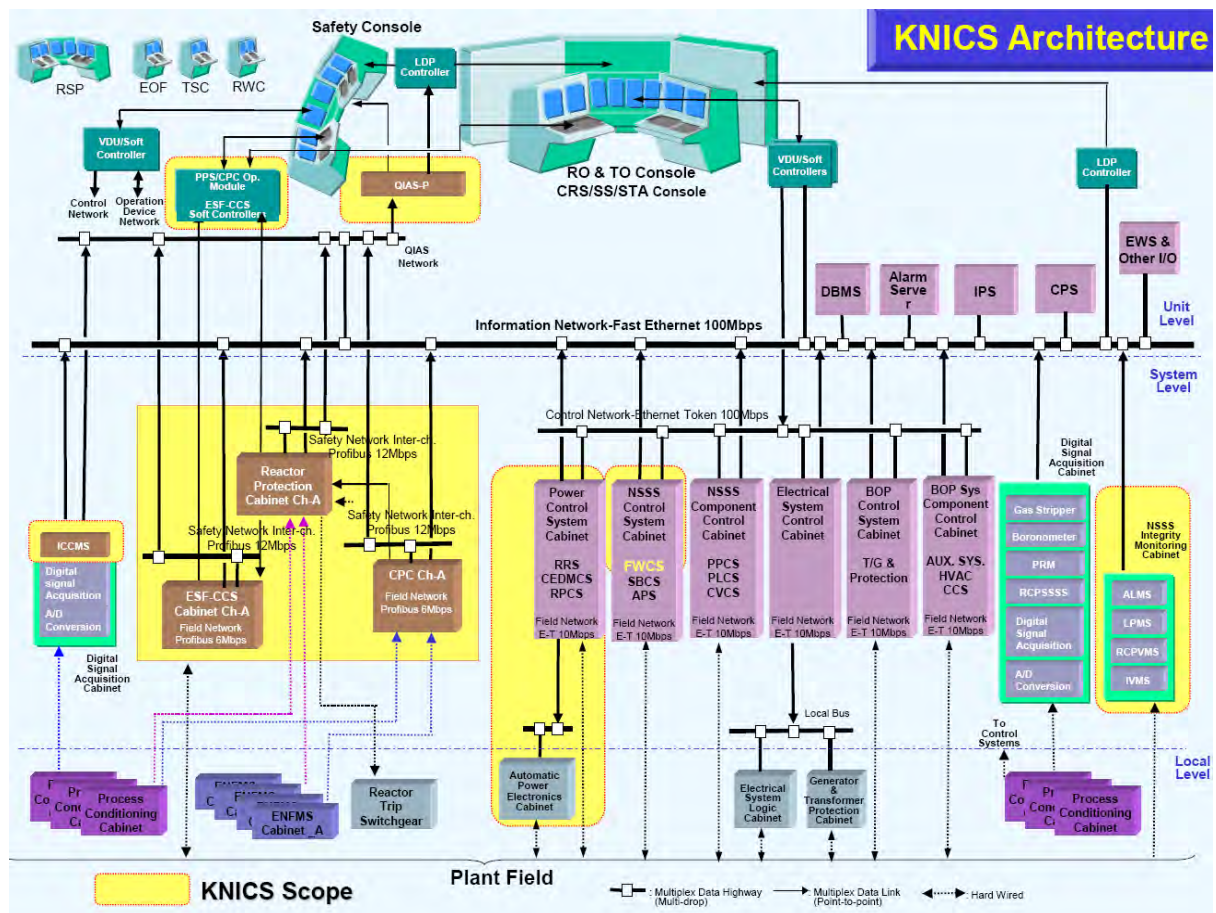


Abb. 3-21: Struktur der Leittechnik der APR-1400-Reaktoranlage /HAN 05/

3.6 Einsatz der FPGA basierten Prozessleittechnik in den Kernkraftwerken

Mittlerweile ist man in den Expertengremien (u. a. U.S. NRC, VdTÜV, STUK) davon überzeugt, dass die softwarebasierte Leittechnik ein Potential zum kritischen Versagen aufgrund GVA (CCF) aufweist. Viele Konzepte der Sicherheitsleittechnik neuer Reak-

toranlagen sehen deshalb diversitäre Maßnahmen zum Beherrschen eines derartigen Ausfalls vor. Die Field Programmable Gate Array (FPGA)⁴ basierte Leittechnik-Technologie wird in dieser Hinsicht oft als adäquate Maßnahme angesehen und bereits in einigen Konzepten implementiert. Im Folgenden sind einige Informationen zu dieser Technologie zusammengestellt.

Mit der Einführung der FPGA-Baugruppen wurden kompakte, anwenderspezifische Schaltungen in geringen Stückzahlen ermöglicht. Die FPGAs haben in den letzten Jahren ihren Anwendungsbereich von der klassischen „Glue-Logic“, also der reinen Verbindungslogik zwischen verschiedenen digitalen Bausteinen, zunehmend erweitert und werden heute für die Realisierung komplexer digitaler Schaltungen bis hin zu kompletten digitalen Systemen eingesetzt. Einige wichtige Hersteller von FPGAs, die in der Prozessleittechnik eingesetzt werden, sind in der Tab. 3-5 zusammengefasst.

Tab. 3-5 Übersicht wichtigster FPGA-Hersteller

Hersteller	Spezifische Eigenschaften
XILINX, www.xilinx.com	Marktführer: FPGA- und CPLD-Baugruppen, Entwurfswerkzeuge ISE@Fmax-Technologie usw.
Altera www.altera.com	Anbieter FPGA- und CPLD-Baugruppen, Software-Werkzeuge Quartus II, ModelSim Embedded Software Development. Anbieter eines Migrationspfads vom FPGA zu strukturierten ASICs
Lattice www.latticesemi.com	Anbieter u. a. von High Performance FPGA
Atmel www.atmel.com	Anbieter von FPGAs auch mit zusätzlich integriertem RAM und AVR Mikrocontroller
Actel / Microsemi www.actel.com	u. a. FPGA-Bausteine in FLASH-Technologie sowie strahlungsresistente Antifuse-FPGAs
Aeroflex www.advanced-control.com	strahlungsresistente FPGAs, anwenderspezifische Baugruppen, z. B. für Steuerung, Signalübertragung
SiliconBlue www.siliconbluetech.com	u. a. stromsparende FPGAs, FPGA für MMS, FPGA für Interfacetechnik
Achronix Semiconductor www.achronix.com	sehr schnelle FPGAs (bis 1,5 GHz) für Ethernet-Interface, RAM-Speicher-Controller

Die wesensbestimmende Grundstruktur des heutigen FPGAs ist eine matrixartige Struktur (engl.: Array) aus Basisblöcken mit jeweils einer einfachen programmierbaren Lookup-Tabelle (LUT) und einem 1-Bit-Register (Flipflop). Die LUTs können, je nach

⁴ Anmerkung: Ein Field Programmable Gate Array ist ein Integrierter Schaltkreis (IC – integrated circuit) der Digitaltechnik, in den eine logische Schaltung programmiert werden kann.

Anzahl der verfügbaren Eingänge, jede beliebige n-stellige Binärfunktion (z. B. UND, ODER, 1v2 usw.) realisieren.

Die Programmierung der gewünschten Funktion erfolgt durch die Hinterlegung der definierenden Wahrheitstabelle in den SRAM-Speicherzellen der LUT, die Funktionsberechnung durch das Auslesen der durch die Eingänge bestimmten Speicheradresse.

Neben den LUTs ist auf dem FPGA auch die Verschaltung der Komponenten in großen Freiheitsgraden konfigurierbar. Multiplexer-Strukturen in den Basisblöcken ermöglichen häufig sehr schnelle lokale Signalpfade, zur Einbindung oder Umgehung des Flipflops, zur Rückkopplung von dessen Ausgang, zur Verbindung von Nachbarblöcken und ähnlichem. Für die ferneren Verbindungen liegt zwischen den Basisblöcken ein Gitter aus Busstrukturen, an das Ein- und Ausgänge angeschlossen werden können. Weitere programmierbare Schaltkomponenten in den Kreuzungspunkten des Gitters erlauben die Signalverteilung über den gesamten Chip.

Die Programmierung der LUTs und der Verbindungsstrukturen erfolgt typischerweise einmal vor jedem Einsatz, wodurch der FPGA auf eine konkrete Funktion konfiguriert wird. Diese verliert der FPGA jedoch wieder durch Abschalten der Betriebsspannung. Im Einsatz steht dem FPGA deshalb meist eine Art EPROM-Speicher zur Seite, der die Konfiguration vorhält, dessen Inhalt aber selbst auch aktualisierbar ist.

Der Begriff Programmierung der FPGA-Baugruppe ist in diesem Kontext anders zu verstehen als bei der Erstellung von Software für einen Prozessor:

- In einem FPGA werden Schaltungsstrukturen mittels Hardwarebeschreibungssprachen oder in Form von Schaltplänen erstellt und nachfolgend diese Daten zwecks Konfiguration in den Baustein übertragen.
- Im FPGA werden dadurch bestimmte Schalterstellungen aktiviert bzw. deaktiviert, was dann eine konkret implementierte digitale Schaltung ergibt.

Da die Funktion des FPGAs ausschließlich durch die Konfiguration festgelegt wird, kann der gleiche Baustein für viele verschiedene Schaltungen und Anwendungen verwendet werden. Er kann deshalb in großen Stückzahlen produziert werden, was ihn bei Prototypen und Kleinserien sehr kostengünstig im Vergleich zu einer Anwendungsspezifischen Integrierten Schaltung (engl. application specific integrated circuit, ASIC) macht. FPGAs sind dafür typischerweise langsamer als ASICs und nicht beliebig tief

bzw. kompliziert programmierbar. Die Tiefe der programmierbaren Logik ist von der Vorbereitung durch den Hersteller abhängig. Gemessen wird das an der Anzahl der logischen Komponenten, der I/O-Ports und der Flipflops, die sich in einem FPGA befinden.

In komplexen FPGAs sind zusätzliche fest verdrahtete Funktionen enthalten, wie z. B. Speicherblöcke (sog. Block RAM), die sich in vielfältiger Weise nutzen lassen. Für Aufgaben der digitalen Signalverarbeitung wie bei digitalen Filtern sind in manchen FPGAs auch Multipliziereinheiten enthalten. Diese erlauben es, besonders schnell zwei Binärzahlen zu multiplizieren, ohne dafür Logikzellen zu benötigen.

FPGAs, die im Bereich von Ein-Chip-Baugruppen (SoC) Anwendung finden, besitzen eine Reihe meist komplexer Hard-Cores um ein komplettes System aufzunehmen. Hard-Cores sind feste und unveränderliche Schaltungen von meist komplexen Funktionsblöcken, wie beispielsweise Mikrocontroller oder Ethernet-Schnittstellen.

Erstellt wird die Konfiguration eines FPGAs meist mittels einer Hardware-Beschreibungssprache, welche die gesamte Funktion der Schaltung in Form von Strukturen und Abläufen beschreibt. Ein sogenanntes Synthesewerkzeug erstellt dann aus diesen Daten für einen gewünschten Baustein eine spezifische Netzliste unter Nutzung der in diesem Baustein verfügbaren Ressourcen. Zuvor wird im Rahmen des Entwicklungsprozesses die Hardwarebeschreibung mittels Simulationswerkzeugen in ihrem Verhalten simuliert und optimiert.

Die Konfigurationsdaten können aus Übersichts- oder Vereinfachungsgründen bei meist einfachen Schaltungen auch grafisch mittels eines Schaltplans eingegeben werden. Die im FPGA erforderlichen Ablaufsteuerungen wiederum lassen sich durch endliche Automaten darstellen. Der hardwarebeschreibende Code wird dann in einem Zwischenschritt automatisch erzeugt. Darüber hinaus lassen sich mit grafischen Programmiersystemen wie

- LabVIEW
- Matlab/Simulink
- Logiflash

ebenfalls Schaltungsmodule für ein FPGA automatisch erstellen.

In den letzten Jahren sind Ansätze entstanden, die Hardwareimplementierungen für ASICs und FPGAs mit der Programmiersprache C zu beschreiben. Aktuelle Ansätze bauen hierbei direkt auf den weit verbreiteten Standardsprachen ANSI C bzw. C++ auf.

Andere Ansätze verwenden High-Level Synthese Werkzeuge, um aus Hochsprachen (C/C++, MATLAB, Java, UML) einen Entwurf auf Registertransferebene (VHDL, Verilog) zu generieren. Herstellerspezifische Sprachen wie Altera-HDL (AHDL) oder auch die kaum noch verwendete Hardware-Beschreibungssprache ABEL wurden ebenso genutzt wie UDL/I (Japan).

Zur Implementierung eingebetteter Systeme in FPGAs gibt es mittlerweile hersteller-spezifische Werkzeuge, die eine Konstruktion auf Funktionsblockebene anbieten, z. B. Xilinx EDK (Embedded Development Kit). Funktionsblöcke wie FIFOs, Prozessoren, serielle Schnittstellen, Ethernet-MAC-Layer, RAM-Controller, Parallel-IO etc. werden vom Hersteller zur Verfügung gestellt. Diese Funktionseinheiten, IP-Core genannt, liegen manchmal als Quellcode, oder meist als verschlüsselte Netzliste vor und sind in der Regel parametrisierbar (z. B. Baudrate bei seriellen asynchronen Schnittstellen oder FiFo-Tiefe oder Breite der Parallelschnittstelle). Diese werden über Busse mit anderen Funktionseinheiten verbunden.

Nach der Beschreibung innerhalb des Entwurfsflusses folgen weitere Schritte wie die funktionale Simulation, Synthese, die Implementierung (Place and Route) und laufzeit-basierende Simulation.

Die Programmierung der Logikbausteine kann je nach FPGA unterschiedlich gelöst werden. Man kann zwischen Methoden unterscheiden, die es ermöglichen, das FPGA mehrmals zu programmieren, und Methoden, die nur eine einmalige Programmierung zulassen. Bei den mehrmals programmierbaren FPGAs wird die Konfiguration in Speicherzellen (z. B. SRAM, EPROM, EEPROM, Flash) gespeichert. Bei den einmalig programmierbaren FPGAs werden die physikalischen Eigenschaften der Verbindungswege permanent geändert (Antifuse-Technologie). Diese Technologie bietet im Feld eine größere Sicherheit gegen äußere Störungen.

Im Unterschied zu FPGA ist ASIC eine elektronische Schaltung, die als integrierter Schaltkreis realisiert wurde. Die Funktion eines ASICs ist damit nicht mehr manipulierbar. ASICs werden weltweit von vielen Herstellern nach Kundenanforderung gefertigt und normalerweise nur an diese geliefert. Dadurch unterscheidet sich das ASIC von

anderen Mikrochips in Fabrikation und Entwurf. Wird ein als ASIC entwickelter Baustein am Markt verkauft, spricht man häufig von einem anwendungsspezifischen Standardprodukt (ASSP).

Rein digitale ASICs integrieren eine große Zahl von Logikfunktionen, die sonst aus diversen Standardbausteinen wie Prozessor, Logikfamilien (z. B. 74xx) oder ähnlichen Bausteinen zusammengestellt werden müssten. Mixed-Signal-ASICs enthalten zusätzlich zu den digitalen Schaltkreisen auch analoge Schaltungen wie z. B. Analog-Digital-Wandler, PLLs, etc.

Es gibt auch ASIC-Varianten, auf denen Mikroprozessoren oder Signalprozessoren integriert sind (System on a Chip), wodurch eine gewisse Flexibilität für den Anwender durch die darauf ablaufende Software erreicht werden kann. Zum Entwurf von ASICs verwendet man heute EDA-Software (EDA = Electronic Design Automation).

4 Regulatorische Fragestellungen bzw. Probleme bei der Einführung digitaler Sicherheitsleittechnik

4.1 Diskussion in Deutschland

In Deutschland wurden die Diskussionen zur Beherrschung von gemeinsam verursachten Ausfällen im redundanten Reaktorschutzsystem, das mit softwarebasierter Technik ausgestattet werden soll, unabhängig vom TÜV Süd und von der GRS zeitgleich initiiert. Zur gemeinsamen Position der im VdTÜV zusammenarbeitenden TÜV-Organisationen und der GRS wurde ein Positionspapier /VdT 08/ verabschiedet, das eine der beiden zentralen Positionen in Deutschland zum Einsatz softwarebasierter Leittechnik im Reaktorschutz darstellt. In der Stellungnahme wird ausschließlich auf die fehlerbeherrschenden Maßnahmen hinsichtlich einer dissimilaren Auslegung von redundanten Kanälen oder Strängen oder Teilsystemen eingegangen.

Eine weitere Position wird von der VGB /VGB 09/ und vom Hersteller AREVA /ARV 09/ vertreten. Dort wird ein Konzept vorgestellt, nach dem das Reaktorschutzsystem aus unabhängigen Teilsystemen vierfach redundant aufgebaut werden soll. Jede Redundanz besteht aus zwei Teilsystemen TS A und TS B. Die Gerätetechnik der Teilsysteme wird jeweils homogen aufgebaut. Die Teilsysteme führen unterschiedliche Leittechnik-Funktionen aus. Somit sollen die leittechnischen Funktionen der Teilsysteme zueinander funktional diversitär sein. Hierzu wird festgelegt, dass

- Alle Sicherheitsfunktionen, die zwingend zur Störfallbeherrschung erforderlich sind, auch im Falle eines entsprechenden Versagens des Reaktorschutzsystems sichergestellt werden müssen.
- Alle kurzfristig notwendigen Funktionen (vitale Systemfunktionen) zwingend automatisch sichergestellt werden müssen.
 - Eindeutig sicherheitsgerichtete Funktionen können im fail-safe-Prinzip ausgelöst werden.
 - Nicht eindeutig sicherheitsgerichtete Funktionen müssen in Abhängigkeit vom Anlagenzustand ausgelöst werden.
- Langfristig notwendige Funktionen (nach 30 Minuten) über Handmaßnahmen sichergestellt werden können. Hierbei darf das vom GVA betroffene Reaktorschutzsystem diese Handmaßnahmen nicht blockieren.

Aus diesen Anforderungen ergibt sich, dass GVA-bedingte Ausfälle im Reaktorschutzsystem durch Überwachungsfunktionen sicher erkannt werden müssen. Weiterhin müssen die betroffenen Ausgänge einen vordefinierten Zustand einnehmen, d. h. ein gerichtetes Ausfallverhalten aufweisen. Dieser vordefinierte Zustand muss für alle langfristig notwendigen Funktionen Handmaßnahmen zulassen. Für alle kurzfristig notwendigen Funktionen, die eindeutig sicherheitsgerichtet sind, soll der vordefinierte Zustand eine Ansteuerung im Fail-Safe-Prinzip erlauben.

Der vordefinierte Zustand soll für alle kurzfristig notwendigen Funktionen, die nicht eindeutig sicherheitsgerichtet sind, eine Ansteuerung über zusätzliche leittechnische Maßnahmen zulassen. Die zusätzlichen leittechnischen Maßnahmen (ZLM) sind in zum Reaktorschutzsystem diversitärer Technik (d. h. verschiedenartig hinsichtlich Hardware und Software) auszuführen. Bei einem postulierten GVA wird der gerichtete Ausfall durch Überwachungsfunktionen sichergestellt. Diese sollen die Verfügbarkeit und Funktionsfähigkeit der von dem postulierten GVA betroffenen Hard- und Software-Komponenten kontrollieren und sollen bei Feststellen einer Störung die betreffenden Systemausgänge stromlos schalten. Damit soll der vordefinierte Zustand erreicht werden. Hierfür wird das Konzept zusätzlich zu den bereits vorgesehen internen Überwachungen um eine externe Überwachungsfunktion sowie um zusätzliche leittechnische Maßnahmen (ZLM) ergänzt.

Die externe Überwachungsfunktion muss kontinuierlich und redundanzbezogen sicherstellen, dass GVA-Auswirkungen innerhalb eines Teilsystems A oder B des Reaktorschutzsystems sicher erkannt werden. Hierbei darf die Überwachungsfunktion keine Vermaschung zwischen den Redundanzen des Reaktorschutzes bewirken. Es werden dieselben Qualitätsanforderungen wie an den Reaktorschutz gestellt.

Alle kurzfristig notwendigen leittechnischen Funktionen, die nicht eindeutig sicherheitsgerichtet sind oder die eindeutig sicherheitsgerichtet sind und nicht im fail-safe-Prinzip angesteuert werden, müssen im erweiterten Konzept über zusätzliche leittechnische Maßnahmen (ZLM) realisiert werden. Diese ZLM kommen redundanzweise nur zum Einsatz, wenn das Überwachungssystem von beiden Teilsystemen des Reaktorschutzsystems in einer Redundanten angesprochen hat. Die Gerätetechnik der ZLM ist diversitär zu den Teilsystemen des Reaktorschutzsystems und zum Überwachungssystem. Die ZLM müssen die Anforderungen an Systeme der Sicherheitsebene 4 erfüllen. Die ZLM werden redundanzbezogen aufgebaut. Alle für eine Handbedienung der not-

wendigen Sicherheitsfunktionen erforderlichen Warthanzeigen müssen unabhängig vom Reaktorschutzsystem verfügbar sein.

4.2 Internationale Diskussionen

Nachfolgend wird der Stand der Diskussionen, soweit der GRS bekannt, aus verschiedenen Ländern zur Nutzung bzw. Einführung von softwarebasierter Leittechnik in der Sicherheitsleittechnik aufgeführt.

Im internationalen Umfeld existiert für die Leittechnik keine dem deutschen Konzept der Sicherheitsebenen unmittelbar vergleichbare Systematik zur Beherrschung von Störungen und Störfällen. Meist wird international eine Systematik (Defense-in-Depth-Diversity) wie in den USA verfolgt /NRC 94/, /NRC 07/: Auslegungsstörfälle müssen durch leittechnische Einrichtungen des Sicherheitssystems, d.h. üblicherweise durch das RTS (Reactor Trip System) und das ESFAS (Engineered Safety Features Actuation System) beherrscht werden. Beide Systeme sollen nach Kategorie 1E entsprechend IEEE 323 klassifiziert werden.

Darüber hinaus muss die Anlage gegen bestimmte auslegungsüberschreitende Ereignisse ausgelegt sein. Hierzu gehören u. a. der ATWS (Anticipated Transients without Scram) und der CCF (Common Cause Failure) in Sicherheitssystemen, die in softwarebasierter Leittechnik ausgeführt sind. Einrichtungen zur Beherrschung auslegungsüberschreitender Ereignisse sind nicht notwendigerweise nach 1E klassifiziert.

Die grundlegenden Anforderungen der NRC an softwarebasierte Leittechnik sind in der „Branch Technical Position 7-19“ (BTP 7-19) /NRC 07/ festgehalten. Diese Anforderungen werden im Dokument „Digital Information and Control Interim Staff Guidance“ (DI&C-ISG-02) präzisiert. In diesen beiden Dokumenten sind folgende Anforderungen enthalten:

- Wenn ein Leittechniksystem eines der folgenden Designattribute aufweist, ist keine detaillierte Analyse bzgl. GVA erforderlich:
 - Diversität: Ausreichende Diversität liegt in einem Reaktorschutzsystem vor, so dass der GVA beherrscht wird.

- Testbarkeit: Das System ist ausreichend einfach, so dass alle möglichen Kombinationen von Eingängen, internen und externen Zuständen und jeder Signalpfad getestet werden können.
- Andernfalls muss eine detaillierte Analyse vorgenommen werden, um zu zeigen, dass ausreichende Vorkehrungen gegen GVA softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen getroffen wurden. Für die Analyse sollte nach dem Leitfaden NUREG/CR-6303 /NUR 94/ vorgegangen werden.
- Für alle der Auslegung zugrunde gelegten Störungen und Störfälle und einen gleichzeitig vorliegenden GVA ist zu zeigen, dass keine unzulässigen Auswirkungen (Freisetzungen, Verlust der Integrität von druckführender Umschließung und Containment) auftreten. Hierbei dürfen best-estimate Analysen verwendet werden. Abweichungen bei den Analyseergebnissen können ggf. gerechtfertigt werden.
- Um dies zu gewährleisten, sind diversitäre Einrichtungen und Maßnahmen vorzusehen, d. h. wenn eine Sicherheitsfunktion durch einen GVA ausfallen kann, ist eine diversitäre Maßnahme vorzusehen, die dieselbe Funktion erfüllt oder die auf andere Weise adäquaten Schutz bietet.
- Automatische Maßnahmen sind die bevorzugte Methode. Dabei können sowohl Einrichtungen des Sicherheitssystems als auch andere Einrichtungen vorgesehen werden, wenn sie eine ausreichende Zuverlässigkeit aufweisen (Qualitätsanforderungen analog ATWS, siehe Generic Letter 85-06).
- Als diversitäre Maßnahmen sind auch Handmaßnahmen möglich, wenn sie in der Warte erfolgen können und dafür ausreichend Zeit zur Verfügung steht. Durch eine Human Factor-Analyse ist die Eignung nachzuweisen.
- Die für die Handmaßnahmen benötigten Anzeigen und Betätigungen dürfen nicht vom postulierten GVA betroffen sein, d. h. die Signale müssen vor der ersten softwarebasierten Komponente abgegriffen bzw. hinter der letzten eingebunden werden, die durch den postulierten GVA unverfügbar werden können, zu dessen Beherrschung sie benötigt werden.
- Für essentielle Sicherheitsfunktionen sind Anzeigen und manuelle Betätigungen (auf Systemebene) in der Warte erforderlich. Diese müssen vom Reaktorschutzsystem unabhängig und zu ihm diversitär sein. Sie müssen nicht notwendigerweise dem Sicherheitssystem angehören. Bei der Nachrüstung softwarebasierter Leit-

technik wird diese Forderung in der Regel durch das Beibehalten bisheriger Einrichtungen erfüllt.

- Bezüglich eines GVA in der Leittechnik sind als Ausfallarten sowohl aktives Versagen (Fehlanregung) als auch passives Versagen zu betrachten. Alle glaubhaften Kombinationen von Fehlsignalen sind zu betrachten, z. B. unvollständige Anregungen oder Versagen mit falscher Anzeige.
 - Bei der D3-Analyse werden für jeden ausgefallenen „Block“ diejenigen Ausgangssignale verwendet, die die gravierendsten Folgen haben.
 - Bei ausgefallenen „Blöcken“, die Software enthalten, ist anzunehmen, dass die Ausgänge Werte unabhängig von den Eingängen, d. h. zufällige Werte annehmen.

Der Begriff „Blöcke“ geht aus NUREG/CR-6303 hervor. Dieses Dokument beinhaltet eine allgemeine Vorgehensweise zum Nachweis, dass ausreichende Vorkehrungen gegen GVA softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen getroffen sind. Die durch die folgenden Merkmale charakterisierten Blöcke bilden die Basis der Analyse nach NUREG/CR-6303:

- Blöcke werden so definiert, dass ein Ausfall innerhalb eines Blockes nicht unmittelbar zum Versagen anderer Blöcke führt (nur mittelbar über Signale usw.).
- Blöcke enthalten stets Hardware.
- Signale fließen in eine Richtung.
- Wenn Block A den Block B beeinflusst und umgekehrt, sind diese folglich zusammenzufassen.
- Wenn Blöcke nicht hinreichend diversitär sind, ist ihre gleichzeitige Unverfügbarkeit durch GVA zu unterstellen.

Zur Beurteilung der Diversität nennt NUREG/CR-6303 /NRC 94/ Diversitätsaspekte, führt aber keine eindeutigen Kriterien auf. Diversitätsmerkmale umfassen folgende Aspekte der Auslegung und des Einsatzes softwarebasierter Leittechnik:

- Diversität im Design,
- Diversität der Einrichtungen (Hardware),

- Funktionale Diversität,
- Menschliche Diversität,
- Diversität der Signale bzw. Parameter und
- Softwarediversität.

Es wird in NUREG/CR-6303 jedoch kein eindeutiger Maßstab definiert, nach dem beurteilt werden kann, ob zwei Blöcke hinreichend diversitär sind, so dass kein GVA unterstellt werden muss. Stattdessen soll die Entscheidung von Fall zu Fall getroffen werden. Als allgemeiner Anhaltspunkt wird der Hinweis gegeben, dass verschiedene Typen von Diversität vorhanden sein sollen. Funktionale Diversität und Diversität der Signale wird als besonders effektiv angesehen.

In NUREG/CR-7007 wurde die Systematik zu Diversitätsaspekten überarbeitet und weiterentwickelt, insbesondere um auch nicht softwarebasierte Einrichtungen einzubeziehen und den Einfluss des Menschen im gesamten Lebenszyklus zu betonen. Außerdem wird in NUREG/CR-7007 ein Punktebewertungssystem, ein sogenanntes Scoring of the Diversity entwickelt, dass die quantitative Bewertung der Gesamtdiversität der Sicherheitsleittechnik einer Reaktoranlage ermöglichen sollte.

Die Aufsichtsbehörden aus Großbritannien (HSE), Finnland (STUK) und Frankreich (ASN) haben während ihrer Bewertung des EPR Druckwasserreaktors Diskussionspunkte zur im EPR geplanten Leittechnik aufgeworfen. Trotz geringfügig unterschiedlicher Entwürfe für den EPR in den jeweiligen Ländern sind die Fragestellungen der Aufsichtsbehörden zur Leittechnik weitgehend vergleichbar. Die Fragestellungen handeln vor allem von der Angemessenheit der Sicherheitsleittechniksysteme und deren Unabhängigkeit von den Systemen für die betriebliche Leittechnik. Die Aufsichtsbehörden geben an, dass die Unabhängigkeit der Systeme besonders wichtig ist, da diese nicht gleichzeitig ausfallen dürfen. Sie sind der Ansicht, dass die geplanten leittechnischen Systeme beim EPR dieses Unabhängigkeitsprinzip teilweise nicht erfüllen, da sie komplexe Vernetzungen untereinander aufweisen. Die Aufsichtsbehörden haben den Hersteller AREVA aufgefordert, die geplante Leittechnikarchitektur zu ändern.

In Ihrer Bewertung stellt die französische Aufsichtsbehörde ASN zu den Leittechnik-Plattformen der EPR-Reaktoranaloge folgendes fest /ASN 09/:

- Der Betreiber EDF hat die erforderlichen Nachweise nachgereicht, um die Eignung der TXS-Plattform zur Übernahme von Funktionen der Sicherheitsklasse F1A zu zeigen (Sicherheitsklassifikation der Leittechnik nach ASN).
- ASN ist der Meinung, dass die technologische Diversität zwischen den Plattformen TXS und SPPA T2000 ausreichend ist.
- Der Nachweis, dass das System SPPA T2000 den Vorgaben für die Sicherheitsklassen F1B und F2 entspricht, konnte bisher nicht erbracht werden.
- Da die SPPA T2000-Plattform nicht für die Übernahme von Funktionen im Rahmen der kerntechnischen Sicherheit ausgelegt ist, muss ein nachträglicher Nachweis durch Analyse erbracht werden.
- Dieser Sicherheitsnachweis wird insbesondere für die betriebliche Leittechnik als kritisch erachtet, da diese zahlreiche industrielle und kommerzielle Software beinhaltet und bidirektionale Verbindungen zwischen den Netzwerken und mit Geräten unterschiedlicher Sicherheitsklassen existieren.

Zur Leittechnik-Architektur der EPR-Reaktoranlagen stellt die ASN fest:

- Die geplante Architektur weist eine hohe Komplexität auf. Durch die umfangreiche Nutzung von Computernetzwerken werden Systeme verschiedener leittechnischer Sicherheitsklassen und verschiedener Barrieren des mehrstufigen Sicherheitskonzepts miteinander verbunden.
- Es sollten zusätzliche Robustheit gewährleistende Elemente hinzugefügt werden, die ausreichend vollständig sind und aus Komponenten mit adäquatem Zuverlässigkeitsniveau bestehen.

Die Anforderungen der japanischen Aufsichtsbehörde NSC an die digitale Leittechnik in japanischen Kernkraftwerken beziehen sich auf einen technischen Standard der japanischen NISA-Behörde (Nuclear and Industrial Safety Agency) /NSC 09/.

Dieser technische Standard umfasst folgende Anforderungen bezüglich digitaler Leittechnik in Kernkraftwerken:

- Verifizierung und Validierung
 - Das Produkt jeder Entwicklungsphase muss die Anforderungen und Bedingungen, die sich aus der vorhergehenden Phase ergeben, erfüllen. Eine Validierung soll für das implementierte System bestehend aus Hard- und Software durchgeführt werden.
 - Funktionen, die für die installierte Software erforderlich sind, sollen für den gesamten Prozess sichergestellt werden, d. h. für Design, Entwicklung, Herstellung, Test, Installation, Betrieb, Modifikation, Wartung und Austausch.
 - Alle Informationen zu Maßnahmen der Verifizierung und Validierung sollen dokumentiert werden.
- Architektur und Einfachheit
 - Die Software für digitale, softwarebasierte Sicherheitssysteme sollte keine Mehrdeutigkeiten enthalten. Durch die Software realisierte Funktionen sollten gut nachvollziehbar und leicht zu testen sein.
 - Prozeduren sollen vereinfacht, eine angemessene Programmiersprache ausgewählt und funktionale Einheiten in der Software gebildet werden.
- Antwortzeiten und Ausführung in Echtzeit
 - Digitale softwarebasierte Sicherheitssysteme sollen ihre Funktionen auch bei Eintritt postulierter Ereignisse mit Auswirkungen auf die Sicherheitssysteme behalten. Hierbei müssen auch die Antwortzeiten und die Ausführung in Echtzeit erhalten bleiben.
- Selbstüberwachungsfunktionen
 - Die digitalen, softwarebasierten Sicherheitssysteme sollen eine Selbstdiagnosefunktion haben, die in angemessenen Zyklen unabhängig in jedem Kanal durchgeführt wird.
 - Wird bei einem Selbsttest ein anormaler Zustand festgestellt, soll der betroffene Kanal abgeschaltet, ein Bypass eingerichtet oder eine Information an den Operator ausgegeben werden.

- Maßnahmen gegen GVA
 - Wenn die Integrität der Rechner im Sicherheitssystem nicht ausreichend nachgewiesen werden kann, sollen Maßnahmen, die auf einem anderen Prinzip basieren, zur Verfügung gestellt werden, um sicherzustellen, dass die Sicherheitsfunktionen zur Verfügung stehen.

Unter Bezugnahme auf die Anforderungen der NISA-Standards fordert die japanische Aufsichtsbehörde NSC beim Einsatz digitaler Sicherheitssysteme in Kernkraftwerken ein alternatives, ggf. analoges Sicherheitssystem /NSC 09/.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Aufgrund ausgewerteter Informationen lässt sich feststellen, dass in den neuen Reaktoranlagen generell digitale (softwarebasierte) Sicherheitsleittechnik eingesetzt wird. Die Sicherheitsleittechnik bereits in Betrieb genommener Kernkraftwerke wird ebenfalls durch digitale Sicherheitsleittechnik nachgerüstet.

Der Einsatz digitaler Leittechnik wirft folgende generische Fragestellungen auf:

- Wie sollen die relativ kurzen Lebenszyklen der Hard- und Software im Sicherheitsnachweis berücksichtigt werden?
- Wie bedeutsam ist die EMV-Problematik (elektromagnetische Verträglichkeit) in Bezug auf die digitale Sicherheitstechnik?
- Wie soll die wachsende Rolle der Sicherung der IT-Security (externe und interne unzulässige Eingriffe in die Hard- und Software: u. a. Malware, Virus) im Leittechnikkonzept bereits in der Designphase berücksichtigt werden?

Weitere Fragestellungen betreffen die Gewährleistung der Unabhängigkeit redundanter Systeme:

- Kann die Unabhängigkeit der Leittechniksysteme durch Architektur und Protokolle der Netzwerke zweifelsfrei sichergestellt werden?
- Kann das Fail-safe Design durchgehend in der Sicherheitsleittechnik realisiert werden?
- Können Vermaschungen zwischen der betrieblichen Leittechnik und der Sicherheitsleittechnik im Bereich der Netzwerk-Kommunikation vollständig vermieden werden?

Ganz aktuelle und bisher weitgehend ungelöste Fragen betreffen die Beherrschung von latenten GVA auf Grund von

- Komplexität der Hard- und Software,
- hoher Integrationsdichte der Baugruppen der Hardware (z. B. neue Fehlerquellen wie Micro-Whisker),

- Fehlen der Methoden zur Nachweisführung der erforderlichen Zuverlässigkeit der Software,
- komplexer Vorgänge in der Instandhaltung (qualifizierte Werkzeuge, Qualifikation des Personals, Dokumentation)

Hinsichtlich der Verfügbarkeit von detaillierten Informationen zu den Konzepten digitaler Leittechnik in den neuen Reaktoranlagen ist Folgendes anzumerken:

- aktuelle, zitierfähige Informationen sind fast ausschließlich auf der Basis von Proceedings bzw. Vortragsfolien zu den renommierten internationalen und nationalen Konferenzen zu erhalten. Als besonders wichtig werden Informationen aus folgenden Konferenzen angesehen:
 - IAEA Technical Meetings (z. B. zu den Themen „Implementierung and Licensing Digital I&C and Equipment in NPPs“, Technical Working Group – TWG NPPCI),
 - ANS International Meeting on NPIC & HMIT (im Zweijahresrhythmus),
 - TÜV Symposiumsthemen „Digitale Sicherheitsleittechnik“,
 - OECD-Mitarbeit: WGRISK – Arbeitsgruppe DICRel, Halden Reactor Project, (HRP) – Veranstaltungen.

Die Datenbank ADAMS der U.S. NRC ist eine weitere wichtige Informationsquelle und enthält wichtige Unterlagen zu allen relevanten Aspekten der sicherheitstechnischen Bewertung der Einführung digitaler Sicherheitsleittechnik:

- Erfahrungsberichte (u. a. NUREG),
- Leitfäden zur Begutachtung und Bewertung sicherheitsrelevanter Aspekte (Regulatory Guide, NUREG, BTP-Branch Technical Position).

Die Literatur- und Internetrecherchen haben weiterhin folgende Informationsquellen ermittelt: Im Internet veröffentlichte Berichte von EPRI (Electric Power Research Institute), NASA (National Aeronautics and Space Administration) zum Thema „Digitale Leittechnik: Bewertungsmethoden“.

Im Rahmen der Diskussion über die Beherrschung der GVA werden sowohl national als auch international diversitäre oder dissimilare Architekturen digitaler Sicherheitsleit-

technik bzw. Backup-Lösungen gefordert. Flankierend sollen die Methoden zur Bewertung der Diversität digitaler Leittechnik entwickelt und etabliert werden.

Die im Bericht vorgestellten Leittechnik-Konzepte demonstrieren bereits unterschiedliche Wege zur Implementierung der Diversität/Dissimilarität:

- ESBWR
 - Backup: non-class 1E GE Mark VIe platform,
 - Unterschiedliche Hardware- und Software sicherheitsrelevanter Leittechnik,
- ABWR
 - Backup: non-class 1E analog/ hardwired diverse actuation RPS system,
- AP1000
 - Backup: non-class 1E digital for automatic functions,
 - Festverdrahtete manuelle Steuerung von Komponenten und analoger Instrumentierung,
 - Unterschiedliche Architektur, Hard- und Software der Sicherheitsleittechnik,
- EPR
 - Backup: non-class 1E digital (automatic/manual), TXP
 - Funktionelle Diversität, teilweise diversitäre Back-up-Funktionen,
- US-APWR
 - Analoges, festverdrahtetes Back-up-System.

Die Entwicklung der digitalen Leittechnik ist sehr dynamisch und bedingt die kontinuierliche Verfolgung unterschiedlicher Aspekte hinsichtlich der Einführung digitaler Sicherheitsleittechnik. Ein Beispiel für diese Dynamik ist die wachsende Bedeutung des Bereiches der IT-Security, der Gefahren wie das Einschleusen von Schadsoftware (engl. Malware), einschließt. Ein aktueller Fall hierzu wurde kürzlich mit dem Auftreten des Virus „Stuxnet“ auch in den Medien breit diskutiert.

Es ist zu empfehlen, die Verfolgung des Standes von W+T hinsichtlich der Einführung digitaler Leittechnik auf Modernisierungsprojekte zu erweitern, da die leittechnischen

Konzepte und relevanten Sicherheitsaspekte hinsichtlich der Einführung digitaler Leittechnik sehr ähnlich sind.

Aus Sicht der GRS ist es notwendig, die Arbeiten zur Beantwortung der o.g. Fragestellungen fortzusetzen. Ein weiterer Arbeitsschritt könnte eine vergleichende Gegenüberstellung der Leittechnik-Konzepte der neuen Reaktoranlagen und der möglichen Modernisierungskonzepte der Leittechnik in den deutschen Anlagen zum Inhalt haben.

6 Literatur

- /ARV 09/ AREVA NP GmbH
Digitale Leittechnik im Reaktorschutzsystem, Auswirkungen der Anforderungen des VdTÜV
Vortrag von Hrn. Graf, A. und Waas, U. auf dem 2. VdTÜV Forum Kerntechnik, 16.-17.03.2009, Berlin
- /ASN 09/ Autorité de Sureté Nucléaire (ASN)
Reacteurs nucléaires à eau sous pression – Projet EPR- Flamanville 3 – Architecture générale du contrôle-commande et des plateformes associées
Schreiben der ASN an die EDF, Oktober 2009
- /BER 10/ Berger, Edmund
ALS (advanced logic system), ein FPGA (field programmable gate array) basierendes Sicherheitsleitsystem als dissimilares Reaktorschutzsystem
Westinghouse Electric Germany GmbH, Dudenstraße 44, 68167 Mannheim
- /BRO 07/ Brockhoff, Chuck
AP1000 Overview
ASME O&M Committee Meeting, June 25, 2007
- /ERV 08/ Erve; Manfred
The Role of TSOs in the Context of Increasing Demand for Safety Expertise - Expectations of the Nuclear Industry
Vortrag auf EUROSAFE-2008, AREVA NP GmbH
- /FEN 06/ Fennern, Larry E.
ESBWR Seminar – Instrumentation & Control (I&C), 15 September 2006
- /HAN 05/ Hang Bae, Kim
National Report on Nuclear Power Plant I&C in the Republic of Korea
IAEA TWG-NPPCI MEETING, May. 23 - 25, 2005, Vienna
- /IEC 98/ International Electrotechnical Commission
Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems, International Standard IEC 61508, First edition 1998-12

- /IEE 08/ IEEE Power Engineering Society,
IEEE Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Gene-
rating Stations, IEE Std 323™ -2003 (R2008) (Revision of IEEE Std 323-
1983)
- /IPS 05/ Invensys Process Systems, Nuclear Solutions
TRICON: A Field-Proven Triple Modular Redundant (TMR) Digital System
for Feedwater Control and Safety Application in Nuclear Power Plants.
WHITE PAPER, 2005
- /JUN 07/ Jung, Ian
Current Digital Instrumentation and Control Licensing Activities
The 21st IAEA Meeting of Technical Working Group on Nuclear Power
Plant Control and Instrumentation (TWG-NPPCI), May 23 – 25, 2007
- /KRA 08/ Kraemer, Jürgen; Richter Roland
Die Entwicklung der Kernkraftwerkstechnik in Russland
TETRA ENERGIE GmbH, Allee der Kosmonauten 28, 12681 Berlin
atw 53. Jg. (2008) Heft 8/9
- /MHI 07/ Mitsubishi Heavy Industry
Mitsubishi US-APWR. Digital I&C and Electrical System. DOE Technical
Session, June 2007
- /NRC 94/ U.S. NRC
Method for Performing Diversity and Defense-in-Depth Analyses of Reactor
Protection Systems,
NUREG/CR-6303, December 1994
- /NRC 01/ U.S. NRC
Review of Triconex Corporation
Topical Reports 7286-545, "Qualification Summary Report" and 7286-546,
Revision 1

- /NRC 04/ U.S. NRC
Advanced Reactor Licensing: Experience with Digital I&C Technology in
Evolutionary Plants
NUREG/CR-6842, April 2004
- /NRC 07/ U.S. NRC
“Guidance for Evaluation of Diversity and Defense-in-Depth in Digital Com-
puter-Based Instrumentation and Control Systems,”
Branch Technical Position 7-19, Washington, D.C., 2007
(ADAMS Accession No. ML070550072).
- /NSC 09/ NSC
Rules and Standards for DIC – Regulatory Requirements and Technical
Standards
Vortrag von Kiyoshi Takasaka, Quadripartite Working Group Meeting on
DIC, Oct. 14-15, 2009, Tokyo, Japan
- /VGB 09/ VGB AG DigSILT
Anforderungen an digitale Sicherheitsleittechnik aus Sicht des VGB
Symposium „Digitale Leittechnik im Reaktorschutz, TÜV Nord,
September 2009



Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH

Entwicklungen im Bereich des Containments im Hinblick auf Sicherheitsebene 4

Technischer Bericht

Sebastian Band

Februar 2011

Bericht zum Vorhaben 3608R01700

Bewertung neuer Reaktorkonzepte
und der Übertragbarkeit sicherheits-
technischer Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen.

Auftrags-Nr.: 814 000

Autoren: bas 0221/2068-676

PL: jan 0221/2068-825

PC: nie 0221/2068-660

3608R01700-T-Bericht Nr. 1/2011

Inhaltsverzeichnis

	Abkürzungsverzeichnis.....	II
1	Einleitung	1
2	Entwicklungen im Bereich des DWR Containments	2
2.1	European Pressurized Reactor (EPR)	2
2.1.1	Core Catcher am Beispiel des EPR	4
2.2	APR-1400	8
2.3	In-Vessel-Retention mit externer RDB Kühlung	10
2.3.1	In-Vessel Core Catcher.....	13
2.4	AP-1000	17
2.5	Belene (VVER-1000/466B).....	20
3	Entwicklungen im Bereich des SWR-Containments	27
3.1	Kerena (SWR-1000)	27
3.2	Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)	30
3.3	Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR).....	33
4	Zusammenfassung und Ausblick.....	37
5	Literaturverzeichnis.....	39

Abkürzungsverzeichnis

CC	Core Catcher
CHF	Critical Heat Flux
CHRS	Containment Heat Removal System (EPR)
EVA	Einwirkung von außen
EVR	Ex Vessel Retention
GDCS	Gravity Driven Cooling System (ESBWR)
ICS	Isolation Condenser System (ESBWR)
IRWST	In Containment Water Storage Tank
IVR	In Vessel Retention
IVCC	In Vessel Core Catcher
OSM	Oxydisches Opfermaterial (oxidic sacrificial material)
PCCS	Passive Containment Cooling System
RDB	Reaktordruckbehälter

1 Einleitung

Bei vielen Kühlmittelverluststörfällen (KMV) stellt das Containment die letzte intakte Barriere zum Rückhalt des radioaktiven Inventars dar und ist ein dementsprechend wichtiger Bestandteil des gestaffelten Sicherheitskonzepts. Dabei ist das Reaktorgebäude bei einigen Anlagen vom Containment getrennt und schützt dieses vor externen Einwirkungen. Bei anderen wiederum bildet das Reaktorgebäude neben dem Stahl liner einen integralen Bestandteil des Containments. Der Stahl liner könnte für sich selbst genommen hier weder den bei einem KMV entstehenden Überdruck abtragen noch sein Gewicht tragen, so dass sich das Containment in diesen Fällen durch die Kombination des Reaktorgebäudes und des Stahl liners ergibt.

Nach den Unfällen in Tschernobyl und TMI wurde das gestaffelte Sicherheitskonzept (*Defence-in-Depth*) um die Ebenen 4 und 5 erweitert. Mittlerweile wird auch schon bei der Entwicklung neuer Reaktoren erwartet (siehe Punkt O3 in [1]), dass Maßnahmen zur Beherrschung von Unfällen mit einer Kernschmelze in die Planung integriert werden. Es gibt zwei denkbare Möglichkeiten, einen Unfall mit Kernschmelze zu beherrschen: entweder muss die Schmelze außerhalb des RDB stabilisiert werden (mittels *Core Catcher*) oder die Schmelze muss innerhalb des RDB, welcher von außen gekühlt wird, gehalten werden; dabei spricht man von der *In-Vessel-Retention* (IVR). Bei beiden Ansätzen muss auf jeden Fall die Containment-Integrität erhalten bleiben, da das Containment zu diesem Zeitpunkt die einzige noch funktionierende Barriere darstellt.

Ziel dieses Berichtes ist es, die bei neuen Reaktoren anzutreffenden Containment-Konzepte bzw. den Aufbau des Reaktorgebäudes bei den entsprechenden Anlagen zu beschreiben. Die Maßnahmen auf Sicherheitsebene 4 bzw. 5 sind, da sie schon beim Aufbau des Containments berücksichtigt werden müssen, ebenfalls Teil dieses Berichtes.

Stellvertretend für alle Core Catcher Konzepte werden die Funktionsweise des EPR (siehe Kapitel 2.1.1) bzw. des WWER-1000 Core Catchers näher erläutert, diese beiden Konzepte sind auch die einzigen kompletten Konzepte zur *Ex-Vessel-Retention*. Bei den anderen Reaktoren mit Core Catcher werden nur die Unterschiede herausgestellt.

2 Entwicklungen im Bereich des DWR Containments

Repräsentativ für die Entwicklung bei Druckwasserreaktoren wurden der EPR, der APR-1400, der AP 1000 und der WWR-1000/V-446 (am Beispiel *Belene*) untersucht.

Allen hier vorgestellten Reaktorkonzepten ist zu eigen, dass die Wasservorräte zur Störfallbeherrschung im Containment untergebracht wurden (IRWST: *In Containment Water Storage Tank*); dadurch entfällt die in bisherigen Anlagen notwendige Umschaltung der Pumpen auf Sumpfförderung zur Gewährleistung der Langzeitkühlung und somit eine mögliche Fehlerquelle.

2.1 European Pressurized Reactor (EPR)

Der EPR stellt eine Weiterentwicklung des französischen N4 und des deutschen Konvoi durch die Firma AREVA dar. Derzeit befinden sich vier EPR-Anlagen im Bau (*Olkiluoto 3* (Finnland), *Flamanville-3* (Frankreich), *Taishan 1+2* (China)).

Beim Containment (siehe Abb. 2-1) handelt es sich um ein Doppel-Containment: das äußere besteht aus 1,3 m dickem Stahlbeton, das innere aus Spannbeton, ebenfalls 1,3 m dick, mit einem 0,63 cm dicken Stahl liner.

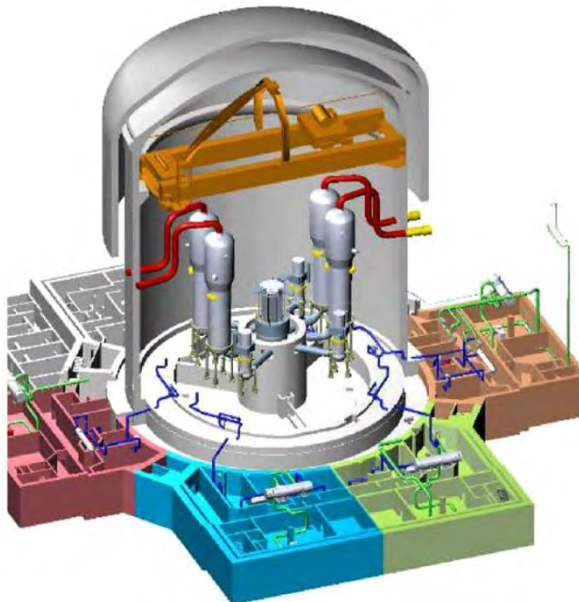


Abb. 2-1: EPR, Aufriss des Containments [21]

Durch diesen Aufbau soll der EPR auch gegen den Absturz eines Passagierflugzeugs ausgelegt sein. Geschützt werden dabei neben zwei Strängen der Sicherheitssysteme

auch das Brennelementlagerbecken (siehe Abb. 2-2). Die räumliche Trennung der Sicherheitssysteme wurde beim EPR konsequent umgesetzt: jede Scheibe der Sicherheitssysteme ist in einem eigenen Gebäudeteil untergebracht, so können aufgrund von Einwirkungen von Innen (z. B. Überflutung, Feuer) nicht zwei Stränge der Sicherheitssysteme gleichzeitig ausgeschaltet werden. Zum Schutz vor Erdbeben ist das gesamte Reaktorgebäude auf einer 6 m dicken Fundamentplatte aus Stahlbeton aufgebaut.

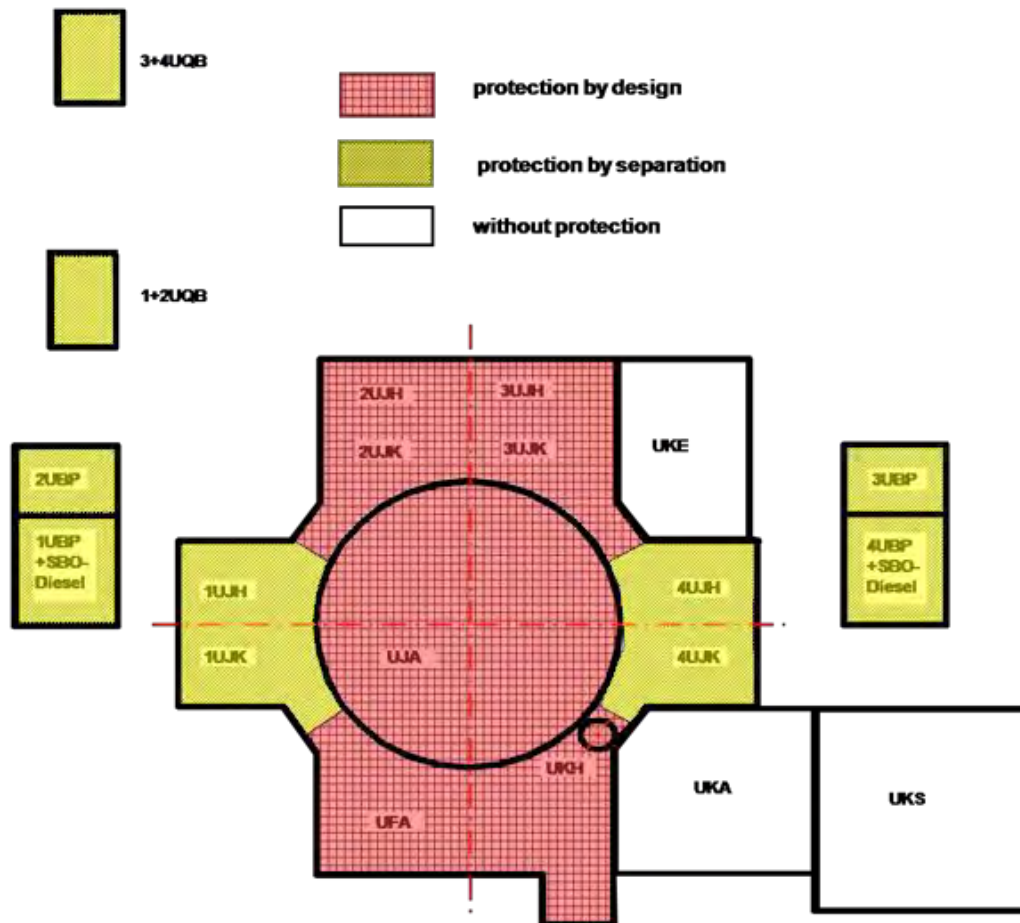


Abb. 2-2: EPR, Schutz vor EVA [14]

Über die Schutzfunktion gegenüber Flugzeugabstürzen hinaus hat das Doppelcontainment, mit dem dazwischen gebildeten Ringraum, auch eine Rückhaltefunktion. Der Ringraum wird speziell belüftet, wobei die Abluft gefiltert wird, um mögliche Leckagen aus dem Containment abzufangen. Um wiederum eine Leckage an die Umgebung zu verhindern, wird der Druck im Ringraum unterhalb des Atmosphärendrucks gehalten.

Die Wasserstoffproblematik wurde ebenfalls bereits auf dem Reißbrett adressiert, so soll aufgrund einer sehr offenen Bauweise die Aufkonzentration von Wasserstoff in Anlagenräumen verhindert werden. Zum Wasserstoffabbau kommen wie üblich Rekombinatoren zum Einsatz.

Um dem bei einigen Störfällen auftretenden Druckaufbau entgegenzuwirken, ist das *Containment Heat Removal System* (CHRS; siehe Kapitel 2.1.1, Punkt 5) mit einem Sprühsystem ausgestattet.

2.1.1 Core Catcher am Beispiel des EPR

Sollte es trotz der Sicherheitseinrichtungen der Ebenen 1 - 3 zu einem Kernschaden kommen, soll der *Core Catcher* (CC) die Schmelze kontrolliert im Containment halten und somit einen Austritt größerer Mengen radioaktiven Inventars verhindern. Dabei wird die Schmelze gezielt auf eine große Fläche verteilt, um sie dort besser kühlen und somit langfristig stabilisieren zu können. Bei solchen Maßnahmen spricht man von der Ex-Vessel-Retention (EVR).

Im Folgenden soll die Funktionsweise des CC des EPRs (siehe Abb. 2-3) erläutert werden.

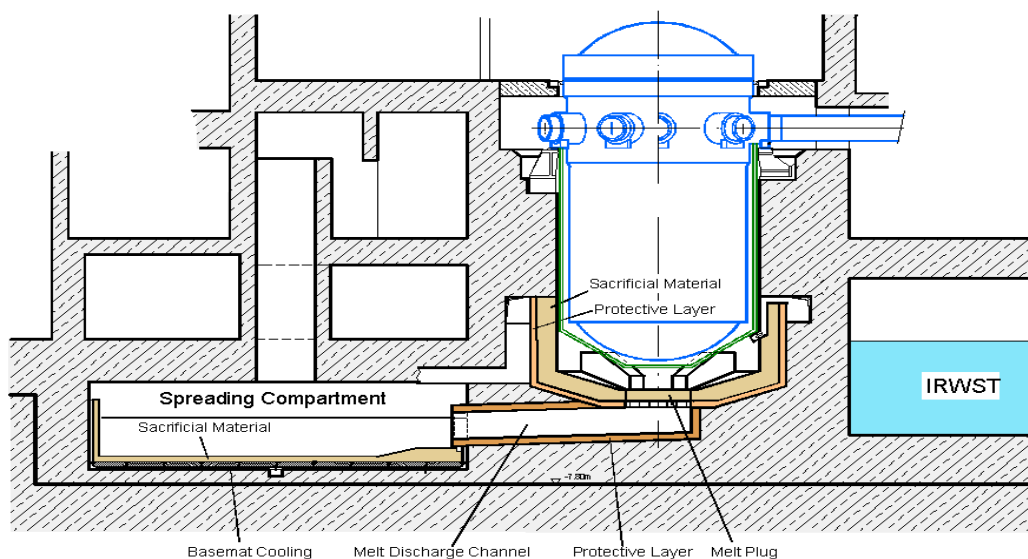


Abb. 2-3: Seitenansicht des Core Catcher des EPR [14]

Dabei kann man fünf Phasen unterscheiden:

1. *RDB-Versagen*

Der RDB wird bei einem schweren Störfall mit Kernschaden, bei dem keine ausreichende Kühlung des Kerns gewährleistet werden kann, im Bereich des Bodens versagen; laut Experimenten (SULTAN, CAPO, FOREVER) ist ein seitliches Versagen des RDBs dabei wahrscheinlicher. Zu diesem Zeitpunkt ist der Zustand der Schmelze ungewiss, Trümmer können im Kern Teile der Schmelze zurückhalten.

Daher muss die Schmelze erst gesammelt werden, da sonst eine großflächige Verteilung erschwert würde.

Ein möglicher Druckaufbau durch Wassereintrag während der Phase des RDB-Versagens ist im DISCO-Experiment untersucht worden. Dabei wurden keine signifikanten Einflüsse festgestellt.

2. *Rückhaltung in der Grube*

Die Rückhaltung in der Grube dient dazu, die große Bandbreite möglicher Initialzustände in einen einheitlichen Zustand zu überführen. Die Grube ist mit einem Opfermaterial ausgekleidet, dahinter befindet sich eine dedizierte Schutzschicht (aus ZrO_2), die auch einem lokalen Durchschmelzen standhalten kann (dies wurde im CORESA-Experiment von W. Steinwarz et al. untersucht). Ein frühzeitiges Durchschmelzen des *Melt Plugs* wäre sehr problematisch, da dadurch die gleichmäßige Verteilung der Schmelze im *Spreading Compartment* verhindert werden könnte. Dies ist aber zu einem Zeitpunkt, zu dem sich der Großteil der Schmelze noch im RDB befindet, nicht zu befürchten, da die Energiemenge, die benötigt wird, um den Betonpfropfen durchzuschmelzen¹, von der in der Grube befindlichen Schmelze aufgebracht werden muss und die von der Schmelze erzeugte Energie direkt von der Menge der Schmelze und deren Nachzerfallsleistung abhängt. Mittels des COMET-Experiments wurde untersucht, inwieweit die Wucht des Auftreffens der Schmelze auf den Boden einen möglichen Einfluss bzgl. der lokalen Korrosion haben kann. Dazu wurde prototypisches Corium aus mehreren Metern Höhe auf Beton gestürzt. Bedenkliche Effekte wurden nicht beobachtet. Die von der Schmelze abgestrahlte Wärme sorgt für ein weiteres Schmelzen des RDB-Bodens und somit zu einem Sammeln der Schmelze in der Grube.

Auch für diese Phasen sind eventuelle Wassereinträge untersucht worden. Sie würden zum Aufbau einer Kruste auf der Schmelze führen. Diese hätte eine Isolation vom Wasser zur Folge, somit würde das Durchschmelzen nicht beeinflusst.

3. *Gate-Opening und Transfer in den Core Catcher*

Der Pfropfen, der für die Rückhaltung der Schmelze in der Grube sorgt, hat eine große Fläche (2,4 m²), wodurch es zu einem gleichmäßigen Durchschmelzen kommt. Er besteht aus 50 cm dickem Opferbeton mit einer Aluminium-Messing-Legierung an der Unterseite. Beim Kontakt der Schmelze mit der Legierung kommt es zu einer exothermen Reaktion, die Öffnung geht sehr schnell vonstatten. Sollte

¹ Natürlich hängt die benötigte Energiemenge auch von der Geometrie sowie den Materialeigenschaften des Pfropfens ab, aber diese sind ja fest vorgegeben.

es wider Erwarten nicht zu dieser Reaktion kommen, würde die Schmelze die Halterung aus der Wand lösen, und der Pfropfen auf den Boden des Kanals stürzen. Dadurch würde die komplette Schmelze durch den Kanal in das dafür vorgesehene *spreading compartment* geleitet. In diesem soll die Schmelze auf eine möglichst große Fläche verteilt werden, um sie dann besser kühlen zu können. Zur Untersuchung einer großflächigen Ausbreitung der Schmelze wurden mit prototypischem Corium mehrere Experimente (EU-COMAS) durchgeführt.

4. *Passives Fluten und Kühlung der verteilten Schmelze*

Der Boden und die Wände des *spreading compartment* bestehen aus gusseisernen Elementen und einer darüber liegenden Schicht Opferzement. Der Einbau der gusseisernen Elemente erfolgt unter Berücksichtigung einer durch Wärme bedingten Ausdehnung, die beim Kontakt mit dem flüssigen Corium auftritt. Dazu sind diese mit Kühlrippen ausgestattet. Der Opferzement hat zwei Funktionen; zum einen den Schutz der Kühlelemente, zum anderen soll er die Schmelzdichte und somit auch die Temperatur der Schmelze vor dem Kontakt mit den Kühlrippen reduzieren.

Das Eintreffen der Schmelze im eigentlichen CC löst die Öffnung von Ventilen aus; durch diese läuft das Wasser aus dem IRWST nach unten in Kanäle hinter den gusseisernen Elementen und sobald diese gefüllt sind in den Raum hinter den Seitenwänden. Erst dann gelangt das Wasser von oben auf die Schmelze. Dabei wurde der Durchfluss mit 100 kg/s so gewählt, dass dies erst nach ca. 5min geschieht (die Ausbreitung der Schmelze erfolgt schneller). Dadurch soll verhindert werden, dass Wasser auf die Schmelze trifft, bevor diese sich vollkommen ausgebreitet hat. Ein vorzeitiger Schmelze-Wasser-Kontakt würde die gleichmäßige Ausbreitung der Schmelze verhindern.

Untersuchungen haben ergeben [2], dass der Wärmeübergang ins Wasser selbst bei geflutetem CC und ohne gerichtete Strömung ausreichend ist, um die anfallende Nachzerfallsleistung abzuführen. Deshalb wird der CC passiv (keine Pumpe, die ausfallen kann) aus dem IRWST geflutet. Das Auftreffen von Wasser auf die Schmelze von oben kann zu einer starken Fragmentierung führen und damit die Kühlung begünstigen.

5. *Langzeitkühlung*

Zur Langzeitkühlung stehen zwei Stränge des CHRS (*Containment Heat Removal System*) zur Verfügung.

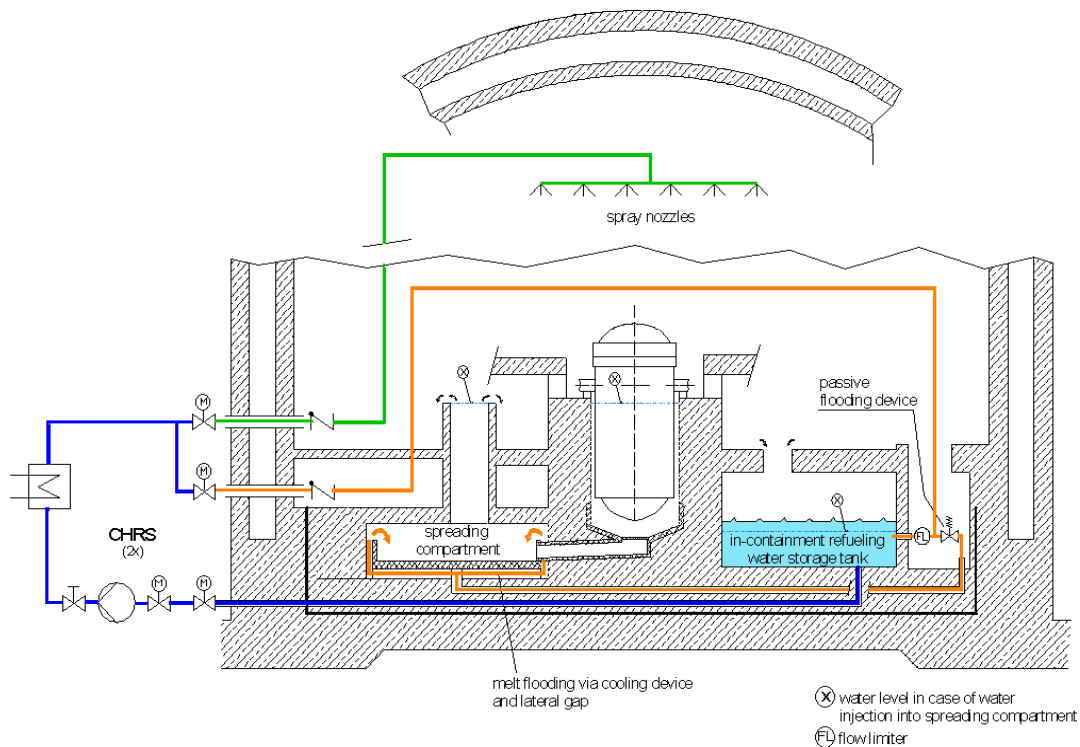


Abb. 2-4: Langzeitkühlung der Schmelze mittels des CHRS [14]

Diese können in zwei verschiedenen Modi betrieben werden: anfänglich wird Wasser aus dem IRWST gekühlt und dann über ein Sprühsystem ist das Containment eingebracht. Dadurch wird - neben der Kühlung der Atmosphäre - Wasserdampf kondensiert und somit der Containment-Druck gesenkt. Zu diesem Zeitpunkt läuft das Wasser passiv vom IRWST in den CC, wo es verdunstet und so die Wärme abführt. Später werden einer oder beide Stränge des CHRS Wasser aus dem IRWST kühlen und direkt in den CC pumpen; das Wasser wird unterkühlt und die Kühlung dann durch einphasigen Wassertransport durchgeführt.

Validiert wurde das Verfahren durch Variationen der anfänglich austretenden Schmelze bzw. der Zeit bis zum RDB Versagen. Die Rechnungen dazu wurden mit dem Programm COSACO durchgeführt.

Die Ausbreitung der Schmelze wurde mit verschiedenen Annahmen mittels CORFLOW und phänomenologischen Modellen (z. B. RIT aus Stockholm) berechnet. Die RIT² Methode ist dabei besonders interessant, weil es mit komplett anderen Modellen (keine

² Das Rit Modell wurde, genau wie die anderen verwendeten Rechencodes, durch das Nachrechnen von Experimenten validiert.

Lösung der Navier-Stokes-Gleichung) arbeitet, und somit eine diverse Validierung des Ausbreitungsverhaltens liefert.

2.2 APR-1400

Der APR-1400 wurde von *Korea Hydro and Nuclear Power* (KHNP) als Doppelblockanlage konzipiert. Es handelt sich um eine Weiterentwicklung des ebenfalls von KHNP entwickelten OPR-1000.

Zurzeit sind vier Reaktoren im Bau: *Shin-Kori 3+4* (Baubeginn 2008) und *Shin-Ulchin 1+2* (Baubeginn Juni 2010).

In Abb. 2-5 (links) ist zu erkennen, dass es sich beim Containment des für den internationalen Markt bestimmten Modells nicht wie beim EPR um ein Doppelcontainment oder wie bei den deutschen DWR-Anlagen um ein Containment innerhalb eines Reaktorgebäudes handelt, sondern um ein einfaches Containment mit einem innen liegenden Stahlliner. KHNP begründet dies damit, dass die Kosten eines Doppelcontainments nicht den damit verbundenen Sicherheitsgewinn rechtfertigen würden.

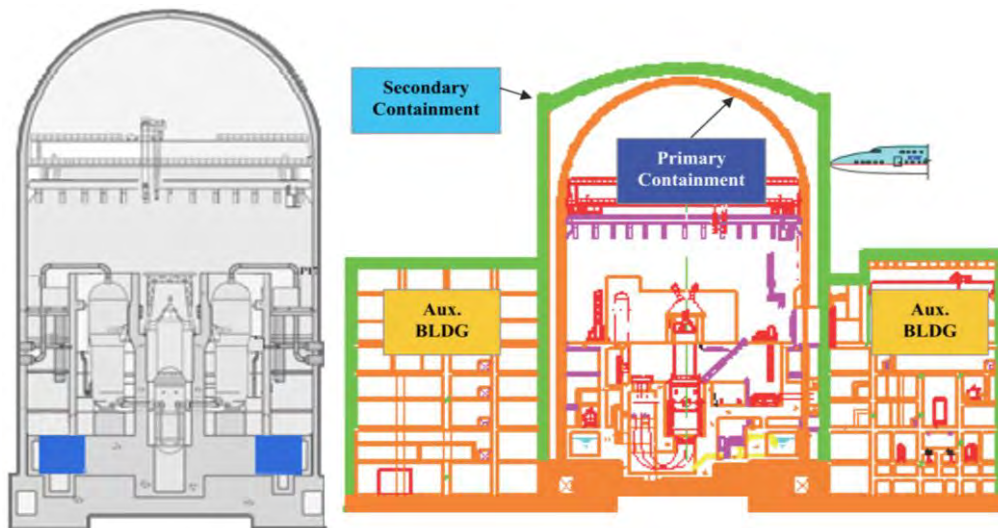


Abb. 2-5: Containment Querschnitt des APR-1400

(Links: internationales Modell (blau: IRWST) [30])

(Rechts: speziell für den europäischen Markt angepasstes Modell [29])

Trotz des einfachen Containments soll laut Angaben von KHNP die Integrität des Containments auch im Falle eines Flugzeugabsturzes gewährleistet sein. Auslegungsge-

mäß kann der Reaktor einem Erdbeben mit einer Beschleunigung von 0,3 g standhalten.

Speziell für den europäischen Markt wird an einer angepassten Version gearbeitet, die dann auch über ein Doppelcontainment verfügen soll. Dabei wird das Reaktorgebäude von einer zweiten Betonhülle umschlossen (siehe, Abb. 2-5 rechts).

Die Sicherheitssysteme sind räumlich getrennt. Barrieren sorgen dafür, dass bei Überflutungen oder Bränden nicht zwei Stränge auf einmal betroffen sein können.

Zum Abbau des Wasserstoffs, der bei einem postulierten Unfall entsteht, stehen auto-katalytische Rekombinatoren zur Verfügung. Zum Druckabbau ist ein aus dem IRWST gespeistes Spraysystem vorgesehen, darüber hinaus verfügt der APR-1400 auch über eine gefilterte Druckentlastung.

Um auch Unfälle mit Kernschmelze beherrschen zu können, wurden bei der Entwicklung des APR-1400 sowohl die Möglichkeit zur *In-Vessel Retention* (IVR) als auch ein Core Catcher vorgesehen, wobei aber – wie in Abb. 2-6 zu erkennen ist – der Core Catcher deutlich einfacher als beim EPR aufgebaut ist. Es handelt sich dabei allerdings auch in erster Linie um ein Backup für den Fall, dass die IVR versagen sollte. Allerdings besteht bei einer teilweise gefüllten Cavity³ die Gefahr einer Dampfexplosion, wenn das Corium in das – mit hoher Sicherheit unterkühlte – Wasser gerät.

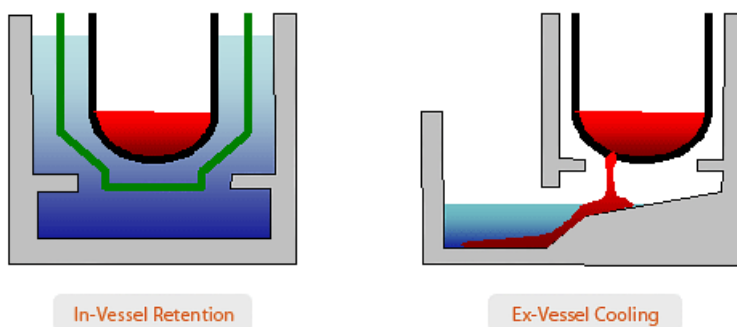


Abb. 2-6: Sicherheitsvorkehrungen der Ebene 4 beim APR-1400 [17]

³ Grundsätzlich muss die Cavity zur Kühlung des RDBs von außen geflutet werden. Eine nicht ausreichender Füllstand oder aber das Überschreiten der CHF (z. B. durch Fokussierung) (siehe Kapitel 2.3) können aber dazu führen, dass sich zum Zeitpunkt des RDB-Versagens Wasser in der Cavity befindet.

2.3 In-Vessel-Retention mit externer RDB Kühlung

Erstmals wurde das Prinzip der *In-Vessel-Retention* (IVR) bei der Loviisa VVER-440 Anlage in Finnland verwendet.

Das Prinzip der IVR ist in Abb. 2-7 dargestellt, wobei angemerkt werden muss, dass die Form der Einschalung stark vereinfacht dargestellt ist.

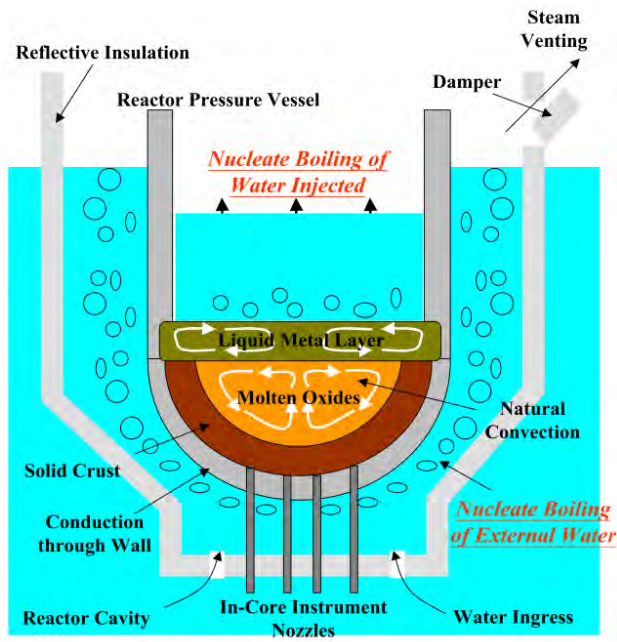


Abb. 2-7: Prinzip der In-Vessel Retention beim APR-1400 [12]

Ausgiebige Experimente haben nachgewiesen, dass gerade die Einschalung einen extremen Einfluss auf die Frage hat, ob der Wärmefluss durch die RDB-Wandung ausreicht, um die entstehende Wärme abzuführen. Bei Reaktoren mit bis zu 600 MW Leistung sind die Sicherheitsmargen bei der IVR so groß, dass die U.S. NRC auf eingehende Prüfungen beim AP-600 verzichtet hat. Dennoch wurde auch bei diesem Reaktor von Theofanous die Einschalung des RDBs aufgrund ihres Einflusses auf den Wärmetransport mehrfach geändert, um die Sicherheitsmargen zu verbessern.

Neben dem Abführen der Nachzerfallsleistung ist bei der Einrichtung von IVR-Maßnahmen vor allem die thermo-/mechanische Belastung des RDBs, z. B. durch noch vorhandenen Druck oder Dampfexplosionen, zu berücksichtigen. Zu solchen Dampfexplosionen kann es kommen, wenn durch Einspeisung wieder Wasser auf die Schmelze gelangt, oder wenn sich die Schmelze in das untere Plenum verlagert. Im Hinblick auf die thermischen Belastungen sind die extremen Temperaturgradienten ausschlagge-

bend: während die Schmelze bis zu 3000°K erreichen kann, befindet sich auf der Außenseite Wasser bei Siedebedingungen.

Solange der RDB intakt ist und sein unterer Teil im Wasser steht, ist die größte Gefahr, die bei der Kühlung des RDBs von außen besteht, die des Filmsiedens, da dadurch der Wärmeübergang von der RDB-Wand in das Wasser extrem verschlechtert würde. Bei Reaktoren mit Leistungen von über 1000 MWe müssen zur Vermeidung des besagten Filmsiedens Maßnahmen getroffen werden, um den kritischen Wärmestrom (CHF), bei dem das Filmsieden eintritt, hochzusetzen: optimierte Strömung durch eine besondere Einschalung des RDBs und/oder einen mikroporösen Auftrag auf den RDB.

Wie stark sich diese Einflüsse auf die kritische Wärmestromdichte auswirken ist in Abb. 2-8 zu erkennen. Inwieweit die mikroporösen Beschichtungen aber bei Unfällen als stabil angesehen werden können oder ob Alterungserscheinungen dabei eine Rolle spielen könnten, lässt sich aus den zur Verfügung stehenden Materialien nicht beantworten.

Gerade Untersuchungen möglichst ungünstiger Schmelzekonfigurationen innerhalb des RDBs haben ergeben, dass eine alleinige Flutung der Cavity bei Reaktoren mit erhöhter Leistung nicht ausreicht. So lässt sich nach Untersuchungen von J. L. Rempe und D. L. Knudson [3] für unterschiedliche Schmelzekonfigurationen beim APR-1400 das Filmsieden nur durch spezielle Einschalung und eine mikroporöse Beschichtung des RDBs für alle untersuchten Konfigurationen sicher ausschließen. Hierzu gilt jedoch ebenfalls die im vorigen Absatz genannte Anmerkung in Bezug auf die Beständigkeit solch einer Beschichtung im Verlauf eines Unfalls mit Kernschaden.

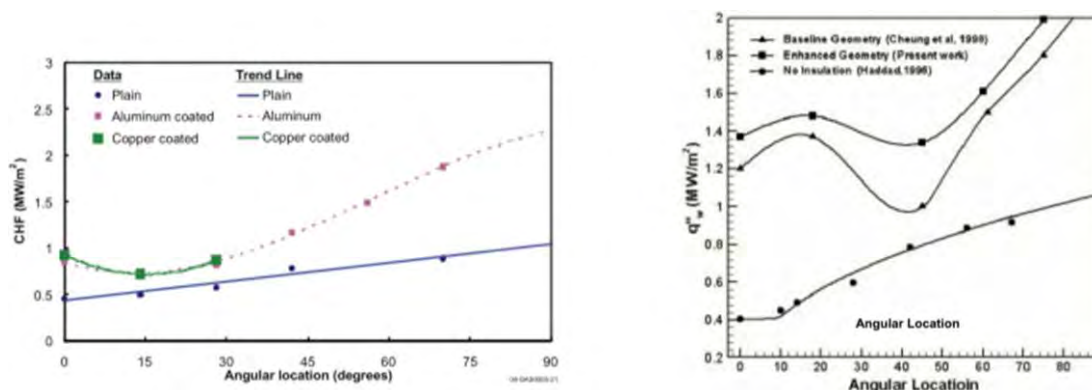


Abb. 2-8: Einfluss der Beschichtung (links) bzw. der Einschalung (rechts) [4]

Zur Nachweisführung, dass die IVR als Maßnahme der Sicherheitsebene 4 ausreicht, wird normalerweise ein „*bounding state*“ definiert, d. h. es wird eine realistische, aber auch möglichst belastende Schmelzkonfiguration gewählt und dann der Nachweis erbracht, dass die Nachzerfallsleistung durch die RDB-Wand an das umgebende Wasser abgeführt werden kann, ohne dass die Integrität des RDBs gefährdet wird.

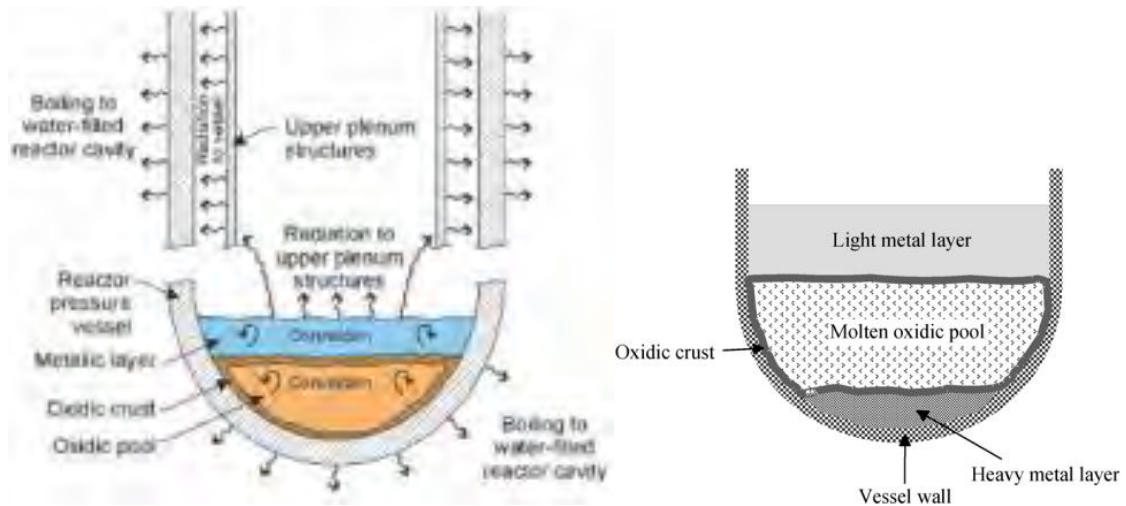


Abb. 2-9: Mögliche Schmelzkonfigurationen innerhalb des RDBs ([4] bzw. [3])

In Abb. 2-9 sind zwei mögliche Schmelzkonfigurationen und somit auch zwei verschiedene „*bounding states*“ dargestellt. Die linke Zeichnung zeigt den „*bounding state*“, den Hr. Theofanous für seine Betrachtungen nutzte, während die rechte Seite ein anderes Szenario von J. M. Seiler und Mitarbeiter zeigt.

Der neuere in Abb. 2-9 (rechts) dargestellte „*bounding state*“ entstand dabei wie folgt: Das MASCA Experiment hat gezeigt, dass ab einem bestimmten Anteil an nichtoxidierendem Zirkonium metallisches Uran aus der oxydischen Schicht in die Schicht geschmolzenen Metalls gelangen kann; dieser Austausch von U, ZR und O zwischen der Schmelze und dem Stahl erzeugt eine Mischung mit erheblich höherer Dichte, die dann zu Boden sinkt. So entsteht eine Schicht aus schwerem Metall auf dem RDB-Boden, es bildet sich eine inverse Stratifikation.

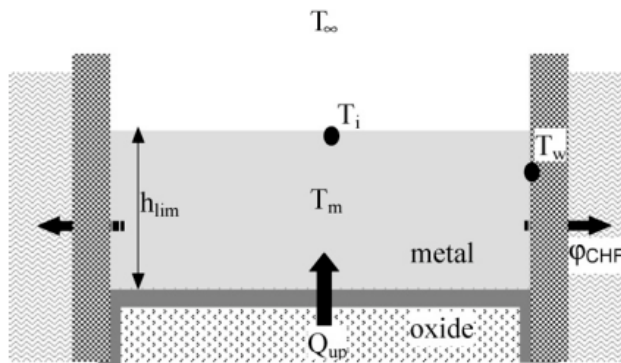


Abb. 2-10: Wärmeleitung der oberen metallischen Schicht [3]

Durch die Ausbildung einer hitzebeständigen Kruste kann es dann zu einer Verteilung, wie sie in der Skizze dargestellt wurde, kommen.

Aufgrund der dünneren oberen Metallschicht kann es durch einen fokussierenden Effekt zu einem kritischen Wärmestrom kommen. Wenn sich kein Wasser auf der oberen Metallschicht befindet, kann die Wärme nur durch Strahlung oder durch Leitung in die RDB-Wand abgeführt werden, wobei der zweite Effekt überwiegt. Ist die obere Metallschicht nicht ausreichend dick, wird die aus der Schmelze abgegebene Wärme auf eine zu geringe Fläche verteilt, es kommt zu Filmsieden. In [4] wird erklärt, welche Metallmassen innerhalb des RDBs vonnöten sind, damit ein solcher Effekt nicht auftritt.

2.3.1 In-Vessel Core Catcher

Allein die Anzahl der Modifikationen, die zusätzlich gemacht werden müssen, um das ursprüngliche IVR Konzept auf Reaktoren mit höherer Leistung zu übertragen, macht deutlich, dass schon geringe Einflüsse über das Gelingen bzw. Scheitern solcher Maßnahmen entscheiden können. Um auch bei Reaktoren mit höherer Leistung die IVR Maßnahmen nutzen zu können, werden für den APR-1400 Untersuchungen zu einem *In Vessel Core Catcher* (IVCC) (siehe Abb. 2-13) durchgeführt. Ob geplant ist, damit im Bau befindliche oder zukünftige APR-1400 Anlagen auszurüsten, lässt sich aus den zur Verfügung stehenden Unterlagen nicht erschließen. Da aber gezeigt werden konnte, dass ergriffene Maßnahmen (Einschalung, Beschichtung) zur Unterstützung der IVR ausreichend waren, ist fragwürdig, ob das Konzept des IVCC im APR-1400 umgesetzt werden wird. Das in [5] erarbeitete Konzept des IVCCs ist aber dergestalt, dass eine mögliche Nachrüstung bestehender Anlagen durch eine Segmentierung erleichtert wird (siehe Abb. 2-7 „Segment interlock“).

Der IVCC soll sich das Phänomen des „narrow gap cooling“ zunutze machen. Zuerst untersucht wurde dieser Effekt, um den TMI-2 Zwischenfall zu erklären: laut allen Berechnungen war die Wärmeabfuhr aus dem RDB beim TMI Zwischenfall nicht ausreichend, um ein Durchschmelzen des RDBs zu verhindern. Eine heute weitgehend akzeptierte Theorie (Untersuchungen am TMI-2 RDB unterstützen diese) besagt, dass sich durch die Krustenbildung und das daraus resultierende Zusammenziehen der Schmelze sowie die Ausdehnung des RDBs durch den Wärmeeintrag ein dünner Spalt (1 - 2 mm) zwischen dem RDB und der Schmelze gebildet hat; dieser ist für den noch entscheidenden Beitrag zur Wärmeabfuhr verantwortlich.

In den GAMMA-1D und -2D Experimenten wurde untersucht, inwieweit der CHF von der Spaltweite abhängig ist bzw. wie die Wärmeabfuhr in Kanälen funktioniert.

In Abb. 2-11 ist der prinzipielle Aufbau des GAMMA-1D Experiments dargestellt: zwei Metallplatten (siehe Abb. 2-11 „Test Section“), von denen die innenliegende beheizt wird, werden unter verschiedenen Abständen und Winkeln in einem Wasserbecken bzgl. des sich einstellenden CHF untersucht. Das Ergebnis der Untersuchung ist in Abb. 2-12 zu sehen.

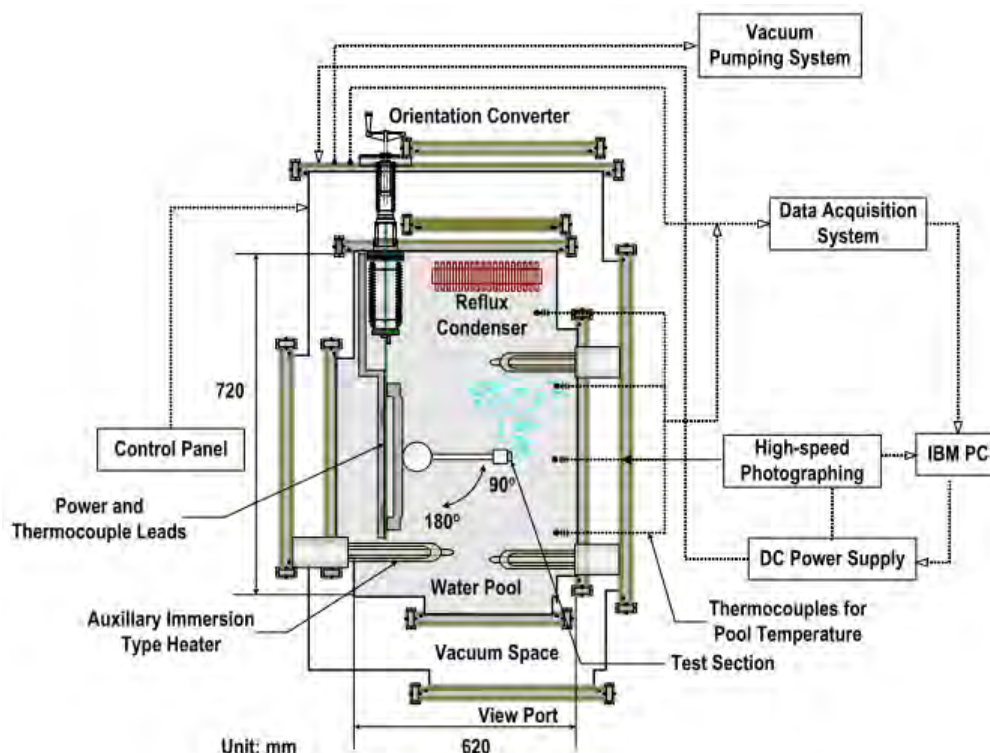


Abb. 2-11: Aufbau des GAMMA-1D Experiments [33]

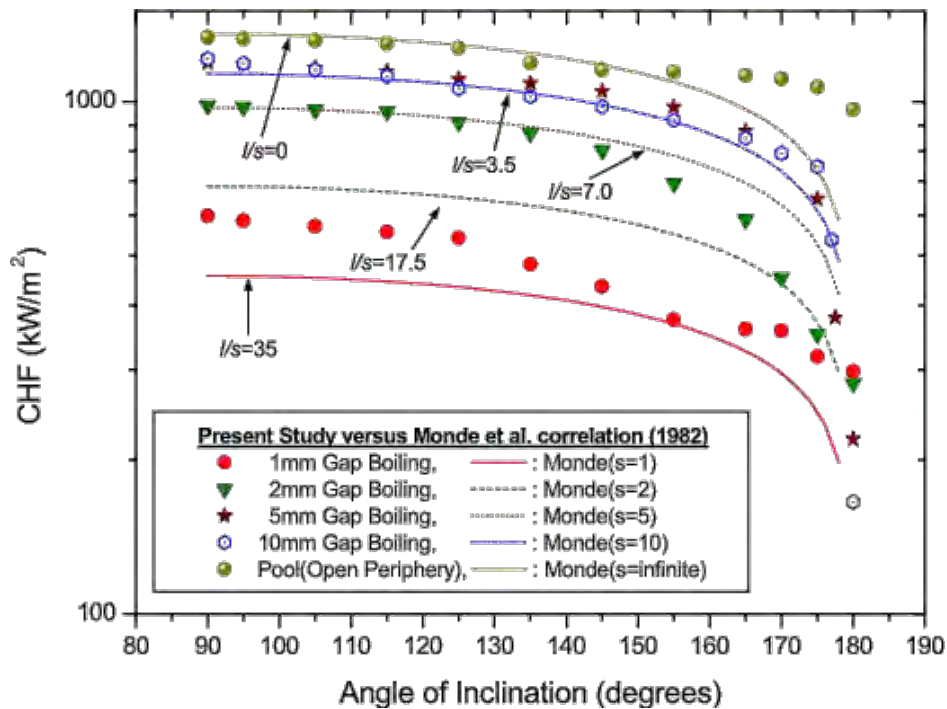


Abb. 2-12: Ergebnisse GAMMA-1D [33]

Es wird deutlich, dass sich mit zunehmender Spaltbreite das Verhalten im Spalt immer mehr dem innerhalb eines Pools annähert.

Zwischen die beiden im Versuch verwendeten Metallplatten kann Wasser relativ leicht gelangen, in einem halbkreisförmigen Strömungskanal hingegen herrschen ungünstigere Bedingungen.

Diese sind im GAMMA-2D Experiment untersucht worden (siehe Abb. 2-13). Die Ergebnisse sind ebenfalls in Abb. 2-13 dargestellt, wobei angemerkt werden muss, dass hier keine Winkelabhängigkeit vermessen wurde, sondern der CHF in diesem Fall durch das Verhalten bei 180° (siehe Abb. 2-12) definiert wird. Bei den Untersuchungen hat sich aber gezeigt, dass eine Gegenströmung, die sich am Kanaleinlass bildete – Dampfblasen steigen auf, während Wasser nachfließen muss – einen gegenüber dem CHF-bedingten Austrocknen dominierenden Effekt bzgl. der maximal abzuführenden Wärmemenge hatte. Ebenfalls in [6] wird erklärt, dass dieser Gegenströmungseffekt bei entsprechenden dreidimensionalen Versuchen im Bodenbereich auftritt, was durch die Veränderung der Einlassöffnungsgröße zu erklären ist.

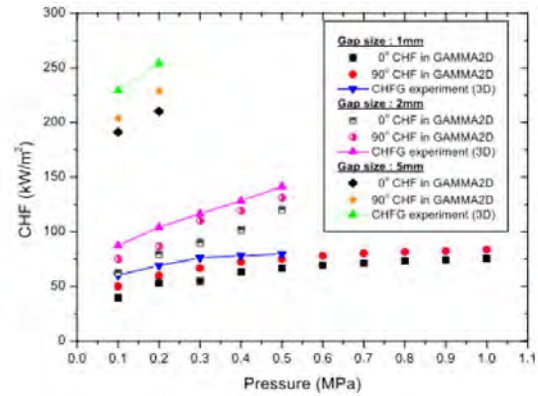
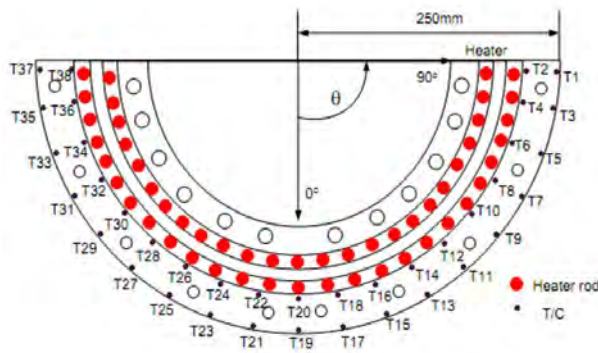


Abb. 2-13: Kanal mit Anordnung der Heizelemente und Messpunkte beim GAMMA-2D Experiment (links) und die gewonnenen Ergebnisse (rechts) [5]

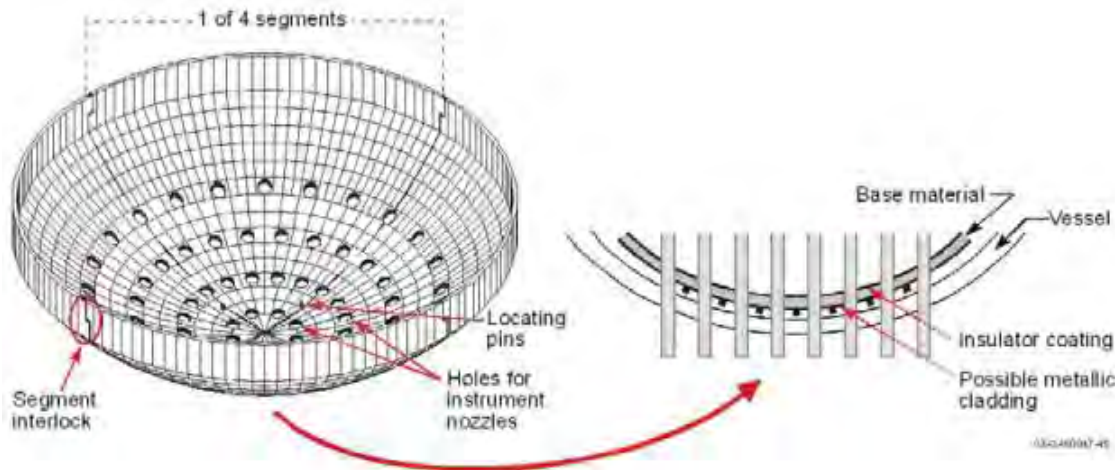


Abb. 2-14: Konzept eines *In-Vessel Core Catchers* für den APR-1400 [5]

Diese Phänomene soll nun beim IVCC ausgenutzt werden. Der eigentliche IVCC muss aus einem Material aufgebaut sein, das in der Lage ist, die Schmelze zu tragen und über eine hohe Wärmeleitfähigkeit verfügt. Materialauswahlverfahren haben ergeben, dass ein Aufbau aus mindestens zwei Materialschichten am besten ist: einer oxydischen Schicht, die auf den eigentlichen Core Catcher aufgetragen wird und den IVCC vor Interaktion mit der heißen Schmelze schützen soll, und einer Schicht deren Aufgabe es ist, das Gewicht der Schmelze zu tragen; je nach verwendeten Materialien wird an der Unterseite noch ein Überzug zum Korrosionsschutz im normalen Betrieb benötigt. Bzgl. des Normalbetriebs sei noch angemerkt, dass der Einfluss des IVCC auf selbigen untersucht wurde. Dabei hat sich herausgestellt, dass weniger als 2 % des Massenstroms aus dem Downcomer umgeleitet werden und der Einfluss des IVCC auf den normalen Betrieb damit als vernachlässigbar angesehen werden kann.

Die zur Verfügung stehenden Informationen besagen, dass sich durch den sehr schmalen Spalt eine gute Kühlung ergeben soll. Dies und die Tatsache, dass sich durch Verwendung des IVCC der Kontakt der Schmelze mit der RDB-Wandung hinauszögern lässt, sprechen generell für dieses Konzept. Besonders kritisch hingegen erscheinen die beim APR-1400 durch den RDB-Boden geführten Kerninstrumentierungen, da diese eine potentielle Schwachstelle darstellen; leider scheinen genau zu diesem Punkt keinerlei Untersuchungen durchgeführt worden zu sein.

2.4 AP-1000

Der AP-1000 ist ein von Westinghouse entwickelter Druckwasserreaktor, der mit dem besonderen Ansatz, soweit wie möglich auf passive Sicherheitssysteme zu bauen, ein völlig neues Konzept im Bereich der Druckwasserreaktoren darstellt.

Derzeit sind vier Anlagen in China im Bau, weitere 14 sind in China geplant, auch in den USA sind 14 Anlagen dieses Typs geplant.

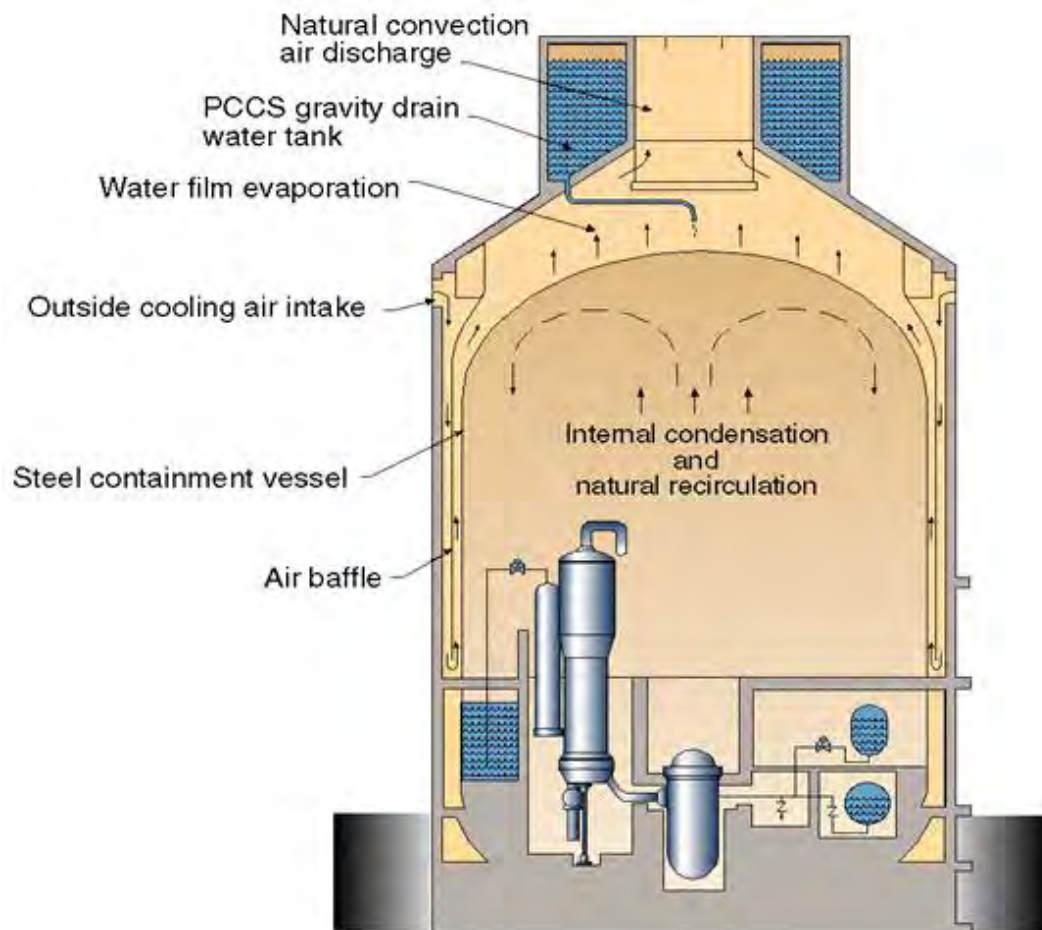


Abb. 2-15: Querschnitt durch AP-1000 Containment [28]

Beim AP-1000 wurde das Konzept des „Nuclear Island“ nahezu schon im wörtlichen Sinne umgesetzt: sämtliche zur Beherrschung eines Störfalls notwendigen Systeme wurden im Containment untergebracht. Dadurch muss auch nur das Containment, welches aus 4,5 cm dickem Stahl besteht, durch das Schildgebäude vor EVA geschützt werden (siehe Abb. 2-16).

Containment und Hilfsanlagengebäude

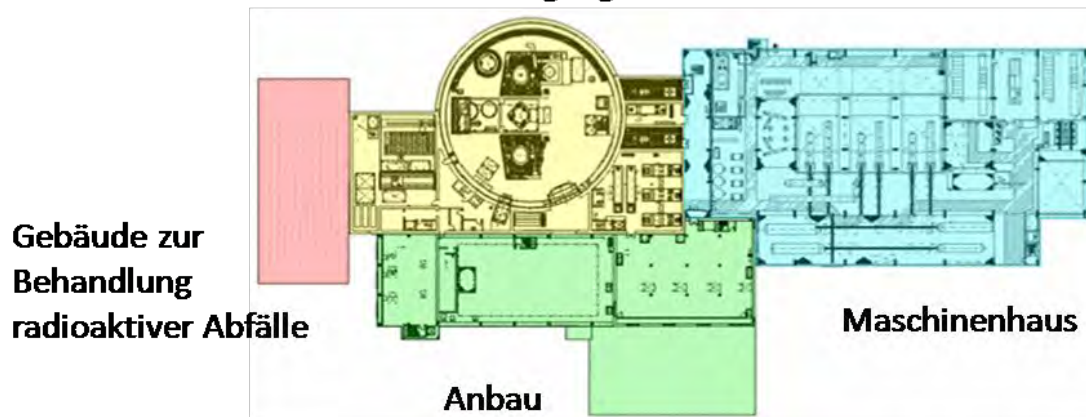


Abb. 2-16: AP-1000, Lageplan, nur das Containment ist gegen EVA geschützt

Dieses ist selbst für den Aufprall eines Passagierflugzeugs ausgelegt. Der komplette Verzicht auf aktive Sicherheitssysteme hat den gravierenden Nachteil, dass keinerlei Backup existiert für den Fall, dass die passiven Systeme nicht wie vorgesehen funktionieren. Dem gegenüber steht nur der geringe Vorteil, dass die Anzahl der Durchführungen durch das Containment auf ein Minimum reduziert wurde.

Das Schildgebäude soll aus einer verstärkten Betonwand mit einer Stahlplattierung (19,05 mm) an der Außen- und Innenseite aufgebaut werden. Der von der U.S. NRC geforderte Nachweis, dass diese Konstruktion, die primär aus Kostenreduktionsgründen gewählt wurde, in der Lage ist, einen Flugzeugabsturz zu überstehen, dauerte sehr lange an. Selbst letztes Jahr, als sich bereits Anlagen dieses Typs in China im Bau befanden, wurden Änderungen an der Konstruktion vorgenommen, um den Nachweis führen zu können. Das Brennelementlagerbecken befindet sich im Hilfsanlagengebäude, es kann zwar durch das passive Nachwärmeabfuhrsystem gekühlt werden, profitiert aber nicht vom Schutz des Containments gegen Flugzeugabstürze. Das Reaktor- und Hilfsanlagengebäude soll erdbebensicher sein.

Wie auf der Abbildung ebenfalls angedeutet wird, wird das Containment beim AP-1000 aktiv als Sicherheitssystem benutzt: ein Tank im oberen Bereich des Schildgebäudes sorgt für eine Benetzung des Stahlcontainments mit Wasser, so dass zusammen mit

dem durch den Aufbau des Schildgebäudes erzeugten Kamineffekt das Containment zur Wärmeabfuhr genutzt wird. Dabei gewährleistet die konkrete Umsetzung des Konzepts, dass externe Eingriffe, z. B. das Auffüllen besagter Wassertanks, erst nach 72 Stunden nötig wird. Die Wärmeabfuhr über die Containment-Wand soll dabei ausreichen, um bei allen postulierten Unfällen den maximal zulässigen Druck einzuhalten.

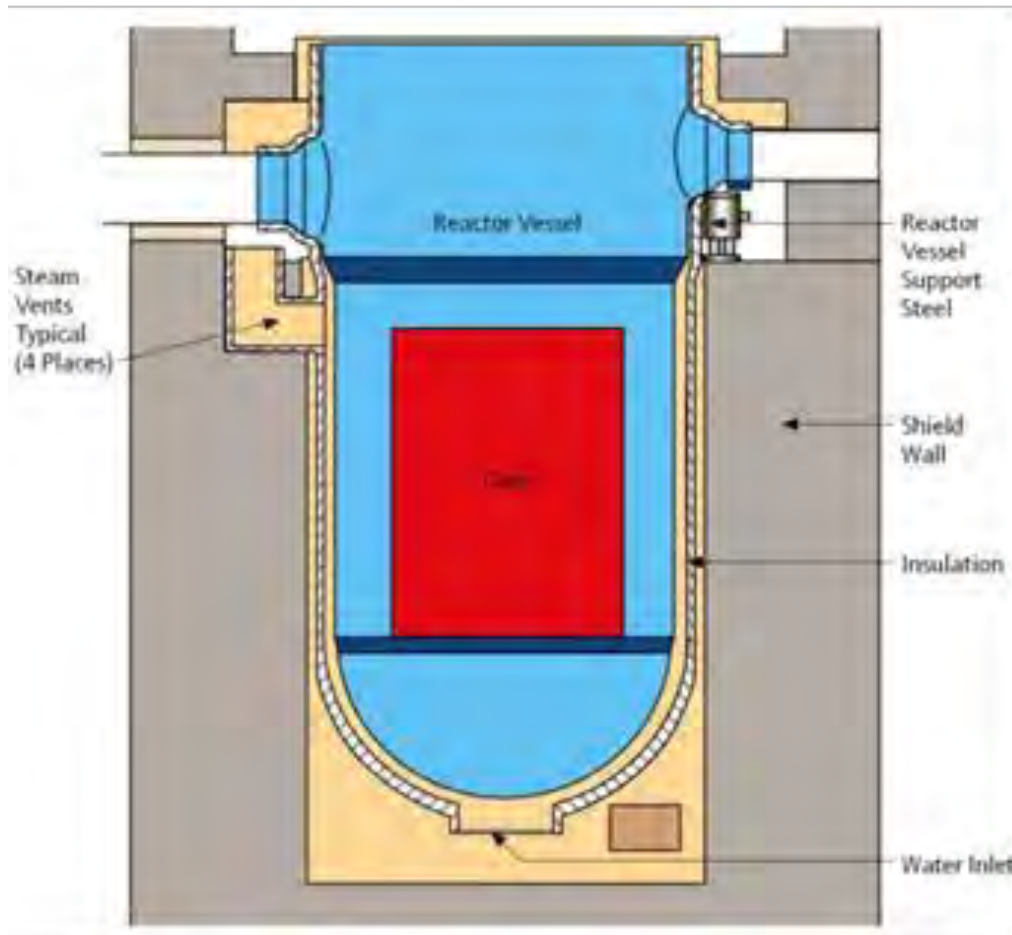


Abb. 2-17: Einschaltung des RDBs beim AP-1000 zur IVR

Zum Schutz vor Wasserstoffexplosionen kommen passive autokatalytische Rekombinatoren zum Einsatz.

Allerdings hat das Schildgebäude keinerlei Rückhaltfunktion im Falle eines Lecks im Containment. Durch den angestrebten Kamineffekt würde die durch ein Leck austretende Radioaktivität sogar über ein größeres Areal verteilt. Auch sind Erosionsprozesse als wahrscheinlicher anzusehen, da das Stahlcontainment allen Witterungsbedingungen ausgesetzt wird. All dies ist als kritisch anzusehen, wenn man berücksichtigt, dass die Wärmeabfuhr über das Containment die einzige Möglichkeit darstellt, die Nachzerfallsleistung abzutransportieren. Für den Fall, dass diese passive Kühlmög-

lichkeit nicht zur Verfügung steht, sind keinerlei Möglichkeiten vorgesehen, die Nachzerfallsleistung auf anderem Wege abzuführen. In diesem Kontext erscheint auch der komplette Verzicht auf einen Trümmerschutz innerhalb des Containments sehr fragwürdig.

Die Anlagen sollen vor Ort aus über 300 Modulen (teilweise Gebäudeteile bis zu 500 t) zusammengesetzt werden. Dies soll den Vorteil haben, dass der Fertigungsstandard durch verbesserte Möglichkeiten der Qualitätskontrolle sehr hoch ist. Ob der Transport der Module oder das Zusammenfügen der Bauteile vor Ort eine mögliche Fehlerquelle darstellen, ist soweit bekannt nicht untersucht worden.

Um den Anforderungen der WENRA für neue Reaktoren auf Sicherheitsebene 4 zu genügen, soll beim AP-1000 die *IVR* zum Einsatz kommen. Dabei soll eine spezielle Einschaltung für alle möglichen Zustände der Schmelze den Wärmestrom unter den kritischen Werten halten.

2.5 Belene (VVER-1000/466B)

Am Standort Belene in Bulgarien wird zurzeit eine Anlage russischer Bauart errichtet. Der Reaktor wurde von *Atomstroieksport* (ASE) entwickelt, er basiert auf dem VVER-1000/446 Reaktorkonzept. Der VVER-1000/446 wiederum stellt eine Weiterentwicklung des sehr erfolgreichen VVER-440 dar.

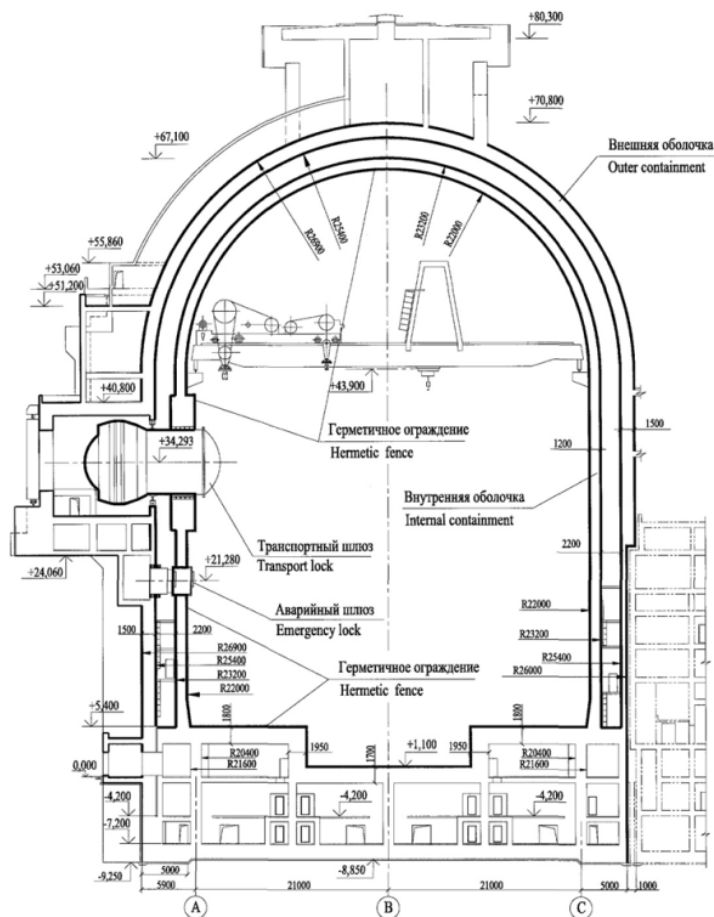


Abb. 2-18: Querschnitt Belene Containment [32]

Das Doppelcontainment besteht aus einer 1,2 m dicken Spannbetonkonstruktion mit einem Metallliner und einer 0,6 m dicken äußeren Stahlbetonhülle, ebenfalls mit Stahl- liner. Dies soll auch dem Absturz einer Militärmaschine standhalten. Durch den Einsatz der beiden Stahl- liner ist die Rückhaltefunktion des Ringraums, der nach oben durch ein passives Filtersystem abgeschlossen wird, sehr hoch. Leider lassen sich bzgl. dessen genauer Funktionsweise aus den zur Verfügung stehenden Unterlagen nicht genügend Informationen gewinnen.

Erdbeben mit einer Stärke von 7 sollen - laut Auslegung - den Betrieb nicht beeinflus- sen. Bei einer Stärke von 8 soll es möglich sein, die Anlage sicher abzufahren.

Um potentiell entstehenden Wasserstoff abzubauen, stehen autokatalytische Rekombi- natoren zur Verfügung.

Um den neuen Anforderungen bzgl. der Sicherheitsebene 4 zu genügen, wurde beim Design des VVER-1000 (auf diesem basiert Belene) eine *Ex-Vessel-Retention* (EVR) Lösung gewählt. Neben dem EPR ist dies das einzige komplette Konzept zur EVR.

Während das beim EPR gewählte Konzept einen sehr großen Platzbedarf hat, und die Schmelze über eine große Fläche verteilt wird, wurde der *Corium Catcher* für die VVER-1000 Reaktoren so konzipiert, dass sowohl das Design als auch das ausgehärtete Corium sehr kompakt sind. Darüber hinaus kommt es bei dem in [7] beschriebenen Design nicht zur Ausbildung einer solchen Druckspitze wie sie bei der kompletten Flutung der ausgebreiteten Schmelze beim EPR Konzept zu erwarten ist.

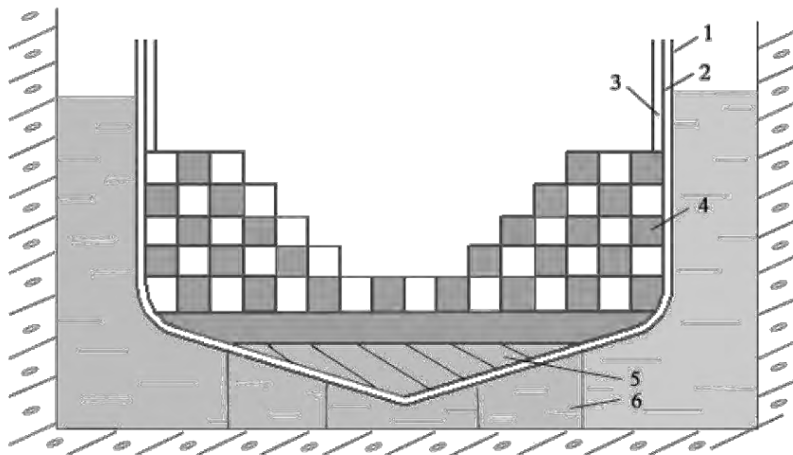


Abb. 2-19: Schematischer Aufschnitt eines VVER-1000 Core Catchers [6]

Die Schmelze soll hier in einer Art Schmelztiegel unterhalb des RDBs, der im weiteren Ablauf von außen gekühlt wird, aufgefangen werden. Der untere Teil dieses Behälters ist trichterförmig (mit einer Neigung von 16-18°) und der obere Teil zylinderförmig aufgebaut. In diesem Behälter wird Opfermaterial deponiert, genauer gesagt zwei Arten von Opfermaterial:

- Stahl: Die Einbauten innerhalb des Behältnisses sowie eine Art Korb sind aus Stahl gefertigt. Durch das Schmelzen des Stahls wird das Corium in der Anfangsphase gekühlt.
- Oxydisches Opfermaterial (OSM): Das OSM ist innerhalb von Stahlkassetten untergebracht. Diese sind wabenförmig mit vielen Zwischenräumen angeordnet, so dass sich die Schmelze beim Transfer in den CC gut verteilen kann und die Oberfläche maximiert wird.

Das OSM hat dabei mehrere Aufgaben zu erfüllen:

- Es soll helfen, die Ungewissheit in Bezug auf die möglichen Anfangszustände für den weiteren Ablauf zu reduzieren.

- Es soll Zirkon, Uran und Chrome in der Schmelze oxidieren; dadurch wird die Wasserstoffproduktion beim Wasserkontakt reduziert.
- Es soll die Schmelze verdünnen und somit den Wärmestrom senken (auf Werte unterhalb des CHF).
- Es soll eine Re-Kritikalität verhindern.
- Es soll helfen, die Aerosolproduktion zu minimieren.
- Es soll eine vollständige Inversion der Schmelze/Metallschichten erlauben und somit jedweden Fokussierungseffekt unterbinden.

Die Wahl fiel letztendlich auf einen Verbundstoff aus ca. 70 % Fe_2O_3 , ~30% Al_2O_3 , 0,1-0,2 % Gd_2O_3 (Gd dient dem Neutroneneinfang) und bis zu 5 % SiO_2 basiertes Bindemittel.

Der obere Teil des CC ist anfänglich durch Metall gegen das Eindringen von Wasser, welches eine Dampfexplosion zur Folge haben könnte, geschützt. Sollte Wasser zusammen mit der Schmelze in den CC gelangen, so sorgt die Wabenstruktur für eine ausreichende Sicherheit gegenüber der Dampfexplosion.

Die Schmelze sammelt sich zuerst im unteren Teil des RDBs. Analysen unter Zuhilfenahme des Programms *RATEG-SVECHA-GEFEST* haben ergeben, dass der erste Schmelzeeintrag in den Core Catcher – direkt nach RDB-Versagen – hauptsächlich aus Stahl (RDB-Einbauten) mit etwas Uran und Zirkonium angereichert bestehen würde. Je nach Szenario können sich zwischen 30 und 60 Prozent der gesamten zu erwartenden Stahlmasse in diesem ersten Schwall in den CC ergießen. Während dieser erste Eintrag sehr schnell stattfindet, läuft der folgende Eintrag sehr viel gemächlicher ab. Das Loch im RDB wird in Höhe des Schmelzespiegels immer weiter nach unten verlagert und die Schmelze (nun UO_2 , ZrO_2 , Zr und Stahl) verlagert sich immer mehr in den Core Catcher bis nahezu der gesamte Brennstoff mit dem gesamten Zirkonium und um die hundert Tonnen Stahl in den Core Catcher gelangt sind.

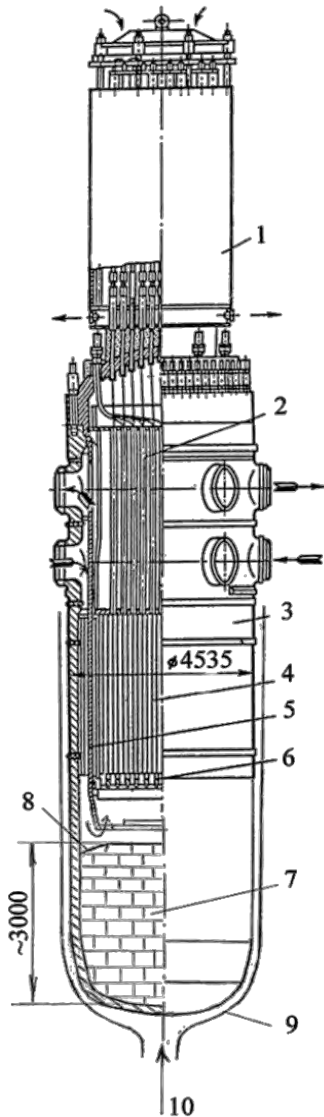


Abb. 2-20: IVCC Konzept für VVER Reaktoren

Innerhalb des CC ist ein weiterer Stahlbehälter mit etwa derselben Größe (siehe Abb. 2-19, Nr. 2) wie der Core Catcher – mit einer im Vergleich zu sonstigen Einbauten maximalen Dicke – eingebaut. Die Aufgabe dieses Einbaus ist es, beim Schmelzen die Schmelze zu kühlen und die maximale thermische Belastung des wassergekühlten CC zu reduzieren. In der ersten Phase werden ein Teil der Stahlstrukturen und ein Teil des OSM geschmolzen und sammeln sich mit dem ersten Schmelzestrom im unteren Bereich des CC. Dort erkaltet ein Teil des Stahls an den kälteren Strukturen. In der zweiten Phase, in der sich dann die restliche Schmelze in den CC ergießt, trifft diese auf den Stahl/OSM/Schmelzepool am Boden des CC. Der Stahl ist leichter als die teilweise oxidierte Schmelze, so dass diese nach unten sinkt, während der flüssige Stahl nach oben steigt. Experimentelle Studien haben gezeigt, dass die nun einsetzende Reaktion zwischen Fe_2O_3 und Zr zu einer schnellen Verflüssigung des OSM und einer Vermi-

schung mit der oxydischen Schmelze führt. Die bei dieser Reaktion freiwerdende Energie sorgt dabei eher für eine Aufrechterhaltung einer hohen Reaktionsrate, statt für eine weitere Erwärmung der Schmelze. Auf diese Weise ist nahezu das gesamte Zirconium sehr schnell oxidiert. Durch das Schmelze des OSM werden Al_2O_3 und – nach der Oxidation des Zr – auch FeO in die oxydische Schmelze gemischt, wodurch deren Dichte reduziert wird. Dadurch kommt es auf Dauer zu einer Inversion innerhalb des CC, die metallische Schmelze befindet sich unterhalb der oxydischen Schmelze.

Der nicht durch Wasser gekühlte Teil des Behälters und die tragenden Strukturen sind durch Platten (siehe Abb. 2-19, Nr. 3) aus speziell gefertigtem, isolierendem Beton (Zusätze von Eisen, Aluminium und Portland Zement) für die ersten 1 - 3 Stunden nach RDB-Versagen geschützt.

Von Leonid A. Dombrovskii [8] wurde, aufbauend auf den Erfahrungen, die durch die Konzeption dieser Art des Ex-Vessel Core Catcher gewonnen wurden, ein Vorschlag für ein IVCC Konzept für Reaktoren der VVER Reihe gefunden. Dieser weicht soweit von der Idee des bereits (siehe Kapitel 2.3.1) vorgestellten IVCC ab, dass dies Konzept im Folgenden kurz vorgestellt werden soll werden soll (siehe Abb. 2-20).

Um den Wärmestrom durch die RDB-Wand auf ein Maß zu reduzieren, bei dem Filmsieden noch nicht auftritt, wird die Schmelze innerhalb des RDBs durch Opfermaterial, welches im unteren Teil des RDBs (dieser muss dazu um 2 - 2,5 m verlängert werden) untergebracht wird, konditioniert.

In Abb. 2-18 ist ein Schwachpunkt beim Containment-Aufbau von Belene zu erkennen. Unterhalb des Containments direkt unterhalb des Kerns sind noch weitere Räume vorhanden. Sollte es zu einem Kernschmelzunfall kommen, bei dem der Core Catcher versagt oder sich die Schmelze nicht in diesem sammelt, würde sich die Schmelze direkt durch das Containment in diese Räume ausbreiten können.

Ob die Sicherheitssysteme räumlich getrennt sind, ist aus den zur Verfügung stehenden Unterlagen nicht genau zu bestimmen.

Wie in Druckwasserreaktoren weit verbreitet kommt zum Druckabbau bei Unfällen ein Sprühsystem zum Einsatz. Sollte dies nicht ausreichen, ist eine gefilterte Druckentlastung vorgesehen. Darüber hinaus wurde bei Belene aber auch noch ein passives Wärmeabfuhrsystem implementiert (siehe Abb. 2-21). In den Dampferzeugern befinden

sich weitere Wassertanks, die in einem geschlossenen Kreislauf mit Wärmetauschern verbunden sind. Diese Wärmetauscher befinden sich in Kanälen, die entlang des oberen Bereiches der Kuppel verlaufen. Werden nun die im unteren Bereich des Kanals (noch vor den Wärmetauschern) befindlichen Klappen geöffnet, entsteht durch den Kamineffekt ein natürlicher Luftzug. Laut Herstellerangaben ist das System mit 4x33 % aufgebaut. Leider stehen nicht genügend Informationen zur Verfügung, um die genauere Funktionsweise weitergehend bewerten zu können.

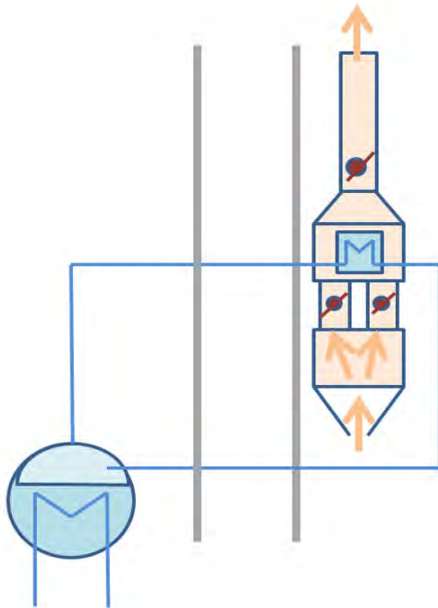


Abb. 2-21: Passives Wärmeabfuhrsystem (Belene)

3 Entwicklungen im Bereich des SWR-Containments

Im Bereich der Siedewasserreaktoren wurden der Kerena (ursprünglich unter dem Namen SWR-1000 von Areva und Siemens entwickelt), ABWR und ESBWR untersucht.

Dem Risiko einer Kernschmelze bei nicht verfügbarem Notstrom in den Siedewasserreaktoren älterer Bauart wurde in den neuen Designs (zumindest Kerena und ESBWR) durch die Erhöhung des im Containment vorhandenen Wasservorrates und die Einführung weiterer passiver Sicherheitseinrichtungen begegnet.

Allen Siedewasserreaktoren ist der vorgesehene Druckabbau durch den Einsatz von Kondensationskammern zu Eigen; in den nachfolgenden Beschreibungen wird auf diesen Faktor daher nicht weiter eingegangen. Aus demselben Grund wird die Tatsache, dass zur Vermeidung von Wasserstoffexplosionen das Containment mit Stickstoff inertisiert wird, nicht einzeln erwähnt.

3.1 Kerena (SWR-1000)

Bislang ist für Kerena nur in Finnland die generelle Genehmigungsfähigkeit bestätigt worden; in weiteren Ländern laufen noch Tests zur Klärung, inwieweit das Konzept mit den jeweiligen Richtlinien verträglich ist.

Das Containment besteht aus bewehrtem Beton mit einem Stahlliner, das komplett vom Reaktorgebäude umschlossen wird.

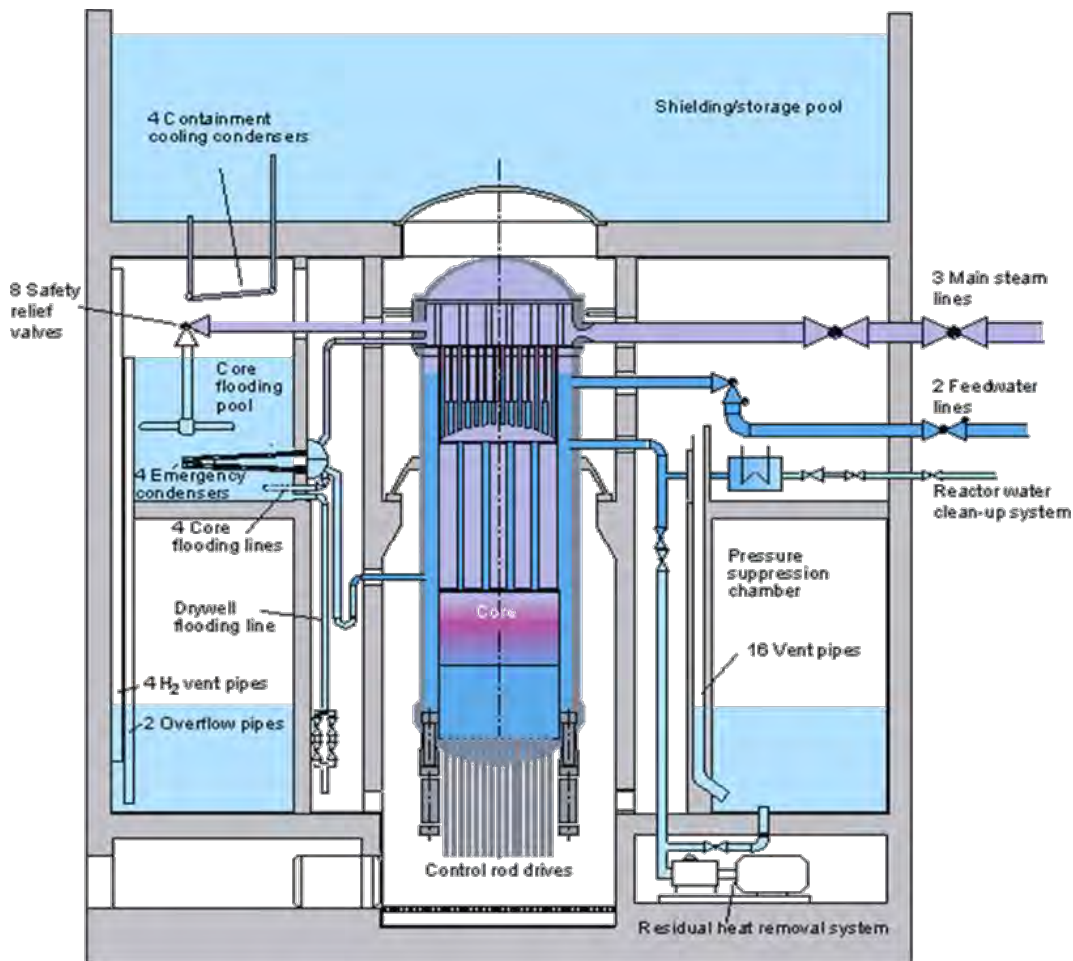


Abb. 3-1: Querschnitt durch Kerena Containment [13]

Sehr gut sind in die größeren Wasserreservoirs innerhalb des Containments Abb. 3-1 zu erkennen. Der shielding/storage pool dient in Verbindung mit den Kühlkondensatoren zur passiven Wärmeabfuhr aus dem Containment. Dampf kondensiert dabei an den Kühlrippen und gibt die Wärme an das Wasserbecken ab; das Wasser im Wasserbecken wird in Folge langsam verdampfen und der entstehende Wasserdampf direkt an die Atmosphäre abgegeben. Auch wenn die Einrichtung eines solchen Systems durch seine Einfachheit besticht, erscheint hier bedenklich, dass im Falle eines Lecks im Kondensator ein Bypass vom Containment in die Atmosphäre entsteht. Dies ist besonders hervorzuheben, da dieses passive System über keinerlei Ventile verfügt. Der *Core Flooding Pool* mit seiner erhöhten Position wird zum passiven Fluten des Kerns bzw. über spezielle Kondensatoren auch zur Kühlung desselben genutzt. Durch den Einsatz dieser passiven Systeme kann die Anlage bei Störfällen 72 Stunden komplett autark bleiben; danach kann z. B. mit Feuerweerpumpen der storage/shielding pool wieder mit Wasser gefüllt werden. Der Gefahr einer Wasserstoffexplosion wird durch die Inertisierung des Containments mit Stickstoff begegnet. Der durch Radiolyse anfal-

lende Wasserstoff wird innerhalb des „gaseous waste processing systems“ mittels eines Rekombinators unschädlich gemacht und dann über den Kamin abgeführt bzw. im normalen Betrieb wird das entstehende Wasser wieder in das Containment geleitet. Wie dies System bei einem Störfall angesprochen wird, ist aus den vorliegenden Unterlagen nicht zu ersehen.

Innerhalb des Reaktorgebäudes, dessen unteren 12 m unterhalb der Erdoberfläche errichtet werden, befindet sich auch das Brennelementlagerbecken. Das Gebäude soll durch eine 1,6 m dicke Schicht armierten Betons auch gegen Flugzeugabstürze geschützt sein. Die Anlagenteile, die nicht innerhalb des Reaktorgebäudes untergebracht sind, wie z. B. die Notstromdiesel, sind durch räumliche Trennung geschützt (siehe Abb. 3-2). Die Sicherheitssysteme innerhalb des Reaktorgebäudes sind nach dem gleichen Prinzip gegen Gefahren im Inneren - wie Überflutung oder Feuer - geschützt.

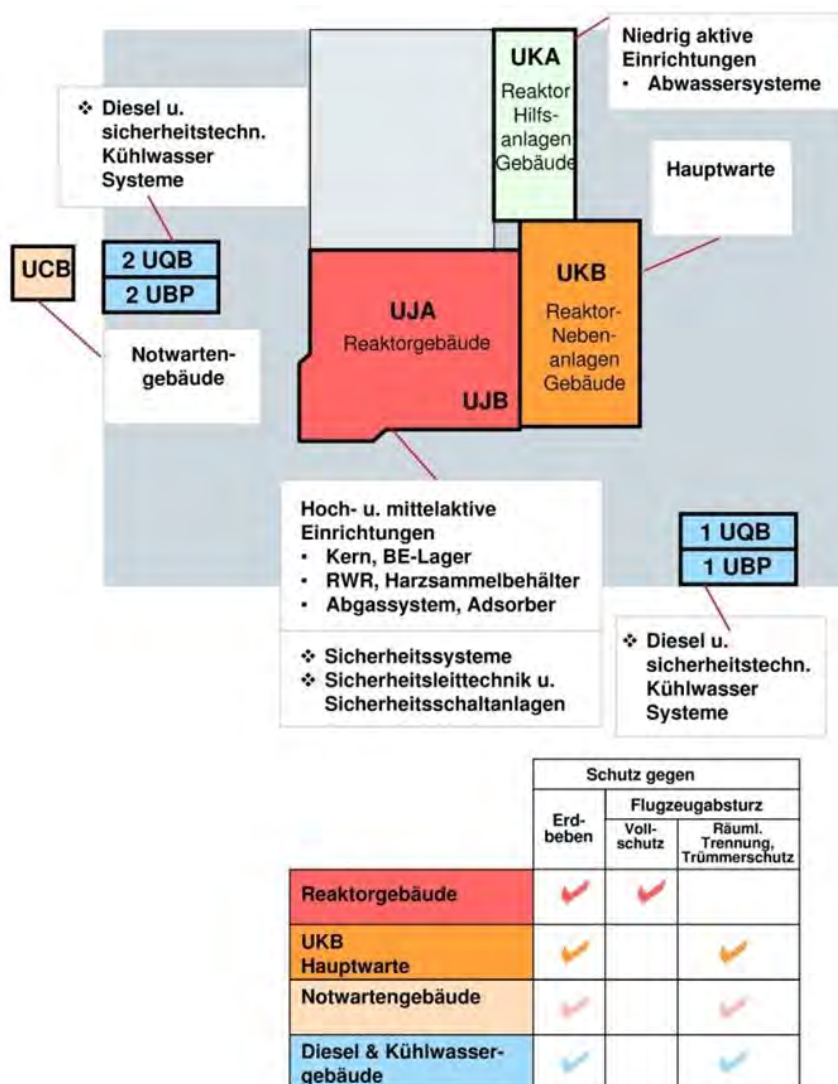


Abb. 3-2: Kerena, Schutz gegen EVA [25]

Weiterhin verfügt Kerena über lediglich drei FD- und zwei Speisewasserleitungen; somit konnte die Anzahl der Durchführungen aus dem Containment reduziert werden, was wiederum die probabilistische Sicherheit der Anlage erhöht.

Aufgrund der gegenüber DWR deutlich niedrigeren Kernleistungsdichte bei Siedewasserreaktoren, wird für den Kerena zur Beherrschung eventueller Kernschäden auf das IVR-Konzept gesetzt; dazu ist der Reaktor von einer Einschalung (siehe Abb. 3-3) umgeben, die für eine gerichtete Strömung des Wassers bzw. Dampfes sorgt.

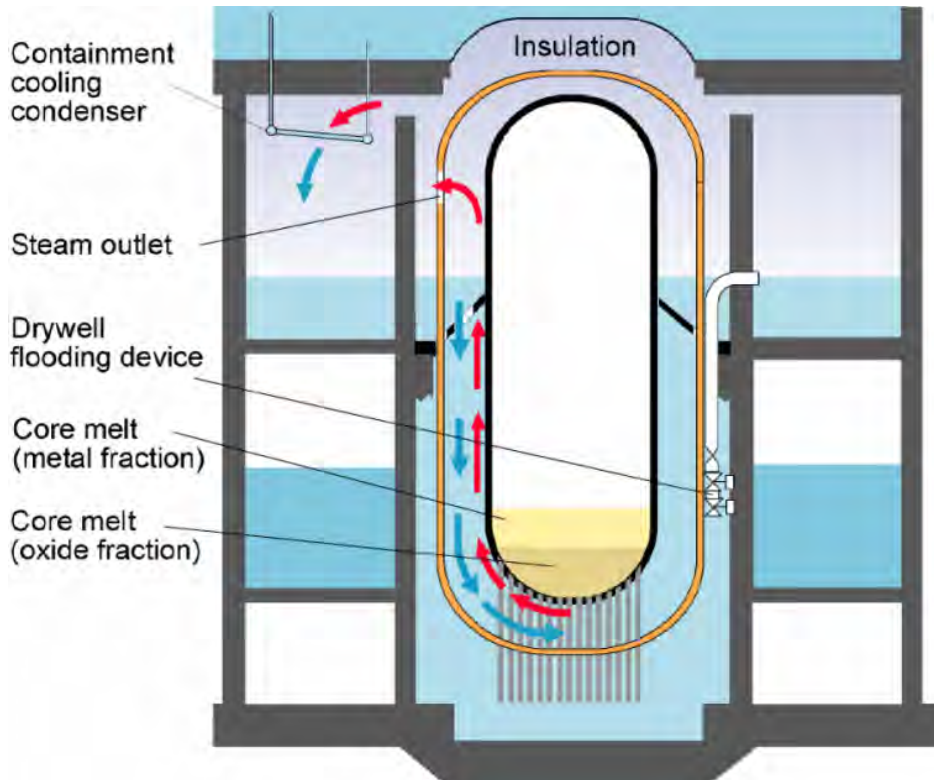


Abb. 3-3: Schmelze Rückhalt im RDB bei Kerena [13]

3.2 Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)

Der *Advanced Boiling Water Reactor* wurde gemeinsam von General Electric, Hitachi und Toshiba entwickelt. In Japan sind derzeit vier Anlagen in Betrieb: (*Kashiwazaki-Kariwa* (Block 6&7), *Shika* (Block 2) und *Hamaoka* (Block 5). In Taiwan werden zwei Blöcke am Standort *Lungmen* gebaut. In den USA wurde das Design 1997 von der U.S. NRC zertifiziert; da die *Design Certifications* aber jeweils nur 15 Jahre gültig sind, steht demnächst eine erneute Zertifizierung an.

Das Containment wird durch 2 m dicken bewehrten Beton mit einem Liner aus verschweißtem, unlegiertem Stahl gebildet. Das Fundament ist 5,5 m dick und schützt zusammen mit dem restlichen Gebäude den Reaktor vor Erdbeben mit bis zu 0,3 g Beschleunigung. Die drei Stränge des Sicherheitssystems (3x100 %) sind räumlich getrennt, spezielle Wände verhindern für bis zu drei Stunden eine Ausbreitung von Feuer oder eine Redundanz übergreifende Überflutung.

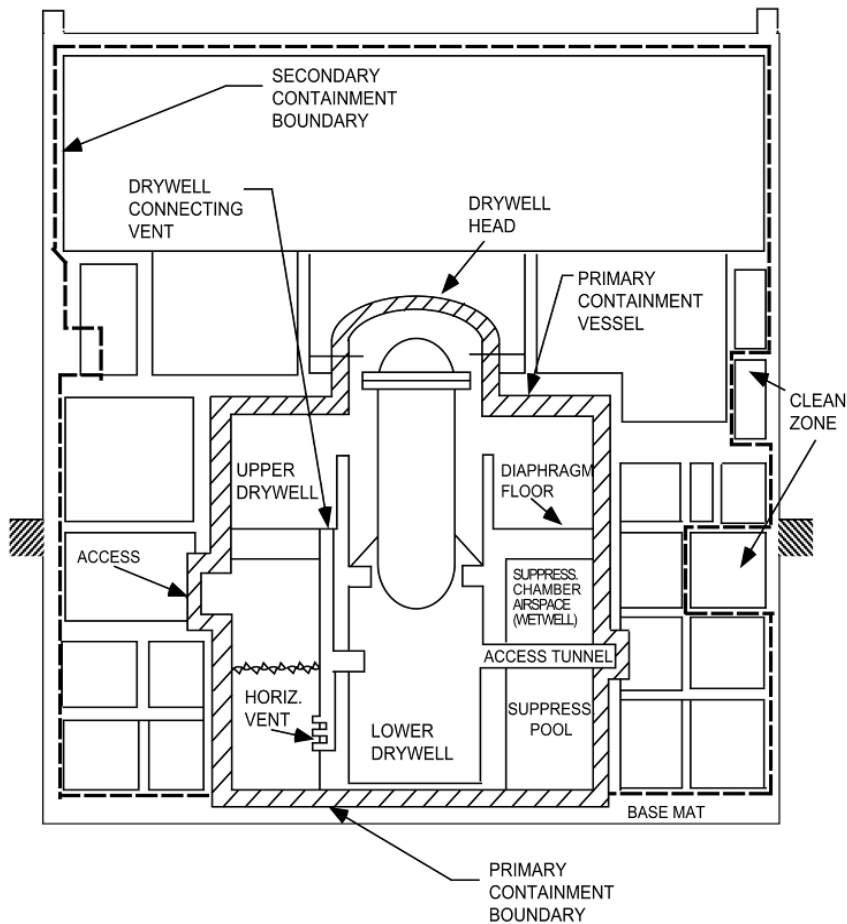


Abb. 3-4: ABWR schematischer Containment Querschnitt [19]

Die Anlage soll modular gefertigt werden. Laut Hersteller soll dadurch eine hohe Qualität erreicht werden, da geschultes Personal unter hohen Qualitätssicherungsmaßstäben die Fertigung durchführt. Für den Kunden sollen sich dadurch die Bauzeit und die Baukosten reduzieren lassen. Inwiefern ein solches Verfahren aber auch durch Transport, etc. negative Auswirkungen haben kann, wurde nicht untersucht.

Laut [9] werden beim Aufprall einer kommerziellen Passagiermaschine zwar sowohl das Reaktor- als auch das Kontrollgebäude nicht standhalten können, aber das primäre Containment wird weder durch die zu erwartenden Brandlasten noch durch den Aufprall weiterer Trümmer oder die Erschütterung seine Integrität einbüßen. Die umlie-

genden Gebäude (siehe Abb. 3-5) dienen dabei teilweise zum Schutz des Reaktorgebäudes. Notstromdiesel werden durch räumliche Trennung geschützt, das Brennelementlagerbecken soll durch seinen Aufbau bzw. durch seine Lage geschützt sein. Neben seiner Schutzwirkung nach außen dient das Reaktorgebäude zusätzlich zum Rückhalt radioaktiven Materials bei Leckagen aus dem Containment.

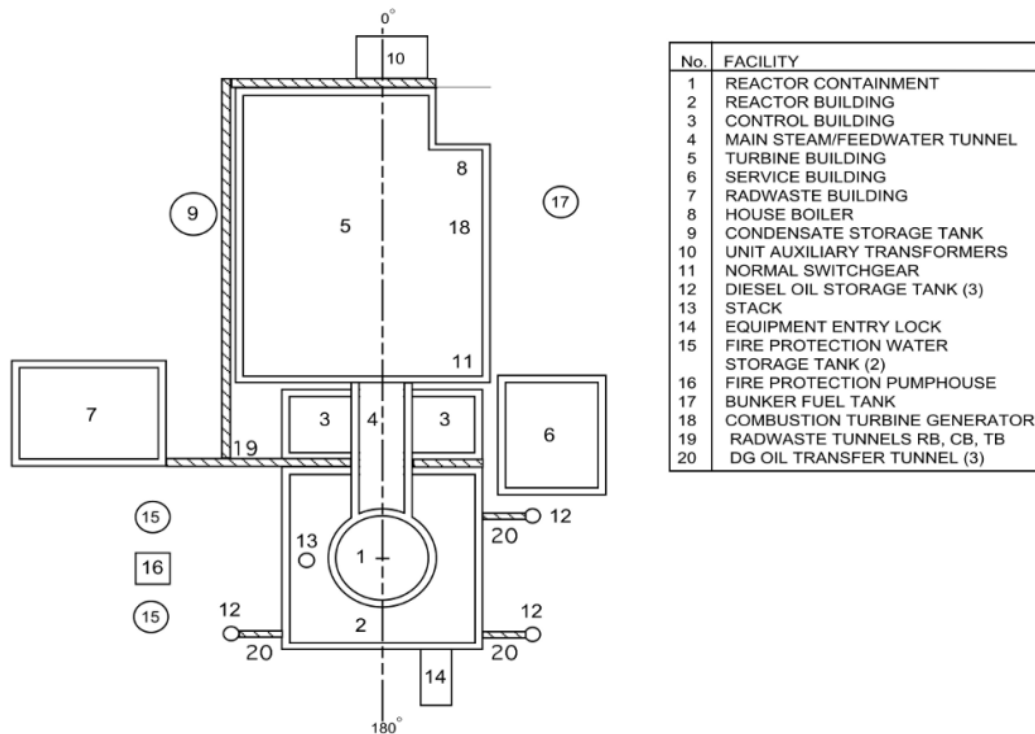


Abb. 3-5: ABWR, Layout der Anlage [19]

Als weitere Möglichkeit des Druckabbaus sei noch das Sprühsystem erwähnt; mit diesem kann neben der Kühlung der Atmosphäre auch gekühltes Wasser auf evtl. vorhandene Schmelze gebracht bzw. können auf Strukturen abgelagerte Spaltprodukte abgewaschen werden.

Der Boden unterhalb des RDBs wurde aus basaltischem Beton gefertigt. Der Vorteil dieser Art von Beton liegt darin, dass bei der Interaktion mit Schmelze der Anteil kohlenstoffbasierter, nicht kondensierbarer Gase, die freigesetzt werden, minimiert wird, wodurch der Druckaufbau langsamer erfolgt. Ein Ventil kann geöffnet werden, um Wasser aus der Kondensationskammer zur Kühlung der Schmelze zu nutzen; dabei würde der Wasserstand immer noch ausreichen, um die Funktionsweise der Kondensationskammer aufrecht zu erhalten. Die Öffnung ist so ausgelegt, dass keine Schmelze in die Kondensationskammer gelangen kann; über das Not- und Nachkühlsystem

würde dann durch die Kühlung der Kondensationskammer die Nachzerfallsleistung abgeführt.

Sobald der Druck innerhalb der Kondensationskammer durch nicht kondensierbare Gase oder unzureichende Kühlung zu weit ansteigt, öffnet sich eine Berstscheibe in der Kondensationskammer und es wird ein Druckausgleich mit der Umgebung initiiert. Die Wasservorlage hält in diesem Fall in der Kondensationskammer vorhandene Spaltprodukte zurück.

Obwohl das Containment inertisiert ist, kann es bei Störfällen z. B. durch Radiolyse zu einer Aufkonzentration von Wasserstoff/Sauerstoff kommen. Um zu verhindern, dass sich ein zündfähiges Gemisch bildet, gibt es zwei Rekombinatoren, die sich im Reaktorgebäude außerhalb des primären Containments in einem separaten geschützten Raum befinden. Die normalerweise geschlossene Verbindung muss manuell von der Warte hergestellt werden.

3.3 Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR)

Beim *Economic Simplified Boiling Water Reactor* (ESBWR) handelt es sich um einen von General Electric entwickelten Siedewasserreaktor, der auf dem ebenfalls von GE entwickelten *Simplified Boiling Water Reactor* (SBWR) basiert. Das SBWR-Projekt wurde eingestellt, da der SBWR mit einer elektrischen Leistung von 600 MW den größeren Anlagen gegenüber als ökonomisch unterlegen angesehen wurde und daher nicht erfolgreich vermarktet werden konnte.

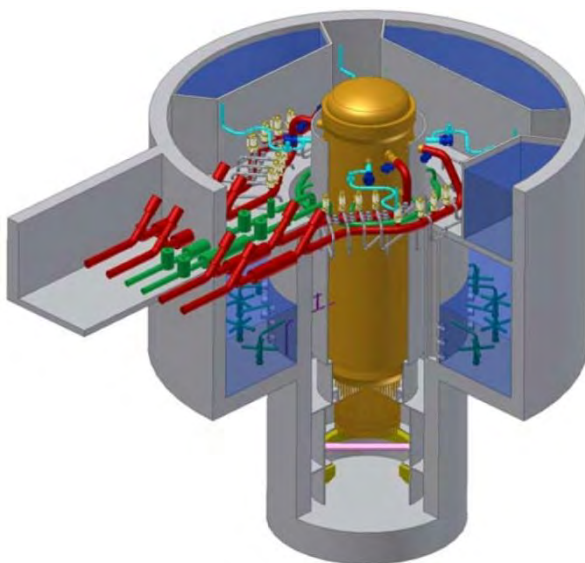


Abb. 3-6: ESBWR Aufriss des Containments [15]

Bisher wurden drei Anträge für COLs (Combined Construction and Operating License) für die Errichtung von ESBWRs in den USA eingereicht (NuStart Energy, Dominion, Entergy und Exelon). In weiteren Ländern, darunter Polen und Indien, ist der Bau des ESBWR in der Diskussion.

Das zylindrische Containment wird durch eine zwei Meter dicke Wand aus bewehrtem Beton mit einem innenliegenden Stahl liner gebildet. Das Containment wird ganz von dem Reaktorgebäude, welches wiederum eine Wandstärke von ca. 1,5 m aufweist, umschlossen.

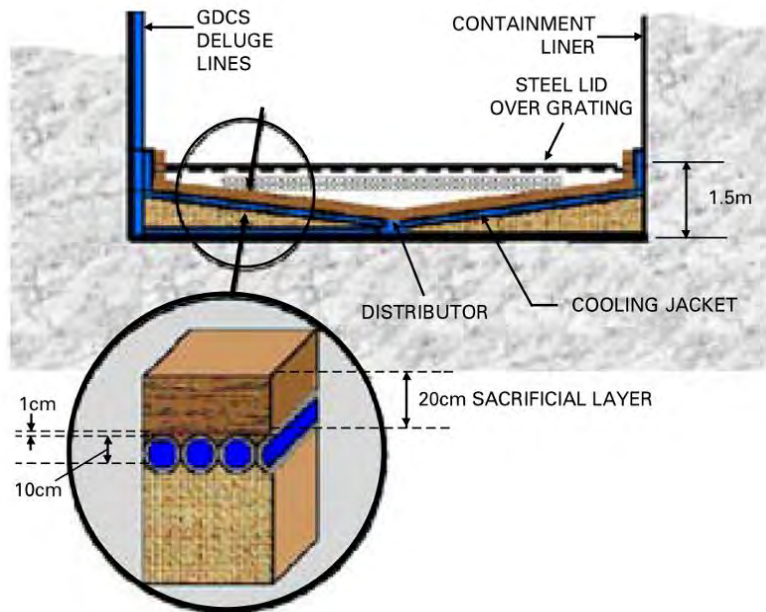


Abb. 3-7: ESBWR, Aufbau des BIMAC [26]

Ähnlich wie bei Kerena wird ein starker Fokus auf passive Sicherheitssysteme gesetzt: sechs passiv wirkende Wärmetauscher zur Kühlung des Containments, die sich innerhalb dreier großer Wasserreservoirs auf der Oberseite des Containments befinden, sorgen bis zu 72 Stunden lang ohne Eingriffe des Betriebspersonals für die Wärmeabfuhr bei Transienten oder Störfällen. Zusätzlich gibt es vier „Isolation Condensor System“ (ICS) genannte Systeme, die zur Kernkühlung dienen und ebenfalls ein großes Wasserreservoir oberhalb des Containments nutzen. Wie bei Kerena sind die Wasserreservoirs zur Atmosphäre hin geöffnet, um den entstehenden Wasserdampf dorthin abzugeben. Diese Konzeption ist insofern als bedenklich einzustufen, dass jede dieser Verbindungen einen potentiellen Bypass darstellt. Dem innerhalb des Containments entstehenden Wasserdampf kann außer mit den Kondensatoren auch mit einem

Sprühsystem begegnet werden, dabei wird die Luft durch das Einsprühen von einem feinen Wassernebel gekühlt⁴.

Zur Vermeidung von Wasserstoffexplosionen wird – wie bei Siedewasserreaktoren üblich – das Containment mit Stickstoff inertisiert. Um aber auch bei schweren Unfällen, bei denen Wasserstoff in größeren Mengen – im Fall der Radiolyse sogar mit Sauerstoff im stöchiometrischen Verhältnis – freigesetzt wird, eventuellen Explosionen vorzubeugen, sind in der Kondensationskammer und im übrigen Containment autokatalytische Rekombinatoren verteilt.

Zur Beherrschung von Unfällen mit Kernschmelze ist das IVR Konzept vorgesehen. Zusätzlich ist eine Art Core Catcher installiert: BIMAC (Basemat Internal Melt Arrest and Coolability Device). Unterhalb des RDBs ist eine Schicht basaltischer Beton (dieser hat eine geringere Wechselwirkung mit der Schmelze als herkömmlicher Beton und es entstehen dabei weniger nicht-kondensierbare Gase) auf dem Boden des Containments eingebaut, diese Schicht ist mit passiver Kühlmöglichkeit ausgestattet (siehe Abb. 3-7), das dafür benötigte Wasser liefern die GDCS-Pools. Reaktor- und Brennelementgebäude widerstehen laut Auslegung Erdbeben mit einer Beschleunigung von 0,3 g. Vier Stränge des Not- und Nachkühlsystems sind räumlich getrennt jeweils in einem der Quadranten des Reaktorgebäudes untergebracht. Die Trennung soll dergestalt aufgebaut sein, dass auch die bei einem Flugzeugabsturz zu erwartende Druckwelle diese Trennung nicht aufhebt. Im Falle eines Flugzeugabsturzes soll laut den von GE gestellten Unterlagen [10] zwar eine Perforation des Reaktor-/Brennstoffgebäudes möglich sein, aber weder das Containment noch das Brennelementlagerbecken zerstört werden. Das Lagerbecken ist dabei besonders durch seine Lage unterhalb des Erdbodens geschützt, die Wärmeabfuhr kann dabei, falls die eigentliche Kühlung beschädigt wird, passiv über das Wasser des Beckens erfolgen. Die Kühlung des Kerns kann über das *Isolation-Condensor System* oder über die verbleibenden Stränge des Not- und Nachkühlsystems erfolgen (laut [10] soll mindestens ein Strang den Einschlag unbeschadet überstehen). Bei Nichtverfügbarkeit soll das GDCS eine Kühlung bis zu 72 Stunden ermöglichen. Aus den zur Verfügung stehenden Unterlagen ist jedoch nicht ersichtlich, ob die ICS/PCCS Pools einen Flugzeugabsturz unbeschadet überstehen. Auch die U.S. NRC gibt an, dass die im Rahmen der COL-Anträge eingereichten Un-

⁴ Die Verdunstungsenthalpie des Wassers wird der Luft, bzw. dem Luft-Dampf-Gemisch entzogen, wodurch die Temperatur sinkt.

terlagen nicht das amerikanische Regelwerk hinsichtlich der Untersuchung von Flugzeugabstürzen erfüllten [11]; so fehlt teilweise die benötigte Dokumentation und es sind keine Studien bzgl. der Abhängigkeit der Ergebnisse vom genutzten Simulationsmodell durchgeführt worden. Eine Bewertung der Konzeption kann auch diesen Gründen daher zurzeit nur eingeschränkt erfolgen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklungen im Bereich der Containments ergeben ein gemischtes Bild. Auf der einen Seite stehen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten angestrebte Einsparungen in den Baukosten, die sich teilweise nachteilhaft auf die Sicherheit der Anlage auswirken. Als Beispiele für diesen Trend seien hier das Containment des APR-1400, das gleichzeitig auch das Reaktorgebäude darstellt, und der AP-1000 angeführt. Auf der anderen Seite haben Jahre des Erfahrungsrückflusses bzw. neue Sicherheitsrichtlinien dazu geführt, dass in vielen Bereichen die Gefahr eines schweren Unfalls erheblich reduziert wurde. Die durch den Anschlag am 11. September 2001 geschürten Ängste, Passagiermaschinen würden gegen KKW's eingesetzt werden können, haben bspw. dazu geführt, dass jeder neue Reaktor für den Aufprall eines solchen Flugzeugs ausgelegt wurde. Ferner wurden Richtlinien erlassen, nach denen neue Reaktoren auch gegen Unfälle mit Kernschmelze ausgelegt sein müssen. Aber selbst in diesem Bereich spielen bei der konkreten Umsetzung wieder Aspekte der Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle. Während für den WWER-1000 und den EPR aufwendige Konzepte zur *Ex-Vessel-Retention* vorgelegt wurden, wird beim APR-1400 und dem AP-1000 auf das eher von SWR her bekannte *In-Vessel-Retention* Konzept, welches geringere Investitionen benötigt, gesetzt. Das IVR Konzept ist grundsätzlich überzeugend, erscheint aber für Anlagen mit erhöhten Leistungsdichten eher als eine Art Behelfslösung, wenn man die notwendigen Unterstützungsmaßnahmen wie Einschaltung und Beschichtung berücksichtigt.

Die meisten Neuerungen gehen indes auf den kontinuierlichen Betriebserfahrungsrückfluss zurück. So ist die räumliche Trennung der Sicherheitssysteme sehr konsequent umgesetzt und die Wasserstoffproblematik ist mittlerweile schon bei der Konzeption der Anlagen⁵ berücksichtigt worden. Als weiteres Beispiel sei die Reduktion des Kernschmelzrisikos im Falle des vollständigen *Station Blackouts* bei SWRs durch erhöhtes Wasserinventar bzw. passive Sicherheitseinrichtungen erwähnt.

Besonders interessant erscheint die passive Wärmabfuhr aus den Dampferzeugern mithilfe des Kamineffektes wie sie bei *Belene* umgesetzt werden soll. Da die dafür notwendigen Wasserreserven wieder in einem eigenen geschlossenen Kreislauf zirkulieren, würde diese Möglichkeit der Wärmeabfuhr – selbst im Falle eines Heizrohrlecks –

⁵ Bei den SWRs spielt dieses Thema aufgrund der Inertisierung der SWR-Containments nur eine untergeordnete Rolle; bei den DWRs hingegen erscheint die offene Bauweise überaus erfolgversprechend.

problemlos genutzt werden können. Eine detaillierte Analyse dieser Idee war leider zum Zeitpunkt dieses Berichtes nicht möglich, da hierzu nicht genügend Informationen zur Verfügung standen.

Im Rahmen dieser Arbeit konnte aufgrund der Vielzahl von zu untersuchenden Anlagen nur ein Überblick geschaffen werden; detailliertere Untersuchungen unter Einbeziehung von Baueingabeplänen, etc. wären für einige der Anlagen wünschenswert. Hierzu zählt insbesondere der EPR, der in Europa derzeit an zwei Standorten gebaut wird und für weitere Standorte in der Diskussion ist.

5 Literaturverzeichnis

- [1] WENRA
Wenra Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants

- [2] Fischer M., O.
Demonstration of the heat removing capabilities of the EPR Core Catcher

- [3] J. L. Rempe, D. L.
Margin for In-Vessel Retention in the APR1400 - VESTA and SCDAP/RELAP5-3D Analyses

- [4] J. M. Seiler, B.
Consequences of material effects on in-vessel retention

- [5] J. L. Rempe, K.
In-Vessel Retention – Recent Efforts And., 4 - 8 October 2004)

- [6] Yong Hoon Kim, S.
Critical Heat Flux in Narrow Gap in Two-dimensional Slices under Uniform Heating Conditions

- [7] Vladimir Benizianovich Khabensky, V.
Severe Accident Management Concept of the VVER-1000 and the Justification of Corium Retention in a Crucible-Type Core Catcher

- [8] L. A. Dombrovskii, V. N.
In-vessel corium catcher of a nuclear reactor

- [9] ABWR-STP AIA Amendment Design Control Document/Tier 2 Appendix 19S – Aircraft Impact Assessment

- [10] General Electric Hitachi Nuclear Energy: ESBWR Design Control Document Tier 2 Chapter #19 Revision 8. (October 2010)

- [11] U.S. NRC
Economic Simplified Boiling Water Reactor Aircraft Impact Assessment Inspection, NRC Inspection Report No. 05200010/2010-201 and Notice of Violation
- [12] UK-EPR - Fundamental Safety Overview - Volume 2: Design and Safety - Chapter S: Risk Reduction Categories
- [13] KHNP: Effectiveness Of External Reactor Vessel Cooling
- [14] Areva
SWR-1000 General Description
- [15] Framatome, U. K.
Der "European Pressure Water Reaktor" (EPR) und sein Sicherheitskonzept., München (2004 (22-26 März))
- [16] Beard, J.
An ESBWR Overview, 15. September 2006
- [17] Belene Presentation JRC 16 04 07
- [18] KHNP
www.apr1400.co.kr
- [19] Joy L. Rempe, K.
Insights From Investigations of In Vessel Retention For High Poweres Reactors
- [20] ABWR DCD TIER2 Chapter 2
- [21] ABWR DCD TIER2 Chapter 6
- [22] Zoran V. Stosic, W.
Boiling water reactor with innovative safety concept:
The Generation III+ SWR-1000

- [23] General Electric:
ESBWR Design Control Document Tier 2 Chapter 3
- [24] ABWR DCD TIER2 Chapter 1
- [25] E.Bielor, W.
Dynamic Characteristics and Structural Response of the SWR 1000 under
Earthquake Loading Conditions
- [26] Brettschuh, W.
SWR 1000: AREVA's Advanced, Medium-Sized Boiling Water Reactor With
Passive Safety Features
- [27] General Electric: The ESBWR Plant General Description
- [28] General Electric: ESBWR Design Control Document Tier 2 Chapter 6
- [29] Westinghouse
AP1000 Design Overview, 3 June 2009
- [30] KHNP: Design Characteristics of EU-APR1400, 3 September 2010
- [31] KHNP: KEPCO-NRC-Meeting_ML093430109
- [32] Belene NPP: Belene NPP Project Background and Future
- [33] Riskaudit
Introduction to the AES-93 (BELENE NPP), 12.1.2010
- [34] Jeong J. Kim, Y.
Critical Heat Flux in Inclined Rectangular Narrow Gaps



Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH

Abstellung zur U.S.NRC i.R. des Arbeitspakets 4

Technischer Bericht
01.07.2009 - 31.08.2010
Washington

Dr. Florian Jansen

Dezember 2010

Bericht zum Vorhaben 3608R01700

Bewertung neuer Reaktorkonzepte
und der Übertragbarkeit sicherheits-
technischer Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen.

Auftrags-Nr.: 814 000

Autoren: jan 0221/2068-825

PL: jan 0221/2068-825

PC: nie 0221/2068-660

3608R01700-Bericht Nr. 4/2010

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Überblick zur Abstellung.....	2
2.1	Rahmenbedingungen für die Arbeit in der NRC	2
2.2	Arbeitsinhalte der Abstellung	4
3	Office of New Reactors.....	7
3.1	Überblick	7
3.2	Genehmigungsverfahren nach 10 CFR Part 52	7
4	Laufende Genehmigungsverfahren.....	14
4.1	Stand der Genehmigungsverfahren	14
4.1.1	U.S. Evolutionary Power Reactor (U.S. EPR)	14
4.1.2	Übrige Advanced LWR	17
4.1.3	Zusammenfassung	19
4.2	Sicherheitstechnische Schwerpunktthemen der Verfahren	20
4.2.1	U.S. Evolutionary Power Reactor (U.S. EPR)	21
4.2.2	Übrige Advanced LWR	25
4.3	Advanced Reactor Program.....	27
4.3.1	Fortschrittliche Reaktortechnologien.....	27
4.3.2	Aspekte im Rahmen der Zertifizierung von SMR Designs.....	30
5	Office of Nuclear Regulatory Research.....	32
6	Forschungspläne und -themen.....	34
6.1	Fortschrittliche Reaktortechnologien.....	34
6.2	Risk-informed, Performance-based Decision-making	37
6.2.1	NUREG-1860 und Safety Policy Statements	38
6.2.2	Technische Umsetzung	40
6.2.3	Ausblick	43
6.3	Digital Instrumentation & Controls.....	44
6.3.1	Safety Aspects of Digital Systems	44
6.3.2	Security Aspects of Digital Systems.....	48

6.3.3	Advanced Nuclear Power Concepts.....	48
6.3.4	Arbeiten innerhalb MDEP	50
6.4	Human Factors und NUREG/CR-6947	51
6.5	Zuverlässigkeit passiver Systeme.....	56
6.5.1	Übersicht	56
6.5.2	MIT-Studie.....	59
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	60
Anlagen	61

1 Einleitung

Die Zielsetzung der im Rahmen des Arbeitspakets 4 realisierten Abstimmung zur amerikanischen Aufsichts- und Genehmigungsbehörde U.S.NRC (U.S. Nuclear Regulatory Commission) war es, Informationen zur Vorgehensweise dieser Behörde im Bereich der Genehmigung neuer Reaktoren zu gewinnen und entsprechende Netzwerke mit Experten der NRC zu bilden.

Die Wahl der amerikanischen Behörde für die Abstimmung ergibt sich aus ihrer herausragenden Position; mit der Aufsicht über 104 Leistungsreaktoren und den parallel laufenden Prüfungen von mehr als zwanzig Genehmigungsanträgen für den Neubau von Kernkraftwerken beaufsichtigt die NRC das weltweit größte Nuklearprogramm. Darüber hinaus übt sie seit jeher einen starken Einfluss auf die weltweiten Entwicklungen im Bereich der nuklearen Sicherheit aus. Die Regulierungsbehörden¹ mehrerer Staaten, wie bspw. diejenige Spaniens, wurden nach dem Vorbild der NRC aufgebaut und aktuell leitet der ehemalige „Chief Executive Director“ der NRC, William Travers, den Aufbau der Regulierungsbehörde der Vereinigten Arabischen Emirate.

Seit der Verabschiedung des „Energy Policy Act“ im Jahr 2005 ist die Personalstärke der NRC stark angewachsen. Dieser Trend hat auch in den vergangenen beiden Jahren angehalten, wie der Zuwachs von 3707 Mitarbeitern im Jahr 2008 auf 3961 Mitarbeiter im Jahr 2010 belegt. Von dieser Zahl entfallen 3021 Mitarbeiter auf den Hauptsitz in Rockville, Maryland, und 940 auf die vier Regionalbüros. Das Budget der U.S.NRC ist ebenfalls weiter angestiegen und belief sich im Jahr 2010 auf 1,067 Mrd. USD.

Der größte Teil des Zuwachses erfolgte im Rahmen der Neugründung des „Office of New Reactors“ (NRO), das in kurzer Zeit auf eine Personalstärke von mehr als 400 Mitarbeitern anwuchs, und der Einrichtung einer neuen Organisation im Regionalbüro II in Atlanta, das mit der Inspektion der Errichtung neuer Anlagen befasst sein wird. Der Grund für diese Maßnahmen lag in der Vielzahl der Neubauanträge, die nach der Verabschiedung des Energy Policy Acts im Jahr 2005 bei der NRC eingingen. Dieses Gesetz führte aufgrund von durch den Staat gewährten Vergünstigungen wie Steuererleichterungen, der Versicherung von Investitionsrisiken im Rahmen der Genehmigungsverfahren und der Erteilung von Kreditbürgschaften zu vermehrtem privaten Inte-

¹ Im Folgenden synonym für den Begriff „Aufsichts- und Genehmigungsbehörde“ verwendet.

resse an der Errichtung neuer Kernkraftwerke. Das Gesetz umfasste darüber hinaus einen Haushaltsposten von 3 Mrd. USD für Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten zum sogenannten Projekt „Next Generation Nuclear Plant“ (NGNP). Dabei wurde die Technologie des NGNP auf die eines Hochtemperaturreaktors festgelegt. Mit dem Verweis auf Erfahrungen aus dem Unfall „Three Mile Island – 3“ wurden alle anstehenden Tätigkeiten zur Genehmigung neuer Anlagen in einem neuen Büro, dem NRO, gebündelt, um die laufenden Prozesse der Aufsicht über das bestehende Nuklearprogramm nicht negativ zu beeinflussen.

Vor dem Hintergrund der Vorhabensziele wurde damit das NRO für den primären Einsatzort der 14-monatigen Abstellung ausgewählt. Im Hinblick auf die Zielsetzung, einen möglichst großen Einblick in die Abläufe der NRC zu erhalten sowie eine Vielzahl nützlicher Kontakte aufzubauen, erfolgte darüber hinaus ein Einsatz im „Office of Nuclear Regulatory Research“ für die Dauer von fünf Monaten. Die folgenden Kapitel geben die gewonnenen Einblicke in die Organisation und die Inhalte der laufenden Genehmigungsverfahren zu neuen Reaktoren wieder und geben eine Übersicht einiger aktueller Forschungsthemen, mit denen sich die NRC im Zusammenhang mit neuen Reaktortechnologien derzeit befasst.

2 Überblick zur Abstellung

2.1 Rahmenbedingungen für die Arbeit in der NRC

Die Abstellung dauerte vom 1. Juli 2009 bis zum 31. August 2010. Für die Dauer vom 1.7. bis zum 31.12.2009 war der Einsatzort die Abteilung „EPR Projects Branch“ in der „Division for New Reactor Licensing“ (DNRL) des Office of New Reactors, vom 1.1. bis zum 31.5.2010 die Abteilung „New and Advanced Reactor Branch“ innerhalb der „Division of Systems Analysis“ im Office of Nuclear Regulatory Research und vom 1.6. bis zum 31.8.2010 das „Advanced Reactor Program“ im NRO. Ein Diagramm, das die Organisation der NRC bis zur Ebene der einzelnen Offices beschreibt, ist diesem Bericht als Anlage 1 beigelegt.

Auf Seiten der NRC ist das auf Ebene der Kommission angesiedelte „Office of International Programs“ im Rahmen internationaler Abstellungen für die administrative Begleitung und Betreuung der „Foreign Assignees“ zuständig. Der Leiter der jeweiligen Organisationseinheit, der man zugewiesen ist und in der man seine Arbeit verrichtet, fun-

giert darüber hinaus als „Supervisor“ und ist damit direkter Ansprechpartner in Angelegenheiten der Arbeitsorganisation und -planung. Er achtet ferner auf die Einhaltung der in einem „Security Plan“ getroffenen Regelungen, die die Rechte und Pflichten der Foreign Assignees innerhalb der NRC betreffen und zu dessen Einhaltung man sich mit seiner Unterschrift verpflichtet.

Für den Zutritt zu den Diensträumen wird ein Dienstausweis ausgestellt, der den Träger als Foreign Assignee ausweist und der uneskortierten Zutritt zu den Etagen erlaubt, auf denen sich die jeweilige Arbeitsabteilung befindet sowie zu den Räumlichkeiten des Office of International Programs und einigen anderen Bereichen. Für den Zutritt zu den übrigen Räumlichkeiten ist die Begleitung durch einen Angestellten der NRC erforderlich. Eine Kopie des Security Plans ist diesem Bericht als Anlage 2 beigelegt.

Aus Sicherheitsgründen ist für Foreign Assignees der Zugang zum NRC-Intranet nicht vorgesehen und https-Seiten sind generell gesperrt. Da letzteres die Internetseite der GRS zum Zugriff auf den GRS-Emailaccount (webmail.grs.de) miteinschließt, wurde für die Dauer der Abstellung ein Emailkonto bei dem Anbieter Google (www.gmail.com) eingerichtet, das für die tägliche Arbeit und die Kommunikation mit der GRS verwendet wurde. Die Einschränkungen, die durch die Regelungen zur IT-Sicherheit bedingt sind, wirken sich auf die Teilnahme an den Arbeitsabläufen teilweise negativ aus. Von dieser Einschränkung abgesehen werden Foreign Assignees allerdings in die jeweilige Abteilung voll integriert und übernehmen, soweit möglich, reguläre Arbeiten der Abteilung und nehmen an den regelmäßig stattfindenden Abteilungssitzungen und Veranstaltungen der übergeordneten Organisationseinheiten teil.

Die Abstellungsvereinbarung zwischen NRC, BMU und GRS sowie die Regelungen des Security Plans beinhalten ferner eine Passage zum Umgang mit als vertraulich eingestuften Dokumenten, zu denen während der Tätigkeit für die NRC Zugang gewährt wird. Darin ist festgehalten, dass im Allgemeinen kein Zugang zu Dokumenten gewährt wird, die als „classified“ oder „safeguards information“ eingestuft sind. Sollte der Zugang zu solchen Dokumenten für die Erfüllung der von der NRC übertragenen Aufgaben notwendig sein, so geschieht dies nach Genehmigung durch den zugeordneten Supervisor oder dessen Stellvertreter.

2.2 Arbeitsinhalte der Abstellung

Public Meetings und Audits

Im Rahmen der Tätigkeit bei der NRC wurden während des Einsatzes in der EPR Projects Branch mehrere öffentliche Sitzungen („Public Meetings“) und Audits besucht.

Auf öffentlichen Sitzungen teilt die NRC dem Antragsteller ihre Standpunkte hinsichtlich aktueller offener Fragen mit. Ferner bieten diese Sitzungen der interessierten Öffentlichkeit die Möglichkeit, eigene Fragen direkt an die Antragsteller und Mitarbeiter der NRC zu richten. Einzelne Abschnitte der Public Meetings können jedoch auch unter Ausschluss der Öffentlichkeit stattfinden. Dies ist der Fall, wenn Dokumente diskutiert werden, die vom Antragsteller als vertraulich eingestuft werden.

Die Audits, die gemeinsam vom Antragsteller und NRC Mitarbeitern durchgeführt werden, dienen der vertieften Prüfung einzelner Sachverhalte, die sich im Rahmen der Genehmigungsverfahren ergeben. Die NRC äußert während eines Audits, die grundsätzlich ohne Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt werden, nicht ihren eigenen Standpunkt, sondern beschränkt sich darauf, Informationen vom Antragsteller zu erhalten.

Audits und Public Meetings müssen auf den öffentlich zugänglichen Internetseiten der NRC angekündigt werden. Des Weiteren werden dort anschließend eine Zusammenfassung der Ergebnisse der jeweiligen Veranstaltung und die als nicht vertraulich eingestuften Präsentationen, die während der Veranstaltung gezeigt wurden, eingestellt.

Für die Veranstaltungen, an denen teilgenommen wurde, wurden die jeweiligen Zusammenfassungen erstellt, die nach Durchlaufen der NRC-internen Qualitätskontrolle in den öffentlich zugänglichen Bereich des NRC-Internetauftritts eingestellt werden. Dabei handelte es sich um die folgenden öffentlichen Sitzungen und Audits:

08.07.2009: Public Meeting to discuss issues identified in the review of the U.S. EPR Design Certification relating to containment recirculation sump performance and downstream effects

09.07.2009: Public Meeting to discuss issues identified in the review of the U.S. EPR Design Certification relating to reactor systems

- 14./15.07.2009: Audit to review selected areas related to U.S. EPR FSAR Chapter 6 and supporting technical/topical reports safety evaluation
- 29.07.2009: EPR Design Center Working Group Public Meeting
- 06.08.2009: Public Meeting with AREVA NP to discuss resolution of requests for additional information related to Chapter 19 of the U.S. EPR FSAR
- 18./19.08.2009: Audit to review AREVA NP, chemical effects testing facilities, and other issues relating to sump performance
- 08.10.2009: Public Meeting with AREVA NP to path forward on realistic large break loss of coolant methodology topical report
- 29.10.2009: Audit des Tests zu Downstream Effects im Rahmen der GSI-191 Problematik

Neben diesen Veranstaltungen wurde regelmäßig an Telefonkonferenzen teilgenommen, die unter der Leitung der EPR Projects Branch zwischen dem Technical Staff der NRC und AREVA NP stattgefunden haben. Die für das Vorhaben interessanten Ergebnisse all dieser Veranstaltungen sind in die im Kapitel „Sicherheitstechnische Schwerpunktthemen der Verfahren/ U.S. EPR“ dargestellten Erkenntnisse eingeflossen.

Multilateral Design Evaluation Program (MDEP)

Während der Tätigkeit für die EPR Projects Branch wurde an Arbeiten des „Multilateral Design Evaluation Programs“ (MDEP) teilgenommen, da die Abteilung Arbeiten der MDEP Arbeitsgruppe „EPR WG“ unterstützt. Insbesondere wurde für die NRC an der EPR WG Arbeitssitzung vom 2. - 3. Dezember 2009 in Paris teilgenommen und dazu eine umfassende Präsentation zum aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren zum EPR und noch offener sicherheitstechnischer Fragestellungen vorbereitet. Aufgrund der Vorbereitungen wurde dabei auch Zugriff auf die MDEP-Library erhalten. Es finden sich dort einige Dokumente, die für das Vorhaben interessant wären, wie bspw. eine von AREVA erstellte Präsentation, die eine umfassende Zusammenstellung aller Unterschiede der in Finnland, Frankreich und den USA gültigen EPR-Designs enthält. Da Deutschland kein Mitglied von MDEP ist, können Dokumente der MDEP-Library allerdings nicht weitergeben werden. Dennoch ist die Kenntnis über darin enthaltene Infor-

mationen vorteilhaft für das Vorhaben und gewonnene Erkenntnisse wurden insbesondere bei den Arbeiten zu Arbeitspaket 3 des Vorhabens berücksichtigt.

Review der FSAR Kapitel 4.3 und 4.5

Um die Verzögerungen teilweise aufzufangen, die sich für Kapitel 4 des „Final Safety Evaluation Report“ durch die offenen Punkte zum „Fuel Assembly Mechanical Design Topical Report“ ergaben, wurden innerhalb der EPR Projects Branch sogenannte „Surge Teams“ gebildet, um die Arbeiten zur abschließenden Kontrolle der einzelnen Kapitel zu beschleunigen. Dabei wurde für die Kapitel 4.3 „Nuclear Design“ und 4.5 „Reactor Materials“ die Zuständigkeit übernommen. Die abschließende Kontrolle umfasste dabei neben einer inhaltlichen Prüfung des Textes auf Konsistenz und Verständlichkeit die Prüfung auf Konformität mit dem den technischen Überprüfungen zugrunde liegenden „Standard Review Plan“.

NRC Research and Development Plan

Während des Einsatzes in der New and Advanced Reactor Branch des Office of Nuclear Regulatory Research (RES) fanden koordinierende Arbeiten zwischen RES und dem Advanced Reactor Program des Office of New Reactors im Rahmen der Erstellung von Forschungsplänen zu den Reaktortechnologien Hochtemperaturreaktor (HTR) und „Small Modular Reactors“ (SMR, kleine und mittlere modulare Reaktoren) statt. Im Zusammenhang mit diesen Reaktortechnologien ergeben sich eine Vielzahl sicherheitstechnischer Fragen sowie Fragen nach der Anwendbarkeit bzw. Überarbeitung des aktuellen Regelwerks. Die Koordinierung entsprechender Arbeiten wurde anschließend bis zum Ende der Abstimmung auf Seiten des Advanced Reactor Program im Office of New Reactors weitergeführt.

Darüber hinaus ermöglichte der Einsatz im Office of Nuclear Regulatory Research die Einarbeitung in verschiedene aktuell von der NRC verfolgte Fragestellungen wie bspw. zu Entwicklungen in den Bereichen „Digital Instrumentation & Controls“ und „Human Factor Engineering“.

3 Office of New Reactors

3.1 Überblick

Einen Überblick über die Bereiche und Abteilungen des Office of New Reactors gibt Anlage 3. Im Folgenden werden die Aufgaben der als Einsatzort gewählten Abteilungen sowie Hintergründe zu den aktuell laufenden Genehmigungsverfahren näher beschrieben.

Division of New Reactor Licensing und EPR Projects Branch

Die Abteilung EPR Projects Branch ist innerhalb des Bereichs Division for New Reactor Licensing (DNRL) des Office of New Reactors (NRO) zuständig für das Projektmanagement des Genehmigungsverfahrens zur Zertifizierung des EPR-Designs und der Genehmigungsverfahren für den Bau und Betrieb von Anlagen mit EPR. Die EPR Projects Branch koordiniert alle diesbezüglichen Prüfungsarbeiten der NRC und externen Auftragnehmer und dient als Schnittstelle zu den Antragstellern sowie zum „Advisory Committee on Reactor Safeguards“ (ACRS). Neben der EPR Projects Branch gibt es innerhalb des Bereichs DNRL weitere entsprechende Abteilungen für die Reaktortypen AP1000, US-APWR, ABWR und ESBWR.

Die für die Genehmigungen notwendigen detaillierten Prüfungen der Antragsunterlagen, die die Grundlage für den „Safety Evaluation Report (SER)“ der NRC bilden, werden in den Bereichen „Division of Site and Environmental Reviews“, „Division of Safety Systems and Risk Assessment“ und „Division of Engineering“ des NRO durchgeführt. Ferner beteiligen sich externe Auftragnehmer an der Überprüfung einzelner Abschnitte. Die einzelnen Prüfungsergebnisse und Stellungnahmen werden von den jeweiligen Project Branches (EPR, AP1000, etc.) einer Prüfung auf formale Übereinstimmung mit den Regulierungen unterzogen und zum SER zusammengefügt.

3.2 Genehmigungsverfahren nach 10 CFR Part 52

ESP, SDC, COL und ITAAC

Ungeachtet der Tatsache, dass nach wie vor das zweistufige Genehmigungsverfahren nach 10 CFR Part 50 genutzt werden kann (und für die Wiederaufnahme des Errichtungsprojekts Watts Bar 2 auch geschieht), beziehen sich die derzeit anhängigen Ge-

Genehmigungsverfahren zum Bau komplett neuer Anlagen durchweg auf 10 CFR Part 52. Dieses ist allerdings in erster Linie als administratives Werkzeug anzusehen, das formale Aspekte behandelt und Aufbau und Ablauf des Genehmigungsverfahrens beschreibt. Technische Anforderungen finden sich weiterhin in Part 10 CFR Part 50. Die Beschreibung des geforderten Inhaltes der Genehmigungsanträge bspw., die sich in 10 CFR Part 52 befindet, verweist für die detaillierten Anforderungen damit auf die entsprechenden Abschnitte in 10 CFR Part 50. Der größte Unterschied zwischen einem Genehmigungsverfahren nach Part 52 im Gegensatz zu Part 50 besteht darin, dass die Prüfung zur Erteilung einer Genehmigung zur Errichtung einer Anlage („Construction Permit“) und zu deren Betrieb („Operating License“) in einem einzigen Verfahren erfolgt, an dessen Ende bei positivem Abschluss die Erteilung einer einzigen Genehmigung für Errichtung und Betrieb der Anlage („Combined Construction Permit and Operating License“, COL) erfolgt. Die konkrete Ausgestaltung des Verfahrens bewirkt dabei insbesondere, dass wesentliche sicherheitstechnische Elemente gegenüber Part 50 in einer deutlich früheren Phase des gesamten Verfahrens geklärt werden.

Die bereits 1989 abgeschlossene Entwicklung der Regeln zu 10 CFR Part 52 und die mit dem Element der „Standard Design Certifications“ angestrebte Standardisierung von Anlagenkonzepten verfolgten im Wesentlichen zwei Zielsetzungen. Zum einen soll die Verbreitung standardisierter Anlagenkonzepte eine effektivere Aufsicht über die in Betrieb befindlichen Anlagen ermöglichen. Zum anderen sollen wesentliche sicherheitstechnische Fragestellungen möglichst früh im Verlauf des Genehmigungsverfahrens geklärt werden und vergleichbare Fragestellungen, die in verschiedenen Genehmigungsverfahren gleichermaßen auftreten, möglichst ein einziges Mal geprüft und damit eindeutig und effizient entschieden werden. Dieses Bestreben findet Ausdruck in der Prämisse „one issue – one review – one position“. Hierdurch soll die Bearbeitung einer Vielzahl von Genehmigungsverfahren deutlich effizienter erfolgen und eine größere Planungssicherheit erreicht werden. Die angestrebte Planungssicherheit ergibt sich dabei daraus, dass kritische und möglicherweise für den Erfolg eines Errichtungsantrages entscheidende Fragen in einer frühen Phase des Verfahrens geklärt werden.

Die administrative Grundlage für diesen Ansatz liefern die in 10 CFR Part 52 definierten „Early Site Permits“ (ESP), „Standard Design Certifications“ (SDC) und „Combined Construction Permits and Operating Licenses“ (COLs).

Unabhängig von einem konkreten Antrag für die Errichtung einer Anlage können standortspezifische Fragestellungen im Rahmen eines Verfahrens für die Erteilung eines ESP geprüft werden und eine entsprechende Genehmigung für die Errichtung ei-

ner Anlage unabhängig vom Anlagenkonzept ausgesprochen werden. Hinsichtlich des Anlagenkonzepts enthält die Genehmigung standortabhängige Bedingungen, die an das Anlagenkonzept gestellt und in der Form von „Design Parameters“ definiert werden.

Ein ESP kann für eine Dauer von zehn bis zwanzig Jahren erteilt werden und kann im Rahmen eines späteren Genehmigungsverfahrens für die Errichtung einer Anlage im Rahmen eines COL-Antrages referenziert werden. Die bereits im ESP-Verfahren geprüften standortspezifischen Fragestellungen (Umweltverträglichkeit, Notfallpläne, Anlagensicherung) werden dann nicht erneut angesprochen, sofern keine neuen Informationen vorliegen, die für einzelne Aspekte eine Neuüberprüfung erforderlich machen.

In vergleichbarer Weise können standortunabhängige Eigenschaften eines bestimmten Anlagenkonzepts in einem Verfahren namens „Standard Design Certification“ geprüft und genehmigt werden. Nach erfolgreichem Abschluss des Verfahrens wird ein entsprechender Passus, der sich auf das genehmigte Anlagenkonzept bezieht, in einem Regelsetzungsverfahren als separater Anhang dem Regelwerk 10 CFR Part 52 hinzugefügt. Die zertifizierten Anlagenkonzepte, die in Form von „Site Parameters“ Bedingungen an die Standorte stellen, für die sie zugelassen sind, können wie auch ESPs in späteren COL-Verfahren referenziert werden. Die bereits geprüften sicherheitstechnischen Fragestellungen werden dann nicht erneut angesprochen. SDCs können für eine Dauer von bis zu 15 Jahren ausgestellt werden, eine Verlängerung der Genehmigung ist ebenso wie für ESPs möglich. Bisher wurden vier Konzepte auf diese Weise zertifiziert (ABWR, System 80+, AP600 und AP1000). Für den AP1000 wurde die Genehmigung einer Modifikation beantragt, deren Prüfung derzeit parallel zu den Zertifizierungsanträgen für den U.S.EPR, US-APWR und ESBWR durchgeführt wird.

COL-Anträge können auch ohne Referenzierung eines ESP oder SDC erfolgen. Den Zusammenhang dieser durch 10 CFR Part 52 geschaffenen Komponenten des Genehmigungsverfahrens verdeutlicht Abbildung 3.1.

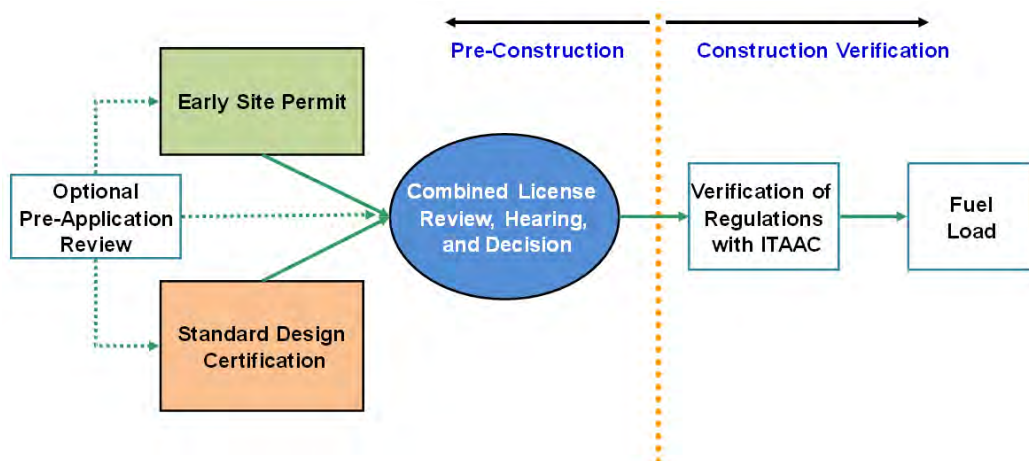


Abb. 3.1 Genehmigungsverfahren nach 10 CFR Part 52

Nach 10 CFR Part 52.47 und 52.80 sind „Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria“ (ITAAC) Bestandteil der SDC- und COL-Anträge. Der Antragsteller muss darin die Inspektionen, Tests und Analysen beschreiben, die bei Einhalten der jeweiligen Acceptance Criteria gewährleisten, dass die Anlage in Übereinstimmung mit der erteilten Genehmigung und den Vorgaben des „Atomic Energy Acts“ und den Regelungen der NRC gebaut wurde. Hierfür werden auch die Begriffe „as-built“ im Vergleich zu „as-designed“ verwendet. Während der Genehmigungsverfahren prüft die NRC die vom Antragsteller vorgeschlagenen ITAAC dahingehend, ob sie als ausreichende Grundlage für die erforderlichen Feststellungen angesehen werden können.

Einen speziellen Typ von ITAAC stellen sogenannte „Design ITAACs“, auch „Design Acceptance Criteria“ (DAC) genannt, dar. Diese gelten derzeit für drei Bereiche, in denen aufgrund unterschiedlicher Gründe nicht die gleichen Anforderungen an die Detailtiefe der Antragsunterlagen gestellt werden. Betroffen sind die Bereiche „Human Factor Engineering“ (Control Room), „Digital I&C“ und „Piping“. In den ersten zwei Bereichen liegt der Grund für die reduzierte Detailstufe darin, dass die betroffenen Technologien schnellen und fortlaufenden Weiterentwicklungen unterliegen. Man will dort im Rahmen der beantragten Designzertifizierung nicht die in der Zukunft liegende Auswahl einer technischen Lösung vorwegnehmen und damit die Berücksichtigung positiver Weiterentwicklungen, die in der Zwischenzeit stattfinden, ausschließen. Hinsichtlich der Leitungssysteme liegt der Grund darin, dass viele komponentenbezogene Detailinformationen erst im Rahmen der Beschaffung bei der Anlagenerrichtung und der Auswahl der Komponenten vorliegen. Der Aufwand, der damit verbunden wäre, diese Daten bereits während des Genehmigungsverfahrens zu eruieren, wird als unverhältnismäßig angesehen.

Organisation der Antragsprüfung

Seit der Verabschiedung des Energy Policy Acts im Jahr 2005 und der Bekanntmachung der darin enthaltenen Anreize für den Bau neuer Kernkraftwerke ist eine Fülle von Genehmigungsanträgen für die Errichtung und den Betrieb neuer Anlagen bei der NRC eingegangen. Die Anträge für die Ausstellung von ESPs bzw. COLs beziehen sich durchweg auf das Verfahren nach 10 CFR Part 52. Im NRC-Sprachgebrauch werden die Anträge für die Ausstellung einer Genehmigung zur Errichtung und für den Betrieb einer Anlage als COLA bezeichnet („Combined Construction Permit and Operating License Application“).

In einer Fortführung des bereits mit der Einführung der ESP-, SDC- und COL-Verfahren verfolgten Gedanken „one issue - one review - one position“ werden die COL-Anträge, die dasselbe Anlagenkonzept referenzieren und der entsprechende SDC-Antrag in enger Abstimmung bearbeitet. Im Falle der EPR Projects Branch betrifft dies bspw. den SDC-Antrag zum U.S. EPR von AREVA NP sowie die COL-Anträge für die Errichtung von Anlagen mit EPR an den Standorten Calvert Cliffs und Nine Mile Point (UniStar), Callaway (AmerenUE) und Bell Bend (PPL Bell Bend). Die betroffenen Antragsteller haben auf Initiative der NRC gemeinsam die sogenannte „EPR Design Center Working Group (DCWG)“ gegründet, die sich regelmäßig mit Vertretern der NRC trifft, um generische Fragen im Zusammenhang mit den Genehmigungsverfahren zu klären. Weiterhin wurde einer der COL-Anträge (Calvert Cliffs) als „Reference COLA (R-COLA)“ bestimmt und die übrigen als „Subsequent COLAs (S-COLA)“. Die Ressourcen innerhalb der NRC sind bevorzugt der Bearbeitung des R-COLA Antrags zugeordnet, da im weiteren Verlauf der Genehmigungsverfahren entsprechende Passagen des R-COLAs in den S-COLAs übernommen werden können und damit nicht erneut in gleicher Tiefe geprüft werden. Um dies zu gewährleisten, sind die Antragsteller aufgefordert, ihre Anträge möglichst einheitlich zu gestalten. Diese Verfahrensweise, die für die Antragsteller keine Verpflichtung darstellt, sondern auf freiwilliger Basis erfolgt, wird in den „NRC Regulatory Issue Summaries 2006-06 und 2007-08“, die sich auf den öffentlich zugänglichen Internetseiten der NRC finden, begründet.

Der gesamte Prozess eines SDC-Verfahrens umfasst die detaillierte sicherheitstechnische Antragsprüfung („Safety Review“) und das daran anschließende mehrmonatige Regelsetzungsverfahren, mit dessen Ende das gesamte SDC-Verfahren durch die Aufnahme eines entsprechenden designspezifischen Passus in den Anhang zu 10 CFR Part 52 abgeschlossen wird.

Folgende Abbildung verdeutlicht diesen Ablauf:

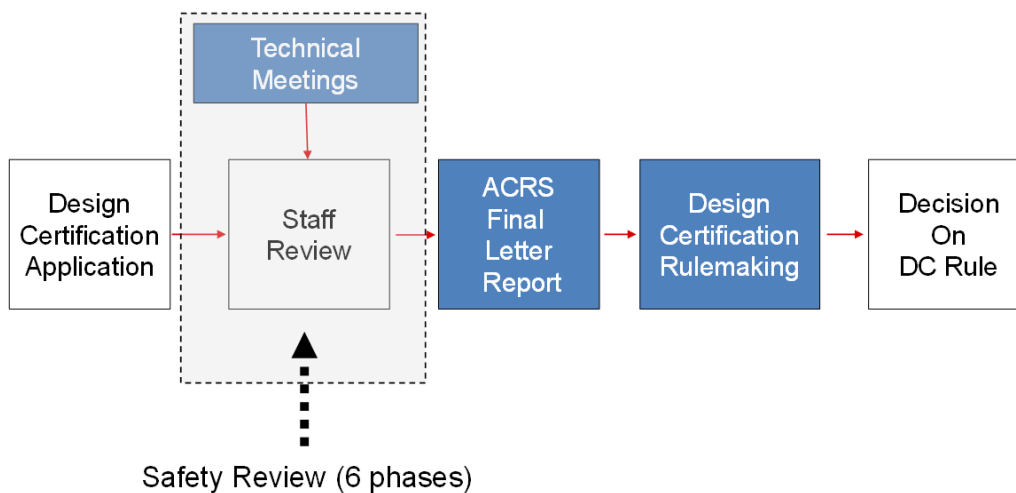


Abb. 3.2 Ablauf des Verfahrens zum Standard Design Certification

Die sicherheitstechnische Antragsprüfung erfolgt dabei generell in sechs Schritten, die in nachstehender Tabelle aufgeführt sind.

Tab. 3.1 Sicherheitstechnische Antragsprüfung

Pre-Application Review		ca. 3-5 Monate
Issue acceptance letter to applicant		
Federal Register Notice of docketing application		
Acceptance Letter with Schedule		
Safety Review		ca. 30-45 Monate
Phase 1	PSER with RAIs issued	<i>NRC, Antragsteller</i>
Phase 2	SER with Open Items issued	<i>NRC, Antragsteller</i>
Phase 3	NRC response to ACRS	<i>NRC, Antragsteller, ACRS</i>
Phase 4	Advanced SER with no OIs issued	<i>NRC, Antragsteller</i>
Phase 5	NRC response to ACRS	<i>NRC, Antragsteller, ACRS</i>
Phase 6	FSER issued	<i>NRC</i>
Rulemaking		ca. 9 Monate
Issue proposed rule		
Issue final draft rule		
Issue final rule		

Anmerkungen:

P/F SER (Preliminary/Final Safety Evaluation Report),RAI (Request for Additional Information)

Zum Zeitpunkt der Abstellung befanden sich die Arbeiten zum U.S.EPR in Phase 2 der sicherheitstechnischen Überprüfungen. Den Abschluss der Phase 2 bildet die Herausgabe des „Safety Evaluation Reports (SER) with Open Items“ durch die NRC, der im

Anschluss vom „Advisory Committee for Reactor Safeguards“ (ACRS) geprüft wird. Open Items stellen technische Fragestellungen dar, die von der NRC während der Prüfung des Antrages auf Zertifizierung aufgeworfen wurden und vom Antragsteller innerhalb des vereinbarten Zeitrahmens nicht hinreichend geklärt werden konnten. Nach Klärung der Open Items und Stellungnahmen des ACRS in den Phasen 3 bis 5 wird der endgültige FSER in Phase 6 herausgegeben. Nach Durchlaufen des Regelsetzungsverfahrens, das durch den „Public Hearing“ Prozess begleitet wird, war das Ausstellen der Design-Zertifizierung für den U.S. EPR nach damaligem Zeitplan für den Februar 2012 vorgesehen.

Die Arbeiten der sechs Phasen der sicherheitstechnischen Überprüfung der Antragsunterlagen finden im Office of New Reactors unter der teilweisen Hinzuziehung externer Unterauftragnehmer statt. Die Aufteilung der Verantwortlichkeiten im Rahmen der Phase 2 können folgender Zusammenstellung entnommen werden.

Tab. 3.2 Arbeitsaufteilung im Rahmen der Phase 2

Phase	Zuständigkeit	Aufgabe	Bemerkung
2	Technical Staff (bspw. für Kapitel 6: Division of Safety Systems & Risk Assessment/Reactor Systems, Nuclear Performance and Code Review Branch)	Safety Review	Review entsprechend Standard Review Plan (NUREG-0800)
		Public Meetings, Audits	Klärung offener Fragen (RAIs*)/Technical Staff und Antragsteller
	Project Manager (bspw. EPR Projects Branch)	Organisation von Public Meetings und Audits, RAI-Status	
	Externer Unterauftragnehmer (Numark)	Technical Editing, Standardized Language Review	Entsprechend Style Guide der NRC, zusätzlich Plausibilitätsprüfung
	Project Manager und License Assistant (beide aus entsprechender Projects Branch)	Regulatory Review	Abschließende Prüfung auf Konformität mit dem Standard Review Plan und auf inhaltliche Klarheit (teilweiser Überlapp mit Aufgaben von Numark)
	Office of General Council (OGC)	Legal Review	Prüfung auf juristische Klarheit und Korrektheit
	Chapter Day: Treffen von Technical Staff und OGC unter der Leitung eines Project Managers zur Klärung von Kommentaren und mit dem Ziel der Abzeichnung und Freigabe des jeweiligen Kapitels durch OGC und alle beteiligten Branch Chiefs. Chapter Issuance: Nach Freigabe durch den Direktor der Division of New Reactor Licensing wird das jeweilige Kapitel an den Antragsteller und ACRS versandt.		
3	Project Manager	Organisation der Meetings mit ACRS	

*RAI: Request for Additional Information

Aufgrund der Unwägbarkeiten hinsichtlich des Personalbedarfs der kommenden Jahre soll die Zuarbeit durch externe Unterauftragnehmer in Zukunft verstärkt in Anspruch genommen werden. Ein weiteres Anwachsen der Personalstärke des Office of New Reactors ist demnach nicht vorgesehen. Die Durchführung der Arbeiten wird dabei zu ca. 2/3 innerhalb der NRC und zu ca. 1/3 durch externe Unterauftragnehmer erfolgen. Der gesamte Arbeitsaufwand für die Durchführung der Designzertifizierung des U.S.EPR wird auf ca. 100.000 Stunden geschätzt.

4 Laufende Genehmigungsverfahren

4.1 Stand der Genehmigungsverfahren

4.1.1 U.S. Evolutionary Power Reactor (U.S. EPR)

AREVA NP reichte am 11. Dezember 2007 seine Antragsunterlagen für die Zertifizierung des U.S. EPR ein. Nach einer Vorabprüfung der Antragsunterlagen auf Übereinstimmung mit den maßgeblichen Regeln wurde der Genehmigungsprozess mit der Herausgabe einer entsprechenden Zeitplanung am 26. März 2008 begonnen.

Zur Zeit des Einsatzes in der EPR Projects Branch des NRO befand sich das Verfahren vor Abschluss der zweiten Phase der detaillierten sicherheitstechnischen Überprüfung des Designs. Phase 1 endete am 28. Januar 2009. Insgesamt wurden durch die NRC bis zu diesem Zeitpunkt ca. 2600 Fragen in Form von RAIs gestellt. Davon stand zur Zeit des Einsatzes in der EPR Projects Branch noch für ca. 350 als Open Issues geführte Fragen die Klärung aus. Die Herausgabe des „SER with Open Items“ und damit das Ende der Phase 2 wurde nach damaliger Planung für den 30. Juni 2010 vorgesehen; dieser Termin hat sich aber zwischenzeitlich auf den 21. Dezember 2010 verschoben (Stand: November 2010). Die Herausgabe des „Final Safety Evaluation Reports“ (FSER) durch die NRC und damit der Abschluss der Phase 6 der technischen Überprüfung war ursprünglich für Mai 2011 vorgesehen, wurde aber bereits während des Zeitpunkt der Abstimmung auf September 2011 verschoben und liegt mittlerweile bei Dezember 2011.

Viele der Fragestellungen, die sich im Laufe des Genehmigungsverfahrens ergaben, bezogen sich auf den Ablauf und die Ausgestaltung des Verfahrens. Dazu zählte ins-

besondere die Frage nach der angemessenen Detailtiefe in den Antragsunterlagen. Die damals nicht abschließend geklärte Frage betraf den Umfang der Informationen, der als notwendig erachtet wird, um die Genehmigung für den Bau und Betrieb einer Anlage zu erteilen. Eng damit zusammenhängend war die Frage nach der konkreten Ausgestaltung der sogenannten „Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria“ (ITAAC).

Neben diese administrativen Punkte traten einige technische Fragestellungen, die den Schwerpunkt der damaligen Prüfungen bildeten. Für den U.S. EPR handelte es sich dabei primär um die folgenden Gebiete:

- Digital Instrumentation & Control,
- Sumpfsproblematik (GSI-191): Fasertransport und Downstream Effects,
- Containment Design: nicht-sicherheitsrelevante Containment-Sprühsysteme,
- Reactor systems: Analysemethoden zum Kühlmittelverluststörfall und zum Hüllrohrverhalten bei Hochabbrand,
- Auswahl wesentlicher strukturmechanischer Bauteile, für die bereits während der Designzertifizierung eine weitgehende Festlegung der Details vorgelegt werden soll.

Keiner dieser Bereiche wurde jedoch dahingehend als kritisch eingeschätzt, dass eine letztliche Zustimmung der NRC als grundsätzlich schwierig angesehen wurde.

Mit der Durchführung von ACRS Subcommittee Meetings zu den ersten Kapiteln des „Safety Evaluation Reports“ (SER) begann im November 2009 die Phase 3 des sicherheitstechnischen Überprüfungsverfahrens für den U.S. EPR. Für die Kapitel 2, 8, 10 und 12 des SER wurde Phase 2 Ende November 2009 abgeschlossen. Die entsprechenden Kapitel des SER sind generell öffentlich zugänglich. Erwähnenswert ist, dass für Kapitel 8 „Electric Power“ alle Fragestellungen zwischen der NRC und AREVA abschließend geklärt wurden und dieses Kapitel ohne Open Items in das externe Review durch das ACRS ging. Tabelle 4-1 gibt den damaligen Stand der einzelnen Kapitel wieder.

Tab. 4.1 Stand der einzelnen Kapitel des SER zum EPR-SDC im November 2009

FSAR Chapter		Completion	ACRS Meeting (Phase 3)
2	Site Characteristics	100%	Nov. 2009
8	Electric Power	100%	Nov. 2009
10	Steam and Power Conversion	100%	Nov. 2009
12	Radiation Protection	100%	Nov. 2009
4	Reactor	> 95%	Mär. 2010 , urspr. Feb. 2010
5	RC and Connecting System	> 95%	Mär. 2010 , urspr. Feb. 2010
11	RadWaste Management	> 70%	Mär. 2010
16	Technical Specifications	> 95%	Feb. 2010
17	QA and Reliability Assurance	> 95%	Feb. 2010
19	PRA and SA Evaluation	> 95%	Mar. 2010
3	Design of SSCs & Equipment	> 70%	Mai 2010
7	Instrumentation & Controls	> 70%	Mai 2010
9	Auxiliary Systems	> 70%	Mai 2010
18	Human Factors Engineering	> 60%	Mai 2010
1	Introduction and General Description	> 95%	Jul. 2010
6	Engineered Safety Features	> 60%	Jul. 2010
13	Conduct of Operations	> 60%	Jul. 2010
14	Verification Programs	> 60%	Jul. 2010
15	Transient and Accident Analyses	> 60%	Jul. 2010

Die wesentlichen noch offenen Fragestellungen bezogen sich auf Kapitel 7 und 15 des Final Safety Analysis Reports. Da die für diese Kapitel vorgesehenen Termine mit dem ACRS allerdings noch weiter in der Zukunft lagen, hatten die Verzögerungen zum damaligen Zeitpunkt keine Auswirkungen auf den geplanten Abschluss von Phase 3.

Hinsichtlich Kapitel 6 „Engineered Safety Features“ ergaben sich weitere Verzögerungen, die Auswirkungen auf den Abschluss von Phase 2 hatten. Der Grund dafür lag darin, dass der Test zum Druckverlust an den Sumpfsieben, der im Rahmen der GSI-191 Problematik durchgeführt wurde, fehlgeschlagen war. Dabei war weniger das Ergebnis nicht den Erwartungen entsprechend ausgefallen, sondern die Durchführung des Tests selbst, der nach Überlaufen des Versuchstanks abgebrochen worden war. Der Test war von AREVA als „inconclusive“ bezeichnet worden, d. h. ihm konnten keine Schlüsse entnommen werden.

Reference Combined Construction and Operating License

Für das Verfahren zur Ausstellung einer Combined Construction and Operating License (COL) für die geplante EPR-Anlage Calvert Cliffs wurden im Dezember 2009 erste Termine für Subcommittee Meetings des ACRS genannt. Der erste Termin stand für Kapitel 8 „Electric Power“ vom 18.-19. Februar 2010 an. Termine für die am weitesten zurückliegenden Kapitel – 1 „Introduction and General Description of the plant“, 2 “Site Characteristics“, 3 “Design of Structures, Systems and Components“ und 14 “Verification Programs“ – waren für Anfang 2011 geplant. Phase 1 wurde im Dezember 2009 als zu 88 % und Phase 2 zu 33 % abgeschlossen bezeichnet. Phase 1 des Environmental Review war bereits abgeschlossen und Phase 2 zu 77 % komplett.

4.1.2 Übrige Advanced LWR

Advanced Passive 1000 (AP1000) Amendment

Der von Westinghouse Electric (WE) entwickelte Reaktortyp AP1000 erhielt im Januar 2006 die Zertifizierung durch die NRC. Die Prüfung der eingereichten Antragsunterlagen startete im März 2002 und im September 2004 wurde der Final Safety Evaluation Report (als NUREG-1793 im Netz abrufbar) von der NRC herausgegeben. Der Zertifizierung lag das Design Control Document (DCD), Rev.15 zugrunde.

Im März 2007 beantragte WE die Zertifizierung einiger Designänderungen, die in Revision 16 des DCD festgeschrieben sind. Sie betreffen neben einigen Änderungen, die im Zuge der detaillierteren Designausführungen im Zusammenhang mit den COL Anträgen (Druckhalter, Seismische Analysen, Brennstoffdesign und I&C) aufkamen, die Übernahme einiger Punkte, die bisher als COL Information Items dem Verantwortungsbereich der Antragsteller für Combined Licenses überlassen waren (bspw. Radiation Protection Plans), sowie zu diesem Zeitpunkt freiwillige Maßnahmen im Zusammenhang mit der sich damals bereits abzeichnenden „Aircraft Impact Assessment Rule“. Die NRC nahm die technischen Prüfungen der Antragsunterlagen mit Herausgabe einer entsprechenden Zeitplanung am 15. Februar 2008 auf. Ende September 2008 brachte WE mit Revision 17 des DCD nochmals aktualisierte Antragsunterlagen in das Verfahren ein. Diese zum Zeitpunkt der Abstellung gültige Version schloss die Auflösung der in früheren Versionen für die Leitungssysteme, das Human Factor Engineering und den Bereich Instrumentation & Control angegebenen Design Acceptance Criteria (DAC) mit ein.

Die Phase 1 des sechsphasigen Ablaufes zur detaillierten sicherheitstechnischen Überprüfung des Designs wurde im September 2008 mit Herausgabe des „Preliminary Safety Evaluation Reports“ (PSER) von der NRC abgeschlossen. Das Ende von Phase 2 war zum Zeitpunkt der Abstimmung für Januar 2010 vorgesehen. Damals standen noch für ca. 100 als Open Issues geführte Fragen die Klärung aus. Bis zum Abschluss von Phase 2 reduzierte sich diese Zahl allerdings noch². Das Ende von Phase 6, das durch Herausgabe des Final Safety Evaluation Reports (FSER) definiert ist, wurde damals für Dezember 2010 erwartet.

Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR)

General Electric Hitachi (GEH) reichte am 24. August 2005 seine Antragsunterlagen für die Zertifizierung des ESBWR ein. Nach einer Vorabprüfung des Antrags auf Übereinstimmung mit den maßgeblichen Regeln wurde der Genehmigungsprozess mit der Herausgabe einer entsprechenden Zeitplanung am 9. Dezember 2005 begonnen.

Die Phase 3 der sicherheitstechnischen Überprüfung wurde Ende 2008 abgeschlossen. Insgesamt wurden durch die NRC ca. 6500 Fragen in Form von RAIs gestellt. Zum Zeitpunkt der Abstimmung befanden sich davon noch ca. 110 Fragen als Open Items in der Klärungsphase. Da jedoch keine grundsätzlichen Hindernisse bei deren Klärung gesehen wurden, wurde davon ausgegangen, dass alle noch offenen Punkte im aktuell maßgeblichen Zeitrahmen gelöst werden könnten. Die Herausgabe des Final Safety Evaluation Reports durch die NRC und damit der Abschluss der Phase 6 der technischen Überprüfung war ursprünglich für August 2010 vorgesehen, wurde aber zum Zeitpunkt der Abstimmung bereits auf November 2010 verschoben und liegt nach derzeitiger Planung (Stand: November 2010) bei Ende Januar 2011.

U.S. Advanced Pressurized-Water Reactor (US-APWR)

Mitsubishi Heavy Industries reichte am 31. Dezember 2007 seine Antragsunterlagen für die Zertifizierung des US-APWR ein. Nach einer Vorabprüfung der Antragsunterlagen auf Übereinstimmung mit den maßgeblichen Regeln wurde der Genehmigungsprozess mit der Herausgabe einer entsprechenden Zeitplanung am 10. März 2008 begonnen.

² Als Open Issues geführte Fragen, die sich bis Ablauf der Phase 2 nicht klären lassen, erscheinen in Phase 3 als Open Items.

Zum Zeitpunkt der Abstimmung befand sich das Verfahren in der zweiten Phase des in sechs Phasen untergliederten Ablaufes zur detaillierten sicherheitstechnischen Überprüfung des Designs. Insgesamt wurden in Phase 1 und 2 ca. 4500 Fragen in Form von RAIs gestellt und zum Zeitpunkt der Abstimmung stand noch die Klärung von ca. 60 als Open Issues geführten Fragen aus. Da hier jedoch keine grundlegenden Hindernisse gesehen wurden und die Kommunikation mit Mitsubishi als sehr gut bezeichnet wurde, war die Herausgabe des Final Safety Evaluation Reports durch die NRC und damit der Abschluss der Phase 6 der technischen Überprüfung weiterhin für September 2011 vorgesehen. An dieser Planung hat sich auch mit Stand November 2010 bisher nichts geändert.

4.1.3 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle gibt den Stand der Genehmigungsverfahren im Dezember 2009 sowohl für die Designzertifizierungen als auch die Neubauten mit Blick auf den Abschluss der technischen Überprüfungen und die Herausgabe des Final Safety Evaluation Reports wieder. Da die Zeitpläne für die Subsequent COL Applications zu diesem Zeitpunkt mit größeren Unsicherheiten behaftet waren, bzw. noch nicht vorlagen, werden zu diesen lediglich die eingereichten Anträge aufgelistet.

Tab. 4.2 Stand der Genehmigungsverfahren im Dezember 2009

	SDC	R-COLA	S-COLA
ABWR	zertifiziert 05/1997	FSER 09/2011 South Texas Project, TX (2 units)	
ESBWR	FSER 11/2010	FSER 02/2011 North Anna, VA (<i>Grundsatzentscheid des Antragsteller hinsichtlich Reaktortyp Dez. 2009</i>)	<ul style="list-style-type: none"> – Fermi, MI – Grand Gulf, MS (<i>suspended</i>) – River Bend, LA (<i>suspended</i>) – Victoria County, TX (<i>suspended</i>)
AP1000	FSER 12/2010	FSER 04/2011 Vogtle, GA (2 units)	<ul style="list-style-type: none"> – Bellefonte, AL (2 units) – Levy County, FL (2 units) – Shearon Harris, NC (2 units) – Turkey Point, FL (2 units) (<i>application submittal 06/2010</i>) – Virgil C. Summer, SC (2 units) – William States Lee III, SC (2 units)
U.S. EPR	FSER 09/2011	FSER 07/2012 Calvert Cliffs, MD	<ul style="list-style-type: none"> – Bell Bend, PA – Callaway, MO (<i>suspended</i>) – Nine Mile Point, NY (<i>suspended</i>) – TBD (Amarillo Power), TX (<i>not scheduled yet</i>)
US-APWR	FSER 09/2011	FSER 12/2011 Comanche Peak, TX (2 units)	

Anmerkung: Die Angaben decken sich teilweise nicht mit den auf der NRC Webpage gegebenen, da letztere nicht durchweg den aktuellen Stand widerspiegeln.

Der Grund für die Aussetzung von Genehmigungsverfahren lag in der Regel in ökonomischen Erwägungen der Antragsteller (bspw. Grand Gulf, River Bend) oder in internen Priorisierungen hinsichtlich der Personalressourcen der Antragsteller (bspw. Nine Mile Point: UniStar, Antragsteller sowohl für Nine Mile Point als auch Calvert Cliffs, hat beschlossen, sich zunächst auf den Abschluss seines R-COL Antrages zu konzentrieren).

4.2 Sicherheitstechnische Schwerpunktthemen der Verfahren

Im Folgenden werden sicherheitstechnische Aspekte aufgelistet, die während der jeweiligen Sicherheitsbegutachtungen im Rahmen der Designzertifizierungsverfahren für die verschiedenen Reaktortypen im Vordergrund standen bzw. stehen.

Technical und Topical Reports

Der besseren Verständlichkeit einiger Entscheidungen halber sei an dieser Stelle kurz auf den Unterschied zwischen Topical und Technical Reports hingewiesen. Während Technical Reports feste Bestandteile des FSAR sind und nur in dessen Kontext Bedeutung haben, sind Topical Reports für sich stehende, abgeschlossene Berichte, die Themen zum Inhalt haben, die generischer Natur sind bzw. mehrfach in voneinander unabhängigen Genehmigungsverfahren referenziert werden können. Beispiele hierfür sind vom Antragsteller verwendete Codes und Standards oder die Beschreibung des Defense-in-Depth Ansatzes von I&C Systemen. Aufgrund ihrer Eigenständigkeit durchlaufen Topical Reports ein eigenes Genehmigungsverfahren mit eigener Zeit- und Ressourcenplanung. In einigen Fällen entschieden sich Antragsteller daher dazu, einen Topical Report in einen Technical Report umzuwandeln, da dadurch weniger administrativer Overhead erforderlich ist und die Zeitplanung flexibler wird.

4.2.1 U.S. Evolutionary Power Reactor (U.S. EPR)

Die noch ausstehenden Fragen der Überprüfungen des Designs des U.S. EPR durch das technische Personal der NRC konzentrierten sich zum Zeitpunkt der Abstimmung auf die im Folgenden erläuterten Punkte. Teilweise hatten die Fortschritte bei der Klärung dieser Punkte erheblichen Einfluss auf die Dauer und den zeitlichen Ablauf des Genehmigungsverfahrens.

Chapter 15, Realistic Large Break LOCA Topical Report (ANP-10278P, Rev. 0, July 15, 2008)

Im Rahmen der Prüfung von Chapter 15 des eingereichten FSAR bemängelte die NRC folgende Punkte des im FSAR referenzierten Topical Reports:

- Mit RODEX3A durchgeführte Berechnungen ergaben zu niedrige Werte für die zentralen Brennstabtemperaturen und die gespeicherte Energie,
- Mit S-RELAP5 durchgeführte Berechnungen ergaben Oszillationen im Kerndurchfluss, die nicht physikalisch erklärbar waren, sowie eine zu frühe Wiederflutung des unteren Plenums,
- Der S-RELAP5 Code bildete darüber hinaus den Stickstoffeintrag nicht angemessen ab.

Die Position der NRC war in diesem Zusammenhang, dass sie bereit sei, die Sicherheitsüberprüfung unter Berücksichtigung eines entsprechenden Malus für die maximale Brennstabtemperatur (Peak Clad Temperature) abzuschließen. Da dies jedoch Konsequenzen für den späteren Betrieb eines U.S. EPR gehabt hätte, prüfte AREVA NP Möglichkeiten dies zu umgehen und beabsichtigte im Januar 2010 einen überarbeiteten Topical Report zur Überprüfung vorzulegen.

Im Rahmen eines Public Meetings am 8. Oktober 2009 tauschten die NRC und AREVA NP nochmals ihre jeweiligen aktuellen Standpunkte hinsichtlich des Topical Reports aus. AREVA NP lag daran, vor Start der abschließenden Rechnungen im Rahmen der Überarbeitung des Topical Reports den Standpunkt der NRC zu einigen Detailfragen zu klären. Der größte Teil des Public Meetings hatte vertrauliche Informationen des Antragsstellers zum Inhalt, so dass die Öffentlichkeit nach einem einleitenden Teil von den weiteren Diskussionen ausgeschlossen wurde. AREVA NP nannte damals den 8. Januar 2010 weiterhin als Zieldatum für den Abschluss der Überarbeitung des Topical Reports.

Chapter 4, Fuel Assembly Mechanical Design Topical Report (ANP-10285P, Aug 21, 2008)

Im Rahmen der Prüfung von Chapter 15 des eingereichten Final Safety Evaluation Reports bemängelte die NRC folgende Punkte des im FSAR referenzierten Topical Reports:

- Im Zusammenhang mit der strahlungsbedingten Ausdehnung von Steuerstabführungsrohren, die aus dem Material M5 gefertigt sind, bemängelte die NRC, dass das von AREVA NP verwendete Modell zu dessen Berechnung nicht mit ausreichender Datenbasis validiert und insbesondere die Dehnungshistorie des Materials nicht angemessen berücksichtigt gewesen sei.
Falls keine zufriedenstellenden Nachbesserungen erfolgen würde, würde die NRC für den U.S. EPR den von AREVA NP beantragten Zielabbrand nicht genehmigen, sondern eine Beschränkung auf 45 GWd/MTU vorschreiben.
- Der im genannten Topical Report verwendete Computercode COPERNIC verwendete keine aktuellen Daten zu Hüllrohrspannungen und unterschätzte möglicherweise die Abhängigkeit der Hüllrohrspannungen vom Abbrand.

AREVA NP legte zwischenzeitlich neue Testdaten vor, die einen Abbrand bis 55 GWd/MTU rechtfertigen sollten. Da die NRC der Argumentation von AREVA NP jedoch nicht folgte, war es vorauszusehen, dass dieser Punkt als Open Item in den PSER eingehen würde.

Chapter 6, GSI-191/ Sumpfsiebproblematik

Die zum Zeitpunkt der Abstellung von AREVA NP vorgelegten Test- und Analysedaten waren nach Einschätzung der NRC nicht angemessen, um die Problematik ausreichend zu erfassen. Hierbei wurde insbesondere auf die Bereiche „Chemical Effects“ und „Downstream Effects“ verwiesen. Zur Klärung der ausreichenden Berücksichtigung der GSI-191 Problematik im Design des U.S. EPR erfolgten mehrere Public Meetings und Audits, in denen sich AREVA NP u.a. bereiterklärt hatte, seine Testprotokolle vorab mit der NRC abzustimmen.

Bis Ende des Jahres 2009 sollten drei Testserien durchgeführt werden, und zwar zu den Bereichen:

- **Chemical Effects** (voraussichtlich letzte Oktober-/erste Novemberwoche)
In einem für den 27. Oktober stattfindenden Meeting sollten Einzelheiten zu Fragestellungen wie pH-Wert, Dauer der Tests, Messfrequenz und Berücksichtigung von Containmentbeschichtungen geklärt werden.
- **Downstream Effects** (voraussichtlich Anfang November)
Die Tests sollen im Zusammenhang mit den Tests der PWR Owners Group und bis auf die EPR spezifischen Brennelement-Dummies identisch zu diesen durchgeführt werden. Da diese Tests vor den Headloss und Bypass Tests durchgeführt werden sollten, prüfte die NRC insbesondere, ob die berücksichtigten Debris-Mengen als konservativ anzusehen seien.
- **Headloss and Bypass** (voraussichtlich Mitte oder Ende November)
Es bestanden noch Unklarheiten bezüglich des Quellterms und den damit verbundenen Annahmen zu Debriserzeugung, -transport und -absetzung. Details dazu sollten ebenfalls in dem für den 27. Oktober vorgesehenen Meeting geklärt werden.

AREVA NP erwartete ursprünglich, dass die GSI-191 Problematik im Rahmen der Untersuchungen des Office of Nuclear Regulatory Regulation (NRR), die für in Betrieb befindliche Anlagen durchgeführt wurden, gelöst werden könnte. In diesem Zusammenhang plante AREVA NP, in seinem Bericht einen Topical Report zu referenzieren, der

zum Zeitpunkt der Abstellung durch das NRR geprüft wurde. Obwohl über diesen voraussichtlich nicht vor Dezember 2009 abschließend entschieden würde, plante AREVA NP weiterhin, alle Testreihen bis Dezember abgeschlossen zu haben und einen umfassenden Bericht zur Berücksichtigung der GSI-191 Problematik im U.S. EPR Design vorzulegen. Diese Planungen realisierten sich aufgrund zahlreicher Testverzögerungen allerdings nicht.

Chapter 7, I&C Diversity and Defense-in-Depth Methodology Topical Report (ANP-10284, Nov 13, 2008)

Der von AREVA NP vorgelegte Topical Report wurde von der NRC mit der Begründung zurückgewiesen, dass die Mehrheit der von der NRC vorgeschlagenen Kriterien, die aus sicherheitstechnischer Sicht für eine Bestätigung ausreichend wären, nicht berücksichtigt waren. AREVA NP hatte daraufhin den Topical Report zurückgezogen und plante für Ende November die Vorlage eines Technical Reports zu dem Thema. Dieser sollte aufbauend auf Gesprächen, die mit der NRC Anfang September 2009 im Rahmen eines Public Meetings stattgefunden hatten, einen entsprechend überarbeiteten Ansatz zu den Analysen hinsichtlich Defense-in-Depth enthalten.

Chapter 7, AV42 Priority Actuation and Control Module Topical Report (ANP-10273P, Nov. 20, 2008)

Der von AREVA NP vorgelegte Topical Report wurde von der NRC mit der Begründung zurückgewiesen, dass AREVA NP die Qualität der Software nicht ausreichend nachgewiesen habe und die Kriterien zur Unabhängigkeit von sicherheitsrelevanten und nicht sicherheitsrelevanten I&C-Komponenten nicht erfüllt waren. AREVA NP zog den Topical Report zurück und plante, Ende Oktober 2009 einen Technical Report einzureichen, der ein neues Design für das „Priority Actuation and Control (PAC)“ Modul enthalten solle.

Chapter 6, Review of multi-node containment model

Der Umstand, dass der EPR für Auslegungsstörfälle keine aktiven Systeme zur Wärmeabfuhr aus dem Containment und Durchmischung der Containment-Atmosphäre vorsieht, bedarf nach Ansicht der NRC einer eingehenden Begründung. Ein entsprechender Technical Report von AREVA NP rief eine Reihe von Fragen hervor, deren Klärung zum Zeitpunkt der Abstellung noch nicht abgeschlossen war. Mitte Dezember 2009 beabsichtigte AREVA NP eine entsprechende Überarbeitung des FSAR, Kap. 6.2, vorzulegen.

Die noch offenen Fragestellungen betrafen dabei insbesondere folgende Punkte:

- Masse- und Energieaustrittsraten ins Containment nach Bruch einer Frischdampfleitung (Codes RELAP5 and GOTHIC),
- Ursprünglich hatte AREVA NP vorgesehen, in den Rechnungen das Containment-Modell nicht zu unterteilen. Auf Betreiben der NRC entschloss sich AREVA NP dann doch, ein Multi-Node Modell für das Containment zu verwenden,
- Die NRC empfahl, dass AREVA NP in seinen Berechnungen zur Containmentdurchmischung (CONVECT Code) alle Punkte des Regulatory Guide 1.206 berücksichtigen solle,
- Weitere Punkte betrafen Fragen nach der numerischen Diffusion im Code GOTHIC, Konservativität des Codes ICECON, Ablagerungen an Wärmetauschern und Fragen nach angenommenen Druckspeichertemperaturen.

4.2.2 Übrige Advanced LWR

Advanced Passive 1000 (AP1000) Amendment

- **Äußere Containmenthülle** (Shield Wall):

Die NRC hatte entschieden, dass das von Westinghouse zur Zertifizierung eingereichte Design hinsichtlich der äußeren Containmenthülle geändert werden müsste, da Westinghouse nicht zufriedenstellend nachweisen konnte, dass die komplette äußere Containmenthülle Auslegungsstörfallbedingungen standhalten kann (Pressemitteilung vom 15. Oktober 2009). Ferner forderte die NRC, dass dezidierte Tests durchzuführen seien, die nachweisen, dass die äußere Containmenthülle unter Auslegungsstörfallbedingungen seine Schutzfunktion erfüllen könne. Die NRC wies in ihrer Pressemitteilung abschließend darauf hin, dass zunächst grundlegende Ingenieursstandards erfüllt sein müssten, bevor weiter geprüft werden könne, ob die speziellen Bedingungen des NRC-Regelwerks erfüllt seien. Es war abzusehen, dass die Entscheidung der NRC zu Verzögerungen des Design Certification wie auch der Combined Operating License Verfahren führen würde.

Der Hintergrund der Problematik war und ist die von Westinghouse angestrebte modulare Bauweise, bei der vorgefertigte Betonstrukturen auf der Baustelle zusammengesetzt werden. Das Design zum Zeitpunkt der Abstellung sah dabei keinen verstärkten Stahlbeton (re-inforced concrete) vor, sondern lediglich unverstärkte Betonplatten.

- **Sumpfproblematik (GSI-191):** dieser Punkt war zum Zeitpunkt der Abstellung nach wie vor nicht abgeschlossen.
- **Detailausführung zum Rohrleitungssystem** (Ausführung der DAC zum Rohrleitungssystem),
- **Seismische Analysen:**
Zum Zeitpunkt der Abstellung war das Design nur für Standorte mit hartem Muttergestein zugelassen (hard rock), die Qualifizierung für weichen Untergrund (soft soil) erforderte weitergehende Analysen, insbesondere zur Kritikalität der im BE-Lagerbecken untergebrachten abgebrannten Brennelemente.

Economic Simplified Power Reactor (ESBWR)

- **Maximaler Druck im Containment:**
Da in diesem Design keine aktiven Druckabbausysteme vorhanden sind, verläuft der Druckabbau nach Störfällen und Unfällen anders als in bisher genehmigten Anlagen; daher stand u.a. diese Eigenschaft im Fokus der Überprüfungen.
- **Temperatur im Kontrollraum:**
In ähnlicher Weise führte die Tatsache, dass für den Kontrollraum keine sicherheitsrelevanten aktiven Wärmeabfuhrsysteme vorgesehen sind, zu vermehrtem Austausch zwischen den Gutachtern der NRC und dem Antragsteller.
- Weitere Punkte, die im Fokus standen, waren: Kritikalität abgebrannter Brennstäbe im Brennelementlagerbecken, das Design der Dampferzeuger sowie die Bestimmung der Sollwerte des Überwachungs- und Regelungssystems.

U.S. Advanced Pressurized-Water Reactor (US-APWR)

- **Departure of Nucleate Boiling (DNB) Analysen:** brennstoffspezifische Tests zur Thermohydraulik fehlten zum Zeitpunkt der Abstellung, waren aber in Planung.
- **Sumpfproblematik (GSI-191):** Tests zu Chemical und Downstream Effects waren bereits abgeschlossen, Tests zum Druckverlust zugesetzter Siebe (Headloss Testing) sollten bis Ende 2009 durchgeführt werden.
- **Gas Turbine Generator:** der als alternative Stromversorgung für den Notstromfall vorgesehene GTG ist für amerikanische Anlagen neu und erhielt daher vermehrte Aufmerksamkeit. Belastungstests sollten in absehbarer Zeit abgeschlossen werden.

- Die von Mitsubishi verwendeten **Codes für Analysen von Transienten und Unfällen** waren zum Zeitpunkt der Abstimmung nicht von der NRC genehmigt. Unabhängige Analysen für deren Verifikation und Validierung wurden während dieser Zeit durchgeführt.

4.3 Advanced Reactor Program

Das Advanced Reactor Program im Office of New Reactors war bereits zum Zeitpunkt der Abstimmung im Begriff, sich zu vergrößern und seine Tätigkeiten auszuweiten. Man erwartet für das Jahr 2012 Genehmigungsanträge bzw. vorbereitende Gespräche für Hochtemperaturreaktoren und kleine und mittelgroße Leichtwasserreaktoren. Entsprechende Posten sind im Finanzplan für das Jahr 2012 bereits enthalten. Die derzeitigen Arbeiten der NRC in Hinblick auf diese Reaktortypen fokussieren sich auf die Bereiche Regelwerk und Methoden der NRC. Das bestehende Regelwerk für die Genehmigung von Errichtung und Betrieb kerntechnischer Anlagen ist sehr stark auf große LWR ausgerichtet. Sowohl für nicht leichtwassergekühlte Reaktortypen als auch kleine LWR müssen das Regelwerk und der Standard Review Plan an die spezifischen sicherheitstechnischen Aspekte dieser Designs angepasst werden. Der Umfang notwendiger Arbeiten hierzu ist noch unklar. Darüberhinaus werden in Zusammenarbeit mit dem Office of Nuclear Regulatory Research (RES) neue sicherheitstechnische Fragestellungen im Zusammenhang mit diesen Reaktortypen identifiziert und Werkzeuge und Methoden für die Sicherheitsüberprüfung im Rahmen von Genehmigungsverfahren erarbeitet.

4.3.1 Fortschrittliche Reaktortechnologien

Die Gruppe der Small Modular Reactors umfasst derzeit integrierte Leichtwasserreaktoren, Hochtemperaturreaktoren und flüssigmetallgekühlte Reaktoren mit schnellem Neutronenspektrum. All diese Reaktortypen werden mit der Vorstellung vermarktet, sie als einzelne Module für den Aufbau mehrerer Module umfassender Kernkraftwerke zu verwenden. Sie werden daher vom „Department of Energy“ (DOE) auch als Small Modular Reactors (SMR³) bezeichnet. Obwohl einige der integrierten Leichtwasserreaktoren, wie der Integrated Modular Water Reactor (IMR) von Mitsubishi Heavy Industries, Sieden innerhalb des Reaktordruckbehälters zulassen, trifft dies nicht auf diejenigen

³ Von der IAEO hingegen wird das Akronym SMR für Small and Medium Sized Reactors verwendet.

Typen zu, für die in absehbarer Zukunft Anträge für die Zertifizierung durch die NRC erwartet werden. Diese werden daher von der NRC als integrierte Druckwasserreaktoren (iPWR) bezeichnet.

Tabelle 4-3 zeigt die derzeit von der NRC für Genehmigungsverfahren erwarteten SMR Reaktortypen sowie den voraussichtlichen Zeitpunkt der Antragstellung.

Gasgekühlte Hochtemperaturreaktoren

Unter dem Begriff „Next Generation Nuclear Plant“ (NGNP) fördert das DOE die Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren. Die Förderung umfasst nach derzeitigem Stand 40 Mio. USD und bezieht sich insbesondere auf die Antragstellung zum Erwerb einer Combined Construction Permit and Operating License.

Der vorgesehene Einsatzbereich dieser Reaktortypen sind zusätzliche Anwendungen neben der Stromerzeugung wie Meerwasserentsalzung und die Bereitstellung von Prozesswärme für die Mineralölindustrie.

Tab. 4.3 Für Antragstellung erwartete SMR Konzepte

Typ	Hersteller	Leistung	Kühlmittel	Licensing	Zeitplan*
<i>Gas-cooled High-Temperature Reactor</i>					
PBMR	PBMR Ltd.	165 MWe	Helium	Design Certification or Combined License	2012
GT-MHR	General Atomics	-/-	Helium		
Antares	AREVA NP	600 MWth	Helium		
<i>Small and Medium Sized LWRs</i>					
IRIS	Westinghouse Electric	335 MWe	Wasser	Design Certification	2012
NuScale	NuScale Power/Energy NW	40 MWe	Wasser	Design Certification	
mPower	Babcock & Wilcox	125 MWe	Wasser	Design Certification	
<i>Liquid Metal Reactors</i>					
PRISM	GE Hitachi	311 MWe	Natrium	Manufacturing License	-/-
4S	Toshiba	10 MWe	Natrium	Design Approval	
Hyperion	Hyperion Power Gener.	25 MWe	Blei/ Wismuth	Design Certification	

* Erwarteter Termin für Antragstellung

Drei Hersteller verfügen derzeit über Modelle, die diesem Reaktortyp entsprechen: Areva mit Antares, General Atomics mit dem Gas Turbine Modular Helium Reactor (GT-MHR) und PBMR Ltd. mit dem Pebble Bed Modular Reactor (PBMR). Der PBMR

war zum Zeitpunkt der Abstimmung in der Entwicklungsarbeit am weitesten fortgeschritten unter diesen drei Modellen. Inzwischen wurden die Arbeiten zu diesem Reaktortyp aufgrund von Finanzierungsproblemen allerdings vollständig eingestellt.

Da der Antares und der GT-MHR sich sehr ähneln und die Personalstärke der Entwicklungsabteilung von General Atomics im Nuklearbereich stark zurückgegangen ist, wird es als nicht unwahrscheinlich angesehen, dass Areva und General Atomics aufbauend auf den jeweiligen Arbeiten zum Antares und dem GT-MHR gemeinsam einen Hochtemperaturreaktor entwickeln werden.

Kleine und mittelgroße Leichtwasserreaktoren

Die Entwicklung klein- und mittelgroßer Reaktoren wird vom DOE als wichtig für die Zukunft der Nuklearindustrie angesehen. Die Vorzüge dieser Reaktortypen werden primär im ökonomischen Bereich gesehen. Obwohl bisher die Logik des „Economy of Scale“ zur Entwicklung immer größerer Anlagenkonzepte geführt hat, begünstigen geänderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen nach Ansicht des DOE mittlerweile kleinere Anlagengrößen. Die wesentlichen Faktoren sind dabei die bei diesen Anlagengrößen geringere Kapitalbindung zu Beginn der Projektphase und ein damit günstigeres Finanzierungsprofil sowie eine Vergrößerung der Herstellerbasis für Komponenten. Da bei diesen Reaktortypen insbesondere der Reaktordruckbehälter kleiner ausfällt als bei den gängigen Typen, würde die Beschränkung der Zuliefererbasis für große Anlagenteile auf derzeit zwei bis drei Hersteller wegfallen. Die Errichtung neuer Anlagen würde damit wesentlich günstigeren Rahmenbedingungen hinsichtlich Planbarkeit und Finanzierbarkeit unterliegen.

Kleine und mittelgroße flüssigmetallgekühlte Reaktoren

Hinsichtlich der Motivation gilt für diese Reaktortypen dasselbe wie für klein- und mittelgroße LWRs. In technischer Hinsicht und mit Bezug auf Sicherheitsaspekte ergeben sich aufgrund des anderen Kühlmittels hingegen eine Vielzahl technologischer und sicherheitstechnischer Unterschiede. Da diese Klasse von neuen Reaktortypen jedoch in der Priorität der NRC derzeit niedriger liegt als die zuvor genannten, wird darauf hier nicht weiter eingegangen.

4.3.2 Aspekte im Rahmen der Zertifizierung von SMR Designs

Einige Punkte, die sich im Rahmen der erwarteten Genehmigungsverfahren stellen, betreffen den modularen Aufbau eines Kernkraftwerks durch mehrere Reaktoreinheiten unter gemeinsamer Nutzung der übrigen Komponenten des Kraftwerks. Damit verbundene Fragestellungen sowie einige weitere wichtige Punkte stellen sich in gleicher Weise allen SMR Designs.

Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die folgenden Aspekte:

- **Human Factor Engineering**
 - Fortschrittliche Kontrollräume und Bedienung/Überwachung mehrerer Reaktoren von einem Kontrollraum aus,
 - Größe des Bedienpersonals für mehrere Module,
 - Größe des Bedienpersonals für kleine Einzelmodule.
- **Probabilistische Sicherheitsanalysen**
 - Mangelnde Betriebserfahrung,
 - Mangelnde Datenbasis für Zuverlässigkeitskennzahlen neuer Systeme,
 - Neuartige einleitende Ereignisse.
- **Betrieb**
 - Installierung neuer Module bei laufendem Betrieb,
 - Schwierigkeiten aufgrund der gemeinsamen Nutzung von Systemen durch mehrere Module,
 - Tests und Inspektionen neuartiger Reaktortypen während laufenden Betriebs (In-service Testing and Inspection).
- **Notfallschutz**
 - Quelltermbestimmung,
 - Abgeleitete, möglicherweise reduzierte, Anforderungen – insbesondere Festlegung der für den Notfallschutz maßgeblichen Zonen um die Anlage.

- **Sicherheitsbehälter**
 - Entscheidung, ob Containment oder Confinement gefordert wird,
 - Aircraft Impact.
- **Einwirkungen von innen und außen**
 - Nachbarschaft industrieller Anlagen, die durch das KKW unterstützt werden (Bsp. H₂-Erzeugung beim HTR),
 - Kernbeladung einzelner Module während gleichzeitigen Betriebs weiterer Module (Refueling of Multi-Module-Units).
- **Notwendigkeit von Prototypreaktoren**

Zur Vorbereitung der Strukturen, Abläufe und Methoden der NRC koordiniert das Advanced Reactor Program im Office of New Reactors derzeit entsprechende Arbeiten. Die Arbeiten gliedern sich in folgende Teilbereiche:

- Feststellung von Personalbedarf und Aktivitäten des DOE, der Hersteller und der NRC Vertragspartner (Contractor),
- Erstellung von unterstützenden Dokumenten (Template für den Safety Evaluation Report, Standard Review Plan, RegGuides),
- Training und Knowledge Management,
- Forschungsaktivitäten zur Beantwortung offener technischer Fragestellungen und Erstellung von Methoden für die Designuntersuchungen,
- Pre-application und Application Activities (Topical Reports, Policy Issues, Zeitplanung).

Ferner soll ein verstärkter Austausch mit maßgeblichen internationalen Programmen wie INPRO, MDEP, GNEP, Gen IV International Forum, relevanten Arbeitsgruppen der OECD-NEA sowie die Nutzung bilateraler Programme stattfinden.

Zum Punkt Forschungsaktivitäten erstellt das Office of Regulatory Research einen entsprechenden Plan, um den Forschungsbedarf, der aus dem Office of New Reactors zu erwarten ist, mit dem laufenden Forschungsprogramm des Office of Regulatory Research (RES) in Übereinstimmung zu bringen. Den überwiegenden Anteil des identifizier-

ten Forschungsbedarfs wird RES anschließend an externe Forschungseinrichtungen vergeben, hier vor allem die vom DOE geförderten National Research Labs.

5 Office of Nuclear Regulatory Research

Das Office of Nuclear Regulatory Research (RES) trägt die Verantwortung für das unterstützende Forschungsprogramm der NRC und steht in ständigem Kontakt mit den übrigen Offices der NRC und der Kommission. Es spricht Empfehlungen zum regulatorischen Vorgehen in Bezug auf sicherheitstechnische Fragestellungen aus, inklusive solche Fragen, die als „Generic Safety Issues“ geführt werden. In für die Sicherheit kerntechnischer Anlagen wichtigen Bereichen führt es Forschungstätigkeiten durch, um bestehende offene Fragestellungen oder Unsicherheiten aufzulösen.

In diesem Sinne erarbeitet das Office of Nuclear Regulatory Research aktuell bspw. die technische Basis für den als „risk-informed/performance-based“ bezeichneten Ansatz der Regulierung und arbeitet spezifische „Regulatory Guides“ aus, die potentiellen Antragstellern einen möglichen Weg vorgeben, die vom jeweiligen Regulatory Guide angesprochenen Anforderungen des NRC-Regelwerks zu erfüllen. Weiterhin wertet das Office of Nuclear Regulatory Research Betriebserfahrung aus und führt zu einzelnen Vorfällen vertiefte Analysen durch. Diese Tätigkeit schließt die Herausgabe von sogenannten „Accident Sequence Precursor (ASP)“ Reports ein, in denen das Risiko und die Bedeutung einzelner Vorfälle quantifiziert und ereignisübergreifende Trendanalysen durchgeführt werden.

Bei der Mehrzahl der durchgeführten Forschungstätigkeiten bedient sich das Office of Nuclear Regulatory Research routinemäßig der Zuarbeit externer Forschungsstellen. Es steht in diesem Zusammenhang in intensivem Kontakt zu den DOE-geförderten National Laboratories (bspw. Sandia NL, Idaho NL, Argonne NL) sowie zum industrieseitigen Forschungsinstitut, dem „Electric Power Research Institute“ (EPRI).

Das Office of Nuclear Regulatory Research umfasst die Bereiche „Division of Engineering“, „Division of Systems Analysis“ und „Division of Risk Analysis“. Da die Abstellung einen mehrmonatigen Einsatz in einer Abteilung der Division of Systems Analysis beinhaltet, wird diese im Folgenden näher beschrieben.

Division of Systems Analysis (DSA)

DSA ist verantwortlich für die Erarbeitung und Instandhaltung von experimentellen Datenbasen und numerischen Analysewerkzeugen, die vom Technical Staff der übrigen Offices der NRC für Analysen auf den Gebieten Kritikalitätssicherheit, Thermohydraulik, Schwere Störfälle, Quelltermbestimmung und Analyse von Unfallabläufen genutzt werden. Zu diesem Zweck plant DSA entsprechende Forschungsprogramme und überwacht deren Durchführung. Die Forschungsarbeiten werden in Zusammenarbeit mit Universitäten sowie nationalen und internationalen Forschungszentren durchgeführt.

Die vom DSA gepflegten Datenbanken und Analysetools beziehen sich sowohl auf in Betrieb befindliche Anlagen als auch auf Anlagen der Generation 3/3+ und fortschrittliche Reaktortypen, die häufig unter dem Begriff Generation 4 zusammengefasst werden. Die entwickelten Daten und Analysetools werden für unabhängige Analysen im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren eingesetzt.

Die Division of Systems Analysis beinhaltet die Abteilungen „Code Development Branch“, „Reactor Systems Analysis Branch“, „New and Advanced Reactors Branch“, „Health Effects Branch“, „Fuel and Source Term Branch“ und die „Special Projects Branch“. Die Abstellung beinhaltet einen Einsatz in der New and Advanced Reactors Branch.

New and Advanced Reactors Branch (NARB)

NARB erarbeitet Forschungspläne auf den Gebieten experimenteller und analytischer Forschung zu neuen und fortschrittlichen Reaktortypen und beaufsichtigt die Durchführung entsprechender Forschungsarbeiten. Es stellt dadurch die Bereitstellung der Infrastruktur sicher, die von den übrigen Offices der NRC für die Überprüfung und Beurteilung sicherheitstechnischer Fragestellungen im Rahmen der Zertifizierung neuer Reaktortypen benötigt wird.

6 Forschungspläne und -themen

6.1 Fortschrittliche Reaktortechnologien

Während des Einsatzes im Office of Nuclear Regulatory Research wurde an der Ausarbeitung von Forschungs- und Entwicklungsplänen der NRC für Hochtemperaturreaktoren und integrierte Druckwasserreaktoren mitgewirkt. Die sicherheitstechnischen Themen, die durch diese F&E-Pläne behandelt werden, werden im Folgenden dargestellt.

High Temperature Reactor (HTR)

Für Hochtemperaturreaktoren war der entsprechende Research and Development Plan bereits größtenteils fertiggestellt. Die thematischen Hauptpunkte sind hier:

- **Brennstoffcharakteristik und Spaltproduktverhalten**
 - Mechanisches Verhalten, Bestrahlungseffekte von Coated Particles,
 - Quelltermanalyse,
 - Spaltprodukttransport
- **Hochtemperaturmaterialien**
 - Versagensmechanismen von Hochtemperaturmaterialien
- **Graphitverhalten**
 - Schwellen, Ermüdung, Kriechen, Rissbildung,
 - Oxidation
 - Erosion, Staubbildung,
 - Beeinflussung des Kühlmittels durch Staubbildung
- **Anlagensicherheit**, insbesondere Thermofluidik, Neutronenphysik und Störfallanalyse
 - Wärmetransport,
 - Brennstoffgrenzwerte,

- Reaktorabschaltung und Kontrolle der Kritikalität,
 - Kritikalität bei der Herstellung von Brennstoff,
 - Radionuklidinventar, Quelltermanalyse,
 - Inhärente Reaktivitätsfeedbacks,
 - Ausfall der druckführenden Umschließung des Heliumkühlmittels,
 - Luft- und Dampfeintrag,
 - Spaltprodukttransport
- Sicherheitsfragen zu **Prozesswärmeanwendungen**
 - **Strukturanalyse** für Gebäudestrukturen, die hohen Temperaturen ausgesetzt sind
 - **Digital Instrumentation & Control**
 - **Human Factors**

Integrated Pressurized Water Reactor (iPWR)

Der größte Teil der Mitarbeit entfiel auf den Bereich der „Integrated PWR“. Diese sollen im Folgenden näher beschrieben werden.

Sowohl die Internationale Atomenergiebehörde (IAEO) als auch das Department of Energy (DOE) fördern vermehrt Forschungsarbeiten zu sogenannten kleinen und mittleren Reaktoren („Small and Medium Reactors“, SMRs). Nach Definition der IAEO gelten Reaktoren mit einer elektrischen Leistung bis zu 300 MWe als kleine und solche mit einer elektrischen Leistung zwischen 300 und 700 MWe als mittelgroße Reaktoren. Zurzeit werden weltweit zu mehr als 50 verschiedenen Reaktoren dieses Typs Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt (z. B. IRIS, NuScale, mPower, CAREM, 4S, SMART, PBMR). Dies schließt sowohl leichtwassergekühlte als auch flüssigmetall- und gasgekühlte Reaktortypen ein. Da flüssigmetall- und gasgekühlte Reaktoren bereits in eigenen aktuellen oder zurückliegenden Initiativen des DOE berücksichtigt sind, fasst das DOE unter dem Begriff SMRs die leichtwassergekühlten Varianten auf. Die NRC folgt dieser Einteilung und konzentriert sich aufgrund der gegenwärtigen Situation voraussichtlicher Genehmigungsanträge auf den speziellen Typ der integrierten DWR.

Integrierte DWR verzichten auf Hauptkühlmittelleitungen, indem sie alle Komponenten des Primärkreislaufes, d.h. Druckhalter, Kühlmittelpumpen und Dampferzeuger, im Reaktordruckbehälter integrieren. Dies bedingt einige Besonderheiten im Vergleich zu konventionellen LWR. Die folgende Übersicht zeigt einige der Argumente, die der Entwicklung der SMRs generell zu Grunde liegen sowie eine Auswahl der spezifischen sicherheitstechnischen Aspekte in Bezug auf integrierte DWRs.

Tab. 6.1 Besonderheiten von SMR und iPWR

SMR – GÜNSTIGE MERKMALE		
<i>Herstellung</i>	weniger große Komponenten, die geschmiedet werden müssen	Ausweitung der Herstellerbasis
		günstigere Transportkosten
		geringerer Anteil, der vor Ort fertiggestellt werden muss, damit effektivere QM-Maßnahmen möglich
<i>Finanzierung</i>	modulare Bauweise	geringere Anfangsinvestitionen, allgemein günstigeres Finanzierungsprofil
		genauere Berücksichtigung des Strombedarfs, weniger riskante Langzeitprognosen notwendig
		allgemein geringeres Finanzierungsrisiko
<i>Sicherheit</i>	niedrigere Leistungsdichte (sehr viel größeres Verhältnis von RDB-Oberfläche zu Leistung)	geringerer Quellterm pro Modul für evtl. Freisetzungen
		geringere Nachwärme – RDB kann von außen durch passive Systeme gekühlt werden
	ca. 5-fach höheres Wasservolumen bei gleicher Leistung	größere Wärmekapazität und größere Trägheit gegenüber Transienten
	Steuerstabantrieb innerhalb des RDB	Ausschluss von „rod ejection accidents“
	keine Kühlmittelleitungen	Ausschluss von großem KMV
IPWR - Sicherheitstechnische Besonderheiten		
<i>Instrumentierung und Prüfungen</i>	RDB-interne DE, DH, KMP	In-vessel Instrumentierung und Kalibrierung zur Messung und Überwachung von KMT, Druck und Durchsatz anspruchsvoll
		In-service Inspection und Testing anspruchsvoll
<i>Betriebs- erfahrung</i>	spezielle Helix-DE, integrierte DH, magnetgelagerte KMP, etc.	kaum vorhandene Betriebserfahrung
<i>Human Factors</i>	modulare Bauweise	ein Kontrollraum für mehrere Module
<i>Anlagenverhalten</i>	modulare Bauweise	größere Komplexität bei Anbindung mehrerer Module an einen Generator

Weitere Reaktortechnologien

Neben den genannten Arbeiten zu HTR und SMR verfolgt die NRC Aktivitäten zu weiteren fortschrittlichen Reaktorkonzepten, für die in naher Zukunft jedoch keine konkreten Schritte erwartet werden. Diese Reaktorkonzepte umfassen die weiteren vom Generation IV International Forum beschriebenen Konzepte, einen blei-/bismutgekühlten modularen Reaktor von Hyperion, verschiedene Reaktordesigns, die für den Verteidigungs- oder Raumfahrtsektor entwickelt werden, Spaltungs-/Fusionshybridreaktoren (z. B. Laser Inertial Fusion Engine, Laser Fusion-Fission Energy (LIFE) Project am Lawrence Livermore National Laboratory) sowie Fusionsreaktoren wie solche, die möglicherweise aus dem ITER-Projekt hervorgehen werden.

6.2 Risk-informed, Performance-based Decision-making

Im F&E-Plan zum High-Temperature Gas-Cooled Reactor (HTGR) findet sich u.a. der Punkt „Risk-informed and Performance-based approach“. Der F&E-Plan bezieht sich in dieser Hinsicht auf die Entwicklung eines geeigneten PSA-Modells für den HTGR. Dies gewinnt dadurch an Bedeutung, dass die Anforderungen an eine PSA im Rahmen des angestrebten Regelwerks für zukünftige Reaktoren anderen Typs als LWR deutlich steigen werden. Im Folgenden soll der Hintergrund zum entsprechenden Thema „Risk-informed and Performance-based Approach for Future Plant Licensing“ näher beleuchtet werden.

Das für die Genehmigung von Reaktoren maßgebliche Regelwerk 10 CFR Part 50 ist aufgrund der Historie der Entwicklung der Kernenergie in den USA sehr stark auf die Genehmigung großer Leichtwasserreaktoren ausgelegt. Für Reaktoren anderen Typs ergeben sich dadurch einige Ineffizienzen; es muss somit beispielsweise im Einzelnen geprüft werden, welche Regeln aus 10 CFR 50 für solch einen Reaktortyp überhaupt anwendbar sind, welche nicht bzw. nur mit Modifikationen anwendbar sind und in welchen Punkten, die die spezifische jeweilige Technologie mit sich bringt, neue Anforderungen gestellt werden müssen. In einigen Punkten bedarf es dabei grundsätzlicher Entscheidungen durch die Kommission der NRC. Um diese Situation zu verbessern, wurden im Hinblick auf die Genehmigung zukünftiger Nicht-LWR-Reaktoren Untersuchungen zu einer Alternative zu 10 CFR Part 50 begonnen. Diese soll als Standalone-Regelwerk ebenso wie Part 50 kompatibel mit den restlichen Abschnitten aus 10 CFR sein.

Die Ausarbeitung dieses Regelwerks wird beeinflusst durch die mit den Begriffen „Performance-based“ und „Risk-informed“ umrissenen Ansätze der Genehmigung und Aufsicht. Die entsprechenden Konzepte gehen zurück auf Grundsatzentscheidungen wie sie im Gesetz „Government Performance and Results Act“ von 1993 bzw. dem Weißbuch der NRC „White Paper on Risk-informed and Performance-based Regulation“ von 1999 beschrieben werden. Nach dem Gesetz von 1993 werden amerikanische Behörden angewiesen, ihr jeweiliges Regelwerk soweit möglich an Ergebnissen auszurichten und von einem übermäßig präskriptiven Ansatz abzurücken. Für die Nuklearaufsicht tritt daneben der Aspekt der Berücksichtigung der Risikorelevanz von Systemen, Abläufen und Komponenten bei der Durchführung der Genehmigung und Aufsicht. Die Risikoanalyse wird damit integraler Bestandteil des Designprozesses, der Genehmigungsprüfungen und der Aufsicht.

6.2.1 NUREG-1860 und Safety Policy Statements

In einer ersten Phase wurde die grundsätzliche Realisierbarkeit des beschriebenen Regelwerksansatzes untersucht. Die Ergebnisse wurden in der Studie NUREG-1860 „Feasibility Study for a Risk-Informed and Performance-Based Regulatory Structure for Future Plant Licensing“, die im Dezember 2007 in zwei Bänden veröffentlicht wurde, niedergelegt. Die laufende zweite Phase umfasst die Klärung notwendiger Stellungnahmen zu verschiedenen technischen und grundlegenden Fragestellungen, Entwürfe zu Anforderungen und Regelwerken, eine Pilotphase und Tests sowie die letztliche Umsetzung. NUREG-1860 ist ein sehr umfangreiches Dokument, das alle relevanten Aspekte im Detail beschreibt. Im Folgenden sollen einige grundsätzliche Inhalte daraus wiedergegeben werden.

Die Ausgangslage ist das Ziel eines alternativen Regelwerks zu 10 CFR Part 50 für die Genehmigung zukünftiger KKW, und zwar unabhängig von deren Technologie und unter Berücksichtigung eines mit den Begriffen Risk-informed und Performance-based umschriebenen Ansatzes. Das Regelwerk soll sowohl das Design entsprechender Anlagen als auch deren Errichtung und Betrieb berücksichtigen. Dabei integriert es deterministische und probabilistische Elemente, die auf jeweils maßgeblichen zurückliegenden Grundsatzentscheidungen (Safety Policy Statements) der NRC gründen. In dieser Hinsicht ist v.a. das „Commission Safety Policy Statement on Advanced Reactors“ von 1994 zu nennen, nach dem das Sicherheitsniveau fortschrittlicher Reaktortypen mindestens dem zu entsprechen hat, was durch die im „Safety Policy Statement: Safety Goals for the Operation of NPPs“ von 1986 niedergelegten Kriterien (Quantitative

Health Objectives) vorgegeben wird. Ferner wird gefordert, dass die Aspekte der Anlagensicherung, der Sicherheit und des Notfallschutzes integrale Bestandteile der genehmigungsrechtlichen Überprüfungen sein mögen.

Durch das neue Regelwerk erwartet man sich insbesondere folgende Vorteile gegenüber 10 CFR Part 50:

- **Risk-informed:** Größere Berücksichtigung von designspezifischen risikorelevanten Informationen für die Feststellung der Genehmigungsgrundlage, dadurch Fokussierung bei der Auswahl zugrunde zulegender PSA-Sequenzen und Sicherheitsanalysen auf diejenigen Aspekte, die die größte Bedeutung für die Sicherheit haben,
- **Performance-based:** Verstärkte Berücksichtigung des aktuellen und zurückliegenden Sicherheitsniveaus einer Anlage während des Betriebs als Kriterium für Maßnahmen der Aufsicht,
- **Technology-neutral:** Anwendbar auf beliebige Reaktortechnologie und damit Vermeidung aufwendiger und weniger vorhersagbarer Verfahren, um nicht-leichtwassergekühlte Reaktortypen gegenüber dem LWR-orientiertem Part 50 Regelwerk zu evaluieren.

Für den Erfolg dieses Ansatzes wird eine Reihe von Bedingungen angegeben. Zum einen steigen durch die verstärkte Bedeutung der PSA im Aufsichts- und Genehmigungsprozess deutlich die Anforderungen an ihre Qualität. Da PSA-Ergebnisse auch für die Durchführung von Inspektionen berücksichtigt werden, muss sie darüber hinaus über die gesamte Lebensdauer der Anlage hin auf einem aktuellen Stand gehalten werden („Living PSA“). Aufgrund der genannten Bedingungen werden neue Anforderungen an eine PSA gestellt, wie bspw. die Durchführung von Peer-Reviews und eine laufende Konfigurationskontrolle. Weiterhin gewinnt die Analyse der Ungenauigkeit von Ergebnissen und deren Abhängigkeit von schwankenden Eingabedaten an Bedeutung.

Hinsichtlich des Ansatzes „Performance-based Regulation“ werden ferner folgende Randbedingungen gestellt:

- Erstellung eines Rahmenwerks, das das aktuelle Sicherheitsniveau einer Anlage durch zuverlässig zu bestimmende Parameter wiedergeben kann und dadurch gewährleistet, dass die übergeordneten Sicherheitsziele erreicht werden,

- Messbare, berechenbare oder ableitbare Parameter, mit denen sich der Anlagenzustand und die Güte der Betriebsführung zuverlässig bestimmen lassen, können identifiziert werden,
- Es bestehen Sicherheitsmargen, die gewährleisten, dass ein Abfallen eines Parameters unter die vorgegebenen Grenzwerte nicht unmittelbar ein Sicherheitsrisiko repräsentiert,
- Betreiber erhalten Flexibilität darin, auf welche Weise die vorgegebenen Sicherheitsziele erfüllt werden.

6.2.2 Technische Umsetzung

Ein Grundgedanke der für neue Anlagen geltenden Genehmigungsgrundlage ist, dass sich die genehmigungsrechtlichen Anforderungen für zulässige Konsequenzen von Störungen des Anlagenbetriebs an deren jeweiligen erwarteten Häufigkeit orientieren. Der Ansatz verbindet damit Ergebnisse der PSA mit der Auswahl der für die Genehmigung zugrunde zu legenden Störfallsequenzen („Licensing Basis Events“, LBEs) sowie ferner der Sicherheitsklassifizierung der Komponenten, Systeme und Strukturen („Systems, Structures and Components“, SSCs). Die in Form einer PSA durchgeführte Risikoanalyse wird damit ein integraler Bestandteil des Design- und Genehmigungsprozesses, während in dem in 10 CFR Part 52 niedergelegten Genehmigungsverfahren keine direkte Verbindung zwischen der für die Genehmigung zugrunde gelegten Störfallsequenzen und der PSA besteht. Da die PSA über die Lebensdauer der Anlage aktuell gehalten werden muss, ist es grundsätzlich möglich, dass sich die Menge der LBEs im Laufe der Zeit ändern kann.

Für die Festlegung der Genehmigungsgrundlage (LBEs) wird zunächst eine PSA durchgeführt und die verschiedenen PSA-Sequenzen werden in vergleichbare Abläufe gruppiert. Für jede Gruppe wird eine repräsentative Sequenz ausgewählt, für die nachgewiesen werden muss, dass die Konsequenzen derart sind, dass die Sequenz unter Berücksichtigung ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit im erlaubten Bereich einer im Regelwerk verankerten „Frequency-Consequence“ Kurve liegt (F-C Kurve). Die F-C Kurve stellt einen stufenförmigen Verlauf dar, dessen einzelne Bereiche durch die in der folgenden, aus NUREG-1860 entnommenen Tabelle wiedergegebenen Werte bestimmt werden.

Tab. 6.2 Vorgaben für die Bestimmung der F-C Kurve

Dose Range	Frequency/yr.	Comment
1 mrem – 5 mrem	1E+0	5 mrem ALARA dose in 10 CFR 50 App. I
5 mrem – 100 mrem	1E-2	100 mrem/year public dose limit from licensed operation in 10 CFR Part 20
100 mrem – 1 rem	1E-3	1 rem/event off-site triggers EPA Protective Action Guidelines
1 rem – 25 rem	1E-4	25 rem/event triggers AO reporting and is limit in 10 CFR 50.34 and in 10 CFR Part 100 for siting
25 rem – 100 rem	1E-5	50 rem is trigger for deterministic health effects
100 rem – 300 rem	1E-6	threshold for early fatality exceeded
300 rem – 500 rem	5E-7	early fatality quite likely
> 500 rem	1E-7	early fatality very likely and curve is capped

PSA-Sequenzen werden ferner entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit (F) einem von drei verschiedenen Bereichen zugeordnet, zu denen jeweils über die gemäß der F-C Kurve erlaubten Dosiswerte weitere deterministische Anforderungen gestellt werden:

- **Frequent Events:** F größer oder gleich 10E-2
 - keine Auswirkung auf Brennstoffintegrität, Reaktorlebensdauer oder Annahmen, die in der Sicherheitsuntersuchung getroffen wurden
 - kein Versagen einer Barriere (abgesehen von derjenigen, die ggf. ein einleitendes Ereignis darstellt)
 - weiterhin mehr als eine Redundanz für Reaktorabschaltung vorhanden
 - weiterhin mehr als eine Redundanz für Nachwärmeabfuhr vorhanden
- **Infrequent Events:** F zwischen 10E-2 und 10E-5
 - kühlbare Geometrie der Brennstoffanordnung erhalten
 - Rückhaltefunktion des Containments erhalten
 - mindestens eine Redundanz für Reaktorabschaltung erhalten
 - mindestens eine Redundanz für Nachwärmeabfuhr erhalten
- **Rare Events:** F zwischen 10E-5 und 10E-7
 - keine zusätzlichen deterministischen Anforderungen

Eine weitere Nutzung der PSA-Ergebnisse betrifft die Sicherheitsklassifizierung von Systemen, Strukturen und Komponenten (SSCs). Alle SSCs, denen in der PSA nicht eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 1 zugeordnet wird und die innerhalb der PSA für die Erreichung eines sicheren Endzustandes benötigt werden, werden als „safety-significant“ bezeichnet, alle übrigen als „non safety-significant“. Die bisherige Einteilung in „safety-related“, „safety-significant“ und „important to safety“ entfällt.

LBEs müssen eine Sicherheitsmarge gegenüber der F-C Kurve aufweisen, um sicher im erlaubten Bereich zu liegen. Hinsichtlich fortschrittlicher Reaktoren, die vermehrt passive Systeme und inhärente Sicherheitsmerkmale nutzen, können Ergebnisse von PSA jedoch grundsätzlich nicht dieselbe Güte erreichen wie für LWR, zu denen bereits umfangreiche Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb vorliegen. Die Qualität der PSA weist ferner in verschiedenen Gebieten wie Feuer und EVA nach wie vor Einschränkungen auf. Ein weiterer Punkt, in denen Ergebnisse einer PSA einer großen Unsicherheit unterliegen, betrifft Aspekte der Anlagensicherung wie Sabotage, Anschläge oder Diebstahl. Aus den genannten Gründen ist daher neben dem Gebrauch der PSA der Ansatz der gestaffelten Sicherheitsebenen („Defense-in-depth“) auch im geplanten alternativen Regelwerk von zentraler Bedeutung, um Unsicherheiten zu berücksichtigen. Nach NUREG-1860 umfasst das Defense-in-depth (DiD) dabei folgende Grundsätze:

- **High-Level Struktur**

Es bestehen mehrfache Sicherheitsebenen („protective strategies“) gegenüber Störungen und deren Auswirkungen:

- Physischer Schutz
- Stabiler Betrieb
- Schutzsysteme
- Barrierenintegrität
- Schutzmaßnahmen

- **Low-Level Struktur**

Anwendung von DiD Prinzipien auf jede einzelne Sicherheitsebene, deterministische Kriterien um Unsicherheiten zu berücksichtigen:

- Maßnahmen gegen vorsätzliche wie unerwartete Vorkommnisse,
- Unfallprävention und –mitigation,

- wesentliche Sicherheitsfunktionen sind nicht von einem einzelnen Element des Designs, der Errichtung, Wartung oder des Betriebs abhängig,
- Unsicherheiten in SSCs und menschliche Fehlhandlungen werden durch geeignete Sicherheitsmargen berücksichtigt,
- Existenz eines Containments zur Rückhaltung unzulässiger Abgaben radioaktiven Materials,
- Standortwahl derart, dass Notfallschutzmaßnahmen durchführbar sind und die Sicherheit der Bevölkerung gewährleistet ist.

Zusätzlich wird die Forderung der funktionalen und physischen Trennung gestellt, um die Unabhängigkeit zwischen redundanten Komponenten, zwischen Komponenten und Effekten spezieller einleitender Ereignisse, zwischen Systemen oder Komponenten verschiedener Sicherheitsklassen sowie zwischen sicherheitsrelevanten und nicht-sicherheitsrelevanten Bestandteilen sicherzustellen.

6.2.3 Ausblick

Derzeit befassen sich die Arbeiten zu diesem Komplex mit der Klärung noch ausstehender programmatischer und technischer Fragen. Zu folgenden Punkten bedarf es möglicherweise der Klärung durch Grundsatzentscheidungen seitens der Kommission:

- Kumuliertes Risiko: nach dem Vorschlag in NUREG-1860 wird davon ausgegangen, dass die Grenzwerte der F-C Kurve sich auf einen Standort beziehen und nicht auf einen einzelnen Reaktor,
- Probabilistische Genehmigungsbasis,
- Anforderungen an das Containment,
- Notfallmanagement,
- Anforderungen für die Anlagensicherung.

Vergleicht man NUREG-1860 mit den von der WENRA Reactor Harmonization WG im Dezember 2009 herausgegebenen „Safety Objectives for New Power Reactors“ so zeigt sich der größte Unterschied darin, dass NUREG-1860 auf einen technologieneutralen Ansatz hinzielt. Fortschrittliche Leichtwasserreaktoren werden vollständig durch das bestehende Regelwerk 10 CFR Part 50 und 52 abgedeckt und hier wird auch kei-

ne Änderung erwartet. NUREG-1860 wird stattdessen im Hinblick auf eine Vielzahl potentieller Genehmigungsverfahren zu verschiedenen Nicht-LWR Anlagen entwickelt. Da sich entsprechende Schadensverläufe für diese sehr stark von denen für LWR unterscheiden werden, finden sich im anvisierten Regelwerk auch keine Begriffe wie „Core Damage Frequency“ (CDF) oder „Large Early Release Frequency“ (LERF). Maßgeblich sind lediglich die in den Safety Goals von 1986 niedergelegten Quantitative Health Objectives, die das individuelle Risiko für latente Todesfälle und frühe Todesfälle zugrunde legen. Ob hierfür, ähnlich wie für LWR in der Form der Größen CDF und LERF, für einzelne Reaktortypen möglicherweise spezifische Ersatzgrößen abgeleitet werden können, wird in NUREG-1860 nicht weiter verfolgt. Es wird aber davon ausgegangen, dass dies nicht auf technologieneutraler Basis erfolgen kann und damit außerhalb des angestrebten Regelwerks liegen wird.

6.3 Digital Instrumentation & Controls

Digitale Systeme finden zunehmend Einzug in bestehende Anlagen der Generation 2 und sind in noch größerem Maße vorgesehen für zukünftige Reaktoren der Generationen 3/3+ und 4. Da der Bereich Digital Instrumentation and Controls damit sowohl für in Betrieb befindliche Anlagen als auch neue Reaktortechnologien große Bedeutung hat und aus diesem Grund im Vorhaben explizit berücksichtigt wird, sollen im folgenden Auszüge aus dem „NRC Digital System Research Plan FY 2010 - FY 2014“ (ADAMS-Dokument ML052200484) gegeben werden, um darzulegen, welche Arbeiten die NRC derzeit auf diesem Gebiet schwerpunktmäßig verfolgt.

6.3.1 Safety Aspects of Digital Systems

Communications among plant-wide systems: Dieser Bereich befasst sich mit der Verknüpfung anlagenweiter DI&C Systeme untereinander und nach außen und stellt dabei insbesondere die folgenden Fragen:

- Wie können DI&C Systeme untereinander Daten austauschen, ohne dass entsprechende Kommunikationskanäle zu Schwachstellen in der übergeordneten Systemarchitektur führen?
- Wo liegen potentielle Schwachstellen hinsichtlich Fehleranfälligkeit, Fehlfunktionen oder absichtlichem Missbrauch?

- Welche Kommunikationspfade bestehen zwischen verschiedenen Anlagensystemen und zur Außenwelt, die einer Kontrolle unterliegen sollten?

Im Rahmen entsprechender Forschungsarbeiten soll u.a. folgendes geleistet werden:

- Erarbeitung eines generischen Modells eines anlagenweiten digitalen Netzwerks, das die genehmigungstechnischen Prüfungen hochintegrierter Protokolle zur Datenübertragung im Kontrollraum sowie sicherheits- und nicht-sicherheitsrelevanter DI&C Systeme unterstützen soll.
- Erarbeitung einer NUREG-Veröffentlichung zum Thema Protokolle zur Datenübertragung und Prüfkriterien für den Datenaustausch zwischen Sensoren/Aktuatoren und Kontroll- und Sicherheitssystemen sowie zwischen verschiedenen Sicherheitsdatenkanälen.
- Regulatorische Leitlinien zur Charakteristik von DI&C Netzwerken, die eine angemessene Verlässlichkeit, Redundanz und Unabhängigkeit von Datenkanälen sicherstellen.

Safety Assessment of Tool Automated Processes: Arbeiten hierzu sollen eine Lücke füllen in der Regulierung von automatisierten Werkzeugen zur Erstellung und Qualitätsprüfung digitaler Systeme, wie sie u.a. für die Verifikation und Validierung von Software und zur Erstellung von Lastenheften eingesetzt werden. Während ein Fehler im direkten Design eines digitalen Systems sich auf das betroffene System beschränkt, wird sich ein Fehler in einem automatisierten Werkzeug, das zur Generierung oder Prüfung digitaler Systeme eingesetzt wird, potentiell auf alle von ihm erstellten oder geprüften Systeme auswirken. Ein Fehler wird sich dabei in noch stärkerem Maße auswirken, wenn er eine Technologie betrifft, die sowohl dem automatisierten Werkzeug zur Erstellung digitaler Systeme als auch demjenigen zu ihrer Prüfung zugrunde liegt. Im Falle, dass kommerziell geschützte Systeme eingesetzt werden, kann ein möglicher Fehler darüber hinaus schwer oder gar nicht zu identifizieren sein, falls nicht die gesamte Spezifikation dieser Systeme vorliegt.

Im Rahmen entsprechender Forschungsarbeiten soll u. a. folgendes geleistet werden:

- Erarbeitung einer NUREG-Veröffentlichung, aufbauend auf einer Durchsicht gängiger Verfahren, Programmiersprachen und automatisierter Werkzeuge zur Erstellung von DI&C Sicherheitssystemen, einschließlich einer Einschätzung der Schwachstellen dieser Werkzeuge.

- Regulatorische Leitlinien zur Bereitstellung von Akzeptanzkriterien und Nachweisführung anhand von Betriebserfahrung beim Einsatz von automatisierten Werkzeugen zur Erstellung digitaler Systeme.

Development of Benchmark and Reliability Data: Obwohl großer Aufwand betrieben wird, um durch rigorose Qualitätsprüfung während der Erstellungsphase von Softwareprogrammen Fehler in diesen zu vermeiden, lassen sich Fehler nicht ausschließen. Ziel dieses Forschungsbereiches ist es, absichtlich Fehler in digitale Systeme einzubringen, um zu ermitteln, wie robust die Systeme sind und wie empfindlich sie auf vorhandene zufällige Fehler reagieren.

Im Rahmen entsprechender Forschungsarbeiten soll u.a. folgendes geleistet werden:

- Erarbeitung einer Methode zur Durchführung von Prüfungen der Ausfallsicherheit digitaler Systeme,
- Erarbeitung einer NUREG-Veröffentlichung, die die technische Basis dieser Methode und die Methode selbst beschreibt.

Integrated Plant and DI&C System Modeling: Hier soll ein Modell digitaler Sicherheitssysteme erarbeitet und dieses in vorhandene Reaktorsicherheitscodes zur Stör- und Unfallanalyse integriert werden. Das Modell soll die Auswirkungen von Ausfällen oder Fehlern digitaler Sicherheitssysteme auf das Anlagenverhalten genauer untersuchen und weitergehend auch als Input für PSA-Modelle sowie die Validierung von digitalen Systemen verwendet werden. Gemeinsam mit dem Modell soll eine entsprechende Dokumentierung erstellt werden.

Analytical Assessment of DI&C Systems: Dieser Bereich konzentriert sich auf die deterministische Untersuchung von Ausfallmechanismen in DI&C Systemen. Komponentenausfälle sollen näher untersucht werden in Hinblick auf den exakten Vorgang und mögliche Ausfallkaskaden. Gerade in Bezug auf systematische Ausfälle sind vorhandene Kenntnisse der Ausfallmechanismen ungenügend und bisherige Informationen aus der Betriebserfahrung liegen in der Regel nicht in der Form vor, die notwendig wäre, um zu einem besseren Verständnis dieser Mechanismen beizutragen. Dies liegt häufig an der schlechten Vergleichbarkeit verschiedener Systeme teils unterschiedlichen Alters und voneinander abweichender Einsatzbedingungen. Daher soll in einem ersten Schritt ein Inventar aller verwendeten digitalen I&C Systeme und Komponenten samt Klassifizierung und Charakterisierung angelegt werden, um sinnvolle Auswertungen von Betriebserfahrung auf diesem Gebiet zu unterstützen. In einem weiteren

Schritt sollen auch Systeme, die in fortschrittlichen Reaktortechnologien zum Einsatz kommen werden, sowie solche, die außerhalb der Nuklearindustrie verwendet werden, berücksichtigt werden. Für software-intensive DI&C Systeme sollen typische Ausfallmechanismen identifiziert und deren Auswirkungen auf die restlichen Systeme, die Anlage und die Betriebsmannschaft modelliert werden. Dies schließt sowohl die von der NRC bereits genehmigten Sicherheitsplattformen wie Westinghouse Common Q und Areva-NP TXS ein, wie auch neue hochintegrierte Systeme sowie neue Arten von Komponenten oder Technologie wie programmierbare Gate Arrays oder Mikroprozessoren. Die Ergebnisse sollen in einer Reihe von NUREG-Veröffentlichungen dokumentiert werden.

Digital System PRA: In diesem Bereich sollen Methoden, analytische Werkzeuge und regulatorische Leitlinien entwickelt werden, die in Genehmigungsverfahren zur Einschätzung des Risikos digitaler Systeme verwendet werden können. Hierbei sollen insbesondere Modelle digitaler Systeme für den Einsatz in probabilistischen Sicherheitsanalysen erstellt werden. Bisher ist der als „risk-informed“ bezeichnete Ansatz der Regulierung für digitale Systeme noch nicht zufriedenstellend entwickelt worden, was in erster Linie auf einen fehlenden Konsens hinsichtlich der Zuverlässigkeit digitaler Systeme zurückgeführt wird. Die NRC befasst sich insbesondere mit der Quantifizierung der Zuverlässigkeit von Software und prüft derzeit vorhandene Methoden, die für diesen Zweck eingesetzt werden. Entwicklungsbedarf für PSAs digitaler Systeme wird darüber hinaus insbesondere auf folgenden Gebieten gesehen: Modellierung von Mechanismen wie eigenständige Fehlererkennung, Rekonfiguration und Prozessüberwachung, bessere Datengrundlage für das Versagen von Hardware, GVA digitaler Komponenten, Software GVA über Systemgrenzen hinweg, Modellierung quantitativer Unsicherheiten und menschliches Versagen im Hinblick auf digitale Systeme. Im Rahmen der Arbeiten soll auch ein Workshop stattfinden, auf dem die argumentative Basis („philosophical basis“) für die Modellierung von Softwareausfällen in einem Zuverlässigkeitsmodell erörtert werden soll. Darüber hinaus sollen NUREG-Veröffentlichungen die wichtigsten Ergebnisse der Arbeiten festhalten.

Diagnostics and Prognostics: Digitale Systeme, inklusive Software basierter Systeme, werden zunehmend auch für die Überwachung des Betriebs und Zustands von sicherheitsrelevanten Komponenten eingesetzt. Unsicherheiten in diesen Diagnose- und Prognosesystemen müssen daher gut verstanden und beherrschbar sein. Im Rahmen entsprechender Forschungsarbeiten soll eine NUREG-Veröffentlichung zu Prüfverfahren und Kriterien von D&P Anwendungen und selbsttestenden Eigenschaften von digitalen Systemen erstellt sowie entsprechende Leitlinien herausgegeben werden.

6.3.2 Security Aspects of Digital Systems

Security of Digital Platforms: Dieser Bereich befasst sich mit den Schwachstellen von DI&C Systemen gegenüber Attacken, die die IT-Sicherheit eines Systems betreffen. In diesem Forschungsfeld sollen Maßnahmen zur Vermeidung solcher Attacken oder Abschwächung ihrer Auswirkungen entwickelt werden. Bisher fordert der Standard Review Plan (NUREG-0800), dass eine Kommunikation von nicht-sicherheitsrelevanten Komponenten in Richtung sicherheitsrelevanter Komponenten ausgeschlossen ist, zieht aber nicht explizit absichtliche Versuche in Betracht, ein Sicherheitssystem durch eine Cyberattacke außer Kraft zu setzen. Um diese Lücke zu schließen, sollen entsprechende regulatorische Leitlinien entwickelt werden.

Network Security: Dieser Bereich nimmt sich der Netzwerksicherheit an und schließt dabei die IT-Sicherheit drahtloser Kommunikationssysteme („Wireless Networks“) ein. Es sollen entsprechend Maßnahmen zur Vermeidung von Cyberattacken oder zur Abschwächung ihrer Auswirkungen entwickelt werden. Die Arbeiten werden als wichtig für zukünftige Reaktoren wie auch für Modernisierungsmaßnahmen von in Betrieb befindlichen Anlagen angesehen. Im Rahmen dieser Arbeiten sollen neben einer NUREG-Veröffentlichung zu den Schwachstellen in der IT-Sicherheit drahtgebundener und drahtloser Netzwerke regulatorische Leitlinien für die Identifizierung möglicher Schwachstellen und zur Durchführung entsprechender Analysen herausgegeben werden.

Security Assessments of EM/RF Vulnerabilities: Da digitale Systeme möglicherweise anfälliger gegenüber elektromagnetischen oder durch Radiowellen übertragene Störungen durch entsprechende Waffen sind, werden Arbeiten durchgeführt, um diesen Bereich unter Berücksichtigung andauernder Weiterentwicklungen genauer zu erforschen. Die Ergebnisse werden sich ebenfalls in NUREG-Veröffentlichungen und entsprechenden regulatorischen Leitlinien niederschlagen.

6.3.3 Advanced Nuclear Power Concepts

Advanced Reactor Instrumentation: Fortschrittliche Reaktorkonzepte wie Hochtemperaturreaktoren, flüssigmetallgekühlte Reaktoren, aber auch die integrierten LWR, stellen neue Anforderungen an die Instrumentierung. In entsprechenden Forschungsarbeiten sollen diese Anforderungen und potentielle Sicherheitsfragen untersucht und

in Form von NUREG-Veröffentlichungen und regulatorischen Leitlinien veröffentlicht werden.

Advanced Reactor Controls: Ein wichtiger Teilbereich entsprechender Forschungsarbeiten sind Kontrollsysteme für Anlagen, die mehrere Reaktoren nutzen, sogenannte multimodulare Anlagen. Darüber hinaus werden fortschrittliche, in Kontrollsystemen eingesetzte Algorithmen untersucht. Es wird erwartet, dass für fortschrittliche Reaktor-konzepte, insbesondere multimodulare Anlagen, seitens der Hersteller ein Ansatz verfolgt wird, der auf höhere Automatisierung der Prozesse und damit verringerte Aufsicht durch das Anlagenpersonal setzt. Die höhere Automatisierung im Rahmen solcher fortschrittlicher Kontrollsysteme soll dabei u. a. das An- und Abfahren und den Betriebswechsel der Anlage umfassen. Wie auch in den anderen Bereichen sollen die Ergebnisse dieser Arbeiten in die Veröffentlichung von NUREG-Dokumenten und Leitlinien einfließen.

Emerging Technologies: Die NRC prüft darüber hinaus ein weites Spektrum von im Entstehen begriffenen, vor der Einführung stehenden oder bereits etablierten Technologien im Bereich DI&C auf möglichen notwendigen Forschungsbedarf hinsichtlich seiner sicherheitstechnischen Relevanz. Ergebnisse werden in regelmäßigen NUREG-Dokumenten veröffentlicht und in Workshops diskutiert.

Dabei bedient sich die NRC insbesondere Kooperationen mit einer Vielzahl von Institutionen, wie u.a. den nachstehenden:

- Electric Power Research Institute (EPRI)
- International Atomic Energy Agency
- Software Engineering Institute
- Halden Reactor Project
- National Science Foundation
- National Academy of Sciences
- NASA Mission-critical SW Development Teams (u.a. Jet Propulsion Laboratory)
- Private Industrie außerhalb der Kernenergie (Luft- und Raumfahrt und Rüstungsindustrie, Automobilbranche, Medizinische Anwendungen)

6.3.4 Arbeiten innerhalb MDEP

Innerhalb des „Multinational Design Evaluation Programme“ (MDEP) beschäftigen sich zwei Gruppen mit Fragen der Sicherheit digitaler I&C Systeme: zum einen die „Technical Subgroup DI&C“ der EPR Design Working Group und zum anderen die „DI&C Issue Specific Working Group“.

Die Technische Untergruppe der EPR Design WG konzentriert ihre Arbeiten derzeit auf die Bereiche:

- Unabhängigkeit von I&C Systemen, v.a. im Bereich Datenkommunikation,
- IT-Sicherheit,
- Detaillierungsgrad von Designspezifikationen,
- Defese-in-Depth/Diversität und
- Verifizierung und Validierung von Software.

Neben dem Erkenntnisgewinn zu den einzelnen Themenfeldern ist dabei ein weiteres Ziel der Gruppe, den vertretenen Regulierungsbehörden nach außen hin ein gemeinsames Auftreten zu aktuellen sicherheitskritischen Fragen im Bereich DI&C zu ermöglichen. Insbesondere zu folgenden Punkten wurde bereits eine gemeinsame Position von den Regulierungsbehörden Finnlands, Frankreichs, Großbritanniens und der USA eingenommen:

- **Standardisierung** der digitalen I&C Systeme der in den verschiedenen Ländern gebauten EPR-Anlagen,
- Reduzierung des Grades an **Komplexität** der I&C Systeme:
Die Gruppe hat dieses Thema zur Berücksichtigung durch die MDEP Digital I&C Issue Specific WG vorgeschlagen, da davon ausgegangen wird, dass es für alle zukünftigen neuen Reaktortypen Bedeutung haben wird.
- **Unabhängigkeit** verschiedener Systeme **der Datenkommunikation** voneinander.
- **Embedded Digital Devices:**
Eine Vielzahl von Komponenten wie Dieselgeneratoren, Lastschaltern oder Kühlsystemen wird zunehmend mit digitalen Komponenten zur Steuerung oder Kontrolle einzelner Teilschritte ausgestattet. Hier ergeben sich u.a. Fragen nach deren Design, Qualitätssicherung und Bedeutung für die Sicherheit der Anlage bei Ausfall

solcher Komponenten. Bisher liegen hierzu nur wenige oder keine Regularien und Leitlinien vor. Da dieses Thema alle zukünftigen Reaktortypen betreffen wird, wurde es ebenfalls zur Berücksichtigung durch die MDEP Digital I&C Issue Specific WG vorgeschlagen.

6.4 Human Factors und NUREG/CR-6947

Der Bereich Human Factors ist in großem Maße von Weiterentwicklungen der digitalen Leittechnik betroffen. Aber auch sonstige Veränderungen in der Reaktortechnologie wirken sich auf den Bereich Human Factors aus und stellen neue Anforderungen an alle wesentlichen Aspekte des sicheren Betriebs eines KKW. Dabei sind neben der eigentlichen Betriebsführung auch die Instandhaltung der Anlage, die Qualifizierung des Personals, das Störfall- und Notfallmanagement sowie das Design und die Konstruktion der Anlage betroffen. Die NRC hat in Zusammenarbeit mit dem Brookhaven National Laboratory relevante Sicherheitsfragestellungen und entsprechenden Forschungsbedarf zu diesen Themen identifiziert und in den Berichten „BNL Tech Report No. 79947-2008“ und „NUREG/CR-6947“ niedergelegt. Im Folgenden sollen die wesentlichen Ergebnisse zusammenfassend dargestellt werden.

Der NUREG-Bericht gliedert die Untersuchungen nach folgenden Bereichen:

- Rolle von Personal und Automatisierung,
- Personal und Training,
- Betriebsführung, Stör- und Notfallmanagement,
- Management von Instandhaltung und Veränderungen,
- Anlagendesign und Konstruktion,
- Methoden und Werkzeuge des Human Factor Engineerings.

Nach systematischer Untersuchung der einzelnen Bereiche in Hinblick auf die Auswirkungen von technologischen Änderungen auf den Bereich Human Factors sowie Weiterentwicklungen des Bereichs Human Factors selbst werden alle identifizierten Fragestellungen nach vier verschiedenen Prioritätsstufen kategorisiert.

Bei den Fragestellungen der höchsten Priorität handelt es sich u. a. um die folgenden:

Priorität 1:

- Grad der Automatisierung
- Betriebsführung im Zustand eingeschränkter Funktionalität der I&C Systeme
- Design und Prüfung digitaler Systeme und Software
- Betriebserfahrung und Lessons Learned
- Validierung integrierter Systeme
- Performance-based Methoden
- Computergestützte Prozeduren
- Schnittstellen zu automatisierten Abläufen
- Modellierung und Messung der Güte von Teamarbeit
- Designprozess für aggregierte High-Level Schnittstellen
- Design der Informations-, Kontroll- und Alarmsysteme
- Evaluierung der Auswirkungen fortschrittlicher Systeme
- Methoden zur Unterstützung der frühzeitigen Berücksichtigung möglicher Fehlhandlungen während der Designphase
- Überwachung von Sensoren und Anlagenzustand
- Zunahme von Komplexität und schwer durchschaubaren Abläufen

Nachfolgend werden diejenigen Themen der Kategorien 2-3 wiedergegeben, die in engem Bezug zu fortschrittlichen Reaktoren der Generationen 3/3+ und IV stehen:

Priorität 2:

- Unerwartete Auswirkungen neuer Technologien
- Verfügbarkeit von Betriebserfahrung für Reaktoren der Generation 3
- Diagnose- und Prognoseverfahren zum Anlagenzustand

Priorität 3:

- Reduzierte Stärke des Betriebspersonals
- Neue Risiken/Gefahren
- Kontinuierlicher Brennstoffwechsel
- Modulare Anlagen
- Auswirkungen unterschiedlicher Reaktivitätskoeffizienten und/oder erhöhter Kernleistung
- Vereinfachte Methoden der Instandhaltung
- Anforderungen im Zusammenhang der Schmelzestabilisierung außerhalb des Reaktordruckbehälters nach einem Kernschmelzeunfall

Priorität 4:

- Passive Sicherheitssysteme
- Modulare Konstruktionsweise

Einige der genannten Themen sollen im Folgenden näher erläutert werden.

Grad der Automatisierung

Mögliche negative Auswirkungen sind zum einen die Erschwernis für das Betriebspersonal, sich ein Bild von den Abläufen in der Anlage zu machen, da die Automatisierung, die teilweise mehrere Teilschritte in einzelnen Schritten integriert, insgesamt zu mehr Komplexität führt. Weiterhin wird möglicherweise die Aufmerksamkeit gegenüber kritischen Situationen geschwächt und allgemeine Nachlässigkeit aufgrund eines zu hohen Vertrauens in automatisch ablaufende Prozesse gefördert. Von sehr hoher Bedeutung sind darüber hinaus Probleme, die beim notwendigen Übergang zu manueller Kontrolle infolge des Ausfalls einer Automatik auftreten können.

Betriebsführung im Zustand eingeschränkter Funktionalität der I&C Systeme

Dieser Bereich lässt sich weiter untergliedern in die Teilbereiche Fehlererkennung, Übergang zu Backup-Systemen und Teamwork. Neue digitale Informationssysteme zeigen zu einem großen Teil aggregierte Informationen an. Dies erschwert in einigen Fällen die Fehlererkennung, insbesondere wenn Fehler nicht zu einem Totalausfall des

betroffenen digitalen Systems führen. Bei erkanntem Ausfall eines digitalen Systems muss das Betriebspersonal auf manuelle Kontrolle umschalten. Da sich die manuelle Kontrolle u.a. in der Art der Informationsdarbietung und Automatisierung deutlich von dem Arbeitsumfeld digitaler Systeme unterscheidet, führt diese Umstellung zu besonderen Anforderungen an die Betriebsmannschaft. Davon betroffen ist auch die Zusammenarbeit des Personals, da zu erwarten ist, dass digitale Systeme zu weniger aktiver Zusammenarbeit führen werden. Besondere Bedeutung hat die Umstellung auf manuelle Kontrolle im Bedarfsfall für zukünftige Generationen von Reaktorfahrern, da diese durch den zunehmenden Einsatz digitaler Systeme weniger geübt im Umgang mit manuellen Prozeduren sein werden.

Design der Informationssysteme

Der Gefahr des Überangebots an Information im Kontrollraum, das mehr Verwirrung als Nutzen bringt, muss entgegengewirkt werden. Fortschritte in Datenbanken, Methoden der Informationsextrahierung (Data Mining) sowie Suchalgorithmen können hier Abhilfe schaffen. Grundsätzlich stellen sich hier Fragen nach der generellen Nutzbarkeit von Daten und Informationen, der Aufteilung von Verantwortung zwischen Mensch und Maschine und der Möglichkeit, dass das Betriebspersonal durch ein Überangebot an Daten den Überblick verliert.

Reduzierte Stärke des Betriebspersonals

Die für Reaktortypen der Generation III+ und noch mehr der Generation IV vorgesehene zunehmende Vereinfachung des Designs und Zunahme automatisierter Abläufe werden die Hersteller als Argument nutzen, um die Stärke des Betriebspersonals und damit verbundene Kosten zu senken. Dies wird sich nicht nur auf die bloße Stärke des Personals, sondern insgesamt auf die Betriebsabläufe auswirken. Hiervon sind Multi-block- oder sogenannte modulare Anlagen in besonderer Weise betroffen. Die zu erwartenden Änderungen werden dabei alle Bereiche, d.h. die Betriebsführung wie auch die Instandhaltung, die Personalorganisation und die Anlagensicherung betreffen. Ein mögliches Modell setzt dabei auf Dezentralisierung. Das Betriebspersonal vor Ort überwacht eine Reihe hochautomatisierter Prozesse und greift nur gelegentlich in den Ablauf ein, um Betriebswechsel einzuleiten oder Instandhaltungsarbeiten durchzuführen. Die Verantwortung für andere Maßnahmen wird dabei durch ein Team von Spezialisten wahrgenommen, das nur bei Bedarf auf die Anlage kommt oder Aufgaben aus der Ferne über entsprechende IT-Systeme ausführt. Die Verantwortung für die Handhabung von Stör- und Unfällen würde ebenfalls hochspezialisierten Teams übertragen.

Da diese Krisenteams sich ausschließlich mit der Bewältigung von Stör- und Unfällen befassen würden, könnten sie darin ein höheres Maß an Erfahrung erlangen als Betriebsmannschaften, die sowohl für den normalen Anlagenbetrieb als auch die selten auftretenden Stör- und Unfälle verantwortlich sind. Aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit eines Stör- oder Unfalls könnten einzelne Krisenteams für mehrere Anlagen verantwortlich sein, was wiederum insgesamt zu einer Abnahme der übergeordneten Stärke des Betriebspersonals führen würde. Da sich die Aufbauorganisation des Betriebspersonals auf eine Vielzahl von Aspekten des sicheren Anlagenbetriebes auswirkt, müssen entsprechende Vorschläge ausgiebig auf ihre sicherheitsrelevanten Implikationen hin untersucht werden. Dazu zählt bspw. die Frage, inwieweit die Leistungsfähigkeit externer Krisenterms negativ durch unvermeidbare Unterschiede im Detail der einzelnen Anlagen vor Ort beeinflusst würde.

Instandhaltungskonzept

Für den Bereich der Instandhaltung sind mehrere Änderungen denkbar. Aufgrund des zunehmenden Einsatzes digitaler Systeme werden auch mehr und mehr Instandhaltungsarbeiten über digitale Systeme, d.h. unter Verwendung von Workstations durchgeführt werden. Aus HF-Sicht ist dabei insbesondere zu gewährleisten, dass während Wartungsarbeiten die Zusammenarbeit von Wartungspersonal und Reaktorfahrern fehlerfrei abläuft und Reaktorfahrer stets darüber informiert sind, welche Systeme durch die Wartung möglicherweise Einschränkungen unterliegen. Ferner ist zu erwarten, dass das Betriebspersonal anhand digitaler Diagnosewerkzeuge vermehrt in erste Maßnahmen der Fehlererkennung und –behebung eingebunden werden, wenn solche sich in digitalen Systemen zeigen. Bis Expertenteams auf der Anlage eingetroffen sind oder sich von außen zugeschaltet haben, muss das Betriebspersonal zunächst den weiteren Betrieb gewährleisten oder angemessen auf Störungen reagieren. Einige Designs sehen darüber hinaus vor, dem Betriebspersonal grundsätzlich mehr Verantwortung zu übertragen, da vereinfachte Designs dies ermöglichen sollen.

Modulare Anlagen

Eine modulare Anlage bezeichnet ein Kernkraftwerk, das mehrere Reaktoren (Module) umfasst, die verschiedene Systeme und Ressourcen der Anlage gemeinsam nutzen und möglicherweise von einem gemeinsamen Kontrollraum geführt werden. Um Flexibilität in der Betriebsführung sicherzustellen, werden sich die verschiedenen Module gelegentlich in verschiedenen Betriebs- und Wartungszuständen befinden. Beim gemeinsamen Betrieb von einem Kontrollraum aus stellt dies erhöhte Anforderungen an

Kommunikationssysteme und Personal. Dies trifft in besonderer Weise auch auf den Fall zu, dass einzelne Module nacheinander der Anlage hinzugefügt werden – eine Vorgehensweise, deren Möglichkeit als wichtiges Argument für den Betrieb modularer Anlagen gesehen wird. Inbetriebnahmetests neuer Module und die Fahrweise bereits vorhandener Module müssen dabei klar getrennt sein. Einige dieser Problemstellungen und besonderen Anforderungen sind bereits von Doppelblockanlagen bekannt.

Modulare Errichtungsweise

Die vermehrte Fertigung von Anlagenteilen in Produktionsstätten der Hersteller und anschließendes modulares Zusammensetzen auf dem Anlagengelände könnte dazu führen, dass das zukünftige Betriebspersonal weniger mit der Anlage vertraut ist, als dies bisher der Fall war, wo das Anlagenpersonal in größerem Maße in die Abläufe der Errichtung der Anlage, wie Komponenten- und Inbetriebnahmetests, involviert war.

Passive Sicherheitssysteme

Aus HF-Sicht stellen sich in Bezug auf passive Sicherheitssysteme v.a. Fragen nach der Verifizierung des anforderungsgerechten Ansprechens im Bedarfsfall und der Überwachung des geforderten Ablaufes.

Insgesamt muss beachtet werden, dass eine genaue Kenntnis von sicherheitstechnischen Aspekten des Bereiches Human Factors von großer Bedeutung sowohl für den Bereich der digitalen Leittechnik als auch die Durchführung von probabilistischen Sicherheitsanalysen ist.

6.5 Zuverlässigkeit passiver Systeme

6.5.1 Übersicht

Im Rahmen einer Kooperation zu fortschrittlichen Reaktortechnologien zwischen der NRC und dem Massachusetts Institute of Technology (MIT) befasst sich das MIT auch mit der Zuverlässigkeit passiver Sicherheitssysteme. Im Folgenden sollen aus einem Fortschrittsbericht des MIT zu diesem Thema einige Aspekte zusammengestellt und Referenzen zu entsprechender Fachliteratur gegeben werden.

Laut Definition der IAEO sind passive Systeme nicht oder nur in sehr begrenztem Maße auf externe Stromversorgung oder menschliches Eingreifen angewiesen. In TECDOC-

626 von 1991 teilt die IAEO passive Systeme entsprechend nachfolgender Tabelle in vier verschiedene Kategorien ein.

Tab. 6.3 Kategorien passiver Systeme (IAEO)

Kategorie	Beschreibung	Beispiel
A	Barrieren und statische Strukturen	Hüllrohre, Rohrleitungen, Sicherheitsbehälter
B	Bewegliche Medien, keine beweglichen Komponenten	Kühlsysteme, die auf Naturumlauf zurückgreifen
C	Bewegliche Medien und bewegliche Komponenten	Druckspeicher mit Rückschlagklappen, passive Impulsgeber
D	Aktive Auslösung/passive Ausführung	Schwerkraftgetriebene Steuerstäbe mit aktiver Auslösung

Die Kategorien B und C haben in jüngster Zeit die meiste Aufmerksamkeit auf sich gezogen und zahlreiche Reaktordesigns nutzen Systeme dieser Art, einschließlich der Reaktortypen AP1000 von Westinghouse Electric und ESBWR von General Electric.

Ein Vorteil passiver Systeme wird in ihrer potentiell höheren Zuverlässigkeit gegenüber aktiven Systemen gesehen. Auf der anderen Seite stehen jedoch Bedenken hinsichtlich der grundsätzlichen Prüfbarkeit der Zuverlässigkeit passiver Systeme, dies umso mehr als bisher kaum entsprechende Betriebserfahrung gesammelt werden konnte. Die überlegene Zuverlässigkeit passiver Systeme wird dementsprechend nicht als gegeben angesehen und es werden vermehrte Anstrengungen unternommen, diese genauer zu untersuchen.

Als funktionale Schwachstelle passiver Systeme werden die vergleichsweise geringen Antriebskräfte (Schwerkraft, Konvektion, etc.) gesehen, da dies dazu führt, dass die Ausführung einer passiven Sicherheitsfunktion dazu neigt, empfindlich auf Störungen oder Abweichungen des Anlagenzustandes zu reagieren. Durch diesen Umstand kommt auch alterungs- oder betriebsbedingten Änderungen wie bspw. Ablagerungen in Rohrleitungssystemen eine größere Bedeutung zu, da diese sich über einen veränderten Strömungswiderstand negativ auf die Funktion von passiven Sicherheitssystemen, die auf Naturkonvektion beruhen, auswirken kann. Im Extremfall kann eine Sicherheitsfunktion dadurch komplett ausfallen, obwohl keinerlei Komponente im klassischen Sinne versagt hat. Man spricht in diesem Zusammenhang daher von funktionalem Versagen gegenüber Komponentenversagen. Neben diesen Ursachenkomplex, den man zusammenfassend mit dem Vorhandensein von ungünstigen Anfangs- und/oder Randbedingungen beschreiben kann, tritt bei den Kategorien B und C das Einsetzen ungünsti-

ger thermohydraulischer Phänomene. Obwohl diese Probleme nicht auf passive Sicherheitssysteme beschränkt sind, haben sie für diese aufgrund der geringeren Sicherheitsmargen infolge der geringen Antriebskräfte größere Bedeutung. Im Folgenden werden einige thermohydraulische Phänomene aufgelistet, die sich auf die Leistung passiver Sicherheitssysteme negativ auswirken können:

Thermische Stratifizierung

Die thermische Schichtung, die in größeren wassergefüllten Behältern auftritt, wirkt sich insbesondere auf die natürliche Konvektion aus und kann darüber die Kapazität von Wärmetauschern in Becken und ferner die Wärmekapazität größerer Pools negativ beeinflussen. Zahlreiche Systeme, wie sie im AP1000, ESBWR oder Kerena verwendet werden, sind hiervon potentiell betroffen.

Carryover und Carryunder

Diese Phänomene betreffen fortschrittliche Siedewasserreaktoren, in denen die traditionellen Dampfabscheider weggelassen sind. Im Frischdampf mitgerissene Wassertropfen können die Turbinenschaufeln erodieren und Dampfblasen, die im rückfließenden Wasser mitgerissen werden, setzen die durchschnittliche Kühlmitteldichte und damit die Antriebskräfte der natürlichen Konvektion herab.

Nicht-kondensierbare Gase

Die Herabsetzung der Kondensation durch Anwesenheit nicht-kondensierbarer Gase wirkt sich u.a. auf die Wärmeabfuhr aus dem Containment beim AP1000 und vergleichbaren Konzepten aus.

Gegenströmung

Viele der neuen, passiven Konzepte zur Kernkühlung beruhen auf dem schwerkraftgetriebenen Einströmen von Kühlmittel in den möglicherweise überhitzten Kern. Der Druckverlust beim Gegenstrom von Kühlmittel und austretendem Dampf erhält hierbei aufgrund der Begrenzung der maximalen Einflussrate eine besondere Bedeutung.

Strömungsinstabilitäten

Systeme, die natürliche Konvektion nutzen, sind aufgrund der engen Kopplung zwischen hydrodynamischen Prozessen und dem Wärmeaustausch besonders anfällig für Strömungsinstabilitäten. Diese wiederum können sich in mechanische Schwingungen

übertragen und damit zu höheren Belastungen für Bauteile sorgen. Über die Kopplung von Thermohydraulik und Neutronenphysik im Kern kann es ferner zu Leistungsschwingungen kommen, die insbesondere Einfluss auf den maximalen Wärmefluss („Critical Heat Flux“, CHF) haben. In fortschrittlichen Reaktortypen, die Systeme zur schnellen Druckentlastung des Primärkreises vorsehen, kann es ferner zu Phänomenen wie „Flashing“ und „Geysering“ kommen.

6.5.2 MIT-Studie

Das MIT hat verschiedene Methoden zur Abschätzung der Zuverlässigkeit passiver Systeme bewertet. Hinsichtlich des Aufstellens eines in der PSA üblichen Fehlerbaums wird eine grundsätzliche Schwierigkeit darin gesehen, zu berücksichtigende einleitende Ereignisse verlässlich zu definieren. Versucht man ein funktionales Versagen einer passiven Sicherheitsfunktion auf das Versagen oder die Degradierung einzelner Komponenten zurückzuführen, so stellt sich die Schwierigkeit, geeignete Parameter und Werte für diese zu finden. Fällt ein System bspw. durch das verstärkte Zusetzen einer Rohrleitung aus, so wird der genaue Wert für eine zu hohe Degradierung dieser Leitung auch noch von weiteren Systemparametern und dem weiteren Anlagenzustand abhängen. Dies führt insgesamt dazu, dass sich innerhalb eines entsprechenden Fehlerbaums komplexe Abhängigkeiten zwischen seinen einzelnen Elementen ergeben können. Unabhängig von dieser Schwierigkeit wird eine weitere Einschränkung bei diesem Ansatz darin gesehen, Sicherheit darüber zu erlangen, alle Versagensmechanismen eines passiven Systems zu kennen. Aus diesem Grund wurden vom MIT neben dem klassischen PSA-Ansatz weitere Versuche zur Abschätzung der Zuverlässigkeit passiver Systeme bewertet. Diese sollen hier nicht im Einzelnen aufgeführt werden. Es soll aber angemerkt werden, dass eine der vom MIT bewerteten Studien (Paganini et al., 2005) zu der Schlussfolgerung gelangt, dass passive Sicherheitssysteme aufgrund epistemischer Unsicherheiten und damit verbundener herabgesetzter Sicherheitsmargen in Einzelfällen weniger zuverlässig sein können als aktive Systeme. Daraus leiten die Autoren ab, dass passive Sicherheitssysteme in noch größerem Maße von Redundanzen profitieren können als aktive Sicherheitssysteme.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Wie eingangs beschrieben war die Zielsetzung der Abstellung, Informationen zur Vorgehensweise der U.S.NRC im Bereich der Genehmigung neuer Reaktoren zu gewinnen und entsprechende Kontakte zu Experten herzustellen, die auch nach dem Zeitraum der Abstellung genutzt werden können. In diesem Zusammenhang ist es als äußerst positiv zu bewerten, dass die Kollegen der NRC als sehr offen und hilfsbereit wahrgenommen wurden und sich für die Beantwortung von Fragen immer gerne Zeit nahmen. Dies schloss Sachverständige wie leitendes Management gleichermaßen ein. Es konnte damit über die Dauer der 14-monatigen Abstellung ein weitverzweigtes Netzwerk von Kontakten zu Sachverständigen und leitenden Angestellten der Büros Office of New Reactors, Office of Nuclear Regulatory Research und Office of International Programs aufgebaut werden.

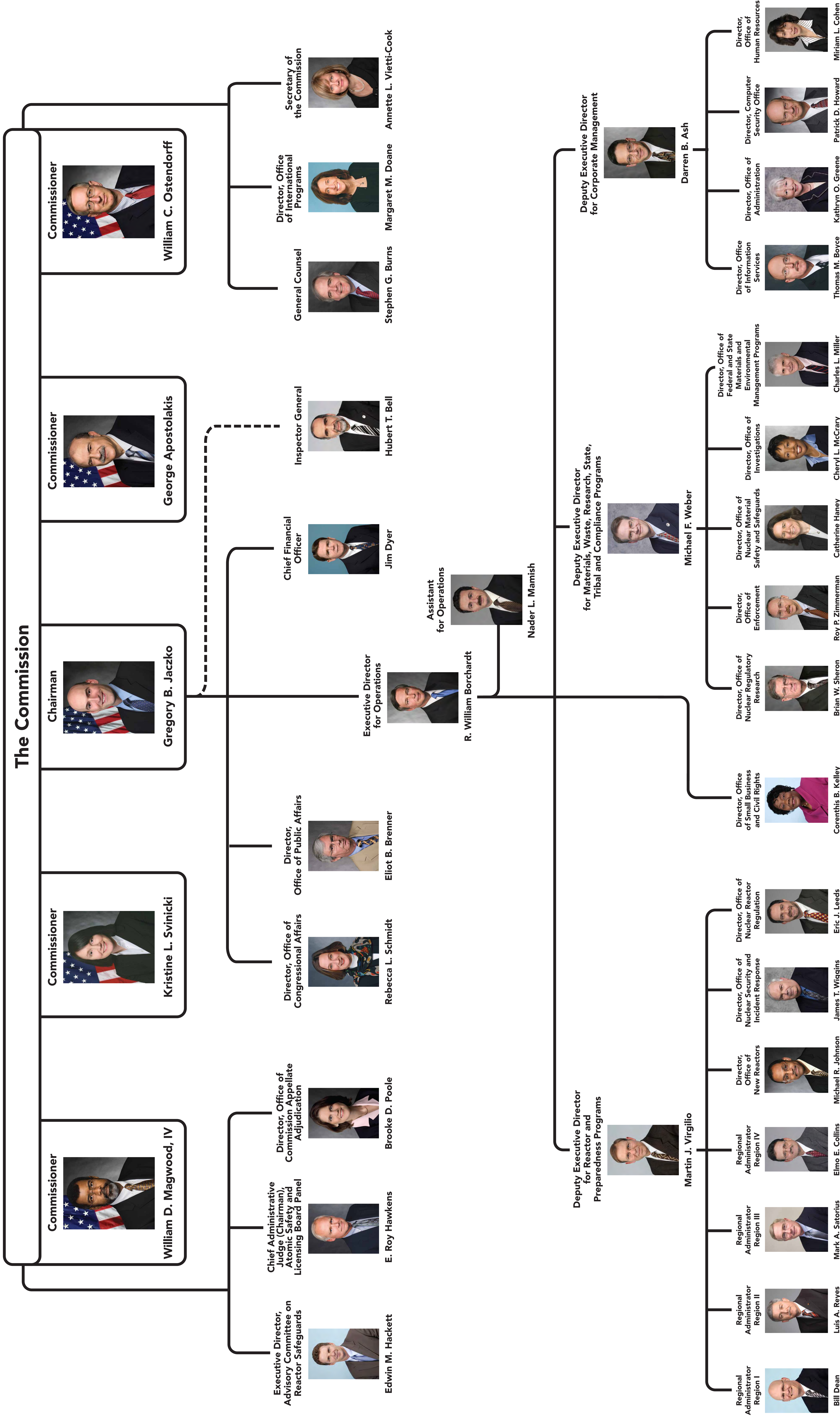
Dieser Umstand ermöglichte es, sowohl die Grundzüge als auch einige Hintergründe und Feinheiten der Genehmigungsverfahren im Detail kennenzulernen und über den aktuellen Stand der Verfahren stets gut informiert zu sein. Darüber hinaus konnte ein weitreichender Einblick in aktuelle Forschungsaktivitäten der NRC auf dem Gebiet neuer Reaktortechnologien gewonnen werden. Dabei werden es die gewonnenen Kontakte auch in Zukunft ermöglichen, bei Bedarf schnell hilfreiche und weiterführende Informationen zu aktuellen Fragestellungen aus Sicht der NRC zu erhalten.

Die Einsatzorte der Abstellung waren so gewählt, dass ein möglichst umfassender Überblick zu den Aktivitäten der NRC im Zusammenhang mit neuen Reaktoren erlangt werden konnte. Aufbauend auf den guten Erfahrungen und unterstützt durch die gewonnenen Kontakte wird nun mit Beginn zum 1. Januar 2011 eine weitere Abstellung eines Mitarbeiters der GRS stattfinden. Dabei wird der Schwerpunkt der kommenden Abstellung nunmehr ein anderer sein. Für sie ist der Einsatz in der „Division of Safety Systems and Risk Assessment“ im Office of New Reactors vorgesehen und ihre Arbeitsinhalte werden in höherem Maße technisch-wissenschaftlicher Natur sein. Nachdem die in diesem Bericht beschriebene Abstellung neben Arbeitspaket 4 durch die für das NRO erfolgte Mitarbeit im Multinational Design Evaluation Program (MDEP) insbesondere auch Arbeitspaket 3 zugutekam, wird damit die im kommenden Jahr anstehende Abstellung vermehrt auch Arbeitspaket 2 des Vorhabens unterstützen.

Anlagen

Anlage 1:	Diagramm Organisation der NRC	A-1
Anlage 2:	Security Plan	A-2
Anlage 3:	Organigramm Bereiche und Abteilungen des Office of New Reactors der NRC	A-5

U.S. Nuclear Regulatory Commission



ANNEX 3

SECURITY PLAN
FOR THE ASSIGNMENT OF FOREIGN REGULATORY AGENCY EMPLOYEE,
DR. FLORIAN JANSEN, TO THE NRCPurpose

The purpose of this Security Plan is to describe the procedures to be used to control access by Florian Jansen to classified and sensitive unclassified information.

Background

Florian Jansen, an employee of the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety's (BMU) Technical and Scientific Support Organization, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS), will be on assignment to the U.S. Nuclear Regulatory Commission for twelve months, beginning on Wednesday, July 1, 2009. He will be assigned to the Office of New Reactors (NRO). In NRO, Dr. Jansen will work in the Division of New Reactor Licensing (DNRL), Evolutionary Power Reactor (EPR) Projects Branch (NARP). Dr. Jansen will have hands on experience with the licensing process for new reactors, including the Standard Design Certification of the U.S. EPR. Dr. Jansen may also participate in training courses at the NRC Professional Development Center and at the Technical Training Center.

Protection of Information

Dr. Jansen will not have need for, nor will he be afforded access to, classified or safeguards information. Classified and safeguards information held in other areas of the office to which Dr. Jansen is assigned will be protected through normal procedures. It has been agreed that Dr. Jansen can generally perform his assigned functions without having access to proprietary information which is maintained by DNRL, although occasional access may be necessary. In these instances such access will be approved by Mr. Joseph Colaccino, Branch Chief, NARP, or Mr. Getachew Tesfaye, Sr. Project Manager, NARP. Dr. Jansen and all members of NARP will be instructed by Mr. Colaccino and Mr. Tesfaye of this requirement and also the provisions of the agreements attached to this Plan.

Any records or documents which Dr. Jansen wishes to copy and take with him upon completion of his NRC assignment will require the approval of his supervisor. Dr. Jansen will also be required to provide a list of these records or documents to his supervisor and to the Office of International Programs (OIP) prior to his departure from the NRC.

Dr. Jansen accepts that he will not bring any portable electronic device (i.e., cellular telephone, laptop computer, pager, digital assistant) into NRC for personal or official use without the prior written approval of his supervisor and of the Director, Division of Facilities and Security (DFS).

Dr. Jansen will be provided with a free-standing personal computer not connected to the LAN. His supervisor will assure he has access only to non-sensitive files which are necessary for his assignment. Dr. Jansen will not be given access to any other user's ID/Password information. The supervisor will authorize copying to Dr. Jansen's account only files to which he will require access to perform his duties.

As with all assignees, Dr. Jansen will not be given access to NRC's ADAMS system but may access publicly available information.

Badging and Escorting

Dr. Jansen will be issued an NRC "F" series photo identification badge (unescorted access) which will allow access only to the One White Flint Building floors 1, 2 and 4 and the Two White Flint Building floors 1, 2, 3, 6, 7, 8, 9 and 10. Dr. Jansen will be instructed to wear the badge in a visible location at all times while inside NRC buildings. Dr. Jansen is not authorized access to designated security areas as defined in NRC Security Management Directive (MD) 12.1, Part II, nor will Dr. Jansen be assigned to offices in which classified or sensitive unclassified information is processed or stored, per MD 12.3, Part III. Upon completion of his assignment, Dr. Jansen will return his NRC badge to Mary Carter of OIP (301-415-2331). Dr. Jansen will have unescorted access to areas as described above during normal government working hours (6:45 a.m. - 6:00 p.m., Monday through Friday, excluding holidays). Access during other hours must be approved by his supervisor and under the escort of an L- or Q-cleared NRC employee.

Work Area

Dr. Jansen's normal work area will be T-9F27. No classified or sensitive unclassified information is, or will be, located in this space during the period of this assignment.

Visits to U.S. Government and Privately Owned Facilities

Dr. Jansen is not authorized to approve visits by other individuals to NRC facilities. Visits to other U.S. Government and/or privately owned facilities by Dr. Jansen, required by his assignment to NRC, will be arranged and coordinated by his supervisor and will include Dr. Jansen's access limitations. Dr. Jansen shall not use his assignment with NRC or his NRC photo identification badge for any visit not arranged by his supervisor.

This plan has been agreed to by Dr. Jansen and representatives of OIP and the DFS. His supervisor is responsible for the implementation of, and compliance with, the plan. Any changes to the plan shall first be coordinated with and approved by DFS. His supervisor will review the security plan with Dr. Jansen at any time the plan is amended and at the midpoint, approximately January 4, 2010, of the assignment term.

Reporting

Dr. Jansen will submit monthly progress reports to his supervisor describing the status of his work assignments and any problems encountered. Dr. Jansen will also be interviewed by DFS during his assignment to identify any problems with this security plan.

Approved:

Frank M. Akstulewicz, Deputy Director
Division of New Reactor Licensing
Office of New Reactors
NRO/DNRL

Margaret M. Doane, Director
Office of International Programs
OIP

Peter S. Koltay
Office of New Reactors
NRO

Robert B. Webber, Director
Division of Facilities & Security
Office of Administration
ADM/DFS

Joseph Colaccino, Branch Chief
Division of New Reactor Licensing
(EPR) Projects Branch
Office of New Reactors
NRO/DNRL/NARP

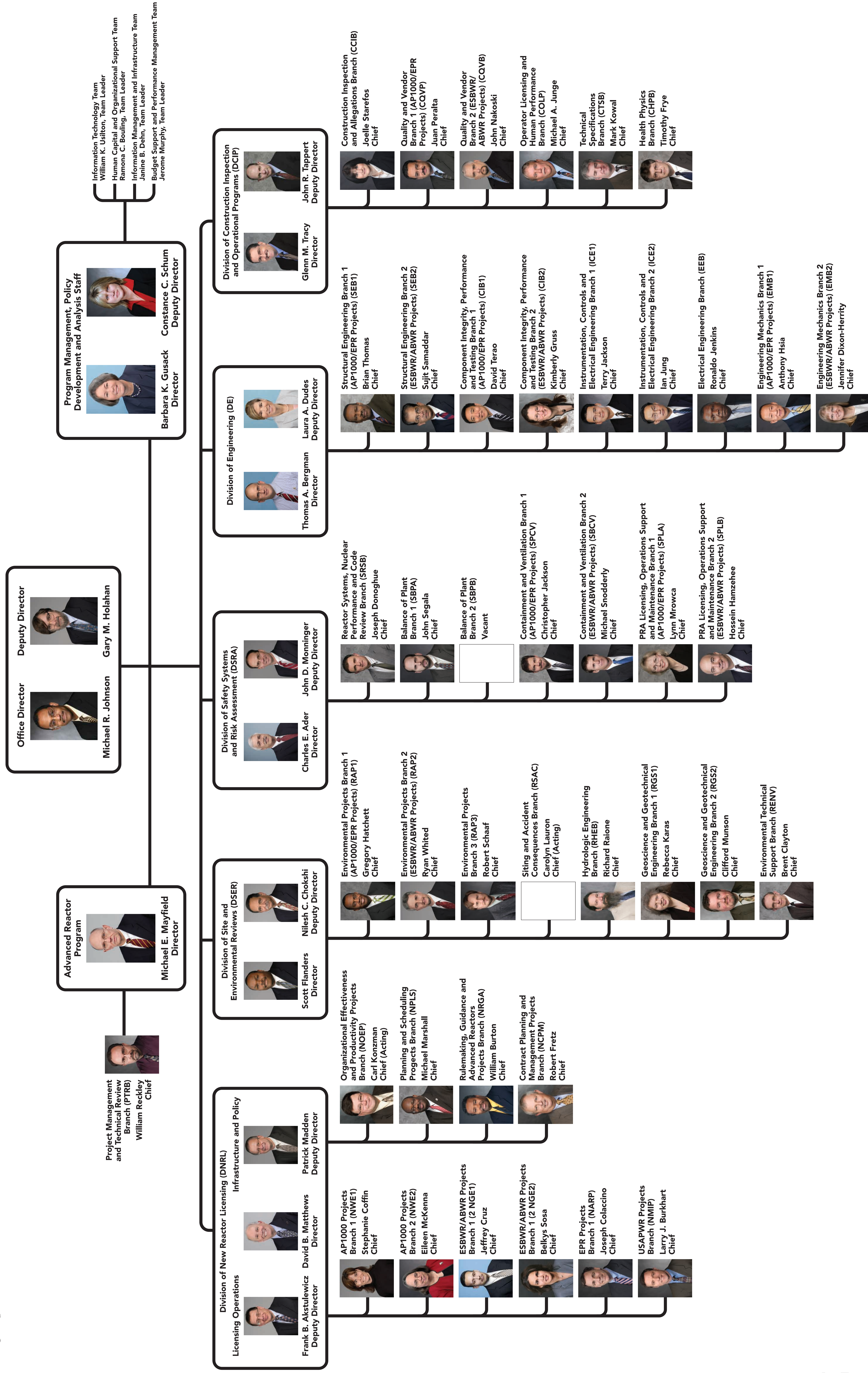
Getachew Tesfaye, Sr. Project Manager
Division of New Reactor Licensing
(EPR) Projects Branch
Office of New Reactors
NRO/DNRL/NARP

I have read and been briefed concerning the above security plan and agree to abide by its contents.

Florian Jansen

(date)

Office of New Reactors





Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH

Abstellung zur U.S.NRC i.R. des Arbeitspakets 4

Technischer Bericht
01.01.2011 - 31.12.2011
Washington

Justus Oldenburg

Mai 2012

Bericht zum Vorhaben 3608R01700

Bewertung neuer Reaktorkonzepte
und der Übertragbarkeit sicherheits-
technischer Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen.

Auftrags-Nr.: 814 000

Autoren: olj 0221/2068-876

PL: jan 0221/2068-825

PC: hab 0221/2068-966

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Status der Genehmigungsaktivitäten der NRC im Jahr 2011	3
3	Arbeiten in der Abteilung „PRA & Severe Accidents“	5
3.1	Historische Entwicklung der PSA.....	6
3.2	Entwicklung und Bedeutung der Sicherheitsziele.....	14
3.3	Risikoinformierte Regulierungsinstrumente für in Betrieb befindliche Anlagen	20
3.4	Anwendbarkeit der bestehenden risikoinformierten Regulierungsinstrumente auf neue Reaktoren	22
3.5	Risikoinformierte Regulierungsinstrumente für neue Reaktoren.....	25
3.5.1	Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria (ITAAC)	25
3.5.2	Regulatory Treatment of Non-Safety Systems (RTNSS).....	30
3.5.3	Reliability Assurance Program (RAP)	35
3.6	Interner NRC-Bericht „Risk-Insights for the Review of the AP1000 Design“	40
3.7	Stellenwert der absoluten Risikowerte	49
3.8	Zusammensetzung der CDF-Werte	51
3.9	CDF-Unsicherheiten	55
3.10	PSA-Unsicherheiten und regulatorische Schwellenwerte.....	58
3.11	Vortrag: Nuclear Power in Germany - Operation and Regulation	60
4	Arbeiten in der Abteilung „Reactor Systems, Nuclear Performance & Code Review“	62
4.1	Erstellung einer Information Notice	62
4.2	SMR-Technologien und ihre sicherheitstechnischen Implikationen.....	65
4.3	Regulierungsaktivitäten hinsichtlich von SMR.....	72
4.4	Neue SMR-Konzepte der Generation IV	83
4.5	Next Generation Nuclear Plant	85
4.6	Mandatory Hearing	86

4.7	Besuch des NRC-Büros in Region II sowie der Baustellen an den Standorten Vogtle und Summer.....	88
4.8	Vortrag: Insights from an one-year assignment to the U.S.NRC	90
5	Ausbildung.....	92
5.1	PRA Basics for Regulatory Applications.....	92
5.2	System Modeling Techniques for PRA.....	93
5.3	Human Reliability Assessment.....	93
5.4	Perspectives on Reactor Safety	94
5.5	Accident Progression Analysis.....	94
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	95

1 Einleitung

Die positiven Erfahrungen, die im Rahmen dieses Vorhabens mit einer vorangegangenen Abstellung zur U.S.NRC (im Folgenden kurz NRC) gemacht wurden, führten zu der Entscheidung, eine weitere Abstellung eines GRS-Mitarbeiters zur NRC zu organisieren. Auf diese Weise konnten die bestehenden Kontakte zur NRC weiter ausgebaut werden. Zudem ermöglichte eine zweite Abstellung die Mitarbeit eines GRS-Mitarbeiters in nunmehr technisch-wissenschaftlichen Arbeitsfeldern der NRC. Insgesamt liegen damit vielfältige Erfahrungen und Erkenntnisse über die Arbeitsweise der Aufsichts- und Genehmigungsbehörde vor, die zu einem wesentlich verbesserten Verständnis der Regulierung von neuen Reaktoren in den USA geführt haben.

Die zweite Abstellung, über die hier berichtet wird, dauerte vom 3. Januar bis zum 31. Dezember 2011 und erfolgte im „Office of New Reactors“ (NRO), das Anfang 2007 aufgrund einer Vielzahl erwarteter Neubauanträge als eigenständige Einheit innerhalb der NRC gegründet wurde. Das erste Halbjahr wurde in der Abteilung „Probabilistic Risk Assessment & Severe Accidents“ (SPRA) mitgearbeitet. Im Anschluss erfolgte der Wechsel in die Abteilung „Reactor Systems, Nuclear Performance & Code Review“ (SRSB). Beide Abteilungen gehören dem Bereich „Safety Systems and Risk Assessment“ (DSRA) an. Der Bereich DSRA umfasst sieben Abteilungen, in denen insgesamt etwa 60 Fachexperten hauptsächlich mit dem Review von Antragsunterlagen neuer Reaktoren beschäftigt sind. Die dominierenden Themenfelder des Bereichs sind die Auslegung von Reaktorkernen und Reaktorsystemen, Code-Validierung, Containmentanalysen, Analysen zu Lüftungssystemen und PSA-Anwendungen.

Aufbauend auf dem ersten Abstellungsbericht sollen in dem vorliegenden Bericht wichtige Erfahrungen und Erkenntnisse über die Genehmigungsaktivitäten der NRC hinsichtlich neuer Reaktoren dargestellt werden. Grundlegende Begrifflichkeiten und Informationen zur NRC als Behörde sowie zu den Abstellungsbedingungen (Betreuung, Zugang zu vertraulichen Dokumenten, Sicherheitsvereinbarungen mit der NRC etc.) können dem ersten Abstellungsbericht entnommen werden.

2 Status der Genehmigungsaktivitäten der NRC im Jahr 2011

Während des Abstellungszeitraums konnte die NRC die Prüfung der Antragsunterlagen zur Erteilung der ersten beiden „Combined Licence“ (COL) im Rahmen des neuen und

einstufigen Genehmigungsverfahrens¹ erfolgreich abschließen. Damit stand die NRC im Dezember 2011 kurz vor der Genehmigung des Baus der ersten beiden Reaktoren seit 1978 (die dann wenige Wochen später im Februar 2012 erfolgte). Die COL-Antragsunterlagen zu den Neubauvorhaben an den Standorten Vogtle (Georgia) und Summer (South Carolina) verweisen auf das Ende 2011 erteilte „Design Certification Amendment“ für den AP1000 (Westinghouse). Damit markiert das Jahr 2011 einen Meilenstein innerhalb des neuen Genehmigungsverfahrens der NRC und den Wechsel von dem Review der Antragsunterlagen in die Bauphase des ersten Reaktors der dritten Generation.

Eine noch vor Jahren erwartete Genehmigungswelle ist mit der Erteilung der ersten COL nicht eingeleitet worden. Während die neuen Reaktorblöcke an den Standorten Vogtle und V.C. Summer zwischen 2016 und 2017 in Betrieb gehen sollen, wird der Netzanschluss der darauffolgenden Blöcke (vermutlich in Levy County, Florida) voraussichtlich erst im Zeitraum 2021-22 erfolgen. Zudem wurden von ursprünglich 18 erwarteten COL-Anträgen nunmehr fünf Neubauprojekte aufgegeben. Die Zahl der geplanten Reaktorblöcke ist damit um sechs auf 20 Blöcke gesunken. In zahlreichen verbleibenden Projekten treten zudem Verzögerungen auf. Neben der Aufgabe von zwei Reaktorblöcken des Typs AP1000 wurden auch jeweils zwei Neubauprojekte mit den Reaktortypen EPR und ESBWR eingestellt. Für den EPR verbleiben damit nur noch zwei geplante Blöcke (an den Standorten Calvert Cliff und Bell Bend), für den ESBWR sogar nur noch ein Reaktorblock (am Standort Fermi). Die Aufgabe von Neubauprojekten führt also auch dazu, dass der AP1000 mit 12 Blöcken im Neubauprogramm relativ betrachtet noch stärker vertreten ist als zuvor [NRC 12]. Als Gründe für das Scheitern von Bauvorhaben werden i. A. der langanhaltend niedrige Gaspreis, der geringe und rezessionsbedingte Energieverbrauch sowie schwierige Finanzierungsbedingungen angeführt. Regulatorische Hürden werden zwar weiterhin von der Industrie angemahnt, diese sind jedoch nicht ausschlaggebend für die oben dargestellten Entwicklungen. Insgesamt ist mit den gezeigten Entwicklungen in den letzten Jahren eine Neujustierung des US-amerikanischen Nuklearprogramms erfolgt.

Das Jahr 2011 war noch aus anderen Gründen ein Besonderes für die NRC. Das Reaktorunglück im japanischen Fukushima im März führte zu Sonderprüfungen der in Betrieb befindlichen US-Anlagen und teils weitreichenden Reformvorschlägen einer von

¹ 10 CFR 52 im US-Bundesregister oder kurz „part 52“

der NRC eingesetzten Task Force. Weiterhin ereignete sich in Virginia im August ein Erdbeben der Stärke 5,8 auf der Mercalliskala (Kategorie 7, d.h. ein sehr starkes Beben). Zum ersten Mal in der US-Geschichte führten die Einwirkungen aus einem Erdbeben zu einer Überschreitung von Auslegungsparametern eines Kernkraftwerks. Nach einer umfassenden Prüfung der betreffenden Anlage North Anna (Virginia), bei der keine wesentlichen Schäden aufgedeckt wurden, wurde das Wiederanfahren der Anlage im Dezember von der NRC autorisiert. Ebenfalls im August 2011 zog ein schwerer Hurrikan entlang der Ostküste der USA. Zusammen mit einer Reihe von Überschwemmungen in unterschiedlichen Teilen der USA, auch in unmittelbarer Nähe zu Reaktoren, führten die (Natur-) Ereignisse innerhalb der NRC zu der (internen) Ankündigung, teils Jahrzehnte alte Analysen hinsichtlich externer Einwirkungen und die davon abgeleiteten Eintrittswahrscheinlichkeiten zu überprüfen. Die Auswirkungen dieser Ereignisse auf die Genehmigung neuer Reaktoren sind zu diesem Zeitpunkt noch nicht klar zu beantworten. Erste Entwicklungen hierzu werden aber in dem folgenden Bericht dargestellt.

3 Arbeiten in der Abteilung „PRA & Severe Accidents“

Der Arbeitsschwerpunkt der Abteilung „PRA & Severe Accidents“ (SPRA) liegt in dem Review von probabilistischen Angaben und Untersuchungen in den Antragsunterlagen neuer Reaktoren. Dazu zählt z. B. der Nachweis der Gewährleistung der Sicherheitsziele ebenso wie die Identifizierung von risikorelevanten Systemen, Strukturen und Komponenten (Systems, Structures, and Components, SSC). Die risikorelevanten SSC spielen beispielsweise innerhalb des Inspektionsprogramms „ITAAC“ (Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria) eine Rolle, in dem auf risikoinformierte² Weise der genehmigungskonforme Baufortschritt geprüft wird. Ein anderes Beispiel ist das RTNSS-Programm (Regulatory Treatment of Non-Safety Systems), bei dem risikorelevante SSC speziell in innovativen Reaktorauslegungen mit passiven Sicherheitseinrichtungen identifiziert werden. Diese müssen anschließend erhöhten Auslegungskriterien genügen. Während des Reviews wird von Experten der Abteilung SPRA weiterhin untersucht, inwieweit eine Ausgewogenheit in der Risikorelevanz von Sicherheitssystemen vorliegt und ob in der Anlagenauslegung dominante Unfallszenarien hin-

² Beschreibt einen Regulierungsansatz, bei dem Ergebnisse aus probabilistischen Untersuchungen zur Entscheidungsfindung beitragen

reichend selten auftreten. Ein weiteres Wirkungsfeld ergibt sich für die Abteilung derzeit in der Untersuchung kleiner und modularer Reaktoren (small and modular reactors, SMR) in der Vor-Genehmigungsphase. Hier steht die Identifizierung neuer auslösender Ereignisse oder gemeinsam verursachter Fehler im Vordergrund. Außerdem ist die Abteilung bei den Vorbereitungen zur Erstellung eines SMR-spezifischen „review plan“ beteiligt, bei dem, entgegen des bisherigen „Standard Review Plan“, die Risikorelevanz von SSC berücksichtigt werden soll.

Zur Einarbeitung in die Abteilung SPRA und zum besseren Verständnis der heutigen PSA-Anwendungen innerhalb der NRC werden zunächst der Ursprung und die Entwicklung der PSA aufgearbeitet. Daher werden im Folgenden einige, hauptsächlich US-amerikanische Meilensteine dieser Entwicklung dargestellt.

3.1 Historische Entwicklung der PSA

Erste Anfänge

Die Anfänge probabilistischer Untersuchungen und Anforderungen in der Industrie reichen weit zurück bis in die 40er Jahre. Damals wurde in der Luftfahrt ein Akzeptanzwert für eine maximale Unfallhäufigkeit diskutiert. Vorgeschlagen wurde ein Grenzwert von einem Unfall pro 100 000 Flugstunden [IAE 85].

In den folgenden zwei Jahrzehnten dienten probabilistische Analysen vorwiegend militärischen Zwecken, etwa um Versagenshäufigkeiten von Waffensystemen zu bestimmen. Im Apollo-Programm der NASA wurden ähnliche Analysen durchgeführt und Begriffe wie „failure mode“ eingeführt. Einen Schritt weiter gingen die Bell Telephone Laboratories in den USA. Sie nutzten etwa im selben Zeitraum Fehlerbäume, um die Möglichkeit eines unbeabsichtigten Starts einer Rakete zu untersuchen [FRA 96].

Die Einführung probabilistischer Überlegungen in die friedlich genutzte Kernenergie ist mit dem Namen F.R. Farmer verknüpft, einem Mitarbeiter der britischen Aufsichtsbehörde. Ihm zufolge war es nicht ausreichend, lediglich die Unfallfolgen des schwersten anzunehmenden Unfalls zu untersuchen. Überhaupt wollte Farmer nicht weiter zwischen anzunehmenden und nicht-anzunehmenden Unfällen unterscheiden, sondern vielmehr das ganze Spektrum von Ereignisszenarien samt ihrer Häufigkeiten in die Untersuchungen mit einbeziehen. Dieser Ansatz wurde von Farmer auf einer Konferenz im Jahr 1967 vorgeschlagen und gilt bis heute als Ursprung der PSA [FAR 67]. Das

Ergebnis seiner Überlegungen mündete in dem nach ihm benannten Diagramm, in dem Konsequenzen (z. B. Freisetzungsmenge von Jod-131³) gegen Häufigkeit aufgetragen ist (doppelt-logarithmisch). Weiterhin schlug Farmer eine (Risiko-) Akzeptanzlinie vor, die das Diagramm in einen akzeptablen und einen verbotenen Bereich trennt.

WASH-740 (oder Brookhaven-Bericht)

Die erste umfangreiche Unfallstudie WASH-740 („Theoretical Possibilities and Consequences of Major Accidents in Large Nuclear Power Plants“) wurde von dem „Brookhaven National Laboratory“ angefertigt und im Jahr 1957 durch die „Atomic Energy Commission“ (AEC⁴) veröffentlicht. Die Untersuchung basierte auf einfachen Wahrscheinlichkeitsabschätzungen des schwersten anzunehmenden Unfalls, der damals als großer Kühlmittelverluststörfall identifiziert wurde. Die Häufigkeit einer großen und frühen Freisetzung wurde in dieser Studie im Bereich von 10^{-6} pro Jahr berechnet. Damit lieferte WASH-740 eine Größenordnung, die in jüngeren und komplexeren Studien bestätigt wurde. Eine Reihe von pessimistischen Annahmen führte bei einer 200 MWe-Anlage zu einem Unfallverlauf mit bis zu 3400 frühen Todesopfern und einem wirtschaftlichen Schaden von damaligen 7 Milliarden US-Dollar. Die Ergebnisse dieser Studie wurden verwendet um den „Price-Anderson Act“ auszuarbeiten⁵ [CTR 04].

WASH-1400 (oder Rasmussen-Studie)

Eine systematische Berechnung der Unfallhäufigkeit wurde erstmalig innerhalb der Reaktorsicherheitsstudie WASH-1400 mithilfe der probabilistischen Sicherheitsanalyse⁶ (PSA) vorgenommen. Hierfür wurden in der 1975 veröffentlichten Studie eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien mithilfe von Ereignis- und Fehlerbäumen abgebildet. Mit der damals vorhandenen Datengrundlage und Methodik wurden auch menschliche Faktoren, gemeinsam verursachte Ausfälle und Unsicherheiten berücksichtigt. Zu den auslösenden Ereignissen wurden neben den internen Ereignissen auch externe Ein-

³ Jod-131 ist ein sehr flüchtiges Gas und gehört daher zu den Spaltprodukten, die am leichtesten bei einem Reaktorunfall freigesetzt werden.

⁴ Die AEC wurde 1974 durch die Behörden NRC und das „Department of Energy“ (DOE) ersetzt.

⁵ Der „Price-Anderson Act“ ist ein Gesetz, das den Betreibern von Kernkraftwerken eine Haftungsbeschränkung im Falle eines schweren Unfalls einräumt.

⁶ In den USA wird der Begriff „Probabilistic Risk Assessment“ (PRA) verwendet. Dieser Begriff scheint treffender zu sein als PSA, da in den Analysen eine statistische Unfallhäufigkeit ermittelt wird und nicht die Fälle, in denen kein Unfall auftritt. Die Begriffe beschreiben jedoch den gleichen Methodenansatz.

wirkungen berücksichtigt, darunter Erdbeben, Überflutung, Tornados und der zufallsbedingte Flugzeugabsturz. Zur Untersuchung der Auswirkungen auf die US-Bevölkerung wurde vereinfachend angenommen, dass sich 100 in Betrieb befindliche Kernkraftwerke aus zwei Referenzanlagen zusammensetzen (Peach Bottom 2 als SWR-Vertreter und Surry 1 als DWR-Vertreter). Für Druckwasserreaktoren wurde eine Kernschadenshäufigkeit von 6×10^{-5} pro Jahr berechnet. Im Falle der Siedewasserreaktoren liegt der Wert mit 3×10^{-5} pro Jahr etwas tiefer. Insgesamt liegen die Werte etwas höher als vor der Studie angenommen. Eine wichtigere Erkenntnis war jedoch, dass Unfallszenarien mit kleinem Kühlmittelverlust dominierende Beiträge zur gesamten Kernschadenshäufigkeit von Druckwasserreaktoren liefern. Transienten und menschliche Fehlhandlungen lieferten ebenfalls signifikante Risikobeiträge. Die vormals gängige Einschätzung, dass große Kühlmittelverluststörfälle das Unfallrisiko dominieren, konnte durch WASH-1400 nicht bestätigt werden. Eine weitere Fehleinschätzung betraf das Verhalten der Kernschmelze außerhalb des RDB. Vor WASH-1400 wurde angenommen, dass der Schmelze-Pool in jedem Falle die Wand des Containments und sogar das Betonfundament durchschmelzen würde („China-syndrome“). Nach dem damaligen Verständnis würde dies zwangsläufig zu einer großen Freisetzung führen. Die Ergebnisse der Studie zeigten hier, dass dieser Freisetzungsweg mit einer deutlichen „Filterung“ verbunden ist, so dass nicht zwangsläufig eine große Freisetzung eintritt. Die hohe Robustheit des Containments bei Kernschmelzunfällen ist erst in späteren Analysen ermittelt worden [HAY 99].

In der „Executive Summary“ der Studie zeigen Diagramme, dass Unfallrisiken aufgrund von Reaktoren (d. h. Häufigkeit und Anzahl von Todesopfer) nicht signifikant zur Gesamtunfallstatistik der Bevölkerung beitragen. Das Sterberisiko im Vergleich zu menschenbedingten Unfällen (z.B. Flugzeugabstürze, Explosionen oder Dammbürche) oder natürlichen Ereignissen (z.B. Erdbeben, Tornados oder Hurrikans) wurde um zwei bis vier Größenordnungen kleiner berechnet. Kritiker der Studie bemängelten u. a., dass hiermit Ergebnisse aus probabilistischen Modellrechnungen von Reaktoren mit den Risiken jener Unfälle verglichen werden, die tatsächlich mehrfach eingetreten sind und daher statistisch gut belegt sind. Als mangelhaft wurde auch bewertet, dass strahlungsbedingte Todesopfer nur innerhalb der ersten 24 Stunden berücksichtigt wurden. Langzeitschäden aufgrund von Strahlenexposition und die daraus erhöhte Sterblichkeit wurden nicht untersucht. Trotz der Kritik gilt WASH-1400 bis heute als Durchbruch der PSA-Methodik. Die PSA ist seither ein fester Bestandteil von zahlreichen Sicherheitsstudien und wird zur Analyse der Sicherheitsauslegung sowohl von Seiten der Industrie (Betreiber und Entwickler) als auch auf behördlicher Seite verwendet [NRC 02].

Der Unfall in Three Mile Island

Noch während die NRC mit der Aufarbeitung der Ergebnisse aus WASH-1400 beschäftigt war, ereignete sich 1979 der Unfall in Three Mile Island. Zwar wurde in der Reaktorsicherheitsstudie kein kleines Leck am Druckhalterventil berücksichtigt, jedoch wies WASH-1400 vier Jahre zuvor grundsätzlich auf den großen Risikobeitrag kleiner Lecks und menschlicher Fehlhandlungen⁷ hin. Auf diese Weise wurde durch den Unfall in TMI deutlich, dass die PSA ein wichtiges Instrument zur Identifizierung von Unfallszenarien darstellt. Die zur Aufarbeitung des Unfalls eingesetzte Kommission bemängelte die Fokussierung auf Auslegungsstörfälle mit großen Auswirkungen aber geringer Eintrittsfrequenz, wie z. B. dem doppel-endigen Bruch der Kühlmittleitung. Der Kommission zufolge sollen hingegen eher Unfallszenarien bevorzugt analysiert werden, die eine hohe Risikorelevanz nahelegen. Der Unfall in TMI führte daher insgesamt zu einer Aufwertung und höheren Akzeptanz der PSA [NRC 02].

PSA-Studien zu den Anlagen Zion und Indian Point

Diese PSA-Studien gehören zu den ersten, die umfassende Analysen zu externen Ereignissen berücksichtigten und im Rahmen von Regulierungsaktivitäten durchgeführt wurden. Nachdem die NRC im Jahr 1976 eine Petition zur Abschaltung der Anlage Zion (Illinois) erhielt, forderte die Behörde von den Betreibern der Anlagen Zion und Indian Point (New York) die Erstellung eigener Risikostudien. Gegenüber der Studie WASH-1400 wurden äußere Einwirkungen detaillierter als zuvor untersucht (insbesondere Erdbeben). Außerdem wurden neuere Forschungsergebnisse hinsichtlich Containmentverhalten, Wasserstoffverbrennungen und Schmelzekühlung berücksichtigt. Nach dem Review der Studien durch die NRC konnte als wesentliches Ergebnis festgestellt werden, dass, entgegen der Ergebnisse aus WASH-1400, Erdbeben und Brände die dominierenden Beiträge zur Freisetzungshäufigkeit liefern (jeweils 43,5%). Ein anderes wichtiges Ergebnis war, dass die Integrität des Containments bei einem Kernschmelzunfall mit einiger Wahrscheinlichkeit gewährleistet bleibt. Die ursprüngliche Behauptung, dass mit der Nähe zu zwei Metropolregionen (New York City und Chicago) ein erhöhtes Risiko für die Bevölkerung verbunden sei, konnte durch die Studie nicht bestätigt werden [HAY 99].

⁷ Der Fehler des Ausschaltens der Hochdruckeinspeisung gehört in diesem Unfallverlauf zu einer besonderen Klasse von menschlichen Fehlern („error of commission“), die in WASH-1400 nicht berücksichtigt wurde.

Frühe Anwendungen probabilistischer Analysen innerhalb der NRC

In den späten 70-er Jahren wurden in den Forschungsabteilungen der NRC die ersten eigenen PSA-Studien durchgeführt, darunter Analysen zur Zuverlässigkeit von Notspeisesystemen. Forschungsarbeiten zu ATWS und „station blackout“ wurden ebenfalls „risikoinformiert“. Außerdem begann man ausstehende Forschungsfragen gemäß ihrer Risikorelevanz abzuarbeiten. Eine andere PSA-Anwendung ist in den „Licensee Event Reports“ realisiert. Für diese Berichte wurde ein Verfahren zur Risikobewertung von Störungen eingeführt. Die Ergebnisse dieser Analysen dienen seither auch zur Identifizierung sogenannter „precursor“.

NUREG-1150

1986 begannen die Arbeiten zur NRC-Studie NUREG-1150 „Severe Accident Risks: An Assessment for Five US Nuclear Power Plants“. Die 1990 veröffentlichte Studie stellt eine aktualisierte Version der Reaktorsicherheitsstudie dar und profitierte von den Erfahrungen und verbesserten Daten, die zehn Jahre nach Erscheinen von WASH-1400 vorlagen. Außerdem wurden standortspezifische Einwirkungen umfassender als zuvor eingebunden. Ähnlich wie bei den Analysen zu den Anlagen Zion und Indian Point, zeigten die Unfallhäufigkeiten etwas geringere Werte als noch in WASH-1400. Die Werte liegen jedoch noch innerhalb der großen Fehlerbalken aus der Reaktorsicherheitsstudie, so dass von einer grundsätzlichen Übereinstimmung und Bestätigung der vorangegangenen Ergebnisse gesprochen werden kann. Der eigentliche Nutzen der Arbeiten in NUREG-1150 lag aber vor allem darin, dass in der NRC ausreichend Erfahrungen gesammelt wurden, um probabilistische Methoden in die Aufsicht von in Betrieb befindlichen Anlagen einbinden zu können (z. B. bei Inspektions- und Wartungsarbeiten). Die Arbeiten halfen auch dabei, einen Standard bei der Erstellung einer PSA zu definieren und den Betreibern Hilfestellungen bei der Anfertigung eigener Analysen geben zu können. Hinsichtlich der untersuchten Druckwasserreaktoren ergaben die Analysen, dass eine fehlende Spaltabdichtung der Hauptkühlmittelpumpen während eines „station blackout“ zu Kühlmittelverlusten führen kann und damit die zur Verfügung stehende Zeit zur Wiederherstellung der Wechselstromquellen dadurch deutlich reduziert wird. Insgesamt wurde aufgrund der NUREG-1150-Studien erneut deutlich, dass seismische Einwirkungen und Brand wesentliche Unfallbeiträge liefern.

Individual Plant Examinations (IPE)

Zwei Jahre nach dem Unfall in Tschernobyl forderte die NRC mit dem „Generic Letter 88-20“ von jedem Kernkraftwerksbetreiber eine anlagenspezifische PSA zur Identifizierung von Schwachstellen in schweren Unfallszenarien [NRC 88]. Bei diesen sogenannten „Individual Plant Examinations“ (IPE) sollte das Verhalten der Anlagen bei schweren Unfällen aufgrund von internen Ereignissen beleuchtet werden. Dabei sollten insbesondere standortspezifische Auslegungen berücksichtigt und analysiert werden. Außerdem sollten auch probabilistische Daten zu Kernschadens- und Freisetzungshäufigkeiten erarbeitet sowie Maßnahmen zur Mitigation schwerer Unfälle untersucht werden. Im Generic Letter wird die PSA erwähnt, aber nicht ausdrücklich für die Analyse gefordert. Der Untersuchungsauftrag impliziert aber die Verwendung von PSA. Tatsächlich wählten alle Betreiber eine PSA-basierte Analyse. Die Ergebnisse der IPEs halfen dabei eine Reihe von Schwachstellen zu identifizieren. So wurden beispielsweise bei Druckwasserreaktoren erneut der Verlust der Dichtung in den Hauptkühlmittelpumpen und die „feed and bleed“ Prozeduren thematisiert. Die CDF-Werte für DWRs lagen zwischen 4×10^{-4} und 4×10^{-3} pro Jahr. Bei den Siedewasserreaktoren lag die Spanne erneut tiefer zwischen 8×10^{-8} und 1×10^{-4} pro Jahr.

Die anlagenspezifischen Analysen stellen einen Meilenstein in der Anwendung der PSAs dar, weil die unterschiedlichen Auslegungen der Anlagen deutlicher als zuvor sichtbar wurden. Bis zum Jahr 1992 wurden PSAs zu allen (damals 106) in Betrieb befindlichen Reaktoren fertiggestellt.

Individual Plant Examinations for External Events (IPEEE)

Im Jahr 1991 forderte die NRC mit einer Ergänzung des „Generic Letter 88-20“ die Anlagenbetreiber zu einer Studie hinsichtlich externer Ereignisse (im Leistungsbetrieb) auf. Neben Stürmen und Überflutungen sollten diesmal auch auslösende Ereignisse aus nahen (industriellen) Einrichtungen berücksichtigt werden. Hinsichtlich der seismischen Analysen wählten die Betreiber entweder eine „Erdbeben-PSA“ oder eine „Seismic Margin Analyses“ (SMA). Aus den Erdbeben-PSAs geht hervor, dass die meisten Analysen einen CDF-Beitrag zwischen 10^{-4} und 10^{-5} pro Jahr nahelegen. Die SMAs zeigen, dass der überwiegende Teil der Anlagen (nämlich 33 von 36) einer Bodenbeschleunigung von $>0,2$ g mit hoher Wahrscheinlichkeit standhalten.

PSA in der heutigen Regulierungs- und Genehmigungspraxis

Die Durchführung und Auswertung der IPEs bildeten die Grundlage für die Einführung der risikoinformierten Regulierung. Die Kommission betonte 1995 in einer Grundsatz-erklärung die zunehmende Bedeutung der PSA und die Notwendigkeit nach einer stärkeren Integration der PSA in die Regulierung. Dieser Erklärung zufolge sollten Ergebnisse der PSA verwendet werden, um deterministische Anforderungen zu ergänzen, unnötig konservative Sicherheitsmargen zu reduzieren und nicht-sicherheitsbegründete regulatorische Hürden abzubauen. Außerdem soll der neue Ansatz dabei helfen, Ressourcen der NRC effizienter in risikorelevanten Feldern einzusetzen [NRC 95]. Die NRC betont aber bis heute, dass die Bedeutung des „defense-in-depth“- Konzeptes und anderer Sicherheitsprinzipien erhalten bleibt. 1998 veröffentlichte die NRC fünf Leitfäden zum Umgang mit PSA-Ergebnissen in der Regulierung. Darunter sind Guides, die das risikoinformierte Vorgehen bei Wartungsarbeiten im Betrieb (RG 1.178) oder bei der Definition von technischen Spezifikationen (RG 1.177) vorgeben. Auf Seiten der Industrie werden erhebliche Ressourcen zur Durchführung probabilistischer Analysen bereitgestellt, da Änderungen in den Anlagen und den Prozeduren, die zu einem ökonomischeren Anlagenbetrieb führen, nun probabilistisch begründet werden können. Aus Gesprächen mit NRC-Mitarbeitern ging hervor, dass die risikoinformierte Regulierung erheblich dazu beigetragen hat, dass die Betreiber anlagenspezifische Daten zur Betriebsweise und zur Zuverlässigkeit von Systemen und Komponenten verfügbar machten. Aus Sicht der NRC resultierte daraus ein verbessertes Anlagenverständnis. Die Herausgabe dieser Informationen war nötig, um entsprechende Annahmen in der PSA begründen zu können.

Die Anwendungen der PSA im Regelwerk sind vielfältig. Die folgende Auflistung gibt eine Auswahl von Feldern, in denen PSA eingesetzt werden:

- Identifizierung von Schwachstellen in der Anlagenauslegung (z. B. Ausgewogenheit der Risikorelevanz von Sicherheitssystemen)
- Überwachung des Reaktorbetriebs (und ggf. Abschaltung bei unzulässig hohen Risikowerten aufgrund von Wartung und Ausfallereignissen)
- Nachweisführung bei Anforderungen hinsichtlich ATWS und „station blackout“
- Risikoinformiertes Wasserstoffmanagement (10 CFR 50.44)
- Risikoinformierte Auslegung des Notkühlsystems (10 CFR 50.46)
- Analyse der reduzierten Systemverfügbarkeit bei Ereignissen („Mitigating System Performance Index“, MSPI)

- Kosten-Wirksamkeitsanalyse bei Nachrüstmaßnahmen
- Änderung der Betriebsgenehmigung (Basis Dokument RG 1.174) bzgl.:
 - Testmaßnahmen während des Anlagenbetriebs (RG 1.175)
 - Inspektionen von Rohrleitungen (RG.1.178)
 - technische Spezifikationen (RG 1.177)
- Sicherheitsklassifizierung von SSCs (RG 1.201)
- Klassifizierung von Inspektionsbefunden („Significance Determination Process“, SDP)
- Risikoinformierte Überarbeitung des NUREG-0800 „Standard Review Plan for the Review of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants“
- Erstellung eines risikoinformierten “Standard Review Plan” für modulare Kleinreaktoren
- Risikoinformierte Programme bei der Zertifizierung neuer und fortschrittlicher Reaktoren (nach 10 CFR 52)
 - Regulierung von „front-line“ Systemen bei innovativen Reaktoren
 - Inspektionsprogramm während der Bauphase von neuen Reaktoren
 - Qualitätssicherung von risikorelevanten SSC
- NRC-interne Prioritätensetzung bei generischen Fragestellungen und anderen Forschungsvorhaben

Obwohl die PSA-Anwendungen deutlich zugenommen haben, gibt es in der NRC bisher keine Diskussion über die angemessene Ausgewogenheit von deterministischen und probabilistischen Regulierungsinstrumenten. Der im Atomgesetz verankerte Anspruch nach „adequate protection“ und „no undue risk“ ist, abgesehen von den Sicherheitszielen, nie präzisiert worden. Der frühere Vorsitzende der Kommission Richard Meserve schlug 2001 erstmals den Wechsel in ein neues Regelwerk vor, das unabhängig vom Reaktortyp anwendbar ist. Ein solcher Ansatz sei Meserve zufolge zwangsläufig mit der Einführung probabilistischer Anforderungen verknüpft.

State-of-the-Art Reactor Consequence Analyses (SOARCA)

Nach WASH-740, WASH-1400 und NUREG-1150 stellt SOARCA die vierte große Reaktorsicherheitsanalyse der NRC dar. Die Arbeiten an SOARCA begannen 2007 und dienten erneut zur Ermittlung der radiologischen Folgen nach schweren Unfällen mittels aktualisierter PSA-Methoden und Datensätze. Gegenüber den vorangegangenen Unfallstudien sollen insbesondere Konservatismen abgebaut werden. Wie schon bei der Studie WASH-1400 dienen Peach Bottom 2 (als SWR-Vertreter) und Surry 1 (als DWR-Vertreter) als Referenzanlagen. Dabei wird der aktuelle Nachrüststand und die etablierten Notfallprozeduren der letzten Jahre berücksichtigt. Die vorläufigen Ergebnisse der SOARCA-Studie legen nahe, dass sowohl die Krebssterblichkeit als auch das allgemeine Unfallrisiko durch den Beitrag der untersuchten Anlagen nur unwesentlich erhöht werden. Wie in den vorangegangenen Studien konnte die große Bedeutung externer Einwirkungen auch durch SOARCA bestätigt werden [NRC 12].

3.2 Entwicklung und Bedeutung der Sicherheitsziele

Die Sicherheitsziele gehören zu den ersten probabilistischen Zielwerten, die die NRC erarbeitet hat. Sie bilden die Grundlage für die Risiko-Metriken, so wie sie in der risiko-informierten Regulierung verwendet werden. Außerdem stellen sie eine technische Interpretation der im Atomgesetz verankerten Begriffe „adequate protection“ und „no undue risk“ dar.

Entwicklung der Sicherheitsziele

Die Entwicklung von Sicherheitszielen („safety goals“) begann kurz nach dem Unfall in Three Mile Island, als die Frage „how safe is safe enough?“ stärker denn je in den Blickpunkt rückte⁸. Die Kommission der NRC antwortete im Jahr 1986 im Rahmen einer Grundsatzklärung („policy statement“), wonach erstmalig qualitative und quantitative Sicherheitsziele (oder Zielwerte) definiert wurden. Demnach sollten die Gesundheitsrisiken eines jeden Einzelnen durch den Betrieb von Reaktoren nicht signifikant erhöht werden. Die Gesundheitsrisiken durch Reaktoren sollten zudem vergleichbar oder kleiner sein als jene, die durch andere Stromerzeugungsarten verursacht werden. Ergänzend wurden quantitative Ziele erarbeitet, die sowohl kurzfristige („early fatalities“) als auch langfristige Risiken („latent risk“) aufgrund des Betriebs von Reaktoren

⁸ Interessanterweise ist die Definition von „how safe is safe enough?“ schwer mit dem ALARA-Prinzip zu vereinbaren („as-low-as-reasonably-achievable“)

berücksichtigen. Sie werden auch „quantitative health objectives“ (QHO) genannt [NRC 86]:

- Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Einzelner aufgrund eines Reaktorunfalls unmittelbar in der Anlagenumgebung stirbt, darf zum gemittelten statistischen Sterblichkeitsrisiko durch alle übrigen Unfälle zu nicht mehr als höchstens 0,1% beitragen („individual or early fatality risk“)⁹
- Das Karzinom-Sterblichkeitsrisiko darf für die Bevölkerung in der Nähe der Anlage aufgrund der zusätzlichen Strahlenbelastung ebenfalls um nicht mehr als 0,1 Prozentpunkten ansteigen („societal or latent risk“)¹⁰

In Folge wurden zwei praktikablere Sicherheitsziele erarbeitet, die als Stellvertreter für die QHO dienen. Auf diese Weise entstanden die bekannten Akzeptanzwerte für die Häufigkeit von großen Freisetzungen („large release frequency, LRF10^{-5} pro Jahr) und Kernschäden („core damage frequency“, CDF10^{-4} pro Jahr). Diese Sicherheitsziele können direkt den jeweiligen QHOs zugeordnet werden („individual risk“ und „latent risk“). Ein früher Versuch „large“ innerhalb des LRF-Begriffs zu definieren, lautet:

„A large release is a release that has a potential for causing an offsite early fatality“

Diese Definition wurde im Rahmen der NUREG-1150-Initiative bei der Bestimmung von LRF-Werten in fünf US-Reaktoren verwendet. Spätere Bemühungen „large“ zu quantifizieren, führten nicht zum Erfolg und wurden einige Jahre später aufgegeben.

Bedenkenswertes zu den Sicherheitszielen

Die Definition des „societal risk“ stieß damals auf Kritik, da der Radius willkürlich gewählt wurde. Dabei wirkt sich der Radius erheblich auf die Zahl der „akzeptierten Krestoten“ aus. So würden bei einer allgemeinen Karzinom-Sterblichkeit von 0,1% pro Jahr, einer 50-Meilen-Umgebung (80 km) und 100 Reaktorstandorten etwa 300 reaktorbedingte Todesfälle pro Jahr zugelassen werden. Trotz der Kritik hielt die NRC bis heute an der Formulierung des zweiten QHO fest.

⁹ Dabei ist „Anlagenumgebung“ definiert als das Gebiet im Umkreis von einer Meile (1,6 km) vom Anlagengelände. „Unmittelbar“ steht stellvertretend für „early“ und bedeutet innerhalb des ersten Jahres

¹⁰ Die Nähe zur Anlage umfasst einen Radius von 10 Meilen (16km)

Das unabhängige Expertengremium ACRS (Advisory Committee on Reactor Safeguards) der NRC war der Ansicht, dass die CDF/LRF-Anforderungen die strengsten Sicherheitsziele darstellen und damit die übergeordneten QHO überflüssig werden. Ein möglicher Ausweg besteht in der Argumentation, wonach die Werte für LRF und CDF mit der PSA ermittelt werden müssen. Die Unsicherheiten und Unvollständigkeiten in der PSA-Analyse können dazu führen, dass LRF und CDF entsprechend konservativer, d. h. strenger ausfallen als die QHO, aus denen sie abgeleitet sind.

Die Sicherheitsziele waren ursprünglich als Akzeptanzwerte für die Gesamtheit aller operierenden Reaktoren in den USA gedacht und weniger für die einzelne Anlage. Daraus ist aber nicht abzuleiten, dass lediglich der Mittelwert aller Kernschadenshäufigkeiten das Sicherheitsziel erfüllen muss, so dass Anlagen mit guten PSA-Ergebnissen die Anlagen kompensieren, deren Ergebnisse das CDF-Ziel nicht erreichen. In den heutigen Diskussionen werden die Sicherheitsziele aber in erster Linie als Richtwerte für einzelne Anlagen verstanden.

Es ist nicht bekannt, inwieweit sich die Statistiken in der Unfall- und Karzinomsterblichkeit seit Mitte der 80er Jahre verändert haben und dies u. U. eine Neuformulierung der QHOs implizieren könnte.

Beziehung zwischen LRF und LERF

Die Einführung des Sicherheitszieles „large early release frequency“ (LERF) geht auf Vorschläge des Instituts EPRI zurück¹¹. Es stellte sich heraus, dass die zeitliche Bedingung notwendig ist, um eine wichtige Eigenschaft des zweiten QHO zu erfüllen, nämlich die der frühen Sterblichkeit. Dabei ist mit „early“ so viel gemeint wie „ungefiltert“ oder „bevor Evakuierungsmaßnahmen vollzogen sind“. Wenig später übernahm die NRC das LERF-Konzept.

Seit den damaligen EPRI-Analysen ist der Begriff „LERF“ mit einer Gruppe von Endzuständen der PSA-Level 2 verknüpft. Somit beinhaltet diese Größe noch keine Aussagen über die tatsächliche Strahlenbelastung außerhalb der Anlage. Dagegen umfasst die in NUREG-1150 durchgeführte PSA noch das „alte“ Konzept des LRF-Wertes samt den radiologischen Konsequenzen (d. h. Level 3). Entsprechend der ursprünglichen

¹¹ Das Electric Power Research Institute ist ein von der Industrie gefördertes US-Forschungszentrum

Definition führt eine große Freisetzung zu mindestens einem frühen Todesopfer. Die nachträgliche Berechnung der LERF-Werte aus den NUREG-1150 Daten zeigt, dass die LERF-Werte um mindestens eine Größenordnung höher ausfallen als die LRF-Werte (dazu Abbildung 1). Der Grund liegt darin, dass bei den LRF-Werten Effekte der PSA Level 3 berücksichtigt sind, d. h. die Ausbreitung der freigesetzten Stoffe in der Atmosphäre sowie externe Unfall- und Evakuierungsmaßnahmen. Daher führt nicht jede große und frühe Freisetzung zu einem frühen Todesopfer. Die Wahrscheinlichkeit eines „early fatality“ ist demnach geringer. Der Vergleich zeigt, dass ein LERF-Wert von 10^{-5} pro Jahr eine konservative Interpretation des historischen LRF-Wertes von 10^{-6} pro Jahr darstellt. Heute wird in Bezug auf in Betrieb befindliche Anlagen meistens der LERF-Zielwert von 10^{-5} pro Jahr verwendet.

Plant	Estimated LERF (/yr)	Large Release Frequency (/yr)	Conditional Probability of LRF Given LERF
Peach Bottom	2.27E-06	1.0E-09	0.04%
Surry	5.29E-06	2.0E-07	3.8%
Grand Gulf	6.46E-07	3.0E-10	0.05%
Sequoyah	6.75E-06	6.0E-07	8.9%
Zion	7.10E-06	6.0E-07	8.5%

Abbildung 1 – Vergleich der LRF/LERF-Ergebnisse (aus NUREG-1150)

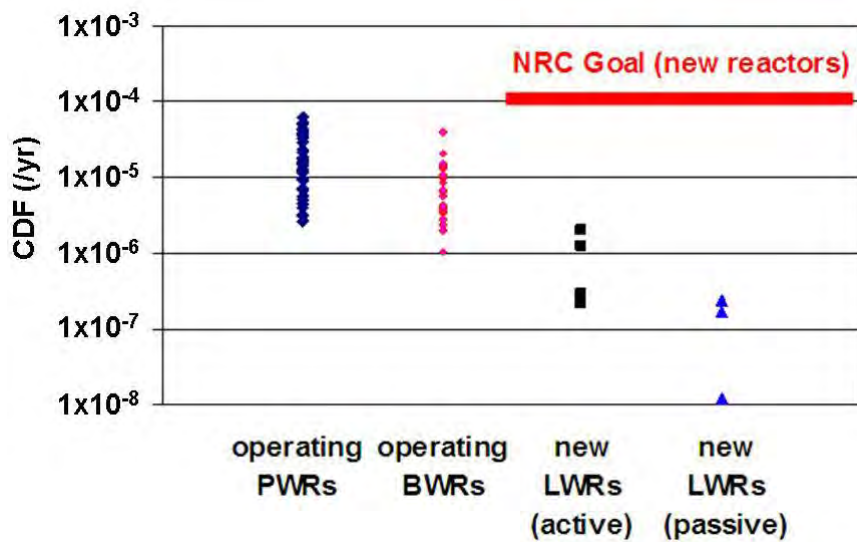
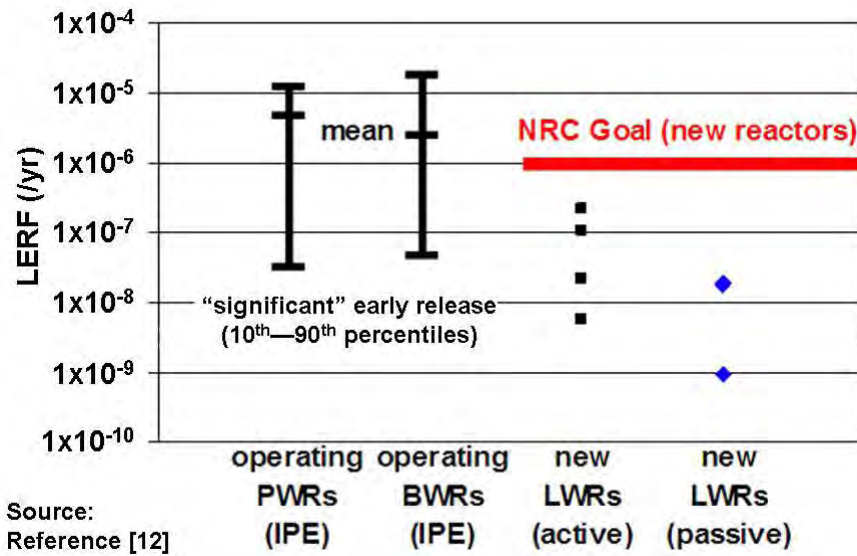
Sicherheitsziele für neue Reaktoren

Bereits im Jahr 1985 brachte die Kommission zum Ausdruck, dass sie von zukünftigen Reaktorkonzepten ein höheres Sicherheitsniveau erwartet als von den gegenwärtigen Anlagen [NRC 85]. Mitte der 90er Jahre wurde dieser Anspruch erneuert:

“The Commission expects that advanced reactors will provide enhanced margins of safety and/or utilize simplified, inherent, passive, or other innovative means to accomplish their safety functions” [NRC 94]

Diese Erwartung schlägt sich allerdings kaum in den Sicherheitszielen für neue Reaktoren nieder. Eine erste Initiative der NRC-Mitarbeiter, die ein CDF-Wert von 10^{-5} pro Jahr vorschlug, wurde von der Kommission nicht unterstützt. Die Kommission hält vielmehr an dem „alten“ CDF-Wert von 10^{-4} pro Jahr fest. Hinsichtlich der Häufigkeiten für die Freisetzungen gilt für neue Reaktoren der LRF-Wert von 10^{-6} pro Jahr. Dabei

bleibt die Definition der Eigenschaft „large“ weiterhin dem Antragsteller überlassen und



wird in den Genehmigungsunterlagen jeder Anlage unterschiedlich definiert.

Als drittes Sicherheitsziel verabschiedete die Kommission einen Wert für die bedingte Versagenswahrscheinlichkeit des Sicherheitsbehälters (Conditional Containment Failure Probability, CCFP). Die Bedingtheit kennzeichnet dabei einen vorangegangenen Kernschaden. Das Sicherheitsziel für CCFP soll kleiner als 0,1 betragen [NRC 10]. Das Versagen des Containments impliziert dabei eine unkontrollierte Freisetzung, die wesentlich größer ist als die Auslegungsleckrate. Dieses dritte Sicherheitsziel ist Ausdruck des gestaffelten Sicherheitsprinzips, weil es unabhängig von den vorangegangenen

Sicherheitszielen sicherstellt, dass die Anlage selbst im Falle sehr kleiner CDF-Werte noch Sicherheitsreserven jenseits eines Kernschadens aufweist. Alternativ kann der Antragsteller nachweisen, dass die Integrität des Containments in den ersten 24 Stunden nach Eintreten des Kernschadens erhalten bleibt (womit eine zeitliche Bedingung in die Sicherheitsziele aufgenommen wird).

Bei genauerer Betrachtung führt die Gesamtheit aller drei Sicherheitsziele (CDF, LRF und CCFP) zu einem effektiven CDF-Wert von 10^{-5} pro Jahr. Unter der Voraussetzung, dass für eine große Freisetzung ein Versagen des Sicherheitsbehälters notwendig ist (d.h. $LRF = CDF \times CCFP$), kann allein mit den Werten für CDF und CCFP eine große Freisetzung mit der Häufigkeit von $>10^{-6}$ pro Jahr erreicht werden. Dies würde allerdings dem LRF-Wert von $<10^{-6}$ pro Jahr widersprechen. Dieser Widerspruch kann nur dann aufgelöst werden, wenn entweder der CDF-Wert auf 10^{-5} pro Jahr oder der CCFP-Wert auf 0,01 herabgesetzt wird. Wenn der letzte Wert nicht umsetzbar ist, folgt für die Kernschadenshäufigkeit ein effektiv strengerer Wert von $<10^{-5}$ pro Jahr. Diese indirekte Implikation und die fehlende Definition, was eine große Freisetzung ausmacht, werden in weiten Teilen der NRC als unbefriedigend angesehen. Es kann angenommen werden, dass das Festhalten der NRC an dem „alten“ CDF-Zielwert verhindern soll, dass in der öffentlichen Wahrnehmung das Bild eines Zweiklassensystems entsteht. Insbesondere an Standorten, an denen zukünftig Reaktoren der zweiten als auch der dritten Generation in Betrieb sind, wäre schwer zu vermitteln, dass unterschiedliche Sicherheitsziele für einen Standort gelten.

Der Anforderungskatalog der Industrie („Utility Requirement Document“, URD) geht für neue Reaktoren einen Schritt weiter. Hier wird der CDF-Wert von vornherein auf 10^{-5} pro Jahr gesenkt. Ein CCFP-Wert ist im URD nicht festgelegt.

Wie Abbildung 2 zeigt, liegen die Kernschadenshäufigkeiten neuer Reaktoren um etwa ein bis drei Größenordnungen unterhalb derjenigen für in Betrieb befindliche Anlagen, falls externe Ereignisse unberücksichtigt bleiben. Die Diskrepanz ist im Falle der Freisetzungen mit ein bis vier Größenordnungen sogar noch größer (das hier markierte NRC-Ziel für neue Reaktoren ist ein LRF-Wert). In beiden Fällen werden in den PSA Anlagen mit passiven Sicherheitssystemen besonders günstig bewertet. Solche Anlagen weisen CDF/LRF-Werte auf, die etwa eine Größenordnung unterhalb derjenigen für neue Reaktoren mit aktiven Systemen liegen.

Alle Sicherheitsziele stellen lediglich Richtwerte dar und sind daher auch nicht im Code of Federal Regulations (CFR) als verbindliche Anforderungen bzw. Gesetze aufgeführt. Dennoch gelten die Sicherheitsziele NRC-intern als unumgängliche Kriterien. Aus Gesprächen mit den Kollegen in der NRC wurde deutlich, dass während des Reviews der Antragsunterlagen insbesondere auf den CCFP-Wert geachtet wird, der i. d. R. nur mit geringen Sicherheitsreserven eingehalten werden kann. Im Beispiel des AP1000 liegt der CCFP-Wert laut FSAR (Final Safety Analysis Report) bei 8,1 Prozent. Empfindlichkeitsanalysen zeigen, dass dieser Wert bei einzelnen (und geringfügigen) Ausfallannahmen das Sicherheitsziel deutlich übersteigen kann. Ergänzend muss aber festgestellt werden, dass mit dem CCFP-Wert große Unsicherheiten verbunden sind.

Die Bedingungen für CDF und LRF werden von den in der Genehmigung befindlichen Reaktoren mit großem Abstand erfüllt. Den geringsten, aber immer noch deutlichen Abstand zu den obigen Zielen weist der US-APWR (Advanced Pressurized Water Reactor) auf. Hier liegen der CDF-Wert bei $1,2 \times 10^{-6}$ pro Jahr und der LRF-Wert bei $2,9 \times 10^{-7}$ pro Jahr (interne Ereignisse). Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob eine Formulierung der Sicherheitsziele als formale Anforderung überhaupt zu einer neuen Genehmigungsgrundlage geführt hätte.

3.3 Risikoinformierte Regulierungsinstrumente für in Betrieb befindliche Anlagen

Zum Zeitpunkt der Abstimmung ist die Frage, ob und wie die gegenwärtige risikoinformierte Regulierung auf neue Reaktoren angewendet werden kann, ein häufig diskutiertes Thema in der NRC. Zum besseren Verständnis dieser Diskussionen werden im Folgenden drei risikoinformierte Programme für in Betrieb befindliche Anlagen vorgestellt. Im Gegensatz zur risikobasierten Regulierung zeichnet sich die risikoinformierte Regulierung dadurch aus, dass PSA-Ergebnisse nicht alleine als Entscheidungsgrundlage herangezogen werden, sondern zusätzlich noch deterministische Bedingungen erfüllt sein müssen.

Mitigating Systems Performance Index (MSPI)

Änderungen in der Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit von risikorelevanten Systemen aufgrund von internen Ereignissen können auf Grundlage der PSA mithilfe des MSPI-Index bewertet werden. Die Entscheidungsgröße MSPI ist im Wesentlichen ein Birnbaum-Wert. Dieser Wert beschreibt die absolute Änderung in der Kernschadenshäufig-

keit aufgrund eines degradierten Systems gegenüber dem CDF-Wert, bei dem das System mit Sicherheit nicht ausfällt. Eine farbkodierte Klassifizierung des Anlagenzustandes erfolgt dann gemäß den folgenden Schwellenwerten:

Grün für	$\text{MSPI} \leq 10^{-6}$ pro Jahr
Weiß für	$10^{-6} \leq \text{MSPI} \leq 10^{-5}$ pro Jahr
Gelb für	$10^{-5} \leq \text{MSPI} \leq 10^{-4}$ pro Jahr
Rot für	$\text{MSPI} > 10^{-4}$ pro Jahr

Anlagen mit einem niedrigen CDF-Grundwert benötigen eine höhere Anzahl von ausgefallenen Systemen, um die jeweiligen Schwellenwerte zu erreichen bzw. zu überschreiten.

Significance Determination Process (SDP)

Eine andere risikoinformierte Anwendung liegt in der Bewertung von Inspektionsbefunden mithilfe des SDP. Bei einem Befund (z. B. der passive Ausfall einer Komponente) wird der Faktor ermittelt, um den der CDF-Wert aufgrund des Ausfalls gestiegen ist. Unter Berücksichtigung der Ausfalldauer wird ein Wert ermittelt, der ähnlich wie bei dem MSPI zu einer farbkodierten Einstufung des Befundes führt. Auch hier würde eine deutlich geringere Kernschadenshäufigkeit dazu führen, dass nur bei entsprechend hohen Ausfalldauern oder einer Vielzahl von Ausfällen der erste Schwellenwert überschritten wird.

Änderungen der Betriebsgenehmigung nach RG 1.174

Der Regulatory Guide 1.174 „An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk Informed Decisions on Plant Specific Changes to the Licensing Basis“ bildet die Grundlage für anlagenspezifische Änderungen der Betriebsgenehmigung, die durch einen risikoinformierten Ansatz durchgeführt werden können. Darunter fallen Änderungen in der Routine von Test- und Inspektionsmaßnahmen sowie in den technischen Spezifikationen. Anlagenänderungen, die keine Erhöhung der CDF/LERF-Werte bedeuten, dürfen aus probabilistischer Sicht umgesetzt werden. Bei einem Anstieg dieser Werte jedoch entscheidet der LERF-Grundwert der Anlage über den maximal zulässigen Anstieg von LERF, d. h. ΔLERF , der mit einer solchen Änderung

verbunden ist (siehe Abbildung 3). Ein Anstieg des LERF-Wertes von $<10^{-7}$ pro Jahr gilt als „small increase“ und kann unabhängig vom LERF-Grundwert umgesetzt werden (Region III). Eine Änderung im Bereich 10^{-7} bis 10^{-6} pro Jahr bedarf eines Nachweises, dass der LERF-Grundwert kleiner als 10^{-5} pro Jahr ist (Region II). In Region I hingegen sind keine Maßnahmen erlaubt, die mit einem Anstieg des LERF-Wertes verbunden sind. Der Übergangsbereich soll andeuten, dass in diesem Bereich eine vertiefte Auswertung der NRC erfolgt. Eine entsprechende Risiko-Metrik für die Kernschadenshäufigkeit muss bei solchen Änderungen ebenfalls erfüllt sein (hier nicht abgebildet). Im Falle neuer Reaktoren mit typischen LERF-Grundwerten im Bereich von 10^{-8} pro Jahr würde eine Änderung in der Region III mit $\Delta\text{LERF} < 10^{-7}$ pro Jahr keinesfalls als „small increase“ bezeichnet werden.

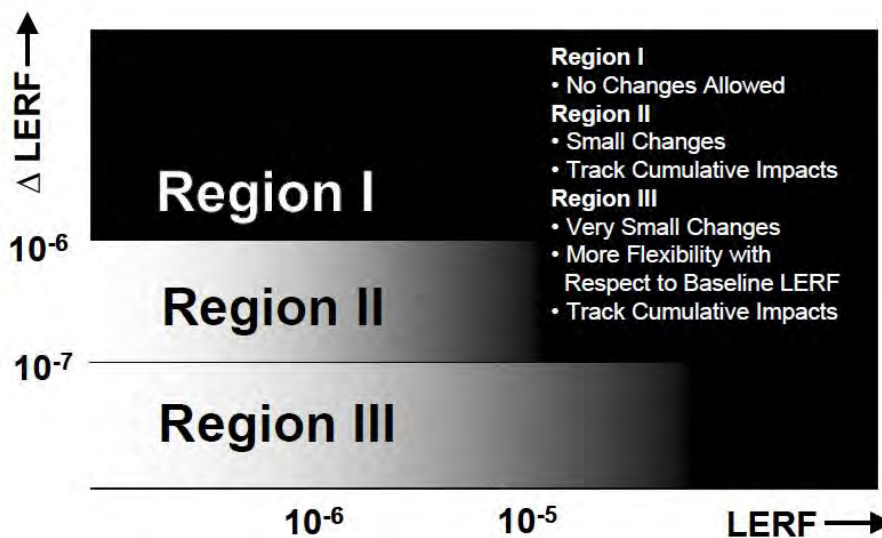


Abbildung 3 – Akzeptanz-Metrik für Anlagenänderungen, die mit einem Anstieg des LERF-Wertes verbunden sind (aus RG 1.174)

3.4 Anwendbarkeit der bestehenden risikoinformierten Regulierungsinstrumente auf neue Reaktoren

Die im vorangegangenen Abschnitt skizzierten Programme sind auf in Betrieb befindliche Reaktoren zugeschnitten. Die Schwellenwerte dieser Programme erweisen sich jedoch als unsensibel im Falle der sehr kleinen CDF/LRF-Grundwerte neuer Reaktoren. Derzeit wird unter Beteiligung des Bereichs DSRA daran gearbeitet, wie die risikoinformierten Programme auf neue Reaktoren angewendet werden können. Zum Zeitpunkt der Abstellung liegen sechs Optionen vor, die als Grundlage für kommende Dis-

kussionen dienen sollen. Im folgenden Abschnitt sollen die drei am häufigsten diskutierten Optionen kurz dargestellt werden.

Relative Schwellenwerte: Die Schwellenwerte werden in den Programmen anhand eines relativen Ansatzes definiert, so dass unterschiedliche Grundwerte bzgl. CDF und LRF bei dem Entscheidungsprozess berücksichtigt werden. Programme, deren Entscheidungsgrößen bereits relativ definiert sind (z. B. auf Basis eines FV- oder RAW-Wertes) bleiben erhalten und werden auch auf neue Reaktoren angewendet.

Vorteile:

- Definitionen wie „small increase“ (in RG 1.174) können erhalten bleiben
- Relative Indikatoren für Inspektionsbefunde (im Rahmen von SDP) und Systemausfälle (MSPI) sind bei der Anwendung auf neue Reaktoren nicht länger unsensibel

Nachteile:

- Risiko-Metriken mit absoluten Schwellenwerten (wie in Abbildungen 3 gezeigt) sind mit den relativen Akzeptanzgrößen unvereinbar
- Der relative Ansatz erfordert eine eindeutige Definition der Referenzniveaus, d. h. der Grundwerte von CDF und LRF
- Der relative Ansatz kann in Einzelfällen auch schwer oder nicht umsetzbare Schwellenwerte erzeugen
- Die Einführung relativer Schwellenwerte würde sich auf den Betrieb der derzeitigen Reaktoren auswirken

Reduzierte Schwellenwerte: Die derzeit geltenden und absoluten Schwellenwerte werden für neue Reaktoren um (beispielweise) eine Größenordnung herabgesetzt. Eine „Weiß“-Klassifizierung aufgrund eines MSPI-Wertes von $\geq 10^{-6}$ würde diesem Ansatz zufolge bereits bei $\geq 10^{-7}$ eintreten.

Vorteile:

- Der Ansatz berücksichtigt das tiefere Niveau der CDF/LRF-Werte neuer Reaktoren gegenüber in Betrieb befindlichen Anlagen.

- Der Ansatz bringt die Erwartung der Kommission an ein verbessertes Sicherheitsniveau neuer Reaktoren zum Ausdruck.
- Das Herabsenken der Schwellenwerte verhindert die oben beschriebene Insensibilität bei Anwendung der bestehenden Regeln auf neue Reaktoren.

Nachteile:

- Der Ansatz fordert für neue Reaktoren deutlich strengere Akzeptanzwerte als sie durch die Sicherheitsziele abzuleiten sind.
- Ein Anstieg um einen bestimmtes Δ LRF (nach RG 1.174) würde zu einer unterschiedlichen Behandlung bei neuen und alten Reaktoren führen.

Bewertungsgrundlage abhängig vom Einzelfall: Die Schwellenwerte und Akzeptanzkriterien bleiben nur für in Betrieb befindliche Reaktoren gültig. Für neue Reaktoren wird ein Bewertungskonzept erarbeitet, sobald eine ausreichende Menge an Betriebserfahrung zur Verfügung steht. Bis zu diesem Zeitpunkt werden anlagenspezifische Anforderungen ausgearbeitet, die eine Kombination aus deterministischen und probabilistischen Analysen beinhalten.

Vorteile:

- Die Einbindung an Betriebserfahrung kann dazu beitragen, eine verbesserte Bewertungsgrundlage zu erarbeiten. Eine ausreichende Menge an Betriebserfahrung wird nicht vor 2018 erwartet
- Die Entwicklung von anlagenspezifischen Anforderungen für eine geringe Anzahl von neuen Reaktoren gilt hinsichtlich des NRC-Personalaufwands als machbar

Nachteile:

- Es gibt keinen einheitlichen Ansatz für in Betrieb befindliche und neue Reaktoren
- Betreiber neuer Reaktoren haben keine Planungssicherheit und könnten Einzelfallentscheidungen anfechten

Grundsätzliche Probleme mit neuen Risiko-Metriken

Wie dargestellt, enthalten die derzeitigen risikoinformierten Programme für in Betrieb befindliche Anlagen absolute Schwellenwerte, die in einem angemessenen Verhältnis zu den Sicherheitszielen und den CDF/LRF-Grundwerten stehen. Die Anwendung derselben Programme auf neue Reaktoren führt zu Problemen, da sich die Schwellenwerte aufgrund des verbesserten CDF/LRF-Niveaus insensibel auf neue Reaktoren auswirken. Manche der sechs diskutierten Optionen enthalten daher neue Risiko-Metriken. Sie sind allerdings mit folgenden Nachteilen verbunden:

- Restriktivere Risiko-Metriken stehen im Widerspruch zu den praktisch unveränderten Sicherheitszielen für neue Reaktoren.
- Restriktivere Risiko-Metriken führen zu einem beträchtlichen Begutachtungsaufwand seitens der NRC, und zwar auf einem probabilistischen Niveau, das kaum einen Bezug zum Schutz der Öffentlichkeit darstellt.
- Die Anwendung von unterschiedlichen Risiko-Metriken kann zu Problemen in der öffentlichen Wahrnehmung führen, insbesondere wenn an manchen Standorten sowohl alte als auch neue Anlagen betrieben werden.
- Das probabilistische Niveau neuer Metriken kann zu Problemen bei der Auflösung führen. Entscheidungen müssten anhand sehr kleiner Änderungen erfolgen, die mit relativ großen Fehlern verbunden sind.

3.5 Risikoinformierte Regulierungsinstrumente für neue Reaktoren

3.5.1 Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria (ITAAC)

In einem zweistufigen Genehmigungsverfahren wird im Review des Antrags auf Betriebsgenehmigung geprüft, ob die tatsächlich gebaute Anlage dem genehmigten Stand entspricht. In einem einstufigen Genehmigungsverfahren hingegen, bei dem eine kombinierte Bau- und Betriebsgenehmigung vor Baubeginn ausgesprochen wird, ist dieses Prüfverfahren nicht mehr möglich. Daher wird die COL-Genehmigung unter Vorbehalt ausgesprochen. Das Anfahren der Anlage kann erst dann erfolgen, wenn der erfolgreiche Abschluss eines vordefinierten Prüfverfahrens, das der Betreiber während der Bauphase umsetzen muss, nachgewiesen ist. Dieses Verfahren wird ITAAC-Programm (Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria) genannt und wird vom Antragsteller ausgearbeitet. Die NRC prüft das Programm im Rahmen der COL-Antragstellung. Verfahren und Zeitplan, nach dem der Antragsteller die ITAACs um-

setzt, sind nicht Teil der Genehmigung. Für den Fall, dass die COL-Zertifizierung auf ein „Design Certification“ (DC) oder „Early Site Permit“ (ESP) Bezug nimmt, müssen zusätzlich auch die in der DC oder ESP definierten ITAACs umgesetzt werden. Im US-Bundesgesetz wird ITAAC gleich an mehreren Stellen genannt, darunter in Paragraph 52.54, Issuance of standard design certification:

“The proposed inspections, tests, analyses, and acceptance criteria are necessary and sufficient, within the scope of the standard design, to provide reasonable assurance that, if the inspections, tests, and analyses are performed and the acceptance criteria met, the facility has been constructed and will be operated in accordance with the design certification, the provisions of the Act, and the Commission's regulations” (10 CFR Part 52.54(a)(5))

Für den Standort Summer (AP1000) gib es laut Antragsteller rund 900 ITAAC pro Reaktorblock. Bei jedem dieser ITAAC muss der Antragsteller die Umsetzung dokumentieren. Zusätzlich wird die NRC etwa 40% der ITAAC durch Inspektoren am Standort prüfen. Um diese Prüfungen sinnvoll zu verteilen, werden Gruppen von ITAAC gebildet, in denen ITAAC mit ähnlichen Merkmalen (d. h. ähnliche SSC und Nachweisverfahren) zusammengefasst werden. Ein risikoinformiertes Auswahlverfahren stellt sicher, dass jede Gruppe in den Prüfungen vertreten ist und insbesondere ITAACs bezüglich SSC mit hohen Risikobeiträgen (i. d. R. RAW-Werten) geprüft werden. Sind die Stichproben innerhalb einer Familie entsprechend der vordefinierten Kriterien umgesetzt, wird angenommen, dass alle ITAAC derselben Familie gemäß der COL-Genehmigung durchgeführt wurden. In regelmäßigen Abständen wird im Bundesgesetz der Abschluss von ITAAC veröffentlicht. Nachdem die Kommission den Abschluss aller ITAAC bestätigt hat, kann im nächsten Schritt die Beladung mit dem Kernbrennstoff erfolgen (siehe dazu § 52.103(g)).

Das ITAAC-Programm ist auch eine Folge der Erfahrungen mit den in Betrieb befindlichen Reaktoren, bei denen in den ersten Betriebsjahren eine Vielzahl von Mängeln auftrat, die i. d. R. auf ein unzureichendes Qualitätsmanagement während des Baus zurückzuführen waren.

Der wesentliche Unterschied zu den Inspektionsarbeiten im Rahmen eines zweistufigen Genehmigungsverfahrens besteht darin, dass die ITAAC bereits vor dem Baubeginn spezifiziert sind. Es liegen also Kriterien vor, deren spätere Umsetzung einen genehmigungskonformen Anlagenzustand definiert. Derselbe Nachweis wird im Rahmen

eines zweistufigen Genehmigungsverfahrens durch Vor-Ort-Inspektionen erbracht, deren Prüfinhalte jedoch nicht definiert sind. Unterschiedlich ist auch, dass späte Auslegungsänderungen (d. h. während des Baus) in einem einstufigen Verfahren weitaus problematischer sind, da die endgültige Auslegung vor Baubeginn bereits zertifiziert wurde. Ein solcher Fall kann dazu führen, dass die COL-Genehmigung durch ein „amendment“ ergänzt werden muss, was i. d. R. zu erheblichen Verzögerungen führt. Das zweistufige Verfahren erlaubt späte Auslegungsänderungen weitaus besser, da der Genehmigungsprozess zum Zeitpunkt des Baus nicht abgeschlossen ist. Hier kann für viele Auslegungsänderungen nachträglich gezeigt werden, dass die Funktion des entsprechenden SSC beibehalten bleibt. Außerdem ist ein „amendment“ im Rahmen der Betriebsgenehmigung möglich. Die größere Flexibilität ist insbesondere für first-of-a-kind-Reaktoren von Bedeutung, da hier späte Auslegungsänderungen deutlich häufiger auftreten. Auf diese Weise wird verständlich, warum TVA (Tennessee Valley Authority) für den mPower-SMR am Standort Clinch River den zweistufigen Genehmigungsprozess unter Part 50 gewählt hat. Nach Aussagen von NRC-Mitarbeitern wird angenommen, dass die Antragsteller weiterer SMR-Konzepte ebenfalls zunächst das zweistufige Verfahren wählen werden.

Im Rahmen von Vorarbeiten an verschiedenen Standorten und auch in Planspielen wurden erste ITAAC durchgeführt. Dabei wurde die Bedeutung von möglichst klaren und unmissverständlichen ITAAC-Formulierungen deutlich. Das in Tabelle 1 gezeigte Beispiel zeigt ein durch den Antragsteller vorgeschlagenes Nachweisverfahren, das nicht zur Erfüllung des Akzeptanzkriteriums führt.

Die hier vorgeschlagene Inspektion kann lediglich sicherstellen, dass ein bestimmtes Volumen realisiert ist, nicht jedoch, ob dieses Volumen ausreicht, um 400% der Kernschmelze aufzufangen. Zur Gewährleistung des Akzeptanzkriteriums muss die Inspektion um eine Analyse erweitert werden.

Design Commitment	Inspection, Tests, Analyses	Acceptance Criteria
The XYZ system has an available volume ... sized to contain approximately 400% of the full-core debris	Inspection of the as-built system will be conducted	The as-built XYZ is sized to contain 350%-450% of the full-core debris

Tabelle 1 - Beispiel für eine unzureichende ITAAC-Definition

Hinsichtlich des Neubaus am Standort Vogtle (zwei AP1000) werden bereits erste ITAAC durchgeführt, darunter Tests zur Kerbschlagzähigkeit des RDB sowie Untersuchungen des Erdreichs anhand von Druckwellen. Ein erster Verstoß gegen ITAAC liegt ebenfalls vor. Eine wasserundurchlässige Membran, die auf dem Fundament ausgelegt wurde, konnte die in den ITAAC geforderten Akzeptanzkriterien hinsichtlich eines Verrutsch-Koeffizienten nicht erfüllen.

Das letzte Beispiel wurde kürzlich in einem Briefing der Kommission („Information Briefing on ITAAC“) durch den Vorsitzenden Jaczko aufgegriffen. Jaczko brachte zum Ausdruck, dass manche ITAAC zu vage formuliert sind und führte das Beispiel der obigen Membran an. An dieser Stelle sei durch das ITAAC-Programm lediglich vorgegeben, dass ein Test einen Verrutsch-Koeffizienten der Membran von $> 0,7$ nachweisen muss. Dieser Test sei aber nicht hinreichend spezifiziert. Jaczko erläuterte, dass in einer Versuchsreihe zur Ermittlung des tatsächlichen Koeffizienten der ausgelegten Membran durchaus Werte auftreten könnten, die unterhalb von $0,7$ liegen. Es sei dann unklar, wie eine solche Testreihe abschließend zu bewerten ist. Ein solcher Fall würde die Entscheidung der Kommission erschweren, die in einer abschließenden Anhörung nach § 52.103(g) über die zufriedenstellende Abwicklung aller ITAAC zu urteilen hat. Zudem müsse man mit öffentlicher Kritik rechnen, in der ein Verstoß gegen die Lizenzierungsbedingung thematisiert wird. Jaczko machte deutlich, dass der Erfolg des einstufigen Genehmigungsprozesses ganz wesentlich davon abhängig ist, dass die Definition der ITAAC in der COL-Genehmigung keine mehrdeutigen Interpretationen zulassen. Nur so sei gewährleistet, dass geprüft werden kann, ob die Anlage im Einklang mit den Genehmigungsunterlagen gebaut wird.

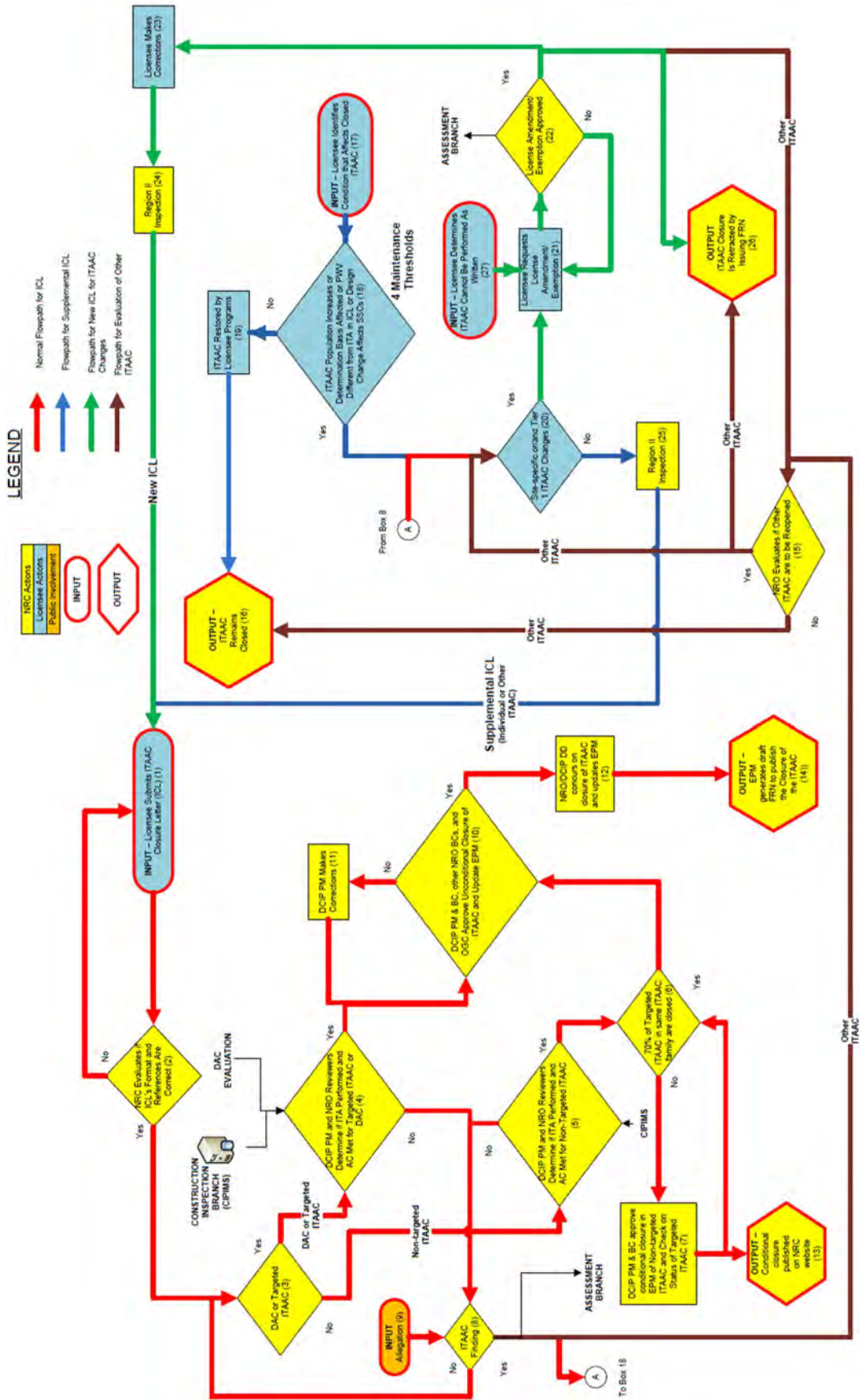


Abbildung 4 - Das Verfahren zum Abschluss der ITAAC („closure“)

Einige Mitarbeiter der NRC sehen den Spielraum, den manche ITAAC-Definitionen aufweisen, als konsistent mit den Grundsätzen der NRC, wonach nicht-sicherheitsbezogene Auflagen und Anforderungen zu minimieren sind. Dieser Argumentation zufolge sollte die Definition der ITAAC lediglich dazu führen, dass die Funktion eines SSC hinreichend festgelegt ist und durch ein Verfahren nachgewiesen werden kann. Auf welche Weise diese Funktion gewährleistet wird, sollte durch die ITAAC nicht vorgegeben werden (sofern dies nicht die Funktion selbst berührt). Eine „vage“ Definition der ITAAC kann aus einem weiteren Grund zweckmäßig sein. Insbesondere während des Baus können Situationen auftreten, in denen Änderungen von genehmigungsrelevanten SSC notwendig werden. Um im obigen Beispiel der Membran zu bleiben, wäre es denkbar, dass der Hersteller dieser Membran nach Erteilung der COL lieferunfähig wird. Die Funktion einer wasserundurchlässigen und rutschsicheren Schicht müsste dann evtl. durch einen anderen Typ von Membran gewährleistet werden, dessen Verrutschsicherheit nicht durch einen Koeffizienten sichergestellt wird, sondern durch Befestigungsmaßnahmen. Auf diese Weise könnte sich die Vorgabe eines Schwellenwertes für einen solchen Koeffizienten nachträglich als eine unnötige Spezifizierung der Anforderung von „ortsfest“ erweisen.

Tatsächlich ist der ITAAC-Prozess wesentlich komplizierter als die hier erläuterten Grundzüge. Als Beispiel zeigt Abbildung 4 das Verfahren, mit dem die ITAAC „geschlossen“ (ITAAC-closure) werden.

3.5.2 Regulatory Treatment of Non-Safety Systems (RTNSS)

Bei den neuen Reaktorkonzepten mit passiver Sicherheitsauslegung (AP1000 und ESBWR) sind fast alle aktiven Systeme als nicht-sicherheitsgerichtet klassifiziert. Einzige Ausnahme bildet das leittechnische System, das mit Wechselstrom aus sicherheitsklassifizierten Dauerstromquellen (aus Batterien) betrieben wird. Alle übrigen sicherheitsgerichteten Systeme sind passiv ausgeführt und enthalten als aktive Komponenten lediglich Ventile, deren Stromversorgung über Batterien gesichert sind, luftbetriebene fail-safe-Ventile¹² oder Rückschlagklappen.

Unter den Sicherheitssystemen zur passiven Nachwärmeabfuhr liegen sogar vereinzelt gestaffelte Systeme vor. So kann beim AP1000 die Wärmeabfuhr bei Unverfügbar-

¹² Dazu gehören auch die luftbetriebenden Abschlussventile (fail-safe) des Containments

keit/Ausfall der Wärmetauscher im IRWST auch mithilfe einer automatischen Druckentlastung mit anschließender passiver Kühlmittleinspeisung sichergestellt werden. Im Rahmen der Antragstellung werden in den Unfallanalysen (Kapitel 15 des Design Control Document oder Safety Evaluation Report) lediglich diese sicherheitsklassifizierten Pfade zur Wärmeabfuhr berücksichtigt.

Einige der nicht-sicherheitsklassifizierten aktiven Systeme bilden gegenüber den passiven Systemen eine weitere Verteidigungslinie. Dabei sind diese aktiven Systeme als „front-line“ Systeme ausgelegt, um die passiven Systeme bei (geringfügigen) Störungen nicht anfordern zu müssen. Dies ist von Bedeutung, da nach der Aktivierung eines passiven Systems i. d. R. eine langwierige Stillstandsphase der Anlage allein deswegen notwendig ist, um den Reaktor und das passive System in einen betriebsbereiten Zustand zurückzuführen (z. B. zur Deborierung des Reaktorkühlkreislaufs nach CMT-Einspeisung).

Laut Utility Requirements Document (URD) sollen die passiven Sicherheitssysteme bei Auslegungsstörfällen die Nachwärmeabfuhr für 72 Stunden sicherstellen, ohne dass Eingriffe der Schichtmannschaft notwendig sind oder Wechselstromquellen bereitstehen müssen¹³. Anschließend ist u. U. ein Wiederauffüllen der Kühlmittelvorräte mittels aktiver Systeme notwendig oder eine direkte und aktive Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkühlkreislauf oder dem Containment.

Zur Gewährleistung einer von den passiven Systemen unabhängigen Verteidigungslinie bedarf es aktiver Systeme zur Wärmeabfuhr und Einspeisung sowie zur Kühlung und Reinigung des Brennelementlagerbeckens. Zusätzlich müssen die entsprechenden Hilfssysteme (z. B. Diesel und Zwischen- und Nebenkühlkreislauf) verfügbar sein. Unter Umständen sind weitere Systeme notwendig, etwa ein Ventilationssystem zur Kühlung von Schaltschränken und zur Umwälzung bzw. Reinigung der Luft im Kontrollraum. Diese Funktionen werden in konventionellen Anlagen von sicherheitsklassifizierten Systemen ausgeführt.

Aufgrund der wichtigen Backup-Funktion dieser aktiven und nicht-sicherheitsklassifizierten „defense-in-depth“-Systeme sah man in der NRC seit Anfang der 1990er Jahre zunehmend Bedarf, die Zuverlässigkeit dieser Systeme durch die

¹³ In der PSA werden aber lediglich „mission times“ von 24h betrachtet.

Aufnahme in ein Aufsichtsprogramm zu verbessern. Die mangelnde Betriebserfahrung mit einigen passiven Systemen und die inhärenten Unsicherheiten in den zugrundeliegenden Prozessen von Naturumläufen verstärkten diese Bemühungen. Das zeigt sich bei einem damals häufig thematisierten Fall, bei dem die Zuverlässigkeit der passiven Öffnung der Rückschlagklappen in passiven Einspeisesystemen diskutiert wurde. Das folgende Beispiel soll dies näher beschreiben.

In der Auslegung des AP1000 führt ausgehend von der kalten Hauptkühlmitteleitung eine „balance line“ in den oberen Teil der „Core Makeup Tanks“ (CMT). Die Einspeisung der CMT erfolgt über die „discharge line“, in der zwei parallel geschaltete motorbetätigte Ventile und zwei in Serie geschaltete Rückschlagklappen angeordnet sind, in die „Direct Vessel Injection line“ (DVI). Im Normalbetrieb sind die Ventile geschlossen und die Klappen geöffnet. Bei einem Kühlmittelverluststörfall wird die Einspeisung der CMT, d. h. die Öffnung der motorbetätigten Ventile, über einen geringen Wasserstand im Druckhalter ausgelöst. Gleichzeitig werden die Hauptkühlmittelpumpen ausgeschaltet. Das Auslaufen der Pumpen allerdings verhindert zunächst eine Einspeisung der CMT, da die Pumpen in der „discharge line“ kurzzeitig eine Strömung gegen die Einspeiserichtung hervorrufen. Diese Strömung lässt die Rückschlagklappen schließen. Erst das vollständige Auslaufen der Pumpen führt dazu, dass die Klappen durch den passiven Einspeisestrom geöffnet werden. Dabei ist die selbstständige Einspeisung eine Folge des Dichteunterschieds zwischen „balance line“ und „discharge line“ (genauer: „discharge line“ und CMT). Im weiteren Störfallauf werden die Rückschlagklappen zu Beginn der Einspeisung der Druckspeicher erneut geschlossen. Ist der Kühlmittel- und Druckeintrag durch die Druckspeicher beendet, müssen die Rückschlagklappen ein zweites Mal durch den passiven Einspeisemechanismus geöffnet werden.

In der Vor-Genehmigungsphase des AP600 hielt man die Öffnung der Rückschlagklappen aufgrund der geringen Kräfte aus den Dichteunterschieden zunächst für nicht zuverlässig und befürchtete eine Blockierung der passiven CMT-Einspeisung. Als Konsequenz wurden Rückschlagklappen mit der Vorzugsstellung „offen“ in der Auslegung vorgesehen. Derartige Klappen können ohne Federn betrieben werden, in dem auf der zuströmenden Seite der Klappe ein Gegengewicht angebracht wird (in einem hinreichenden Abstand von der Klappe). Liegt der Drehpunkt der Klappe an der Oberseite der Leitung, dann wird die Klappe durch die Gewichtskraft des Gegengewichts offen gehalten.

Insgesamt konnte eine Vielzahl von Analysen und Integraltests dabei helfen, die Unsicherheiten in passiven Systemen mit Naturumläufen zu reduzieren. Laut FSAR (Final Safety Evaluation Report) des AP1000 sind die thermohydraulischen Unsicherheiten im Zusammenhang mit passiven Systemen jedoch nicht vollständig ausgeräumt. In konventionellen Reaktorauslegungen treten diese Bedenken nicht auf, da die zur Verfügung stehenden Druckkräfte aus Einspeisepumpen durchaus in der Lage sind, selbst klemmende Klappen zu öffnen.

Die Industrie reagierte mit zusätzlichen Anforderungen im URD für ALWR¹⁴. Für nicht-sicherheitsgerichtete aktive Systeme, die eine „defense-in-depth“-Funktion wahrnehmen, sind Anforderungen in den folgenden Bereichen vorhanden:

- Verbesserter Schutz der Komponenten vor Strahlung zur Gewährleistung der Zugänglichkeit nach einem Unfall
- Redundanzanforderung auf Basis des Einzelfehlerkriteriums
- Erhöhte Verfügbarkeit der Stromversorgung
- Realistische Berechnung von Sicherheitsmargen
- Erhöhte Testanforderungen

Das NRC-Programm zur Regulierung der aktiven „defense-in-depth“-Systeme heißt „Regulatory Treatment of Non-Safety Systems“ (RTNSS). Zur Identifizierung dieser Systeme werden fünf Kriterien hinsichtlich ihrer Systemfunktionen angewendet:

1. Die SSC-Funktion ist notwendig, um geltende Anforderungen hinsichtlich ATWS (CFR 50.62) und „station blackout“ (CFR 50.63) zu erfüllen (z. B. die Vorhaltung eines unabhängigen Systems zur Abschaltung des Reaktors)
2. Die SSC-Funktion sichert die Langzeitkühlung (>72 Stunden) und ist nach Erdbeben relevant. Hierzu können sowohl deterministische als auch probabilistische Analysen verwendet werden.
3. Die SSC-Funktion ist notwendig, um die Sicherheitsziele zu erfüllen (z. B. $CDF < 10^{-4}$ pro Jahr und $LRF < 10^{-6}$ pro Jahr): Die dabei zugrunde gelegte Analyse geht von einer „fokussierten PSA“ für den Leistungsbetrieb und internen Ereignissen aus, bei der die nicht-sicherheitsklassifizierten Systeme als ausgefal-

¹⁴ Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document

len angenommen werden. Treten in der „fokussierten PSA“ auslösende Ereignisse häufiger auf als in der umfangreichen PSA, dann werden die aktiven Systeme, deren Berücksichtigung zu einer Herabsetzung der Häufigkeiten auf das Niveau in der umfangreichen PSA führen, in die „fokussierte PSA“ aufgenommen. In einem zweiten Schritt werden die aktiven Systeme identifiziert, deren Aufnahme in die „fokussierte PSA“ notwendig ist, um die Sicherheitsziele zu erfüllen. Alle aktiven Systeme, die durch dieses Verfahren ermittelt werden, gelten als risikorelevant und werden in das RTNSS-Programm aufgenommen.

4. Die SSC-Funktion ist notwendig, um dem Containment-Sicherheitsziel zu genügen ($CCFP < 0,1$). Dabei sind auch Bypass-Sequenzen zu berücksichtigen. Wie bei dem dritten Kriterium, basiert die Analyse zu diesem Kriterium auf einer „fokussierten PSA“.
5. Die SSC-Funktion gewährleistet, dass sich Systeme untereinander nicht nachteilig beeinflussen („adverse systems interaction“)

Bei der Anwendung dieses Verfahrens kam Westinghouse für den AP1000 zu den nachstehenden Ergebnissen:

1. Es wurden keine Systeme aufgrund des SBO-Kriteriums identifiziert. Bezüglich der ATWS-Anforderungen wurden Funktionen des „Diverse Actuation Systems“ (DAS) und Bereiche der nicht-sicherheitsklassifizierten Dauerstromquellen als RTNSS-relevant ermittelt.
2. Zur Sicherung der Langzeitkühlung (>72 Stunden) wurden in der Analyse verschiedene Systeme identifiziert, darunter die Treibstofftanks der Notstromdiesel, die Pumpen zur Wiederauffüllung des Wassertanks des PCS (Passive Containment Cooling System) und die Luftkühler des Kontrollraums und der Leittechnik-Räume.
3. Die Häufigkeiten auslösender Ereignisse in der „fokussierten PSA“ lagen nur in zwei Fällen höher als in der umfangreichen PSA. In einem Fall stand ein nicht-sicherheitsklassifiziertes System im Vordergrund, das während des Normalbetriebs arbeitet und zur Auslösung der Turbinenschnellabschaltung dient. Da das RTNSS-Programm in erster Linie darauf abzielt, die Zuverlässigkeit von Standby-Systemen zu erhöhen, wurde das identifizierte System nicht in das Programm aufgenommen. Die NRC und Westinghouse konnten sich jedoch darauf verständigen, die Zuverlässigkeit der beteiligten Komponenten durch nachträgliche Maßnahmen zu verbessern. Das LRF-Sicherheitsziel von 10^{-6} pro Jahr konnte nur dann erreicht werden, wenn in der „fokussierten PSA“ eine

Reihe von Funktionen des „Diverse Actuation Systems“ (DAS) hinzugezogen werden. Eine Unsicherheitsanalyse zeigte signifikante Beiträge bzgl. der Einspeiserate des aktiven Einspeisesystems und der Wasserstoffzündler. Als Folge wurden diese Systeme in das RTNSS-Programm aufgenommen.

4. Zur Erreichung des Sicherheitszieles für das Containment wurden die Wärmedämmung des RDB (relevant bei der Außenkühlung des RDB) sowie die Wasserstoffzündler identifiziert und in das RTNSS-Programm aufgenommen.
5. Die NRC bestätigte Westinghouse darin, dass keine SSC-Funktionen zur Vermeidung von „adverse systems interactions“ gefunden wurden.

Das Ausarbeiten von Anforderungen für RTNSS-SSC obliegt dem Antragsteller. Im FSAR des AP1000 (Kapitel 22) heißt es hierzu:

This process does not require that the active systems brought under regulatory oversight meet all safety-related criteria, but rather that these controls provide a high level of confidence that active systems having a significant safety role are available when they are challenged.

Dabei muss nicht ein Satz von Anforderungen für alle RTNSS-SSC gelten. Die Anforderungen werden vielmehr SSC-spezifisch ausgearbeitet, und zwar in Abhängigkeit des Beitrags des SSC zur Erfüllung der oben genannten fünf Kriterien.

3.5.3 Reliability Assurance Program (RAP)

Dieses Programm soll sicherstellen, dass die Zuverlässigkeit von risikorelevanten SSC während des Baus und über die gesamte Betriebszeit der Anlage den Annahmen in den Genehmigungsunterlagen entspricht. Die Einführung des RAP geht auf ein „Commission Paper“ (SECY-95-132) aus dem Jahr 1995 zurück, das wesentliche Entscheidungen der Kommission hinsichtlich des Programms zusammenfasst.

Die Gewährleistung der Zuverlässigkeit (und Verfügbarkeit) von sicherheitsgerichteten SSC wird bei in Betrieb befindlichen US-Anlagen durch eine Reihe unterschiedlicher (Qualitätssicherungs-) Programme sichergestellt, darunter das „Quality Assurance Program“, „Maintenance Rule“, „Inservice Inspection Program“ usw. RAP hingegen richtet sich auch an SSC, die nicht-sicherheitsgerichtet, aber risikorelevant sind. Damit wird aus risikoinformierter Sicht eine Lücke geschlossen, die bei der Regulierung von existierenden Anlagen unberücksichtigt blieb.

Neben der Gewährleistung der Zuverlässigkeit soll das Programm auch sicherstellen, dass die SSC (-Funktionen) so selten wie möglich angefordert bzw. belastet werden (d. h. höchstens so häufig wie in den Genehmigungsunterlagen angenommen). Dies soll eine unzulässige Abnutzung der SSC verhindern. Eine weitere Zielsetzung von RAP betraf den Abgleich zwischen den in der PSA angenommenen Zuverlässigkeitswerten und den tatsächlichen Werten der SSC während des Baus und Betriebs der Anlage. Eine weitverbreitete Interpretation des Programms war, dass die tatsächlichen Zuverlässigkeitswerte nachweislich nicht größer sein dürfen als die verwendeten Werte in der PSA. Während der DC-Antragstellung wurde allerdings deutlich, dass ein solcher Nachweis für viele SSCs nicht praktikabel ist. Insbesondere für Komponenten ohne hinreichende Betriebserfahrung müssten langwierige Testverfahren (bei ähnlicher Betriebsumgebung) durchgeführt werden, um die entsprechenden Zuverlässigkeitswerte in der PSA nachweisen zu können. In vielen Fällen würden Werte mit sehr großen Unsicherheiten miteinander verglichen werden. Noch problematischer ist der Nachweis bei SSC, bei denen eine realistische Testumgebung nur im Falle eines Störfalls oder Unfalls gegeben ist. Als Beispiel hierfür kann das Containment-Kühlsystem des AP1000 genannt werden, das eine Aufheizung des gesamten Containments voraussetzt. Da eine solche Testreihe nicht durchführbar ist, besteht die Gefahr, dass zur Begründung der SSC-Zuverlässigkeitswerte dieselbe Datengrundlage herangeführt wird wie bei den PSA-Werten. Diese und weitere Argumente führten zu dem NRC-Nachtrag, dass RAP nicht zwingend auf dem Vergleich von numerischen Zuverlässigkeitswerten beruht sondern unterschiedliche Analysen zum Nachweis der Zuverlässigkeit erforderlich sind. Überraschenderweise wurde die frühe Interpretation des Programms erst im Rahmen der DC-Antragstellungen hinterfragt und durch die NRC korrigiert.

Bei der Identifikation der risikorelevanten SSC (oder RAP-SSC) macht die NRC keine engen Vorgaben und schlägt u. a. die folgenden Ansätze vor:

- Verwendung von Importanz-Schwellenwerten (i. d. R. RAW, FV). Dabei sollen „full-scope“ PSA zum Einsatz kommen und alle Anlagenzustände berücksichtigt werden, die in Kapitel 19 (schwere Unfälle) des SRP (Standard Review Plan) dargestellt sind.
- Evaluierung von Betriebserfahrung
- Einsatz eines Experten-Gremiums

Zudem sollen auch SSC untersucht werden, die nicht in der PSA berücksichtigt sind. Eine weitere Empfehlung ist, alle RNTSS-SSC in RAP aufzunehmen. Die Methodik zur Identifikation der RAP-SSC ist von der NRC bewusst nicht näher vorgegeben. Dies wird darauf zurückgeführt, dass bereits eine Vielzahl von unterschiedlichen Methoden zur Definition von risikorelevanten SSC verwendet werden, darunter solche innerhalb der „Maintenance Rule“ (NRC), aber auch NEI¹⁵- bzw. EPRI¹⁶-Methoden. Gemäß der DCD (Design Control Document, Kapitel 17 „Quality Assurance“) für neue Reaktoren wurden die folgenden Importanz-Schwellenwerte definiert:

	US-APWR	US-EPR	AP1000	ESBWR
CDF (full-scope) [pro Jahr]	$1,2 \times 10^{-6}$	$5,3 \times 10^{-7}$	$3,6 \times 10^{-7}$	$3,5 \times 10^{-8}$
RAW	>2	>2	>2	>5
CCF-RAW	>20	>20	>2	-
FV	>0,5%	>0,5%	>0,5%	>1%
RRW	-	-	>1,005	-

Tabelle 2 - Importanz-Schwellenwerte neuer Reaktoren

Hinsichtlich der RAW- und FV-Werte liegen die Schwellen für den ESBWR etwas höher als für die übrigen Reaktoren. Dies spiegelt die verschiedenen CDF-Grundwerte wieder, bei dem der ESBWR um mindestens einen Faktor 10 unterhalb der übrigen Reaktoren liegt. Eine Abhängigkeit der Schwellenwerte von den CDF-Grundwerten ist von der NRC sogar gewünscht:

“...the criteria for categorization into low and high significance should be related to the acceptance criteria for changes in CDF and LERF. This implies that the criteria should be a function of the base case CDF and LERF rather than being fixed for all plants” (Regulatory Guide 1.174, Appendix A)

¹⁵ Nuclear Energy Institute

¹⁶ Electric Power Institute

Grundsätzlich sind auch deterministische Methoden zur Auswahl der RAP-SSC zulässig. Auf diese Weise wurden SSC des AP1000, die die folgenden Anforderungen und Untersuchungen berühren, als risikorelevant eingestuft:

- „ATWS rule“ (10 CFR 50.62)
- Verlust aller Wechselstromquellen (10 CFR 50.63)
- Post-72-Stunden Maßnahmen
- Containment Verhalten
- Seismische Einwirkungen

Nachstehend werden Beispiele für nicht-sicherheitsklassifizierte SSC aufgelistet, die beim AP1000 als risikorelevant bewertet wurden:

- Teile des „Diverse Actuation System“ (identifiziert über RAW-Werte): Dieses System ist gegenüber des „Plant Monitoring System“ (PMS) diversitär aufgebaut und kann ausgewählte Funktionen auslösen (automatisch und manuell), darunter RESA, passive Wärmeabfuhr sowie Auslösung der CMT und des Containment-Kühlsystems.
- Teile des Normal Residual Heat Removal System (identifiziert über RAW-Werte und „expert judgment“)
- Teile des Nebenkühlwassersystems (identifiziert über „expert judgement“)

Bei der Entwicklung von RAP wurde zunächst durch NRC-Mitarbeiter vorgeschlagen, dass das Programm im Anschluss an die Bauphase (Design-RAP, oder D-RAP) durch ein Operational-RAP (O-RAP) weitergeführt wird. Die Kommission entschied jedoch, dass RAP-SSC nach der Inbetriebnahme in bereits existierende Programme aufgenommen werden (z. B. „Quality Assurance Program“, „Maintenance Rule“, „Inservice Inspection Program“ etc.), die dann nicht mehr ausschließlich sicherheitsklassifizierte Systeme beinhalten.

Um Auslegungsänderungen zu berücksichtigen muss RAP laufend aktualisiert werden. Es wird erwartet, dass insbesondere während des Baus Änderungen eintreten (z. B. im Verlauf von Kabeltrassen), die die Risikorelevanz von SSC beeinflussen können und damit die Auswahl von RAP-SSC.

Um die Umsetzung des RAP sicherzustellen, werden in den DC- und COL-Antragsunterlagen RAP-ITAAC definiert. Laut einiger NRC-Mitarbeiter gilt die Prüfung mittels des ITAAC-Verfahrens in diesem Beispiel als ungeeignet. Im kommenden Jahr sollen hier evtl. regulatorische Änderungen vorgenommen werden.

Design Commitment	Inspections, Tests, Analyses	Acceptance Criteria
For structures, systems, and components within the scope of the reliability assurance program (RAP SSCs), the design is consistent with the risk insights and key assumptions from probabilistic, deterministic, and other methods of analysis used to identify and quantify risk.	An analysis will be performed to demonstrate that the initial design of all RAP SSCs (design approved for procurement and installation) has been completed in accordance with the D-RAP.	A report exists and concludes that, for all SSCs that are within the scope of RAP when the COL is issued, the initial design has been subject to the applicable reliability assurance activities of the D-RAP

Tabelle 3 - ITAAC-Definition des APWR-RAP [MIT 11]

Die Struktur und Inhalte von RAP werden im Rahmen des DC-Verfahrens lizenziert. Das Verfahren zur Identifizierung der risikorelevanten SSC muss genauso dargelegt sein wie eine Prozedur für Fälle, in denen die Zuverlässigkeit und/oder die Verfügbarkeit von SSC vermindert wurden und korrektive Maßnahmen notwendig sind. Ein Dokumentationsprogramm soll die Nachvollziehbarkeit der RAP-Ergebnisse sicherstellen. Wird ein Expertengremium eingesetzt, so müssen die internen Anforderungen für die Qualifikation der Mitglieder dargelegt werden. Ebenfalls wichtig ist ein Programm, das den Übergang in die Betriebsphase organisiert, d. h. die Aufnahme der nicht-sicherheitsklassifizierten RAP-SSC in existierende Qualitätssicherungsprogramme sicherstellt. COL-spezifische (d. h. anlagenspezifische) SSC werden nachträglich in den COL-Unterlagen berücksichtigt. Das DC-RAP wird dann in der COL lediglich referenziert. Ergänzende Informationen zu RAP sind im SRP (Kapitel 17.4) und dem Guide DC/COL-ISG-018 zu finden.

3.6 Interner NRC-Bericht „Risk-Insights for the Review of the AP1000 Design“

In den vergangenen Jahren betonte die Kommission der NRC mehrfach die wachsende Bedeutung der PSA und unterstützt daher eine vielfältige Anwendung von „risk insights“. Ein Beispiel für den Gebrauch von PSA-Ergebnissen jenseits der Aufsicht stellt der Bericht „Risk-Insights for the Review of the AP1000“ (im Folgenden kurz RI-Bericht) dar. Dieser nicht-öffentliche Bericht soll Mitarbeiter, die mit dem Review von Antragsunterlagen des AP1000 beschäftigt sind, auf anschauliche Weise über die Risiko-Signifikanz der von Ihnen untersuchten SSC informieren.

Hintergrund: Genehmigungsverfahren des AP1000

In den Jahren 2007 bis 2009 erhielt die NRC sieben Anträge zur Erteilung einer „combined licence“ (COL) für den AP1000¹⁷. Dabei beinhaltet die COL die Genehmigung sowohl zum Bau als auch zum Betrieb der Anlage, sofern Prüf- und Testanforderungen gemäß dem ITAAC-Programm (Inspections, Tests, Analyses and Acceptance Criteria) nachweislich eingehalten werden. Nach Rückzug des Antragstellers TVA (Tennessee Valley Authority) im September 2010 befinden sich nunmehr sechs Doppelblockanlagen in der Genehmigungsphase. Damit ist der AP1000 unter allen Neubauvorhaben am stärksten vertreten. Die Vergabe der ersten COL für die Standorte Vogtle (Georgia) und Summer (South Carolina) erfolgte im Herbst 2011 bzw. Frühjahr 2012.

Den COL-Antragstellungen ging eine Phase voraus, in der Westinghouse das Design des AP1000 durch die NRC zertifizieren ließ. Vier Jahre nach Einreichung der Unterlagen wurde die Zertifizierung 2006 förmlich in das gesetzliche Bundesregister aufgenommen (10 CFR Part 5, Appendix D). Mit Inkrafttreten des Gesetzes „Aircraft Impact Assessment“ (AIA) im Jahr 2009 wird bei neuen Anlagen eine realistische Analyse gefordert, bei der der Absturz eines großen kommerziellen Flugzeugs und eine gleichzeitig eingeschränkt operierende Schichtmannschaft unterstellt wird (nach 10 CFR 50.150). Die Antragsteller neuer Reaktoren (COL oder DC) müssen seither den Nachweis erbringen, dass:

- die Kernkühlung oder die Rückhaltefunktion des Containments gewährleistet bleibt und

¹⁷ Advanced Passive (AP)

- die Kühlung des Brennelementlagerbeckens oder die Integrität des Lagerbeckens erhalten bleibt

Trotz dieses Nachweises wird die unterstellte Einwirkung weiterhin als „beyond-design-basis event“ klassifiziert. Westinghouse reagierte auf das AIA mit Änderungen in der äußeren Betonstruktur des Containments, darunter eine neue Sandwich-Bauweise und veränderte Fenster zur Gewährleistung der passiven Luftkühlung des inneren Stahl-Containments. Die Bedenken der NRC, dass der modifizierte äußere Schild nun nicht mehr flexibel genug sei, um seismische Einwirkungen aufzunehmen, konnte aus Sicht der NRC durch zusätzliche Nachbesserungen und Analysen beseitigt werden. Diese und andere Auslegungsänderungen, die nicht im Zusammenhang mit dem AIA stehen, sind in die Revision 18 der Antragsunterlagen eingegangen. Der Review der Modifikationen wurde von der NRC in einem DC „amendment“ untersucht. Nach fast dreijährigem Review wurde der Nachtrag im Dezember 2011 endgültig zertifiziert.

Dem AP1000 kommt unter den neuen Reaktortypen eine besondere Bedeutung zu, da sich Chinas Atomprogramm in hohem Maße auf diesen Reaktortyp konzentriert. Bereits vier Reaktoren dieses Typs befinden sich im Bau und werden voraussichtlich zwischen 2013 und 2015, d. h. noch vor denen in den USA, in Betrieb gehen. Ein Technologie-Transfer zwischen Westinghouse und dem chinesischen Staatsunternehmen SNPTC (State Nuclear Power Technology Corporation) soll zu einem eigenständigen Bau von bis zu 30 weiteren Reaktorblöcken führen und die Entwicklung des leistungsstärkeren Nachfolgers CAP1400 ermöglichen. Im Vereinigten Königreich erhielt der AP1000 kürzlich eine provisorische Auslegungszertifizierung.

Zielsetzung des Berichts

Grundsätzlich folgen die Mitarbeiter bei der Bearbeitung ihrer Antragsunterlagen dem Guide des „Standard Review Plans“ (SRP). Dabei hängen Tiefe und Umfang der Begutachtung in erster Linie von der Sicherheitsklassifizierung der jeweiligen SSC ab, d. h. von der Unterscheidung zwischen sicherheits- und nicht-sicherheitsgerichteten SSC. Unterschieden wird auch zwischen Antragsunterlagen, die den regulatorischen Empfehlungen folgen und denen, die davon abweichen. Im letzten Fall sieht der SRP ein umfangreicheres Review vor. Aus PSA-Sicht gibt es eine weitere Möglichkeit SSC zu klassifizieren, nämlich entsprechend ihrem Risikobeitrag. Grundgedanke der Autoren des RI-Berichts war es, im Rahmen der Vorgaben des SRP auch die Risikorelevanz der zu untersuchenden SSC zu berücksichtigen und damit die Organisation des Re-

views aus einer risikoinformierten Sichtweise effizienter zu machen. Konkret kann ein hoher Risikowert zum Anlass genommen werden, dass:

- der jeweilige Review-Teil gegenüber anderen Arbeiten mit geringerer Risikorelevanz zeitlich vorgezogen wird. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass Genehmigungsinhalte mit hoher Risikorelevanz frühzeitig bearbeitet werden und hier zeitliche Engpässe vermieden werden.
- bei dem Review weitere Mitarbeiter hinzugezogen werden.
- eine unabhängige Prüfung hinsichtlich der Bearbeitung und Erfüllung der Anforderungen im SRP vorgenommen wird.
- externe Sachverständige hinzugezogen werden.
- eine detailliertere Auskunft vom Antragsteller gefordert wird (z. B. eine höhere Anzahl von Proben zur genaueren Bestimmung von Verteilungsfunktionen).
- bei den Review-Arbeiten auf ein interdisziplinäres Team Wert gelegt wird.

Bei niedrigen Risikowerten hingegen kann die Argumentation bei manchen Punkten komplementär angewandt werden, um Ressourcen entsprechend einzusparen. Da die Risikorelevanz von SSC i. d. R. nur PSA-Experten zugänglich ist, wurden im RI-Bericht die Risikowerte für alle SSC berechnet und mit einer farbskalierten Kodierung dargestellt. Hieraus kann schnell abgelesen werden, ob der Ausfall eines SSC zu einer relevanten Erhöhung der Kernschadenshäufigkeit führt.

Der RI-Bericht wurde neben dem AP1000 für alle neuen Reaktortypen angefertigt, die sich zurzeit in der Genehmigungsphase befinden, d. h. auch für den US-APWR, ABWR, ESBWR und US-EPR. Die vorliegende Beschreibung beschränkt sich jedoch auf den Bericht zum AP1000, da hier die „risk-insights“ von den Analysten als besonders nützlich bewertet worden sind. Den Autoren des Berichts zufolge ist dies auf das innovative Design des AP1000 zurückzuführen, welches die PSA-Ergebnisse aufgrund der passiven Sicherheitsauslegung besonders stark von denen der in Betrieb befindlichen Anlagen abweichen lässt. Die RI-Berichte wurden vor Beginn der Review-Arbeiten im Zeitraum 2007 ausgearbeitet, damit die Mitarbeiter die „risk-insights“ frühzeitig in ihrem Arbeitsprogramm berücksichtigen konnten.

Inhalt und Struktur

PSA-Modelle beinhalten stets die Annahme, dass grundlegende Eigenschaften der Anlage gewährleistet sind. Dazu zählt z. B. ein definiertes thermohydraulische Verhalten im Primärkreis oder die auslegungsgemäße „Betriebsfähigkeit“ des Kernbrennstoffs. Bereiche des SRP, die solche Fragestellungen berühren, können daher durch den RI-Bericht nicht ergänzt werden. Das folgende Beispiel zeigt die grundsätzliche Struktur des Berichts:

SRP Section	DCD System	Function	Review-Effort	Key Assumptions & Risk Insights
6.2.2 Containment Heat Removal Systems	6.2.2 Passive Containment Cooling System (PCS)	Reduce the containment temperature and pressure following a LOCA or main steam line break inside the containment by removing thermal energy from the containment atmosphere	High	<p>The containment can withstand severe accidents without PCS water cooling the containment shell. Air cooling alone is sufficient to maintain containment pressure below failure pressure with high probability for most accident scenarios. The passive containment cooling water system cooling water not evaporated from the vessel flows down to the bottom of the containment annulus. Two 100-percent drain openings, located in the side wall of the shield building, are always open with screens provided to prevent entry of small animals into the drains. The annulus drains will have the same (or higher) HCLPF¹⁸ value as the shield building so that the drain system will not fail at lower acceleration levels causing water blockage of the PCS air baffle. The PCS provides water to the external surface of the containment shell from the PCS water storage tanks or the post-72-hour water tank. Alternative water sources can be provided via separate connections outside containment, in accordance with accident management guidelines to be developed by the COL applicant. Air cooling alone is not sufficient to maintain containment pressure below the applicant's Service Level C estimate in the long-term, and the containment will be vented after 24 hours to prevent overpressure failure of containment. Although not a key failure mode, the availability of the PCS annulus drains will be confirmed every 2 years in accordance with AP1000 TS.</p>

Tabelle 4 - Auszug aus dem RI-Bericht des AP1000

¹⁸ high confidence of low failure probability

Die ersten beiden Spalten geben den Ort der Beschreibung des jeweiligen SSC im SRP bzw. im Design Certification Document (DCD) an. Neben einer Funktionsbeschreibung in Spalte drei wird in Spalte vier eine Empfehlung für den Begutachtungsaufwand in drei Farben angegeben, die anhand von RAW-Schwellenwerten definiert sind:

- Großer Review-Aufwand mit RAW-Wert > 20 . Das SSC ist von großer sicherheits- technischer Bedeutung.
- Normaler Review-Aufwand mit RAW-Wert > 2 . Das SSC hat einen signifikanten Einfluss auf die Sicherheit
- Geringer Review-Aufwand mit RAW-Wert < 2 . Das SSC ist wenig sicherheitstechnisch bedeutsam

Die farbliche Einstufung der SSC wurde in manchen Fällen höher vorgenommen als es der RAW-Wert impliziert. Grundlage hierfür waren Entscheidungen eines Expertengremiums, in denen Unsicherheiten und andere Faktoren (z. B. Einwirkungen von außen), die in den RAW-Werten nicht enthalten sind, durch eine Höherstufung berücksichtigt wurden. Wie in den meisten risikoinformierten Programmen wird auch bei den RI-Berichten die RAW-Definition zugrunde gelegt, da diese Risikodeutung am verständlichsten ist.

Die fünfte und letzte Spalte informiert den Analysten über Annahmen innerhalb der PSA und „risk-insights“. Der Bericht dient also neben den risikobasierten Empfehlungen zum Review-Aufwand auch dazu, auf Zusammenhänge aufmerksam zu machen, die den Sensitivitätsanalysen zufolge einen relevanten Risikobeitrag liefern. Das folgende Beispiel soll dies verdeutlichen:

Während des PSA-Reviews des Vorgänger AP600 wurde die enorme Bedeutung des Abflussventils deutlich, das je nach Ventilstellung das von der Innenwand des Containments herabfließende Kondensat entweder in den Reaktorsumpf oder in das IRWST leitet. Bei manchen Ereignissen mit Aktivierung des passiven Notkühlsystems ist es wichtig, dass der im IRWST produzierte Dampf nach Kondensation an der Innenwand des Containments nicht in den Reaktorraum geleitet, sondern aufgrund des geschlossenen Abflussventils zurück ins IRWST geführt wird. Andernfalls kann der sinkende Wasserstand im IRWST unterhalb der Wärmetauscher fallen und damit die Wärmeabfuhr beeinträchtigen oder gar verhindern. Seither ist die betrieblich geschlos-

sene Stellung des Ventils in den Spezifikationen der Auslegung besonders berücksichtigt und als „risk insight“ im RI-Bericht vermerkt.

Bedeutung des Berichts

Wie erhofft wurde der RI-Bericht laut Verfasser häufig genutzt, um bei der Organisation des Review von SSC risikoinformiert vorzugehen. Darüber hinaus soll der Bericht dabei geholfen haben, PSA-fremde Fachabteilungen für „risk insights“ zu sensibilisieren. Beide Aspekte führen zu dem Schluss, dass die RI-Berichte das SRP tatsächlich sinnvoll ergänzt haben.

Der größte Nutzen der RI-Berichte geht allerdings über die ursprüngliche Zielsetzung des Berichts hinaus. Die Anwendung der Berichte führte nämlich zu einer Vielzahl von abteilungsübergreifenden Gesprächen und Kontakten, in denen „risk insights“ zwischen Mitarbeitern aus verschiedenen Disziplinen vertieft diskutiert wurden. Dabei verhalf der Austausch auch zur Identifizierung von Unvollständigkeits in der PSA selbst. Zudem konnten nachträgliche Änderungen in der Auslegung auf breiterer Basis diskutiert werden. Das folgende Beispiel soll dies verdeutlichen:

Ursprünglich sollten die Hauptkühlmittelpumpen des AP1000 durch einen innerhalb des Pumpengehäuses liegenden Wärmetauscher gekühlt werden. Die Anschlüsse an das „component cooling water system“ (CCS) führten somit durch die Wand des Pumpengehäuses. Dieses Konzept wurde von Westinghouse zugunsten eines externen Kühlsystems aufgegeben. Dabei wird das Pumpengehäuse von einem Kühlmantel umfasst, in dessen Volumen Kühlwasser des CCS zirkuliert. Ein definiertes Volumen an Kühlmittel kann aus dem Primärkreis in den Motorraum zwischen Stator und Rotor eindringen. Dabei dient dieses Kühlmittel als Schmiermittel und Kühlmedium für den Motor. Der Wärmetransport wird durch eine Zirkulation gewährleistet, bei der das Kühlmittel aus dem Motorraum über eine Leitung aus dem Gehäuse und in den Kühlmantel geführt wird. Der Wärmeübertrag an das CCS erfolgt über spiralförmige Wärmetauscherrohre im Innenraum des Kühlmantels. Nach Abgabe der Wärme an das Kühlwasser gelangt das Primärmittel zurück in den unteren Bereich des Motorraums. Ein kleiner Hilfsrotor, der am unteren Ende der Rotorachse angebracht ist, gewährleistet einen stetigen Fluss entlang des Motorraums und erneut in die Wärmetauscher.

Diese Auslegungsänderung erfolgte nach Beginn der Antragstellung und wurde in der PSA nicht entsprechend aktualisiert. Aufgrund der Verwendung des RI-Berichts konnte

Table 50-13					
SYSTEMS GROUPED BY PRA SYSTEM IMPORTANCE					
Important			Medium Importance ^(*)	Marginally Important	
1E-02	1E-03	1E-04	1E-05	1E-06	1E-07
PMS	ADS	IRW-INJ	CMT	AC Power	SG Overfill Protection
	IRW-RECIRC		ACC		NRHR
	DC-1E		PRHR		MFW
			PLS		SFW
			NON DC-1E		DG
			DAS		SWS
					CCS
					CAS

Tabelle 5: Risikobeiträge des AP1000 nach Systemen (Quelle: Westinghouse UK AP1000 PSA, 2007)

dies im Rahmen des Reviews aufgedeckt werden. Die Auslegungsänderung hat zwei weitreichende Folgen, von denen eine unmittelbar die PSA berührt:

- Bei der ursprünglichen Auslegung der Motorkühlung lagen die Wärmeübertragungsrohre des CCS innerhalb der druckführenden Umschließung. Aufgrund des geringen CCS-Drucks innerhalb der Rohre gegenüber dem äußeren Primärdruck musste gemäß dem NRC-Regelwerk kein Bruch dieser Leitungen unterstellt werden. Im überarbeiteten Design der Wärmetauscher im Kühlmantel sind die Druckverhältnisse allerdings vertauscht, so dass der Bruchabschluss nicht mehr angewendet werden kann. Als Folge muss an dieser Stelle ein IS-LOCAs (Inter-System LOCA) unterstellt werden. Die Änderung in der Auslegung erfordert nun auch ein geeignetes Leckage- Überwachungssystem und Entlastungsventile zur Überdruckabsicherung.
- Der äußere Kühlmantel und angeschlossene Komponenten sowie Leitungsstücke müssen teilweise als unabhängige, d. h. nicht zum Dampferzeuger zugehörige Teile aufgefasst werden. Daher müssen zusätzliche Halterungen in den engen Räumen der Dampferzeuger vorgesehen werden mit entsprechenden

Folgen für weitere Analysen (seismische Einwirkungen, Störfallfestigkeit und Zugänglichkeit zur Gewährleistung der Prüfbarkeit).

Als letzter Punkt kann festgestellt werden, dass der Bericht zu einem besseren Verständnis der Risikobeiträge in einer Anlage mit passiver Sicherheitsauslegung beigetragen hat. Analysten, die zuvor mit aktiven Sicherheitsauslegungen beschäftigt waren, konnten nachvollziehen, dass sich die Risikobeiträge des AP1000 anders zusammensetzen, als man es bei Reaktoren der Generation II erwartet. Dies kann in Tabelle 5 nachvollzogen werden, in der die ungefähren CDF-Werte für den Fall dargestellt sind, dass ausgewählte Systeme des AP1000 mit Sicherheit ausfallen. Dabei werden lediglich innere Einwirkungen im Leistungsbetrieb betrachtet. Für diesen Fall liefert die PSA einen CDF-Grundwert von $2,41 \times 10^{-7}$ pro Jahr. Die Systeme mit der geringsten Risikorelevanz sind in der letzten Spalte angegeben. Der RAW-Wert dieser Systeme liegt zwischen 1,1 und 1,8. Ebenfalls noch geringfügig risikorelevant ist die Versorgung mit Wechselstrom mit einem RAW-Wert von 10. Die mittlere Risikorelevanz reicht vom „Diverse Activation System“ (DAS) mit einem RAW-Wert von 16 bis zu den „Core Makeup Tanks“ (CMT) mit einem RAW-Wert von knapp 300. Systeme mit einem RAW-Wert > 1000 werden als „important“ eingestuft. So liefert der Ausfall der Einspeisung aus dem IRWST einen RAW-Wert von 1 631. Den höchsten Risikobeitrag in dieser Kategorie wird dem „Protection and Safety Monitoring System“ (PMS) zugeschrieben. In diesem Fall erhöht ein RAW-Wert von 65 878 den CDF-Grundwert auf $1,6 \times 10^{-2}$ pro Jahr.

Entgegen der üblichen Risikobeiträge von Anlagen mit aktiven Sicherheitssystemen ist die Versorgung mit Wechselstrom (AC-Power und Diesel Generator) beim AP1000 nur von geringer Risikorelevanz. Auch Systeme auf der Sekundärseite (Main Feed Water System, Start-up Feedwater System) verlieren an Risikorelevanz. Weiterhin interessant ist die Einstufung des Nebenkühlwassersystems (SWS), das aufgrund des vollständigen Einschluss der passiven Sicherheitssysteme im Containment nicht mehr Teil einer sicherheitsgerichteten Kühlkette ist. Daher auch der geringe RAW-Wert des SWS von 1,7. Entgegen der Auslegung von in Betrieb befindlichen Anlagen sind die erwähnten Systeme des AP1000 allesamt keine sicherheitsklassifizierten Systeme mehr. Abgesehen von den Sub-Systemen der digitalen Leittechnik (PMS, DAS, PLS) sind nur noch passive Systeme bei den risikorelevanten Systemen vertreten. Der Betrieb dieser Systeme kann allein durch eine batteriebetriebene Aktivierung gewährleistet werden. Daher ist hinsichtlich der Stromversorgung lediglich der Gleichstrom aus den Batterien (DC-1E) sicherheitsrelevant. Ein RAW-Wert von 23 454 führt hier zu einer erhöhten CDF von $5,65 \times 10^{-3}$ pro Jahr.

3.7 Stellenwert der absoluten Risikowerte

Bei neuen Reaktoren werden im Vergleich zu in Betrieb befindlichen (US-) Reaktoren deutlich kleinere Werte für Kernschadens- und Freisetzungshäufigkeiten berechnet. Diese absoluten Risikowerte sind jedoch kein geeignetes Kriterium, um das Sicherheitsniveau von Anlagen zu vergleichen. Wie allgemein bekannt ist, ist die Bewertung oder der Vergleich von Absolutwerten u. a. aus den folgenden Gründen problematisch:

- Der Untersuchungsrahmen der PSAs ist häufig unterschiedlich. In manchen Analysen werden der Nichtleistungsbetrieb und externe Ereignisse ausklammert. Letztere können zudem standortspezifische oder generische Annahmen enthalten. Außerdem kann das Spektrum der untersuchten (auslösenden) Ereignisse unterschiedlich sein (z. B. bei externen Einwirkungen). Zu externen Einwirkungen zählt die NRC auch interne Überflutungen und Brände, die im deutschen Regelwerk in den internen Einwirkungen integriert sind.
- In der PSA werden unterschiedliche Methoden verwendet. Besonders deutlich ist dies bei der Behandlung von GVAs (z. B. β -Faktor, α -Faktor oder MGL-Methode) oder menschlichen Fehlhandlungen.
- Die Datengrundlage bzgl. der Ausfallshäufigkeiten ist so weit wie möglich anlagenspezifisch. Falls keine hinreichende Betriebserfahrung vorliegt, wird auf generische Daten zurückgegriffen, die dann mit entsprechend breiteren Verteilungsfunktionen eingebunden werden. Damit ist die Datengrundlage in den PSAs unterschiedlicher Anlagen nicht unmittelbar vergleichbar.
- International gibt es kein einheitliches Verfahren zur Ermittlung der Zuverlässigkeit von passiven Systemen (insbesondere wenn die Funktion auf Naturumläufen basiert) und digitalen Leitechniksystemen.

Trotzdem werden absolute Werte in manchen Guides und Publikationen der NRC verwendet. Die weiter oben dargestellten Sicherheitsziele sind z. B. absolute Risikowerte. Ein anderes Beispiel betrifft die Änderung der Betriebsgenehmigung nach RG 1.174. In diesem Guide bestimmen der CDF- und LRF-Grundwert einer Anlage, welcher Anstieg in denselben Werten (Δ CDF bzw. Δ LRF) bei einer Anlagenänderung (bzgl. der Genehmigungsunterlagen) zulässig ist.

Aus den Gesprächen mit PSA-Experten wurde deutlich, dass die Absolutwerte zumindest als grobe Anhaltspunkte für das Sicherheitsniveau verstanden werden. Insbeson-

dere für CDF-Werte, bei denen externe Ereignisse ausgeklammert werden, seien die zugrundeliegenden Daten und Analysen profund und die Absolutwerte dementsprechend belastbar. Die herrschende Meinung ist demnach, dass die Abstufung der CDF-Werte, so wie sie für neue Reaktoren von Seiten der Antragsteller berechnet wurden, gerechtfertigt ist. Folglich werden die Reaktoren mit passiver Sicherheitsauslegung als sicherer eingeschätzt als jene mit aktiver Sicherheitsauslegung. Tabelle 6 zeigt eine Zusammenstellung der CDF-Werte für interne Ereignisse. Für den Leistungsbetrieb liegen die CDF-Werte benachbarter Reaktoren um etwa den Faktor Zwei auseinander. Der Wert für den ESBWR dagegen ist mehr als achtmal geringer als der für den UK-AP1000. Hinsichtlich des Nichtleistungsbetriebs zeigt

Endzustände (aufgrund interner Einwirkungen)	aktive Sicherheitsauslegung			passive Sicherheitsauslegung	
	GEN II ¹⁹	US-APWR ²⁰	UK-EPR ²¹	UK-AP1000 ²²	ESBWR ²³
CDF (Leistungsbetrieb)	$\sim 1,0 \times 10^{-5}$	$1,0 \times 10^{-6}$	$4,6 \times 10^{-7}$	$2,4 \times 10^{-7}$	$2,9 \times 10^{-8}$
CDF (Nichtleistungs- betrieb)	$\sim 1,0 \times 10^{-5}$	$1,8 \times 10^{-7}$	$7,1 \times 10^{-8}$	$1,2 \times 10^{-7}$	$6,0 \times 10^{-9}$
CDF	$\sim 2,0 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-6}$	$5,3 \times 10^{-7}$	$3,6 \times 10^{-7}$	$3,5 \times 10^{-8}$

Tabelle 6 - Häufigkeit von Endzuständen in den PSAs zu neuen Reaktoren

die Tabelle, dass die prozentualen Beiträge zur CDF gegenüber denen der in Betrieb befindlichen Anlagen tendenziell herabgesenkt sind und zwischen 10 bis 50 % zur Ge-

¹⁹ Perspectives on Reactor Safety, NUREG/CR-6042, 2002

²⁰ Design Control Document, US-APWR, Rev.3, 2011

²¹ PCSR, UK-EPR

²² Nuclear Directorate, Generic Design Assessment – New Civil Reactor Build, Step 3 Probabilistic Safety Analysis of the Westinghouse AP1000, Division 6 Assessment Report No. AR 09/017-P

²³ ESBWR Probabilistic Risk Assessment and Severe Accident Treatment, J.A. Beard, GE, 2006

samt-CDF beitragen. Die Werte für in Betrieb befindliche US-Anlagen (GEN II) wurden abgeschätzt und spiegeln eine große Bandbreite unterschiedlicher Anlagen wider.

3.8 Zusammensetzung der CDF-Werte

PSA-Studien basieren auf der Verknüpfung zwischen der Häufigkeit auslösender Ereignisse sowie der Zuverlässigkeit von Systemen und dem Wartepersonal.

Die CDF-Werte der neuen Reaktoren mit aktiven Sicherheitssystemen sind etwa zehnfach (APWR) bis vierzigmal (EPR) kleiner als bei Reaktoren der Generation II (siehe dazu Tabelle 6). Dies ist hauptsächlich auf eine konsequente Umsetzung der sicherheitstechnischen Prinzipien zurückzuführen, darunter insbesondere Diversität, Redundanz und räumliche Trennung. So werden im Design Control Document (DCD) des APWR als wesentliche Gründe für den geringen CDF-Wert die Unabhängigkeit des viersträngigen Not- und Nachkühlsystems und das ebenfalls viersträngige und diversitäre elektrische System genannt. Damit basiert die Reduzierung der CDF-Werte in erster Linie auf einer zuverlässigeren Beherrschung von auslösenden Ereignissen, die in Reaktoren der Generation II noch zu höheren Kernschadenshäufigkeiten führten. Dazu zählen Sequenzen wie Kühlmittelverluststörfälle, Ausfälle im Zwischenkühlkreislauf, „station blackout“ sowie ATWS. Die dominierenden auslösenden Ereignisse und ihre Häufigkeiten haben sich in den PSA der Reaktoren APWR und EPR dagegen kaum verändert.

Die gegenüber den existierenden Anlagen noch stärkere Reduzierung der CDF-Werte um einen Faktor 40 (AP1000) bzw. knapp 600 (ESBWR) bei den neuen Reaktoren mit passiver Sicherheitsauslegung ist neben der Umsetzung sicherheitstechnischer Prinzipien auch auf ein verändertes Anlagenkonzept zurückzuführen. Besonders der Einsatz passiver Sicherheitssysteme führt hier zu einer geringeren Abhängigkeit von Hilfssystemen und Schalthandlungen. In der PSA wird beides als Sicherheitsgewinn gewertet. Neben der Reduzierung der CDF-Werte ist zudem die Zusammensetzung der Unfallszenarien gegenüber Anlagen mit aktiven Sicherheitssystemen verändert. Dies soll in Abbildung 5 verdeutlicht werden.

Die Abbildung zeigt die Zusammensetzung der CDF-Werte für einen neuen Reaktor mit jeweils aktiver (APWR) und passiver Sicherheitsauslegung (AP1000). Dabei wurden interne Einwirkungen im Leistungsbetrieb zugrunde gelegt. Es wurde weiterhin

vereinfachend angenommen, dass sich das Spektrum der dominanten Kernschmelzszenarien durch einen einzigen Ereignisverlauf ersetzen lässt²⁴. Dieser stellvertretende Unfallverlauf enthält die Häufigkeit des auslösenden Ereignisses sowie die Wahrscheinlichkeit, dass nach Eintritt dieses Ereignisses keine hinreichende Kernkühlung gewährleistet ist, d. h. ein Kernschaden folgt (Conditional Core Damage Frequency, CCDF). Die typischen Häufigkeiten für beide Größen wurden aus Unfallszenarien abgeschätzt, die der PSA zufolge mehr als ein Prozent zur Kernschadenshäufigkeit beitragen. Zudem wurden Gruppen von auslösenden Ereignissen untersucht, die in signifikanten Kernschadensszenarien enthalten sind. Das spontane Versagen des RDB, das in den PSAs direkt zum Kernschaden führt (CCDF=1), wurde hierbei nicht berücksichtigt, genauso wenig wie Beiträge aus ATWS-Sequenzen.

Der wesentliche Beitrag zur geringen Kernschmelzhäufigkeit des APWR ist der CCPF-Wert. Er gewährleistet, dass ein auslösendes Ereignis nur alle 10.000 Jahre zu einer Kernschmelze führt. Die Häufigkeit der auslösenden Ereignisse ist deutlich höher und liegt schwerpunktmäßig bei etwa 10^{-2} Jahren. Im Falle des AP1000 sind die Verhältnisse tendenziell umgekehrt. Der geringe CDF-Wert ist hier hauptsächlich auf die seltene Häufigkeit der auslösenden Ereignisse zurückzuführen. Diese treten etwa hundertmal seltener auf als beim APWR. Allerdings kann das auslösende Ereignis bereits alle 400 Jahre nicht beherrscht werden und führt daher zur Kernschmelze.

²⁴ Die Darstellung der Kernschmelzhäufigkeit im Diagramm als Zusammensetzung und Produkt von zwei Balken (auslösendes Ereignis und CCDF) ist mathematisch nicht korrekt, trägt in diesem Beispiel jedoch zur Anschaulichkeit bei.

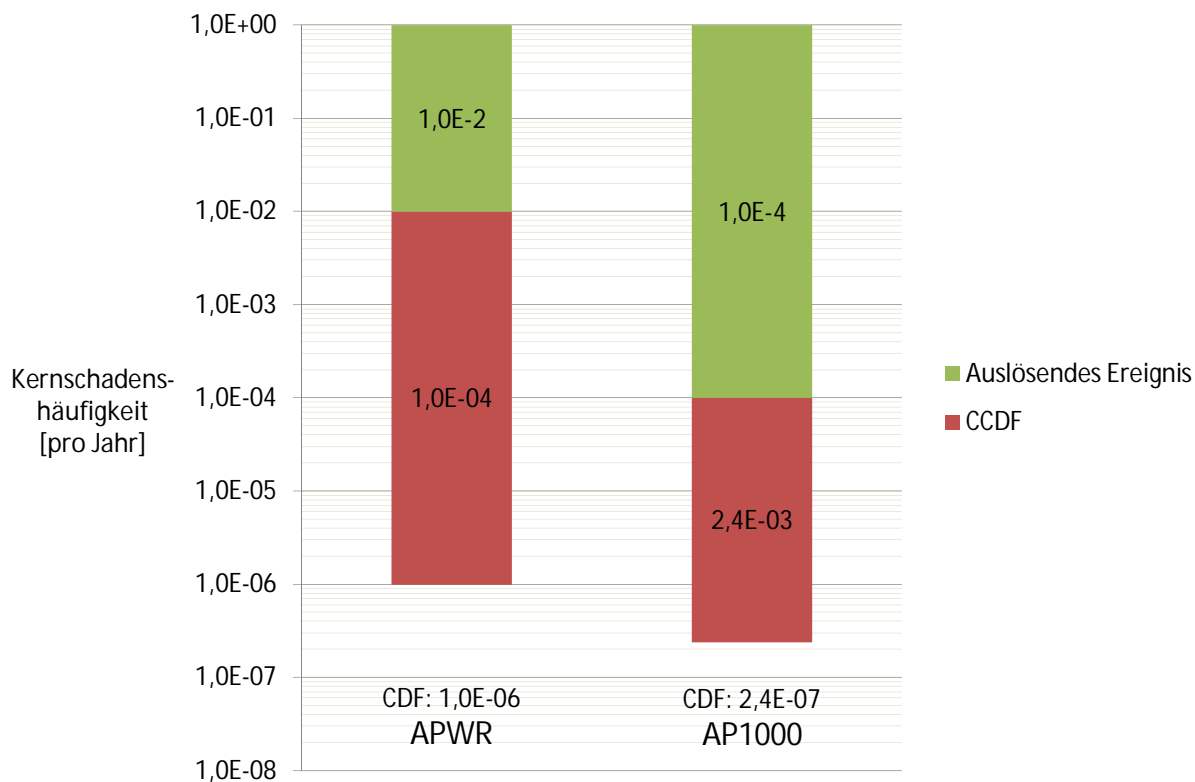


Abbildung 5 - Abgeschätzte Zusammensetzung einer repräsentativen Kernschmelzsequenz aus auslösendem Ereignis und CCDF für den APWR und den AP1000.

Tabelle 7 zeigt die auslösenden Ereignisse in den dominanten Kernschadensszenarien (Kernschmelzszenarien mit einem Beitrag von >1% zur CDF) und ihre Eintrittshäufigkeiten. Beim Vergleich fällt auf, dass auslösende Ereignisse, die im APWR-Design wesentliche Beiträge liefern (z. B. Verlust des externen Netzes, Verlust des Zwischenkühlkreises, Bruch/Leck der Frischdampfleitung, Verlust des Speisewassers etc.) in der Liste des AP1000 nicht auftauchen. Dies ist ganz wesentlich auf die passive Auslegung des AP1000 zurückzuführen, bei der die sicherheitstechnische Bedeutung der Wechselstromversorgung sowie des Sekundärkreises reduziert ist. Die passiven Systeme schließen direkt an den Primärkreis an, so dass Ausfälle in der aktiven Kühlkette an Risikorelevanz verlieren.

APWR (CDF: 1,0E-6)				AP1000 (CDF: 2,4E-7)		
	Auslösendes Ereignis	Frequenz [pro Jahr]	Beitrag zur CDF²⁵	Auslösendes Ereignis	Frequenz [pro Jahr]	Beitrag zur CDF
1.	Verlust des Fremdnetzes	4,0E-2	45,4%	Bruch der Sicherheitseinspeiseleitung	2,1E-4	39,4%
2.	Verlust des Zwischenkühlkreises	2,4E-5	20,5%	LB-LOCA	5,0E-6	18,7%
3.	Versagen des RDB	1,0E-7	9,7%	Unbeabsichtigte Auslösung der Druckentlastung	5,4E-5	12,3%
4.	SB-LOCA	3,6E-3	7,4%	SB-LOCA	5,0E-4	7,5%
5.	ATWS	4,6E-8	4,5%	MB-LOCA	4,4E-4	6,7%
6.	Leck der Frischdampfleitung	1,0E-2	3,5%	Versagen des RDB	1,0E-8	4,1%
7.	Verlust des Speisewassers	1,9E-1	2,5%	SGTR	3,9E-3	2,8%
8.	allg. Transiente	0,8	1,9%	Bruch der CMT-Leitung	9,3E-5	1,5%
9.	Teilweiser Verlust des Zwischenkühlkreises	3,2E-3	1,6%	ATWS	3,6E-9	1,5%
10	MB-LOCA	5,0E-4	1,5%	allg. Transiente	1,4	1,3%
11	SGTR	4,0E-3	1,0%	-	-	-

Tabelle 7 - Die Häufigkeit von auslösenden Ereignissen in dominanten Kernschmelzszenarien (mit $\geq 1\%$ der CDF) und ihr Beitrag zur CDF für den APWR und den AP1000.

²⁵ Bruchteil aller Kernschmelzszenarien, in denen das auslösende Ereignis vertreten ist

Einige dieser auslösenden Ereignisse (Verlust des Fremdnetzes, Leck der Frischdampfleitung und Verlust des Speisewassers) treten beim APWR relativ häufig auf ($\sim 1,0E-2$). Dies erklärt den zuvor beschriebenen Unterschied in der typischen Häufigkeit von auslösenden Ereignissen in den dominanten Kernschmelzszenarien. Die markierten Felder in der Tabelle stellen postulierte Ereignisse dar, die in den PSA direkt zum Kernschaden führen.

Beim AP1000 ist eine wichtige Gruppe von auslösenden Ereignissen unmittelbar mit dem evolutionären Design verknüpft. Der Bruch der Sicherheitseinspeiseleitung (direct vessel injection, DVI) und die unbeabsichtigte Auslösung der Druckentlastung sind in Kernschadenssequenzen enthalten, die zusammen 52% der gesamten CDF ausmachen. Die Eintrittsfrequenzen dieser Ereignisse liegen schwerpunktmäßig um $1,0E-4$ pro Jahr und treten damit deutlich seltener auf als typische auslösende Ereignisse in den dominierenden Kernschmelzszenarien des APWR. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass die acht wichtigsten auslösenden Ereignisse des AP1000, die zusammen 93% zur CDF beitragen, allesamt Kühlmittelverluste darstellen. Im Vergleich hierzu sind unter den acht wichtigsten Ereignissen im APWR-Design Kühlmittelverluste lediglich in Kernschadensszenarien enthalten, die zusammen 17% der CDF ausmachen. Auch dieser geringe Beitrag wird im Design Control Document des APWR auf das viersträngige Einspeisesystem zurückgeführt.

3.9 CDF-Unsicherheiten

Die parametrischen Unsicherheiten in der PSA werden i. d. R. mithilfe von Monte Carlo Simulationen berechnet. In Abbildung 6 werden die Unsicherheiten in den CDF-Werten für neue Reaktoren mit fünf in Betrieb befindlichen US-Reaktoren verglichen. Ergänzend sind die Punktwerte deutscher Anlagen aufgetragen. Die Unsicherheitsbalken entsprechen der 5 bzw. der 95%-Quantilen. Die 95%-Quantile gibt an, dass 95% der Simulationsergebnisse unterhalb dieses Wertes liegen. Die Werte berücksichtigen interne Ereignisse im Leistungsbetrieb.

Hinsichtlich der Unsicherheiten in den CDF-Werten für US-Anlagen liegen lediglich Daten aus NUREG-1150 vor. In diesem NRC-Programm wurden Unfallszenarien in fünf Reaktoren (Surry, Peach Bottom, Grand Gulf, Sequoyah und Zion) mithilfe der PSA untersucht. Die 5- und 95% Quantile der dargestellten CDF-Verteilungen umfassen einen Faktor zwischen 15 und 75 (zu der Anlage Zion sind keine Unsicherheitsdaten verfü-

bar). Die Ergebnisse zeigen damit sowohl in der Lage des Punktwertes als auch in den Bandbreiten der Quantilen eine große Variabilität. Laut NRC-Mitarbeiter umfassen die Unsicherheitsbalken bei in Betrieb befindlichen US-Anlagen schwerpunktmäßig einen Faktor zwischen 10 und 50. Der Schwerpunkt der Punktwerte soll für US-Anlagen bei $1,0E-5$ pro Jahr liegen (oder geringfügig darunter). Diese Einschätzungen basieren auf den IPE-Analysen (Individual Plant Examination), die die Betreiber als Antwort auf den Generic Letter 88-20 der NRC durchführten (siehe dazu Abschnitt 3.1). Entgegen dem deutschen Regelwerk müssen die Betreiber auf Grundlage ihrer Betriebsgenehmigung keine PSA einreichen.

Auch bei den neuen Reaktoren sind sowohl Punktwerte als auch die Größe der Unsicherheitsbalken sehr unterschiedlich. Die Quantilen liegen für die Reaktoren mit aktiver Sicherheitsauslegung um einen Faktor 4 bis 7 auseinander (bei dem EPR berücksichtigen die Werte auch externe Einwirkungen). Für den AP1000 und den ESBWR sind dieselben Werte mit 25 bis 35 deutlich größer. Sowohl innerhalb der existierenden US-Anlagen als auch bei den neuen Reaktoren scheint die Bandbreite der Unsicherheiten (d. h. die Faktoren zwischen den Quantilen) mit geringeren CDF-Punktwerten tendenziell zuzunehmen. Aus Gesprächen mit NRC-Kollegen könnten die folgenden Punkte dabei eine Rolle spielen:

- Die Zuverlässigkeit eines SSC wird mittels einer Verteilungsfunktion beschrieben, deren Mittelwert den Punktwert markiert. Wird die Verteilung zu geringeren Werten verschoben (z. B. bei Einsatz eines zuverlässigeren SSC), dann wird gleichzeitig der Faktor zwischen den 5- und 95%-Zuverlässigkeitsquantilen der betreffenden SSC erhöht. Bei der Multiplikation von zufälligen Werten aus diesen Verteilungen innerhalb der Monte Carlo Simulation entsteht somit eine größere Streuung an CDF-Werten. Um die ursprüngliche Streuung von CDF-Werten zu generieren, müssten bei der Verschiebung der Zuverlässigkeitskurve die Verteilungen gleichzeitig schmaler werden. Dies kann aber nur durch eine verbesserte Datengrundlage (Betriebserfahrung) begründet werden.
- Bei neuen Reaktorkonzepten kommen innovative Systeme und Komponenten zum Einsatz, für die bisher keine oder wenig Betriebserfahrung vorliegen (z. B. „squib valves“). Dies kann zu breiteren Zuverlässigkeitsverteilungen der SSC führen. Physikalische Unsicherheiten in der Thermohydraulik der passiven Sicherheitssysteme leisten dagegen keinen Beitrag zu der CDF-Verteilung, da diese i. d. R. nicht in der PSA berücksichtigt werden.

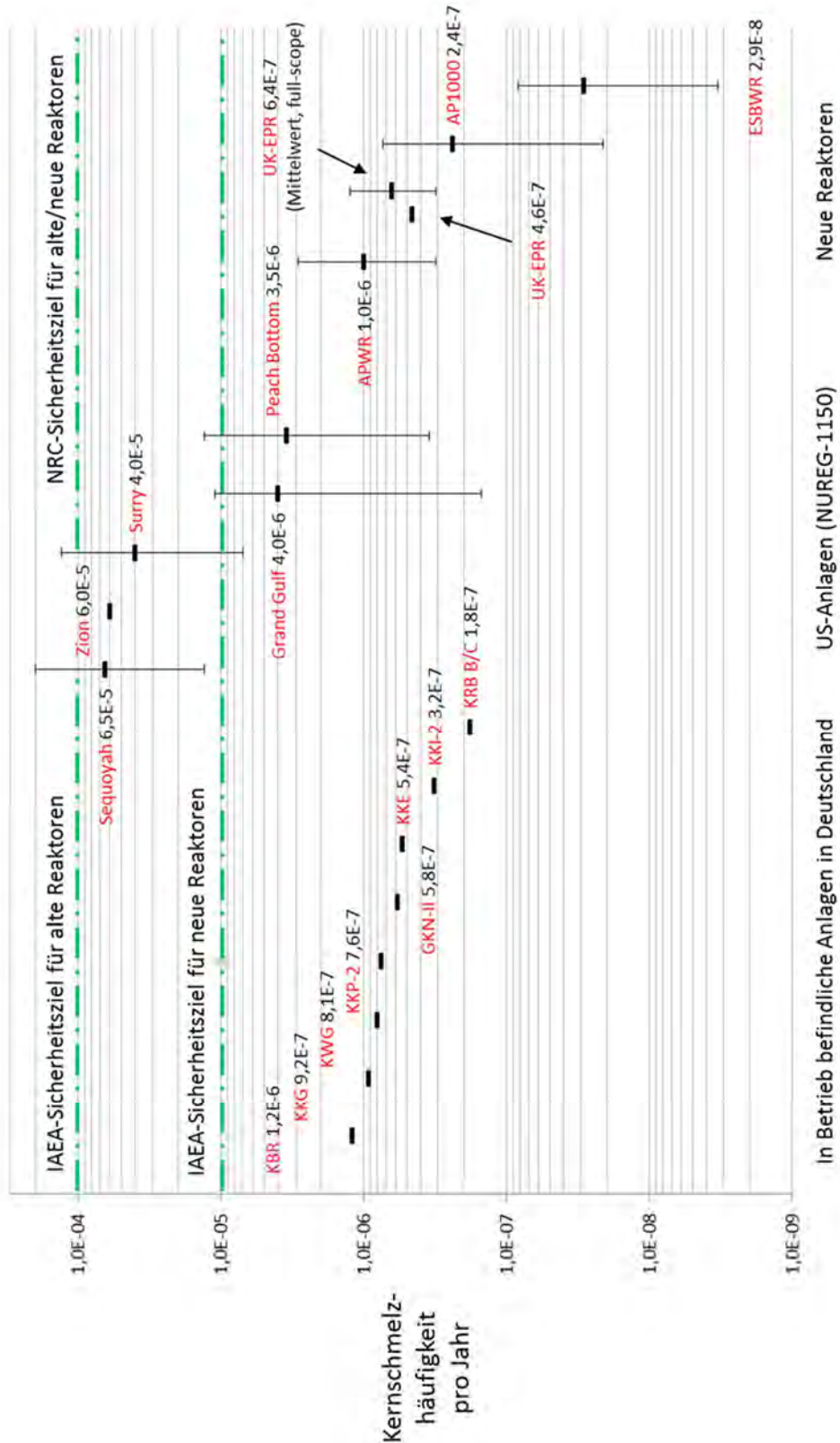


Abbildung 6 - Unsicherheiten in den CDF-Werten für neue Reaktoren sowie in Betrieb befindliche US-Anlagen (im Leistungsbetrieb bei internen Ereignissen). Als Referenz sind die CDF-Punktwerte deutscher Reaktoren angegeben, Quellen: [BMU 11], [MIT 11], [WES 07], [ESB 06], [EPR 11], [NRC 91]

- Kennzeichnend für den AP1000 sowie den ESBWR ist die vereinfachte Anlagenauslegung und reduzierte Anzahl von aktiven Komponenten zur Gewährleistung der Sicherheitsfunktionen. In der PSA könnte eine geringere Anzahl von Komponenten zu einer breiteren Unsicherheitsverteilung der CDF-Werte führen.

Die CDF-Punktwerte deutscher Anlagen bewegen sich hauptsächlich im Bereich 1E-7 bis 1E-6 pro Jahr und sind damit mit denen für neue Reaktoren vergleichbar.

3.10 PSA-Unsicherheiten und regulatorische Schwellenwerte

Die Entwicklung hin zu einer stärker risikofokussierten Regulierung von neuen Reaktoren ist nicht nur in den USA zu erkennen. Dabei enthält das NRC-Regelwerk risikoinformierte und keine risikobasierten Programme. Dennoch gibt es einige wenige Vorschläge für die Einführung von risikobasierten Methoden in der US-Regulierung. So schlug das Kommissionsmitglied G. Apostolakis in einem Briefing der Kommission kürzlich vor, die Klassifizierung von SSC für SMR anstelle der deterministischen Einteilung (sicherheitsrelevant oder nicht-sicherheitsrelevant) einzig anhand der Risikorelevanz vorzunehmen. Einflussreiche Institutionen wie das NEI und EPRI fordern schon seit langem risikobasierte Anforderungen und Programme und verweisen dabei auf die Praxis der US-Bundesluftfahrtbehörde (Federal Aviation Administration, FAA) sowie anderer Behörden.

Einige PSA-Experten in der NRC sind der Ansicht, dass die Datenlage in der PSA Level 1 grundsätzlich ausreichend fundiert ist, um risikobasierte Methoden in der Regulierung einzuführen. Ein Beispiel für eine mögliche Einführung risikobasierter Methoden sei das technologieneutrale Regelwerk für fortgeschrittene Reaktoren, das die NRC in den kommenden Jahren plant. Mehrheitsfähig ist diese Meinung in der NRC allerdings nicht. Offiziell gibt es derzeit keine Pläne zur Einführung von risikobasierten Methoden oder Programmen.

In den risikoinformierten Programmen der NRC werden i. d. R. Importanz-Werte verwendet, seltener absolute Risikowerte (CDF, LRF). Ein Beispiel für den Gebrauch von absoluten Werten ist die Änderung der Betriebsgenehmigung nach RG 1.174. Mithilfe dieses Guides können z. B. größere Wartungsintervalle begründet werden, falls das entsprechende Δ CDF einen, vom CDF-Grundwert abhängigen Schwellenwert nicht

überschreitet. Ein anderes Beispiel ist die Identifizierung der risikorelevanten SSC im RTNSS-Programm über die Einhaltung der Sicherheitsziele. Nicht zuletzt stellen die Sicherheitsziele selbst absolute Risikowerte dar.

Auch wenn absolute Risikowerte nur in wenigen Fällen betrachtet werden, stellt sich dennoch die Frage, wie mit den Unsicherheiten in diesen Werten umgegangen wird. Einige nützliche Informationen hierzu sind in den folgenden Punkten zusammengefasst:

- Die Unsicherheitsbeiträge sind vielfältig und in der PSA i. d. R. nur unvollständig wiedergegeben. Daraus resultiert eine unterschätzte Unsicherheit in den Ergebnissen der PSA.
- Der Mittelwert der resultierenden Unsicherheitsverteilung definiert den Punktwert. Aufgrund der meist asymmetrischen Verteilung ist der Mittelwert der Verteilung in einem hohen Maße von den Ausläufern der Verteilung abhängig. Eine hohe Anzahl von Datenpunkten ist notwendig, um die Ausläufer gut abzubilden und damit den Punktwert der Verteilung hinreichend genau bestimmen zu können.
- Die Ausläufer der Eingangsverteilungen können für die resultierende Verteilung wichtig sein und müssen daher sorgfältig gewählt werden. Zur Analyse dieses Effekts werden i. d. R. Empfindlichkeitsanalysen durchgeführt.
- Der Medianwert, der die Verteilung in zwei Bereiche mit gleicher Anzahl von Datenpunkten teilt, ist weniger empfindlich gegenüber Änderungen in den Ausläufern der Verteilung.
- Die Multiplikation von Mittel- oder Medianwerten liefert i. d. R. keinen Mittel- oder Medianwert.

Wenn PSA-Ergebnisse mit Schwellenwerten verglichen werden (z. B. bei den Sicherheitszielen), dann werden häufig drei Methoden genannt, um die Unsicherheiten zu berücksichtigen:

- Der Punktwert wird mit dem vorgegebenen Schwellenwert verglichen. Die konservative Lage des Schwellenwertes soll die Unsicherheiten des PSA-Ergebnisses kompensieren. Dieser pauschale Ansatz bedarf lediglich einer ungefähren Vorstellung von der Größe der Unsicherheiten. Nachteilig ist aber, dass der tatsächliche Grad an Konservativität undefiniert bleibt.

- Die PSA wird mit konservativen Fehlerannahmen bei den Eingangsdaten durchgeführt. Der resultierende Punktwert wird mit dem Schwellenwert verglichen (dieses Verfahren wurde bereits bei“ pressurized thermal shocks“ verwendet). Der Nachteil dieses Ansatzes besteht darin, dass die konservative Wahl einer Eingangsverteilung nicht unbedingt eindeutig sein muss.
- Vorgabe eines Schwellenwertes für jeweils den Punktwert und die Unsicherheitsverteilung (z. B. anhand eines Schwellenwertes für das 95%-Quantil). Entgegen der vorigen Ansätze wird hier auch die Verteilung als Kriterium berücksichtigt.

3.11 Vortrag: Nuclear Power in Germany - Operation and Regulation

Auf Wunsch der amerikanischen Kollegen wurde im ersten Halbjahr ein Vortrag über die deutsche Aufsichtsstruktur und die Novellierung des Ausstiegsgesetzes gehalten. Neben den regulatorischen Grundlagen wurden auch Informationen zu den in Betrieb befindlichen Reaktoren gegeben sowie die Bedeutung der PSA erläutert. In der einstündigen Präsentation wurden vor etwa 40 NRC-Mitarbeitern die folgenden Themen erläutert:

A. Atomrechtliche Regulierung und Institutionen

- Das deutsche Atomgesetz, Verantwortlichkeiten des Bundes und der Länder
- Unterstützung der Behörden durch technische Sachverständigenorganisationen
- Aufbau und Aufgaben des Bundesumweltministeriums (Abteilung Reaktorsicherheit)
- Arbeitsfelder der GRS, Vorstellung des BMU-Vorhabens „Bewertung neuer Reaktorkonzepte und der Übertragbarkeit sicherheitstechnischer Lösungen auf in Betrieb befindliche Anlagen“
- Aufbau und Zusammensetzung der Regulierungspyramide
- Reaktorsicherheitskommission und Kerntechnischer Ausschuss
- Novellierungen des Atomgesetzes der Jahre 2002, 2010 und 2011
- Atommoratorium

B. Sicherheitstechnische Merkmale der deutschen Anlagen

- Historischer Überblick über frühe Leistungs- und Forschungsreaktoren
- Technische Merkmale der DWR und SWR
- Entwicklungslinien (insbesondere hinsichtlich der Auslegung des Containments und des Not- und Nachkühlsystems)

C. Rolle der PSA in der Aufsicht

- Ergebnisse der Reaktorsicherheitsstudie Phase A/B
- PSA innerhalb der Sicherheitsüberprüfung
- Vorstellung einiger risikoinformierter Nachrüstmaßnahmen

In der nachfolgenden Diskussion stand erwartungsgemäß der beschleunigte Ausstieg im Mittelpunkt. Dieser wurde wenige Tage zuvor im Rahmen der Novellierung des Atomgesetzes verabschiedet. Einige Zuhörer brachten ihre Verwunderung zum Ausdruck und beschrieben die aus ihrer Sicht fehlende Übertragbarkeit der Ereignisse in Fukushima auf deutsche Anlagen. In weiteren Wortmeldungen wurden Argumente hinsichtlich des Für und Wider einer externen technischen Gutachterorganisation ausgetauscht. Im Laufe der Diskussion wurden einige Fragen aufgeworfen, die der Verfasser dieses Berichtes wie folgt beantwortete:

- Robustheit deutscher Anlagen bei gezielten Flugzeugabstürzen: Bei der Auslegung der Anlagen wurde der nichtbeabsichtigte Absturz von spezifizierten Militärmaschinen zugrunde gelegt. In den jüngeren Reaktoren sind diese Lastannahmen erhöht und damit der Schutzgrad der Anlagen verbessert worden. Weiterhin verwies der Referent auf eine Arbeitsgruppe innerhalb der GRS, die das BMU in solchen Fragen unterstützt. Es wurde kurz das Vernebelungskonzept erläutert, das in manchen deutschen Anlagen realisiert ist. Zudem wurde erklärt, dass die Effizienz der Vernebelung in Flugzeugsimulatoren untersucht wurde. Die Ergebnisse hierzu sind nichtöffentlich.
- Verlauf der Druckentlastungsleitung bei Siedewasserreaktoren: Die Druckentlastungsleitung führt aus dem Gasraum der Kondensationskammer aus dem Sicherheitsbehälter über eine Filtereinrichtung in den Kamin. Die gefilterte Druckentlastung der Sicherheitsbehälter ist als interne Notfallmaßnahme in allen deutschen Anlagen ab Ende der 1980er Jahre nachgerüstet worden.

- Eintritt eines Kernschadens in der PSA in Abhängigkeit von dem Füllstand im Reaktordruckbehälter: Wesentliches Kriterium ist das beginnende Schmelzen von Kernmaterial. Bei den Steuerstäben des DWR trifft dies bereits bei >800°C zu. Dieses Kriterium gewährleistet, dass eine eindeutige Übergabe an die PSA Stufe 2 erfolgt. Die deterministische Nachweisführung hingegen legt einen Grenzwert von 1200°C zugrunde, also bei beginnenden Beschädigungen von Brennstäben. Ein weiteres Kriterium, insbesondere hinsichtlich des Füllstandes, wird in den deutschen Untersuchungen nicht verwendet.

4 Arbeiten in der Abteilung „Reactor Systems, Nuclear Performance & Code Review“

Zur zweiten Jahreshälfte erfolgte der Wechsel in die Abteilung SRSB (Reactor Systems, Nuclear Performance & Code Review), in der zunächst die Mitarbeit an dem Review des Not- und Nachkühlsystems des US-APWR geplant war. Dieser Plan musste jedoch verworfen werden, da der Hersteller Mitsubishi der Mitarbeit eines ausländischen Experten nicht zustimmte. Stattdessen wurde vereinbart, bei der Erstellung einer „Information Notice“ (IN) mitzuwirken und den Review-Prozess dieser IN zu begleiten. Parallel zu diesen Arbeiten wurden einige Aktivitäten im Bereich der „Small and Modular Reactors“ verfolgt.

4.1 Erstellung einer Information Notice

Die Aufgaben umfassten:

- Einarbeitung in Untersuchungen zu äußeren Einwirkungen auf Abstandshaltern in Brennelementen und relevanten NRC-Empfehlungen (insbesondere Teile des Standard Review Plan)
- Literaturrecherche hinsichtlich verwandter Themen und Publikationen
- Ausarbeitung einer Weiterleitungsnachricht gemäß der Strukturvorgaben der NRC
- Erstellung eines Zeitplans zum abteilungsübergreifenden Review des Textes
- Begleitung der Review-Arbeiten

Hintergrund: „Information Notice“ und „Interim Staff Guidance“

Die Zielsetzung der IN ist ähnlich der Weiterleitungsnachricht (WL) in Deutschland und dient dazu, die Betreiber auf sicherheitsrelevante Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung (oder anderen Bereichen, wie z. B. der Reaktorsicherheitsforschung) aufmerksam zu machen. Grundsätzlich fordert eine IN weder die Umsetzung von Empfehlungen noch ein Antwortschreiben. Das ist der wichtigste Unterschied zur WL, die Empfehlungen enthält und in manchen Fällen einen Informationsrückfluss erfordert. Im Gegensatz zur deutschen Praxis sind die IN auf der Internetseite der NRC abrufbar (www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/gen-comm/info-notices/).

Seit 1975 dient das SRP als Leitfaden für NRC-Mitarbeiter, die mit dem Review von Antragsunterlagen beschäftigt sind. Das SRP beschreibt eine Review-Methodik, die die NRC als akzeptabel bewertet. Außerdem soll durch das SRP ein einheitliches Vorgehen sichergestellt werden (z. B. indem Verantwortlichkeiten definiert sind). Dabei ist das SRP so allgemein formuliert, dass es sowohl auf Siedewasser- als auch auf Druckwasserreaktoren anwendbar ist, was in Teilen der NRC als ungünstiger Kompromiss angesehen wird. Grundsätzlich verhilft das SRP der Industrie und der Öffentlichkeit zu Einblicken in den Review-Prozess der NRC. Für Antragsteller ist das SRP Ausdruck der Erwartungshaltung der NRC, so dass Antragsunterlagen entsprechend vorbereitet werden können. Das SRP darf jedoch nicht als Anforderungskatalog für die Industrie verstanden werden.

Das SRP wurde in manchen Teilen mehrfach überarbeitet, um neue Erfahrungen und Erkenntnisse aus den Genehmigungsprozessen einzubinden. Es gibt jedoch kein grundsätzliches Verfahren zur Aktualisierung des SRP. Laut NRC-Mitarbeiter ist dies der Hauptgrund dafür, warum der Erneuerungsprozess des SRP lückenhaft und in manchen Teilen nicht hinreichend fortgeschritten ist. Der Unfall in Fukushima Daiichi führte dazu, dass die Abteilung SRSB bei ihrem Review der Kernausslegung neuer Reaktoren ein besonderes Augenmerk auf seismische Einwirkungen legte. In diesem Zuge wurde deutlich, dass das SRP hinsichtlich dieser Aspekte undeutlich und teilweise überholt ist. Es ist nicht auszuschließen, dass das SRP in diesem Bereich zu nicht hinreichend konservativen Analysen bei den Antragstellern neuer Reaktoren geführt hat. Der Abstellungszeitraum wurde u. a. genutzt, um sich mit Kapitel 4 („Reactor“) des SRP und relevanten NRC-Untersuchungen zu diesem Thema vertraut zu machen.

Die Überarbeitung von SRP-Teilen erfolgt i. d. R. indirekt über die Publikation von „Interim Staff Guidances“ (ISG). In den ISG werden Informationen dargelegt, mit denen Teile des SRP ergänzt oder spezifiziert werden. In den seltensten Fällen wird das SRP durch ein ISG korrigiert. Das ISG wird zunächst für 30 Tage zur Kommentierung veröffentlicht. Dabei stammen die eingehenden Kommentare meist von den Betreibern oder dem NEI²⁶. Nach einem erneuten Review kann das endgültige ISG in Kraft treten. In der Vergangenheit wurden diese ISG in unregelmäßigen Abständen zur Überarbeitung des SRP verwendet. Die derzeit in Vorbereitung befindliche IN ist eine Vorstufe zur Erstellung eines ISG und kann i. d. R. in einem Zeitraum von wenigen Monaten veröffentlicht werden. Das nachfolgende ISG ist dann eine langfristige und formale Ergänzung des SRP. Die Verabschiedung eines ISG kann mitunter Jahre dauern.

Information Notice: „Evaluation of fuel assembly structural response to externally applied forces“

Das Erdbeben im US-Bundesstaat Virginia im August 2011 führte erstmalig dazu, dass Auslegungsparameter eines amerikanischen Kernkraftwerks überschritten wurden. Nach einer umfassenden Prüfung der betreffenden Anlage North Anna, bei der keine wesentlichen Schäden aufgedeckt wurden, wurde das Wiederaufstarten der Anlage im Dezember von der NRC autorisiert. Zusammen mit den Vorfällen im japanischen Fukushima führten die Ereignisse zu einer genaueren Betrachtung der Erdbebenauslegung bei den Antragsunterlagen neuer Reaktoren. In diesem Zuge wurde festgestellt, dass der Standard Review Plan (SRP) eine Vorgehensweise bei der Nachweisführung der Robustheit der Abstandshalter gegenüber externen Einwirkungen empfiehlt, die möglicherweise nicht konservativ ist.

In Appendix A, Abschnitt III des Kapitels 4.2 des SRP heißt es dazu:

„laboratory grid strength tests should represent the most damaging mode...While P(crit) will increase with irradiation, ductility will be reduced. The extra margin in P(crit) for irradiated grids is thus assumed to offset the unknown deformation behavior of irradiated grids beyond P(crit).“ [SRP 11]

²⁶ Das Nuclear Energy Institute ist ein Zusammenschluss von 27 US-Unternehmen der Nuklearwirtschaft (hauptsächlich Betreiber, Hersteller und Ingenieurbüros)

Der Abschnitt könnte so interpretiert werden, dass ein konservativer Belastungstest (bis zur Versagensbelastung $P(\text{crit})$) gerade dann vorliegt, wenn ein unbestrahlter Abstandshalter als Prüfgegenstand gewählt wird. Tatsächlich wird aber davon ausgegangen, dass der unbestrahlte Zustand nicht zwingend den konservativen Fall darstellt. Internationale Forschungsbemühungen zeigen, dass es aufgrund der Bestrahlung zu einer Entspannung der Federn kommen kann und somit die kritische Bruchgrenze ($P(\text{crit})$) im Laufe der Bestrahlung effektiv herabgesetzt wird [IAE 05].

Der obige Auszug aus dem SRP wurde seit der Revision 2 aus dem Jahr 1981 nicht überarbeitet. Mit großer Wahrscheinlichkeit ist die Aussage bereits in der Revision 0 enthalten, die aus dem Jahr 1975 stammt. Dies zeigt, dass eine laufende Aktualisierung des SRP lediglich dann stattfindet, wenn Ereignisse zu einer Überprüfung einer bereits akzeptierten Nachweismethodik führen. Bei Abwesenheit geeigneter Ereignisse bleiben Prozeduren, wie in diesem Fall geschehen, über Jahrzehnte erhalten. Recherchen haben darüber hinaus ergeben, dass das im SRP vorgeschlagene Nachweisverfahren nicht mehr oder nur schwer zu begründen ist. Die Autoren der vorangegangenen Revisionen sind i. d. R. nicht mehr verfügbar.

Die IN, die sich an alle Inhaber einer Betriebs- oder Baugenehmigung richtet, wurde dahingehend formuliert, dass bei den Robustheitsanalysen der konservative Fall betrachtet werden muss, unabhängig von der Bestrahlungszeit der Abstandshalter. Weiterhin wird darauf verwiesen, dass eine Vielzahl von Effekten berücksichtigt werden muss, darunter strahlungsbedingte Federentspannung („grid spring relaxation“), strahlungsbedingte Erhärtung („irradiation hardening“), Volumenexpansion, „cladding creep down“, Korrosion etc.

4.2 SMR-Technologien und ihre sicherheitstechnischen Implikationen

Eine zunehmende Bedeutung im Office of New Reactors (NRO) gewinnen die SMR. Diese Klasse von neuen Reaktortypen fand bereits Erwähnung in vorangegangenen Berichten, so dass im Folgenden nur wenige grundlegende Informationen gegeben werden und insbesondere auf die neuesten Entwicklungen eingegangen werden soll.

Einführung

In den vergangenen Jahren wurde weltweit an einer Vielzahl von unterschiedlichen SMR-Konzepten gearbeitet. Dabei umfasst die Klasse der SMR sowohl wassergekühl-

te als auch nicht-wassergekühlte Reaktortypen. Da einige Konzepte nunmehr ein reifes Konzeptstadium erreicht haben und die Industrie ein anhaltendes Interesse zeigt, begann die NRC vor zwei Jahren mit ersten Untersuchungen der Konzepte und den daraus resultierenden neuen Genehmigungsfragen. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungsstände der SMR begann die NRC im selben Zeitraum zwischen „near-term“ SMR und „long-term“ SMR zu unterscheiden. Charakteristisch für die „near-term“ Konzepte ist die Kühlung mittels Leichtwasser sowie das thermische Neutronenspektrum. Hinsichtlich des Reviews der passiven Systeme von SMR kann auf zahlreiche Erfahrungen aus dem fortgeschrittenen Genehmigungsprozess des AP1000 und des ESBWR zurückgegriffen werden. Die derzeitigen Arbeiten der NRC im Rahmen der Vor-Genehmigungsphase betreffen alleine zwei „near-term“ Reaktortypen, deren Antragstellung im Laufe der nächsten Jahre erwartet wird. Hierzu zählt der NuScale-Reaktor vom gleichnamigen Unternehmen sowie mPower von Babcock & Wilcox Co.

Integrated Pressurized Water Reactors (iPWR)

Die NuScale- und mPower-Reaktorkonzepte zählen zu den sogenannten Integralreaktoren (integrated Pressurized Water Reactor, iPWR), die unter den SMR derzeit die größte Aufmerksamkeit erhalten. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass der Primärkreis vollständig im Innern des Reaktordruckbehälters integriert ist. Dies hat weitreichende Konsequenzen für das Spektrum möglicher Unfallszenarien und erfordert eine Prüfung, ob existierende Anforderungen auf die veränderte Geometrie der iPWR anwendbar sind. Grundsätzlich ist die integrierte Auslegung eines Druckwasserreaktors nicht neu. So werden seit den 50er Jahren iPWR in nuklear betriebenen Schiffen und Unterseebooten des US-Militärs eingesetzt. Ein deutsches Beispiel ist der FDR (fortschrittlicher Druckwasserreaktor), der in den 70er Jahren das zivil genutzte Nuklearschiff „Otto Hahn“ antrieb.

NuScale (NuScale Power)

Charakteristisch für den NuScale-Reaktor ist die Kühlung des Kerns mittels Naturumlauf. Der Dampferzeuger im oberen Rückströmraum besteht aus Spiral-Heizrohren, die im Inneren überhitzten Dampf produzieren. In geringem Abstand wird der RDB von einem Stahl-Sicherheitsbehälter umgeben und bildet zusammen mit dem RDB eine Einheit. Bis zu 12 Module, die jeweils 45 MWe produzieren, sollen in einem Reaktorbecken vollständig mit Wasser bedeckt sein, das als letzte Verteidigungslinie zur Kühlung der Sicherheitsbehälter (bzw. der Module) dient. Jedes Modul treibt einen eigenen Tur-

binen-Generator-Satz an. Der Brennelementwechsel erfolgt alle zwei Jahre. Hierfür wird der gesamte Sicherheitsbehälter angehoben und zur Demontage durch das Reaktorbecken in ein separates Becken gefahren. Zur passiven Nachkühlung wird Wasser aus dem Reaktorbecken über eine Ansaugleitung in die Dampferzeuger geleitet. Eine Leitung zur Niederschlagung des Dampfes führt zurück in das Reaktorbecken. Als Notkühlmaßnahme können Entlastungsventile des RDB geöffnet werden. Nach Kondensation des Dampfes an der Innenwand des Containments sammelt sich das Kühlmittel im Sumpf des Containments. Ab einem bestimmten Wasserstand kann durch Öffnen von Ventilen eine passive Rückströmung in den RDB ermöglicht werden. Das NuScale-Design galt mit einer geplanten Antragstellung auf „Design Certification“ im ersten Quartal 2012 als das am weitesten fortgeschrittene iPWR-Konzept. Anfang des Jahres teilte NuScale mit, dass die Entwicklungs- und Vor-Genehmigungsarbeiten wegen Finanzierungsproblemen bis auf weiteres unterbrochen werden. Aktuell gibt es unbestätigte Meldungen über einen neuen Investor, so dass die Wiederaufnahme der Arbeiten möglich erscheint.

mPower (Babcock & Wilcox)

Entgegen dem vorigen Beispiel wird der Umlauf des unborierten Kühlmittels im mPower-Konzept durch integrierte Kühlmittelpumpen sichergestellt. Der obere Teil des RDB enthält im Zentrum ein Steigrohr als „hot leg“ und im Ringraum Geradrohrdampferzeuger („once-through“), durch die das Kühlmittel nach unten strömt. Außerhalb der Heizrohre wird im Ringraum überhitzter Dampf produziert. Zum Brennelementwechsel wird alle vier Jahre der obere Teil des RDB samt Dampferzeuger abgehoben. Ein besonderes Merkmal des mPower-Konzeptes ist, dass das Containment aus Stahl-Liner und verstärkter Betonstruktur sowie das Brennelementlagerbecken vollständig unterirdisch angeordnet sind. Dies soll zum Schutz vor äußeren Einwirkungen beitragen und die Anlagensicherung vereinfachen. Eine typische Anlagenstruktur soll sich aus Einheiten bestehend aus zwei unterirdischen Modulen mit je 125 MWe zusammensetzen. Als passives Wärmeabfuhrsystem kann Dampf aus dem RDB mithilfe von Wärmetauscherrohren in einem erhöhten Wasserbecken des Containments kondensiert und in den RDB zurückgeführt werden. Das Becken dient auch als Reservoir zur passiven Einspeisung. Die Kühlung des Wasserbeckens erfolgt über eine Verbindung zu Wärmetauschern, die in einem offenen Wasserbecken auf dem Anlagengelände liegen. Zur Niederschlagung von Primärdampf während einer Druckentlastung dient eine Kondensationskammer im unteren Teil des Containments. Eine Antragstellung auf Baugenehmigung erwartet die NRC Ende 2012.

HI-SMUR (Holtec International)

Anfang 2011 erklärte eine Tochter des Holtec-Konzerns den Einstieg in die Entwicklungsarbeiten eines eigenen iPWR-Designs. Holtec ist in den USA bekannt für den Bau von Transport- und Lagerungsbehälter für u. a. abgebrannte Brennelemente. HI-SMUR 140 (Holtec Inherently Safe Modular Underground Reactor) ist der Name des iPWR, der bei einer vertikalen Ausdehnung von über 42 m und Naturumlauf etwa 140 MWe erzeugen soll. Ähnlich dem mPower-Konzept soll SMUR vollständig unterirdisch liegen. Die passive Sicherheitsauslegung und der drei- bis vierjährige Brennelementzyklus sind weitere Merkmale des SMUR-Konzepts. Zur Gewährleistung einer stromunabhängigen Kühlkette soll die Abwärme passiv über wasser- oder luftgekühlte Kondensatoren abgetragen werden. Laut Holtec soll die DC-Antragstellung bei der NRC Ende 2012 erfolgen. Da sich die Entwicklungsarbeiten jedoch noch in einem konzeptionellen Stadium befinden und bisher keine Vor-Genehmigungsaktivitäten geplant sind, gilt der Planungstermin 2012 als nicht einhaltbar.

SMR (Westinghouse)

Ein weiteres Design wurde Anfang des Jahres von Westinghouse angekündigt. Kennzeichnend für diesen iPWR mit einer Leistung von 200 MWe ist die AP1000-ähnliche Auslegung des Reaktorkerns und der RDB-Einbauten. Grundsätzlich ist das Primärkreisdesign mit dem des mPower-Konzepts vergleichbar, d. h. es basiert auf Zwangsumlauf und vertikalen Geradrohrdampferzeugern. Der Reaktordruckbehälter wird nach dem NuScale-Prinzip in geringem Abstand von einem Stahl-Sicherheitsbehälter umgeben. Die Auslegung der passiven Sicherheitssysteme soll gewährleisten, dass in den ersten sieben Tagen nach einem Auslegungsstörfall kein Eingriff der Schichtmannschaft notwendig ist. Der Reaktor ist nach dem IRIS (International Reactor Innovative & Secure) der zweite SMR-Entwurf von Westinghouse. Der erste Entwurf ist mit 335 MWe deutlich größer als die übrigen iPWR und sollte mit Spiraldampferzeugern betrieben werden. Eine zunächst für 2008 und dann für 2010 geplante Antragstellung auf „Design Certification“ ist nicht erfolgt. Es muss damit gerechnet werden, dass IRIS zugunsten der Arbeiten an dem neuen Konzepts „SMR“ nicht weiterentwickelt wird.

Ökonomische Merkmale der iPWR

Der Anreiz zur Entwicklung der SMR kann auf das geringere Investitionsrisiko und die vielseitige Anwendung gegenüber herkömmlichen und großen Anlagen zurückgeführt

werden. Dabei steht in den USA die Ersetzung von kleinen und mittelgroßen Kohlekraftwerken im Vordergrund. Andere Anwendungsbereiche betreffen die Versorgung von (entlegenen) Regionen mit beschränktem Strombedarf, Industriekomplexen oder militärischen Einrichtungen. Nach einer Äußerung des Leiters des Bereichs für fortschrittliche Reaktoren, Michael Mayfield, hat das Militär kürzlich in einer Sonderuntersuchung die Eignung der SMR zur Versorgung in- und ausländischer Militäreinrichtungen bestätigt. Als aussichtsreich gilt ebenfalls der Export von SMR in Länder, in denen das Investitionspotential, die Kapazität des öffentlichen Stromnetzes und das nukleare Know-how begrenzt sind. Die nachfolgende Tabelle fasst die wichtigsten Argumente von Seiten der Industrie zusammen:

iPWR-Merkmale

Ökonomische Implikationen

- (Vor-) Fertigung und Montage in Fabriken
- Modulare Reaktoranlagen
- Breites Einsatzspektrum
- Geringere Anzahl an druckführenden Großkomponenten, kleinerer Reaktordruckbehälter
- (noch) undefinierter regulatorischer Rahmen
- Vereinfachte Anlagenauslegung
- Kürzere Bauzeiten durch modularen Aufbau
- Serienfertigung („learning curve“)
- Standardisierung
- Anpassung an ortsspezifische Stromnachfrage (z. B. Ersetzung von alten Kraftwerksanlagen unterschiedlicher Leistung)
- Stufenweiser Ausbau
- Reduziertes Investitionsrisiko (daher interessant für eine größere Anzahl von Betreibern)
- Versorgung kleiner und entlegener Verbraucher
- Produktion von Prozesswärme
- Einsatz als Entsalzungsanlage
- Export in Länder mit beschränktem Investitionspotential, Infrastruktur und nuklearem Know-how
- Militärische Anwendungen
- Möglichkeit zur Wiedererlangung einer inländischen Produktionskette inkl. RDB-Herstellung
- Reduzierte Wartungs- und Inspektionsarbeiten
- Keine Planungssicherheit, da Geschäftsmodelle abhängig von NRC-Anforderungen (z. B. jährliche NRC-Gebührenordnung für SMRs, Anforderungen an Umfang der Schichtmannschaft bei der Steuerung und Aufsicht mehrere Reaktormodule etc.)
- Geringere Bau- und Betriebskosten (geringere Anzahl von Hilfssystemen und insbes. sicherheitsrelevanten aktiven Systemen, reduzierte Wartungsarbeiten etc.)
- Evtl. einfachere Anlagensicherung durch kompakte (teils unterirdische) Gebäudeauslegung, Trennung von gesichertem Reaktorgebäude und ungesichertem Maschinenhaus etc.

Sicherheitsrelevante Merkmale der iPWRs

Die nachfolgende Tabelle zeigt sicherheitstechnisch relevante Merkmale der iPWR und erwartete Sicherheitsgewinne bzw. -nachteile gegenüber konventionellen Reaktorauslegungen.

iPWR-Merkmale	Folgerungen für Sicherheitsbetrachtungen
<ul style="list-style-type: none">• Geringere Kernleistung, geringere Kernleistung pro Kühlmittelvolumen	<ul style="list-style-type: none">• Trägeres Anlagenverhalten bei Transienten, längere Karenzzeiten
<ul style="list-style-type: none">• Verstärkter Einsatz von passiven Sicherheitssystemen und inhärenten Anlageneigenschaften	<ul style="list-style-type: none">• höhere Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Sicherheitssysteme• Eingriffsmöglichkeiten der Schichtmannschaft reduziert• Wenig Betriebserfahrung, teils unverständene thermohydraulische Phänomene• Geringere Anzahl von Hilfssystemen
<ul style="list-style-type: none">• (Vor-) Fertigung und Montage in Fabriken	<ul style="list-style-type: none">• Geeigneterere Konstruktions- und Fertigungsumgebung• Neue Aspekte hinsichtlich Prüf- und Testarbeiten während der Fertigung
<ul style="list-style-type: none">• Integrierter Primärkreis, vereinfachte Reaktorauslegung	<ul style="list-style-type: none">• Geringere Anzahl von druckführenden Großkomponenten• Evtl. Ausschluss des Störfalls mit großem Kühlmittelverlust
<ul style="list-style-type: none">• Modulare Reaktoranlagen	<ul style="list-style-type: none">• Wechselwirkungen der Module bei modularer Anlagenerweiterung, Brennstoffwechsel, Unfallszenarien und gemeinsam genutzten Systemen• Modulübergreifende CCFs
<ul style="list-style-type: none">• Kompakte Anlagenauslegung	<ul style="list-style-type: none">• Evtl. einfachere Anlagensicherung durch kompakte (teils unterirdische) Gebäudeauslegung, Trennung von gesichertem Reaktorgebäude und ungesichertem Maschinenhaus und
<ul style="list-style-type: none">• Kleinerer Quellterm	<ul style="list-style-type: none">• Evtl. reduzierte Notfallplanungszone

4.3 Regulierungsaktivitäten hinsichtlich von SMR

Vor-Genehmigungsaktivitäten

Im März 2010 schlugen zwei Mitglieder der Kommission (Apostolakis, Jaczko) eine Initiative zur Entwicklung von risikoinformierten und anlagenspezifischen SRP für iPWR vor. Hierdurch soll die Bearbeitung von DC- und COL-Antragsunterlagen gegenüber der derzeitigen Praxis stärker sicherheitsfokussiert und effizienter erfolgen. Zudem soll eine risikoinformierte Sicherheitsklassifizierung von SSC erarbeitet werden, welche die vormals rein deterministische Klassifizierung ersetzt. Zusätzlich bat die Kommission langfristig um einen Entwurf für eine risikoinformierte Regulationsstruktur für NGNP (Next Generation Nuclear Power Plant), bei der Erfahrungen aus den SMR-Reviews berücksichtigt werden soll. Dies betrifft insbesondere Hochtemperaturreaktoren und mit flüssigem Metall gekühlte Reaktoren.

Risikoinformierter und iPWR-spezifischer Standard Review Plan

Grundsätzlich kann ein iPWR-spezifisches SRP erst nach Fertigstellung des jeweiligen Anlagendesigns erarbeitet werden. Nach der Aussetzung der Entwicklungsarbeiten des NuScale-Reaktors wird voraussichtlich ein erstes SRP für den mPower-Reaktor erstellt werden. Da hier mit einem endgültigen Design nicht vor 2012 gerechnet wird, steht die Erstellung des SRP für den mPower-Reaktor nicht unmittelbar bevor. Dennoch herrscht ein Konsens über einige grundlegende Merkmale dieser design-spezifischen SRP:

- vollständige Konsistenz mit geltenden Regelwerksanforderungen
- keine reduzierte Bedeutung der deterministischen Sicherheitsprinzipien
- verstärkte Bedeutung und Einbindung von, an der Betriebserfahrung orientierte („performance-based“) Anforderungen

Zur Erläuterung des letzten Punktes wird auf die Anforderungen für SSCs in Tabelle 8 verwiesen. Grundsätzlich enthält das SRP Kriterien, die sowohl „design-related“ als auch „performance-oriented“ sind. Die letztgenannten Anforderungen sind in vielen Fällen mit denen aus betriebsbasierten Programmen verwandt (Spalte drei). Bei dem Review sicherheits- und risikorelevanter SSC werden auch zukünftig alle Anforderungen im SRP (Spalte 1 und 2) berücksichtigt. Eine Änderung ist aber bei nicht-sicherheitsrelevanten aber risikorelevanten SSC geplant. Bei den Reviews von iPWR

sollen hier die betriebsorientierten Anforderungen durch solche, die betriebsbasiert sind, ersetzt werden. Dies kann dadurch begründet werden, dass die Programme ohnehin Anforderungen aus Spalte zwei abdecken („performance-oriented“). Das Beispiel in Tabelle 9 soll dies verdeutlichen.

	Anforderungen an SSC (mit Ausnahmen)		
Kriterien	SRP-spezifische Akzeptanzkriterien		Kriterien aus Programmen
Art der Anforderung	„design-related“	“performance-oriented”	u. a. „performance-based“
Beispiele für betroffene Aspekte oder Programme	<ul style="list-style-type: none"> • SSC-Funktionen • Angemessenheit der Auslegung 	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsfähigkeit und Kapazität • Verfügbarkeit • Zuverlässigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Spezifikationen • Verfügbarkeit ist Gegenstand der “regulatory treatment of non-safety systems” • “maintenance rule” • “reliability assurance program” (RAP) • “initial test program”

Tabelle 8 – Ähnlichkeit der Anforderungen aus dem SRP und aus betriebsorientierten „performance-based“ Programmen (grau hinterlegt)

Aufgelistet sind vier Kriterien im SRP (Kapitel 9.2.1), die bei dem Review eines Nebenkühlwassersystems (NWS) angewendet werden. Zur Demonstration der Änderungen im SRP nehmen wir an, dass das NWS nicht-sicherheits- aber risikorelevant ist. Die Anforderungen hinsichtlich des Schutzes vor natürlichen Einwirkungen (GDC 2, General Design Criteria) sind „design-related“ und erfordern daher eine umfangreiche technische Analyse. Ähnliches gilt für die Review-Arbeiten hinsichtlich GDC 4. Die Felder „Inspektionsarbeiten“ und „Testmaßnahmen“ sind ihrer Natur nach stärker an den Betrieb der Anlage geknüpft als an ihre Auslegung. Daher sollen zukünftig diese Anforderungen eher durch betriebsbasierte Programme abgedeckt werden als durch technische Analysen. Dies kann u. a. durch das ITAAC-Programm (Inspections, Tests, Analyses, and Acceptance Criteria) erfolgen. Das ITAAC-Programm ist Teil des einstufigen Genehmigungsverfahrens nach CFR 52 („part 52“) für neue Reaktoren. Es enthält Anforderungen an Inspektions- und Testarbeiten sowie an Analysen, die während des

Baus und des Betriebs der Anlage berücksichtigt werden müssen. Die Umsetzung des ITAAC-Programms stellt sicher, dass die Anlage gemäß den genehmigten Antragsunterlagen gebaut und betrieben wird. Insgesamt soll der höhere Stellenwert von betriebsorientierten Anforderungen zu einem pragmatischeren und effizienteren Review der Antragsunterlagen führen.

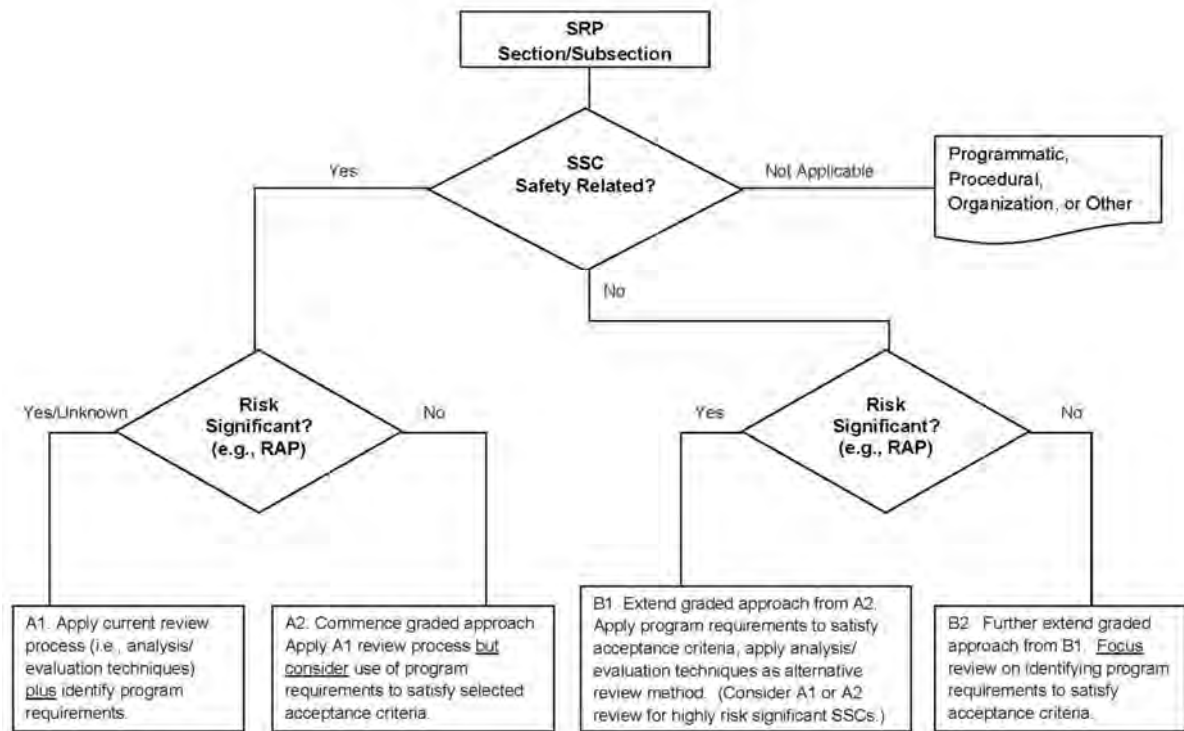
Review-Beispiel für ein nicht-sicherheits- aber risikorelevantes Nebenkühlwassersystem		
Akzeptanzkriterien im SRP	Derzeitiges Review	Risikoinformiertes Review
GDC 2 – protection against natural phenomena	Technische Analysen	Technische Analysen
GDC – 4 environmental and dynamic effect	Technische Analysen	Technische Analysen
GDC 45 - inspection	Technische Analysen	Berücksichtigt Anforderungen aus betriebsbasierten Programmen („initial plant testing“, „ITAAC“)
GDC 46 - testing	Technische Analysen	Berücksichtigt Anforderungen aus betriebsbasierten Programmen („initial plant testing“, „ITAAC“)

Tabelle 9 - Änderungen im zukünftigen SRP für iPWRs. In manchen Kapiteln können technische Analysen durch betriebsbasierte Anforderungen ersetzt werden.

Risikoinformierte Klassifizierung von SSC bei iPWR

Ein wichtiger Bestandteil des neuen Regelwerks für iPWR ist die risikoinformierte Klassifizierung der SSC. Dieser Teil konnte unabhängig von der endgültigen Auslegung der iPWR bereits abgeschlossen werden. Das Prinzipbild in Abbildung 7 veranschaulicht die neue Klassifizierungsstruktur der SSC. Die zusätzliche Abfrage nach einer Risikorelevanz führt zu insgesamt vier Review-Levels (A1, A2, B1, B2) anstelle von nur zwei Level (sicherheitsrelevant und nicht sicherheitsrelevant). Die Klassifizierung soll dabei helfen, den Review-Aufwand abzustufen und Ressourcen effektiver einzusetzen. Ob

ein gegebenes SSC risikorelevant ist oder nicht, beantwortet das „Reliability Assurance Program“ (RAP). In dem RAP sind alle risikorelevanten SSC über einen RAW-Schwellenwert definiert.



* For programmatic, procedural, organization, or other non-SSC topics (e.g., quality assurance, training, human factors engineering, health physics programs, operating procedures), the current review process is applied as provided in the SRP.

Abbildung 7 - Risikoinformierte Klassifizierung von SSC (iPWR)

Vor-Genehmigungsaktivitäten der Abteilung SPRA

Im Rahmen von Vor-Genehmigungsaktivitäten steht die NRC seit 2008 in Kontakt mit NuScale. Dabei informierte NuScale bei mehreren Treffen über den Stand der Entwicklungsarbeiten und den Zeitplan zur Antragstellung. Die Gespräche in der Vor-Genehmigungsphase sind weder öffentlich noch dürfen sie als Teil des Genehmigungsprozesses verstanden werden. In dieser Phase werden lediglich Erfahrungen aus zurückliegenden Antragstellungen und Erwartungshaltungen ausgetauscht, um die zukünftige Antragstellung und die Prüfung der Unterlagen möglichst effizient durchzuführen. Grundsätzlich muss bei diesen Aktivitäten so vorgegangen werden, dass andere SMR-Antragsteller nicht benachteiligt werden.

Im März dieses Jahres führten einige Mitarbeiter der Abteilung SPRA ein erstes Audit am Standort des Unternehmens NuScale Power in Corvallis im US-Bundesstaat Oregon durch. Schwerpunkt des Audits war die Sichtung der bestehenden PSA-Unterlagen. An diesem Audit wurde über eine Telefonkonferenz teilgenommen. Nachstehend werden einige Informationen aus diesem Audit wiedergegeben:

- Die Auslegung des NuScale-Reaktors wurde seit einem frühen Konzeptstadium durch PSA-Arbeiten begleitet und risikoinformiert.
- Vorläufige Ergebnisse der PSA Level 1 zeigen für interne Einwirkungen im Leistungsbetrieb einen CDF-Grundwert von $1,8 \times 10^{-8}$ pro Jahr. Es muss jedoch noch geprüft werden, ob die Liste der auslösenden Ereignisse vollständig ist.
- Die dominierenden Freisetzungspfade sind durch Systeme gegeben, die durch das Containment führen. Dazu zählt:
 - die Evakuierungsleitung des Containments
 - die Frischdampf- und Speisewasserleitung sowie
 - das Volumenregelsystem
- Diese Systeme stellen potentielle Pfade für Kühlmittelverluste aus dem Containment dar. Dementsprechend liefert z. B. der Bruch einer Leitung des Volumenregelsystems einen signifikanten CDF-Beitrag. Ähnliches soll für den Bruch eines Dampferzeugerheizrohres gelten. Hierbei ist jedoch unklar, wie der (unwahrscheinliche) Bruch eines Heizrohres aufgrund des geringeren Innendrucks (Sekundärseite) bewertet wurde.
- Erste Analysen für den Nichtleistungsbetrieb zeigen, dass der Brennelementwechsel ein erhebliches Risikopotential darstellt. Hierfür werden drei Gründe angegeben:
 - Eine fehlerfreie Demontage bzw. Montage der Anschlussleitungen ist vor bzw. nach dem Brennelementwechsel von hoher Bedeutung
 - Die Absturzgefahr während der Verlagerung des Containments hin zum Brennelementwechselbecken kann modulübergreifende Auswirkungen haben. Insbesondere wird hier das seitliche Kippen des bewegten Moduls auf andere Module genannt. Evtl. sollen die übrigen Module mittels Tore und Gitter geschützt werden. Die Frequenz dieses Unfalls ist aufgrund der fehlenden Datengrundlage schwierig zu ermitteln. Die Auswir-

kungen eines solchen Ereignisses werden jedoch als sehr ernst eingestuft.

- Bei den Analysen muss berücksichtigt werden, dass in einer Anlage mit 12 Modulen alle zwei Monate ein Modul über zwei Transportstrecken bewegt wird.
- Der Transport der Module sowie die (De-) Montage der Anschlussleitungen soll von einem festen Team von Mitarbeitern durchgeführt werden. Hiermit soll die Wahrscheinlichkeit von menschlichen Fehlhandlungen reduziert werden.
- Die PSA zur gesamten Anlage setzt sich aus einem Teil für das einzelne Modul und einem Teil für modulübergreifende Ereignisse zusammen.

Im Folgenden werden weitere Informationen zu dem NuScale-Reaktor aus anderen Veranstaltungen wiedergegeben:

- Der Auslegungsdruck des kompakten Containments ist um ein Vielfaches höher als bei konventionellen Auslegungen. Bei einem Kühlmittelaustritt in das Containment kommt es aufgrund des begrenzten Volumens zu einer frühzeitigen Stabilisierung der Drücke und damit zu einer Begrenzung des austretenden Kühlmittels (hierzu trägt auch die Evakuierung des Containments bei).
- Die Auslegungsleckrate des Containments wird aufgrund der kleineren Abmessungen und der geringeren Anzahl von Durchführungen deutlich geringer eingeschätzt als bei konventionellen Anlagen. Angesichts der Rückhaltefähigkeit des Reaktorbeckens ergeben sich hieraus wichtige Konsequenzen hinsichtlich einer (evtl. reduzierten) Notfallplanungszone.
- Das Reaktorgebäude ist etwa zur Hälfte im Untergrund versenkt, so dass das tiefliegende Reaktorbecken hinsichtlich seismischer Einwirkungen besonders geschützt sein soll. Zusammen mit der Auslegung des Reaktorbeckens soll gewährleistet sein, dass selbst bei einem Leck in der Beckenwand kein anhaltender Wasserverlust auftreten kann. Es ist bisher nicht absehbar ob die NRC dieser Argumentation folgt und das Reaktorbecken als „basis-sicher“ einstufen wird.
- Dem Entwickler zufolge bietet die Evakuierung des Containments folgende Vorteile:

- Aufgrund der geringen Wärmeverluste kann auf Isolierstoffe verzichtet werden (Verstopfungsproblematik).
 - Bei einem Kühlmittelverluststörfall wird der Ausfluss durch einen schnellen Druckaufbau im Containment gebremst.
 - An der Innenwand des Containments kann Korrosion vermieden werden.
 - Solange von außen keine Luft in das Containment eindringt, kann kein zündfähiges Gemisch aus Wasserstoff und Sauerstoff entstehen.
 - Die Lagerung der Module im Reaktorbecken erzeugt Auf- bzw. Abtriebskräfte, die in jedem Betriebszustand beherrscht werden müssen.
- NuScale plant den Bau eines Simulators mit der Ansteuerungsmöglichkeit von mehreren Modulen. Der Simulator dient auch zur Demonstration eines geeigneten (Mindest-) Umfangs an Personal im Kontrollraum zukünftiger NuScale-Anlagen. Die ursprüngliche Vorstellung von NuScale, wonach ein Reaktorfahrer und zwei Assistenten bis zu 6 Module beaufsichtigt und steuern, findet in der NRC keine Unterstützung.
 - Unklar ist, wie NuScale die Kühlung des Moduls während des Transports zum Brennelementwechselbecken sicherstellt. Denkbar ist die passive Bespeisung der Dampferzeuger aus dem Reaktorbecken als auch ein aktives System, dass mit dem Kran verbunden ist.

Die technologische Entwicklung und der Stand der Vor-Genehmigungsaktivitäten gelten im Falle des NuScale-Konzepts gegenüber anderen SMR als am weitesten fortgeschritten. Wichtige Entscheidungsprozesse der NRC können jedoch nicht angestoßen werden, bevor die Auslegung der Anlage nicht endgültig festgelegt ist. Sofern NuScale die Vor-Genehmigungsaktivitäten weiterführen kann und die Auslegung der Anlage spezifiziert, werden drei Aspekte der Genehmigung aus Sicht einiger NRC-Mitarbeiter von besonderer Bedeutung sein.

- **Gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA):** Zunächst ist eine Phase geplant, in der mögliche gemeinsam verursachte Fehler identifiziert werden. Diese Phase wird aufgrund des neuartigen Designs als umfangreicher eingestuft als die nachfolgenden Risikobetrachtungen dieser Fehler. In der Diskussion dominieren dabei drei Felder:

- Einwirkungen, die zur Unverfügbarkeit der Notkühlung durch das Wasserbecken führen (Wasserverlust, Verschmutzung).
 - Ausfälle von (Hilfs-) Systemen, die von mehreren Modulen genutzt werden.
 - Ereignisse während des Transports eines Containments im Rahmen des Brennelementwechsels
- Die GVAs sind grundsätzlich für alle SMR von besonderer Bedeutung. Die NuScale-Anlage generiert allerdings aufgrund der innovativen Auslegung (gemeinsames Reaktorbecken, gemeinsame Reaktorhalle, engstehende Module etc.) eine Vielzahl neuer möglicher GVA.
 - Evtl. reduzierte Notfallplanungszone („Emergency Planning Zone“, EPZ): Hersteller und Betreiber drängen darauf, dass für iPWR eine reduzierte Notfallplanungszone gelten soll. Die derzeitige 10-Meilen Zone wurde für große Anlagen konzipiert und macht besondere Vorkehrungen nötig (z. B. regelmäßige Notfallübungen). Aus Sicht der Industrie stellt dies für SMRs eine unangemessene finanzielle Belastung dar. Bei den Diskussionen wird zu klären sein, wie sich der Quellterm einer Multimodulanlage zusammensetzt und wie dabei eine unterirdische Anordnung der Module bewertet wird.
 - Umfang des Personals im Kontrollraum (pro Modul): Die NRC legt Wert auf einen praktischen Nachweis des tatsächlichen Arbeitsumfangs im Kontrollraum einer modularen Anlage, die sich im normalen- und anormalen Betrieb befindet. Bei der Personalstärke muss berücksichtigt werden, dass im Falle eines Störfalls in einem der Module, die übrigen Module noch hinreichend beaufsichtigt werden können. Der Einsatz eines Simulators kann aus Sicht der NRC hierfür wichtige Anhaltspunkte geben. Die Frage nach der Mindestanzahl des Personals wird für das NuScale-Konzept aufgrund der Vielzahl von relativ kleinen Modulen (bis 12 Module) am schwierigsten zu entscheiden sein.

Diskussionsstand zum mPower-Reaktorkonzept

Die NRC steht seit 2009 in Gesprächen mit Babcock & Wilcox bzgl. des mPower-Reaktors. Seither sind im Rahmen von Vor-Genehmigungsaktivitäten einige Informationen über das grundsätzliche Design der Anlage ausgetauscht worden. Schwerpunkte waren dabei Aspekte der Anlagensicherung, Testergebnisse zu kritischen Wärme-

flusssichten und Codes zur Auslegung des Kerns. Nach Einstellung der Entwicklungsarbeiten des NuScale-Reaktors rückt das mPower-Konzept in den Vordergrund.

Der obere Teil der Abbildung 8 zeigt den von dem Betreiber TVA (Tennessee Valley Authority) geplanten Genehmigungsverlauf von bis zu sechs mPower-Reaktoren am Standort Clinch River (Tennessee). TVA bevorzugt dabei den „alten“, d. h. zweistufigen Genehmigungsprozess nach 10 CFR 50. Dies wird damit begründet, dass der Verlauf der Genehmigung besser vorhersehbar ist und Auslegungsänderungen selbst nach Erteilung der Baugenehmigung möglich sind. Obwohl in „part 50“ nicht gefordert, wird TVA eine PSA erstellen und in die Antragsunterlagen mit einbinden. Der Antrag auf eine Baugenehmigung soll im letzten Quartal des Jahres 2012 eingereicht werden, so dass Ende 2015 mit dem Bau begonnen werden kann. Mit der Aufnahme des regulären Betriebs rechnet TVA Ende 2019. Parallel soll das mPower-Design in einem „Design Certification“-Verfahren genehmigt werden. Die Einreichung der Unterlagen ist hierfür im Jahr 2014 geplant. Um den Genehmigungsverlauf nicht zu verzögern, muss die endgültige Anlagenauslegung bis zu diesem Zeitpunkt fertiggestellt werden.

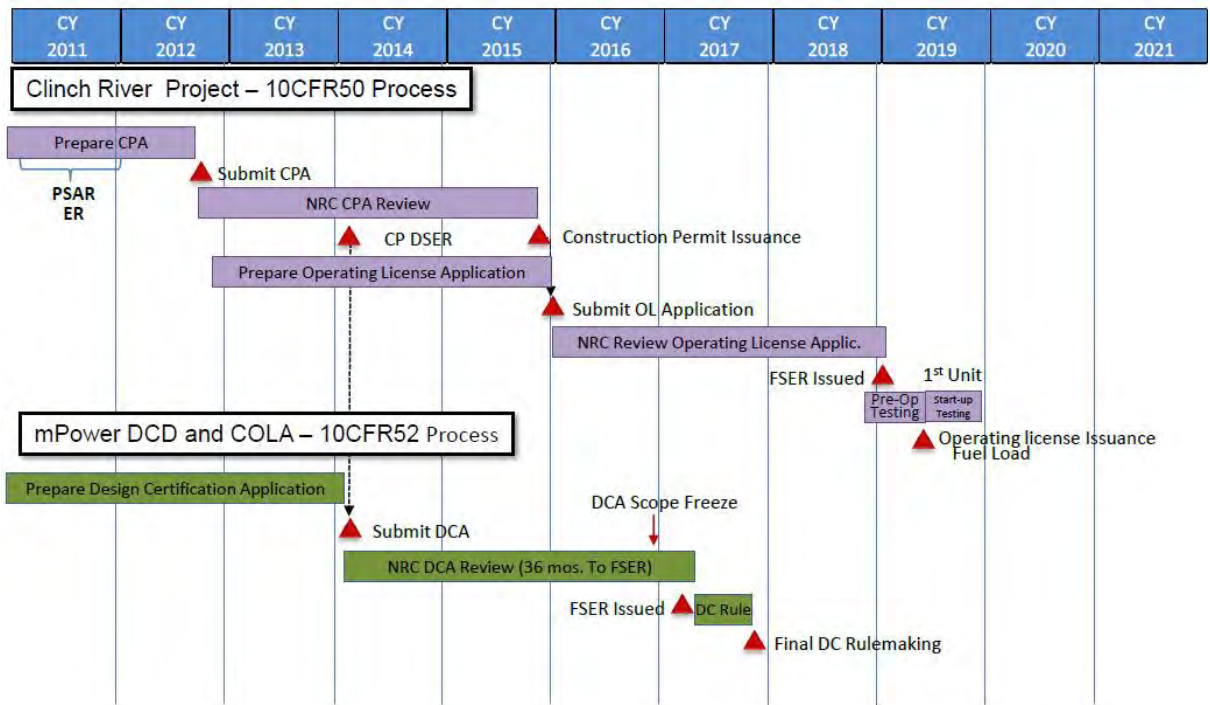


Abbildung 8 - Zeitplan des Antragsverlaufs für sechs mPower-Reaktoren am Standort Clinch River

Die Auslegung des mPower-Reaktors gilt aufgrund der nachfolgenden Merkmale als weniger innovativ als das NuScale-Konzept:

- Die mPower-Reaktormodule sind in etwa so unabhängig wie existierende Doppelblockanlagen, d. h. die Modularität führt nicht zwingend zu einer höheren Anzahl von gemeinsam genutzten Systemen und einer höheren Bedeutung von GVA.
- Babcock & Wilcox setzt die vielfach erprobten Geradrohrdampferzeuger ein. Die Spiraldampferzeuger des NuScale-Reaktors sind zwar unter den iPWR weit verbreitet (CAREM, SMART etc.), es liegt jedoch nur wenig Betriebserfahrung vor. Das deutsche Nuklearschiff „Otto Hahn“ und der französische natriumgekühlte Brüter „Superphénix“ (beide mittlerweile stillgelegt) gehören zu den wenigen Ausnahmen.
- Das Containment liegt zwar unterirdisch, ist aber von der Struktur (Stahl-Liner und verstärkter Beton) her vergleichbar mit existierenden Containments. Eine Überflutung des Anlagengeländes sowie eine evtl. erschwerte Zugänglichkeit bei schweren Unfällen muss allerdings neu bewertet werden. In der NuScale-Auslegung hingegen wirft z. B. die Teilung des Containments in zwei Kapseln

(Trennbarkeit notwendig für Brennelementwechsel) neue Fragen auf. Zudem muss das Containment aufgrund des Brennelementwechsels aus einer Halterung im Reaktorbecken gelöst und wieder sicher befestigt werden.

- Die Sicherheitssysteme des mPower-Reaktors ähneln denen in großen Reaktoren, die sich im fortgeschrittenen Genehmigungsprozess befinden (AP1000 und ESBWR). Die Notkühlung des NuScale-Reaktors erfolgt entweder über die Dampferzeuger oder die Wand des Containments. In beiden Fällen dient das gemeinsam genutzte Reaktorbecken als Wärmesenke.

Briefing der Kommission zu iPWR

Im März 2011 wurde die Kommission über den laufenden Stand der Vor-Genehmigungsarbeiten hinsichtlich der iPWR informiert. Manche Ergebnisse wurden in den vorangegangenen Abschnitten bereits erwähnt. Im Folgenden werden weitere Diskussionspunkte aus dieser und anderen Veranstaltungen wiedergegeben:

- Die Antragstellung zum mPower-Reaktor nach 10 CFR 50 hält die NRC für akzeptabel, solange sie konsistent mit den darauffolgenden Antragstellungen nach 10 CFR 52 ist.
- SMR-Hersteller und potentielle Betreiber hofften darauf, dass aufgrund der umfangreichen Auslegung der passiven Notkühlsysteme (Redundanz, Diversität etc.) auf aktive Kühlsysteme als Backup verzichtet werden kann. Erste Reaktionen der NRC zeigen jedoch, dass, unabhängig von der Reaktorleistung, aktive Systeme für die Genehmigung notwendig sind.
- Auf Anfrage des Kommissionsmitglieds Ostendorff benannten Vertreter der Industrie die dominierenden regulatorischen Hürden. Demnach liegen die größten Hemmnisse darin, dass gegenwärtige Anforderungen für Leistungsreaktoren nicht hinreichend an SMR angepasst werden, darunter:
 - die jährliche NRC-Aufsichtsgebühr von momentan 4,5 Millionen US-Dollar
 - Anforderungen hinsichtlich der Anlagensicherung
 - Anforderungen bzgl. der Notfallplanungszone
 - Anforderungen bzgl. des Personalumfangs auf der Warte (und pro Modul)

- Das Kommissionsmitglied Apostolakis folgte der Argumentation der Vertreter von Babcock & Wilcox, wonach ein unterirdisches Containment deutliche Sicherheitsvorteile bietet (Schutz vor externen Einwirkungen, Kühlmittelvorräte erhöht gegenüber Kernniveau). Eine grundsätzlich erschwerte Zugänglichkeit des Moduls bei Unfällen wurde aus der unterirdischen Auslegung bisher nicht abgeleitet.
- Apostolakis schlug vor, aus einer PSA Level 3 für SMR Anforderungen für die Notfallplanungszone abzuleiten.
- Ein Vertreter des „Department of Energy“ (DOE) gab zu bedenken, dass Phänomene der passiven Sicherheitsauslegung (Naturumlauf, Dampfkondensation etc.) bei den kleineren Abmessungen und geringeren Energiedichten der SMR besser untersucht sind als auf der Skala leistungsstärkerer Reaktoren. Daher müsste die passive Sicherheitsauslegung der SMR nochmals günstiger bewertet werden als bei neuen Reaktoren.

4.4 Neue SMR-Konzepte der Generation IV

Die in Abschnitt 4.2 genannten Reaktorkonzepte können aufgrund des thermischen Neutronenspektrums sowie der Kühlung mittels Wasser zur Generation III gezählt werden. Einzige Ausnahme bildet der superkritische wassergekühlte Reaktor (SCWR), der diese Eigenschaften erfüllt und dennoch im Rahmen des Generation IV International Forum untersucht wird.

Unter den Generation IV Reaktoren werden seit einigen Jahren Konzepte wie der EM² (Helium-gekühlter schneller Reaktor von General Atomic), Hyperion Power Module (Blei-Bismut-gekühlter schneller Reaktor von Hyperion Power Module Inc.), 4S und S-PRISM (Natrium-gekühlte schnelle Reaktoren von Toshiba bzw. GE-Hitachi) diskutiert. Eine kürzlich in Washington stattgefundenen Konferenz („Advanced SMR Technology Symposium“) zeigte eine Reihe von sehr kleinen SMR-Konzepten, deren Entwicklungsbeginn erst wenige Jahre zurückliegt. Aufgrund der bestehenden Kontakte innerhalb der NRC konnten einige Informationen über diese neuartigen SMR-Konzepte zusammengestellt werden:

BORIS (Battery Omnibus Reactor Integral System) ist ein Reaktorkonzept mit schnellem Neutronenspektrum, das von der Seoul National University entwickelt wird. Das in-

tegrierte Design soll mit Blei als Kühlmittel und überkritischem CO₂ als Sekundärmedium betrieben werden. Mit einer elektrischen Leistung von 10 MW und einer Zykluslänge von 20 Jahren soll sich BORIS insbesondere für die (Insel-) Regionen Hawaii, Indonesien, Alaska oder den Einsatz in antarktischen Forschungsstationen eignen. Die Temperatur am Kernaustritt wird mit 430 °C angegeben. Aufgrund der kleinen Abmessungen (das aktive Kernvolumen ist kleiner als 1m³) gilt BORIS als geeignetes Antriebsmodul in der Schifffahrt. Als Notkühlsystem dient das mit Wasser gefüllte Containment, das die Wärme des RDB aufnehmen kann. Das „Containment Water Cooling System“ dient zur Ableitung der Wärme aus dem Containment in die Atmosphäre.

Das Oak Ridge National Laboratory arbeitet an dem Small Modular Advanced High Temperature Reactor (**SmAHTR**), dessen Kühlmittel ein fluorides Salz ist (d. h. eine chemische Verbindung eines Halogens mit einem anderen Element). Hiermit sollen die günstigen Eigenschaften anderer Medien wie Wasser, Natrium oder Helium vereinigt werden, ohne dass die entsprechenden Nachteile wie geringe Wärmekapazität (Helium), geringe Arbeitstemperatur (Wasser), hoher Primärdruck (Wasser, Helium) oder hohe Reaktivität mit Luft (Natrium) in Kauf genommen werden müssen. Die mögliche Betriebstemperatur des fluoriden Salzes liegt zwischen 350 und 1600°C und deckt damit viele Anwendungsbereiche ab, einschließlich der Wasserstoffproduktion, für die Temperaturen zwischen 650 und 1000°C erforderlich sind. Der erste Konzeptentwurf sieht einen drucklosen und integrierten Reaktor mit 50 MWe und passiven Sicherheitssystemen vor. Als Kühlmittel dient LiF-BeF₂, das am Kernaustritt eine Temperatur von 700°C erreicht. Mit einer Gesamthöhe und -breite von 9 bzw. 3,6 m ist der SmAHTR nochmals kleiner als das NuScale- und mPower-Modul. In einer modularen Anordnung sollen vier SmAHTR-Module ihre Wärme an eine Salzkammer abgeben, das als Speicher dient. Die Kernauslegung ist noch nicht abgeschlossen und könnte u. a. als Kugelhaufen realisiert werden.

Der **ACR-100** (Advanced Reactor Concepts) ist ein Reaktorkonzept des gleichnamigen Technologieunternehmens. Der mit Natrium gekühlte Brutreaktor mit schnellem Neutronenspektrum soll bei einer Leistung von 100 MWe und einer Anreicherung von 20% eine Zykluslänge von 20 Jahren aufweisen. Die Kernaustrittstemperatur wird mit 510°C angegeben. Als Brennstoff sollen auch abgebrannte Brennelemente oder der Spaltstoff aus ausrangierten Atomwaffen eingesetzt werden können. Als Vorbild dient der SBR-2 (Experimental Breeder Reactor II), der ab 1965 für 30 Jahre erfolgreich betrieben wurde und über passive Sicherheitssysteme verfügte.

Radix-Reaktor ist der Name eines sehr kleinen transportfähigen Integralreaktors, der hauptsächlich für militärische Anwendungen und als Stromaggregat in Katastrophengebieten konzipiert ist. Die kleinste Version mit 10 MWe soll eine Modullänge von 1,09 m und eine Modulhöhe von 0,63 m aufweisen. Der Brennstoffwechsel ist alle 10 Jahre vorgesehen. Die erste Version soll mit einer TRIGA-Kernauslegung betrieben werden. Die Sicherheitssysteme wurden in dem Vortrag nicht thematisiert.

4.5 Next Generation Nuclear Plant

Im Rahmen des „Energy Policy Act“ von 2005 wurde ein durch öffentliche Geldmittel unterstütztes Programm zur Entwicklung, Lizenzierung und Bau eines GEN-IV Prototyp-Reaktors bis 2021 aufgelegt. Die verantwortlichen Behörden sind das DOE sowie die NRC. Das Design wurde bereits auf einen Gas-gekühlten Höchsttemperaturreaktor mit Graphit-Moderation und einer Kernaustrittstemperatur von bis zu 950°C festgelegt. Außerdem soll die Kernauslegung nach dem TRISO-Konzept erfolgen. In den vergangenen Jahren wurde als Diskussionsgrundlage ein „White Paper“ veröffentlicht, darunter Arbeiten bzgl. „Defence in Depth“, PSA, Materialqualifikation bei hohen Temperaturen und „Emergency Planning Zone“. Die NRC sowie das DOE legten dem Kongress 2008 erstmals einen Zwischenbericht vor. Trotz der Erfahrungen mit zwei US-HTGRs (High Temperatur Gas-cooled Reactor) und einer Reihe ausländischer Reaktoren wird das Konzept in dem Bericht als „new and unproven reactor design“ bezeichnet. Weitere Ergebnisse sind:

- Das einstufige Genehmigungsverfahren ist für das NGNP-Projekt geeignet (DOE agiert als Antragsteller).
- Die zu entwickelnden Anforderungen sollen risikoinformiert und „performance-based“ sein.
- Die für Leichtwasserreaktoren verwendeten analytischen Modelle und Analysen (z. B. für Thermohydraulik und Transport von Spaltprodukten) können für NGNP-Anwendungen modifiziert werden. NRC und DOE werden weitere Forschungsinitiativen gemeinsam koordinieren.
- Um den Betriebsbeginn des NGNP-Reaktors im Jahr 2021 zu realisieren, sollte 2010 eine dreijährige Vor-Genehmigungsphase beginnen. Der anschließende Lizenzierungsprozess wird mit vier Jahren veranschlagt. Zum Bau der Anlage verbleiben dann weitere vier Jahre.

Laut einiger NRC-Mitarbeiter, die mit dem NGNP-Projekt befasst sind, rechnet man in den nächsten Monaten mit einer vorzeitigen Beendigung des Projektes. Der 2008 vorgeschlagene Zeitplan konnte bereits in der Anfangsphase nicht mehr eingehalten werden. Der Grund für diese Entwicklung ist auf eine mangelnde Unterstützung der US-Administration, komplexe Forschungsinhalte und fehlendes Engagement der Industrie zurückzuführen.

4.6 Mandatory Hearing

Der COL-Genehmigungsprozess sieht nach Abschluss des NRC-Reviews in seiner letzten Phase eine öffentliche Anhörung mit dem Antragsteller und den mit dem Review beschäftigten NRC-Mitarbeitern vor, die zu diesem Zweck eingeschworen werden. Die zweitägige Anhörung verhilft der Kommission zu einem Gesamtüberblick und bietet die Möglichkeit, vor einem größeren Publikum Fragen zu stellen. Dabei geht es weniger darum, dass die Kommission das Review der NRC-Mitarbeiter überprüft. Vielmehr soll den Mitarbeitern die Möglichkeit gegeben werden darzustellen, warum die Antragstellung mit den geltenden Anforderungen vereinbar ist. Das Atomgesetz sieht eine öffentliche Anhörung auch vor der Erteilung einer „early site permit“ vor. Im zweistufigen Genehmigungsverfahren fand eine solche Anhörung vor Erteilung der Baugenehmigung statt. Die Anhörung zu den in Betrieb befindlichen Anlagen lag damals noch in der Hand des „Atomic Safety and Licensing Board“ (ASLB).

Die Anhörung für den Neubau am Standort Vogtle (Georgia) erfolgte im September 2011 und war damit die erste Anhörung dieser Art in 30 Jahren nach Erteilung der letzten Baugenehmigung. Zudem markiert die Anhörung einen Meilenstein in der ersten Anwendung des einstufigen Genehmigungsverfahrens. Der Antragsteller Southern Nuclear hatte im März 2008 eine COL für zwei AP1000 Reaktoren beantragt. Am selben Standort sind bereits seit Ende der 1980er Jahre zwei Westinghouse-Reaktoren in Betrieb (Vogtle-1/2). Die Anhörung setzt sich aus wechselnden Präsentationen der NRC-Mitarbeiter und der Antragsteller zu einem Thema zusammen. Im Anschluss erhielten die Mitglieder der Kommission die Gelegenheit, Aspekte der Vorträge aufzugreifen und Fragen zu stellen.

Eine Zeitfrist für die Erteilung der COL nach der Anhörung ist nicht festgelegt. Die NRC teilte jedoch mit, die Genehmigung aller Voraussicht nach im Januar 2012 zu erteilen (die dann tatsächlich im Februar 2012 erteilt wurde). Vertreter von Southern Nuclear

hatten im Rahmen der Anhörung auf eine baldige Genehmigung gedrungen, um mit genehmigungsrelevanten Teilen des Fundamentes beginnen zu können.

Aller Voraussicht nach wird sich die Anhörung für die nachfolgenden COL-Genehmigungsverfahren (jeweils AP1000-Neubauvorhaben) deutlich von der ersten für den Standort Vogtle unterscheiden. Aufgrund der identischen Reaktorauslegung wird sich die Anhörung schwerpunktmäßig den standortspezifischen Gegebenheiten widmen.

Kritik und Anmerkungen

Der zweitägigen Anhörung zu den Neubauvorhaben am Standort Vogtle folgte eine NRC-interne Diskussion über die Sinn- und Zweckhaftigkeit dieser Veranstaltung angesichts der sehr aufwendigen Vorbereitung. Aufgrund des öffentlichen Charakters der Veranstaltung (u. a. Liveübertragung per webcast) ist das Review-Verfahren der vorformulierten Texte zeitintensiv und umfasst zahlreiche Abteilungen. Zudem sind viele Fragen mit der Kommission abgesprochen und die Antworten entsprechend vorbereitet. Insgesamt entsteht dadurch der Eindruck, dass die Anhörung lediglich dazu dient, auf öffentlichkeitswirksame Weise die Review-Ergebnisse der NRC vorzutragen. Dies steht im Einklang mit den Bemühungen der NRC ein transparentes Verfahren zu gewährleisten.

An mehreren Stellen der Anhörung wurden Fragen von Kommissionsmitgliedern geäußert, die als persönliche wie auch politische Absicherung im Protokoll verstanden werden müssen. Hinsichtlich des Schutzes gegenüber äußeren Einwirkungen wurden die Antragsteller beispielsweise zu der Aussage bewegt, dass sie tatsächlich alle relevanten Analysen und Informationen offengelegt haben, die eine umfassende Bewertung ermöglichen. Andere Bemerkungen von Kommissionsmitgliedern legten den Schluss nahe, dass sie die Nachweisführung an manchen Stellen nicht nachvollziehen können und daher skeptisch bleiben. Aus Sicht des Autors könnte dies auf ein Freisprechen von persönlicher Verantwortung hindeuten. So können die betreffenden Personen bei zukünftigen Stör- oder Unfällen auf ihre protokollierte skeptische Grundhaltung verweisen wie auch darlegen, dass sie die Review-Arbeit nicht im Einzelnen verifizieren konnten.

4.7 Besuch des NRC-Büros in Region II sowie der Baustellen an den Standorten Vogtle und Summer

Im November 2011 wurde den vier Gästen von ausländischen Aufsichtsbehörden („foreign assignees“) ein zweitägiger Besuch sowohl des NRC-Regionalbüros in Atlanta als auch der Baustellen Vogtle (Georgia) und V.C. Summer (South Carolina) ermöglicht. Dabei begleiteten die „foreign assignees“ den Direktor des NRO, Michael Johnson, und den DSRA-Bereichsleiter Charles Ader.

Das Regionalbüro in Atlanta beschäftigt etwa 300 Mitarbeiter und ist für die Aufsicht von 33 Reaktorblöcken im Südosten der USA verantwortlich. Zusätzlich ist das Büro mit der Umsetzung und Prüfung der Inspektionsprogramme während der Bauarbeiten neuer Reaktoren in allen US-Bundesstaaten betraut.

Im Regionalbüro konnten die „foreign assignees“ bei einem DRP meeting (Division of Reactor Projects) teilnehmen. Das Treffen führt Mitarbeiter zusammen, die über den wöchentlichen Status der Anlagen berichten und das weitere Vorgehen bei Vorkommnissen abstimmen. Die Verwendung probabilistischer Analysen konnte bei diesem Treffen in direkter Weise verfolgt werden. Zu den einzelnen Anlagen wurde der Verlauf der CDF-Werte angegeben, in denen die tagesaktuellen Wartungs- und Inspektionsarbeiten sowie außerplanmäßige Ausfälle berücksichtigt sind. Nach einem Treffen mit dem Leiter des Regionalbüros Victor McCree folgte eine Besichtigung des Notfallzentrums.

Der weitere Besuch führte zum Standort Summer in South Carolina, an dem der Betreiber South Carolina Electric & Gas (SCE&G) bereits einen Westinghouse-Reaktor betreibt und die Anlage nun um zwei Blöcke des Typs AP1000 erweitern will. Dafür reichte SCE&G im Sommer 2008 einen Antrag auf Erstellung einer COL ein. Die Genehmigung des Antrages wurde wenige Wochen nach dem Besuch im Februar 2012 erteilt. Der AP1000 spielt eine wesentliche Rolle in den internationalen Neubauprogrammen. Neben 12 geplanten Blöcken in den USA sollen sich in China bis zum Jahr 2020 rund 50 Blöcke entweder in Betrieb oder in Bau befinden. Die derzeit in Bau befindlichen chinesischen AP1000 sind den Projekten in den USA um etwa zwei Jahre voraus. Zwischen den US-Bauherren und Betreibern sowie den entsprechenden chinesischen Unternehmen gibt es Übereinkünfte, dass Erfahrungen während des Baus ausgetauscht werden. Unter den Betreibern in USA wurde eine Vereinigung APOG (AP1000 Owners Group) gegründet, um ebenfalls Erfahrungen auszutauschen und

nach außen hin gemeinsame Positionen zu vertreten. Darüber hinaus arbeitet die APOG auf eine vollständige Harmonisierung der US-Anlagen hin. Standortspezifische Auslegungsänderungen (gegenüber einer Referenzauslegung) sollen vermieden werden, damit ein direkter Austausch von Equipment, Analysen und Fachkräften zwischen den zukünftigen AP1000 möglich wird. An einem Standort sollten noch vor Gründung der APOG kostensparende Auslegungsänderungen implementiert werden. Zugunsten der Harmonisierung wurden diese Planungen dann aufgegeben.

Zum Zeitpunkt der Besichtigung waren rund 1000 Arbeiter und Fachkräfte mit nicht-genehmigungspflichtigen Vorarbeiten beschäftigt. Die Aushubarbeiten für das Fundament des Reaktorgebäudes sowie der Kühlturme waren größtenteils abgeschlossen. Aufgrund der Modulbauweise des AP1000 wurde ein „module assembly building“ errichtet, in dem die angelieferten Bauteile und Komponenten unter geschützten Bedingungen zu Modulen zusammengesetzt, verschweißt und anschließend mit einem Kran auf die endgültige Position auf das Anlagenfundament gehoben werden. Diese Bauweise stellt beim Bau von Kernkraftwerken eine Neuerung dar und soll zur Reduzierung von Baukosten und Bauzeit beitragen. Die sicherheitstechnischen Implikationen liegen darin, dass wesentliche Bau- und Fertigungsschritte nun nicht mehr am oder im Neubau stattfinden, sondern im „module assembly building“ oder bereits in den Fertigungsfabriken. Dies hat entsprechende Folgen für die regulatorischen Inspektionen.

Die Besichtigung des „module assembly building“ zeigte den derzeitigen Konstruktionsstand von zwei großen Modulen. Das Modul CA20 ist Teil des Hilfsanlagegebäudes und enthält das Brennelementbecken. Es zählt mit Kantenlängen von über 20 m und einem Gewicht von 770 Tonnen zu den größten und schwersten Modulen. Noch größer ist das Modul CA01, das aus vier Raumabschnitten für den RDB, die Dampferzeuger und den Druckhalter besteht. Ein weiterer war die Besichtigung des unteren Stahlcontainments, das auf einer Stützkonstruktion im Freien zusammenschweißt wird. Bei diesen Arbeiten führten Erfahrungen aus den Neubauten in China zu einem neuen Arbeitsablauf. Der untere Bereich des Containments bildet eine Schale, die aus einer Bodenplatte und vertikalen Segmenten besteht. Zur Vermeidung von mechanischem Stress wird die Schale nicht mehr ausgehend von der unteren Bodenplatte aufgebaut, sondern erfolgt zunächst auf Höhe der Ringe, die aus Plattensegmenten bestehen. Auf diese Weise wird zunächst ein Ring der Schale fertiggestellt, bevor weitere Segmente (und Ringe) nach oben und in Richtung der Bodenplatte hinzugefügt werden.

Am Standort Vogtle (Georgia) lässt der Betreiber Southern Nuclear Company (SNC) ebenfalls zwei Reaktoren des AP1000 bauen. Die Erteilung der Combined Licence (COL) im Februar 2012 stellt die erste Bau- und Betriebsgenehmigung eines Reaktors der dritten Generation in den USA dar und erfolgt 30 Jahre nach Erteilung der letzten Baugenehmigung. Vermutlich wird der erste Block als erster AP1000 in den USA im Jahr 2016 ans Netz gehen. Im Unterschied zum Neubauvorhaben in Summer beantragte Southern Nuclear im Jahr 2006 eine „Early Site Permit“ (ESP). Mit der Erteilung der ESP im Jahr 2009 sicherte die NRC zu, dass der Standort grundsätzlich geeignet ist, von zwei auf vier Reaktorblöcken ausgebaut zu werden. Ein weiterer Unterschied zum Standort Summer besteht in der „Limited Work Authorization“ (LWA), die der Betreiber im Jahr 2009 erhielt und die zum Bau der Fundamente berechtigt. Daher ist in diesem Bereich der Neubau deutlich fortgeschrittener als am Standort Summer. Wie in Abschnitt 3.5.2 dargestellt sind beim Bau des Fundamentes erste Unstimmigkeiten im Bereich der ITAAC und ihrer Prüfung aufgetreten. Dieses Vorkommnis wurde von dem Vorsitzenden der NRC, G. Jaczko, ungewöhnlich deutlich kritisiert. Laut Angaben von SNC liegen die gesamten Baukosten bei 14,5 Milliarden US-Dollar (derzeit etwa 10,7 Milliarden Euro). Etwas mehr als acht Milliarden US-Dollar sind durch Kredite des Energieministeriums DOE (Department of Energy) abgesichert.

4.8 Vortrag: Insights from an one-year assignment to the U.S.NRC

Gegen Ende des Abstellungszeitraums wurde der Autor erneut gebeten, einen Vortrag über die Erfahrungen während der Arbeit in der NRC zu halten. Dabei sollte die deutsche Regulierungslandschaft mit der US-amerikanischen Praxis verglichen werden. Einige im Vortrag erläuterten Punkte sind im Folgenden aufgelistet.

- Beim Vergleich der mit Aufsichtsfunktionen beschäftigten Institutionen fällt auf, dass in Deutschland mit den Behörden auf Bundes- und Landesebene sowie mit dem TÜV und der GRS eine komplexe Aufsichtsstruktur gegeben ist. Zudem liegt eine Trennung zwischen technisch-fachlichen Unterstützungstätigkeiten und der Aufsichtsebene vor. Im Gegensatz dazu ist die NRC deutlich zentraler organisiert. Neben den fachlich-orientierten Abteilungen der NRC wird die Behörde auch von (halbstaatlichen) Forschungsinstitutionen unterstützt, darunter insbesondere die „national laboratories“ (z. B. dem „Sandia National Laboratories“).

- Die Kommunikation zwischen den wichtigen Teilbereichen der NRC (Kommission, ACRS und den Mitarbeitern) verläuft in hohem Maße über formalisierte Briefe, die i. d. R. öffentlich zugänglich sind. Insgesamt bemüht sich die NRC um transparente Aufsichts- und Genehmigungsprozesse. So sind viele Treffen zwischen der NRC und der Industrie öffentlich, solange keine urheberrechtlich geschützten Informationen ausgetauscht werden. Oftmals sind Tagungsprotokolle und Videoaufzeichnungen (webcast) online erhältlich. Im Gegensatz zur deutschen Praxis werden die Weiterleitungsnachrichten der NRC („information notice“) veröffentlicht.
- Die Industrie ist in einem hohen Maße organisiert und damit für die NRC als Ganzes ansprechbar. Ausdruck dieser Organisation sind das NEI (Nuclear Energy Institute), EPRI (Electric Power Research Institute) und INPO (Institute of Nuclear Power Operations).
- Die NRC publiziert eine große Anzahl von Leitfäden, in denen akzeptable Vorgehensweisen detailliert beschrieben sind. In Deutschland ist der Charakter der Aufsicht weniger vorschreibend. Zudem ist die Regulierung in den deutschen Bundesländern unterschiedlich.
- Die NRC macht verstärkt Gebrauch von probabilistischen Methoden, wobei die besondere Rolle deterministischer Nachweisprinzipien erhalten bleibt. Die Industrie kann ihrerseits Ergebnisse aus der PSA in die Regulierung einbringen. So ist die risikoinformierte Änderung von Wartungsintervallen ein mittlerweile verbreitet eingesetztes Regulierungsinstrument. Entgegen dem deutschen Regelwerk wurden in den USA Sicherheitsziele entwickelt, die in probabilistischen Zielwerten münden.
- Die US-Betreiber sind nach Erhalt ihrer Betriebsgenehmigung nicht zu periodischen Sicherheitsüberprüfungen verpflichtet. Insgesamt ist z. B. durch die „backfit rule“ gewährleistet, dass die NRC nur in besonderen Fällen Nachrüstmaßnahmen durchsetzen kann.
- Die NRC hat sich selbst dazu verpflichtet Kostenargumente in ihrer Arbeit zu berücksichtigen. Ein Beispiel hierfür ist das Programm SAMDA („severe accident management design alternative“). Ebenfalls hat sich die NRC den Anspruch auferlegt, dass unnötige Regulierungshürden abgebaut werden sollen. Ähnliche Vorgaben sind in der deutschen Regulierungspraxis nicht vorhanden.

5 Ausbildung

Die NRC ermöglicht ihren Mitarbeitern interne Schulungen sowohl zur Weiterbildung als auch zur Ausbildung von Neu- und Quereinsteigern. Im Rahmen der Abstellung ist es möglich, an ausgewählten Seminaren teilzunehmen. Den Abschluss der Seminare bilden schriftliche Prüfungen, die ausnahmslos erfolgreich abgeschlossen wurden.

5.1 PRA Basics for Regulatory Applications

In der viertägigen Schulung wurden folgende Themen behandelt:

- Risikodefinitionen und historischer Kontext
- Aufbau und Struktur einer PSA (Ereignis- und Fehlerbäume, Datengrundlage, Unsicherheiten, menschlicher Faktor, externe Ereignisse etc.)
- Auswertungsmethoden der PSA (Boolesche Algebra, Empfindlichkeitsanalysen)
- Einführung in die risikoinformierte Regulierung

Empfindlichkeitsanalysen

Der Risikobeitrag von Systemen, Komponenten oder menschlichen Handlungen kann innerhalb einer PSA mit sogenannten Empfindlichkeitsanalysen („importance measures“) ermittelt werden. Die Ergebnisse dieser Analysen sind von besonderer Bedeutung, da sie verständliche Kenngrößen darstellen und in der risikoinformierten Regulierung als Schwellen- und Akzeptanzwerte verwendet werden.

Fussel-Vessely (FV)

Der FV-Wert gibt den Beitrag zum Gesamtrisiko (meist CDF) an, der aus den Szenarien resultiert, die ein bestimmtes Basisereignis beinhalten. Beträgt also der FV-Wert einer Komponente 0,05, dann tragen Ereignissequenzen, die den Ausfall dieser Komponente beinhalten, zu 5 % zur gesamten Kernschadenshäufigkeit bei.

Risk Reduction Worth (RRW)

Der RRW-Wert beschreibt den Faktor, um den die Kernschadenshäufigkeit abnimmt, wenn das Auftreten eines bestimmten Basisereignisses ausgeschlossen werden kann. Der RRW-Wert einer Pumpe von 5 bedeutet also, dass der CDF-Wert auf 20% seines ursprünglichen Wertes sinkt, wenn die entsprechende Pumpe mit Sicherheit nicht ausfällt.

Risk Achievement Worth (RAW)

In Umkehrung zum vorigen Fall beschreibt RAW den Faktor, um den die Kernschadenshäufigkeit zunimmt, wenn ein bestimmtes Basisereignis definitiv eintritt. Der RAW-Wert einer Pumpe von 5 bedeutet, dass der CDF-Wert um das Fünffache ansteigt, wenn die entsprechende Pumpe mit Sicherheit nicht verfügbar ist.

Birnbaum (B)

Dieser Wert gibt einen absoluten Anstieg in der Kernschadenshäufigkeit an. Dabei wird der CDF-Wert, in dem die Wahrscheinlichkeit des Basisereignisses auf null gesetzt wird (vollständig zuverlässig und verfügbar), von dem CDF-Wert abgezogen, der das sichere Eintreten des Basisereignisses beinhaltet. Je größer der B-Wert, desto empfindlicher reagiert die Kernschadenshäufigkeit auf Änderungen in der Zuverlässigkeit dieser Komponente.

5.2 System Modeling Techniques for PRA

Im viertägigen Kurs „System Modeling Techniques for PRA“ wurde der Aufbau der PSA vertieft. Im Rahmen der Schulung wurden Ereignis- und Fehlerbäume erstellt und drei Ansätze zur Modellierung von GVA vorgestellt. Ebenfalls behandelt wurden verschiedene Methoden zur Quantifizierung von Ausfallsequenzen (z. B. Lösungen für seltene Ereignisse und „Min-cut upper bound“-Lösungen).

5.3 Human Reliability Assessment

Der Ausbildungsteil „Human Reliability Assessment“ widmete sich der Bedeutung menschlicher Fehler und ihrer Einbindung in PSA-Modelle. Vor diesem Hintergrund wurde der Verlauf schwerer Unfälle wie in TMI oder Tschernobyl diskutiert. Außerdem wurden verschiedene Modelle zur Modellierung menschlicher Fehler vorgestellt und

verglichen. Zu diesen Modellen zählen THERP (Sandia National Laboratories, US-NRC), SPAR (US-NRC), HCR/ORE (EPRI), CBDT (EPRI), EPRI-calculator (EPRI) und ATHENA (US-NRC).

5.4 Perspectives on Reactor Safety

Der viertägige Kurs wurde von Dana A. Powers geleitet, einem mehrjährigen Mitglied des ACRS (Advisory Committee on Reactor Safeguards) und Berater der Kommission zur Aufarbeitung des Unfalls in TMI. Powers erläuterte die Entwicklung der Reaktorsicherheit von der ersten selbsterhaltenden Kettenreaktion im Chicago Pile im Jahr 1942 bis zur risikoinformierten Regulierung der 1990er Jahre. Zusätzlich wurden wichtige Phänomene im Rahmen schwerer Unfälle diskutiert:

- Frühe Reaktoren und erste Sicherheitskonzepte: (Chicago Pile-1, Atomic Energy Act von 1946, EBR-1, Abstandsregel, „Defense-in-Depth“-Konzept, Windscale-Unfall, WASH-740, Akzeptanzkriterien bei Notkühlung, Auslegungstörfälle)
- Bedeutende Unfälle und die daraus gewonnenen Erkenntnisse (Browns Ferry, San Onofre, TMI, Tschernobyl)
- Meilensteine der US-Regulierung (WASH-1270, „ATWS-Rule“, „Station Blackout Rule“, „Backfit Rule“, Sicherheitsziele, PSA-Studien)
- Phänomene schwerer Unfälle (Hüllrohr-Oxidation, Kernverlagerung, Durchschmelzen des RDB, Dampfexplosionen, Alpha-Mode, Containment-Verhalten, Beton-Schmelze-Wechselwirkung, Direct Containment Heating, Wasserstoffproblematik)

5.5 Accident Progression Analysis

Der Kurs behandelte schwerpunktmäßig verschiedene Phänomene bei schweren Unfällen und ihre Modellierung innerhalb der PSA. Dabei wurden die Schnittstellen zwischen den PSA-Stufen diskutiert und insbesondere das Konzept des „Containment Event Tree“ vorgestellt. Außerdem wurden verschiedene Containmentsauslegungen erläutert und Phänomene, die ihre Integrität gefährden. Ebenfalls dargestellt wurde der Leitfaden NUREG/CR-6595, der eine Abschätzung großer und früher Freisetzungen

aus der PSA Level 1 ermöglicht. Abschließend wurde der Transport radioaktiver Stoffe innerhalb des Containments sowie die Bedeutung von Leitnukliden thematisiert.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Der Abstellungszeitraum diente zur Vertiefung der bisherigen Kenntnisse über die Regulierungsaktivitäten der NRC hinsichtlich neuer Reaktoren. Der vorliegende Bericht informiert über ausgewählte Arbeitsergebnisse, die in den Abteilungen „Probabilistic Risk Assessment & Severe Accidents“ sowie „Reactor Systems, Nuclear Performance & Code Review“ über einen Zeitraum von 12 Monaten erzielt wurden. Insgesamt ermöglichte die Abstellung eine intensive Auseinandersetzung mit den folgenden Themen:

- Einstufiges Genehmigungsverfahren bei neuen Reaktoren
- Einsatz und Bedeutung der PSA bei der Genehmigung neuer Reaktoren
- Probabilistische Sicherheitsziele
- Neue Reaktorauslegungen und ihre sicherheitstechnischen Implikationen
- Diskussionsstand und Vor-Genehmigungsaktivitäten bzgl. „Small Modular Reactors“
- Erstellung einer Weiterleitungsnachricht

Die Arbeiten in diesen Themenfeldern führten dazu, dass nunmehr ein vertieftes Verständnis über die amerikanische Regulierung neuer Reaktoren vorliegt. Darüber hinaus konnte die interne Arbeitsweise der NRC nachvollzogen werden. Zudem wurden Kontakte zu NRC-Mitarbeitern geknüpft, die in verschiedenen Bereichen der NRC tätig sind. Es wird angestrebt diese Kontakte u. a. im Zuge weiterer Teilnahmen an internationalen Konferenzen aufrechtzuerhalten. Auf diese Weise soll gewährleistet werden, dass auch nach Ende der Abstellung Ansprechpartner in der NRC benannt werden können.



Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH

Sonderbericht zu
ausgewählten Fragen
bezüglich der Sicherheit
neuer Reaktorkonzepte vor
dem Hintergrund der
Ereignisse am
Kraftwerksstandort
Fukushima Dai-ichi

Sonderbericht
Neue Reaktoren

Dominic Krönung
Marcus Heinrich
Justus Oldenburg
Matthias Walter

März 2012

**Bericht zum Vorhaben
3608R01700**

Bewertung neuer Reaktorkonzepte
und der Übertragbarkeit sicherheits-
technischer Lösungen auf in Betrieb
befindliche Anlagen.

Auftrags-Nr.: 814 000

Autoren:	krd	0221/2068-652
	hem	0221/2068-987
	olj	0221/2068-867
	wam	0221/2068-658

PL:	jan	0221/2068-825
PC:	hab	0221/2068-966

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Auswahl und Charakteristika der betrachteten Reaktorkonzepte.....	5
3	Schutz und Zugänglichkeit des Reaktors	9
3.1	Gestaffelte Maßnahmen zur Kernkühlung.....	9
3.2	Notfallmaßnahmen zur Kernkühlung.....	25
3.3	Übersicht - Schutz und Zugänglichkeit des Reaktors	34
4	Schutz und Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens	36
4.1	Gestaffelte Maßnahmen zur Kühlung.....	36
4.2	Notfallmaßnahmen zur Kühlung.....	41
4.3	Übersicht - Schutz und Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens ..	46
5	Schutz vor EVA.....	48
5.1	EVA-Auslegung	48
5.2	Überlagerung von EVA	67
5.3	Übersicht - Schutz vor EVA.....	71
6	Anlagenverhalten bei <i>station blackout</i> und Ausfall der Hauptwärmesenke	72
6.1	Anlagenverhalten.....	72
6.2	Übersicht - Anlagenverhalten bei <i>station blackout</i> und Ausfall der Hauptwärmesenke.....	97
7	Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen.....	98
7.1	Sicherheitsbehälter	98
7.2	Brennelementlagerbecken	108
7.3	Übersicht - Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen.....	110
8	Funktion der für die Beherrschung einer Kernschmelze vor gesehenen Systeme bei SBO.....	111
8.1	Funktion.....	111

8.2	Übersicht - Funktion der für die Beherrschung einer Kernschmelze vorgesehenen Systeme bei SBO	135
9	Fehlende Informationen	136
10	Diskussion der Ergebnisse	140
10.1	Schutz und Zugänglichkeit des Reaktors	140
10.2	Schutz und Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens	145
10.3	Schutz vor EVA.....	150
10.4	Anlagenverhalten bei <i>station blackout</i> und Ausfall der Hauptwärmesenke.....	153
10.5	Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen.....	158
10.6	Funktion der für die Beherrschung einer Kernschmelze vorgesehenen Systeme bei SBO	160
11	Literatur	164

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung	Reaktoren
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor	
AP1000	Advanced Passive Plant	AP1000
AIA	Aircraft impact assessment	AP1000
APR1400	Advanced Power Reactor	APR1400
APWR	Advanced Pressurized Water Reactor	
ANSI/ANS	American National Standards Institute/American National Standard	APR1400
ALWR	Advanced Light Water Reactor	APR1400
BAMP	Boric Acid Makeup Pump	APR1400
BAST	Boric Acid Storage Tank	APR1400
BE	Brennelement	APR1400, AP1000, KERENA
CCWP	Component Cooling Water Pump	APR1400
CCWST	Containment Cooling Water Storage Tank	AP1000
CFR	Code of Federal Regulation	APR1400
CGCS	Combustible Gas Control System	EPR
CHF	Critical Heat Flux	APR1400
CMT	Core Make-up Tank	AP1000
CSP	Containment Spray Pump	APR1400
CSS	Containment Spray System	APR1400
DCH	Direct Containment Heating	APR1400
DDT	Deflagration-to-Detonation Transition	APR1400
DPS	Diverse Protection System	APR1400
EPR	European Pressurized Water Reactor	EPR
ERVC	Emergency Reactor Vessel Cooling	APR1400
ESBWR	Economic Simplified Boiling Water Reactor	
ESFAS	Engineered Safety Features Actuation System	APR1400
EUR	European Utility Requirements	APR1400, EPR
EVA	Einwirkungen von außen	APR1400, EPR, KERENA
HVT	Hold-Up Volume Tank	APR1400
IRWST	In-Containment Refueling Water Storage Tank	APR1400, EPR, AP1000
IVR	In-Vessel Retention	APR1400, AP1000
KAERI	Korea Atomic Energy Research Institute	APR1400
KEPCO	Korea Electric Power Corp.	APR1400
KERENA	Ehemals SWR-1000	KERENA
KHNP	Korea Hydro & Nuclear Power	APR1400
KINS	Korea Institute of Nuclear Safety	APR1400
OBE	Operating Basis Earthquake	APR1400
PAR	Passive Autokatalytische Rekombinatoren	APR1400, KERENA, AP1000
PCCAWST	Passive Containment Cooling System Ancillary Water Storage Tank	AP1000
PCCWST	Passive Containment Cooling System Water Storage Tank	AP1000
PDE	Primäre Druckentlastung	KONVOI

PGA	Peak Ground Acceleration,	EPR, KERENA
PIG	Passive Impulsgeber	KERENA
POSRV	Pilot Operated Safety and Relief Valve	APR1400
RDB	Reaktordruckbehälter	APR1400, EPR, KERENA
RKL	Reaktorkühlkreislauf	APR1400, EPR
SADV	Severe Accident Depressurization Valve	EPR
SDVS	Safety Depressurization and Vent System	APR1400
SBO	<i>station blackout</i>	APR1400, EPR, KERENA
SCP	Shutdown Cooling Pump	APR1400
SCS	Shutdown Cooling System	APR1400
SECY	Commission Paper	APR1400
SHB	Sicherheitsbehälter	KONVOI
SIP	Safety Injection Pump	APR1400
SIS	Safety Injection System	APR1400, EPR
SMA	Seismic Margin Assessment	APR1400
SSE	Safe Shutdown Event	APR1400
UCWS	Ultimate Cooling Water System	EPR
U.S. NRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission	APR1400
WWER	Wasser-Wasser-Energie-Reaktor (Russisch: Wassermoderierter Druckwasserreaktor)	APR1400
YVL	(finnische Sicherheitskriterien)	APR1400

1 Einleitung

Die Kernkraftwerke am Standort Fukushima Dai-ichi waren am 11. März 2011 einem auslegungsüberschreitenden Erdbeben und einer darauffolgenden ebenfalls auslegungsüberschreitenden Tsunamiwelle ausgesetzt. Die Einwirkungen führten zu einem nahezu vollständigen Ausfall der Notstrom- und Nebenkühlwasserversorgungen der insgesamt sechs Reaktorblöcke. Da die vitalen Kühlfunktionen im weiteren Verlauf nicht rechtzeitig wiederhergestellt werden konnten, kam es nach Aussagen des Betreibers TEPCO in den Blöcken 1 bis 3 zur Schmelze und Verlagerung von Kernmaterial /GRS 12/. Im weiteren Unfallverlauf kam es zur Freisetzung großer Mengen radioaktiver Stoffe in die Umgebung, die nur durch den katastrophalen Unfall in Tschernobyl übertroffen wurden /IAE 11/.

Der Unfall in Fukushima erfolgte in einer Phase, in der sich international zahlreiche Reaktoren der neuen Generation in Genehmigungsverfahren befinden oder bereits gebaut werden. Darunter bilden die Leichtwasserreaktoren der dritten Generation den Hauptanteil. Die Sicherheitsauslegung dieser neuen Reaktoren wurde schwerpunktmäßig in den 90er Jahren entworfen und integriert u. a. die Erfahrungen, die mit den in Betrieb befindlichen Reaktoren gewonnen wurden. Während die Erkenntnisse aus den schweren Unfällen in TMI und Tschernobyl sowie aus anderen Vorkommnissen zu veränderten Anforderungen und damit Nachrüstmaßnahmen bei in Betrieb befindlichen Reaktoren führten, wurden bei der Entwicklung der neuen Reaktorkonzepte von Anfang an Sicherheitsprinzipien konsequenter umgesetzt und Maßnahmen zur Prävention sowie Mitigation schwerer Unfälle in die Anlagenauslegung integriert. Die technische Basis für die evolutionären und/oder innovativen Sicherheitstechniken ist durch langjährige Forschungsprojekte erarbeitet und von einigen Aufsichtsbehörden bereits genehmigt worden.

Die Aufarbeitung der Ereignisse im japanischen Fukushima wird noch einige Jahre in Anspruch nehmen, so dass manche Erkenntnisse aus dem Unfall vermutlich erst nach der Inbetriebnahme von Reaktoren der neuen Generation vorliegen werden. Daher ist denkbar, dass manche dieser Reaktoren in ihrem zukünftigen Betrieb veränderten oder neuen Anforderungen gegenüberstehen und ggf. nachgerüstet werden müssen.

Ein erstes Anzeichen hierfür kann in der kürzlich erteilten Bau- und Betriebsgenehmigung für den fortgeschrittenen Druckwasserreaktor AP1000 am Standort Vogtle, USA, gesehen werden. Die von der U.S. NRC im Februar 2012 erteilte Lizenz stellt nicht nur die erste Baugenehmigung in den USA seit 34 Jahren dar, sondern ist auch die erste Genehmigung eines US-Reaktors der neuen Generation. Die Abstimmung über die Erteilung dieser Genehmigung verlief innerhalb der NRC-Kommission nicht einstimmig. Der Vorsitzende der Kommission G. Jaczko, der durch die übrigen vier Kommissionsmitglieder überstimmt wurde, verwies auf ausstehende Arbeiten hinsichtlich des Reaktorunfalls in Fukushima und mögliche Erkenntnisse, die aus diesen Arbeiten noch folgen werden:

“There are significant safety enhancements that have already been recommended as a result of learning the lessons from Fukushima, and there's still more work ahead of us,” /POL 12/

Jaczko setzte sich im Vorfeld vergeblich für eine zusätzliche Klausel in der Genehmigung ein, die den Antragsteller im verbleibenden Zeitraum bis zur Inbetriebnahme der Reaktoren zur Umsetzung von neuen und Fukushima-bezogenen NRC-Anforderungen verpflichten würde:

“I simply cannot authorize issuance of these licenses without any binding obligation that these plants will have implemented the lessons learned from the Fukushima accident before they operate” /INR 12/

Die Überzeugung des NRC-Vorsitzenden macht deutlich, dass der Unfall in Japan zu neuen und wichtigen Fragestellungen nicht nur bei in Betrieb befindlichen Reaktoren führt, sondern auf besondere Weise auch neue Reaktorkonzepte auf den Prüfstand stellt. Die in vielen Ländern vorherrschende Erwartungshaltung, dass die Risiken neuer Reaktoren deutlich kleiner seien als bei gegenwärtigen Anlagen, muss vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe in Fukushima neu untersucht und bewertet werden. Angesichts geplanter Neubauvorhaben in den europäischen Nachbarländern sind die Ergebnisse dieser Untersuchungen auch aus Sicht deutscher Sicherheitsinteressen relevant. Der vorliegende Bericht liefert hierzu einen ersten Beitrag.

In diesem Bericht wird die Robustheit ausgewählter neuer Reaktorkonzepte (Generation III/III+) gegenüber Fukushima-ähnlichen Einwirkungen untersucht. Dazu werden auf einer konzeptionellen Ebene die relevanten Auslegungsmerkmale, Systeme und Maß-

nahmen dieser Konzepte erläutert und denen einer KONVOI-Anlage gegenübergestellt.

Einleitend werden in dem Bericht zunächst die zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Kühlung der Reaktoren und der Brennelementlagerbecken dargestellt. Dabei sollen auch Informationen hinsichtlich der Stromversorgung und des Schutzes dieser Maßnahmen vor äußeren Einwirkungen aufbereitet werden. Auf Basis der verfügbaren Unterlagen werden zudem Aspekte der Zugänglichkeit diskutiert, d.h. der Ansteuerung vitaler Sicherheitsfunktionen von der Notsteuerstelle sowie Maßnahmen zur Kühlung mittels mobilen Geräts. Aufbauend auf diesen Informationen und motiviert durch die Ereignisse in Fukushima werden in einem separaten Kapitel die Unfallabläufe bei *station blackout*, Ausfall des Nebenkühlwassersystems sowie einer Überlagerung beider Ereignisse dargestellt. In einem weiteren Abschnitt werden Maßnahmen dargelegt, die bei den jeweiligen Reaktoren zur Stabilisierung der Schmelze eingesetzt werden können. Eine Übersichtstabelle am Ende jedes Kapitels enthält die wichtigsten Informationen und ermöglicht einen kompakten Vergleich der Reaktoren untereinander. Das abschließende Kapitel widmet sich der Diskussion der, aus einer Post-Fukushima-Sicht, wesentlichen Auslegungsmerkmale und Auslegungsunterschiede.

Tiefe der Untersuchungen

Die Darstellungstiefe der jeweiligen Reaktoren ist neben dem begrenzten Berichtszeitraum insbesondere von der Qualität der verfügbaren Unterlagen abhängig. Hinsichtlich der Reaktoren EPR und AP1000 liegen hinreichende Informationen aus ausländischen Genehmigungsverfahren vor, die aber im Rahmen dieser Arbeit nicht vollständig durchgearbeitet werden konnten. Sowohl für den APR1400 als auch für KERENA liegen hingegen keine Antragsunterlagen vor, so dass in diesen Fällen zumeist auf IAEA-Dokumente oder Veröffentlichungen der Hersteller zurückgegriffen werden musste. Diese Unterlagen sind in ihrer Tiefe deutlich begrenzt. Hinsichtlich des KERENA-Konzeptes muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass sich die Auslegung noch in einem frühen Entwurfsstadium befindet und Details der Sicherheitsauslegung zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht abschließend verfügbar waren.

Um die Grenzen des derzeitigen Kenntnisstandes festzuhalten, wurde in jedem Kapitel ein Abschnitt integriert, in dem die fehlenden Informationen benannt werden. Es sind insbesondere solche Fragestellungen aufgelistet, deren Beantwortung eine tiefere Darstellung und Bewertung des jeweiligen Reaktortyps ermöglichen würden. Auf diese

Weise kann in nachfolgenden und thematisch verwandten Arbeiten an diese Fragestellungen angeknüpft werden.

2 Auswahl und Charakteristika der betrachteten Reaktorkonzepte

Die Auswahl der Reaktoren beruht einerseits auf der Bedeutung des jeweiligen Reaktortyps für die internationalen Entwicklungen und andererseits auf ihrem Bezug zu Europa. Unter den vier untersuchten neuen Reaktorkonzepten sind drei vom Typ Druckwasserreaktor (EPR, AP1000, APR1400), da dieser Reaktortyp sowohl unter den weltweit in Betrieb befindlichen Anlagen als auch bei neuen Reaktoren dominiert. Als Vertreter des Bautyps Siedewasserreaktor wurde das Konzept KERENA untersucht. Im Sinne einer Beurteilung der Übertragbarkeit wurde weiterhin der deutsche KONVOI als DWR-Referenzreaktor hinzugezogen. Auf diese Weise wird die evolutionäre und innovative Entwicklung der Sicherheitsauslegung neuer Reaktoren besonders deutlich.

a. EPR (Areva)

Der European Pressurized Water Reactor (EPR) von Areva ist ein evolutionärer Druckwasserreaktor mit vier Kühlmittelschleifen und einer Leistung von etwa 1600 MWe. Das Konzept basiert auf den deutschen KONVOI- sowie den französischen N4-Reaktoren. Die Sicherheitsfunktionen werden weitgehend von aktiven Sicherheitssystemen gewährleistet, deren redundante Stränge ein hohes Maß an Unabhängigkeit aufweisen. Die wesentlich neuen Auslegungsmerkmale des EPR sind das gegen den Absturz eines großen Verkehrsflugzeugs ausgelegte Doppelcontainment sowie der *core catcher* zur Stabilisierung der Schmelze außerhalb des Reaktordruckbehälters.

Der EPR wird derzeit in Frankreich, Finnland und China gebaut. In Westeuropa stellt der EPR bislang den einzigen in Bau befindlichen Reaktortyp dar. Zuletzt erhielt der EPR im Vereinigten Königreich eine vorläufige Auslegungszertifizierung. Der Bau des EPR ist dort an mehreren Standorten geplant. Darüber hinaus wird der EPR in mehreren europäischen Nachbarländern als bevorzugter Reaktortyp für geplante Neubauprogramme genannt.

Als Referenzanlage dient im Folgenden der UK-EPR. Abweichungen diesbezüglich werden im folgenden Bericht kenntlich gemacht und diskutiert. Insbesondere wird auf die Auslegungsspezifikationen der Anlage Olkiluoto-3 in Finnland hingewiesen, die sich seit 2005 in Bau befindet.

b. AP1000 (Westinghouse)

Als zweiter Druckwasserreaktor wird in diesem Bericht der Advanced Passive Reactor 1000 (AP1000) von Westinghouse mit zwei Kühlmittelschleifen und einer Leistung von etwa 1100 MWe dargestellt. Wie sein Vorgänger AP600 (der niemals gebaut wurde) verfügt der Reaktor über ausschließlich passive Sicherheitssysteme, deren Funktionsweise auf geodätischer Überhöhung, Konvektion oder gespeicherter Energie (z. B. expandierende Gaspolster) beruht. Zusammen mit siedewasserreakortypischen Merkmalen unterscheidet sich die Sicherheitsauslegung des AP1000 ganz wesentlich von anderen Druckwasserreaktoren und kann somit als innovativ bezeichnet werden. Weitere Besonderheiten der Reaktorauslegung sind die Nutzung des Stahlcontainments als Wärmeüberträger an die Atmosphäre, die Verwendung von einmalig öffnenden Sprengventilen (sogenannte Squib-Ventile) und die Kühlung der Wand des Reaktor-druckbehälters von außen zur Rückhaltung der Schmelze bei schweren Unfällen.

Der AP1000 spielt eine wesentliche Rolle in den internationalen Neubauprogrammen. Neben zehn geplanten und zwei in Bau befindlichen Blöcken in den USA sollen in China bis zum Jahr 2020 rund 50 Blöcke entweder in Betrieb oder in Bau sein. Das derzeitige Bauvorhaben mit vier Blöcken in China ist den Projekten in den USA um mindestens zwei Jahre voraus. Im Vereinigten Königreich erhielt der AP1000 kürzlich eine vorläufige Auslegungszertifizierung, es liegen jedoch keine Informationen über konkrete Bauabsichten vor. Der AP1000 wird auch für Neubauvorhaben in den europäischen Nachbarländern in Betracht gezogen.

c. APR1400 (Korea Hydro & Nuclear Power)

Der Advanced Power Reactor 1400 (APR1400) ist ein evolutionärer Druckwasserreaktor mit einer Leistung von 1400 MWe und stellt eine Weiterentwicklung des koreanischen Optimized Power Reactor (OPR1000) dar. Wesentliche Merkmale der Anlage mit zwei Kühlmittelschleifen ist das viersträngige Sicherheitseinspeisesystem mit separaten Einspeisestutzen am Reaktordruckbehälter (*direct vessel injection*), der In-Containment Refueling Water Storage Tank (IRWST) sowie vier vorgesteuerte Sicherheits- und Entlastungsventile am Druckhalter. Bei Unfällen mit Kernschmelze soll die Integrität der Reaktordruckbehälterwand dadurch geschützt werden, dass die Wand von außen mit Wasser gekühlt wird. In der EU-Version soll diese Maßnahmen zur Stabilisierung der Kernschmelze durch einen *core catcher* ersetzt werden.

Die Anlage ist als Doppelblockanlage konzipiert und wird derzeit am Standort Shin-Kori in Korea gebaut. Die Aufnahme des kommerziellen Betriebs ist für 2013 bzw. 2014 vorgesehen. Eine weitere Anlage mit vier Blöcken wird voraussichtlich in den Vereinigten Arabischen Emiraten gebaut. Das Neubauprojekt befindet sich dort in einer fortgeschrittenen Genehmigungsphase. Im Rahmen der finnischen Neubaupläne steht der EU-APR1400 in einem Auswahlverfahren. Die Hersteller des APR1400 sind Korea Electric Power Corporation (KEPCO) sowie das Tochterunternehmen Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP).

Die in diesem Bericht zugrunde gelegte Version des APR1400 ist das ursprüngliche Design, das sowohl in Korea als auch in den Vereinigten Arabischen Emiraten gebaut wird. Es wird jedoch auch auf die Auslegungsänderungen des EU-APR1400 eingegangen.

d. KERENA (Areva)

Mit dem Namen KERENA bezeichnet Areva ein in den 90er Jahren entwickeltes SWR-Konzept, das zunächst SWR-1000 genannt wurde. Mit einer Leistung von 1250 MWe stellt KERENA eine Weiterentwicklung der deutschen SWR-Baulinie 72 dar. Als einziger der hier untersuchten Reaktoren verfügt KERENA sowohl über aktive als auch passive Sicherheitssysteme und stellt damit eine sicherheitstechnisch interessante Mischform aus evolutionären und innovativen Entwicklungen dar. Im Gegensatz zur passiven Auslegung des AP1000 verfügt KERENA über Systeme, deren Auslösung nicht von aktiven Komponenten abhängt.

Zu KERENA liegen derzeit keine Informationen über konkrete Bauvorhaben vor. In Finnland wird das Reaktorkonzept allerdings für den geplanten vierten Block am Standort Olkiluoto in Betracht gezogen.

e. KONVOI (KWU)

Als Vergleichsgrundlage für die obigen DWR-Konzepte der Generation III/III+ (EPR, AP1000 und APR1400) wird der KONVOI als jüngste deutsche Baulinie herangezogen. Die in den Jahren 1988/89 in Betrieb gegangenen Druckwasserreaktoren erzeugen mit vier Kühlmittelschleifen eine elektrische Leistung von etwa 1400 MW. Gegenüber den früheren Baulinien ist eine erhöhte Unabhängigkeit der sicherheitstechnischen Redun-

dancen gewährleistet. Sicherheitsrelevante Gebäudeteile sind gegen äußere Einwirkungen ausgelegt, u. a. auch gegen den zufallsbedingten Absturz einer schnell fliegenden Militärmaschine. In der Auslegung des KONVOI wurden keine Systeme oder Maßnahmen zur Beherrschung von Kernschmelzzenarien integriert. Seit Ende der 80er Jahre wurden jedoch einige präventive und mitigative Unfallmaßnahmen nachgerüstet, darunter Einrichtungen zur Durchführung eines primär- und sekundärseitigen *bleed and feed*¹, einer gefilterten Druckentlastung des Sicherheitsbehälters sowie zum Abbau von unfallbedingten Wasserstoffkonzentrationen (durch passive autokatalytische Rekombinatoren) /KTA 97/.

An drei deutschen Standorten (Isar, Neckarwestheim und Emsland) ist jeweils ein KONVOI-Block in Betrieb. Die Zielsetzung einer Standardisierung der KONVOI-Anlagen konnte aufgrund der föderalen Struktur des deutschen Genehmigungsrechts nicht vollständig umgesetzt werden. Die für diesen Bericht herangezogenen Unterlagen beschreiben das Kernkraftwerk Emsland.

¹ Im Rahmen dieses Berichts wird für die Notfallmaßnahme der primär- und sekundärseitigen Druckentlastung mit anschließender Bespeisung von der englischen Bezeichnung „*feed and bleed*“ abgewichen. Der hier verwendete Begriff „*bleed and feed*“ soll die Reihenfolge der Prozeduren betonen.

3 Schutz und Zugänglichkeit des Reaktors

Als „Schutz“ des Reaktors wird im Folgenden der Schutz des Brennstoffs vor Überhitzung und den daraus entstehenden Gefahren für die Integrität der Barrieren verstanden. Daher sollen in diesem Abschnitt grundsätzliche Informationen über die zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Nachwärmeabfuhr dargestellt werden. Dies beinhaltet Angaben über die Funktionsweise, Redundanz, Diversität, räumliche Anordnung und Stromversorgung. Dabei werden neben den Sicherheitssystemen auch nicht-sicherheitsklassifizierte Maßnahmen berücksichtigt, darunter Notfallmaßnahmen außerhalb der Anlagenauslegung. Unter dem Aspekt der „Zugänglichkeit“ werden hier die Möglichkeit zur Ansteuerung vitaler Sicherheitsfunktionen von der Notsteuerstelle sowie Maßnahmen zur Kühlung mittels mobilen Geräts aufgezeigt. Die Reihenfolge der dargestellten Maßnahmen erfolgt nach der übergeordneten Staffelung der Maßnahmen, so wie sie nach Eintritt einer Störung oder eines Störfalls ohne Kühlmittelverlust (und weiteren zusätzlichen Ausfallsannahmen) sukzessive und im Sinne von gestaffelten Maßnahmen angefordert werden. Zur besseren Übersicht werden die Maßnahmen in zwei Abschnitten (Gestaffelte Maßnahmen zur Kernkühlung, Notfallmaßnahmen zur Kernkühlung) dargestellt, wobei der zweite Block einen weit fortgeschrittenen Unfallbereich beschreibt.

3.1 Gestaffelte Maßnahmen zur Kernkühlung

a. EPR

Normalbetriebliche Nachwärmeabfuhr:

Im Normalbetrieb wird zur Abfuhr der Nachwärme zunächst ein sekundärseitiges Abfahren eingeleitet. Die Bespeisung der Dampferzeuger wird aus dem Speisewassertank durch die Hauptspeisewasserpumpen oder die An- und Abfahrpumpen, die sich im Maschinenhaus befinden, gewährleistet. Die Hauptspeisewasserpumpen und die An- und Abfahrpumpe werden über das betriebliche Stromnetz versorgt. Sollte die Hauptwärmesenke nicht verfügbar sein, kann mittels der Frischdampfarmaturenstation an die Atmosphäre abgeblasen werden.

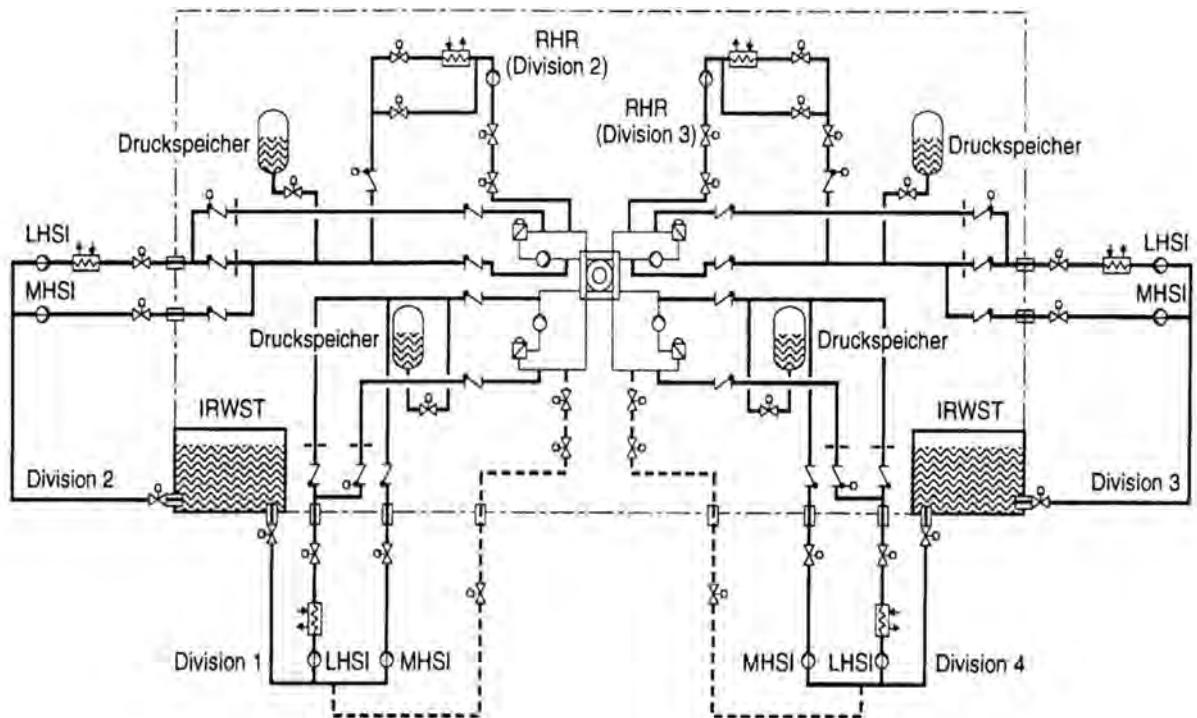


Abb. 3-1: EPR - Trennung zwischen Not- und Nachkühlsystem /ANP 08/

Bei Unterschreitung der Primärkreistemperatur von 156 °C, werden die Dampferzeuger abgesperrt und die Nachwärme wird über das Nachkühlsystem abgeführt. Diese Funktion kann sowohl von der Warte als auch der Notsteuerstelle manuell ausgelöst werden. Das Nachkühlsystem oder Residual Heat Removal System (RHR) ist zweisträngig aufgebaut (2 x 100 %) und in seiner Funktion unabhängig von den Einspeisepfaden des Notkühlsystems realisiert (siehe Abb. 3-1). Das System befindet sich in den Sicherheitsgebäuden 2 und 3 (siehe Abb. 5-1) und verfügt in jedem der beiden Stränge über eine Pumpe und einen Wärmetauscher. Zur Wärmeabfuhr wird aus dem heißen Bein des Primärkreises angesaugt, die Wärme an die Nachkühlkette (Zwischenkühlsystem, Nachkühlsystem) abgegeben und in das kalte Bein wieder eingespeist. Beide Stränge des Nachkühlsystems sind notstromgesichert nicht aber durch die SBO-Diesel.

Nachwärmeabfuhr durch das Notkühlsystem:

Sollten beide Stränge des Nachkühlsystems ausfallen, kann die Nachwärmeabfuhr von zwei Strängen des Notkühlsystems übernommen werden. Die zusätzlichen Stränge des Notkühlsystems zur Erfüllung dieser Funktion sind in Abb. 3-1 durch die gestrichelten Pfade, die von den Divisionen 1 und 4 ausgehen, gekennzeichnet. Das Zuschalten

dieser Stränge erfordert eine Handschaltung. Diese kann von der Warte oder Notsteuerstelle getätigt werden.

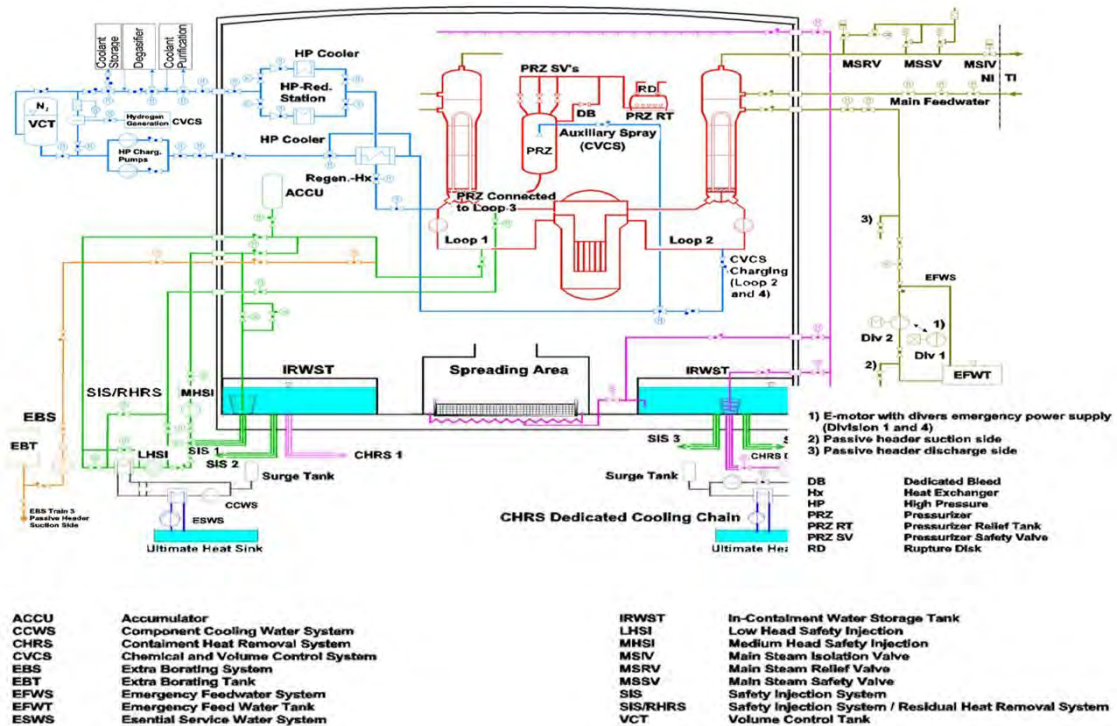


Abb. 3-2: EPR - Stränge wichtiger Systeme /ANP 04/

Sekundärseitige Wärmeabfuhr mithilfe des Notspeisesystems:

Stehen die oben genannten Systeme zur Bespeisung der Dampferzeuger nicht zur Verfügung, so wird die Bespeisung vom Notspeisesystem gewährleistet. Das Notspeisesystem ist ein viersträngiges Sicherheitssystem (4 x 100 %), bei dem sich die Komponenten eines Stranges in einem der vier Sicherheitsgebäude befinden. Zur Aktivierung des Notspeisesystems sind Schalthandlungen auf der Warte notwendig, die ebenfalls von der Notsteuerstelle getätigt werden können.

In den Divisionen 2+3 werden jeweils Deionatbecken mit einem Fassungsvermögen von 386 m³ vorgehalten. In den Divisionen 1+4 sind die Becken mit 431 m³ etwas größer. Mit dem gesamten Vorrat kann die Anlage 24 Stunden im Zustand unterkritisch heiß gehalten werden. Querverbindungen zwischen den Strängen sowohl auf der Saug- als auch auf der Druckseite der Pumpen erlauben verschiedene Einspeisepfade, so dass bei Ausfall einzelner Komponenten nicht gleich der ganze Strang ausfällt. Ähnliches gilt auch bei Unverfügbarkeit eines Deionatbeckens. Während des normalen Be-

triebs sind die Ventile in den Querverbindungen geschlossen. Sie können motorgesteuert von der Warte bzw. der Notsteuerstelle oder vor Ort mit einem Handrad aufgefahen werden /ANP 08/. Die Pumpen des Notspeisesystems können von den Notstromdieseln und den SBO-Dieseln mit Strom versorgt werden. Die Auffüllung der Deionatbecken ist durch das Deionateinspeisesystem und das Feuerlöschsystem vorgesehen und kann von der Warte aus eingeleitet werden. Mit diesen zusätzlichen Kapazitäten kann die Anlage für insgesamt 100 Stunden im Zustand unterkritisch heiß gehalten werden /GRE 11/.

b. AP1000

Normalbetriebliche Nachwärmeabfuhr:

Die betriebliche Wärmeabfuhr wird beim AP1000 durch aktive Systeme gewährleistet. Im Leistungsbetrieb wird die Wärme über die Dampferzeuger an die Sekundärseite übertragen. Zur Dampferzeugerbespeisung werden entsprechend dem Anlagenzustand die An- und Abfahrpumpen oder die Hauptspeisewasserpumpen verwendet. Ein Notspeisewassersystem ist nicht vorgesehen. Im Nichtleistungsbetrieb wird die Nachzerfallswärme durch ein betriebliches Nachkühlsystem abgeführt. Dieses System ist ein zweisträngiges System. Jeder Strang besteht aus einer Pumpe und einem Wärmetauscher. Da sich beide Stränge eine gemeinsame Einspeiseleitung teilen, liegen keine vollständig unabhängigen Stränge vor.

Nachwärmeabfuhr über das Notkühlsystem:

Wie Abb. 3-3 zeigt, verläuft die Zulaufleitung des passiven Notwärmetauschers aus einem heißen Loop in die oberen Enden der Wärmetauscherrohre, die vom Wasser des *In-Containment Refueling Water Storage Tank* (IRWST) umgeben sind. Die unteren Enden sind mit einem kalten Loop verbunden. In der Zulaufleitung befindet sich eine motorgetriebene Armatur, die betrieblich geöffnet ist. Die Armaturen in der Rücklaufleitung sind druckluftgesteuerte Ventile, die im Anforderungsfall geöffnet werden (fail open). Durch die geodätische Überhöhung des IRWST (Wärmesenke) gegenüber dem Kern (Wärmequelle) stellt sich nach dem Öffnen eines druckluftgesteuerten Ventils ein Naturumlauf ein und die Nachzerfallswärme wird an das Wasser des IRWST übertragen. Dadurch wird das Wasser aufgewärmt und in den Sicherheitsbehälter verdampft. Im IRWST befinden sich etwa 2100 m³ boriiertes Wasser, das im Normalbetrieb eine

Temperatur von ca. 32 °C hat. Ist der Notwärmetauscher in Betrieb, erreicht das Wasser des IRWST nach etwa 2,5 Stunden Sättigungsbedingungen. Der Dampf kondensiert an der Innenseite des Sicherheitsbehälters und wird über Rinnen zurück in den IRWST geleitet. Um eine hinreichende Kondensation an der Sicherheitsbehälterinnen-seite sicherstellen zu können, wird der Sicherheitsbehälter von außen gekühlt.

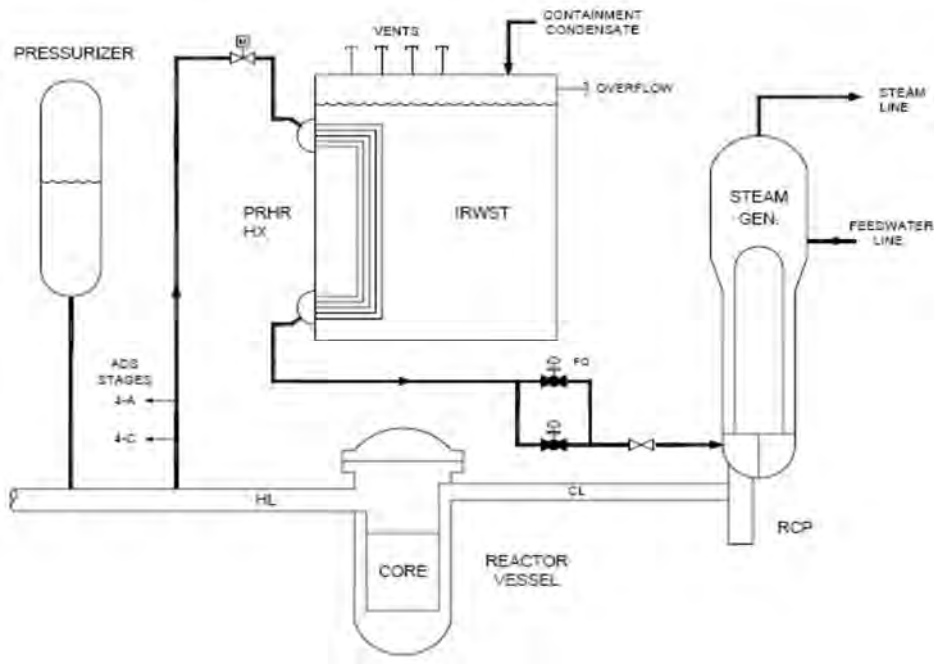


Abb. 3-3: AP1000 - Notkühlsystem, passiver Notwärmetauscher /GRS 11a/

Der Sicherheitsbehälter befindet sich innerhalb des sogenannten *shield building*. Im Zwischenraum zwischen *shield building* und Sicherheitsbehälter wird zur Kühlung Luft an der Sicherheitsbehälterwand vorbei geleitet (siehe Abb. 3-4). Im oberen Bereich des *shield building* öffnen sich Ein- und Ausströmklappen, wenn das Containmentkühlsystem aktiviert wird. Damit sind der Luftstrom und die natürliche Konvektion möglich, die die Wärmeabfuhr vom Sicherheitsbehälter an die Atmosphäre gewährleistet. Die Kühlung des Sicherheitsbehälters kann durch Besprühen mit Wasser verstärkt werden. Hierzu ist im oberen Bereich des *shield building* ein Wasserreservoir vorhanden (*Passive Containment Cooling Water Storage Tank, PCCWST*). Der Sicherheitsbehälter wird im Anforderungsfall mit diesem Wasser über Düsen benetzt. Hierzu müssen lediglich Ventile geöffnet werden. Eine Stromversorgung zur Aufrechterhaltung der Kühlung ist nicht erforderlich. 2800 m³ Wasser im PCCWST sollen eine Kühlung des Sicherheitsbehälters für 72 Stunden sicherstellen.

Zur Abfuhr der Nachwärme liegt beim AP1000 nur ein Notwärmetauscher (1 x 100 %) vor /AP 11/. Die Systeme zur Nachwärmeabfuhr durch den Notwärmetauscher werden vom Reaktorschutz angesteuert, sie können ebenfalls manuell von der Warte oder der Notstandswarte aktiviert werden.

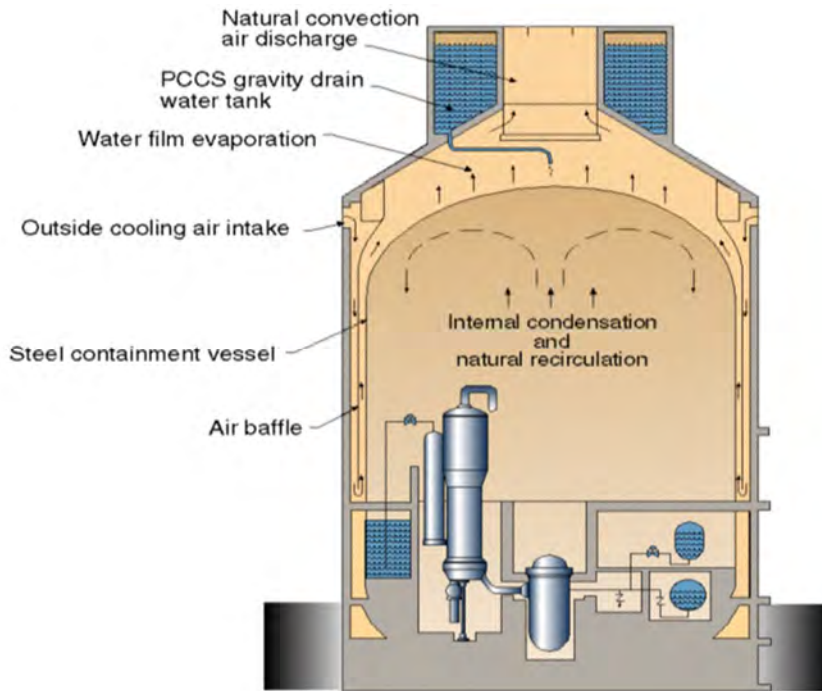


Abb. 3-4: AP1000 - Kühlung des Sicherheitsbehälters /GRS 11a/

Primärseitiges *bleed and feed*:

Bei Unverfügbarkeit aller zuvor genannten Systeme wird die Nachwärmeabfuhr durch ein primärseitiges *bleed and feed* sichergestellt. Zur Wärmeabfuhr aus dem Primärkreis mittels *bleed and feed* besitzt der AP1000 ein vierstufiges Druckentlastungssystem. Die ersten drei Stufen des Druckentlastungssystems verbinden den Dampfraum des Druckhalters mit einem Düsenstock im IRWST. Jede Stufe des Druckentlastungssystems besteht aus zwei in Reihe geschalteten motorbetriebenen Ventilen, wobei es sich jeweils um ein Absperr- und ein Regelventil handelt. Die vierte Stufe der Druckentlastung ist direkt an einen heißen Loop angeschlossen. Sie besteht aus zwei parallel geschalteten Squib-Ventilen, die durch eine Sprengladung einmalig geöffnet werden können. Diesen Ventilen sind jeweils eine motorbetriebene Absperrarmatur vorgeschaltet. Diese werden betrieblich in offener Stellung gehalten. Die vierte Druckentlastungsstufe öffnet den Primärkreis in den Sicherheitsbehälter. Das Druckentlastungssystem ist redundant nach dem 2 x 100 % Prinzip ausgelegt. Werden die Druckentlastungsstu-

fen geöffnet, wird die Wärme des Primärkreises durch Verdampfen des Kühlmittels in den Sicherheitsbehälter übertragen. Der Dampf kondensiert an der Sicherheitsbehälterinnenseite und das Kondensat fließt über Rinnen zurück in den IRWST. Die Wärme wird durch das Containmentkühlsystem an die Atmosphäre abgeführt (vgl. Abschnitt: Nachwärmeabfuhr über das Notkühlsystem). Die Druckentlastung ist so ausgelegt, dass der Primärkreisdruck auf Umgebungsdruck abfällt. Während der Druckabsenkung wird der Füllstand im Primärkreis durch passives Einspeisen von Druckspeichern und der *Core Make-up Tanks* (CMT) gehalten. Die Druckspeicher sind vom Primärkreis durch eine Rückschlagklappe isoliert. Sinkt der Druck im Primärkreis unter den Druck der Druckhalter speisen diese automatisch ein. Die Aktivierung der CMTs wird durch den Reaktorschutz beim Unterschreiten eines bestimmten Druckhalterfüllstandes gewährleistet. Das Öffnen der vierten Druckentlastungsstufe bewirkt die Zündung eines weiteren Squib-Ventils, wodurch der IRWST mit dem Reaktordruckbehälter verbunden wird. Durch die geodätische Überhöhung des IRWST gegenüber dem Kern wird der RDB aus dem IRWST nachgefüllt und der Kreislauf zur Übertragung der Nachzerfallswärme an das Containmentkühlsystem ist geschlossen. Alle beschriebenen Maßnahmen benötigen lediglich zur Anregung elektrische Energie. Diese kann durch die Notstromversorgung in Form von Batterien bereitgestellt werden /AP 11/. Das primärseitige *bleed and feed* kann sowohl von der Warte als auch von der Notstandswarte manuell ausgelöst werden.

c. APR1400

Normalbetriebliche Nachwärmeabfuhr:

Im bestimmungsgemäßen Betrieb erfolgt zunächst ein sekundärseitiges Abfahren (Umleitstation oder sekundärseitiges Abblasen). Unterhalb einer Temperatur von 180 °C wird die Kühlung mithilfe des Nachkühlsystems (Shutdown Cooling System, SCS) gewährleistet, das an den Reaktorkühlkreis anschließt. Dieses zweisträngige (2 x 100 %) Hilfssystem führt die Wärme an das Zwischenkühlsystem ab und stellt den kalten Anlagenzustand sicher. Das System wird weiterhin zur Kühlung des IRWST (In-Containment Refueling Water Storage Tank) eingesetzt. Zur Einstellung des Nachkühlbetriebs sind Schaltmaßnahmen auf der Warte notwendig. Das SCS ist mit dem sicherheitsgerichteten Containmentkühlsystem (Containment Spray System, CSS) vermascht, so dass die baugleichen Pumpen und die Wärmetauscher des CSS ebenfalls zur Nachwärmeabfuhr verwendet werden können KHN 0c/.

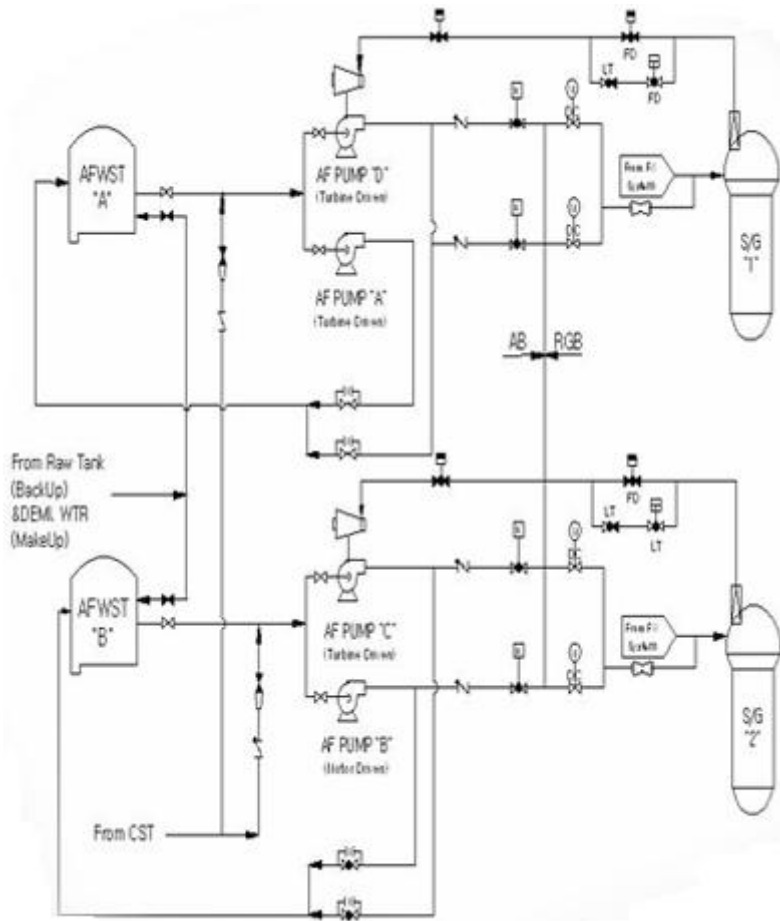


Abb. 3-5: APR1400 - Aufbau des zweisträngigen Notspeisesystem mit turbinengetriebenen Pumpen /KHN 0b/

Sekundärseitige Wärmeabfuhr über das Notspeisesystem:

Bei Ausfall der Hauptwärmesenke oder des Speisewassersystems erfolgt die Bespeisung der Dampferzeuger über das zweisträngige und sicherheitsklassifizierte Notspeisesystem. Das Abblasen über die sekundärseitigen Sicherheitsventile führt dabei zu einem stetigen Wasserverlust. Jeder Strang des Notspeisesystems ist einem Dampferzeuger zugeordnet und verfügt über ein Deionatbecken (1600 m³) sowie einer parallelen Schaltung aus motor- und turbinengetriebener Pumpe (siehe Abb. 3-5). Die Förderkapazität einer einzelnen Pumpe ist zur Nachwärmeabfuhr ausreichend. Die motorbetriebenen Pumpen sind notstromgesichert und werden über den Zwischenkühlkreis gekühlt. Die turbinengetriebenen Pumpen können selbstgekühlt betrieben werden. Die Stromversorgung des turbinengetriebenen Teilstranges ist zusätzlich durch Batterien gesichert. Eine Querverbindung auf der Saug- und Druckseite der Pumpe erlaubt verschiedene Einspeisepfade, so dass der Ausfall einzelner Komponenten nicht gleich zum Ausfall des gesamten Stranges führt. Die Deionatvorräte des Notspeisesystems

sollen eine hinreichende Nachwärmeabfuhr für mindestens 72 Stunden gewährleisten. Das Notspeisesystem ist im Hilfsanlagegebäude untergebracht. Die Pumpen befinden sich auf etwa ebenerdigem Niveau (ähnlich dem IRWST). Das Notspeisesystem kann über das Engineered Safety Features Actuation System (ESFAS) oder das Diverse Protection System (DPS) angesteuert werden /KHN 09/. Eine Ansteuerung von der Notsteuerwarte aus ist möglich. Die Deionatbecken können über das Demineralized Water Makeup System aufgefüllt werden. Dieses System befindet sich im Wasseraufbereitungsgebäude (Water Treatment Building). Aus zwei weiteren Vorratsbehältern kann eine passive (d.h. gravitationsbedingte) Einspeisung in die Deionatbecken erfolgen /KEP 00/.

Fehlende Informationen:

- **Klassifizierung des Nachkühlsystems:**

Das Nachkühlsystem ist /KHN 09/ zufolge ein rein betriebliches System. Dies würde bedeuten, dass in der Auslegung kein sicherheitsklassifiziertes System vorgesehen ist, das die Nachwärme im Kreislaufbetrieb abführen kann. Nach Angaben eines Mitarbeiters der koreanischen TSO stellt das Nachkühlsystem entgegen der obigen Unterlage ein Sicherheitssystem dar. Diese Angabe wird dadurch gestützt, dass das ähnlich auslegte und mit dem Nachkühlsystem vermaschte Sprühsystem ebenfalls sicherheitsqualifiziert ist. Daher wird im Folgenden davon ausgegangen, dass das Nachkühlsystem tatsächlich sicherheitsklassifiziert ist.

- **Zeitdauer, in der eine hinreichende Kernkühlung allein über das Notspeisesystem gewährleistet ist:**

Nach /STU 09/ soll die Auslegung des Notspeisesystems eine hinreichende Nachwärmeabfuhr für mindestens 72 Stunden gewährleisten. Die zugrundeliegenden Annahmen für diese Zeitspanne liegen nicht vor. Insbesondere bleibt offen, ob die nachträgliche Auffüllung der Deionatbecken unterstellt wurde. Unter der Voraussetzung einer durchschnittlichen Einspeiserate von 11,5 kg/s (entspricht der Verdampfung bei 0,5 % Nachwärmeleistung) und der Verfügbarkeit eines Deionatbeckens (mit 1600 m³) wird eine Zeitspanne von lediglich 39 Stunden berechnet. Die Karenzzeit von 72 Stunden legt entweder die Verfügbarkeit beider Deionatbecken zugrunde oder unterstellt ein Wiederauffüllen eines Beckens.

- **Schaltmaßnahmen zur Wiederauffüllung des Deionatbeckens:**

Aus den vorliegenden Unterlagen geht nicht hervor, ob das Auffüllen der Deionat-

becken des Notspeisesystems aus der Notsteuerwarte eingeleitet werden kann und ob diese Maßnahme notstrom- bzw. batteriegesichert ist.

- **Lage der Deionatbecken:**

Laut /KEP 0c/ sind die Deionatbecken im Hilfsanlagengebäude untergebracht. Das Volumen (1600 m³) entspricht einem Kubus mit einer Kantenlänge von fast 12 m. Trotz dieser Abmessungen sind die Becken in verschiedenen Querschnitten des Hilfsanlagengebäudes nicht zu erkennen. Aufgrund der hohen sicherheitstechnischen Bedeutung dieser Becken sollte festgestellt werden, inwieweit beide Becken räumlich getrennt sind und ob ein Auslaufen der Becken zur Überflutung sicherheitstechnischer Komponenten und Systeme führen kann.

d. KERENA

Normalbetriebliche Nachwärmeabfuhr:

Da es sich beim KERENA-Konzept um eine Weiterentwicklung des SWR Baulinie 72 der Siemens/KWU handelt, sind viele Gemeinsamkeiten zwischen SWR 72 und KERENA vorhanden (siehe Abb. 3-6). Beispielsweise auch bei der Wärmeabfuhr im Normalbetrieb. Zur Stromerzeugung gelangt der im Reaktor erzeugte Dampf zur Turbine und danach in den Kondensator. Die anfallende Wärme wird über das Hauptkühlwassersystem aus dem Kondensator abgeführt. Die Rückkühlung geschieht standortabhängig mittels Fluss- oder Meerwasserkühlung bzw. über einen Kühlturm.

Nachwärmeabfuhr über passives Notkühlsystem:

Beim Auftreten von Transienten wird zunächst eine Reaktorschnellabschaltung ausgelöst. Dies geschieht entweder durch die Leittechnik oder bei fallendem Reaktorfüllstand durch die passiven Impulsgeber. Die Funktionsweise, der Aufbau und weitere Erklärungen zu einzelnen Komponenten des KERENA-Konzepts sind in /GRS 10a/ zusammengestellt (siehe auch Abb. 3-7).

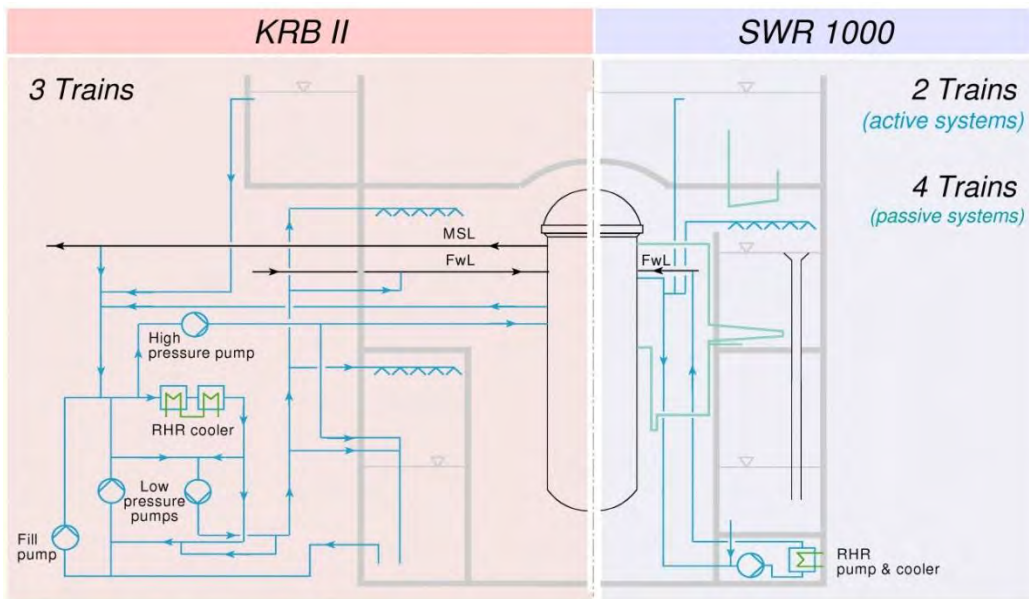


Abb. 3-6: KERENA – Vergleich der Nachwärmeabfuhr zwischen SWR Baulinie 72 und KERENA /ANP 07/

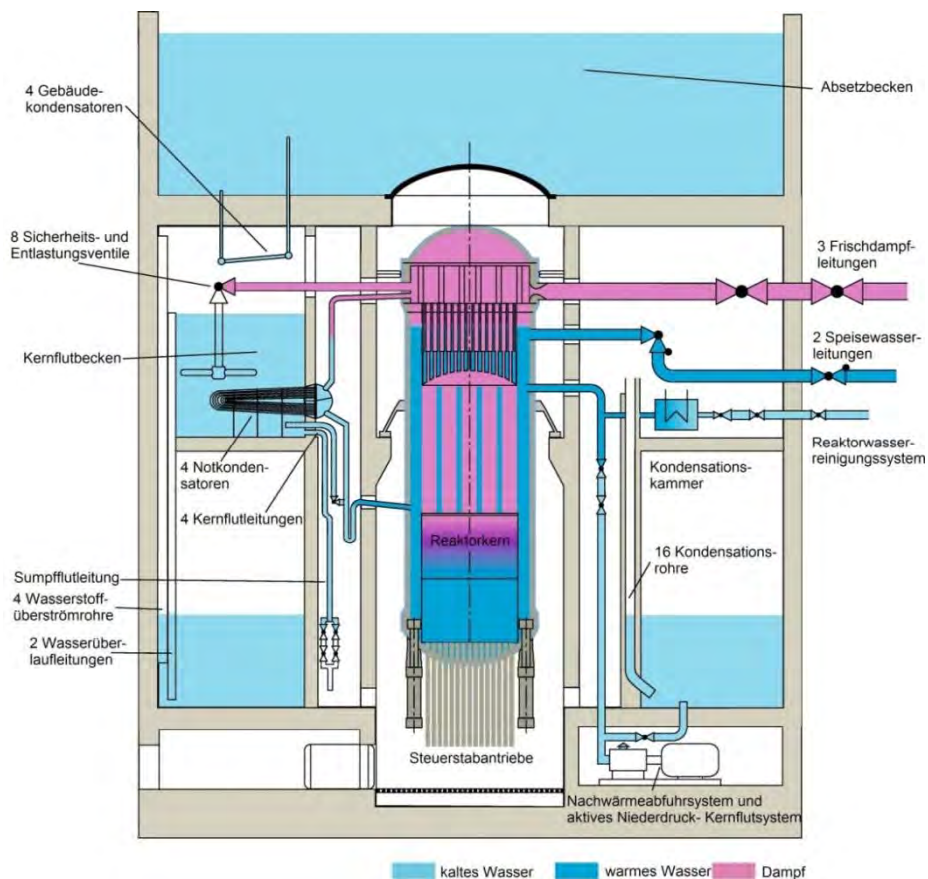


Abb. 3-7: KERENA – Schnitt durch das Containment /ANP 10a/

Bei Ausfall der Hauptwärmesenke wird nach der Reaktorschnellabschaltung die Anlage zunächst im Zustand heiß unterkritisch gehalten. Die Druckbegrenzung geschieht dabei über die Sicherheits- und Entlastungsventile. Der Füllstand sinkt langsam, da kein Hochdruck-Nachspeisesystem vorgesehen ist. Wenn der RDB-Füllstand nach ca. 1000 s auf das Niveau der Notkondensatoren (siehe Abb. 3-8, bei 14,3 m) abgefallen ist, wird die Nachzerfallswärme über die Wärmetauscherrohre des Notkondensators in das Kernflutbecken übertragen und der Primärdruck fällt. Ab diesem Zeitpunkt bleiben die S/E-Ventile geschlossen, es wird kein Kühlmittel mehr aus dem RDB ausgetragen und der Füllstand sinkt auf Grund von Volumenkontraktion durch die Notkondensator-Kühlung.

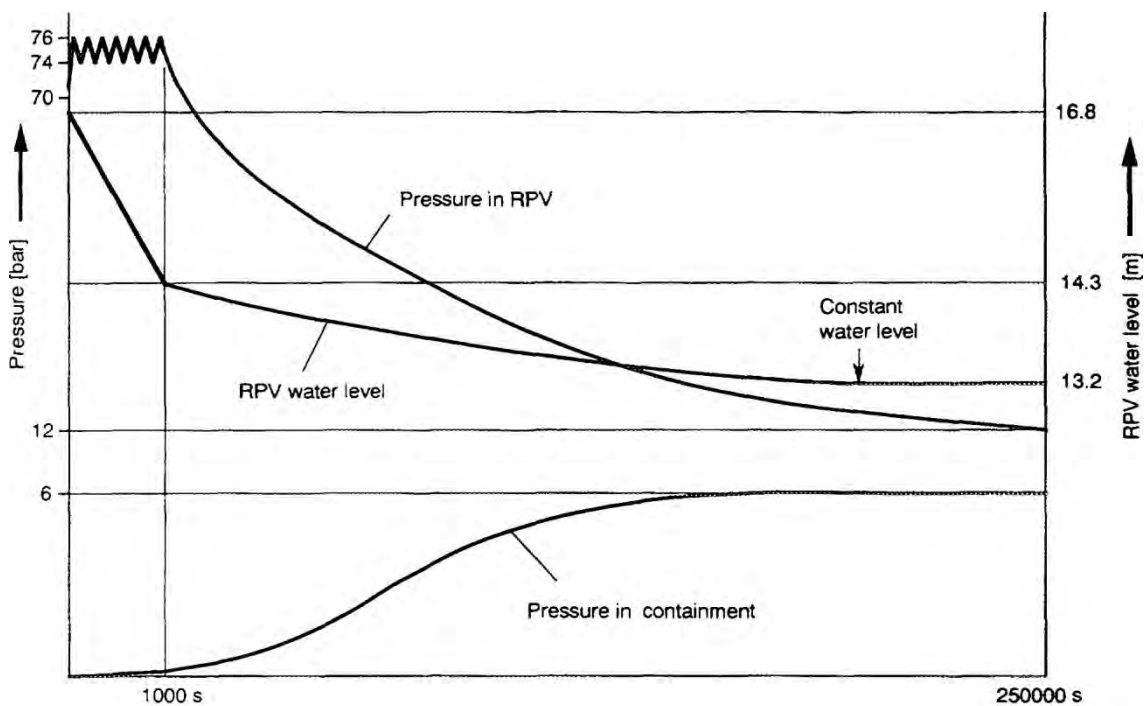


Abb. 3-8: KERENA – Zeitliches Verhalten des RDB-Drucks bei Ausfall der Hauptwärmesenke /IAEA 94/

Die Sekundärseite des Notkondensators, das Kernflutbecken, erwärmt sich aufgrund des Wärmeeintrags. Wenn die Kühlung des Kernflutbeckens durch das Nachwärmabfuhrsystem nicht wirksam wird, beginnen die Kernflutbecken nach ca. 12 h zu siedeln. Durch den entstehenden Wasserdampf baut sich ein Überdruck in der Druckkammer auf. Dieses Wasserdampfpolster im oberen Bereich der Druckkammer wird durch die Gebäudekondensatoren kondensiert und die im Dampf gespeicherte Wärme an das wassergefüllte Absetzbecken abgeführt. Das sich am Kondensator niederschlagende Wasser tropft zurück in das darunterliegende Kernflutbecken. Gemäß /IAEA 94/ sind

die Wasservorräte im Absetzbecken ausreichend für 5 Tage ohne weiteren Eingriff in den Störfallablauf.

Nachwärmeabfuhr über aktives Notkühlsystem:

Bei Auslösung der RDB-Druckentlastung wird der Dampf aus dem RDB über die Sicherheits- und Entlastungsventile in das Kernflutbecken abgeblasen. Durch einen Überlauf gelangt überschüssiges Kühlmittel aus dem Kernflutbecken in die Kondensationskammer. Sollte die RDB-Druckbegrenzung nicht wirksam sein, öffnen sich Berstscheiben, um den RDB vor einem Hochdruckversagen zu schützen und den Störfall in den Niederdruckpfad zu überführen. Sobald ein Primärdruck von unter 10 bar erreicht ist, kann das Nachwärmeabfuhrsystem in Betrieb genommen werden. Dieses besteht aus zwei Redundanzen mit je einer Niederdruckpumpe und einem Nachwärmekühler. Die Pumpen saugen Kühlmittel aus der Kondensationskammer (oder aus einem eigenen Stutzen des RDB) und speisen über die Speisewasserleitung in den RDB ein.

Bei Ausfall der Notbespeisung über das Nachwärmeabfuhrsystem gibt es die diversitäre Möglichkeit über die passive Kernflutleitung den Kern mit Kühlmittel zu bedecken. Dafür muss die RDB-Druckentlastung erfolgreich sein und der Füllstand im RDB auf ca. 60 % des Normalfüllstands (ca. 2-3 m Kernüberdeckung) sinken. Wenn diese Verhältnisse erreicht sind, öffnet ein Rückschlagventil in der Kernflutleitung federunterstützt und flutet den RDB mit Kühlmittel aus dem Kernflutbecken.

Die erwähnten passiven Sicherheitssysteme und deren Komponenten befinden sich im Reaktorgebäude bzw. im Sicherheitsbehälter und sind daher gegen Einwirkungen von außen (Flugzeugabsturz, Erdbeben, Hochwasser) geschützt. Eine Ansteuerung der Systeme Notkondensator, Gebäudekondensator und Kernflutleitung ist nicht notwendig, so dass keinerlei Stromversorgung und auch kein Batteriestrom für die Beherrschung von Auslegungsstörfällen notwendig ist.

Das aktive Nachwärmeabfuhrsystem hingegen benötigt sowohl Stromversorgung als auch Ansteuerung über die Leittechnik, die Sicherheitsfunktionen werden jedoch ähnlich wie im SWR Baulinie 72 automatisch ausgelöst. Das System ist notstromversorgt und Pumpe, Kühler sowie Kühlmittelvorrat sind im Reaktorgebäude untergebracht.

e. KONVOI

Normalbetriebliche Nachwärmeabfuhr:

Zur betrieblichen Nachwärmeabfuhr wird zunächst ein sekundärseitiges Abfahren mit einem Temperaturgradienten von 50 K/h eingeleitet, bei dem der Dampf über die Frischdampfumleitstation in den Kondensator abgeführt wird. Sollte die Frischdampfumleitstation nicht zur Verfügung stehen, kann über die Entlastungsventile der Frischdampfarmaturenstation abgeblasen werden. Parallel erfolgt die Bespeisung der Dampferzeuger durch die Hauptspeisewasserpumpen oder durch die beiden An- und Abfahrpumpen, wobei der Betrieb einer der beiden An- und Abfahrpumpe zur Nachwärmeabfuhr ausreichend ist. Das Hauptspeisewassersystem und das An- und Abfahrsystem befinden sich im Maschinenhaus. Das Hauptspeisewassersystem wird über das betriebliche Stromnetz versorgt, An- und Abfahrpumpen sind über das D1-Netz notstromgesichert.

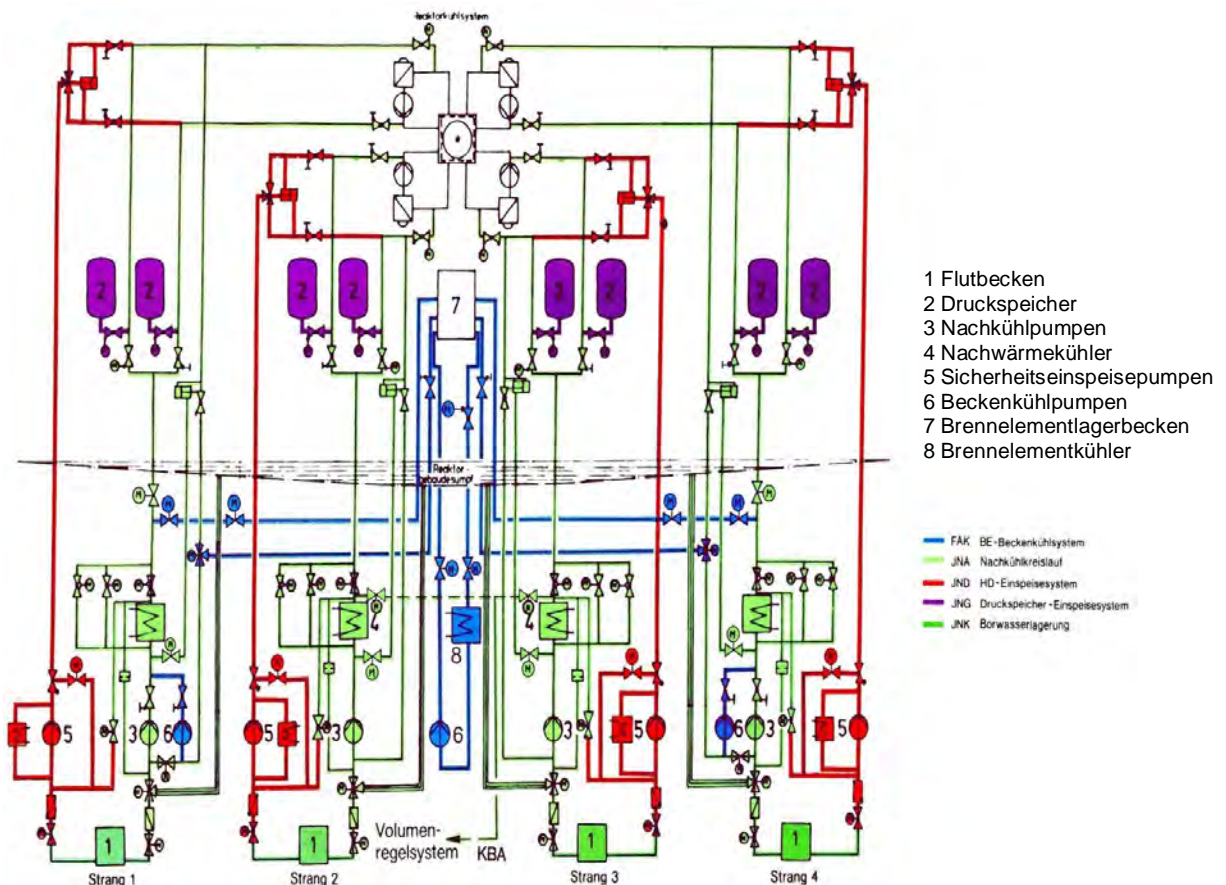


Abb. 3-9: KONVOI – Aufbau des Not- und Nachkühlsystems und des Beckenkühlsystems /GRS 11b/

Bei einer Temperatur von 180 C kann die Nachwärme mithilfe des Not- und Nachkühl-systems abgeführt werden (siehe Abb. 3-9). Dieses über das D1-Netz notstromgesi-cherte System ist viersträngig aufgebaut (4 x 50 %) und befindet sich räumlich getrennt im Ringraum des Reaktorgebäudes. Die Nachwärme wird über das nukleare Zwi-schenkühlsystem an das Nebenkühlwassersystem abgegeben. Die Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkühlkreis an die ultimative Wärmesenke wird auch als Nachkühlkette be-zeichnet. Die Stränge der Nachkühlkette sind in Abb. 3-10 dargestellt.

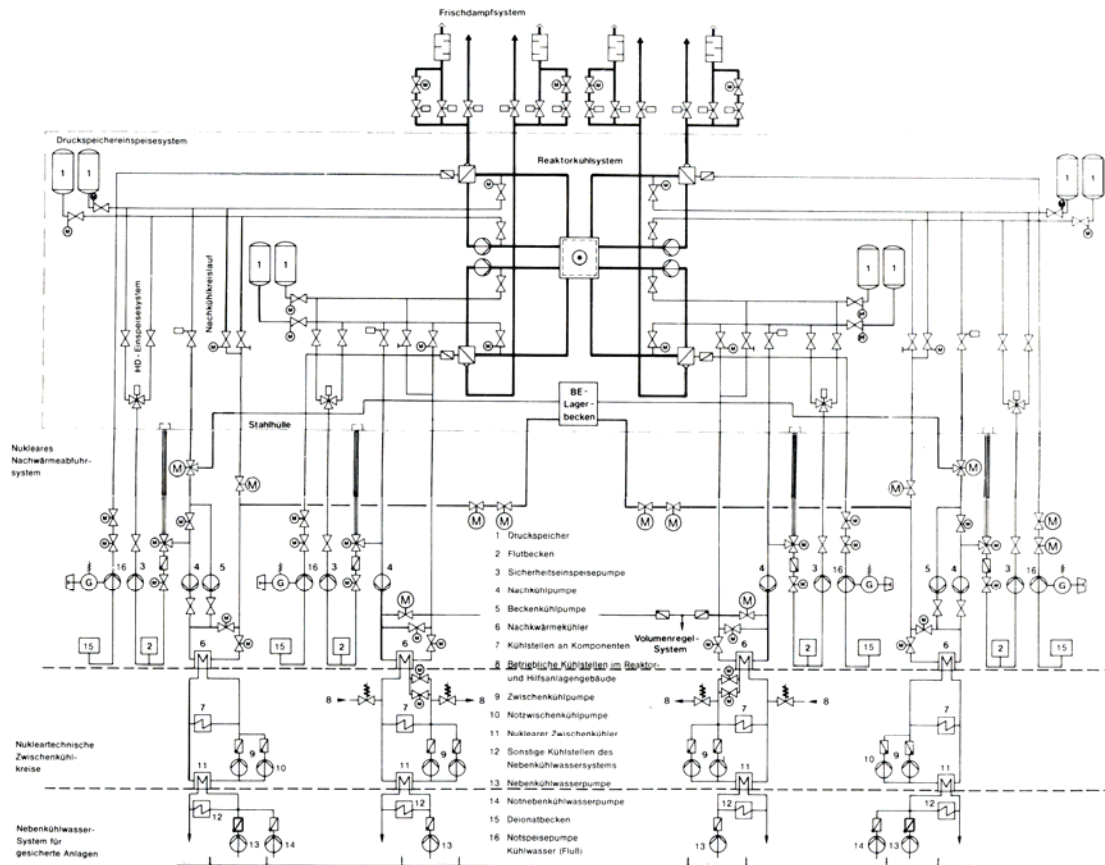


Abb. 3-10: KONVOI - Aufbau des Not- und Nachkühlsystems sowie der Nachkühlkette /GRS 11b

Das nukleare Zwischenkühlssystem ist viersträngig aufgebaut und im Reaktorgebäude untergebracht. Das System verfügt in jedem Strang über zwei Zwischenkühl-pumpen und einen Wärmetauscher mit Anschluss an das Nebenkühlwassersystem. Zwei Stränge des Zwischenkühl-systems haben neben sicherheitsgerichteten auch betriebli-che Funktionen. Diese sogenannten Betriebskühlkreise besitzen jeweils eine über das betriebliche Netz versorgte Zwischenkühlpumpe und eine notstromgesicherte Zwi-schenkühlpumpe (D1-Netz) gleicher Leistungsfähigkeit (hinsichtlich Förderhöhe und

Durchsatz). Die beiden Stränge ohne betriebliche Kühlstellen (Abfahrkühlkreise) verfügen jeweils über eine notstromgesicherte Zwischenkühlpumpe (D1-Netz) und eine leistungsschwächere Notzwischenkühlpumpe, die über das D2-Netz gesichert ist.

Im weiteren Verlauf wird die Wärme vom nuklearen Zwischenkühlkreislauf an das nukleare Nebenkühlwassersystem abgegeben. Das nukleare Nebenkühlwassersystem ist der Nachkühlkette entsprechend viersträngig ausgeführt. Die Kühlwasserversorgung wird mit vier notstromgesicherten Pumpen, die sich räumlich getrennt in den Pumpenhäusern I und II befinden, gewährleistet. In Analogie zum Zwischenkühlkreislauf steht im Nebenkühlwassersystem in jedem Pumpenhaus je eine notstromgesicherte (D2-Netz) Notnebenkühlwasserpumpe zur Verfügung.

Sekundärseitige Wärmeabfuhr mithilfe des Notspeisesystems:

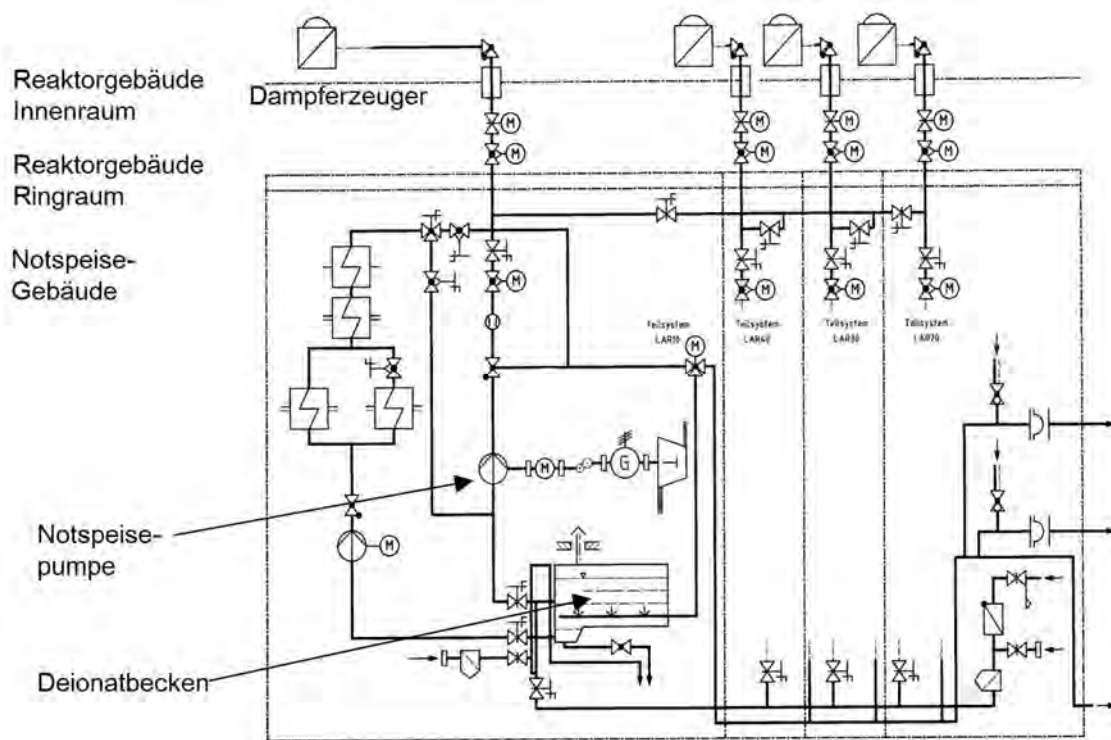


Abb. 3-11: KONVOI - Notspeisesystem /GRS 11b/

Sollte die Dampfzeugerbespeisung durch das Hauptspeisewassersystem bzw. An- und Abfahrssystem nicht zur Verfügung stehen, kann auf das Notspeisesystem zurückgegriffen werden (siehe Abb. 3-11). Dieses System ist viersträngig aufgebaut und befindet sich im Notspeisegebäude. Jeder Strang kann aus einem Deionatbecken mit einem Wasservorrat von 360 m³ in den Dampfzeuger fördern, dabei ist ein Strang zur

Nachwärmeabfuhr ausreichend. Die Einspeiseleitung jedes Stranges ist im Betrieb durch ein motorbetriebenes Ventil zum Dampferzeuger hin abgesperrt. Bei Dampferzeugerfüllstand < MIN2 greift der Reaktorschutz ein, öffnet die Absperrventile und startet den Notstromdiesel. Jede Notspeisepumpe ist über eine Kupplung mit dem Notstromdiesel verbunden, so dass die Pumpen zeitgleich starten. Die Notbespeisung kann zusätzlich von der Warte und der Notsteuerstelle manuell ausgelöst werden.

Die Deionatbecken des Notspeisesystems können untereinander verbunden werden, so dass im Anforderungsfall nicht genutzter Beckeninhalt verwendet werden kann. Im bestimmungsgemäßen Betrieb sind die Verbindungsleitungen durch eine Handarmatur abgesperrt. Das Füllen und Ergänzen von Kühlmittel erfolgt über die betriebliche Deionatversorgung. Zusätzlich sind Einspeisestutzen vorhanden, so dass mithilfe von Feuerlöschgeräten oder Tankwagen Wasser in das Deionatbecken eingespeist werden kann. Hinsichtlich der Notstromdiesel sorgt ein separates Kühlsystem dafür, dass die anfallende Verlustwärme aus Motor, Getriebe- und Pumpenöl sowie der Umluft abgeführt wird. Hierzu wird das Wasserinventar der Deionatbecken genutzt /KWS 02/.

3.2 Notfallmaßnahmen zur Kernkühlung

a. EPR

Primärseitiges *bleed and feed*:

Für den Fall, dass die in Kapitel 3.1 genannten Pfade zur Wärmeabfuhr nicht verfügbar sind, kann eine primärseitige Druckentlastung mit nachfolgender Einspeisung des Notkühlsystems oder des Volumenregelsystems durchgeführt werden (*bleed and feed*). Dabei kann der Primärkreisdruck über drei notstromgesicherte Sicherheits- und Entlastungsventile am Druckhalter entlastet werden. Der in das Containment abgeblasene Wasserdampf kann über ein Sprühsystem abgebaut werden. Das Sprühsystem ist Teil des Containmentkühlsystems. Dieses System ist zweisträngig aufgebaut (2 x 100 %), befindet sich in den Sicherheitsgebäuden 1+4 und ist durch die SBO-Diesel gesichert. Durch das Sprühen wird die Wärme aus der Containmentatmosphäre in den IRWST (In-Containment Water Storage Tank) befördert. Die Wärmeabfuhr aus dem IRWST erfolgt anschließend über eine diversitäre Nachkühlkette, bei der die Wärme im Containmentkühlsystems an das Ultimate Cooling Water System (UCWS, 2 x 100 %) abgegeben werden kann (nähere Informationen zum UCWS in Kapitel 6.1). Die Einspei-

sung während des *bleed and feed* soll durch das Notkühlssystem erfolgen. Dieses System ist viersträngig aufgebaut (4 x 100 %) und scheibenweise in den vier Sicherheitsgebäuden untergebracht. Das System besitzt in jedem Strang eine Mitteldruck- und eine Niederdruckpumpe, die aus dem IRWST fördern /GRS 11/. Alternativ kann das Volumenregelsystem zur Einspeisung verwendet werden. Die Nieder- und Mitteldruckeinspeisepumpen sind notstromgesichert jedoch nicht durch die SBO-Diesel. Das Volumenregelsystem wird lediglich über das betriebliche Stromnetz versorgt.

Die Kühlung der Pumpen des Notkühlsystems wird über das Zwischenkühlsystem und das nukleare Nebenkühlwassersystem gewährleistet. Beide Systeme sind viersträngig ausgeführt. Sollte eines der beiden Systeme nicht verfügbar sein, können die Niederdruckeinspeisepumpen der 1. und 4. Redundanz durch ein diversitäres Kühlsystem gekühlt werden. Dieses wird durch das *safety chilled water system* gewährleistet, das ein betriebliches System darstellt und die Wärme an die Atmosphäre abgibt /ANP 11b/. Ist die Einspeisung durch Nieder- und Mitteldruckpumpen nicht möglich, so verbleiben vier Druckspeicher mit einem borierten Wasserinhalt von insgesamt $4 \times 32 \text{ m}^3$, die bei einer Druckabsenkung unter 45 bar passiv Kühlmittel in den Primärkreis fördern können /GRS 11/.

Sollte keines der Sicherheits- und Entlastungsventile für die Druckentlastung verfügbar sein, gibt es die Möglichkeit über weitere Entlastungsventile (Severe Accident Depressurization Valves, SADVs) in das Containment abzublasen. Die SADVs stellen eine diversitäre Ergänzung zu den Sicherheits- und Entlastungsventilen am Druckhalter dar. Während die Sicherheits- und Entlastungsventile magnetisch vorgesteuert sind, haben die SADVs eine motorbetriebene Vorsteuerung. Die SADVs (siehe Abb. 8-1) werden über die SBO-Diesel mit Strom versorgt. Sollten die SBO-Diesel ausfallen, ist die unterbrechungsfreie Gleichstromversorgung zum Auffahren der Ventile ausreichend.

Standortspezifische Auslegung:

Die obige Beschreibung zeigte die Funktion des Containmentkühlsystems während des *bleed and feed*. Bei Ausfall der Sprüheinrichtung kann beim finnischen Neubau eine un spezifizierte Menge an Dampf (-wärme) über die gefilterte Druckentlastung abgeführt werden. Mithilfe dieser Maßnahme soll ein Überdruckversagen des Containments praktisch ausgeschlossen werden. Bei einem schweren Unfall mit Kernschmelze stellt die gefilterte Druckentlastung beim EPR die letzte Möglichkeit dar, um Druck im Contain-

ment abzubauen, falls das Containmentkühlsystem oder dessen Nachkühlkette nicht mehr verfügbar sind. Des Weiteren bietet es die Möglichkeit am Ende der Ereigniskette große Mengen an nicht kondensierbaren Gasen abzubauen. Eine gefilterte Druckentlastung ist an den Standorten Flamanville (Frankreich) und Taishan (China) nicht vorgesehen. Ebenso wird im UK-Design keine gefilterte Druckentlastung eingesetzt. Hier sind zwei diversitäre Wärmesenken des Containmentkühlsystem vorgesehen, um die Zuverlässigkeit der Wärmeabfuhr über die Nachkühlkette zu erhöhen.

Fehlende Informationen:

- **Maßnahmen zur Bespeisung mit mobilem Gerät:**
Aus den vorliegenden Unterlagen geht nicht hervor, inwieweit Vorkehrungen zur primär- und sekundärseitigen Bespeisung mittels mobilen Geräts getroffen sind.
- **Containmentkühlsystem als diversitäre Wärmesenke:**
Aus den vorliegenden Unterlagen geht nicht hervor, ob als Maßnahme des anlageninternen Notfallschutzes Stränge des Containmentkühlsystems als diversitäre Nachwärmeabfuhr aus dem RKL verwendet werden können.

b. AP1000

Um die Nachwärmeabfuhr auf unbestimmte Zeit aufrecht zu erhalten, muss die Kühlung des Containments sichergestellt werden. Außerdem ist zu beachten, dass aufgrund der Auslegungsleckage des Containments, Wasserdampf an die Umwelt abgegeben wird, und dadurch langfristig der Füllstand des IRWST sinkt. Die Containmentkühlung wird durch Nachfüllen des PCCWST sichergestellt. Hierzu können verschiedenen Wassertanks auf dem Gelände genutzt werden (siehe Kapitel 6.1 AP1000). Das Inventar des IRWST muss nach etwa einem Monat ergänzt werden. Mobiles Equipment kann an einen Anschluss des betrieblichen Nachkühlsystems angeschlossen werden.

Fehlende Informationen:

- **Nachfüllbarkeit des PCCWST und des IRWST mit mobilem Gerät:**
Der Ort der Anschlüsse zum Nachfüllen des PCCWST oder des IRWST und ihre Zugänglichkeit ist den vorliegenden Unterlagen nicht zu entnehmen.

c. APR1400

Primärseitiges *bleed and feed*:

Bei Ausfall der gesamten Dampferzeugerbespeisung kann die Kernkühlung über ein primärseitiges *bleed and feed* gewährleistet werden. Das Abblasen erfolgt über die Entlastungsventile des Safety Depressurization and Vent System (SDVS) in die Waservorlage des IRWST (ähnlich der Druckentlastung eines Siedewasserreaktors). Das SDVS bildet vier Stränge, in denen jeweils ein Sicherheits- und Entlastungsventil sowie ein Isolationsventil in Serie geschaltet sind. Beide Armaturen sind eigenmediumbetrieben und werden magnetisch vorgesteuert. Im weiteren Leitungsverlauf vereinigen sich jeweils zwei Stränge und führen über Düsenstöcke in den IRWST. Die Öffnung der (Entlastungs-) Ventile kann manuell entweder von der Haupt- oder der Notstandswarte vorgenommen werden und ist über Batteriestrom gesichert. Die Wärme im IRWST kann über das Shutdown Cooling System und das Containment Spray System (4 x 50 %) an das Zwischen- und Nebenkühlwassersystem abgeführt werden (beides 4 x 50 % Systeme) /STU 09/. Die Einspeisung erfolgt über einen der vier Stränge des Safety Injection System (SIS). Jeder Strang des SIS verfügt über eine Pumpe, die aus dem IRWST fördert und in einen separaten Stutzen des RDB einspeist (*direct vessel injection*). Die Komponenten eines Stranges sind einem Quadranten des Hilfsanlagengebäudes zugeordnet.

Einspeisung mithilfe von mobilem Gerät:

Bei einem *station blackout* mit zusätzlichem Ausfall aller Batteriereserven stellt die Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilem Gerät die letzte verfügbare Maßnahme zur Kernkühlung dar. Entsprechende Vorrichtungen sollen hierfür vorhanden sein /KHN 0b/. Es liegen jedoch keine detaillierteren Informationen vor.

Fehlende Informationen:

- **Klassifizierung der *bleed and feed* Maßnahme:**

Obwohl in der Auslegung des APR1400 zur Durchführung eines *bleed and feed* das Safety Depressurization and Vent System (SDVS) vorgesehen ist, geht aus manchen Unterlagen hervor, dass diese Prozedur auslegungsüberschreitend ist, darunter in /KHN 0a/. Da die Mehrzahl der Unterlagen auf ein sicherheitsklassifi-

ziertes System hindeuten, wird das SDVS im Folgenden auch als solches behandelt.

- **Durchschalten der Speisewasserleitungen:**

In deutschen Anlagen ist das Durchschalten der Speisewasserleitungen möglich, so dass es druckbedingt zu einer selbstständigen Bespeisung aus den Speisewasserleitungen und Teilen des Speisewasserbehälters kommt. In den vorliegenden Unterlagen zu dem APR1400 ist diese Notfallmaßnahme nicht erwähnt.

- **Druckentlastung der Dampferzeuger:**

Die Bespeisung der Dampferzeuger mittels mobilen Geräts setzt eine Druckentlastung voraus. Es liegen keine Informationen darüber vor, ob zur Durchführung dieser Maßnahme Batteriestrom notwendig ist.

d. KERENA

Jenseits der beschriebenen Systeme zur Sicherstellung der Kernkühlung ist als Notfallmaßnahme denkbar, dass die für KERENA verfügbaren Prozeduren zur Beherrschung eines auslegungsüberschreitenden Störfalls denen im SWR Baulinie 72 stark ähneln. Für die Nachwärmeabfuhr aus dem Kern ist der Einsatz einer mobilen Pumpe möglich, die über die Speisewasserleitung Kühlmittel in den RDB befördert. Konkrete Notfallmaßnahmen sind zum Berichtszeitpunkt nicht bekannt.

Auf Grundlage von Abb. 3-12, welche die Kühlmittel-Reinigungsstrecken veranschaulicht, ist zu erkennen, dass bei KERENA die Kühlmittelergänzung durch Steuerstabspülwasser und Dichtungssperrwasser möglich ist. Zudem kann durch die Leitungen der Kühlmittelreinigung und bei entsprechender Ventilstellung eine Einspeisung von Kühlmittel von außerhalb des Reaktorgebäudes in RDB und BE-Lagerbecken erfolgen.

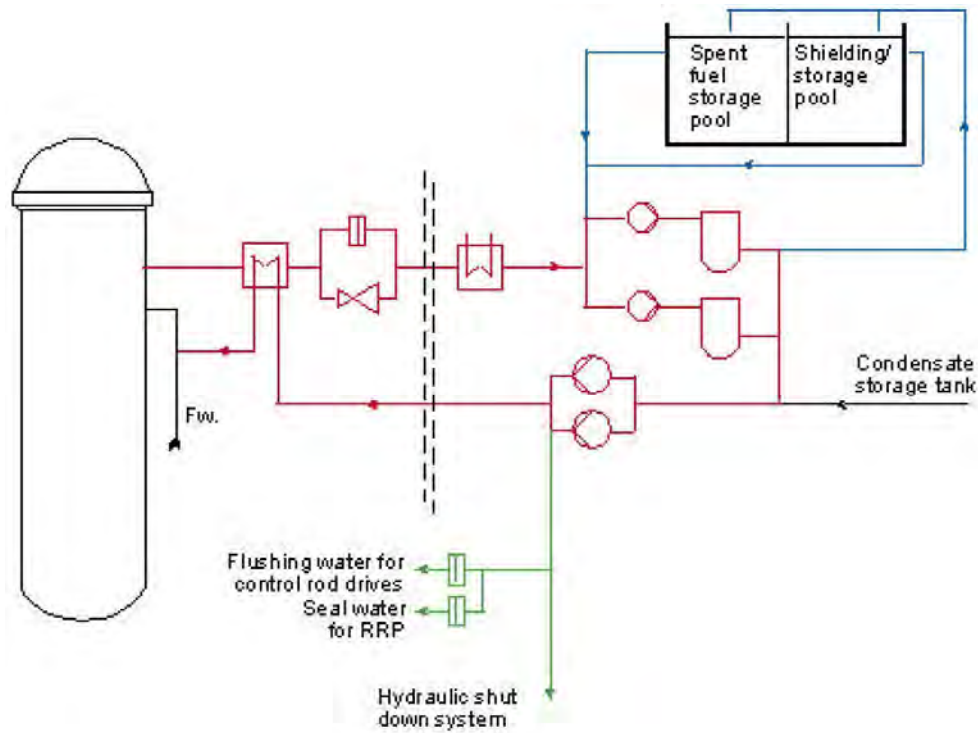


Abb. 3-12: KERENA – Kühlmittel- und BE-Lagerbeckenreinigung /ANP 03/

e. KONVOI

Sekundärseitiges *bleed and feed*:

Sollten die bereits beschriebenen Maßnahmen zur Bespeisung der Dampferzeuger nicht zur Verfügung stehen, sieht das Notfallhandbuch vorrangig ein sekundärseitiges *bleed and feed* vor. Ziel der Notfallmaßnahme ist es, die sekundärseitige Wärmeabfuhr längerfristig wiederherzustellen, um den Kern ausreichend zu kühlen und damit ein Kernschmelzen zu verhindern.

Hierzu wird über die Frischdampfarmaturenstation der Dampferzeuger druckentlastet und Kühlmittel in den drucklosen Dampferzeuger eingespeist. Zur Bespeisung kann der Speisewasserbehälter druckaufgeladen und/oder eine mobile Pumpe angeschlossen werden. Zur Einspeisung mittels mobiler Pumpen ist unter anderem das Wasserinventar der Deionatbecken im Notspeisegebäude vorgesehen. Die Druckentlastung mithilfe der Frischdampfarmaturenstation kann von der Warte oder der Notsteuerstelle eingeleitet werden. Zur Durchführung dieser Maßnahme wird eine Spannungsversorgung aus den Batterien benötigt. Ist das Druckentlasten über die Abblaseregelventi-

le und die Sicherheitsventile nicht erfolgreich, ist ein manuelles Öffnen der Abblasergeventile vor Ort vorgesehen.

Bei einer Druckabsenkung in den Dampferzeugern unter 21 bar soll das Einspeisen des Inventars aus den Speisewasserleitungen (insgesamt 300 m³) beginnen. Sollten die Maßnahmen zur Einspeisung des druckaufgeladenen Speisewasserbehälters oder mittels mobiler Pumpe nicht greifen, kann die Nachzerfallswärme mit dem Inventar der Speisewasserleitungen über einen Zeitraum von 90 Minuten abgeführt werden. Bei weiterer Druckabsenkung ist die Einspeisung mittels mobiler Pumpe, falls verfügbar, priorisiert. Diese kann bei einem Druck von etwa 10 bis 12 bar eingesetzt werden und aus einem Deionatbecken des Notspeisesystems in den Dampferzeuger fördern. Der Wasservorrat eines Deionatbeckens ist über einen Zeitraum von 6 Stunden ausreichend zur Abfuhr der Nachzerfallswärme. Mittels Durchschaltung der Notspeisefüllleitungen von der Warte oder per Handschaltung können ungenutzte Beckeninventare der anderen Deionatbecken genutzt werden. Bei Nichtverfügbarkeit der mobilen Pumpe soll auf die Option des druckaufgeladenen Speisewasserbehälters zurückgegriffen werden. Bei einer Druckabsenkung im Dampferzeuger auf 4,7 bar ist eine Einspeisung über den Speisewasserbehälter möglich. Der Deionatvorrat im Speisewasserbehälter (460 m³ bei Füllstand 3,2 m, 160 m³ bei Füllstand 1,4 m) ist über einen Zeitraum von etwa 5,5 Stunden (460 m³) bzw. 2 Stunden (160 m³) ausreichend zur Abfuhr der Nachzerfallswärme /KKE 04/.

Zur Durchführung der Maßnahmen des sekundärseitigen *bleed and feed* ist bei Verfügbarkeit des Notstromnetzes ein Zeitbedarf von 45 Minuten beaufschlagt. Sollten D1- und D2-Netz nicht verfügbar sein, erhöht sich der Zeitbedarf auf 60 Minuten. Als Karenzzeit zur Durchführung der Maßnahmen wird für beide Fälle eine Zeitspanne von 80 Minuten genannt. Diese Zeitspanne bezieht sich auf den Zeitraum zwischen dem Anstehen der Auslösekriterien des sekundärseitigen *bleed and feed* und dem Erreichen des Kriteriums RDB-Füllstand < tief 3, bei dem die Druckhalterventile zur PDE offen gefahren werden /KKE 04/.

Primärseitiges *bleed and feed*:

Bei Unverfügbarkeit oder Misslingen der sekundärseitigen *bleed and feed* Maßnahme kann als weitere Notfallprozedur ein primärseitiges *bleed and feed* eingeleitet werden. Hierzu wird der RKL über die Druckhalterventile entlastet, so dass ein Einspeisen über Notkühlsysteme / Druckspeicher möglich ist. Durch diese Maßnahmen kann die Kern-

kühlung entweder langfristig sichergestellt werden oder, falls keine Einspeisesysteme zur Verfügung stehen, die Kernaufheizung verzögert werden. Zusätzlich soll ein RDB-Versagen bei hohem Druck verhindert werden. Zur primärseitigen Druckentlastung müssen die Sicherheits- und Abblaseventile am Druckhalter zunächst in Betriebsbereitschaft gebracht werden². Anschließend kann die Druckentlastung manuell von der Warte oder der Notsteuerstelle gestartet werden.

Das zur Einspeisung von Kühlmittel in den Reaktorkühlkreislauf benötigte Not- und Nachkühlsystem ist viersträngig aufgebaut und befindet sich im Ringraum des Reaktorgebäudes. Die Komponenten dieses Systems sind über das D1-Netz notstromgesichert. Zur Einspeisung von Kühlmittel stehen in jedem Strang eine Sicherheitseinspeisepumpe (Hochdruckeinspeisung), eine Nachkühlpumpe (Niederdruckeinspeisung), zwei Druckspeicher und ein Flutbehälter zur Verfügung. Jeder Flutbehälter hält einen Vorrat von 360 m³ an demineralisiertem Wasser vor. Sollte das Inventar aufgebraucht sein, kann durch Handschaltungen auf Sumpfbetrieb umgestellt werden, so dass die Nachkühlpumpen aus dem Sicherheitsbehältersumpf ansaugen können. Des Weiteren erfolgt bei Unterschreitung des primärseitigen Drucks von 26 bar die passive Einspeisung von jeweils zwei Druckspeichern pro Strang. /KKE 11/.

Sollten alle Nachkühlpumpen ausfallen, besteht die Möglichkeit über zwei von insgesamt drei Beckenkühlpumpen in den Primärkreis einzuspeisen (Abb. 3-9). Diese können von der Warte oder der Notsteuerstelle über ein 3-Wege-Ventil vom BE-Lagerbecken isoliert und für den Einspeisepfad des Notkühlsystems freigeschaltet werden. Die Beckenkühlpumpen befinden sich im Reaktorgebäude und sind über das D2-Netz notstromgesichert. Für die Kühlung des BE-Lagerbeckeninventars verbleibt in diesem Fall ein Strang des Beckenkühlsystems (siehe Kapitel 4) /KRA 02/.

Für den Zeitbedarf der im Zuge des primären *bleed and feed* durchzuführenden Maßnahmen werden 25 Minuten veranschlagt. Hierzu werden die Wegzeiten von der Warte zum Notspeisegebäude und das Vorrangschalten der PDE vor Ort mit jeweils 10 Minuten berechnet. Für das Öffnen der Druckhalterventile von der Warte werden zusätzlich 5°Minuten kalkuliert. Bei Ausfall der dieselgestützten Wechselspannungsversorgung

² Die motogetriebenen DH-Entlastungsventile sind im Normalbetrieb nicht an eine Stromschiene angeschlossen, um ein unbeabsichtigtes Öffnen auszuschließen. Es muss das Absperrventil vor dem Abblaseventil manuell im Notspeisegebäude auf Vorrang PDE geschaltet werden.

(Ausfall D1- und D2-Netz) muss zusätzlich im Schaltanlagegebäude eine Stromversorgung für die PDE-Schienen hergestellt werden. Die Wegzeiten von der Warte zum Schaltanlagegebäude sowie die Handmaßnahmen zur Herstellung der Stromversorgung auf den PDE-Schienen werden jeweils mit 10 Minuten berechnet. Diese Maßnahmen sollen mit dem Einsatz eines weiteren Elektrikers parallel zu den Maßnahmen im Notspeisegebäude laufen, so dass auch bei Ausfall der dieselgestützten Wechselspannungsversorgung ein Zeitbedarf von 25 Minuten entsteht /KKE 04/.

3.3 Übersicht - Schutz und Zugänglichkeit des Reaktors

	EPR	AP1000	APR1400	KERENA	KONVOI
Gestaffelte Maßnahmen zur Nachwärmeabfuhr	<p>1. Sekundärseitige Wärmeabfuhr Dampferzeuger + Nachkühlsystem Bespeisung über Dampferzeuger durch Hauptspeisewassersystem der An- und Abfahrpumpen, unterkritisch kalt über Nachkühlsystem (2x100%) und Nachkühlkette)</p> <p>2. Wärmeabfuhr durch Notkühlsystem bei Ausfall Nachkühlsystem unterkritisch kalt über Notkühlsystem (2x100% zuschaltbare Stränge) und Nachkühlkette</p> <p>3. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über das Notspeisesystem 4x100%, ~ 100 Stunden, Deionatbecken von außen auffüllbar</p>	<p>1. Sekundärseitige Wärmeabfuhr Bespeisung der Dampferzeuger durch An- und Abfahrpumpen</p> <p>2. Primärseitige Wärmeabfuhr über den passiven Notwärmetauscher 1x100%, Wärmeübertrag an IRWST, Aktivierung durch Öffnen eines Ventils, ausgelegt nach „fail open“, Wärmesenke: Atmosphäre via passiver Containmentkühlung</p>	<p>1. Primärseitige Wärmeabfuhr über das Nachkühlkühlsystem 2x100%, < 30 bar, nukleare Nachkühlkette notwendig</p> <p>(1* - Primärseitige Wärmeabfuhr über die Pumpen und Wärmetauscher des Containmentkühlsystems)</p> <p>2. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über das Notspeisesystem 2x100%, Diversität in Pumpen, >72 Stunden, Deionatbecken u.a. durch passiven Einspeisepfad auffüllbar</p>	<p>1. Nachwärmeabfuhr über Druckentlastung mit S/E-Ventilen und Nachwärmeabfuhrsystem 2x100%, < 10 bar, Nachkühlkette notwendig</p> <p>2. Nachwärmeabfuhr über die Notkondensatoren passives System, 4x50%, 4x66MW</p> <p>3. Kernfluten über passive Kernflutleitung 2x100%, Druckentlastung muss vorher erfolgen</p>	<p>1. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über Hauptspeisewassersystem An- und Abfahrpumpe (2x100% bei 5% Reaktorleistung), im Anlagenzustand unterkritisch kalt über Nachkühlkette</p> <p>2. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über das Notspeisesystem 4x50%, Deionatbecken von außen auffüllbar</p>

Notfallmaßnahmen zur Nachwärmeabfuhr	Primärseitiges bleed and feed (Notkühlsystem 4x100%, diversitäre SADVs)	Primärseitiges bleed and feed Vierstufige automatische Druckentlastung 2x100% Nachbespeisung des Primärkreises durch IRWST, Wärmesenke: Atmosphäre via passiver Containmentkühlung	Primärseitiges bleed and feed POSRV 2x100%, Einspeisung mit Sicherheitseinspeisesystem	Vermutlich ähnlich wie im SWR Baulinie 72 möglich, mittels Kühlmitteleinspeisung über Steuerstabspülwasser und Dichtungssperrwasser	Sekundärseitiges bleed and feed Abblasen über Frischdampfarmaturenstation, Einspeisen aus Speisewasserleitung undbehälter oder über mobiles Gerät Primärseitiges bleed and feed Abblasen über Druckhalterventile, Einspeisen über Not- und Nachkühlsystem, Möglichkeit zur Containment- Druckentlastung bei 6 bar
Aspekte der Zugänglichkeit:					
Maßnahmen zur Kernkühlung mithilfe mobilem Gerät	Aus vorliegenden Unterlagen nicht bekannt	Aufrechterhaltung der Containmentkühlung durch Bespeisung /Wiederauffüllung des PCCWST Ergänzung der Auslegungsleckage des Containments durch Bespeisung des IRWST	Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilem Gerät vorgesehen	Nicht bekannt	Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilem Gerät vorgesehen
Welche Maßnahmen sind von der Notsteuerstelle durchführbar?	<ol style="list-style-type: none"> 1. Umschaltung der Nachwärmeabfuhr von Nachkühlsystem auf Notkühlsystem 2. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über Notspeisesystem 3. Primärseitiges <i>bleed and feed</i> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aktivieren des Notwärmetauschers 2. primärseitiges <i>bleed and feed</i> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über Notspeisesystem 2. Primärseitiges <i>bleed and feed</i> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Nachwärmeabfuhrsystem Notkondensator und passives Kernfluten benötigen keinerlei Ansteuerung (passive Systeme der Kategorie B) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sekundärseitige Wärmeabfuhr über Notspeisesystem 2. Sekundärseitiges <i>bleed and feed</i> 3. primärseitiges <i>bleed and feed</i> + gefilterte Druckentlastung

4 Schutz und Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens

Analog zum vorangegangenen Kapitel werden in diesem Abschnitt grundsätzliche Informationen über die zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Kühlung des Brennelementlagerbeckens dargelegt. Erneut werden neben den Sicherheitssystemen auch nicht-sicherheitsklassifizierte Maßnahmen berücksichtigt. Die Reihenfolge in der Darstellung der Maßnahmen ist im Sinne der gestaffelten Anforderung der Maßnahmen gegeben.

4.1 Gestaffelte Maßnahmen zur Kühlung

a. EPR

Normalbetriebliche Kühlung:

Im Normalbetrieb wird die Kühlung des BE-Lagerbeckens durch zwei Stränge (erster und zweiter Strang) des insgesamt dreisträngigen Brennelementlagerbeckenkühlsystems sichergestellt (siehe Abb. 4-1). Das System ist im Brennelement-Lagergebäude untergebracht. Die betriebliche Wärmeabfuhr der Stränge 1 und 2 erfolgt über die Nachkühlkette. Beide Stränge sind identisch aufgebaut und enthalten jeweils zwei motorisierte Kreiselpumpen, ein Absperrventil und ein Regelventil. Jeder Strang enthält einen Wärmetauscher, der die Wärme an das Zwischenkühlsystem abführt. Beide Stränge des BE-Lagerbeckenkühlsystems sind notstromgesichert, wobei jeder Strang zwei Strängen des Notstromnetzes zugeordnet ist (siehe Kapitel 5.1 zum Schutz der Dieselgebäude bei Einwirkung von außen).

Weitere Pfade zur Wärmeabfuhr:

Sowohl Strang 1 als auch Strang 2 des BE-Lagerbeckenkühlsystems werden von jeweils zwei Strängen des Zwischenkühlsystems gekühlt. Bei Unverfügbarkeit der Stränge 1 und 2 des BE-Lagerbeckenkühlsystems (z.B. aufgrund des Ausfalls aller vier Stränge des Nebenkühlwassersystems) kann auf den dritten Strang zurückgegriffen werden, der die Wärme an die diversitäre Nachkühlkette abgibt. Dieser Strang besitzt eine eigene Pumpe und kann durch zwei motorisierte Ventile vom BE-Lagerbecken

abgesperrt werden. Der dritte Strang des BE-Lagerbeckenkühlsystems ist durch einen von den Strängen 1 und 2 unabhängigen Strang notstromgesichert. Zusätzlich gibt es eine Absicherung durch die SBO-Diesel. Die diversitäre Nachkühlkette ist ebenfalls notstromgesichert und kann durch die SBO-Diesel versorgt werden.

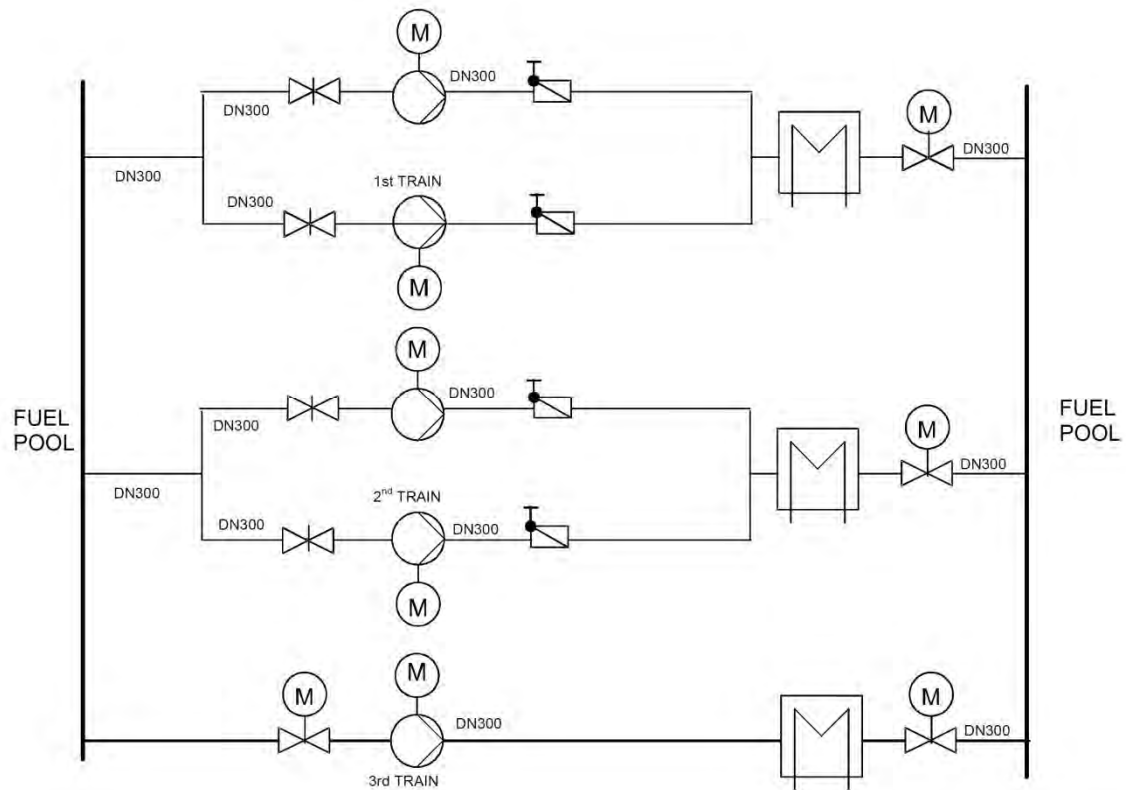


Abb. 4-1: EPR - Stränge der Brennelementlagerbeckenkühlung /ANP 08/

b. AP1000

Das Brennelementlagerbecken befindet sich im Hilfsanlagegebäude, welches als Teil der sogenannten *nuclear island* gegen Einwirkungen von außen (EVA) geschützt ist. Zur Kühlung des Brennelementlagerbeckens besitzt der AP1000 lediglich ein betriebliches Kühlsystem. Dieses zweisträngige System ist im Hilfsanlagegebäude untergebracht ist. Jeder Strang besteht aus einer Pumpe, einem Wärmetauscher, einem Entsalzer und einem Filter. Die Auslegung eines Kühlstrangs ist so bemessen, dass bei maximaler Beladung des BE-Lagerbeckens durch den Betrieb eines Strangs die Wassertemperatur im BE-Lagerbecken 50 C nicht übersteigt. Da sich beide Stränge eine gemeinsame Einspeiseleitung teilen, liegen keine vollständigen unabhängigen Stränge vor.

Die elektrische Energieversorgung der Brennelementlagerbeckenkühlsystems wird über den Netzanschluss gewährleistet. Steht kein Fremdnetz zur Verfügung, kann die Energieversorgung manuell auf die Hilfsdieselgeneratoren umgeschaltet werden. Es handelt sich hierbei nicht um ein Sicherheitssystem.

Für den Fall, dass weder das Fremdnetz noch die Hilfsdiesel zur Verfügung stehen, kann das Brennelementlagerbecken nicht mehr aktiv gekühlt werden. Die Kühlung der bestrahlten Brennelemente wird durch die Wärmekapazität und durch Verdampfen des Kühlmittels sowie der Abgabe des Wasserdampfs an die Umwelt gewährleistet. Hierzu sind Öffnungen in der Gebäudewand installiert, die nach dem *fail safe* Prinzip automatisch geöffnet werden, wenn die Raumtemperatur über dem BE-Lagerbecken einen Grenzwert überschreitet. Fällt der Beckenfüllstand unter eine bestimmte Marke wird ein Alarm auf der Warte ausgelöst. Das Anregesignal für den Alarm wird von Messstellen gegeben, die zum Sicherheitssystem gehören. Zur Ergänzung des Kühlmittelinventars des Brennelementlagerbeckens sind Handmaßnahmen erforderlich (siehe Kapitel 3.2 AP1000) /AP 11/.

Fehlende Informationen:

- **Auslegung des BE-Lagerbeckens:**

Die vorliegenden Unterlagen enthalten keine Angaben über das Kühlmittelvolumen im BE-Lagerbecken. Es können keine Aussagen über die Auslegungstemperatur des BE-Lagerbeckens gemacht werden

c. APR1400

Normalbetriebliche Wärmeabfuhr:

Das Kühlsystem des BE-Lagerbeckens umfasst zwei unabhängige Stränge. Dabei kann der Betrieb eines Stranges die Kühlfunktion sicherstellen. Beide Stränge verfügen über einen Anschluss an einen borierten Wasservorrat (Boric Acid Storage Tank, BAST). Der BAST ist Teil des Volumenregelsystems und befindet sich im Außenbereich des Anlagengeländes /KEP 00/.

Fehlende Informationen:

- **Auslegungsdaten des Brennelementlagerbeckens:**

Aus den vorliegenden Unterlagen können keine Informationen über die genaue Lage des Brennelementlagerbeckens sowie seine Becken- und Volumenauslegung entnommen werden. Daher kann auch keine Abschätzung bzgl. der Zeitdauer erfolgen, die bei Verdampfung des Kühlmittels bis zur Freilegung der BE zur Verfügung steht. Außerdem wäre wichtig zu erfahren, ob die Beckenwände bei Siedebedingungen langfristig intakt bleiben.

- **Wiederauffüllen des Brennelementlagerbeckens:**

Bei Verlust des Wassers im BE-Lagerbecken kann der Boric Acid Storage Tank zur Wiederauffüllung verwendet werden. Es liegen keine Informationen vor, inwieweit dieser Wasservorrat mit dem BE-Lagerbecken systemtechnisch verbunden ist und ob die Einspeisung notstromgesichert ist. Auch welche Schaltmaßnahmen hierfür notwendig sind, konnte nicht ermittelt werden. Analog hierzu fehlen Informationen über die passive Einspeisung aus den überhöhten Kühlmittelvorräten des Notspeisesystems

- **Schutz des *Boric Acid Storage Tank* (BAST) vor EVA**

Den Unterlagen konnte nicht entnommen werden, inwieweit der BAST vor EVA geschützt ist.

d. KERENA

Das BE-Lagerbecken (BEB) ist bei KERENA im Reaktorgebäude außerhalb des Containments untergebracht und damit im nicht-inertisierten Bereich. Das Reaktorgebäude ist gegen Erdbeben mit einer maximalen Bodenbeschleunigung (Peak Ground Acceleration, PGA) von 0,23 g ausgelegt. Im BE-Lagerbecken finden bis zu sieben Zyklen Platz, entsprechend 1650 Brennelementen der Sorte ATRIUM12 und 50 Steuerelemente.

Das BE-Lagerbecken wird über vier parallele, im BE-Lagerbecken eingehängte Wärmetauscher gekühlt. Der Wärmetransport innerhalb des BE-Lagerbeckens wird per Naturumlauf zwischen den Nachwärme erzeugenden Brennelementen und den Wärmetauschern gewährleistet. Die Kühlung der Wärmetauscher im BE-Lagerbecken ist in das Zwischenkühlsystem (siehe Abb. 4-2) integriert, zweisträngig aufgebaut und notstromgesichert. Zum Auffüllen des BEB ist es möglich, Wasser über das Reaktorwas-

serreinigungssystem (s. Abb. 3-12) in das Absetzbecken oder das BE-Lagerbecken nachzuspeisen. Das BE-Lagerbecken ist direkt neben dem Absetzbecken³ angeordnet und ähnelt der Baulinie 72.

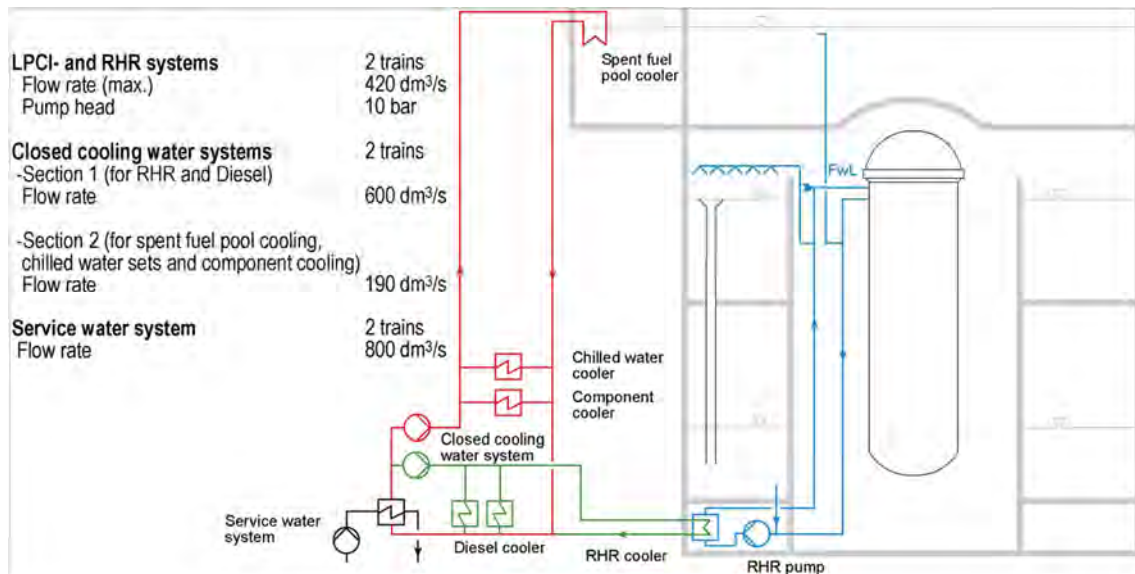


Abb. 4-2: KERENA – Nachkühlkette mit BE-Lagerbeckenkühlung /ANP 03/

e. KONVOI

Beim KONVOI befindet sich das Brennelementlagerbecken im Sicherheitsbehälter, der sich innerhalb des Reaktorgebäudes befindet. Die betriebliche Kühlung wird durch ein dreisträngiges (3 x 100 %) BE-Lagerbeckenkühlsystem gewährleistet. Jeder Strang verfügt über eine Beckenkühlpumpe. Zwei dieser Stränge haben keine eigenen Wärmetauscher, sind jedoch mit Strang 1 und 4 des Not- und Nachkühlsystems vermascht und können daher ihre Wärme an die entsprechenden Wärmetauscher abgeben. In diesem Pfad wird die Wärme über das gesicherte Nebenkühlwasser an die ultimative Wärmesenke abgeführt. Der dritte Strang im Beckenkühlsystem besitzt einen eigenen Wärmetauscher. Die Pumpen und der Wärmetauscher des BE-Lagerbeckenkühlsystems sind im Ringraum des Reaktorgebäudes untergebracht.

³ Das Absetzbecken bei KERENA ist im Gegensatz zu SWR69/72 auch im Leistungsbetrieb ständig gefüllt.

Die zwei Kühlstränge des Beckenkühlsystems, die mit dem Not- und Nachkühlsystem vermascht sind, sind bei Verlust der betrieblichen Stromversorgung durch die Notstromdiesel (D1- und D2-Netz) abgesichert. Selbiges gilt für die Wärmeabfuhr über die Kühlkette. Der dritte Strang ist nur über das D1-Netz notstromgesichert. Bei einem Ausfall der D1- und der D2-Diesel kann mit mobilen Dieselgeneratoren die Kühlkette eines Strangs der BE-Lagerbeckenkühlung aufrechterhalten werden.

4.2 Notfallmaßnahmen zur Kühlung

a. EPR

Wärmeabfuhr durch Verdampfung des Inventars im BE-Lagerbecken:

Sollte das gesamte BE-Lagerbeckenkühlsystem nicht mehr zur Verfügung stehen, wird die Kühlung durch Verdampfen des BE-Lagerbecken-Inventars gewährleistet. Durch Druckentlastung des Brennelement-Lagergebäudes wird die Wärme an die Atmosphäre abgegeben. Das Wasserinventar des BE-Lagerbeckens kann über das Löschwasser-verteilsystem, das Brennelementlagerbeckenreinigungssystem oder das Deionatverteilungssystem, die sich im Hilfsanlagengebäude befinden, aufgefüllt werden. Eine Übersicht der Einspeisemöglichkeiten ist in Tab. 4-1 dargestellt.

Tab. 4-1: EPR - Übersicht der Einspeisemöglichkeiten zur BE-Lagerbeckenkühlung /ANP 08/

	Zugänglichkeit	Einspeiserate	Wasservorrat	Verfügbarkeit
Brennelement-Lagerbeckenreinigungssystem	Warte	90 m ³ /h	1895 m ³	Nicht bei Ausfall des betrieblichen Stromversorgung
Feuerlöschsystem	Warte + lokale Leitung	> Verdampfungsrate	~1000 m ³	Verfügbar bei SBO
Deionateilverteilungssystem	Lokale Leitung	> 40 m ³ /h	~800 m ³	Nicht bei Ausfall des betrieblichen Stromversorgung

Fehlende Informationen:

- **Druckentlastung im Bereich des BE-Lagerbeckens:**

Es liegen keine Informationen über Anregekriterien und Entlastungspfade zur Druckentlastung im Bereich des BE-Lagerbeckens vor.

b. AP1000

Ist die betriebliche Kühlung des Brennelementlagerbeckens ausgefallen, so wird die Kühlung der abgebrannten Brennelemente durch die Wärmekapazität des Beckenwassers und durch Verdampfen gewährleistet. Um eine Bedeckung der Brennelemente während der ersten 72 Stunden nach dem auslösenden Ereignis sicherstellen zu können, muss das Kühlmittelinventar ergänzt werden. Hierzu kann das Wasser des Transferkanals, des Transportbehälterreinigungsbeckens, des Transportbehälterbeladebeckens und des Passive Containment Cooling Water Storage Tank (PCCWST) genutzt werden.

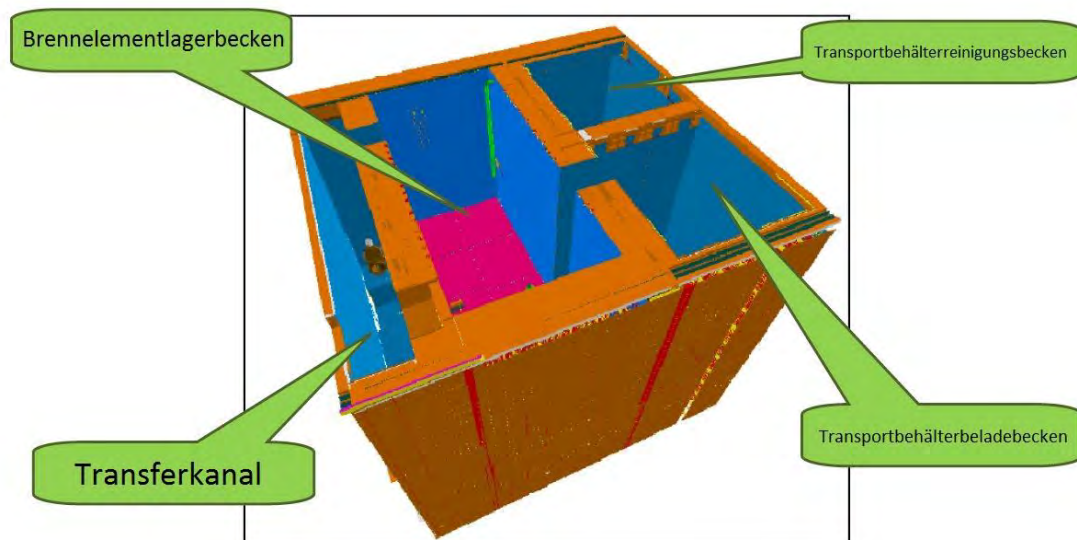


Abb. 4-3: AP1000 - Brennelementlagerbecken mit Verbindung zu benachbarten Becken /AP 11c/

Um das Kühlmittelinventar des Brennelementlagerbeckens aus dem PCCWST oder dem Transportbehälterreinigungsbecken ergänzen zu können, sind Handmaßnahmen erforderlich. Das Transportbehälterbecken lässt sich durch Öffnen eines Ventils im Hilfsanlagegebäude mit dem BE-Lagerbecken verbinden. Das Ventil befindet sich in einem

vom Brennelementlagerbecken isolierten Raum, so dass es auch in dem Fall erreichbar ist, in dem die Temperaturen, Luftfeuchte und Strahlungswerte ein Betreten des Bereichs des BE-Lagerbeckens nicht mehr zulassen. Zum Nachfüllen des BE-Lagerbeckens durch den PCCWST muss ebenfalls von Hand ein Ventil geöffnet werden. Dieses befindet sich im *shield building* und ist vom Brennelementlagerbecken räumlich getrennt und isoliert.

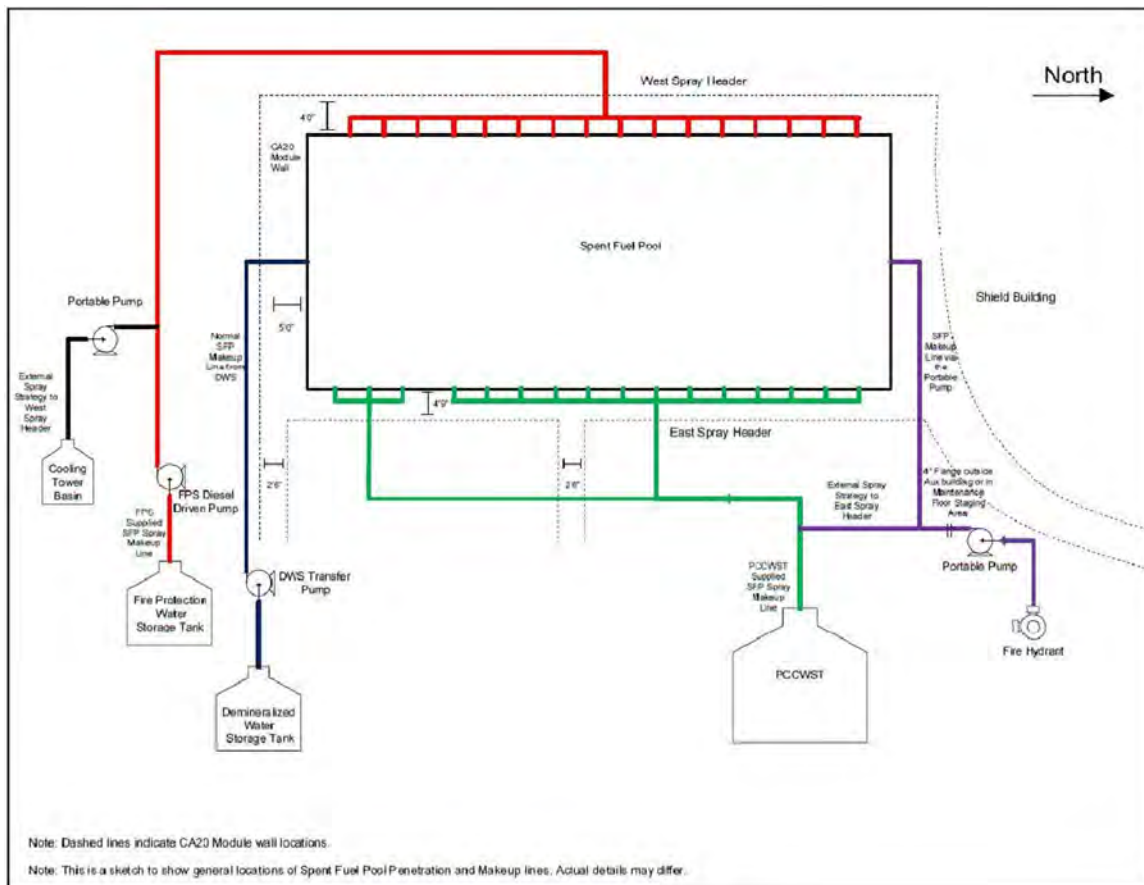


Abb. 4-4: AP1000 - Wasserreservoirs zum Nachfüllen des BE-Lagerbeckens /AP 11c/

Je nach unterstelltem Unfallszenario können weiter Wasservorräte zur Bespeisung des BE-Lagerbeckens genutzt werden (siehe Abb. 4-4). Der PCCWST kann aus dem *Passive Containment Cooling Ancillary Tank* (PCCAWST) nachgefüllt werden. Hierzu ist eine Pumpe installiert, diese benötigt allerdings elektrische Energie vom Fremdnetz oder einem Hilfsdiesel. Mittels einer fest installierten dieselbetriebenen Feuerlöschpumpe kann aus Löschwassertanks (*fire protection water tank*) Löschwasser in das BE-Lagerbecken gepumpt werden.

Das Kühlwasser des Kühlturms kann mittels mobiler Pumpe in das BE-Lagerbecken gefördert werden. Zu diesem Zweck existieren an der Außenwand des Hilfsanlagegebäudes Wasseranschlüsse zu einer Leitung ins BE-Lagerbecken /AP 11c/. Außerdem gibt es einen weiteren Außenanschluss, an den über eine mobile Pumpe ein Löschwasserhydrant zur BE-Lagerbeckenbespeisung angeschlossen werden kann /AP 11c/.

c. APR1400

Wärmeabfuhr durch Verdampfung des BE-Lagerbecken-Inventars:

Bei langfristigem Ausfall der normalbetrieblichen Kühlung ist die Kühlung durch Verdampfung des BE-Lagerbecken-Inventars für einen nicht spezifizierten Zeitraum gewährleistet. Der BAST kann zur Wiederauffüllung des BE-Lagerbeckens verwendet werden. Darüber hinaus soll eine passive Einspeisung aus einem überhöhten Vorrats-tank des Notspeisesystems gewährleistet sein.

Fehlende Informationen:

• **Einspeisepfade in das BE-Lagerbecken:**

Nach /STU 09/ kann das BE-Lagerbecken über das Volumenregelsystem aufgefüllt werden. Es konnte nicht ermittelt werden, ob dieser Einspeisepfad identisch ist mit dem zuvor genannten Pfad aus dem BAST.

d. KERENA

Das BE-Lagerbeckenkühlsystem kann durch eine mobile Pumpe betrieben werden /ANP 03/. Zudem besteht auch im BE-Lagerbecken bei KERENA die Möglichkeit der Verdampfungskühlung. Weil das angegliederte Absetzbecken bei KERENA im Leistungsbetrieb ständig mit Kühlmittel gefüllt ist, stehen für die Verdampfungskühlung wesentlich größere Mengen Kühlmittel zur Verfügung. Dies gilt jedoch nur unter der Voraussetzung, dass eine Notfallmaßnahme existiert, um die Schleuse zwischen BE-Lagerbecken und Absetzbecken zu öffnen. Weiterhin kann über die Leitungen des Kühlmittelreinigungssystems eingespeist werden, um den Füllstand im BE-Lagerbecken anzuheben.

e. KONVOI

Steht das BE-Lagerbeckenkühlsystem nicht zur Verfügung, werden Maßnahmen mit dem Ziel durchgeführt, die Bedeckung der Brennelemente so lange sicherzustellen, bis die Beckenkühlung wieder betriebsbereit ist. Während dieser Zeit wird die Kühlung der Brennelemente durch die Wärmekapazität des Wasserinventars des BE-Lagerbeckens und durch Verdampfen gewährleistet. Die Ergänzung des Kühlmittelinventars ist durch folgende Maßnahmen möglich.

1. **Bespeisung aus dem Flutbecken:**

Das BE-Lagerbecken kann über zwei Nachkühlpumpen oder drei Beckenkühlpumpen (falls der Ausfall der Beckenkühlung nicht durch den Ausfall der Beckenkühlpumpe verursacht wurde) aus den Flutbehältern aufgefüllt werden.

2. **Bespeisung aus dem Primärkreis oder dem Sicherheitsbehältersumpf:**

Die Nachkühlpumpen und die Beckenkühlpumpen können aus dem Sumpf oder dem Primärkreis Kühlmittel in das BE-Lagerbecken einspeisen.

3. **Bespeisung aus den Druckspeichern:**

Über eine Prüfleitung ist es möglich eine Querverbindung zwischen RKL und BE-Lagerbeckenkühlsystem herzustellen und damit Kühlmittel aus den Druckspeichern in die Ansaugleitung des BE-Lagerbeckens einzuspeisen.

Sind die oben genannten Maßnahmen nicht möglich, wird die Kühlung der Brennelemente im BE-Lagerbecken durch die Wärmekapazität und Verdampfen des Kühlmittels vorübergehend gewährleistet. Betreiber und Hersteller verweisen bei Störfällen im BE-Lagerbecken auf große Karenzzeiten. Nach Ausfall der BE-Lagerbeckenkühlung steigt die Wassertemperatur im BE-Lagerbecken um etwa 3,5 K/h /KKE 11/.

4.3 Übersicht - Schutz und Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens

	EPR	AP1000	APR1400	KERENA	KONVOI
Lage des BE-Lagerbeckens	Außerhalb des Containments im Brennelement-Lagergebäude	Außerhalb des Containments im Hilfsanlagengebäude	Außerhalb des Containments im Hilfsanlagengebäude	Außerhalb des Containments im Reaktorgebäude	Innerhalb des Containments im Reaktorgebäude
Auslegung des BE-Lagerbeckens	<p>Beckenwände aus Beton mit austenitischen Stahl liner</p> <p>Wasservolumen: 1486 m³</p> <p>Lagerkapazität für bis zu vier Zyklen, Insgesamt 1167 Zellen zur Einlagerung von Brennelementen bzw. Steuerstäben</p>	<p>889 Brennelemente</p> <p>Gebäudekran, der für größere Gewichte als die der Brennelemente ausgelegt ist, kann nicht über das BE-Lagerbecken bewegt werden → Risiko von Lastabstürzen in BE-Lagerbecken wird verringert.</p>	keine Informationen verfügbar	1650 Brennelemente (12x12) und 50 Steuerelemente, entsprechend sieben Zyklen	<p>786 Brennelemente, entsprechend vier Zyklen</p> <p>Wasservolumen: 1330 m³</p> <p>Betriebstemperatur: 40 °C</p> <p>Auslegungstemperatur: 60 °C</p>
Normalbetriebliche Kühlung	BE-Lagerbeckenkühlsystem, 2x100% (Nachwärmeabfuhr über Nachkühlkette)	BE-Lagerbeckenkühlsystem 2x100% (vermascht über eine Verbindung zum BE-Lagerbecken)	BE-Lagerbeckenkühlsystem, 2x100%	Zweisträngiges Zwischenkühlsystem, 2x100%	BE-Lagerbeckenkühlsystem 3x100%
Weitere Maßnahmen zur Kühlung	Dritter Strang des BE-Lagerbeckenkühlsystems, 1x100%, Nachwärmeabfuhr über diversitäre Nachkühlkette und unabhängige Wärmesenke	Wärmeabfuhr durch Verdampfen des Kühlmittels und Abgabe des Dampfes an die Umwelt	Kühlmittelergänzung durch Wasservorräte im Volumenregelsystem und Notspeisesystem (zum Teil gravitationsbedingt)	Mobile Pumpe Anschluss an Kühlmittelreinigungssystem	bei Ausfall des Kühlsystems Kühlung durch Wärmekapazität des Wassers und durch Verdampfung

	Wärmeabfuhr durch Verdampfung des BE-Lagerbecken-Inventars, Kühlmittelergänzung durch Deionateinspeisesystem und Feuerlöschsystem	Kühlmittelergänzung durch Wasserinventars des Transferkanals, des Transportbehälterreinigungs- und des Transportbehälterbeladebeckens und des PCCWST	Wärmeabfuhr durch Verdampfung des BE-Lagerbecken-Inventars	Zusätzliches Wasserinventar aus ständig gefülltem Absetzbecken Verdampfungskühlung	Auffüllung über verschiedenen Pfade möglich: einige von elektrischer Energie abhängig bei Verdampfung von BE-Lagerbecken-Inventar weisen Betreiber auf lange Karenzzeit
Aspekte der Zugänglichkeit	BE-Lagerbecken außerhalb des Reaktorgebäudes, Zugänglichkeit im Normalbetrieb, bei Störfällen und Kernschäden möglich	Kühlmittelergänzung aus Transportbehälterreinigungsbecken und PCCWST durch manuelles Öffnen räumlich getrennter Ventile	Wasservorrat zur Einspeisung in das BE-Lagerbecken außerhalb der nuclear island auf dem Anlagengelände	BE-Lagerbecken ist außerhalb des Sicherheitsbehälters, damit nicht inertisiert und bei Normalbetrieb sowie bei Kernschäden im RDB problemlos zugänglich	BE-Lagerbecken innerhalb SHB Zugänglichkeit kann bei einem Störfall auf Grund von hohen Temperaturen und Dampfentwicklung eingeschränkt sein Nachfüllen mit mobilem Gerät nicht vorgesehen

5 Schutz vor EVA

Die Ereignisse in Fukushima legen die Fragestellung nahe, welche Auslegungsspezifikationen bei neuen Reaktorkonzepten vorgesehen sind, um den Schutz der Anlagen vor seismischen Einwirkungen und Hochwasser zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund werden in den nachstehenden Abschnitten Lastannahmen und Maßnahmen aufgezeigt, die von den Entwicklern unabhängig von den standort- oder landesspezifischen Genehmigungsverfahren in das Anlagenkonzept integriert wurden. In Einzelfällen liegen auch detailliertere Informationen zu Neubauvorhaben vor, die ebenfalls dargelegt werden. Angaben über die auf Systemebene zugrunde gelegten Auslegungsanforderungen (wie z. B. seismische Auslegungsklassifikationen für Systeme, Strukturen und Komponenten) übersteigen den Rahmen dieser Arbeit und wurden daher nicht untersucht.

In Anlehnung an die anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung der Reaktorsicherheitskommission im Mai 2011 werden auch in diesem Bericht zusätzlich Informationen zur Robustheit der betrachteten Anlagen gegenüber einem Flugzeugabsturz dargelegt. Weiterhin werden in einen separaten Abschnitt Informationen und Einschätzungen zusammengestellt, die hinsichtlich einer Überlagerung von äußeren Einwirkungen bedeutsam sind.

5.1 EVA-Auslegung

a. EPR

Beim EPR sind die Gebäude abhängig von ihrer Bedeutung für die Anlagensicherheit unterschiedlich stark gegen Einwirkungen von außen geschützt. Maschinenhaus, Hilfsanlagegebäude oder Schaltanlagegebäude besitzen keinen speziellen Schutz gegen Einwirkungen von außen. Dagegen sind das Reaktorgebäude und das Brennelementlagergebäude gegen EVA gesichert. Des Weiteren sind alle Sicherheitssysteme gegen Einwirkungen von außen geschützt. Systeme, die nicht als Sicherheitssysteme deklariert sind, aber in der 4. Ebene des gestaffelten Sicherheitskonzepts greifen sollen, sind

nicht im selben Maße gegen EVA geschützt. (z.B. SBO-Diesel oder Containmentkühlsystem, geschützt durch räumliche Trennung auf dem Anlagengelände).

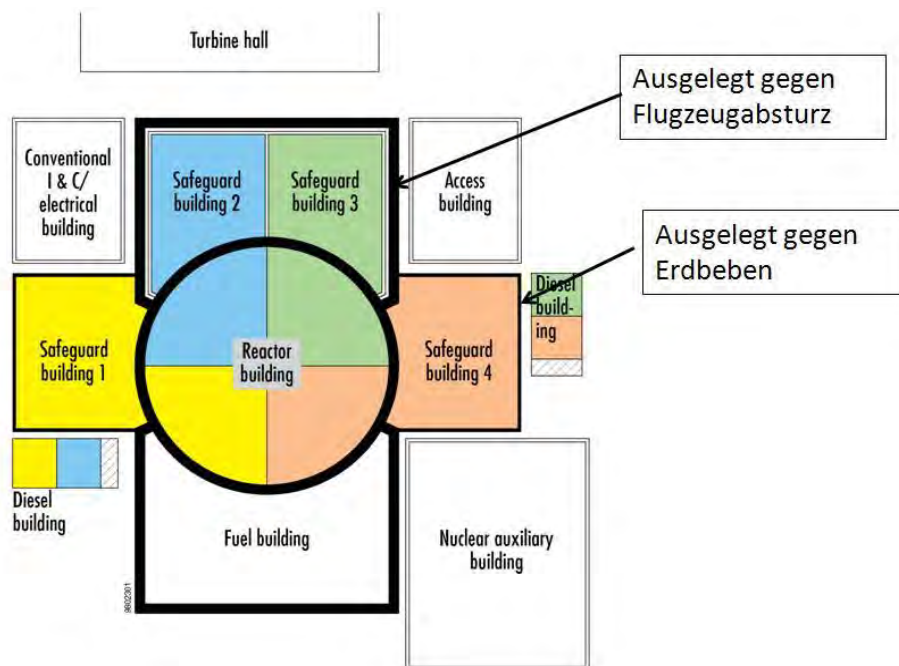


Abb. 5-1: EPR - Gebäudeschutz gegen Einwirkungen von außen

Erdbeben:

Zur seismischen Auslegung des EPR in Europa wurde ein Auslegungserdbeben nach den Vorgaben in EUR (European Utilities Requirement) zugrunde gelegt. Die Standard-Oberflächenbeschleunigung wurde hier mit 0,25 g angegeben (Peak Ground Acceleration, PGA) /ARE 10/. Reaktorgebäude, Sicherheitsgebäude und Brennelementlagergebäude bilden die *nuclear Island* und werden auf einem gemeinsamen Fundament errichtet. Laut Herstellerangaben soll sich dies bei seismischen Belastungen günstig auswirken. Die Auslegung der Dieselgebäude gegen Erdbeben beinhaltet die Sicherung der darin befindlichen Komponenten mithilfe von Stütz- und Tragevorrichtungen.

Flugzeugabsturz:

Reaktorgebäude, Brennelement-Lagergebäude und die Sicherheitsgebäude 2+3 sind durch das *reactor shield building* geschützt. Das *shield building* bildet eine äußere Hülle bestehend aus 1,3 m dickem Stahlbeton. Es dient zum Schutz gegen Flugzeugabsturz und ist sowohl gegen eine Militärmaschine vom Typ Phantom als auch gegen ei-

ne große Passagiermaschine vom Typ A380 ausgelegt /ANP 11b/. Damit sind laut Herstellerangaben zwei Stränge des viersträngig aufgebauten Sicherheitssystems direkt gegen Flugzeugabsturz gesichert. Bei Systemen, die im nicht geschützten Teil des Sicherheitsgebäudes untergebracht sind, wie beispielsweise das Containmentkühlsystem, soll der Schutz im Falle eines Flugzeugabsturzes durch räumliche Trennung gewährleistet sein. Diese Systemstränge sind in den Sicherheitsgebäuden 1 und 4 untergebracht, die sich auf gegenüberliegenden Seiten des Reaktorgebäudes befinden. Die räumliche Trennung der beiden Sicherheitsgebäude soll gewährleisten, dass z. B. bei einem Flugzeugabsturz nicht beide Sicherheitsgebäude zerstört werden. So ist z. B. ein intakter Gebäudeteil mit einem Strang des Containmentkühlsystems ausreichend, um die Funktion des Systems zu erfüllen⁴. Ähnlich ist die Auslegung der Dieselgebäude gegenüber Flugzeugabsturz. Es gibt insgesamt vier Notstromdiesel, die in zwei verschiedenen Gebäuden untergebracht sind. Das Dieselgebäude mit den Strängen 1 und 2 der Notstromversorgung befindet sich seitlich vom Sicherheitsgebäude 1, das andere befindet sich seitlich vom Sicherheitsgebäude 4 und beinhaltet die Stränge 3 und 4 der Notstromversorgung (siehe Abb. 5-1). Die beiden Dieselgebäude sind damit räumlich getrennt auf dem Anlagengelände errichtet. Innerhalb der Dieselgebäude sind die verschiedenen Stränge für das Notstromnetz durch unterschiedliche Brandabschnitte voneinander getrennt. Laut Herstellerangaben ist es praktisch ausgeschlossen, dass bei einem Flugzeugabsturz aufgrund der räumlichen Trennung beide Dieselgebäude zerstört werden. So bleiben im Falle der Zerstörung eines der beiden Dieselgebäude zwei Stränge der Notstromversorgung mit Dieselunterstützung intakt.

Hochwasser:

Eine allgemeine Formulierung der Anforderungen zur Sicherung der Anlage gegenüber Hochwasser ist in /ANP 08/ gegeben. Hier heißt es, Anlagengebäude mit Sicherheitssystemen müssen sich auf einer Ebene oberhalb des Wasserstandes des Auslegungshochwassers befinden oder eine Dichtigkeit aufweisen, so dass das anstehende Wasser die Gebäudewände nicht penetrieren kann. Der Auslegungshochwasserstand sowie eine detaillierte Auslegung mit der entsprechenden Sicherheitsanalyse sind standortspezifisch. In der Auslegung berücksichtigt sind hier unter anderem langanhaltender starker Regen, Sturmflut, Anhebung des Grundwassers und Tsunami. Gegen Hoch-

⁴ Die zum Containmentkühlsystem zugehörige Nachkühlkette ist jedoch nicht gegen Flugzeugabsturz gesichert.

wasser geschützt sind laut Auslegung damit alle Systeme im Reaktorgebäude, in den vier Sicherheitsgebäuden, im Brennelement-Lagergebäude und in den Pumpenhäusern. Des Weiteren gilt der Hochwasserschutz für die vier Notstromdiesel in den Dieselgebäuden, nicht aber für die SBO-Diesel.

Standortspezifische Auslegung:

Am Standort Flamanville und im UK-Design wurde gemäß der Auslegung des EPR nach den Vorgaben in EUR ein PGA-Wert von 0.25 g zugrunde gelegt. Aufgrund der geringen seismischen Aktivität des finnischen Untergrunds ist der am Standort Olkiluoto unterstellte PGA-Wert mit 0,1 g deutlich geringer als in der ursprünglichen Auslegung des EPR /ANP 08/. Im US-Design wird wiederum ein höherer PGA-Wert von 0.3 g unterstellt 0,3 g /ANP 09/.

Eine standortspezifische Besonderheit ist der Schutz der SBO-Diesel, die beim EPR eine diversitäre Einrichtung zu den vier Notstromdieselaggregaten darstellen (für detailliertere Informationen siehe /GRS 11/). Im UK-Design sind die beiden SBO-Diesel jeweils in einem der Dieselgebäude untergebracht und mit den Strängen des Notstromnetzes 1 und 4 verbunden. Damit sind die SBO-Diesel im selben Maße gegenüber Erdbeben und Flugzeugabsturz geschützt wie die Notstromdiesel. Gleiches gilt für die Anlagen in Flamanville-3 (Frankreich) und Olkiluoto-3 (Finnland). Im US-Design befinden sich die SBO-Diesel im Schaltanlagegebäude. Dieses ist jedoch nicht gegen Flugzeugabsturz gesichert. Begründet ist dies durch geringere Anforderungen bei Einwirkungen von außen in den USA /ANP 11b/.

Betriebliche Systeme am Standort Olkiluoto (Finnland) müssen mindestens 2,0 m über dem Meeresspiegel installiert werden. Für die Lage von Sicherheitssystemen muss der Höchststand des Auslegungshochwassers von 3,7 m berücksichtigt werden. Laut der finnischen Behörde STUK muss an der Ostsee mit nur geringen Variationen des Wasserstands gerechnet werden. Weiterhin ist die Ostsee mit einer durchschnittlichen Tiefe von 55 m relativ flach. Deshalb werden keine Tsunamis mit Flutwellen betrachtet, die höher sind als gewöhnlich auftretende Meereswellen /STU 11/. Zugänge zu Systemen in den Sicherheitsgebäuden, die sich unterhalb des Meeresspiegels befinden (Pumpen des Zwischenkühlsystems, Notkühlpumpen-Pumpen u.a.) werden abgedichtet, so dass Wasserhochstände jenseits der 3,7 m Marke keine Leckage verursachen. In /STU 11/ wird darauf hingewiesen, dass eine Überschreitung des Wasserhochstandes von 3,7 m nicht zwingend zum Verlust von vitalen Sicherheitsfunktionen führt. Es wird aber darauf

hingewiesen, dass bei einem Wasserhochstand, der am Pumpenhaus den Wert von 3,7 m überschreitet, mit einem Ausfall des Nebenkühlwassers zu rechnen ist, da keine zusätzliche Abdichtung dieses Gebäudes vorhanden ist. Ein Ausfall der Hauptwärmesenke von bis zu 72 Stunden wird als Auslegungsstörfall klassifiziert. Innerhalb dieser Zeitspanne soll die Funktion der Hauptwärmesenke wiederhergestellt werden. Nähere Informationen zu Maßnahmen sind in diesem Zusammenhang in /STU 11/ nicht angegeben.

b. AP1000

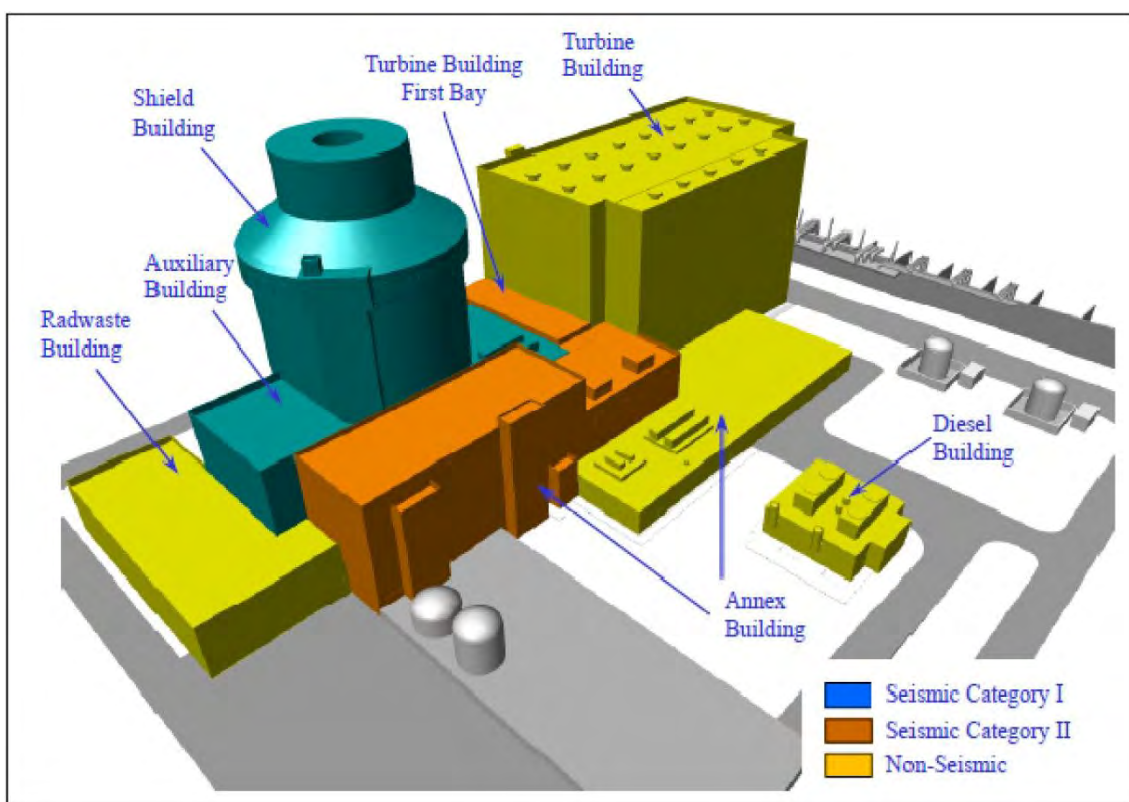


Abb. 5-2: AP1000 - Erdbebenschutz des AP1000 /AP 11a/

Erdbeben:

Beim AP1000 sind Gebäude, Systeme, Strukturen und Komponenten in drei Kategorien eingeteilt, die ihre Auslegung gegen die bei einem Erdbeben auftretenden Belastungen widerspiegelt.

Gebäude, Systeme, Strukturen und Komponenten der Erdbebenkategorie 1 (*Seismic Category 1*) sind sicherheitsrelevante Einrichtungen, die ein Auslegungserdbeben un-

beschadet überstehen müssen und im Anschluss eines Erdbebens funktionstüchtig sein müssen.

Gebäude, Systeme, Strukturen und Komponenten der Erdbebenkategorie 2 (*Seismic Category 2*) sind so ausgelegt, dass sie durch ein Auslegungserdbeben keine sicherheitsrelevanten Einrichtungen beschädigen.

Die übrigen Einrichtungen haben keine Erdbebenkategorie und erfüllen die Anforderungen konventioneller Bauvorschriften /AP 11a/.

Das *shield building* und das Hilfsanlagegebäude (*auxiliary building*) sind nach der höchsten Erdbebenkategorie ausgelegt. Diese Gebäude beinhalten u. a. folgende sicherheitsrelevante Einrichtungen:

shield building

- Containment
- Reaktordruckbehälter
- Primärkreis
- Sicherheitseinspeisesysteme
- Notkühlsystem
- Containmentkühlsystem

Hilfsanlagegebäude

- Warte
- Notstandswarte
- Notstrombatterien
- Brennelementlagerbecken
- BE-Lagerbeckenkühlung

Die maximale Bodenbeschleunigung, die beim Auslegungserdbeben unterstellt wird beträgt 0,3 g. Durch Analysen der Sicherheitsreserven (*Seismic Margin Assessment SMA*) der verbauten Materialien, Systeme, Strukturen und Komponenten konnte laut Hersteller nachgewiesen werden, dass die Einrichtungen der Erdbebenkategorie 1 auch maximale Bodenbeschleunigungen von 0,5 g mit großer Sicherheit unbeschadet überstehen. „Große Sicherheit“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein 95 %-iges Vertrauen darin vorliegt, dass vitale Sicherheitsfunktionen mit einer Wahrschein-

lichkeit von weniger als 5 % ausfallen /AP 11c/.

Unterstellt man, dass nach einem Erdbeben nur noch Systeme der Erdbebenkategorie 1 betriebsbereit sind, so wird die Überführung der Anlage in einen langzeitsicheren Zustand in gleicher Weise wie beim SBO durchgeführt (*siehe Kapitel 5*) /AP 11c/.

Hochwasser:

Die Auslegung des AP1000 beinhaltet keine Maßnahmen zum Schutz vor einer Überflutung des Betriebsgeländes. Die Anforderung an einen Standort ist, dass das höchste an diesem Standort betrachtete Hochwasser das Anlagengelände nicht überflutet. Die Zugänge zu den Gebäuden liegen einige Zentimeter erhöht, um zu verhindern, dass oberflächlich abfließendes Wasser in die Gebäude eindringt.

Bei einem auslegungsüberschreitenden Hochwasser sind der Primärkreis und die Notkühlsystem durch den Sicherheitsbehälter geschützt. Ein Wassereintrich in den Sicherheitsbehälter durch externe Überflutung wird praktisch ausgeschlossen. Das Brennelementlagerbecken befindet sich 10,7 m oberhalb des Anlagengeländes.

Unterstellt man eine Überflutung des Erdgeschosses des AP1000 muss mit dem Ausfall folgender Einrichtungen gerechnet werden /AP 11a/:

1. Ausfall aller externen Wasser- und Treibstofftanks auf dem Anlagengelände (incl. PCCAWST)
2. Verlust der gesamten Wechselstromversorgung
3. Verlust aller Batterien
4. Ausfall der Warte, da keine Stromversorgung mehr zur Verfügung steht

In diesem Szenario können keine Maßnahmen von der Warte aus durchgeführt werden. Die Abschaltung des Reaktors und die Nachwärmeabfuhr aus dem Primärkreis und dem Brennelementlagerbecken werden durch Sicherheitssystem gewährleistet, die nach dem *fail safe* Prinzip konstruiert sind. Während der ersten 72 Stunden verhält sich die Anlage laut Hersteller wie im Fall eines SBO /AP 11a/ (*siehe Kapitel 5*).

Sturm:

Schwere Stürme wie Orkane, Hurrikans oder Tornados stellen für ein Kernkraftwerk eine hohe Belastung dar.

1. Windlasten können Gebäude und Strukturen beschädigen oder zum Einsturz bringen.
2. Aufgewirbelte Gegenstände können Außenwände durchdringen und Komponenten beschädigen.

Sicherheitsrelevante Strukturen sind gegen einen Tornado von 483 km/h ausgelegt. Dabei wurden eine Rotationsgeschwindigkeit von 386 km/h und eine Translationsgeschwindigkeit von 97 km/h unterstellt. Gebäude, die nicht sicherheitsrelevant sind, haben eine Auslegung gegen einen Sturm mit Windgeschwindigkeiten bis 233 km/h.

Die Gebäude der *nuclear island* sind vor einschlagenden Gegenständen, die durch einen Sturm insbesondere durch einen Tornado aufgewirbelt werden, geschützt. Für den Nachweis dieses Schutzes wurden bei den Analysen der Einschlag folgender Gegenstände untersucht /AP 11c/:

1. PKW (1,800 kg) mit horizontaler Geschwindigkeit $v_h=169$ km/h und vertikaler Geschwindigkeit $v_v=119$ km/h
2. Panzerbrechende Artilleriegranate (125 kg, 203 mm) mit horizontaler Geschwindigkeit $v_h=169$ km/h und vertikaler Geschwindigkeit $v_v=119$ km/h
3. Direkter Treffer einer massiven Stahlkugel (Durchmesser 25 mm) mit einer Geschwindigkeit $v=169$ km/h

Flugzeugabsturz:

Der Schutz des AP1000 gegen Flugzeugabstürze erfüllt die Anforderungen des US-amerikanischen *Aircraft Impact Assessments* (AIA). Bei den zugrunde gelegten Untersuchungen zum Flugzeugabsturz wurden neben den Einschlagkräften auch Einwirkungen aus Brand und Vibrationen berücksichtigt. Es wurde geschlussfolgert, dass bei einem Flugzeugabsturz die Kühlbarkeit des Kerns aufrechterhalten werden kann. Ein Flugzeugabsturz hat keine Auswirkungen auf die Integrität des Sicherheitsbehälters oder des Brennelementlagerbeckens /NRC 11/. Beim AIA wird der Absturz eines großen Verkehrsflugzeugs, wie es für Langstreckenflüge in den USA verwendet wird, mit einer typischen Befüllung mit Treibstoff unterstellt. Bei den untersuchten Einschlaggeschwindigkeiten und Winkeln sollen die Fähigkeiten, ein solches Flugzeug bei einem Niedrigflug in einer Höhe vergleichbar mit der Höhe eines Kernkraftwerks zu kontrollieren, von erfahrenen und unerfahrenen Piloten berücksichtigt werden.

Fehlende Informationen:

- **Anlagenverhalten im Fall einer Überflutung des Erdgeschosses:**

Der Hersteller gibt an, dass sich in dem Fall einer Überflutung des Erdgeschosses die Anlage wie im Fall eines SBO verhält. Da allerdings sowohl der Ausfall jeglicher AC- als auch DC-Versorgung unterstellt wird, ist davon auszugehen dass die Aktivierung des Notwärmetauschers nicht durch das Reaktorschutzsignals „Dampferzeugerfüllstand tief“ ausgelöst wird. Es ist anzunehmen, dass in dem Moment des Ausfalls der Stromversorgung über die nach dem *fail open* Prinzip ausgelegten druckluftgesteuerten Ventile die Verbindung des Notwärmetauschers zum Primärkreis hergestellt wird. Da zwei von drei Ventilen des Containmentkühlsystems ebenfalls nach dem *fail open* Prinzip ausgelegt sind, sollten sich auch diese mit Eintreten des auslösenden Ereignisses öffnen. Informationen über Einflüsse auf den zeitlichen Ablauf des Ereignisses liegen nicht vor.

c. **APR1400**

Grundsätzlich sollen bei der Auslegung des APR1400 folgende externe Einwirkungen berücksichtigt worden sein:

- Freisetzungen von gefährlichen Gasen aus Quellen innerhalb und außerhalb des Anlagengeländes
- Erdbeben
- Extreme meteorologische Bedingungen (z. B. hinsichtlich Schneefall, Temperatur und Wind)
- Hochwasser
- Wirbelstürme

Hinsichtlich der externen Einwirkungen Blitzeinschlag, Explosion und Flugzeugabsturz wurden /IAE 06/ zufolge keine speziellen Auslegungsmaßnahmen umgesetzt. Im Folgenden werden Informationen über die Robustheit des APR1400 gegenüber Erdbeben, Hochwasser und Flugzeugabsturz dargestellt.

Erdbeben:

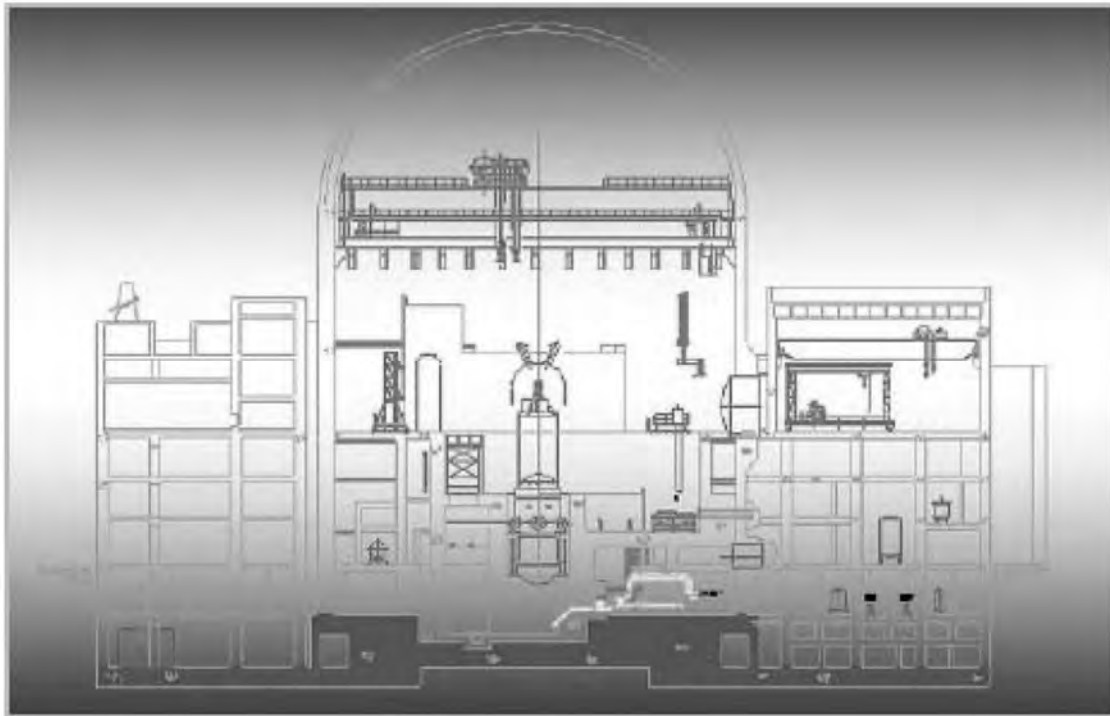


Abb. 5-3: APR1400 - Gemeinsames Fundament für Containment und Hilfsanlagengebäude /KHN 09/

Hinsichtlich der Erdbebenauslegung liegen für die Gebäudeteile des APR1400 zwei seismische Klassifizierungen vor. Der seismischen Kategorie I genügt die *nuclear island* bestehend aus Containment und Hilfsanlagengebäude. Beide Gebäudeteile werden auf einem gemeinsamen Fundament errichtet (siehe Abb. 5-3). Dies soll sich bei Erdbeben-Einwirkungen günstig auswirken, da ein unabhängiges Schwingen der Gebäudeteile verhindert und somit Schäden an Übergangsstellen vermieden werden. Hier liegt jedoch auch eine betriebswirtschaftliche Motivation vor. Ein gemeinsames Fundament reduziert die Anzahl von Wänden und anderen Strukturen /KHN 09b/. Das Maschinenhaus, Schaltanlagengebäude und Werksgebäude (Verbindungsgebäude zwischen beiden Hilfsanlagengebäude) sind gemäß der seismischen Kategorie II ausgelegt /KEP 00a/. Laut Hersteller sind die Anforderungen der Kategorie I gegenüber denen für Reaktoren der Generation II erhöht worden. So wurde der Wert für das Safe Shutdown Event (SSE) auf 0,3 g angehoben. Dieser Wert soll sowohl für horizontale als auch für vertikale Einwirkungen gelten und gibt eine Grenzbelastung an, bei der die Funktionen von sicherheitsrelevanten Strukturen, Systemen und Komponenten gewährleistet bleiben müssen. Die zugrundeliegenden Auslegungsspektren sind dem

Regulatory Guide 1.60 der U.S.NRC entnommen und mit einer nachträglichen Erhöhung der Beschleunigungskräfte zwischen 10 und 30 Hertz versehen. Bei der seismischen Auslegung wurden neben einem Felsuntergrund auch lockere Böden berücksichtigt. Informationen aus /IAE 10/ legen nahe, dass die Beschleunigung von 0,3 g auch als Peak Ground Acceleration (PGA) bei der Auslegung des APR1400 zugrunde gelegt wurde. Der OBE-Wert (Operating Basis Earthquake Ground Motion) liegt laut Hersteller KEPCO (Korea Electric Power Corp) bei 0,1 g (OBE=1/3 SSE). Dieser Wert gibt an, bis zu welcher Einwirkung der fortlaufende Betrieb der Anlage aus sicherheitstechnischer Sicht vertretbar ist. Dem Korea Institute of Nuclear Safety (KINS) zufolge soll ein Seismic Margin Assessment (SMA) gezeigt haben, dass die Funktionen von sicherheitsrelevanten Strukturen, Systemen und Komponenten mit großer Sicherheit bis zu einem PGA-Wert von 0,5 g erhalten bleiben. „Große Sicherheit“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein 95 %-iges Vertrauen darin vorliegt, dass vitale Sicherheitsfunktionen mit einer Wahrscheinlichkeit von weniger als 5 % ausfallen /IAE 08/.

Hochwasser:

Laut /IAE 06/ sind bei der Auslegung des APR1400 Einwirkungen aus Hochwasser berücksichtigt worden. Worin dieser Hochwasserschutz besteht, ist im Einzelnen nicht bekannt. Als Auslegungsprinzip soll das ebenerdige Niveau von sicherheitstechnischen Strukturen (z.B. die *nuclear island*) höher liegen als die Wasserlinie eines Auslegungshochwassers. Aus Querschnitten des Hilfsanlagegebäudes ist nicht ersichtlich, dass Räume unterhalb des ebenerdigen Niveaus vorhanden sind. Manche Unterlagen legen nahe, dass die Diesel im Hilfsanlagegebäude auf ebenerdigem Niveau oder geringfügig höher liegen. /KHN 08/ zufolge sind Anforderungen aus ANSI/ANS-2.8 (Determining Design Basis Flooding at Power Reactor Sites) erfüllt. Die Außenwände des Hilfsanlagegebäudes sollen gegen Hochwasser geschützt sein. Zusätzlich sind Hochwasserbarrieren im Innern des Gebäudes vorhanden.

Flugzeugabsturz:

Laut Hersteller ist der APR1400 vor dem Absturz eines großen Passagierflugzeugs ausreichend geschützt. Die zugrunde gelegten Lastannahmen sind jedoch nicht öffentlich zugänglich. Die Strategie zum Schutz dieser Einwirkungsart umfasst vier Punkte:

- **Robustes Containment:**

Der äußere Schild ist eine zylindrische Struktur mit einem sphärischen Kopfteil aus

vorgespanntem Beton (Dicke ca. 1,2 m). Die Innenseite des Sicherheitsbehälters ist stahlplattiert.

- **Äußerlich dichtes Reaktor- und Hilfsanlagegebäude:**

Auf diese Weise soll im Falle eines Flugzeugabsturzes das Eindringen von Kerosin verhindert und damit die Brandgefahr reduziert werden. Es liegen keine Informationen vor, die die besondere Auslegung der Gebäude hinsichtlich ihrer Dichtheit aufzeigen.

- **Abschirmung des Containments durch das Hilfsanlagegebäude:**

Da das Containment von allen Seiten vom Hilfsanlagegebäude umgeben ist, ist ein direktes Auftreffen eines Flugzeugs auf das Containment nur im oberen Teil des Containments möglich (siehe Abb. 5-4). Alle tiefer angesetzten Aufprallszenarien treffen zunächst das Hilfsanlagegebäude. Laut Hersteller liegt damit ein erhöhter Schutzgrad des Containments vor.

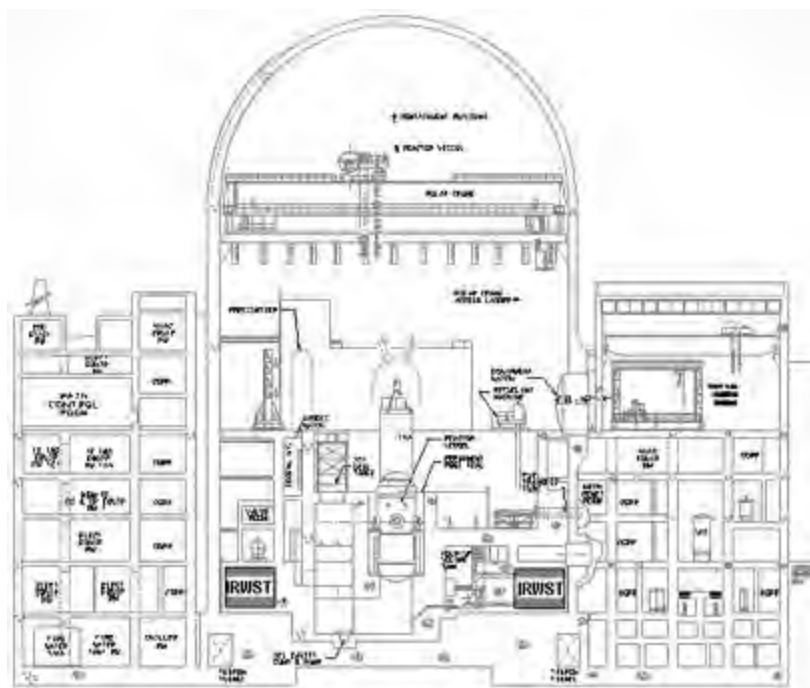


Abb. 5-4: APR1400 - Einbettung des Containments in das Hilfsanlagegebäude /KHN 0b/

- **Räumliche Trennung von sicherheitsrelevanten Systemen und Komponenten:**

Abb. 5-5 zeigt, dass jeder der vier Stränge des Sicherheitseinspeisesystems einem Quadranten des Hilfsanlagengebäudes zugeordnet ist. Die Struktur der Betonwände lässt auf eine deutliche Trennung der Quadranten schließen. Die Notstromdiesel befinden sich in benachbarten Quadranten zwischen dem Containment und dem Turbinenhaus. Die Backup Diesel sind in einem separaten Gebäude untergebracht. Die Anordnung soll gewährleisten, dass sicherheitsrelevante Systemredundanzen selbst bei einem Verlust von Gebäudeteilen erhalten bleiben.

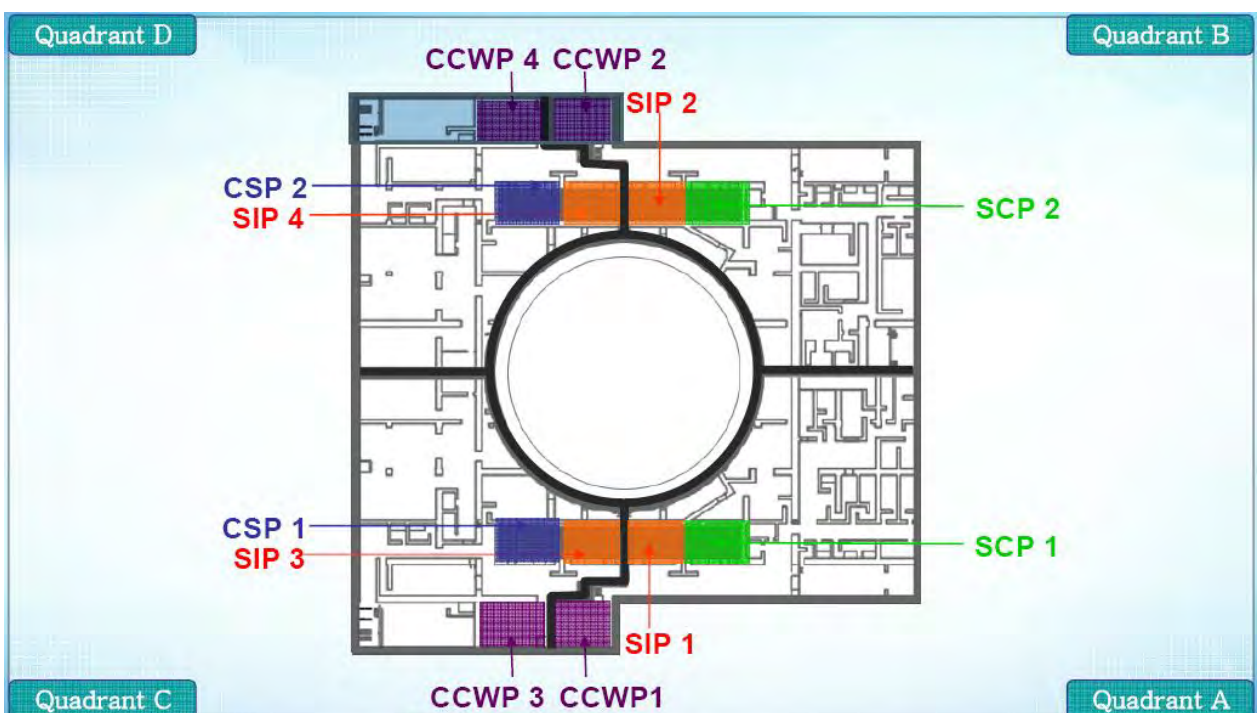


Abb. 5-5: APR1400 - Räumliche Trennung sicherheitstechnischer Redundanzen (SIP-safety injection pump, CSP – containment spray pump, CCWP – component cooling water pump) /KHN 0b/

Hintergrund:

In einem frühen Entwicklungsstadium war für den APR1400 noch ein doppelwandiges Containment vorgesehen. In einem (Kosten-) Optimierungsprozess wurde das äußere Containment allerdings zugunsten der RDB-Außenkühlung aufgegeben (Emergency Reactor Vessel Cooling). Trotz des damit wegfallenden Spaltabsaugungssystems konnten Anforderungen hinsichtlich maximaler Freisetzungsmengen entsprechend des

EPRI URD⁵ eingehalten werden (1 rem pro 24 Stunden). Der Robustheitsgrad des inneren Containments ist beibehalten worden. Laut /KHN 07/ ist der Wechsel von einem doppelwandigen zu einem konventionellen Containment mit keinen Einbußen bzgl. der Robustheit gegenüber äußeren wie inneren Einwirkungen verbunden. Diese Aussage unterstützt obige Informationen aus /IAE 06/, wonach der Flugzeugabsturz nicht explizit bei der Auslegung der baulichen Strukturen zugrunde gelegt wurde. In einer früheren Version hatte das äußere Containment lediglich die Aufgabe, die radioaktiv belasteten Leckagen des inneren Containments bei Unfällen mit Kernschäden auf bis zu 10 % zu reduzieren. Aufgrund der vorgegebenen Grenzwerte am Anlagenzaun hätte mithilfe des Doppelcontainments ein kleineres Anlagengelände realisiert werden können.

Standortspezifische Auslegung:

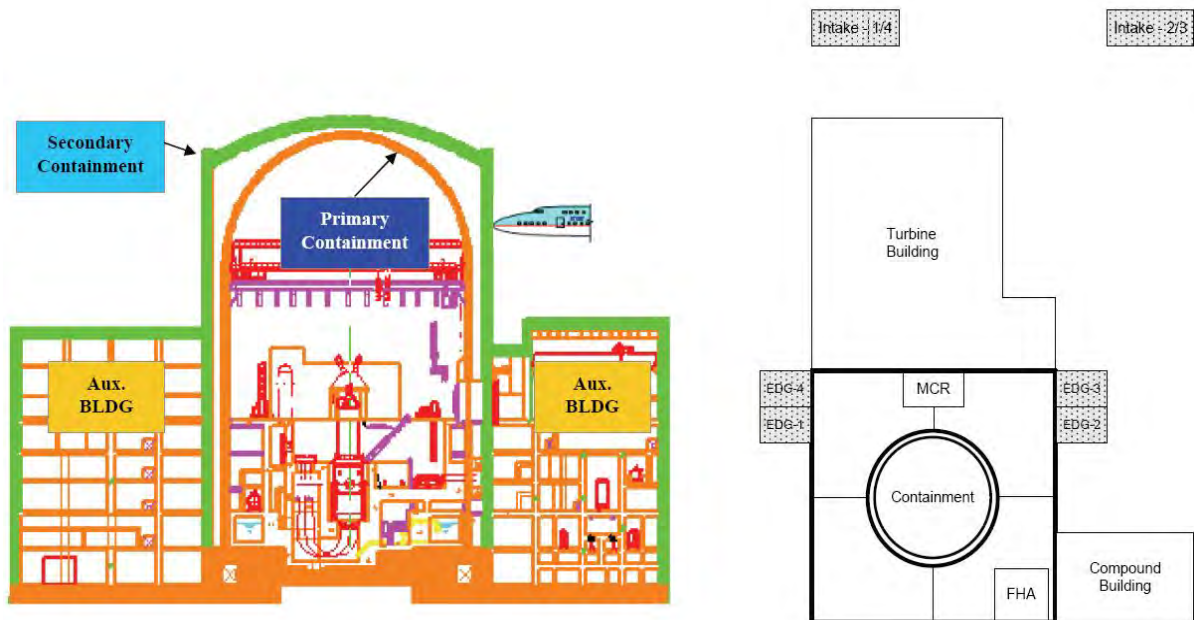


Abb. 5-6: APR1400 - Das Doppelcontainment (links) sowie die räumliche Trennung von Dieselgebäuden und Pumpenbauwerke (rechts) in der Auslegung des EU-APR1400 /KHN 10/

Zur Teilnahme an europäischen Ausschreibungen modifizierte KEPCO/KHNP die Auslegung des APR1400 (EU-APR1400), um den Anforderungen aus dem European Utility Requirements (EUR) und den finnischen Anforderungen YVL zu genügen. Zur Erzie-

⁵ Utility Requirements Document des Electric Power Research Institute

lung einer größeren Robustheit gegenüber einem Flugzeugabsturz verfügt der EU-APR1400 über ein Doppelcontainment (siehe Abb. 5-6). Hiermit soll die Integrität des inneren Betonschild zusätzlich geschützt werden. Der Schutz von sicherheitstechnischen Redundanzen (Systeme und Komponenten) außerhalb des Hilfsanlagegebäudes erfolgt über räumliche Trennung. Für oberirdische Systeme und Komponenten soll ein Mindestabstand von 40 m umgesetzt werden. Dies betrifft hauptsächlich die Pumpenbauwerke sowie die Dieselgebäude (siehe Abb. 5-6). Hinsichtlich unterirdischer Systeme und Komponenten (z. B. die Rohrleitungen des Nebenwasserkühlsystems) soll der Mindestabstand 13 m betragen.

Fehlende Informationen:

- **Maßnahmen zum Schutz der Notstromversorgung:**

Die Notstromdiesel befinden sich in angrenzenden Gebäudeteilen des Hilfsanlagegebäudes (auf gegenüberliegenden Seiten, siehe Abb. 5-6). Es liegen keine Informationen darüber vor, ob diese Dieselgebäude ein Teil der *nuclear island* sind und damit im selben Maße gegenüber äußeren Einwirkungen geschützt sind. Unklar ist weiterhin, inwieweit ein Schutz der diversitären Wechselstromquelle vor EVA vorgesehen ist.

- **Räumliche Trennung innerhalb des Notspeisesystems:**

Es liegen keine Informationen bzgl. der räumlichen Trennung der beiden Stränge des Notspeisesystems vor. Vor dem Hintergrund externer Einwirkungen (insbesondere Flugzeugabsturz) und dem Verlust von Gebäudeteilen kann daher nicht abgeschätzt werden, ob beide Stränge des Notspeisesystems erhalten bleiben.

- **Schutzgrad gegenüber einem Flugzeugabsturz:**

Die *nuclear island* soll gegen den Eintrag von Kerosin geschützt sein. Auf welche Weise diese Maßnahme umgesetzt wird, geht aus den Unterlagen nicht hervor. Außerdem stellen sich Fragen bzgl. des vom Hersteller erwähnten Abschirmeffektes des Hilfsanlagegebäudes bei einem Flugzeugabsturz. Im Rahmen dieser Arbeit wurde kein Versuch unternommen diese Argumentation näher zu untersuchen und mit Gebäudekonfiguration anderer Reaktortypen zu vergleichen.

- **Berücksichtigung des Flugzeugabsturzes bei der Auslegung:**

Im Gegensatz zu der obigen Darstellung geht aus vereinzeltten Unterlagen hervor, dass der Flugzeugabsturz bei der Auslegung der Anlage explizit berücksichtigt wurde /IAE 06/.

d. KERENA

Bei KERENA (siehe Abb. 5-7) ist nur das Reaktorgebäude gegen alle Einwirkungen von außen geschützt. Die Hauptwarte befindet sich bei KERENA im Hilfsanlagengebäude, welches nicht gegen Flugzeugabsturz gesichert ist. Zusätzlich gibt es eine räumlich getrennte, gebunkerte Notwarte in einem separaten, gegen äußere Einwirkungen geschützten Gebäude. Die Tatsache, dass die Hauptwarte nicht gegen EVA geschützt ist, widerspricht den Anforderungen der finnischen Aufsichtsbehörde.

Widersprüchliche Informationen befinden sich in der Quelle /ANP 10a/, wonach auf ein Notwartengebäude verzichtet wird und stattdessen die Hauptwarte mit einem Vollschutz gegen Flugzeugabsturz ausgerüstet ist (siehe auch Abb. 5-8).

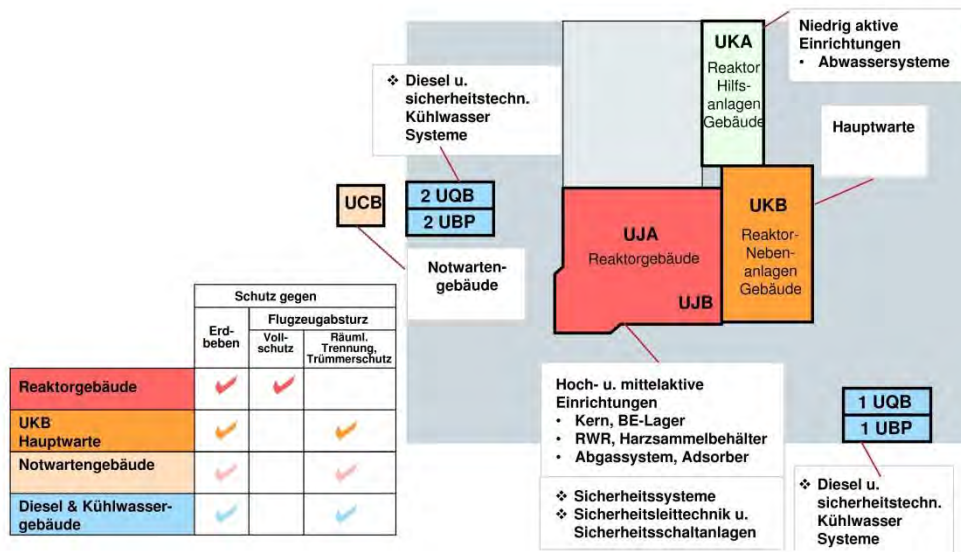


Abb. 5-7: KERENA – Auslegung gegen Einwirkungen von außen nach /ANP 09a/

Alle in Abb. 5-7 gezeigten Gebäude sind gegen Erdbeben mit einer Bodenbeschleunigung von $PGA = 0,23\text{ g}$ geschützt. Generell ist jedes aktivitätsbeinhalten Gebäude gegen Erdbeben geschützt, der Schutz gegen Flugzeugabsturz wurde bei KERENA über eine räumliche Trennung der Redundanzen sowie trümmergeschützte sicherheitsrelevante Gebäude erreicht.

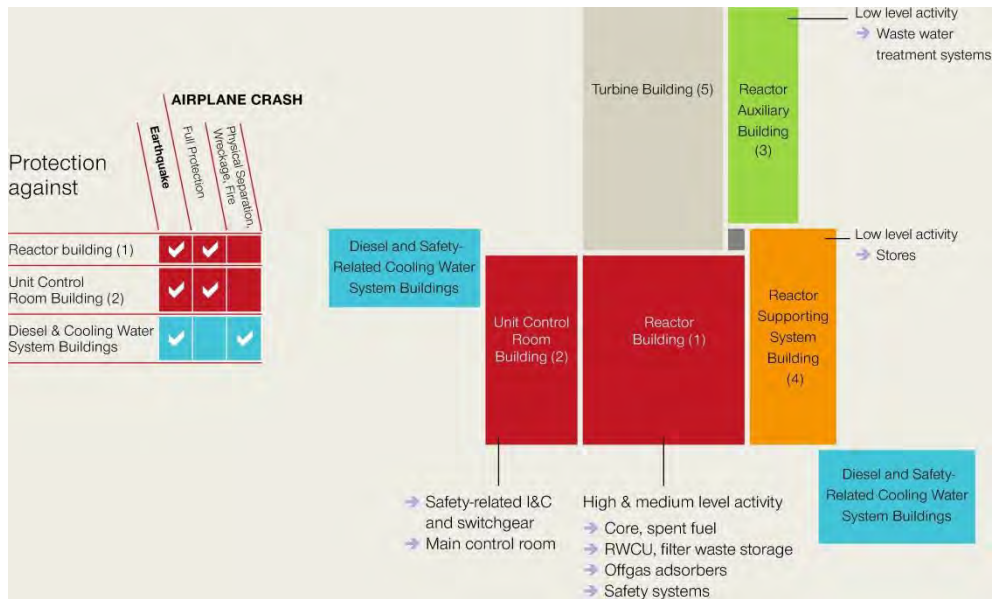


Abb. 5-8: KERENA – alternative Auslegung gegen Einwirkungen von außen nach /ANP 10a/

Der Schutz gegen Hochwasser ist standortabhängig und kann daher nicht generisch betrachtet werden.

Bei einer Einzelblockanlage sind die Dieselsegebäude an gegenüberliegenden Seiten des Reaktorgebäudes postiert, bei Doppelblockanlagen stehen zwei Dieselsegebäude auf der gleichen Seite des Anlagegeländes und das dritte und vierte Dieselsegebäude wird komplett gebunkert und unterirdisch errichtet.

Das Baukonzept sieht vor, dass das Reaktorgebäude durch mehrere Maßnahmen geschützt ist. Dazu zählen die quaderförmige Außenhülle mit Penetrationsschutz, die von der Außenhülle weitgehend entkoppelte Innenstruktur und das zylindrische Containment, dessen Strukturen herunter bis zur Bodenplatte vom Reaktorgebäude entkoppelt sind.

Fehlende Informationen:

- **Szenarien zu Einwirkungen von außen:**

Es liegen bisher nur wenige Analysen zu EVA-Szenarien vor. Zur umfassenden Bewertung des Reaktorkonzepts sind weitergehende Untersuchungsergebnisse notwendig.

e. KONVOI

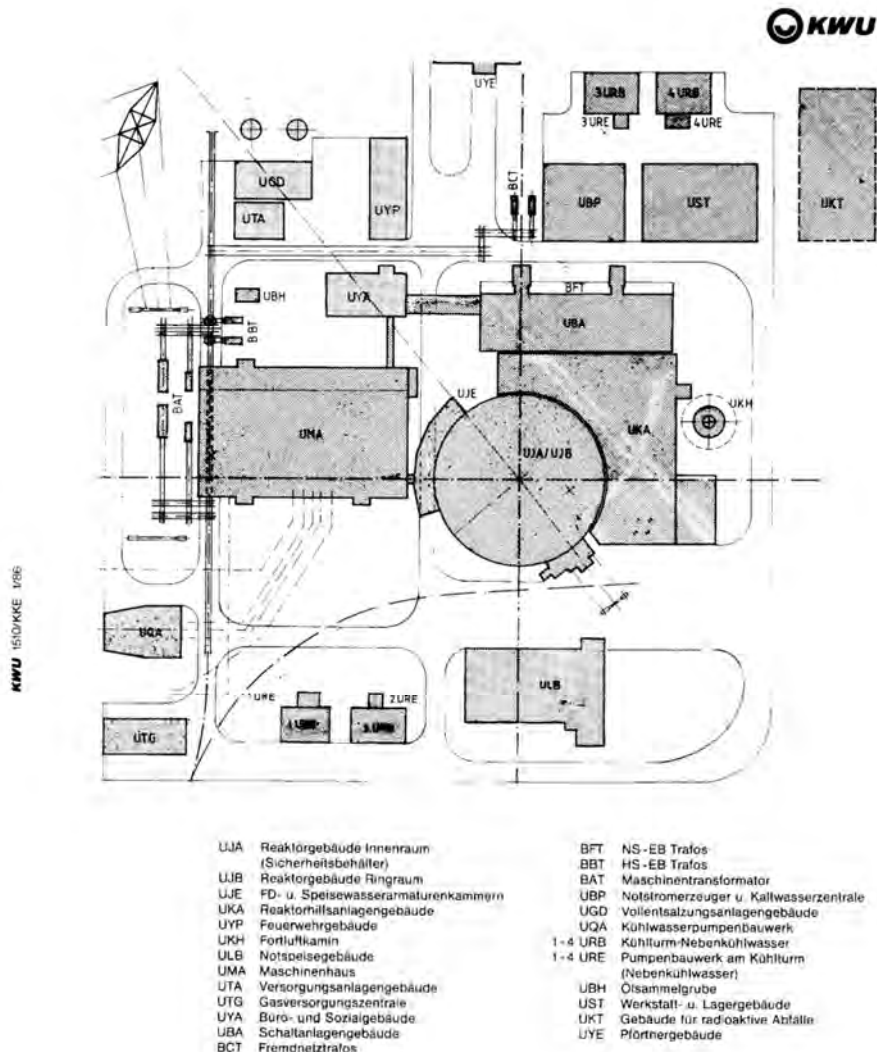


Abb. 5-9: KONVOI – Lageplan Anlagengelände (Kernkraftwerk Emsland) /KWU 86a/

Erdbeben:

Die KONVOI-Anlagen sind nach den regulatorischen Anforderungen gegen Erbeben geschützt. Die Stärke des zu berücksichtigten Erdbebens ist standortabhängig. Für das zu berücksichtigende Erdbeben ist das Erdbeben mit der für den Standort größten Intensität anzunehmen, das unter Beachtung der größeren Umgebung des Standortes (bis etwa 200 km Umkreis) nach wissenschaftlichen Erkenntnissen auftreten kann /CNS 10/. In probabilistischen Untersuchungen werden Erdbeben mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 10^{-5} /a berücksichtigt /BMU 11/. Je nach Standort liegt die Inten-

sität des Erdbebens zwischen unter VI und maximal VIII (MSK-Skala). Folgende Bauwerke sind gegen Erdbeben ausgelegt:

- Schaltanlagegebäude
- Notstromerzeugergebäude und Kaltwasserzentrale
- Kabelbrücken Schaltanlagegebäude/Reaktorgebäude
- Kabel- und Rohrkanal Schaltanlagegebäude/Notstromerzeugergebäude und Kaltwasserzentrale
- Reaktorgebäude-Innenraum (Reaktorsicherheitsbehälter)
- Reaktorgebäude-Ringraum
- Frischdampf- und Speisewasser-Armaturenkammern
- Reaktorhilfsanlagegebäude
- Auslegung der Betonstruktur für den Lastfall Sicherheitserdbeben gemäß KTA 2201.1
- Fortluftkamin (zur Vermeidung von Kamintrümmern)
- Notspeisegebäude
- Rohr- und Kabelkanäle Notspeisegebäude/Reaktorgebäude
- Zellenkühlerbauwerke
- Nebenkühlwasserpumpenbauwerke
- Nebenkühlwasserleitungssystem für gesicherte Anlage

Hochwasser:

Der Schutz gegen Hochwasser ist standortspezifisch realisiert. Hierbei ist das am Standort zu erwartende Bemessungshochwasser zu berücksichtigen. Das Bemessungshochwasser ist mit einer Überschreitenswahrscheinlichkeit von $10^{-4}/a$ angesetzt /CNS 10/. Die KONVOI-Anlagen sind so errichtet und geschützt, dass das Anlagengelände im Fall eines Bemessungshochwassers nicht überflutet wird.

Windlasten:

Der Auslegung des KONVOI gegen Windlasten liegen konventionelle Bauvorschriften und DIN-Normen (DIN 1055-4) zugrunde.

Flugzeugabsturz:

Der Schutz gegen Flugzeugabsturz bezieht sich auf den unfallbedingten, d. h. zufälligen Absturz eines Flugzeugs auf sicherheitsrelevante Anlagenbereiche. Die Auslegung gegen Flugzeugabsturz erstreckt sich neben dem Reaktorgebäude auch auf weitere Gebäude mit Systemen, die der Beherrschung dieses Ereignisses dienen (z. B. das Notspeisegebäude). Der Schutz gegen Flugzeugabsturz wird entweder durch physische Schutzmaßnahmen (Verbunkerung) oder, wie im Fall des Nebenkühlwassers, durch räumliche Trennung realisiert. Weiterhin wurden Schutzmaßnahmen gegen die im Fall eines Flugzeugabsturzes induzierten Erschütterungen von Einbauten und Komponenten durchgeführt, z. B. durch Entkopplung von Decken und Innenwänden von der Außenwand oder durch eine spezielle Bemessung.

Laut einer generischen Untersuchung der GRS aus 2002 bleibt die Struktur des Reaktorgebäudes bei einem Absturz eines großen Verkehrsflugzeuges erhalten. Der Erhalt der vitalen Funktionen ist bisher nicht nachgewiesen /RSK 11/.

5.2 Überlagerung von EVA

a. EPR

Tab. 5-1: EPR - Überlagerung von EVA-Ereignissen /ANP 08/

Erdbeben	Flugzeugabsturz	Hochwasser
<ul style="list-style-type: none">• Hochwasser (nicht in küstennahen Gebieten unterstellt)• Wind• Schneefall• Extreme Temperaturen• Höhe des Grundwasserspiegels	<ul style="list-style-type: none">• Hochwasser• Wind• Schneefall• Höhe des Grundwasserspiegels	<ul style="list-style-type: none">• Starke Regenfälle• Wind• Höhe des Grundwasserspiegels

Laut /ANP 08/ sind drei unterschiedliche Szenarien der Überlagerung von Ereignissen im EPR-Design vorgesehen:

- Eine Überlagerung von EVA wird bei Ereignissen unterstellt, bei denen die Folgen physikalisch miteinander verbunden sind oder aufeinander aufbauen. Ein Beispiel hierfür wäre ein Hochwasser, das als Folge von starken Regenfällen entstehen könnte. Diese beiden Einwirkungen sind damit in der Sicherheitsanalyse nicht getrennt zu betrachten.
- Eine Überlagerung von EVA/EVI wird bei Ereignissen unterstellt, bei denen Ereignisse als direkte Folge vorausgehender Einwirkungen entstehen. Hier wird beispielsweise das Entstehen von Bränden nach einem Flugzeugabsturz genannt.
- Eine Überlagerung von EVA wird zudem bei einigen Einwirkungen unterstellt die nur bedingt voneinander abhängig sind bzw. unabhängig voneinander auftreten können (z. B. Überlagerung von Erdbeben und extreme Temperaturen).

Tab. 5-1 zeigt welche Kombinationen bei den auslösenden Ereignissen Erdbeben, Flugzeugabsturz und Hochwasser im EPR Design berücksichtigt wurden.

b. AP1000

Laut des „AP1000 Pre-Construction Safety Reports“ /AP/ der von Westinghouse im Rahmen des „Generic Design Assessments“ des Vereinigten Königreichs erstellt wurde, sind Überlagerungen von Einwirkungen von außen analysiert worden. Dabei wurden keine Kombinationen identifiziert, die größere Einwirkungen auf die Anlage haben, als das Einzelereignis.

Es wurden u. a. Überlagerungen von Sturm, extremen Regenfällen und Sturmfluten untersucht. Auf Grund der generischen Auslegung werden Überlagerungen beherrscht, es sind hierzu detaillierte standortspezifische Analysen nötig.

Des Weiteren wurde die Überlagerung von hohen Umgebungstemperaturen, Dürre, externen Bränden und Lasten durch explodierende Treibstofftanks untersucht. Auch in diesem Fall ist die Belastung für die Anlage laut Hersteller nicht größer als beim Auftreten eines Einzelereignisses.

c. APR1400

In den öffentlich zugänglichen Unterlagen liegen keine Informationen bzgl. der Überlagerung von (äußeren) Ereignissen vor. Eine qualitative Analyse von gleichzeitig auftretenden Ereignissen ist aufgrund der geringen Anlagenkenntnisse erschwert. Aus Sicht des Autors können die folgenden Aspekte bei überlagerten Szenarien eine Rolle spielen:

- **Geringe Entfernung der Reaktoren in dem Doppelblockkonzept:**
Die Hilfsanlagegebäude beider Reaktoren befinden sich in geringer Distanz voneinander und sind über das *compound building* verbunden. Beides kann zu einer verstärkten gegenseitigen Wechselwirkung der Blöcke in Unfallsituationen führen.
- **Schutz der diversitären Wechselstromquelle vor äußeren Einwirkungen:**
Neben den Notstromdiesel, die in zwei Kompartments auf gegenüberliegenden Seiten des Hilfsanlagegebäudes untergebracht sind, soll zusätzlich eine diversitäre Wechselstromquelle vorgehalten werden. Informationen über den Schutz dieses Aggregats liegen nicht vor. Da im APR1400-Konzept kein Gebrauch von passiven Sicherheitssystemen gemacht wird, ist die Verfügbarkeit von Wechselstromquellen bei äußeren Einwirkungen von hoher Bedeutung.

d. KERENA

Im KERENA-Konzept sind alle sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten im Reaktorgebäude untergebracht. Dieses ist gegen natur- und zivilisatorisch bedingte Einwirkungen von außen geschützt. Die spezifischen Auslegungswerte stehen auf Grund des frühen Entwicklungsstadiums noch nicht genau fest.

In /FEN 09/ wird davon ausgegangen, dass die in Finnland geltenden Richtlinien zur Auslegung von Kernkraftwerken erfüllt werden. Mit Bezug auf die Sicherung gegen Erdbeben werden Beschleunigungswerte von bis zu 0,23 g sicher beherrscht. Des Weiteren werden PSA-Analysen angesprochen, die eine sehr geringe Häufigkeit für Kernschäden und große oder frühe Freisetzung von Radioaktivität aufweisen.

Gemäß /IAEA 06/ werden die folgenden externen Einflüsse im Konzept betrachtet:

- Bemessungserdbeben

- max. Bodenbeschleunigung 0,23 g
- Flugzeugabsturz (terroristisch und zivilisatorisch)
- Explosionsdruckwelle
- Freisetzung von gefährlichen Gasen
- extreme Wetterverhältnisse (Wind, Sturm, Temperatur, Feuchtigkeit, Schnee, Hagel, Frost, Bodenfrost, Dürre)
- Gefahren mit möglichem Einfluss auf die Kühlwasser- und Lufteinlässe (z. B. Eisschollenbildung, Algenbefall, Ölteppich, Rauch)
- Hochwasser
- Erdbeben
- Blitzeinschlag

e. **KONVOI**

Bei der Erdbebenauslegung werden anlagenintern Brände und Explosionen unterstellt, da nicht alle Gebäude, die Brandlasten, Gefahrenstoffe und explosionsfähige Güter enthalten erdbebensicher ausgelegt sind. Die Auswirkungen sind durch die Anordnung der Gebäude begrenzt. Sicherheitstechnisch wichtige Gebäude sind hauptsächlich durch bauliche Maßnahmen zur Verhinderung von Übergreifen der Brände geschützt. Darüber hinaus sind Maßnahmen vorgesehen, um sicherheitstechnisch wichtige Gebäude gegen das Eindringen von Gasen und Rauchgasen zu schützen /KKE 11/.

Die Überlagerung von Starkregen, Sturm und Blitzschlag stellt laut Betreiber keine Gefahr für die vitalen Funktionen der Anlage dar. Durch die stabile Bauweise der sicherheitstechnisch wichtigen Gebäude, die aus der Auslegung gegen Erdbeben, Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwelle herrührt, ist ebenfalls ein hinreichender Schutz gegen die oben genannten EVA gegeben /KKE 11/.

Bei der Überlagerung von Eis, Schnee bzw. niedrigen Temperaturen mit Sturm und anderen Kombinationen wird ebenfalls auf den hohen Schutz sicherheitstechnisch wichtiger Gebäude durch die Auslegung gegen Erdbeben, Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwelle verwiesen /KKE 11/.

5.3 Übersicht - Schutz vor EVA

	EPR	AP1000	APR1400	KERENA	KONVOI
Erdbebenauslegung	Gebäude der nuclear Island sowie die Dieselgebäude und das Pumpenhaus gegen Auslegungserdbeben gesichert (PGA = 0.3 g im UK-Design)	Gebäude der nuclear island mit SSE = 0,3 g	Containment und Hilfsanlagegebäude mit PGA/SSE = 0,3 g, gemeinsames Fundament, SMA = 0,5 g	Reaktor-, Hilfsanlagen-, Notwarten- und Diesel- sowie Kühlwassergebäude gegen Beschleunigungswerte von PGA = 0,23 g ausgelegt	Schutz gegen standortspezifisches Bemessungserdbebens (Überschreitenswahrscheinlichkeit 10^{-5} /a)
Hochwasserschutz	Anlagegebäude mit Sicherheitssystemen auf einer Ebene oberhalb des Wasserstandes des Auslegungshochwassers installiert. Zusätzliche Isolierung von Gebäuden mit Sicherheitssystemen zum Schutz gegen Penetration	Anlagegebäude mit Sicherheitssystemen auf einer Ebene oberhalb des Wasserstandes des Auslegungshochwassers installiert.	Ebenerdiges Niveau von sicherheitstechnischen Strukturen oberhalb der Wasserlinie des Auslegungshochwassers, Außenwände des Hilfsanlagegebäudes bilden Hochwasserbarrieren	Anlagegebäude mit Sicherheitssystemen auf einer Ebene oberhalb des Wasserstandes des Auslegungshochwassers installiert	Schutz gegen standortspezifisches Bemessungshochwassers (Überschreitenswahrscheinlichkeit 10^{-4} /a)
Flugzeugabsturz	Reaktorgebäude, Sicherheitsgebäude 2+3, Brennelement-Lagergebäude durch das <i>shield building</i> geschützt Dieselgebäude sowie Sicherheitsgebäude 1+4 räumlich getrennt	Gebäude der nuclear island erfüllen die Anforderungen des US-amerikanischen „Aircraft Impact Assessments“ (Integrität und/oder Kühlbarkeit des Kerns und des BE-Lagerbeckens ist nachgewiesen)	Nicht in der Auslegung berücksichtigt (aber widersprüchliche Angaben in den Unterlagen) Grundschutz gegeben durch: Abschirmung des Containments durch das umschließende Hilfsanlagegebäude und Dichtheit der nuclear island gegenüber Eintritt von Kerosin.	Reaktorgebäude und Hauptwarte baulich gegen Einwirkungen durch Flugzeugabsturz geschützt Warte und Notwarte sowie Diesel und Kühlwassergebäude durch räumliche Trennung gegen Ausfall mehrerer Redundanzen bei Flugzeugabsturz geschützt	Schutz gegen den unfallbedingten Absturz eines Flugzeuges (Phantom) Absturz einer großen Verkehrsmaschine in einer generischen Untersuchung analysiert
Überlagerung von EVAs	bei Überlagerung von EVA wird auf hohen Schutz sicherheitstechnisch wichtiger Gebäude durch Auslegung gegen Erdbeben, Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwelle verwiesen	Keine EVA-Kombinationen identifiziert, die größere Einwirkungen auf die Anlage haben, als das Einzelereignis	Keine Informationen verfügbar	Keine Informationen verfügbar	Kombinationen von EVA auf Grund der Auslegung gegen Einzelereignisse als abgedeckt angesehen

6 Anlagenverhalten bei *station blackout* und Ausfall der Hauptwärmesenke

Der Unfallverlauf in Fukushima ist, unabhängig von den ursächlichen Einwirkungen, hauptsächlich auf den überlagerten Ausfall der Stromversorgung und der Kühlkette zurückzuführen. Daher soll im Folgenden der prognostizierte Unfallverlauf der betrachteten Reaktoren bei *station blackout* (SBO), Ausfall der Hauptwärmesenke und der Überlagerung beider Ereignisse dargestellt werden. Dabei wird die Rolle der in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Notkühlmaßnahmen beschrieben und Angaben über vorliegende Karenzzeiten diskutiert. Weiterhin soll in den nachfolgenden Untersuchungen die Bedeutung der Ausfallsszenarien sowohl für den Reaktor als auch für das Brennelementlagerbecken beleuchtet werden. Hinsichtlich des *station blackout* wird, falls notwendig, auf verschiedene Begriffsdefinitionen eingegangen und ihre Bedeutung für den Unfallverlauf erläutert. Vor dem Hintergrund der Ereignisse in Japan und entgegen der traditionellen Deutung des Ausfalls der Hauptwärmesenke (nämlich dem Ausfall des Hauptkondensators), wird im Folgenden der Ausfall der gesamten Kühlkette unterstellt.

6.1 Anlagenverhalten

a. EPR

Aufbau der Stromversorgung:

In diesem Abschnitt soll das Anlagenverhalten des EPR anhand von zwei Notstromszenarien betrachtet werden. Die beiden zu unterscheidenden Szenarien sind erstens *station blackout* und zweitens Ausfall der Wechselspannungsquellen.

Der Ausfall aller folgenden Energieversorgungssysteme definiert laut EPR Basic Design Report /EDF 99/ einen *station blackout*:

- Ausfall der 400-kV-Hauptnetzversorgung
- Ausfall der Eigenbedarfsversorgung

- Ausfall der 100-kV-Reservenetzversorgung
- Ausfall der 4 x 100 % Notstromdieselgeneratoren

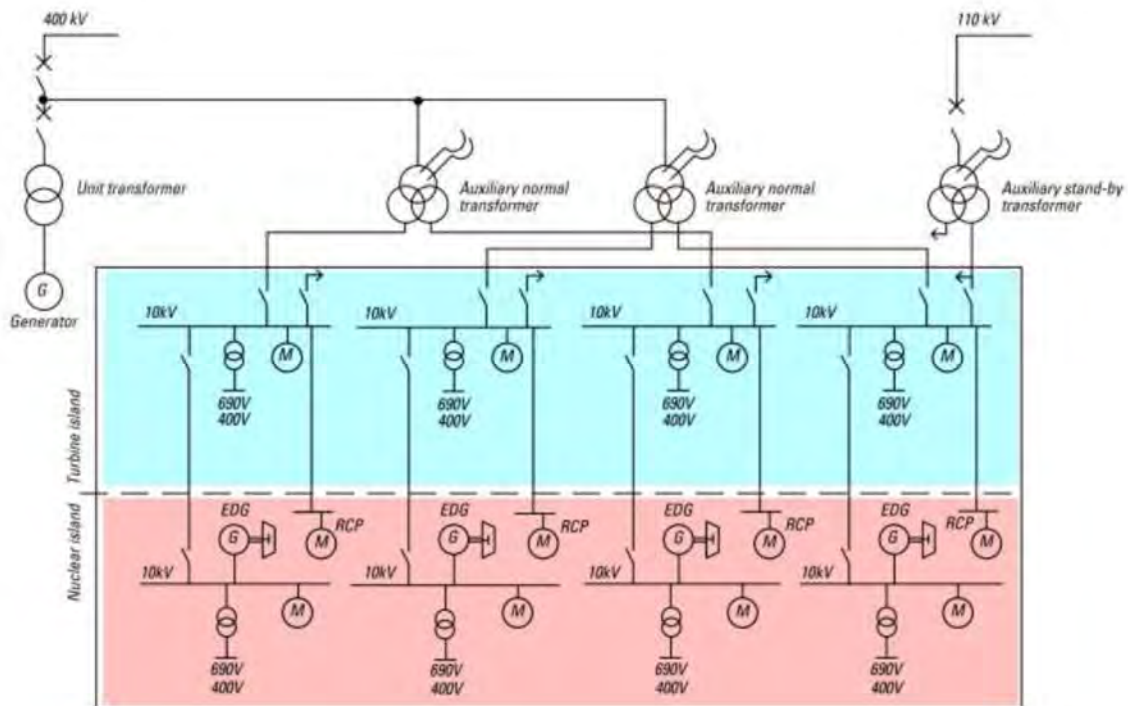


Abb. 6-1: EPR - Elektrisches System beim EPR, SBO tritt ein wenn alle Stränge des gezeigten Netzes ausfallen /STU 11/

Nach dieser Definition bleiben die SBO-Diesel als Wechselspannungsquellen verfügbar. Sie stellen eine diversitäre Ergänzung zu den Notstromdieseln dar und sollen die Aufrechterhaltung von Vitalfunktionen bei einem gemeinsam verursachten Ausfall aller Notstromdiesel gewährleisten. Das System ist zweifach redundant ausgeführt (2 x 100 %). Unter anderem versorgen die SBO-Diesel zwei Stränge des Notkühlsystems, das Containmentkühlsystem, Ventilationssysteme, bestimmte Abschnitte der Steuer- und Regeltechnik sowie die Beleuchtung in der Warte mit Strom. Die Dieselaggregate sind jeweils in einem der beiden Dieselgebäude untergebracht (siehe Kapitel 5.1). Beim Eintritt eines SBOs können die Dieselaggregate manuell von der Hauptwarte, der Notsteuerstelle oder vor Ort in den Dieselgebäuden gestartet werden. Ein manueller Start der Diesel über eine Schalttafel in den Dieselgebäuden erfordert keine Energieversorgung für Leit- und Regeltechnik oder die Zugänglichkeit zur Warte oder Notsteuerstelle. Die Dieselgeneratoren starten durch Komprimierung von Luft, die eingeleitet werden muss. Dies erfordert die Verfügbarkeit der unterbrechungsfreien Gleichspannungsversorgung zum Öffnen der jeweiligen Ventile. Jeder SBO-Diesel be-

sitzt einen Treibstoffvorrat für einen Betrieb von 2 Stunden. Dieser Treibstoffvorrat wird durch eine Füllstandsregelung überwacht und bei Bedarf durch elektrisch betriebene Pumpen aus zwei Speichertanks während des Betriebs nachgefüllt, so dass jeder SBO-Diesel über eine maximale Betriebszeit von 24 Stunden verfügt, bevor die Speicher wieder aufgefüllt werden müssten (siehe hierzu auch „fehlende Informationen“). Die Dieselaggregate sind wassergekühlt, wobei die anfallende Wärme über einen Wasser/Luft Wärmetauscher an die Atmosphäre abgegeben wird /ANP 09/.

Ein weiterer Fall, der hier betrachtet werden soll, ist der Ausfall der Wechselspannungsquellen, so dass lediglich Gleichstromquellen in Form von Batterien zur elektrischen Versorgung zur Verfügung stehen⁶. Dieser Fall tritt genau dann ein, wenn zusätzlich zum SBO nach /EDF 99/ kein SBO-Diesel mehr verfügbar ist. Zur unterbrechungsfreien Gleichstromversorgung von sicherheitsgerichteten Funktionen der nuclear island (z. B. in der Leittechnik) sind Batterien mit einer Entladezeit von 2 Stunden vorhanden. Das System zur Gleichspannungsversorgung ist viersträngig aufgebaut (4 x 100%), dabei befinden sich die vier Batterien in jeweils einem der vier Sicherheitsgebäude. Diese Batterien können bei Verfügbarkeit der SBO-Diesel wieder aufgeladen werden. Beim gesamten Ausfall der Wechselspannung kann nach Entleerung der Batterien mit 2-Stunden-Kapazität auf weitere Batterien mit einer höheren Kapazität von 12 Stunden zurückgegriffen werden. Die unterbrechungsfreie Gleichstromversorgung der nuclear island mit Hilfe der 12-Stunden-Batterien ist für einen schweren Unfall vorgesehen und daher nicht als Sicherheitssystem klassifiziert. Das System ist zweisträngig aufgebaut (2 x 100 %), wobei sich die Batterien in jeweils einem der Dieselgebäude befinden. /ANP08/.

station blackout:

I. Kühlbarkeit des Kerns

Im Hinblick auf die gestaffelten Maßnahmen zur Kernkühlung, wie sie in Kapitel 3 beschrieben worden sind, ist die betriebliche Nachwärmeabfuhr durch die Dampferzeuger bei SBO nicht möglich. Denn die hierzu benötigten Hauptspeisewasserpumpen bzw. An- und Abfahrpumpen sind lediglich über die betriebliche Stromversorgung versorgt.

⁶ Dies ist die allgemein gebräuchliche Charakterisierung eines SBO, wie er auch in Fukushima aufgetreten ist.

Zur Dampferzeugerbespeisung können zwei Stränge des Notspeisesystems durch die SBO-Diesel versorgt werden. Aus dem Sekundärkreis wird die Wärme über die Frischdampfarmaturenstation abgeführt. Hierzu werden die beiden durch die SBO-Diesel gesicherten Stränge verwendet. Die Dampferzeuger können über das Notspeisesystem insgesamt 24 h Stunden lang versorgt werden. Ein Auffüllen der Deionatbecken durch das Deionateinspeisesystem ist beim SBO nicht möglich.

Ist die Notbespeisung der Dampferzeuger nicht möglich, so muss als Maßnahme *bleed and feed* eingesetzt werden. In diesem Fall findet die Druckentlastung über die Sicherheits- und Entlastungsventile statt. Die SADVs sind durch die SBO-Diesel gesichert und damit im Anforderungsfall verfügbar. Zum Druckabbau im Containment steht das Containmentkühlsystem zur Verfügung. Das Einspeisen in den Primärkreis ist durch die Mittel- und Niederdruckpumpen des Notkühlsystems nicht möglich, da zwar alle Stränge dieses System notstromgesichert sind, jedoch nicht durch die SBO-Diesel. Zur passiven Einspeisung von Kühlmittel in den Primärkreis verbleiben die Druckspeicher, welche zur Verzögerung der Kernaufheizung beitragen.

Bei einem *station blackout* nach /EDF 99/ kann eine in Betrieb befindliche Anlage in den Zustand unterkritisch heiß gebracht werden, sofern ein Strang der SBO-Diesel (Treibstoff für 24 Stunden) verfügbar ist. Zur Überführung der Anlage in den Zustand unterkritisch kalt werden die Notstromdiesel benötigt. Laut /STU 11/ wird davon ausgegangen, dass nach 24 Stunden mindestens ein Strang der Notstromdieselversorgung wiederhergestellt ist.

II. Kühlbarkeit des BE-Lagerbeckens

Die gestaffelten Maßnahmen zur Kühlung des Brennelementlagerbeckens bei SBO stellen sich wie folgt dar (siehe Kapitel 4). Die im Normalfall vorgesehene Kühlung durch Strang 1 oder 2 des BE-Lagerbeckenkühlsystems ist nicht verfügbar, da die Stromversorgung beider Stränge nicht über die SBO-Diesel erfolgt. Der dritte Strang des BE-Lagerbeckenkühlsystems kann jedoch eingesetzt werden. Sowohl dieser Strang als auch die Nachkühlkette über das Containmentkühlsystem ist durch die SBO-Diesel gesichert.

Ausfall Wechselspannungsversorgung:

I. Kühlbarkeit des Kerns

Zusätzlich zum *station blackout* ist in diesem Fall auch die Notbespeisung der Dampferzeuger nicht verfügbar. Maßnahmen zum *bleed and feed* unterscheiden sich in der Verfügbarkeit der Systeme nicht wesentlich zum zuvor beschriebenen SBO. Der einzige Unterschied liegt in den Maßnahmen zum Druckabbau im Containment. Da das Sprühsystem als Teil des Containmentkühlsystems nicht zur Verfügung steht, muss auf eine diversitäre Einrichtung zur Druckentlastung im Containment zurückgegriffen werden. So ist beispielsweise am Kraftwerksstandort Olkiluoto-3 (Finnland) eine gefilterte Druckentlastung vorgesehen. Laut Informationen von STUK ist der Ausfall der gesamten Wechselspannungsversorgung ein Ereignis mit einer sehr niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit. Sollte der EPR dennoch nur auf die Gleichstromversorgung angewiesen sein, so ist laut STUK die Zeitmarge zur Wiederherstellung der Wechselspannung sehr gering. So wird ein erster Kernschaden etwa 4 Stunden nach Eintritt des Ausfalls angenommen /STU 11/.

Der zeitliche Unfallablauf bei Ausfall der Wechselspannungsversorgung stellt sich wie folgt dar /STU 11/:

- Nach 1 h 20 min: erstes Ventil am Druckhalter wird aufgefahren (periodisches Auf- und Zufahren)
- Nach 1 h 30 min: Dampferzeuger sind trocken
- Nach 1 h 50 min: alle Ventile am Druckhalter blasen mit maximaler Kapazität ab (bis hierhin nur wenig Kühlmittelverlust im PKL und keine Kernschäden)
- Nach ~ 3 h : Brennstäbe werden freigelegt
- Nach ~ 4 h : Erste Kernschäden
- Nach ~7-8 h: Versagen des RDB

II. Kühlbarkeit des BE-Lagerbeckens

Zusätzlich zum *station blackout* ist in diesem Fall auch der dritte Strang der Beckenkühlung nicht verfügbar. Als letzte Maßnahme verbleibt die Wärmeabfuhr über Verdampfen der sich über den Brennelementen befindlichen Wasservorlage. Zur Auffüllung des BE-Lagerbeckens ist das sich im Hilfsanlagegebäude befindliche Feuerlöschsystem vorgesehen. Dieses System besitzt neben elektrisch zu versorgenden

Pumpen auch Diesel betriebene Pumpen. Diese sollen vor Ort durch wenige Handmaßnahmen in Betrieb genommen werden können. Geht man von frisch eingelagerten Brennelementen mit einer Nachzerfallsleistung von etwa 21 MW aus, würde die Wasservorlage im BE-Lagerbecken nach 4,5 Stunden anfangen zu sieden. Sollten die Pumpen des Feuerlöschsystems nicht zur Verfügung stehen, würde sich nach etwa 25 Stunden die Wasseroberfläche bis auf 2 m oberhalb der Brennelementoberkante abgesenkt haben. Nach etwa 32 Stunden würden Teile der Brennelemente freistehen. Um das Verdampfen zu kompensieren, ist ein Massenfluss an Kühlmittel von 9,3 kg/s notwendig. Diese Einspeiserate kann von den Pumpen des Feuerlöschsystems gewährleistet werden /STU 11/.

Standortspezifische Auslegung bei Ausfall der Wechsellspannungsversorgung:

Sollten am Standort Olkiluoto-3 sowohl die Notstromdiesel als auch die SBO-Diesel nicht verfügbar sein, so besteht die Versorgungsmöglichkeit der Anlage durch zwei Gasturbinen mit einer Generatorleistung von insgesamt 50 MW. Die Gasturbinen sind mit den 10-kV-Versorgungsschienen der Notstromversorgung verbunden. Der Betrieb einer der beiden Gasturbinen ist ausreichend, um die Notstromversorgung zu sichern. Die Verknüpfung zur Gasturbine kann innerhalb von 15 Minuten von der Hauptwarte oder der Notsteuerstelle aus oder vor Ort manuell angeschlossen und gestartet werden. Zur Versorgung der Anlage Olkiluoto-3 wird eine Leistungsabgabe aus den Gasturbinen von 20 MW benötigt. Die Generatoren der Gasturbinen können sowohl in Spannungsschienen des 110-kV-Reservenetzes als auch direkt in die Notstromschienen einspeisen /STU 11/.

Mobile Dieselaggregate zur Wiederherstellung des Notstromnetzes sind am Standort Olkiluoto-3 nicht vorgesehen /STU 11/.

Ausfall Hauptwärmesenke:

Unter Ausfall der Hauptwärmesenke ist die Nichtverfügbarkeit des Kondensators und der konventionellen Nachkühlkette zu verstehen. Des Weiteren ist beim EPR eine diversitäre Wärmesenke vorhanden, die zur Wärmeabfuhr das Containmentkühlsystem und das UCWS verwendet.

Das UCWS wird in /ANP 08/ als eine zum nuklearen Nebenkühlwasser diversitäre Wärmesenke beschrieben und soll die Wärme vom Containmentkühlsystem abführen.

Es ist zweisträngig aufgebaut und verfügt in jedem Strang über eine Pumpe und einen Wärmetauscher, der an den jeweiligen Strang des Containmentkühlsystems angeschlossen ist. Hierdurch ist eine klare Abgrenzung zum konventionellen Nachkühlssystem bestehend aus Zwischenkühlsystem und Nebenkühlwassersystem gegeben. In wie weit von einem diversitären System zur Wärmeabfuhr gesprochen werden kann, ist jedoch aus /ANP 08/ nicht ersichtlich. Bekannt ist, dass sich die Pumpen des UCWS genau wie diejenigen des nuklearen Nebenkühlwassersystems im Pumpenhaus befinden. Es soll für das UCWS eine separate Ansaugleitung aus dem Fluss/See/Meer gegeben. Unklar ist aber, ob das UCWS und das nukleare Nebenkühlwassersystem dasselbe Einlaufbauwerk verwenden. Es ist anzunehmen, dass die diversitäre Wärmesenke standortabhängig ausgelegt wird.

I. Kühlbarkeit des Kerns

Mit Ausfall der konventionellen Nachkühlkette ist die Funktion des Nachkühl- und des Notkühlsystems zur betrieblichen Nachwärmeabfuhr nicht mehr verfügbar. Die Wärme wird über die Dampferzeuger abgeführt. Die Bespeisung erfolgt zunächst mit dem Hauptspeisewassersystem und im späteren Verlauf mit dem Notspeisesystem. Als Wärmesenke dient die Frischdampfamaturenstation (siehe Kapitel 3.1). Die Anlage kann mit Hilfe dieser Maßnahmen 100 Stunden im Zustand unterkritisch heiß gehalten werden. In diesem Zeitraum muss die Funktion der Nachkühlkette wieder hergestellt werden /ANP 08/.

II. Kühlbarkeit des BE-Lagerbeckens

Mit Ausfall der konventionellen Nachkühlkette kann das BE-Lagerbecken nicht mehr über den ersten und zweiten Strang des BE-Lagerbeckenkühlsystems gekühlt werden. Setzt man voraus, dass die diversitäre Nachkühlkette des EPR noch verfügbar ist, so kann die Wärme aus dem BE-Lagerbecken über den dritten Strang des BE-Lagerbeckenkühlsystems abgeführt werden. Sollte das UCWS ausfallen, muss die Wärme über Verdampfen des BE-Lagerbeckeninventars abgeführt werden (siehe Kapitel 4.2).

Ausfall der Hauptwärmesenke und *station blackout*:

I. Kühlbarkeit des Kerns

Ist bei SBO und Ausfall der Hauptwärmesenke das UCWS verfügbar, so entsprechen die verfügbaren Maßnahmen zur Kernkühlung denjenigen aus dem Abschnitt „*station blackout*“ (siehe oben). Bei Nichtverfügbarkeit des UCWS sind die Maßnahmen aus dem Abschnitt „Ausfall der Wechsellspannung“ verfügbar.

II. Kühlbarkeit des BE-Lagerbeckens

Ist bei SBO und Ausfall der Hauptwärmesenke das UCWS verfügbar, so entsprechen die verfügbaren Maßnahmen zur Kühlung des BE-Lagerbeckens denjenigen aus dem Abschnitt „*station blackout*“ (siehe oben). Bei Nichtverfügbarkeit des UCWS sind die Maßnahmen aus dem Abschnitt „Ausfall der Wechsellspannung“ verfügbar.

Ausfall der Hauptwärmesenke und Ausfall der Wechsellspannungsversorgung:

I. Kühlbarkeit des Kerns

Bei Ausfall der Wechsellspannungsversorgung entsprechen die zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Kernkühlung denjenigen aus dem Abschnitt „Ausfall der Wechsellspannung“ (siehe oben), unabhängig davon, ob das UCWS ausfällt oder nicht.

II. Kühlbarkeit des BE-Lagerbeckens

Bei Ausfall der Wechsellspannungsversorgung entsprechen die zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Kühlung des BE-Lagerbeckens denjenigen aus dem Abschnitt „Ausfall der Wechsellspannung“ (siehe oben), unabhängig davon, ob das UCWS ausfällt oder nicht.

Fehlende Informationen:

- **Diversitäre Nachkühlkette:**

Es liegen wenige Informationen zur Auslegung der diversitären Nachkühlkette vor. Es stellt sich die Frage, in welcher Art und Weise die diversitäre Wärmesenke (UCWS) an den Standorten realisiert ist, an welchem Ort auf dem Anlagengelände

sie sich befindet und worin die Diversität gegenüber der konventionellen Nachkühlkette besteht.

- **Wiederauffüllen der Treibstofftanks der SBO-Diesel:**

Aus den vorliegenden Unterlagen geht nicht hervor, inwiefern ein Wiederauffüllen der Treibstofftanks der SBO-Diesel möglich bzw. vorgesehen ist. Vor dem Hintergrund der Ereignisse in Fukushima wäre an dieser Stelle weiterhin interessant, ob und welche Maßnahmen oder Schalthandlungen zur Einleitung der Wiederauffüllung notwendig sind.

- **Diversität zwischen UCWS und Nebenkühlwassersystem:**

Aus den vorliegenden Unterlagen ist die Funktion des UCWS als Teil der diversitären Nachkühlkette nicht vollständig ersichtlich. Es liegen derzeit nicht genügend Informationen vor, die die Bezeichnung „diversitär“ gegenüber der konventionellen Nachkühlkette rechtfertigen würden. Auch die standortspezifische Umsetzung der diversitären Nachkühlkette ist derzeit nicht bekannt.

- **Diversitäre Nachkühlkette zur Nachwärmeabfuhr:**

Eine weitere Fragestellung, die bislang nicht beantwortet werden konnte, ist der Einsatz der diversitären Nachkühlkette zur Nachwärmeabfuhr. So könnte bei Ausfall der konventionellen Nachkühlkette auf eine weitere Maßnahme zur Kern- bzw. Brennelementlagerbeckenkühlung zurückgegriffen werden.

b. AP1000

Beim AP 1000 wird unter dem Ausfall der Hauptwärmesenke die Nichtverfügbarkeit des Kondensators und der konventionellen Nachkühlkette verstanden. Kommt es beim AP1000 zu einem *station blackout*, so werden die Hauptkühlwasserpumpen, die Pumpen des Speisewassersystems und die Pumpen des Komponentenkühlkreislaufs nicht mehr mit elektrischer Energie versorgt und fallen aus. Daher verursacht ein SBO den Ausfall der Hauptwärmesenke.

Wird hingegen ein Ausfall der Hauptwärmesenke unterstellt, kann die Nachwärmeabfuhr durch die gleichen passiven Sicherheitssysteme gewährleistet werden, die im Fall eines SBO genutzt werden.

Im Folgenden wird daher das Anlagenverhalten bei einem SBO erläutert.

Kühlbarkeit des Reaktors:

Durch den Ausfall der externen Wechselspannungsversorgung und der betrieblichen Dieselgeneratoren wird sofort eine Reaktorschnellabschaltung (RESA) ausgelöst. Elektrische Energie wird durch Notstrombatterien zur Verfügung gestellt. Der AP1000 verfügt für diesen Fall über 6 Batteriebänke. Vier Batteriebänke liefern die Energie für den Gebäudeabschluss und das Verfahren von Ventilen. Sie sind für einen Betrieb von 24 Stunden ausgelegt. Zwei Batteriebänke versorgen die Warte und wichtige Instrumentierung mit elektrischer Energie. Ihre Kapazität beträgt 72 Stunden.

Nach der RESA wird die Nachzerfallswärme weiter auf die Sekundärseite übertragen und der Dampferzeugerfüllstand sinkt⁷. Das Reaktorschutzsignal „Dampferzeugerfüllstand tief“ bewirkt das Öffnen eines der beiden Ventile in der Rückleitung des Notwärmetauschers. Die Nachzerfallswärme wird ab diesem Zeitpunkt durch den Notwärmetauscher via Naturumlauf an das Wasser im IRWST übertragen. Die Temperatur des IRWST Wassers steigt, bis es zu sieden beginnt. Der Wasserdampf steigt in den Sicherheitsbehälter und kondensiert zum Teil an der Innenwand. Über Rinnen wird das Kondensat zurück in den IRWST geleitet. Durch das Verdampfen des Wassers steigt der Druck im Sicherheitsbehälter. Übersteigt der Containmentdruck den Wert von 1,4 bar Überdruck, wird durch das Anregesignal „Containmentdruck hoch“ das Containmentkühlsystem gestartet. Die Ein- und Ausströmklappen fallen auf, sodass sich ein konvektiver Luftzug ausbilden kann, der an der Sicherheitsbehälteraußenwand vorbeiströmt und so zur Kühlung des Containments beiträgt. Der Kühlmechanismus wird durch eine Wasserdrainage aus dem PCCWST auf die Außenseite des Sicherheitsbehälters verstärkt, da durch Verdampfen des Wassers zusätzliche Wärme abgeführt wird. Die Kühlung des Containments führt zu einer besseren Kondensation des Dampfes im Sicherheitsbehälter und führt zu einer Absenkung des Drucks. Die Wassermenge des PCCWST beträgt 2800 m³ und ist für einen Betrieb von 72 Stunden bemessen. Nach 36 Stunden hat sich laut Hersteller ein stabiler Anlagenzustand eingestellt. Die Kühlmitteltemperatur im Primärkreis beträgt zu diesem Zeitpunkt weniger als 215° C. Um nach 72 Stunden wichtige Verbraucher auf der Warte (Beleuchtung, Instrumentierung) weiter mit Strom versorgen zu können, muss ein Hilfsdieselgenerator gestartet werden. Gelingt dies, kann die erzeugte elektrische Energie dazu verwendet werden,

⁷ Im Fall Ausfall der Hauptwärmesenke ohne SBO könnte eine längere Bespeisung der Dampferzeuger über die Hauptspeisewasserpumpen oder die An- und Abfahrpumpen möglich sein. Siehe hierzu unter Fehlende Informationen

die *containment cooling recirculation pumps* zu betreiben. Mit diesen Pumpen wird Wasser aus dem *Containment Cooling Ancillary Water Storage Tank* (PCCWAST) in den PCCWST gefördert. Der Dieseltreibstoff auf der Anlage soll ausreichen, um die Hilfsdiesel 7 Tage zu betreiben. Damit wäre die Kühlung des Containments für weitere 7 Tage sichergestellt. 72 Stunden nach dem auslösenden Ereignis werden 23 m³/h zur Kühlung des Sicherheitsbehälters benötigt.

Kann nach 72 Stunden kein Hilfsdiesel gestartet werden, kann der PCCWST mit mobilen Pumpen über Anschlüsse auf dem Anlagengelände befüllt werden /AP 11b/.

Kühlbarkeit des Brennelementlagerbeckens:

In Abhängigkeit vom Kernzustand und der Beladung des Brennelementlagerbeckens ergeben sich bei einem Ausfall der Beckenkühlung aufgrund eines *station blackouts* unterschiedliche Ereignisabläufe und Beckenfüllstände zu bestimmten Zeitpunkten nach Eintritt des auslösenden Ereignisses. Bei einem *station blackout* fallen alle Einrichtungen zur aktiven Kühlung des BE-Lagerbeckens aus. Die Kühlung wird durch die Wärmekapazität des Beckenwassers und durch Verdampfen gewährleistet. Es wurden drei abdeckende Konstellationen identifiziert und der Zeitpunkt des Einsetzens des Kühlmittelsiedens sowie der Füllstand 72 Stunden nach dem auslösenden Ereignis berechnet.

Das erste betrachtete Ereignis ist ein Erdbeben mit *station blackout* unter Vollast, unmittelbar nachdem 44 % des Kerns mit frischen Brennelementen bestückt worden sind. Die Berechnungen zeigen, dass das Wasser im BE-Lagerbecken 8,8 Stunden nach Ereigniseintritt zu sieden beginnt, der Wasserstand ist nach 72 Stunden auf ein Niveau 1,4 m über den Brennelementen gesunken. In diesem Zeitraum kann das Wasserinventar des Brennelementlagerbeckens aus dem Transferkanal, dem Transportbehälterbecken und dem passiven Containmentkühlsystem (PCCWST) ergänzt werden. Es ist jedoch zu beachten, dass in dieser Verteilung des Brennstoffs auf BE-Lagerbecken und RDB das Containmentkühlsystem auch zur Kernkühlung benötigt wird und das Kühlmittel dieses Systems nicht ausschließlich zum Nachfüllen des BE-Lagerbeckens genutzt werden kann.

Der zweite Fall ist ein Erdbeben mit *station blackout* im Nichtleistungsbetrieb, unmittelbar nachdem 44 % des Kerns in das Brennelementlagerbecken geladen wurden (150 Stunden nach der Abschaltung). Hierbei beginnt das Kühlmittel des BE-Lagerbeckens 6,4 Stunden nach Ereigniseintritt zu sieden. Da zu diesem Zeitpunkt die Kernleistung

viel geringer ist als im ersten Szenario, wird zur Kernkühlung kein Wasser aus dem PCCWST benötigt. Dieses steht zum Auffüllen des BE-Lagerbeckens zur Verfügung, sodass der Beckenfüllstand nach 72 Stunden 2,5 m über den Brennelementen liegt.

Beim letzten Szenario wird davon ausgegangen, dass der Kern vollständig in das BE-Lagerbecken entladen wurde und der entladene Kern zu 44 % aus frisch bestrahlten Brennelementen besteht. In diesem Fall tritt Sieden des Kühlmittels nach 2,5 Stunden auf. Das Kühlmittel im BE-Lagerbecken kann wie im zweiten Fall aus dem PCCWST nachgefüllt werden und der Beckenfüllstand ist nach 72 Stunden ebenfalls auf 2,5 m über den Brennelementen gesunken.

Steht nach 72 Stunden keine Wechsellspannung zur Verfügung, kann das Brennelementlagerbecken unter Zuhilfenahme mobiler Pumpen über Anschlüsse an der Außenwand des Hilfsanlagegebäudes mit Wasser bespeist werden /AP 11c/. Zur ausreichenden Wärmeabfuhr wird eine Fördermenge von etwa 8 m³/h benötigt /AP 11/.

Fehlende Information:

- **Nachwärmeabfuhr über die Dampferzeuger bei Ausfall der Hauptwärmesenke**
Den vorliegenden Unterlagen ist nicht zu entnehmen, ob im Fall des Ausfalls der Hauptwärmesenke eine Bespeisung der Dampferzeuger durch die Hauptspeisewasserpumpen oder die An- und Abfahrpumpen und eine Wärmeabfuhr mittels Abblasen möglich ist. Es ist unklar, ob die zuvor genannten Pumpen über Kühlketten, die die Wärme an die Hauptwärmesenke abgeben, gekühlt werden müssen. Wäre das nicht der Fall, könnte die Nachzerfallswärme zunächst über sekundärseitiges *bleed and feed* abgeführt werden. Wenn kein Speisewasser mehr verfügbar ist, wird die Kernkühlung von dem Notwärmetauscher übernommen. Ab diesem Zeitpunkt ist der Unfallablauf analog zum SBO.
- **Containmentkühlsystem als ultimative Wärmesenke:**
Bei der Nachwärmeabfuhr ist die Containmentkühlung von entscheidender Bedeutung. Die Kühlung des Containments aufgrund der konvektiven Luftströmung und der Verdunstung von Wasser wird als so zuverlässig angesehen, dass ein Ausfall dieser Wärmesenke quasi ausgeschlossen wird /FAA 11/. Es wird allerdings diskutiert, ob nicht durch Beschädigung des PCCWST oder durch Eintrag von Schmutz in den Zwischenraum zwischen *shield building* und Sicherheitsbehälter die Kühlung beeinträchtigt werden kann.

c. APR1400

station blackout:

Die konventionelle Definition eines *station blackout* beinhaltet den Ausfall der Eigenbedarfsversorgung, des Netzanschlusses sowie aller Notstromdiesel. Auf Betreiber- und Herstellerseite wird in diesem Szenario der Ausfall von diversitären oder Backup-Notstromdiesel (oder andere Wechselstromquellen) meist nicht unterstellt, so dass hier eine Fallunterscheidung erfolgen muss. Eine dritte Variante entsteht durch den zusätzlichen Ausfall der Batterien. Daher werden im Folgenden drei unterschiedliche Fälle bis zum Eintritt des Kernschadens betrachtet.

I. Kühlbarkeit des Reaktors:

Verfügbarkeit der diversitären Wechselstromquelle:

Im Anlagenkonzept des APR1400 ist neben den Notstromdieseln eine diversitäre Wechselstromquelle vorgesehen, die in den Unterlagen nicht weiter spezifiziert ist. In der Regel ermöglicht die Verfügbarkeit von zusätzlichen Wechselstromquellen (z.B. Backup-Notstromdiesel oder Gasturbine) die Versorgung einer stark eingeschränkten Anzahl von sicherheitstechnischen Systemen und Komponenten. Es wird angenommen, dass die Nachwärme nach einem sekundärseitigen Abfahren über das Nachkühlsystem oder die Pumpen des Containmentkühlsystems langfristig abgeführt werden kann. Alternativ kann eine primärseitige Druckentlastung in das IRWST durchgeführt werden, wobei der Kühlmittelverlust über die Sicherheitseinspeisepumpen kompensiert werden kann. Parallel ist die Kühlung des IRWST über das Nachkühlsystem oder das Containmentkühlsystem notwendig. Falls die Stromversorgung der Kühlkette nicht durch die diversitäre Wechselstromquelle abgesichert sein sollte, kann die Kernkühlung aufgrund der erheblichen Deionatvorräte im Notspeisesystem für mindestens 72 Stunden aufrechterhalten werden.

Der Stillstand der Hauptkühlmittelpumpen soll zu einer Selbstabdichtung der Pumpenwelle führen, so dass in Notstromfällen an dieser Stelle kein Kühlmittelverlust auftritt /KHN 09b/.

Unverfügbarkeit aller Wechselstromquellen:

Wie in Abschnitt 3.1 erläutert, sind in jedem der beiden Stränge des Notspeisesystems turbinengetriebene Pumpen vorhanden, die unabhängig von der Wechselstromversorgung für einen gewissen Zeitraum eine ausreichende Bespeisung der Dampferzeuger sicherstellen können. Aus Sicht des vorgehaltenen Wasservolumens in den Deionatbecken (zweimal 1600m^3) ist die Nachwärmeabfuhr für mindestens 72 Stunden gewährleistet. Die Wiederauffüllung der Deionatbecken mithilfe von geodätisch überhöhten Vorratsbehältern kann zu einer nicht näher spezifizierten Verlängerung der Karenzzeit von 72 Stunden beitragen. Der in diesem Szenario einschränkende Parameter ist jedoch vielmehr der Batteriestrom, der zur Öffnung und Offenhaltung der Ventile in der Einspeiseleitung notwendig ist (siehe dazu Abb. 6-2). Laut /KHN 0b/ ist die Kapazität der Batterien für acht Stunden ausgelegt. Diese Zeitspanne wird als *station blackout coping time* bezeichnet. Es konnte nicht festgestellt werden, auf welchen Annahmen die Kapazität von acht Stunden beruht, bzw. welche anderen Verbraucher durch die Batterien versorgt werden.

Im Falle von erschöpften Batterien oder Speisewasservorräten sowie bei fehlender mobiler Bespeisung beginnen die Dampferzeuger auszudampfen. Obwohl das sekundärseitige Wasservolumen der Dampferzeuger nicht direkt bekannt ist, legen manche Unterlagen einen Gehalt von etwa 250 m^3 nahe (beim KONVOI etwa 240 m^3) /KINS 05/. Das Ausdampfen dieses Inventars verzögert den primärseitigen Temperatur- und Druckanstieg. Die Dauer des Ausdampfens hängt jedoch u. a. von der Betriebszeit des Notspeisesystems ab. Nach acht Stunden (Endladezeit der Batterien) liegt die Nachwärme noch bei etwa 0,7 % der Volllastleistung. Bei einer korrespondierenden Verdampfungsrate von (durchschnittlich) ca. 16 kg/s sind die Dampferzeuger nach weiteren 4,3 Stunden ausgedampft. Dies steht im Einklang mit den in /KINS 05/ dargelegten Modellierungsergebnissen. Der weitere Verlauf bis zum Eintritt des Kernschadens ist nicht spezifisch für den APR1400 und erfolgt in vielen konventionellen Druckwasserreaktoren ähnlich. Aufgrund des Temperaturanstiegs im Reaktorkühlkreis steigt der Druck bis zum Erreichen des Ansprechdrucks der Sicherheitsventile, die zyklisch öffnen und schließen und zu einem anhaltenden Kühlmittelverlust führen. Etwa 2,1 Stunden nach dem Ausdampfen der Dampferzeuger sinkt der Füllstand unterhalb der Kernoberkante /KINS 05/.

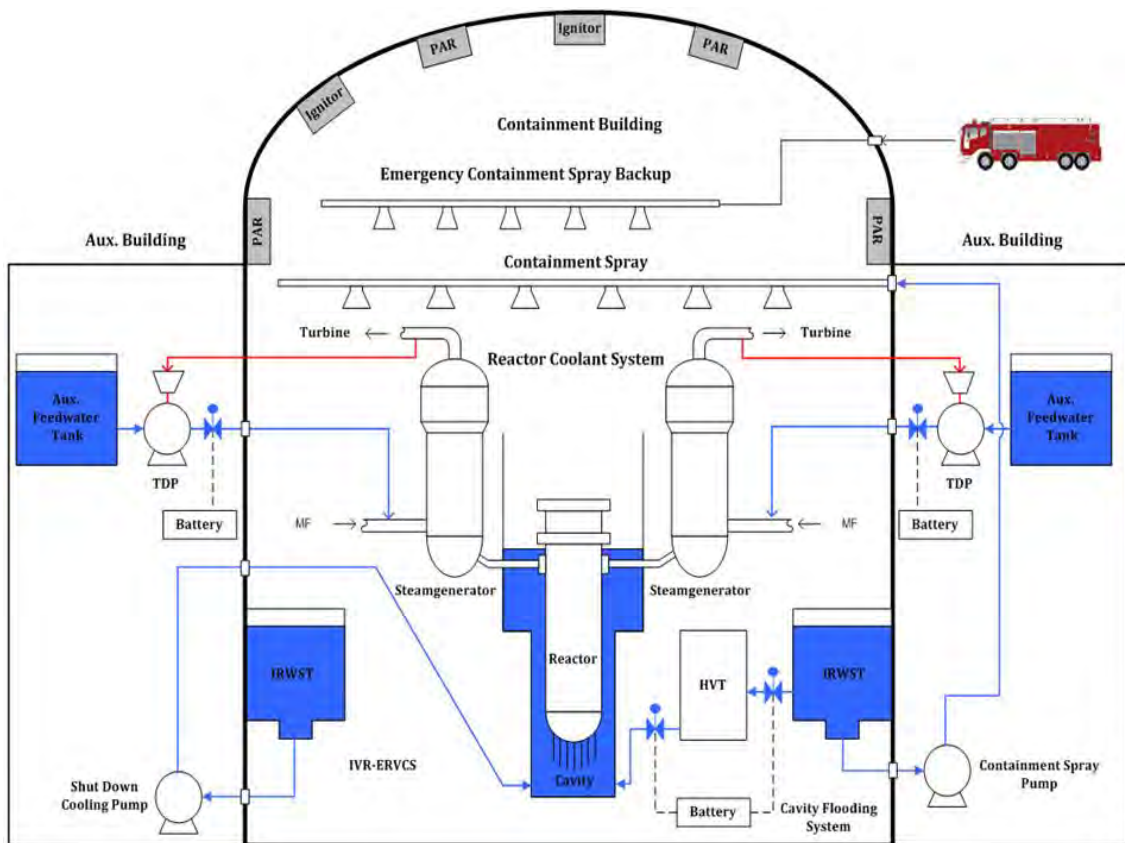


Abb. 6-2: APR1400 - Maßnahmen in Stör- und Unfallszenarien, darunter die Bedeutung der Batterien im Notspeisesystem, aus /KHN 0b/

Stehen für die manuelle Druckentlastung noch Batteriereserven zur Verfügung, so kann eine Kernschmelze im Hochdruckpfad vermieden werden. Außerdem ermöglicht die Druckentlastung die passive Einspeisung der modifizierten Druckspeicher. Wie in /GRS 10/ beschrieben, erfolgt die Einspeisung der Druckspeicher selbstregulierend. Nach einem anfänglich großen Einspeisestrom zur Flutung des RKL wird der Einspeisestrom reduziert und damit eine insgesamt länger andauernde Einspeisung erzielt. Dies ist insbesondere für Kühlmittelverluststörfälle bedeutsam, da hierdurch eine übermäßige Bespeisung des RKL und damit eine übermäßige Leckaustrittsrate verhindert werden. Ohne Wiederherstellung von einspeisenden Systemen wird der Unfallverlauf durch die Einspeisung der Druckspeicher lediglich verzögert. Es wird abgeschätzt, dass die Einspeisung der Druckspeicher in diesem Szenario zu einer Verzögerung der Kernfreilegung um 1,5 Stunden führt.

Unverfügbarkeit aller Wechsel- und Dauerstromquellen (Batterien):

In diesem Szenario muss angenommen werden, dass die turbinengetriebenen Pumpen im Notspeisesystem ohne Batteriestrom nicht anlaufen und zur Einspeisung notwendige Ventilbewegungen nicht durchgeführt werden können. Ohne weitere Maßnahmen (sekundärseitige Einspeisung mittels mobilen Geräts) kommt es zu einem zügigen Ausdampfen der Dampferzeuger. Im Primärkreis sprechen die Sicherheitsventile an und führen bei hohem Druck zu einem anhaltenden Kühlmittelverlust. Die Druckentlastung ist aufgrund der Nichtverfügbarkeit des Batteriestroms nicht durchführbar. Daher können die Druckspeicher auch nicht zu einer Verzögerung der Kernaufheizung beitragen. Für diesen Fall liegen Informationen bzgl. der zeitlichen Entwicklung des Unfalls vor (/KAE 03/). Die Zeitangaben beziehen sich auf den Beginn des *station blackout*.

1. Ausdampfzeit der Dampferzeuger: ~ 61 min
2. Zyklisches Öffnen der Sicherheitsventile: ~ 79 min
3. Beginn der Kernfreilegung: ~ 97 min
4. Vollständige Kernfreilegung: ~ 131 min
5. Beginn der Uranoxid-Schmelze: ~ 142 min
6. Versagen des RDB-Bodens (unter Hochdruck): ~ 214 min

II. Kühlbarkeit des Brennelementenlagerbeckens:

Es liegen keine detaillierten Informationen bzgl. der Notstromversorgung des BE-Lagerbeckenkühlsystems vor. Kapitel 4.2 zufolge ist eine passive Einspeisung aus einem überhöhten Vorratstank des Notspeisesystems möglich. Es kann angenommen werden, dass zur Einleitung dieser Maßnahme lediglich Batteriestrom notwendig ist.

Ausfall der Hauptwärmesenke:

I. Kühlbarkeit des Reaktors

Der Ausfall der Hauptwärmesenke soll hier den Verlust des Nebenkühlwassers beinhalten (ultimative Wärmesenke). Auf diese Weise kann weder der Hauptkondensator noch die nukleare Nachkühlkette betrieben werden. Als Folge ist die normalbetriebliche Bespeisung der Dampferzeuger nicht mehr gewährleistet. Das Notspeisesystem kann jedoch die Bespeisung der Dampferzeuger für mindestens 72 Stunden (Karenzzeit) aufrechterhalten. Für den Fall, dass die motorbetriebenen Pumpen aufgrund der feh-

lenden Kühlung durch die nukleare Nachkühlkette nicht verfügbar sind, können die turbinengetriebenen Pumpen zum Einsatz kommen. In beiden Fällen ist die Bespeisung der Dampferzeuger durch die Deionatvorräte begrenzt. Falls diese Vorräte nicht ergänzt werden können, dann sind die beiden Deionatbecken nach 72 Stunden erschöpft. Zu diesem Zeitpunkt liegt die Nachwärmeleistung bei etwa 0,5 % der Vollleistung, was einer Verdampfungsrate im Dampferzeuger von ca. 7 kg/s entspricht. Das vollständige Ausdampfen der Dampferzeuger würde dann rund zehn Stunden nach dem Ende der Einspeisung durch das Notspeisesystem beendet sein. Nach Erschöpfung aller Speisewasservorräte steht sekundärseitig nur noch die Maßnahme einer mobilen Bespeisung der Dampferzeuger zur Verfügung. Ist dieser Kühlpfad nicht herstellbar, dann kann der Kernschaden lediglich durch ein primärseitiges *bleed and feed* verhindert werden.

Hinsichtlich des *bleed and feed* liegen keine Informationen vor, inwieweit die Kühlung der primärseitig zur Verfügung stehenden Pumpen (im Sicherheitseinspeise-, Nachkühl-, Containmentkühl- und Volumenregelsystem) von der Verfügbarkeit der Kühlkette abhängig ist. Ist die Kühlkette hierfür notwendig, ist eventuell ein intermittierendes Einspeisen möglich, so dass ein Überhitzen der Pumpen verhindert werden kann. In jedem Falle kann durch die primäre Druckentlastung der Hochdruckpfad verlassen werden. Hierdurch wird eine Kernschmelze im Hochdruckpfad verhindert und der Unfallablauf durch die Einspeisung der Druckspeicher verzögert. Im weiteren Verlauf ist der Kernschaden nur dann abwendbar, falls Einspeisepfade wiederhergestellt werden können.

II. Kühlbarkeit des Brennelementlagerbeckens

Im Gegensatz zum EPR ist den Unterlagen zufolge im APR1400-Konzept keine diversitäre Kühlkette vorgesehen. Es muss in diesem Szenario also von einem Ausfall des BE-Lagerbeckenkühlsystems ausgegangen werden. Informationen über die verbleibende Zeit bis zum Erreichen der Siedebedingung liegen nicht vor. Im weiteren Unfallverlauf kann entsprechend der in Kapitel 4.2 dargestellten Maßnahmen Kühlmittel ergänzt werden.

Kühlbarkeit des Reaktors bei *station blackout* und Ausfall der Hauptwärmesenke:

I. Kühlbarkeit des Reaktors

Ausgehend von dem Ausfall aller Wechselstromquellen führt der zusätzliche Ausfall der Hauptwärmesenke (hier ist der Ausfall des Nebenkühlwassersystems zugrunde gelegt) nicht zu einem grundsätzlich neuen Unfallverlauf. Erneut können die turbinengetriebenen Pumpen des Notspeisesystems die Bespeisung der Dampferzeuger bis zur Entladung der Batterien nach acht Stunden sicherstellen. Falls im Anschluss die Batteriekapazitäten nicht wiederhergestellt werden, dann folgt das Ausdampfen der Dampferzeuger mit anschließendem Temperatur- und Druckanstieg im Primärkreis (hier keine mobile Bespeisung der Dampferzeuger berücksichtigt). Das zyklische Öffnen der Sicherheitsventile führt zu einem stetigen Kühlmittelverlust. Das Einleiten eines *bleed and feed* ist aufgrund der fehlenden Stromversorgung für die Einspeisepumpen nicht möglich. Eine primäre Druckentlastung erfordert Reststrom in den Batterien. Damit ist das Anlagenverhalten vergleichbar mit dem Szenario eines „reinen“ *station blackout*. Eine primäre Druckentlastung kann ein Schmelze-bedingtes Versagen des RDB unter hohem Druck verhindern. Zur Verfügung stehende Maßnahmen nach Eintritt eines Kernschadens sind in Abschnitt 8 erläutert.

Kühlbarkeit des Brennelementlagerbeckens bei *station blackout* und Ausfall der Hauptwärmesenke:

Auf Grundlage der wenigen Informationen, die über das BE-Lagerbeckenkühlsystem erhältlich sind, wird angenommen, dass die Überlagerung beider Ausfälle zu keinem signifikant neuem Unfallverlauf im Bereich des BE-Lagerbeckens führt. Wie im Falle eines *station blackout* ist nur noch die passive Einspeisung aus einem überhöhten Tank des Notspeisesystems möglich.

Fehlende Informationen:

- **Batteriekapazität und *station blackout coping time*:**

Die Entladezeit der Batterien von acht Stunden ist der begrenzende Faktor bei der turbinengetriebenen Bespeisung der Dampferzeuger bei einem *station blackout*. Die Deionatvorräte im Notspeisesystem sind für einen wesentlichen längeren Zeitraum dimensioniert. Es liegen keine Informationen darüber vor, welche Verbrau-

cher durch die Batterien versorgt werden und ob unabhängige Batteriepakete für einzelne Systeme vorliegen. So ist z. B. unklar, inwieweit nach Ende der *station blackout coping time* (d. h. acht Stunden) noch eine Auslösung der primären Druckentlastung mittels Batteriestrom möglich ist.

d. KERENA

Das Sicherheitskonzept bei KERENA sieht zur Störfallbeherrschung neben bereits bewährten aktiven Sicherheitssystemen, allerdings in verringerter Redundanz, den Einsatz von diversitären, passiven Sicherheitssystemen vor. Die Wärmesenke für die passive Kühlkette zur Kernkühlung ist das mit Wasser gefüllte Absetzbecken, welches nach frühestens 72 Stunden von außerhalb per Feuerwehranschluss aufgefüllt werden muss. Damit die Kühlkette funktioniert, müssen die Systeme Notkondensator und Gebäudekondensator funktionieren, beides passive Systeme der Kategorie B⁸ und damit unabhängig von Gleich- und Wechselstromversorgung sowie von Ansteuerung.

Im Falle eines SBO oder bei Ausfall der Hauptwärmesenke (Nichtverfügbarkeit des Kondensators und der konventionellen Nachkühlkette) können die aktiven Sicherheitssysteme (Nachwärmeabfuhrkette) des KERENA nicht in Betrieb genommen werden. Die Kernkühlung kann zunächst durch die Notkondensatoren oder bei deren Ausfall bzw. im weiteren Störfallverlauf durch Druckentlastung des RDBs in die Kernflutbecken mittels S/E-Ventile und anschließender passiver Flutung des Kerns über die Kernflutleitung sichergestellt werden. Die Wärmeabfuhr aus der Druckkammer kann über die Gebäudekondensatoren realisiert werden, so dass für mindestens 72 Stunden die Kernkühlung gewährleistet ist. Die Systeme Notkondensator und Gebäudekondensator benötigen keinerlei Stromversorgung oder Leittechnik. Die Not-Gleichstromversorgung bei KERENA wird u. a. für die Warteninstrumentierung benötigt und über verschiedene Batteriepakete mit mindestens 24 Stunden Kapazität realisiert.

Das Anlagenverhalten bei Ausfall der Hauptwärmesenke ist in /IAEA 94/ analysiert und bereits in Kapitel 2 KERENA beschrieben.

⁸ Passive Systeme der Kategorie B benötigen zusätzlich zu physikalischen Gesetzmäßigkeiten nur die Bewegung von Flüssigkeiten, jedoch keine beweglichen mechanischen Bauteile, externe Energie oder eine Ansteuerung. Zur Definition der verschiedenen Kategorien von passiven Systemen, siehe IAEA TecDoc 626.

Fehlende Informationen:

- **Kapazitäten der Batteriepakete**

Es ist nicht nachvollziehbar, warum in /ANP 03/ Batteriekapazitäten von 24 h angegeben werden, obwohl die Störfallbeherrschung für 72h ausgelegt ist.

e. KONVOI

Stromversorgung:

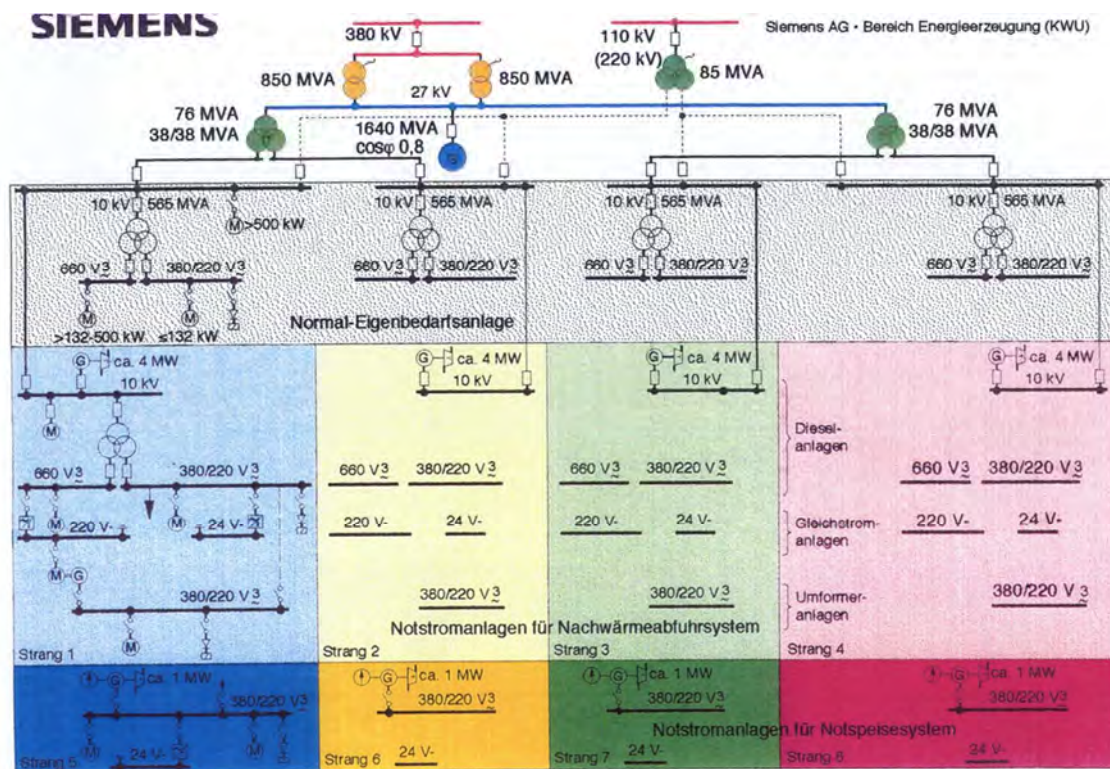


Abb. 6-3: KONVOI – Aufbau elektrisches System /GRS 11b/

Zur Wechselspannungsversorgung eines KONVOI sind folgende Möglichkeiten vorgesehen:

- Hauptnetzanschluss 400 kV Freileitung
- Interne Eigenversorgung über Turbinenanlage (Lastabwurf auf Eigenbedarf)
- Reservenetzanschluss 110 kV
- 4 Notstromdieselgeneratoren (D1-Netz)
- 4 Notspeisedieselgeneratoren (D2-Netz)
- Netzeinspeisung 20kV-Erdkabel (dritte Netzeinspeisung)

I. Stromversorgung durch D1-Netz bei Ausfall der Stromversorgung durch das Netz

Stehen die Stromversorgung durch die Fremdnetze (Hauptnetz und Reservenetz) und die interne Eigenversorgung über die Turbinenanlage nicht zur Verfügung, werden die vier Notstromdiesel gestartet. Dieses Ereignis wird als Notstromfall bezeichnet. Die Notstromdieselgeneratoren versorgen alle sicherheitsrelevanten Systeme, die benötigt werden, die Anlage in den Zustand „unterkritisch kalt“ zu überführen, mit elektrischer Energie. Hierzu gehören insbesondere:

- An- und Abfahrpumpen
- Not- und Nachkühlpumpen
- Zwischenkühlkreislauf
- Gesichertes Nebenkühlwassersystem
- Notspeisepumpen

Der Primärkreis wird zunächst über die Sekundärseite gekühlt. Hierzu werden die Dampferzeuger mit den An- und Abfahrpumpen oder den Notspeisepumpen bespeist und der Dampf über die Frischdampfarmaturenstation an die Atmosphäre abgegeben. Gleichzeitig wird der Druck im Primärkreis soweit abgesenkt, bis die Not- und Nachkühlpumpen in Betrieb genommen werden können. Im Folgenden wird die Wärme über den Zwischenkühlkreislauf und das gesicherte Nebenkühlwasser an die Hauptwärmesenke (z.B. Meer, Fluss oder Zellenkühlturm) abgeführt.

Die Kühlung des BE-Lagerbeckens wird durch den notstromgesicherten Beckenkühlkreislauf sichergestellt. Die Wärme wird über den Zwischenkühlkreislauf an das gesicherte Nebenkühlwasser und somit an die Hauptwärmesenke übertragen.

Schmiermittel und Treibstoff für die D1-Diesel sind so bemessen, dass ein 72-stündiger Vollastbetrieb gewährleistet ist. Die Notstromdiesel sind 4 x 50 % redundant ausgelegt.

II. Stromversorgung durch D2-Netz bei Ausfall des D1-Netzes im Notstromfall

Versagen im Notstromfall die Notstromdiesel, werden die Notspeisediesel des Notspeisesystems gestartet. Diese sind in vierfacher Redundanz (4 x 50 %) ausgeführt, räumlich getrennt und gegen EVA geschützt. Die Antriebswelle der Notspeisediesel ist mit den Notspeisepumpen direkt verbunden. Die Notspeisepumpen saugen Deionat aus den Deionatbecken und fördern es in die Dampferzeuger. Durch das Abblasen des Dampfes über die Frischdampfarmaturenstation wird die Nachwärme des Kerns an die Atmosphäre abgeführt. Die Bespeisung der Dampferzeuger durch das hier beschriebene System ist von der primären Wärmesenke unabhängig. Die Notspeisediesel werden durch das Deionat gekühlt, welches in die Dampferzeuger gepumpt wird. Hierzu wird ein Teil des Deionats von der Deionatumwälzpumpe aus dem Deionatbecken angesaugt und über die Komponentenkühler auf die Saugseite der Notspeisepumpe gepumpt. Neben den Notspeisepumpen treiben die Notspeisediesel Generatoren an, mit denen u. a. ein Beckenkühlstrang elektrisch versorgt wird. Dadurch kann die Nachzerfallswärme des Brennelementlagerbeckens an die Hauptwärmesenke abgeführt werden. Die Treibstoff- und Ölvorräte sind so bemessen, dass jeder Strang ohne Handmaßnahmen mindestens 24 Stunden betrieben werden können. Die Deionatvorräte eines Strangs sind für einen Betrieb von mindestens 10 Stunden bemessen /KKE 11/.

Batterien:

III. Batterien

Systeme, die eine unterbrechungsfreie Spannungsversorgung benötigen, sind durch Batterien abgesichert. Die Batterien versorgen 220 V und 24 V Gleichspannungsschienen sowie 380 V/ 220 V Wechselspannungsschienen. Die Batteriekapazitäten sind so ausgelegt, dass eine Entladezeit von mindestens 2 Stunden erreicht wird.

IV. Mögliche Wechselspannungsquellen bei Ausfall des D1- und D2- Netzes im Notstromfall

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Einrichtungen zur Spannungsversorgung des KONVOI sind standortspezifische Notfallmaßnahmen zur Wiederherstellung der Spannungsversorgung vorgesehen. Hierzu zählen:

- Erdkabelverbindungen zu Nachbargemeinden (3. Netzeinspeisung)
- Erdkabelverbindungen zu benachbarten Kraftwerken
- Anschlussmöglichkeiten für mobile Dieselaggregate

Mit diesen Maßnahmen können je nach Beschaffenheit der Stromquelle Stränge des D1- oder D2-Netzes betrieben werden.

Tab. 6-1: KONVOI - Überblick Karenzzeiten bei Ausfall D1- / D2-Netz und bei Nichtverfügbarkeit der primär- und sekundärseitigen Druckentlastung /GRS 01/

Charakteristische Ereignisse	Eintrittszeiten
Totaler Spannungsausfall	0 s
Beginn Auslauf der Hauptkühlmittelpumpen	0 s
RESA/TUSA	3,4 s
Beginn sekundärseitiges Teilabfahren (100 K/h)	25 s
Dampferzeuger ausgedampft ($h_{DE} < 0,1m$)	57 min
Sek. Druckentlastung und passive Bespeisung aus Speisewasserleitung ($h_{DH} > 9m$)	nicht unterstellt
1. Öffnen des Druckhalter-Abblaseregelventils	1 h 06 min
Berstscheibe am Druckhalter-Abblasetank öffnet	1 h 28 min
Primärseitige Druckentlastung	nicht unterstellt
Spaltgasfreisetzung aus Brennstäben	2 h 22 min
Beginn des Kernschmelzens	~ 2 h 35 min
Versagen der Druckhalter-Verbindungsleitung	2 h 55 min
Beginn Druckspeicher-Einspeisung	2 h 56 min
Versagen der Stauplatte, Kernumlagerung in das untere Plenum	5 h 02 min
Austrocknen unteres Plenum	5 h 04 min
RDB-Versagen, Beginn Schmelzeaustrag	6 h 22 min
Kontakt Schmelze-Wasser (Lüftungskanäle)	10 h 07 min
Sieden des Wassers im Brennelementbecken	~ 38 h
Einleiten gefilterte Sicherheitsbehälter-Druckentlastung	45 h

DE Dampferzeuger
 DH Druckhalter
 RDB Reaktordruckbehälter

RESA Reaktorschnellabschaltung
 TUSA Turbinenschnellabschaltung

Tab. 6-1 liefert einen Überblick zum Ereignisverlauf bei Ausfall der gesamten Wechselspannungsversorgung und einer unterstellten Nichtverfügbarkeit der sekundär- und

primärseitigen Druckentlastung. In den Berechnungen wurde vorausgesetzt, dass es bei einer Kernaustrittstemperatur von etwa 840 °C zu einem Versagen der Druckhalterverbindungsleitung kommt. Dies sorgt für eine Druckentlastung im Primärkreis unter 26 bar, woraufhin die Druckspeicher einspeisen können und zu einer Verzögerung im Unfallablauf beitragen /GRS 01/.

In diesem Unfallszenario kommt es laut /GRS 01/ zu einer Kernschmelze mit RDB-Versagen. Der Austritt der Schmelze aus dem RDB erfolgt demnach etwa 6,5 Stunden nach Ereigniseintritt (für detaillierte Informationen zur Schmelzeausbreitung siehe Kapitel 8.1). Eine gefilterte Druckentlastung ist nach etwa 45 Stunden einzuleiten.

Ausfall der Hauptwärmesenke:

Die Hauptwärmesenke des KONVOI stellen je nach Standort ein Fluss und/oder Kühltürme dar. An die Hauptwärmesenke wird die Wärme des Hauptkühlwassersystems, des konventionellen Nebenkühlwassersystems und des gesicherten Nebenkühlwassersystems abgegeben. Bei einem Ausfall der Hauptwärmesenke können u. a. folgende Pfade zur Wärmeabfuhr nicht mehr genutzt werden:

- Sekundärseitige Wärmeabfuhr über den Kondensator
- Nachwärmeabfuhr über das Not- und Nachkühlsystem
- Nachwärmeabfuhr aus dem Brennelementlagerbecken
- Gesichertes Zwischenkühlsystem (z. B. Kühlung der D1-Dieselgeneratoren)

Die sekundärseitige Nachwärmeabfuhr über die Frischdampfarmaturenstation und die Dampferzeugerbespeisung durch das Notspeisesystem ist unabhängig von der Hauptwärmesenke. Hierdurch kann bei Ausfall der Hauptwärmesenke die Nachwärme des Primärkreises an die Atmosphäre abgegeben werden.

Die Kühlung des BE-Lagerbeckens wird durch Verdampfen des Wassers im BE-Lagerbecken realisiert. Das Nachfüllen des Beckens kann über die Not- und Nachkühlpumpen aus den Flutbehältern realisiert werden. Da die nachzuspeisende Wassermenge gering ist, können die Pumpen für diese Zeit auch ohne Komponenten Kühlung betrieben werden /KKE 11/.

Ausfall der Hauptwärmesenke bei gleichzeitigem SBO:

Zieht man für die Definition des „*station blackouts (SBO)*“ den IAEA Safety Guides NS-G-1.8 heran, der folgenden ins Deutsche übersetzten Wortlaut hat:

„Ein station blackout ist der vollständige Verlust der Wechselstromversorgung aus dem externen Netz, vom Generator und aus den Notstromsystemen. Es beinhaltet nicht den Ausfall der unterbrechungsfreien Wechselstromversorgung oder den Ausfall von alternativen Wechselstromversorgungen.“

können die Notspeisediesel als verfügbar angesehen werden. In diesem Fall kann die Nachwärme des Primärkreises sekundärseitig über die Frischdampfarmaturenstation gewährleistet werden. Die Bespeisung der Dampferzeuger wird über die Notspeisediesel und die Notspeisepumpen über mindestens 10 Stunden sichergestellt. Die Kühlung des Brennelementlagerbeckens wird in diesem Fall durch die Wärmekapazität und durch Verdampfen des Wassers im BE-Lagerbecken gewährleistet.

Wird zusätzlich zum oben definierten SBO der Ausfall der Notspeisediesel unterstellt, ist eine aktive Bespeisung der Dampferzeuger nicht mehr möglich. Die Nachzerfallswärme wird bis zum Trockenfallen der Dampferzeuger über die Sekundärseite und das Abblasen über Dach gewährleistet. Das Trockenfallen wird hinausgezögert, indem mit dem erzeugten Dampf der Druck im Speisewasserbehälter erhöht wird. Nach einer Druckentlastung der Dampferzeuger wird dadurch Speisewasser aus der Speisewasserleitung und dem Speisewasserbehälter in die Dampferzeuger getrieben. Die Stromversorgung für diese Maßnahmen erfolgt über batterieversorgte Schienen im Notspeisegebäude. Durch das weitere Einbringen von Deionat in die Dampferzeuger wird das Zeitfenster vergrößert, in dem durch externe Maßnahmen entweder mindestens eine Notstromschiene (D1- oder D2-Netz) wieder mit Strom versorgt wird oder durch mobile Pumpen die Dampferzeugerbespeisung langfristig sichergestellt wird.

Prozeduren zum Nachfüllen des BE-Lagerbeckens mit Hilfe von mobilem Gerät sind nicht in den Betriebs- oder Notfallhandbüchern enthalten. Auf Grund der großen Karenzzeit wird davon ausgegangen, dass betriebliche Systeme zur Ergänzung des BE-Lagerbeckeninventars rechtzeitig wieder zur Verfügung stehen.

6.2 Übersicht - Anlagenverhalten bei station blackout und Ausfall der Hauptwärmesenke

	EPR	AP1000	APR1400	KERENA	KONVOI
Anlagenverhalten bei station blackout (Ausfall der Wechselstromquellen) und Ausfall der Hauptwärmesenke					
Reaktor:	<p>1. Primäre Druckentlastung über Sicherheits- und Entlastungsventile bzw. SADVs, Informationen über Einspeisung durch mobile Pumpe nicht verfügbar</p> <p>2. Wärmeabfuhr aus dem Containment über diversitäre Wärmesenke (in Olkiluoto-3 zusätzlich über gefiltertes Venting)</p> <p>3. Wiederherstellung der SBO-Diesel innerhalb von 4 Stunden, um schwere Kernschäden zu vermeiden, dann Dampferzeugerbespeisung über Notspeisesystem, Wärmeabfuhr aus dem Containment über Containmentkühlsystem</p> <p>4. Nach 24 Stunden müssen Notstromdiesel wieder zur Verfügung stehen, dann Wärmeabfuhr über Not- und Nachkühlsystem</p>	<p>1. Nachwärmeabfuhr durch Sekundärseite</p> <p>2. „Füllstand Dampferzeuger tief“ aktiviert Notwärmetauscher</p> <p>3. Nachwärmeabfuhr über Notwärmetauscher → IRWST → Containmentkühlsystem</p> <p>Langfristig muss das Containmentkühlsystem nachgespeist werden.</p>	<p>1. Batteriestrom ermöglicht sekundärseitige Nachwärmeabfuhr mittels turbinengetriebener Pumpen (Notspeisesystem) für 8 Stunden (<i>station blackout coping time</i>)</p> <p>2. Falls sekundärseitige Bespeisung mittels mobilen Geräts nicht möglich ist, folgt dem Ausdampfen der Dampferzeuger ein stetiger Kühlmittelverlust über das zyklische Öffnen der Druckhalterventile</p> <p>3. Reststrom aus Batterien zur Durchführung der primärseitigen Druckentlastung notwendig (Verhinderung eines Schmelzeunfalls im Hochdruckpfad).</p>	<p>1. Automatische Druckentlastung, damit Wärmeeintrag aus RDB in Kernflutbecken</p> <p>2. Wasserdampf im Containment durch Gebäudekondensatoren an Absetzbecken abgeführt</p> <p>3. niedriger Füllstand im RDB und wirksame Druckentlastung führen zu Kernflutung über Kernflutleitung</p> <p>4. Kühlmittel in Absetzbecken ausreichend für mindestens 72h, danach Auffüllen des Absetzbeckens über Schlauchverbindungen</p>	<p>1. Wärmeabfuhr über Sekundärseite (Abblasen über Frischdampfarmaturenstation)</p> <p>2. gegebenenfalls Erhöhung des Drucks im Speisewasserbehälter</p> <p>3. Druckentlasten der Sekundärseite → Deionat aus der Speisewasserleitung und dem Speisewasserbehälter strömt in drucklose Dampferzeuger</p> <p>4. Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilen Pumpen</p>
Brennelementlagerbecken:	<p>Kühlung wird durch die Wärmekapazität des Beckenwassers und durch Verdampfen gewährleistet BE-Lagerbecken mit Hilfe von mobilem Gerät nachfüllbar</p>	<p>Kühlung wird durch Wärmekapazität des Beckenwassers und durch Verdampfen gewährleistet BE-Lagerbecken mit Hilfe von mobilem Gerät nachfüllbar</p>	<p>Kühlung wird durch Wärmekapazität des Beckenwassers und durch Verdampfen gewährleistet. Eine Kühlmittelergänzung kann vermutlich über die passive Einspeisung aus einem Tank im Notspeisesystem</p>	<p>Wärmekapazität der Wasservorlage, anschließend Verdampfungskühlung Nachfüllbar über Kühlmittelreinigungssystem</p>	<p>Kühlung durch Wärmekapazität des Beckenwassers und durch Verdampfen gewährleistet Keine Prozeduren zum Nachfüllen des BE-Lagerbeckens mit Hilfe von mobilem Gerät in Handbüchern vorhanden</p>

7 Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen

Während der Unfallverlauf in Fukushima maßgeblich durch den Ausfall der Stromversorgung bestimmt wurde, führten die Wasserstoffexplosionen in den Reaktorgebäuden zu wesentlichen Freisetzungen und zu erschwerten Bedingungen bei der (Wieder-) Herstellung der Kühlfunktionen.

Der vorliegende Abschnitt soll darüber informieren, in wieweit Auslegungsspezifikationen zur Begrenzung und zum Abbau von Wasserstoffkonzentrationen vorgesehen sind. Entsprechend der WENRA *Reactor Safety Reference Levels* und anderer internationaler Anforderungen müssen Vorkehrungen getroffen werden, die das Containment während eines schweren Unfalls vor den Gefahren brennbarer Gase und insbesondere vor explosiven Wasserstoffansammlungen schützen WEN 08/. Wie im vorangegangenen Kapitel wird neben dem Kernmaterial auch das Brennelementlagerbecken als Ausgangspunkt einer unfallbedingten Wasserstoffproduktion berücksichtigt.

7.1 Sicherheitsbehälter

a. EPR

Zur Prävention der lokalen und globalen Aufkonzentration von Wasserstoff im Containment wird beim EPR das *Combustible Gas Control System (CGCS)* verwendet. Dieses System besteht aus einer Reihe passiver Systeme⁹, die zum Abbau von Wasserstoff und zur Durchmischung der Containment-Atmosphäre eingesetzt werden. Das CGCS ist so ausgelegt, dass bei Wasserstofffreisetzung die Integrität des Containments sowohl bei Auslegungsstörfällen als auch unter Unfallbedingungen mit Versagen des RDBs gewährleistet bleiben soll. Die Auslegung des CGCS soll gewährleisten, dass die Wasserstoffkonzentration im Containment zu jeder Zeit unterhalb 10 Vol.-% gehalten und die Konzentration nach 12 h auf 4 Vol.-% herabgesenkt werden kann.

⁹ Es sind keine Handmaßnahmen zur Aktivierung des CGCS notwendig. Weiterhin benötigt das CGCS keine Wechselspannungsversorgung.

Diese Werte werden für einen schweren Unfall mit Kernschmelze angegeben, bei dem 100 % des Zirkoniums im Primärkreis (insgesamt 40 t) oxidiert wurde /ANP 11a/.

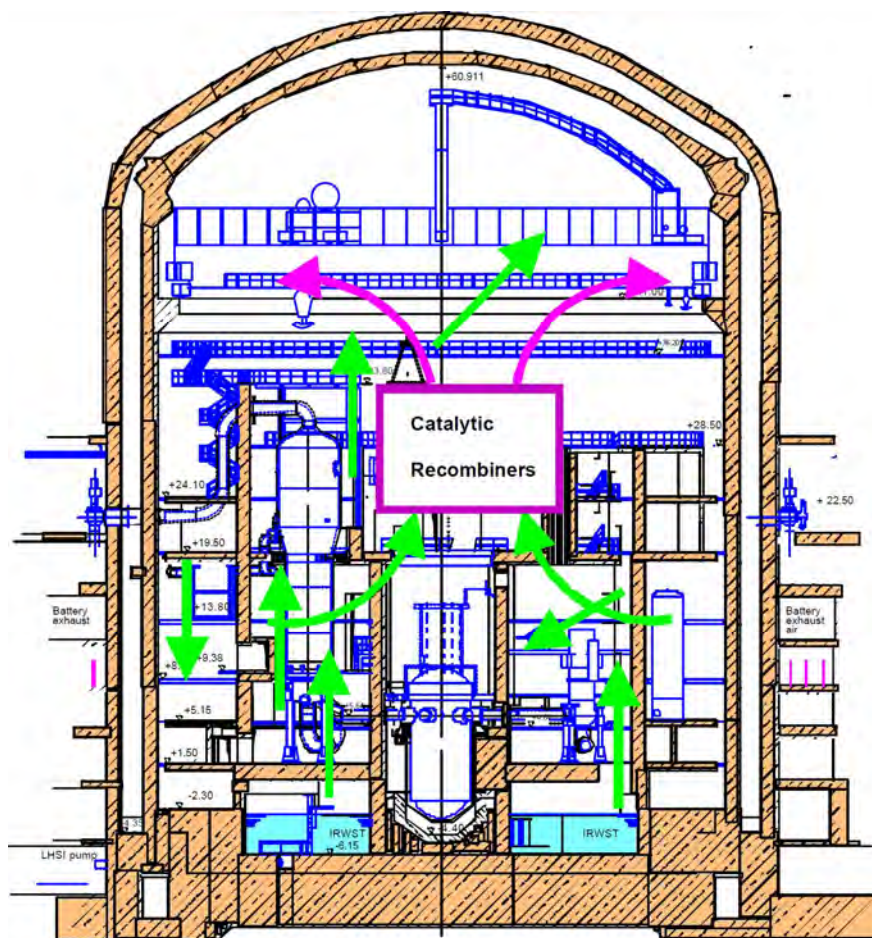


Abb. 7-1: EPR - Pfade der Konvektionsströme im Containment /ANP 11c/

Durch eine Anordnung von Konvektions- und Mischklappen sowie zahlreichen Berstscheiben soll ein globaler Konvektionsstrom im Containment erzeugt werden (siehe Abb. 7-1). Dieser dient zur Durchmischung der gesamten Containment-Atmosphäre, und soll damit eine lokale Aufkonzentration von Wasserstoff verhindern. Die insgesamt sechs Mischklappen mit einer Öffnungsfläche von je 5 m² trennen den Luftraum zwischen dem IRWST und dem Ringraum im unteren Teil des Containments. Sie sind magnetisch verriegelt und haben einen Ansprech-Differenzdruck von 1,2 bar. Bei einem *station blackout* öffnen die Klappen nach dem „fail-safe“-Prinzip, d. h. in diesem Fall federunterstützt. Die Konvektionsklappen und Berstscheiben sind am oberen Ende der Betonummantelung des nicht zugänglichen Bereichs des Primärkreises angebracht. Es stehen insgesamt 100 separate Berstscheiben mit einer effektiven Öffnungsfläche von 76 m² zur Verfügung, die bei einem Differenzdruck von 50 mbar an-

sprechen. Die 120 Konvektionsklappen setzen sich aus je einer Berstscheibe (Ansprech-Differenzdruck 50 mbar) und einem Temperatur-sensitiven Öffnungsmechanismus (Ansprechtemperatur 80-85 °C) zusammen.

Auf verschiedenen Ebenen in den zugänglichen und nicht zugänglichen Bereichen des Reaktorgebäudes sind insgesamt 47 autokatalytische Rekombinatoren zur kontrollierten Verbrennung des Wasserstoffs angeordnet. Darunter gibt es 41 große Rekombinatoren mit einer Wasserstoff-Abbaurrate von 5,4 kg/h je Einheit und sechs kleine Rekombinatoren, die je Einheit 1,2 kg/h Wasserstoff abbauen können. Die Rekombinatoren arbeiten vollkommen passiv ab einer Wasserstoffkonzentration von mindestens 2 Vol.-%. Die Wasserstoffkonzentration in der Containment-Atmosphäre wird über ein zweisträngiges Überwachungssystem ständig kontrolliert /ANP 09/, /ANP 11/.

Fehlende Informationen:

- **Wasserdampf- und Wasserstoffexplosionen:**

Vom Hersteller werden Wasserdampf- und Wasserstoffexplosionen, welche die Integrität des Containments gefährden könnten, kategorisch ausgeschlossen. Es ist nicht ersichtlich worauf diese Annahmen beruhen. Die Auswertung von Forschungsergebnissen, welche Informationen bezüglich dieser Annahmen enthalten, konnte in im Umfang des Sonderberichts nicht geleistet werden.

b. AP1000

Zum Schutz vor explosiven Wasserstoffkonzentrationen im Sicherheitsbehälter sind im AP1000 zwei autokatalytische Rekombinatoren und 64 Wasserstoffzünder installiert.

Die autokatalytischen Rekombinatoren sind für den Abbau von Wasserstoff ausgelegt, die langfristig im Fall eines Kühlmittelverluststörfalls auf Grund von Radiolyse erwartet werden /AP 11/. Sie befinden sich im oberen Bereich des Sicherheitsbehälters auf etwa 50 m Höhe und sind in einem Abstand von etwa 4 m von der Wand des Sicherheitsbehälters angebracht.

Für den Fall eines Unfalls, bei dem in kurzer Zeit große Mengen Wasserstoff erzeugt werden, sind im Sicherheitsbehälter 64 Zünder verteilt. Bei der Auslegung wurde unterstellt, dass bei allen Brennstabhüllrohren im RDB die Zirkon-Wasser-Reaktion abläuft und die maximale Menge an Wasserstoff produziert wird. Die Verteilung der Zünder wurde unter der Berücksichtigung der Ausbreitungswege des Wasserstoffs und Untersuchungen des Verhaltens von Wasserstoffbränden durchgeführt. An Orten, an de-

nen sich Wasserstoff sammeln kann, sind mindestens zwei Zünder installiert. Die Zünder werden vom Netz mit elektrischer Energie versorgt. Steht das Netz nicht zur Verfügung, wird die Energieversorgung von den Hilfsdieseln sichergestellt. Im Fall eines SBO können sie von den betrieblichen Batterien für 4 Stunden betrieben werden. Die Zünder können sowohl von der Warte als auch von der Notstandswarte manuell aktiviert werden.

Die Wasserstoffkonzentration im Sicherheitsbehälter wird über ein Wasserstoffüberwachungssystem während des Betriebs gemessen und in der Warte angezeigt. Überschreitet die Wasserstoffkonzentration einen Grenzwert, wird in der Warte ein Alarm ausgelöst.

Entsprechend der Analysen in Kapitel 19 von /AP 11/ wird die globale H₂-Konzentration auch bei schneller Wasserstoffproduktion und vollständiger Oxidation des Brennstabhüllrohre durch das Wasserstoffabbausystem unterhalb der brennbaren Grenzen gehalten. Die Durchmischung der Containmentatmosphäre erfolgt aufgrund der vierten und letzten Stufe der Druckentlastung, bei der der Dampf direkt in das Containment abgeblasen wird. Bei Ausfall der letzten Druckentlastungsstufe sammelt sich in den Bereichen der Ventile des passiven Kernkühlsystems und über dem IRWST eine große Menge Wasserstoff. Laut Hersteller /AP 11/ reicht die Sauerstoffkonzentration nicht zur Verbrennung oder Explosion.

Bei Ausfall der Sprüheinrichtung des Containmentkühlsystems sind Notfallprozeduren zum Containment-Venting vorgesehen, um die Integrität der Barriere Containment nicht zu gefährden. Dafür können mehrere, nicht näher bezeichnete Containment-Durchführungen benutzt werden. Durch die Reduzierung des Partialdrucks von nicht kondensierbaren Gasen wird durch die Maßnahme Venting mit anschließender Kühlung des Containments ein Unterdruckversagen der Stahlhülle möglich. Unter anderem deshalb ist Containment-Venting des AP1000 bei voll funktionstüchtigem Containmentkühlsystems nicht vorgesehen und nur im Notfallhandbuch beschrieben /AP 11/.

Fehlende Informationen:

- **Wasserstoffkonzentrationen bei Ausfall der letzten Druckentlastungsstufe:**
Laut Betreiber sammeln sich bei einem Ausfall der vierten Druckentlastungsstufe im Bereich der Ventile des passiven Kernkühlsystems und über dem IRWST große Mengen Wasserstoff. Allerdings wird angegeben, dass in dem Fall die Sauerstoff-

konzentration in den Bereichen nicht zur Verbrennung oder Explosion ausreichen. Es liegen keine Informationen vor, die diese Aussage unterstützen.

- **Betrieb der Zünder:**

Es liegen keine Informationen vor, bei welcher Wasserstoffkonzentration der Containmentatmosphäre ein Alarm auf der Warte ausgelöst wird. Damit verbunden ist die Frage, ob durch das Auslösesignal die Zünder automatisch gestartet werden, oder ob Handmaßnahmen nötig sind. Die Lage der Zünder und der PAR sind nicht bekannt.

c. APR1400

Zur Wasserstoffkontrolle werden 26 passive autokatalytische Rekombinatoren (PAR) eingesetzt. Die Verteilung einiger dieser PAR im Containment ist in Abb. 7-2 dargestellt. Laut KHNP ist durch die eingesetzten PAR eine Verbrennung von Wasserstoff mit einer Konzentration von weniger als 1 % und bei hohem Dampfgehalt möglich. Die bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehende Wärme soll laut KHNP zur Konvektion im Containment führen und somit zur Vermischung des Wasserstoffs beitragen /KHN 00/. Eine von KAERI (Korea Atomic Energy Research Institute) durchgeführte Analyse bestätigte die Wirksamkeit der PAR in der Containmentauelegung des APR1400 in ausgewählten Unfallszenarien /KAE 09/. Grundsätzlich eignen sich PAR zu einem stetigen aber langsamen Abbau von Wasserstoff.

Komplementär sollen zehn Zünder zur gezielten Verbrennung von Wasserstoff installiert werden. KAERI kam nach Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass gerade bei Kühlmittelverluststörfällen ein Großteil des Wasserstoffs nahe dem Leck durch Zünder effektiv verbrannt werden kann. Die Zünder werden damit insbesondere an Orten eingesetzt, an denen ein schneller Aufbau von Wasserstoff möglich ist.

Zur gleichmäßigen Durchmischung des Wasserstoffs im Containment soll laut Hersteller der Betrieb des Containmentkühlsystems beitragen /KEP 00/. Der Einfluss des Sprühens auf die Wasserstoffverteilung wurde durch KAERI analysiert. Im Mittelpunkt dieser Untersuchungen steht ein Parameter, der das Volumen der „Sigma-Wolke“ angibt. Innerhalb dieses Volumens liegen Bedingungen vor, die bei einer Entzündung zu einer Beschleunigung der Flammenfront führen. Damit ist grundsätzlich der Übergang von einer Deflagration zu einer Detonation möglich, bei dem der Explosionsdruck um

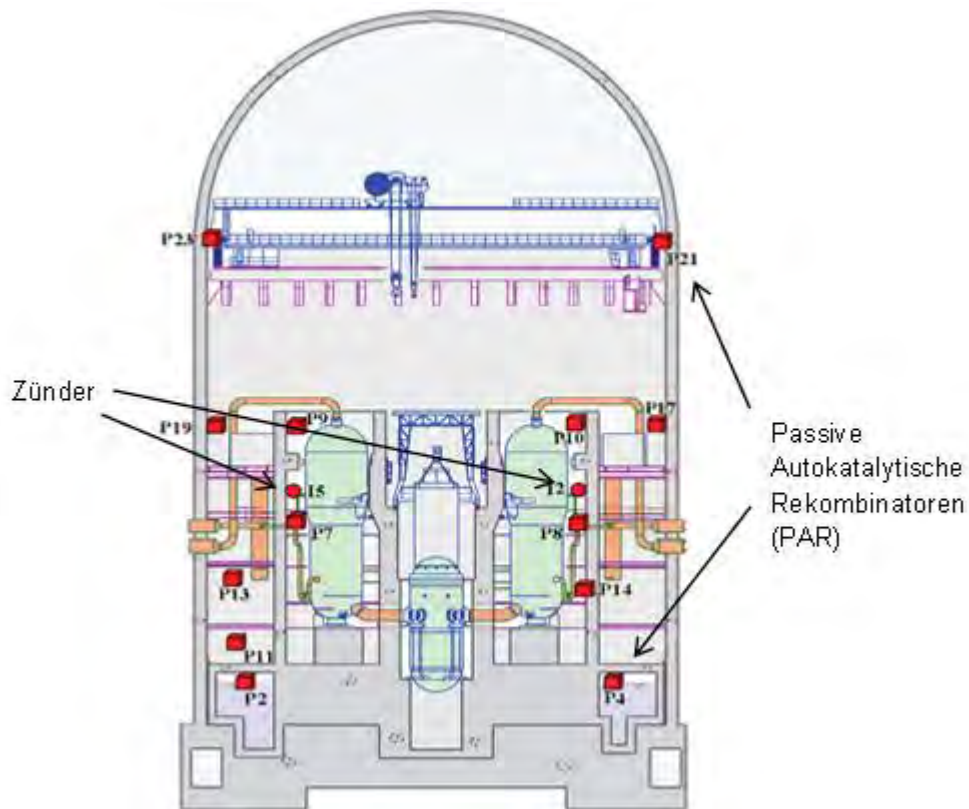


Abb. 7-2: APR1400 - Maßnahmen zur Wasserstoffkontrolle: Verteilung der PARs und der Zünder im Containment sowie das Sprühsystem /KHN 0b/

ein Vielfaches ansteigt. In jedem Falle ist also eine Minimierung des Sigma-Volumens anzustreben. Für den APR1400 legte KAERI Daten vor, aus denen eine Reduzierung der Sigma-Wolke aufgrund der durch Wassertropfen verursachten Durchmischung hervorgeht /KAE 09/.

Die Strategie aus PARs und Zünder soll gewährleisten, dass die durchschnittliche Wasserstoffkonzentration innerhalb des Containments während eines Kernschmelzunfalls mit einer 100 %-igen Wasser-Hüllrohr-Reaktion auf 10 % begrenzt wird. Dieses Kriterium entspricht der US-Anforderung 10CFR50.34(f), die als Folge des Unfalls in TMI erarbeitet wurde. Das koreanische Regelwerk fordert zusätzlich den Ausschluss von hohen lokalen Wasserstoffkonzentrationen. Aus einem CSNI-Papier geht allerdings hervor, dass in manchen Unfallsequenzen wie *station blackout*, eine Akkumulation von Wasserstoff im Bereich des IRWST nicht ausgeschlossen werden kann /CSN 06/.

Wasserstoffakkumulation im Bereich des IRWST:

Der Antragsteller KEPCO reichte im Jahr 2000 einen Antrag auf Erteilung einer Design Certification ein. In dem Standard Safety Analysis Report wurde bei einem *station blackout* Szenario eine Wasserstoffkonzentration von bis zu 57 % im Bereich des IRWST berechnet. In einer nachfolgenden Analyse von KINS (Korea Institute of Nuclear Safety) wurde bestätigt, dass diese Akkumulation von Wasserstoff ausreichend ist, um den Übergang von einer Deflagration zu einer Detonation zu ermöglichen (Deflagration-to-Detonation Transition, DDT).

Die von KEPCO durchgeführte Analyse basiert auf einer MAAP4-Modellierung und zeigt nach Beginn der Kernfreilegung einen signifikanten Wasserstoffeintrag in das IRWST. Der Eintrag ist auf die primäre Druckentlastung zurückzuführen, bei der nach Öffnung der POSRV die Niederschlagung des Dampfgemischs über vier Düsenstöcke in das IRWST erfolgt. Von den insgesamt 26 installierten PARs sind vier im Luftraum der IRWST-Kammer angebracht. Noch bevor diese PARs eine nennenswerte Wasserstoffmenge abbauen, kommt es zu im Bereich des IRWST zu einem Gasgemisch, bei dem der Wasserstoffanteil bis zu 57 % beträgt. Dieser Peak tritt etwa 53 Minuten nach Beginn der Kernfreilegung auf (oder ca. 3,5 Stunden vor Beginn der Kernverlagerung). Die berechneten Konzentrationen von Wasserdampf und Sauerstoff lassen Bedingungen zu, in denen eine Flammenbeschleunigung bis in den Bereich einer Detonation möglich ist /KINS 05/. Es liegen keine Informationen vor, ob aus diesen Analysen Maßnahmen zur Auslegungsänderung abgeleitet wurden.

d. KERENA

Im KERENA-Konzept werden Druck- und Kondensationskammer mit Stickstoff inertisiert. Das Reaktorgebäude wird mit autokatalytischen Rekombinatoren ausgestattet. Zum Abbau von Wasserstoff im Unfallverlauf wird das Wasserstoffabbausystem verwendet, welches Gase aus Druckkammer oder Kondensationskammer ansaugt, über katalytische Rekombinatoren führt und die Reaktionsprodukte wieder in das Containment zurückführt /ANP 10a/.

Ein System zum Containment-Venting wird explizit nicht vorgesehen. Stattdessen werden zur Wärmeabfuhr aus dem und zum Druckabbau im Containment die passiv wir-

kenden Gebäudekondensatoren (Wärmetauschern mit Verbindung zum Kühlmittel im Absetzbecken) verwendet.

Ein betrachtetes Szenario, in dem Wasserstoffexplosionen verhindert werden müssen, wird in /ANP 03/ der folgenden Annahmen abgeleitet: Offenhängendes Sicherheitsventil und Ausfall aller RDB-Bespeisungen. In diesem Ereignis fällt zunächst der RDB-Füllstand rapide ab, RESA und automatische Druckentlastung werden angeregt. Die Sicherheitsventile bleiben offen und nach zirka drei Stunden wird die Reaktorgrube bis zu einem Füllstand von mindestens zehn Metern, entsprechend zwei Meter über Kernoberkante, geflutet. Zu dieser Zeit heizt sich der Kernbrennstoff auf und Brennstäbe beginnen zu versagen. Danach setzt die Zirkon-Wasser-Reaktion ein und große Mengen an Wasserstoff werden produziert, dieser gelangt ins Containment. Das Containment ist durch Stickstoff inertisiert, so dass kein Sauerstoff zur Wasserstoffverbrennung zur Verfügung steht. Schließlich fällt der Wasserspiegel im RDB unter die Kernunterkante und auch die Dampfkühlung wird unterbrochen. Die Brennstäbe heizen sich weiter auf und bilden Schmelze, die sich in den unteren Teil des RDB verlagern könnte und dort in eine Wasservorlage und zwischen die Steuerstabantriebe fällt. Die Einbauten reduzieren die Schmelze-Wasser-Wechselwirkung. Solange im unteren Plenum Kühlmittel ist, bleibt die äußere Kruste der Schmelze fest. Gleichzeitig wird der RDB von außen effektiv gekühlt und der RDB-Druck bleibt auf Grund der offen stehenden Sicherheitsventile niedrig.

e. KONVOI

Überwachungs- und Begrenzungssystem:

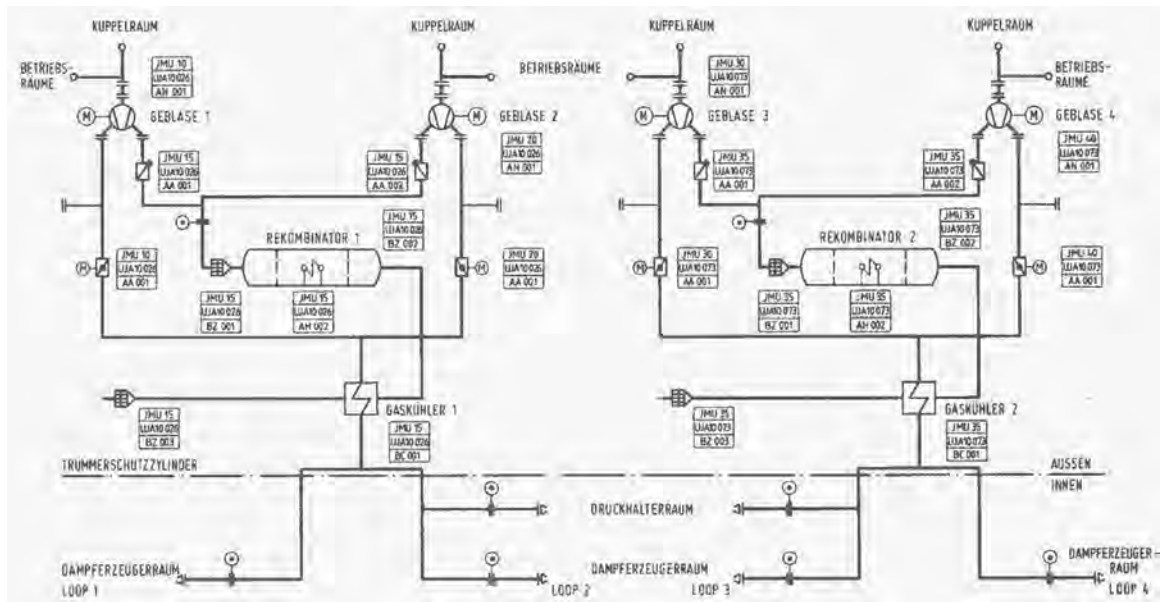


Abb. 7-3: KONVOI - Aufbau des H₂-Begrenzungssystem /KWU 86/

Das Wasserstoff-Überwachungs- und -Begrenzungssystem zählen zu den sicherheitsgerichteten Systemen und dienen zur Erkennung und Begrenzung einer unzulässigen Wasserstoffkonzentration im Sicherheitsbehälter bei Kühlmittelverluststörfällen. Die Auslegungswerte des Sicherheitsbehälters betragen 5,3 bar und 145 °C und decken damit den maximalen Störfalldruck und die zugehörige Störfalltemperatur im Sicherheitsbehälter ab /KKE 99/.

Das Wasserstoffüberwachungssystem hat die Aufgabe, die örtliche und zeitliche Verteilung des Wasserstoffes in unterschiedlichen Raumbereichen des Sicherheitsbehälters zu überwachen. Mit Hilfe der Messwerte werden die Zeitpunkte bestimmt, an denen das H₂-Begrenzungssystem in Betrieb genommen werden muss. Die Messstellen befinden sich in den mittleren und unteren Dampferzeugerräumen, dem Raum des Druckhalters, dem Druckhalterarmaturenraum und in der Kuppel des Sicherheitsbehälters in drei verschiedenen Höhen azimuthal versetzt. Das Wasserstoffüberwachungssystem ist durch das D1-Netz notstromgesichert /KKE 99/.

Das H₂-Begrenzungssystem besteht aus zwei identisch aufgebauten Leitungssystemen, die innerhalb des Sicherheitsbehälters räumlich getrennt angeordnet sind. Jedes

Leitungssystem beinhaltet einen Rekombinations- und zwei Durchmischungsstränge. Abb. 7-3 zeigt den Aufbau des H₂-Begrenzungssystems. In jedem der insgesamt vier Durchmischungsstränge befindet sich ein Gebläse, mit dem Luft von der Kuppel angesaugt und über je zwei Düsen pro Strang in die unteren Dampferzeugerräume und den Druckhalterraum eingeblasen wird. Mithilfe dieser Zirkulation soll eine lokale Aufkonzentration von Wasserstoff verhindert werden. Während des Leistungsbetriebs ist das System inaktiv und die Leitungswege sind zur Lüftungstechnischen Trennung von Betriebs- und Anlagenräumen mit motorbetriebenen Ventilen geschlossen. Bei Überschreitung einer lokalen Wasserstoffkonzentration von 2,5 Vol.-% werden die Ventile aufgeföhren. Zum Wasserstoffabbau ist weiterhin je Teilsystem ein thermisch wirkender Rekombinator vorhanden. Das H₂-Begrenzungssystem ist über das D1-Netz notstromgesichert /KKE 99/.

Zusätzliche Maßnahmen bei einem Unfallverlauf mit Kernschmelze:

Während eines Unfalls mit Kernschmelze werden große Mengen an Wasserstoff gebildet und in den Sicherheitsbehälter freigesetzt. Dabei können Gasgemische entstehen, die bei einer Zündung und anschließender Verbrennung die Integrität des Sicherheitsbehälters gefährden. Aus diesem Grund wurde die Anlage mit insgesamt 58 passiven autokatalytischen Rekombinatoren (PAR) nachgerüstet, die zusätzlich zum Begrenzungssystem zur Verfügung stehen und bei einem schweren Unfall mit Kernschmelze die globale Wasserstoffkonzentration unter 4 Vol.-% halten sollen /KKE 11/. In den späteren Unfallphasen sind die Rekombinatoren auch für den Abbau von Kohlenmonoxid vorgesehen, das bei der Schmelze-Beton-Wechselwirkung entsteht. Aufgrund des stetigen Sauerstoffverbrauchs durch die Rekombination ist laut /KKE 11/ in späteren Phasen des Unfallverlaufs die Ausbildung eines zündbaren Gemischs unwahrscheinlich. Zum Betrieb der autokatalytischen Rekombinatoren ist keine Stromversorgung nötig. Bei einem Druckanstieg im Sicherheitsbehälter besteht zusätzlich die Möglichkeit einer gefilterten Druckentlastung an die Atmosphäre. Zur Rückhaltung radioaktiver Stoffe sind im Entlastungspfad unter anderem Venturiwäscher und Metallfaserfilter vorhanden, so dass für Aerosole ein Abscheidegrad von mindestens 99,9 % und für elementares bzw. organisches Jod ein jeweiliger Abscheidegrad von mindestens 99,0 % und 80 % erreicht werden soll /KKE 11/. Laut Notfallhandbuch /KKE 04/ wird die Druckentlastung bei einem Überdruck von 4 bar im Sicherheitsbehälter vorbereitet und bei 6 bar eingeleitet. Zur Vorbereitung der Druckentlastung sind Handmaßnahmen zur Freigabe der Entlastungsleitung notwendig. Die Druckentlastungsarmatur kann von

der Warte oder Notsteuerstelle angesteuert werden und bei fehlender Stromversorgung auch durch ein Handrad vor Ort betätigt werden. Die zu erwartende Strahlungsbelastung für das Betriebspersonal während der Durchführung der Handmaßnahmen wird von den Betreibern als zulässig angegeben /KKE 11/.

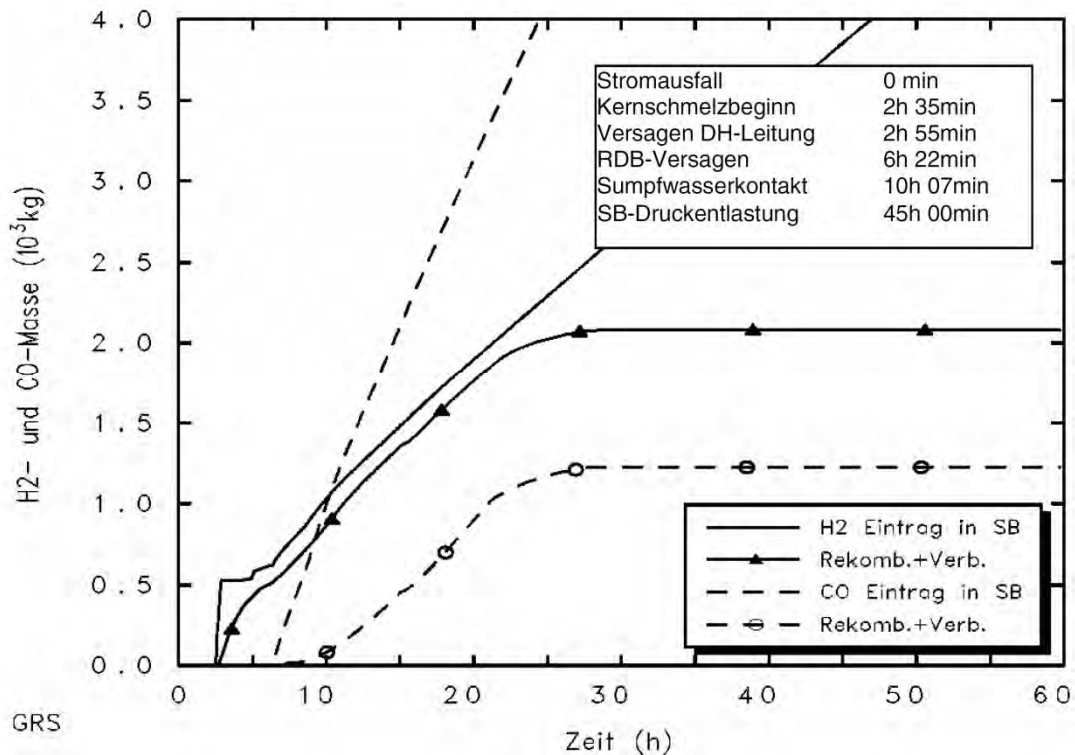


Abb. 7-4: KONVOI - Wasserstoff- und Kohlenmonoxid-Eintrag in den SHB mit und ohne Rekombinatoren /GRS 01/

7.2 Brennelementlagerbecken

a. EPR

Es liegen keine Informationen hinsichtlich eines Wasserstoffabbausystems im Bereich des Brennelementlagerbeckens vor. Für den Standort Olkiluoto-3 (Finnland) werden laut /STU 11/ keine Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen im Bereich des BE-Lagerbeckens getroffen. Ziel sei es vielmehr zu jedem Zeitpunkt die Brennelemente mit Wasser zu bedecken, um die Kühlung zu gewährleisten und damit die Wasserstoffproduktion in der Zirkon-Wasserstoff-Reaktion zu vermeiden. Laut /STU 11/ ist dies in einem ausreichenden Maße gewährleistet. In diesem Zusammenhang wird auf die Verdampfungskühlung hingewiesen, die in Kapitel 4.2 dargestellt wurde.

b. AP1000

Es liegen keine Informationen hinsichtlich eines Wasserstoffabbausystems im Bereich des Brennelementlagerbeckens vor.

c. APR1400

Es liegen keine Informationen bzgl. vorhandener Maßnahmen zur Begrenzung der Wasserstoffkonzentration im Bereich des BE-Lagerbeckens vor.

d. KERENA

Das BE-Lagerbecken bei KERENA liegt im Reaktorgebäude, welches mit passiven autokatalytischen Rekombinatoren (PARs) ausgestattet ist.

Fehlende Informationen:

- **Auslegung der PARs im Bereich des BE-Lagerbeckens:**

Die vorliegenden Unterlagen geben keine Auskunft über die genaue Anordnung, Kapazität und Auslegung der PARs.

e. KONVOI

Zur Wasserstoffüberwachung und -begrenzung gelten aufgrund der Lage des BE-Lagerbeckens innerhalb des Sicherheitsbehälters die gleichen Maßnahmen, wie sie in Kapitel 7.1 dargestellt wurden.

7.3 Übersicht - Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen

	EPR	AP1000	APR1400	KERENA	KONVOI
Containment	<p>Wasserstoffabbau: 47 autokatalytische Rekombinatoren (passiv)</p> <p>Konvektion u. Durchmischung gewährleistet durch Mischklappen (5 m² Öffnungsfläche) zwischen IRWST und Ringraum (öffnen passiv), Konvektionsklappen und Berstscheiben (Öffnungsfläche von 76 m², öffnen passiv). Befinden sich am oberen Ende der Betonummantelung des Nichtzugänglichen Bereichs des Reaktorgebäudes</p>	<p>2 autokatalytische Rekombinatoren und 64 Zünder (benötigen Strom)</p> <p>Die Zünder können von der Warte und von der Notstandswarte manuell aktiviert werden</p>	<p>26 passive autokatalytische Rekombinatoren und 10 Zünder</p>	<p>Druckkammer und Kondensationskammer mit Stickstoff inertisiert</p> <p>Passive autokatalytische Rekombinatoren in vorliegenden Dokumenten weder in Druckkammer noch in Kondensationskammer vorgesehen</p> <p>Abbau über Wasserstoffabbausystem</p>	<p>Aktiver Teil des Wasserstoffüberwachungs- und Begrenzungssystem ausgelegt für KMV-Störfall, Begrenzungssystem besteht aus: 4 Durchmischungsstränge und 2 horizontalen thermisch arbeitende Rekombinatoren</p> <p>Nachgerüstet: 58 autokatalytische Rekombinatoren zum Wasserstoffabbau bei Unfallbedingungen</p>
Brennelementlagerbecken	<p>Aus den vorliegenden Unterlagen sind keine Informationen verfügbar</p>	<p>Keine Informationen verfügbar</p>	<p>Keine Informationen verfügbar</p>	<p>im Reaktorgebäude, passive autokatalytische Rekombinatoren im RG installiert</p>	<p>(Siehe Containment)</p>

8 Funktion der für die Beherrschung einer Kernschmelze vor gesehenen Systeme bei SBO

Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung liegen Informationen vor, nach denen in drei Reaktorblöcken des Kernkraftwerks Fukushima zum Teil vollständige Kernschmelzen eingetreten sind. Weiterhin wird vermutet, dass die Schmelze u. U. die Integrität des Reaktordruckbehälter oder sogar des Sicherheitsbehälters zerstört hat. Es liegen bisher jedoch keine Informationen oder Abschätzungen über den tatsächlichen Ausbreitungsweg der Schmelze außerhalb der Reaktordruckbehälter vor.

Die Ausweitung des Auslegungsbereichs neuer Reaktoren auf präventive und mitigative Unfallmaßnahmen umfasst i.d.R. auch die Beherrschung eines Unfalls mit Kernschmelze. Diese Anforderung bildet einen wichtigen Unterschied zu den in Betrieb befindlichen Anlagen und führte bei der Entwicklung neuer Reaktorkonzepte zu einer Vielzahl unterschiedlicher Einrichtungen, die eine Rückhaltung und Kühlung der Schmelze gewährleisten sollen. Vor diesem Hintergrund werden in dem folgenden Abschnitt die zur Verfügung stehenden Maßnahmen bei den betrachteten Reaktorkonzepten erläutert. Dabei soll neben der Funktion der Maßnahmen auch der prognostizierte Unfallablauf geschildert werden.

8.1 Funktion

a. EPR

In Anlehnung an Kapitel 6.1 soll in diesem Abschnitt zwischen Notstromszenarien mit und ohne Verfügbarkeit der SBO-Diesel unterschieden werden. Zunächst soll der Ereignisablauf erläutert werden, der für beide Fälle gilt. Ist eine anhaltende *bleed and feed*-Operation aufgrund fehlender primärseitiger Einspeisemöglichkeiten nicht mehr vorhanden, muss eine Hochdruckkernschmelze verhindert werden. Zu diesem Zweck sind beim EPR diversitär zu den Sicherheits- und Entlastungsventilen mit den SADVs zwei weitere Entlastungspfade vorhanden (siehe Abb. 8-1). Sollte die Kernaustrittstemperatur 650 °C übersteigen, werden die motorgesteuerten Ventile geöffnet. Der über die SADVs bereitgestellte Entlastungsweg führt von einem separaten Stutzen am

Druckhalter über eine Verzweigung von jeweils zwei in Serie geschalteten Ventilen auf die Sammelleitung der Sicherheitsventile. Die motorgesteuerten Ventile sind durch die SBO-Diesel und die unterbrechungsfreie Gleichstromversorgung gesichert.

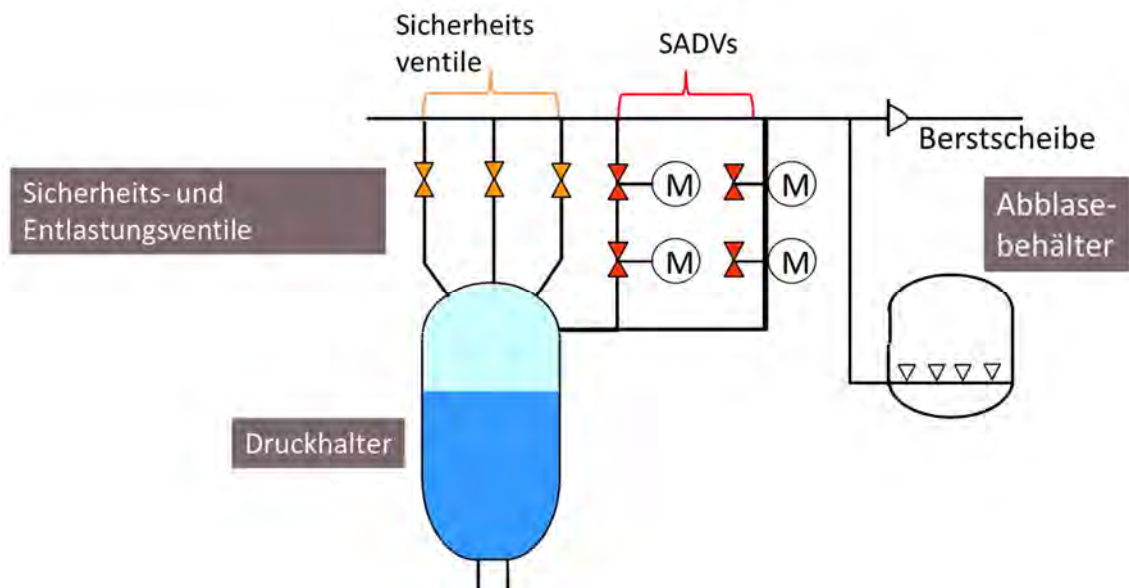


Abb. 8-1: EPR - Pfade zur primären Druckentlastung /ANP 04/

Durch diese Diversität sollen folgende Szenarien der Hochdruckschmelze praktisch ausgeschlossen werden:

- Aufgrund der Dispersion der Schmelze nach Austritt aus dem RDB kann es zum „Direct Containment Heating“ kommen, so dass im weiteren Verlauf die Rückhaltefähigkeit des Containments gefährdet ist.
- Das explosive Versagen des RDBs kann aufgrund der Bruchstücke zu einem großflächigen Schaden am Containment führen.
- Rückstoßkräfte können zu einer Loslösung des RDB aus seiner Verankerung führen („lift-off“).

Funktionsweise des *core catcher*:

Zur Aufnahme der Kernschmelze bei Versagen des RDBs im Niederdruckpfad wird beim EPR ein Core Catcher eingesetzt. Die Schmelze wird dabei vollständig passiv in das sogenannte *spreading compartment* eingeleitet, wo es sicher eingeschlossen und gekühlt werden soll. Mit dem Eindringen der Schmelze in das *spreading compartment* wird ein passiver Flutvorgang ausgelöst, so dass Wasser aufgrund der Gravitation vom IRWST in den Core Catcher strömt und die Schmelze unter Dampfentwicklung kühlt

(orangene Leitung, Abb. 8-2). Mit einem anfänglichen Durchsatz von 100 kg/s dauert der Flutvorgang etwa 5 Minuten (für detailliertere Informationen siehe /GRS 11/). Diese erste Phase der Schmelzekühlung ist aufgrund des passiven Einspeisevorgangs nicht von der Verfügbarkeit der SBO-Diesel abhängig.

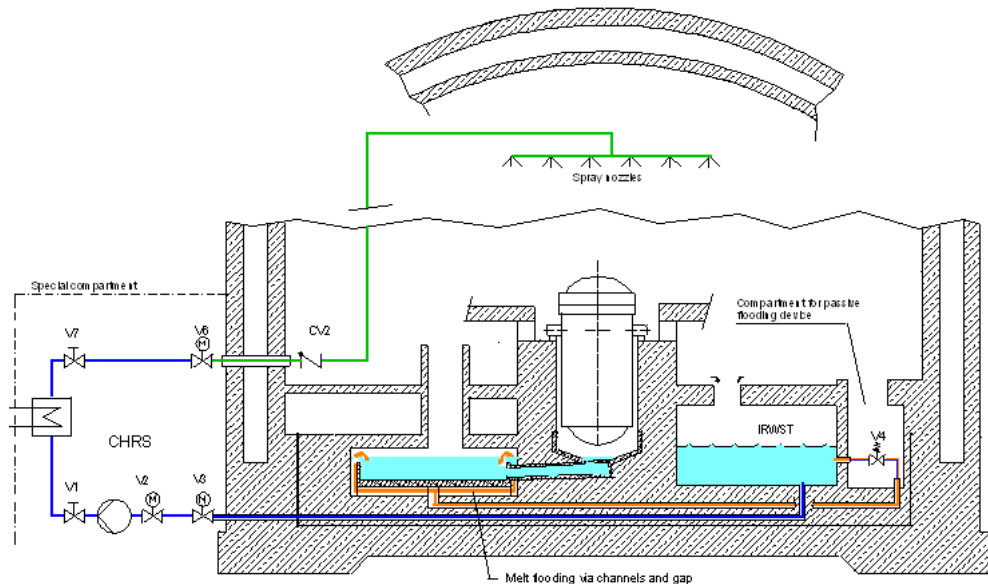


Abb. 8-2: EPR - Passiver Flutvorgang des Core Catchers /GRS 11/

Kühlung der Schmelze bei Verfügbarkeit der SBO-Diesel:

Im Falle eines SBO-Szenario nach /EDF 99/ kann die Wärmeabfuhr aus dem Containment mithilfe der Sprüheinrichtung abgeführt werden. Parallel kann eine langfristige Kühlung der Schmelze durch einen aktiven Einspeisepfad in das *spreading compartment* gewährleistet werden. Beide Funktionen werden vom Containmentkühlsystem, das durch die SBO-Diesel versorgt wird, übernommen. Jeder Strang dieses Systems besitzt eine Pumpe, einen Wärmetauscher und eine Saugleitung zur Sumpfansaugung aus dem IRWST. Die Druckleitung eines Kühlstrangs (blaue Leitung, Abb. 8-3) teilt sich im Containment in zwei weitere Stränge auf. Der erste Strang führt zum Sprühkranz (grüne Leitung, Abb. 8-3) der zweite Strang ist direkt mit dem Core Catcher verbunden (orangene Leitung, Abb. 8-3). So kann ein Kreislauf zur Kühlung der Schmelze im Core Catcher realisiert werden. Zur langfristigen Kühlung wird Kühlmittel aus dem IRWST über den Wärmetauscher, welcher die Wärme an das UCWS abgibt, in den Core Catcher gefördert. Hierdurch steigt der Wasserpegel im *spreading compartment* und dem darüber liegenden Kamin, der schließlich überläuft. Das Kühlmittel kann in Folge dessen über die Reaktorflure zurück in den IRWST gelangen, was den Kühlkreislauf

schließt. Durch das aktive Fluten des Core Catchers wird eine große Wasservorlage auf die Schmelze gebracht. Die Kühlung der Schmelze findet in dieser Phase einphasig mittels der unterkühlten Flüssigkeit statt.

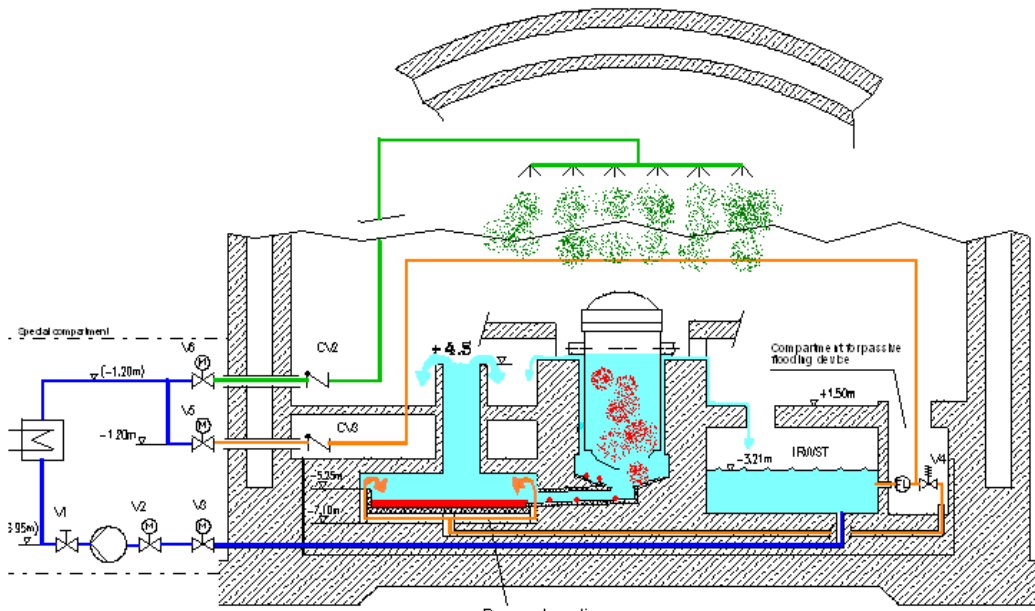


Abb. 8-3: EPR - Aktive Kühlung der Schmelze und Containment-Sprühen /GRS 11/

Zur aktiven Kühlung der Schmelze sind zunächst zwei Stränge des Containmentkühl-systems vorgesehen. Daher müssen beide SBO-Diesel funktionstüchtig sein, um die Wärmeabfuhr zu gewährleisten. In einer späteren Phase (etwa nach 10 Tagen) ist ein Betrieb eines Stranges ausreichend. Zur Wärmeabfuhr aus dem Containment muss das Sprühsystem manuell von der Warte oder der Notsteuerstelle aus aktiviert werden /FRA 03/, /FRA 05/.

Kühlung der Schmelze bei Ausfall der gesamten Wechselspannungsversorgung:

Das Containmentkühlsystem steht bei Ausfall der SBO-Diesel nicht mehr zur Verfügung. Dies bedeutet, dass keine aktiven Maßnahmen zur Kühlung der Schmelze im Core Catcher zur Verfügung stehen. Die Kühlung der Schmelze erfolgt in diesem Zustand durch Sieden der Wasservorlage im *spreading compartment*. Die Wassermenge, die aufgrund der Gravitation während des passiven Flutvorgangs in *das spreading compartment* strömt, ist durch die geodätische Überhöhung des IRWSTs begrenzt, so dass sich nach einer Zeitspanne von etwa 5 Minuten ein Gegendruck aufbaut, der weiteres Einströmen von Wasser in den Core Catcher verhindert. Der entstehende Was-

serdampf steigt vom *spreading compartment* in die Containment-Atmosphäre auf, die Wassersäule sinkt und damit auch der Gegendruck in der Verbindungsleitung zum IRWST, so dass nach und nach Wasser vom IRWST in das *spreading compartment* nachlaufen kann. Da das Containmentkühlsystem nicht verfügbar ist, kann der Wasserdampf nicht kondensiert werden und somit nicht zurück in den IRWST geführt werden. Damit ist kein geschlossener Kreislauf mehr gewährleistet, so dass der Füllstand im IRWST langfristig absinkt¹⁰. Laut den Anforderungen an das EPR-Design muss die Stromversorgung der SBO-Diesel innerhalb von 12 Stunden nach Überschreiten der Kernaustrittstemperatur von 650 °C wiederhergestellt werden, um mit dem Containmentsprühsystem den Druck im Containment abzubauen. Sollte dies nicht geschehen, stellt der weitere Druckaufbau den limitierenden Faktor zur Gewährleistung der Integrität des Containments dar. Laut Informationen aus /ANP 11b/ ist der Auslegungsdruck im Containment nach 20 bis 25 Stunden erreicht.

Fehlende Informationen:

- **Zustand des *spreading compartments* bei Eintritt der Schmelze:**

Im Zusammenhang mit der im vorherigen Kapitel beschriebenen Fragestellung zu Wasserdampfexplosionen wäre es interessant, mehr über den Zustand des *spreading compartments* vor Eintritt der Schmelze in Erfahrung zu bringen. Laut Herstellerinformationen soll sich das *compartment* in einem vollständig trockenen Zustand befinden. Es stellt sich die Frage, welche Annahmen hier zu Grunde gelegt wurden. Zu dieser Fragestellung würde eine Auswertung von Forschungsergebnissen, die bei der Erstellung im Rahmen des Sonderberichts nicht möglich war, zu einem besseren Verständnis der Funktionsweise des Core Catchers beitragen.

- **Einleitung der Schmelze:**

Anknüpfend an die vorherige Fragestellung, bleibt offen, welche detaillierten Annahmen zum Ausgangszustand der Schmelze in der Reaktorgrube und zur Einleitung in den Transfertunnel bzw. das *spreading compartment* getroffen wurden. Auch hier bedarf es zusätzlicher Information zur besseren Einschätzung der Kühlbarkeit der Schmelze.

¹⁰ In Finnland kann durch gefiltertes Venting der Druck im Containment abgebaut werden. Die Wasservorlage im IRWST würde dennoch sinken.

- **Karenzzeit der Anlage bei passiver Kühlung der Kernschmelze:**

Bei passiver Kühlung der Schmelze wird beim EPR der Auslegungsdruck im Containment etwa 20 bis 25 Stunden nach Überschreiten der Kernaustrittstemperatur von 650 °C erreicht. Es stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, wann spätestens Maßnahmen zum Druckabbau eingeleitet werden müssen, um die Integrität des Containments nicht zu verlieren. Des Weiteren stellt sich die Frage, ob bis zu diesem Zeitpunkt der Wasservorrat im IRWST zur Kühlung der Schmelze ausreichend ist.

b. AP1000

Im AP1000 soll kein *core catcher* eingebaut werden. Zur Rückhaltung von Schmelze im RDB ist im AP1000 eine Kühlung der RDB-Außenwand, die sogenannte In-Vessel Retention (IVR), vorgesehen. Damit soll die Integrität des RDB erhalten bleiben und eine Kernverlagerung in den Reaktorsumpf mit den Risiken von Schmelze-Beton-Wechselwirkungen sowie Dampfexplosionen verhindert werden.

Zur Ermöglichung der IVR soll ab einer Kernaustrittstemperatur von 650 °C der Reaktorsumpf durch das IRWST geflutet werden, wobei die Geometrie des biologischen Schildes das Fluten bis über die Hauptkühlmittelleitungen ermöglicht. Zwischen RDB und Isolierung existiert ein Spalt, so dass durch eine Einlassöffnung in der Isolierung unterhalb des RDB-Bodens Wasser eindringen und die Außenwand des RDB bedecken kann. Hierzu sind keine Schaltheilungen nötig, da die Einlassöffnung durch das Wasser selbst aufgedrückt wird. Die Erhitzung des Wassers im Spalt und die damit verbundene Dichteänderung sollen einen aufwärtsgerichteten Strom erzeugen und dabei die Wärme von der Außenwand des RDB abtragen. Der erzeugte Dampf entweicht über Entlüftungskanäle und kann dann an der Innenwand des Containments kondensieren und über den IRWST erneut dem Reaktorsumpf zugeführt werden. Die Wärme wird über das Containmentkühlsystem an die Atmosphäre abgegeben. Die Barriere Containment bleibt erhalten und eventuell entwichene Spaltprodukte werden zurückgehalten. Das Fluten der Reaktorgrube wird von der Wartemannschaft per Hand ausgelöst. Es ist davon auszugehen, dass für diese Schaltmaßnahme eine Spannungsversorgung durch die Batterien erforderlich ist.

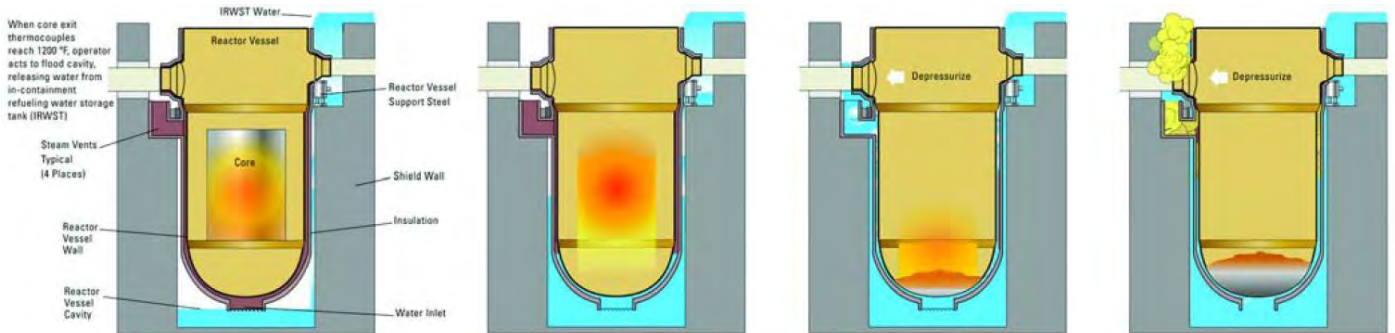


Abb. 8-4: AP1000 - In-Vessel Retention beim AP1000 /GRS 11a/

Um eine hinreichende Kühlung des RDBs zu erreichen, darf es im Bereich zwischen RDB-Außenwand und der Isolierung nicht zum Filmsieden kommen. Hierzu sind folgende Vorkehrungen getroffen worden:

- Die Geometrie der Isolierung soll im unteren Bereich des RDB eine gerichtete Strömung im Zwischenraum zwischen RDB und Isolierung unterstützen. Hierdurch soll die kritische Wärmestromdichte erhöht werden.
- Um die strukturelle Integrität der Isolierung im unteren Bereich des RDBs aufrechtzuerhalten und dadurch die Strömung des Kühlmittels entlang der RDB-Außenwand sicherzustellen, ist diese durch einen Rahmen gesichert.
- Der Füllstand in der Reaktorgrube muss in hinreichender Zeit eine bestimmte Höhe (98 ft) erreichen, um die Wärmeabfuhr über einen zweiphasigen Naturumlauf gewährleisten zu können. Hierzu wurde im Vergleich zum AP600 der Zeitpunkt für das Fluten der Reaktorgrube in der Notfallbehandlung vorverlegt. Wird die Höhe nicht rechtzeitig erreicht, kann es zum Filmsieden kommen.
- Um zu verhindern, dass abgelöstes Isoliermaterial die Strömung behindert, ist dieses durch Stützrahmen gesichert.

Laut Hersteller soll durch diese Maßnahmen im Fall einer Kernschmelze der RDB intakt bleiben /AP 11/.

In einer Forschungsarbeit des „Energy Research Inc.“ /HES 05/ wurden Untersuchungen zur Wahrscheinlichkeit eines RDB-Versagens bei der RDB-Außenkühlung durchgeführt. Es wurden zwei Kernschmelzszenarien unterschieden. Im ersten Szenario besteht die Schmelze aus einer keramischen Schicht (Uranoxid, ZrO), die von einer dünneren Schicht aus leichterem Metall (Stahl der Kerneinbauten) bedeckt ist. Im zweiten Szenario besteht die Schmelze aus drei Schichten: die unterste Schicht besteht aus

schwerem Metall (Uran, Zirkon, Stahl), die zweite Schicht ist keramisch (Uranoxid, ZrO) und die oberste Schicht besteht aus leichten Metallen (Stahl der Kerneinbauten). In beiden Fällen wird vorausgesetzt, dass die Schicht aus leichtem Metall keinen Beitrag zur Nachzerfallsleistung liefert. Bezüglich der Versagenswahrscheinlichkeit des RDBs bei Außenkühlung wurden folgende Ergebnisse erzielt.

Szenario1:

Die keramische Schicht bildet zur RDB-Wand eine feste Kruste, die die Wärmeabfuhr beeinträchtigt. Diese Kruste weist im Bodenbereich des RDB die größte Dicke auf und wird nach oben hin immer dünner. Damit nimmt auch der Wärmeübertrag nach oben hin zu. Auf Grund der guten Wärmeleitung der Metallschicht über der keramischen Schicht ist hier der Wärmeübertrag am größten. Je nach Dicke der Metallschicht kann auf Grund des „focussing effects“ der kritische Wärmestrom überschritten werden, dies kann zum RDB-Versagen führen. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass je nach Unfallablauf und Konstellation der Schmelze in so einem ZweischichtszENARIO die Wahrscheinlichkeit für ein RDB-Versagen zwischen 4 % und 30 % beträgt.

Szenario 2:

Die keramische Schicht und die Schwermetallschicht tragen etwa zu gleichen Teilen zur Nachzerfallsleistung bei. Da es zwischen der RDB-Wand und der Schwermetallschicht nicht zu einer Krustenbildung kommt, ist der Wärmeübertrag in Bodenbereich des RDB größer als im ersten Szenario. Die von der keramischen Schicht an die Leichtmetallschicht übertragene Wärme ist geringer, sodass in diesem Bereich an der RDB-Außenwand kein Filmsieden entstehen kann.

Fehlende Informationen:

- **Wärmeabfuhr von RDB-Außenwand**

Laut Hersteller sind die Vorkehrungen gegen Filmsieden bei der RDB-Außenkühlung hinreichend. Es bestünden sogar Sicherheitsreserven /AP 11/. Eine Forschungsarbeit des *Energie Research Inc.* /HES 05/ kommt hingegen zu dem Ergebnis, dass es bei bestimmten Konstellationen der Schmelze in der Kalotte zu Filmsieden an der RDB-Außenwand kommen kann. Im Rahmen dieses Berichts konnte keine tiefere Analyse zur Klärung dieses Widerspruchs durchgeführt werden. Der Hersteller stützt seine Aussage auf eine sogenannte *Risk-Oriented*

Accident Analysis Methodology (ROAAM) Analyse, die für den AP600 durchgeführt wurden und dessen Ergebnisse auf den AP1000 übertragen wurde. Hierbei bleibt offen, unter welchen Umständen diese Übertragung gerechtfertigt ist. Des Weiteren konnte nicht geklärt werden, welche Rechenmodelle, Randbedingungen und Kernschmelz Szenarien untersucht wurden. Hierbei stellen sich insbesondere die Fragen, welche Konfiguration der Schmelze untersucht wurde und ob beispielsweise chemische Effekte berücksichtigt wurden.

Zur Schmelzerückhaltung im RDB wurden zahlreiche Forschungsarbeiten verfasst. Ein umfassender Abgleich der verwendeten Analysemethoden und erzielten Ergebnissen konnte im Rahmen des Sonderberichts nicht durchgeführt werden. Somit steht eine abschließende Bewertung, ob die RDB-Außenwandkühlung eine effektive Maßnahme zum Schutz des Containments ist, aus.

- **Fluten der Reaktorgrube**

Den vorliegenden Unterlagen ist nicht zu entnehmen, über welche Leitung die Reaktorgrube mit dem Wasser des IRWST geflutet wird. Außerdem ist die genaue Beschaffenheit der Ventile, die zum Fluten zu verfahren sind, nicht bekannt.

c. APR1400

RDB-Außenkühlung zur Rückhaltung der Kernschmelze im RDB:

Abschnitt 6 zeigte, dass bei einem länger anhaltenden Ausfall der Wechselstromversorgung die Kernkühlung im APR1400 nicht mehr aufrechterhalten werden kann. Unter der Voraussetzung, dass auch Batterien nicht verfügbar sind, beginnt die Kernfreilegung bereits 97 min nach Eintritt des SBO /KAE 03/. Die Nachzerfallswärme liegt zu diesem Zeitpunkt bei etwa 1,2 % der Vollastleistung. Unter Zuhilfenahme von Batteriestrom lässt sich dieser Zeitpunkt aufgrund der acht-stündigen Wärmeabfuhr über die turbinengetriebenen Pumpen (des Notspeisesystems) auf 14,7 Stunden nach Eintritt des SBO verzögern /KINS 05/. Die Nachzerfallswärme fällt in dieser Zeitspanne auf etwa 0,6 %. Weitere drei Stunden später, oder 17,7 Stunden nach Ausfall aller Wechselstromquellen, beginnt die Kernverlagerung /KINS 05/. Dabei gefährdet der Corium-Pool im unteren Bereich des RDB aufgrund der hohen Temperaturen die Integrität der Behälterwand. Ein durch den Schmelze-Pool bedingtes Versagen des RDB stellt nicht nur den Verlust einer Barriere dar, sondern kann zu einer Reihe von Wechselwirkungen führen (Dampf- und Wasserstoffproduktion aus Schmelze-Wechselwirkungen mit

Wasser oder Beton, Rückstoßkräfte, evtl. Fragmentierung der Schmelze etc.), die u. a. die Rückhaltefähigkeit des Containments gefährden oder umgebende Strukturen beschädigen können. In der Auslegung des APR1400 soll daher die Integrität des RDB nach einer Kernverlagerung durch Kühlung der RDB-Außenwand geschützt werden. Dazu wird die Reaktorgrube nach Erreichen einer Grenztemperatur am Kernaustritt mit Wasser gefüllt, so dass der untere Bereich des RDB in direktem Kontakt mit Wasser steht. Diese Maßnahme soll den Wärmestrom über die RDB-Wand derart erhöhen, dass die Rückhaltefähigkeit der RDB-Wand erhalten bleibt (In-Vessel Retention, IVR). Diese Notfallmaßnahme wird External Reactor Vessel Cooling (ERVC) genannt. Ohne diese Maßnahme ist /KINS 05/ zufolge 18,5 Stunden nach Ausfall der Wechselstromversorgung mit einem Versagen des RDB zu rechnen, d. h. nur 29 Minuten nach Beginn der Kernverlagerung.

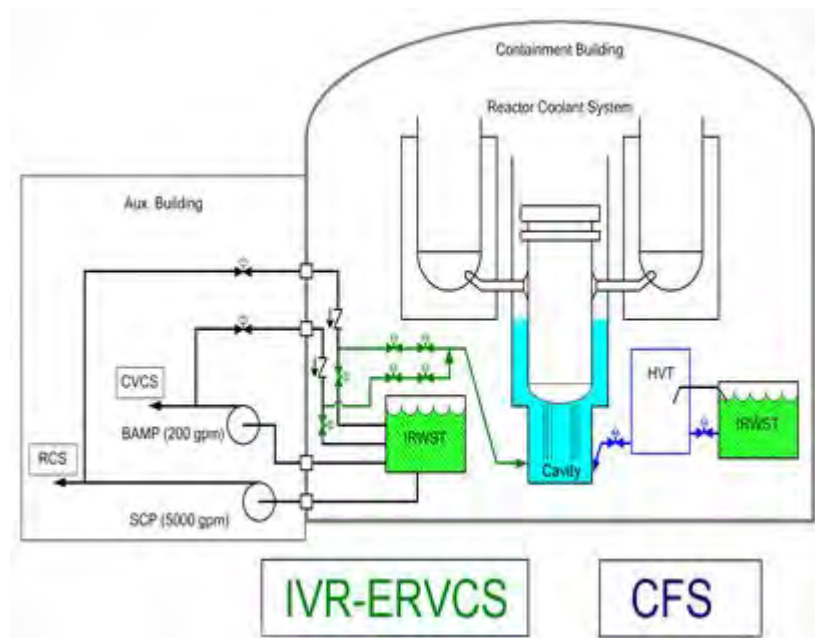


Abb. 8-5: APR1400 - Aktiver (grün) und passiver (blau) Pfad zur Flutung der Reaktorgrube /KHN 05/

Das Fluten der Reaktorgrube erfolgt manuell und zunächst über das Nachkühlsystem bis zur Unterkante der Hauptkühlmitteleitungen (etwa 7 m von der RDB-Unterseite), so dass etwa die untere Hälfte des RDB unter Wasser steht. Die vorliegenden Unterlagen widersprechen sich in der Frage, ob grundsätzlich beide Stränge des Nachkühlsystems zur Flutung verwendet werden können. In jedem Fall fördern die Nachkühlpumpen aus dem IRWST, das bei Kühlmittelverluststörfällen gleichzeitig die Funktion eines Sumpfes übernimmt. Die Reaktorgrube soll noch vor Beginn der Kernverlagerung geflutet

werden, um thermische Schocks oder Kriechbrüche zu verhindern. Das Fluten mittels einer von insgesamt zwei SCP ist nach 30 Minuten abgeschlossen. Anschließend wird mithilfe der Einspeisung über die Borsäurebehälterpumpen (Boric Acid Makeup Pump, BAMP) die Verdampfungsrate kompensiert /KHN 05/. Das Halten des Füllstands ist mit der Förderrate der BAMPs von ca. 13 kg/s möglich. Diese entspricht der Verdampfungsmenge bei 0,6 % der Vollastleitung, die etwa 15 Stunden nach der Reaktorabschaltung zu erwarten ist.

Ein *station blackout* beinhaltet laut Hersteller den Ausfall der sicherheitsklassifizierten Notstromdiesel, nicht aber den Ausfall der nicht-sicherheitsklassifizierten diversitären Wechselstromquelle (z.B. SBO-Diesel). Auf Grundlage dieses Szenarios ist die oben dargestellte Maßnahme zur Flutung der Reaktorgrube durchführbar, da eine Wechselstromquelle vorhanden ist. Die Annahme der Verfügbarkeit der diversitären Wechselstromquelle widerspricht jedoch der zugrundeliegenden Ursache der Kernschmelze. Ein denkbarer Ausweg besteht in einem Szenario, in dem die SBO-Diesel zwar verfügbar sind, aber alle Einspeisepfade in den Reaktorkühlkreislauf blockiert sind.

Hintergrund:

In einer frühen Entwicklungsphase des APR1400 war zunächst kein ERVC-System vorgesehen, sondern lediglich Maßnahmen zur Kühlung der Schmelze außerhalb des RDB. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Anforderungen aus dem EPRI URD zugrunde gelegt wurden /KHN 05/. In PSA-Untersuchungen konnte jedoch gezeigt werden, dass die Rückhaltefähigkeit des Containments in einem hohen Maße von dem Erhalt der RDB-Integrität abhängt. Zusätzlich zeigten Analysen zur Außenwandkühlung des AP600 bzw. des AP1000 die Wirksamkeit dieser Strategie. Außerdem wurden Analysen durchgeführt, bei denen die Machbarkeit und Wirksamkeit der RDB-Außenwandkühlung als Nachrüstmaßnahme im finnischen Kernkraftwerk Loviisa 1&2 untersucht und bestätigt wurde. Im Jahr 1995 genehmigte die finnische Aufsichtsbehörde die Umsetzung des ERVC /FOR 04/.

Die ERVC-Strategie umfasst einen breiten Forschungsbereich mit einer Vielzahl von Einzelmeinungen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht wiedergegeben werden können. Den kritischen Parameter stellt die maximale Wärmeabfuhr an der RDB-Außenwand dar. Dieser Parameter ist empfindlich abhängig von der Ausbildung eines stabilen Naturumlaufs sowie von der Geometrie des Spaltes zwischen Isolierung und der RDB-Außenwand. Die Analysen zum AP600 zeigten, dass ein hinreichender Abstand zwi-

schen der Wärmestromdichte durch die RDB-Wand und der Wärmestromdichte, die zum Filmsieden führt (Critical Heat Flux, CHF), vorliegt /KAE 09/. Kritiker geben aber zu bedenken, dass hierbei ein uniformer Schmelze-Pool angenommen wurde. Dies dürfe nicht als ein abdeckendes Szenario verstanden werden. Tatsächlich verringert sich der (Sicherheits-) Abstand beider Wärmestromdichten, wenn eine Schichtung aus metallischer (obere) und keramischer Schmelze (untere Schicht) angenommen wird. Dieser Ansatz führt i.d.R. zur Ausbildung von konvektiven Strömen (siehe Abb. 8-6), bei denen Wärme radial nach außen transportiert wird. Dabei treten in dem Bereich der metallischen Schmelze-Schicht maximale Innenwandtemperaturen auf. Neuere Forschungsarbeiten zeigen sogar ein Drei-Schichten Verhalten der Schmelze im RDB-Boden /MAS 01/. Insgesamt ist die Charakterisierung des Schmelze-Pools mit beträchtlichen Unsicherheiten hinsichtlich Schichtung und inneren Konvektionsvorgängen verbunden. Ein Unterschied zu den AP600-Studien besteht in der höheren Nachzerfallswärme beim APR1400. Aufgrund der vergleichbaren RDB-Geometrie ist der Wärmefluss deutlich höher als noch bei den Analysen des AP600. Beim AP1000 wurde deshalb zur Erhöhung des maximalen Wärmestroms (an der Außenseite des RDB) das Spaltvolumen zwischen RDB und RDB-Isolierung neu konfiguriert. Für den APR1400 legten Tests nahe, dass eine minimale Spaltbreite von 15 cm notwendig ist, um einen CHF von 2 MW/m^2 zu gewährleisten /KAE 09/. Die äußere Wärmeabfuhr ist dabei erheblich von der Stabilität der Strömung und lokalen Strömungsmustern abhängig. Derzeit liegen keine zuverlässigen Methoden vor, die diese Phänomene und ihren Einfluss auf die Wärmeabfuhr beschreiben /ALW 11/. Ein weiterer Aspekt der Unsicherheit ergibt sich durch die Instrumentenstutzen, die sich beim APR1400 teilweise auch am RDB-Boden befinden. Die Schweißnähte dieser Stutzen bilden Schwachstellen in der RDB-Wand hinsichtlich der thermischen Einwirkungen der darüber liegenden Schmelze.

Insgesamt sollen laut /ALW 11/ hinreichende Untersuchungsergebnisse vorliegen, die die Außenwandkühlung als effektive Maßnahme bei fast allen Niederdruck-Szenarien nahelegen. Dabei bilden die Sicherheitsmargen das wesentliche Bewertungskriterium. Lediglich ein Unfallszenario mit großem Kühlmittelverlust zeigt sehr kleine Sicherheitsmargen zwischen der tatsächlich erwarteten Wärmestromdichte und der kritischen Wärmestromdichte. Aufgrund der geringen Eintrittshäufigkeit dieses Ereignisses ist dieser Beitrag aber zu vernachlässigen. In /ALW 11/ wird weiterhin erläutert, dass die beste Strategie darin liegt, die Außenwandkühlung mit einer direkten RKL-Einspeisung zu kombinieren.

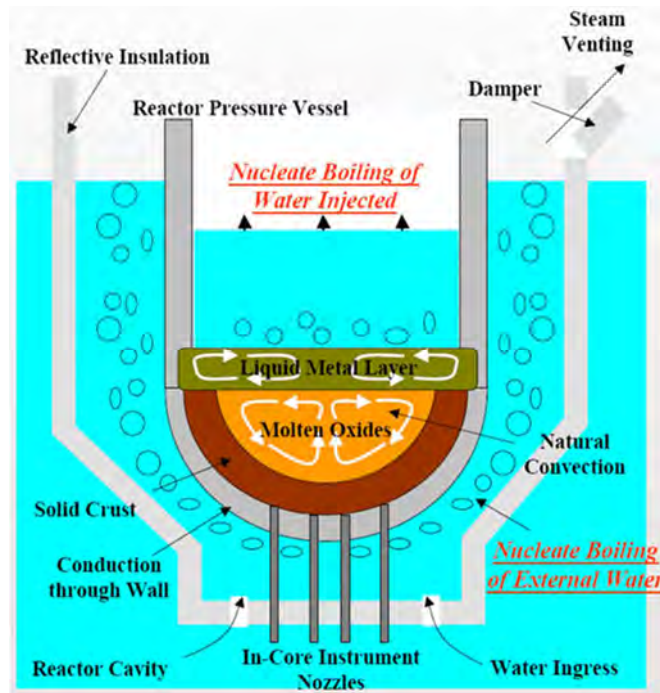


Abb. 8-6: APR1400 - RDB-Außenwandkühlung mit Schichtung der Corium-Schmelze /KHN 05/

Kann die RDB-Außenkühlung das Durchschmelzen nicht verhindern, so gerät das Corium sprunghaft in Kontakt mit der wassergefüllten Reaktorgrube. Die Wassersäule von etwa 9 m Tiefe kann hier die Auslösung einer Wasserstoffexplosion begünstigen /KAE 09/.

Kühlung der Schmelze nach Austritt aus dem Reaktordruckbehälter:

Falls die aktive Flutung der Reaktorgrube nicht durchführbar ist und die Schmelze den RDB-Boden durchbricht, ist eine passive Flutung mithilfe der überhöhten Kühlmittelvorräte im IRWST vorgesehen. Dazu müssen zwei Überlaufleitungen geöffnet werden (zwischen IRWST und dem Hold-Up Volume Tank (HVT) sowie zwischen dem HVT und der Reaktorgrube). Abb. 8-7 zeigt den passiven Einspeisepfad sowie den Verlauf des Gas-Entlastungswegs. Dieser Entlastungsweg ist verschachtelt, um einem Direct Containment Heating (DCH) vorzubeugen. Bei diesem Phänomen wird die Schmelze nach dem Ausbruch aus dem RDB-Boden fragmentiert und in das freie Volumen des Containments geworfen. Bei einem direkten Kontakt von Schmelze-Partikel mit der Innenwand des Containments ist die Integrität der Struktur aufgrund der direkten Hitze einwirkung gefährdet. Zur Auslegung der Reaktorgrube wurden NRC-Empfehlungen gemäß SECY-93-087 („Policy, technical, and licensing issues pertaining to evolutionary

and advanced light-water reactor (ALWR) design“) zugrunde gelegt. Folgende Eigenschaften der Reaktorgrube sollen vorliegen:

- Eine großflächige Reaktorgrube (ca. 100 m²) soll die Kühlung der Schmelze erleichtern, so dass mindestens 0,02 m²/MWt zur Verfügung stehen.
- Eine Mindestbetondicke von ca. 91 cm (3 ft) dient als Barriere zum Fundament
- Die Auslegung der Grubenstruktur ist robust gegenüber den zu erwartenden Einwirkungen in schweren Unfallszenarien (Bruchstücke, Druckwellen etc.)

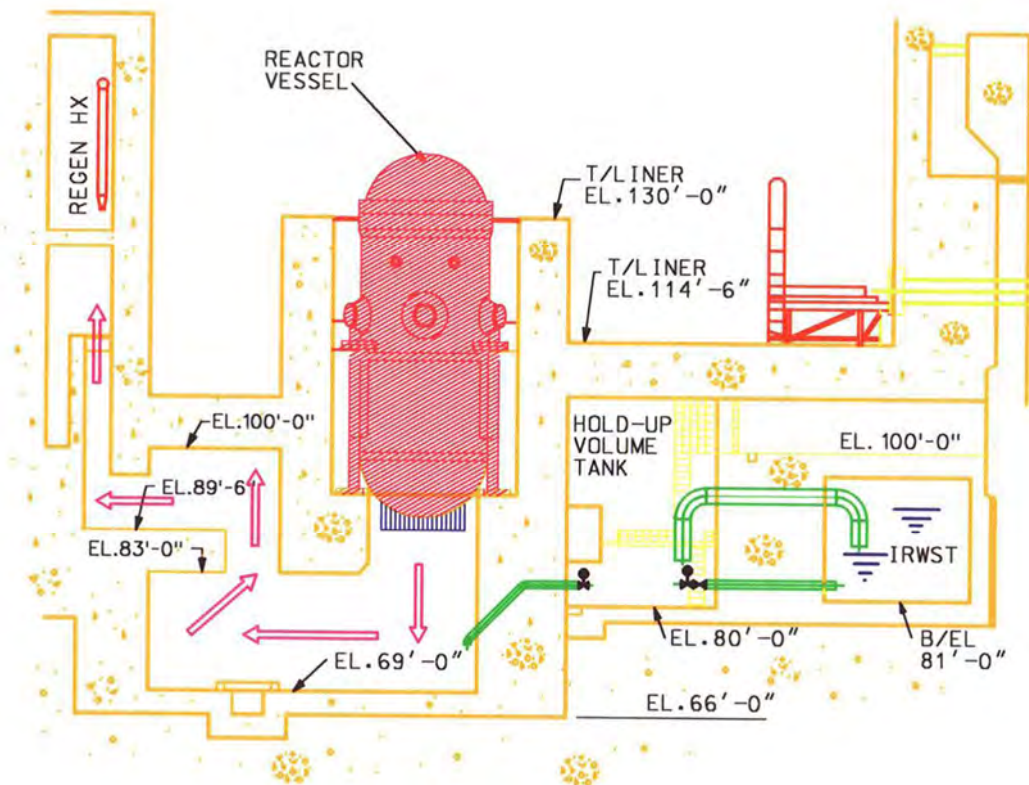


Abb. 8-7: APR1400 - Passiver Pfad zur Flutung der Reaktorgrube (grün) sowie der Dampfentlastungsweg

Standortspezifische Auslegung:

I. core catcher

Das Konzept des EU-APR1400 soll einen *core catcher* beinhalten. Dabei soll der *core catcher* die aus dem RDB austretende Schmelze sammeln, kühlen und die umgebenden Strukturen vor den Schmelze-Wechselwirkungen schützen. Ähnliche Systeme sind in der Auslegung des EPR sowie in der russischen Baureihe WWER-1000 vorgesehen.

Aus den zur Verfügung stehenden Unterlagen geht nicht hervor, ob in der EU-Version die Funktion der RDB-Außenwandkühlung weiterhin vorgesehen ist oder durch den *core catcher* ersetzt wird. Letzteres wurde von einem KINS-Mitarbeiter bestätigt, so dass hiervon im Folgenden ausgegangen wird.

Entgegen der Auslegung im EPR wird das Corium nach Austritt aus dem RDB nicht erst gesammelt und nach Erreichen einer kritischen Masse anschließend auf den *core catcher* geleitet, sondern fällt direkt auf den seitlichen Rand eines Auffangbeckens. Wie Abb. 8-8 zeigt, befindet sich dieses leicht V-förmige Stahlbecken (10 %-ige Anschrägung) im unteren Bereich der Reaktorgrube. Die Schrägung soll die Kühlung an den Schmelze-Rändern begünstigen. Das Stahlbecken ist mit verschiedenen Opferschichten versehen, die die Schmelze u. a. fluider machen sollen. Darunter ist die Innenwand des Beckens mit hitzebeständigen Schichten ausgekleidet, um die Kühlkanäle unterhalb des Beckens zu schützen /ARI 00/. Zur Bespeisung dieser Kühlkanäle liegt eine Leitungsverbindung zu dem IRWST vor. Zur Öffnung der Leitung müssen lediglich die betrieblich geschlossenen Ventile über Batteriestrom angesteuert werden. Dazu soll ein nicht weiter spezifiziertes Gerät eingesetzt werden, das das Öffnen der Ventile beim Erreichen eines bestimmten Verteilungsgrades der Schmelze auslöst. In dieser ersten Phase der Kühlung werden hauptsächlich die Unterseite bzw. die Seitenwände des *core catcher* gekühlt. In einer zweiten Phase erfolgt das vollständige Fluten der Reaktorgrube mithilfe des zweisträngigen Nachkühlsystems, das aus dem IRWST fördert. Wie bei der RDB-Außenwandkühlung tritt hier erneut der Widerspruch auf, dass zu dieser Maßnahme eine Wechselstromquelle notwendig ist, die, falls diese denn verfügbar ist, schwer mit den Ursachen des hier betrachteten Kernschmelzszenario vereinbar ist. Unabhängig von dieser Informationslücke gerät die Schmelze in dieser zweiten Kühlphase direkt in Kontakt mit dem Flutwasser. Die vollständige Erstarrung der Schmelze soll je nach Szenario frühestens nach ein bis zwei Wochen eintreten. Der verschachtelte Abzugskanal dient dem Schutz des Containments vor den in der Reaktorgrube auftretenden und Schmelze-bedingten Impulsen (Bruchstücke, Druckwellen etc.). Der über den Abzugskanal entweichende Dampf kann in dem freien Containmentvolumen durch das Sprühsystem niedergeschlagen werden. Der Flurboden soll dabei so ausgelegt sein, dass das Kondensat selbständig in das IRWST fließt. Die Wärme im IRWST kann mithilfe des Containmentkühlsystems abgeführt werden.

II. Kühlung des Containments

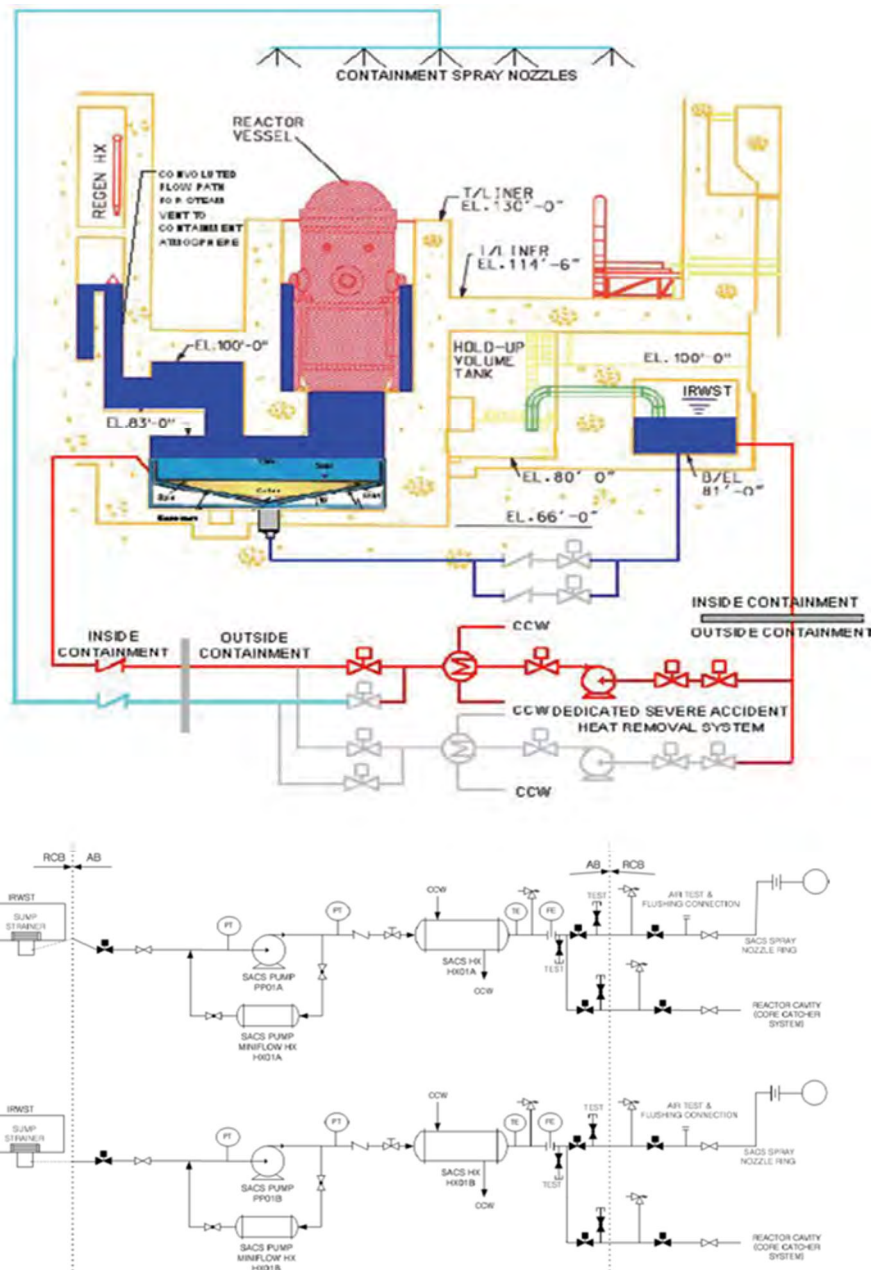


Abb. 8-8: APR1400 – Oben: Erste passive Flutphase (blau) und nachfolgende aktive Flutphase (rot). Unten: Einspeisepfad des Backup-Containmentkühlsystems

Wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, verfügt der APR1400 über ein zweisträngiges und sicherheitsgerichtetes Containmentkühlsystem, das mit dem Nachkühlsystem vermascht ist. Zusätzlich zu den Funktionen des Nachkühlsystems kann das Containmentkühlsystem zum Sprühen in der Containmentatmosphäre eingesetzt werden. Als Wasserreservoir dient das IRWST. Da der Druckaufbau bei einem Unfall mit Austritt der Kernschmelze aus dem RDB die Integrität des Containments gefährden kann, ist in der EU-

Version des APR1400 laut /KHN 07/ zusätzlich ein Backup Sprühsystem vorhanden (Emergency Containment Spray Backup System, ECSBS). Dieses System soll im Falle von auslegungsüberschreitenden Unfällen mit Ausfall aller Nachkühl- und Containmentkühlpumpen verfügbar sein soll (siehe Abb. 8-8). Das ECSBS fördert aus dem IRWST und pumpt das Wasser über eigene Wärmetauscher entweder in die Reaktorgrube zur Kühlung der Schmelze oder in die Containmentsprühleitung. Die Wärme wird /KHN 10/ zufolge über eine unabhängige Kühlkette abgeführt.

Vor dem Hintergrund des *station blackout* ist aus den Unterlagen nicht ersichtlich, inwiefern die beschriebenen aktiven Maßnahmen zur Kühlung der Schmelze als auch des Containments stromtechnisch abgesichert sind. Es wird jedoch angenommen, dass die Maßnahmen von der Verfügbarkeit der diversitären Wechselstromquelle abhängen. Bei Ausfall aller Wechselstromquellen ist in beiden Auslegungsvarianten (APR1400 und EU-APR1400) vermutlich nur die batteriegestützte Flutung der Reaktorgrube möglich.

Fehlende Informationen:

- **Vorhaltung des ERVC-System in der Auslegung des EU-APR1400:**

Den vorliegenden Informationen ist nicht zu entnehmen, ob beim EU-APR1400 neben dem core catcher auch das ERVC-System vorgesehen ist. Bei einem Versagen des RDB trotz der Außenwandkühlung (d. h. gefluteter Reaktorgrube) ist fraglich, ob der core catcher seine Funktion überhaupt noch erfüllen kann. Die tiefe Wasservorlage könnte hier Dampfexplosionen begünstigen. Falls die Reaktorgrube nicht aktiv geflutet werden kann (Ausfall aller Wechselstromquellen), dann kann der *core catcher* mit der passiven Kühlung aus dem IRWST eine sinnvolle und gestaffelte Notfallmaßnahme darstellen /KHN 10/. Laut eines KINS-Mitarbeiters ersetzt der *core catcher* in der Auslegung des EU-APR1400 die Maßnahme zur Kühlung der RDB-Wand.

- **Stromversorgung der Maßnahmen zur Kühlung der Schmelze und des Containments in einem weit fortgeschrittenen Unfallverlauf:**

Sowohl zur RDB-Außenkühlung als auch zur vollständigen Flutung der Reaktorgrube sind Pumpen notwendig, die vermutlich einer Wechselstromquelle bedürfen. Vor dem Hintergrund des hier betrachteten *station blackout* bleiben daher Fragen bzgl. der Stromabsicherung der Maßnahmen zur Stabilisierung der Schmelze innerhalb und außerhalb des RDB offen.

- **Sukzessive Auffüllung des *core catcher* und Auslösezeitpunkt zur passiven Einspeisung:**

Bei dem Austritt der Schmelze aus dem RDB kann es zu mehreren hintereinander folgenden Auswürfen kommen, so dass das Auffangbecken sukzessive aufgefüllt wird. Das Auslösekriterium zur passiven Flutung muss geeignet gewählt sein, damit verzögerte Schmelze-Auswürfe nicht in eine tiefe Wasservorlage fallen und es zu Dampfexplosionen kommen kann. Informationen zu dem Auslösezeitpunkt und den zugrundeliegenden Annahmen liegen nicht vor.

- **Auslösekriterium zur aktiven Flutung der Reaktorgrube:**

Der Auslösezeitpunkt zur Flutung der Reaktorgrube mittels des Nachkühlsystems erfolgt wahrscheinlich manuell und muss geeignet gewählt sein. Es wird angenommen, dass eine zu frühe Flutung dazu führen kann, dass verzögert austretende Schmelzemengen in eine Wasservorlage fallen und Dampfexplosionen hervorrufen.

d. KERENA

Zur Beherrschung von Unfällen mit Kernschmelze wird bei KERENA die Strategie RDB-Kühlung von außen verfolgt (siehe Abb. 8-8). Der Hochdruckpfad wird durch eine zuverlässige Druckentlastung durch hochzuverlässige S/E-Ventile und zusätzliche Berstscheiben praktisch ausgeschlossen. Die Nachwärmeabfuhr aus dem Containment wird passiv verrichtet.

Das Druckentlastungssystem ist redundant und diversitär ausgelegt, um Kernschmelze unter hohem Primärdruck praktisch auszuschließen. Die Aktivierung der Druckentlastung kann über Leittechnik oder passive Impulsgeber (PIG) erfolgen. Die PIG benötigen weder Wechsel- noch Gleichspannung und reagieren auf den Füllstand im RDB. Wenn der RDB-Füllstand unter einen bestimmten Wert fällt, wird die Druckentlastung angeregt.

Kernschmelze im Niederdruckpfad wird über das Kernflutsystem durch Einleiten von Kühlmittel direkt gekühlt. Dieses passive System (siehe Abb. 3-7) ist vierfach redundant ausgelegt und verbindet die Kernflutbecken über die Leitungen des Notkondensators direkt mit dem RDB. Ab einem bestimmten Druckunterschied öffnen die Rückschlagklappen in der Kernflutleitung federunterstützt und der Kern wird geflutet.

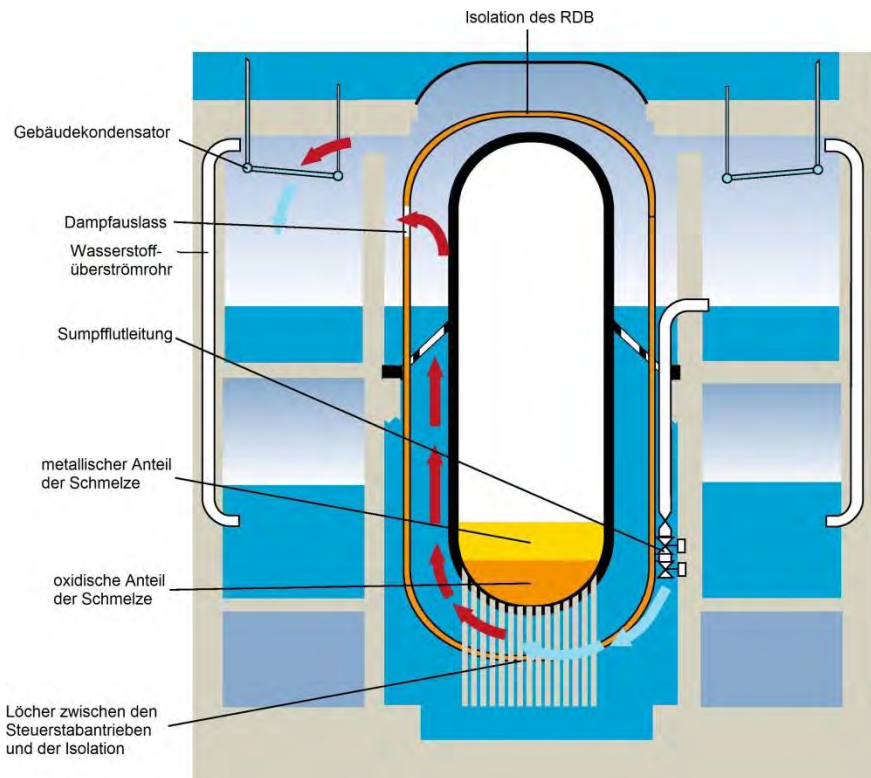


Abb. 8-8: KERENA – RDB-Außenkühlung bei schwerem Störfall /ANP 10a/

Zum Fluten der Reaktorgrube und damit zur Sicherstellung der RDB-Kühlung von außen existiert bei KERENA die sogenannte Sumpfflutleitung, welche die höher gelegenen Kernflutbecken mit der Reaktorgrube verbindet. Diese Leitung ist durch eine 2 x 2 Ventilanordnung (siehe Abb. 3-7) gegen Einzelfehler gesichert, sowohl gegen fehlerhaftes Öffnen als auch gegen fehlerhaftes geschlossen Bleiben. Zur Ansteuerung der Absperrarmaturen in der Sumpfflutleitung wird mindestens eine Gleichstromversorgung benötigt. Als Auslösesignal für das passive Fluten der Reaktorgrube werden Brennelementaustrittstemperatur und RDB-Füllstand verwendet.

Die Kühlung des Containments bzw. die Abfuhr der Nachzerfallswärme leisten die passiv wirkenden Gebäudekondensatoren. Als Alternative kann das aktive Containment-Abluftsystem Wärmeenergie aus der Druckkammer abführen. Eine Druckentlastung, mit oder ohne Filterstrecke, ist nicht vorgesehen.

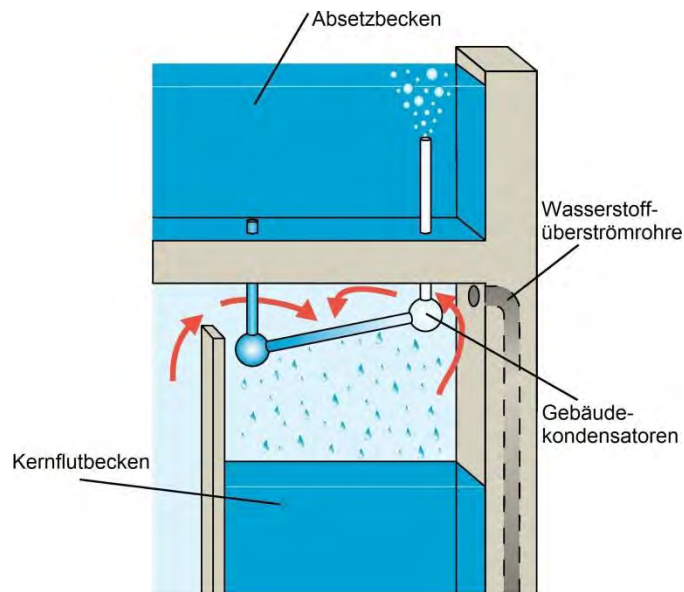


Abb. 8-9: KERENA – Schema der Gebäudekondensatoren mit Darstellung der Wasserstoffüberströmrohre /ANP 10a/

In /ANP 03/ wurden mitigative Maßnahmen anhand der folgenden Annahmen abgeleitet: Offenhängendes Sicherheitsventil und Ausfall aller RDB-Bespeisungen. In diesem Ereignis fällt zunächst der RDB-Füllstand rapide ab, RESA und automatische Druckentlastung werden angeregt. Die Sicherheitsventile bleiben offen und nach zirka drei Stunden wird die Reaktorgrube bis zu einem Füllstand von mindestens zehn Metern, entsprechend zwei Meter über Kernoberkante, geflutet. Zu dieser Zeit heizt sich der Kernbrennstoff auf und Brennstäbe beginnen zu versagen. Danach setzt die Zirkon-Wasser-Reaktion ein und produziert große Mengen an Wasserstoff, der ins Containment gelangt. Diese ist durch Stickstoff inertisiert, so dass kein Wasserstoff verbrennt. Schließlich fällt der Wasserspiegel im RDB unter die Kernunterkante und auch die Dampfkühlung wird unterbrochen. Die Brennstäbe heizen sich weiter auf und bilden Schmelze, die sich in den unteren Teil des RDB verlagern könnte und dort in eine Wasservorlage und zwischen die Steuerstabantriebe fällt. Die Einbauten reduzieren die Schmelze-Wasser-Wechselwirkung. Solange im unteren Plenum Kühlmittel ist, bleibt die Schmelze fest. Gleichzeitig wird der RDB von außen effektiv gekühlt und der RDB-Druck bleibt auf Grund der offen stehenden Sicherheitsventile niedrig.

Sobald sämtliches Wasser im RDB verdampf ist, heizt sich die Schmelze auf und schmilzt. Die RDB-Einbauten werden aufgeschmolzen. Nach Aussagen in /ANP 03/ wird der Austritt von Schmelze aus den RDB-Durchführungen durch die Bildung einer Kruste an der relativ kühlen RDB-Außenwand verhindert. Im weiteren Verlauf wurde

die Schichtung der Schmelze untersucht. Die darin berechneten Wärmeflüsse liegen unterhalb des kritischen Wärmeflusses der RDB-Wand im KERENA. Die Nachzerfallsleistung kann laut /ANP 03/ aus dem RDB in die Wasservorlage transportiert werden. Die Integrität des Reaktordruckbehälters ist gesichert, da der RDB in der gefluteten Reaktorgrube schwimmt. Der hydrostatische Druck von außen auf den RDB ist größer als der Druck der Kernschmelze und würde bei einem angenommenen Leck den Eintritt von Kühlmittel in den RDB bewirken und damit die Kühlung begünstigen. Der durch die RDB-Kühlung entstehende Dampf wird durch die Gebäudekondensatoren kondensiert und die Wärme damit an die Atmosphäre abgegeben. Das Kondensat gelangt zurück in die Kernflutbecken und steht weiter als Kühlmittel zur Verfügung. Der Kühlkreislauf ist damit geschlossen. Der Aufbau von nicht kondensierbaren Gasen an den Gebäudekondensatoren wird durch Wasserstoffüberströmrohre (siehe Abb. 8-9) verhindert, welche die Gase von oberhalb der Gebäudekondensatoren in die Kondensationskammer leiten. Nach frühestens 72 Stunden muss der Wasservorrat im Absetzbecken/Flutraum aufgefüllt werden. Dafür stehen Feuerwehranschlüsse u. ä. bereit.

e. KONVOI

Sollten bei einem Ausfall der dieselgestützten Notstromnetze die Notfallmaßnahmen zum primär- und sekundärseitigem *bleed and feed* nicht greifen, ist beim KONVOI mit schweren Kernschäden bzw. einer Kernschmelze mit einem Versagen des RDBs zu rechnen /KKE 11/. In der Auslegung des KONVOI sind keine Systeme zur Kühlung der Schmelze vorgesehen.

Verhalten nach Wiederherstellung der Einspeisung

Sollte nach Beginn einer Kernschmelze eine Kühlmiteleinspeisung in den RKL wiederhergestellt werden, z. B. durch mobiles Gerät oder durch kurzfristige Wiederherstellung des Notstromnetzes, kann die Integrität des RDB mit hoher Wahrscheinlichkeit auch nach ersten Kernverlagerungen gewährleistet werden. In /KKE 11/ wird hierfür ein Zerstörungsgrad des Kerns von weniger als 70 % angegeben. Voraussetzung hierfür ist eine Druckentlastung im Primärkreis. Die primärseitige Druckentlastung kann bei SBO durch die batteriegesicherten Entlastungsventile am Druckhalter durchgeführt werden. Bei Ausfall der Gleichspannungsschienen ist keine primärseitige Druckentlastung möglich. Ist es nicht möglich, im weiteren Ereignisverlauf den Primärkreis mit Kühlmittel zu ergänzen, ist die Folge ein Versagen des RDBs /KKE 11/.

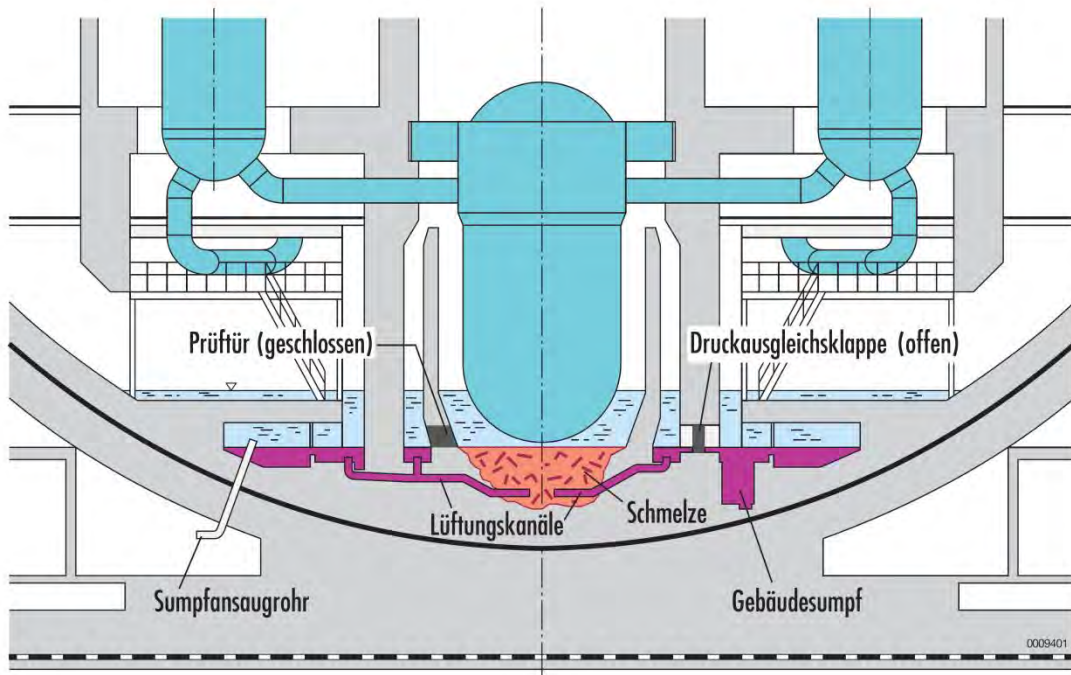


Abb. 8-10: KONVOI – Ausbreitung der Schmelze nach Versagen des RDBs /GRS 01/

RDB-Versagen bei niedrigem Druck, Ausbreitung der Schmelze

Unter der Voraussetzung eines druckentlasteten Primärkreises soll sich die Schmelze nach Versagen des RDBs in der Reaktorgrube ansammeln (siehe Abb. 8-10). Am Boden des RDB-Trageschildes sind insgesamt 8 Druckausgleichsklappen vorhanden, die den Gebäudesumpf vom Ringspalt räumlich trennen. Dabei befindet sich der Ringspalt zwischen biologischem Schild und RDB-Trageschild. Aufgrund der Druckerhöhung im Sicherheitsbehälter öffnen die Druckausgleichsklappen und das im Gebäudesumpf befindliche Wasser kann in den Ringspalt fließen. Das in den Ringspalt eingetretene Wasser kann über die 70 cm tieferliegenden Lüftungskanäle in die Reaktorgrube eintreten.

Laut /GRS 01/ erodiert die Schmelze die Reaktorgrube und kann bei entsprechender Tiefe in die Lüftungskanäle eindringen. Über diese Verbindung kann die Schmelze in den Gebäudesumpf eintreten und sich grundsätzlich auf einer Fläche von 200 m² ausbreiten.

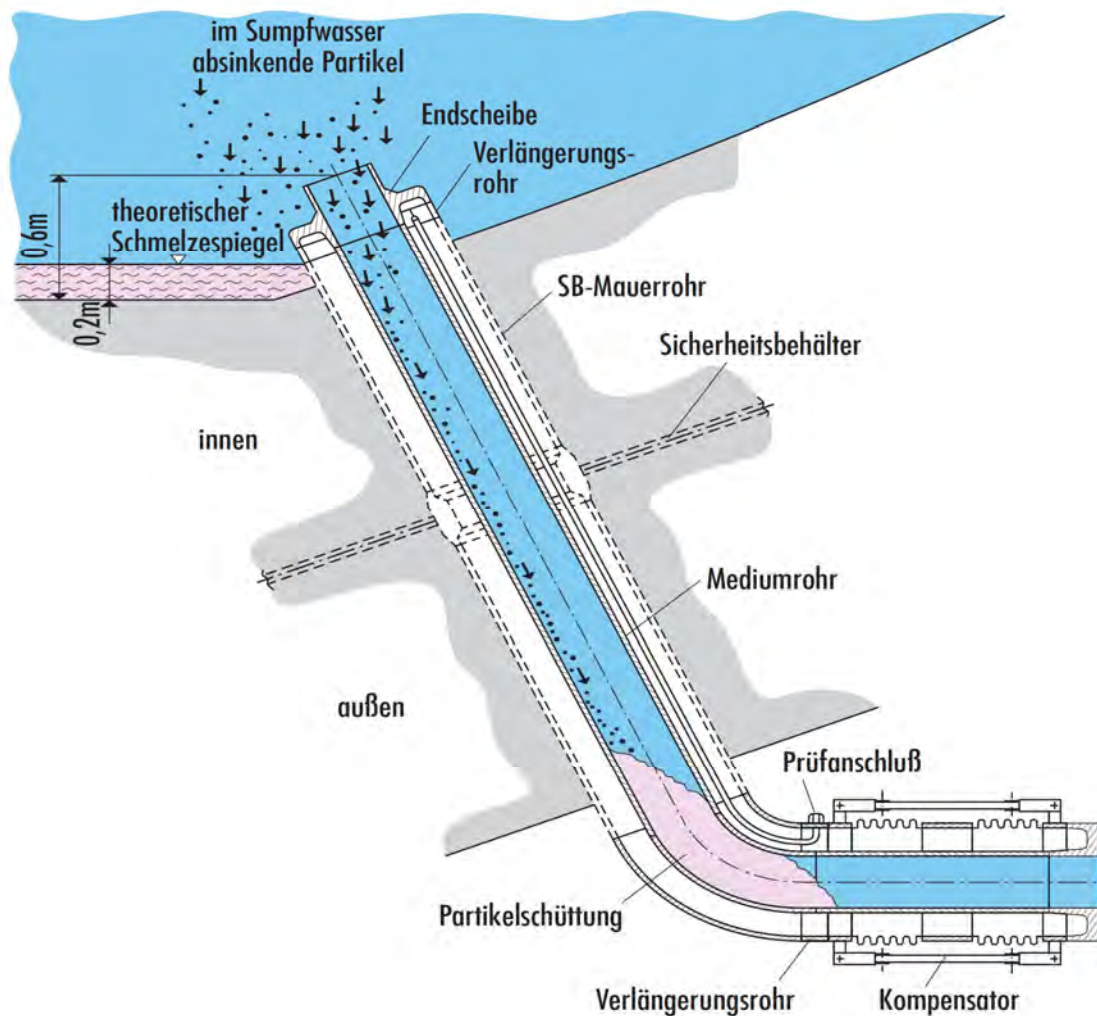


Abb. 8-11: KONVOI - Belastung des Sumpfansaugrohrs bei einer Kernschmelze /GRS 01/

Die Schmelze erreicht bei der Ausbreitung nach kurzer Zeit die Sumpfansaugrohre des Not- und Nachkühlsystems. Durch die Schmelze-Beton-Wechselwirkung entstehen viele kleine Partikel, die im Sumpfwasser aufgewirbelt werden und wieder absinken. Diese können in die Öffnung der Sumpfansaugung gelangen und sich am unteren Krümmer absetzen (siehe Abb. 8-11). Aufgrund der Wärmeentwicklung kann es hierdurch zu einem Durchschmelzen des Sumpfansaugrohrs außerhalb des Sicherheitsbehälters kommen.

Laut /GRS 01/ muss bei Kernschmelzeszenarien mit nachfolgendem Versagen des RDB angenommen werden, dass die Schmelze den Fundamentbeton erodiert und in den Erdboden eindringt.

Versagen des RDB bei hohem Druck

Sollte der RDB bei einem Druck größer als 80 bar Versagen, so sind großflächige Schäden am Sicherheitsbehälter zu erwarten. Es wird in diesem Druckbereich von einer senkrechten Beschleunigung des RDBs nach oben („lift-off“) ausgegangen /GRS 90/. Bei einem Druck zwischen 25 und 80 bar kann es nach Versagen des RDB bei dem Ausstoß der Schmelze aufgrund der Fragmentierung und Partikelbildung zum *direct containment heating* kommen /GRS 01/. In diesem Fall muss ebenfalls mit dem Verlust der Integrität des Sicherheitsbehälters und nachfolgenden großen Freisetzungen gerechnet werden.

8.2 Übersicht - Funktion der für die Beherrschung einer Kernschmelze vorgesehenen Systeme bei SBO

	EPR	AP1000	APR1400	KERENA	KONVOI
RDB-Außenwandkühlung	Nicht vorhanden	<p>Passives Fluten der Reaktorgrube durch Öffnen eines Ventils in der Leitung zwischen IRWST und Reaktorgrube</p> <p>Wärmeabfuhr über das Containmentkühlsystem</p>	<p>Grundsätzlich vorgesehen, aktives Fluten der Reaktorgrube setzt jedoch Wechselstrom voraus, Flutung vor Kernverlagerung wichtig</p> <p>Wärmeabfuhr aus SHB über Containmentkühlsystem, Kühlkette und Wechselstrom notwendig, EU-APR 1400: Backup-Containmentkühlsystem mit Anschluss an unabhängige Kühlkette</p>	<p>Passives Fluten der Reaktorgrube mit Kühlmittel aus den Kernflutbecken, Ansteuerung der Absperrarmaturen über Leittechnik</p> <p>Wärmeabfuhr aus dem Containment über Gebäudekondensatoren</p>	Nicht vorhanden
core catcher	<p>Einleitung der Schmelze in das <i>spreading compartment</i> (Fläche: 174,19 m², Boden aus gusseisernen Elementen mit eingelassenen Kühlrippen)</p> <p>Passives Fluten mit Einspeisung aus IRWST zur Kühlung der Schmelze</p>	Nicht vorhanden	<p>EU-APR1400: Auffangbecken aus Stahl im unteren Bereich der Reaktorgrube. Erste Phase der Schmelzekühlung durch passiven Einspeisemechanismus möglich (batteriegestützt), Langzeitkühlung setzt aktives Fluten der Reaktorgrube voraus (und damit einen Wechselstromquelle)</p>	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden
Sonstige Maßnahmen	<p>Bei Verfügbarkeit der SBO-Diesel aktive Kühlung durch demineralisierte Wasservorlage im IRWST (Kühlkreislauf)</p> <p>Wärmeabfuhr über Containmentkühlsystem und diversitäre Nachkühlkette</p>	Nicht vorhanden	<p>Verschachtelter Gas-Abzugskanal zum Schutz des Containments vor Impulsen aus Schmelze-Wechselwirkungen</p>	Nicht bekannt	<p>Mitigative Maßnahmen zur Sicherung der Integrität des RDBs bei ersten Kernverlagerungen durch Wiederherstellung von Einspeisemöglichkeiten in den RDB (Zerstörungsgrad < 70 %)</p>

9 Fehlende Informationen

Um die Grenzen des derzeitigen Kenntnisstandes aufzuzeigen, wurden in jedem Kapitel offene Fragestellungen aufgelistet, die im Rahmen der Recherchearbeit dieses Berichts nicht beantwortet werden konnten und daher eine tiefere Beschreibung und Untersuchung der jeweiligen Reaktorkonzepte erschweren. Auf diese Weise kann in nachfolgenden und thematisch verwandten Arbeiten an diesen Fragestellungen angeknüpft werden.

Der vorliegende Abschnitt soll eine kompakte Übersicht der fehlenden Informationen bieten und dabei auf sicherheitstechnische Kernpunkte hinweisen, die vor dem Hintergrund des Unfalls in Fukushima von Bedeutung sind. Es wird empfohlen diesen Fragestellungen in nachfolgenden Arbeiten nachzugehen und den vorliegenden Bericht im Sinne der Verfolgung des internationalen Standes von Wissenschaft und Technik zu aktualisieren.

a. EPR

- **Rolle der diversitären Nachkühlkette:**

Beim EPR ist neben der konventionellen Nachkühlkette (Zwischenkühlkreislauf, Nebenkühlwasser) eine diversitäre Wärmesenke (Containmentkühlsystem, UCWS) vorhanden. Weitere Untersuchungen, welche den Grad der Unabhängigkeit präziser bestimmen würden, könnten zum besseren Verständnis des Anlagenverhaltens bei SBO und/oder Ausfall Hauptwärmesenke beitragen.

- **Experimentelle Untersuchungen zur Wasserstoffproblematik und Schmelzerückhaltung:**

Grundlegendere Informationen insbesondere zu experimentellen Untersuchungen und Forschungsauswertungen zum Einsatz von Systemen der vierten Ebene des gestaffelten Sicherheitskonzepts würden zu einem tiefergehenden Verständnis der Abläufe bei einem schweren Unfall beim EPR führen.

- **Einsatz von mobilen Geräten:**

Aus den vorliegenden Unterlagen sind keine Informationen über das Einspeisen mithilfe einer mobilen Pumpe innerhalb der primärseitigen *bleed and feed*-Operation vorhanden. Im allgemeinen UK-Design ist zur Einspeisung von Kühlmittel in den RKL das Not- und Nachkühlsystem vorgesehen. Die Sichtung weiterer Informationen insbesondere zu standortspezifischen Notfallprozeduren könnte zu einem umfassenderen Verständnis der Maßnahmen zur Kernkühlung beim EPR beitragen.

b. AP1000

- **Nachfüllbarkeit des PCCWST und des IRWST mit mobilem Gerät:**

Der Ort der Anschlüsse zum Nachfüllen des PCCWST oder des IRWST und ihre Zugänglichkeit ist den vorliegenden Unterlagen nicht zu entnehmen.

- **Auslegung des BE-Lagerbeckens:**

Die vorliegenden Unterlagen enthalten keine Angaben über das Kühlmittelvolumen im BE-Lagerbecken. Es können keine Aussagen über die Auslegungstemperatur des BE-Lagerbeckens gemacht werden

- **Nachwärmeabfuhr über die Dampferzeuger bei Ausfall der Hauptwärmesenke:**

Den vorliegenden Unterlagen ist nicht zu entnehmen, ob im Fall des Ausfalls der Hauptwärmesenke eine Bespeisung der Dampferzeuger durch die Hauptspeisewasserpumpen oder die An- und Abfahrpumpen und eine Wärmeabfuhr mittels Abblasen möglich ist. Es ist unklar, ob die zuvor genannten Pumpen über Kühlketten, die die Wärme an die Hauptwärmesenke abgeben, gekühlt werden müssen. Wäre das nicht der Fall, könnte die Nachzerfallswärme zunächst über sekundärseitiges *bleed and feed* abgeführt werden. Wenn kein Speisewasser mehr verfügbar ist, wird die Kernkühlung von dem Notwärmetauscher übernommen. Ab diesem Zeitpunkt ist der Unfallablauf analog zum SBO.

- **Containmentkühlsystem als ultimative Wärmesenke:**

Bei der Nachwärmeabfuhr ist die Containmentkühlung von entscheidender Bedeutung. Die Kühlung des Containments aufgrund der konvektiven Luftströmung und der Verdunstung von Wasser wird als so zuverlässig angesehen, dass ein Ausfall

dieser Wärmesenke quasi ausgeschlossen wird /FAA 11/. Es wird allerdings diskutiert, ob nicht durch Beschädigung des PCCWST oder durch Eintrag von Schmutz in den Zwischenraum zwischen *shield building* und Sicherheitsbehälter die Kühlung beeinträchtigt werden kann.

c. APR1400

- **Auslegung des Nachkühlsystems:**

Das zweisträngige Nachkühlsystem stellt nach /KHN 09/ ein betriebliches System dar. Das System kann aber von den sicherheitsgerichteten Pumpen des Containmentkühlsystems Gebrauch machen. Dennoch muss angenommen werden, dass im Konzept des APR1400 kein primärseitiges Sicherheitssystem zur Nachwärmefuhr vorgesehen ist. Dies steht in einem starken Kontrast zu der Konfiguration der Wärmeabfuhrsysteme der übrigen Reaktorkonzepte. Eine tiefere Bewertung dieses Umstandes setzt weitere Informationen über die Auslegung des Nachkühl- und Containmentkühlsystems voraus.

- **Lage und Auffüllbarkeit der Deionatbecken im Notspeisesystem:**

Aus den vorliegenden Unterlagen können keine Informationen hinsichtlich der Lage der Deionatbecken entnommen werden. Aufgrund der hohen sicherheitstechnischen Bedeutung dieser Becken sollte festgestellt werden, inwieweit beide Becken räumlich getrennt sind und ob ein Auslaufen der Becken zur Überflutung sicherheitstechnischer Komponenten und Systemen führen kann. Vor diesem Hintergrund sollten auch die (Unfall-) Prozeduren ermittelt werden, mit denen die Deionatbecken aufgefüllt werden können (z. B. die hierfür notwendigen Schaltmaßnahmen, Ansteuerbarkeit aus Notsteuerwarte und Aspekte der Stromversorgung)

- **Maßnahmen zur Kühlung des Brennelementlagerbeckens:**

Hinsichtlich dieser Maßnahmen bleiben Fragen offen bzgl. der Funktionsweise und Auslegung der gestaffelten Notkühl- und Einspeisepfade sowie der damit verbundenen Stromversorgung.

- **Einrichtungen zur Begrenzung und zum Abbau von Wasserstoff im Bereich der Brennelementlagerbecken:**

Hierzu liegen keine Informationen vor.

- **Wasserstoffakkumulation im Bereich der IRWST:**
Wie in Abschnitt 6 beschrieben, liegen für den APR1400 Informationen vor, nach denen in einem *station blackout* Szenario eine detonationsfähige Wasserstoffkonzentration im Bereich des IRWST nicht ausgeschlossen werden kann /KINS 05/. Aus den vorliegenden Unterlagen geht nicht hervor, ob diese Modellierungsergebnisse zu Auslegungsmodifikationen geführt haben.
- **Batteriekapazität und *station blackout coping time*:**
Den Ergebnissen dieses Berichts zufolge ist die *station blackout coping time* aufgrund der Batteriekapazität auf acht Stunden begrenzt. In Anbetracht der hohen sicherheitstechnischen Bedeutung dieser Batteriekapazität (ermöglicht die Wärmeabfuhr über die dampfgetriebenen Pumpen im Notspeisesystem) sollte in Erfahrung gebracht werden, inwieweit eine Redundanz in den Batterieblöcken vorhanden ist und ob (Unfall-) Maßnahmen zur Aufladung der Batterien vorgesehen sind.
- **Vorhaltung des ERVC-System in der Auslegung des EU-APR1400:**
Den vorliegenden Informationen ist nicht zu entnehmen, ob beim EU-APR1400 neben dem *core catcher* auch das ERVC-System vorgesehen ist. Bei einem Versagen des RDB trotz der Außenwandkühlung (d. h. gefluteter Reaktorgrube) ist fraglich, ob der *core catcher* seine Funktion überhaupt noch erfüllen kann. In diesem Zusammenhang könnte die tiefe Wasservorlage Dampfexplosionen begünstigen.

d. KERENA

- **Entwicklung eines detaillierten Auslegungskonzeptes:**
Bei dem Reaktorkonzept KERENA handelt es sich um ein in Grundzügen durchdachtes Reaktorkonzept auf Basis des SWR Baulinie 72. Auf Grund dessen sind Detailfragen nicht in derselben Tiefe zu beantworten, wie es bei bereits im Bau befindlichen Anlagen der Fall ist. Die Phase des *general basic design* von KERENA soll voraussichtlich noch 2012 abgeschlossen werden. Nachfolgend ist eine *detailed basic design phase* geplant, welche genauere anlagen- und systemtechnische Planungen sowie Analysen und eine verstärkte Vermarktung des Reaktorkonzeptes beinhalten soll.

- **Szenarien zu Einwirkungen von außen**

Es liegen bisher nur wenige Analysen zu EVA-Szenarien vor. Zur umfassenden Bewertung des Reaktorkonzepts sind weitergehende Untersuchungsergebnisse notwendig.

- **Kapazitäten der Batteriepakete**

Es ist nicht nachvollziehbar, warum in /ANP 03/ Batteriekapazitäten von 24 h angegeben werden, obwohl die Störfallbeherrschung für 72h ausgelegt ist.

- **Auslegung der PARs im Bereich des BE-Lagerbeckens:**

Die vorliegenden Unterlagen geben keine Auskunft die genaue Anordnung, Kapazität und Auslegung der PARs.

10 Diskussion der Ergebnisse

In dem vorliegenden Bericht wird die Auslegung neuer Reaktorkonzepte aus Sicht Fukushima-spezifischer Fragestellungen untersucht. Eine Beschreibung und Beurteilung der relevanten Sicherheitsaspekte dieser Reaktoren setzt detaillierte Anlagenkenntnisse voraus, die, soweit sie aus den verfügbaren Unterlagen zu entnehmen sind, in den vorangegangenen Abschnitten zusammengestellt sind. Daran anschließend werden im folgenden Abschnitt ausgewählte Ergebnisse bzgl. der jeweiligen Teilfragen (d. h. den Kapiteln) diskutiert und auf Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Auslegungen hingewiesen. Vor dem Hintergrund der Ereignisse in Fukushima sollen außerdem Aspekte aufgezeigt werden, die, nach Ansicht der Autoren, Raum für weitere Diskussionen und Untersuchungen bieten.

10.1 Schutz und Zugänglichkeit des Reaktors

Gestaffelte Maßnahmen zur Kernkühlung:

Der Reaktorunfall in Fukushima zeigte den Ausfall aller Systeme zur Wärmeabfuhr. Angesichts dieser Ereignisse soll im Folgenden kompakt dargelegt werden, inwiefern bei den untersuchten Reaktoren eine Staffelung von Maßnahmen zur anhaltenden Kernkühlung vorgehalten wird und ob Unterschiede in der Konfiguration dieser Maßnahmen zu erkennen sind. Dabei wird zwischen sicherheitsklassifizierten und betrieblichen Systemen unterschieden.

Bei der KONVOI-Auslegung und den evolutionären Konzepten (APR1400 und EPR) sind die Sicherheitssysteme aktiv ausgeführt und in ihrer Konfiguration ähnlich (siehe dazu Tab. 10-1). Nach einem sekundärseitigen Abfahren erfolgt die Übernahme eines primärseitigen Nachkühlsystems, das beim KONVOI viersträngig (4 x 50 %) und bei den neuen Reaktoren EPR und APR1400 zweisträngig vorliegt. Allerdings sind bei den neuen Konzepten mit den Notkühlpumpen (EPR) und den Containmentkühlpumpen (APR1400) jeweils Backup-Pumpen vorhanden, die ebenfalls zur Wärmeabfuhr eingesetzt werden können. Aufgrund der Vermaschung mit den Nachkühlssystemen liegen jedoch keine vollständig unabhängigen Systeme vor.

Bei Nichtverfügbarkeit der oben genannten Systeme kommen bei allen drei Reaktoren Notspeisesysteme zum Einsatz, die beim KONVOI und dem APR1400 mit einer Kapazität von insgesamt 200 % vorgehalten werden (4 x 50 % bzw. 2 x 100 %). Eine Besonderheit der beiden Notspeisestränge des APR1400 ist, dass in jedem Strang sowohl eine diesel- als auch eine dampfbetriebene Pumpe installiert ist. Auf diese Weise liegt hinsichtlich der Pumpen nicht nur Diversität vor sondern auch eine Kapazität von 4 x 100 %. Der EPR verfügt über vier Notspeisestränge mit jeweils 100 %.

Nach Ausfall der zweiten Verteidigungslinie sind beim KONVOI zwei nicht-sicherheitsklassifizierte *bleed and feed* Maßnahmen zur Kernkühlung möglich, wobei die zweite Maßnahme, d. h. die Funktion der Offenhaltung von Druckhalterventilen zur Gewährleistung des primärseitigen *bleed and feed* nachgerüstet worden ist. Im Gegensatz dazu ist bei den neuen Druckwasserreaktoren das primärseitige *bleed and feed* auslegungsgemäß vorgesehen. Die Maßnahme ist daher vollständig in das übergeordnete Sicherheitskonzept der neuen Anlagen integriert. Bei den Reaktoren APR1400 und KONVOI ist dem primärseitigen *bleed and feed* noch ein sekundärseitiges Bespeisen der Dampferzeuger vorgelagert. Für diese Funktion sind mobile Pumpen und Anschlüsse am Dampferzeuger vorgesehen. Den vorliegenden Unterlagen konnte nicht entnommen werden, ob ähnliche Vorkehrungen auch für den EPR getroffen wurden.

Im Vergleich zur ersten Gruppe von Reaktoren zeigt Tab. 10-1 hinsichtlich der innovativen Reaktorkonzepte (AP1000, KERENA) eine andere Konfiguration der Sicherheitssysteme. Den passiven Notkühlssystemen ist hier ein aktives System vorgelagert, das nach Absenkung des Drucks im RKL eingesetzt werden kann und eine frühzeitige (d. h. störungsbedingte) Aktivierung der passiven Sicherheitssysteme verhindern soll. Dies ist aus Sicht der Betreiber von hoher Bedeutung, da die Anlage nach Auslösung eines

passiven Systems nicht unmittelbar in einen betriebsbereiten Zustand zurückgeführt werden kann (vgl. Auslösung der Squib-Ventile beim AP1000).

Bei Unverfügbarkeit des aktiven Nachkühlsystems kommen bei den innovativen Konzepten passive Notkühlssysteme zum Einsatz, bei denen kein Kühlmittel ausgetauscht wird. Beim AP1000 wird dies über einen gegenüber dem Reaktor überhöhten Wärmetauscher (1 x 100 %) ermöglicht, in dem das Kühlmittel aufgrund kleiner Dichteänderungen selbstständig zirkuliert und seine Wärme an das IRWST abgibt. Nachfolgend kann die Wärme mithilfe des passiven Containmentkühlsystems an die Atmosphäre abgeführt werden. Die fehlende Redundanz in der Vorhaltung eines einzelnen Wärmetauschers ist dadurch zu erklären, dass die angenommene Verfügbarkeit des Systems nur von der Öffnung eines Ventils (*fail-open*) abhängt. Das passive Notkühlsystem im KERENA-Konzept bilden Notkondensatoren (4 x 50 % bzw. 4 x 66 MW), mit denen die Wärme aus dem RKL in das Flutbecken im SHB übertragen wird. Die Aktivierung dieses Systems erfolgt über passive Impulsgeber, d. h. ohne die Verwendung leittechnischer und damit stromabhängiger Komponenten. Als weiteres Glied in der Kühlkette stehen Gebäudekondensatoren (4 x 50 % bzw. 4 x 5 MW) zur Verfügung, mit deren Hilfe die Wärme an das Absetzbecken außerhalb des SHB abgeführt werden kann.

Im Notfallbereich liegt bei den innovativen Konzepten ein weiteres passives System zur Wärmeabfuhr vor. Diese ebenfalls sicherheitsklassifizierte Maßnahme arbeitet nach dem *bleed and feed* Prinzip und setzt eine vollständige Druckentlastung des RKL voraus. In beiden Fällen erfolgt die Einspeisung aus einem überhöhten Tank, in dem auch der produzierte Dampf niedergeschlagen wird. Die Wärmeabfuhr aus dem Containment erfolgt weiterhin über die Stahlhaut des SHB (AP1000) oder die Notkondensatoren (KERENA).

Insgesamt zeigt das Schema in Tab. 10-1 Ähnlichkeiten in der Konfiguration der Wärmeabfuhrsysteme sowohl unter den evolutionären als auch unter den innovativen Sicherheitskonzepten. Den Reaktoren in der ersten Gruppe ist gemeinsam, dass alle Reaktoren über primär- und sekundärseitige Wärmeabfuhrsysteme verfügen. Die neuen Druckwasserreaktoren unterscheiden sich vom KONVOI darin, dass das Nachkühlsystem mit einem weiteren System vermascht ist, in dem Backup-Pumpen zur Wärmeabfuhr bereitstehen. Außerdem ist bei den neuen Druckwasserreaktoren das primärseitige *bleed and feed* auslegungsgemäß vorgesehen. Das Notspeisesystem ist hinsichtlich der Trennung der Redundanzen und der Förderkapazität beim EPR am stärksten ausgelegt.

Die innovativen Reaktoren haben aufgrund ihrer passiven Auslegung ebenfalls Gemeinsamkeiten. Nach einem vorgelagerten aktiven Wärmeabfuhrsystem kann zunächst ein passives Kühlsystem verwendet werden, bei dem kein Kühlmittel aus der druckführenden Umschließung austritt (Wärmetauscher bzw. Notkondensatoren). Nachgelagert dazu werden in beiden Konzepten passive Flutsysteme als Backup-Systeme vorgehalten. Dabei erfolgt die Dampfniederschlagung in Wasservorlagen (IRWST und Kernflutbecken), die ihrerseits als Flutreservoir dienen. Trotz der unterschiedlichen Reaktortypen ist die Konfiguration der Wärmeabfuhrsysteme bei dem Druckwasserreaktor AP1000 und dem Siedewasserreaktor KERENA ähnlich. In beiden Konzepten sind darüber hinaus passive Systeme zur Wärmeabfuhr aus dem SHB vorhanden (nicht in Tab. 10-1 aufgeführt).

Ein anderes Ergebnis aus Tab. 10-1 wird ersichtlich, wenn die Anzahl von sicherheitsklassifizierten Maßnahmen zur Wärmeabfuhr verglichen werden. Während beim KONVOI zwei solcher Maßnahmen zur Verfügung stehen, sind bei den neuen Reaktoren mit meist drei Maßnahmen tendenziell mehr Ebenen zur Wärmeabfuhr vorhanden.

Tab. 10-1: Gestaffelte Maßnahmen zur Kernkühlung (Sicherheitssysteme grau hinterlegt)

	KONVOI Auslegung (GEN-II)	Evolutionäre Auslegung (GEN-III/III+)		Innovative Auslegung (GEN-III/III+)	
		EPR (DWR)	APR1400 (DWR)	AP1000 (DWR)	KERENA (SWR)
Aktives Wärmeabfuhrsystem mit Anschluss an RKL	1. Not- und Nachkühl-system (4x50 %)	1. Nachkühlssystem (2x100 %)	1. Nachkühlssystem (2x100 %)	1**. Nachkühlssystem (2x100 %, Stränge nicht vollständig unabhängig, betriebliches System)	1. Nachkühlssystem (2x100 %)
		1*. Notkühlssystem (2x100 %, vermascht mit Nachkühlssystem)	1*. Containment-kühlssystem (2x100 %, vermascht mit Nachkühlssystem)		
Sekundärseitiges Kühlsystem	2. Notspeisesystem (4x50 %, Querverbindung zwischen den Strängen)	2. Notspeisesystem (4x100 %, Querverbindung zwischen den Strängen)	2. Notspeisesystem (2x100 %, diversitäre Pumpen, Querverbindung zwischen den Strängen)	-	-
Passives Kühlsystem	-	-	-	2. Passives Notkühlssystem (1x100 %, Wärmetauscher im IRWST)	2. Passives Notkühlssystem (4x50 %, Kondensatoren im Kernflutbecken)
Notfallmaßnahmen zur Kernkühlung	3. Sekundärseitiges <i>bleed and feed</i> (Einspeisung über mobiles Gerät)	Nicht bekannt	3. Sekundärseitiges <i>bleed and feed</i> (Einspeisung über mobiles Gerät)	-	-
	4. Primärseitiges <i>bleed and feed</i> (Nachrüstung, Entlastung ins Containment)	3. Primärseitiges <i>bleed and feed</i> (diversitäre Druckentlastungsventile, Entlastung ins Containment)	4. Primärseitiges <i>bleed and feed</i> (Entlastung ins IRWST)	3. Primärseitiges <i>bleed and feed</i> (mit passiver Einspeisung aus dem IRWST oder dem Sumpf, Entlastung ins IRWST bzw. Containment)	3. Passives Kernfluten (4 Einspeisestränge aus Kernflutbecken, Dampfniederschlagung in Kernflutbecken)

* Aufgrund der Vermaschung mit dem Nachkühlssystem liegt kein unabhängiges System vor ** Kein Sicherheitssystem. In den USA gelten jedoch erhöhte Anforderungen für „frontline“ Systeme

10.2 Schutz und Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens

Lage und Zugänglichkeit der BE-Lagerbecken:

Die Ereignisse in Fukushima verdeutlichen die Bedeutung der Lage sowie der Zugänglichkeit des BE-Lagerbeckens bei schweren Unfällen. Dort wurde nach Ausfall der Kühlfunktion aufgrund der explosionsbedingten Zerstörung der Dachstrukturen des Reaktorgebäudes zunächst versucht, über den Abwurf von Wasser aus Hubschraubern den Füllstand in den BE-Lagerbecken zu stabilisieren. Im weiteren Verlauf wurden zur Einspeisung u. a. Wasserwerfer und eine Autobetonpumpe verwendet /GRS 12/. Die genannten Einspeisepfade und deren Wirkung sind in einem hohen Maße von der Lage und der Erreichbarkeit der BE-Lagerbecken abhängig.

Vor dem Hintergrund dieser Unfallentwicklung ist eine wichtige Fragestellung, wie die Anordnung der BE-Lagerbecken bei neuen Reaktoren realisiert ist und welche sicherheitstechnischen Implikationen dadurch in einem Fukushima-ähnlichen Szenario aufgeworfen werden. Bei den in dem vorliegenden Bericht untersuchten neuen Druckwasserreaktoren (EPR, AP1000 und APR1400) befinden sich die BE-Lagerbecken außerhalb des Containments in einem separaten Gebäude. Dies gilt auch für weitere neue Reaktorkonzepte wie den APWR (Advanced Pressurized Water Reactor, Mitsubishi Heavy Industries) oder den ATMEA1 (Areva NP und Mitsubishi Heavy Industries), die in diesem Bericht nicht behandelt wurden. In diesem Punkt ist die Auslegung neuer Reaktoren unverändert gegenüber der überwiegenden Anzahl der weltweit in Betrieb befindlichen Druckwasserreaktoren. Die deutschen Anlagen nach Obrigheim (Baubeginn 1965) sowie das schweizerische Kernkraftwerk Gösgen zählen zu den wenigen Ausnahmen weltweit, bei denen das Brennelementlagerbecken innerhalb des Sicherheitsbehälters angeordnet ist /IAE 05/. Die damalige Wahl dieser besonderen Auslegungsoption ist darauf zurückzuführen, dass das Barrierenprinzip des SHB auch für das BE-Lagerbecken angewendet werden sollte. Die Errichtung eines zweiten SHB eigens für das BE-Becken wurde dagegen nicht verfolgt.

Hinsichtlich der Druckwasserreaktoren sind beide Auslegungsoptionen für die BE-Lagerbecken (integriert oder aus dem SHB ausgelagert) mit weitreichenden sicherheitstechnischen Konsequenzen verbunden, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst sind.

Tab. 10-2: Sicherheitstechnische Implikationen hinsichtlich der Lage des BE-Lagerbeckens bei Druckwasserreaktoren

Implikationen aus der Lage des BE-Lagerbeckens	
Innerhalb des Containments	Außerhalb des Containments
<p>Schutzgrad des BE-Lagerbeckens bei äußeren Einwirkungen entspricht der Auslegung des SHB</p>	<p>Schutzgrad des BE-Lagerbeckens bei äußeren Einwirkungen kann durch entsprechende Gebäudeauslegung hergestellt werden.</p>
<p>Konzentration des Brennstoffs in einer Gebäudestruktur (SHB) impliziert geringere Angriffsfläche / Schutz eines kleineren Gebäudevolumens vor EVA und Flugzeugabstürzen</p>	<p>Verteilung des Brennstoffs auf zwei Gebäudestrukturen (SHB und BE-Lagerbeckengebäude) impliziert höhere Angriffsfläche / den Schutz getrennter Gebäudestrukturen vor EVA und Flugzeugabstürzen</p>
<p>Rückhaltefähigkeit des SHB (Luftdichtheit und Druckstaffelung) relevant / wirksam bei Ereignissen im BE-Lagerbecken</p>	<p>Die Rückhaltefähigkeit wird / kann durch die Auslegung des BE-Lagerbeckengebäudes hergestellt / spezifiziert werden</p>
<p>Wasserstoffbegrenzungs- und Überwachungssystem sowohl für RKL als auch für BE-Lagerbecken wirksam</p>	<p>Separates Wasserstoffbegrenzungs- und Überwachungssystem für das BE-Lagerbecken notwendig</p>
<p>In dem Bereich des BE-Lagerbeckens sind Venting-Prozeduren möglich</p>	<p>Für den Fall, dass Untersuchung die Notwendigkeit einer Venting-Maßnahme im Bereich der BE-Lagerbecken zeigen, müsste diese Maßnahme in der Auslegung des BE-Lagerbeckengebäude berücksichtigt werden</p>
<p>Zugänglichkeit des BE-Lagerbeckens bei Stör- und Unfällen des Reaktors möglicherweise erschwert (z. B. durch Strahlung, Hitze/Dampf oder Trümmer)</p>	<p>Zugänglichkeit des BE-Lagerbeckens bei Stör- und Unfällen des Reaktors u. U. nicht erschwert</p>
<p>Wechselseitige Beeinträchtigung der Kühlfunktionen von RKL und BE-Lagerbecken möglich (insb. während des Brennelementwechsels)</p>	<p>Weitgehende Entkopplung von Ereignissen im RKL und dem Bereich des Brennelementlagerbeckens</p>
<p>Beeinträchtigung der Kühlfunktion des BE-Lagerbeckens in Folge von Ereignissen im SHB (außerhalb des RKL) möglich</p>	<p>Weitgehende Entkopplung von Ereignissen im SHB und dem Bereich des BE-Lagerbecken</p>

Nutzung einer BE-Wechselmaschine sowohl zum Wechsel als auch zur Auslagerung von Brennelementen / Auslagerung der BE aus dem Brennelementlagerbecken nur in Stillstandsphase	Notwendigkeit von Verlademaschinen im SHB und im Bereich des BE-Beckens / Transportweg komplexer / Auslagerung der BE aus dem Brennelementlagerbecken unabhängig von Betriebsphase
Sehr enge Anordnung des RKL und des BE-Lagerbeckens (evtl. Implikationen hinsichtlich Prüfbarkeit)	Anordnung der Systeme und Komponenten im SHB nicht durch BE-Lagerbecken beeinträchtigt (evtl. Implikationen für optimierte Rohrleitungswege)
Begünstigt die Konfiguration von Systemen, die sowohl für das BE-Lagerbecken als auch für den RKL eingesetzt werden (siehe BE-Lagerbeckenkühlsystem des KONVOI in Abschnitt 3.1)	Begünstigt die räumliche Trennung von Systemen, die entweder für das BE-Lagerbecken oder den RKL vorhanden sind
Begünstigt einen freistehenden Sicherheitsbehälter mit einem seismischen Verhalten, das unabhängig ist von anderen Gebäudeteilen	Lagerbeckengebäude aufgrund des Transferkanals i.d.R. mit Sicherheitsbehälter verbunden. Dadurch Implikationen für das Antwortverhalten beider Gebäudestrukturen bei seismischen Einwirkungen
-	Maßnahmen zum zuverlässigen Abschluss des Transferkanals notwendig

Vor dem Hintergrund der Ereignisse in Fukushima ist insbesondere der Aspekt der Zugänglichkeit des BE-Lagerbeckens als wichtig einzustufen. Die Auslagerung des BE-Lagerbeckens in ein separates Gebäude kann hier die Durchführung provisorischer Maßnahmen zur Kühlung des BE-Lagerbeckens erleichtern, da eine räumliche Distanz zum havarierten Reaktor und damit zur Strahlungs- und Freisetzungsquelle gegeben ist. Weiterhin ist das BE-Lagerbecken in solchen Unfallszenarien vor reaktorbedingten Unfallvorgängen im SHB getrennt und damit geschützt (z. B. Wasserstoffexplosionen, Impulsen aus Leitungs- und Behälterbrüchen, Feuer, Trümmer etc.).

Hinsichtlich des Unfalls in Fukushima wird derzeit angenommen, dass die Wasserstoffexplosionen in den Blöcken 1 und 3 auf Leckagen im oberen Teil des stark druckbelasteten SHB zurückzuführen sind. Das Beispiel zeigt, dass die für Siedewasserreaktoren typische Anordnung des Brennelementlagerbeckens im oberen Teil des Reaktorgebäudes problematisch sein kann. Bei der Anordnung kann es aufgrund von Unfallvorgängen im SHB zur Beeinträchtigung des Bereichs des Brennelementlagerbe-

ckens kommen. Manche der in Tab. 10-2 aufgelisteten Implikationen für Druckwasserreaktoren sind daher auch für diese Anordnung zutreffend.

Bei dem in diesem Bericht untersuchten Siedewasserreaktor KERENA liegt das BE-Lagerbecken, wie bei einigen anderen SWRs der Generation II (darunter auch die Reaktoren in Fukushima) im oberen Teil des Reaktorgebäudes. Andere neue Reaktorkonzepte wie z. B. der ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) zeigen eine ähnliche Anordnung. Eine Ausnahme bildet der ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor) von General Electric, bei dem das BE-Lagerbecken ebenerdig neben dem SHB eingerichtet ist.

Gestaffelte Maßnahmen zur Kühlung des Brennelementlagerbeckens:

Tab. 10-3 zeigt die zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Kühlung des BE-Lagerbeckens. Allen Konzepten ist gemeinsam, dass mindestens zwei Stränge mit einer Kapazität von je 100 % zur aktiven Kühlung des BE-Beckens vorgesehen sind. Dabei fällt auf, dass die Systeme in den Konzepten sehr unterschiedlich aufgebaut sind.

Mit Ausnahme des KERENA-Konzeptes liegt für jedes BE-Lagerbecken ein separates Kühlsystem vor. Bei KERENA wird das Kühlmittel durch ein im BE-Lagerbecken liegenden Wärmetauscher gekühlt, so dass in diesem Kühlmodus kein Kühlmittel ausgetauscht wird. Dabei ist der Wärmetauscher eine Komponente des nuklearen Zwischenkühlsystems. Sowohl beim AP1000 als auch beim KONVOI liegen nicht-sicherheitsklassifizierte Kühlsysteme vor. Unterschiedlich ist jedoch, dass durch die Vermaschung des BE-Kühlsystems mit dem Not- und Nachkühlsystem beim KONVOI zwei zusätzliche und sicherheitsklassifizierte Pfade zur Wärmeabfuhr vorhanden sind. Zudem können bei Ausfall aller drei Beckenkülpumpen noch die Nachkühlpumpen der Stränge 1 und 4 des Not- und Nachkühlsystems zur Kühlung des BE-Beckens verwendet werden. Unter den betrachteten Konzepten verfügt lediglich der EPR über ein dreisträngiges Kühlsystem, wobei die Wärme des dritten Stranges über die diversitäre Nachkühlkette abgeführt werden kann.

Tab. 10-3 Gestaffelte Maßnahmen zur Kühlung des Brennelementbeckens

	Auslegung KONVOI (GEN-II)	Evolutionäre Auslegung (GEN-III/III+)		Innovative Auslegung (GEN-III/III+)	
		EPR (DWR)	APR1400 (DWR)	AP1000 (DWR)	KERENA (SWR)
Normalbetriebliche Kühlung	Lagerbeckenkühlsystem (3x100 %, über D1-Diesel notstromgesichert, Zwei Stränge zusätzlich mit Anschluss an D2-Diesel)	Strang 1 + 2 des BE-Lagerbeckenkühlsystems (2x100 %, Kühlkette notwendig, notstromversorgt, nicht versorgt über SBO-Diesel)	Lagerbeckenkühlsystem (2x100 %, Einspeisung aus <i>boric acid storage tank</i> (BAST))	Lagerbeckenkühlsystem (2x100 %, keine sicherheitsklassifizierte Stromversorgung vorgesehen)	Nukleares Zwischenkühl-system (2x100 %, mobile Pumpen können als Backup-Pumpen verwendet werden)
Backup-Kühlsystem	(Pumpen der Stränge 1 und 4 im Not- und Nachkühl-system)	Strang 3 des BE-Lagerbeckenkühlsystems (1x100 %, diversitäre Nachkühlkette, versorgt über SBO-Diesel)	-	-	Nicht bekannt
Systeme und Maßnahmen zur Kühlmittelergänzung (Kompensation der Verdampfungsmenge)	Not- und Nachkühlsystem (Einspeisung aus Flutbecken, Sumpf oder RKL) Druckspeicher (passiver Einspeisepfad, Querverbindung über Prüfleitung herstellbar)	Brennelementlagerbeckenreinigungssystem Deionateinspeisesystem Feuerlöschsystem	Volumenregelsystem Notspeisesystem (gravitationsbedingte, d.h. passive Einspeisung)	Einspeisung u.a. aus Transferkanal, Transportbehälterbecken und dem Becken des Containmentkühlsystems Einspeisung aus Hilfstank des Containmentkühlsystems	Kühlmittelreinigungssystem (geringe Förderrate) Einspeisung aus Absetzbecken

Bei Unverfügbarkeit der jeweiligen BE-Beckenkühlsysteme stehen in jedem Anlagenkonzept mehrere Pfade zur Wassereinspeisung zur Verfügung. Diese Maßnahmen zur Kompensation der Verdampfungsmenge müssen als Notfallmaßnahmen eingestuft werden. Auch diese Maßnahmen sind sehr unterschiedlich ausgeführt. Zum Teil werden wie beim APR1400 oder AP1000 passive Einspeisepfade aus überhöhten Wasservorräten vorgehalten.

10.3 Schutz vor EVA

Die Unfälle im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi haben die Auslegung gegen äußere Einwirkungen in den Fokus sicherheitstechnischer Untersuchungen gerückt. In diesem Bericht sind die in der Auslegung neuer Reaktoren und der KONVOI-Anlage berücksichtigten Lasten im Fall eines Erdbebens, eines Hochwassers und eines Flugzeugabsturzes gegenübergestellt.

Die neuen Reaktorkonzepte wurden für den internationalen Markt entwickelt und werden unabhängig von den expliziten Standortgegebenheiten in unterschiedlichen Ländern angeboten. Die Unabhängigkeit vom Standort soll durch generische und abdeckende Lastannahmen erreicht werden. Bei der Erdbebenauslegung der neuen Reaktoren EPR, AP1000 und APR1400 wird von den Herstellern eine Auslegung für eine maximale Bodenbeschleunigung von 0,3 g angegeben. Für den APR1400 und den AP1000 wurden zusätzlich sogenannte *Seismic Margin Assessments* durchgeführt, mit dem Ergebnis, dass bei beiden Anlagen sicherheitsrelevante Strukturen, Systeme und Komponenten mit großer Sicherheit bis zu einem PGA-Wert von 0,5 g erhalten bleiben. „Große Sicherheit“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein 95 %-iges Vertrauen darin vorliegt, dass vitale Sicherheitsfunktionen mit einer Wahrscheinlichkeit von weniger als 5 % ausfallen. Für KERENA wird als Auslegungserdbeben eine maximale Bodenbeschleunigung von 0,23 g angegeben. Im Unterschied zu den neuen Reaktoren wurde der KONVOI ausschließlich für den deutschen Markt entwickelt. Die Auslegung gegen EVA orientiert sich an den in Deutschland auftretenden Erdbebenlasten. Bei der Genehmigung der Anlagen wurde zusätzlich die Anlagenauslegung an die standortspezifischen Lastannahmen angepasst. Die maximalen Bodenbeschleunigungen, gegen die die KONVOI-Anlagen ausgelegt sind, liegen zwischen 0,12 g und 0,17 g. Die Angabe des in der Auslegung berücksichtigten PGA-Werts gibt einen Hinweis auf den Schutzgrad gegenüber Einwirkungen aus Erdbeben. Um eine abschließende Bewer-

tung geben zu können, ist ein Vergleich der zugrunde gelegten Antwortspektren nötig. Bei einem Antwortspektrum wird zu definierten Bodenerschütterungen die am Standort der Anlage auftretenden maximalen Beschleunigungen gegen die Frequenz aufgetragen. Das für die Erdbebenauslegung relevante Frequenzintervall liegt zwischen 0,1 Hz und 100 Hz. Bei einer Standortauswahl muss u. a. geprüft werden, ob die Antwortspektren für die an diesem Standort angenommenen Erdbeben von dem generischen Antwortspektrum abgedeckt werden, oder ob standortspezifische Modifikationen der Auslegung nötig sind.

Der im generischen Design umgesetzte Hochwasserschutz, der in diesem Bericht betrachteten neuen Reaktoren, beinhaltet die Abdichtung der Gebäudeteile, die sich unterhalb der Geländeoberfläche befinden. Damit ist die Anforderung an die Standorte für neue Reaktoren verbunden, dass das Höchste an dem Standort auftretende Hochwasser das Anlagengelände nicht überflutet oder es sind standortspezifische Schutzmaßnahmen vorzusehen, die ein Eindringen von Wasser in die Gebäude oder die Überflutung des Anlagengeländes verhindern. Insgesamt sind bei den neuen Reaktoren damit keine neuartigen Ansätze oder Technologien zum Schutz vor Hochwasser vorgesehen.

Der Schutz gegen Flugzeugabsturz ist bei den untersuchten Reaktorkonzepten sehr unterschiedlich umgesetzt, was darauf hindeutet, dass die unterschiedlichen Hersteller unterschiedliche Regelwerksanforderungen beim Design zugrunde gelegt haben. Beim Design des EPR wurden die *Technical Guidelines For The Design And Construction Of The Next Generation Of Nuclear Power Plants With Pressurized Water Reactors* (French Groupe Permanent chargé des Réacteurs nucléaires, GPR) aus dem Jahr 2000 berücksichtigt. Nach diesen Guidelines sollen sicherheitstechnisch relevante Systeme gegen den Absturz von Militärflugzeugen und Verkehrsflugzeugen geschützt werden /GRP 00/. Beim EPR wird den Anforderungen beispielsweise durch ein Doppelcontainment zum Schutz des Primärkreises, Verbunkerung von zwei der vier Sicherheitsgebäude und räumliche Trennung der Dieselgebäude Folge geleistet. Die Auslegung des AP1000 gegen einen Flugzeugabsturz zielt auf die Erfüllung der Anforderungen des *Aircraft Impact Assessment (AIA)* der USA. Beim AIA werden ausgewählte Absturzszenarien mit einem großen Verkehrsflugzeug auf das Reaktorgebäude unterstellt. Die NRC bestätigt, dass für dieses Szenario der Nachweis für den AP1000 erbracht wurde, dass das Containment intakt bleibt, die Kernkühlung aufrechterhalten werden kann und die Integrität des BE-Lagerbeckens erhalten bleibt /NRC 11/. Beim APR1400 wurde der Flugzeugabsturz im Design nicht explizit berücksichtigt. Der Her-

steller verweist auf einen hinreichenden Schutz durch das Reaktorgebäude. Es ist als Kuppelbau mit 1,2 m dicken bewährten Betonwänden ausgeführt. Des Weiteren ist dieser bis etwa zur Mitte der Gebäudehöhe vollständig vom Hilfsanlagegebäude umgeben. Dadurch soll ein direkter Einschlag nur im oberen Teil des Containments möglich sein. Eine Abdichtung des Hilfsanlagen- und Reaktorgebäudes soll das Eindringen von Kerosin verhindern und die Aufteilung der sicherheitstechnisch wichtigen Systeme nach dem Vier-Scheiben-Konzept eine vollständige Zerstörung der Sicherheitssysteme unwahrscheinlich machen. Für den europäischen Markt wird ein weiterer Schutz vor Flugzeugabsturz durch ein Doppelcontainment ähnlich dem des EPR vorgesehen. Der KERENA ist die einzige in diesem Bericht untersuchte Anlage, die sich noch nicht im Bau befindet. Daher können nur allgemeine Aussagen des Herstellers zum Schutz gegen Flugzeugabsturz wiedergegeben werden. Die Außenwand des quaderförmigen Reaktorgebäudes dient als Penetrationsschutz und die inneren Strukturen sind zum Schutz vor Erschütterungen von den Außenwänden entkoppelt. Außerdem sind die Dieselgebäude an gegenüberliegenden Seiten des Reaktorgebäudes positioniert, so dass bei einem Flugzeugabsturz nicht beide Gebäude zerstört werden können. Bei der Auslegung des KONVOI wurde der unfallbedingte Absturz eines Militärflugzeugs unterstellt. Sicherheitstechnisch relevante Systeme sind durch Verbunkerung oder räumliche Trennung geschützt. Laut einer generischen Untersuchung der GRS aus 2002 bleibt bei einem Absturz eines großen Verkehrsflugzeuges die Struktur des Reaktorgebäudes erhalten. Der Erhalt der vitalen Funktionen ist bisher nicht nachgewiesen /RSK 11/.

Aufgrund der Reaktorunfälle im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi, die von zwei auslegungsüberschreitenden Einwirkungen von außen (Erdbeben und Tsunami) verursacht wurden, hat die Überlagerung von EVA in den Diskussionen über Anlagensicherheit ein größeres Gewicht erhalten. Der Hersteller des AP1000 gibt an, dass ihre Analysen zur Überlagerung von äußeren Einwirkungen zeigen, dass diese keine größeren Lasten für die Anlagen darstellen als die Einzelereignisse. Es ist anzunehmen, dass dies nur dann gewährleistet ist, wenn der Schutz gegen standortspezifische Einwirkungen von außen so beschaffen ist, dass die im generischen Design gemachten Annahmen zu den standortspezifischen Einwirkungen von außen jederzeit erfüllt sind.

Für die anderen neuen Reaktorkonzepte liegen bezüglich des gleichzeitigen Auftretens von Einwirkungen von außen keine Informationen vor.

Nach Aussagen der Betreiber der KONVOI-Anlagen wurden bei der Überlagerung von äußeren Einwirkungen standortspezifische Daten bei der Auslegung zu Grunde gelegt. Sie verweisen bei den ausgewählten Überlagerungen von EVA auf robuste Bauweise und die Auslegung gegen Erdbeben, Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwellen.

Die meisten der für den Bericht verwendeten Unterlagen wurden vor den Reaktorunfällen im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi erstellt. Die Ereignisse zeigen die hohe Bedeutung einer robusten Auslegung gegen äußere Einwirkungen und deren Überlagerung. Des Weiteren wurde deutlich, dass im Sinne des gestaffelten Sicherheitskonzepts für äußere Einwirkungen und deren Überlagerungen, die höher sind als in der Auslegung angenommen, Systeme, Maßnahmen und Prozeduren zur Prävention oder Mitigation einer Kernschmelze vorgehalten werden müssen. Bisher liegen keine Informationen vor, inwieweit bei neuen Reaktorkonzepten diese Aspekte berücksichtigt werden.

10.4 Anlagenverhalten bei *station blackout* und Ausfall der Hauptwärmesenke

Anlagenverhalten bei *station blackout*:

Die Ergebnisse aus Kapitel 5 sind in Tab. 10-4 zusammengefasst. Bei den Konzepten mit aktiver Sicherheitsauslegung führt ein *station blackout* (hier der Ausfall aller batteriegepufferten Wechselstromquellen) unter Berücksichtigung der Auslegungssysteme (d. h. ohne Notkühlmaßnahmen, wie z. B. Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilem Gerät) zu Kernschmelzunfällen. Das Ausdampfen der Dampferzeuger und des RKL bis zum Eintritt der Kernschmelze wird beim KONVOI und dem EPR in den verwendeten Unterlagen mit etwa 2,4 bis 4 Stunden angegeben. Da der Batteriestrom in diesem Unfallszenario verfügbar ist, kann der Eintritt der Kernschmelze im koreanischen Reaktorkonzept mithilfe der turbinengetriebenen Pumpen im Notspeisesystem deutlich verzögert werden. Bis zur Erschöpfung der Batteriekapazität nach acht Stunden kann hier die Wärmeabfuhr über die luftgekühlten Pumpen sichergestellt werden. Da die Nachzerfallwärme in diesem Zeitraum auf ca. 0,7 % der Vollastleistung abgesunken ist, nimmt das anschließende Ausdampfen der Dampferzeuger und großer Teile des RKL bis zum Eintritt der Kernschmelze mit 5,5 Stunden deutlich mehr Zeit in Anspruch als eine Ausdampfphase unmittelbar nach der Reaktorschnellabschaltung (~ 2,4 h bis zum Eintritt der Kernschmelze). Insgesamt kann der Eintritt der Kernschmelze beim

APR1400 aufgrund des Einsatzes der turbinengetriebenen Pumpen um 11,1 Stunden verzögert werden (von 2,4 auf 13,5 Stunden nach Beginn des *station blackout*). Um den Kernschmelzunfall durch den Betrieb des Notspeisesystems langfristig abzuwenden, müssten die Batterien nach acht Stunden nachgeladen werden.

Abgesehen von dieser Besonderheit im Notspeisesystem des APR1400 kann ein Kernschmelzunfall bei den Reaktoren mit aktiver Sicherheitsauslegung nur durch eine sekundärseitige Einspeisung mittels mobilen Geräts verhindert werden. Darüber hinaus stehen lediglich Maßnahmen zur Verfügung, die den Unfallverlauf verzögern. So ist eine primärseitige Druckentlastung mit anschließender Einspeisung der Druckspeicher beim KONVOI mit einem Zeitgewinn von ca. 1,5 Stunden verbunden /KKE 04/. Bei der Einspeisung von etwa 500 m³ (8 x 68 m³) aus den Druckspeichern muss beachtet werden, dass der Kühlmittelverlust aufgrund der Druckentlastung schneller und bei einer geringeren Enthalpie erfolgt als der Kühlmittelverlust, der durch das zyklische Ansprechen der Sicherheitsventile verursacht wird.

Hinsichtlich der innovativen Konzepte (AP1000 und KERENA) ist eine mehrtägige Wärmeabfuhr allein über die passiven Sicherheitssysteme möglich. Bei KERENA ist diese Phase, in der kein Batteriestrom notwendig ist, nur durch die Wärmekapazität des Absetzbeckens auf etwa 5 Tage begrenzt. Im Anschluss muss die Verdampfungsmenge durch eine Bespeisung des Absetzbeckens (und evtl. einer Druckentlastung der oberen Reaktorhalle) kompensiert werden. Im AP1000-Konzept hingegen wird zur Auslösung der passiven Systeme Batteriestrom benötigt. Aufgrund der Dampfaufladung des SHB (die Wärme des SHB wird über die Wand des Stahlcontainments an die Atmosphäre abgegeben) muss mit Leckagen gerechnet werden, so dass langfristig kein abgeschlossenes System vorliegt. Eine Ergänzung von Kühlmittel von außen ist vermutlich aber erst Tage nach Ablauf der Karenzzeit von 72 Stunden notwendig¹¹.

¹¹ Die Karenzzeit von 72 Stunden markiert sowohl die Entladezeit der Batterien als auch das Auslaufen der (passiven) Wasserdrainage zur Kühlung der SHB-Wand von außen. Dabei ist die Wasserdrainage lediglich bei einem großen Kühlmittelverluststörfall oder einem Frischdampfleitungsbruch notwendig, um die Auslegungswerte des SHB einzuhalten. In diesen Störfällen wird aufgrund des schnellen Druck- und Temperaturanstiegs im SHB der zusätzliche Kühleffekt durch die Verdampfungswärme benötigt. Zudem wird in diesen Szenarien praktisch keine Wärme (Nachwärme und der im RKL-gespeicherte Wärmeinhalt) an die Sekundärseite abgegeben.

Tab. 10-4 Anlagenverhalten bei *station blackout*

	KONVOI Auslegung (GEN-II)	Evolutionäre Auslegung (GEN-III/III+)		Innovative Auslegung (GEN-III/III+)	
		EPR (DWR)	APR1400 (DWR)	AP1000 (DWR)	KERENA (SWR)
Nichtverfügbare Wechselstromquellen (außer Eigenversorgung und Hauptnetzanschluss)	<ul style="list-style-type: none"> • D1-Notstromdiesel • D2-Notstromdiesel • Reservenetzanschluss • Erdkabel 	<ul style="list-style-type: none"> • Notstromdiesel • SBO-Diesel • Reservenetzanschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Notstromdiesel • (EU-APR1400: alternative Wechselstromquelle vorgesehen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Hilfsdiesel • Reservenetzanschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Hilfsdiesel • Reservenetzanschluss
Langzeitkühlung mit Auslegungssystemen möglich?	Nein, Unfallverlauf mit Kernschmelze			Ja, Wärmeabfuhr über passive Systeme für mind. 3 Tage möglich	
Zeitspanne bis zum Eintritt einer Kernschmelze	~ 2,5 h (mit sekundärseitigem Teilabfahren, ohne weitere Notfallmaßnahmen, Hochdruckpfad) /GRS 01/	~ 4 h (ohne weitere Notfallmaßnahmen, Hochdruckpfad) /EPR 99/	~ 13,5 h (ohne weitere Notfallmaßnahmen, Hochdruckpfad, mit 8-stündiger Einspeisung der turbinengetriebenen Pumpen im Notspeisesystem) /KAE 03/	einige Tage (passive Wärmeabfuhr aus RKL über Wärmetauscher im IRWST und Wärmeabfuhr aus SHB aufgrund von Wärmefluss durch SHB-Wand)	einige Tage (passive Wärmeabfuhr aus RKL über Notkondensatoren und Wärmeabfuhr aus SHB über Gebäudekondensatoren)
Verfügbare Notfallmaßnahmen (darunter batteriegesicherte Maßnahmen)	<ul style="list-style-type: none"> • Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilen Pumpen • Druckbedingte Einspeisung aus Speisewassersystem/ -leitungen • <u>Nachrüstung</u>: Primärseitige Druckentlastung verhindert Schmelze im Hochdruckpfad / Einspeisung der Druckspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Primärseitige Druckentlastung verhindert Schmelze im Hochdruckpfad / Einspeisung der Druckspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilen Pumpen • Primärseitige Druckentlastung verhindert Schmelze im Hochdruckpfad / Einspeisung der Druckspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Langfristig: Kompensation der SHB-Leckagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Auffüllung des Absetzbecken nach ca. 5 Tagen

Tab. 10-5 Anlagenverhalten bei Ausfall des Nebenkühlwassers und *station blackout*

	KONVOI Auslegung (GEN-II)	Evolutionäre Auslegung (GEN-III/III+)		Innovative Auslegung (GEN-III/III+)	
		EPR (DWR)	APR1400 (DWR)	AP1000 (DWR)	KERENA (SWR)
Ausfall des Nebenkühlwassers					
Veränderter Unfallverlauf gegenüber <i>station blackout</i> ?	Ja			Nein	
	Verzögerung des Kernschmelzunfalls (1 von 4 Stränge des Notspeisesystems gewährleistet eine 10-stündige Wärmeabfuhr)	Langfristige Kühlung der Anlage (Aufgrund einer diversitären Notkühlkette) (Bei Ausfall der diversitären Notkühlkette kann die Wärmeabfuhr durch das Notspeisesystem für mind. 24 h gewährleistet werden)	Verzögerung des Kernschmelzunfalls (die Wärmeabfuhr durch das Notspeisesystem kann anstelle von 8 h für 72 h gewährleistet werden)	Wärmeabfuhr über passive Systeme für einige Tage gesichert Passive Systeme sind unabhängig von der aktiven Kühlkette	
Zur Verfügung stehende Notfallmaßnahmen	Wiederauffüllung der Deionatbecken			Kompensation der SHB-Leckagen (erst nach Tagen notwendig)	Auffüllung des Absetzbecken nach ca. 5 Tagen notwendig
	Zusätzliche standortspezifische Wärmesenken (z. B. Wärmeabfuhr über Zellenkühler)	Nicht bekannt	Nicht bekannt		
<i>Station blackout</i> und Ausfall des Nebenkühlwassers					
Veränderter Unfallverlauf gegenüber <i>station blackout</i> ?	Nein, Unfallverlauf mit Kernschmelze (ohne weitere Notfallmaßnahmen)			Nein, Wärmeabfuhr über passive Systeme für mind. 3 Tage möglich	Nein, Wärmeabfuhr über passive Systeme für ca. 5 Tage möglich

Anlagenverhalten bei Ausfall der Hauptwärmesenke:

Tab. 10-5 zeigt im oberen Teil die Ergebnisse für den Ausfall der Hauptwärmesenke (hier durch Ausfall des Nebenkühlwassersystems). Ausgehend von dem *station blackout* Szenario ist das Anlagenverhalten nur bei den Konzepten mit aktiver Sicherheitsauslegung unterschiedlich. Die Vorhaltung einer diversitären Notkühlkette im Falle des EPR führt dazu, dass die Anlage langfristig gekühlt werden kann. Sowohl beim KONVOI als auch beim APR1400 kann die Kernkühlung für einen erheblichen Zeitraum aufgrund der Deionatvorräte im Notspeisesystem sichergestellt werden. Dabei zeigt sich, dass die Vorräte des APR1400 mit 3200 m^3 ($2 \times 1600 \text{ m}^3$) deutlich größer bemessen sind als beim KONVOI (1440 m^3 , $4 \times 360 \text{ m}^3$). Dadurch ergibt sich beim APR1400 eine erhöhte Karenzzeit von ca. 72 Stunden. Insgesamt kann festgestellt werden, dass die neuen Druckwasserreaktoren gegenüber dem KONVOI aufgrund ihrer Auslegung an Robustheit hinzugewonnen haben.

Bei den innovativen Konzepten führt der Ausfall des Nebenkühlwassersystems nicht zu einer Beeinträchtigung der Sicherheitssysteme. In beiden Auslegungen liegt durch die passiven Systeme eine unabhängige Notkühlkette vor, so dass die Wärme langfristig entweder über die Wand des Stahl-Containments an die Atmosphäre (AP1000) oder über Wärmetauscher an das außerhalb des SHB liegende Absetzbecken (KERENA) abgeführt werden kann. Wie beim *station blackout* sind diese Pfade zur Wärmeabfuhr nur durch die SHB-Leckagen (AP1000) oder bei nicht erfolgter Wiederauffüllung des Absetzbeckens (KERENA) zeitlich begrenzt.

Anlagenverhalten bei *station blackout* und Ausfall der Hauptwärmesenke:

Der untere Teil in Tab. 10-5 zeigt, dass ausgehend von dem *station blackout* Szenario, der zusätzliche Ausfall des Nebenkühlwassersystems bei keinem der untersuchten Reaktorkonzepte zu einem signifikant veränderten Unfallverlauf führt. Die Kernschmelze kann bei den Reaktoren mit aktiver Sicherheitsauslegung weiterhin nur mithilfe einer langfristigen Bespeisung der Dampferzeuger mit mobilem Gerät abgewendet werden. Hinsichtlich der innovativen Reaktoren kann der Reaktorkern aufgrund der passiven Sicherheitssysteme für einige Tage ausreichend gekühlt werden. Hierzu sind keinerlei Notfallmaßnahmen notwendig. Erst anschließend muss bei KERENA das Absetzbecken aufgefüllt und beim AP1000 Kühlmittel im SHB ergänzt werden. Insgesamt ergibt sich hieraus, dass bei den untersuchten Konzepten die Überlagerung beider Ausfälle

zu keinen wesentlich neuen Unfallspekten führt. Insbesondere macht die Überlagerung deutlich, dass der Ausfall des Nebenkühlwassers bereits Teil des *station blackout* Szenario ist.

10.5 Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen

Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen im Sicherheitsbehälter:

Der Unfallablauf in Fukushima zeigte die enormen Schäden, die in einem fortgeschrittenen Stadium eines Unfalls mit Kernschmelze durch Wasserstoffexplosionen hervorgerufen werden können. Zusätzlich erschwerten die Folgen der Explosionen die Durchführung von Notfallmaßnahmen. Die Reduzierung der Menge oder Beherrschung von produziertem Wasserstoff ist Grundbestandteil der Auslegung heutiger Reaktorkonzepte.

Um eine Wasserstoffexplosion zu verhindern, werden bei neuen Reaktoren grundsätzlich mehrere Strategien verfolgt. Durch die Installation von passiven autokatalytischen Rekombinatoren (PARs) kann der Wasserstoffanteil in einer sauerstoffhaltigen Atmosphäre reduziert werden. Dafür wird der vorhandene Wasserstoff unter Bildung von Wasser rekombiniert. Passive autokatalytische Rekombinatoren arbeiten passiv und benötigen weder Stromversorgung noch Ansteuerung. Die Installation von PARs ist in allen betrachteten Druckwasserreaktoren (EPR, AP1000, APR1400 und KONVOI) vorgesehen, jedoch nicht beim Konzept KERENA. Die PARs werden ab einer Wasserstoffkonzentration von ca. 2 Vol.-% wirksam, solange Sauerstoff als Reaktionspartner zur Verfügung steht. Wenn der Sauerstoff im Containment aufgebraucht ist, ist keine Wasserstoffrekombination mehr möglich und das Containment solange inertisiert, wie es intakt ist. Bei den Reaktorkonzepten EPR und KONVOI sollen die PARs zur Begrenzung des Wasserstoffgehalts auf unter 10 Vol.-% im schweren Störfall beitragen. Beim APR1400 werden zur Beherrschung der Wasserstoffproblematik bei schneller Freisetzung von H₂ zusätzlich zu den PARs auch Zünder eingesetzt. Die autokatalytischen Rekombinatoren im AP1000 sind für den Abbau von Wasserstoff ausgelegt, die langfristig im Fall eines Kühlmittelverluststörfalls auf Grund von Radiolyse erwartet werden /AP 11/.

Bei den Reaktorkonzepten AP1000 und APR1400 werden zum Wasserstoffabbau neben PARs auch Zünder eingesetzt. Diese lösen lokale Wasserstoffexplosionen aus,

welche die Integrität des Containments nicht gefährden. Die verwendeten Zünder benötigen zum Wasserstoffabbau eine Spannungsquelle und müssen im Anforderungsfall von der Warte oder der Notwarte aktiviert werden. Die Stromversorgung für die Zünder im AP1000 ist über das betriebliche Netz oder Hilfsdiesel möglich, unter SBO-Bedingungen liefern betriebliche Batterien für 4 h den benötigten Strom. Informationen über die Stromversorgung der Zünder im APR1400 konnten im Rahmen dieses Berichts nicht ermittelt werden.

Zur Vorbeugung gegen lokal erhöhte Wasserstoffkonzentrationen wird die Containmentatmosphäre zusätzlich durchmischt, um keine zündfähigen Wasserstoffkonzentrationen in abgetrennten Raumbereichen des Containments zu erhalten. Dieses Prinzip wird in allen betrachteten DWR explizit vorgesehen. Bei den Konzepten EPR, APR1400 und KONVOI soll nach Herstellerangaben der aus den PARs aufsteigende, heiße Wasserdampf zur Durchmischung der Sicherheitsbehälteratmosphäre beitragen. Im EPR werden zur Verbesserung der Durchmischung über große Konvektions- und Mischklappen sowie Berstfolien zusätzlich große Querschnitte zwischen einzelnen Raumbereichen geöffnet.

Beim APR1400 wird zur besseren Durchmischung der Containmentatmosphäre zusätzlich ein sicherheitsklassifiziertes Sprühsystem verwendet. Laut Analysen der Hersteller können somit eine stärkere Konvektion erreicht und die Bildung lokal hoher Wasserstoffkonzentration verhindert werden.

Zum Schutz vor Wasserstoffreaktionen ist es auch möglich, die zur Verbrennung notwendigen Reaktionspartner der Atmosphäre zu entziehen. Dieses Prinzip wird bei der Inertisierung des Containments mit Stickstoff verwendet. Diese Vorgehensweise ist vor allem bei Siedewasserreaktoren zu finden, so auch beim Reaktorkonzept KERENA. Dort werden sowohl Druckkammer als auch Kondensationskammer inertisiert, um den Sauerstoff aus der Atmosphäre zu entfernen und damit keine Wasserstoffverbrennung zuzulassen.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass beim EPR und dem AP1000 länderspezifische Ansätze zum Wasserstoffabbau (durch PARs oder Zünder) fortgeführt werden. Lediglich der APR1400 weist eine Doppelstrategie auf, die sowohl den Einsatz von PARs als auch Zündern vorsieht. Der KONVOI unterscheidet sich von den neuen Konzepten darin, dass die Wasserstoffproblematik zum Zeitpunkt der Containmentauslegung nicht vollständig berücksichtigt wurde. Die Raumaufteilung ist daher hinsichtlich möglicher

Wasserstoffansammlungen nicht optimiert. Insbesondere die Auslegung des EPR zeigt hier beträchtliche sicherheitstechnische Fortschritte. Die Auslegung des SHB soll mit Hilfe von Konvektionsklappen und Berstscheiben zu einer passiven Durchmischung der SHB-Atmosphäre beitragen.

Vorkehrungen gegenüber Wasserstoffexplosionen im Bereich des BE-Lagerbeckens:

Die herangezogenen Unterlagen zeigen für die neuen Druckwasserreaktoren keine speziellen Maßnahmen zum Wasserstoffmanagement im Bereich der BE-Becken. Grundsätzlich liegt der Schwerpunkt auf Maßnahmen zur Gewährleistung einer hinreichenden Bedeckung der Brennelemente im Lagerbecken, um damit die Wasserstoffproduktion durch Zirkon-Wasser-Reaktion zu unterbinden. Im Rahmen dieser präventiven Vorgehensweise wird in allen Konzepten auf die hohen Karenzzeiten für Ereignisse im BE-Lagerbecken hingewiesen.

Die BE-Lagerbecken bei EPR, AP1000 und APR1400 befinden sich im Unterschied zum KONVOI außerhalb des Sicherheitsbehälters in einem separaten Gebäude. Hieraus ergeben sich Implikationen hinsichtlich des Wasserstoffmanagements, die in Abschnitt 10-2 diskutiert wurden. Bei KERENA befindet sich das BE-Lagerbecken im mit PARs ausgestatteten Reaktorgebäude, wodurch eine gewisse Wasserstoffabbaukapazität vorhanden ist.

10.6 Funktion der für die Beherrschung einer Kernschmelze vorgesehenen Systeme bei SBO

Im Unfallverlauf der Reaktorkatastrophe des Kernkraftwerks Fukushima Dai-ichi fiel die Bespeisung der Reaktoren in den Blöcken 1-3 über einen Zeitraum von mehreren Stunden aus. Die Kernkühlung konnte nicht mehr ausreichend gewährleistet werden, so dass es zur Freilegung der Brennelemente kam. In Block 1 ist mit hoher Wahrscheinlichkeit von einer Kernschmelze mit einer Kernverlagerung auf den Boden des RDBs auszugehen. Es wird zudem von einem Versagen des RDBs mit einer Teilverlagerung der Schmelze auf den Betonboden des Reaktorsicherheitsbehälters ausgegangen. In den Blöcken 2 und 3 ist derzeit keine zuverlässige Aussage zu treffen, ob es zu einer vollständigen Kernschmelze gekommen ist. Auch für die Blöcke 2 und 3 wird eine Penetration des RDBs durch die Schmelze als möglich erachtet /GRS 12/.

Durch Versagen des RDBs wird eine Barriere zur Rückhaltung von Radioaktivität durchbrochen. Die Schmelze-Beton-Wechselwirkung führt im weiteren Verlauf zu einer weiteren Wasserstoffquelle, die die Integrität des Containments gefährden kann. Zusätzlich kann es aufgrund von Erosion zu Beschädigungen des Sicherheitsbehälters und damit dem Versagen einer weiteren Barriere mit Rückhaltefunktion kommen. In den betrachteten Reaktorkonzepten EPR, AP1000, APR1400 und KERENA sind designierte Systeme zur Prävention von schweren Unfällen mit Kernschmelze bzw. der Mitigation ihrer Folgen vorgesehen. Durch die Erweiterung des gestaffelten Sicherheitskonzepts auf eine vierte Ebene grenzen sich diese Reaktortypen, klassifiziert als Generation III, gegenüber älteren Reaktorkonzepten der Generation II ab. Die vorgesehenen Systeme der Ebene 4 sollen u. a. einen kontrollierten Einschluss der Schmelze sicherstellen und einen langzeitkühlbaren Zustand herstellen. Insbesondere sollen große und frühe Freisetzungen praktisch ausgeschlossen werden. KONVOI-Anlagen werden zur Generation II gezählt. In diesem Reaktorkonzept sind keine designierten Systeme zur Kontrolle einer Kernschmelze vorhanden, jedoch Maßnahmen zur Vermeidung einer Hochdruckkernschmelze.

Bei den untersuchten Reaktortypen gibt es zwei wesentliche Konzepte zur Rückhaltung und Kühlung der Schmelze. Bei den Reaktoren AP1000, APR1400 und KERENA wird das Konzept der In-Vessel Retention (IVR) verfolgt. In dieser Konzeption soll die Schmelze innerhalb des RDBs gehalten und gekühlt werden. Beim EPR und beim EU-APR1400 wird ein *core catcher* eingesetzt, der die Schmelze nach dem Austritt aus dem RDB aufnimmt und in einen kühlbaren Zustand (d. h. in eine kühlbare Geometrie) überführt.

Sollte es im Unfallverlauf zu einer Kernschmelze kommen, sind bei den innovativen Reaktorkonzepten AP1000 und KERENA weitgehend passive Maßnahmen vorgesehen. Zum Einleiten der Flutung der Reaktorgrube muss eine Gleichspannungsquelle zur Verfügung stehen, um die Absperrarmaturen in der Leitung zwischen Wasservorrat und Reaktorgrube zu öffnen. Die Einspeisung erfolgt allein aufgrund von Gravitation ohne den Einsatz von Förderpumpen. Zur Langzeitkühlung soll sich ein Naturumlauf einstellen, bei dem die Wärme beim Konzept KERENA durch einen Wärmetauscher an die oberhalb des Sicherheitsbehälters befindliche Wasservorlage des Absetzbeckens abgegeben werden soll. Beim AP1000 wird der Dampf an der Innenseite des Containments kondensiert und die Wärme an die Atmosphäre abgegeben. Die Wärmeabfuhr zur Langzeitkühlung ist also bei beiden Reaktorkonzepten passiv. Beim evolutionären

Reaktorkonzept APR1400 ist zur IVR eine aktive Einspeisung durch Nachkühl- oder Borsäurebehälterpumpen vorgesehen. Bei einem Ausfall der dieselgestützten Wechselspannungsversorgung ist die Bespeisung der Reaktorgrube zur IVR nicht möglich. Bei einem darauffolgenden Versagen des RDBs steht beim APR1400 eine passive Flutung der Reaktorgrube zur Kühlung der Schmelze zur Verfügung. Zum Öffnen der dafür notwendigen Ventile ist auch hier die Verfügbarkeit einer Gleichspannungsquelle nötig.

Bei einem Unfallverlauf mit Kernschmelze wird in den Konzepten des EPR und dem für den europäischen Markt entwickelten EU-APR1400 eine Rückhaltung und Kühlung der Schmelze außerhalb des RDBs verfolgt. Beim EPR wird die Schmelze zunächst in der Reaktorgrube zurückgehalten und konditioniert, um dann zum kontrollierten Einschluss und zur Kühlung passiv in eine weitere Kammer (*spreading compartment*) geleitet zu werden. Die erste Phase der Kühlung wird vollständig passiv ohne die Verfügbarkeit einer Gleichstromquelle durch den Eintritt der Schmelze in das *spreading compartment* ausgelöst (über einen Schmelze-Draht). Zur Langzeitkühlung muss mindestens die Spannungsversorgung über einen SBO-Diesel wieder hergestellt werden, um die Wärme über das Containmentkühlsystem abzuführen. Sollte die Versorgung der SBO-Diesel nicht wiederhergestellt werden können, wird etwa 20-25 Stunden nach Einleitung der primären Druckentlastung der Auslegungsdruck im Containment erreicht. Aus den vorliegenden Unterlagen ist der Zeitpunkt einer notwendigen Druckentlastung zum Schutz der Integrität des Containments nicht bekannt. Beim EU-APR1400 soll die Schmelze ohne weitere Rückhaltefunktionen in einem Auffangbecken gesammelt werden. Es wird in der ersten Phase ein passiver Flutvorgang aus dem IRWST ausgelöst. Hierzu ist im Gegensatz zum EPR eine Gleichstromquelle zum Öffnen der Ventile in der Verbindungsleitung nötig. In einer zweiten Phase soll die Kühlung mithilfe des Nachkühlsystems erfolgen. Hierzu wird allerdings eine dieselunterstützte Wechselspannungsquelle benötigt.

Zusammenfassend zeigt der vorliegende Bericht, dass bei allen betrachteten neuen Reaktorkonzepten, und im Gegensatz zum KONVOI, Maßnahmen zur Stabilisierung einer Kernschmelze auslegungsgemäß vorgesehen sind. Dabei kommen gleichermaßen Strategien zur Kühlung der Schmelze innerhalb und außerhalb des RDB zum Einsatz. Bei den innovativen Auslegungen (AP1000, KERENA) ist die RDB-Außenkühlung aufgrund der passiven Flutung der Reaktorgruben mithilfe der überhöhten Kühlmittelvorräte im SHB auch ohne Wechselstromquellen durchführbar. Dies gilt auch für die

Wärmeabfuhr aus dem SHB. Bei den evolutionären Auslegungen hingegen sind die Maßnahmen zur Rückhaltung und Kühlung der Schmelze gar nicht (APR1400) oder nur in der ersten Phase (EPR) ohne Wechselstrom realisierbar.

Insgesamt zeigen die obigen Ausführungen bzgl. des *core catcher* und der RDB-Außenwandkühlung (In-Vessel Retention) bei neuen Reaktoren zwei unterschiedliche Strategien zur Stabilisierung der Schmelze. Neben dem Einsatz passiver Systeme zählen beide Mitigationsmaßnahmen zu den wesentlichen Unterschieden gegenüber den Auslegungen von in Betrieb befindlichen Anlagen. Im Rahmen der Arbeiten zu diesem Bericht wurde deutlich, dass wichtige Fragen hinsichtlich der Funktions- und Wirkungsweise dieser Maßnahmen nicht abschließend beantwortet werden können. Insbesondere konnte nicht hinreichend nachvollzogen werden, inwieweit der Erfolg dieser Maßnahmen von Annahmen hinsichtlich der phänomenologischen Prozesse (Konfiguration des Schmelzepools, Ausbildung des zweiphasigen Wärmeabtrags etc.) abhängt. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik bzgl. dieser neuen Technologien zu untersuchen und den internationalen Kenntnisstand aufzubereiten. Diese Arbeiten würden eine detailliertere Bewertung des Sicherheitsniveaus neuer Reaktoren ermöglichen.

11 Literatur

- /GRS 12/ Der Unfall in Fukushima, Zwischenbericht zu den Abläufen in den Kernkraftwerken nach dem Erdbeben vom 11. März 2011, GRS – 293, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit, März 2012
- /POL 12/ Jaczko dissents as NRC approves Vogtle permits, Pressemeldung, politico.com, 2012
- /INR 12/ Jaczko splits with other commissioner on Vogtle COL conditions, Pressemeldung, Inside NRC, 2012
- /IAE 11/ Fukushima Nuclear Accident Update Log, (www.iaea.org/newscenter/news/2011/fukushima210411.html), IAEA 2011
- /WEN 08/ WENRA Reactor Safety Reference Levels, Januar 2008

11.1 EPR

- /ANP 04/ U. Krugmann,
Framatome ANP
Der „European Pressurized Water Reactor“ (EPR) und sein Sicherheitskonzept, 2004
- /ANP 08/ Areva NP GmbH
UK EPR – Pre-Construction Safety Report
published by HSE 2008, updated 2011
- /ANP 09/ Areva NP GmbH
U.S. EPR Final Safety Analysis Report
published by NRC 2009
- /ANP 10/ Areva NP GmbH
Physics and Engineering of the EPR
Keith Ardron, 2010

- /ANP 11a/ Areva NP GmbH
Hydrogen Combustion in the EPR™ Containment after a Postulated Reactor Pressure Vessel Failure
Vortrag ICAPP, im Mai 2011
- /ANP 11b/ Areva NP GmbH
Vortrag EPR, GRS Behördenseminar: neue Reaktoren
Dr. Stefan Niessen, Oktober 2011
- /ANP 11c/ Areva NP GmbH
Computational validation of the EPR™ combustible gas control system
Dr. Harald Dimmelmeier, Februar 2011
- /EPR 99/ Basic Design Report 1999, chapter 19
- /FRA 03/ Framatome ANP GmbH
The severe accident mitigation concept and the design measures for core melt retention of the European Pressurized Reactor (EPR),
Manfred Fischer, 2003
- /FRA 05/ Framatome ANP GmbH
Demonstration of the heat removing capabilities of the EPR Core Catcher,
M. Fischer, O. Herbst, H. Schmidt, 2005
- /GRE 11/ Greenpeace International
Selected Aspects of the EPR Design in the Light of the Fukushima Accident,
Dr. Helmut Hirsch, Juni 2011
- /GRS 11/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit
Konzeptbeschreibung EPR
Matthias Walter, Februar 2011
- /GRP 00/ Technical Guidelines For The Design And Construction Of The Next Generation Of Nuclear Power Plants With Pressurized Water Reactors
Adopted during the GPR/German experts plenary meetings held on October 19th and 26th 2000

/EDF 99/ Electricite de France
EPR Basic Design Report
Dezember 1999

/STU 11/ STUK
European Stresstest for NPPs, National Report Finland
Tomi Routamo (ed.), Dezember 2011

11.2 AP1000

/AP 11/ Westinghouse
AP 1000 Design Control Document, Revision 19
Juni 2011

/AP 11a/ Westinghouse
AP 1000 Nuclear Power Plant
Response to External Hazards
August 2011

/AP 11b/ Westinghouse
AP 1000 Nuclear Power Plant
Coping with Station Blackout
August 2011

/AP 11c/ Westinghouse
AP 1000 Nuclear Power Plant
Spent Fuel Pool Cooling
August 2011

/AP/ Westinghouse
AP1000 Pre-Construction Safety Report
Revision 2

- /ESH 05/ “Analysis of likelihood of lower head failure and ex-vessel fuel coolant interaction energetics for AP1000“
H. Esmaili, M. Khatib-Rahbar, Energy Research Inc., 2005
- /FAA 11/ Fairewinds Associates, Inc
Fukushima and the Westinghouse-Toshiba AP1000
November 2011
- /GRS 11a/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit
Konzeptbeschreibung AP1000
Justus Oldenburg 2011
- /NRC 11/ NRC Advisory Committee on Reactor Safeguards
Report on the Safety aspects of the aircraft impact assessment for the Westinghouse electronic company AP1000 design certification amendment application
Januar 2011

11.3 APR1400

- /ALW 11/ Advances in Light Water Reactors, *T. Saito et al.*, Springer Verlag, 2011
- /ARI 00/ Modeling of Melt Retention in EU-APR1400 Ex-Vessel Core Catcher, *V. Granovsky et al.*, u.a. Alexandrov Research Institute, Jahr unbekannt
- /CSN 06/ Approaches to the Resolution of Safety Issues, Draft Pilot Report, Nuclear Energy Agency, Committee on the Safety of Nuclear Installations, 2006
- /FOR 04/ Overview of In-Vessel Retention Issues and the Role of RASPLAV and MASCA Projects, *H. Tuomisto*, Fortum Nuclear Services Ltd, Finland
- /GRS 10/ Konzeptbeschreibung Neue Reaktoren, APR1400, M. Heinrich, GRS, 2010

- /IAE 06/ Advanced Nuclear Plant Design Options to cope with External Events, IAEA-TECDOC-1487, IAEA, 2006
- /IAE 08/ Seismic Safety Features to cope with strong earthquakes in new generation of Korea NPPs, International Workshop on lessons learned from strong earthquakes (IAEA), C.-H. Hyun, KINS, Korea, 2008
- /IAE 10/ Seismic hazard assessment and its impact on NPP Design, IAEA Technical Meeting, *P. Monette*, IAEA, 2010
- /KAE 03/ A Study on the Mitigating Capability of an Auxiliary Feedwater System During SBO for APR1400, *Y. Choi et al.*, KAERI, 2003
- /KAE 09/ Investigations on the resolution of severe accident issues for Korean nuclear power plants, *H.D. Kim et al.*, KAERI, 2009
- /KEP 00/ Fuel and Core Design, Präsentation, KEPCO, Jahr unbekannt
- /KEP 00a/ Pre-Application Review Meeting, Präsentation, KEPCO, Jahr unbekannt
- /KEP 0c/ KEPCO Overview, Präsentation, KEPCO, Jahr unbekannt
- /KHN 05/ Effectiveness of External Reactor Vessel Cooling (ERVC) Strategy for APR1400 and Issues of Phenomenological Uncertainties, *S.J. Oh et al.*, Nuclear Environmental Technology Institute, KHNP, 2005
- /KHN 07/ Core Catcher (OPR1000), Informationsmaterial von KHNP webpage, 2007
- /KHN 08/ APR1400 Advanced Power Reactor 1400, KHNP, 2008
- /KHN 09/ The Design Features of the Advanced Power Reactor 1400, *S.S. Lee et al.*, Korea Hydro & Nuclear Power, 2009
- /KHN 09b/ The Design Characteristics of Advanced Power Reactor 1400, *H.-G. Kim*, Korea Hydro & Nuclear Power, 2009

- /KHN 0a/ APR1400 Plant Description, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), Jahr unbekannt
- /KHN 0b/ APR1400, Advanced Power Reactor, GEN III / GEN III+: Korean Perspective, *H.G. Kim*, KHNP, Jahr unbekannt
- /KHN 0c/ Technical Characteristics APR1400, KHNP-webpage, Jahr unbekannt
- /KHN 10/ Design Characteristics of EU-APR1400, KHNP und KEPCO, 2010
- /KINS 05/ Hydrogen behavior in the IRWST of APR1400 following a Station Black-out, *H.-C. KIM et al.*, Korea Institute of Nuclear Safety (KINS), 2005
- /KNS 04/ Phenomena identification and Ranking Table for the APR-1400, *J. H .Song et al.*, Korean Nuclear Society, 2004
- /MAS 01/ Study of Carbon and Separation Impact on Suboxidised Corium Stratification, OECD MASCA Project Report, MP-TR-2, 2001
- /STU 09/ Preliminary Safety Assessment on Olkiluoto 4 Nuclear Power Plant Project, Appendix 1: Feasibility Assessment of Plant Alternatives, 2009

11.4 KERENA

- /ANP 03/ Areva NP GmbH
SWR1000 - General Description
http://www.aveva-np.com/common/liblocal/docs/product_sheet/2/PRS_2_2_1_SWR1000-Gen_Des.pdf, März 2003
- /ANP 07/ Areva NP GmbH
SWR 1000: Areva's Advanced, Medium-Sized Boiling Water Reactor With Passive Safety Features
Conference "New nuclear power plant technologies"
Werner Brettschuh, Budapest, March 8, 2007

- /ANP 09a/ Areva NP GmbH
Moderne Reaktoren mit passiven Sicherheitseinrichtungen – der neue
SWR 1000 von Areva
Werner Brettschuh, Darmstadt, 12. Januar 2009
- /ANP 10a/ Areva NP GmbH
KERENA, The 1250 MWe Boiling Water Reactor,
<http://www.aveva.com/mediatheque/liblocal/docs/pdf/activites/reacteurs-services/reacteurs/pdf-plaq-kerena-02-va.pdf>
Erlangen, September 2010
- /GRS 10a/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit
Konzeptbeschreibung KERENA
Marcus Heinrich, August 2010
- /IAEA 06/ International Atomic Energy Agency
IAEA-TECDOC-1487 – Advanced Nuclear Plant Design Options to Cope
with External Events
Wien, Februar 2006
- /IAEA 94/ International Atomic Energy Agency
IAEA-TECDOC-920 – Technical Feasibility and Reliability of Passive Safety
Systems for Nuclear Power Plants
Wien, November 1994
- /STUK 10/ Radiation and Nuclear Safety Authority (STUK)
Severe accident features of the alternative plant designs for new nuclear
power plants in Finland
Proceedings of the 4th ERMSAR Meeting, Bologna (Italy), May 2010

11.5 KONVOI

- /CNS 10/ Übereinkommen über nukleare Sicherheit
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
August 2010
- /BMU 11/ EU Stresstest National Report of Germany
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Dezember 2011
- /GRS 11b/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit
Grundkurs Fachwissen Reaktorsicherheit: DWR - Technik
Dr. Klaus Kotthoff, März 2011
- /KKE 99/ Kernkraftwerk Emsland
H₂-Überwachungs- und -Begrenzungssystem
Schaltplan, Stand: 24.09.1999
- /KKE 04/ Kernkraftwerk Emsland
Notfallhandbuch
Stand: 27.01.2004
- /KKE 11/ Kernkraftwerk Emsland
Risiko- und Sicherheitsbewertung europäischer Kernkraftwerke (EU Stress-
test)
Abschlussbericht, Stand: Oktober 2011
- /KTA 97/ Zusammenstellung anlageninterner Notfallschutzmaßnahmen und die Prü-
fung ihrer Regelung im KTA, Grundlagenpapier, KTA-GS-66, Kerntechni-
scher Ausschuss, 1997
- /KWS 02/ Kraftwerksschule E.V.
Aufbau von Kernkraftwerken (DWR)
Michael Kleinedler, 2. Auflage 2002

/KWU 86/ Kraftwerk Union AG

Anlagenschulung, H₂-Überwachungs- und Begrenzungssystem JMU
Stand, 01.01.1986

/KWU 86a/ Kraftwerk Union AG

Anlagenschulung, Übersicht über die Gesamtanlage
Stand, 01.01.1986

/RSK 11/ Anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung (RSK-SÜ) deutscher Kern-
kraftwerke unter Berücksichtigung der Ereignisse in Fukushima-I (Japan)
RSK Stellungnahme 11. – 14.05.2011 (437. RSK-Sitzung)

Verteiler

Druckexemplare:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Referat RS I 5 (Dr. J. Wolf) 2 x (inkl. Ausdruck der Anlagen)
3 x (Anlagen auf CD)

Bundesamt für Strahlenschutz
AG-F (Dr. Volland) 1 x

Bundesamt für Strahlenschutz
Bibliothek (A. Möller) 1 x

GRS

Bibliothek (hog) 1 x (inkl. Ausdruck der Anlagen)

Gesamt 5 x (inkl. Ausdruck der Anlagen)

3 x (Anlagen auf CD)

PDF-Version:

GRS

Geschäftsführer (wfp, stj)
Bereichsleiter (erv, paa, prg, rot, stc, ver, zir)
Abteilungsleiter (som, maq, poi, sor)
Projektleiter (jan)
Projektcontrolling (pan)
Autoren (sit, bon, hem, krd, mud, olj, sit, wam)
TECDO (wev)

**Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH**

Schwertnergasse 1
50667 Köln
Telefon +49 221 2068-0
Telefax +49 221 2068-888

Forschungszentrum
85748 Garching b. München
Telefon +49 89 32004-0
Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200
10719 Berlin
Telefon +49 30 88589-0
Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4
38122 Braunschweig
Telefon +49 531 8012-0
Telefax +49 531 8012-200

www.grs.de