



0909 / 111611 / R.000
BET/11/0089 Bl.

Neubewertung der Sicherheit des KKL zum EU-Stresstest

Technischer Bericht BET/11/0089

Verteiler:



NICHT ÖFFENTLICH

Anlage Zuordnung (AK, Klartext)

Sachzuordnung, Stichworte

Analyse,Sicherheit; Stresstest; Sicherheitsreserve;

Grundlagen

Org. Geltungsbereich

Zeitl. Geltungsbereich

Copyright©Kernkraftwerk Leibstadt AG
Alle Rechte vorbehalten.

Rev.	erstellt		geprüft		genehmigt	
	Stelle	Unterschrift	Stelle	Unterschrift	Stelle	Unterschrift
000	ST	28.10.2011 	S	28.10.2011 	D	29.10.2011

I n h a l t s v e r z e i c h n i s

1.	Einleitung und Zusammenfassung	5
1.1.	Ergebnisse für das KKL	6
2.	Methodischer Ansatz	8
2.1.	Aufgabenstellung	8
2.2.	Ausgangszustand des Kraftwerks	8
2.3.	Sicher abgestellter Zustand (safe shutdown) des Kernkraftwerkes	8
2.4.	Gefährdungsstufen	8
2.5.	Sicherheitsmarge hinsichtlich Erdbeben	9
3.	Die Kraftwerksanlage	10
3.1.	Standort	10
3.2.	Anlagenmerkmale	12
3.3.	Sicherheits- und unterstützende Systeme	12
3.3.1.	Reaktivitätskontrolle	15
3.3.2.	Wärmeabfuhr vom Reaktor zur Wärmesenke	18
3.3.3.	Wärmeabfuhr vom BE-Lagerbecken zur Wärmesenke	38
3.3.4.	Wärmeabfuhr vom Containment zur Wärmesenke	40
3.3.5.	Wechselstromversorgung	45
3.3.6.	Gleichstromversorgung	57
3.4.	Probabilistische Sicherheitsanalyse	62
4.	Erdbebenfestigkeit	67
4.1.	Auslegungsgrundlagen	67
4.1.1.	Erdbeben gemäss Auslegung	67
4.1.2.	Schutzmassnahmen	69
4.1.3.	Einhaltung der Bewilligungsbasis	72
4.2.	Bewertung der Sicherheitsmarge	74
4.2.1.	Brennstoffschaden nach Erdbeben	75
4.2.2.	Verlust der Containment-Integrität	83
4.2.3.	Starkbeben mit anschliessender Überflutung	84
5.	Flutfestigkeit	85
5.1.	Auslegungsbasis	85
5.1.1.	Fluthöhe gemäss Auslegung	85
5.1.2.	Schutzmassnahmen	88
5.1.3.	Einhaltung der Bewilligungsbasis (Lizensierungsbasis)	91
5.2.	Bewertung der Sicherheitsmarge	92
5.2.1.	Brennstoffschaden nach Überflutung	92
5.2.2.	Quantifizierung	93



Inhaltsverzeichnis

5.2.3.	Schwachstellen	95
5.2.4.	Massnahmen/Vorkehrungen	96
6.	Extreme Wetterbedingungen	97
6.1.	Auslegungsgrundlagen	97
6.1.1.	Überprüfung der Auslegungsgrundlagen	97
6.2.	Bewertung der Sicherheitsmargen	106
6.2.1.	Abschätzungen	106
6.2.2.	Denkbare Ergänzungsmassnahmen	110
6.2.3.	Vorkehrungen für extreme Wetterverhältnisse	110
7.	Stromausfall	111
7.1.	Ausfall der Verbindungen zum Überlandnetz (LOOP)	112
7.1.1.	Vorsorge im Rahmen der Auslegung	112
7.1.2.	Fristen	115
7.1.3.	Vorsorge zur Erstreckung von Fristen	115
7.1.4.	Vorhandene Ergänzungsmassnahmen	116
7.2.	Ausfall interner Stromquellen	117
7.2.1.	Station Blackout	117
7.2.2.	Totaler Station Blackout	120
8.	Ausfall der letzten Wärmesenke	126
8.1.	Ausfall der Hauptwärmesenke	126
8.1.1.	Fristen	127
8.1.2.	Vorsorge im Rahmen der Auslegung	127
8.1.3.	Einsatz weiterer Mittel	128
8.2.	Ausfall der Haupt- und der Ersatz-Wärmesenke	128
8.2.1.	Fristen	128
8.2.2.	Vorsorge im Rahmen der Auslegung	128
8.2.3.	Einsatz weiterer Mittel	128
8.2.4.	Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände	129
8.3.	Ausfall der Hauptwärmesenke, der Ersatz-Wärmesenke und der Notkühlwärmesenke infolge eines Station Blackout	129
8.3.1.	Fristen	129
8.3.2.	Vorsorge im Rahmen der Auslegung	129
8.3.3.	Einsatz weiterer Mittel	130
8.4.	Ausfall der Hauptwärmesenke, Ersatzwärmesenke, Notkühlwärmesenke und der Notstandssystem- Wärmesenke infolge eines totalen Station Blackouts	130
8.4.1.	Fristen	131
8.4.2.	Einsatz weiterer Mittel	132
8.4.3.	Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände	133

I n h a l t s v e r z e i c h n i s

9.	Notfallmanagement	135
9.1.	Übergreifende Aspekte	135
9.1.1.	Organisation	135
9.1.2.	Zugriff auf vorhandene Ausrüstungen	140
9.1.3.	Einsatz anlagenexterner Mittel	141
9.1.4.	Logistik für Betriebsstoffe	141
9.1.5.	Freisetzung radioaktiver Stoffe	142
9.1.6.	Personaldosen	145
9.1.7.	Kommunikation und Information	145
9.1.8.	Vorsorge für die Spätphase	148
9.1.9.	Arbeits- und Aufenthaltsbedingungen	150
9.2.	Ausfall der Reaktorkühlung	152
9.2.1.	Massnahmen nach heutigem Konzept	152
9.2.2.	Übergangskriterien	158
9.2.3.	Notfallübungen	158
9.2.4.	Besonders erschwerende Umstände	160
9.2.5.	Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Massnahmen und SAMG Vorschriften	160
9.3.	Schutz der Containment-Integrität	164
9.3.1.	Massnahmen nach heutigem Konzept	164
9.3.2.	Besonders erschwerende Umstände	167
9.3.3.	Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Management Massnahmen und SAMG-Vorschriften	169
9.4.	Verlust der Containment-Integrität	170
9.4.1.	Massnahmen nach heutigem Konzept	170
9.4.2.	Besonders erschwerende Umstände	173
9.4.3.	Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Management Massnahmen und SAMG Vorschriften	173
9.5.	Massnahmen beim Ausfall der BE-Becken-Kühlung	174
9.5.1.	Massnahmen nach heutigem Konzept	174
9.5.2.	Übergangskriterien	176
9.5.3.	Notfallübungen	176
9.5.4.	Besonders erschwerende Umstände	176
9.5.5.	Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Management Massnahmen und SAMG Vorschriften	176
10.	Referenzdokumente	178
11.	Glossar	186
11.1.	Abkürzungen	186
11.2.	Gebäudebezeichnungen	190
11.3.	Bezeichnungen der Systeme	192

1. Einleitung und Zusammenfassung

Am 11. März 2011 ereignete sich ein schwerer Kernkraftwerksunfall in der japanischen Anlage von Fukushima Dai-ichi. Ein von einem aussergewöhnlich starken Erdbeben ausgelöste Tsunami führte eine Stunde nach dem Erdbeben dazu, dass alle Blöcke der dortigen Kraftwerksanlage überschwemmt und dass alle nach dem Erdbeben angelaufenen Notstromaggregate ausser Betrieb gesetzt wurden. Anschliessend kam es zu einer teilweisen Kernbeschädigung in mehreren Blöcken, zu Wasserstoffexplosionen und zu tagelanger Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umgebung.

Das eidgenössische Sicherheitsinspektorat ENSI forderte die schweizerischen Kernkraftwerksbetreiber kurz nach dem Unfall mit mehreren Verfügungen auf ([13], [154], [155], [156]), die CH-Werke hinsichtlich ihrer Auslegung zu überprüfen, konkrete Sicherheitsnachweise zu erbringen und davon mögliche Nachrüstungen abzuleiten.

Entsprechend der IAEA Ministerkonferenz im Juni 2011 gab der japanische Unfall Anlass zu einer weltweiten Überprüfung und Verbesserung der Sicherheit der Kernkraftwerke (KKW).

Parallel dazu wurde am 25. März von der EU-Ratskommission die Forderung nach einem einheitlichen Stresstest für die 143 Kernkraftwerke seiner Mitgliedsstaaten als erste Konsequenz des Fukushima-Unfalles erhoben. Daraus ist erstmalig in Europa ein übergeordnetes Anforderungsprofil zur zeitnahen Sonderüberprüfung der Kernkraftwerkssicherheit hervor gegangen. In der Folge wurden der Umfang und die Modalitäten dieser Prüfungen festgelegt und am 25. Mai von der EU-Kommission verabschiedet. Verfasser des entsprechenden Fragenkatalogs waren die kerntechnischen Aufsichtsbehörden der EU-Mitgliedstaaten, die in der ENSREG (European Nuclear Safety Regulators Group) zusammenarbeiten. Zudem wurden weitere europäische Länder ausserhalb der EU eingeladen, ebenfalls an dieser harmonisierten Überprüfung teilzunehmen. Insgesamt nehmen ca. 170 KKW am EU-Stresstest teil.

So verfügte auch das schweizerische Eidgenössische Nuklear Sicherheitsinspektorat (ENSI), gestützt auf Art. 36 Abs. 3 der Kernenergieverordnung, am 1. Juni 2011, dass die Betreiber der schweizerischen Kernkraftwerke für jede ihrer Anlagen eine gezielte Neubewertung der Sicherheitsmargen durchzuführen haben. Der Schlussbericht ist bis zum 31. Oktober 2011 in deutscher Sprache an das ENSI einzureichen [156].

Der Stresstest hat das Ziel, für europäische KKW zu überprüfen, ob auch unter den Bedingungen und Auswirkungen extremer Naturkatastrophen die Sicherheit der Anlagen derart erhalten bleibt, dass die Umgebung ausreichend geschützt wird.

Bereits zu einem frühen Zeitpunkt des Unfalls liess sich im Fall Fukushima klar erkennen, dass die offensichtliche Unterschätzung einer grossen Naturgefahr einher ging mit einer mangelhaften Umsetzung des Defense in Depth-Konzeptes, welches sich in folgenden Aspekten manifestierte:

- Auslegungsdefizite
- zu geringe Auslegungsreserven
- mangelhafte Notfallbereitschaft
- lückenhafte Sicherheitsvorkehrungen gegen auslegungsüberschreitende Unfälle

Diese Schwächen betrafen gleichermassen die Reaktoren als auch die Brennelementbecken.

Der vorliegende Stresstest-Bericht ist für das schweizerische Kernkraftwerk Leibstadt (KKL) ausgearbeitet worden. Er wurde in Zusammenarbeit der Abteilungen „Betrieb“ und „Support Sicherheit & Technik“ erstellt.

Die Struktur des Berichtes folgt dem Fragenkatalog, den das ENSI, ausgehend von den ENSREG-Vorgaben, interpretiert, ergänzt und letztmals am 1. September 2011 herausgegeben hat. Die ursprünglichen ENSREG-Vorgaben wurden im Lauf des Sommers allerdings verschiedenen Änderungen unterworfen.

Die wesentlichen Aspekte und Details der Berichtserstellung und der Inhalte wurden mit dem ENSI in verschiedenen Sitzungen geklärt und wurden im Zwischenbericht des KKL vom 15. August festgehalten [157].

1.1. Ergebnisse für das KKL

Die für das Kernkraftwerk Leibstadt erhaltenen Ergebnisse des Stresstests können wie folgt zusammengefasst werden:

- **Erdbeben:** Das KKL widersteht Erdbebenbeschleunigungen, welche das auslegungsgemässe Sicherheitserdbeben (SSE, Safe Shutdown Earthquake) deutlich übersteigen. Die Sicherheitsreserve gegenüber SSE beträgt dabei mehr als das Zweifache.
- **Hochwasser:** Das KKL widersteht Überflutungsszenarien, welche das auslegungsgemässe 10'000-jährliche Hochwasser deutlich übersteigen. Dabei bleibt von der maximalen Fluthöhe des Rheins bis zur Terrainkote die grosse Sicherheitsreserve von 18 m.
- **Extreme Wetterbedingungen:** Das KKL widersteht ausgesprochen extremen Wetterbedingungen und verfügt dabei noch über ausreichende Sicherheitsreserven.
- **Brennelementlager:** Die Brennelement Lagerbecken (BE-Lagerbecken) sind im KKL ausreichend gegen alle Arten äusserer Einwirkungen geschützt. Das BE-Lagerbecken weist durch sein grosses Volumen eine grosse Interventionszeitreserve von bis zu drei Wochen auf. Überdies kann im Notfall alternativ von extern eingespiessen werden.
 - Das KKL hat dem ENSI zum 31. August 2011 Lösungsansätze vorgelegt, wie es im Hauptkommandoraum und in den Notsteuerstellen die Möglichkeiten zur Überwachung der Brennelementlagerbeckentemperatur und des Brennelementlagerbeckenfüllstandes weiter verbessern will [155], [158].
- **Ausfall Wärmesenken:** Das KKL besitzt eine sehr hohe Redundanz und Diversität an Wärmesenken: Im Notfall stehen zwei redundante Emergency Core Cooling System (ECCS)-Notkühltürme mit zwei redundanten eigenen Grundwasserbrunnen und ein redundant aufgebautes, hochgeschütztes Notstandssystem mit zwei eigenen Grundwasserbrunnen zur Verfügung.

Das KKL weist mit seiner gestaffelten Vorsorge hohe Reserven gegen den Ausfall aller Wärmesenken auf.
- **Ausfall der Stromversorgung**
 - **Ausfall Stromversorgung (SBO):** Beim Totalausfall der Wechselstromversorgungen in der Anlage stehen mit dem zweisträngigen einzelfehlersicheren Notstandssystem SEHR zusätzliche Notstrom- und Kühlsysteme zur Verfügung. Diese funktionieren auch beim Ausfall der Haupt- und Ersatzwärmesenke zeitlich unbeschränkt.
 - **Ausfall Stromversorgung und Notstandssystem (T-SBO):** Beim totalen Ausfall aller Wechselstromversorgungen, inklusive des Notstandsystems SEHR und des dampfgetriebenen Hochdrucksystems (RCIC) stehen Mittel des anlageinternen Notfallschutzes zur Verfügung, um die Kühlung des Reaktors – auch ohne Wechselstrom –

für Zeitdauern von weit mehr als 72 h auf einer ultimativ-letzten Verteidigungslinie durch „Feed & Bleed“ sicherzustellen.

Das KKL weist mit seiner gestaffelten Stromversorgung und seinem SAMG sehr hohe Reserven gegen den Ausfall der Kern- und Containmentkühlsysteme auf.

- **Severe Accident Management:** Die Mittel des anlageinternen Notfallschutzes sind im KKL zur präventiven und mitigativen Notfallbekämpfung vorbereitet:
Die Notfallvorsorge im KKL umfasst Vorschriften und Prozeduren, vorbereiteten Hardwareeinrichtungen sowie regelmässige Übung der Notfallkompetenz zur wirksamen Eindämmung und Beendigung auslegungsüberschreitender Zustände.
 - **Vorschriften und Prozeduren**
Im KKL bestehen die wichtigen symptomorientierten Störfallanweisungen (SFA) mit den jeweiligen definierten Schnittstellenübergängen zu den Vorschriften des Accident Managements (AM). Diese sind auf dem aktuellen Stand des Notfallmanagements. Diese AM-Vorgaben sind mithilfe von KKLPSA Level 2 Modellen (MELSIM) entwickelt worden.
 - **Hardwareeinrichtungen**
Für die Sicherstellung der relevanten Sicherheitsfunktionen bei auslegungsüberschreitenden Zuständen existieren eine gefilterte Containmentdruckentlastung, diverse vorbereitete alternative Leitungen und Anschlussstutzen zur Kühlung von Reaktor und Brennelementbecken und zur Flutung des Drywells und des Containments. Dazu gibt es diverse unterschiedliche Einspeisequellen. Weiterhin stehen mobile dieselgetriebene Pumpen, Stromaggregate und Kompressoren bereit, um den Druckabbau des RDB und die Kühlung oder Versorgung für mehr als 72 h sicher zu stellen. Weiterhin sind eine ausreichende Anzahl an Wasserstoffzündern im Containment eingebaut. Alle schweizerischen KKW haben zudem Anteil an einem zentral gelegenen erdbeben- und überflutungssicheren externen Lager, das KKL-spezifisch zusätzliche Aggregate, Hilfsmittel und Materialien zur Bekämpfung eines auslegungsüberschreitenden schweren Störfalls bereit hält, die im Notfall per Helikopter zeitnah eingeflogen werden können.
 - **Notfallbereitschaft**
Das KKL führt periodische Notfallübungen für auslegungsüberschreitende Störfälle durch. Die Vorschriften und Prozeduren welche bei der Notfallbekämpfung zur Anwendung kommen, sowie der Einsatz der SAM-Hardware wurden dadurch von der Notfallorganisation bereits einige Male geübt. Diese Übungen haben dazu gedient, sowohl SAM-Software als auch die SAM-Hardware hinsichtlich Vollständigkeit und Anwendbarkeit zu prüfen und weiter zu entwickeln.

Das KKL hat mit seinem SAM ein wirksames Instrument etabliert, um die Bevölkerung und Umgebung bei schweren auslegungsüberschreitenden Störfällen zu schützen.

2. Methodischer Ansatz

2.1. Aufgabenstellung

Die Robustheit des KKL bei äusseren Einwirkungen wie extreme Erdbeben und Hochwasser soll nach einer im Wesentlichen deterministischen Methode untersucht werden. Dabei ist zu prüfen, ob Auslegung, Sicherheitsreserven und Notfallmanagement geeignet sind, über den Zeitraum von mindestens 72 h nach Beginn eines Ereignisses Schäden am Kernbrennstoff des Reaktors oder in den BE-Lagerbecken zu vermeiden. Das Wort „Schaden“ steht hier für den Fall, dass die Brennelemente nicht mehr über ihrer Gesamthöhe von Wasser bedeckt sind. Von besonderem Interesse waren auch neue Erkenntnisse, wie vor allem die Dauer von katastrophenbedingten, länger währenden Stromausfällen und Verlusten der Wärmesenken, sowie das Auftreten plötzlicher Cliff-Edge Effekte¹.

2.2. Ausgangszustand des Kraftwerks

Im Sinn der ENSREG-Vorgaben ist als Ausgangszustand, bei dem das KKL Einwirkungen durch Erdbeben oder Überflutung zu bewältigen hat, Normalbetrieb anzunehmen. Es handelt sich dabei um folgende Betriebszustände: Leistungsbetrieb, An- und Abfahren, Brennstoffwechsel oder Revisionsstillstand bei abgestelltem Reaktor.

Der vorliegende Bericht legt den Schwerpunkt der Untersuchung auf den Leistungsbetrieb, da dieser erfahrungsgemäss der weitaus häufigste Anlagenzustand ist. Während deutlich mehr als 90% der Zeit wird das KKL mit Nennleistung betrieben. Die anderen Phasen des Normalbetriebs werden ergänzend betrachtet. Dieses Vorgehen ist auch damit begründet, dass die gleichen Elemente des Sicherheitskonzepts beim Leistungsbetrieb, wie auch bei den anderen Phasen zum Tragen kommen.

2.3. Sicher abgestellter Zustand (safe shutdown) des Kernkraftwerkes

Für den Zustand des „safe shutdown“ gilt die Einhaltung folgender Kriterien (Schutzziele):

1. Der Reaktor ist abgeschaltet und unterkritisch.
2. Die Nachzerfallswärmeabfuhr stellt sicher, dass die thermischen Auslegungsgrenzen des Kerns und des Primärkreises eingehalten werden.
3. Systeme und Komponenten, die nötig sind um diese Bedingungen aufrecht zu erhalten, werden innerhalb ihrer Auslegungsgrenzen betrieben.
4. Systeme und Komponenten, die die Strahlenbelastung unterhalb der Grenzwerte halten, müssen korrekt funktionieren.

Dies entspricht dem Zustand des „hot standby“ entsprechend der Technischen Spezifikation Leibstadt [123]. Der kalt abgestellte Zustand ($T < 93$ °C) ist demnach nicht zur Erreichung eines sicheren Zustandes notwendig.

2.4. Gefährdungsstufen

Es werden drei Stufen der Gefährdung durch äussere Einwirkungen auf das KKL wie Erdbeben und Hochwasser definiert:

¹ Cliff-Edge Effekt: Ein Cliff-Edge Effekt bezeichnet im vorliegenden Fall das sicherheitstechnisch unerwünschte Verhalten, wenn ein geringes Überschreiten der Auslegungswerte zu einem überproportional grossen Anstieg des Potentials an Aktivitätsfreisetzung und/oder dem entsprechenden Ausfall vieler Sicherheitssysteme führt.

H1 steht für die massgebende Gefährdung (z.B.: Basler & Hoffmann als Basis für Erdbeben) der ursprünglichen Auslegung der Anlage.

H2 steht für die Gefährdung, welche Grundlage einer allfälligen Requalifikation gewesen wäre (im Fall KKL identisch mit H1) und die im heutigen Sicherheitsbericht ausgewiesen ist.

H3 bedeutet aktuelle und künftige Gefährdungen, wie beispielsweise das „PEGASOS Refinement Projekt (PRP)“ und die im Frühjahr 2011 aktualisierte KKL Hochwasserstudie.

Die Stufe H1 = H2 der seismischen Gefährdung entspricht der heute gültigen Auslegungsbasis des KKL. Sie ist die Bezugsgrösse SSE (Safe Shutdown Earthquake) im vorliegenden Bericht. Sie bildet auch die Referenz für die Diskussion der Sicherheitsmarge über die Auslegungsgrundlage hinaus.

Die Stufe H3 der seismischen Gefährdung ist momentan immer noch in Arbeit und basiert auf einer neuartigen Methodik, welche sich bisher noch im Stadium wissenschaftlicher Erarbeitung befindet, und weltweit nur in der Schweiz für Kernkraftwerke angewendet wird. Als Folge von Fukushima müssen die schweizerischen Kernkraftwerke jedoch bis zum März 2012 einen Nachweis für das 10'000-jährliche Erdbeben gemäss H3-Zwischenergebnissen des „PEGASOS Refinement Projekts (PRP)“ erbringen. Im jetzigen Stresstest spielt die seismische Gefährdung H3 allerdings eine untergeordnete Rolle; doch soll hier festgehalten werden, dass für die seismischen Widerstandswerte (Fragilities → Kap. 4) bereits Werte aus der KKLPSA2006 verwendet wurden.

2.5. Sicherheitsmarge hinsichtlich Erdbeben

Anhand der oben genannten Gefährdungsstufen sollen die Sicherheitsmargen bezüglich auslegungsüberschreitender Szenarien (H1 = H2) abgeschätzt werden. Die Methodik zur Ermittlung der Sicherheitsmargen hinsichtlich Erdbeben verwendet die seismischen Widerstandswerte (Fragilities) für alle relevanten Bauwerke, Systeme und Komponenten (SSC), aus der bestehenden Erdbeben-PSA.

Die Fragility-Kurven für diese SSC enthalten eine Median-Kapazität, die eine Erdbebenbeschleunigung repräsentiert, bei der die Funktionswahrscheinlichkeit der jeweiligen SSC 50% beträgt. Zusätzlich stellt der so genannte HCLPF-Wert (High Confidence of Low Probability of Failure) die Beschleunigung dar, bei der die Versagenswahrscheinlichkeit mit weniger als 5% prognostiziert wird. Die Zuverlässigkeit der Prognose liegt dabei bei 95%. Das Versagen der jeweiligen SSC kann bei Beschleunigungen unter dem HCLPF-Wert praktisch ausgeschlossen werden. Der HCLPF-Wert ist deutlich konservativer als die Median-Kapazität („best estimate“).

Die Erdbebenbeschleunigung bedeutet hier, die auf einen starren Körper auf der Erdoberfläche unmittelbar neben der Kraftwerksanlage wirkende Maximalbeschleunigung während eines Erdbebens.

Um die seismische Median-Kapazität und den HCLPF-Wert der Anlage zu bestimmen, werden sogenannte ‚Abfahrpfade‘ betrachtet, die zu einem sicher abgeschalteten Anlagenzustand führen. Ein solcher Abfahrpfad umfasst die Menge von Ausrüstungen und / oder Massnahmen, welche zusammen als autarke Sicherheitskette die sichere Wärmeabfuhr gewährleisten.

Für jeden Abfahrpfad definiert die SSC mit der kleinsten Kapazität den seismischen Widerstandswert des Pfades. Unter den verschiedenen Abfahrpfaden definiert schliesslich der Pfad mit der höchsten seismischen Widerstandsfähigkeit die Anlagekapazität. Diese Betrachtung wird sowohl für die Median-Kapazität wie auch für den HCLPF-Wert durchgeführt.

Die Methodik wird in Abschnitt 4.2.1 ausführlich beschrieben.

3. Die Kraftwerksanlage

3.1. Standort

Das Kernkraftwerk Leibstadt AG (KKL) liegt auf einem 24 Hektar grossen Areal am schweizerischen Ufer des Rheins im Kanton Aargau (Latitude: 47°36' 4.68" Nord; Longitude: 8°10'57,36" Ost). Das Areal liegt ca. 1.5 km nordöstlich der Gemeinde Leibstadt und ca. 3 km südwestlich der deutschen Stadt Waldshut (siehe Abbildung 3-1). Abbildung 3-2 zeigt einen Übersichtspfan der Gesamtanlage mit den Gebäuden am Standort des KKL. Die Betriebsbewilligung liegt bei der „Kernkraftwerk Leibstadt AG“.



Abbildung 3-1: Standort des Kernkraftwerkes Leibstadt AG

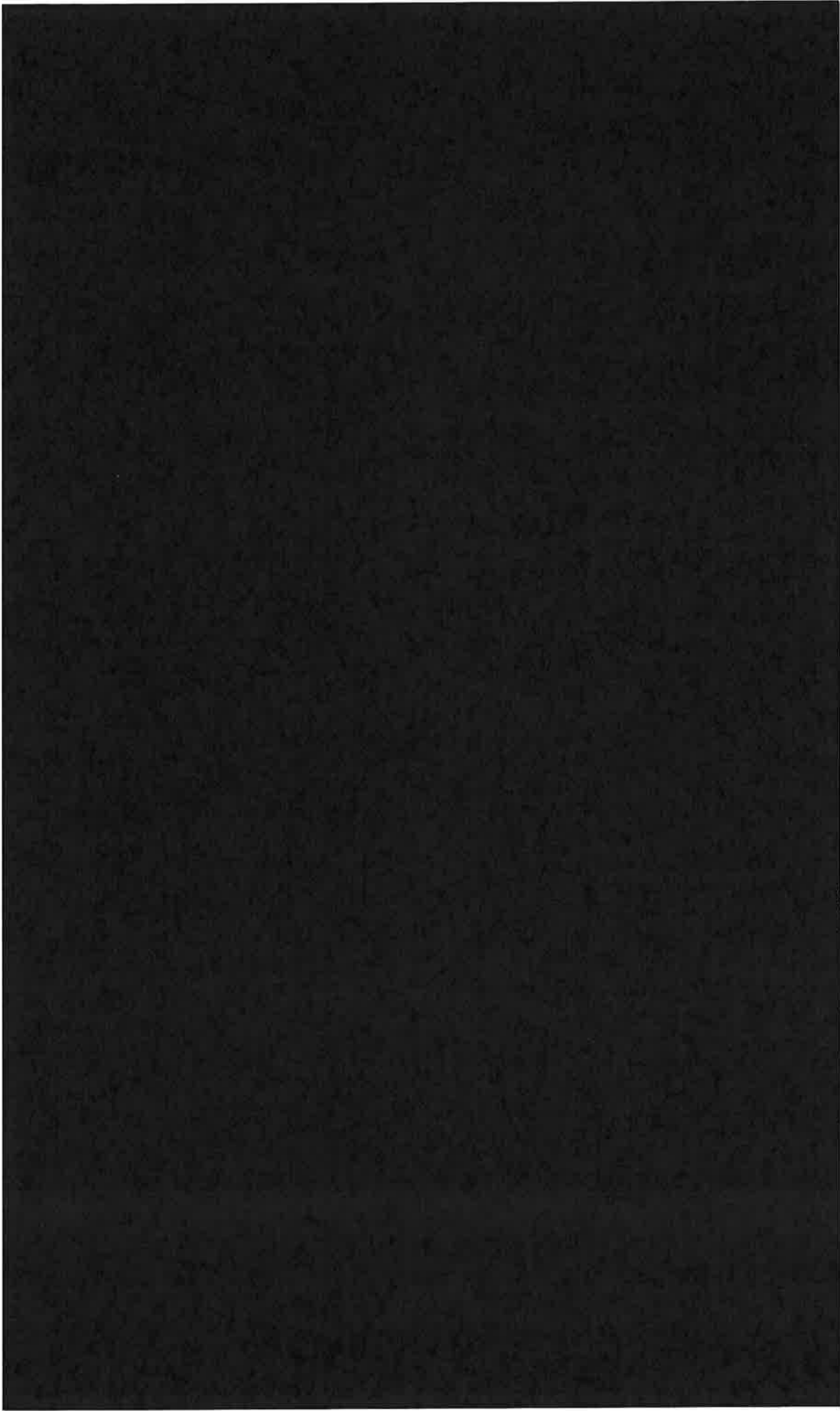


Abbildung 3-2: Gesamtanlage Kernkraftwerk Leibstadt [39]

_____ KERNKRAFTWERK LEIBSTADT AG _____

28.10.11 15:24

3.2. Anlagenmerkmale

Beim KKL handelt es sich um einen Siedewasserreaktor (SWR). Das nukleare Dampferzeugungssystem enthält einen General Electric Siedewasserreaktor BWR/6-238, welches direkt Prozessdampf für den Antrieb der Dampfturbinen produziert. Dieses befindet sich in einem sogenannten Mark III Containment. Die bei Siedewasserreaktoren erforderliche Zwangsumwälzung innerhalb des Reaktorkerns geschieht durch zwei externe Zwangsumwälzpumpen. Der Reaktorkern enthält 648 Brennelemente mit je 96 Brennstäben gefüllt mit angereicherter Uranoxid-Pellets. Im Reaktorkern wurde am 09. März 1984 zum ersten Mal Neutronen-Kritikalität erreicht. Die Hauptwärmesenke wird durch einen Kühlturm mit Naturzug erzeugt.

Seit dem 04.12.1984 wird das KKL kommerziell betrieben. Die ursprüngliche thermische Reaktorleistung betrug 3012 MW_{th}. Die Notkühlsysteme waren bereits für eine höhere thermische Leistung ausgelegt und die Betriebsbewilligung für das KKL vom 15.02.1984 enthielt die Möglichkeit für eine Erhöhung der thermischen Leistung um 4.1% auf 3138 MW_{th}.

Zur Realisierung dieser Möglichkeit wurden in einer detaillierten Machbarkeitsstudie die erforderlichen Sicherheitsanalysen durchgeführt und die Auswirkungen der Leistungserhöhung auf die Anlage ermittelt. Auf Basis dieser Analysen erhielt das KKL von der Aufsichtsbehörde die Freigabe, die thermische Reaktorleistung für den Betriebszyklus 2 auf 3072 MW_{th} zu erhöhen. Nach einem ca. dreimonatigen Betrieb der Anlage bei 3072 MW_{th} wurde im Laufe des Betriebszyklus 2 von der Aufsichtsbehörde die Erhöhung der thermischen Reaktorleistung auf 3138 MW_{th} freigegeben. Diese Leistungssteigerung erfolgte im Dezember 1985.

Im Jahre 1995 wurde schliesslich mit einem Sicherheitsbericht gezeigt, dass die Anlage KKL auch bei einer um weitere 14.7 % höheren thermischen Reaktorleistung von 3600 MW_{th} sicher betrieben werden kann. Nach der Umsetzung diverser technischer und administrativer Änderungen wurde die thermische Reaktorleistung in fünf Teilschritten erhöht und erreichte am 26.08.2002 den Zielwert von aktuell P_{th} = 3600 MW, die durch eine Kernausslegung mit einer mittleren Leistungsdichte von 62.7 kW/dm³ ermöglicht wird.

Das KKL besitzt an zwei Orten Lagerbecken für Brennelemente (BE), dem BE-Gebäude (ZD) und im Containment (Reaktorgebäude, ZA).

3.3. Sicherheits- und unterstützende Systeme

In diesem Abschnitt werden alle sicherheitsrelevanten Systeme vorgestellt. Die Klassierung hat dabei nach [9] folgende Bedeutung:

Klassierung	Stufe	Bedeutung
Sicherheitsklasse (SK)	1	Ausrüstungen der druckführenden Umschliessung des Reaktorkühlsystems bis und mit der zweiten Abschlussarmatur, deren Versagen zu einem nicht absperrbaren Verlust von Primärkühlmittel führen kann.
	2	Ausrüstungen der Systeme mit Sicherheitsfunktion oder von sicherheitstechnischer Bedeutung, welche nicht der Sicherheitsklasse 1 zugeteilt sind.
	3	Ausrüstungen der unterstützenden Systeme (Hilfssysteme) für Sicherheitsfunktionen oder von Sicherheitstechnischer Bedeutung.
	4	Ausrüstungen die Aktivität enthalten oder enthalten können, und die der Rückhaltung, Aufbereitung oder Lagerung von flüssigen oder festen radioaktiven Stoffen dienen, die nicht einer der SK 1-3 zugeteilt sind.
	5	Unklassierte Ausrüstungen: Ausrüstungen die nicht einer der SK 1-4 zugeteilt sind.
	6	Unklassierte Ausrüstungen: Ausrüstungen die nicht einer der SK 1-4 zugeteilt sind.

Klassierung	Stufe	Bedeutung
		sind.
Erdbebenklasse (EK)	1	Mechanische Ausrüstungen der Sicherheitsklassen 1-3 und 1E-klassierte elektrische Ausrüstungen. Die Sicherheitsfunktionen beziehungsweise die Integrität der Ausrüstungen müssen während und nach einem Sicherheitserdbeben (SSE) gewährleistet sein.
	2	Mechanische Ausrüstungen der Sicherheitsklasse 4. Die Integrität der Ausrüstungen muss während eines Betriebserdbebens (OBE) gewährleistet sein.
	2*	Mechanische Ausrüstungen der Sicherheitsklasse 4. Die Integrität der Ausrüstungen muss während eines Betriebserdbebens (OBE) gewährleistet sein (KKL-interne Anforderung aus Gründen der Verfügbarkeit der Anlage).
	3	Nicht den Erdbebenklassen 1 oder 2 zugeteilte Ausrüstungen und Bauten gelten als für Erdbeben nicht klassiert.
Elektr. Klasse (EL.-KI.)	1E	Elektrische Ausrüstungen zu den in die SK 1-3 eingestuften mechanischen Systemen und Komponenten, sowie elektrische und leittechnische Sicherheitssysteme.
	0E	Übrige elektrische Ausrüstungen und Systeme, welche auch Funktionen mit sicherheitstechnischer Bedeutung ausführen können.

Tabelle 3-1: Bedeutung der Klassierungen [9]

Tabelle 3-2 stellt eine Zusammenfassung der Systeme mit ihrer Sicherheitsklassierung (SK), Erdbebenklassierung (EK) und elektrischen Klassierung (El.-KI.) dar.

Nr.	System	Bezeichnung	QS.-Daten (IBIS)		
			SK	EK	El.-KI.
1	AC	380 kV-Sammelschienen	-	-	-
2	AF	50/10/6.6-kV-Transformatoren	-	-	-
3	AG	50/10/6 kV-Anlage	-	-	-
4	AP	27 kV-Generatorableitung	-	2	-
5	BA	6 kV-Sammelschienen	-	-	-
6	BB	10 kV-Eigenbedarfsanlage	-	-	-
7	BC	10 kV-Eigenbedarfsanlage	-	-/1	-/1E
8	BD	10 kV-Eigenbedarfsanlage	-	-	-
9	BE	10 kV-Eigenbedarfsanlage	-	1	1E
10	BF	10 kV-Eigenbedarfsanlage	-	-	-
11	BH	10 kV-Eigenbedarfsanlage	-	-	-
12	BM	6.6 kV-Sammelschienen (sichere SS)	-	1	1E
13	BN	Dieselegenerator	-	1	1E
14	CC	380 V-Hauptverteilungen	-	-	-
15	CK	380 V-Hauptverteilungen	-	-	-/0E
16	CL	380 V-Hauptverteilungen	-	-	-
17	CM	380 V-Hauptverteilungen	-	1	1E
18	CN	380 V-Hauptverteilungen	-	1	1E
19	DK	380 V-Unterverteilungen	-	-	-
20	DQ	380 V-Unterverteilungen	-	1	1E
21	DR	380 V-Unterverteilungen	-	1	1E
22	DT	380 V-Unterverteilungen	-	1	1E
23	ES	220 VDC-Sammelschienen (RHG)	-	1	1E
24	EU	220 VDC-Sammelschienen (Betriebsgebäude)	-	-	-
25	FM	24 V-Batterie-Verteilungen	-	-/1	-/1E
26	FN	24 V-Batterie-Verteilungen	-	-/1	-/1E

Nr.	System	Bezeichnung	QS.-Daten (IBIS)		
			SK	EK	EI.-KI.
27	FP	24 V-Batterie-Verteilungen	-	-	-
28	FQ	24 V-Batterie-Verteilungen	-	-	-
29	FR	24 V-Batterie-Verteilungen	-	1	1E
30	FS	24 V-Batterie-Verteilungen	-	1	1E
31	RL	Speisewasser-System	4	2*/3	-/0E
32	RM	Hauptkondensat-System	4	2*/3	-/0E
33	RR	Nebenkondensatsystem	2/4	1/2*/3	-
34	TC	Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU)	1/2/3/4	1/2/2*	1E
35	TF	Notstandssystem (SEHR)	1/2/3	1/2	1E
36	TG	BE-Becken Kühl-/Reinigungssystem (FPCCU)	2/3/4	1/2/2*	1E-
37	TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	-/1/2/3/4	1/3	1E
38	TJ	Hochdruckkernsprüh-System (HPCS)	1/2/4	1/2	1E
39	TK	Niederdruckkernsprüh-System (LPCS)	1/2/3/4	1/3	1E
40	TL	Lüftungstechnische Anlage Primärteil	3/4	1/2*	-
41	TM	Kernisolations-Kühlsystem (RCIC)	-/1/2/4	-/1	1E
42	TV	Probenahme-Systeme	2/3/4	1/3	-
43	TW	Vergiftungs-System (SLCS)	1/2/3	1	1E
44	TX	Gebäudeentwässerung	2/3/4	1/3	-
45	UD	Zusatzwasser-System	-/2/6	-/1/3	-
46	UE	Steuerluft-System	2/3	-/1	-
47	UJ	Trink-/Löschwasser im Areal	-	-	-
48	UK	Trink-/Brauch-/Löschwasserversorgung	-	-	-
49	VC	Hauptkühlwasser-System	-	-	-
50	VE	Notkühlwasser-System (ESW)	3	1	1E
51	VF	Nebenkühlwasser-System	3/6	2/2*	-/1E
52	VG	Nukleares Zwischenkühl-System (NICCW)	3/-	1/2	-
53	XK	Filtered Containment Venting System	2/4	1	-/1E
54	XL	Notabluft-System (SGTS)	2	1	1E
55	YB	Nukleares Dampferzeugungs-System	1/2/3	1	1E
56	YU	Umwälz-System (RECIRC)	1/2/3	1	1E
57	YV	Steuerstab-Antriebs-/Fahr-/Anzeigesystem (CRD)	-/2	-/1	1E
58	YZ	Reaktorschutz-System (RPS)	-/2	-/1	1E

Tabelle 3-2: Sicherheitsrelevante Systeme des KKL

Tabelle 3-3 zeigt eine Zusammenstellung der sicherheitstechnisch relevanten Gebäude des KKL und ihrer Klassierung bezüglich der Erdbebenklassierung nach Tabelle 3-1. Gebäude mit dem Vermerk „SIA“ sind dabei nach den Richtlinien für Bauwerke ([146], [147], [148]) des Schweizerischen Ingenieurs- und Architektenvereins (SIA) ausgelegt.

Nr	Building (Ger.)	Building (Engl.)	Ak.-Nr.	EK
1	Reaktorgebäude	Reactor building	ZA	1
2	Aufbereitungsgebäude	Radwaste building	ZB1	1/2
3	Abgasfiltergebäude	Off-Gas filter building	ZB2	1
4	Reaktorhilfsanlage-Gebäude	Reactor auxiliary building	ZC1	1
5	SEHR Notstandgebäude	SEHR building	ZC2	1
6	SEHR Brunnen A	SEHR well A	ZC3	1
7	Rohrstichkanal	Pipe pass channel	ZC01R304	1

Nr	Building (Ger.)	Building (Engl.)	Ak.-Nr.	EK
8	Brennelementlagergebäude	Fuel handling building	ZD1	1
9	Dekont-Gebäude	Decontamination building	ZD2	2
10	Aktivwerkstatt	Hot workshop	ZD3	SIA
11	Betriebsgebäude	Services building	ZE1	1/2
12	Maschinenhausgebäude	Turbine building	ZF	1/2
13	10 kV Schaltanlage	10 kV Switchgear	ZH2	2
14	Notstromdieselanlagen	Emergency diesel generator buildings	ZK1/ZK2	1
15	s.o.	s.o.	ZK3	1
16	Grosskomponentenlager (ZENT)	Large component storage (ZENT)	ZL9	SIA
17	Hauptkühlwasserpumpenhaus	Main pump house	ZM1	SIA
18	Nebenkühlwasseranlage	Service water pump house	ZM2	1/2
19	Notkühltürme	emergency cooling towers	ZM4/ZM5	1
20	s.o.	s.o.	ZM6	1
21	Kühlturm	Cooling tower	ZP	SIA
22	Abluftkamin	Off gas stack	ZQ	1
23	Zwischenlager für rad. akt. Rückstände	Rad. active waste temporary storage building	ZT	1
24	(Rohr-)/Ringkanal	Piping trays	ZV1	1/2
25	Rohrstichkanal	Pipe pass channel	ZV06R012A	1
26	Kalkondensatbehältergebäude	Condensate storage building	ZW1	1/2
27	50 kV Innenraum-Schaltanlage	50 kV interior substation building	ZX	2
28	380 kV Versorgung und Trafos	380 kV offsite power and transformers	ZH1 (AC/AT)	SIA
29	50 kV Versorgung	50 kV offsite power	ZH2 (AD/AE)	2

Tabelle 3-3: Sicherheitstechnisch relevante Gebäude [43]

3.3.1. Reaktivitätskontrolle

Die Reaktivitätskontrolle des Reaktorkerns wird durch die Neutronenflussinstrumentierung (YX), das Reaktorschutzsystem (RPS, YZ), die Steuerstäbe, das Steuerstabantriebssystem (YV) und das Vergiftungssystem (TW) sichergestellt. Diese Systeme werden im Folgenden näher beschrieben.

Neutronenflussinstrumentierung (YX)

Die Neutronenflussmessung hat die Aufgabe, während Brennelementwechsel, An- und Abfahren sowie im Leistungsbereich des Reaktors eine kontinuierliche Anzeige des Neutronenflusses resp. der Reaktorleistung zu liefern. Eine weitere Aufgabe ist die Bildung von Auslösesignalen, welche bei Überschreitung von Grenzwerten zu Auslösungen im Steuerstabs-Überwachungssystem (RC + IS) oder im Reaktorschutzsystem (RPS) führen [99].

Reaktorschutzsystem (Reactor Protection System, RPS, YZ)

Das Reaktorschutzsystem (RPS) überwacht kritische Parameter im Reaktor, im Drywell, im Containment, im Dampftunnel und in der Frischdampfanspeisung der Turbine.

Beim Erreichen von vorgegebenen Grenzwerten leitet das Reaktorschutzsystem ein schnelles, automatisches Abschalten des Reaktors (SCRAM) ein. Es hat die Aufgabe, die Anlage vor unzulässigen Transienten zu schützen, die Auswirkung von Störfällen auf ein ungefährliches Mass zu vermindern und Schäden an den Brennstab-Hüllrohren zu vermeiden [99].

Vom Reaktorschutz werden folgende Parameter überwacht [99]:

- Neutronenfluss
- Reaktordruck
- Reaktorniveau
- Radioaktivität der Frischdampfleitungen
- Isolation der Frischdampfleitungen
- SCRAM-Ablassbehälter Niveau
- Drywelldruck
- Druckabbaukammer(DAK)-Temperatur
- Turbinen-Regelventile und -Bypassventile
- OE-SCRAM-Auslösungen: (wirksam >35% Turbinenleistung)
 - Überdruck im Maschinenhaus, 2 von 2
 - Ausfall Hauptkühlwasserpumpen, 4 von 4
 - Ausfall Abgasanlage, 1 von 1
 - Höchstniveau ND-Vorwärmer 1, 2 von 3
 - Ausfall Speisewasserpumpen, 3 von 3
 - Niveau Speisewasserbehälter kl. 40 %, 2 von 2

Zusätzlich zur automatischen Auslösung des Reaktorschutzsystems kann das System manuell mit Hand-SCRAM oder durch Umschalten des Betriebsarten-Schalters (BAS) auf „Abgestellt“, ausgelöst werden.

Das Reaktorschutzsystem ist auf zwei Reaktorschutzkanälen A und B aufgebaut. Reaktorschutzkanal A ist in die Unterkanäle A und C, Reaktorschutzkanal B in die Unterkanäle B und D unterteilt. Die elektrische Versorgung der Reaktorschutzschienen 10/20EM mit 120 V Wechselstrom besorgen zwei Motor-Generator-Einheiten (MG-Set).

Zur Auslösung eines Voll-SCRAMs muss pro Reaktorschutzkanal mindestens ein Unterkanal auslösen. Die Auslösung nur eines Unterkanals (Halb-SCRAM) führt nicht zum Einfahren der Steuerstäbe in den Kern. Der Ablauf der SCRAM-Auslösung wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

Steuerstäbe und Steuerstabantriebssystem (YV)

Das Steuerstabsystem besteht aus 149 kreuzförmigen, von unten in den Kern eintretenden Steuerstäben (vier hohle Steuerstabblätter). Darin befinden sich die Absorberstäbe, die mit Borkarbid-Pulver gefüllt sind (B_4C). Jeder Steuerstab ist an eine hydraulische Antriebseinheit gekuppelt. Der Steuerstabantrieb ist in das in den Reaktorboden eingeschweisste Antriebsgehäuse montiert. Auf dem Antriebsgehäuse ist das Steuerstabführungsrohr abgestützt. Im KKL werden drei Typen von Steuerstäben eingesetzt (General Electric „Original Equipment“, General Electric „Marathon“, Westinghouse „Atom CR99“). Die verschiedenen Typen von Steuerstäben unterscheiden sich vor allem durch die Neutronenabsorber. Konstruktionsbedingt sind 53 Höhenstellungen der Steuerstäbe anfahrbar [99].

Der hydraulische Steuerstabantrieb muss folgende Aufgaben erfüllen:

- Er muss den Steuerstab in der gewählten Position halten.
- Er muss den Stab in jeder gewünschten Richtung Notchweise und kontinuierlich verfahren können.
- Er muss, wenn nötig, den Stab einzuschiessen können (bei Reaktorschnellabschaltung).

Zu jedem Steuerstabantrieb gehört eine hydraulische Steuerstabantriebseinheit (Hydraulic Control Units: HCU, YV), welche die Steuerstabsfahrventile, das SCRAM-Ein- und Auslassventil und den Akkumulator enthält. Die Steuerstabantriebspumpe (CRD-Pumpe; $p_{\max} = 82,3 \text{ bar}$; $Q_{\max} = 12,61 \text{ kg/s}$) versorgt über die Durchfluss-Regelstation die HCU's mit Kondensat aus dem Hauptkondensatsystem (RM) nach Kondensatreinigungsanlage (KRA) oder direkt aus dem Kaltkondensatbehälter (KAKO, RR).

Jede HCU verfügt über einen Stickstoff-Akku. Dieser Akku besteht aus einem Zylinder mit einem Kolben. Die Seite unter dem Kolben ist mit dem Stickstofftank, die Oberseite mit der Ladeleitung verbunden. Über die Ladeleitung werden die Stickstoff-Akkus der HCU's auf Druck gehalten oder gebracht. Um bei einem Pumpenausfall ein schnelles Entladen der Akkus zu verhindern, ist ein Rückschlagventil montiert. Der Ladedruck beträgt 80 bar.

Zur Sicherstellung des Steuerstabantriebes sind folgende Systeme notwendig:

- Hauptkondensatsystem RM: Ansaugung für die CRD-Pumpen,
- Nebenkondensatsystem RR: Alternative Ansaugung für die CRD-Pumpen, sowie Mindestmengenleitung zum KAKO
- Zwischenkühlwasser NCCW Loop 0 (VG): Kühlung der CRD-Pumpendichtung
- Umwälzsystem YU: Die CRD-Pumpen liefern das Sperrwasser für die Umwälzpumpendichtungen.
- Reaktorschutzsystem YZ: Steuerung und Auslösung der SCRAM-Ventile.
- Steuerluftsystem UE: liefert die Luft für alle SCRAM-Einlass- und Auslassventile.

SCRAM-Auslösung

Grundsätzlich ist die SCRAM-Auslösung fail-safe ausgelegt. Das bedeutet, dass in diesem Fall bei Auftreten von Unregelmässigkeiten in der Spannungsversorgung der Antriebsmechanismus der Steuerstäbe automatisch angesteuert wird, die Steuerstäbe einfahren und damit der Reaktor abgeschaltet wird.

Erfolgt ein SCRAM-Signal, so werden beide Spulen der SCRAM-Vorsteuerventile stromlos, und die Steuerluft zu den SCRAM-Ein- und Auslassventilen wird abgesteuert.

Die pneumatisch gesteuerten SCRAM-Ein- und Auslassventile, welche normal mit Luftdruck geschlossen sind, öffnen und somit kann das Wasser aus den SCRAM-Akkumulatoren auf die Unterseite des Steuerstabantriebes gelangen. Die Steuerstäbe schiessen innerhalb weniger als 2 s in den Reaktor ein. Das Wasser auf der Steuerstabantriebsoberseite gelangt über das SCRAM-Auslassventil in den SCRAM-Ablassbehälter.

Vergiftungssystem (TW)

Lässt sich der Reaktor durch die Steuerstäbe nicht mehr abschalten, so kann der Reaktor diversitär durch das Einspeisen von neutronenabsorbierender Borsäure innerhalb von ca. 15 min. heiss unterkritisch (= Safe Shutdown) abgeschaltet werden. Für den sicheren kalten unterkritischen Zustand des Reaktors müssen mind. $17,5 \text{ m}^3$ Na-Pentaboratlösung eingespeist werden, was ca. 51 min. dauert im 2-Pumpenbetrieb. Es handelt sich dabei um ein redundantes, diversitäres und unabhängiges Back-up System für das Steuerstabantriebssystem, das erdbebensicher ist.

Dieses sog. Stand-By Liquid Control System (SLCS) besteht aus einem beheizten Borsäure-tank (Volumen 20 m³), einem Prüfbehälter und zwei Strängen mit je einem Ansaugventil, einer Kolbenpumpe (Förderdruck: 85 bar, Fördermenge: 0.0027 m³/s, P_{el} = 30 kW) und einem Explosionsventil. Die Boreinspeisung in den Reaktor erfolgt über die Einspeiseleitung des HPCS. Die elektrische Versorgung erfolgt von der Notstromschiene der Div. 11 und 21.

Reaktivitätskontrolle in den Brennelementlagerbecken (BE-Becken)

Zur Beschreibung der Reaktivitätskontrolle in den BE-Becken wird auf die in Abschnitt 3.3.3 erwähnten BE-Becken genauer eingegangen. Im KKL gibt es drei BE-Becken, zwei befinden sich im BE-Lagergebäude und eines im Containment (ZA). Während des Betriebes befinden sich jedoch keine BE im Containment-BE-Becken, da dies nur während der Revision bei der BE Handhabung benutzt wird. Die BE-Becken sind mit rostfreiem Stahlblech ausgekleidet. Das Wasser steht in den BE-Becken ca. 7,6 m über den Brennelementen. Dieser Wasserstand ist genügend hoch, um für normale Aufenthaltszeiten des Personals in diesem Gebäudeteil eine ausreichende Strahlenabschirmung zu gewährleisten. Um daher ein ausreichend hohes Wasserniveau zu garantieren, sind sämtliche Ein- und Abläufe der BE-Becken auf der Höhe dieses Niveaus angeordnet. Leitungen, die dieses Niveau unterschreiten (Diffusoren) sind mit Vakuumbrechern, Rückschlagklappen oder anderen geeigneten Instrumentierungen ausgerüstet, um eine versehentliche Beckenentleerung zu vermeiden [101]. Die BE-Becken mit ihrem jeweiligen Wasserinventar sind in Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5 zusammengefasst.

Bezeichnung	Raumnummer	Inhalt
2 Brennelement-Lagerbecken	ZD04R101 / R103	1'580 m ³ Inhalt
Brennelement-Transportbecken	ZD04R102	290 m ³ Inhalt
Transportflaschengrube	ZD04R104	330 m ³ Inhalt
Total		2'200 m ³ Inhalt

Tabelle 3-4: Brennelement Lagerbecken im BE-Gebäude (ZD)

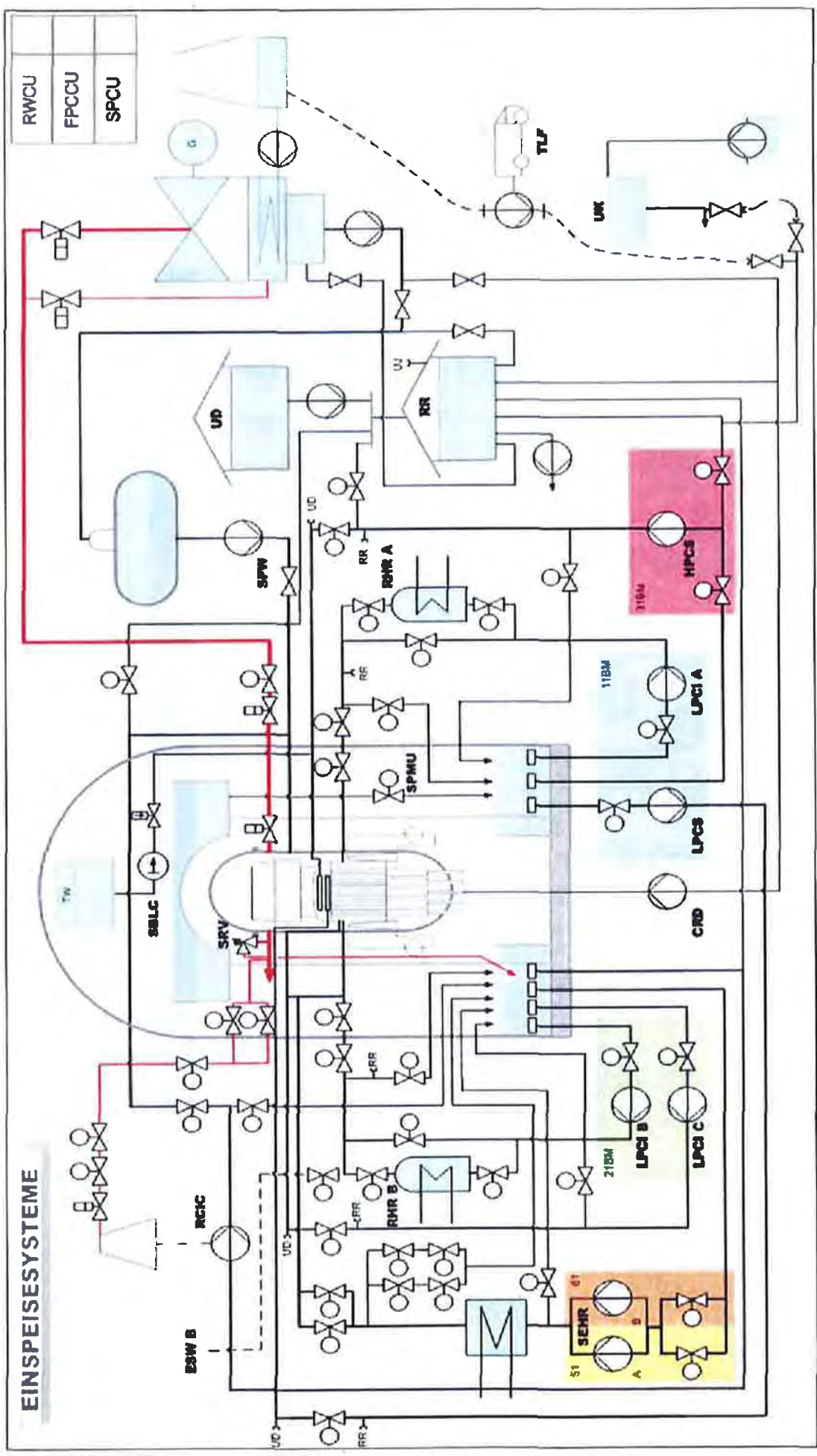
Bezeichnung	Raumnummer	Inhalt
Wasserabscheider-Lagerbecken	ZA20R007	490 m ³ Inhalt
Reaktorgrube	ZA24R001	600 m ³ Inhalt
Brennelement-Lagerbecken	ZA20R022	840 m ³ Inhalt
Brennelement-Transportbecken	ZA20R021	200 m ³ Inhalt
Total		2'130 m ³ Inhalt

Tabelle 3-5: Containmentbecken im Reaktorgebäude (ZA)

Die BE-Becken (kleines und grosses Lagerbecken) im BE-Gebäude (ZD) verfügen über eine Gesamtkapazität von 2025 Brennelementen. Deren Kompaktgestelle sind aus rostfreiem Stahl mit 1 % Borzusatz zur Kritikalitätsverhinderung gefertigt. Die Werkstoffzusammenstellung, sowie der feste Abstand der einzelnen Brennelemente dienen der sicheren Kritikalitätsverhinderung. Das Containmentlagerbecken verfügt über eine Kapazität von 660 Brennelementen [101].

3.3.2. Wärmeabfuhr vom Reaktor zur Wärmesenke

Die folgenden beiden Abbildungen (Abbildung 3-3, Abbildung 3-4) [127] dienen der Veranschaulichung der Lage und Funktionsweise der verschiedenen Wärmesenken des KKL für den Normal – und/oder Störbetrieb der Anlage. Kernaufgabe der Notkühlsysteme ist die sichere Abfuhr der Nachzerfallswärme des Reaktors über die Wärmesenken. Sie werden in den folgenden Abschnitten genauer beschrieben. Der Reaktordruckbehälter (RDB) und dessen Anschlüsse zur Wärmeabfuhr und Einspeisung, sowie dessen Einbauten sind in Abbildung 3-5 [99] dargestellt.



EINSPESISYSTEME

Abbildung 3-3: Einspeisesysteme [127]

KERNKRAFTWERK LEIBSTADT AG

28.10.11 15:24

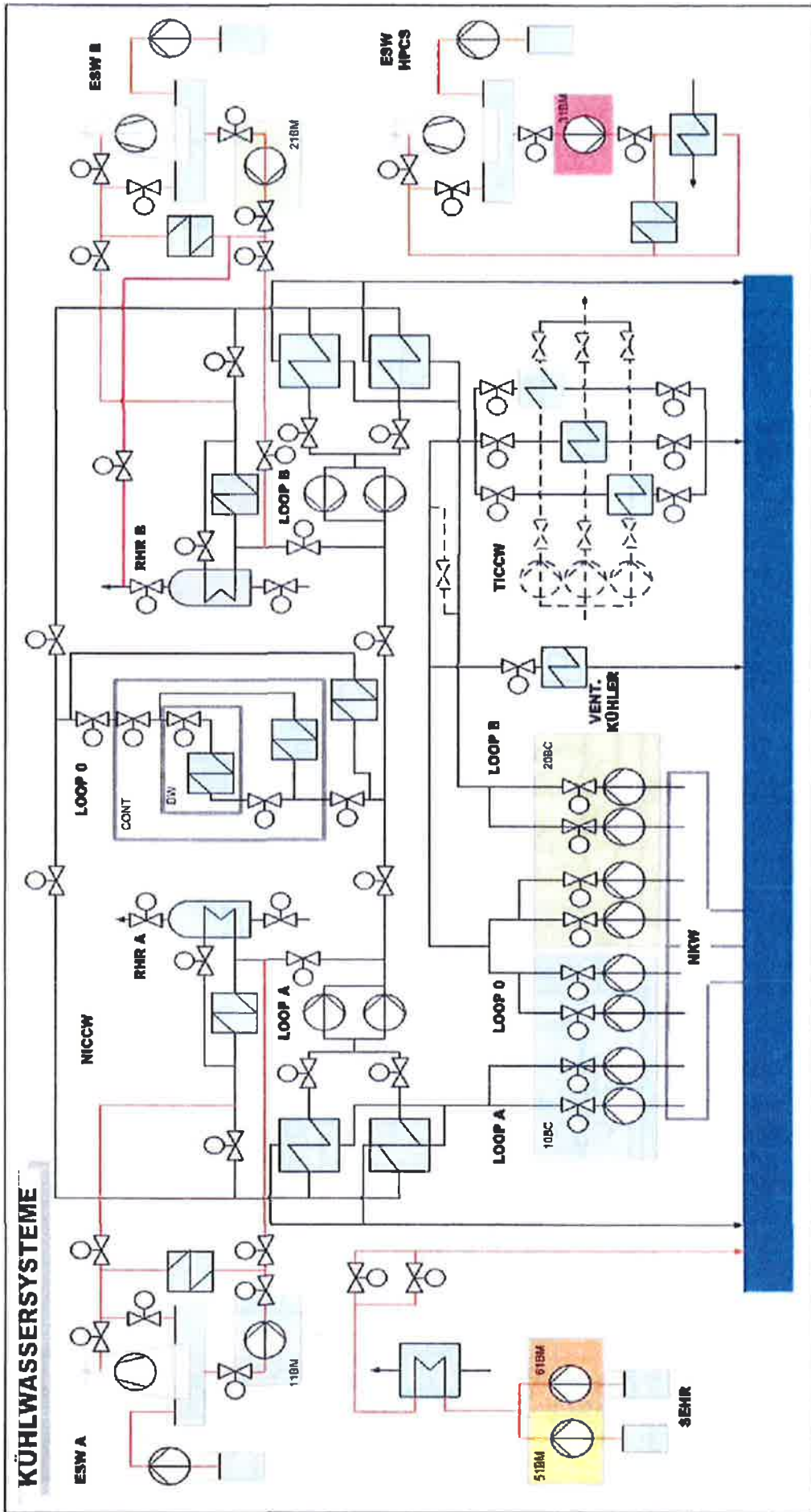


Abbildung 3-4: Diversitäre und redundante Kühlwasserquellen, Kühlwassersysteme und Wärmesenken des KKL [127]

KERNKRAFTWERK LEIBSTADT AG

28.10.11 15:24

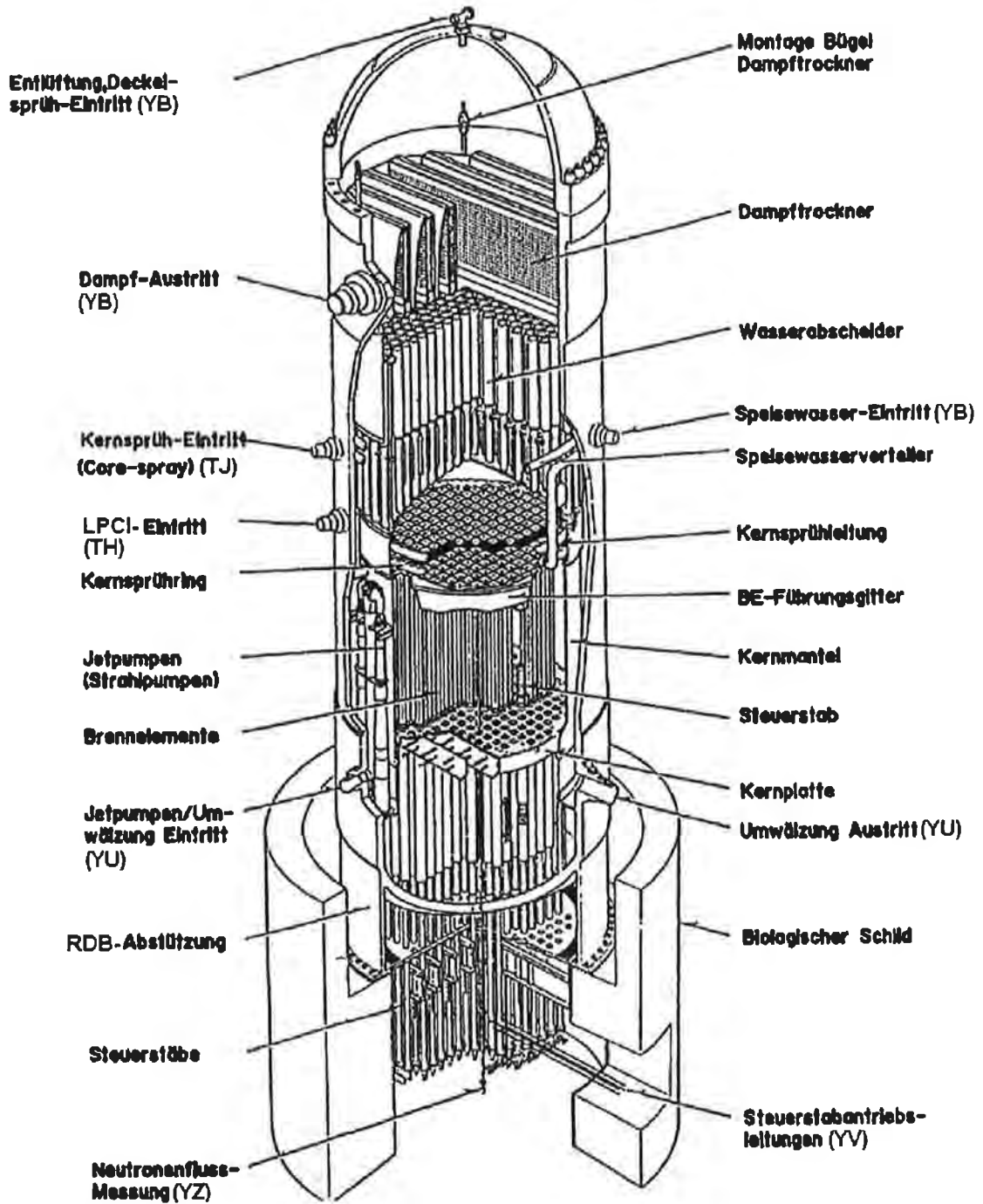


Abbildung 3-5: Übersicht RDB mit Einbauten [99]

3.3.2.1. Vorhandene Ausrüstungen

Systeme zum Normalbetrieb

Definition Normalbetrieb: Zustände des KKW innerhalb spezifizierter Betriebsgrenzen und Vorschriften (Beispiel: bei Leistung, An- und Abfahren, Stillstand, BE-Wechsel). Maximal zulässige Auswirkungen gemäss Richtlinie der StSV für das KKL: 0,3 mSv/Jahr pro Einzelperson der Bevölkerung. (entspricht quellenbezogenem Dosisrichtwert für KKL [144]).

Wärmesenken Normalbetrieb: Turbine (SA/SB) mit Kondensator (SD) und Bypass (SE/SF)

Die Turbine setzt die im Dampf gespeicherte Energie in mechanische Bewegung um und stellt im Normalbetrieb mit dem Kondensator und Kühlturm die Hauptwärmesenke des Reaktors dar [109].

Die im Reaktor produzierte thermische Leistung von 3600 MW wird zu 1/3 in elektrische Energie und 2/3 über den Kondensator in Wärme an den Kühlturm abgegeben (1200 MW /2400 MW). Beim Kondensator handelt es sich um einen Rohrbündelwärmetauscher in Elementbauweise, der auf Federn abgestützt und mit der Turbine fest verbunden ist [109].

Während dem normalen Abfahren der Leistung wird mit der Hauptwärmesenke (Kühlturm) bis zu einem Reaktordruck von ca. 9 bar und anschliessend mit dem RHR-System das System drucklos gefahren.

Ein Bypasssystem erlaubt die gesamte Dampfmenge vom Reaktor kurzfristig über die Dampfeinführvorrichtung direkt in den Kondensator zu leiten um ihn dort über die Hauptwärmesenke abzukühlen [111].

Nach einem Turbinenschnellschluss wird der produzierte Dampf sofort über das Bypasssystem in den Kondensator geleitet. Da der Kondensator durch seine Auslegung nur kurze Zeit 100 % Dampfmenge aufnehmen kann, wird nach kurzer Zeit durch eine automatische Leistungsreduktion die Leistung auf ca. 50-60 % im Reaktor reduziert und somit der Kondensator entlastet (SFA-1704-40) [83].

Muss der Reaktordruck schnell entlastet werden um die Kernkühlung mit den Niederdruck-Einspeisesystemen sicherzustellen, so kann bei Verfügbarkeit der Hauptwärmesenke und offenen FD-Isolationsventilen (<700 mbar Kondensatordruck) der Druckabbau über den Kondensator in die Hauptwärmesenke durchgeführt werden (SFA-1704-05) [73].

Speisewasser (RL)

Die Steuerung des Speisewasserbehälterniveaus wird durch Zuführen von Kaltkondensat (RR) in das Hotwell (Fluidsektion des Kondensators) oder durch Ausspeisen von Hauptkondensat gewährleistet.

In den am Speisewasserbehälter (SWB) aufgebauten Mischvorwärmern (4*25 %) wird das Hauptkondensat durch Anzapfdampf aus Anzapfung A4 aufgewärmt. Bei Schwachlast- und Bypassbetrieb wird der SWB mit Frischdampf (RA) auf einen Mindestdruck gestützt. (Stützdampf). Das in den Mischvorwärmern angewärmte Hauptkondensat wird als Speisewasser im SWB gespeichert. Das Speisewasser wird aus dem SWB durch die drei Vorpumpen der Speisepumpenaggregate (3*50 %) angesaugt und zu drei Speisewasser-Hauptpumpen gefördert (Abbildung 3-3). Die Vorpumpen werden direkt vom E-Motor angetrieben, die Hauptpumpen mittels Regelkupplungen (VOITH-Getriebe). Nach den Speisepumpen wird das Speisewasser in einer gemeinsamen Leitung zu den Hochdruckvorwärmern (HD-VW) geführt. Vor den HD-VW teilt sich die Leitung wieder in zwei Stränge auf. Jeder Strang besitzt zwei Vorwärmerstufen. Um die Vorwärmer führt eine gemeinsame Bypassleitung. Nach den HDVW beträgt die Speisewasserendtemperatur ca. 222°C bei Normalbetrieb und 100 %

Last. Nach den HD-Vorwärmern wird das Speisewasser in einer gemeinsamen Leitung weiter Richtung Dampftunnel geführt. An dieser Stelle zweigt die Rezirkulationsleitung zum Kondensator ab. Über sie wird während des Anfahrens das Speisewasser umgewälzt, bis die erforderliche Speisewasserreinheit erreicht ist. Die Rezirkulationsleitung besitzt zwei Absperrschieber und ist für eine Speisewassermenge von 2000 m³/h ausgelegt. Das Speisewassersystem hat folgende Aufgaben zu erfüllen [112]:

- Speicherung und Förderung des Speisewassers für den Reaktor
- Schaffung geeigneter Zulaufverhältnisse zu den Speisewasserpumpen
- Aufwärmung des Speisewassers

Nukleares Zwischenkühlsystem Nuclear Island Closed Cooling Water (NICCW, VG)

Das NICCW-System ist aufgeteilt in zwei redundante, mechanisch und örtlich unabhängige Kreisläufe A und B, sowie einen Kreislauf 0 (Abbildung 3-4).

Die Kreisläufe A und B haben je 2 Pumpen mit einer Nennfördermenge von je 1'650 m³/h (460 kg/s) bei einem Förderdruck von 3,5 bar. Die Pumpen drücken das kalte Wasser durch die verschiedenen Systemwärmetauscher. Der warme Rücklauf wird in den Wärmetauschern vor den NICCW-Pumpen mit dem Nebenkühlwasser (VF) gekühlt. Die maximal abführbare Wärmelast beträgt dabei 4*18,4 MW. Beide Kreisläufe sind mit je einem belüfteten Hochbehälter ausgerüstet, die automatisch bespiesen werden, um eine genügende Pumpenzulaufhöhe zu gewährleisten. Beide Kreisläufe sind mit vollentsalztem Wasser gefüllt.

Jeder Kreislauf besitzt einen Behälter für chemischen Zusatz für die Einspeisung von Korrosions-Inhibitoren. Die Wärmetauscher der Kreisläufe A resp. B, welche für die nukleare Sicherheit relevant sind, sind bei Ausfall der NICCW-Pumpen oder -Kühler umschaltbar auf das Notkühlwassersystem A, resp. B (VE). Aktivitäts-Messeinrichtungen überwachen die Kreisläufe A und B und lösen Alarm bei Aktivität "Hoch" aus. Die Kühlkreisläufe A und B können einzeln oder zusammen in Betrieb sein.

Der Kreislauf 0 wird entweder vom Kreislauf A oder B versorgt und hat keine eigenen Umwälzpumpen und Wärmetauscher. Von den Kreisläufen A und B kann er durch Motorschieber abgetrennt werden. Diese Schieber sind gegeneinander verriegelt.

Die Aufgabe des NICCW besteht darin, die Wärmeabfuhr aller nuklearen Hilfseinrichtungen des Kraftwerkes, die für ein sicheres Betreiben und Abstellen der Anlage erforderlich sind, zu gewährleisten. Die Kreisläufe bilden eine Aktivitätsbarriere zwischen dem Primärwasser des Reaktors und dem nachgeschalteten Nebenkühlwasser. Das NICCW-System ist so ausgelegt, dass die Kühlung des Reaktors nach einem Kühlmittelverluststörfall (LOCA), auch bei Auftreten eines Einzelfehlers, gewährleistet ist. Tabelle 3-6 zeigt eine Aufstellung aller Kühlstellen [106].

Kühlstellen NICCW Loop A	Kühlstellen NICCW Loop B	Kühlstellen NICCW Loop 0
RHR-A Wärmetauscher	RHR-B Wärmetauscher	CRD-Pumpenlager und Sperrwasserkühler A + B
RHR-A Pumpenlager- und Sperrkühlwasser	RHR-B Pumpenlager- und Sperrwasserkühler	SPCU-Pumpenraumkühler
RHR-A Pumpenraumkühler	RHR-B Pumpenraumkühler	RWCU-Pumpenraumkühler A+B
LPCS Pumpenlager- und Sperrwasserkühler	RHR-C Pumpenlager- und Sperrwasserkühler	RWCU-Pumpenlager und Sperrwasserkühler
LPCS Pumpenraumkühler	RHR-C Pumpenraumkühler	RWCU-Nichtregenerativ-Wärmetauscher
RCIC Pumpenraumkühler	NICCW-B Pumpenraumkühler	RWCU-Umluftkühler
NICCW-A Pumpenraumkühler	Notabluft "B" Kühler	BEB-Pumpenraumkühler

Kühlstellen NICCW Loop A	Kühlstellen NICCW Loop B	Kühlstellen NICCW Loop 0
Notabluf-A Kühler	H ₂ -Rekombinator "B"	BEB-Kühler
H ₂ -Rekombinator "A"		RCIC-Pumpenraumkühler
		Dampftunnel-Raumkühler
		Containment-Probenahmekühler
		Drywell-Kühler
		Drywell-AEB-Kühler
		Recircumpumpenmotor-Wicklungs- und Lagerölkühler
		Recircumpumpen-Lager- und Sperrwasserkühler
		Div. Kühler im Radwaste (Verdampfer)

Tabelle 3-6: Kühlstellen des NICCW [106]

Je nach Betriebsart des Reaktors ist auch die abzuführende Wärmelast unterschiedlich, deshalb ändert auch die erforderliche Anzahl Kreisläufe und Pumpen. Tabelle 3-7 zeigt dazu die verschiedenen Betriebsarten des Reaktors mit den jeweils notwendigen Kreisläufen, Pumpen und der anfallenden Wärmelast [106].

Betriebsart des Reaktors	Kreislaf A und B			Kreislaf 0	
	Notwendige Kreisläufe	Notwendige Pumpen und Kühler	Wärme- last	Notwendig	Wärme- last
			[MW]		[MW]
Anfahren	A oder B	1 oder 2	0,08	ja	19,2
Normalbetrieb	A oder B	1 oder 2	0,08	ja	16,7
Normales Abfahren 0 - 4 h	A oder B	1 oder 2	0,08	ja	19,2
Normales Abfahren 4 - 20 h	A und B	4	53	ja	13,1
Normales Abfahren 20 - 80 h	A und B	3	25,2	ja	8,6
Normales Abfahren ab 80 h	A oder B	2	13,4	ja	8,6
Heisse Bereitschaft 1/2-1 1/2 h	A und B	4	55,2	ja	5,1
Heisse Bereitschaft 1 1/2 h	A und B	4	48,7	ja	6,2
LOCA mit Nebenkühl- wasser + NICCW	A u./od. B	2, wenn mög- lich 4	73,4	wenn möglich ja	0
Erzwungenes Abfahren	A u./od. B	2, wenn mög- lich 4	73,6	wenn möglich ja	0

Tabelle 3-7: Betriebsarten und Wärmelasten des NICCW [106]

Das NICCW steht in Beziehung mit zwei anderen Systemen, dem Nebenkühlwassersystem (VF) und dem Notkühlwassersystem (VE) [106].

- Nebenkühlwassersystem VF
Die vom NICCW aufgenommene Wärmelast wird via das Nebenkühlwassersystem an den Rhein abgegeben.
- Notkühlwassersystem VE
Bei Ausfall des NICCW und/oder des Nebenkühlwassers kann die Wärmelast der wichtigen Verbraucher mit dem Notkühlwassersystem A/B via jeweils 2 Kühltürme an die Luft und den Rhein abgeführt werden.

Nachwärmeabfuhrsystem Residual Heat Removal (RHR, TH)

Das RHR-System besteht im Wesentlichen aus 3 unabhängigen Strängen A, B und C. Alle 3 Pumpen saugen mit separaten Leitungen aus der DAK (siehe Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4). Die Pumpen A und B haben zusätzlich die Möglichkeit, aus der Saugleitung des Umwälzsystems B Wasser zu beziehen. Die beiden Stränge sind mit je einem Wärmetauscher ausgerüstet, welche mit NICCW-Wasser gekühlt werden [104].

Die Systeme A und B werden für folgende Betriebsfälle benutzt:

- Kühlmittleinspeisung (LPCI)
- Containmentkühlung (DAK-Kühlung)
- Kaltfahren des Reaktors (Abfahrkühlung)
- Dampfkondensation
- Unterstützung des BE-Becken-Kühl- und Reinigungssystems
- Kühlung des BE-Kompaktlagers im oberen Containmentbecken wenn mehr als 190 BE oder der ganze Reaktorkern ausgeladen sind
- Testbetrieb

Strang A kann zudem als Reaktor-Deckelsprühsystem eingesetzt werden. System C ist als reines Kernflutssystem vorgesehen (kein WT). Durch Handventilumschaltungen kann es jedoch mit den RHR-A/B-WT verbunden werden. (Ausfall der RHR-A/B Pumpen)

Es besteht die Möglichkeit, im Notfall direkt Notkühlwasser vom LOOP "B" in das RHR-System "B" einzuspeisen.

Das System hat folgende Aufgaben zu erfüllen [104]:

- Abführen der Speicher- und Nachwärme aus dem Reaktor bei abgestelltem Reaktor, bei Brennelementwechsel und unter LOCA-Bedingungen.
- Fluten des Druckgefäßes und Halten des Wasserniveaus unter LOCA- Bedingungen.
- In Verbindung mit RCIC-System, Abführen der Nachwärme aus Reaktor, wenn der Reaktor vom Hauptkondensator isoliert ist.
- Unterstützen des Brennelementlagerbecken-Kühl- und Reinigungssystems.
- Kühlung der DAK / Niveau-Absenkung der DAK.
- Versorgung der DAK nach einem LOCA mit Wasser aus dem oberen Containmentbecken durch Schwerkraft. (DAK-Zusatzwasser wird im Systemkurs Abschnitt Containment behandelt.)
- Kühlung des Containment BE-Lagerbecken, wenn mehr als 190 BE bis zum ganzen Kern ausgeladen werden.

Beim RHR System stehen verschiedene Betriebsarten zur Verfügung.

1. Kühlmittleinspeisung (LPCI):

Da das LPCI zu den Notkühlsystemen gehört, befindet sich dort die ausführlichere Beschreibung.

2. DAK-Kühlung (Containment-Kühlung):

Siehe Abschnitt 3.3.4.

3. Kaltfahren des Reaktors (Abfahrkühlung)

Beim normalen Abfahren des Reaktors für Brennstoffwechsel wird die Nachzerfallswärme über die Kreisläufe A und B abgeführt. Das warme Reaktorwasser wird dem Umwälzkreislauf B entnommen und durch die Wärmetauscher gekühlt. Über die Speisewasserleitungen wird das Reaktorwasser wieder ins Druckgefäß eingespiesen. Ein Teil des Wassers aus Kreislauf A kann über die Deckelsprühdüse ins Druckgefäß eingebracht werden. Dadurch wird Dampf, der sich durch die noch heisse Druckgefäßwand gebildet hat, wieder kondensiert. Beim normalen Abfahren wird die komplette Nachzerfallswärme während des Druckabbaus in den Hauptkondensator geleitet. Bei einem Reaktordruck von $p < 9$ bar wird die Betriebsart Abfahren („Kaltfahren“) von Hand eingeleitet. Je länger der Reaktor abgestellt ist, desto kleiner wird dabei die Nachzerfallswärme.

4. Kaltfahren des Reaktors (Dampfkondensation)

Ist der Reaktor isoliert und soll er in heisser Bereitschaft (auf Betriebsdruck, „Hot Stand-by“) gehalten oder drucklos gefahren werden, wird das RHR-System auf die Betriebsart „Dampfkondensation“ umgeschaltet. Dabei wird die Nachzerfallswärme an das nukleare Zwischenkühlwasser abgegeben, indem direkt Dampf im Wärmetauscher kondensiert wird. Der Dampf wird aus der RCIC-Dampfleitung entnommen und über Regelventile zu den Wärmetauschern geführt. Das anfallende Kondensat wird in die DAK geleitet.

Wenn der isolierte Reaktor abgefahren werden muss, wird der Druck zuerst über die Abblaseventile direkt in die DAK geleitet. Sobald der Reaktordruck tief genug ist, wird mit einem oder mit beiden RHR-Wärmetauschern Dampfkondensation betrieben und der Reaktor gekühlt.

5. Unterstützung BE-Becken-Kühlsystem

Siehe Abschnitt 3.3.3.

6. Kühlung des BE-Kompaktlagers im Containment

Siehe Abschnitt 3.3.3.

7. Test

Alle drei Kreisläufe müssen während dem normalen Reaktorbetrieb testbar sein. Beim Testlauf wird Wasser aus der DAK angesaugt und bei Umgehung der Wärmetauscher wieder in die DAK zurückgepumpt [104].

Kernnotkühlsysteme

Die Kernnotkühlsysteme (Emergency Core Cooling Systems, ECCS) speisen im wesentlichen Wasser in die Reaktorkernregion ein, und sorgen für die Nachwärmeabfuhr. Die Notwendigkeit ihres Einsatzes ist dann gegeben, wenn infolge eines Loss of Coolant Accident (LOCA) Kühlmittel aus dem Primärsystem verloren geht [100].

Die ECCS resp. das Special Emergency Heat Removal (SEHR), übernehmen die Kühlung des Reaktorkerns, wenn diese von den Betriebssystemen nicht mehr aufrechterhalten werden können. Die ECCS müssen gewährleisten, dass Aktivitätsfreisetzungen verhindert werden, die grösser als die für die jeweilige Störfallkategorie vom Gesetzgeber definierte Limite sind. Dies bedeutet, dass die Kühlung des Kerns so effektiv ist, dass die Barrieren, die das

im Brennstoff vorhandene radioaktive Inventar einschliessen (Brennstoffhülle, Containment), intakt bleiben oder höchstens einen Teil ihrer Dichtheit auf kontrollierte Art und Weise verlieren. Dies geschieht dadurch, dass die Hüllrohrtemperatur durch die Auslegung der ECCS-Funktionen immer unter 1'204° C (2'200° F) gehalten wird, und der Druck von Drywell und Containment innerhalb der spezifizierten Werte bleibt. Dieses Ziel muss auch erreicht werden, wenn im Anforderungsfall zwei ganze ECCS-Divisionen nicht zur Verfügung stehen. Von N vorhandenen ECCS stehen also nur N-2 tatsächlich zur Verfügung (N-2 Kriterium = Reparatur und Einzelfehler gleichzeitig)).

Im KKL gibt es folgende Kernnotkühlsysteme [100]:

- 1 Hochdruck-Kernsprühsystem High Pressure Core Spray (HPCS, TJ)
- 1 Reaktorkernisolations-Kühlsystem Reactor Core Isolation Cooling (RCIC, TM)
- 1 Niederdruck-Kernsprühsystem Low Pressure Core Spray (LPCS, TK)
- 3 Niederdruck-Kernflutssysteme Low Pressure Core Injection (LPCI, TH)
- 1 Automatisches Druckentlastungssystem (ADS, YB)
- 2 Notstandssystem Special Emergency Heat Removal (SEHR, TF)

Dabei entspricht das SEHR einem LPCI. Da es gleichzeitig als Kernnotkühlsystem sowie als Notstandssystem dient, muss es allein das Einzelfehlerkriterium erfüllen und hat deshalb alle aktiven Komponenten in doppelter Ausführung. Bei kleinem und mittlerem LOCA und Ausfall der Hochdruckeinspeisesysteme können die Niederdrucksysteme erst nach Auslösung des ADS und entsprechender Druckentlastung eingreifen. Das RCIC zählt gemäss Auslegung nicht zu den Notkühlsystemen. Bei Ausfall der normalen Speisewasserversorgung (Betriebssystem) ist es jedoch in der Lage, auch bei nichtfunktionierendem HPCS, die Reaktorniveauhaltung gegen vollen Reaktordruck ohne Ansprechen der Niederdruck-Notkühlsysteme zu erfüllen.

Die folgenden Abschnitte beinhalten eine Kurzbeschreibung der Kernnotkühlsysteme. Weitere Details finden sich in Abschnitt 3.3.2.5.

Hochdruck-Kernsprühsystem High Pressure Core Spray (HPCS, TJ)

Das System verfügt über eine Hochdruckpumpe, die elektrisch vom Eigenbedarf oder einem eigenen Notstromdiesel (Division 31) versorgt wird. Mit dieser Pumpe wird das Wasser direkt von oben auf den Kern gesprüht. Normalerweise wird dazu Kaltkondensat (RR) verwendet, es kann aber auch Wasser aus der DAK eingesetzt werden (durch automatische Umschaltung der Saugschieber). Eine Druckhaltepumpe hält die Leitungen mit einem Druck von 3 bar ständig gefüllt [100].

Das HPCS hat folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Nach einem LOCA die BE-Hüllrohrtemperatur $T < 1204$ °C halten, unabhängig von den anderen Notkühlsystemen.
- Bei einem Ausfall des RCIC ist das HPCS in der Lage, auch die Aufgaben des RCIC übernehmen zu können.
- Das System muss ohne Vorwärmung und Vorschmierung starten können.

Beziehungen zu anderen Systemen:

- Notstromdieselanlagen BP
Versorgt das HPCS mit elektrischer Energie falls die Eigenbedarfsversorgung ausgefallen ist.
- Notkühlwassersystem VE
Versorgt die HPCS-Pumpenkühlung, sowie die HPCS-Raumkühlung.



- Nebenkondensatsystem RR
In einem der beiden KAKO's müssen immer min. 570 m³ Wasservorrat für das HPCS und RCIC bereit liegen.

Reaktorkernisolations-Kühlsystem Reactor Core Isolation Cooling (RCIC, TM)

Das RCIC-System ist mit einer 1-stufigen Aktionsturbine System "Terry" ausgerüstet. Der Dampf für die Turbine wird im Drywell von der Frischdampfleitung YB11 (Leitung A) abgenommen. Die Frischdampfleitung hat als Drywellabspernung je ein inneres und ein äusseres motorangetriebenes Isolationsventil. Vor der Turbine befinden sich ein Dampfabsperrenteil, ein motorangetriebenes Trip- und Drosselventil und ein Regelventil. Die Dampfleitung wird über einen Kondensatablaufkopf und ein Kondensomat in den Apparateentwässerungsentspanner (RV) entwässert. Der Abdampf wird in der DAK kondensiert. Die Abdampfleitung wird in den Apparateentwässerungsbehälter (RV) entwässert. Die Dampfturbine ist mit einer 4-stufigen Pumpe gekoppelt. Diese kann Kaltkondensat (RR) oder DAK Wasser in den RDB einspeisen. Die Aufgabe des RCIC liegt in der RDB-Niveauhaltung bei Ausfall der normalen Speisewasserversorgung.

Für das HPCS und das RCIC steht in einem KAKO Behälter (RR) ein Wasservorrat von mindestens 570 m³ zur Verfügung [100].

Niederdruck-Kernsprühsystem Low Pressure Core Spray (LPCS, TK)

Eine Pumpe (11TK10D001) saugt Wasser aus der DAK an und fördert es in den Reaktor, wo es über dem Kern durch eine Sprühleitung verteilt wird. Das System schützt den Kern nach einem LOCA. Um die Betriebsbereitschaft des LPCS sicherzustellen, kann jede aktive Komponente während des Normalbetriebes getestet werden. Das System ist für ein Sicherheitserdbeben ausgelegt.

Um die Sprühdüsen während des Stillstandes zu testen, kann Reaktorwasser über ein Verbindungsstück von durch die RHR-A-Pumpe angesaugt werden. Dadurch wird verhindert, dass verschmutztes Wasser aus der DAK in den Reaktor gelangt.

Die Aufgabe des LPCS besteht darin, bei Kühlmittelverlustunfall (LOCA), zusammen mit anderen Notkühlsystemen, die Nachzerfallwärme abzuführen und die Hüllrohrtemperatur $T < 1204$ °C zu halten [100].

Niederdruck-Kernflutsysteme, Low Pressure Core Injection (LPCI, TH)

Dies ist das RHR System im LPCI Betrieb. Die Systembeschreibung findet sich dabei bei der Beschreibung des RHR Systems. Im Rahmen des Stresstests erfolgt nur die Beschreibung der für die Notkühlung wichtigen Betriebsart „Kühlmitteleinspeisung“ (LPCI).

Dabei stehen drei Kreisläufe (A, B, C) zur Verfügung. Diese saugen Wasser aus der DAK an und speisen es in den Reaktordruckbehälter (RDB) ein. Die Kreisläufe A und B können mit je einem Wärmetauscher über das NICCW-System (VG) gekühlt werden.

Diese Betriebsart hat stets Vorrang. Sie startet automatisch bei

- Reaktorniveau tief (Niveau 1) oder
- Drywelldruck hoch (1,1 bar)

Die Einspeisung beginnt bei einem Reaktordruck $p < 18$ bar. Nachdem das Reaktorniveau normalisiert ist, genügt ein Kreislauf, um das Niveau zu halten [100].

Automatisches Druckentlastungssystem (ADS, YB)

Total sind 16 "Dickers"-Sicherheits- und Abblaseventile (Safety Release Valves, SRVs) im Drywell auf die Frischdampfleitungen geflanscht. Dabei handelt es sich um federbelastete Ventile, die zusätzlich mit einem Druckluftzylinder ausgerüstet sind, welcher ein Öffnen der

Ventile bei tieferem Druck als der durch die Feder gegebenen, erlaubt. Jede der vier FD-Leitungen besitzt zwei Sicherheitsabblaseventile mit ADS-Funktion, welche unabhängig vom Reaktordruck automatisch oder manuell geöffnet werden können. Jedes der acht ADS-Ventile ist an einen 500 l-Druckluftbehälter angeschlossen, welcher nicht nur ein zweimaliges Öffnen des Ventils ermöglicht, sondern auch die Leckverluste des Betätigungskolbens und der Pilot- und Rückschlagventile während längerer Zeit decken kann. Die Nachspeisung der Behälter erfolgt primär aus dem Steuerluftsystem UE70. Liefert dieses nicht mehr genügend Druck, so geschieht die Nachspeisung stattdessen strangweise aus je einer Batterie von 5 Druckluftflaschen (max. 200 bar, 50 l), die im SEHR-Bunker stehen. Für die Sicherheitsfunktion sind die 8 ADS-Ventile gleich wie die 8 übrigen Sicherheitsventile zusätzlich mit je einem 60 l-Druckluftbehälter ausgerüstet.

Die Druckentlastung des RDB erfolgt durch das Abblasen von Dampf über die FD-Leitungen, die Abblaseventile und deren Abblaseleitungen zur DAK. Diese Leitungen sind mit je einer Vakuumbrech-Vorrichtung und einem Temperaturfühler ausgerüstet. Die Enden der Leitungen sind mit Verteilköpfen bestückt, um Wasserschläge zu verringern und die gleichmäßige Kondensation zu verbessern. Pro Ventil sind sechs Gleichstrom-Magnetventile angebracht. Zwei Magnetventile sind für die ECCS-ADS-Logik, zwei weitere für die SEHR-ADS-Logik, und zwei für die Sicherheitsfunktion. Die Energieversorgung der jeweiligen ADS-Logik und der Vorsteuermagnetventile erfolgt über redundante, unabhängige, batteriegestützte Gleichstromschienen. Das automatische Druckabbausystem (ADS) gewährleistet beim Auftreten eines kleinen LOCA innerhalb des Drywells und nicht auslegungsgemäsem Funktionieren des Hochdruck-Kernsprühsystems, oder bei zu geringer Kapazität von HPCS und RCIC, das schnelle und kontrollierte Entlasten des Reaktordruckgefäßes auf einen Druck, der den Niederdruck-Kernnotkühlsystemen das Einspeisen ermöglicht.

Das ADS stellt aufgrund seiner Funktion als Druckabbausystem eine Redundanz für das HPCS dar.

Bei abgestelltem Reaktor können die ADS-Ventile dazu gebraucht werden, um Wasser vom Reaktordruckgefäß (Niveau über den Stutzen der FD-Leitungen) in die DAK zu leiten. Diese Betriebsart wird notwendig, wenn durch eine Störung die Ansaugung des RHR-Systems von der Umwälzleitung bei Abfahrkühlbetrieb verunmöglicht würde [100].

Notstandssystem Special Emergency Heat Removal (SEHR, TF)

Das SEHR-System ist ein Kern- (und Containment)-kühlsystem für die Unterstützung bei schweren Auslegungsstörfällen, sowie bei auslegungsüberschreitenden Störfällen, insbesondere bei einem SBO. Für diesen Zweck werden Pumpen (Haupt- und Kühlwasserpumpen), ein Wärmetauscher, Absperrschieber und eine Stromquelle für die Antriebe benötigt. Das SEHR-System ist ähnlich einem Abfahrkühlsystem, jedoch mit eigener Kühlwasser- und Stromquelle (2 Dieselgeneratoren, Divisionen 51 und 61) sowie eigenem Initialisierungssystem (unabhängig vom Reaktorschutz). Alle aktiven Komponenten sind redundant angelegt. Die Hauptpumpe fördert das Wasser aus der DAK und wieder zurück oder über die LPCI-Leitung B und C in das Druckgefäß, je nach Betriebsart. Das benötigte Kühlwasser liefern zwei tiefliegende Grundwasserpumpen. Es fließt dann über Wärmetauscher in die Rücklaufleitung des Nebenkühlwassers in den Rhein. Das Kühlwassersystem versorgt auch die Diesel- und Raumkühler mit Kühlwasser. Eine Druckhaltepumpe hält die Einspeiseleitungen gefüllt, um Wasserschläge zu vermeiden. Die Stromversorgung erfolgt normal vom Eigenbedarf oder bei dessen Nichtverfügbarkeit vom eigenen Dieselgenerator. Das SEHR kann Wärmeleistungen bis 37 MW abführen. Das entspricht einer Nachzerfallsleistung von ca. 1 % der Nominalleistung, was etwa 10 h nach der Abschaltung des Reaktors erreicht wird [100].

Das SEHR-System hat folgende Funktionen [107]:

1. Notstandfunktionen:

Unter einem Notstand versteht man u. a., wenn durch externe Einwirkung auf das Kraftwerk folgende Aktionen / Einrichtungen nicht gewährleistet sind:

- Das Betriebspersonal des Kraftwerkes ist ausserstande, Schalthandlungen für eine Reaktorkern- und Containmentkühlung in den nächsten 10 Stunden durchzuführen.
- Die Not- und Nachkühlsysteme ausserhalb des Drywells (HPCS, LPCS, LPCI, RCIC) sind während den nächsten 10 Stunden nicht betriebsfähig, oder es besteht keine Gewähr dafür.
- Falls die redundanten Wärmesenken VC, VF und die diversitäre Wärmesenke VE nicht zur Verfügung stehen.

Das SEHR-System gewährleistet einen von aussen unabhängigen, mindestens 10-stündigen Betrieb von:

- Reaktorkern- und Containment-Kühlung (RCC / RCCC) oder
- Containmentkühlung (CC, Kühlung der DAK)

2. Notkühlfunktion:

Unterstützung anderer Kernnotkühlsysteme bei LOCA in den Betriebsarten RCCC und CC.

- in Zusammenarbeit mit dem ADS, dass die Brennstoffhüllen eine Temperatur von 1200°C nicht überschreiten.
- ausreichende Containment-Kühlung, damit die max. DAK-Temperatur von 85°C nicht überschritten wird.
- die Limitierung der DAK-Temperatur nach Beendigung des Reaktordruckabbaus bei Notstand auf einen akzeptablen Wert.

Diversitäre und redundante Kühlwasserquellen und Wärmesenken

Um die Wärme an die Umgebung abzuführen, besitzt das KKL mehrere Kühlsysteme mit unterschiedlichen Kühlwasserquellen und Wärmesenken, die im Folgenden näher beschrieben werden.

Hauptkühlwasser (HKW, VC)

Der Hauptkühlwasserkreislauf ist ein geschlossenes System, das im Normalbetrieb eine Wärme von ca. 2'300 MW über den Kühlturm an die Wärmesenke Luft abzuführen hat. Der Kondensator wird dazu in einem Temperaturbereich von 4 bis 35°C mit Kühlwasser versorgt. Der gesamte Hauptkühlwasserstrom mit ca. 32 m³/s wird von vier 25 % Pumpen aufgebracht. Der (Oberflächen-) Kondensator bildet eine Barriere zwischen dem leicht radioaktiven Turbinenabdampf/ Hauptkondensat und dem Kühlwasser. Der Druck des Kühlwassers liegt im gesamten Kondensator über dem dampf- und kondensatseitig herrschenden Druck. Diese Druckverteilung verhindert selbst im Fall einer Leckage das Entweichen von radioaktiven Substanzen. Der Wasserverlust infolge Verdunstung im Kühlturm, Abschlämmung des Beckens und Versprühung wird mit Kühlturmzusatzwasser KTZW (VB) aus der Kühlwasserquelle Rhein kompensiert. Die Verdunstungsmenge beträgt ca. 0,7 m³/s im Jahresmittel.

Das Wasser gelangt vom Kühlturmbecken über die einzelnen Einlaufkanäle zu den Saugkrümmern der vier Hauptkühlwasserpumpen. Nach dem Passieren der Drosselklappen und dem Verlassen des Pumpenhauses gehen die vier Leitungen auf zwei erdverlegte Zulaufleitungen zusammen, bis kurz vor das Maschinenhaus, wo sie sich erneut in 4 Leitungen aufteilen. Jede Leitung mündet in ein Kondensatorviertel. Hier nimmt das Kühlwasser die

Wärme auf. Ausserhalb des Maschinenhauses gehen sie wiederum in 2 erdverlegte Rohrleitungen über. Vor dem Kühlturm befinden sich die zwei Bypass-Schächte. Hier teilt sich jede Leitung auf, in eine Bypassleitung und eine Leitung die zu den Steigkanälen führt. In den Steigkanälen wird das Wasser zur Wasserverteilung gefördert und gleichmässig verteilt. Es gelangt dann via Kühlturmeinbauten im freien Fall in das Kühlturmbecken und gibt seine Wärme an die vorbeiströmende Luft ab. Die Bypassleitungen fördern das Wasser direkt in das Becken. In diesem Fall sorgt die Wasseroberflächen- Abstrahlung für eine geringe Wärmeabfuhr.

Aufgabe des Hauptkühlwasser (HKW) ist es, die anfallende Wärme im Turbinenkondensator via Nasskühlturm an die Atmosphäre abzuführen. Gleichzeitig wird ein hohes Vakuum (80-180 mbar) erzeugt; dies bedeutet eine bessere Ausnutzung des Wärmegefälles in der Dampfturbine (Hauptwärmesenke) [110].

Das Hauptkühlwasser lässt sich in folgende Komponenten einteilen [110]:

- Hauptkühlwasserpumpen mit Schmier- und Kühlwassersystem
- Naturzug-Nasskühlturm VD
- Einlaufbecken, Rohrleitungen, Bypass- und Messschacht
- Turbinenkondensator SD11

Beziehungen zu anderen Systemen

- Kondensator SD11: Wärmeeintrag in das Kühlwasser
- Taprogge-Anlage VL: Sauberhalten der Kondensatorrohre und Rohrböden während des Betriebes
- Kühlturm VD: Wärmeabfuhr aus dem Kühlwasser
- Kühlturm-Zusatzwasser-System VB: Kompensation der Wasserverluste
- Trinkwasser VC07/UJ16/84: Backup zum Schmier- und Kühlwassersystem
- Niedertemperatur Wärmeversorgung VC48
- 10 kV-Schienen 10/20BE/BF: Anspeisung der Kühlwasserpumpen
- 380 V-Unterverteilung 10/20DG/DM: Anspeisung der restlichen VC-Komponenten

Nebenkühlwasser (VF)

Das Nebenkühlwasser besteht aus 3 unabhängigen Kreisläufen (Loops) (A/B/0). Es ist ein offener Kreislauf an dritter und letzter Stelle innerhalb der Kühlkette und hat darum auch Anteil am Barriere-Prinzip. Das System ist für ein Betriebserdbeben ausgelegt. Darum ermöglicht das NKW bei allen Betriebs-, Stör- u. Unfällen mit Ausnahme bei einem Sicherheitserdbeben die Wärmeabfuhr. Die Komponenten die mit dem SEHR-System in Verbindung stehen (Überlaufbecken etc.) sind für ein Sicherheitserdbeben ausgelegt.

Das Kühlwasser wird über das Einlaufbauwerk der Kühlwasserquelle Rhein entnommen und zuerst mechanisch gereinigt. Es fliesst durch freies Gefälle zu den Nebenkühlwasserpumpen. Von hier wird es durch die Leitungen der drei Loops in das Kraftwerk gefördert. Nach der Wärmeaufnahme in den verschiedenen Wärmetauschern fließen alle drei Loops im Überlaufbecken zusammen. Hier werden das Kühlturm-Zusatzwasser und je nach Temperatur in der Loop-0 Sammelleitung die Warmwasser Rückführung abgezweigt. Der Rest fliesst durch das Rückgabesystem (Absturzkammern etc.) in die Wärmesenke Rhein zurück.

Die Temperatur des an den Rhein zurückgegebenen Wassers darf 30°C nicht übersteigen. Das Nebenkühlwasser führt die in den Wärmetauschern der verschiedenen Zwischenkühlkreisläufe (Reaktor- u. Turbinenseitig) sowie die in den betrieblichen Hilfskreisläufen (Venti-

lation) anfallende Wärme in den Rhein ab. Die Wärmeabfuhr aus der Hauptwärmesenke - (Kondensator) geschieht über das Hauptkühlwasser VC.

Die maximale Wassermenge beträgt 12'000 m³/h beim Abfahren der Anlage, d.h. es laufen dann insgesamt 5 Pumpen [116].

Beziehungen zu anderen Systemen

- Nuklearer Zwischenkühlkreislauf VG: Wärmeabfuhr durch Loop A/B
- Zwischenkühlkreislauf des Maschinenhauses VH: Wärmeabfuhr durch Loop 0
- Ventilation UF10-13: Wärmeabfuhr durch Loop 0 oder bei Revision durch Loop B
- Steuerluft UE83/84: NKW-eigene Steuerluftversorgung
- Taprogge-Anlage VL: Reinigung der Rohre und Rohrböden in den Wärmetauschern
- Kühlturm-Zusatzwasser-System VB: Wasser vom Überlaufbecken, um Verluste auszugleichen beim Kühlturbetrieb
- Radwaste TR64: Abgabebehälter-Inhalt geht in die Absturzkammer
- Meteorwasser: Oberflächenwasser geht in die Absturzkammer
- Kühlturm VD: Abfluten und Ablassen der KT-Tasse in die Absturzkammer
- Trinkwasser UJ: Schmierwasserversorgung der NKW-Pumpen
- Kläranlage/Ölabscheidung UG: NKW-Pumpen Stopfbüchsenleckage

Notkühlwasser Emergency Service Water (ESW, VE)

Das Notkühlwasser-System besteht aus den drei unabhängigen Strängen A, B und HPCS. Die Stränge A und B sind praktisch identisch. Die drei Systeme sind in 3 räumlich weitläufig getrennten Gebäuden angeordnet, um einen Totalausfall (Common Cause Failure, CCF) bei einem Flugzeugabsturz zu verhindern.

Die Notkühlwasserstränge A/B werden bei Ausfall des Nebenkühlwassers VF und/oder des nuklearen Zwischenkühlwassers NICCW/VG in Betrieb genommen. Das Notkühlwasser des HPCS versorgt nur systemeigene Kühlstellen. Weiterhin hat das Notkühlwassersystem ESW/VE die Wärme aus den Systemen abzuführen, die für ein sicheres Abfahren des Reaktors notwendig sind [108].

Auslegungsgemäss wird das ESW für folgende Fälle eingesetzt:

- Ausfall der Stauung des Rheins
- LOCA mit gleichzeitigem T-LOOP
- Schweres Erdbeben mit Ausfall des NKW
- FLA auf Betriebs- oder NKW-Gebäude

Das Kühlwasser wird im Notkühlturmbecken angesaugt und zu den angeschlossenen Verbrauchern geführt. Nachdem es die Wärme der Komponenten aufgenommen hat, wird es zur Abkühlung mittels der Wärmesenke Luft in den Notkühlturm zurückgeführt. Das verdunstete Wasser wird mittels der örtlich separierten Kühlwasserquelle Grundwasserbrunnen ersetzt.

Alle drei Notkühlwasserstränge versorgen dazu noch divisionsgetrennt folgende Kühlstellen:

- Wärmetauscher BR/BQ der Notstromdieselanlagen,
- RSD-Raumkühler A/B/HPCS

Die Notkühltürme als diversitäre, SSE-sichere Luftwärmesenken sind Zellennasskühltürme. Sie bestehen bei Strang A und B aus drei Zellen und beim HPCS aus einer Zelle. Das Kühl-



wasser wird mit dem Wasserverteilsystem über Rieseleinbauten versprüht, von wo es in das Becken gelangt.

Die elektrische Versorgung wird durch die jeweilige Notstromdieselanlage gewährleistet. Eine Druckhaltepumpe hält die Stränge gefüllt um beim Anfahren Belastungen durch Wasserschläge zu vermeiden.

Der Wasserdurchsatz beträgt 544 kg/s bzw. beim HPCS 57,5 kg/s. Das ermöglicht eine Wärmeabfuhr von 40,8 MW bzw. 4,3 MW.

Das beim Betrieb des Kühlturms notwendige Zusatzwasser wird mit einer von einem wassergefüllten Elektromotor angetriebenen vertikalen mehrstufigen Kreiselpumpe direkt in das Kühlturmbecken gefördert. Bei maximaler Wärmeabfuhr ergibt sich ein Wasserverlust von 54 m³/h bzw. 5 m³/h (A/B bzw. HPCS).

Mit dem VE-System wird die Wärme von folgenden Kühlstellen abgeführt [108]:

- RSD-A/B/HPCS Umluftkühler UV/30/31/32 mit VE-A/B/HPCS
- Notstromdieselmühler BQ/BR mit VE-A/B/HPCS
- ECCS-Pumpen- und Raumkühler RHR-A;LPCS/RHR-B;RHR-C/HPCS mit VE-A/B/HPCS
- RHR-A/B Wärmetauscher mit VE-A/B
- H₂-Rekombinator Luftkühler mit VE-A/B
- SGTS Notabluft mit VE-A/B
- Ein RCIC-Raumkühler TL44 mit VE-A

Das VE-A versorgt 11, das VE-B 10 und das VE-HPCS 5 Kühlstellen.

Die Notstromdiesel besitzen 2 eigene geschlossene Kühlkreisläufe, den Motor- und den Ladeluftkühlkreislauf. Beide geben mit den beiden Kühlern BQ/BR ihre Wärme an das VE ab.

Das VE-System hat folgende Beziehungen zu anderen Systemen

- Zwischenkühlwasser VG: Wichtige Kühlstellen können auch vom Notkühlwassersystem gekühlt werden.
- Notstromdiesel BN/BP: Kühlung nur mit VE
- Zwischenkühlwasser VH73: Alternative Kühlung der BBC-York Kältemaschinen UV21 durch VE-A
- Hochdruck-Kernsprühsystem TJ: Betrieb nur mit VE-HPCS
- ND-Kernflutsystem TH: Reaktoreinspeisemöglichkeit für VE-B
- Trinkwasser UJ83: Kompensation der natürlichen Verdunstung im Kühlturmbecken
- Heisswasser UW81/82/83: Heizung für Notkühlwassergebäude ZM

Alternative Einspeisung in Reaktor

Gelingt es nicht mehr mit auslegungsgemässen Systemen (Sicherheitsebene 3) Kühlwasser in den Reaktor einzuspeisen, so muss für den Fall auslegungsüberschreitender Zustände mit alternativen Kühlwasser-Einspeisequellen (SAM) der Reaktor und/oder das Containment geflutet werden (Sicherheitsebene 4) und die Wärme über geeignete (alternative) Senken abgeführt werden.

In den Störfallanweisungen (SFAs) sind dazu folgende Möglichkeiten an Kühlwasserquellen beschrieben: Feuerlöschwasser (UJ), Nebenkondensat (RR) und Notkühlwasser (ESW-B), Zusatzwasser (UD) und Tanklöschfahrzeug.

Tanklöschfahrzeug (TLF) über Ansaugleitung des HPCS (TJ)

Bei drucklosem RDB besteht die Möglichkeit, mit der Pumpe des TLF Wasser über die Saugleitung des HPCS Systems in den RDB zuzuführen. Dies gehört zu den Massnahmen des Notfallmanagements (SAMG, vgl. Kap. 9)

Notfallmassnahmen zur Wärmeabfuhr aus dem Reaktor zur Wärmesenke

Gibt es Probleme bei der Verwendung resp. der kombinierten Verwendung der oben genannten Systeme, so greifen die alternativen Massnahmen des Notfallmanagements (Severe Accident Management Guidelines; SAMG). Es handelt sich dabei um Massnahmen zur Beherrschung von Störfallszenarien ausserhalb der Systemauslegung. Dazu gehören auch nicht-reversible Massnahmen. Kapitel 9 geht dabei ausführlich auf das Notfallmanagement ein. Der Übersicht halber seien hier nur die Massnahmen (Störfall Anweisungen, SFA) der zusätzlichen Reaktoreinspeisungen aufgeführt [128].

Reaktoreinspeisungen		Druck [bar]	m' [kg/s]	El. Ansp.
SFA-1704-AM11	Reaktoreinspeisung mit ESW-B	6	20	21BM
SFA-1704-AM12	Reaktoreinspeisung mit RR über Notkühlsystem	5	20 (66)	10/20CA
SFA-1704-AM13	Reaktoreinspeisung mit FPCCU	5	55	10720CA
SFA-1704-AM14	Reaktoreinspeisung UJ über HPCS bzw. RHR-A / B / C	3	40	keine
SFA-1704-AM15	Reaktoreinspeisung UJ über FPCCU	3	20	keine
SFA-1704-AM16	Reaktoreinspeisung DU über Notkühlsysteme	5	1	10/20CA
SFA-1704-AM19	Reaktoreinspeisung mit TLF über HPCS bzw. RHR-A / B / C	3	40	keine

Tabelle 3-8: Störfall-Anweisungen (SFA) zusätzlicher Reaktoreinspeisemöglichkeiten [128]

3.3.2.2. Standorte

Die Standorte der Systeme sind in Tabelle 3-9 zusammengefasst. Mit Abbildung 3-2 ist es möglich, einen Überblick über die räumliche Trennung der Systeme zu bekommen.

Ak.-Nr.	System	Standort (Gebäude)	Auslegung
SA/SB	Turbinenanlage	ZF	OBE
SD	Kondensator	ZF	OBE
SE/SF	Bypasssystem	ZF	OBE
TJ	Hochdruck-Kernsprühsystem (HPCS)	ZC1; ZK3; ZM6	SSE
TM	Reaktorkernisoliations-Kühlsystem (RCIC)	ZC1;	SSE
TK	Niederdruck-Kernsprühsystem (LPCS)	ZC1; ZK1; ZM4	SSE
TH11	Niederdruck-Kernflutssysteme (LPCI)	ZC1; ZK1; ZM4;	SSE
TH12/13	Niederdruck-Kernflutssysteme (LPCI)	ZC1; ZK2; ZM5	SSE
TF	Notstandssystem (SEHR)	ZC2	SSE, Flugzeugabsturz
YB(ADS)	Automatisches Druckentlastungssystem (ADS)	ZA	SSE, Flugzeugabsturz
VE	Notkühlwasser (ESW)	ZK1; ZM4; ZK2; ZM5	SSE
VG	Nukleares Zwischenkühlwasser (NICCW)	ZC1	SSE

Ak.-Nr.	System	Standort (Gebäude)	Auslegung
VF	Nebenkühlwasser	ZM2	SSE/OBE
VC	Hauptkühlwasser	ZM1	SIA

Tabelle 3-9: Standorte der Systeme

3.3.2.3. Zeitliche Einschränkungen

Sofern die externe Stromversorgung und die jeweiligen Wärmeabfuhrsysteme und Wärmesenken zur Verfügung stehen, gibt es keine zeitlichen Einschränkungen bei der Nachwärmeabfuhr des Reaktors.

Bei Ausfall der unterschiedlichen Stromquellen und Wärmesenken gelten die in den Kapiteln 7 und 8 aufgeführten Fristen.

Stehen die Nachkühlsysteme, die ECCS-Systeme und/oder das SEHR mit ihren Wärmesenken (Nebenkühlwasser und/oder Grundwasser) inklusive ihrer Stromversorgung zur Verfügung, ist ihre Funktion hauptsächlich von den Dieselvorräten abhängig. So gelten für die Notstromdiesel der Divisionen 11/21 und 31 jeweils eine Diesellaufzeit von ca. 5.3 Tagen bei Volllast [100]. Ein SEHR Diesel kann ohne Nachzufüllen ca. 44 h bei Nennlast betrieben werden [107]. Geht man von realistischen Werten beim Stromverbrauch der jeweils benötigten Umwälzpumpen aus, so sind die Notstromdiesel ca. 10 Tage lang und das SEHR System ca. 86 h ohne Nachzutanken betriebsfähig. Ist keine Wärmesenke mehr vorhanden, so gilt das Niveau des DAK Inventars als ausschlaggebendes Kriterium. Bei kontinuierlichem Zuführen von Dampf in die DAK erwärmt sich das Inventar und beginnt zu Verdampfen. Nach 73 h ist soviel Wasser in der DAK verdampft, dass die Ansaugstutzen freiliegen und kein Wasser mehr aus der DAK in den RDB zugeführt werden kann [130].

3.3.2.4. Zugeordnete Stromquellen

In Tabelle 3-10 werden die wichtigen Systeme mit ihrer Stromversorgung (Schienen, Spannung) dargestellt.

Ak.-Nr.	System	El. Division, Stromschiene	Batteriegestützt
SA/SB	Turbinenanlage	10/20CB	-
SD	Kondensator	10/20BE; 10/20BF	-
SE/SF	Bypassystem	10/20CB; 10/20BE;10/20BF	-
TJ	Hochdruck-Kernsprühsystem (HPCS)	31BM;31CM; 31FM;31ES; 31FR/FS; 31FT	31FM;31ES; 31FR/FS; 31FT
TM	Reaktorkernisolations-Kühlsystem (RCIC)	11/21ES; 11/21DR; 11ET; 11/21FN	11/21ES; 11/21FN
TK	Niederdruck-Kernsprühsystem (LPCS)	11BM, 11DQ; 11DR; 11ET; 11ES; 11FN	11ES; 11FN
TH11	Niederdruck-Kernflutssysteme (LPCI)	11BM; 11DQ; 11DR; 11ES; 11ET; 11FN; 11FM	11ES; 11FN; 11FM
TH12/13	Niederdruck-Kernflutssysteme (LPCI)	21BM; 21DQ; 21DR; 21ES; 21ET; 21FN; 21FM	21ES; 21FN; 21FM
TF	Notstandssystem (SEHR)	51/61BM; 51/61CM;50/60CM 51/61ES; 51/61FM	51/61ES; 51/61FM
YB(ADS)	Automatisches Druckentlastungssystem (ADS)	11/21ES; 51/61ES; 11/21FM;	11/21ES; 51/61ES; 11/21FM;

Ak.-Nr.	System	El. Division, Stromschiene	Batterilegestützt
VE	Notkühlwasser (ESW)	11/21BM;11/21/31DT; 11/21DR	-
VG	Nukleares Zwischenkühlwasser (NICCW)	10/20BC; 10/20DR	-
VF	Nebenkühlwasser	10/20BC; 10/20DC,DR,DK	-
VC	Hauptkühlwasser	10/20BE; 10/20BF; 10/20DG; 10/20DM	-

Tabelle 3-10: Systeme und zugeordnete Stromschienen

Kernnotkühlsysteme

Die Stromversorgungen der ECCS-Systeme sind an die Notstromschienen angeschlossen. Diese erhalten Energie von [100]:

- Eigenbedarf (Betriebliche Stromversorgung)
- Fremdeinspeisung (Ausnahme SEHR, HPCS)
- Notstromdiesel (5 Divisionen (11,21,31,51,61), 2 davon für SEHR (51, 61); jeweils

Die Versorgung der ADS-Ventile erfolgt über die Gleichstromanspeisungen mit 220 V.

Die folgende Abbildung 3-6 zeigt die Zuordnung der Kernnotkühlsysteme zu den jeweiligen Stromquellen.

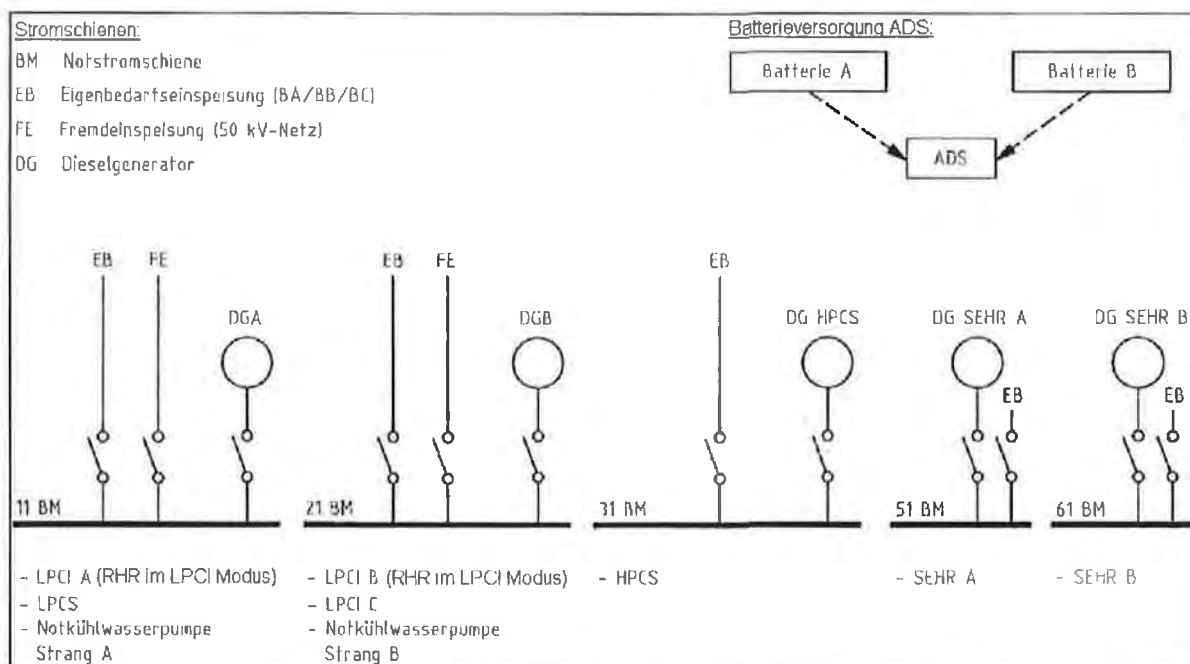


Abbildung 3-6: Stromschienen/-Quellen der Kernnotkühlsysteme [100]

3.3.2.5. Zugeordnete Wärmesenken

Die Übersicht der Kühlwassersysteme und Wärmesenken des KKL ist in Tabelle 3-11 und Abbildung 3-4 dargestellt. Die Zuordnung der Systeme zu ihren Wärmesenken ist in folgen-

der Tabelle zusammengefasst. Die Diversität der einzelnen Systeme ist in Abschnitt 3.3.2.1 detailliert beschrieben.

Ak.-Nr.	System	Kühlwasserquelle	Wärmesenke
SA/SB	Turbinenanlage	-	Kondensator
SD	Kondensator	-	Hauptkühlwasser
SE/SF	Bypasssystem	-	Kondensator/ Hauptkühlwasser
TJ	Hochdruck-Kernsprühsystem (HPCS)	KaKo, Grundwasserbrunnen	DAK, Notkühlturm (D/G)
TM	Reaktorkernisolations-Kühlsystem (RCIC)	RHR-Kondensat, KaKo	DAK
TK	Niederdruck-Kernsprühsystem (LPCS)	DAK	DAK
TH	Niederdruck-Kernflutssysteme (LPCI)	-	RHR(WT), NICCW/ESW
TF	Notstandssystem (SEHR)	Grundwasserbrunnen	SEHR WT
YB(ADS)	Automatisches Druckentlastungssystem (ADS)	-	DAK
VE	Notkühlwasser (ESW)	Grundwasserbrunnen	Notkühlturm
VG	Nukleares Zwischenkühlwasser (NICCW)	-	VF
VF	Nebenkühlwasser	Rhein	Rhein
VC	Hauptkühlwasser	-	Kühlturm

Tabelle 3-11: Wärmesenken der Systeme

Wegen der hohen Bedeutung der Kernnotkühlsysteme, sind dazu noch weitere Informationen erwähnt.

System	Ansaugung	Wärmesenke	Bemerkungen	Menge [kg/s]	Druck [bar]
HPCS	KAKO/DAK	DAK	Kein Wärmetauscher, langfristig muss ein LPCI (A, B) oder SEHR die Kühlung der DAK übernehmen.	106	87.5
RCIC	KAKO/DAK	DAK	wie HPCS	46	90.8
LPCS	DAK	DAK	wie HPCS	394	23.4
LPCI (RHR)	DAK	RHR WT (NICCW/ESW)	RHR-Wärmetauscher A bzw. B. Letzte Wärmesenke ist das Nebenkühlwasser, d.h. der Rhein (via NICCW) oder das Notkühlwasser, d.h. die Luft via Notkühltürme.	460	9.9
ADS	-	DAK	8 Abblaseventile entlasten das Reaktor-druckgefäß (nach SCRAM) bei tiefem Reaktorniveau oder hohem Drywelldruck in das Druckabbaubecken.	100	70
SEHR	DAK	SEHR Wärmetauscher (GrWa)	SEHR-Wärmetauscher. Letzte Wärmesenke ist das Grundwasser, das nach der Wärmeaufnahme im SEHR-Wärmetauscher letztlich in den Rhein gelangt. In Fig. 2 von [100] ist neben der Zuordnung Pumpen-Dieselgeneratoren auch die Wasserversorgung und die Zuordnung der Wärmetauscher schematisch dargestellt.	430	11

Tabelle 3-12: Daten und Wärmesenken der Kernnotkühlsysteme [100]

3.3.3. Wärmeabfuhr vom BE-Lagerbecken zur Wärmesenke

3.3.3.1. Vorhandene Ausrüstungen

Nachfolgende Systeme gewährleisten die Wärmeabfuhr der BE-Becken.

BE-Lagerbeckenkühlung Fuel Pool Cooling and Clean-Up System (FPCCU, TG)

Die im Brennelementbecken und bei einem normalen BE-Wechsel im Containmentbecken anfallende Nachzerfallwärme des abgebrannten Brennstoffes wird durch das FPCCU über die zwei parallelen Wärmetauscher (TG11/12B001) an das nukleare Zwischenkühlsystem NICCW (Loop 0) und damit an die Wärmesenke Rhein abgegeben. Das warme Wasser wird von den zwei parallelen FPCCU-Pumpen (10TG11D001 und 20TG12D001) vom Brennstoffbecken-Überlauf tank angesaugt und durch die Wärmetauscher gefördert. Das gekühlte Wasser wird in den zwei parallelen Anschwemmfiltern gereinigt und je nach Betriebsart, in das Brennelementbecken oder in die Brennelement- und Containmentbecken über Diffusoren mit Vakuumbrecher zurückgefördert. Für den Fall, dass eine der zwei Pumpen ausfällt, ist eine dritte, auf einem Grundrahmen montierte Motor/Pumpeneinheit im FPCCU-Pumpenraum gelagert. Diese Reserveeinheit muss innerhalb von 10 Stunden nach dem Ausfall einer Pumpe angeschlossen und zugeschaltet werden, um die Kühlung und Reinigung der Brennelementbecken zu gewährleisten [105].

Bei einem ausserordentlichen BE-Wechsel (mehr als 190 BE im Containmentbecken) wird das Becken zusätzlich durch das Containment-Brennelementlagerbecken-Kühlsystem (CFPC) gekühlt. Das CFPC (TH24) ist eine Ergänzung der RHR-A und B Systeme. Das Containment-Lagerbeckenkühlsystem (CFPC-System) hat die Aufgabe, während der BE-Wechselperiode bis zu 648 BE (eine Kernladung) zu kühlen, die sich im Kompaktlager PR50G001 im Containment-BE-Lagerbecken (CLB) ZA20R022 befinden. Das CFPC-System ist eine Ergänzung zu den bestehenden RHR-Systemen und benutzt dessen Pumpen, Wärmetauscher usw. Es ist so ausgelegt, dass es die Nachzerfallwärme eines ganzen Kerns abführen kann [105].

RHR (TH)

Unterstützung BE-Becken-Kühlsystem

Bei Ausfall des BE-Becken-Kühl- und Reinigungssystems TG, oder des NICCW-Loop 0, oder wenn die abzuführende Wärmemenge zu gross ist, kann die BE-Beckenkühlung über spezielle Querverbindungen mit den RHR-Pumpen und Wärmetauschern wie folgt sichergestellt werden:

- Ansaugung aus dem Brennelementlagerbecken (BE-Gebäude) über eine Stichleitung, welche in eine "Annulus-Ringleitung" mündet, von der zwei Querverbindungen zu den RHR-Pumpen A und B führen.
- Nach den Wärmetauschern zweigen zwei Querverbindungen ab, welche wieder in eine "Annulus-Ringleitung" münden, aus der eine gemeinsame Leitung zurück ins Brennelementlagerbecken führt.
- Das Containment-Lagerbecken kann während BE-Wechsel durch die Betriebsart "Abfahrkühlung" über die Absperrschieber gekühlt werden.

Kühlung des BE-Kompaktlagers im Containment

Diese Betriebsart wird gebraucht, wenn der ganze Reaktorkern zwecks Prüfung des Druckgefässes ausgeladen werden muss. Eine RHR-Pumpe (A/B) saugt Wasser vom Containment-Kompaktlager an und führt es zum RHR-Wärmetauscher A/B, wo es gekühlt und danach wieder ins obere Containmentbecken geleitet wird [104].

Alternative Einspeisung in die BE-Becken

Bei Auftreten eines auslegungsüberschreitenden Störfalls (z.B. grösser als SSE) mit Ausfall des BE-Beckenkühlsystems kann das Brennelementbecken durch eine separate, diversitäre für SSE ausgelegte Füllleitung (TG20Z015) direkt von extern mit Kühlwasser befüllt werden, um eine ausreichende Wasserüberdeckung der Brennelemente zu gewährleisten. Der fest installierte Notanschluss dazu befindet sich in der Brennelementeinfahrt. Dieser kann aus verschiedenen Kühlwasserquellen (z.B. TLF, mobile Pumpe aus Rhein oder Grundwasserbrunnen, Kühlturmtassenwasser, etc.) bespeist werden. Zusätzlich sind fest installierte Feuerlöschwasseranschlüsse am Beckenrand angebracht, welche durch das Hochreservoir oder durch externe Zuleitungen vom TLF oder ähnlichem versorgt werden können [128].

Weitere Einspeisemöglichkeiten in das Brennstofflagerbecken können durch die Betriebseinspeisung mit Deionat (UD) oder Kaltkondensat (RR70) durchgeführt werden.

Notfallmassnahmen zur Wärmeabfuhr aus den BE-Becken zur Wärmesenke

Dazu gibt es, wie bereits in Abschnitt 3.3.2.1 erwähnt, in Kapitel 9 eine ausführliche Beschreibung zu den Störfallanweisungen (SFA), die bei auslegungsüberschreitenden Ereignissen angewendet werden.

3.3.3.2. Standorte

Die für die BE-Becken relevanten Systeme befinden sich in folgenden Gebäuden nach Tabelle 3-13.

Ak.-Nr.	System	Standort (Gebäude)	Auslegung
TG	BE-Becken Kühl-/Reinigungssystem (FPCCU)	ZA; ZB1; ZD1	SSE, Flugzeugasturz
TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	ZA; ZC1	SSE, Flugzeugabsturz

Tabelle 3-13: BE Lagerbecken System Standorte

3.3.3.3. Zeitliche Einschränkungen

Hier wird hauptsächlich der Fall der Verdampfung der einzelnen Brennelement-Lagebecken bis zur Abdeckung der Brennelemente bei Ausfall aller Kühlsysteme betrachtet. Detaillierte Informationen finden sich in Kapitel 8. Dabei sind mehrere Fälle zu betrachten, da die drei BE-Lagerbecken über ein unterschiedliches Wasserinventar verfügen.

Brennelementlagerbecken im BE-Becken Gebäude (ZD1)

Beide BE-Becken: Zeit bis zur Abdeckung der BE: ca. 25.3 Tage [51]

⇒ Brennelementbeckeninstrumentierung:

Das KKL hat nach Fukushima erste Schritte zur Projektierung einer Instrumentierung der Wasserhöhe und der Temperatur im BE-Becken begonnen. Es ist geplant, diese störfallfeste Instrumentierung mit einer Anzeige zur Überwachung des BE-Becken-Zustandes mit dem Kommandoraum zu verbinden.

Containmentlagerbecken im Reaktorgebäude (ZA)

Zeit bis zur Abdeckung der BE: ca. 73 h (~ ca. 3 Tage und gilt nur während Revision, da sich keine BE während des Leistungsbetriebes in diesem Lagerbecken befinden) [130]

3.3.3.4. Zugeordnete Stromquellen

Die den Systemen zugeordneten Stromquellen finden sich in Tabelle 3-14.



Ak.-Nr.	System	El. Division, Stromschleife	Batteriegestützt
TG	BE-Becken Kühl-/Reinigungssystem (FPCCU)	CL; DQ; JC	-
TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	11/21BM; 11/21 DQ; 11/21 DR; 11/21 ES; 11/21 JC	11/21 ES

Tabelle 3-14: Zugeordnete Stromquellen

3.3.3.5. Zugeordnete Wärmesenken

Die den Systemen zugeordneten Wärmesenken sind in Tabelle 3-15 zusammengestellt. Die Diversität der einzelnen Systeme ist in Abschnitt 3.3.3.1 detailliert beschrieben.

Ak.-Nr.	System	Wärmesenke
TG	BE-Becken Kühl-/Reinigungssystem (FPCCU)	NICCW
TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	RHR (WT), NICCW, ESW

Tabelle 3-15: Wärmesenken

3.3.4. Wärmeabfuhr vom Containment zur Wärmesenke

3.3.4.1. Vorhandene Ausrüstungen

Nachfolgende Systeme gewährleisten die Wärmeabfuhr aus dem Containment.

Lüftungsanlage Containment (TL15/16)

Aufgabe der Lüftungsanlage ist die Versorgung des Containments mit aufbereiteter Aussenluft und das Abführen der anfallenden Wärme, sowie die Unterdruckhaltung auf -0,6 mbar.

Die Lüftungsanlage für das Containment besteht aus einer Zuluft- und Abluftanlage, wobei Komponenten wie Filter, WT, Klappen der ZL Anlage in gemauerten Kammern eingebaut sind. Die Aussenluft wird filtriert und auf eine Einblasetemperatur von 20°C geregelt. Wenn im Sommer die Aussentemperatur 20°C übersteigt wird die Einblasetemperatur durch Regelung des Kaltwassers (UF) auf 20°C geregelt [115].

Umluftkühlanlage (TL11; 12; 13)

Die Umluftkühler TL11/12 halten im Containment eine konstante Raumlufttemperatur von <30°C, in dem die Kaltwassermengen durch die Kühler geregelt werden.

Der Umluftkühler TL13 hält in den Räumen des RWCU'S (TC) eine max. Temperatur von 65°C. Mittels Kaltwasser von den Kältemaschinen (UF) wird die Wärmelast von den Kühlern (TL11/12) über das Nebenkühlwasser (VF; LOOP-0) abgegeben, TL13 wird direkt vom NICCW (VG) gekühlt [115].

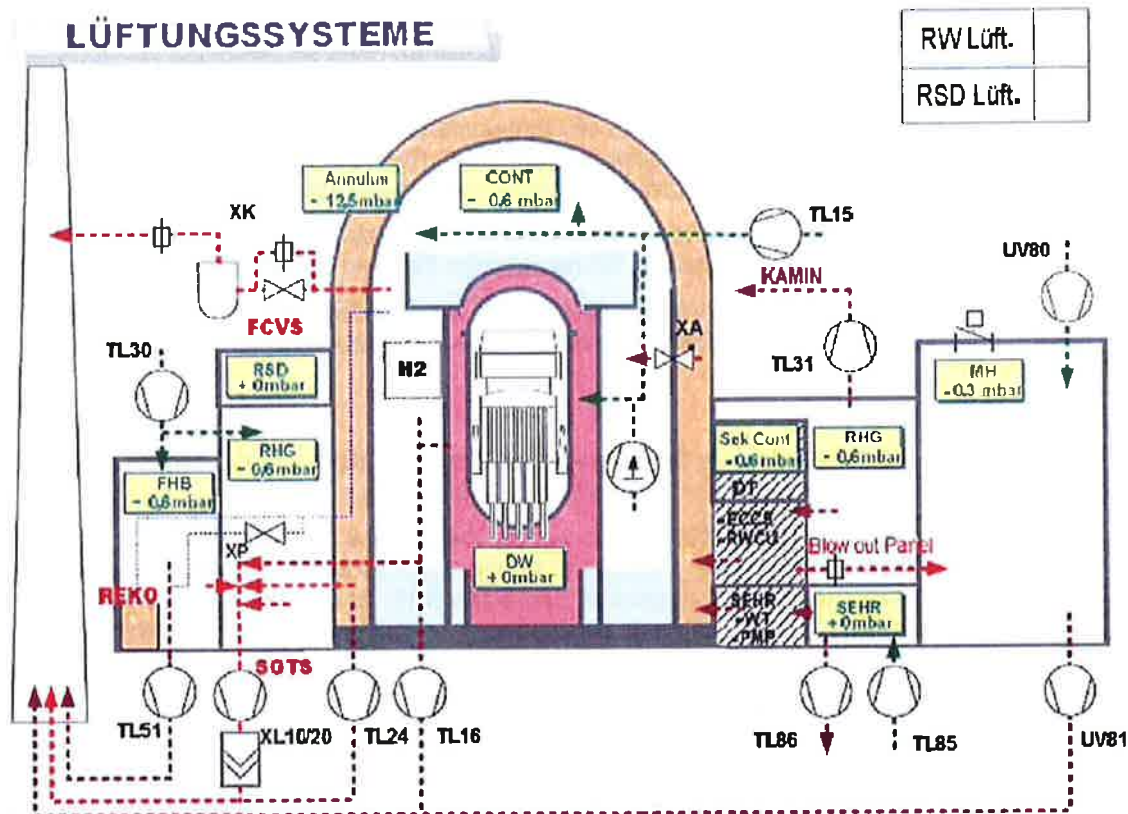


Abbildung 3-7: Lüftungssysteme des Containment mit FCVS [127]

RHR (TH), Containment-Kühlung über DAK-Kühlung

Die Containmentwärme wird über das Druckabbaubecken (DAK) abgeführt. Dies geschieht durch die RHR-Kreisläufe A und B, mit welchen aufgewärmtes Wasser aus der DAK durch via RHR-Wärmetauscher gekühlt und wieder in die DAK zurückgeführt wird. Die Temperatur der DAK darf 85 °C nicht überschreiten. Diese Betriebsart muss von Hand eingeschaltet werden, falls die DAK-Temperatur 32 °C erreicht. Die Containmentwärmeabfuhr geschieht über RHR-WT an das NKW in die Wärmesenke Rhein, oder via RHR-WT an das Notkühlwasser VE an Wärmesenke VE-Notkühlturm [104].

DAK-Zusatzwasser (SPMU, TH)

Die Aufgabe des DAK-Zusatzwassersystems ist, nach einem Kühlmittelverluststörfall (LO-CA) automatisch für die notwendige Zusatzwassermenge zu sorgen. Das Zusatzwasser wird auch als Teil der Langzeit-Wärmesenke (Druckabbauwasser) benötigt. Die zusätzliche Wärmeabfuhr wurde bei der Dimensionierung der RHR-Wärmetauscher berücksichtigt.

Das DAK-Zusatzwasser-System (TH30) besteht aus zwei identischen Teilsystemen. Jedes System besteht aus einer vertikalen Rohrleitung, die vom oberen Lagerbecken für den Wasserabscheider in die DAK führt. Zwei nacheinander angeordnete Absperrventile, die normalerweise geschlossen sind, verhindern die ungewollte Entleerung des oberen Beckens.

Bei Auslösung des Systems werden diese Ventile automatisch geöffnet und das vorgesehene Wasservolumen strömt infolge der Schwerkraft durch die beiden Leitungen in die DAK.

Zusätzlich steht im Lagerbecken für den Wasserabscheider weiteres Wasser zur Verfügung. Dabei ist wichtig, dass in allen Betriebsarten ohne BE-Wechsel die Schleusen zwischen den genannten Becken offen sind.

Die Rohrleitungen werden im Containment längs der Drywellwand geführt und enden oberhalb dem Höchstwasserniveau der DAK. Rohrleitungen und Absperrventile sind auf innere Druckbelastungen, Erdbebenlasten und Schwallkräfte ausgelegt.

Zu jedem Teilsystem gehören zwei Niveaumess- und Anzeigesysteme (Niveauanzeige für das Druckabbaubecken, Niveauanzeige für das Lagerbecken des Wasserabscheiders)

Durch die Niveauanzeige für die DAK werden Alarme bzw. die automatische Öffnung der Zusatzwasserventile ausgelöst. Dieses Anzeigesystem ist weitgehend redundant ausgelegt [104].

SEHR (TF)

Mit der Betriebsart Containmentkühlung (DAK-Kühlung, CC-Mode) kann auch über das SEHR-System das Containment gekühlt werden.

Die Hauptpumpe fördert das warme Wasser aus der DAK über den SEHR-Wärmetauscher (Kühlwasserquelle: diversitärer Grundwasserbrunnen) wieder über die DAK-Rücklaufschieber, abgekühlt zurück die DAK. Die Initialisierung erfolgt von Hand oder automatisch durch bestimmte Auslösekriterien [107]. Die Wärmesenke ist in diesem Fall schliesslich der Rhein.

Filtered Containment Venting (FCVS; XK)

Das FCVS hat die Aufgabe nach einem auslegungsüberschreitenden Unfall das Bersten des Containments zu verhindern Wärme aus dem Containment abzuführen und während der Druckabsenkung die Abgabe von radioaktiven Aerosolen und Jod an die Atmosphäre zu minimieren [103].

Weiterhin ist das FCVS bei einem auslegungsüberschreitenden Unfall mit Freisetzung von Kernmaterial ins Primärcontainment unter der Bedingung des Ausfalles des SEHR-Systems im Zusammenhang mit alternativer SAM-Einspeisung in den RDB als eine ultimative, diversitäre Wärmesenke zu verstehen. Diese kann im Sinne eines „Feed & Bleed“ etwa 37 MWth an Nachzerfallswärmeleistung über den Kamin an die Umgebung abführen.

Das System besteht im Wesentlichen aus der Schmutzgasleitung, den aktiven und passiven Absperr- und Drosselarmaturen, den 2 Filterbehälter (Nasswäschefilter) mit einem Natrium-Thiusulfatbehälter und der Reingasleitung.

Die Ansaugung (Schmutzgasleitung) durchdringt das Containment und verzweigt sich in einen aktiven und einen passiven Strang. Vor der Verzweigung ist eine elektrisch- und manuell bedienbare Absperrdrosselklappe eingebaut, die im Normalbetrieb offen ist. Der aktive Strang enthält ebenfalls eine elektrisch- und manuell bedienbare Absperrdrosselklappe (normal geschlossen), während der passive Strang mit einer Berstscheibe abgesperrt ist.

Nach den beiden parallelen Strängen werden die Leitungen zusammengeführt und in einer Leitung zum Dach des Reaktorhilfsgebäudes geführt, wo sie sich wieder teilt und in jeweils einen der beiden Filterbehälter mündet.

Den Filterbehältern ist ein Speicherbehälter zugeordnet, welcher mit Natrium-Thiusulfat gefüllt ist. Eine Verbindungsleitung zwischen Schmutzgasleitung und Speicherbehälter, sowie vom Speicherbehälter in die Filterbehälter bewirkt im Anforderungsfall eine passive Zumischung des Natrium-Thiusulfat in die Filterbehälter [103].

In beiden Filterbehältern (Nasswäschern), welche mit einer Wasservorlage mit Natriumkarbonat-Zusatz ca. zur Hälfte gefüllt sind, wird das Gas-Dampfgemisch zuerst über die Düsen entspannt und anschliessend werden die Aerosole und das elementare Jod durch den Nasswäscher abgeschieden.

Das in den Nasswäschern gereinigte Gasgemisch wird in einer gemeinsamen Reingasleitung bilanziert zum Abluftkamin geführt und von dort an die Atmosphäre abgegeben. Zur Verhinderung des Containment-Versagens und zur Verminderung radioaktiver Abgaben wurden folgende Auslegungs-Parameter festgelegt:

Begrenzung des Containment-Überdruckes auf 2,1 bar: Nachwärmeabfuhr von 30 MWth bei Abblasemenge von 13.77kg/s und einem Abblasedruck von 2.55 bar (128°C)

Überlastbetrieb bei 126 % Menge mit einer Wärmeabfuhr von 37.5 MWth bei einer Abblasemenge von 17.36 kg/s und einem Abblasedruck von 3.1 bar (134°C).

Einhaltung obiger Faktoren bei einer Abblasemenge von 30-125 %; Abblasetemperatur max. 140°C; Filterbelastung bis 150 kg und einer Betriebsdauer min. 24 h ohne Nachspeisung der Wasservorlage. Die Rückhaltefaktoren der Filter betragen mindestens 2000 für Aerosole und mindestens 200 für elementares Jod.

Der aktive Strang wird im Anforderungsfall bei einem Containmentdruck von 1,4 bar abs. durch das Öffnen der Absperrdrosselklappe durch das Bedienungspersonal gemäss Anweisungen in den SFV- und NFA- Unterlagen manuell in Betrieb gesetzt. Dies wird fernbedient von einer strahlengeschützten Position aus durchgeführt. Wird diese Inbetriebnahme nicht eingeleitet, so wird bei einem Containment-Druck von 3.1 bar abs. der passive Strang durch das Ansprechen der Berstscheibe selbstständig geöffnet.

Notfallmassnahmen zur Kühlung des Containments

Wie in den Abschnitten 3.3.2.1 und 3.3.3.1 bereits erwähnt, gibt es in Kapitel 9 eine ausführliche Beschreibung zu den Störfallanweisungen (SFA), die bei auslegungsüberschreitenden Ereignissen zum Einsatz kommen. Zu den wichtigsten Containment-einspeisungen gehören die Massnahmen nach Tabelle 3-16.

AM Containment-einspeisungen		Druck [bar]	m' [kg/s]	El. Ansp.
SFA-1704-AM03	Containment-Einspeisung mit RR /HPCS	80	200	31BM 10/20DG
SFA-1704-AM04	Containment-Einspeisung mit ESW-B	6	25	21BM
SFA-1704-AM05	Containment-Einspeisung aus BE-Lager	0.2	33	0/20CA 10/20CL
SFA-1704-AM06	Containment-Einspeisung mit RR über SPCU (KAKO)	5	20	10/20CA
SFA-1704-AM07	Containment-Einspeisung mit UJ über HPCS bzw. RHR-A / B / C und UX (Reservoir Hinterberg od. TLF ab Kühlturmtasse)	3	45	keine
SFA-1704-AM08	Containment-Einspeisung mit RR über RHR Füll-Leitungen	5	20 (60)	10/20CA

Tabelle 3-16: SFA zusätzliche Containment-einspeisungen [128]

3.3.4.2. Standorte

Die Unterbringung der Systeme zur Containmentkühlung in den jeweiligen Gebäuden wird in Tabelle 3-17 dargestellt. Mit Abbildung 3-2 und Abbildung 3-7 ist es möglich einen Überblick über die räumliche Trennung der Systeme zu bekommen.

Ak.-Nr.	System	Standort (Gebäude)	Auslegung
TL15/16	Lüftungsanlage Containment	ZA; ZB1	SSE, Flugzeugabsturz SSE/OBE
TL11/12/13	Umluftanlage Containment	ZA	SSE, Flugzeugabsturz
TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	ZA; ZC1	SSE, Flugzeugabsturz
TF	Notstandssystem (SEHR)	ZA; ZC2	SSE, Flugzeugabsturz
XK	Gefilterte Containment-Druckentlastung	ZA; ZC3	SSE, Flugzeugabsturz (Innere Ausrüstungen)

Tabelle 3-17: Standorte

3.3.4.3. Zeitliche Einschränkungen

Zeitliche Einschränkungen sind bei Systemfunktionalität und Wirksamkeit der AM Massnahmen nicht zu erwarten.

Falls keine Einspeisemassnahmen und kein System zur Nachwärmeabfuhr aus dem Containment zur Verfügung stehen, so gilt als Abschneidekriterium die Freilegung der ECCS Ansaugungen (Niveauunterschreitung der DAK Füllung) in der DAK durch Verdampfung des DAK Inventars. Dies ist bei funktionierender Reaktorabschaltung und Containment Isolation nach 73 h erreicht [130]. Jedoch ist das Eintreffen eines solchen Szenarios aufgrund der vielfältig vorbereiteten SAM Containment einspeisungen sehr unwahrscheinlich.

3.3.4.4. Zugeordnete Stromquellen

Die wichtigsten zu den Systemen gehörenden Stromquellen sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst

Ak.-Nr.	System	El. Division, Stromschiene	Batterlegestützt
TL15/16	Lüftungsanlage Containment	10/20CA	-
TL11/12/13	Umluftanlage Containment	10/20DR;10/20DQ	-
TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	11/21BM; 11/21 DQ; 11/21 DR; 11/21 ES; 11/21 JC	11/21 ES
TF	Notstandssystem (SEHR)	51/61BM; 51/61CM;50/60CM 51/61ES; 51/61FM	51/61ES; 51/61FM
XK	Gefilterte Containment-Druckentlastung	11DR;10DH; 11FM/FN	11FM/FN

Tabelle 3-18: Zugeordnete Stromquellen

3.3.4.5. Zugeordnete Wärmesenken

Die Übersicht der Kühlwassersysteme und Wärmesenken des KKL ist in Tabelle 3-19, Abbildung 3-4 und Abbildung 3-7 dargestellt. Die, in den folgenden Systemen anfallende Wärme wird über die nach Tabelle 3-19 dazu gehörigen Wärmesenken abgeführt. Die Diversität der einzelnen Systeme ist in Abschnitt 3.3.4.1 detailliert beschrieben.

Ak.-Nr.	System	Wärmesenke
TL15/16	Lüftungsanlage Containment	UF/VF
TL11/12/13	Umluftanlage Containment	UF/VF/NICCW
TH	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)	RHR(WT),NICCW/ESW
TF	Notstandssystem (SEHR)	SEHR WT(GrWa)
XK	Gefilterte Containment-Druckentlastung	XK-Filter/Kamin

Tabelle 3-19: Wärmesenken zur Containmentkühlung**3.3.5. Wechselstromversorgung**

Die Stromversorgung des KKL ist durch seinen hohen Redundanz- und Diversitätsgrad in hohem Masse unterbruchsfrei. Der Betrieb eines oder mehrerer Notkühlsysteme ist daher jederzeit gewährleistet. Die elektrische Systemabgrenzung geschieht mit sogenannten Divisionen (10/11; 20/21; 31; 51; 61). In der Divisionsbezeichnung steht eine 1 an der zweiten Stelle, wenn es sich um die Spannungsversorgung eines für die Sicherheit relevantes System handelt und der bauliche Standard (in diesem Fall 1E klassifiziert) einem SSE standhält [103].

Jeder (elektrischen) Division ist ein Dieselgenerator (DG) zugeordnet. Die vertikale Unterteilung des Eigenbedarfs erfolgt nach Spannung und Stromart in die sogenannten Spannungsebenen. Der Aufbau wird unterteilt in Betriebssysteme, Sicherheitssysteme und die Verbindung nach aussen.

Zur Stromversorgung stehen folgende Quellen zur Verfügung [103]:

- der eigene Turbogenerator des Kraftwerks
- zwei Einspeisungen von der 380 kV-Ringleitung Laufenburg-Beznau
- zwei 50 kV-Einspeisungen (Unterwerk Beznau, Wasserkraftwerk Klingnau)
- fünf Dieselgeneratorgruppen für die elektrische Versorgung von Sicherheitssystemen und des zweisträngigen Notstandsystems
- ein SAMG – Diesel (150kW) zur Wiederaufladung von Batterien im SBO und Total-SBO Fall.

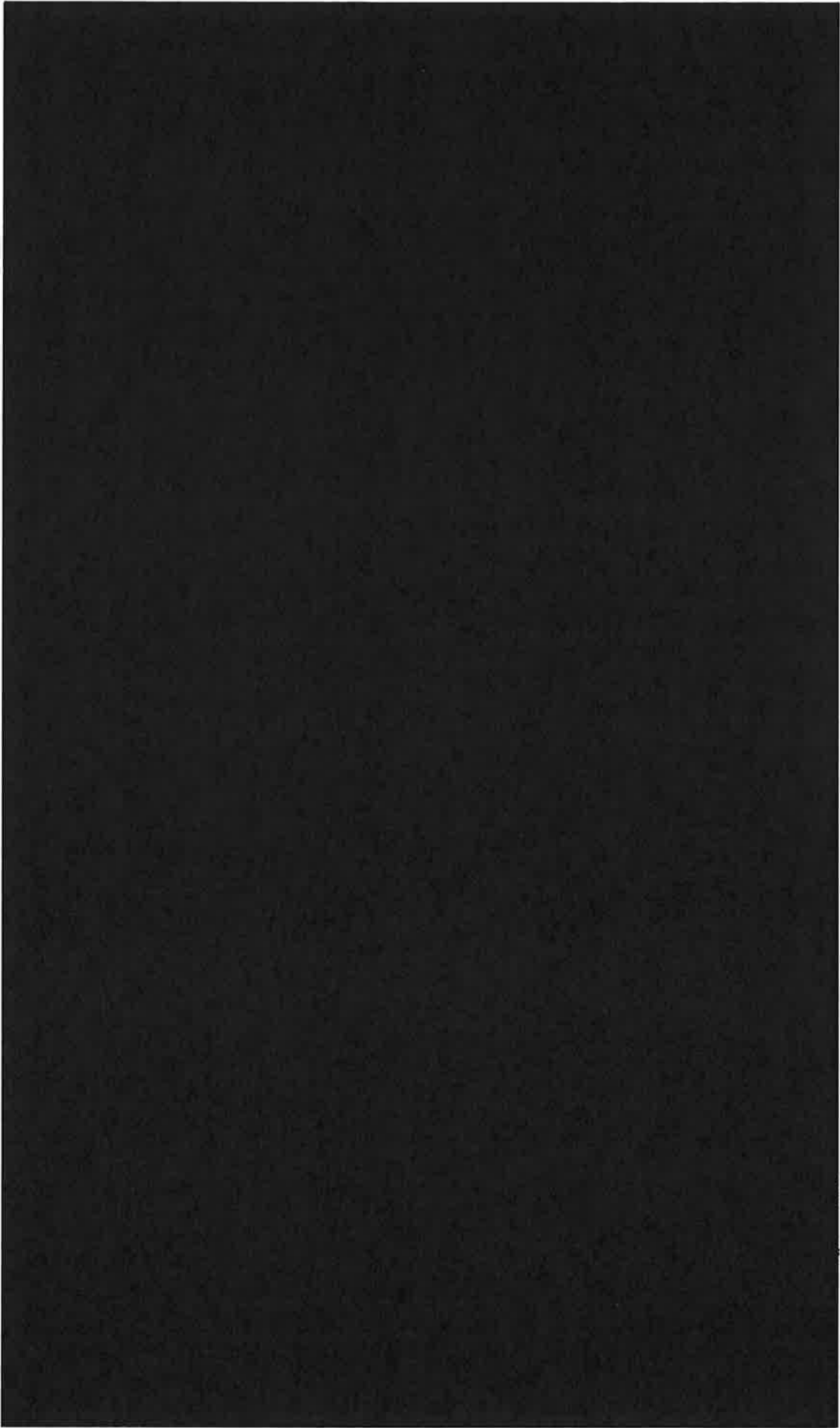


Abbildung 3-8: Übersicht Eigenbedarfs- und Notstromversorgung [126]

_____ KERNKRAFTWERK LEIBSTADT AG _____

28.10.11 15:24

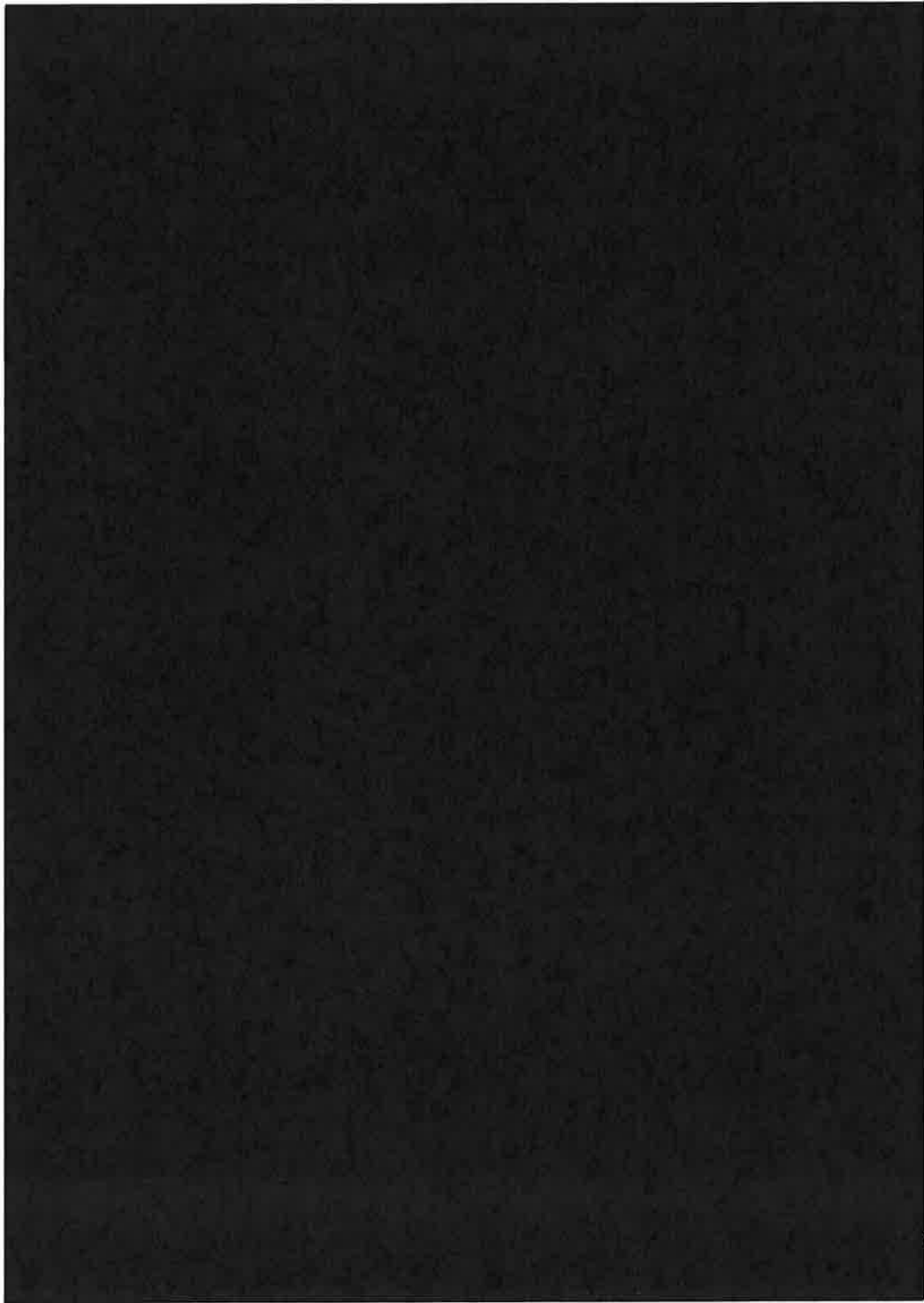


Abbildung 3-9: Übersicht Standorte Eigenbedarfs- und Notstromversorgung mit Unterscheidung in Betriebs- und Sicherheitssysteme [102]

_____ **KERNKRAFTWERK LEIBSTADT AG** _____

28.10.11 15:24

3.3.5.1. Verbindungen zum Überlandnetz

a) Vorhandene Ausrüstungen

Die Anlage ist über zwei Freileitungen an das 380 kV Netz angeschlossen. Die gesamte Leistung von etwa 1'200 MW kann über eine einzige 380 kV-Leitung abgeführt werden.

Zwei 50 kV-Fremdeinspeisungen vom Unterwerk Beznau und vom Wasserkraftwerk Klingnau führen über getrennte Leitungen mit je einem Dreiwicklungstransformator in die Anlage. Die eine Wicklung 6,6 kV versorgt die Notstromschienen BM (Ausnahme 31BM) und die Kühlwasserschienen BC und gewährleistet die sichere Abfuhr der Nachzerfallswärme aus dem Reaktor, wenn das 380 kV-Netz ausfällt und kein Inselbetrieb möglich ist.

Die andere Wicklung 10 kV speist als einzige Versorgung die Elektrokessel (2*13.5 MW) für die Hilfsdampferzeugung. Im Generatableitungsstrang liegt die Eigenbedarfsentnahmestelle zwischen Generatorschalter und Blocktrafo. Dieses Konzept erlaubt das Anfahren mit dem 380 kV-Netz. Abbildung 3-8 zeigt eine Übersicht über die wichtigsten Divisionen und Schienen sowie deren Verschaltung.

Bei einem totalen Ausfall des Aussennetzes (T-LOOP = Total Loss Of Offsite Power), 380 kV und 50 kV wird die Notstromversorgung der Divisionen A/B und HPCS aktiviert. Die BM Notstromschienen, die im Normalfall vom Eigenbedarfsnetz versorgt werden, bekommen nun ihren Strom durch diese drei DG-Einspeisungen. Die drei Notstromdiesel A, B und HPCS starten auch bei einem Kühlmittelverluststörfall (LOCA = Loss Of Cooling Accident). Die Dieselgeneratoren Div. 51 und 61 (SEHR) starten nur im Anforderungsfall des Notstands-systems bei gleichzeitigem Ausfall der normalen Spannungsversorgung (BC). Alle DG-Gruppen sind räumlich und elektrisch klar voneinander getrennt [102].

b) Zuverlässigkeit

Die Analyse der Anlagen-internen Ereignisse sowie der Störmeldungen aus [36] und [117] führte zu folgenden Daten bzgl. der Zuverlässigkeit der 380 kV und 50 kV Anlagen. Es werden dabei die Ausfallraten dargestellt für die:

380 kV Anlage (AT/AC): $9/27\text{yr} = 0.33/\text{yr}$

50 kV Anlage (AD): $4/27\text{yr} = 0.15/\text{yr}$

50 kV Anlage (AE): $3/27\text{yr} = 0.11/\text{yr}$

3.3.5.2. Eigenbedarfsnetz

a) Kabelwege und Verteilungen

Die Einspeisung in die Kraftwerkseigenbedarfsanlage wird zwischen dem Generatorschalter und dem Blocktransformator entnommen. Das bedeutet, dass im Stillstand, bzw. während dem An- und Abfahren des Kraftwerkes die benötigte Energie aus dem 380 kV-Netz bezogen werden kann. Die gesamte Eigenbedarfsversorgung wird über die beiden Eigenbedarfs-transformatoren 10BD und 20BD sichergestellt. Die elektrische Weiterverteilung erfolgt über:

- Mittelspannungsanlagen (10 kV, 6.6 kV)
- Niederspannungsanlagen (380 V etc.)

Wenn das Kraftwerk durch Störung vom Netz getrennt wird, kann die Eigenbedarfsversorgung auch durch die Turbogruppe AT im Inselbetrieb aufrechterhalten werden [113].

Nach Tabelle 3-20 gelangen folgende Spannungsebenen zum Einsatz:

Spg. -Ebene	Anschlüsse/Verbraucher
27 kV	Gekapselte Generatorableitungen
10 kV	Motoren gr. 1 MW in Betriebssystemen und Elektrokessel
6,6 kV	Verbraucher zwischen 180 kW und 1 MW (Ausnahme: Reaktorumwälzpumpen, die mit ca. 4 MW auch an 6,6 kV angeschlossen sind)
380/220V	Verbraucher kleiner als ca. 200 kW

Tabelle 3-20: Spannungsebenen des KKL Eigenbedarfs [113]

10 kV Anlagen (Mittelspannungsebene)

Diese Schaltanlagen dienen der Verteilung elektrischer Energie für den gesamten Eigenbedarf des Kraftwerkes. Es werden total 4 Transformatoren mit je 16 MVA Leistung angespiessen. Im Weiteren erhalten die Betriebssysteme A (Div. 10) Kuppelfelder zu den Betriebssystemen B (Div. 20) [113]. Die Unterbringung der Transformatoren, deren Aufteilung und Schienenanspeisung ist in Tabelle 3-21 zusammengefasst.

Verbraucher 10 kV-Schienen

- Speisewasserpumpen (11 MW)
- Hauptkühlwasserpumpen (2 MW)
- Hauptkondensatpumpen (3 MW)

Bez.	Kanal	Titel	Aufstellungsort	Anzahl Felder
		10kV-Schiene	10kV-Gebäude	
10BE	A	Teil 1	Raum 10ZG06R003	8 *
10BF	A	Teil 2	Raum 10ZH06R004	8 *
20BE	B	Teil 1	Raum 20TH06R008	7 *
20BF	B	Teil 2	Raum 20ZH06R009	8 *

Tabelle 3-21: Anspelsung der 10 kV Schienen [113]

6.6 kV-Anlage (Mittelspannungsebene)

Diese Schaltanlagen dienen der Verteilung elektrischer Energie für den gesamten Eigenbedarf des Kraftwerkes und der Anspelsung aller elektrischen Verbraucher mit Leistungen über 180 kW. Der mechanische Aufbau entspricht den 10 kV-Schaltfeldern [113].

Bez.	Kanal	Titel	Aufstellungsort	Anzahl Felder
		6.6kV-Schiene	Betriebsgebäude	
10BA	A	Teil 1	Raum 10ZE10R036	10 a)
10BB	A	Teil 2	Raum 10ZE10R042	9 a)
10BC	A		Raum 10ZE10R038	18 a)
11BM	A		Reaktorhilfsgebäude „A“ Raum 11ZC16R111	11 a)
		6.6kV-Schiene	Betriebsgebäude	
20BA	B	Teil 1	Raum 20ZE10R037	11 a)
20BB	B	Teil 2	Raum 20ZE10R043	10 a)
20BC	B		Raum 20ZE10R039	18 a)
21BM	B		Reaktorhilfsgebäude „B“ Raum 21ZC16R116	11 a)
31BM	HPCS		Reaktorhilfsgebäude „C“ Raum 31ZC20R120	7 a)
51BM	SEHR-A		Notstandsbunker Raum 51ZC04R212	6 a)



Bez.	Kanal	Titel	Aufstellungsort	Anzahl Felder
61BM	SEHR-B		Notstandsbunker Raum 61ZE04R232	6 a)

Tabelle 3-22: Auflistung der 6.6 kV Verteilungen [113]

380 V-Anlage (Niederspannungsanlagen)

Die Hauptverteilungen sind so aufgeteilt, dass bei Ausfall eines 6,6/0,4 kV-Trafos, die Versorgung jeder Schiene, nach kurzem Unterbruch, via Kuppelschalter von einer gleichwertigen Verteilung aus, aufrechterhalten werden kann.

Die Unterverteilungen können über zwei hand-, bzw. motorbetätigte Lastschalter von zwei Hauptverteilungen angespeist werden. Die zwei Lastschalter sind elektrisch gegeneinander verriegelt, so dass Parallelbetrieb unmöglich ist [113].

AK	Netzart	Nennstrom	Anzahl Felder	Einbauort	Bem.
Kanal A					
10CA	NN	4000 A	10 (BBC)	ZE10R036	
10CB	NN	4000 A	6 (BBC)	ZE10R042	
10CC	NN	4000 A	5 (BBC)	ZE10R040	
10CK	NK	4000 A	6 (BBC)	ZE10R038	
10CL	NK	4000 A	7 (BBC)	ZE10R008	
11CM	NS	2500 A	4 (BBC)	ZE16R111	1E
11CN	NS	2500 A	3 (BBC)	ZC16R111	1E
51CM	NS	2500 A	7 (BBC)	ZC04R212	1E
Kanal B					
20CA	NN	4000 A	10 (BBC)	ZEL0R037	
20CB	NN	4000 A	6 (BBC)	ZE10R043	
20CC	NN	4000 A	5 (BBC)	ZE10R041	
20CK	NK	4000 A	5 (BBC)	ZE10R039	
20CL	NK	4000 A	7 (BBC)	ZE10R004	
21CM	NS	2500 A	4 (BBC)	ZC16R116	1E
21CN	NS	2500 A	3 (BBC)	ZC16R116	1E
31CM	NS	1200 A	3 (BBC)	ZC20R120	1E
31CN	NS	1200 A	2 (BBC)	ZC20R120	1E
61CM	NS	2500 A	7 (BBC)	ZC04R232	1E

NN Normalschienen

NK Nebenkühlwasserschienen

NS Sicherheitsschienen (1E)

Tabelle 3-23: Auflistung der 380 V-Hauptverteilung [113]

AK	Netzart	Nennstrom	Anzahl Felder	Einbauort	Bem.
Kanal A					
10DA	NN	1200 A	7 (BBC)	ZF10R008	
10DB	NN	1200 A	7 (BBC)	ZF06R056	
10DC	NN	1200 A	4 (COM.)	ZC16R111	
10DD	NN	1200 A	7 (BBC)	ZE10R038	
11DE	NS	1200 A	- (EWI)	ZK12R121	
10DF	NN	1200 A	4 (EWI)	ZB12R126	
10DG	NN	1200 A	4 (EWI)	ZM07R353	
10DH	NN	1200 A	4 (SULZER)	ZB22R116	

AK	Netzart	Nennstrom	Anzahl Felder	Einbauort	Bem.
10DJ	NN	1200 A	6 (EWI)	ZX10R104	
10DK	NK	1200 A	3 (EWI)	ZM14R246	
10DL	NK	1200 A	7 (BBC)	ZF10R008	
10DM	NN	1200 A	6 (BBC)	ZF06R056	
10DN	NN	1200 A	3 (COM.)	ZC16R111	
10DP	NK	1200 A	(EWI)	ZX10R104	
11DQ	NS	1200 A	10 (COM.)	ZC16R111	1E
11DR	NS	1200 A	9 (COM.)	ZC16R111	1E
10DS	NK	1200 A	(EWI)	ZM07R353	
11DT	NS	1200 A	(EWI)	ZK10R121	1E
10DU	NN	1200 A	(EWI)	ZY08R001	
10DV	NN	1200 A	(EWI)	ZL06R215	
10DW	NN	1200 A	(EWI)	ZY08R001	
Kanal B					
20DA	NN	1200 A	5 (BBC)	ZF10R004	
20DB	NN	1200 A	6 (BBC)	ZF06R057	
20DC	NN	1200 A	4 (COM.)	ZC16R116	
20DD	NN	1200 A	5 (BBC)	ZE10R039	
21DE	NS	1200 A	- (EWI)	ZK12R221	1E
20DF	NN	1200 A	13 (EWI)	ZB12R126	
20DG	NN	1200 A	3 (EWI)	ZM07R352	
20DH	NN	1200 A	2 (SULZER)	ZB22R117	
20DJ	NN	1200 A	6 (EWI)	ZX10R109	
20DK	NK	1200 A	3 (EWI)	ZM14R246	
20DL	NK	1200 A	7 (BBC)	ZF10R004	
20DM	NN	1200 A	8 (BBC)	ZF06R057	
20DN	NN	1200 A	3 (COM.)	ZC16R116	
20DP	NK	1200 A	(EWI)	ZX10R109	
21DQ	NS	1200 A	9 (COM.)	ZC16R116	1E
21DR	NS	1200 A	11 (COM.)	ZC16R116	1E
20DS	NK	1200 A	(EWI)	ZM07R352	
21DT	NS	1200 A	(EWI)	ZK12R221	1E
20DV	NN	1200 A	(EWI)	ZM07R352	
20DW	NN	1200 A	(COM.)	ZD10R204	
31DT	NS	1200 A	(EWI)	ZK12R321	1E

Tabelle 3-24: Auflistung der 380 V-Unterverteilung [113]

Spezielle Wechselstromsysteme

Wichtige Systeme verfügen über eine unterbrechungslose Wechselstromversorgung.

- Sammelschienen für Anspelsung RPS (120 V, 50 Hz)

Diese Sammelschienen werden je von einer Motor-Generatorgruppe versorgt. Die Anspelsungen der MG-Gruppen erfolgt ab 380 V-Hauptverteilungen 10CK, bzw. 20CK Um kurzzeitige Spannungs- und Frequenzeinbrüche in der Eigenbedarfsversorgung ohne SCRAM zu überstehen, sind diese MG-Gruppen mit einem Schwungrad ausgerüstet. Dauert der Unterbruch der Anspelsung zu einer M-G-Gruppe nicht länger als 2 Sekunden, wird der Spannungsabfall höchstens 5 % der Normalspannung betragen [114].

- Sammelschienen für Computer, Reaktorinstrumentierung und Sekundärinstrumentierung (380/220 V 50 Hz)

Diese Schienen, auch „Sichere Schienen“ genannt, werden via Wechselrichter von den 372V-Batterien versorgt. Bei Störung der Wechselrichter übernimmt ein elektronischer Bypass automatisch und unterbrechungslos die Versorgung der Verbraucher [114].

b) Standorte

Die Zuordnung der Systeme zu den Gebäuden, Aufstellungsorten ist in den entsprechenden Tabellen von Unterpunkt a) sowie Abbildung 3-9 enthalten.

Ebenso sind in diesen Tabellen auch die elektrischen Qualifizierungen aufgeführt. Die Qualifizierung und die Standorte in den jeweiligen Gebäuden bieten einen optimalen Schutz gegen interne und externe Gefährdungen.

3.3.5.3. Anlageninterne Stromquellen

a) Vorhandene Ausrüstungen

Bei Ausfall der Eigenbedarfsversorgung d.h. BM-Schienenspannung < 70% (Unterspannung) werden die Notstromgruppen 11/21/31 nach 3 Sekunden gestartet. Die Wartezeit vermeidet unnötige Anläufe bei Schienenumschaltungen und der damit verbundenen Spannungsabsenkung. Die Versorgung der DG inklusive der Räumlichkeiten ausserhalb des Anforderungsfalles erfolgt über die Betriebsschienen BA/BB und über die 380 V-Niederspannungs Hauptverteilung CM/CN.

Die Notstromversorgung des Kraftwerkes besteht aus 5 voneinander unabhängigen Versorgungskanälen (ECCS Div.11, 21, 31; SEHR Div. 51, 61) [113].

Notstromsystem 11/21/31 (BP)

Die Notstromdiesel des Kraftwerkes versorgen zwei redundante Stränge (Div. 11/21). Ein dritter Strang versorgt ausschliesslich das HPCS (TJ; Div. 31). Jeder Strang wird von einem eigenen Notstromdieselaggregat versorgt.

Jede Notstromdieselanlage ist erdbebensicher (SSE) in einem eigenen Gebäude untergebracht. Die Gebäude sind räumlich getrennt, um ein gemeinsames Versagens nach einem Flugzeugabsturz auf das Kraftwerksgelände zu verhindern.

Wegen dem strangorientierten Aufbau der Notstromversorgung sind die Hilfsanlagen, wie Anlasssystem, Kraftstoffanlage und Kühlwasserversorgung, den einzelnen Diesel-Generatorgruppen fest zugeordnet. Die Aggregate werden untereinander nicht parallel geschaltet, so dass die Notstromversorgung des Kraftwerkes ohne Auswahlautomatik und Synchronisierung gewährleistet werden kann.

Bei Lastprobeläufen wird die jeweils zu prüfende Notstromgruppe mit dem Eigenbedarfsnetz synchronisiert.

2 redundante Diesel-Generatorgruppen A und B speisen die 6,6 kV-Notstromschienen 11BM resp. 21BM. Ein dritter Abschnitt versorgt ausschliesslich das Hochdruckkernsprühsystem (HPCS, Schiene 31BM). Jeder dieser 3 Abschnitte wird von einem eigenen Notstromdieselaggregat angespiesen. An die genannten 3 Anlagen sind alle Verbraucher angeschlossen, die für die nukleare Sicherheit notwendig sind (ECCS, ESW) [113].

Bei Ausfall der Eigenbedarfsversorgung erhalten die Notstromgruppen Div11/21/31 nach Ablauf einer Wartezeit ($t > 3$ sec). gleichzeitig den Startbefehl. Dadurch werden unbeabsichtigte Starts bei kurzzeitigen Spannungsunterbrechungen vermieden. Die Ausgabe des Startsignals, die Ausführung und die Überwachung des Anfahrvorganges, sowie die Zuschaltung der Verbraucher übernimmt ein Überwachungsprogramm:

- Trennung der Notstromschiene vom Normalnetz und Abschaltung der Verbraucher.

- Schliessen des Diesel-Generatorschalters und Zuschaltung der Verbraucher in Gruppen nach vorgegebenem Programm. Die Überwachung der Diesel-Aggregate sowie die Steuerung der Hilfsanlagen übernimmt eine Funktionsgruppensteuerung.

Die Notstromdieselanlagen versorgen diejenigen Verbraucher mit elektrischer Energie, die bei Ausfall der normalen Eigenbedarfsversorgung 27 kV und der Fremdeinspeisungen 380 kV / 50 kV, für ein sicheres Abfahren der Reaktoranlage benötigt werden. Es handelt sich dabei um die Systeme: ECCS, ESW (ohne LOCA auch NKW) [113].

Die technischen Daten sind in Tabelle 3-25 zusammengefasst.

Motor Fabrikat	MTU
Typ	20 V 956
Anzahl Zylinder	20
Bauweise	V60°
Hubraum total	191,1 dm ³
Nenn Drehzahl	1500 U/Min.
Dauerleistung	6250 PS / 4595 kW
Spezifischer Kraftstoffverbrauch bei Nennleistung	166 g/PSh (1200 l/h)
Verbrauch im Leerlauf	ca. 94 kg/h
Turbolader-Drehzahl	24'650 U/min.

Tabelle 3-25: Technische Daten Dieselmotoren (BP) [113]

Die Hochlaufzeit, d.h. die Zeitspanne zwischen dem Startimpuls und dem erstmaligen Erreichen der Nulllastdrehzahl, darf 10 sec. nicht überschreiten. Das HPCS-System muss 27 sec. nach der Auslösung des Startimpulses im Betrieb stehen, wobei die HPCS-Pumpe nach dieser Zeitspanne die Nennmenge fördern muss.

Bei den Generatoren handelt es sich um luftgekühlte Siemens Konstantspannungsgeneratoren. Sie sind mit dem Thyripart-Erregungssystem ausgerüstet, das eine statische Erregeranordnung mit Thyristorspannungsregler darstellt. Tabelle 3-1 zeigt die technischen Daten der Generatoren:

Fabrikat	Siemens
Typ	1 DK 3840 – 4 BE 02 - Z
Nennleistung	6500 kVA
Nennleistungsfaktor	0,8
Nennspannung, verkettet	6,6 kV
Nennfrequenz	50 Hz
Nennstrom	568 A
Nenn Drehzahl	1500 U/Min.

Tabelle 3-26: Daten der Generatoren (BN) [113]

Beziehungen zu anderen Systemen [113]:

- Druckluft-Anlassanlage BY: Das Starten der Dieselmotoren erfolgt durch Einblasen von Druckluft in die Zylinder einer Reihe. Jedem Dieselaggregat ist, entsprechend der funktionellen und räumlichen Trennung, je ein Druckluftvorrat in Behältern zugeordnet. Jede Notstromgruppe hat zwei redundante Anlassstränge.
- Kühlwassersystem BQ/BR: Die Wärme des Dieselmotors wird über 2 Wärmetauscher an das Notkühlwasser des entsprechenden Stranges abgegeben. Die Kühlwasseranlage besteht aus 2 getrennten Kreisläufen:

- Schmieröl-Kreislauf BS: Der Motorenöl-Kreislauf ist als Nasssumpf-Druckumlaufsystem ausgebildet.
- Kraftstoffversorgung BX: Das Kraftstoffsystem sorgt für die Zuführung und Dosierung der nötigen Dieselölmenge zu den Zylindern.
- Verbrennungsluftzuführung, Abgasanlage BV/BU: Die Verbrennungsluftmenge wird aus dem Aggregaterraum angesaugt.
- Ventilationsanlagen BW: Die Verlustwärme von Dieselmotor und Generator wird mit drei gleich ausgelegten Lüftungssträngen (Zu- und Abluftventilatoren) abgeführt.

b) Redundanz, Separation, Schutz

Auf Redundanzen, bauliche Separation und Schutz vor Einwirkung von Aussen wird bereits in Abschnitt a) eingegangen.

Div. 11, 21, 31, 51, 61, Mögliche Querverschaltungen:

Schienen 10BA-20BA

Sind die Notkühlsysteme einer Division verfügbar, aber der Diesel nicht, so kann die Notstromschiene via Querkupplung (10BA-20BA) mit dem Diesel der anderen Division versorgt werden [113]. Dies dient der Erhöhung der Nuklearen Sicherheit.

Schienen 11/21CM-31CM

Im Bedarfsfall besteht die Möglichkeit, die Schienen 11/21CM mit der Division 31 (31CM) via Querkupplung zu versorgen (Stromversorgung wichtiger Isolations-Motorschieber) [113].

c) Zeitliche Einschränkungen

Notstromdiesel (BP)

Der Start erfolgt durch Einblasen von Druckluft in die Zylinder. Die Luft wird aus der Umgebung angesaugt, verdichtet und gespeichert. Mit der gespeicherten Druckluft sind 2*3 Anlassvorgänge möglich.

Das Kraftstoffsystem (BX) sorgt für die Zuführung und Dosierung der nötigen Dieselölmenge zu den Zylindern. Eine direkt vom Dieselmotor angetriebene Zahnradpumpe fördert Kraftstoff vom Betriebsbehälter zu den Einspritzpumpen der Zylinder. Der Betriebsbehälter wird über 2 elektrisch angetriebene Pumpen von 2 Kraftstoffvorratsbehältern nachgefüllt.

Der Vorrat beträgt 2*80 m³ was einer Betriebszeit bei Nennleistung von 5.5Tagen entspricht [113].

3.3.5.4. Ergänzende anlageninterne Stromquellen

a) Vorhandene Ausrüstungen

Notstandssystem (SEHR, TF)

Das SEHR-System ist, wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben, ein Kern- und Containment-Kühlsystem, das aus zwei getrennten Pumpensträngen besteht und durch einen gemeinsamen Wärmetauscher Wasser von der DAK zurück in die DAK oder/und über die zwei LPCI Leitungen B und C in das Reaktordruckgefäß fördern. Es handelt sich dabei um ein autonomes System mit eigener Kühlwasserversorgung (Grundwasserbrunnen), Eigenbedarfsnetz mit Notstromdieselaggregaten und Batterien sowie eigener Instrumentierung. Alle aktiven Komponenten sind redundant ausgeführt. Die wassergekühlten 12 Zylinder-Viertakt-

Dieselmotoren liefern bei einer Drehzahl von 1'500 U/min eine Nennleistung von 2'200 kW mit einem Verbrauch von 220 g/kWh.

Wichtigste Aufgabe dieses Systems ist es, sicherzustellen, dass der Reaktor unter Notstandsbedingungen automatisch abgefahren wird und der Reaktorkern und das Containment (RCCC) während 10 Stunden ohne manuellen Eingriff gekühlt werden kann [113].

Die Batterien, der SAMG-Diesel und der extern gelagerte Diesel werden in den nächsten Abschnitten beschrieben.

b) Redundanz, Separation, Schutz

Auf Redundanzen, baulicher Separation und Schutz vor Einwirkung von Aussen wird bereits in Abschnitt a) eingegangen.

c) Zeitliche Einschränkungen

Notstandsdiesel (TF)

Die SEHR-Notstromanlagen sind für mehrstündigen automatischen Betrieb ausgelegt. Die Dieselmotoren sind so konzipiert, dass sie einen hunderttägigen Betrieb ohne grössere Revision überstehen können und ein mehrstündiger Betrieb des SEHR-Diesels 61BN auch mit Zylinderreihenabschaltung möglich ist.

Der Start erfolgt durch Einblasen von Druckluft in die Zylinder. Die Luft wird aus der Umgebung angesaugt, verdichtet und gespeichert. Mit der gespeicherten Druckluft sind 2*3 Anlassvorgänge möglich.

Zur Brennstoff-Versorgung sind für jede Dieselanlage ein Brennstoff-Vorratsbehälter und ein Brennstoff-Betriebsbehälter vorhanden. Der Betriebsbehälter wird aus dem Vorratsbehälter von der Kraftstoffpumpe I gefüllt. Die Kraftstoffpumpe I ist bei laufendem Diesel ständig in Betrieb, somit ist der Betriebsbehälter immer zu 100 % gefüllt. Bei Ausfall von Kraftstoffpumpe I schaltet die Niveaumessung Kraftstoffpumpe II ein, sobald der Inhalt des Betriebsbehälters auf 80 % Füllhöhe abgesunken ist.

Bei einem Betriebsbehältervorrat von 2 m³ und einer Vorratsbehälterkapazität von 12 m³ pro Einheit ergibt sich konservativ eine Betriebszeit bei Nennleistung von 24 h [113].

3.3.5.5. Ersatz-Stromquellen

a) Vorbereitete Querverbindungen

Die Möglichkeiten der Querverbindungen zwischen den Schienen werden auch für den Notstromfall in Abschnitt 3.3.5.4 beschrieben.

b) Anschluss mobiler Stromquellen

SAMG-Diesel

Bei Ausfall aller Wechselspannungsversorgungen (normale Versorgung ab 380 kV und 50 kV sowie Hauptgenerator und aller fest installierten Notstromdiesel, incl. SEHR-Diesel) besteht die Möglichkeit, eine externe Spannungsversorgung mittels eines mobilen Notstromaggregats (Leistung: 150kVA) mit den folgenden Zielen herzustellen [91]:

- Erhalt einer zeitlich unbeschränkten ADS-Funktion über die Auslegungszeit der Batterien (ca. 5 Stunden) hinaus
- Erhalt von wichtigen Anzeigen und Bedienmöglichkeiten im Kommandoraum oder / und Notsteuerstellen (Leittechnik 24 V)

- Stromversorgung für erneute Startversuche der fest installierten Diesel (24 VDC für Leit-systeme; 220 VDC für Schaltersteuerungen)
- Erhalt USV-Versorgung für wichtige Infrastrukturen (Telefonie, ANIS, Lautsprecher, teil-weise Türsteuerungen, Fluchtwegbeleuchtung)

Die im KKL dafür vorgesehenen Schienen werden mit den dazugehörigen Mindest-Ver-sorgungsleistungen in Tabelle 3-27 dargestellt.

Schiene [AK-Nr.]	Leistung [kVA]
11ES	87.5
21ES	87.5
11FM / 11FN	je 21.0
21FM / 21FN	je 21.0
11FR / 11FS	je 6.4
21FR / 21FS	je 6.4
10/20EN/EP	je 83.0

Tabelle 3-27: Sichere Schienen mit deren Mindest-Versorgungsleistungen [91]

Dabei ist vorgesehen eine einzelne Division zu versorgen z.B. Div. 11 oder 21 oder alterna-tiv eine ausgewählte USV. Da in den ersten Stunden des Notfalls nur ein SAMG-Diesel zur Verfügung steht, ist die Priorität der Versorgung zu regeln. Es gelten folgende Versorgungs-prioritäten:

Priorität 1: Versorgung Div. 11

Priorität 2: Versorgung Div. 21

Priorität 3: Versorgung USV-Anlagen

c) Bestandesaufnahme

SAMG Diesel im KKL Areal

Beim mobilen Notstromdiesel (00BN70D100) handelt sich um ein Standard-Notstromdieselaggregat mit einer Nennleistung von 150 kVA (120 kW), welches auch beim AEW oder bei den örtlichen Feuerwehren eingesetzt wird. Im Notfall könnte auch von diesen externen Stellen noch ein zusätzliches Aggregat ausgeliehen werden.

Das mobile Notstromaggregat ist gemäss den oben genannten Leistungsanforderungen ausreichend. Um die grössten Verbraucher, wie die Ladegleichrichter mit 87.5 kVA (ca. 160 A) zu versorgen, muss die gesamte Leistung des Notstromdiesels auf die entsprechende Schiene gebracht werden, das heisst es werden zwei 125 A Abgänge benötigt [91].

Ersatzlager-Diesel Reitnau

Im Ersatzlager Reitnau ist für besonders schwere Störfälle ein weiterer Notstromdiesel gela-gert. Dieser erfüllt die Spezifikation des oben beschriebenen SAMG-Diesels. [93]

d) Inbetriebnahme-Szenarien

Die Inbetriebnahme des SAMG-Diesels erfolgt durch das Schichtpersonal gemäss den gülti-gen SAMG Guidelines nach [91]. Insbesondere wird der SAMG-Diesel bei einem Stromaus-fall innerhalb von 5 Stunden an der entsprechenden Schiene betriebsbereit gemacht. Ent-sprechende erdbebenfeste Anschlussstellen sind in den Dieselgebäuden vorhanden.

Der extern gelagerte Notstromdiesel wird im Bedarfsfall durch die schweizerische Armee in-nerhalb weniger Stunden per Helikopter geliefert. Dessen Inbetriebnahme erfolgt ebenfalls durch das Schichtpersonal nach den dafür gültigen SAMG-Guidelines [93].

3.3.6. Gleichstromversorgung

Im KKL sind vier Spannungsebenen an Gleichstromversorgung vorhanden. Sie dienen der Gewährleistung einer unterbrechungslosen Gleichstromversorgung für Steuerung, Messung, Signalisierung, spezieller Schieber und Pumpenantriebe. Tabelle 3-28 zeigt die funktionelle Zuordnung der drei Gleichspannungsebenen [114].

24 V=	Steuerelektronik und Messung
48 V=	Magnetventile
220 V=	Motoren, Wechselrichter, Steuerung
372 V=	Wechselrichter USV (EN/EP)

Tabelle 3-28: Gleichspannungsebenen im KKL [114]

Die Gleichstromversorgung der 24 V und 220 V Anlagen ist für Verbraucher bestimmt, die auch bei Netzausfall ohne Unterbrechung weiter gespeist werden müssen. Zusammen mit Ladegleichrichtergeräten für Laden und Schwebeladen und zugehörigen Akkumulatoren bilden sie eine unterbrechungsfreie, gesicherte Gleichstromversorgung [114].

Netz vorhanden:

Das Ladegerät übernimmt den jeweiligen Verbraucherstrom und hält die Batterie mit dem Ladeerhaltungsstrom in Schwebeladung, so dass diese immer über ihre volle Kapazität verfügt. Kurzzeitige Stromentnahmen (z.B. Stromstoss) aus der Batterie werden durch das Ladegerät wieder ausgeglichen.

Netzausfall:

Die Batterie übernimmt unterbrechungsfrei die Versorgung der Verbraucher für eine bestimmte Zeit (siehe Kapitel 7).

Netzwiederkehr:

Das Ladegerät übernimmt sofort den Verbraucherstrom und lädt gleichzeitig mit dem zur Verfügung stehenden Reststrom (Differenz zwischen Ladegeräte-Nennstrom und Verbraucherstrom) die Batterie. Nach Erreichen des Vollladezustandes nimmt die Batterie nur noch den Erhaltungsstrom auf [114].

24 V Gleichstromverteilung

Der Aufbau der 24 V= Verteilungen ist entsprechend der Gliederung der Starkstromanlagen und deren räumlichen Anordnung in 10 voneinander unabhängigen Anlagen aufgeteilt.

- 2 für die Betriebssysteme (10FP/FQ und 20FP/FQ)
- 6 für die Sicherheitssysteme (11FM/FN, FR/FS); (21FM/FN, FR/FS); (31FM, FR/FS)
- 2 für SEHR 51 und SEHR 61 (51FM und 61FM)

Die Anspeisung der Ladegeräte erfolgt für die Betriebssysteme von den 380 V-Hauptverteilungen 10CC/20CC und 10CL/20CL und für die anderen Systeme von den 380 V Hauptverteilungen 11CM, 21CM, 31CM, 51CM, 61CM und 11CN, 21CN, 31CN. Die Ladegeräte sind in der Lage, zusätzlich zum Betriebsbedarf den Ladestrom zu liefern.

Zusätzlich zu den beschriebenen 24 V- Gleichstromanlagen werden für die Steuerung und Instrumentierung der Vollentsalzungs(UA)- und Kühlturmzusatzwasser-Anlage (VB) eigene Gleichstromanlagen eingesetzt. Die entsprechenden Gleichrichter werden von den USV-Schienen 10/20EN und 10/20EP angespeist (keine eigenen Batterien). Diese Anlagen befinden sich in den Räumen ZM10R354/R355/R356.

Die Anspeisungen der Gleichstromverteiler in der 50 kV-Anlage und im Nebenkühlwasser erfolgt durch die 10/20FP und 10/20FQ Schienen im Betriebsgebäude [114].

220 V Gleichstromverteilungen

Der Aufbau der 220 V- Verteilungen ist in 5 voneinander unabhängigen Schienen aufgeteilt:

- 1 für die Betriebs- und Sicherheits- Schienen 10EU und 11ES
- 1 für die Betriebs- und Sicherheits- Schienen 20EU und 21ES
- 1 für die HPCS 31ES
- 2 für SEHR 51ES und 61ES

Die redundanten Schienen 10 und 11 bzw. 20 und 21 umfassen je

- 2 Batterien
- 2 Ladegeräte
- 2 Hauptverteilungen
- 2 Unterverteilungen mit doppelter Anspeisung

Da die Versorgung der Einrichtungen für die Sicherheitssysteme auch bei Zerstörung des Betriebsgebäudes sichergestellt sein muss, sind jeweils eine Batterie, ein Ladegerät, eine Hauptverteilung und die notwendigen Unterverteilungen im Reaktorhilfsgebäude montiert. Die doppelten Anspeisungen sind durch Dioden abgeblockt und durch Sicherungen geschützt.

Die HPCS-Schiene umfasst:

- 1 Batterie
- 2 Ladegeräte
- 1 Hauptverteilung

Für die beiden SEHR-Schienen 51/61 umfassen je:

- 1 Batterie
- 1 Ladegerät
- 1 Hauptverteilung

Die Anspeisung der Ladegeräte erfolgt von den 380 V-Hauptverteilungen 11CM, 21CM, 31CM, 31CN, 51CM und 61CM für die Sicherheitsschienen und von 10CC und 20CC für die Betriebsschienen. Die Ladegeräte sind in der Lage, zusätzlich zum Betriebsbedarf den Ladestrom zu liefern [114].

48 V Gleichstromverteilung

Die 48 V Gleichrichter werden im Gegensatz zu den 24 V und 220V Schienen von den (bei Netzausfall durch Batterien gespeist), durch Wechselrichter gesicherten 380 V Wechselstromschienen EN, EP angespeist. Aus diesem Grund ist es nicht notwendig, die 48 V Anlagen noch zusätzlich mit Batterien auszurüsten.

Der Aufbau der 48 V Verteilungen ist entsprechend der räumlichen Anordnung der Verbraucher in 9 voneinander unabhängige Schienen aufgeteilt:

- 6 für die Betriebs-Schienen (10FE/FU/FL und 20FE/FU/FL)
- 3 für die Sicherheits-Schienen (11FT, 21FT und 31FT)

Für alle 9 Schienen gibt es keine Batterien und interne Revisionsschalter es sind je

- 1 Gleichrichter

- 1 Verteilung

vorhanden. Die Anspeisung der Gleichrichter erfolgt von den USV-Schienen 10EN, 20EN, 10EP und 20EP für die Betriebssysteme und von den 380 V-Hauptverteilungen 11DR, 21DR und 31CN für die 1E-Schienen [114].

372 V Gleichstromversorgung

Die 372 V Gleichspannungsbatterien sind dabei exklusiv mit der Wechselrichterversorgung für die Schienen der Computer, Reaktorinstrumentierung und Sekundärinstrumentierung vorgesehen [114].

3.3.6.1. Angeschlossene Verbraucher

Nachfolgend sind die wichtigsten angeschlossenen Verbraucher der Gleichstromschienen/-Verteilungen nach Spannungsebene aufgelistet [114].

Verbraucher 24 V:

- Schiene 11/21 FN
 - Messinstrumentierungs-Schränke
 - Interfaceschränke RSD MCR
 - Elektronische (Dekontic)-Steuerung
 - RPS-Schrank
 - Inverter RCIC
- Schiene 11/21/31 FM
 - Messinstrumentierungs-Schränke
 - Interfaceschränke
- Elektronische (Dekontic)-Steuerung
- Schiene 51/61 FM
 - Dieselmotor Steuerung
 - Messinstrumentierungs-Schränke
 - Elektronische (Dekontic)-Steuerung
 - Interfaceschränke
 - Erregung-D.G.
- Schiene 10/20 FQ
 - Elektronische (Dekontic)-Steuerung
 - Messinstrumentierungs-Schränke
 - Turbotrol
 - Generator-Synchr. Schrank
 - Vibrationsmessung
 - Messumformer-Schränke (27 kV, 10 kV, 6,6 kV)
 - Schöpfrohrverstellung Speisewasserpumpen
 - Seismische Messung
 - BMA-Zentrale

Verbraucher 48 V

Die 48 V-Verteilung versorgt die Steuerungselektronik (Decontic, Hauptstandort Gebäude ZE1) und die Magnetventile in der Sekundäranlage.

Verbraucher 220 V

- Schiene 11/21ES
 - Aufzugsmotoren 1E Schalter (11/21 BM/CM/CN/DQ/DR)
 - RCIC-Motorventile (alle ausser Isolationsventile)
 - RCIC- Sperrluftkompressor
 - RCIC/RHR diverse Magnetventile
 - Abblase-Sicherheitsventile Vorsteuerventile
 - ARI- Magnetventile
 - Containment Vakuumbrechklappen
- Schiene 31ES
 - Aufzugsmotoren 31BM/CM/CN
- Schiene 51/61ES
 - Aufzugsmotoren 51/61 BM/CM
 - SEHR Abblase-/Vorsteuerventile
- Schiene 10/20EU
 - Generatorschalter Steuerung
 - Generatorschutz
 - Aufzugsmotoren Schalter Div. 10/20
 - Schnellumschaltung 10/11 und 20/21
 - KRA-Einspeisung
 - RWCU-Vorsteuerventile
 - Notschmierölpumpe

Mittels des internen Schienennutzungskonzeptes ist sichergestellt, dass die Schienenausnutzung ausreichende Reserven aufweist.

3.3.6.2. Standorte

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten die Zuordnung der Batterien zu ihren Aufstellungsorten. Auf dem Lageplan kann deren Aufstellungsort den relevanten Gebäuden des KKL zugeordnet werden.

24 V

Anlage	Schiene	Batterie	Gebäude	Bemerkungen
Betriebsgebäude A	10FP	10FP02	ZE	Redundante Anspeisung der UV
Betriebsgebäude A	10FQ	10FQ02	ZE	Redundante Anspeisung der UV
Betriebsgebäude B	20FP	20FP02	ZE	Redundante Anspeisung der UV
Betriebsgebäude B	20FQ	20FQ02	ZE	Redundante Anspeisung der UV
Reaktorhilfsgebäude A	11FM	11FM02	ZC	Redundante Anspeisung der UV
	11FN	11FN02	ZC	Redundante Anspeisung der UV
Reaktorhilfsgebäude B	21FM	21FM02	ZC	Redundante Anspeisung der UV
	21FN	21FN02	ZC	Redundante Anspeisung der UV
Reaktorhilfsgebäude A	31FM	31FM03	ZC	Redundante Anspeisung der UV

Anlage	Schiene	Batterie	Gebäude	Bemerkungen
HPCS	31FM	31FM03	ZC	Anspeisung HV und Batterie
SEHR A	51FM	51FM02	ZC	
SEHR B	61FM	61FM02	ZC	
Dieselgebäude Div 11	11FR	11FR	ZK	Redundante Anspeisung der UV
	11FS	11FS	ZK	Redundante Anspeisung der UV
Dieselgebäude Div 21	21FR	21FR	ZK	Redundante Anspeisung der UV
	21FS	21FS	ZK	Redundante Anspeisung der UV
Dieselgebäude Div 31	31FR	31FR	ZK	Redundante Anspeisung der UV
	31FS	31FS	ZK	Redundante Anspeisung der UV

Tabelle 3-29: 24V Batterien [114]
48 V

Anlage	Schiene	Batterie	Gebäude
Maschinenhaus	10FU01	-	ZF
Maschinenhaus	20FU01	-	ZF
Betriebsgebäude	10FE01	-	ZE
Betriebsgebäude	20FE01	-	ZE
Betriebsgebäude	10FL01	-	ZE
Betriebsgebäude	20FL01	-	ZE
Reaktorhilfsgebäude	11FT01	-	ZC
Reaktorhilfsgebäude	21FT01	-	ZC
Reaktorhilfsgebäude	31FT01	-	ZC

Tabelle 3-30: 48 V Batterien [114]
220 V

Anlage	Schiene	Batterie	Gebäude	Bemerkungen
Betriebsgebäude A	10EU01	10EU02	ZE	
Unterverteilung	10EU11	-	ZE	Red. Anspeisung von 11ES01
Betriebsgebäude B	20EU01	20EU02	ZE	
Unterverteilung	20EU11	-	ZE	Red. Anspeisung von 21ES01
Reaktorhilfsgeb. A	11ES01	11ES02	ZC	
Unterverteilung	11ES11	-	ZC	Red. Anspeisung von 10EU01
Reaktorhilfsgeb. B	21ES01	21ES02	ZC	
Unterverteilung	21ES11	-	ZC	Red. Anspeisung von 20EU01
Reaktorhilfsgebäude	31ES	31ES03	ZC	Redundante Gleichrichter für
HPCS	31ES	31ES03	ZC	Anspeisung Schiene u. Batterie
SEHR A	51ES01	51ES02	ZC	
SEHR B	61ES01	61ES02	ZC	

Tabelle 3-31: 220 V Batterien [114]

3.3.6.3. Möglichkeiten zum Nachladen

Notstromschienen

Sollte keine der vorgenannten Quellen zur Verfügung stehen (T-SBO), so kann der in Abschnitt 3.3.5.5 beschriebene SAMG Diesel verwendet werden. Ist dieser ebenfalls nicht verfügbar, so verbleibt noch der Ersatzlagerdiesel aus Reitnau [91], [93].

3.4. Probabilistische Sicherheitsanalyse

Anwendungsbereich und Hauptresultate der anlagenspezifischen probabilistischen Sicherheitsbewertung

Die probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA) KKL (LPSA2006) hat das Risiko ausleuchtungsüberschreitender Störfälle abgeschätzt. Dabei wurde eine quantitative Risikobewertung unter Berücksichtigung verschiedenartigster Unfallursachen wie beispielsweise menschliches Versagen oder Naturkatastrophen wie Erdbeben durchgeführt. Mit Hilfe der PSA wurden seit Jahren Aspekte identifiziert, welche zu sicherheitstechnischen Anlagenverbesserungen führten, die das Risiko eines Kernschadens weiter reduzierten.

Die Bestimmung des Kernschadens- und Freisetzungsriskos erfolgte dabei in zwei Schritten, als PSA der Stufe 1 (Berechnung der Kernschadenshäufigkeit, Core Damage Frequency, CDF) und der Stufe 2 (Berechnung der radiologischen Konsequenzen). Die PSA der Stufe 1 umfasst die Bestimmung derjenigen Unfälle, die innerhalb von 24 Stunden nach Störfalleintritt zu einer Beschädigung des Reaktorkerns führen. Als Ergebnis wird die Kernschadenshäufigkeit (Englisch: „Core Damage Frequency“, CDF) pro Jahr ausgewiesen. Die CDF ist zudem ein wichtiges Zwischenresultat bei der Berechnung des Risikos für die Umgebung, da nur Unfälle mit Kernbeschädigung auch zu einer Freisetzung grösserer Mengen radioaktiver Stoffe führen können. Die PSA Stufe 2 des KKL baut daher auf den Ergebnissen der Stufe 1 auf [47].

Auslösende Ereignisse

In der LPSA2006 wurde ein zweistufiges Verfahren zur Identifizierung auslösender Ereignisse angewendet. Den Ausgangspunkt bildete eine Liste von Ereignissen aus PSA-Studien für typgleiche Anlagen. In einem zweiten Schritt wurden die KKL-Störfallliste sowie Aufzeichnungen aus dem KKL Betrieb herangezogen, um sicherzustellen, dass die letztendlich verwendete Liste anlagenspezifisch ist. Der Umfang der auf diese Weise identifizierten internen, auslösenden Ereignisse ist in der folgenden Auflistung zusammengefasst [47].

- **Interne Ereignisse** (Anzahl)
 - Transienten (24)
 - Kühlmittelverluststörfälle (LOCA) (37)
- **Externe Ereignisse**
 - Erdbeben (10)
 - Extreme Winde, Tornados (3)
 - Externe Überflutung (1)
 - Flugzeugabstürze (6)
- **Interne systemübergreifende Ereignisse**
 - Brand (44)
 - Überflutung (14)
 - Turbinenzerknall (1)

Stufen (Level) der PSA

Das KKL PSA-Modell der Stufe 1 deckt die Betriebszustände Leistungsbetrieb und Nicht-Leistungsbetrieb ab. Das Stufe 2 Modell deckt gegenwärtig den Leistungsbetrieb ab, das Modell für den Nicht-Leistungsbetrieb wird im Zeitraum 2012-2013 erstellt.

Betriebszustände

Während dem Abfahren zum Stillstand durchläuft die Anlage verschiedene Betriebszustände. Diese Betriebszustände, die im Folgenden in Anlehnung an den amerikanischen Sprachgebrauch als „Plant Operational States“ oder POS bezeichnet werden, sind aus der nachstehenden Tabelle ersichtlich. Jeder Betriebszustand wird durch seine spezifischen physikalischen Randbedingungen beschrieben, z.B. Kühlmittel druck, Kühlmitteltemperatur und Kühlmittelniveau im Reaktor oder in der Reaktorgrube auf +28 m im Containment. Ein bestimmter Betriebszustand ist beendet, wenn sich einer der genannten Parameter signifikant mit der Zeit ändert. Daraus resultieren die in Tabelle 3-32 dargestellten POS0 bis POS18. Die POS19 und POS20 existieren derzeit nur im PSA-Modell und sind daher mit einem * gekennzeichnet.

Titel	POS	Beschreibung	PSA Code
Leistungsbetrieb	0	Leistungsbetrieb (100-25%)	POS-0
Schwachlastbetrieb	1	Reaktorabschaltung durch Einfahren der Steuerstäbe und Umschaltung des Betriebsartenschalters (BAS) auf "Abgestellt" (25 bis 0% Reaktorleistung)	POS-1
Heissabschaltung (hot shutdown)	2 & 3	Reaktor sub-kritisch, Druckabbau über Turbinenbypass bis auf 6,9 bar	POS-2_3
	4 & 5	Druckabbau über Turbinenbypass bis auf 5 bar; Abkühlen mit RHR-A oder B bis auf < 93°C	POS-4_5
Kaltabschaltung (cold shutdown)	6	Abkühlen mit RHR-A oder B bis auf < 60°C	POS-6
	7	Entfernung Druckbehälterdeckel (diverse Reaktorniveaus), Reaktoreinbauten entfernen, Dampfleitungsverschlüsse installieren. Abfahrkühlung mit RHR System.	POS-7_9
	8		
	9		
BE-Wechsel	10	Brönnenelementwechsel	
Kaltabschaltung (cold shutdown)	11	Dampfleitungsverschlüsse entfernen, Reaktoreinbauten und Druckbehälterdeckel installieren (diverse Reaktorniveaus), RHR System in Abfahrkühlung	POS-10 POS-11_12
	12		
Drucktest	13	Reaktorniveau auf 720 cm (Flutbereich) anheben für Drucktest 71,0 bar	POS-13
Anfahren des Reaktors	14	Aufheizen von 60 bis 93 °C (RHR Abfahrkühlung); Anfahren des Reaktors bis zur Kritikalität	POS-14_16
	15		
	16		
Schwachlastbetrieb	17	Reaktor kritisch, Leistung 0-5%, Aufheizen und Druckaufbau bis 10,3 bar, Turbinenbypass in Betrieb	POS-17_18
	18		
	19*	Reaktor kritisch, Leistung 5-25%, Aufheizen und Druckaufbau bis 67 bar	POS-19*_20*
	20*		

Tabelle 3-32: Darstellung und Zuordnung der POS in der PSA

Einfluss der Erdbebengefährdung (H1 – H3) auf die PSA

Zur Erdbebengefährdung wurden mehrere Werte der seismischen CDF ermittelt.

Die ursprüngliche Gefährdung wurde dabei von Basler und Hoffmann 1977 angefertigt. Sie entspricht der Gefährdung, gegen die das KKL ausgelegt ist und stellt damit die H1-Gefährdung dar. Als Requalifizierungsgefährdung wurde ebenfalls die H1 Gefährdung verwendet, somit gilt der Zusammenhang $H1=H2$. Der Wert der seismischen CDF liegt hier bei $5.42 \cdot 10^{-7}$ [48]

Das Projekt PEGASOS (Probabilistische Erdbebengefährdungsannahmen für die (Kernkraftwerks-)Standorte der Schweiz) wurde 1999 gestartet mit dem Ziel, realistischere Werte für die Erdbebengefährdung für die schweizerischen Kernkraftwerksstandorte zu ermitteln (auf Basis der Methodik „SSHAC Level 4“). Die Schweiz ist damit weltweit das einzige Land, indem dieses Verfahren bei KKW angewendet wurde. Dies führte zur höchsten Erdbebengefährdung in Mitteleuropa. Die im Jahr 2004 präsentierten Ergebnisse [149] werden gegenwärtig mit dem Folgeprojekt PEGASOS Refinement Projekt (PRP) verfeinert.

Der in Tabelle 3-33 dargestellte Wert der seismischen CDF repräsentiert den Wert $H3'$, der auch im Rahmen der PSÜ 2006 der Behörde eingereicht wurde. Der Unterschied zum $H3$ Wert besteht in der Verwendung der $H3$ Gefährdung in Kombination mit um 50% erhöhten seismischen Widerstandswerten (Fragilities) [48]

Abbildung 3-10 zeigt die jährliche Auftretenshäufigkeit der $H1 (=H2)$ Gefährdung und der $H3$ Gefährdung in Abhängigkeit der horizontalen Beschleunigung a auf Felsniveau in doppelloarithmischer Auftragung.

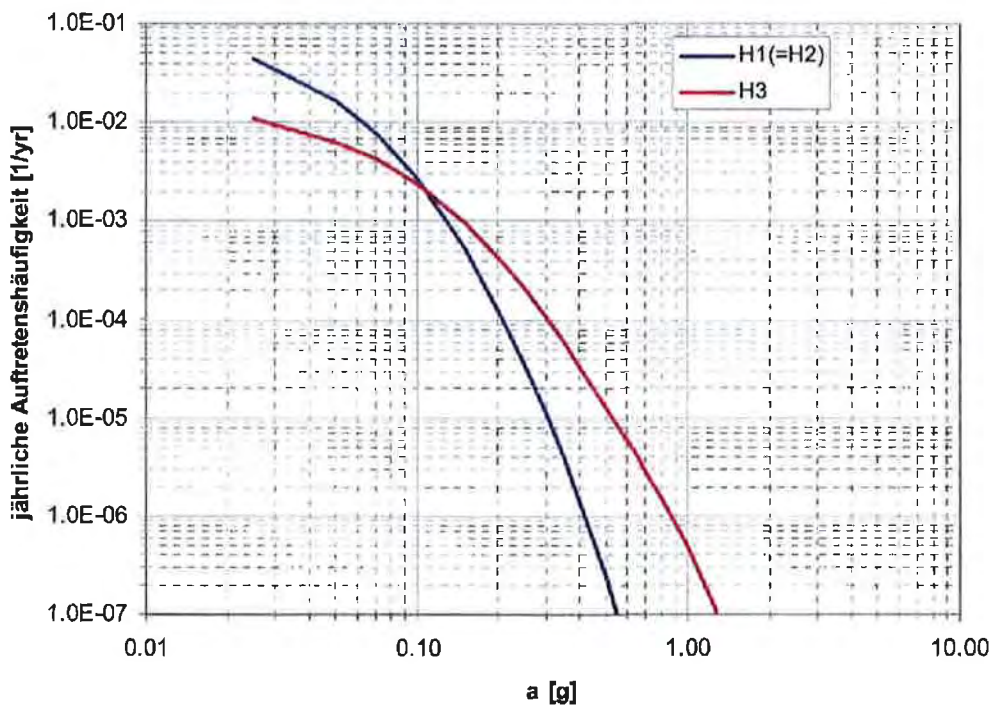


Abbildung 3-10: Erdbebengefährdungen $H1 (=H2)$ und $H3$ als Funktion der durch Erdbeben hervorgerufenen Beschleunigung a [g]



Darstellung der Stufe-1 PSA Resultate nach ENSI-A05/d

Die Ergebnisse der Stufe 1 PSA werden in Tabelle 3-33 nach [18] dargestellt

Zusammenfassung	Ereigniskategorie	CDF [1/yr]				Anteil CDF in %
		Mittelwert	5%	50%	95%	
	Transienten	3.26E-07	4.86E-08	1.65E-07	5.38E-07	8.3
	Kühlmittelverlust-Störfälle (LOCA)	1.04E-07	3.48E-09	2.59E-08	2.38E-07	2.7
Total interne Ereignisse		4.30E-07	5.21E-08	1.91E-07	7.76E-07	11.0
	Brand	7.59E-07	1.38E-07	4.19E-07	1.12E-06	19.4
	Interne Überflutung	5.02E-07	4.60E-08	1.90E-07	9.51E-07	12.8
	Andere interne systemübergreifende Ereignisse	-	-	-	-	-
Total interne systemübergreifende Ereignisse		1.26E-06	2.14E-07	6.68E-07	1.95E-06	32.2
	Erdbeben (H3')	2.14E-06	5.10E-07	1.53E-06	3.72E-06	54.7
	Extreme Winde und Tornados	6.47E-08	4.09E-09	2.38E-08	1.41E-07	1.7
	Externe Überflutung	3.21E-14	5.00E-15	6.72E-14	8.59E-13	0.0
	Flugzeugabsturz	1.34E-08	1.15E-09	4.54E-09	1.85E-08	0.3
	Andere externe Ereignisse	-	-	-	-	-
Total externe Ereignisse		2.22E-06	5.34E-07	1.58E-06	3.81E-06	56.8
Gesamt CDF		3.91E-06	-	-	-	100

Tabelle 3-33: Resultate der Stufe-1 PSA für den Leistungsbetrieb (POS 0) [48]

Im internationalen Vergleich liegt das KKL als nachgerüstete Generation II Anlage mit einem gut entwickelten Severe Accident Management (präventiv) bei einem sehr niedrigen CDF-Wert (siehe Abbildung 3-11). Es ist dabei zu beachten, dass der wesentliche CDF-Anteil (54.7 %) aus der neuesten Erdbebengefährdung nach PEGASOS (= H3) [149] resultiert. Ohne Erdbeben figuriert die CDF des KKL im Bereich der neuen Generation III Anlagen.

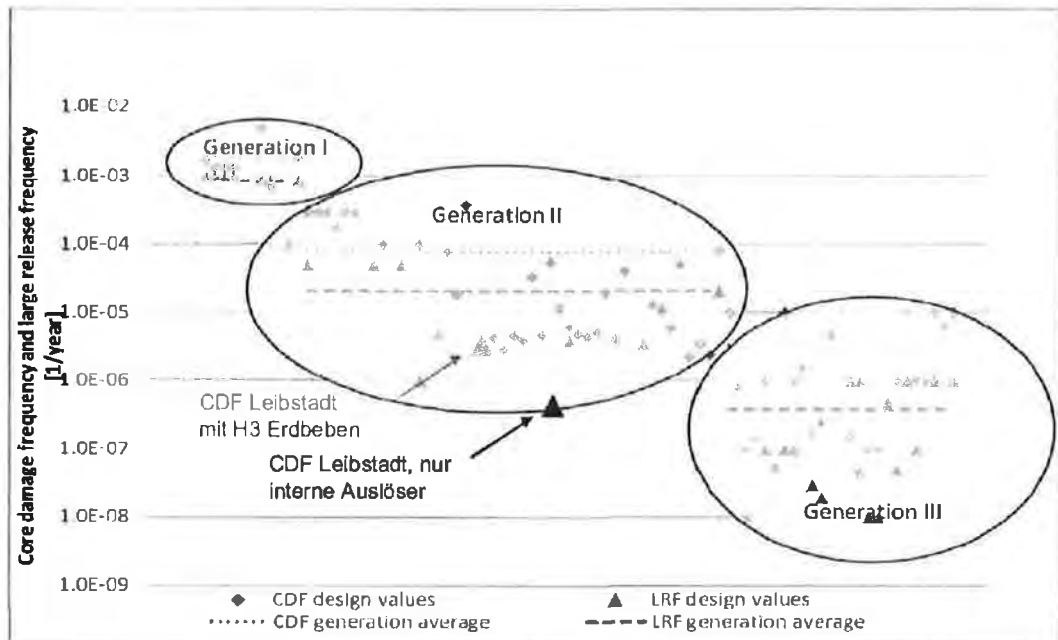


Abbildung 3-11: Vergleich CDF KKL mit CDF Gen. III KKW

Generelle Aussage bezüglich LERF (SLERF) auf Grundlage der IAEA Empfehlungen

Aus dem in der LPSA2006 ausgewiesenen Risikoprofil des KKL ergibt sich, dass die Summe der grossen Freisetzungshäufigkeiten („Large Release Fraction“, LRF und „Large Early Release Fraction“, LERF) ca. $2,6 \cdot 10^{-6}$ pro Jahr beträgt. Die LERF bzw. LRF sind dabei identisch, da alle in der LPSA2006 ausgewiesenen, grossen Freisetzung frühzeitig (d. h. innerhalb von 10 Stunden nach Kernschaden) erfolgen. Die mit der LPSA2006 ermittelte LERF ist deutlich kleiner als der von der IAEA für bisherige KKW empfohlene Richtwert von $1 \cdot 10^{-5}$ pro Jahr. Sie übersteigt jedoch den empfohlenen Wert für Neuanlagen ($1 \cdot 10^{-6}$ pro Jahr). Der Grund hierfür liegt in der schweizerischen Anwendung einer neuen, stark erhöhten Erdbebengefährdung aufgrund PEGASOS, welche bereits der Gefährdungsstufe H3 entspricht. Vergleich: die vorherige LERF auf der Basis der H1 lag bei ca. $3,2 \cdot 10^{-7}$.



4. Erdbebenfestigkeit

In diesem Kapitel werden für den Lastfall „Erdbeben“ sowohl die Auslegungsgrundlagen der Anlage dargelegt als auch die Bewertung der Sicherheitsreserven vorgenommen. Weiterhin wird der Überlagerungslastfall „Starkbeben mit anschliessender Überflutung“ sicherheitstechnisch bewertet.

Allgemein ist festzuhalten, dass die Anlage innerhalb der Schweiz in einer Region mit geringer seismischer Aktivität errichtet wurde [67]. Dies widerspiegeln auch die neueren, engmaschigen, flächendeckenden Untersuchungen der Nagra (Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle) [136]. Die Nordschweiz ist damit eine der tektonisch am besten untersuchten Regionen Europas.

4.1. Auslegungsgrundlagen

Die heutige Bewilligung der Anlage basiert auf der ursprünglichen Erdbebengefährdung und der daraus resultierenden Erdbebenauslegung. Eine spätere Requalifizierung hat nicht stattgefunden. Dementsprechend ist $H1 = H2$

4.1.1. Erdbeben gemäss Auslegung

Die Anlage wurde sowohl gegen das 10'000-jährliche Sicherheitserdbeben („Safe Shutdown Earthquake“ SSE) als auch gegen das Betriebserdbeben („Operating Basis Earthquake“ OBE), das während der ursprünglich projektierten Betriebsdauer der Anlage von 40 Jahren erwartet werden kann, ausgelegt.

Für Gebäude ohne Anforderungen an die nukleare Sicherheit wurde das Erdbeben für konventionelle Bauwerke, das statistisch einmal in 475 Jahren zu erwarten ist, zugrunde gelegt [145].

4.1.1.1. Zahlenmässige Festlegung

Die maximale horizontale Bodenbeschleunigung am Fels, etwa 40 m unterhalb der Anlage, wurde mit 0,15 g ($g = \text{Erdbeschleunigung} = 9,81 \text{ m/s}^2$) für das SSE durch die Genehmigungsbehörde in Bezug auf die Auslegung der Anlage festgelegt. Gemäss der damals weltweit gängigen Praxis war die maximale horizontale Bodenbeschleunigung für das OBE mit 50% des Wertes für das SSE und das Verhältnis von vertikaler zu horizontaler maximaler Bodenbeschleunigung mit 2/3 anzunehmen. Damit ergaben sich für die Auslegung des KKL maximale Bodenbeschleunigungen in g an der Felsoberfläche unterhalb der Anlage nach zu:

Max. Bodenbeschleunigung am Fels	SSE [g]	OBE [g]
horizontal a_h	0,15	0,075
vertikal a_v	0,10	0,050

Tabelle 4-1: maximale Bodenbeschleunigung bei SSE und OBE auf Fels

Für Gebäude ohne Anforderungen an die nukleare Sicherheit wurden die Erdbebenanregungen gemäss der SIA-Norm 160 [145] für konventionelle Bauwerke festgelegt.

4.1.1.2. Seismologische Grundlagen

- Was die mögliche Gefährdung durch Erdbeben angeht, so konnten aufgrund der tektonischen Verhältnisse am Standort Leibstadt wie auch der geringen Seismizität, tektonische Oberflächenverschiebungen ausgeschlossen werden [67].

- Die Gefährdung durch Bodenverflüssigung infolge Erdbeben wurde für den Standort Leibstadt als nicht relevant eingestuft [4].
- Ebenso konnten aufgrund von Stabilitätsuntersuchungen grossräumige Böschungsrutschungen infolge Erdbeben auf der Nordseite des Geländes zum Rhein hin ausgeschlossen werden [67].
- Bei der Gefährdung durch Erdbeben am Standort Leibstadt wurden daher ausschliesslich Bodenerschütterungen betrachtet.
- Am Standort wird die Felsoberfläche von einer etwa 40 m starken Lockergesteinschicht überlagert. Die bodendynamischen Eigenschaften dieser Schicht weichen von denjenigen des festen Fels wesentlich ab und verursachen eine Aufschaukelung der Erdbebenanregung vom Fels bis zur Geländeoberfläche bzw. bis zu den Gebäudefundamenten im relevanten Frequenzbereich [4]. Die maximale horizontale Bodenbeschleunigung an der Geländeoberfläche errechnete sich für das SSE zu 0,28 g.

Die seismische Standortgefährdung wurde von den Behörden mit Schreiben vom 7. März 1974 in Anlehnung an das Verfahren beim schweizerischen Kernkraftwerk Gösgen in Form von maximalen Bodenbeschleunigungen am Fels für die Auslegung spezifiziert. Diese Spezifikation beruhte auf dem Stand der Erkenntnisse der frühen 1970er Jahre und wurde im Anschluss an die Erarbeitung der „Erdbebenrisikokarten der Schweiz“ (Basler & Hoffmann, 1977) im Rahmen einer standortspezifischen Gefährdungsstudie durch die Behörde bestätigt. Eine parallel zu den Untersuchungen auf Behördenseite durchgeführte Risikostudie des KKL führte zu einer weitgehenden Bestätigung der Erdbebenspezifikation der Behörde [67].

4.1.1.3. Bewertung

Die Auslegung der Gebäude sowie der sich innerhalb der Gebäude befindenden mechanischen und elektrischen Ausrüstungen erfolgte gemäss folgender Berechnungskette:

- Die von der Behörde spezifizierte seismische Standortgefährdung wurde für die Auslegung der Anlage in ingenieurmässig handhabbare Parameter (Erdbebencharakteristiken „am Fels“) umgesetzt. Es wurden zusätzlich zur maximalen Bodenbeschleunigung die Dauer, der Verlauf und des Frequenzspektrums des Erdbebens festgelegt.
- Um die Erdbebenbelastung am Fundamentniveau der relevanten Gebäude zu ermitteln, wurde der Einfluss der Lockergesteinschicht (Aufschaukelungseffekt) auf die am Fels festgelegte Erdbebenanregung berücksichtigt.
- Die daraus resultierenden Anregespektren bzw. die zugehörigen Beschleunigung / Zeitverläufe auf dem jeweiligen Fundamentniveau bildeten die Auslegungsgrundlage für die Erdbebenbemessung der relevanten Gebäude.
- Die Auslegung der in den Gebäuden installierten Anlagensysteme und Komponenten wurde entkoppelt von der Auslegung der Gebäude durchgeführt. Dazu wurden entsprechende Etagenantwortspektren für ausgewählte Gebäudeebenen mit zugehörigen Dämpfungswerten berechnet. Nach Ermittlung der Spektren auf den entsprechenden Ebenen wurden diese eingehüllt und verbreitert. Diese resultierenden Etagenantwortspektren bildeten die seismische Anregebelastung für die Ausrüstungen innerhalb der Gebäude.

Basierend auf der Einklassierung aller Bauwerkstrukturen, Anlagensysteme und Komponenten gemäss nachfolgendem Kap. 4.1.2.1 wurden die Anlagenteile differenziert für Erdbeben gemäss den gültigen, einschlägigen Regelwerken (SIA Norm, ASME Code, DIN Norm, IEEE Standards usw.) sowie speziellen Vorschriften der zuständigen Genehmigungsbehörde [1] ausgelegt. Dabei wurde über den Standsicherheitsnachweis, den Integritätsnachweis sowie den Funktionsfähigkeitsnachweis gezeigt, dass die Baustrukturen und Ausrüstungen ihre si-

cherheitstechnische Funktion während und nach dem Eintreten des Erdbebens erfüllen können.

Elektrotechnisch sicherheitsrelevante Komponenten wurden mehrheitlich, wo noch nicht durchgeführt, über Versuche mittels Rütteltisch seismisch qualifiziert.

Diese Analysen waren Teil der Genehmigungsunterlagen und wurden durch die Behörde/Gutachter überprüft [4].

Mit dem Projekt PEGASOS [17] sowie dem noch laufenden Folgeprojekt - PEGASOS Refinement Project (PRP) - wird zurzeit die probabilistische Erdbebengefährdung der schweizerischen Kernkraftwerke neu bestimmt. Dieses Projekt ist neu und noch in der Forschungsphase, doch erste Ergebnisse zeigen einen Trend zu einer generell höheren Erdbebengefährdung in der Schweiz (Gefährdungsstufe H3), als in der ursprünglichen Auslegung der Anlage zu Grunde gelegt wurde (H1). Die nachfolgend in Abschnitt 4.2 aufgeführten Betrachtungen zu vorhandenen Sicherheitsreserven in der deterministischen Nachweiskette sowie die Zusammenstellung der seismischen Versagenswiderstände (Fragilities) sicherheitstechnisch relevanter Gebäude, Systeme und Komponenten aus der probabilistischen Sicherheitsanalyse lassen erkennen, dass die im KKL vorhandenen Sicherheitsmargen gross genug sind, um auch die Belastungen aus einem heute erhöhten 10'000-jährlichen Sicherheitserdbeben abtragen zu können. Entsprechende detaillierte Nachweisführungen, basierend auf umfangreichen Anlagenbegehungen [66] und komplexen Berechnungsmodellen, sind zurzeit für die Anlage in Bearbeitung.

4.1.2. Schutzmassnahmen

Wie schon im vorherigen Abschnitt erwähnt, wurde das KKL gegen das Sicherheitserdbeben, das Betriebserdbeben sowie das SIA Erdbeben ausgelegt.

Dies bedeutet: Das Sicherheitserdbeben wurde dabei als auslösendes Ereignis verstanden, bei dem die drei nuklearen Schutzziele mit genügender Konservativität erfüllt sind, d.h. während und nach dem Eintreten eines solchen Erdbebens sind alle Funktionen für das sichere Abfahren der Anlage, die Abfuhr der Nachzerfallswärme gewährleistet und der Einschluss der radioaktiven Spaltprodukte ist sichergestellt. Das Betriebserdbeben hat indes einen operativen Fokus. Es wird sichergestellt, dass bei kleineren Erschütterungen die Anlage nach den entsprechenden Überprüfungen möglichst ohne lange Unterbrechung weiterbetrieben wird. Das SIA Erdbeben wurde bei Gebäuden ohne Anforderungen an die nukleare Sicherheit entsprechend der Praxis bei konventionellen Bauten berücksichtigt.

Weiterhin ist das KKL gemäss behördlicher Richtlinie mit einer wirksamen seismischen Anlageninstrumentierung ausgerüstet. Bei einem ausgelösten Alarm werden gemäss Betriebsvorschrift entsprechende administrative Massnahmen ergriffen.

4.1.2.1. Relevante Sicherheitsausrüstungen

Die für die Beherrschung des Lastfalls „Erdbeben“ relevanten Sicherheitsausrüstungen sind in Kap. 3 aufgelistet und beschrieben.

Es ist ein sicherheitsorientiertes Vorgehen für die Auslegung gegen seismische Einwirkungen gewährleistet, indem die Bauwerkstrukturen, Anlagensysteme und Komponenten hinsichtlich ihrer Sicherheitsrelevanz bei Erdbebenereignissen in Übereinstimmung mit den entsprechenden Richtlinien der zuständigen Genehmigungs-/Aufsichtsbehörde klassiert wurden.

Bauwerkstrukturen:

Die Erdbebenklassen für die Gebäude wurden bestimmt durch die höchste Sicherheitsklasse der im Gebäude befindlichen mechanischen oder elektrischen Ausrüstungen [67].

Erdbebenklasse 1: Auslegung gegen SSE und OBE

Erdbebenklasse 2: Auslegung gegen OBE

Erdbebenklasse 3: Auslegung gegen SIA Erdbeben

Dabei wurde der zusätzlichen Anforderung entsprochen, dass Gebäude der Erdbebenklasse 3 die Integrität der Gebäude der Erdbebenklasse 1 und 2 nicht beeinträchtigen.

Mechanische Ausrüstungen:

Die Erdbebenklassierung der mechanischen Ausrüstung wurde weitgehend durch die Sicherheitsklasse bestimmt und ist in einer sogenannten Komponentenliste dokumentiert [60].

Erdbebenklasse 1: Auslegung gegen SSE und OBE

Erdbebenklasse 2: Auslegung gegen OBE

Erdbebenklasse 2*: Auslegung gegen OBE (KKL-interne Anforderung aus Gründen der Verfügbarkeit der Anlage)

Erdbebenklasse 3: keine spezielle Auslegung gegen Erdbeben

Dabei wurde den zusätzlichen Anforderungen entsprochen, dass bei einem SSE mechanische Komponenten der Erdbebenklasse 2 nicht zur Beeinträchtigung einer mechanischen oder elektrischen Komponente der Erdbebenklasse 1 bzw. 1E führen. Die Anforderungen in der Erdbebenklasse 2* sind identisch mit denen der Erdbebenklasse 2. Die Erdbebenklasse 2* ist eine KKL interne Anforderung und wurde aus Verfügbarkeitsgründen eingeführt. Sie betrifft vor allem den konventionellen, d.h. den nicht-nuklearen Bereich der Anlage.

Elektrische Ausrüstungen:

Die Erdbebenklassierung der elektrischen Ausrüstung wurde weitgehend durch die Sicherheitsklasse bestimmt und ist in einer sogenannten Komponentenliste dokumentiert [44], [61].

1E-Klassierung: Auslegung gegen SSE und OBE

0E-Klassierung: Auslegung gegen OBE

Dabei wurde der zusätzlichen Anforderung entsprochen, dass 0E klassierte Komponenten bei einem SSE nicht zur Beeinträchtigung einer Komponente der Erdbebenklasse 1 bzw. 1E führen.

4.1.2.2. Administrative Massnahmen

In einem Stör- bzw. Notfall, wie es ein Erdbeben darstellt, kommen insbesondere symptomorientierte Störfallvorschriften zur Anwendung, die um sogenannte Technische Entscheidungshilfen (Severe Accident Management Guidelines, SAMG, siehe auch Kapitel 9) erweitert wurden, um Schäden in der Anfangsphase eines Reaktorunfalls zu verhüten und/oder um die Auswirkungen von Unfällen mit stark beschädigtem Reaktorkern zu lindern bzw. zu begrenzen. Die Notfallanweisungen sind administrativer Art, welche die organisatorischen Aspekte abdecken (insbesondere Alarmierung, Information, Evakuierung). Nachfolgend sind dazu Erdbeben bezogene Beispiele aufgeführt.

Erdbebeninstrumentierung

Das KKL ist gemäss behördlicher Richtlinie mit einer seismischen Anlageninstrumentierung ausgerüstet. Auf dem Areal der Anlage sind insgesamt 5 Vororteinheiten (vier in Gebäuden auf verschiedenen Höhenkoten, eine im Freifeld) installiert, bestehend jeweils aus einem dreiachsigen Messwertaufnehmer und einer Registriereinheit. Zusätzlich werden die Messwerte auch auf einer Zentraleinheit im Betriebsgebäude erfasst, gespeichert und ausgewertet.

Die Registrierschwelle der Messwertaufnehmer ist auf 1/10 des Beschleunigungsgrenzwertes des OBE auf der jeweiligen Höhenkote eingestellt. Bei Überschreitung der Registrierschwelle wird ein schriftliches Protokoll der erfassten Werte erstellt. Somit ist ein Vergleich der seismischen Auslegungswerte mit denjenigen bei einem Erdbeben tatsächlich aufgetretenen Beschleunigungen möglich.

Bei Überschreitung des behördlich vorgegebenen Grenzwertes für OBE bzw. SSE [3] wird zusätzlich ein optischer und akustischer Alarm im Hauptkommandoraum ausgelöst. Nach Auslösung dieses Alarms hat die Betriebsmannschaft Massnahmen entsprechend der zugehörigen Betriebsvorschrift [62] zu ergreifen.

Die Funktionsfähigkeit der Erdbebeninstrumentierung wird in regelmässigen Abständen überprüft. Bisher wurden im KKL nur Erbeben deutlich kleiner als OBE registriert.

Notfallübung

Die organisatorischen Abläufe beim Eintreten eines Notfalles werden in sogenannten Notfallübungen in Absprache mit der Aufsichtsbehörde ENSI und unter Berücksichtigung behördlicher Richtlinien im KKL regelmässig geübt. Dabei werden insbesondere die Ausbildung und Zusammenarbeit der in der Notfallorganisation eingeteilten Personen gefördert und die Organisation und technischen Hilfsmittel unter möglichst realistischen Bedingungen überprüft.

Die letzte Notfallübung mit einem schweren Erdbeben als auslösendes Szenario fand im Jahr 2008 statt [59].

SED Schwachbebennetz

Im Auftrag der Nagra und der schweizerischen Kernkraftwerke plant der Schweizerische Erdbebendienst (SED) einen Ausbau des Messnetzes für schwache Erdbeben in der Nordschweiz und im Schweizer Mittelland. Mit dem erweiterten Messnetz soll über eine Dauer von mindestens 10 Jahren, geplanter Beginn der Betriebsphase stufenweise ab 2011, die lokale Erdbebentätigkeit erfasst werden mit dem Ziel, auch möglichst kleine, für den Menschen nicht spürbare Erdbeben (ab Magnitude 1 auf der Richterskala) verlässlich zu registrieren und zu lokalisieren.

Mit Hilfe dieser Daten sollen aktive Störungzonen mit sehr langsamen tektonischen Bewegungen identifiziert und gegebenenfalls mit bekannten geologischen Strukturen in Verbindung gebracht werden. Die Daten sollen mittelfristig helfen, die Seismotektonik (d.h. die Frage „warum und wo es zu Erdbeben kommt“) im Untersuchungsgebiet künftig noch besser zu verstehen [134].

4.1.2.3. Begleiteffekte

Ein möglicher Ausfall der externen Stromversorgung als Folge eines Erdbebens wird in Kapitel 7 behandelt.

Durch die zusätzlichen Anforderungen an die Gebäude sowie die mechanischen und elektrischen Ausrüstungen gemäss Abschnitt 4.1.2.1 wird beim Lastfall „Erdbeben“ vermieden,

dass niedriger klassierte Gebäude oder Komponenten die Integrität von höher klassierten beeinträchtigen können.

Im Rahmen entsprechender Notfallübungen, siehe Abschnitt 4.1.2.2, werden mit den verschiedenen Notfallorganisationen (KKL Notfallstab, Stützpunktfeuerwehr, Kantonspolizei usw.) auch Fragen der Zugänglichkeit des Kraftwerksgeländes nach einem Erdbeben behandelt. Da das KKL in einer seismisch weniger aktiven Region liegt, sind aufgrund der zu erwartenden Erdbebenstärken sowohl auf dem Kraftwerksgelände als auch in der näheren Umgebung keine massiven Bodenverformungen in Form von Setzungen / Böschungsrutschungen zu unterstellen, die eine Zufahrt von Personal oder Ausrüstungen über einen längeren Zeitraum verhindern würden, siehe auch Abschnitt 4.1.1.2.

Je nach Schweregrad des Erdbebens können die Anfahrtswege für Einsatz- und Ersatzpersonal zeitweise mehr oder weniger durch Trümmer (Teile von zerstörten Häusern, umgestürzte Leitungsmasten oder Bäume usw.) blockiert sein. Ein Zerstörungsgrad der Infrastruktur mit den entsprechenden nachteiligen Auswirkungen für extern initiierte Notfallmassnahmen, so wie er in Fukushima erfahren wurde, ist nicht zu erwarten.

4.1.3. Einhaltung der Bewilligungsbasis

Zur Sicherstellung der Einhaltung der Bewilligungsbasis beziehen sich die kontinuierlichen Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten auch auf den Erhalt der Erdbebensicherheit. Weiterhin werden periodisch seismische Walkdowns und Erdbebensicherheitsüberprüfungen im Rahmen der 10-jährlichen PSÜ durchgeführt.

4.1.3.1. Qualitätsmanagement

Im KKL wird ein prozessorientiertes „Total Quality Management“-System (TQM) gelebt. Dabei werden die Prozesse und deren Anschlussdokumente ständig überprüft und weiter entwickelt. Im Rahmen der Einhaltung der Bewilligungsbasis bzgl. des Lastfalls „Erdbeben“ sind neben der Erdbebeninstrumentierung aus Abschnitt 4.1.2.2 insbesondere die nachfolgenden Prozesse von Bedeutung.

Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten

Neben einer kontinuierlichen betrieblichen Überwachung der Anlage werden im Rahmen der periodisch durchgeführten Jahreshaupt- und Divisionsrevisionen unter anderem auch die sicherheitsrelevanten Systeme und Komponenten, die zur Beherrschung des Lastfalls „Erdbeben“ notwendig sind, gewartet, bei Bedarf Instand gesetzt/ausgetauscht sowie ihre Funktionsfähigkeit durch entsprechende Tests überprüft.

Periodische Sicherheitsüberprüfung

Ergänzend zur laufenden Aufsichtstätigkeit des ENSI werden alle 10 Jahre die bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz einer periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) gemäss behördlicher Richtlinie unterzogen. Ein Teil dieser PSÜ ist eine sogenannte seismische probabilistische Sicherheitsanalyse (seismische PSA), die den Risikobeitrag der Einwirkung von Erdbeben zum Gesamtrisiko der Anlage abschätzt. Hierbei werden die Auslegungsreserven bzw. Konservativitäten gemäss Abschnitt 4.2 – von der seismischen Gefährdungsanalyse, den Boden-Antwortspektren über die Gebäude-Antwortspektren, die Verfahren zur Analyse des mechanischen Verhaltens (vor allem Rechenverfahren) bis zur Formulierung der Grenzzustände – quantitativ bewertet und daraus die Ausfallwahrscheinlichkeiten mit den zugehörigen Streuungen ermittelt.

Im Rahmen der PSÜ 2006 wurde im Jahre 2010 eine umfangreiche seismische Anlagenbegehung durch eine international anerkannte, auf Erdbeben spezialisierte Firma durchgeführt

[66]. Von den ausländischen Experten wurde dabei der Anlage eine sehr gute seismische Widerstandsfähigkeit bescheinigt. Die Ergebnisse dieser Begehung sind Teil der Grundlagen für die neu zu berechnenden seismischen Sicherheitsreserven (H3) der Anlage.

WANO Peer Review

Das KKL unterzieht sich freiwillig in regelmässigen zeitlichen Abständen einer Sicherheitsüberprüfung durch die WANO (World Association of Nuclear Operators). Die Überprüfungen orientieren sich an der internationalen „Best Practice“. Dabei wird die Anlage auch hinsichtlich seismischer Belange durch Experten aus anderen ausländischen Kernkraftwerken überprüft und beurteilt. Das letzte WANO Peer Review fand im Frühjahr 2011 statt, und es wurden keine Schwachstellen hinsichtlich der Erdbebensicherheit der Anlage aufgezeigt.

4.1.3.2. Überwachung anlagenexterner Mittel

Seit Juni 2011 steht, aufgrund einer Verfügung des ENSI, zur Bekämpfung von schweren auslegungüberschreitenden Störfällen, wie z.B. ein sehr starkes Erdbeben, zusätzlich ein externes Lager zur Verfügung, in dem erdbeben- und überflutungssicher zusätzliche Einsatzmittel, wie Notstromaggregate, mobile Pumpen, Stromkabel, Kühlmittelschläuche, Treibstoff, Borierungsmittel usw. bereitstehen.

Der Antransport kann mittels Helikopter erfolgen.

4.1.3.3. Sicherheitsrelevante Abweichungen

Das internationale Expertenteam hat bei seinem Walkdown im Sommer 2010 (siehe auch 4.1.3.1) keinerlei sicherheitsrelevante Abweichungen in Bezug auf die Auslegung der Anlage gegen Erdbeben gefunden.

4.1.3.4. Kontrollen nach dem Fukushima-Unfall

Das KKL begann unmittelbar nach dem japanischen Unfall in Fukushima mittels aus verlässlichen Quellen stammenden und möglichst abgesicherten Informationen mit einer ersten Untersuchung der eigenen Anlagesicherheit.

Das ENSI ordnete ebenfalls eine Untersuchung der Auslegung und des Notfallmanagements hinsichtlich schwerer Naturgefahren und deren Kombinationen mittels entsprechender Verfügungen an.

KKL hat in Folge der PSÜ 2006 mit der Erstellung einer neuen, detaillierten Erdbebenanalyse begonnen. Diese umfasst sowohl eine neue Erdbebenbewertung auf Grund der neuen PEGASOS (H3) Gefährdung als auch die Fragilities, respektive Bewertung der Sicherheitsreserven des KKL bei Erdbeben. Die Ergebnisse für die Bewertung der Auslegung für das SSE werden Ende November 2011 dem ENSI eingereicht. Es zeigt sich bereits heute, dass die Sicherheitsauslegung des KKL gegen Erdbeben in vielen Bereichen (wie z. B. durch den hohen Redundanz- und Diversitätsgrad bei Sicherheitssystemen, das gebunkerte Notstandssystem, die gefilterte Containmentdruckentlastung über Kamin usw.) gegenüber den Fukushima-Reaktoren entscheidende Sicherheitsvorteile aufweist.

Die Hauptursache der aufgetretenen Probleme im japanischen Kernkraftwerk Fukushima-Dai-ichi war der Tsunami. Die Kombination Erdbeben mit grosser Flutwelle kann für das KKL ausgeschlossen werden, es bestand daher für das KKL kein unmittelbarer Handlungsbedarf (siehe Kapitel 5).

4.2. Bewertung der Sicherheitsmarge

Die nachfolgende Bewertung der seismischen Sicherheitsmarge bezieht sich auf die ursprüngliche Auslegungsbasis, die identisch ist mit der aktuellen Bewilligungsbasis ($H_2=H_1$).

Die Überprüfung der deterministischen Auslegung gegen Erdbeben zeigte bezüglich der gesamten Berechnungskette gemäss Abschnitt 4.1.1.3, und den jeweils zu berücksichtigenden einhüllenden, abdeckenden und ungünstig anzunehmenden Randbedingungen eine lückenlos konservative Methodik. Dies bedeutet, dass die Berechnung noch weitere, nicht ausgewiesene Reserven enthält:

- Die ingenieurmässigen Kennzahlen für die Erdbebenanregung basierten auf statistischen Auswertungen repräsentativer Erdbebenregistrierungen und hüllten diese konservativ ein (Erdbebenkatalog). Bei der Ermittlung der seismischen Lasten wurden Teile der Streuungen, Unsicherheiten und unbekannte Boden- und Herdparameter konservativ einbezogen. Das resultierende Spektrum ist ein eingehülltes und verbreitertes Spektrum.
- Bei der Umrechnung der Anregung auf die unterschiedlichen Fundamentunterkanten wurde ein eindimensionales Bodenmodell unter Berücksichtigung des nichtlinearen Bodenverhaltens verwendet. Dabei wurden die Extremwerte der Bodeneigenschaften (Maximal- und Minimalwerte) berücksichtigt und die resultierenden Ergebnisse konservativ eingehüllt.
- Die dämpfende Wirkung aus Hysterese und Energieabstrahlung infolge der Boden-Bauwerk-Wechselwirkung wurde konservativer Weise nicht berücksichtigt.
- Ebenso wurde die Möglichkeit, dass Bauwerke durch plastisches Materialverhalten grosse Mengen der Erdbebenenergie aufnehmen können, konservativer Weise nicht in Betracht gezogen. Durch das plastische Verhalten wird das Bauwerk zudem weicher und entzieht sich hohen Erdbebenbelastungen. Konservative lineare Berechnungsverfahren waren zur Zeit der Anlagenprojektierung in den 1970er Jahren Stand der Technik.
- Die Bemessungsvorschriften selbst (SIA Norm, ASME Code, usw.) enthalten Sicherheitsfaktoren, die innerhalb des Auslegungsprozesses angewendet werden. Denn die regelwerks-konforme Auslegung verfolgt primär das Ziel der Sicherheit mit entsprechender Einhaltung von Sicherheitsreserven.
- Die Bemessung erfolgte mit charakteristischen bzw. spezifizierten Werten der Materialfestigkeitseigenschaften. Diese entsprechen den 95% Fraktilen und sind somit konservativ. Zudem steigt die Festigkeit von Beton mit dem Alter (Grundlage der Bemessung ist die 28-Tage-Festigkeit).
- Strukturelle Entkoppelungen (Behälter und Rohrleitung) führten zu konservativen Nachweisen, da die Phasenlage der Koppelkräfte nicht mehr bekannt ist und diese ungünstig angesetzt werden.
- Die zulässigen Spannungsgrenzen wurden bei der Auslegung vielfach nicht erreicht, was implizit eine zusätzliche Sicherheitsmarge bedeutet.

Die Standarderdbebenauslegung für die General Electric (GE) BWR/6 Anlage [32] ist bezogen auf die Unterkante des Reaktorgebäudes um etwa den Faktor 1,5 höher als der entsprechende KKL-spezifische Wert (maximale horizontale Beschleunigung für das SSE). Das bedeutet, dass die im Lieferumfang des Reaktorherstellers GE verwendeten mechanischen und elektrischen Standardkomponenten schon vorgängig eine entsprechende Sicherheitsreserve aufweisen. Der GE Lieferumfang beinhaltet das Nukleare Dampferzeugungssystem, d. h. im Wesentlichen den Reaktordruckbehälter einschliesslich Einbauten und Brennelemente sowie das Reaktorwasser-Umwälzsystem und die Frischdampfleitungen innerhalb des Containments.

Zusammenfassend wird festgehalten, dass sowohl in den Auslegungsberechnungen als auch in der konkreten Ausführung der Anlage generell grosse Reserven vorhanden sind.

In den folgenden Abschnitten werden wichtige Sicherheitsmargen aus den Berechnungen der seismischen Widerstandswerte (Fragilities) einzelner Gebäude sowie Komponenten/Systeme im Rahmen der seismischen PSA ausgewiesen.

4.2.1. Brennstoffschaden nach Erdbeben

Grundlagen der KKL-Sicherheitsmargenanalyse

Um die Sicherheitsreserven gegenüber einem auslegungsüberschreitenden Erdbeben für diejenigen Gebäude und Ausrüstungen (Systems, Structures and Components, SSC) zu bestimmen, die ein sicheres Abfahren der Anlage gewährleisten, ist es notwendig, die ultimative, seismische Widerstandsfähigkeit von Gebäuden und Komponenten zu bestimmen. Um eine Seismische Margen Analyse (SMA) durchzuführen, werden Fragility-Kurven verwendet. Sie dienen der Bestimmung der seismisch bedingten Versagenswahrscheinlichkeit P_f von Gebäuden und Komponenten in Abhängigkeit der Bodenerschütterung. Die Bodenerschütterung wird dabei als maximal anzunehmende Bodenbeschleunigung a_{PGA} (Peak Ground Acceleration) in Abhängigkeit der Erdbeschleunigung g angegeben. Fragility Kurven werden nach [20] folgendermassen ermittelt:

$$P_f = \Phi \cdot \left[\frac{\ln\left(\frac{a}{A_m}\right) + \beta_u \Phi^{-1}(Q)}{\beta_r} \right] \quad [1]$$

Die Versagenswahrscheinlichkeit P_f wird dabei in Abhängigkeit der kumulativen Gaussfunktion Φ der vorgegebenen Beschleunigung a , dem Vertrauensniveau Q , der Median Kapazität A_m , sowie der epistemischen Unsicherheit β_u und der aleatorischen Unsicherheit β_r bestimmt. Das Vertrauensniveau umfasst dabei die ganze Bandbreite von 0 bis 100% Vertrauen.

Für die Berechnung der Versagenswahrscheinlichkeit P_f bleiben folgende Faktoren zu ermitteln, die Median Kapazität A_m bei $P_f = 0.5$ und $Q = 50\%$ sowie die beiden Unsicherheiten β_u und β_r . Bei deren Berechnung werden normalerweise die Standardverfahren nach [20] eingesetzt.

Die Median Kapazität A_m setzt sich aus der Beschleunigung des Sicherheitserdbebens A_{SSE} und einem Sicherheitsfaktor F zu $A_m = A_{SSE} \cdot F$ zusammen. Der Sicherheitsfaktor F wird dabei nach Ausdruck [2] ermittelt.

$$F = F_S \cdot F_\mu \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \quad [2]$$

Der Festigkeitsfaktor F_S basiert auf dem Verhältnis der zulässigen Spannung σ_{zul} zu Spannung σ_{SSE} , die durch das Auslegungserdbeben hervorgerufen wird. Die plastische Absorption der Energie wird durch F_μ berücksichtigt. Nach NUREG-CR3805 werden mit dem Ausrüstungsfaktor F_{RE} die Konservativitäten der Antwortspektren bei der Komponentenberechnung berücksichtigt. Der Gebädefaktor F_{RS} berücksichtigt die Konservativität der Antwortspektren bei der Berechnung der Bauten. Die Antwortspektren der Gebäude und Komponenten werden dabei über die sogenannte Boden-Bauwerk-Wechselwirkungs-Analyse (SSI – Analysis) gewonnen. Dazu ist es notwendig, die sicherheitsrelevanten Gebäude mit entsprechender FEM Software (z.B. ANSYS) zu modellieren. Mit Hilfe der Modelle werden

dann wiederum mit Berechnungsprogrammen (z.B. SASSI) die Auswirkungen von erdbebentypischen Belastungen auf die Gebäude untersucht.

Bei den Unsicherheitsfaktoren β_u und β_r handelt es sich um logarithmische Standardabweichungen. Die epistemische Unsicherheit β_u (*u*: uncertainty) berücksichtigt dabei die Unsicherheit in der Komponenten- oder Gebäudekapazität welche sich aus Mangel an Information über die mikroplastischen Vorgänge in den Strukturen ergibt. Effekte der Zufälligkeit werden mit der aleatorischen Unsicherheit β_r (*r*: randomness) beschrieben.

Abbildung 4-1 zeigt die übliche Darstellung von Fragility-Kurven für 5%, 50% und 95% Vertrauen [20]. Zudem sind die charakteristischen Werte A_{SSE} , A_{HCLPF} und A_m mit eingetragen. Der HCLPF (High Confidence of Low Probability of Failure)-Wert A_{HCLPF} bedeutet, dass an dieser Stelle bei 95% Vertrauen (= High Confidence) mit einer Fehlerwahrscheinlichkeit von nur 0.05 (Low Probability of Failure) zu rechnen ist. Er ist ein wichtiger Wert bei der Bestimmung von Sicherheitsreserven, wie sich in der Beschreibung der seismischen Reserven zeigen wird.

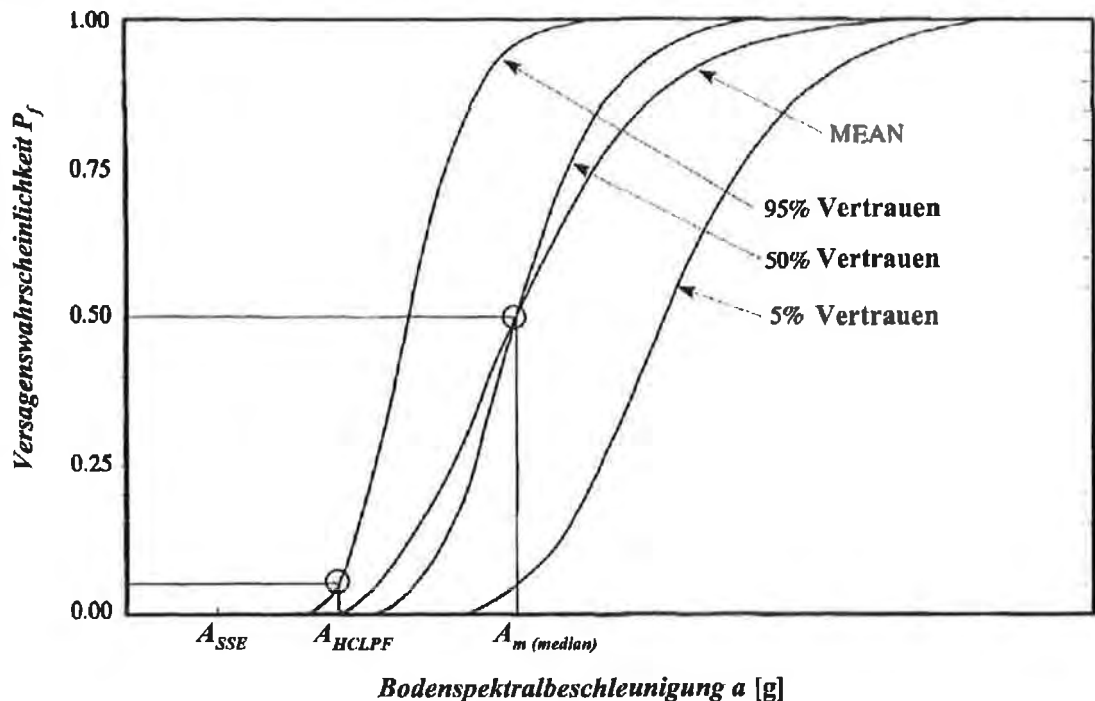


Abbildung 4-1: Darstellung von Fragility Kurven mit den charakteristischen Werten A_{SSE} , A_{HCLPF} und A_m [20]

Die Bedeutung einer Fragility-Analyse für die Bestimmung der Erdbebenfestigkeit von Kernkraftwerken hat in den letzten 30 Jahren stetig zugenommen. So wird in der schweizerischen Richtlinie zur Erstellung der Probabilistischen Sicherheitsanalyse ENSI-A05 ausführlich auf die geforderte Qualität und den geforderten Umfang einer anlagenspezifischen Fragility-Analyse eingegangen. Darin wird unter anderem explizit die PSA-Komponentenliste inkl. der Komponentenstandorte als Basis für die Fragility-Analyse genannt. Ferner wird für die

Durchführung der Analyse eine international akzeptierte Vorgehensweise gefordert (z.B. EPRI-NP-6041, [19]).

Bei einer derartigen Fragility-Analyse werden folgende Schritte durchlaufen:

- Identifizierung der sicherheitsrelevanten Komponenten
- Berücksichtigung detaillierter spezifischer Informationen der Komponenten hinsichtlich Erdbebenaspekten
- Durchführung von Anlagenrundgängen mit Komponenteninspektion vor Ort mit dem Fokus auf Erdbebenrobustheit
- Berechnung der seismischen Komponentenkapazitäten.

Die Fragilities der Komponenten werden benötigt um deren Fehler-Anfälligkeit bei seismisch induzierten Beschleunigungen herauszufinden. Dabei wird auch der Aufstellungsort und –höhe der Komponenten berücksichtigt.

Nachfolgend werden die grundlegenden Schritte aufgeführt, die zur Erstellung einer Seismic Margin Analysis (SMA) basierend auf vorhandenen PSA-Fragilities notwendig sind. Die Bestimmung der limitierenden seismischen Reserven basiert auf einer SMA nach [35]. Zudem beruht die Bewertung auf den Ergebnissen einer anlagen-spezifischen Fragility-Analyse vom Juli 1997 für den H2 Hazard, die 2005 im Rahmen der PSÜ als Teil der Entstehung der anlagenspezifischen PSA der schweizerischen KKW's nachgeführt wurde [139].

Seismische Widerstandsfähigkeit der KKL Abfahrpfade

Es wurde eine seismische Margenanalyse für die wesentlichen Abfahrpfade zur Bestimmung der seismischen Anlagekapazität hinsichtlich der sicheren Abschaltung der Anlage durchgeführt. Dazu waren folgende Schritte notwendig:

1. Bestimmung aller Abfahrpfade zur Überführung der Anlage in den „safe shutdown“ Zustand nach einem Erdbeben
2. Bestimmung der seismischen Fragility Funktionen für die betroffenen SSC aller Abfahrpfade
3. Berechnung der seismischen Mediankapazität A_m und der HCLPF-Kapazität A_{HCLPF} aller Abfahrpfade (Sicherheitsreservebestimmung)
4. Bestimmung des robustesten Abfahrpfades mit der grössten seismischen Sicherheitsreserve
5. Bestimmung derjenigen SSC über die Mediankapazität A_m und die HCLPF-Kapazität A_{HCLPF} , die die seismische Sicherheitsreserve des robustesten Abfahrpfades limitieren²
6. Bestimmung der Sicherheitsfaktoren als Verhältnis von jeweils A_m und A_{HCLPF} zur SSE Beschleunigung des H2 Auslegungserdbebens. Die beiden Sicherheitsfaktoren

² Ermittlung von A_m und A_{HCLPF} für die Anlage: A_m steht dabei für die Begrenzung der sicheren Abschaltmöglichkeit der Anlage, dargestellt als erdbebeninduzierte Höchstbeschleunigung PGA in Bezug auf das jeweils gültige Erdbebenspektrum. A_{HCLPF} steht für die Begrenzung der sicheren Abschaltmöglichkeit der Anlage, dargestellt als erdbebeninduzierte Höchstbeschleunigung PGA in Bezug auf das jeweils gültige Erdbebenspektrum bei 95% statistischem Vertrauen.

stehen für die Unsicherheitsbandbreite der Sicherheitsreserven der Anlage gegenüber dem Auslegungserdbeben H2.

Derzeit (2011) wird am KKL eine aufwendige Neuerstellung der Erdbebenanalyse durchgeführt nach den oben genannten Schritten durchgeführt. Kernbestandteil dieser Analyse ist die Überarbeitung der bisherigen Fragilities sowohl für die PSA als auch für die Deterministische Sicherheitsanalyse (DSA). Für die PSA Fragilities wird dabei nach der konventionellen Berechnungsmethodik gearbeitet, die DSA Fragilities werden mit Hilfe der konservativen „Conservative Deterministic Failure Margin“(CDFM)-Methode bestimmt. Basierend auf der derzeit gültigen Erdbebengefährdung (PRP Intermediate Hazard, 2011 [13]) auf Felsniveau wird über die neu ermittelten Transferfunktionen die Gefährdung auf der Bodenoberfläche ermittelt. Davon ausgehend werden dann mit Hilfe Gebäudetransferfunktionen die Etagen-Antwortspektren der einzelnen Stockwerke in den sicherheitsrelevanten Gebäuden berechnet. Damit ist es etagenweise möglich, die Auswirkungen der durch Erdbeben induzierten Beschleunigungen auf die SSC zu bestimmen und dadurch eine realistisches Bild der Sicherheitsmargen im Lastfall Erdbeben zu bekommen.

Nachfolgend werden alle relevanten Abfahrpfade aus dem Leistungsbetrieb und Stillstandsbetrieb bis zum kalt abgestellten Zustand bzw. zur sicheren Nachwärmeabfuhr dargestellt.

Den Abfahrpfaden sind sowohl die betreffenden Fahrvorschriften (Gesamtfahrvorschriften, GFV; Störfallanweisungen, SFA) des KKLs zugeordnet als auch die Bezeichnungen der Komponentengruppen mit den seismisch limitierenden Sicherheitsreserven mit deren Werten für A_m und A_{HCLPF} .

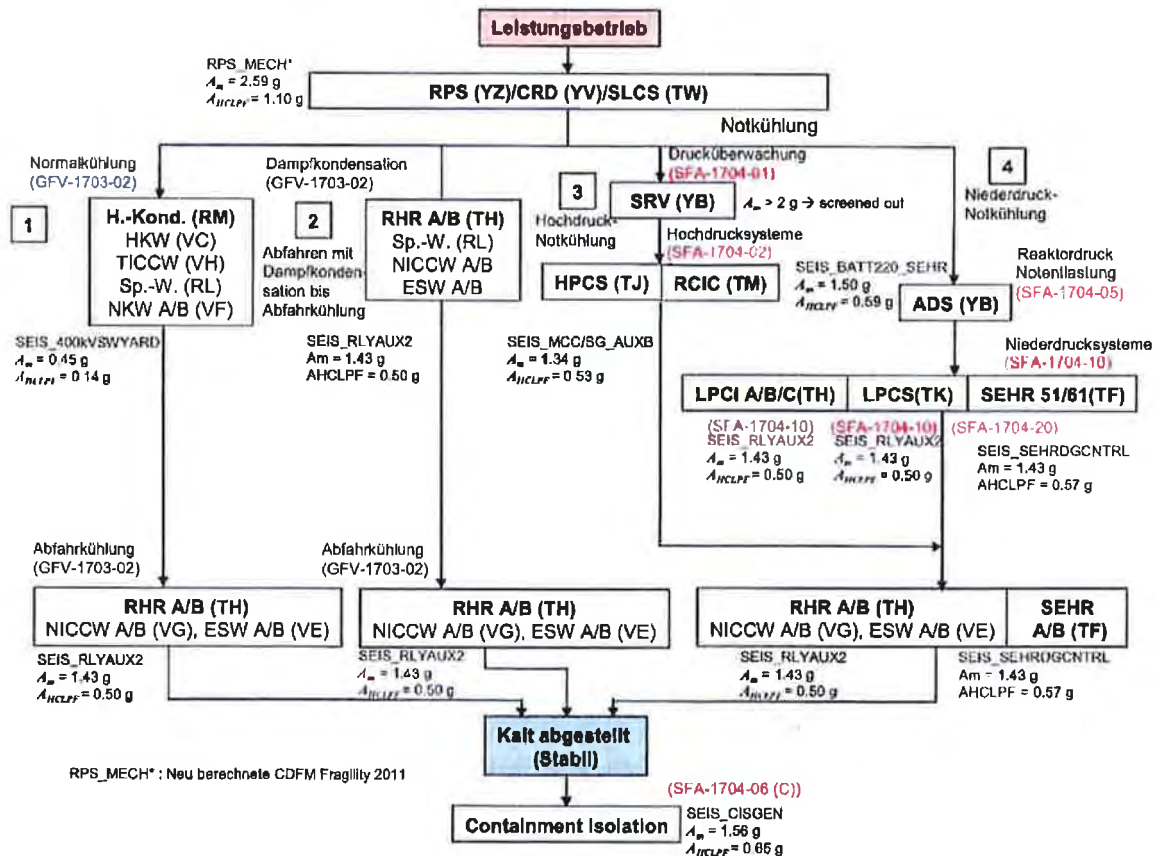
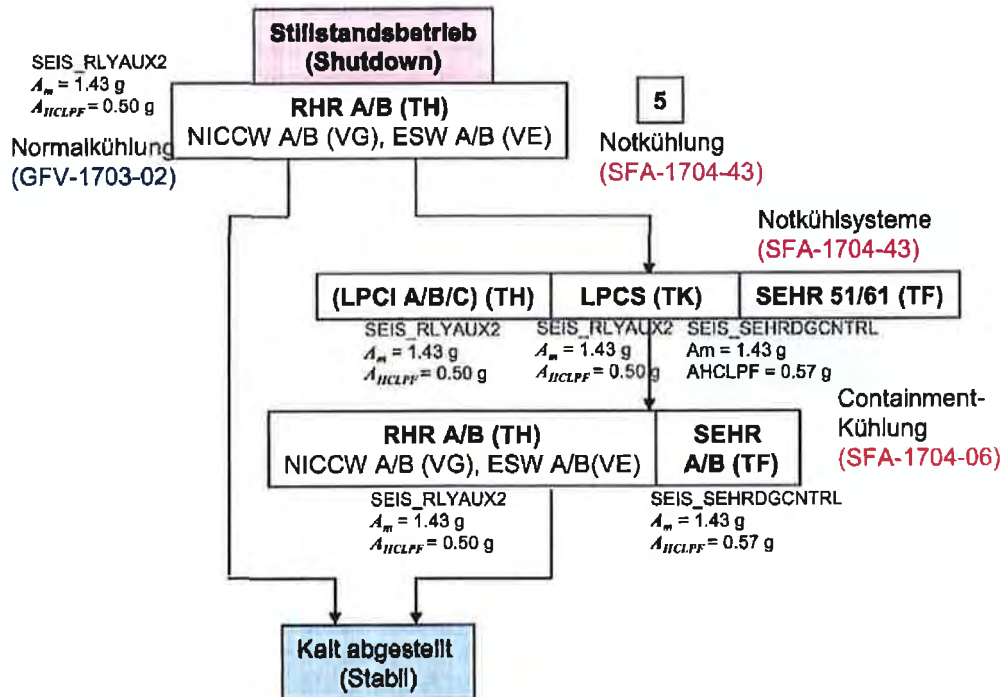


Abbildung 4-2: Abfahrpfade aus dem Leistungsbetrieb


Abbildung 4-3: Abfahrpfade aus dem Stillstand

Sämtliche Abfahrpfade beginnen mit dem Abschalten des Reaktors über das Reaktorschutzsystem (RPS, YV) oder mit dem Vergiftungssystem SLCS (TW). Da der Fahrmechanismus der Steuerstäbe über eine Fail-Safe³ Logik angesteuert wird, bedeutet dies, dass zur Bestimmung der seismischen Marge die mechanischen Komponenten die Limite darstellen. Im Rahmen der oben erwähnten Neuerstellung der Erdbebenanalysen wurden daher die mechanischen Komponenten des RPS mit der konservativen CDFM-Methode berechnet. Als Ergebnis konnten folgende Werte $A_m=2.59\text{ g}$ und $A_{HCLPF}=1.1\text{ g}$ ermittelt werden.

Der normale Abfahrpfad (1) verläuft über den Hauptkondensator (RM) der Turbine und letztlich über das RHR A/B (TH) zum kalt abgestellten, stabilen Zustand. Dabei wird zuerst der Dampf aus dem Reaktor in den Hauptkondensator (RM) geleitet, der die Kondensationswärme in den Hauptkühlkreislauf (VC) abführt. Während dessen wird Speisewasser (RL) in den Reaktor zur Reaktorniveauhaltung weiter gepumpt. Wenn der Reaktordruck unter 10 bar sinkt, wird zur weiteren Abfahrkühlung RHR verwendet. Da für diesen Abfahrpfad die Betriebssysteme benutzt werden, dominiert bei der seismischen Zuverlässigkeit dieses Pfades die Robustheit der externen Stromversorgung (380 kV) mit einem Wert von $A_m = 0.45\text{ g}$.

Ein redundanter Abfahrpfad(2) besteht in der Dampfkondensation bis zur Abfahrkühlung über den RHR Wärmetauscher. Zur Niveauhaltung im RDB wird dabei vorzugsweise das Speisewassersystem verwendet, jedoch ist dazu, z.B. im Notstromfall-Fall auch das RCIC geeignet. Ist der Reaktordruck unter 10 bar gesunken, so wird auch hier wieder das RHR auf Abfahrkühlung umgeschaltet. Die seismische Kapazität dieses Abfahrpfades ($A_m=1.43$

³ Fail Safe bedeutet in diesem Fall, dass bei Auftreten von Unregelmäßigkeiten in der Spannungsversorgung der Antriebsmechanismus der Steuerstäbe automatisch angesteuert wird, die Steuerstäbe einfahren und damit der Reaktor abgeschaltet wird.

g) ist deutlich höher als bei dem „normalen“ Abfahren (1) mit den Betriebssystemen, weil die dafür benutzten Notsysteme auf erhöhte Erdbebenintensitäten (SSE) ausgelegt sind.

Ist keiner der beiden vorgenannten Wege möglich, so müssen die Systeme der Notkühlpfade (3) eingreifen. Die Druckentlastung findet dann über die Sicherheitsentlastungsventile (SRV) in die DAK (im Containment) statt. Steht zum Einspeisen unter hohem Reaktor Druck (größer 30 bar) das Speisewasser nicht mehr zur Verfügung, so kann auf das Diesel-elektrisch betriebene HPCS oder das dampfbetriebene RCIC zurückgegriffen werden. Zur weiteren Druckentlastung des RDB werden dann die ADS Ventile eingesetzt, die den überschüssigen Dampf ebenfalls in die DAK zur Kondensation leiten. Stehen die Systeme der Hochdruckeinspeisung nicht zur Verfügung, ist es auch möglich, über die ADS den RDB direkt auf Niederdruck zu entlasten (4). Bei diesem Vorgang steigt das Füllstandsniveau im RDB kurzzeitig an. Gleichzeitig nimmt der Druck stark ab. Ist der Reaktor Druck genügend gesunken, so kann mit Hilfe der 6 Niederdruck-Notkühlstränge (LPCI-A/B/C, LPCS und SEHR-A/B), Wasser in den Reaktor eingespeisen werden. Da sich durch den Druckabbau die Wasservorlage der DAK aufheizt, muss diese ebenfalls gekühlt werden. Dafür können sowohl das RHR als auch das SEHR System verwendet werden. Die seismische Kapazität dieses Abfahrpfades ($A_m \approx 1.43$ g) ist hier ebenfalls deutlich höher als bei „normalem“ Abfahren mit Betriebssystemen (1, 2), weil die dafür benutzten Notsysteme für erhöhten Erdbebenintensitäten (SSE) ausgelegt sind. Seismisch kontrollierend in den Erfolgspfaden (3 und 4) ist das SEHR. Die Marge wird dabei von den Dieselgenerator-Schaltschränken (SEIS-SEHRDGCNTRL) des SEHR Systems bestimmt.

Im Stillstandsbetrieb (5) wird normalerweise über das RHR (Strang A oder B) die Nachwärme abgeführt. Sollte dies ausfallen, so können für die Notkühlung das LPCI, LPCS oder das eigenständige SEHR eingesetzt werden. Seismisch kontrollierend wirkt auch hier das SEHR (siehe oben).

Die limitierenden Komponenten der verschiedenen Abfahrpfade sind mit Ihren A_m und A_{HCLPF} Werten und den daraus resultierenden Sicherheitsfaktoren in Tabelle 4-2 dargestellt.

Abfahrpfad	Beschreibung	A_{HCLPF} [g]	A_m [g]	Sicherheitsfaktor (A_{HCLPF} / SSE)	Sicherheitsfaktor (A_m / SSE)	Name Komponenten-Gruppe	Limitierende Komponenten
1	Normalkühlung	0.14	0.45	0.51	1.61	SEIS-400KVSWEYARD	400 kV Schaltanlage und Transformatoren für Hochspannungsnetz-Anschluss
2	Dampfkondensation über RHR	0.50	1.43	1.78	5.09	SEIS-RLYAU2	Relais in den Nebengebäuden
3	Notkühlung mit Hochdrucksystemen	0.53	1.34	1.89	4.79	SEIS_MCC/SG_AUXB	Motor Kontroll Center und Schaltschränke in Nebengebäuden
4	Notkühlung mit -Niederdrucksystemen	0.57	1.43	2.03	5.09	SEIS-SEHRDGCNTRL	Diesel Generator Schaltschränke im SEHR Gebäude
5	Notkühlung Stillstand	0.57	1.43	2.03	5.09	SEIS-SEHRDGCNTRL	DG Schaltschränke im SEHR Gebäude
	Anlagenübergreif. Fragility aus der PSA	0.62	(>0.85)⁴	2.21	(>3.00)	-	Best Estimate aus [48]

⁴ Rare event Approximation: konservative Untergrenze aufgrund der Rechenmethodik der PSA Software bei hohen Fragilities



Abfahr- pfad	Beschreibung	A_{HCLPF} [g]	A_m [g]	Sicher- heitsfak- tor ($A_{HCLPF} /$ SSE)	Sicher- heitsfaktor ($A_m /$ SSE)	Name Komponenten- gruppe	Limitierende Kompo- nenten
	A_{SSE} (Oberflä- che):	0.28					

Tabelle 4-2 Abfahrpfade und deren limitierenden Komponenten

Seismische Widerstandsfähigkeit relevanter Sicherheitsfunktionen

Tabelle 4-3 fasst die jeweils niedrigsten Werte von A_m und A_{HCLPF} sowie der jeweiligen Sicherheitsfaktoren der verschiedenen Abfahrpfade zusammen.

Sicherheitsfunktion	HCLPF A_{HCLPF} [g PGA]	Median- Tragfähigkeit A_m [g PGA]	Sicherheits- faktor ($A_{HCLPF} /$ SSE)	Sicherheits- faktor ($A_m /$ SSE)	Limitierende Ausrüstung
Notstandsfunktionen	0.57	1.43	2.03	5.09	DG Control Cabinets SEHR Building
Funktionen im Hilfs- anlagegebäude	0.50	1.43	1.78	5.09	Relay Auxillary Building
Notstromdiesel	0.52	1.34	1.87	4.77	Diesel Generator Control Cabinets
Accident Manage- ment	0.28	0.90	1.02	3.21	Filtered Containment Ven- ting System
Containment Isolati- on	0.65	1.56	2.33	5.57	Containment Solenoid Ope- rated Valves
Betriebsgebäude- Funktionen	0.55	1.59	1.98	5.68	Relay Service Building
Reaktorschutz	1.10	2.59	3.93	5.57	RPS_MECH* ⁵
Anlagenübergr. Fragility aus der PSA	0.62	(>0.85) ⁶	2.21	(>3.00)	Best Estimate aus[48]
A_{SSE} (Oberfläche):	0.28				

Tabelle 4-3: Zusammenfassung der Werte der limitierenden Ausrüstungen der jeweiligen Sicherheitsfunktionen mit deren Sicherheitsfaktoren gegenüber der SSE Beschleunigung

Aus den Ermittlungen der jeweils schwächsten Komponenten der verschiedenen Abfahrpfade für den Leistungs- und Stillstandsbetrieb ist das Notstandssystem (SEHR) das im Lastfall Erdbeben dominierende System. Es ist sowohl für den Leistungs- als auch Stillstandsbetrieb das System zur Nachwärmeabfuhr aus dem RDB mit der insgesamt höchsten seismischen Belastbarkeit ($A_m = 1.43$ g und $A_{HCLPF} = 0.57$ g). Es handelt sich dabei um eine sehr konservative Betrachtungsweise, da bei der Best Estimate-Betrachtung aus der PSA noch höhere Werte für die Anlagenübergreifende Fragility zu erwarten sind.

Ergebnis: Die Anlagenrobustheit wird durch Pfad 4 definiert und hat mit einer seismischen Widerstandsfähigkeit $A_{HCLPF} = 0.57$ g gegenüber der Auslegung von 0.28 g einen Sicherheitsfaktor von ca. 2.

⁵ RPS_MECH*: Neu berechnete CDFM Fragility

⁶ Rare event Approximation: konservative Untergrenze aufgrund der Rechenmethodik der PSA Software bei hohen Fragilities

4.2.1.1. Reaktor

Die seismischen Kräfte, die auf den Reaktor und dessen Einbauten, Brennelemente und der Steuerstäbe wirken, wurden im Rahmen des im KKL aktuell durchgeführten und oben bereits erwähnten Projektes zur Neuerstellung der Erdbebenanalysen berechnet.

Brennelemente:

Alle im Reaktorkern des KKL eingesetzten Brennelementtypen wurden im Rahmen der Lizenzierung hinsichtlich der Auslegung gegen das Betriebs- als auch das Sicherheitserdbeben nachgewiesen.

Die infolge einer SSE Anregung hervorgerufenen Spannungen in den Brennelementen sind gemäss den vorliegenden Spannungsanalysen [2] um mehr als den Faktor 2 kleiner als die zulässigen Spannungen. Da die zulässigen Spannungen zusätzlich einen Sicherheitsfaktor von 1,5 gegen Integritätsverlust (Bruchfestigkeit) beinhalten, zeigt sich insgesamt, dass die Brennelemente gegenüber der Schwingungsanregung infolge Erdbeben mit einem Sicherheitsfaktor von mindestens 3 äusserst widerstandsfähig ausgelegt sind.

Einbauten, Steuerstäbe und Befestigung:

Die, für die Abschaltung und dem sicheren Einschluss des Inventares wichtigen Komponenten wie Controllstabmechanismus, Verankerungsbolzen und RDB Abstützung sind mit ihren jeweiligen Sicherheitsmargen gegenüber dem SSE in Tabelle 4-4 dargestellt.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass die Auslösungssteuerung zur Abschaltung des Reaktors, wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben Fail-Safe ausgelegt sind und hohe seismische Margen aufweisen. Ferner ist anzumerken, dass die in Tabelle 4-4 zusammengefassten Werte auf Basis der CDFM-Analyse für die DSA berechnet wurden. Das bedeutet das sowohl bei der Bestimmung des Erdbebenspektrums als auch bei der Berechnung der Werte für A_m und A_{HCLPF} mit maximaler Konservativität gerechnet wurde.

Ergebnis: Bei realistischen, „best estimate“ Berechnung der PSA Werte ergeben sich sehr hohe Margen (Faktor > 3) für den RDB, seine Einbauten und seine Befestigung.

RDB Element	A_{HCLPF} [g]	A_m [g]	Sicherheitsfaktor (A_{HCLPF} / SSE)	Sicherheitsfaktor (A_m / SSE)
Steuerstabeinfahrmechanismus	1.10	2.59	3.93	5.57
Abstützung Reaktor	2.77	6.53	9.89	23.32
Verankerungsbolzen	0.92	2.16	3.29	7.71
A SSE (Oberfläche):	0.28			

Tabelle 4-4: Sicherheitsfaktoren wichtiger RDB Elemente

4.2.1.2. BE-Lagerbecken

Die Brennelementlagerbecken so wie das dazugehörige Brennelementlagerbeckengebäude (ZD1) sind Teile des sogenannten ZC Gebäudekomplexes. Darunter fallen die neben ZD1 auch das Reaktorhilfsanlagen-Gebäude (ZC1), das SEHR-Gebäude (ZC2) und das Abgasfiltergebäude (ZB2), da sie alle auf einer zusammenhängenden Fundamentplatte errichtet wurden. Das seismische Verhalten der Gebäudestruktur von ZC1 wurde im Rahmen der derzeit durchgeführten Erdbebenanalyse über eine Boden-Bauwerk-Wechselwirkungsanalyse (Soil-Structure Interaction Analysis (SSI)) bestimmt. Für die SSI Analyse werden die neu angefertigten Gebäude-Modelle und die Untergrundmodelle aus dem PEGASOS Refinement Projekt (Überarbeitung der Erdbebengefährdung an den schweizerischen Kern-

kraftwerksstandorten) verwendet. Mit der SSI Analyse wurden dabei die seismischen Kräfte und Momente ermittelt die auf die Strukturelemente des ZD1 Gebäude im Erdbebenfall auftreten können. Die Ergebnisse der SSI Analyse wurden dann mit den Auslegungskapazitäten verglichen, womit die seismischen Reserven (Margen) bestimmt werden können. Tabelle 4-2 zeigt Beispiele ausgewählter Wandelemente der Brennelementlagerbecken des ZD1 Gebäudes in Nord-Süd (NS) und Ost-West (EW) Richtung mit deren Werten für A_m und A_{HCLPF} sowie den dazugehörigen Sicherheitsfaktoren im Vergleich zur SSE induzierten Oberflächenbeschleunigung. Die, mit den Wänden verbundenen Stahl-Liner der BE-Becken, die zusätzlich zur Dichtheit der BE-Becken beitragen, wurden bereits bei der Modellierung mit berücksichtigt und sind in den Ergebnissen mit enthalten.

Ergebnis: Die BE-Becken haben hat mit einer seismischen Widerstandsfähigkeit $A_{HCLPF} > 1$ g gegenüber der Auslegung von 0.28 g einen Sicherheitsfaktor von > 3 .

Wandelemente (ZD1)	A_{HCLPF} [g]	A_m [g]	Sicherheitsfaktor (A_{HCLPF} / SSE)	Sicherheitsfaktor (A_m / SSE)
ZD1 (NS)-W-8-B-F	1.85	4.66	6.61	16.64
ZD1 (NS)-W-10-B-D	1.21	3.06	4.32	10.93
ZD1 (EW)-W-A-2-12	1.16	2.93	4.14	10.46
ZD1 (EW)-W-D-4-10	1.09	2.76	3.89	9.86
A SSE (Oberfläche):	0.28			

Tabelle 4-5: Sicherheitsfaktoren ausgewählter Wandelemente inkl. Stahl-Liner des BE-Lagergebäudes

Im Temperaturbereich wurden die BE-Lagerbecken im BE-Lagergebäude wurden auf eine maximale Wassertemperatur von 100°C ausgelegt [5].

4.2.2. Verlust der Containment-Integrität

Eines der 3 wesentlichen Schutzziele, die beim Eintreten eines SSE einzuhalten sind, ist der Einschluss der radioaktiven Spaltprodukte. Hierfür muss die Integrität des Containments als letzte Rückhaltebarriere nachgewiesen werden.

4.2.2.1. Bewertung

Die Bewertung der seismischen Reserven wurde auf der Basis der Fragilities der Gebäude durchgeführt. Hierzu werden wieder die Ergebnisse der anlagen-spezifischen Fragility-Analyse vom Juli 1997 für den H2 Hazard, die 2005 im Rahmen der PSÜ der schweizerischen KKW als Teil der anlagenspezifischen PSA nachgeführt wurde, herangezogen [139]. Dabei wurde wiederum die limitierende Komponente / Gebäudeteil hinsichtlich des Versagens der Containment-Integrität ermittelt. Dabei wurden nach [139] die Belüftungsventile des Containmentgebäudes als schwächste Ausrüstung ermittelt mit folgenden Werten für $A_m=1.56$ g und $A_{HCLPF}=0.65$ g. Tabelle 4-6 zeigt die, in den vorderen Kapiteln bereits verwendete Darstellung der Sicherheitsfaktoren.

Sicherheitsfunktion	A_{HCLPF} [g]	A_m [g]	Sicherheitsfaktor (A_{HCLPF} / SSE)	Sicherheitsfaktor (A_m / SSE)	Name Komponentengruppe	Limitierende Komponenten
Containment Isolation	0.65	1.56	2.33	5.57	SEIS-CISGEN	Containment Solenoid Operated Valves
A SSE (Oberfläche):	0.28					

Tabelle 4-6: Sicherheitsfaktoren der Containmentisolierung

4.2.2.2. Deterministische Abschätzung

Wie schon im vorangegangenen Abschnitt 4.2 erwähnt, enthält die Berechnungskette schon bis zur Belastung der Gebäude sowie der mechanischen und elektrischen Ausrüstungen einige konservative Annahmen, d.h. nicht ausgewiesene Reserven.

Die Wahl von zulässigen Spannungen und Sicherheitsfaktoren basiert bei den Nachweisen der Gebäude (Tragwerksbemessung, Tragfähigkeitsnachweis) auf den SIA Normen. Bei den Spannungsanalysen der mechanischen Komponenten basiert die zulässige Spannung bei Schadensfällen nach den einschlägigen Regelwerken (ASME Code usw.) im Allgemeinen auf einem Sicherheitsfaktor von 1.5 gegen Integritätsverlust (Bruchfestigkeit). Zusätzlich kommt noch ein Faktor, der die Spannungsausnutzung zur zulässigen Spannung berücksichtigt, hinzu sowie ein Faktor von 1.5 für Komponenten, die gemäss BWR/6 Standard-Anlage ausgelegt wurden.

Plausibilitätsbetrachtung:

Einen Anhaltspunkt für die grosse Sicherheitsmarge des gegen SSE ausgelegten Primärteils eines GE Siedewasserreaktors gibt die Anlage Kashiwasaki Kariwa in Japan (u.a. GE BWR/5 Reaktoren). In der Nähe dieses Standortes ist am 16. Juli 2007 ein schweres Erdbeben aufgetreten, das den Auslegungswert der maximalen horizontalen Bodenbeschleunigung bei einigen der 7 Reaktoren (z.T. ähnliche Baujahre / Typ wie KKL) um den Faktor 2,5 + 3 überschritten hat. Im Primärteil der Reaktoren traten keine signifikanten Schäden auf; einige der 7 Reaktoren sind inzwischen wieder am Netz.

Nach dem bisherigen Erkenntnisstand hielten auch die deutlich älteren Reaktoren (Baujahr / Typ) in Fukushima der starken Erdbebenbelastung (0.5 g) stand, die ebenso die Auslegung der Anlage überschritt (einzelne Beschleunigungswerte um bis zu 25%).

Da die Abschätzung der Sicherheitsmarge auf der Basis der Berechnungen der seismischen Widerstandswerte (Fragilities) einzelner Gebäude sowie Komponenten/Systeme im Rahmen der seismischen PSA, wie im Kapitel 4.2.2.1 erfolgte, können weitere detaillierte deterministische Abschätzungen entfallen.

4.2.3. Starkbeben mit anschliessender Überflutung

Die neuesten Analysen zur Neubewertung der Hochwassergefährdung im Rahmen der vom ENSI nach den Ereignissen in Fukushima erlassenen Verfügungen haben eindeutig gezeigt, dass für das 10'000-jährliche Hochwasser der Höhenunterschied zwischen maximaler Fluthöhe des Rheins und Höhenkote des Anlagenareals ungefähr 18 m beträgt. Dieses Hochwasser führt damit zu keinen sicherheitsrelevanten Schäden an der Anlage [14]. Der Lastfall „Überlagerung Starkbeben mit anschliessender Überflutung“ kann deshalb ausgeschlossen werden.

5. Flutfestigkeit

5.1. Auslegungsbasis

5.1.1. Fluthöhe gemäss Auslegung

5.1.1.1. Hydrologische Standorteigenschaften

Der Kraftwerkstandort liegt am Südufer des Hochrheins, ca. 5 Flusskilometer unterhalb der Aaremündung in den Rhein bei Koblenz und ca. 1 km oberhalb der Staustufe des Wasserkraftwerkes Albrück-Dogern. Der Rhein durchfließt hier die auf durchschnittlich 310,00 m ü. M. gelegene Talsohle in nordöstlich-südwestlicher Richtung. [67], [52]

Auf der Seite des Rheins wird das Kraftwerksareal durch eine steile Uferböschung mit einer Höhe von ca. 337 m ü. M. begrenzt. Diese Böschung wirkt als natürlicher Schutzwall für die Kraftwerksanlagen gegen natürliche Hochwasser und allfällige Flutwellen. [67], [52]

Der Kraftwerksstandort KKL liegt mit einer Terrainkote von 332,00 m ü. M. ca. 21 m über dem Normalwasserstand des Rheins.

Die Grundwasserverhältnisse am Standort KKL liegen für den Bereich der Brunnen des KKL im oberen Infiltrationsbereich, d.h. der mittlere Grundwasserspiegel liegt zwischen 306-307 m ü. M. Der Rheinwasserspiegel liegt im Stauraum des Kraftwerkes oberhalb des Wehres bei 311,14 m ü. M. Der Grundwasserspiegel beim KKL liegt damit rund 4 m unter dem Niveau des Rheins und weist auf eine erhöhte Kolmation im Stauraum der RADAG (Staudammbetreiber) hin. [52] oder [8], [10]

Nachstehend sind die wichtigsten Koten in Bezug auf die hydrologische Auslegung zusammengestellt [67], [52]:

Ort	Kote [m ü. M.]
Rhein bei Normalstau	311,14
Hochwasserdamm	312,80
Kühlwassereinlaufkanal Oberkante	309,50
Bodenplatte Pumpenhaus (SEHR)	315,00
Mittlerer Grundwasserspiegel	306-307
Nebenkühlwasser-Pumpenhaus-Umgelände	320,00
Maschinenraumboden in Nebenkühlwasser-Pumpenhaus	316,00
Kühlturmbecken	324,00
Terrain (Kraftwerk Kote 0.0 m)	332,00

Tabelle 5-1: wichtigste Koten in Bezug auf die hydrologische Auslegung

5.1.1.2. Gefährdungsannahmen für das Auslegungshochwasser (DBF)

Zur Berechnung der höchstmöglichen Überflutungsgrenze (als Energielinienkote) hat das Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW) Untersuchungen durchgeführt und den Nachweis erbracht, dass der Standort KKL von keiner Flutwelle infolge Bruch einer schweizerischen Staumauer oder eines Dammes erreicht wird. Lediglich bei einer ungünstigen Kombination von 5 sich überlagernden Talsperrenbrüchen an der Saane/Aare erreicht eine Flutwelle den Standort Leibstadt. Die Flutwellen des Schluchsees auf deutscher Seite, sowie einiger Wehre auf dem Rhein und auf der Aare erreichen den Standort Leibstadt. Die ermittelte maximal zu erwartende Wellenhöhe beträgt 315,60 m ü. M. (DBF) [46].

Die im Jahr 1969 durchgeführten Berechnungen wurden durch das Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW) im Jahr 1996 noch einmal bestätigt. [58]

Bewertung der Gefährdungsannahmen

Im Rahmen eines deterministischen Nachweises der Beherrschung von Hochwasser am Standort KKL wurden neu neben dem Auslegungsereignis Überflutung auch sehr konservative sequentielle Dammbürche („Dominoeffekt“) als auslegungsüberschreitende Ereignisse untersucht. Zusätzlich wurde eine mögliche Überschwemmung des KKL-Areals durch einen sehr seltenen lokalen Starkregen untersucht. [52]

Der höchste berechnete Wasserstand beim KKL, welcher sich aufgrund des zu beherrschenden 10'000 jährigen Extremhochwassers ergibt, liegt bei 313,75 m ü. M. [52]

Somit kann die DBF weiterhin als konservativ abdeckender Wert auch unter Verwendung der zusätzlichen Anforderungen angesehen werden.

Nicht auslegungsbestimmende Gefährdungsannahmen

Die auch zu betrachtenden Tsunamis, Tideeffekte und Sturmfluten sind als Ereignisse oder Ursachen für eine mögliche Überflutung aufgrund der geografischen Lage des Standortes nicht möglich. Tsunamis, Tideeffekte und Sturmfluten sind für Standorte am Meer oder an Flüssen mit entsprechender Anbindung an das Meer relevant, nicht aber für Standorte an Inlandflüssen.

Die Terrainhöhe des KKL liegt 332,00 m ü. M. und damit ca. 10 m unterhalb des umgebenden Terrains [6]. Das KKL ist von Anhöhen umgeben, welche mindestens 200 m vom Standort entfernt und weniger als 200 m hoch sind. Daher besteht keine Gefährdung des KKL durch Schnee oder Schlammlawinen. [46]

Da der Kraftwerksstandort KKL mit einer Terrainkote von 332,00 m ü. M. ca. 21 m über dem Normalwasserstand des Rheins liegt, muss eine Überflutung des Kraftwerksgeländes durch schwere Regenfälle ebenfalls nicht als Gefährdung angenommen werden, da die das Gelände umgebenden Anhöhen zu niedrig sind und das auftretende Oberflächenwasser in den tiefer liegenden Rhein abgeführt werden kann. Es befinden sich ausser dem tiefer liegenden Rhein auch keine Oberflächenwasser führenden Gewässer in der Umgebung des Kraftwerksgeländes. Es existieren keine unterirdischen Zugänge zum Kraftwerksgelände. [46]

5.1.1.3. Methodik zur Berechnung des Auslegungshochwassers (DBF)

5.1.1.3.1. Natürliche Hochwasser

Natürliche Hochwasser im Rhein entstehen als Folge von Freisetzungen grosser Schmelzwassermengen im Quellgebiet des Rheins und/oder der Aare und ihrer Zuflüsse oder während Perioden mit ergiebigen Niederschlägen. Aufgrund langjähriger Beobachtungen treten diese Hochwasser im Rhein vorzugsweise im Monat Juni auf. Der über eine Beobachtungsperiode von 70 Jahren (1935 - 2004) ermittelte Spitzenwert des Rheinabflusses für diesen Monat beträgt 3 670 m³/s. Der grösste während dieser Beobachtungsperiode gemessene Spitzenwert stammt vom Mai 1999 und beträgt 4 550 m³/s [152]. Spitzenwerte von über 3000 m³/s wurden in allen Monaten (mit Ausnahme April) während dieser Beobachtungsperiode registriert. Der grösste am Standort beobachtete Abfluss (im Jahre 1876) wurde auf 5 400 m³/s geschätzt. Zu dieser Zeit war der Rhein allerdings noch nicht durch die zahlreichen Wasserkraftwerke und durch die Bodenseeregulierung reguliert, so dass das Auftreten eines solchen Abflusses kaum mehr wahrscheinlich ist. Betrachtet man die oben erwähnte Statistik, so kann ein maximaler Abfluss von ca. 4 600 m³/s für das Hochwasser erwartet werden.

Mit dem Bau des Stauwehrs für das Wasserkraftwerk Albruck-Dogern wurden gleichzeitig Dämme beidseits entlang des Rheins geschaffen, um so den nötigen Stauraum zu erhalten. Die Krone des Dammes liegt bei der Kühlwasserfassung auf 312,80 m ü. M. Das vorhandene Stauwehr gleicht Spiegelschwankungen infolge verschiedener Abflüsse so aus, dass der Wasserspiegel nahezu konstant bleibt. Natürliche Hochwasser können daher innerhalb der Überstauspiegels von 311,24 m ü. M. aufgefangen werden. Ausserdem bietet die 1,6 m höher gelegene Dammkrone eine zusätzliche Sicherheitsmarge für aussergewöhnliche Hochwasser, wenn das Abflussvermögen des Stauwehrs überschritten würde. Bei der Auslegung der Kühlwasserentnahme wurde auf das genannte Hochwasser Rücksicht genommen. [67]

5.1.1.3.2. Flutwellen

Für das Auftreten von Flutwellen am Kraftwerkstandort wird das Versagen einer oben liegenden Wehranlage im Rhein oder in der Aare angenommen. Berechnungen über die entstehenden Flutwellen am Stauwehr Albruck-Dogern - hier mit dem Ort der Kühlwasserfassung identisch angenommen - wurden vom Eidgenössischen Amt für Wasserwirtschaft durchgeführt [58].

Annahmen und untersuchter Bereich

Die den genannten Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen sind konservativ:

- 1) Es wird eine vollständige Zerstörung aller Schütze der Wehranlage angenommen. Die Auswirkung der so entstehenden Flutwelle auf das unter Wasser liegende Gebiet wurde untersucht, indem angenommen wurde, dass sämtliche Wehre der Kraftwerkanlagen unterhalb der zerstörten Anlage geschlossen bleiben, d. h. die Flutwelle überflutet das ganze auf max. Staukote stehende Kraftwerk.
- 2) Die Auswirkungen der Flutwellen hängen ab von der Wasserführung des Rheins und der Aare. In den Studien wurden vier typische Wassermengenführungen gewählt:
 - gleich der Ausbaumenge des Kraftwerkes
 - gleich einem Hochwasser (evtl. Spitze)
 - gleich dem Mittel der Monate Juni/Juli
 - gleich einer ausserordentlichen Minimal-Wasserführung

Die wichtigsten Zuflüsse wurden bei beiden Flüssen berücksichtigt.

- 3) Als höchst mögliche Überflutungsgrenze wurde die Energielinienhöhe der grössten Flutwellen angenommen, wobei jeweils das gesamte Wasservolumen immer vorhanden ist, d.h. das in den überschwemmten Gebieten vorhandene Wasser wurde nicht berücksichtigt.
- 4) Die Auswirkungen infolge der Zerstörung der Wehranlagen der folgenden hydraulischen Kraftwerke wurden analysiert:
 - Rhein: KW Schaffhausen, Rheinau, Eglisau, Reckingen
 - Aare: Rapperswil, Wildegg-Brugg, Beznau, Klingnau
 - Ausserdem wurden auch die Folgen eines Dammbrechens des Schluchsewerkes untersucht.

Die getroffenen Annahmen (Punkt 1 und 3) zusammen mit dem untersuchten Bereich der auftretenden möglichen Fälle (Punkt 2 und 4) gewährleisten damit eine umfassende Analy-

se des Problems. Die erhaltenen Resultate liegen infolge der konservativen Annahmen auf der sicheren Seite.

5.1.1.4. Bewertung der Auslegungsgrundlage

Die ermittelte maximal zu erwartende Wellenhöhe von 315,60 m ü. M. (DBF) befindet sich deutlich unterhalb des Terrains des KKL mit 332,00 m ü. M. [46].

Auch das tiefer gelegene Nebenkühlwasser-Pumpenhaus bei 320,00 m ü. M. wird durch die Flutwelle infolge der erhöhten und zurückverlegten Lage nicht erreicht. Der unterirdisch angelegte Einlauf des Nebenkühlwasserpumpenhauses wird während des ganzen Überflutungsvorganges stets mit Wasser versorgt, so dass die Kühlung gewährleistet ist. [67]

Die im Rahmen des deterministischen Nachweises der Beherrschung von Hochwasser am Standort KKL mittels moderner Methoden neu durchgeführten Analysen zeigen, dass die bei Wehrbrüchen und Extremhochwasser berechneten Wasserstände deutlich unterhalb des Terrains des KKL liegen. Der höchste berechnete Wasserstand beim KKL, welcher sich aufgrund des zu beherrschenden 10000 jährigen Extremhochwassers ergibt, liegt mit 313,75 m ü. M. ca. 18 m unterhalb der Terrainhöhe des KKL am Rheinufer (332,00 m ü. M.). [52]

Die Resultate zeigen, dass die ursprüngliche Auslegung konservativ war, und dass die damals getroffenen Annahmen sinnvoll definiert wurden. Das KKL ist demnach auch nach neusten Erkenntnissen gegen eine DBF-(HQ10'000)-Flutwelle sowie gegen Flutwellen aufgrund von Wehrbrüchen flussaufwärts liegender Wasserkraftwerken mit ausreichenden Sicherheitsreserven geschützt. Eine Gefährdung des Kernkraftwerkes Leibstadt durch Flutwellen und Hochwasser kann daher ausgeschlossen werden.

Keine Flutwelle ist in der Lage, unzulässige Auftriebskräfte oder andere unzulässige statische Lasten in ein tiefliegendes Gebäude einzuleiten. Die Baustrukturen der unteren Ebenen, speziell im Nebenkühlwasser-Pumpenhaus und den verschiedenen Ein- und Auslassschächten des Kühlwassers sind gegen die maximal zu erwartende Flutwelle von 315,60 m ü. M. ausgelegt. Bereits in der Planungsphase wurden die Auftriebskräfte, die durch den statischen Druck bei einem maximal zu erwartenden Grundwasserpegel von ca. 307,00 m ü. M. auftreten, berücksichtigt. Die Aussenwände und die Bodenplatten der Betonstrukturen im unteren Bereich sind als wasserdichte Membran ausgeführt und die Aussenwände und die Bodenplatten sind an ihren Fugen wasserdicht ausgeführt. Dynamische Wasserkräfte auf das Nebenkühlwasser-Pumpenhaus brauchen nicht berücksichtigt zu werden, denn die Aussenwände des Gebäudes, die über dem Umgebungslevel von 320,00 m ü. M. beginnen, liegen ausserhalb der Reichweite der Flutwelle. Folglich können auch die Nebenkühlwasserpumpenmotoren nicht überflutet werden und das Gebäude behält seine Zugänglichkeit während aller zu unterstellenden Flutereignissen. [67]

5.1.2. Schutzmassnahmen

5.1.2.1. Identifizierung der SSCs

Die folgende Tabelle zeigt die relevanten Systeme, welche für das Abfahren der Anlage in den „Safe Shutdown“ Zustand relevant sind:



	Leistungsbetr.					
Reaktor						
Kernkühlung						
Hauptkondensator	40					
Wärmetauscher	TP1	TP2		TP		
Kerninspelpumpen	IP1/2	IP2/3	IP	IP11	IP12	IP
Wärmeabfuhr						
Hauptkühlwasser	TK1	TK2				
Notkühlwasser	VK11	VK21	VK31	TK21	TK22	
Zwischenkühlwasser	VK11/12	VK21/22	VH			
Nebenkühlwasser Loop-A/B	VF13	VF17				
Nebenkühlwasser Loop-0	VF14	VF15				
Unterdruckhaltung						
Notabluftsystem	TL1	TL2				
Lüftungssysteme	Annulus	Containment	RHG	BEB		
	TL24/25	TL18/16	TL20/31	TL31		
Spannungsversorgung						
400 kV - Anlage	Dk1	Dk2				
50 kV - Anlage	Dk1	Dk2				
Notstromdiesel	TD1	TD2	TD3	TD4	TD5	
Containment						
CRD Injection	TV					

Legende:

- Verfügbar
- Verfügbar mit Handlung
- Unverfügbar

Most of the systems stay available because the Diesels power up 5.5 kV buses and below (like 108A, 108C)
Some systems can be restarted (TL requires manual power-up of 10/20CA)

Tabelle 5-2: Relevante System zum sicheren Abfahren der Anlage

Die mit "1E" markierten Systemfunktionen sind sicherheitsrelevante Funktionen, die für das kalte Abfahren der Anlage relevant sind. Diese Funktionen sind in folgenden Strukturen (Gebäuden) angeordnet:

- SEHR Notstandgebäude ZC2/3
- Reaktorgebäude ZA
- Reaktorhilfsanlage-Gebäude ZC1
- Notstromdieselanlagen ZK1 - ZK3
- Notkühltürme ZM4 - ZM6
- 50kV Innenraum-Schaltanlage ZX
- Betriebsgebäude ZE1

Die in gelb markierten Systemfunktionen, sind gemäss [52] von einer Überflutung potentiell betroffen.

5.1.2.1.1. Vorkehrungen zur Aufrechterhaltung der Funktion des Nebenkühlwassereinlaufs

Für das betrieblich relevante Nebenkühlwassersystem (NKW) gibt es ein Entnahmebauwerk und damit einen NKW-Einlass. Das Wasser wird dem Rhein entnommen und in zwei Kanälen ins NKW-Pumpenhaus geführt. Unmittelbar am NKW-Einlass befindet sich der Grobrechen (Maschenweite 120 x 500 mm), dieser soll das Ansaugen von grobem Geschwemm wie Bäume, Balken o.ä. in das Nebenkühlwasser-Pumpenhaus verhindern. Der Grobrechen hat auch objektschutztechnische Aufgaben. Nach dem Grobrechen kommt in Strömungsrichtung im Pumpenhaus der Feinrechen (15mm) und die Siebbandmaschine (3mm).

Die einzelnen Kanalabschnitte können durch Dammbalken isoliert werden. So sind Wartungs- und Reinigungsarbeiten möglich während der andere Kanalabschnitt genutzt wird. Der Feinrechen und die Siebbandmaschine werden bei Betrieb automatisch gereinigt, der

Grobrechen nicht. Zur Überwachung auf Verschmutzung ist jeder Kanalabschnitt mit Differenzdruckmessungen ausgestattet.

Durch diese Überwachungsmaßnahmen ist sichergestellt, dass der Füllstandsverlauf des Rheins und der Verschmutzungsgrad der Rechen frühzeitig erkannt wird. Geeignete Massnahmen sind den Alarmen zugeordnet und können realisiert werden. [22], [52]

5.1.2.1.2. Vorkehrungen in der Auslegung der Anlage zum Hochwasserschutz

Das KKL verfügt über ein „Dry-Site“-Konzept, d.h. eine Gefährdung der Gebäude auf dem Areal bei 332,00 m ü. M. durch Flutwellen und Hochwasser kann ausgeschlossen werden, daher sind dort keine Vorkehrungen zum Schutz der Anlage vor Überflutungen nötig. Dies gilt auch für die Bedienebene des Nebenkühlwasser-Pumpengebäudes, die sich auf 316,00 m ü. M. befindet, da alle Gebäudeteile des Nebenkühlwassersystems unter 320,00 m ü. M. durch Hochwasser nicht beeinträchtigt werden. Eine Gefährdung sicherheitsrelevanter Systeme ist somit ausgeschlossen. [67]

5.1.2.2. Betriebliche Vorkehrungen zum Hochwasserschutz der Anlage

Während der maximale Hochwasserstand, wie oben aufgezeigt, deutlich unterhalb des KKL Terrains liegt, ist eine Beeinträchtigung des Nebenkühlwassersystems mit der Terrainhöhe von 316,00 m ü. M. nicht vollständig auszuschliessen. Aufgrund der Tatsache, dass die Nebenkühlwasser-Pumpenmotoren auf einer Höhe von 316,00 m ü. M. angeordnet sind, ist das Risiko eines Ausfalls aber sehr gering. Das Nebenkühlwassersystem besitzt sicherheitstechnisch jedoch keine Relevanz. Der Ausfall des Systems ist zwar mit einer Reaktorabschaltung und dem Verlust der Hauptwärmesenke verbunden, die Niveauhaltung und die Nachwärmeabfuhr bleiben jedoch langfristig gewährleistet. Als Wärmesenke dienen die für diesen Zweck vorgesehenen dezentralen Notkühlwassersysteme (ESW) mit ihren Notkühl-türmen.

Bei Ausfall des Nebenkühlwassers erfolgen die Massnahmen gemäss der Störfallanweisung SFA-1704-21 „Ausfall Nebenkühlwasser“.

Die wichtigsten Sofortmassnahmen sind

- Manuelle Auslösung eines SCRAMs
- Starten der Hochdruckeinspeisesysteme RCIC und HPCS
- Umschaltung der Umwälzpumpen auf Niedrigdrehzahl
- Start des SEHR Systems in der Betriebsart Containmentkühlung gemäss SFV-TF00-05-22 [96]
- Start der Notkühlwassersysteme (VE11 und VE21 gemäss SFV-VE11-05-20 [97] und SFV-VE21-05-20 [98])
- Reaktordruck entlasten

Die betrieblich vorgesehenen Massnahmen bzgl. der Notfallorganisation und den Notfallmassnahmen (SFA-1704-AM38 [93]) mit allen zugeordneten Themen werden detailliert in Kapitel 9 erläutert.

5.1.2.3. Weitergehende hochwasserbedingte Effekte und deren Einwirkung auf die Anlage

Aufgrund von schweren Regenfällen oder Überflutungen können folgende sekundäre Einwirkungen auf die Anlage auftreten:

- Geschwemmsel am Einlauf des Nebenkühlwassers:
Für den Fall eines grossen Schwemmholzaufkommens besteht keine bedeutende Gefahr für das Einlaufbauwerk. Jedoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne in Schwebelag transportierte Stämme in den Einlaufbereich angesaugt werden. Ein Ausfall des Nebenkühlwassers ist für die nukleare Sicherheit aber von untergeordneter Bedeutung da zusätzliche Notkühlwassersysteme zur Verfügung stehen. [52]
- Erhöhter Wasserstand in den Grundwasserbrunnen der Notstromdiesel und des Notstandssystems (SEHR):
Die Grundwasserbrunnen der Notstromdiesel und des Notstandssystems stellen diversitäre Wärmesenken zum Rhein dar. Bei dem zu postulierenden Auslegungshochwasserstand ist in den Grundwasserbrunnen des KKL ein Wasserstand von maximal 310,00 m ü. M. zu erwarten. Da die Bodenplatten der Brunnenhäuser noch ca. 5 m höher liegen, ergeben sich keine Probleme für die Notwasserversorgung in Bezug auf den maximalen Grundwasserpegel. [52]
- Zusetzen oder Überfluten der vorhandenen Regenwasserabläufe auf dem Areal:
Das vorhandene Regenwasser-Kanalsystem auf dem KKL Areal reicht aus, die Wassermassen bei lokalen Starkniederschlägen im zu erwartenden Bereich von 5-9 m³/s [52] problemlos abzuführen. Es wurde gezeigt, dass auch unter Starkregen keine Überflutungsgefahr für das KKL Areal darstellen. Ganz wesentlich ist das Ergebnis, dass auch bei einem extremen PMP-Regen das anfallende Wasservolumen sich infolge des kleinen Einzugsgebietes beherrschbar bleibt. Sollten wider Erwarten Verklausungserscheinungen während des Extremereignisses auftreten (die grossen Durchmesser der Leitungen variieren zwischen 800 und 1200 mm; es ist keine Schwemmholzgefahr zu erwarten; zudem ist kein Geschiebepotential vorhanden), wäre mit Überflutungen von höchstens wenigen Zentimetern zu rechnen, welche aber in kürzester Zeit wieder abklingen würden [52]. Siehe dazu auch Kapitel 6.
- Irreversible Verstopfung des Kanalsystems:
Bei einer unterstellten Verstopfung der Regenwasserabläufe fliesst das Oberflächenwasser bei schweren Regenfällen aufgrund der höheren Terrainkote des Kraftwerkes von 332.00 m ü. M. zur nächst niedrigeren Terrainkote, dies ist der Kühlturm mit 324.00 m ü. M., oder wird über das „Tor West“ in den tiefer liegenden Rhein abgeführt. Daher besteht aus dieser Einwirkung keine unzulässige Beeinflussung sicherheitsrelevanter Gebäude und Einrichtungen auf dem Kraftwerksgelände. Im Zusammenhang mit intensivem Regen wird daher keine Beeinträchtigung der Anlage erwartet.
- Erschwerter Zugang/Zufahrt zum Areal des KKL für Personen, Materialien und Ausrüstung:
Durch das Terrainprofil und den Schotter-Untergrund mit hohem Sickerungsvermögen ist eine Überflutung aller Zugangswege nicht zu unterstellen. Zusätzlich kann eine Versorgung über den Luftweg gewährleistet werden. Dies ist detailliert in Kapitel 9 erläutert.

5.1.3. Einhaltung der Bewilligungsbasis (Lizensierungsbasis)

Die neue Überflutungsanalyse (H3) von 2011 [52] zeigt auf, dass das KKL alle aktuellen gesetzlichen Anforderungen bezüglich dem Schutz eines Kernkraftwerkes gegen alle auslegungsmässig zu unterstellende Überflutungsszenarien und die daraus entstehenden Folgeereignisse (möglicher Ausfall des Nebenkühlwassers oder Verstopfung des Einlaufbauwerks) mit grossen Sicherheitsreserven erfüllt.



5.1.3.1. Qualitätsmanagement

Periodische Sicherheitsüberprüfung

Alle 10 Jahre werden bestehende Kernkraftwerke einer periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) gemäss behördlicher Richtlinie unterzogen. Ein Teil dieser PSÜ ist eine sogenannte Deterministische Sicherheitsstatus-Analyse (DSSA), welche das Ereignis Überflutung beinhaltet. Hierbei werden die angesprochenen Auslegungsreserven bzw. Konservativitäten – von den Gefährdungsannahmen, dem zugrundeliegenden Auslegungshochwasser, die Verfahren zur Analyse des Ereignisses (vor allem Rechenverfahren) bis zur Formulierung der Grenzzustände – quantitativ bewertet und beurteilt.

Zusätzlich erfolgen die folgenden Massnahmen in periodischen Abständen:

- Aufsicht und Inspektion durch die Genehmigungsbehörde
- Alterungsüberwachung
- WKP-Programm
- Systemfunktionstests/Instrumentenfunktionstests
- KKL-eigenes Überwachungs- und Instandhaltungskonzept
- Auswertung der internen und externen Betriebserfahrung

5.1.3.2. Überwachung anlageexterner Mittel

Externes Lager

Seit Juni 2011 ist zur Bekämpfung von schweren Unfällen ein externes Lager eingerichtet, in dem erdbeben- und überflutungssicher zusätzliche Einsatzmittel wie Notstromaggregate, mobile Pumpen, Stromkabel, Kühlmittelschläuche, Treibstoff, Borierungsmittel usw. bereitstehen. Der Antransport kann mittels eines Helikopters erfolgen. Aufgrund der hohen Sicherheitsmargen gegen Überflutung ist davon auszugehen, dass diese Mittel nicht benötigt werden.

5.1.3.3. Sicherheitsrelevante Abweichungen

Es sind keine Abweichungen bekannt.

5.1.3.4. Kontrollen nach dem Fukushima-Unfall

ENSI-Verfügungen ([13], [154], [155], [156]). Es wurde eine komplett aktualisierte Überflutungsanalyse für das KKL im Frühjahr 2011 erstellt (H3) [52].

5.2. Bewertung der Sicherheitsmarge

5.2.1. Brennstoffschaden nach Überflutung

Das betrieblich relevante Nebenkühlwassergebäude (ZM2) kann einer Fluthöhe von bis zu 315,60 m ü. M. widerstehen. Alle sicherheitsrelevanten Gebäude (ZC2/3, ZA, ZC1, ZK1 - ZK3, ZM4 - ZM6, ZX, ZE1) befinden sich auf der KKL Terrainkote von 332,00 m ü. M. und können aufgrund der grossen Reserve nicht überflutet werden.

Die Abklärung möglicher Flutpfade für eine externe Flut in die Anlage ergab jedoch, dass das tiefste Niveau in der Anlage im Ringkanal bei Kote 325,00 m u. M. liegt. Ab diesem Niveau könnten sicherheitsrelevante Einrichtungen beeinträchtigt werden.

Der Ringkanal ZV1 besteht aus parallelen Kabel- und Rohrkanälen (jeweils getrennt), welche um die folgenden zentralen Gebäude ringförmig angelegt sind:

- Reaktorgebäude ZA
- Radwastegebäude ZB1
- Abgasfiltergebäude ZB2
- Reaktorhilfsanlagegebäude ZC1
- SEHR ZC2
- BE-Lagergebäude ZD1
- Dekontgebäude ZD2
- Aktivwerkstatt ZD3
- Betriebsgebäude ZE
- Maschinenhaus ZF
- Hauptkühlwasser-Pumpengebäude ZW1
- 10 kV Schaltanlage ZH2

Vom Ringkanal (ZV1) führen Stichkanäle in die zentralen Gebäude, bspw. zur Versorgung, bzw. zum Rücklauf des Nebenkühlwassers. Vom Nordabschnitt des Ringkanals (Nordwest-Ecke) zweigt ein Kanal (ZV2) zum Nebenkühlwasser-Pumpenhaus ab. Bei der Nordostecke des Ringkanals befinden sich das Überlaufbecken und die Absturzkammer I, welche den Rücklauf des Nebenkühlwassers und des SEHR-Kühlwassers aufnehmen und zum Rücklaufbauwerk in den Rhein leiten. Denkbare Flutpfade führen über das Nebenkühlwasser-Pumpengebäude, den Verbindungskanal ZV2 zum Ringkanal ZV1 oder über das Rücklaufbauwerk und Rücklaufleitungen zurück zur Absturzkammer I und zum Überlaufbecken.

Für die notwendige Fluthöhe von 325,00 m u. M. steht gegenüber der oben vorausgesetzten maximalen Fluthöhe eine zusätzliche Sicherheitsreserve von rund 10 m Höhe zur Verfügung. Eine Fluthöhe von 325,00 m ü. M. kann auch unter extremen Umständen nicht erreicht werden. Daher können Brennstoffschäden ausgeschlossen werden.

5.2.2. Quantifizierung

Das Hochwasser HQ10'000 wurde mit einem 2D-Modell simuliert [52]. Die im Modell verwendeten Zuflussrandbedingungen, welche auf den hydrologischen Untersuchungen basieren, sind ebenfalls in [52] dargestellt.

Die berechneten maximalen Fliesstiefen für HQ10'000 sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

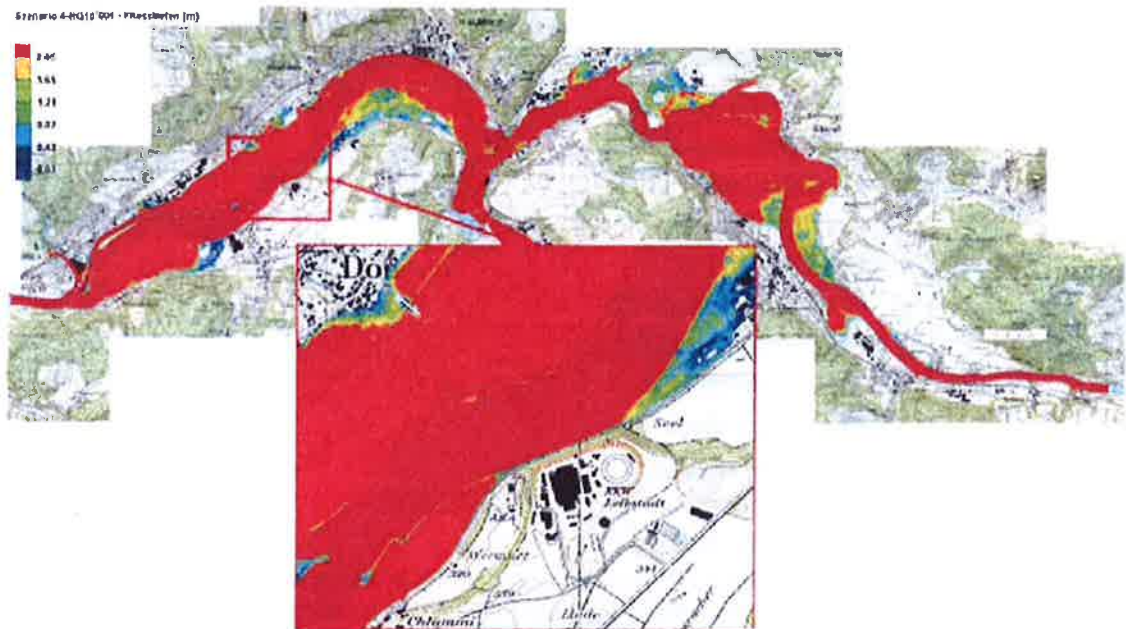


Abbildung 5-1: maximale Fließtiefen für HQ10'000

Die Simulation des HQ10'000 zeigt, dass der Standort KKL nicht überflutet wird. In der unteren Abbildung ist der maximale Wasserstand für HQ10'000 beim Rheinprofil im Bereich des KKL dargestellt. Bei der berechneten Erhöhung des Wasserstandes um maximal 2,61 m (313,75 m ü. M.) ergibt sich eine Reserve von über 18 m zum Terrain des KKL.

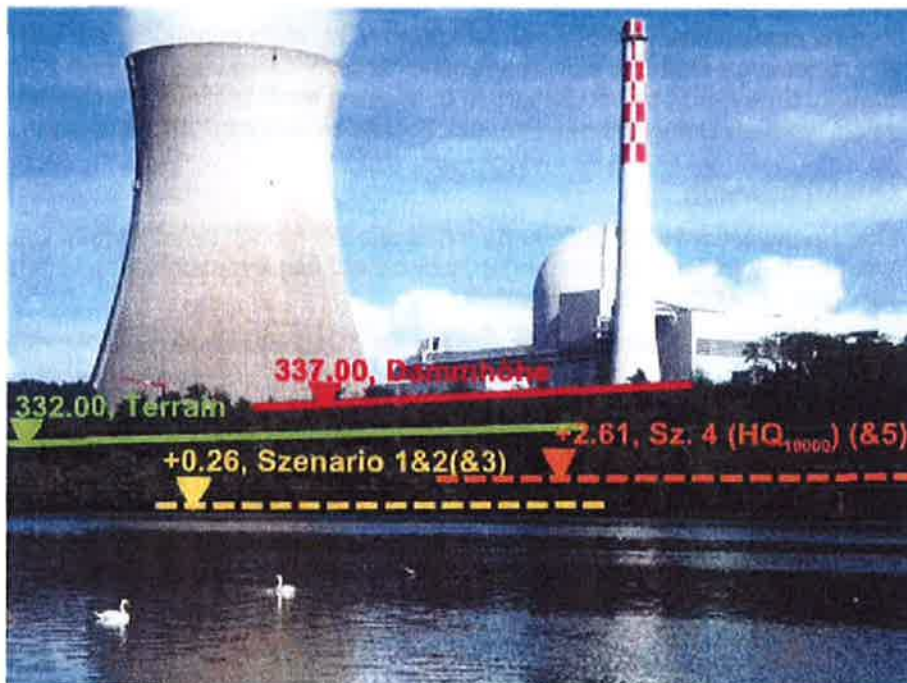


Abbildung 5-2: Wasserstände, Damm- und Terrainhöhe am Standort des KKL

Die ursprüngliche Auslegung ging von einer maximalen Überflutungshöhe von 315,60 m ü. M. aus, welche durch die durchgeführte Simulation als konservativ abdeckende DBF bestätigt wird.

Für das Auftreten von Flutwellen am Kraftwerkstandort wird das Versagen einer flussaufwärts befindlichen Wehranlage im Rhein oder in der Aare angenommen. Berechnungen über die entstehenden Flutwellen am Stauwehr Albruck-Dogern - hier mit dem Ort der Kühlwasserfassung identisch angenommen - wurden vom Eidg. Amt für Wasserwirtschaft durchgeführt und wurden für die Untersuchungen herangezogen [3]

Vergleicht man die Resultate aller analysierten Fälle, so zeigt sich, dass die höchste Energielinienhöhe (ELH) beim Stauwehr Albruck-Dogern jeweils bei der angenommenen minimalen Abflussmenge des Rheins oder der Aare auftritt. Je nach Zerstörungsfall variiert sie zwischen 313,30 m ü. M. (KW Wildegg-Brugg) und 315,60 m ü. M. (KW Eglisau).

Die neu in [52] durchgeführten Simulationen weisen eine maximale Überflutungshöhe von max. 312,80 m ü. M. + 0,28 m = 313,08 m ü. M. aus, viel tiefer als die Auslegungsannahme von 315,60 m. ü. M.

Die für die ENSI Verfügung 12/11/027 (2011) durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die bei Wehrbrüchen und Extremhochwasser berechneten Wasserstände deutlich unterhalb des Terrains des KKL liegen (siehe Bild oben). Der höchste berechnete Wasserstand beim KKL, welcher sich aufgrund des HQ10'000 ergibt, liegt mit 313,75 m ü. M. ca. 18 m unterhalb der Terrainhöhe des KKL am Rheinufer (332.00 m ü. M.).

Auch für den Fall eines grossen Schwemmholaufkommens wird gezeigt, dass keine bedeutende Gefahr für das Einlaufbauwerk besteht. Jedoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne in Schwebelag transportierte Stämme in den Einlaufbereich angesaugt werden. Ein Ausfall des Nebenkühlwassers ist für die nukleare Sicherheit aber von untergeordneter Bedeutung.

Die Grundwasserbrunnen der Notstromdiesel und des Notstandssystems stellen diversitäre Wärmesenken zum Rhein dar. Bei einem HQ10'000 ist bei den Grundwasserbrunnen des KKL ein Wasserstand von maximal 310.00 m ü. M. zu erwarten. Da die Bodenplatte des Brunnenhauses noch 5 m höher liegt, können sich keine Probleme für die Notwasserversorgung ergeben.

Das vorhandene Kanalisationssystem (Meteowasser) auf dem KKL Areal reicht aus, die Wassermassen bei lokalen Starkniederschlägen im zu erwartenden Bereich von 5-9 m³/s problemlos abzuführen.

Alle Resultate der durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass auch unter extremen Bedingungen keine Überflutungsgefahr für das KKL-Areal besteht.

5.2.3. Schwachstellen

Die Höhendifferenz (Δh) zwischen Normalstau des Rheins bei 311,14 m ü. M. und dem maximalen Wasserstand für HQ10000 von 313,75 m ü. M. errechnet sich zu 2,61 m.

Unter der sehr konservativen Annahme, dass ein linearer Zusammenhang zwischen der Erhöhung des Flusswassermassenstroms und der Erhöhung des Rheinspiegels besteht, ergibt eine 20 % Erhöhung des Flusswassermassenstroms eine Erhöhung des maximalen Wasserstandes des Rheins für das HQ10000 um 0,52 m und somit einen Wasserstand von 314,27 m ü. M.



Auch eine Erhöhung des Flusswassermassenstroms des HQ10'000 auslegungsüberschreitend um 20 % ergibt einen viel tieferen Wasserstand als die Auslegungsannahme von 315,60 m. ü. M. für KKL.

Kein zu postulierender Einzelfehler führt zum Verlust einer Sicherheitsfunktion oder zu einer Erhöhung des CDF/FDF Beitrages für das Ereignis externe Überflutung. Somit ist keine Schwachstelle vorhanden.

5.2.4. Massnahmen/Vorkehrungen

Die kürzlich aufgrund der ENSI Verfügung vom 31. März durchgeführten und in [2] festgehaltenen Analysen haben gezeigt, dass die Anlage mit ausreichenden Sicherheitsmargen gegen Überflutungsereignisse geschützt ist. Entsprechende Anlagenänderungen oder Anpassungen in der Auslegung sind nach heutigem Kenntnisstand nicht notwendig.

Aus den Bewertungen leiten sich keine Folgemassnahmen ab.

6. Extreme Wetterbedingungen

Extreme Wetterbedingungen sind im Spektrum der auslösenden Ereignisse für Kraftwerksstörfälle zu untersuchen. Als Grundlage dient dabei ENSI A05, Kapitel 4.6.1 [18]. Folgende extreme Wetterbedingungen wurden hinsichtlich der Kraftwerksauslegung und seiner Sicherheitsreserven genauer untersucht:

- Starke Winde/Tornados
- Blitzschlag
- Starkregen

Nachfolgende Wetterereignisse gemäss [28] wurden ebenfalls näher untersucht:

- hohe Flusswassertemperaturen
- hohe Sommertemperaturen
- tiefe Wintertemperaturen
- extreme Schneelasten

Alle anderen in [18] aufgelisteten Ereignisse sind am Standort KKL nicht von Bedeutung und wurden daher in diesem Kapitel nicht weiter untersucht.

6.1. Auslegungsgrundlagen

6.1.1. Überprüfung der Auslegungsgrundlagen

6.1.1.1. Wetterverhältnisse

Starke Winde

In der nachfolgenden Tabelle sind die Auslegungslasten durch starken Wind auf die verschiedenen Gebäude und die entsprechenden Windgeschwindigkeiten aufgelistet. Die Werte sind für eine Höhe von 10 m gerechnet:

Buildings	Building specific properties			
	Height [m]	Design load at 10 m [Pa]	vHCLPF [km/h]	Median capacity at 10 m, v _m [km/h]
ZA		Airplane crash		∞
ZC		Airplane crash		∞
ZD		Airplane crash		∞
ZK1	8.8	850	135.50	197.81
ZK2	8.8	850	135.50	197.81
ZK3	9	850	135.50	197.81
ZM4	17.5	850	135.50	197.81
ZM5	17.5	850	135.50	197.81
ZM6	13.5	850	135.50	197.81
ZX	6.3	1000	146.97	214.56
ZF	32.54	1000	146.97	214.56
ZE1	19.25	850	135.50	197.81
ZH1	6.3	850	135.50	197.81
ZP	143	850	135.50	197.81

Buildings	Building specific properties			
	Height [m]	Design load at 10 m [Pa]	vHCLPF [km/h]	Median capacity at 10 m, v_m [km/h]
ZW1	23.4	850	135.50	197.81
ZM2	18	850	135.50	197.81

Tabelle 6-1: Auslegungslasten durch starken Wind auf die verschiedenen Gebäude inkl. Windgeschwindigkeiten

Für die Gebäude ZA, ZC und ZD mit einer Wandstärke von 1 m bis 1,2 m ist von der Belastung her der Flugzeugabsturz abdeckend. Für die anderen Gebäude mit sicherheitstechnisch wichtigen Systemen bestehen die Aussenwände aus armiertem Stahlbeton mit einer Mindestwanddicke von 60 cm.

Return period, T [year]	Yearly Frequency [1/year]	Mean wind speed at 10 m [km/h]
2	5.00E-01	91.21
5	2.00E-01	104.10
10	1.00E-01	112.64
20	5.00E-02	120.82
30	3.33E-02	125.53
50	2.00E-02	131.42
75	1.33E-02	136.07
100	1.00E-02	139.36
250	4.00E-03	149.82
500	2.00E-03	157.71
750	1.33E-03	162.33
1000	1.00E-03	165.60
2000	5.00E-04	173.49
5000	2.00E-04	183.91
10000	1.00E-04	191.80

Tabelle 6-2: Jährliche Auftretenswahrscheinlichkeit verschiedener Windgeschwindigkeiten

Ergebnis: Die wichtigen Gebäude sind hinreichend gegen die unterstellten hohen Windgeschwindigkeiten ausgelegt.

Blitzschlag

Folgende Auslegungsanforderungen sind bei der Projektierung der Blitzschutzeinrichtungen und seiner Komponenten berücksichtigt worden:

HSK Normblitze	a	b	c
Stromscheltelwert [kA]	50	100	300
Stromsteilheit Stirn (kA/ μ s)	200	100	7.5
Dauer Rückenflanke (μ s)	50	1000	200

Tabelle 6-3: Auslegungsanforderungen an Blitzschutzeinrichtungen

Der äussere Blitzschutz umfasst das Leitersystem, welches den Blitz auffängt, den Blitzstrom in die Erde ableitet und diesen damit in vorbestimmte Bahnen lenkt. Er besteht im Wesentlichen aus Fangleitern auf den oberen Gebäudehüllen und aus Ableitungen in den

Gebäudeaussenwänden, die über Ringerder um die Gebäude mit dem Arealerdungsnetz verbunden sind:

- **Fangeinrichtungen:** Abluftkamin, Reaktorgebäudes (insg. 12), Maschinenhaus- und Hilfsgebäude-Flachdach (Netz aus feuerverzinkten Stahlstäben)
- **Ableitungen:** Als natürliche Ableitungen dienen die äusseren Armierungseisen (in den Wänden der diversen Gebäude), die durch Bindedrähte elektrisch leitend miteinander verbunden sind. An den Aussenwänden befestigte Metallteile (metallische Fassaden, Tore, Fensterrahmen, etc.) sind mit den Armierungseisen verbunden. Am Fuss des Abluftkamins sind die vier vertikal nach unten führenden Armierungseisen an den Ringerder angeschlossen
- **Aussenerdung/Erdungsanlage:** Um jedes Gebäude herum ist ein Ringerder verlegt. Die Hauptleitungen bestehen aus Kupfer des Querschnittes 150 mm² und die Nebenleitungen aus Kupfer mit 95 mm² Querschnitt. Unter dem Kraftwerksblock ist ein Cu-Maschennetz (Maschenweite ca. 30-40 m) verlegt. Es ist mit dem Ringerder der Gebäude verbunden [132].

Nach KTA 2206 6/00 ist der „innere Blitzschutz die Gesamtheit aller Massnahmen und Einrichtungen gegen die Auswirkungen des Blitzes auf leitfähige Installationen und elektrische Einrichtungen innerhalb der baulichen Anlagen:

- **Schirmung:** Die Leittechnikabel sind auf metallischen Kabelwannen verlegt, die untereinander verbunden sind. Im SEHR sind die Kabelwannen geschlossen und mit den Durchführungen verbunden. Die Kabelenden (Kabel, welche die Wannen verlassen) aller MSR-Kabel sind mit einem Abschirmgeflecht umwickelt und beidseitig geerdet. Im Betriebsgebäude sind bei den beiden Steuerkanälen A und B, den Decontik-Räumen und dem Kommandoraum die Boden-, Wand- und Deckenarmierungen in den Kreuzungspunkten durch Bindedrähte verbunden. In den Notsteuerstellen und den Kabelwegen A und B sind die Armierungseisen in den Kreuzungspunkten gezielt durch Bindedrähte (in Boden, Decken und Wänden) verbunden. 1E-Steuerkabel von den Notsteuerstellen A, B und HPCS zu den Aussenstationen (Dieselgebäude) sind in durchgehend verschraubten oder verschweissten Rohren aus Stahl oder es wurden Kabel mit stromtragfähigem Schirm verlegt. Diese Rohre sind in den RSD-Räumen bzw. den Aussenstationen beidseitig geerdet, d.h. mit geerdeten Kabelwannen oder Schränken verbunden
- **Potenzialausgleich:** An das Erdsammelleiter-System (HTGK 130193) sind alle zu erdenden Einrichtungen angeschlossen. Die Decontic-Elektronikschrankreihen sind zu den mit der Armierung verbundenen Bodenrahmen, an jeweils einem Schrank über einen Kupferleiter mit der Erdsammelleitung verbunden. Die Erdung der GE-Electronic ist gemäss GE-Specification 22A2736 „Special Wire and Cable“ [30], ausgeführt. Im Rohbeton eingegossene Verankerungen, Rahmen und Jordahlschienen sind durch Bindedrähte mit der Armierung verbunden. Die Dehnfugen (Fenster) zwischen Reaktorhilfsgebäude und Reaktorgebäude / Betriebsgebäude sind mit flexiblen Verbindungen überbrückt.
- **Überspannungsschutzbeschaltung:** Der Signalaustausch zwischen Schränken an verschiedenen Gleichspannungsversorgungen (Divisionen) erfolgt galvanisch getrennt (Potentialtrennung). Die Signalkreise zu den Systemen RPS, NSSSS und SEHR sind mit Überspannungsschutzableiter beidseitig beschaltet, [33]. SEHR 51/61, Kaminfuss-Instrumentierung: Versorgungsgeräte sind mittels Überspannungsschutzableiter geschützt.

Die Erdungsanlagen der H₂-Trailer- und O₂-Standplätze bestehen aus dem Ringerder, dem Fundamenterder und dem Maschennetz in der Bewehrung der Fundamente, Bodenplatten und Stützmauern. In die Bodenplatten und Stützmauern wird ein Maschennetz mit einer Weite von ≤ 5m aus Rundstahl, Durchmesser 10mm (RD10) eingebracht. Im Bereich der

Bodenplatten wird das Maschennetz auf der untersten und in den Stützmauern auf der äusseren Armierungslage erstellt.

Starkregen

Das Kernkraftwerk Leibstadt ist gegen extreme Regenintensitäten gemäss SIA Normen ausgelegt. In Referenz [34] wurden die PMP-Karten für verschiedene Regendauern (1h, 3h, 6h, 9h, 12h, 24h) sowie für verschiedene Windrichtungen (Nord, Süd, Nordwest) mit Hilfe von komplexen Modellrechnungen erstellt. Für den Nahbereich von KKL sind die Isohyeten für die kürzesten Regendauern von 1h und 3h in der folgenden Abbildung dargestellt. Dabei ergeben sich Regenintensitäten für ein 1-stündiges Niederschlagsereignis von etwa 120 mm/h und für ein 3-stündiges Ereignis von etwa 50 mm/h.

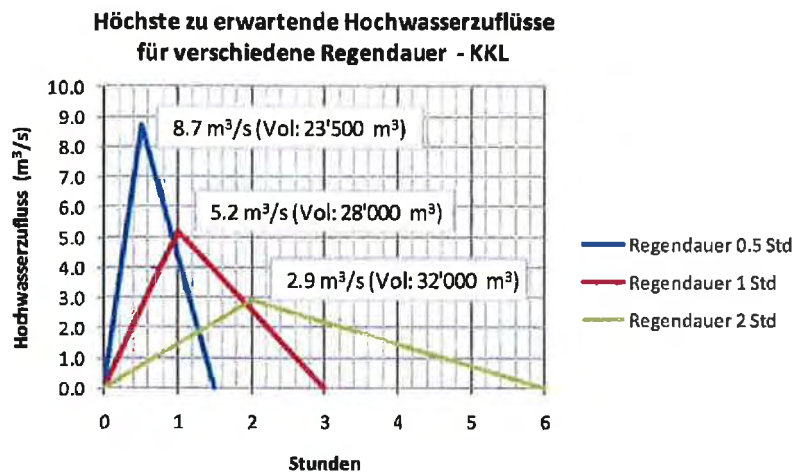


Abbildung 6-1: Höchste zu erwartende Hochwasserzuflüsse für verschiedene Regendauer

Folgende Richtlinien kamen zur Anwendung:

- Richtlinie über die Beschaffenheit abzuleitender Abwässer (Eidgenössisches Department des Inneren) vom 1 Sept. 1966, [12].
- Richtlinie über die Entwässerung von Liegenschaften des VSA (Verband Schweizerischer Abwasserfachleute), [151].
- Eidgenössische Tankvorschriften, [11].

Auflagen und Empfehlungen der Abteilung für Gewässerschutz des Baudepartements des Kantons Aargau [25].

Bemessung der Regenwasserkanalisation:

Die Kanäle der Teilzonen II + III, also die Bereiche um den Kraftwerksblock herum wurden für einen 20 jährigen Regen (Z=20), alle anderen Bereiche für einen 5 jährigen Regen (Z = 5) bemessen [25].

Hohe Flusswassertemperaturen

Das Nebenkühlwassersystem VF ist für 40°C ausgelegt, [23] und damit deutlich höher als zu erwartenden maximalen Flusswassertemperaturen. Die maximale Auslegungstemperatur des Zwischenkühlkreises nach Kühler ist 32°C, [24].

Hohe Sommer Aussentemperaturen

Das Wetterereignis „hohe Sommeraussentemperaturen“ ist für die Auslegung und Leistung der Kühltürme des Notkühlwassersystems und für die Auslegung und Leistung der Dieselgeneratoren relevant.

Die maximale Auslegungstemperatur für die Kühltürme VE 41, 42, 43 beträgt 30°C bei einer relativen Feuchte von 39% [26].

Die maximale Auslegungstemperatur für die Dieselgeneratoranlagen BP 11, 21, 31 beträgt 32°C bei einer relativen Feuchte von 75% [21].

Die maximale Auslegungstemperatur für die SEHR Dieselgeneratoranlagen BP 51, 61 beträgt ebenfalls 32°C [7].

Für die elektrischen Anlagen der Dieselgeneratoranlagen ist die Auslegungstemperatur 65 C. Die maximale Umgebungstemperatur beträgt 40°C bei 90 % Luftfeuchte bei Umgebungstemperatur [21].

Tiefe Wintertemperaturen

Die minimale Auslegungstemperatur für die Kühltürme VE 41, 42, 43 beträgt -25°C, [25], [26].

Die minimale Auslegungstemperatur für die Dieselgeneratoranlagen BP 11, 21, 31 beträgt für die Komponenten -15°C bei 95% Luftfeuchte, [21].

Die minimale Auslegungstemperatur für die SEHR Dieselgeneratoranlagen BP 51, 61 beträgt -20° C, [7].

Nachfolgend aufgeführt sind Temperaturaufzeichnungen vom Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz [153].

Datum	Lufttemp. 2m über Boden, Tagesminimum [°C]
11.12.2009	2.4
12.12.2009	1.1
13.12.2009	-0.9
14.12.2009	-2.2
15.12.2009	-3.3
16.12.2009	-3.2
17.12.2009	-6.9
18.12.2009	-7.0
19.12.2009	-12.5
20.12.2009	-13.7
21.12.2009	-1.0

Tabelle 6-4: Temperaturaufzeichnung vom Bundesamt für Meteorologie [153]

Schneelasten

Für die Auslegung der Schneelast auf den Gebäuden im KKL wurde die Norm SIA 160 (Stand 1970) angewandt. [27] Die Norm ist für den konventionellen Hochbau gültig. Eine spezielle Norm für Kernkraftwerke existiert nicht.

Der Auslegungswert von 0,9 kN/m² wurde mithilfe der folgenden Berechnung ermittelt:

Derzeitige Anforderung aus Norm SIA 160 Stand 2010:

Schneelast s auf horizontalem Gelände (gilt für Standorte unter 2000 m Meereshöhe)

H_0 = Bezugshöhe (Für Region Rheintal : h_0 = Meereshöhe + 200 m

$$s_k = (1 + (h_0 / 350)^2) \cdot 0.4 \text{ kN/m}^2 \geq 0.9 \text{ kN/m}^2$$

$$q_k = \mu \cdot s_k$$

s_k = Schneelast auf horizontalem Gelände

μ = Dachformbeiwert gem. Diagramm

Dies entspricht für KKL einer Flächenlast von $0,73 \text{ kN/m}^2$

6.1.1.2. Anhaltspunkte für eine Neudefinition

Starke Winde

Bedingt durch die Tallage der Messstation sind im Vergleich zu Stationen im Flachland die Windgeschwindigkeiten relativ gering und die Häufigkeit der Kalmen relativ hoch. Die Tallage der Messstation macht sich besonders bei den Messergebnissen in 10 m Höhe bemerkbar. Der Anteil der Kalmen liegt hier im Jahresmittel bei 17,4 % (im Sommerhalbjahr 19,1 % und im Winterhalbjahr 15,4 %). In 110 m Höhe ist mit 6,7 % die Häufigkeit der Kalmen wesentlich kleiner, auch wenn sie im Vergleich zu den Werten, die bei im Flachland gelegenen Messstationen in Mitteleuropa registriert werden, noch relativ hoch ist. Auch die mittleren Windgeschwindigkeiten in 110 m Höhe (Jahresmittel 3,2 m/s, Sommerhalbjahr 3,1 m/s, Winterhalbjahr 3,4 m/s) sind im Vergleich zu den Windgeschwindigkeiten, die sonst in freien Lagen auftreten, deutlich geringer.

Der höchste am Meteoturm KKL gemessene Geschwindigkeitswert (00MM02F005) war 37,4 m/s und wurde am 26.12.1999 11 Uhr (Sturm Lothar) gemessen, [37].

Nachfolgend aufgeführt sind Windgeschwindigkeitsaufzeichnungen (Sturm Lothar) vom Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz [153].

Datum	Windgeschw. skalar, Tagesmittel [m/s]	Böenspitze (Sekundenböe), Tagesmaximum [m/s]	Windrichtung, Tagesmittel [Grad]
20.12.1999	1.2	5.0	238
21.12.1999	1.5	7.3	73
22.12.1999	2.7	5.9	48
23.12.1999	1.4	4.1	58
24.12.1999	0.9	4.5	90
25.12.1999	3.3	20.2	246
26.12.1999	5.7	37.4	244
27.12.1999	4.7	18.9	254
28.12.1999	4.1	13.7	246
29.12.1999	4.6	8.5	244
30.12.1999	0.8	5.6	225

Tabelle 6-5: Windgeschwindigkeitsaufzeichnungen [153]

Blitzschlag

Blitzschlagereignisse werden durch den schweizerischen meteorologischen Dienst, Meteo Swiss über das Meteorage-Blitzerfassungssystem aufgezeichnet. Dieses System ist Teil der Europäischen Zusammenarbeit für die Blitzerfassung (EUCLID) und ist in der Lage, im Durchschnitt 95 % der Blitzschlagereignisse in einer bestimmten Gegend zu erfassen. Der Blitzschlagumfang wurde für den Zeitraum von 2000 bis 2007 neu bewertet.

Wie aus der unteren Abbildung ersichtlich ist, ist die überwiegende Zahl der Blitze in der Schweiz Negativblitze. Das Mittel der Stromstärke, gerechnet aus den absoluten Werten aller Blitze, beträgt etwa 20 Kilo-Ampère. Diese neuen Daten entsprechen den von der HSK definierten Normblitzen (50 – 300 kA).

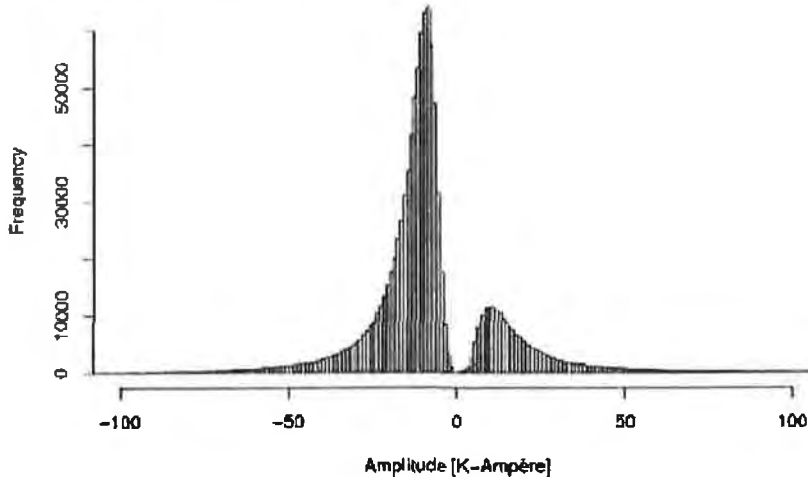


Abbildung 6-2: Häufigkeit Blitze bei verschiedenen Blitzstärken

Aufbauend auf der schweizweiten Verteilung der Blitzschlagdichte hat MeteoSwiss die Häufigkeit der Blitzschläge für den Standort KKL abgeleitet. Die folgende Tabelle zeigt die durchschnittliche Blitzschlaghäufigkeit der Jahre 2000 bis 2007 für den Standort KKL zusammen mit der niedrigsten und höchsten jährlichen Blitzschlaghäufigkeit im selben Zeitraum.

	Lowest annual value	Average annual value	Highest annual value
Lightning density: Number of events per year per km ²	0.5	1.0	1.9
Lightning frequency at KKL: Number of events per year	0.05	0.092	0.17

Tabelle 6-6: Blitzschlaghäufigkeit für den Standort KKL für die Jahre 2000 – 2007

In den Jahren 2003 bis 2005 ist die gesamte äussere Blitzschutzanlage aller Gebäude komplett überprüft worden. Die Überprüfung erfolgte durch die Electrosuisse-Fachstelle. Festgestellte Mängel wurden beseitigt. Die Grundlage der Prüfung waren die „Leitsätze des SEV für Blitzschutzanlagen 4022“ von 2004. Der Prüfumfang und die Prüfzyklen sind durch die interne Vorschrift VOI-E2-ML-40-011 geregelt.

Die Überspannungsableiter im RPS, NSSSS und SEHR werden in einem Intervall von 4 Jahren ausgetauscht. Der Prüfumfang und der Prüfzyklus sind durch die folgenden Vorschriften festgelegt:

- IFT- XK00-11-02-CH Blitzschutz Containment Druckentlastung
- IFT- YZ11-11-01-CH Blitzschutz RPS-A/ -B, NSSSS, SEHR 51
- IFT- YZ12-11-01-CH Blitzschutz RPS-C/ -D, NSSSS, SEHR 61
- IFT- XT90- 11-02-CH Blitzschutz Notfall-Instrumentierung

Ab 2008 wurden kontinuierliche Anlageänderungen zur weiteren Reduzierung der elektromagnetischen Einwirkungen auf elektrische und elektronische Systeme und Anlagen des Kernkraftwerkes Leibstadt durchgeführt.

Starkregen

Niederschlagsdaten

Im näheren Einzugsgebiet von KKL befinden sich die beiden amtlichen Niederschlagsstationen

Beznau/Böttstein und Laufenburg. Da in Beznau die höheren Niederschläge registriert werden und dort schon seit 1901 gemessen werden (Laufenburg: seit 1914), wurde diese Station als Referenz verwendet.

Regenintensitäten

Regenintensitäten einer bestimmten Regendauer sind üblicherweise extremal- resp. nach Gumbel verteilt. Aufgrund dieser Eigenschaft lässt sich aus dem Regenintensitätsdiagramm in der unteren Abbildung explizit für jede Regendauer der 10'000-jährliche Wert berechnen resp. extrapolieren. Für die Regendauern 15 Min., 30 Min, 1 Std. und 2 Std. wurden diese Werte berechnet und in untenstehender Graphik eingezeichnet. Für Regendauern ab 1 Std. können die entsprechenden PMP-Werte ebenfalls aus den Karten gewonnen werden.

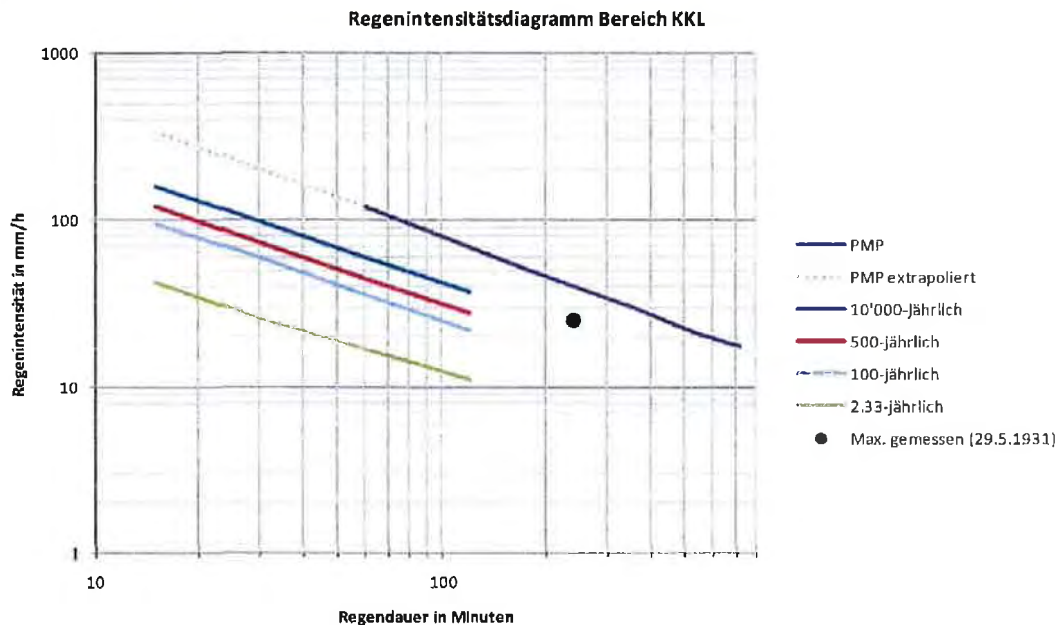


Abbildung 6-3: Regenintensitätsdiagramm im Bereich des KKL

Hohe Flusswassertemperaturen

Im SAR0001 Bericht [67] ist in Tabelle Tab.2.4-3 die Rheintemperatur in Rheinfeldern für den Zeitraum 1971 – 2004 mit gemittelten Tageswerten angegeben:

Überschritten an Tagen/Jahr	Temperatur [°C ¹]
1	23.7
3	22.9
6	22.2
9	21.7
18	20.8
36	19.6
55	18.6
72	17.7
91	16.8
114	15.6
137	14.3
160	12.9
182	11.2
205	9.7
228	8.5
251	7.5
274	6.7
292	6.1
310	5.6
329	5.1
347	4.5
356	4.0
362	3.3
365	2.4

Tabelle 6-7: Flusswassertemperaturen des Rheins Tagesmittelwerte)
 Im August 2003 wurde eine maximale Flusswassertemperatur von 23,7 °C erreicht.

Hohe Sommeraussentemperaturen

Im SAR [67] sind in Tabelle 2.3-11a) die gemessenen Aussenlufttemperaturen von 1995 bis 1999 aufgezeichnet. Der höchste gemessene Stundenmittelwert auf +10 m für den Zeitraum wurde im Juni mit 35,1°C erreicht.

Der höchste am Meteoturm KKL gemessene Wert (00MM02T005) war 37,0 °C und wurde am 13.8.2003 von 15 bis 17 Uhr gemessen (Ref. Aufzeichnung Meteoturm)

Weitere Werte wurden dem Internet für Basel und Zürich Kloten entnommen. Es wurden folgende Maximalwerte gemessen [133]:

Ort	Datum	Maximalwert °C
Basel	31.Juli 1983	38,4
Zürich Kloten	31.Juli 1983	36,1
Basel	13.August 2003	38,6
Zürich Kloten	13.August 2003	35,6

Tabelle 6-8: Maximaltemperaturen Basel/Zürich der vergangenen 30 Jahre

Tiefe Wintertemperaturen

Im SAR [67] sind in Tabelle 2.3-11a) die gemessenen Aussenlufttemperaturen von 1995 bis 1999 aufgezeichnet. Der tiefste gemessene Stundenmittelwert auf + 10 m für den Zeitraum wurde im Dezember mit -12,9 °C erreicht.

Das Grundwasser hat eine Temperatur von 8° bis 12°C und wegen der tiefliegenden Entnahme eine äusserst geringe Rückkoppelung mit der Flusswassertemperatur oder der Ausstemperatur.

Extreme Schneelasten

Es sind keine Anhaltspunkte für eine Neudefinition der Auslegung erkennbar. Die langjährigen meteorologischen regionalen Mittelwerte bieten hierzu keine Veranlassung.

6.1.1.3. Häufigkeiten

Die Häufigkeiten sind entsprechend der postulierten Intensitäten in vorstehendem Unterkapitel angegeben.

6.1.1.4. Überlagerung extremer Bedingungen

Die Untersuchungen zeigen, dass die Überlagerung von starkem Wind und starkem Regen/Schnee keine Verschärfung der Einzelszenarien darstellt.

6.2. Bewertung der Sicherheitsmargen

6.2.1. Abschätzungen

Starke Winde

Gegenstände können durch Starkwind vom Boden hochgerissen werden und gegen Gebäude oder anderen Anlagenteile geschleudert werden. Diese so genannten „wind missiles“ wurden nicht weiter untersucht (LPSA Section 8.4.3), da die Frequenz für Windgeschwindigkeiten > 200 km/h kleiner 1E-9/Jahr ist. Erst ab Windgeschwindigkeiten > 200 km/h werden Gegenstände in die Luft geschleudert und können nennenswerten Schaden anrichten.

Der Lastfall „wind missiles“ ist durch den Lastfall Flugzeugabsturz abgedeckt.

Im Rahmen einer Überprüfung der Originalauslegung der Anlage wurde eine Erdbebenbegehung durchgeführt. Bei dieser Begehung wurde auch die Empfindlichkeit der Strukturen, Systeme und Komponenten von sicherheitstechnisch wichtigen Gebäuden bezüglich herumfliegender Teile bewertet (inklusive Fenster und Zubehörteile wie z.B. die Auspuffrohre der Diesel Generatoren und den Lüftungseinlässen der Gebäude). Es wurden nur einige nichtsicherheitstechnisch relevante Bereiche identifiziert.

Zu den Untersuchungen zum Lastfall Flugzeugabsturz im Rahmen der Studie "KKL PSA External Events" wurde gezeigt, dass die strukturelle Integrität aller Gebäude gross genug ist um den Aufprall eines grossen kommerziellen Flugzeuges (z.B. Boeing) abtragen kann. Dabei wird unterstellt, dass die maximal anzunehmenden Aufprallgeschwindigkeit 300 m/s beträgt. Die durch starken Wind hochgerissenen Gegenstände erreichen diese Geschwindigkeit nicht. In der Studie [150], wird errechnet, dass die maximale Geschwindigkeit eines von starkem Wind hochgerissenen Gegenstandes 89 m/s beträgt. Eine Ausnahme bilden Gebäude mit Fenstern, wobei es zulässig ist anzunehmen, dass der Aufprall eines durch starken Wind hochgerissenen Gegenstandes von der Betonstruktur abgefangen wird. Weitere Untersuchungen sind nicht erforderlich.

Blitzschlag

Die gegen Blitzschlag zu schützenden Systeme im KKL, die für die Sicherheit der Anlage relevant sind, wurden anhand der Vorgaben für Normblitze der HSK nachgewiesen. Somit ist sichergestellt, dass die zu schützenden Systeme und Komponenten für die Normblitze die

Störfestigkeit nicht überschreiten. Durch die Neudefinition der Blitzschutzanforderungen und deren Umsetzung in den Jahren 2008 – 2011 ist sichergestellt, dass die zu schützenden Systeme mit hoher Sicherheitsmarge gegen den Störfall „Blitzschlag“ geschützt sind [118].

Starkregen

Neben der Frage von Überflutungen des KKL-Geländes infolge extremer Hochwasser im Rhein stellt sich auch die Frage nach der Beeinflussung durch lokale Starkniederschläge mit Wiederkehrperioden von 10'000 Jahren oder mehr. Insbesondere ist dabei von Interesse, ob das bestehende Entwässerungssystem von KKL über eine ausreichende Abflusskapazität verfügt, das anfallende Regenwasser unter solch extremen Bedingungen abzuleiten. Gemäss [138] beträgt das nähere Einzugsgebiet etwa 0.20 km², welches in einen westlichen (0.15 km²) und einen östlichen Teil (0.05 km²) gegliedert ist. Der westliche Teil des Areals wird über einen Abflusskanal via ARA KKL in den Rhein entwässert. Der andere östlich gelegene Abflusskanal führt über einen Ablaufschacht in der Nähe des Kühlturms direkt in den Rhein. Das gesamte Einzugsgebiet welches infolge von Starkniederschlägen zu einem Wasseranfall im KKL-Gelände beiträgt, wurde anhand des bestehenden Geländemodells zu 0.26 km² ermittelt. Dabei wurde verifiziert, dass dieses Gebiet durch das Entwässerungssystem der Gemeinden (GEP) nicht beeinflusst wird.

Überprüfung Kanalnetz

Eine neue Analyse wurde durchgeführt. Das vorhandene Kanalsystem auf dem KKL Areal reicht aus, die Wassermassen bei lokalen Starkniederschlägen im zu erwartenden Bereich von 5-9 m³/s problemlos abzuführen.

Die Abflussleistung der Regenwasserkanäle der oben beschriebenen westlichen und östlichen Teileinzugsgebiete wurde von der Firma Pöyry detailliert berechnet.

Die Berechnung ergibt, dass im westlichen Teil maximal (Druckabfluss) 4.6 m³/s und ohne Aufstau (drucklos) 2.3 m³/s abgeführt werden können. Für den östlichen Teil ergeben sich wesentlich höhere Werte: Der max. Druckabfluss wurde mit 11.4 m³/s errechnet. Bei Komplettfüllung des Kanalquerschnitts ohne Aufstau können 8.6 m³/s drucklos abgeführt werden.

Gesamthaft gesehen liegt also eine maximale Abflusskapazität von 16 m³/s vor. Ohne Aufstau der Kanäle können 10.9 m³/s abgeführt werden. Bei Höchstwasserständen im Rhein werden diese Abflüsse etwas reduziert.

Mit den durchgeführten Untersuchungen wird gezeigt, dass auch unter Starkregen keine Überflutungsgefahr für das KKL Areal darstellen. Das vorhandene Kanalsystem reicht aus, Regenwasserspitzen im zu erwartenden Bereich von 5-9 m³/s problemlos abzuführen.

Ganz wesentlich ist das Ergebnis, dass auch bei einem extremen PMP-Regen das anfallende Wasservolumen sich infolge des kleinen Einzugsgebietes in Grenzen hält. Sollten wider Erwarten Verkläuererscheinungen während des Extremereignisses auftreten, wäre mit Überflutungen von höchstens wenigen Zentimetern zu rechnen, welche aber in kürzester Zeit wieder abklingen würden. Realistischerweise ist nicht mit Verkläuerungen zu rechnen, da die Durchmesser der Leitungen mit 800 bis 1200 mm grosszügig ausgelegt sind. Auf dem Areal ist weder Schwemmholz noch Geschiebepotential vorhanden, welches zur Verstopfung von Einlässen oder Kanalleitungen führen könnte.

Sicherheitsreserve durch tiefliegenden Kühlturbereich

Selbst wenn alle Regenabläufe verstopft sein sollten, würde das Regenwasser in den tiefer liegenden Bereich des Kühlturmes ablaufen. Dieser Geländebereich mit 3 ha ist 7m tiefer als das restliche Kraftwerksgelände (332m zu 325m). Damit steht ein zusätzliches Stauvolumen von etwa 200'000m³ zur Verfügung. Weiterhin kann das Regenwasser durch die Schleuse

zum Nebenkühlwasserbauwerk hin ablaufen. Ein sicherheitstechnisch relevanter Rückstau ist auszuschließen.

Alle Resultate der durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass auch bei extremen Starkregen keine Überflutungsgefahr für das KKL-Areal und seine sicherheitstechnischen Einrichtungen besteht.

Hohe Flusswassertemperaturen

Die Flusswassertemperatur ist für das VF-System sicherheitstechnisch relevant. Sollte bei steigender Temperatur die Wärme aus den Systemkühlern trotz Zuschaltung einer weiteren Pumpe nicht mehr abgeführt werden können, so dass betriebliche Grenzwertalarms ansprechen, muss die Anlage abgefahren werden. Die Abfuhr der Nachzerfallswärme erfolgt dann mit VG und damit ebenfalls mit VF. Sollten diese Systeme nicht mehr zur Verfügung stehen, erfolgt die Kühlung über das Notkühlwasser VE 41, 42, 43. Wenn diese Systeme wegen hoher Lufttemperatur auch nicht mehr zur Verfügung stehen und die Nachzerfallswärme nicht abführen können, erfolgt die Kühlung durch das Notstandssystem SEHR TF11, 12. Diese Notstandssysteme werden mit Grundwasser rückgekühlt. Das Grundwasser hat eine Temperatur von 8° bis 12° C und erfährt wegen der tiefliegenden Entnahme eine äusserst geringe Rückkoppelung mit der Flusswassertemperatur oder der Aussentemperatur.

Die Betriebserfahrung zeigt, dass trotz der erreichten 23,7 C ([67], Tab.2.4-2) im August 2003 keine Probleme aufgetreten sind. Aus sicherheitstechnischer Sicht sind die Flusswassertemperaturen von untergeordneter Bedeutung.

Hohe Sommeraussentemperaturen

Die Aussenlufttemperatur ist sicherheitstechnisch für das VE-System relevant. Sollte die Wärme aus den Kühltürmen VE 41, 42, 43 nicht mehr abgeführt werden können, so dass Grenzwerte ansprechen, erfolgt die Abfuhr der Nachzerfallswärme durch die Notstandssysteme SEHR TF 11, 12. Diese Systeme werden mit Grundwasser rückgekühlt. Das Grundwasser hat eine Temperatur von 8° bis 12° C und ist wegen der tiefliegenden Entnahme sehr wenig abhängig von der Flusswassertemperatur oder der Aussentemperatur.

Hohe Sommeraussentemperaturen wirken sich auf die Dieselmotoren aus. Eine höhere Temperatur als 32°C kann zu einer Reduzierung der Leistung der Dieselmotoren führen.

Bei der jährlichen Wartung der Dieselmotoren werden die Motoren beim internen Probelauf auf 110 % Leistung bzw. bis zum Endanschlag des Reglers gefahren. Die Dieselmotoren bei KKL haben demzufolge alle eine Leistungsreserve von mindestens 10 %. Sollten diese Systeme trotzdem nicht mehr ausreichen, erfolgt die Kühlung durch das Notstandssystem SEHR TF 11, 12. Diese Notstandssysteme werden mit Grundwasser rückgekühlt. Das Grundwasser hat eine Temperatur von 8° bis 12° C und erfährt wegen der tiefliegenden Entnahme eine äusserst geringe Rückkoppelung mit der Flusswassertemperatur oder der Aussentemperatur.

Die Betriebserfahrung zeigt, dass trotz bereits erreichter 37,0 °C [37], keine Probleme auftraten. Sicherheitstechnisch betrachtet, ist die Aussentemperatur von geringer Bedeutung.

Tiefe Wintertemperaturen

Die Aussenlufttemperatur ist sicherheitstechnisch insoweit relevant, als dass die Kühltürme VE 41, 42, 43 nicht einfrieren dürfen, um nicht ihre Funktion als diversitär-redundante Wärmesenken zu verlieren.

Die Kühlturm-tassen der Kühltürme VE 41, 42 werden deshalb kontinuierlich mit 4 m³/h Trinkwasser (minimal 8°C) bzw. VE 43 mit 1 m³/h Trinkwasser (minimal 8 C) gefrischt. Damit wird der Tasseninhalt etwa alle 1 bis 2 Tage ausgetauscht, so dass ein Einfrieren des Tasseninhalts ausgeschlossen ist.

Die Diesel-Vorrattanks und der Tagestank sind in beheizten Räumen untergebracht. Somit ist das Ausscheiden von Paraffin (versulzen) ausgeschlossen. Die anderen Anlagenräume sind ebenfalls alle beheizt.

Im Ansaugbereich (Dieselaufstellraum) der Frischluft sind keine wassergefüllten Messumformer angeordnet, die einfrieren können.

Selbst wenn alle VE Systeme (VE 41, 42, 43) ausfallen, erfolgt die Abfuhr der Nachzerfallswärme durch das für diesen Fall redundante Notstandssystem SEHR TF 11, 12. (vgl. Kap. 7 und 8). Beide Systeme werden mit Grundwasser rückgekühlt. Das Grundwasser hat eine konstante Temperatur von 8° bis 12° C. Wegen des tief liegenden Entnahmeortes haben Flusswassertemperatur und Aussentemperatur nur geringen Einfluss.

Extreme Schneelasten

Die Gebäude, in denen sicherheitstechnisch wichtige Strukturen, Systeme und Komponenten untergebracht sind, sind gegen Flugzeugabsturz ausgelegt, wie im Abschnitt zur Belastung durch Starkwind oder Tornados beschrieben. Damit ist für diese Gebäude der Lastfall Flugzeugabsturz abdeckend und dies bedeutet eine grosse bautechnische Sicherheitsreserve gegen Schneelasten. Für andere Gebäude, z.B. das Maschinenhaus ist die Schneelast jedoch relevant. Der dachseitig für die Schneelast errechnete Wert von 0,73 kN/m² für KKL bietet somit gegenüber dem Auslegungswert von 0,9 kN/m² ausreichend Sicherheitsmarge.

Eine unzulässig hohe Schneelast wegen extremer Schneeverwehungen ist nicht zu unterstellen, da die Konstruktionsweise der Attika mit nur 20 cm so ausgeführt wurde, dass der Wind grössere Schneeschichten vom Dach bläst. Die Wirksamkeit dieser baulichen Massnahme entspricht der Erfahrung seit Betriebsbeginn.

Unter den gegebenen Umständen ist ein erhöhter Schneeanfall kein neuer Lastfall und die Sicherheitsmargen sind ausreichend. Weitere Massnahmen sind deshalb nicht erforderlich.

In der Gesamtanlage-Fahrvorschrift „Massnahmen bei schwerem Wetter“ GFV-1703-16 [56], werden aus diesem Grund keine Aussagen über Massnahmen bei starkem Schneefall gemacht, da der starke Schneefall bereits in der Auslegung ausreichend berücksichtigt ist.

6.2.1.1. Analyse möglicher Auswirkungen

Die vorstehend analysierten Wetterereignisse haben auch in extremer Ausprägung als potentieller Störfallauslöser keinen nachteiligen Einfluss auf die Sicherheitssysteme und die Kühlbarkeit des Reaktors oder der Brennelementbecken. Die untersuchten meteorologischen Extremereignisse sind sehr unwahrscheinlich, sie sind zudem gut prognostizierbar, zeigen somit ausreichende Vorwarnzeit und sie haben einen langsamen Verlauf, so dass ausreichend Zeit bleibt, den Reaktor in einen sicheren Zustand (safe shutdown) gebracht werden kann, bevor aktive Gegenmassnahmen eingeleitet werden (entsprechend den NFA und SFA Prozeduren). Die Untersuchung zeigt, dass sowohl die Auslegung als auch deren Sicherheitsreserve gegen alle Wetterereignisse ausreichend ist.

Gegen einen Blitzeinschlag ist die Anlage mit ausreichender Sicherheitsmarge ausgelegt.

6.2.1.2. Besonders erschwerende Umstände

Die Analyse zeigte insgesamt, dass es selbst bei extremen Wetterereignissen zu keinen derart erschwerenden Umständen kommt, welche einen „cliff edge“ Effekt induzieren könnten.

6.2.2. Denkbare Ergänzungsmassnahmen

Es sind keine Ergänzungen notwendig.

6.2.3. Vorkehrungen für extreme Wetterverhältnisse

In der Gesamtanlage-Fahrvorschrift (Massnahmen bei schwerem Wetter GFV-1703-16, [56]) sind betriebliche Vorkehrungen und Massnahmen zu folgenden Wetterereignissen beschrieben.

- Sturm >100km/h
- Intensiver Regen
- Starker Hagel
- Schwere Gewitter

Insgesamt werden solche Wetterereignisse mit ausreichender Vorwarnzeit prognostiziert. Eine ausreichende Vorbereitungszeit um flankierende Schutzmassnahmen vorzukehren ist damit gesichert.

7. Stromausfall

Das Kernkraftwerk Leibstadt verfügt über folgende redundante und diversitäre Wechselstromversorgungen [125]:

- 380 kV Netz mit 2 Einspeisungen / Ableitungen von Schinberg Nord (Laufenburg) und Hohwacht (Beznau)
- 2 unabhängige 50 kV Einspeisungen: Klingnau-Beznau A (AXPO) und Klingnau (Wasserkraftwerk Klingnau, KWK)
- Turbogenerator 27 kV mit Abgang zu den 10 kV Eigenbedarfstransformatoren
- 3 Notstromgeneratoren 6.6 kV
- 2 Notstandsgeneratoren 6.6 kV
- 1 Reserveturbine mit 6.6 kV Generator im Wasserkraftwerk Klingnau; Verbindung zum Kernkraftwerk Leibstadt via 50 kV Leitung Klingnau (Wasserkraftwerk Klingnau, KWK)
- 1 SAMG Diesel 380 V

Im Normalbetrieb ist der Turbogenerator (T/G) über beide 380 kV Leitungen mit dem Netz verbunden. KKL verfügt sowohl über einen Generatorschalter als auch über einen Netzschalter. Dadurch führen Störungen im 380 kV Netz oder Störungen am Turbogenerator zu keiner Beeinträchtigung der normalen Spannungsversorgung des Kernkraftwerks Leibstadt.

Die beiden 50 kV Einspeisungen sind im Normalbetrieb nicht belastet und versorgen nur die beiden Elektrokessel, mit welchen die inaktive Dampfversorgung des Kraftwerkes nach einem Ausfall des T/G oder im Anlagenstillstand erstellt werden kann. Nachfolgende Tabelle 7-1 gibt einen Überblick zu den Ergebnissen von Kapitel 7.

Spannungsverlustszenario	Verbleibende Spannungsversorgung	Frist	Massnahmen zur Fristverlängerung	Fristverlängerung
Lastabwurf Ausfall 380 kV; Versorgung mit 50 kV und Eigenbedarf	Abfahren auf Eigenbedarf ; 50 kV; Notstromversorgung / Dieselgeneratoren Div. 11, 21, 31, Notstandssystem SEHR Div. 51, 61	unbegrenzt	-	-
LOOP Ausfall 380 kV; Versorgung mit 50 kV; Genoschalter öffnet	50kV , Notstromversorgung / Dieselgeneratoren Div. 11, 21, 31, Notstandssystem SEHR Div. 51, 61	unbegrenzt	-	-
T-LOOP Ausfall: GENO, 380 kV, 50 kV	Notstromversorgung / Dieselgeneratoren Div. 11, 21, 31, Notstandssystem SEHR Div. 51, 61	10 d Nennlast	Leistungsreduktion der Dieselgeneratoren (48%, 28%, 8%); Querkopplung der DG von Hand möglich	16.5 d - max. 21 d
Station Blackout (SBO) T-LOOP + Verlust Div. 11, 21, 31	Notstandssystem SEHR Div. 51/61 ; Notfallmassnahmen	3.5 d (=86 h; Div. 51: 56 h; Div 61:+30 h = 116 h)	Zurückgreifen auf Kraftstoffreserven der Div. 11, 21, 31	63.5 d (=1524 h)
Totaler Station Blackout (T-SBO) Station Blackout + Verlust Notstandssystem SEHR Div. 51/61	Hochdruckzustand (Fall 1): Notfallmassnahmen ; Wärmeabfuhr in die DAK durch RCIC	Batterien: Div 11/ 21: 5 h	SAMG Diesel zur Ladung der Batterien (Div. 11/21)	2 Tage (bis Verlust DAK)
	Niederdruckzustand (Fall 2): Notfallmassnahmen ; Wärmeabfuhr in die DAK mittels Speisewasser und Feuerwehrpumpe; Feed & bleed (FCVS)	Batterien: Div 11/ 21: 5 h; Div 51/61: 10 h	SAMG Diesel zur Ladung der Batterien (Div. 11/21) / Feed & Bleed (FCVS) nach Containment fluten	Mehrere Wochen
			SAMG Diesel zur Ladung der Batterien (Div. 11/21) / Kompressor; Feed & Bleed	unbeschränkt

Tabelle 7-1: Übersicht zu den Stromausfallszenarien und fristverlängernde Massnahmen

7.1. Ausfall der Verbindungen zum Überlandnetz (LOOP)

Der Ausfall des 380 kV Netzes und des 50 kV Netzes (Generalstörung Schweiz) haben keinen Einfluss auf die Eigenbedarfsversorgung des Kernkraftwerks Leibstadt und somit keinen Einfluss auf den Betrieb der elektrischen Komponenten. Bei einem Lastabwurf öffnet der Netzschalter und der Turbogenerator wird vom 380 kV Netz getrennt. Das Öffnen des Netzschalters erfolgt durch diverse Schutzkriterien wie Unterfrequenzschutz, Wicklungskopfschutz oder Wellenstrangschutz oder von Hand.

Wird der Netzschalter geöffnet, beschleunigt die Turbine und wird durch den Beschleunigungsbegrenzer auf Nenndrehzahl zurückgeführt. Dabei werden die Turbineneinlassventile schnell geschlossen. Durch dieses Signal erfolgt eine automatische Reduktion der Reaktorleistung durch Einschießen von Steuerstäben (SRI; Selected Rod Insertion) und automatischer Reduzierung der Kernumwälzmenge (Runback der Umwälzregelventile auf 18% Ventilstellung). Der Vordruckregler regelt weiterhin einen konstanten Reaktor Druck und öffnet dazu die Turbinenbypassventile. Etwa 1 Minute nach erfolgtem Lastabwurf beträgt die Reaktorleistung ca. 54% und die Generatorleistung noch 43 MW. Der Turbogenerator versorgt weiterhin unterbrochungslos die beiden Eigenbedarfstransformatoren (27 kV/10 kV).

In der Folge wird nach einem Lastabwurf durch die Betriebsmannschaft die Reaktorleistung von Hand auf ca. 35% reduziert [82]. Das robuste Verhalten der Anlage unter dieser Bedingung wurde im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung getestet (PUT-27B).

7.1.1. Vorsorge im Rahmen der Auslegung

Ein Ausfall der Verbindungen zum Überlandnetz (Ausfall beider 380 kV Einspeisungen und beider 50 kV Einspeisungen) führt im Kernkraftwerk Leibstadt zu einer automatischen Leistungsreduktion des Reaktors ohne Einschränkung der elektrischen Eigenbedarfsversorgung.

7.1.1.1. Ausfall der externen 380 kV und des Turbogenerators - Versorgung mit externer 50 kV Einspeisung

Unter bestimmten Umständen (z.B. Störungen am Blocktransformator) öffnen Netzschalter und Generatorschalter gemeinsam. Dies führt zum Verlust der 27 kV Spannungsversorgung und somit zum Ausfall der beiden Eigenbedarfstransformatoren (27 kV). Dadurch wird die 10 kV Versorgung des Eigenbedarfsnetzes spannungslos. Grössere Verbraucher wie Speisewasser-, Hauptkondensat- und Hauptkühlwasserpumpen fallen aus und führen zu einer automatischen Schnellabschaltung des Reaktors. Die Spannungsversorgung erfolgt in diesem Fall durch die 50 kV Einspeisungen, welche die 6.6 kV Schienen BC und BM (mit Ausnahme der 31BM Schiene des HPCS) sowie deren 380 V Unterverteilungen automatisch unter Spannung setzen. Die Umschaltung auf das 50 kV Netz erfolgt je nach Störung praktisch unterbrochungslos (Spannungsausfall ca. 0.1 sec) oder mit einem geringen Unterbruch von 2 sec. Nach 3 sec. Unterspannung an der 6.6 kV Schiene 31BM wird der HPCS Dieselgenerator 31BN automatisch gestartet und versorgt die 31BM Schiene [123].

Die 6.6 kV Schienen BA und BB sowie deren 380 V Unterverteilungen werden spannungslos und können von Hand wieder zugeschaltet werden. Die BA/BB Schienen versorgen die Motoren der beiden Reaktorumwälzpumpen, die Motoren der Steuerstabantriebspumpen und die Kältekompressoren für die Kaltwasserversorgung der Maschinenhauslüftung und der Containmentumlufte Kühlung. Die Steuerstabantriebspumpen können nach Wiedereinschaltung der 6.6 kV Schienen BA wieder gestartet werden. Die 380 V Unterverteilungen CA/CB/CC/CD der BA und BB Schienen können nach Zuschaltung von BA und BB von Hand zugeschaltet und die entsprechenden Verbraucher wieder gestartet werden. Es handelt sich dabei um die betrieblichen Lüftungsanlagen des Containments, des Radwaste, des Maschi-

nenhauses, des Reaktorhilfsgebäudes und des Brennelementlagergebäudes sowie um das Steuerölsystem und die Werkluftkompressoren.

Das genaue Vorgehen ist in der Störfallanweisung [78] beschrieben.

Die Verbraucher der BC Schiene werden entweder automatisch auf die Redundanz umgeschaltet oder bleiben während der Umschaltung des Eigenbedarfs auf 50 kV in Betrieb. Dies betrifft die Nebenkühlwasserpumpen (NKW) und die Pumpen des nuklearen und des sekundären Zwischenkühlkreislaufes (NICCW und TICCW). Die Kaltwassersätze UV21, UF11 und UF13 können von Hand wieder zugeschaltet werden.

Die 380 V Unterverteilungen CK und CL der BC Schienen werden automatisch unter Spannung gesetzt. Die dadurch versorgte Hilfsölpumpe und Hochdruckölpumpen der Turbine und die Steuerluftkompressoren schalten automatisch wieder ein. Die Betriebsgebäudelüftung und die Druckerhöhungspumpe im Nebenkühlwasser VF80 zur Kühlung der Betriebsgebäudelüftung müssen von Hand wieder gestartet werden.

Die Reaktorschutzkanäle (MG-Sets) bleiben wegen deren zusätzlicher Schwungmasse unterbruchslos in Betrieb. Dadurch bleibt auch die Isolationslogik (NS4) unter Spannung.

Durch den Ausfall des Speisewassers und des Hauptkühlwassers erfolgt ein sofortiger 0E SCRAM und die Steuerstäbe werden eingeschossen.

Durch den Verlust der Speisewasserpumpen sinkt das Reaktorniveau ab; nach ca. 25 sec. wird Niveau 2 erreicht. Dadurch werden die beiden Hochdrucksysteme HPCS und RCIC zur Niveauhaltung initialisiert. Das Reaktorniveau wird durch HPCS und RCIC automatisch zwischen Niveau 2 und Niveau 8 gehalten. Der Reaktordruck wird anfänglich durch das Bypassverbot (Ausfall der Hauptkondensatpumpen) und die Kaltwassereinspeisung durch HPCS und RCIC beeinflusst. Er wird letztendlich durch die Abblaseventile (SRV) kontrolliert und zwischen 63.8 bar und 71.5 bar automatisch gehalten.

Durch das Signal Reaktorniveau 2 wird das Containment isoliert (Gruppe 2). Ebenfalls wird die Probenahme (Gruppe 3) und das Reaktorwasserreinigungssystem (Gruppe 4) isoliert.

Alle Betriebs-Lüftungen werden automatisch abgeschaltet. Das Notabluftsystem (SGTS) ist durch Reaktorniveau 2 gestartet und hält den Annulus im Unterdruck (Sekundärcontainment).

Die Dampfabsperrrarmaturen (MSIV) bleiben offen; die Hauptwärmesenke steht trotzdem nicht zur Verfügung, da die Turbineneinlassventile (Turbinentrip) und Bypassventile (Bypassverbot durch Ausfall der Hauptkondensatpumpe) geschlossen sind.

Die beiden nuklearen Zwischenkühlkreisläufe NICCW A und B sind automatisch wieder in Betrieb. Der nuklear nicht relevante NICCW Loop 0 ist isoliert.

Die Nebenkühlwassersysteme Loop A, B und 0 sind in Betrieb. Der sekundäre Zwischenkühlkreislauf TICCW ist in Betrieb.

Die Drywellumlufteinheiten sind in Betrieb aber ohne Kühlwasserversorgung (werden vom NICCW Loop 0 versorgt).

Die Turbine rollt aus und deren Kühlung und Ölversorgung ist gewährleistet.

7.1.1.2. Ausfall des Generators, des Überlandnetzes und der 50 kV Versorgung (Total Loss of Offsite Power T-LOOP)

Stehen keine externen Spannungsversorgungen zur Verfügung (beide 380 kV Einspeisungen und beide 50 kV Einspeisungen ausgefallen) und erfolgt gleichzeitig ein Turbinentrip oder wird gleichzeitig der Generatorschalter geöffnet, erfolgt die Eigenbedarfsversorgung durch die Notstromdieselgeneratoren der Divisionen 11, 21 und 31.

Durch den gleichzeitigen Ausfall der 380 kV Einspeisungen und des Generators wird der komplette Eigenbedarf spannungslos. Dies führt zu einer automatischen Reaktorschnellabschaltung. Nach 3 sec Unterspannung an den 6.6 kV Notstromschienen 11BM, 21BM und 31BM starten die Notstromdieselgeneratoren 11BN, 21BN und 31 BN. Nach weiteren 10 sec sind die Notstromdieselgeneratoren auf Nenn Drehzahl und die Notstromschienen 11BM, 21BM und 31BM sind wieder unter Spannung.

Eine automatische Folgesteuerung (Automatische Deseleinspeisung nach T-LOOP: ADENT) setzt die 6.6 kV Schienen 10BC und 20BC nach weiteren 5 sec. unter Spannung. Gleichzeitig werden die 380 V Unterverteilungen CK und CL unter Spannung gesetzt.

Die 10 kV Spannungsebene bleibt spannungslos und führt zum Verlust der Speisewasserpumpen (Niveauverlust im Reaktor), der Hauptkondensatpumpen (Verlust der Hauptwärmesenke) und der Hauptkühlwasserpumpen (Verlust der Hauptwärmesenke).

Die 6.6 kV Schienen 10/20BC sowie deren 380 V Unterverteilungen 10/20CK/CL Schienen werden durch ADENT automatisch versorgt.

Die 51/61 BM Schienen (SEHR) bleiben spannungslos, da deren Verbindung zur BC-Schiene in diesem Fall verriegelt sind. Es erfolgt kein automatischer Start der SEHR-Diesel oder des SEHR Systems auf Grund des Spannungsverlustes auf der 6.6 kV Ebene. Die Unterverteilungen 51/61CM des SEHR Systems werden automatisch unter Spannung gesetzt, wenn die CK Schienen unter Spannung sind (nach 18 sec). Dadurch erfolgt keine SEHR Initialisierung. (Diese erfolgt nur, wenn die 51/61CM Schienen für länger als 3 Minuten spannungslos bleiben würden)

Die Notstromschienen 11/21/31BM inkl. deren 380 V Unterverteilungen sind nach 13 sec durch die entsprechenden Dieselgeneratoren unter Spannung. Die BA und BB Schienen werden von den BM Schienen zwar unter Spannung gesetzt, aber es ist keine Zuschaltung von 6.6 kV Verbrauchern von der BA und der BB Schiene möglich. Die Zuschaltung von Verbrauchern der 380 V Unterverteilungen CA/CB/CC ist von Hand, unter Berücksichtigung der maximal zulässigen D/G Belastung möglich und administrativ geregelt [78].

Der Verlust der BC Schienen für eine Zeitdauer von 18 sec führt zur Abschaltung aller Kühlwasserpumpen (NICCW und Nebenkühlwasser). NICCW und Nebenkühlwasser Loop A und B werden nach Spannungsrückkehr der BC Schienen automatisch wieder zugeschaltet. Die NKW Pumpen des Loop 0 sowie die TICCW Pumpen müssen jedoch von Hand wieder gestartet werden.

Bei der 380 V Unterverteilung CK/CL werden die Hilfsöl- und Hochdruckölpumpen automatisch wieder gestartet. Der längere Spannungsunterbruch führt aber dazu, dass die Steuerluftkompressoren nicht automatisch starten. Ebenfalls spannungslos bleiben die Reaktorschutzschienen 10/20EM (MG-Set). Dies führt zu einem Spannungsverlust der Isolationslogik NS4 was zum Schliessen der MSIV führt.

Die BA und BB Schienen sind zwar wieder unter Spannung, es können aber keine 6.6 kV Verbraucher zugeschaltet werden (keine CRD Pumpe).

Anlagenzustand nach T-LOOP

Wesentliche Änderungen gegenüber dem Zustand bei Versorgung mit 50 kV Einspeisung:

- Die Dieselgeneratoren der Divisionen 11 und 21 sind in Betrieb.
- Die MSIV sind geschlossen: die Isolationsgruppen 1 bis 5 sind angeregt.
- TICCW und Nebenkühlwasser Loop 0 sind nicht in Betrieb.
- Die Steuerluftkompressoren sind nicht in Betrieb.
- Beide Reaktorschutz MG-Sets sind ausser Betrieb.

- Die Handzuschaltung von weiteren Verbrauchern hat unter Berücksichtigung der Dieselmotorkapazitäten zu erfolgen.

7.1.2. Fristen

7.1.2.1. Ausfall der Verbindungen zum 380kV-Netz (LOOP)

Die Anlage kann in diesem Zustand zeitlich unbeschränkt betrieben werden. Limitierend ist in diesem Fall der Brennstoffvorrat im Reaktor.

7.1.2.2. Ausfall der externen 380 kV und des Turbogenerators - Versorgung mit externer 50 kV Einspeisung

Die Wärmeabfuhr des Reaktors und des Containments sowie der Betrieb aller Hilfssysteme kann über die externe 50 kV Einspeisung zeitlich unbeschränkt aufrecht erhalten werden.

7.1.2.3. Ausfall des Generators, des externen 380kV-Netzes und der 50 kV Versorgung (Total Loss of Offsite Power T-LOOP)

Die elektrische Eigenbedarfsversorgung bei T-LOOP erfolgt durch die Dieselgeneratoren der Division 11, 21 und 31.

Jeder Dieselgenerator ist mit einer eigenen, unabhängigen, separierten Dieselversorgung ausgerüstet. Die Tanklagerkapazität der Dieselgeneratoren der Divisionen 11, 21 und 31 reicht für einen Dauerbetrieb bei Nennlast von jeweils 5.3 Tagen. Die Dieselversorgung ist für die Belastungen aus SSE ausgelegt [67]. Durch den Betrieb der Dieselgeneratoren werden alle Batterieladegeräte dauernd versorgt. Es wird kein Batteriestrom benötigt.

7.1.3. Vorsorge zur Erstreckung von Fristen

7.1.3.1. Ausfall der Verbindungen zum 380kV-Netz (LOOP)

Es sind keine Massnahmen zur Erstreckung der Fristen notwendig.

7.1.3.2. Ausfall der externen 380 kV und des Turbogenerators - Versorgung mit externer 50 kV Einspeisung

Es sind keine Massnahmen zur Erstreckung der Fristen notwendig.

7.1.3.3. Ausfall des Turbogenerators, des externen 380kV-Netzes und der 50 kV Versorgung (Total Loss of Offsite Power T-LOOP)

Falls das RCIC in Betrieb ist, kann die HPCS Pumpe bereits 5 Minuten nach Start manuell ausser Betrieb genommen werden und das RCIC System kann die Niveauhaltung im Reaktor selbständig übernehmen. Gemäss den gültigen Störfallvorschriften wird unmittelbar nach einem T-LOOP mit dem Druckabbau des Reaktors begonnen und bei unterschreiten von 8.5 bar Reaktordruck die Abfahrkühlung in Betrieb genommen. Während des Druckabbaus (ca. 2 bis 3 h) sind zur Kühlung der DAK maximal 2 Niederdrucknotkühlpumpen (RHR A, B; C oder SEHR A oder SEHR B) erforderlich. Für die Inbetriebnahme der Abfahrkühlung ist nur noch 1 RHR Pumpe sowie die zugehörige Kühlkette (NICCW / NKW) erforderlich. Da bei T-LOOP das Reaktorniveau nie auf L1 absinkt, erfolgt kein automatischer Start der Niederdrucknotkühlpumpen. Dadurch werden in der ersten Phase die Dieselgeneratoren der Division 11 und 21 nur zu 85% bzw. 75% der Nennlast belastet. Für die Langzeitkühlung werden die Nebenkühlwasser- und NICCW Pumpen der nicht für die Abfahrkühlung benötigten Division abgeschaltet. Daraus ergibt sich eine Belastung der Dieselgeneratoren 11/21/31

von maximal 100% / 41% / 6% (Annahme: Abfahrkühlung mit RHR A Pumpe in Betrieb; HPCS Pumpe ausser Betrieb). In dieser Betriebsart wird der Brennstoffvorrat des Diesels 11BN nach 5.3 Tagen erschöpft sein. Die Brennstoffmenge des Diesels 21BN beträgt dann immer noch 59%. Gemäss [84] kann nach einem Ausfall eines Dieselgenerators entweder die Abfahrkühlung auf die redundante Division umgeschaltet oder bei drucklosem Reaktor der Diesel 31 mit der Schiene 11BM oder 21BM verbunden werden. Dadurch kann die Langzeitverfügbarkeit der Dieselgeneratoren etwa verdoppelt werden ohne Brennstoff umzupumpen oder Aggregate auszuschalten.

Bei T-LOOP kann die elektrische Eigenbedarfsversorgung mit den Dieselgeneratoren für mindestens 10 Tage ohne Einschränkungen aufrecht erhalten werden.

Durch Wegschaltung aller nicht nuklear relevanter Verbraucher könnte die benötigte Leistung der Dieselgeneratoren nochmals zusätzlich reduziert werden (48% / 28% / 6 %). Bei dieser Betriebsart können zwar Reaktor und Containment gekühlt werden, aber Funktionen wie z.B. Brennelementbeckenkühlung, diverse Lüftungssysteme sowie die Ölversorgung der Turbine können nicht oder nur eingeschränkt betrieben werden. Durch manuelle Wegschaltung aller nuklear nicht relevanten Verbraucher kann die Eigenbedarfsversorgung mit den Notstromdieseln 11, 21 und 31 für etwa 16.5 bis maximal 21 Tage autonom aufrecht erhalten werden. Für die Kühlung der Brennelementlagerbecken müsste in diesem Fall das Abfahrkühlsystem sporadisch auf Brennelementbeckenkühlung umgeschaltet werden [81].

7.1.4. Vorhandene Ergänzungsmassnahmen

Alle 3 Dieselgeneratoren können mittels vorbereiteten Handschaltungen quergekoppelt werden [81]. Dadurch ist es möglich, beim Ausfall eines Dieselgenerators in der einen Division und Ausfall von Komponenten in einer anderen Division die Kernkühlung und die Kühlung des Containments wiederherzustellen. Diese Massnahmen können vom Betriebspersonal innerhalb 1 Stunde selbständig erstellt werden.

Wenn die 50 kV Einspeiseleitung von Klingnau intakt ist und das Wasserkraftwerk Klingnau zur Verfügung steht, kann in Zusammenarbeit mit dem Wasserkraftwerk eine direkte Stromversorgung entweder auf 50 kV oder 6.6 kV Ebene aufgebaut werden [94], [95]

Für das Kernkraftwerk Leibstadt steht im Wasserkraftwerk Klingnau im Anforderungsfall eine Wasserturbine mit Generator zur Verfügung, welcher via 50 kV Leitung ins KKL Eigenbedarfsnetz einspeisen kann. Die Einspeisung kann sowohl als 50 kV oder direkt, unter Umgehung der Schaltungen im Wasserkraftwerk, auf 6.6 kV Ebene erfolgen. In diesem Fall muss der 50 kV Transformator im KKL umgangen werden. Für diese Installationen ist Fachpersonal der Elektrotechnik erforderlich. Diese Wasserturbine mit Generator verfügt über genügend Kapazität, um eine der Divisionen 11 oder 21 mit Spannung zu versorgen.

Die Zuschaltung und Inbetriebnahme der Wasserturbine in Klingnau wird während des Anlagenstillstandes alle 5 Jahre durchgeführt, abwechselnd auf 50 kV und 6.6 kV Ebene.

Die Hochdruckpumpe des RCIC-Systems wird durch eine Dampfturbine angetrieben. Die Dampfversorgung erfolgt direkt vom Reaktor und ist somit von der Stromversorgung unabhängig. Motorarmaturen, Regelung und Steuerung erfolgen durch eine batteriegestützte Gleichstromversorgung. Die entsprechenden Batterieladegeräte werden durch eine Unterverteilung des Notstromdiesels A versorgt. Bei Ausfall dieser Versorgung reicht die Batteriekapazität für mindestens 5 Stunden.

Als zusätzliche Redundanz zu den Notstromdieseln der Division 11, 21 und 31 verfügt das Kernkraftwerk Leibstadt über eine separate, redundante Kühlkette mit eigener autarker Notstromversorgung, welche bei erhöhter Temperatur in der DAK oder bei tiefem Reaktorniveau oder bei Ausfall der 380 V Versorgung automatisch startet.

7.2. Ausfall interner Stromquellen

7.2.1. Station Blackout

Falls nach T-LOOP keiner der Notstromdiesel 11, 21 und 31 startet, wird das komplette Eigenbedarfsnetz mit Ausnahme bestimmter Versorgungen mittels Batterien spannungslos. Dies führt zu einer automatischen Reaktorschnellabschaltung und zu einer Isolation des Containments. Durch Ausfall der 380 V Schienen der beiden Notstandssysteme (SEHR) startet das SEHR System nach 3 Minuten automatisch im Containment-Kühlmodus (CC-Mode). Die Spannungsversorgung der beiden SEHR Divisionen 51 und 61 erfolgt durch 2 separate, gebunkerte Notstandsdieselgeneratoren.

7.2.1.1. Zugriff auf Batterien

Der Zugriff auf die Batteriekapazitäten beschränkt sich bei Station Blackout auf die Isolation des Containments, die Gewährleistung des Starts der Notstromdiesel der beiden SEHR Systeme sowie die Funktion des RCIC Systems.

Das Schliessen der Containmentisulationsarmaturen ist nach wenigen Minuten (Sekunden) abgeschlossen. Die Batteriekapazitäten der dazu notwendigen Versorgung beträgt 5 Stunden [94].

Der Start der Notstandsdiesel des SEHR Systems erfolgt 3 Minuten nach Ausfall der 380 V Wechselstromversorgung [96]. In dieser Zeit müssen die Batterien des SEHR Systems die Versorgung von Messung, Logik und Hilfssystemen gewährleisten. Die Batteriekapazitäten der dazu notwendigen Versorgung beträgt 10 Stunden [94].

Das RCIC System benötigt für den Start und die Steuerung Batteriestrom. Nach erfolgtem Start kann das RCIC System des KKL auch bei Ausfall der Batteriespannung für eine bestimmte Zeit in Betrieb bleiben. Die Batteriekapazitäten der dazu notwendigen Versorgung beträgt 5 Stunden [94].

7.2.1.2. Vorsorge im Rahmen der Auslegung

Falls nach T-LOOP keiner der Notstromdiesel 11, 21 und 31 startet, wird das komplette Eigenbedarfsnetz mit Ausnahme bestimmter Versorgungen mittels Batterien spannungslos. Dies führt zu einer automatischen Reaktorschnellabschaltung und zu einer Isolation des Containments. Der Ausfall der 10 kV Spannungsebene führt zum Verlust der Speisewasserpumpen (Niveauperlust im Reaktor), der Hauptkondensatpumpen (Verlust der Hauptwärmesenke) und der Hauptkühlwasserpumpen (Verlust der Hauptwärmesenke). Der Verlust der Speisewasserpumpen führt zu einem Absinken des Reaktorniveaus.

Bei Unterschreiten von Reaktorniveau 2 startet das RCIC automatisch und das Reaktorniveau beginnt wieder zu steigen. Die Auslegung des RCIC berücksichtigt einen Ausfall des Speisewassersystems bei gleichzeitigem Ausfall des HPCS Systems. Reaktorniveau 1 wird bei Einspeisung mit RCIC nicht erreicht. Das SEHR System bleibt deshalb im Containment-Kühl-Modus in Betrieb. Der Reaktordruck wird durch die Abblaseventile (SRV) kontrolliert und zwischen 63.8 bar und 71.5 bar gehalten. Die Nachzerfallswärmeleistung wird in die DAK abgegeben, welche vom SEHR gekühlt wird.

Nachdem stabile Verhältnisse bezüglich Reaktorniveau und Druck erreicht worden sind, wird der Reaktor durch die Betriebsmannschaft mit dem SEHR System weiter abgekühlt [79] bis ca. 50° C Reaktorwassertemperatur erreicht wird. Das RCIC System wird während der Abkühlphase des Reaktors nach etwa 2 bis 3 Stunden abgeschaltet und nicht mehr benötigt.

7.2.1.3. Fristen

Das SEHR System ist redundant aufgebaut. Bei Initialisierung starten beide Notstandsdiesel, beide Grundwasserpumpen und die Notkühlwasserpumpe der Division 51. Die Notkühlwasserpumpe der Division 61 startet nur, wenn durch die Logik ein Fehlstart der Notkühlwasserpumpe 51 detektiert wurde. Ist dies nicht der Fall, wird eine Zylinderreihe des Notstromdiesels 61 automatisch abgeschaltet, weil nur eine geringere Leistung erforderlich ist.

Die Dieselgeneratoren des SEHR verfügen über einen Brennstoffvorrat von je 44 Stunden [67]. Messungen der effektiv benötigten Generatorleistung beim Betrieb des SEHR's ergaben Werte von 0.9 MW bei Betrieb des SEHR 51 im Inselbetrieb und von 0.35 MW des SEHR 61 bei Betrieb mit Dieselreihenabschaltung [57]. Gemäss den Abnahmemessungen der Dieselmotoren beträgt der spezifische Brennstoffverbrauch in diesen Betriebspunkten 230 g/kWh bzw. 270 g/kWh [40]. Dies führt zu einem Dieselverbrauch beim Betrieb des SEHR Systems von 250 l/h des Dieselgenerators 51 und 115 l/h des Dieselgenerators 61 (Zylinderreihenabschaltung und geringere Belastung).

Die Dieselvorräte je Dieselgenerator betragen 14 m³ [67]. Das bedeutet, dass ohne Ergänzung der Brennstoffvorräte nach 56 h die Tanks des SEHR Diesels 51 erschöpft sind und die SEHR Division 51 ausfällt. Zu diesem Zeitpunkt beträgt der Dieselvorrat des SEHR Diesels 61 immer noch 7'560 l. Durch den Ausfall der Division 51 wird die Zylinderreihenabschaltung des Diesels 61 aufgehoben und die SEHR Einspeisepumpe der Division 61 wird automatisch gestartet. Dadurch erhöht sich der Leistungsbedarf des SEHR Diesels 61 auf 0.95 MW und der Verbrauch steigt auf 250 l/h. Ohne Ergänzung der Dieselvorräte kann die SEHR Division 61 noch für weitere 30 h in Betrieb sein.

Das heisst, dass ohne Ergänzung der Brennstoffvorräte das SEHR System für insgesamt maximal 86 h in Betrieb sein kann.

Alle Armaturen sowie die Regelung des RCIC sind mit Batteriestrom ab der Schiene 11ES versorgt. Die Batteriekapazität beträgt 5 Stunden. Wenn die Anlage mit dem SEHR System drucklos gefahren wird [79] wird das RCIC nach etwa 2 bis 3 Stunden nicht mehr benötigt bzw. wird von der Betriebsmannschaft abgeschaltet. Der Reaktordruck ist in dieser Zeit durch den Betrieb des SEHR Systems soweit abgebaut worden, dass die Niveauhaltung des Reaktors mit dem SEHR System durchgeführt werden kann.

7.2.1.4. Einsatz weiterer Mittel

Falls nur die SEHR Diesel in Betrieb sind, stehen die Kraftstoffreserven der Dieselgeneratoren der Divisionen 11, 21 und 31 für eine Ausdehnung der Betriebszeit des SEHR's auf dem KKL Areal zur Verfügung.

Je Division beträgt der minimale Dieselvorrat 127 m³ [123]. Dieser ist ausreichend für eine Betriebszeit des SEHR von weiteren 1'524 h (63.5 d).

Mit dem Betrieb des SEHR stehen immer Pressluft und Strom für die Betätigung der Abblaseventile (SRV) zur Verfügung, sodass ein Druckabbau des Reaktors dauernd gewährleistet ist.

Brennelementlagerbecken

Die Kühlung des Brennelementlagerbeckens kann nicht mit dem SEHR durchgeführt werden. Die Kühlung der Brennelementlagerbecken erfolgt in diesem Fall durch Nachspeisung von kaltem Wasser in die Brennelementbecken zur Kompensation der Verdunstungsverluste. Diese Einspeisung kann entweder durch das Feuerlöschsystem (geodätischer Zulauf vom Hochreservoir) oder durch mobile Feuerwehropumpen via eine SSE-feste Leitung von

aussen erfolgen. Die Feuerwehrpumpen werden direkt angetrieben (Diesel- oder Benzinmotoren) und benötigen keine zusätzliche Spannungsversorgung [92].

7.2.1.5. Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände

Die Batterien der 11ES Schiene, welche das RCIC System mit Gleichstrom versorgen, können mittels mobilem SAMG Dieselgenerator wieder geladen werden [91]. Der SAMG Diesel benötigt 30 l/h Treibstoff und weist einen Tank von 300 l auf. Für den Anschluss des D/G an das KKL Netz sind fixe Einspeisepunkte mit Steckdosen vorbereitet. Für das Anschliessen des D/G, die Freisaltung und sequenzielle Zuschaltung der Verbraucher werden ca. 2 Stunden benötigt. Die Regelung des RCIC ist derart aufgebaut, dass falls das System bereits in Betrieb ist und erst dann die Batterieversorgung ausfällt, das RCIC in Betrieb bleibt und die Fördermenge auf das Maximum erhöht wird. Bei fehlendem Stellsignal öffnet das Turbineneinlassventil ganz. Limitiert wird der Betrieb des RCIC durch die Temperatur der DAK und den Wasservorrat im Kaltkondensatbehälter (Kako). Dieser beträgt gemäss TSL mindestens 1'520 m³. Bei einer maximalen Einspeiserate des RCIC von 45 kg/s zur Niveauanhebung im Reaktor (erste halbe Stunde) und einer Einspeiserate von 20 kg/s zu Niveauhaltung im Reaktor reicht die minimale KaKo-Reserve für ca. 20 Stunden.

Das SEHR System ist für eine autonome Kühlung von Reaktor und Containment ausgelegt. Sollte das RCIC nicht starten, würde das Reaktorniveau bis auf L1 absinken und das SEHR würde automatisch vom Containment-Cooling Mode (CC-Mode) in den Reaktor Core und Containment-Cooling Mode (RCCC-Mode) übergehen. Bei Unterschreiten von Reaktorniveau 1 oder wenn die Temperatur in der DAK 57°C überschreitet wird durch die SEHR Logik ein schneller Reaktordruckabbau (SEHR ADS) durchgeführt und Wasser aus der DAK in den Reaktor eingespeist. Das Reaktorniveau wird über die Frischdampfleitung angehoben und via offene SRV in die DAK überlaufen. Auch in der Betriebsart RCCC beträgt die Dieselreserve des SEHR Systems 44 h [67] bzw. auf Grund der aktuellen Belastungen 86 h (siehe Abschnitt 7.2.1.3).

Mit dem SEHR System in Betrieb kann das Reaktorniveau für mindestens 86 h auf Frischdampfleitungshöhe gehalten werden. Nach 86 h beträgt die Nachzerfallswärmeleistung noch 12 MW. Daraus resultiert ein Niveauverlust im drucklosen Reaktor von 0.7 m/h. Bis zu einem Reaktorniveau von -111 cm im Brennelementbereich ist mit keiner Überhitzung der Hüllrohre zu rechnen. Fällt die Einspeisung des SEHR Systems nach 86 Stunden aus, so tritt der Zustand des T-SBO ein, und nach weiteren 11 h wird ein Reaktorniveau von -111 cm erreicht. Ohne Accident Managementmassnahmen ist ab diesem Zeitpunkt mit einem Kernschaden zu rechnen.

Als Gegenmassnahme muss frühzeitig Dieseltreibstoff von den - in diesem Szenario nicht laufenden - D/G der Divisionen 11, 21 und 31 zu den SEHR Dieseltanks gepumpt werden, so dass die Betriebszeit der SEHR D/G markant verlängert werden kann.

Für die Nachspeisung ins Druckgefäss ist zu diesem Zeitpunkt nur noch eine minimale Wassermenge von 5 kg/s notwendig um das Reaktorniveau konstant halten zu können. Entsprechende Accident Massnahmen sind vorbereitet und das notwendige Material ist im KKL an den Einsatzorten deponiert. Sollte das Material wie Pumpen, Schläuche etc. durch ein Ereignis im Kraftwerksgelände nicht zugänglich sein oder beschädigt worden sein, können entsprechende Einrichtungen zeitnah vom externen Lager in Reitnau herbeigeschafft und eingesetzt werden [93].

Zur Bespeisung des Druckgefässes bestehen unterschiedliche Einspeisemöglichkeiten, welche fix verrohrt sind. Um eine externe Einspeisung zu erstellen, sind je nach Situation 1 bis 3 Stunden notwendig [89], [90].

Falls das Feuerlöschnetz innerhalb des KKL intakt ist, können die Accident Massnahmen durch die Betriebsschicht durchgeführt werden. Falls Wasser aus einer anderen Quelle (z.B. aus dem Rhein) gepumpt werden muss, erfolgt dies durch die betriebseigene Feuerwehr. Die Feuerwehr verfügt über einen 24 h Pikettdienst, welcher mittels SMT aufgerufen werden kann, die gesamten Feuerlöschzüge sind via Notfallorganisation sofort abrufbar. Das Aargauische Versicherungsamt und das KKL führen sporadische Alarmierungsübungen durch, bei welchen ein Mindestbestand von Personal erreicht werden muss.

7.2.2. Totaler Station Blackout

Falls nach T-LOOP keiner der Notstromdiesel 11, 21 und 31 und keiner der SEHR Diesel 51 und 61 starten, wird das komplette Eigenbedarfsnetz mit Ausnahme bestimmter Versorgungen durch Batterien spannungslos. Dies führt zu einer automatischen Reaktorschnellabschaltung und zu einer Isolation des Containments. Bei diesem auslegungsüberschreitenden Störfall wird ein Kernschaden und eine Kontamination der Umgebung durch präventive Accident Management Massnahmen „Feed & Bleed“ verhindert. In diesem Fall kann das Reaktorniveau durch verschiedene Massnahmen gehalten und ein Kernschaden verhindert werden [53], [94].

Die Kühlung des Containments erfolgt bei totalem Station Black Out passiv durch das gefilterte Containment Venting System [94].

7.2.2.1. Zugriff auf Batterien

KKL verfügt über unterschiedliche Gleichstromverteilungen, welche unterschiedliche Spannungsebenen und unterschiedliche Funktionen abdecken [94]. Bei einem totalen Station Black Out ist vor allem die Versorgung von Anzeigen der Störfallinstrumentierung, die Versorgung der Magnetventile der Abblaseventile und die Versorgung der elektrischen Komponenten des RCIC von Interesse. Die betreffenden Schienen 11ES, 21ES, 11ET, 21ET verfügen über eine Batteriekapazität von jeweils 5 Stunden. Die Magnetventile der Abblaseventile werden zusätzlich von den batteriegestützten Schienen 51ES und 61ES des SEHR Systems versorgt, welche eine Kapazität von 10 h aufweisen.

7.2.2.2. Kurzfristige Vorsorge im Rahmen der Auslegung

Der Ausfall der 10 kV Spannungsebene führt zum Verlust der Speisewasserpumpen (Niveauverlust im Reaktor), der Hauptkondensatpumpen (Verlust der Hauptwärmesenke) und der Hauptkühlwasserpumpen (Verlust der Hauptwärmesenke). Der Verlust der Speisewasserpumpen führt zu einem Absinken des Reaktorniveaus.

Bei Unterschreiten von Reaktorniveau 2 startet das RCIC automatisch und das Reaktorniveau beginnt wieder zu steigen. Die Auslegung des RCIC berücksichtigt einen Ausfall des Speisewassersystems bei gleichzeitigem Ausfall des HPCS Systems. Reaktorniveau 1 wird bei Einspeisung mit RCIC nicht erreicht. Die Regelung des RCIC ist derart aufgebaut, dass falls das System bereits in Betrieb ist und erst dann die Batterieversorgung ausfällt, das RCIC in Betrieb bleibt und die Fördermenge auf das Maximum erhöht wird. Bei fehlendem Stellsignal öffnet das Turbineneinlassventil ganz. Zeitlich limitiert wird der Betrieb des RCIC einerseits, falls Wasser aus der DAK angesogen wird, durch die Temperatur der DAK und andererseits, falls Wasser aus dem Kaltkondensatbehälter angesogen wird durch den minimal verfügbaren Wasservorrat im Kako. Dieser beträgt gemäss [123] mindestens 1'520 m³.

Der Reaktordruck wird durch die Abblaseventile (SRV) kontrolliert und zwischen 63.8 bar und 71.5 bar gehalten. Die Nachzerfallwärmeleistung wird in die DAK abgegeben. Die Temperatur der Wasservorlage in der DAK wird dadurch langsam ansteigen bis zur Sätti-

gung. Die Aufheizrate der DAK ist von der Nachzerfallswärmeleistung und der Wassermasse in der DAK abhängig. Die minimale Wassermasse der DAK beträgt 3'679 m³ [123].

Durch die Erwärmung der DAK wird sich der Containmentdruck langsam erhöhen. Ohne Gegenmassnahmen wird bei einem Containmentdruck von 3.1 bara die Berstscheibe in der Gasleitung der gefilterten Containmentdruckentlastung automatisch öffnen und den Containmentdruck via FCVS-Filterbehälter entlasten.

Ohne Handeingriffe wird der Reaktordruck mit den Abblaseventilen zwischen 63.8 bar und 71.5 bar gehalten. Simulationen mit MELSIM haben gezeigt, dass dies für den weiteren Verlauf bei einem totalen SBO ungünstig ist [53]. Durch das zyklische Öffnen und Schliessen der Abblaseventile wird unnötig viel Steuerluft aus den individuellen Pressluftspeichern irreversibel verbraucht. Eine Einspeisung mit alternativen externen Mitteln ins Druckgefäss bei einem Reaktordruck von > 10 bar ist zudem nicht möglich. Bei einem Ausfall des RCIC müsste somit zuerst der Reaktordruck abgebaut werden, bevor Alternativen die Kühlung des Kerns übernehmen können. Das RCIC kann bis zu einem minimalen Reaktordruck von 4.1 bar in Betrieb bleiben; bis zu einem Druck von 10 bar ist der RCIC Betrieb hingegen problemlos möglich.

Diese Erkenntnisse haben dazu geführt, dass bei einem totalen SBO nach etwa 30 Minuten 1 Abblaseventil pneumatisch geöffnet und in der geöffneten Position gehalten wird. Dadurch sinkt der Reaktordruck innerhalb weniger Minuten auf 20 bis 25 bar ab und sinkt anschliessend weiter proportional mit der abnehmenden Nachzerfallswärmeleistung ab. Das RCIC ist eine halbe Stunde nach einer Schnellabschaltung in der Lage, den Masseverlust, welcher über 1 offenes Abblaseventil resultiert, zu kompensieren und das Reaktorniveau zu halten bzw. anzuheben. Nach 2 Stunden beträgt der Reaktordruck mit einem permanent offenen Abblaseventil nur noch etwa 16 bar und nimmt weiter ab. Nach 5 Stunden (Limite des Batteriebetriebs der 11ES Schiene) wird der Reaktordruck mit einem offenem SRV bereits auf 11 bar abgesunken sein.

7.2.2.3. Langfristige Vorsorge ausserhalb des Auslegungsrahmens

Bei dem prinzipiell auslegungsüberschreitenden Zustand eines T-SBO lässt sich ein Kernschaden und eine Kontamination der Umgebung nur durch rechtzeitige präventive Accident Management Massnahmen „Feed & Bleed“ verhindern.

Dabei werden zeitlich parallel zum RCIC Betrieb bereits alternative Einspeisemöglichkeiten vorbereitet [94], [89], [90]. Sinkt der Reaktordruck unter den Einspeisedruck der alternativen Einspeisungen, übernehmen die alternativen Einspeisungen gleitend die Niveauhaltung im Druckgefäss und das RCIC kann anschliessend gezielt ausser Betrieb genommen werden. Der Abtausch der Einspeisemittel kann beschleunigt werden, indem, nachdem die alternativen Einspeisungen zur Verfügung stehen, ein zweites Abblaseventil pneumatisch geöffnet wird. Mit 2 offenen Abblaseventilen beträgt der Reaktordruck nach 5 h noch 5 bar. Bei diesem Reaktordruck kann die Niveauhaltung durch alternative externe Einspeisungen gewährleistet werden.

Durch die permanent vorhandene Reaktoreinspeisung mit RCIC und alternativen Einspeisungen wird das Reaktorniveau nie unter L1 absinken. Die Brennelemente bleiben während eines totalen SBO permanent überdeckt. Es wird deshalb mit keiner Beschädigung des Reaktorkerns und grossen Freisetzungen gerechnet. Aus diesem Grund sollte der Druckabbau des Containments über die gefilterte Containment Druckentlastung (FCVS) vor dem automatischen Ansprechen der Berstscheibe in der Entlastungsleitung des FCVS Systems bei 3.1 bara kontrolliert erfolgen. Dies kann, nachdem der Containmentdruck einen minimalen Druck von 1.45 bar überschritten worden ist, durch Öffnen einer Armatur in einem Bypass zur Berstscheibe erfolgen. So kann bei Bedarf diese Armatur auch wieder geschlossen und

der Druckabbau des Containments ausgesetzt werden. Die Armatur verfügt über einen Elektroantrieb aber auch über einen Handantrieb, welcher mittels Kardanwelle aus einem strahlengeschützten Bereich heraus geöffnet werden kann.

Über die Filterbehälter der Containment Druckentlastung kann durch Wärme Konvektion passiv eine maximale Leistung von 30 MW an die Umgebungsluft abgegeben werden [67]. Der hohe Filter- und Waschfaktor des FCVS bietet eine sehr effektive Rückhaltung von elementaren Jod Aktiniden und Aerosolen während der Druckabbauphase.

7.2.2.4. Zusammenfassung T-SBO Störfallbewältigung

Bei einem T-SBO findet folgender Übergang von den Störfallmassnahmen zu den Accident Massnahmen statt um einen Kernschaden und eine Kontamination der Umgebung zu verhindern:

- Einspeisung der Verdampfungs menge in den Reaktor mit RCIC und alternativen Einspeisungen (Niveauhaltung im Reaktor)
- Abfuhr der Verdampfungs menge durch mindestens 1 offenes Abblaseventil in die DAK (Druckentlastung des RDB)
- Kondensation des Dampfes aus dem Abblaseventil in der DAK
- Nachdem die Kondensationskammer Sättigungsbedingungen erreicht hat:
 - Ausdampfen der DAK und geringer Druckanstieg im Primärcontainment
- Druckentlastung des Containments via gefilterte Containment Druckentlastung und Kondensation des Dampfes in den Filterbehältern
- Abgabe der Wärme von den beiden Filterbehältern an die Umgebungsluft durch Abstrahlung und Abgabe von Dampf in den Abluftkamin
- Gleichgewicht zwischen Nachzerfallswärmeleistung und Wärmeabfuhrleistung über FCVS bei konstant ausreichender Kernbedeckung und minimalen Abgaben an die Umwelt.

7.2.2.5. Fristen

Bei einem Totalen Station Blackout kann mittels RCIC, den Sicherheitsabblaseventilen, Einspeisung von Feuerlöschwasser bei abgesenktem Reaktordruck und Druckabbau des Containments über die gefilterte Containment Druckentlastung ein Kernschaden verhindert werden.

Für die Spannungsversorgung der Störfallinstrumentierung, den Betrieb des RCIC sowie dem öffnen der Abblaseventile stehen Batterien zur Verfügung. Die entsprechenden Batteriekapazitäten betragen 5 h. Für die Offenhaltung und Betätigung der Abblaseventile wird einerseits 220 V Gleichstrom von einer der Schienen 11ES/21ES oder 51/61ES und andererseits Pressluft mit mindestens 5.5 bar Druck zu den pneumatischen Antrieben benötigt. Die Batterien der Gleichstromschienen 11/21ES verfügen über eine Kapazität von 5 h; die Batterien der Gleichstromschienen 51/61ES über eine Kapazität von 10 Stunden.

Zur Spannungsversorgung der Batterieschienen steht ein spezieller SAMG Diesel zur Verfügung, welcher mittels Kabel und Steckdosen an fest installierten Einspeisepunkten direkt mit den entsprechenden Sammelschienen verbunden werden kann [91]. In erster Priorität werden die Schienen 11ES und 11ET durch den SAMG Diesel versorgt. Die Einspeisung und die Funktionstüchtigkeit des SAMG Diesels werden durch periodische Tests überprüft. Der SAMG Diesel benötigt 30 l/h Treibstoff und weist einen Tank von 300 l auf. Für das Anschliessen des SAMG D/G, die Freischaltung der entsprechenden Schiene und sequenzielle Zuschaltung der Verbraucher an den mobilen D/G werden ca. 2 Stunden benötigt. Mit den

vorhandenen Dieselvorräten der 5 Notstromdiesel (insgesamt 409 m³ vorrätig [123]) kann der SAMG Diesel praktisch unbeschränkt lange betrieben werden.

Das RCIC benötigt für den Start Batteriespannung von den Schienen 11ES. Ist das RCIC in Betrieb und fällt anschliessend die Batteriespannung aus, wird das Turbinenregelventil automatisch langsam geöffnet und die Fördermenge des RCIC wird sich erhöhen. Ein Trip des RCIC durch Reaktorniveau hoch kann in diesem Fall nicht mehr erfolgen, da sowohl die Niveaumessung als auch die Auslösespulen der Tripspulen mit Batteriestrom derselben Schienen versorgt werden. Sollte ein Turbinentrip durch die mechanische Überdrehzahlauslösung erfolgen, kann der Trip mechanisch, Vorort an der Turbine rückgestellt und die Turbine durch Öffnen des Tripventils von Hand wieder gestartet werden. Die komplette Ölversorgung der Turbine erfolgt durch eine direkt an die Turbine angeflanschte Ölpumpe und ist von jeder elektrischen Versorgung unabhängig. Die Kühlung der Turbinen- und Pumpenlager erfolgt durch das Fördermedium der RCIC Pumpe. Es ist deshalb bei einem totalen SBO notwendig, dass die Ansaugung des RCIC von der DAK auf den Kaltkondensatbehälter umgeschaltet wird, damit das Fördermedium ausreichend kühl ist. Limitiert wird der Betrieb des RCIC somit durch die Temperatur der DAK und den Wasservorrat im Kaltkondensatbehälter. Dieser beträgt mindestens 1520 m³ [123]. Bei einer maximalen Einspeiserate des RCIC von 45 kg/s zur Niveauanhebung im Reaktor (erste halbe Stunde) und einer Einspeiserate von 20 kg/s zu Niveauhaltung im Reaktor reicht die Wasserreserve für ca. 20 Stunden Dauerbetrieb des RCIC. Innerhalb dieser Zeit müsste, falls das RCIC für eine noch längere Zeit betrieben werden sollte, durch die Feuerwehr der Wasservorrat im Kaltkondensatbehälter wieder ergänzt werden.

Die Einspeisung von Wasser mit alternativen Mitteln in den drucklosen Reaktor erfolgt in erster Priorität durch das Kraftwerkseigene Feuerlöschwassersystem, welches mit kurzen, vorbereiteten Schlauchleitungen mit den Einspeiseleitungen zum Reaktor verbunden wird [89]. Das Feuerlöschwasser wird durch ein Hochreservoir statisch unter 8 bar Druck gehalten wird. Die Feuerlöschreserve im Hochreservoir beträgt mindestens 2'400 m³ [123].

Diese Reserve ist ausreichend, um den Reaktor für mindestens 33 Stunden zu bespeisen (Annahme: konstante Einspeiserate von 20 kg/s; effektiv sind 15 Stunden nach einer Schnellabschaltung nur noch 10 kg/s notwendig, um die Verluste durch Verdampfung in Folge Nachzerfallswärmeleistung zu kompensieren).

Die Pressluftversorgung der Abblaseventile erfolgt über das normale Steuerluftsystem des Kernkraftwerk Leibstadt, über individuelle Pressluftspeicher, welche jedem einzelnen Abblaseventil zugeordnet sind und zusätzlich durch 2 separate Pressluftversorgungen aus dem SEHR Bunker.

Die Kompressoren der normalen Steuerluftversorgung fallen bei einem totalen SBO aus. Der Netzdruck der betrieblichen Pressluftversorgung sinkt dadurch innerhalb ca. 20 Minuten unter 5.5 bar ab. Die Individuellen Pressluftspeicher sind für 1 Betätigung eines SRV's ausgelegt; die Pressluftversorgung des SEHR kann mindestens 100 Betätigungen der Abblaseventile ausführen und auftretende Pressluftverluste innerhalb des Verteilnetzes für mindestens 10 Stunden kompensieren, bevor der Pressluftvorrat der Pressluftflaschen im SEHR erschöpft ist [67]. Dadurch, dass nach etwa 30 Minuten ein einzelnes Abblaseventil geöffnet und offen gehalten wird, reduziert sich der Pressluftverbrauch drastisch [94], [123].

Wird nur noch ein einzelnes Abblaseventil in der Offenstellung gehalten, muss nur noch die Leckage im Pressluftnetz und in den entsprechenden Antrieben kompensiert werden [29], [137]. In diesem Fall beträgt die erforderliche Pressluftmenge maximal. 5.5 m³/d. Der Pressluftvorrat im je SEHR Division beträgt 45 m³ und ist somit für 8 Tage ausreichend.

7.2.2.6. Einsatz weiterer Mittel

Die Verfügbarkeit der Gleichstromversorgung der Steuerventile der Abblaseventile kann durch den Einsatz des SAMG-Diesels langfristig gewährleistet werden. Bei Ausfall oder nicht Verfügbarkeit des SAMG-Diesels können weitere Dieselaggregate mit identischen und grösseren Leistungen vom dezentralen Lager in Reitnau zeitnah bezogen und eingesetzt werden [93]. Die zusätzlichen Stromaggregate können auch zur Versorgung der Schienen 21CM, 10CK oder 20CK eingesetzt werden. Dadurch können zusätzliche Anzeigen und Funktionen wie Prozessrechner, ANIS, Notbeleuchtung etc. wieder in Betrieb genommen werden [94].

Ein langfristiger Betrieb des RCIC (Betriebszeit > 5 h) erfordert eine minimale Raumkühlung. Nachdem ein SAMG Diesel an die Schiene 11CM angeschlossen worden ist und die daran angeschlossenen Batterien 11ET und 11ES versorgt sind, kann die Dieselmotorkühlpumpe 11VE41D101 des Notstromdiesels A gestartet und durch Verstellen einzelner Handarmaturen ein Kühlkreislauf vom Notkühlturmbecken A zum Umluftkühler des RCIC erstellt werden [94]. Zur Erstellung der Raumkühlung wird etwa 1 h benötigt.

Bei längerfristigem Betrieb des RCIC muss nach 20 h die Wasserreserve im Kaltkondensatbehälter durch externe Mittel ergänzt werden. Die erforderliche Menge beträgt etwa 20 kg/s und kann mittels Schlauchleitung und Motorspritze von der Betriebsfeuerwehr entweder vom Kühlturmbecken (10'000 m³ Inhalt) oder vom Rhein in den Kaltkondensatbehälter gepumpt werden. Für diese Massnahmen können entweder Mittel der Betriebsfeuerwehr, von Nachbarfeuerwehren oder von den Zivilschutzeinheiten verwendet werden. Zusätzlich stehen im externen Lager in Reitnau ausreichend Pumpaggregate und Schlauchmaterial zur Verfügung. Je nach Wasserbezugsort kann eine Nachspeisung nach 1 bis 4 h erstellt werden.

Die Löschreserve des Hochreservoirs ist nach etwa 33 h erschöpft und muss durch externe Nachspeisung von Wasser laufend ergänzt werden. Dies kann direkt im Hochreservoir erfolgen oder über einen Hydrantenanschluss auf dem Kraftwerksgelände. Für die Nachspeisung wird mindestens eine Motorspritze analog der Nachspeisung des Kaltkondensatbehälters benötigt. Eine parallele Ergänzung der Wasserreserve des Kaltkondensatbehälters und der Löschreserve im Hochreservoir ist nicht notwendig. Entweder erfolgt die Einspeisung in den Reaktor mittels RCIC via Kaltkondensat oder mittels Feuerlöschwasser mit geodätischem Zufluss vom Hochreservoir.

7.2.2.7. Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände

Falls bei einem Totalen Station Black Out das RCIC System nicht startet, steht kein Einspeisesystem zur Verfügung, mit welchem während des Reaktordruckabbaus der Inventarverlust ausgeglichen werden kann. Durch die spezielle Art der Speisewasservorwärmung im Kernkraftwerk Leibstadt, steht mit dem gespeicherten Wasservolumen im Speisewasserbehälter bei Vollast und kurz nach einer Schnellabschaltung eine ausreichende Menge Wasser mit ausreichendem Druck zur Verfügung, das geodätisch in den Reaktor geleitet werden kann. Bei Vollast der Anlage befinden sich 311 m³ bis 336 m³ Wasser mit einem Druck von 11.5 bar bis 12 bar im Speisewasserbehälter. Der Druck im Speisewasserbehälter wird durch eine Abdampfleitung der Niederdruckturbinen konstant gehalten (Polsterdampfdruck). Bei Versagen des RCIC und intaktem Speisewasserbehälter muss bei einem totalen SBO der Reaktordruck durch Öffnen von 13 Abblaseventilen so schnell abgebaut werden, dass die Einspeisung des gespeicherten Wassers im Speisewasserbehälter erfolgen kann ohne dass dabei das Reaktorniveau zusätzlich weiter absinkt [94]. Mit dieser Massnahme kann das Niveau im Reaktor ohne Einsatz von Pumpen bis über die Frischdampfleitung angehoben werden. Die Wassermasse und der Druck im Speisewasserbehälter sind ausreichend, um dieses Vorgehen 2 Mal zu wiederholen. Parallel können und müssen alternative Einspeisungen mit Feuerlöschwasser oder durch Tanklöschfahrzeug vorbereitet [94], [89], [90] und so früh

wie möglich in Betrieb genommen werden. Mit der geodätischen Nachspeisung aus dem Speisewasserbehälter können etwa 150 Minuten Zeit gewonnen werden, bis mit alternativen Einspeisungen die Kontrolle über das Reaktorniveau übernommen werden muss [53].

Falls das Feuerlöschnetz nicht zur Verfügung steht (z.B. Beschädigung des Leitungsnetz oder des Hochreservoirs durch äussere Einwirkung), müssen die alternativen Einspeisungen durch Motorspritzen oder durch das KKL Tanklöschfahrzeug erstellt werden. Das Wasser kann entweder vom Kühlturmbecken oder vom Rhein gepumpt werden. Falls Wasser aus dem Kühlturmbecken oder vom Rhein gefördert werden muss, erfolgt dies durch die betriebseigene Feuerwehr. Die Feuerwehr verfügt über einen 24 h Pikettdienst, welcher mittels SMT aufgerufen werden kann. Alle Feuerlöschzüge sind via Notfallorganisation sofort abrufbar. Das Aargauische Versicherungsamt und das KKL führen sporadische Alarmierungsübungen durch, bei welchen ein Mindestbestand von Personal erreicht werden muss.

Durch den T-SBO kommt es zum Ausfall aller aktiver Kühlsystem und damit aller fest installierten Wärmesenken (RHR, ESW und SEHR). Damit kann keine Wärmeabfuhr aus dem Containment / DAK mehr erfolgen. Als letzte Möglichkeit zur stromlosen Wärmeabfuhr fungiert das „Feed & Bleed“ über das FCVS. Hierbei können maximal 37 MW an Nachzerfallswärmeleistung über die Filterbehälter auf dem Dach via Kamin an die Umgebung abgeführt werden. Unter der Voraussetzung, dass der RDB durch die permanent offenen SRV drucklos bleibt, kann diese passive Wärmeabfuhr vom RDB an die Atmosphäre zeitlich unbeschränkt aufrecht erhalten bleiben.

Brennelementlagerbecken

Die Kühlung der BE-Becken erfolgt bei einem LOOP über die RHR Wärmetauscher via ESW und Notkühltürme.

Die Kühlung der Brennelementlagerbecken erfolgt bei einem SBO oder einem T-SBO durch Nachspeisung von kaltem Wasser in die Brennelementbecken zur Kompensation der Verdunstungsverluste durch eine SSE feste Leitung von aussen. Diese Einspeisung kann entweder durch das Feuerlöschsystem (geodätischer Zulauf vom Hochreservoir) oder durch mobile Feuerwehrpumpen erfolgen. Die Feuerwehrpumpen werden durch direkte Antriebe (Diesel- oder Benzinmotoren) betrieben [92].

8. Ausfall der letzten Wärmesenke

Die Hauptwärmesenke des Kernkraftwerks Leibstadt ist der Hauptkondensator. Während dem Leistungsbetrieb wird der Abdampf der Turbinenanlage durch den Hauptkondensator gekühlt und kondensiert. Beim An- und Abfahren der Anlage wird der Dampf vom Reaktor via Turbinenbypassventile in den Hauptkondensator geleitet.

Der Hauptkondensator wird durch Kühlwasser gekühlt, welches vom Kühlturmbecken durch 4 Zentrifugalpumpen durch den Hauptkondensator gepumpt wird. Das erwärmte Kühlwasser gelangt zum Nass-Kühlturm und gibt die Wärme an die Umgebungsluft ab.

Die dabei verdunstete Wassermenge wird laufend mit dem Kühlturmzusatzwassersystem ergänzt. Das Kühlturmzusatzwassersystem bezieht das dazu notwendige Wasser vom Neben Kühlwassersystem Loop 0 [67].

Nachfolgende Tabelle 8-1 gibt einen Überblick zu den Ergebnissen von Kapitel 8.

Verlustszenario Wärmesenke	Verbleibende Wärmesenken	Frist	Massnahmen zur Fristverlängerung	Fristverlängerung
Ausfall der Hauptwärmesenke (Kühlturm)	Wärmeabfuhr über Nebenkühlwasser (NKW); ESW, SEHR	unbeschränkt	-	-
Ausfall Haupt- und Ersatzwärmesenke (NKW)	Wärmeabfuhr über Notwärmesenke (ESW) SEHR	unbeschränkt	-	-
Ausfall Haupt-, Ersatz-, Notwärmesenke (ESW) infolge SBO	Wärmeabfuhr über Notstandwärmesenke (SEHR) Notfallmassnahmen	SEHR: 86 h	Zurückgreifen auf Kraftstoffreserven der Div. 11, 21, 31	63.5 d (=1524 h)
Ausfall Haupt-, Ersatz-, Not- und Notstandwärmesenke infolge T-SBO	Hochdruckzustand (Fall 1): Notfallmassnahmen; Wärmeabfuhr in die DAK durch RCIC	Batterien: Div 11/ 21: 5 h	SAMG Diesel zur Ladung der Batterien (Div. 11/21)	2 Tage (bis Verlust DAK)
	Niederdruckzustand (Fall 2): Notfallmassnahmen; Wärmeabfuhr in die DAK mittels Speisewasser und Feuerweerpumpe; Feed & bleed (FCVS)	Batterien: Div 11/ 21: 5 h; Div 51/61: 10 h	SAMG Diesel zur Ladung der Batterien (Div. 11/21) / Feed & Bleed (FCVS) nach Containment fluten	Mehrere Wochen
			SAMG Diesel zur Ladung der Batterien (Div. 11/21) / Kompressor; Feed & Bleed	unbeschränkt

Tabelle 8-1: Übersicht zu den Ausfallszenarien von Wärmesenken mit Massnahmen zur Fristverlängerung

8.1. Ausfall der Hauptwärmesenke

Bei Ausfall der Hauptwärmesenke (Ausfall der Kühlmittelpumpen oder Ausfall der Bypassventile oder Isolation der Frischdampfleitungen) wird eine automatische Schnellabschaltung des Reaktors durch das Reaktorschutzsystem ausgelöst. Die Frischdampfleitungen zur Turbine bzw. zum Bypass werden automatisch isoliert. Der Reaktordruck wird dadurch ansteigen und ab einem bestimmten Druck wird der Dampf über die Sicherheitsabblaseventile (SRV) in die DAK abgelassen, wo er kondensiert. Das Wasser der DAK wird dadurch erwärmt. Die DAK kann entweder durch Betrieb der Nachwärmeabfuhrsysteme RHR A oder RHR B oder durch das SEHR System gekühlt werden. Die Wärmeabfuhr erfolgt in diesem Fall vom Reaktor durch die Abblaseventile in die DAK und von der DAK durch das nukleare Zwischenkühlwassersystem (NICCW) an das Neben Kühlwasser und somit an den Rhein.

8.1.1. Fristen

Die beiden RHR Systeme und das SEHR System sind für die Kühlung der DAK ausgelegt und können die Kühlung der DAK für unbeschränkte Zeit aufrecht erhalten.

Die Stromversorgung der RHR Systeme und der notwendigen Kühlsysteme zur Abfuhr der Nachzerfallswärme an den Rhein werden vom elektrischen Eigenbedarf versorgt (siehe auch Kapitel 7).

8.1.2. Vorsorge im Rahmen der Auslegung

Bei Ausfall der Hauptwärmesenke werden die Frischdampfleitungen vom Reaktor zum Hauptkondensator isoliert. Der Reaktordruck wird durch die Nachzerfallswärme ansteigen und bei 76.1 bar Reaktordruck werden die Sicherheitsabblaseventile (SRV) des Reaktors den Reaktordruck automatisch zwischen 63.8 bar und 71.5 bar stabilisieren. Der Dampf gelangt durch die SRV in die DAK und kondensiert. Die DAK erwärmt sich dadurch langsam. Bei isoliertem Reaktor übernimmt das Speisewassersystem die Niveauhaltung im Reaktor. Sollte das Speisewassersystem nicht zur Verfügung stehen, wird das Reaktorniveau langsam absinken. Bei Erreichen von Reaktorniveau 2 werden das RCIC und das HPCS System automatisch gestartet. Beide Systeme speisen Wasser aus dem Kaltkondensatbehälter in den Reaktor und das Reaktorniveau beginnt anzusteigen. Bei Reaktorniveau hoch wird der Einspeiseschieber des HPCS Systems automatisch geschlossen und das RCIC System wird abgeschaltet [69].

Die Kühlung der DAK erfolgt durch Inbetriebnahme des RHR A oder RHR B Systems in DAK-Kühlung [74]. Dabei wird Wasser aus der DAK von einer Zentrifugalpumpe angesogen und durch einen U-Rohr Wärmetauscher wieder zurück in die DAK geleitet. Die Wärme im Wärmetauscher wird dabei an das nukleare Zwischenkühlwassersystem NICCW abgegeben. Das NICCW ist in 2 Kreisläufe (Loop A und B) aufgeteilt. Jeder Kreislauf verfügt über 2 Pumpen und 2 Wärmetauscher, welche wiederum durch 2 Pumpen des Nebenkühlwassers gekühlt werden. Das Nebenkühlwasser bezieht Wasser vom Rhein. Das erwärmte Wasser des Nebenkühlwassers wird wieder an den Rhein zurückgegeben.

Für die Abfuhr der Nachzerfallswärme aus der DAK ist ein RHR System mit einer NICCW Pumpe und einem NICCW Wärmetauscher mit einer Nebenkühlwasserpumpe ausreichend.

Nach einem Ausfall der Hauptwärmesenke wird durch verschiedene Massnahmen gewährleistet, dass nicht die gesamte Nachzerfallswärme in die DAK geleitet werden muss. Gemäss [69] wird bei isoliertem Reaktor der Reaktordruck durch zyklisches Öffnen von SRV unter Einhaltung des Reaktorabkühlgradienten von 55° C/h oder durch Inbetriebnahme der RHR Dampfkondensation abgebaut. Sobald ein Reaktordruck von 8.5 bar unterschritten wird (→ etwa 2 h nach Abstellung falls mit dem Reaktordruckabbau unmittelbar begonnen wird, und innerhalb der spezifizierten Grenzen erfolgt) wird ein RHR System in Abfahrkühlung in Betrieb genommen. Ab diesem Zeitpunkt wird die gesamte Nachzerfallswärmeleistung durch das entsprechende RHR System abgeführt. Die SRV können dann geschlossen werden und es erfolgt keine weitere Erwärmung der DAK. Mit einem RHR System in Abfahrkühlung erfolgt die Abfuhr der Nachzerfallswärme indem Reaktorwasser aus der Reaktorumwälzschleife B angesogen und durch eine RHR Pumpe durch den entsprechenden RHR Wärmetauscher abgekühlt wird. Das abgekühlte Wasser wird mit der RHR Pumpe via Speisewasserleitung zurück ins Druckgefäss gefördert. Die Kühlung des entsprechenden RHR Wärmetauschers erfolgt gleich wie bei Betrieb eines RHR Systems in DAK-Kühlung (via NICCW an das Nebenkühlwassersystem) und schliesslich an den Rhein.

8.1.3. Einsatz weiterer Mittel

Nach Ausfall der Hauptwärmesenke kann zusätzlich das SEHR System zur Kühlung der DAK verwendet werden. Das SEHR System kann vom Hauptkommandoraum durch das Betriebspersonal im Modus DAK-Kühlung gestartet werden [74]

8.2. Ausfall der Haupt- und der Ersatz-Wärmesenke

Fällt zusätzlich das nukleare Zwischenkühlwassersystem und / oder das entsprechende Nebenkühlwassersystem aus, können die RHR Wärmetauscher mit Notkühlwasser direkt gekühlt und die Nachzerfallswärme an das Notkühlwasser und durch die Notkühltürme an die Umgebungsluft abgegeben werden.

Die Verdunstungsmenge der Notkühltürme wird durch diversitäre, separierte, für SSE ausgelegte Grundwasserfassungen ergänzt.

8.2.1. Fristen

Es besteht keine zeitliche Limitierung für den Betrieb des Notkühlwassers. Falls die elektrische Eigenbedarfsversorgung intakt ist, kann das Notkühlwasser unbeschränkt lange betrieben werden und die Nachzerfallswärme aus dem Reaktor abgeführt werden.

8.2.2. Vorsorge im Rahmen der Auslegung

Alle sicherheitsrelevanten Kühlstellen (NICCW Loop A und Loop B) können an Stelle des nuklearen Zwischenkühlwassers (NICCW) und des entsprechenden Nebenkühlwassers mit Notkühlwasser (ESW) durchflossen und ausreichend gekühlt werden. Das Notkühlwasser wird von der entsprechenden Notkühlwasserpumpe vom zugehörigen Notkühlturmbecken angesaugt und zu den Kühlstellen (Wärmetauschern) des entsprechenden Kreislaufs (Loop A oder Loop B) gefördert. Dabei werden Teile des Rohrleitungssystems des NICCW verwendet. Die nicht nuklear relevanten Kühlstellen des NICCW' (Loop 0) können mit dem Notkühlwasser nicht durchflossen werden. (z.B. betriebliche Kühlstellen im Drywell, Containment und Radwaste wie Umwälzpumpe, RWCU Wärmetauscher und Verdampfer). Das durch die Kühlstellen erwärmte Wasser fließt dann zum entsprechenden Notkühlturm (Kompaktnasskühlturm mit Zwangsbelüftung), in welchem es durch Verdunstung und Wärmeübertragung an die Umgebungsluft abgekühlt wird. Das gekühlte Notkühlwasser sammelt sich anschließend im Becken des Notkühlturms und tritt wieder in den Kühlkreislauf ein. Jeder Notkühlturm der Division 11 und 21 ist für eine Wärmeabfuhr von je 42 MW ausgelegt. Die Verdunstungsmenge wird durch separate Grundwasserpumpen laufend ergänzt. Die Fördermenge der Grundwasserpumpen ist überdimensioniert, sodass beim Betrieb der Grundwasserpumpen eine bestimmte Menge Überschusswasser vom Notkühlturmbecken permanent an das Meteorwassersystem und somit in den Rhein abgegeben wird.

Das Notkühlwassersystem ist analog zum NICCW System 2-strängig (Loop A und B) ausgeführt und wird elektrisch von der Notstromschiene 11BM bzw. 21BM versorgt. Alle Komponenten sind in der Sicherheitsklasse 3 und der Erdbebenklasse 1 ausgelegt.

8.2.3. Einsatz weiterer Mittel

Für den Verlust des Nebenkühlwassers ist die Anlage KKL ausgelegt. Es sind keine speziellen externen Massnahmen erforderlich [80].

8.2.4. Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände

Im Falle eines T-LOOP mit gleichzeitigem Ausfall des Nebenkühlwassers, wird die Betriebszeit des Notkühlwassers durch die Verfügbarkeit der Notstromdiesel (Dieseltankkapazität) beschränkt (siehe Abschnitt 7.1.3.3).

Bei Ausfall der Grundwasserpumpen kann die Verdunstungsmenge der Notkühltürme durch Nachspeisen von Trinkwasser, Feuerlöschwasser oder mittels Feuerlöschpumpen ergänzt werden [88]. Der Ausfall einer Grundwasserpumpe führt zu einem langsamen Absinken des Niveaus im Notkühlturmbecken (ca. 0.5 m/h). Wenn das Niveau um 1.2 m abgesunken ist erfolgt ein Alarm. Die Notkühlwasserpumpe bleibt auch bei abgesenktem Beckenniveau weiter in Betrieb bis nach weiteren 1.5 m Absenkung der Saugkorb der Notkühlwasserpumpe nicht mehr mit Wasser überdeckt ist [129]. Für die Ergänzung der Verdunstungsmenge mit alternativen Mitteln bleiben etwa 5 Stunden Zeit.

8.3. Ausfall der Hauptwärmesenke, der Ersatz-Wärmesenke und der Notkühlwärmesenke infolge eines Station Blackout

Bei Verlust des kompletten Nebenkühlwassers und beider Notkühlwasserstränge in Folge SBO erfolgt die Abfuhr der Nachzerfallswärme durch das Notstandssystem (SEHR). Das SEHR System wird bei einem Station Blackout durch das Anregekriterium Spannungsausfall automatisch in DAK-Kühlung (CC-Mode) gestartet [96].

8.3.1. Fristen

Bei einem SBO wird die Betriebszeit des SEHR Systems durch die Langzeitverfügbarkeit der beiden Dieselgeneratoren des SEHR Systems (siehe dazu Abschnitte 7.2.1.3 und 7.2.1.4) und durch die Verfügbarkeit von Pressluft, mit welchen bei Betrieb des SEHR Systems die Abblaseventile (SEHR ADS SRV) offen gehalten werden müssen bestimmt. Die dafür im SEHR vorhandenen Pressluftflaschenbatterien sind ausreichend, um die entsprechenden 8 SRV, welche durch SEHR ADS geöffnet sind, für mehrere Tage offen zu halten. Der Pressluftvorrat kann entweder durch Transport von vollen Pressluftflaschen ergänzt oder die vorhandenen Pressluftflaschen können innerhalb des SEHR durch einen transportablen Hochdruckkompressor wieder aufgeladen werden.

8.3.2. Vorsorge im Rahmen der Auslegung

Ein Station Black Out führt automatisch zum Verlust der Hauptwärmesenke, des Nebenkühlwassers und des Notkühlwassers (siehe Abschnitt 7.2).

Der Verlust der Speisewasserpumpen führt zu einem Absinken des Reaktorniveaus.

Bei unterschreiten von Reaktorniveau 2 startet das RCIC automatisch und das Reaktorniveau beginnt wieder zu steigen. Die Auslegung des RCIC berücksichtigt einen Ausfall des Speisewassersystems bei gleichzeitigem Ausfall des HPCS Systems. Reaktorniveau 1 wird bei Einspeisung mit RCIC nicht unterschritten. Der Reaktordruck wird durch die Abblaseventile (SRV) kontrolliert und zwischen 63.8 bar und 71.5 bar gehalten. Die Nachzerfallswärme des Reaktors wird über die SEHR Abblaseventile in die DAK abgegeben. Die DAK wird dadurch erwärmt.

Die DAK wird automatisch durch das SEHR System gekühlt, das 3 Minuten nach Spannungsausfall in DAK-Kühlung (CC-Mode) initialisiert wird [96]. Das SEHR System saugt Wasser aus der DAK mit einer Zentrifugalpumpe an und kühlt dieses in einem Wärmetauscher. Das gekühlte Wasser wird in die DAK zurückgeleitet. Als Wärmesenke dient Grundwasser, welches durch 2 separate, diversitäre Grundwasserfassungen durch 2 Grundwasserpumpen (2 x 100 %) zum Wärmetauscher gefördert wird. Das erwärmte Grundwasser

wird in den Rhein geleitet. Der Kühlwasserkreislauf des SEHR (Grundwasser) ist in Sicherheitsklasse 3, Erdbebenklasse 1 ausgeführt. Der Primärkreislauf des SEHR ist in Sicherheitsklasse 2 und Erdbebenklasse 1 ausgeführt. Alle aktiven Komponenten (Pumpen, Armaturen, Dieselgeneratoren, Rohrleitungen) sind redundant ausgeführt. Die einzige singuläre Komponente bildet der Wärmetauscher [67]

Nachdem stabile Verhältnisse bezüglich Reaktorniveau und Druck erreicht worden sind, wird der Reaktor durch die Betriebsmannschaft mit dem SEHR System weiter abgekühlt [79] bis ca. 50° C Reaktorwassertemperatur erreicht wird. Dabei wird der Reaktordruck durch öffnen zusätzlicher Abblaseventile weiter reduziert und Wasser mit dem SEHR System aus der DAK ins Druckgefäß eingespeist. Das RCIC System wird während der Abkühlphase des Reaktors nach etwa 2 bis 3 Stunden abgeschaltet und für die Reaktorniveauhaltung nicht mehr benötigt.

8.3.3. Einsatz weiterer Mittel

Das SEHR System ist für eine autonome, autarke Kühlung der DAK und für die Reaktorniveauhaltung ausgelegt. Es sind keine zusätzlichen weiteren Mittel für die Abfuhr der Nachzerfallswärme und die Niveauhaltung im Druckgefäß erforderlich.

Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände

Beim SEHR System handelt es sich um ein gebunkertes Notstandssystem, welches bei Erreichen bestimmter Limiten autonom und autark die Kühlung der DAK und des Reaktors gewährleistet. Falls keine Einspeisung zur Niveauhaltung des Reaktors in Betrieb sein sollte (zusätzlicher Ausfall des RCIC) wird das Reaktorniveau durch das Abblasen der Sicherheitsabblaseventile in die DAK kontinuierlich absinken. Bei Erreichen von Reaktorniveau tief (L1) wechselt das SEHR System automatisch von Kühlung der DAK (CC-Mode) auf Einspeisung in den Reaktor (RCCC-Mode). Dabei wird durch automatisches Öffnen und offen halten von 8 Abblaseventilen der Reaktordruck rasch auf < 20 bar abgesenkt (SEHR ADS) und die Einspeiseventile des SEHR zum Reaktor geöffnet. Die Rücklaufarmaturen vom Wärmetauscher zur DAK werden automatisch geschlossen. Das SEHR System saugt nun Wasser aus der DAK an, kühlt es durch den Wärmetauscher ab und speist in den Reaktor ein, bis Reaktorniveau hoch erreicht wird. Bei Reaktorniveau hoch schliessen die Einspeisearmaturen und die Rücklaufarmaturen in die DAK öffnen. Diese Umschaltung wiederholt sich, wenn Reaktorniveau tief wieder erreicht werden sollte [68].

8.4. Ausfall der Hauptwärmesenke, Ersatzwärmesenke, Notkühlwärmesenke und der Notstandssystem-Wärmesenke infolge eines totalen Station Blackouts

Nach einem T-SBO (zusätzlicher Ausfall des gebunkerten SEHR Systems nach Station Blackout) ist der Reaktor isoliert und der Reaktordruck wird durch die Nachzerfallswärme ansteigen. Der Reaktordruck wird durch die Sicherheitsabblaseventile (SRV) begrenzt. Bei Erreichen von 76.1 bar Reaktordruck öffnen einzelne SRV automatisch und halten den Reaktordruck zwischen 63.8 bar und 71.5 bar. Die Nachzerfallswärmeabfuhr erfolgt durch die SRV in die DAK, die sich innerhalb ca. 5.5 Stunden auf 85° C erwärmen wird [53]. Weil bei totalem Station Blackout weder das SEHR System noch eines der beiden RHR Systeme die DAK kühlen können, wird die Temperatur in der DAK weiter ansteigen. Nach etwa 11 h wird die DAK eine Temperatur von 100° C erreichen. Der Containmentdruck steigt parallel zur Erwärmung des Wassers in der DAK langsam an. Wenn der Containmentdruck 1.43 bara erreicht, (nach etwa 7.5 Stunden) kann der Containmentdruck über die gefilterte Containmentdruckentlastung abgebaut werden [94] Der mitgeführte Dampf aus der Containmentatmosphäre wird in der Wasservorlage der beiden Filterbehältern der gefilterten Containmentdruckentlastung kondensiert und die nicht kondensierbaren Gase in den Abluftkamin weiter-

geleitet. Die Wasservorlage in den Filterbehältern wird sich bis zum Sättigungspunkt erwärmen. Die gefilterte Containmentdruckentlastung ist für die Abfuhr einer Leistung von 30 MW ausgelegt. Bei totalem Station Blackout wird die Umgebungsluft als letzte Wärmesenke genutzt [94].

8.4.1. Fristen

Bei einem T-SBO kann mittels RCIC, den Sicherheitsabblaseventilen, Einspeisung von Feuerlöschwasser bei abgesenktem Reaktordruck und Druckabbau des Containments über die gefilterte Containment Druckentlastung ein Kernschaden verhindert werden.

Die Nachzerfallwärmeabfuhr über die Sicherheitsabblaseventile (SRV) in die DAK und von dort über die gefilterte Containmentdruckentlastung (FCV) ist nur möglich und bezüglich radiologischer Abgaben zulässig, wenn der Reaktorkern dauernd mit Wasser überdeckt ist. Dazu muss eine ausreichende Wassereinspeisung in den Reaktor vorhanden und dauernd gewährleistet werden [94].

Zur Gewährleistung dieser Funktionen sind unterschiedliche Systeme mit unterschiedlichen Fristen notwendig (siehe Abschnitt 7.2.2.3). Zentraler Punkt ist die Gewährleistung des vollständigen Druckabbaus des Reaktors mittels SRV und die Nachspeisung von Wasser in ausreichender Menge ins Druckgefäß mittels RCIC (Reaktordruck Nenndruck bis 4.1 bar) und mit alternativen Einspeisungen (Reaktordruck 10 bar bis drucklos). Die Wärmeabfuhr aus dem Containment mit der gefilterten Containmentdruckentlastung (FCV) benötigt keine zusätzliche Versorgung und ist rein passiv. Für diese Wärmesenke gelten somit auch keine Fristen.

Die Kontrolle des Reaktordruckes hängt von der Verfügbarkeit der Abblaseventile ab. Die Abblaseventile funktionieren einerseits als federbelastete Sicherheitsventile (Federeinstell drücke zwischen 80.3 bar und 82 bar) und verfügen zusätzlich über einen pneumatischen Kolbenantrieb. Mit dem Antrieb kann jedes Abblaseventil bei jedem beliebigen Reaktordruck geöffnet und offen gehalten werden. Für die Betätigung des pneumatischen Kolbenantriebes ist 220 V Gleichstrom für die Betätigung der Magnetventile und Pressluft von mindestens 5.5 bar notwendig. Die 220 V Gleichstromversorgung erfolgt von den 11ES/21ES oder 51/61ES Schienen, welche über eine Batteriestützung von 5 h bzw. 10 h verfügen. Diese Fristen können durch Einsatz eines speziellen SAMG Diesels verlängert werden [91]. Die Pressluftversorgung der Abblaseventile erfolgt über das normale Steuerluftsystem des Kernkraftwerk Leibstadt, über individuelle Pressluftspeicher, welche jedem einzelnen Abblaseventil zugeordnet sind und zusätzlich durch 2 separate Pressluftversorgungen aus dem SEHR Bunker.

Die Kompressoren der normalen Steuerluftversorgung fallen bei einem T- SBO aus. Der Netzdruck der betrieblichen Pressluftversorgung sinkt dadurch innerhalb ca. 20 Minuten unter 5.5 bar ab. Die individuellen Pressluftspeicher sind für 1 Betätigung eines SRV's ausgelegt; die Pressluftversorgung des SEHR kann mindestens 100 Betätigungen der Abblaseventile ausführen und auftretende Pressluftverluste innerhalb des Verteilnetzes für mindestens 10 Stunden kompensieren, bevor der Pressluftvorrat der Pressluftflaschen im SEHR erschöpft ist [67]. Dadurch, dass nach etwa 30 Minuten ein einzelnes Abblaseventil geöffnet und offen gehalten wird, reduziert sich der Pressluftverbrauch drastisch [53], [94].

Wird nur noch ein einzelnes Abblaseventil in der Offenstellung gehalten, muss nur noch die Leckage im Pressluftnetz und in den entsprechenden Antrieben kompensiert werden [29], [137]. In diesem Fall beträgt die erforderliche Pressluftmenge maximal. 5.5 m³/d. Der Pressluftvorrat je SEHR Division beträgt 45 m³ und ist somit für mindestens 8 Tage ausreichend.

Das RCIC benötigt für den Start Batteriespannung von den Schienen 11ES. Ist das RCIC in Betrieb und fällt anschliessend die Batteriespannung aus, wird das Turbinenregelventil au-

tomatisch langsam geöffnet und die Fördermenge des RCIC wird sich erhöhen. Ein Trip des RCIC durch Reaktorniveau hoch kann in diesem Fall nicht mehr erfolgen, da sowohl die Niveaumessung als auch die Auslösespulen der Tripspulen mit Batteriestrom derselben Schienen versorgt werden. Sollte ein Turbinentrip durch die mechanische Überdrehzahlauflösung erfolgen, kann der Trip mechanisch, Vorort an der Turbine rückgestellt und die Turbine durch Öffnen des Tripventils von Hand wieder gestartet werden. Die komplette Ölversorgung der Turbine erfolgt durch eine direkt an die Turbine angeflanschte Ölpumpe und ist von jeder elektrischen Versorgung unabhängig. Die Kühlung der Turbinen- und Pumpenlager erfolgt durch das Fördermedium der RCIC Pumpe. Es ist deshalb bei einem T-SBO notwendig, dass die Ansaugung des RCIC von der DAK auf den Kaltkondensatbehälter umgeschaltet wird, damit das Fördermedium ausreichend kühl ist. Limitiert wird der Betrieb des RCIC somit durch die Temperatur der DAK und den Wasservorrat im Kaltkondensatbehälter. Dieser beträgt mindestens 1520 m³ [123]. Bei einer maximalen Einspeiserate des RCIC von 45 kg/s zur Niveauanhebung im Reaktor (erste halbe Stunde) und einer Einspeiserate von 20 kg/s zu Niveauhaltung im Reaktor reicht die Wasserreserve des Kaltkondensatbehälters für mindesten 20 Stunden Dauerbetrieb des RCIC. Innerhalb dieser Zeit müsste, falls das RCIC für eine noch längere Zeit betrieben werden sollte, durch die Feuerwehr der Wasservorrat im Kaltkondensatbehälter wieder ergänzt werden.

Die Einspeisung von Wasser mit alternativen Mitteln in den drucklosen Reaktor erfolgt in erster Priorität durch das Kraftwerkseigene Feuerlöschwassersystem, welches mit kurzen, vorbereiteten Schlauchleitungen mit den Einspeiseleitungen zum Reaktor verbunden wird [89]. Das Feuerlöschwasser wird durch ein Hochreservoir statisch unter 8 bar Druck gehalten. Die Feuerlöschreserve im Hochreservoir beträgt mindestens 2'400 m³ [123]

Diese Reserve ist ausreichend, um den Reaktor für mindestens 33 Stunden zu bespeisen (Annahme: konstante Einspeiserate von 20 kg/s; effektiv sind 15 Stunden nach einer Schnellabschaltung nur noch 10 kg/s notwendig, um die Verluste durch Verdampfung in Folge Nachzerfallswärmeleistung zu kompensieren).

8.4.2. Einsatz weiterer Mittel

Die Verfügbarkeit der Gleichstromversorgung der Steuerventile der Abblaseventile kann durch den Einsatz des SAMG Diesels langfristig gewährleistet werden. Bei Ausfall oder nicht Verfügbarkeit des SAMG-Diesels können weitere Dieselaggregate mit identischen und größeren Leistungen vom dezentralen Lager in Reitnau bezogen und eingesetzt werden [93]. Die zusätzlichen Stromaggregate können auch zur Versorgung der Schienen 21CM, 10CK oder 20CK eingesetzt werden. Dadurch können zusätzliche Anzeigen und Funktionen wie Prozessrechner, ANIS, Notbeleuchtung etc. wieder in Betrieb genommen werden [91].

Ein langfristiger Betrieb des RCIC (Betriebszeit > 5 h) erfordert eine minimale Raumkühlung. Nachdem ein SAMG Diesel an die Schiene 11CM angeschlossen worden ist und die daran angeschlossenen Batterie 11ET und 11ES versorgt sind, kann die Dieselpumpe 11VE41D101 des Notstromdiesels A gestartet und durch Verstellen einzelner Handarmaturen ein Kühlkreislauf vom Notkühlturmbecken A zum Umluftkühler des RCIC erstellt werden [94]. Zur Erstellung der Raumkühlung des RCIC wird etwa 1 h benötigt.

Bei längerfristigem Betrieb des RCIC muss nach 20 h die Wasserreserve im Kaltkondensatbehälter durch externe Mittel ergänzt werden. Die erforderliche Menge beträgt etwa 20 kg/s und kann mittels Schlauchleitung und Motorspritze von der Betriebsfeuerwehr entweder vom Kühlturmbecken (10'000 m³ Inhalt) oder vom Rhein in den Kaltkondensatbehälter gepumpt werden. Für diese Massnahmen können entweder Mittel der Betriebsfeuerwehr, von Nachbarfeuerwehren oder von den Zivilschutzeinheiten verwendet werden. Zusätzlich stehen im

externen Lager in Reithelm ausreichend Pumpaggregate und Schlauchmaterial zur Verfügung. Je nach Wasserbezugsort kann eine Nachspeisung nach 1 bis 4 h erstellt werden.

Die Löschreserve des Hochreservoirs ist nach etwa 33 h erschöpft und muss durch externe Nachspeisung von Wasser laufend ergänzt werden. Dies kann direkt im Hochreservoir erfolgen oder über einen Hydrantanschluss auf dem Kraftwerksgelände. Für die Nachspeisung wird mindestens eine Motorspritze analog der Nachspeisung des Kaltkondensatbehälters benötigt. Eine parallele Ergänzung der Wasserreserve des Kaltkondensatbehälters und der Löschreserve im Hochreservoir ist nicht notwendig. Entweder erfolgt die Einspeisung in den Reaktor mittels RCIC via Kaltkondensat oder mittels Feuerlöschwasser mit geodätischem Zufluss aus dem Hochreservoir.

8.4.3. Vorsorge gegen besonders erschwerende Umstände

Falls bei einem T-SBO das RCIC System nicht startet, steht kein Einspeisesystem zur Verfügung, mit welchem während des Reaktordruckabbaus der Inventarverlust ausgeglichen werden kann. Durch die spezielle Art der Speisewasservorwärmung im Kernkraftwerk Leibstadt, steht mit dem gespeicherten Wasservolumen im Speisewasserbehälter bei Vollast und kurz nach einer Schnellabschaltung ein ausreichende Menge Wasser mit ausreichendem Druck zur Verfügung welche geodätisch in den Reaktor geleitet werden kann. Bei Vollast der Anlage befinden sich 311 m³ bis 336 m³ Wasser mit einem Druck von 11.5 bar bis 12 bar im Speisewasserbehälter. Der Druck im Speisewasserbehälter wird durch eine Abdampfleitung der Niederdruckturbinen konstant gehalten (Polsterdampfdruck). Bei Versagen des RCIC und intaktem Speisewasserbehälter muss bei einem T-SBO der Reaktordruck durch öffnen von 1 - 2 Abblaseventilen schnell abgebaut werden, sodass die Einspeisung des gespeicherten Wassers im Speisewasserbehälter ausreichend schnell erfolgen kann, ohne dass dabei ein weiterer Niveauabfall im Reaktor erfolgen kann [53]. Mit dieser Massnahme kann das Niveau im Reaktor ohne Einsatz von Pumpen bis über die Frischdampfleitung angehoben werden. Die Wassermasse und der Druck im Speisewasserbehälter sind ausreichend, um diese Vorgehen 2-mal zu wiederholen. Parallel können und müssen alternative Einspeisungen mittels Feuerlöschwasser oder durch Tanklöschfahrzeug vorbereitet [94], [89], [93], und so früh wie möglich in Betrieb genommen werden. Mit der geodätischen Nachspeisung aus dem Speisewasserbehälter können etwa 150 Minuten Zeit gewonnen werden, bis mit alternativen Einspeisungen die Kontrolle über das Reaktorniveau übernommen werden muss [53].

Falls das Feuerlöschnetz nicht zur Verfügung steht (z.B. Beschädigung des Leitungsnetz oder des Hochreservoirs durch äussere Einwirkung), müssen die alternativen Einspeisungen durch Motorspritzen oder durch das KKL Tanklöschfahrzeug erstellt werden. Das Wasser kann entweder vom Kühlturmbecken oder vom Rhein gepumpt werden. Falls Wasser aus dem Kühlturmbecken oder vom Rhein gefördert werden muss, erfolgt dies durch die betriebseigene Feuerwehr. Die Feuerwehr verfügt über einen 24 h Pikettdienst, welcher mittels SMT aufgerufen werden kann. Alle Feuerlöschzüge sind via Notfallorganisation sofort abrufbar. Das Aargauische Versicherungsamt und das KKL führen sporadische Alarmierungsübungen durch, bei welchen ein Mindestbestand von Personal erreicht werden muss.

Durch den Ausfall aller fest installierten Wärmesenken (RHR, ESW und SEHR) kann keine Wärmeabfuhr aus dem Containment / DAK mehr erfolgen. Als letzte Möglichkeit zur Wärmeabfuhr fungiert das „Feed & Bleed“ über das FCVS. Hierbei können maximal 37 MW an Nachzerfallswärmeleistung über die Filterbehälter auf dem Dach via Kamin an die Umgebung abgeführt werden. Unter der Voraussetzung, dass der RDB durch die permanent offenen SRV drucklos bleibt, kann diese passive Wärmeabfuhr vom RDB an die Atmosphäre zeitlich unbeschränkt aufrecht erhalten bleiben.



BE-Lagerbecken

Die Kühlung der BE-Becken erfolgt bei Ausfall des NICCW/Nebenkühlwasser-Wärmesenke über die RHR Wärmetauscher via ESW und Notkühltürme.

Die Kühlung der BE-Becken erfolgt bei einem Ausfall der Notkühltürme und des SEHR-WT (SBO oder T-SBO) durch Nachspeisung von kaltem Wasser über eine erdbebensichere, fest installierte, von ausserhalb des BE-Gebäude bespeisbare Leitung, in die Brennelementbecken zur Kompensation der Verdunstungsverluste. Diese Einspeisung kann entweder durch das Feuerlöschsystem (geodätischer Zulauf vom Hochreservoir) oder durch mobile Feuerwehropumpen erfolgen. Die Feuerwehropumpen werden direkt (Diesel- oder Benzinmotoren) angetrieben und benötigen keine zusätzliche Stromversorgung [92].



9. Notfallmanagement

9.1. Übergreifende Aspekte

9.1.1. Organisation

9.1.1.1. Personelle Besetzung, Ressourcen, Schichtmanagement

Die personelle Ausstattung sowie die Fristen zur Einfindung nach einer Alarmierung zu einem Notfall werden innerhalb der schweizerischen Richtlinien ENSI B 11 (Notfallübungen) und ENSI B12 (Notfallschutz in Kernanlagen) vorgegeben.

9.1.1.1.1. Betriebsschicht

Das unten aufgeführte Personal ist für den Betrieb der Anlage und damit bei Eintreten eines Störfalls im Kraftwerk anwesend.

Der Schichtchef und der Schichtchef-Stellvertreter müssen jederzeit vom Kommandoraum aus erreichbar sein und sofort dorthin zurückkehren können. Jeder zu einer höheren Funktion Ernante kann jederzeit beliebig in tieferen Funktionen eingesetzt werden [15], [122].

Kühlmitteltemperatur > 93°C	davon im Kommandoraum
1 Schichtchef 1 Schichtchef- Stv. 1 A-Operateur 2 B-Operateur 3 Anlagenoperateure	mindestens 3 Lizenzierte davon mindestens 1 Schichtchef oder STV. und 2 Lizenzierte Operateure
Bei Ausfall eines Schichtmitarbeiters kann die begonnene Schicht mit 7 Mann zu Ende geführt werden. Bei Ausfall des Schichtchefs ist dessen Vertretung durch den Schichtchef-Stellvertreter bis zum Schichtwechsel zulässig. Bei Ausfall des Schichtchefs Stv. übernimmt der Schichtchef seine Aufgaben. Bei Ausfall des A-Operateurs übernimmt der Schichtchef-Stv. die Vertretung.	
1 Pikettingenieur	im Kraftwerksareal anwesend.

Tabelle 9-1: Mindestanzahl von Personal bei Kühlmitteltemperatur > 93°C

Kühlmitteltemperatur < 93°C	davon im Kommandoraum
1 Schichtchef- Stv. 1 A-Operateur 1 B-Operateur 2 Anlagenoperateure	mindestens 1 Lizenziertes
Bei Ausfall eines Schichtmitarbeiters kann die begonnene Schicht mit 4 Mann zu Ende geführt werden. Bei Ausfall des Schichtchefs ist dessen Vertretung durch den A-Operateur bis zum Schichtwechsel zulässig. Bei Ausfall des A-Operateurs übernimmt der Schichtchef seine Aufgaben.	
1 Pikettingenieur	ausserhalb der Normalarbeitszeit Heimpikett Der Einsatzort muss innerhalb von 60 Minuten erreicht werden.

Tabelle 9-2: Mindestanzahl von Personal bei Kühlmitteltemperatur < 93°C

9.1.1.1.2. Betriebswache

Zusätzlich zum Betriebspersonal wird der Sicherheitsdienst der Anlage durch die Betriebswache im Schichtbetrieb wahrgenommen.

Hinweise zur Präsenz und Organisation der Betriebswache sind vertraulich.



9.1.1.2. Notfallschutz und Notfallorganisation des Kernkraftwerks Leibstadt

9.1.1.2.1. Notfallschutz

Das Ziel des Notfallschutzes ist generell der Schutz des Personals und der Bevölkerung vor den Auswirkungen erhöhter Radioaktivität bei Stör- und Unfällen. Zum Schutz der Bevölkerung werden Behörden und Bevölkerung in der Umgebung von Kernanlagen (innerhalb der Zonen 1 und 2) über die möglichen Gefahren der Radioaktivität und über Schutzmassnahmen im Voraus informiert. Die Bevölkerung wird im Rahmen des Schweizer Notfallschutzkonzepts mit Sirenen alarmiert und über Radio angewiesen, entsprechende Schutzmassnahmen zu befolgen, bevor erhöhte Radioaktivität aus der Anlage austritt.

9.1.1.2.2. Notfallorganisation

Ziel der Notfallvorsorge im KKL ist es, über eine Notfallorganisation (NFO) zu verfügen, die eine erfolgreiche Bewältigung aller für das KKL massgeblichen Notfallsituationen gewährleistet. Sie erfüllt die Anforderungen des nationalen Regelwerks und den für Kernkraftwerke international existierenden Standards und entspricht den Erfahrungen auf dem Gebiet der Notfallvorsorge.

Die KKL-Notfallorganisation besteht aus der Notfalleitung mit Notfallstab, den Notfallgruppen und Einsatzelementen der Sektionen. Für die Beherrschung von Stör- und Unfällen arbeitet die Notfallorganisation anhand klarer, in einer Notfalldokumentation festgehaltenen Vorgaben.

Die gesamte KKL-Belegschaft kann bei Bedarf in die Notfallorganisation einbezogen werden. Der Umfang der Organisation ist abhängig von der Bedeutung des Notfalls und des daraus resultierenden Personalbedarfs.

9.1.1.2.3. Notfall

Ein Notfall ist ein Ereignis, bei dem ein schwerer Schaden an sicherheitstechnisch wichtigen Anlagenteilen, ein Schaden an Personen auf dem Kraftwerksgelände, oder eine Beeinträchtigung von Personen oder Eigentum Dritter ausserhalb des Kraftwerksgeländes zu befürchten oder bereits eingetreten ist. Notfälle können einzeln, gleichzeitig oder als Folge eines bereits anstehenden Notfalls auftreten.

Notfalleitung

Der Notfalleiter führt und überwacht den Einsatz des Notfallstabs. Für die Koordination und Organisation wird der Notfalleiter durch den Stabschef und die Dienstgruppe unterstützt.

Unmittelbar bei Erkennung einer Notfallsituation liegt die Notfalleitung beim diensthabenden Schichtleiter bzw. im Falle eines Sicherungsszenarios beim Wachgruppenchef.

Der Schichtleiter/Wachgruppenchef bietet den ständig im Werk befindlichen Pikettingenieur auf. Dieser übernimmt die Notfalleitung, alarmiert den Notfallstab und informiert die notwendigen externen Organisationen. Der Pikettingenieur hat die Notfalleitung nur so lange inne, bis der Kraftwerksleiter oder dessen Stellvertreter die Notfalleitung übernommen hat.

Aufbau der KKL Notfallorganisation

Die Notfallorganisation ist in Notfallsektionen und diesen zugeordnete Notfallgruppen unterteilt. Alle Sektionsleiter und definierte Notfallgruppen werden bei jedem Notfall, weitere Notfallgruppen nach Bedarf aufgebildet [119].

Grundsätzlich kann jeder Mitarbeiter, sofern er nicht bereits der Notfallorganisation angehört, als Reserve und zur Unterstützung zugezogen werden.



Leitung	Notfallgruppe	Anzahl Personen	Aufgebot
Notfallleiter		1 (+1 Reserve)	immer
Stabschef		1 (+1 Reserve)	immer
	Dienstgruppe	7	immer
Sektion	Notfallgruppe	Anzahl Personen	Aufgebot
Betrieb		2	Immer
	Schichtgruppe	10 (+55 Reserve)	immer
	Technical Support Center	17	Immer
Betriebswache		1	immer
	Wachgruppe	*)	immer
Elektrotechnik		2	immer
	Technischer Support E	10	bei Bedarf
	Kommunikationsgruppe	6	immer
Maschinen- und Bautechnik		2	immer
	Technischer Support M	10	bei Bedarf
Chemie, Strahlenschutz		2	immer
	Chemiegruppe	17	bei Bedarf
	Strahlenschutzgruppe	29	bei Bedarf
Feuerwehr, Sanität		1	immer
	Feuerwehr	80	bei Bedarf
	Sanität	26	bei Bedarf
Logistik		2	Immer
	Schutzraumgruppe	5	bei Bedarf
	Evakuierungshelfer	14	bei Bedarf
	Personal	7	bei Bedarf
	CareLink (Betreuung)	nach Bedarf	bei Bedarf
Information		2	immer
	Infogruppe	11	immer
	CareLink (Hotline)	ca. 30	bei Bedarf

Tabelle 9-3: KKL Notfallorganisation

*) Hinweise zur Präsenz der Betriebswache sind vertraulich.

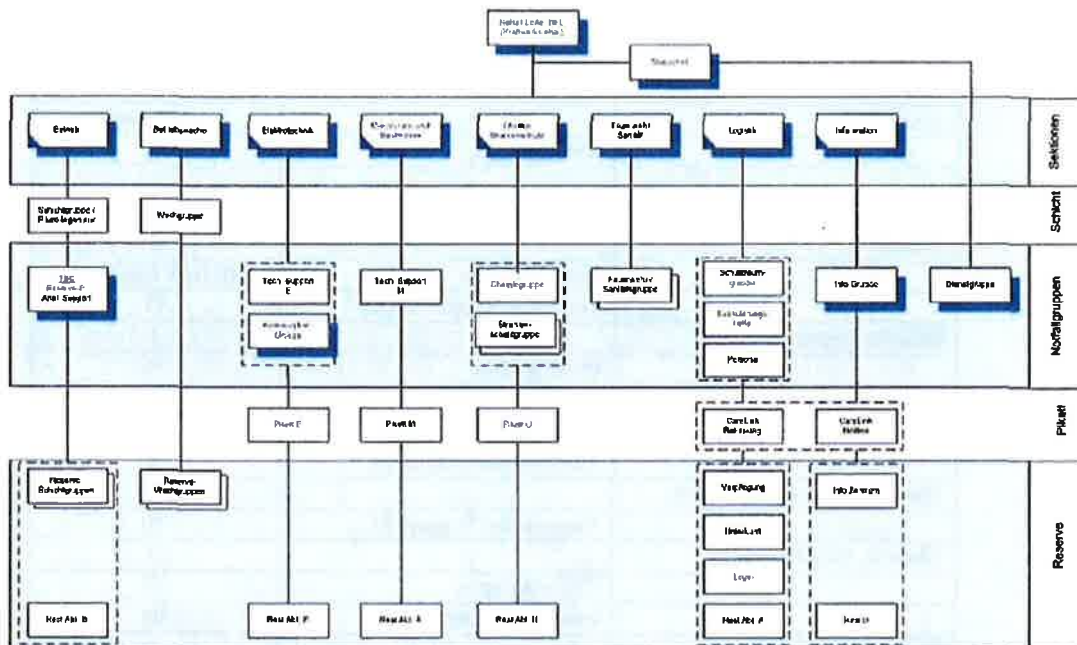


Abbildung 9-1: Organigramm Notfallorganisation

9.1.1.3. Zugriff auf externe Unterstützung

9.1.1.3.1. BWR Nuclear Emergency Support Program

Das GE BWR Nuclear Emergency Support Program stellt eine schnelle Unterstützung für die Betreiber von General Electric (GE) Siedewasserreaktoren zur Verfügung. Das Ziel ist, die Auswirkungen nuklearer Notfälle mit dem Potential einer Gefährdung der Sicherheit der Bevölkerung und des Anlagepersonals zu minimieren. Das Programm gewährleistet den Zugriff auf alle Ressourcen der technischen Organisation des Unternehmens. Der telefonische Zugriff ist während 24 Stunden an 365 Tagen im Jahr gewährleistet.

9.1.1.3.2. CareLink

CareLink ist eine unabhängige Betreuungsorganisation, welche im Notfall durch das Kraftwerk aufgegeben wird. Im Rahmen der KKL Notfallorganisation kann die „CareLink“ Organisation für die Teilbereiche Hotline und Betreuung (care giving) aufgegeben werden. CareLink bezieht bei Bedarf eine Einsatzzentrale im KKL.

In der „Hotline“ Funktion schaltet CareLink auf Anforderung innerhalb kürzester Zeit eine Telefonzentrale mit bis zu 30 Telefonlinien auf. Geschultes Personal nimmt die Anrufe entgegen, erteilt Auskünfte und verarbeitet die Informationen basierend auf den KKL Vorgaben.

In der „Betreuung“ Funktion ist CareLink operativ für die Umsetzung notwendiger praktischer und emotionaler Betreuungsmassnahmen zugunsten persönlich betroffener Personen (Mitarbeiter, Angehörige) verantwortlich. In diesem Bereich agiert CareLink selbstständig und unter eigener Leitung innerhalb den von der KKL Notfall-Leitung gesetzten Rahmenbedingungen.

9.1.1.4. Feuerwehr und Zivilschutz

Einsatz der umliegenden Feuerwehr- und Zivilschutzorganisationen.

9.1.1.5. Kantonales Katastrophen Einsatzelement – Aargau (KKE)

Das kantonale Katastrophen Einsatzelement (KKE) wurde 2003 eingeführt. Ihm stehen die notwendigen Ressourcen zur Katastrophenbekämpfung zur Verfügung:

- Technische Unterstützung, einschliesslich schweres Gerät (Pioniere)
- Sanitätsdienst
- Logistik
- Care Team

9.1.1.6. Katastrophenhilfe Bereitschaftsverband

Seit dem Jahr 2004 wird das Einsatzkommando Katastrophenhilfe-Bereitschaftsverband der Schweizer Armee bei nationalen und internationalen Katastrophen eingesetzt. Dieses verfügt über modernes Rettungs- und Geniematerial. Dies erlaubt eine Unterstützung der zivilen Einsatzkräfte (z.B. Feuerwehren) bei Grossereignissen. Diese Leistungen umfassen:

- Rettungs- und Unterstützungseinsätze in schweren Trümmerlagen und deren Beseitigung
- Brandbekämpfung
- Einsätze bei Überschwemmungen, Hochwasser und Verschmutzungen
- Bereitstellung vitaler Infrastrukturen
- Einsätze bei grossem Patientenaufkommen
- Einrichten von Übermittlungs- und Führungsinfrastruktur
- Spezialtransporte
- Logistische Aufgaben

9.1.1.7. Vorschriften, Schulung und Notfallübungen

9.1.1.7.1. Interne Vorschriften

Die KKL-interne Notfallorganisation wird gezielt durch Infrastruktureinrichtungen und Handlungsvorgaben in Form einer Notfalldokumentation unterstützt, um im Anforderungsfall die erforderlichen Aufgaben wahrnehmen zu können. Das Verhalten des Betriebspersonals bei Notfällen, die Festlegung der Notfallarten sowie Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Kompetenzen im Notfall sind umfassend im Notfallregelement festgelegt.

Die Severe Accident Management Guideline (SAMG) Vorschrift für den Leistungsbetrieb (SFA-1704-AM01) [85] wurden 2004 eingeführt und umfasst alle Betriebszustände von Nennleistung bis zu einer Reaktortemperatur von 93°C. Die Stillstandszustände „Abgestellt“ und „Brennelementwechsel“ werden durch die später in Kraft gesetzten Stillstands-SAMG abgedeckt [86]. Der Übertritt in die Vorschrift erfolgt aus den symptomorientierten Störfallvorschriften. Sowohl die Störfallvorschriften wie die SAMG Vorschriften wurden KKL spezifisch erstellt, sind jedoch angelehnt an die Vorschriften der BWR Owners Gruppe (BWROG EPG/SAG).

Die massgebliche Strategie zur Beherrschung schwerer Störfälle (SAM) im Falle des Leibstadt BWR-6/MARK-III Siedewasserreaktors ist das Fluten des Reaktors und Containments.

Nach Abschluss der Leibstadt Stillstands-PSA forderte die Schweizer Aufsichtsbehörde ENSI die Entwicklung entsprechender Stillstands-SAMG bis Ende 2009.

Wie bereits für die Entwicklung der Leistungs- SAMG wurden mittels PSA identifizierte mögliche Szenarien mit dem auf dem Kernschmelz Code MELCOR 1.8.6 basierendem KKL spezifischen Analysesimulator MELSIM analysiert. Die Ergebnisse bildeten die Grundlage für die Entwicklung der neuen Stillstands- SAMG Vorschrift (SFA-1704-AM02).

Für beide Vorschriften wurde die Wirksamkeit der definierten AM Massnahmen MELSIM basierend auf den entwickelten Entscheidungsdiagrammen validiert und erfolgreich getestet.

9.1.1.7.2. Training

Die neu entwickelten SAMG Vorschriften SFA-1704-AM01 (Leistungs- SAMG) und SFA-1704-AM02 (Stillstands- SAMG) wurden in Theorie und Praxis (Simulator und vor Ort Massnahmen) mit dem Notfallstab und dem Schichtpersonal geschult und geübt.

9.1.1.7.3. Notfallübungen

Gemäss der ENSI Richtlinie B-11 (Notfallübungen) und den KKL Richtlinien für die Notfallvorsorge sind die definierten Notfallszenarien, einschliesslich der schweren Unfälle in regelmässigen, definierten Intervallen zu beüben.

Während der letzten Jahre wurden zwei SAMG Notfallübungen durchgeführt (10.11.2004 und 12.11.2009). Das Ziel war den reibungslosen, zeitlich adäquaten Übergang aus den Störfallvorschriften in die SAMG Vorschriften zu demonstrieren. Die im Verlauf des Szenarios getroffenen Begrenzungsmaßnahmen sollten in Übereinstimmung mit den Vorschriften erfolgen. Anlässlich der Notfallübungen konnte die Anwendbarkeit und Wirksamkeit der SAMG Vorschriften demonstriert werden.

Jede Notfallübung wird systematisch ausgewertet und die Ergebnisse für die Optimierung von Abläufen und für die Aus- und Weiterbildung der Mitglieder der Notfallorganisation genutzt.

9.1.2. Zugriff auf vorhandene Ausrüstungen

Die Autonomie des Kraftwerks ist gewährleistet durch die kraftwerkseigene Notfallorganisation, die Stör- und Notfallvorschriften sowie die für die Beherrschung schwerer Störfälle notwendigen Einsatzmittel (Tanklöschfahrzeug, Feuerwehpumpen, Sumpfpumpen, Druckluftkompressoren, SAMG Notstromdieselgenerator, Notborierungseinrichtung, Werkzeuge, etc.). Die intern wie extern zur Verfügung stehenden Mittel sind in der Störfallvorschrift SFA-1704-AM38 beschrieben [93].

Neben den Betriebs- und Notkühlsystemen kann eine Vielzahl alternativer Einspeisesysteme für die Kühlung des Containments, des Reaktors sowie des Brennelementlagerbeckens zugeschaltet werden. Eingeschlossen sind die geodätische Einspeisung aus dem Hochreservoir und die Einspeisung via Tanklöschfahrzeug und mobiler Feuerwehpumpen unabhängig von der Spannungsversorgung des Kraftwerks.

Bei einem potentiellen Verlust aller Wechselstromversorgungen erlaubt der unabhängige SAMG Diesel die Wiederaufladung der erschöpften Batterien um die Schienen der unterbrechungslosen Spannungsversorgung wieder unter Spannung zu halten. Dabei werden die folgenden Anforderungen abgedeckt:

- Reaktordruckabbau (Spannungsversorgung der Solenoidventile des Druckabbausystems)
- Aufrechterhaltung der Instrumentierung und Regelung
- Aufrechterhaltung der Kommunikationseinrichtungen

Zur Sicherstellung der lokalen SAMG Einsatzmittel wurden der SAMG Diesel, die dieselgetriebenen Feuerwehropumpen und andere Einrichtungen ausserhalb der erdbebengefährdeten Gebäude in einem temporären Unterstand untergebracht. Langfristig wird das bestehende Feuerwehrmagazin auf Erdbebenfestigkeit analysiert und ertüchtigt.

9.1.3. Einsatz anlagenexterner Mittel

9.1.3.1. Externes Lager

Seit dem 1. Juni 2011 wurde von den Schweizer Kernkraftwerken ein gemeinsames externes Lager mit zusätzlichen Einsatzmitteln zur Bekämpfung von schweren Unfällen eingerichtet. Das Lager ist erdbeben- und überflutungssicher ausgelegt. Die Einsatzmittel sind sowohl per Strasse wie mit in der Schweiz verfügbaren Helikoptern transportierbar. Die bereitgestellten Mittel umfassen unter anderem Notstromaggregate, mobile Pumpen, Schläuche/Kabel, Betriebsmittel, Borierungsmittel, Werkzeuge und Strahlenschutzmaterial. Die Einsatzmittel werden in periodischen Abständen auf ihre Verfügbarkeit getestet.

Die Anforderung und Abrufung der Einsatzmittel erfolgt durch den Notfallstab des Werks über die Nationale Alarmzentrale NAZ. Zu diesem Zweck wurden die KKL Notfallvorschriften NFA-1702-04 "Technischer Notfall" und NFA-1702-12 "Alarmierungssysteme RABE" entsprechend angepasst. Die Störfallvorschrift SFA-1704-AM38 "Bereitstellen der alternativen Einsatzmittel" definiert die anzufordernden Mittel, die zeitliche Priorität sowie den bevorzugten Abladeort [63], [65], [93].

Vom Zeitpunkt des Abrufs der externen Einsatzmittel bis zum ersten Eintreffen werden 5 Stunden angenommen und für dessen Bereitstellung weitere 3 Stunden

Das Konzept "Externes Lager" beinhaltet neben der Bereitstellung und dem Unterhalt der Einsatzmittel unter anderem die gemeinsame Schulung und die gegenseitige Hilfeleistung der Schweizer Kernkraftwerke im Anforderungsfall.

9.1.4. Logistik für Betriebsstoffe

9.1.4.1. Verbrauchsmaterialien

Die für den Unterhalt der Anlage benötigten diversen Verbrauchsmaterialien sind für über ein Jahr im Lager vorrätig.

9.1.4.2. KKL Notstrom Dieselanlagen

Im Notstromfall ist eine ausreichende Dieseltreibstoffversorgung von hoher Bedeutung. Die minimale Vorratshaltung ist für die Notstromdiesel in der Technischen Spezifikation [123] festgelegt. Die geforderten Werte dürfen nicht unterschritten werden, ansonsten ist die zugehörige Division als nicht betriebsbereit zu erklären.

Im Anschluss an die monatlichen Funktionstests werden die Vorrattanks vor Erreichen des Minimalstands wieder aufgefüllt.

Verbrauch und Einsatz der Notstromdiesel sind in Kapitel 7 beschrieben.

- Weitere Dieseltreibstoffvorräte können mittelfristig mit den Mitteln des externen Lagers beschafft werden (siehe Abschnitt 9.1.3.1).

9.1.4.3. Benzin

KKL hat, abgesehen von einem minimalen Vorrat an Kanistern, kein Benzin auf Lager.

Verbraucher:

- Motorspritzen der Feuerwehr
 (als alternative Einspeisesysteme im Falle eines schweren Unfalls vorgesehen)

9.1.4.4. Borierungsmittel

Um die Unterkritikalität des Reaktors zu gewährleisten, wird mindestens eine Natriumpentaboratmenge von 2'765 kg benötigt. Da im Anforderungsfall der Bortank nicht vollständig leer gepumpt werden kann, ist gemäss Technischer Spezifikation eine Mindestmenge von 2'920 kg Natriumpentaboratlösung notwendig.

Neben dem im Bortank (17.5 m³) des Vergiftungssystems bereitgestellten Natriumpentaborat von 2'920 kg (Na₂B₁₀O₁₆·10H₂O) sind die folgenden zusätzlichen Bormengen an Lager vorrätig:

- Für die Einspeisung via Vergiftungssystem
 - a. Borax 280 kg
 - b. Borsäure 275 kg

Mit der eingelagerten Menge können 433 kg Natriumpentaborat hergestellt werden.

- Für die gemäss SAMG Vorschriften vorgesehene alternative Boreinspeisung über die Saugleitung des HPCS Systems stehen zusätzlich die untenstehenden Bormengen bereit.
 - c. Borax techn. 1'050 kg
 - d. Borsäure techn. 1'025 kg
- Weitere Borvorräte sind im externen Lager bereitgestellt (siehe Abschnitt 9.1.3.1)

9.1.4.5. Lebensmittel

Ausser den im Lager der Betriebskantine vorrätigen Lebensmitteln für mehrere Tage ist bislang für Notfallsituationen keine Lagerung von unverderblichen Notvorräten vorgesehen.

Es ist geplant Notvorräte im Zusammenhang mit dem Betrieb der Betriebsschutzanlage (BSA) anzulegen.

Die BSA besitzt einen grossen Trinkwassertank, der bei Eintritt eines Ereignisses als Vorratsspeicher gefüllt werden kann.

9.1.5. Freisetzung radioaktiver Stoffe

Die zu treffenden Massnahmen und Verantwortlichkeiten im Falle einer Freisetzung radioaktiver Stoffe an die Umgebung sind in den folgenden Dokumenten geregelt:

- Störfallvorschriften
- Notfallvorschriften
- Notfallschutzkonzept

9.1.5.1. Störfallvorschriften

Die folgenden Störfallvorschriften bestimmen die durchzuführenden Massnahmen:

- SFA-1704-09 Aktivitätsüberschreitung am Kamin [77]
 Die Vorschrift beinhaltet im Wesentlichen die folgenden Massnahmen:

- Identifizierung und Isolation der Freisetzungsquelle
- Räumung der betroffenen Gebäudeteile
- Gegebenenfalls Umschaltung der Lüftung auf das mit Aktivkohlefilter versehende Notabluftsystem
- Unterdruckhaltung bzw. Spülen der folgenden Gebäude mit Notabluft: Annulus, Containment, Brennelementlagergebäude
- Bei Erreichen der Kurzzeitabgabelimite
- Abschaltung der Anlage
- Aufgebot der Notfallorganisation
- Information der Aufsichtsbehörde ENSI, der nationalen Alarmzentrale NAZ und der Kantonspolizei
- Kann die Leckage aus dem Primärsystem nicht isoliert werden, erfolgt die Reaktordruck Notentlastung gemäss SFA-1704-05 [73]
- SFA-1704-AM01/AM02 Reaktor- und Containment Fluten [85], [86]

Die Vorschriften sind Bestandteil der SAMG Vorschriften und regeln das Vorgehen im Falle eines notwendigen Containmentdruckabbaus mit dem gefilterten Containment Druckabbau-system (FCVS).

9.1.5.2. Notfallvorschriften

Die Notfallvorschriften (NFA) sind administrative Anweisungen, die alle organisatorischen Aspekte in einem Notfall abdecken, einschliesslich der Alarmierung, Information und Evaku-ation.

- NFA-1702-05 Überschreitung einer Abgabelimite [64]
 Diese Vorschrift enthält Massnahmen, die zu treffen sind, wenn Aktivitäts- Abgaben an den Rhein oder an die Atmosphäre festgestellt werden. Bei einer Überschreitung der Kurzzeitabgabelimite (KAL) liegt eine unzulässige Abgabe vor. Die Kantonspolizei Aar-gau, die NAZ und das ENSI sind zu informieren. Bei einer Überschreitung der Jahresab-gabelimite (JAL) liegt ein Notfall mit Aktivitätsüberschreitung vor. Die Vorschrift gibt auch an, wie die Meteodaten bei Ausfall der automatischen Datenübertragung an die NAZ weitergegeben werden müssen.
- NFA-1702-12 Alarmierungssysteme RABE [65]
 Zum Schutz der Bevölkerung ist bei einem schweren Unfall, der zu einer Gefährdung der Umgebung führen könnte, ein rasches Warn- und Alarmsystem installiert. Dieses Sys-tem soll eine schnelle Warnung der zuständigen Behörden und deren Organe sowie eine rasche Alarmierung der Bevölkerung in der Zone 1 garantieren. In der Zone 2 soll ein gezielter Einsatz der Behörden und deren Organe gewährleistet sein. Der Zeitpunkt der Auslösung einer Alarmstufe wird grundsätzlich in einem Telefon- Konferenzgespräch zwischen der NAZ, dem ENSI, dem Standortkanton AG und dem KKL-Notfalleiter be-schlossen, damit die NAZ die Radiomeldung (Radio DRS1/ Lokalradio) zeitgerecht be-reitstellen kann.

Die Alarmierung erfolgt in drei Stufen:

- **WARNUNG**
 Die WARNUNG bezweckt die Sicherstellung der Einsatzbereitschaft der Behörden und deren Organe. Die WARNUNG geht anhand definierter Kriterien vom KKL aus, wenn sich eine schwere Störung in diesem ereignet hat und sich diese zu einer Gefahr für die Bevölkerung entwickeln könnte.

Die Organisation der alarmierten Behörden wird sich einsatzbereit machen. In einer Telefonkonferenz organisiert von der NAZ, mit ENSI, Standortkanton Aargau und Kernkraftwerk, wird der Zeitpunkt für die WARNUNG festgelegt.

- **ALLGEMEINER ALARM**
Versagen bei einer schweren Störung im KKL die Sicherheitssysteme in unzulässiger Weise, so dass mit einem Austreten grösserer Mengen radioaktiver Stoffe an die Umgebung zu rechnen ist, informiert KKL die NAZ, ENSI und den Standortkanton Aargau. Bei Erreichen eines Kriteriums für ALLGEMEINER ALARM muss das ENSI, die NAZ und der Kanton Aargau informiert werden. In einer Telefonkonferenz organisiert von der NAZ mit dem ENSI, Kanton Aargau und Kernkraftwerk wird der Zeitpunkt und die Aufgaben der beteiligten Stellen für die Alarmierung festgelegt. Die Bevölkerung ist angehalten Radio zu hören und die Massnahmen der Behörden zu befolgen. Die Schutzmassnahmen sind vorzubereiten. In der Zone 1 (gemeinsame Zone 1 für KKL und KKB) geht dieser Alarm direkt an alle durch die WARNUNG vorbereiteten Behörden und deren Organe und an die Bevölkerung.
- **ALLGEMEINER ALARM bei erhöhter Gefahr**
Muss unmittelbar mit dem Austreten grösserer Mengen von radioaktiven Stoffen in die Umgebung gerechnet werden oder ist bereits ein Austritt erfolgt, wird der ALLGEMEINE ALARM bei erhöhter Gefahr ausgelöst. Das Alarmzeichen ist das gleiche wie beim ALLGEMEINEN ALARM. Die Bevölkerung ist angehalten Radio zu hören und die Massnahmen der Behörden zu befolgen. Die vorbereiteten Schutzmassnahmen sind auszuführen. Bei Erreichen eines Kriteriums für ALLGEMEINER ALARM bei erhöhter Gefahr muss das ENSI, die NAZ und der Standortkanton AG informiert werden. Eine Telefonkonferenz organisiert von der NAZ mit ENSI, Kt. AG und Kernkraftwerk legt den Zeitpunkt und die Aufgaben der beteiligten Stellen für die Alarmierung fest.

9.1.5.3. Notfallschutzkonzept

Die Zuständigkeiten und Aufgaben für den nationalen Notfallschutz sind im „Konzept für den Notfallschutz in der Umgebung der Kernanlagen“ festgelegt [131].

Der Notfallschutz hat zum Ziel, die betroffene Bevölkerung und deren Lebensgrundlagen zu schützen und die Auswirkungen eines Ereignisses zu begrenzen. Die Aufgaben der Stellen beim Bund, den Kantonen, Regionen und Gemeinden sowie den Betreibern von Kernanlagen sind in der Notfallschutzverordnung geregelt.

Beim Einsatz liegt der Schwerpunkt bei der Vor- und Wolkenphase, da hier rasche Entscheidungen notwendig sind. Das Konzept gibt zudem einen Überblick über Verantwortlichkeiten und Alarmierungsabläufe bei Unfällen in andern Kernanlagen, ausländischen Kernkraftwerken sowie bei Unfällen im Zusammenhang mit dem Transport radioaktiver Stoffe von und zu Kernanlagen.

In einem Einsatzfall sind die Aufgaben des Kraftwerks wie folgt festgelegt:

- Aufgebot der werksinternen Notfallorganisation
- Beurteilung des Störfalles
- Alarmierung des ENSI. Bei möglicher radiologischer Gefährdung der Umgebung zusätzlich Benachrichtigung der NAZ sowie bei „Schnellen Störfällen“ des Standortkantons.
- Laufende Meldung des aktuellen Zustandes und der geplanten Massnahmen an das ENSI
- Ergreifen aller Massnahmen im Werk, die geeignet sind, den Störfall zu beherrschen und die Anlage in einen sicheren Zustand zu bringen



- Unverzögliche Meldung des Erreichens der Kriterien für die Warnung bzw. Alarmierung an ENSI, NAZ, und Standortkanton.
- Bestimmung des Quellterms und Meldung an das ENSI.

9.1.6. Personaldosen

Gemäss Strahlenschutzverordnung darf das zur Beherrschung von Störfällen eingesetzte Personal eine effektive Dosis von mehr als 50 mSv, für Tätigkeiten zum Schutz der Bevölkerung und insbesondere zur Rettung von Menschenleben von mehr als 250 mSv nicht überschreiten.

Die Mitglieder der KKL Feuerwehr verfügen über eine eigene Dosimetrie für eine zeitgerechte Überwachung der Dosis des involvierten Personals. Im Falle eines Station Blackouts können die Dosimeter via Einrichtungen des Tanklöschfahrzeugs aufgeladen bzw. ausgelesen werden. Es besteht die Möglichkeit die Dosisgrenzwerte durch die Alarmfunktion der Geräte zu überwachen.

Zusätzlich stehen Dosismessgeräte für Arbeiten im Hochdosisbereich zur Fernüberwachung der zulässigen Aufenthaltsdauer bereit. Für bestimmte dosisintensive Arbeiten (z.B. Bedienung des Post Accident Sampling Systems PASS) wurden vorgängig optimierte Arbeitswege und -abläufe evaluiert und in der Vorschrift festgehalten.

Zur Beurteilung der radiologischen Situation nach einem Unfall stehen Dosiskarten der betroffenen Gebäude zur Verfügung. Diese erlauben eine Festlegung optimierter Zutrittswege mit minimaler Strahlenbelastung innerhalb der Anlage.

9.1.7. Kommunikation und Information

9.1.7.1. Kommunikation und Information im Rahmen der Notfallorganisation

Die Kommunikation und Information sind in die Notfallorganisation des Kernkraftwerks Leibstadt eingebunden.

9.1.7.1.1. Kommunikation

In einem Notfall werden die folgenden Aufgaben durch die Notfallgruppe „Kommunikation“ wahrgenommen [121]:

- Installation der notwendigen Kommunikationsmittel
- Herstellung spezieller benötigter Verbindungen (Telefon, Fax), Konfiguration einzelner Linien in der Telefonzentrale bei Bedarf
- Unterstützt bei der Bedienung des Telefonaufzeichnungsgerätes
- Zur Verfügung Stellung von Radio- und Fernsehaufnahmen
- Enge Zusammenarbeit mit der Telefongesellschaft Swisscom
- Sorgt bei Ausfall von Kommunikationsmitteln für deren Ersatz
- Unterstützung bei IT – Problemen; (Support im Bereich Bürokommunikation (BÜKO), Einrichtung notwendiger Netzwerk – Verbindungen)

9.1.7.1.2. Information

Die Hauptaufgaben der Notfallsektion bestehen in der zeitgerechten Information nach innen wie aussen (Mitarbeitende, Medien, Öffentlichkeit) durch Werksorientierung, Medienmittei-

lungen, Medienkonferenzen und Informationskanäle wie Intranet und Internet sowie Lautsprecherdurchsagen und Telefonauskünfte [120].

Die dem Leiter/in der Sektion Information zur Verfügung stehende Infogruppe setzt sich aus technischen Experten, der Pikett Information, dem Personal des Info-Zentrums und der Telefonzentrale zusammen. Bei Bedarf kann zusätzlich die externe Organisation „CareLink“ für die Einrichtung und Besetzung der Telefon-Hotline zugezogen werden.

9.1.7.2. Interne Kommunikationsmittel

Für die interne Kommunikation stehen die folgenden Kommunikationsmittel zur Verfügung [124]

- Lautsprecheranlage
- Sprechanlagen
 - Mobiltelefone
 - Stationäre Telefone
 - Gegensprechanlage
 - Betriebsfunk

9.1.7.2.1. Lautsprecheranlage

Die Lautsprecheranlage erlaubt Sprachdurchsagen und die Auslösung von definierten Alarmzuständen:

Strahlenalarm	Unterbrochener an- und abschwellender Heulton. Der Räumungsalarm dient zur schnellen und gezielten Räumung einzelner Gebäude beim Eintreten von Gefahren/Ereignissen.
Feueralarm	Wechselton im Sekundentakt. Der Alarm zur Mobilisierung der Betriebsfeuerwehr wird immer über die ganze Lautsprecheranlage verbreitet.
Räumungsalarm	Rhythmischer unterbrochener Ton Der Räumungsalarm dient zur schnellen und gezielten Räumung einzelner Gebäude beim Eintreten von Gefahren/Ereignissen

Sowohl bei der Alarmierung als auch bei den Sprachdurchsagen werden in Räumen mit sehr hohem Umgebungslärm zusätzlich Blitzleuchten oder Drehlichter aktiviert.

Die Lautsprecherdurchsagen/ -alarmierungen können von der Betriebsschicht (Kommandoraum, Notkommandoraum A) und der Betriebswache (Sicherungszentrale, Hilfsalarmzentrale) ausgelöst werden.

9.1.7.2.2. Sprechanlagen

Die Telefonanlage wird von der Unterbruchslosen Spannungsversorgung (USWV) versorgt.

Mobiltelefon	Das Mobiltelefon (cordless) ermöglicht die Kommunikation mit allen Mitarbeitern innerhalb des Kraftwerksareals. Neben der Kommunikation sind unter anderem die folgenden Zusatzfunktionen verfügbar: - Zugriff auf das elektronische Telefonbuch - Gruppensuche für spezielle Gruppen (z.B. Pikettingenieure)
--------------	--

	- Bewegungssensor für Anlagerundgänger - Konferenzgespräche
Stationäre Telefone	
Gegensprechanlage	Es stehen sowohl fest installierte wie mobile Gegensprechanlagen zur Verfügung.
Ringmaster	Zusätzliche Gegensprechanlage
Betriebsfunk Innen	Der Betriebsfunk wird für die schichtinterne Kommunikation und zur Verbesserung der Kommunikation in Not- und Störfällen eingesetzt.
Militärtelefone	Feld-Telefonanlage, (schwarze Telefone) Der Anschluss erfolgt durch die Notfallgruppe Kommunikation. Die Telefone sind selbstspeisend mit Batterien ausgerüstet und erlauben eine Verbindung aus den Notsteuerstellen A, B und HP3S in verschiedene Bereiche der Anlage

9.1.7.2.3. Externe Kommunikationsmittel

Entscheidungen, die ausserhalb der Kompetenz der KKL Notfallorganisation liegen (Warnungen, Alarmierungen, die Benützung externer Infrastrukturen oder der Einsatz externer Mittel) müssen mit den zuständigen Stellen getroffen werden. Dazu stehen eine Anzahl redundante / diversitäre Verbindungsmöglichkeiten zur Verfügung:

Telefon:	KKL verfügt über zwei direkte Amtsleitungen via den Ortszentralen Leibstadt und Koblenz sowie eine Teilnehmervermittlungszentrale über die Ortszentrale Leibstadt.
KKW-Netz Inland:	Das KKW-Netz ist ein eigenes Kommunikationsnetz zwischen Kernkraftwerken und Bundesstellen. Konferenzgespräche sind nur durch Vermittlung durch die NAZ-Zentrale möglich.
AF-Netz	Das AF-Netz ist aus dem früheren Regierungsnetz (R-Netz) entstanden und verbindet wichtige Behörden und Notfallorganisationen miteinander.
Nottelefon	Diese Telefonnummern sind für die Notfallorganisation reserviert. Sie dürfen im Normalfall nicht benützt werden. Standort: MCR, Notfallarbeitsraum, RSD-A und Ersatznotfallraum Bei Ausfall der KKL-Telefonzentrale stehen vier externe Amtslinien zur Verfügung: Zwei Amtsleitungen führen direkt ins KKL, eine Amtsleitung ist für die Rasche Alarmierung der Bevölkerung (RABE-SMT-Alarmierung) programmiert.
RADAG	Für die Verbindung zur RADAG (Wasserkraftwerk Albrugg) steht ein separates Telefon auf dem Kommunikations-Pult im Kommandoraum zur Verfügung.
HF-Verbindung	Die Verbindung erfolgt über Richtfunk. Bei Störung wird automatisch auf Trägerfrequenzverbindung über Erdseil der Hochspannungsleitung umgeschaltet. Teilnehmer: Lastverteiler, Kernkraftwerk Beznau, Wasserkraftwerk Klingnau

Telefax	Der Hauptkommandoraum ist mit einem Faxgerät ausgerüstet. Parallel dazu stehen im Notfallarbeitsraum und im Ersatznotfallraum Faxanschlüsse zur Verfügung.
Telex	Das KKL Telex steht in der KKL Telefonzentrale
SMT	System zur Mobilisation mittels Telefon Das System dient zur Alarmierung der Notfallorgane der Kernkraftwerke KKB und KKL. Die Aktivierung erfolgt durch die Betriebswache und kann, bei Ausfall der jeweiligen Zentrale, stellvertretend durch das andere Kraftwerk ausgelöst werden.
TPS	(Telepage Swiss) TPS ist ein sehr sicheres Alarmierungsmittel, welches auch bei einem Grossereignis mit Ausfall oder Überlastung des Telefonnetzes noch funktioniert. Die Betriebswache aktiviert die betreffenden Pager mittels SMT-System. Der Pager setzt ein akustisches Signal ab und im Display erscheint die jeweilige Meldung.

9.1.8. Vorsorge für die Spätphase

Die langfristigen Anforderungen an die Beherrschung der Spätphase hängen generell von dem jeweilig auslösenden Ereignis ab.

9.1.8.1. Vorkehrungen im Rahmen der Störfallbeherrschung

Die übergeordneten Ziele bleiben auch in der Spätphase die Einhaltung der folgenden-Schutzziele:

- Schutz der Bevölkerung und Umwelt
- Schutz des Eigenpersonals
- Schutz der Anlage
 - Unterkritikalität
 - Reaktorintegrität
 - Kernkühlung
 - Integrität des Primärcontainments
 - Integrität des Sekundärcontainments
 - Kühlung der Brennelement-Lagerbecken

Zu den Aufgaben einer langfristigen Störfallbeherrschung gehören

- die Wiederherstellung der Wechselstromversorgungen:
 - Synchronisierung der Notstromschienen mit den 380 kV bzw. 50 kV Netzeinspeisungen
 - Die Instandsetzung und Bereitstellung ausgefallener Notstromdiesel
- Das Reaktorniveau ist zwischen Niveau 4 (14.256 m) und Niveau 8 (14.814 m) zu halten
 - Ablösung möglicher alternativer Einspeisungen durch Notkühlsysteme bzw. Betriebssysteme

- Die Wiederherstellung der auslegungsgemässen Nachwärmeabfuhrketten
 - Kaltfahren der Anlage
 - Nachwärmeabfuhrsystem (RHR) → Zwischenkühlwasser → Rhein
 - Nachwärmeabfuhrsystem (RHR) → Notkühlwasser → Notkühlturm
 - Notstandssystem (SEHR) → Grundwasser → Rhein
- Management und Verarbeitung der angefallenen radioaktiven Abwassermengen
- Räumung und Sanierung der Zutrittswege in das Kraftwerksareal und die Anlagegebäude
- Reparatur der notwendigen Einsatzmittel

9.1.8.2. Vorkehrungen und Aufgaben der Notfallorganisation

Die Notfallorganisation [119] bleibt bis zur Beendigung des Notfalls in Kraft. Danach geht die Verantwortung zurück an die Normalorganisation. Je nach Anforderung bleibt der Kernstab weiterhin im Einsatz.

Die Führung und Koordination erfolgt im Rahmen der in regelmässigen Abständen durchgeführten Rapporte.

Zu den Aufgaben gehören

- Die Koordination der oben aufgeführten Massnahmen durch Lagebeurteilung, Auslösung von Sofortmassnahmen und Erteilung längerfristiger Aufträge
- Die Orientierung nach innen und aussen
- Die Festlegung eines Schichtbetriebs und der Ablösung aller beteiligten Einsatzkräfte
- Kontakt zu den Führungsstäben der Aufsichtsbehörde ENSI, der nationalen Alarmzentrale NAZ und dem kantonalen Führungsstab
- Kontakt zu weiteren externen Organisationen und Einrichtungen

9.1.8.3. Vorkehrungen gemäss Störfallvorschriften

Störfallvorschriften kommen ereignis- oder symptomorientiert zu Anwendung. Wird das auslösende Ereignis durch die entsprechenden Massnahmen der Störfallvorschrift beherrscht, kann die Anlage schrittweise in die zu definierende Betriebsart (z.B. Kalt Abgestellt) übergeführt werden. Es erfolgt dabei der schrittweise Übergang aus den Störfallvorschriften in die Gesamtanlagefahrvorschrift. Die Funktion der Sicherheitssysteme wird durch die Betriebssysteme übernommen.

Im Falle eines schweren Störfalls und dem damit gegebenenfalls verbundenen Kenschaden ist ein Übergang aus den SAMG Vorschriften in den Normalbetriebszustand nicht vorgesehen. Die weiteren, langfristigen Massnahmen sind situativ zu definieren.

9.1.8.4. Vorkehrungen bezüglich Verbrauchsmaterial/Einsatzmittel

Verbrauchsmaterialien und benötigte Einsatzmittel können bis zur Sicherstellung der regulären Versorgung aus dem „Externen Lager“ bezogen werden (siehe Abschnitt 9.1.3.1)

9.1.8.5. Vorkehrungen gemäss Notfallschutzkonzept

Das Kernkraftwerk ist für die Notfallschutzvorkehrungen des Kraftwerks zuständig. Ausserhalb des Kraftwerksareals ist gemäss Notfallschutzverordnung der Bundesrat und dessen

Einsatzorganisationen für die Anordnung von Schutzmassnahmen und längerfristigen Massnahmen zuständig (siehe Abschnitt 9.1.5.3).

9.1.9. Arbeits- und Aufenthaltsbedingungen

9.1.9.1. Radiologische Belastung durch Direktstrahlung

Die radiologische Belastung an Arbeitsplätzen nach einem hypothetischen Unfall wurde für das KKL untersucht [135]. Das Ziel der Untersuchung war, die Belastung des Personals durch Direktstrahlung an verschiedenen Orten nach einem Kernschmelzunfall mit grosser Freisetzung von radioaktiven Nukliden in das Containment zu untersuchen.

Es werden dabei in erster Linie diejenigen Orte in der Anlage betrachtet, zu welchen das Personal nach dem Störfall Zugang haben sollte, um Massnahmen im Rahmen des anlage-internen Notfallschutzes vorzunehmen.

Als Störfall wird ein Kernschmelzen infolge eines totalen Versagens der Notkühlung angenommen. Dabei werden die folgenden Zeitpunkte nach dem Störfall bezüglich der Strahlenbelastung untersucht: 10 h, 100 h, 30 d, 180 d.

Im Vordergrund des Interesses stehen die nachfolgenden Orte. Dabei ist zu berücksichtigen, dass keiner dieser Orte nach einem Kernschmelzunfall permanent besetzt werden muss.

Ort	Gebäude	Bemerkung
Hauptkommandoraum	Betriebsgebäude	Im Hauptkommandoraum müssen periodisch Anzeigen abgelesen und die Containmentdruckentlastung eingeleitet werden. Der Aufenthalt im Kommandoraum wird wegen der hohen Dosisleistung in den ersten Stunden nach dem Störfall limitiert werden müssen.
Notsteuerstellen	Reaktorhilfsgebäude	Der Zugang zu den Notsteuerstellen ist nur bei Nichtverfügbarkeit des Hauptkommandoraums notwendig. Die Strahlung ist speziell vor den elektrischen Durchdringungen recht hoch.
Laboratorien und Messstellen	Aufbereitungsgebäude	Die Probeentnahmen müssen zwangswise in der Anlage erfolgen. Die Stellen sind nicht strahlenexponiert angeordnet. Der Laborzutritt ist nicht unbedingt notwendig, da die Laboranalysen auswärts durchgeführt werden können. Die Strahlung im Aufbereitungsgebäude ist unbedeutend.
	Drywell/Containment	Das Containment bleibt nach dem Unfall vollständig isoliert. Das betreten ist weder möglich noch notwendig.
ECCS Räume	Sekundärcontainment/Reaktorhilfsanlagengebäude	Der Zugang kann gegebenenfalls für Reparaturmassnahmen oder die Einleitung von SAMG Massnahmen notwendig sein. Aufgrund der hohen Strahlenbelastung (Durchdringungen) ist der Zugang nicht oder nur kurz möglich.
Personenschleusen (+6 m, +28 m)	Reaktorhilfsanlagengebäude	Die Strahlung vor den Personenschleusen ist hoch.
Vor SGTS Filterraum	Reaktorhilfsanlagengebäude	Der Zutrittsweg in den SEHR-Bunker führt durch den Korridor vor dem SGTS Filterraum. Der SEHR Bunker muss nach einem Kernschmelzunfall nicht betreten werden.
KAKO Schleuse 0 m	Reaktorhilfsanlagengebäude	Die Anschlüsse für die Reaktor- und Containmentflutung befinden sich in der KAKO Schleuse; der Zugang ist durch den Strahlungspegel nicht unzulässig eingeschränkt.

Ort	Gebäude	Bemerkung
	Maschinenhaus	Im Maschinenhaus befinden sich keine Ausrüstungen oder Systeme die für SAMG Massnahmen notwendig sind.
Notfallarbeitsraum	Betriebsgebäude	Aufgrund der Direktstrahlung aufgrund der durchziehenden Edelgaswolke und der fehlenden Überdrückhaltung wird der Raum für den Notfallstab nicht zur Verfügung stehen. Es muss daher in den Ersatznotfallraum in der Betriebsschutzanlage (BSA) gewechselt werden.

Tabelle 9-4:

Die Bestrahlungssituation in der Anlage nach einem Kernschmelzunfall ist in Zonenplänen dargestellt. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass durch die Strahlung nach einem Kernschmelzunfall keine wichtigen Überwachungs- oder Unfall-Linderungsmaßnahmen verhindert werden.

9.1.9.1.1. Luftgetragene Aktivität

Hauptkommandoraum

Zum Schutz des Betriebspersonals gewährleistet bei Störfällen ein spezieller Lüftungsbetrieb eine Überdrückhaltung sowie eine Filtrierung luftgetragener radioaktiver Stoffe in der Kommandoraum Zuluft [115]. Die gefilterte Überdrückanlage ist in die bestehende Kommandoraum-Lüftung integriert und besteht einerseits aus einer Zuluftanlage mit Aktivkohlefilter und Ventilator und andererseits aus einer Umluftanlage mit Kühler, Kälteanlage und Ventilator. Bei zu hoher Aussenluft-Aktivität wird die Lüftung automatisch auf Umluftbetrieb umgeschaltet. Die Filterwirkung der Aktivkohlefilter gewährleistet einen ausreichenden Schutz des Betriebspersonals bei grosser Aussenluftaktivität für 30 Tage. Die durch den Betrieb der gefilterten Zuluft verursachte Dosis beträgt bei einem 9 Stunden Schichtbetrieb in 30 Tagen 19 mSv [54].

BSA Ersatznotfallraum

Die Dosis aus dem Wolkendurchzug in 100 m Abstand vom Kamin beträgt im Freien knapp 1'000 mSv. Bei ungünstigen Windverhältnissen kann dabei ein Teil der abgegebenen Radioaktivität in die Lüftung der Betriebsschutzanlage (BSA) eingetragen werden [55]. Die Anlage ist mit einem Aktivkohlefilter ausgerüstet. Bei ungünstigen Verhältnissen werden unzulässige Mengen an Edelgasen eingetragen. Die Lüftung ist daher nur bei unzulässig tiefer Sauerstoffkonzentration vorübergehend zu starten.

9.1.9.1.2. Einrichtungen der Notfallorganisation

Notfallführungsraum

Der Notfallstab besammelt sich gegenüber dem Kommandoraum im Notfallführungsraum innerhalb des Betriebsgebäudes. Der Teil des Gebäudes ist für ein Betriebserdbeben ausgelegt. Steht der Raum nicht zur Verfügung sind zwei weitere, alternative Notfällräume vorgesehen:

BSA Ersatznotfallraum

Die Räumlichkeiten befinden sich in einem gebunkerten Bereich innerhalb des Eingangsgebäudes. Der Ersatznotfallraum weist alle notwendigen Infrastruktureinrichtungen auf wie eine autarke Spannungs- und Trinkwasserversorgung, Schlafgelegenheiten, Küche, und sani-

täre Einrichtungen. Es stehen die gleichen Notfalldokumente und Kommunikationsmittel wie im Notfallarbeitsraum zur Verfügung.

Externer Notfallraum KKB

Stehen die Einrichtungen der Notfallorganisation innerhalb des Kraftwerksareals nicht mehr zur Verfügung (z.B. aufgrund eines terroristischen Angriffs) besammelt sich die Notfallorganisation im Kernkraftwerk Beznau. Es stehen ebenfalls die gleichen Notfalldokumente und Kommunikationsmittel wie im Notfallarbeitsraum des KKL zur Verfügung.

9.1.9.2. Zeitbegrenzung für Operateurhandlungen im Containment

Für die Durchführung der in den SAMG Vorschriften [85], [86] definierten lokalen Operateurhandlungen sind die zu erwartenden lokalen Umgebungsbedingungen wie Dosisleistung, Umgebungstemperatur und Sauerstoffgehalt zu berücksichtigen.

9.1.9.2.1. Offen-Blockierung der Reaktor Sicherheitsventile

Um ein späteres Schliessen der Sicherheitsventile infolge Erschöpfung der Batterien zu verhindern sind gemäss SAMG Vorschriften bei geschlossenem Druckgefäss mindestens 4 Sicherheitsventile im Drywell mechanisch offen zu blockieren.

Die Tätigkeit ist durchzuführen ehe eine mögliche Kernbeschädigung den Zutritt in das Drywell verunmöglicht. Gemäss Vorschrift ist für Vorortaktionen in jedem Fall der Strahlenschutz beizuziehen. Die maximale Dosis muss auf 250 mSv pro Person beschränkt bleiben (Radiologische Schutzziele für Notfälle).

9.2. Ausfall der Reaktorkühlung

9.2.1. Massnahmen nach heutigem Konzept

9.2.1.1. Massnahmen vor Eintreten eines Brennstoffschadens

Schwere (hypothetische) Störfälle sind dadurch gekennzeichnet, dass die Einspeisung in den Reaktordruckbehälter (RDB) über längere Zeit so niedrig ist, dass das Niveau unter die Kernoberkante (TAF) absinkt und der obere Teil der Brennelemente abgedeckt wird. Auch in diesem Zustand kann der Kern noch ausreichend gekühlt sein, da der Dampf, der durch die Nachwärme im noch bedeckten Teil des Kerns erzeugt wird, den abgedeckten Kernbereich noch ausreichend kühlt (Dampfkühlung). Die Hüllrohrtemperatur im oberen Kernteil steigt jedoch an, weil der Dampf überhitzt wird und die Dampfkühlung einen grösseren Temperaturgradienten zwischen dem Hüllrohr und dem Dampf erfordert, um die Nachwärme abzuführen.

Wenn der Kern weitgehend abgedeckt ist, steigt die maximale Hüllrohrtemperatur auf 900°C an. Diese Temperatur wird im Extremfall, wenn alle Einspeisungen ausfallen (keine Druckentlastung, keine geodätische Speisewassereinspeisung), nach 45 Minuten erreicht wenn der Kern bis 0.7 m über der Kernunterkante (BAF) abgedeckt ist. Die maximale Hüllrohrtemperatur kann unter 900°C gehalten werden, wenn eine Einspeisung von mindestens 14 kg/s aufrecht erhalten werden kann.

Letzte Verteidigungslinie der alternativen Sicherheitsvorkehrungen:

- Bei Ausfall aller Wechselstromversorgungen (T-SBO) stehen die Batterieeinspeisungen der unterbrochlosen Spannungsversorgungen noch während ca. 5 Stunden zur Verfügung. Nach diesem Zeitpunkt beginnen die Reaktor Sicherheitsventile zu schliessen, so-

- fern diese eingangs nicht mechanisch offen blockiert wurden. Der Reaktordruck steigt und ein Einspeisen mit alternativen Systemen (Niederdruck) ist nicht mehr möglich.
- Der mobile SAMG Diesel ermöglicht via speziellen Einspeisepunkten, die sicheren Schienen jeweils einer zu bestimmenden Notstromdivision mit Spannung zu versorgen
 - Bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit des SAMG Diesels stehen im externen Lager weitere Aggregate zur Verfügung, welche bei Bedarf eingeflogen werden.
 - Im Falle des Ausfalls aller Wechselstromversorgungen (T-SBO) stehen die elektrisch versorgten Betriebssysteme, Sicherheitssysteme und alternativen Einspeisungen nicht mehr zur Verfügung. Die Einspeisung erfolgt ab diesem Zeitpunkt mit Wechselstrom unabhängigen Pumpen bzw. Einspeiseleitungen.
 - Frühzeitig im Störungsablauf erfolgt mit dem Abbau des Reaktordrucks unter den Zulaufdruck des Speisewasserbehälters eine automatische, geodätisch bedingte Speisewasser-Einspeisung in den Reaktor. Aufgrund der Druckverhältnisse werden 350 m³ Wasser eingespeist. Die Menge entspricht dem vollständigen Inventar des Reaktordruckgefäßes im Normalbetrieb.
 - Bei Verlust der spannungsabhängigen alternativen Einspeisesysteme wird eine bereitgestellte Schlauchverbindung zwischen dem Feuerlöschwassersystem und der Saugleitung des Hochdruckeinspeisesystems installiert. Damit können bis zu 4'300 m³ Wasser geodätisch aus dem Hochreservoir eingespeist werden. Für die Bereitstellung sind lokale Handmassnahmen notwendig.
 - Steht die Ringleitung des Feuerlöschwassersystems nicht mehr zur Verfügung, kann über den gleichen Einspeisepunkt mittels kraftwerkseigenem TLF oder Feuerwehr Motorspritze eingespeist werden.
 - Bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit aller alternativen Einspeisemöglichkeiten stehen im externen Lager Reitnau weitere dieselgetriebene Feuerwehrpumpen zur Verfügung, welche bei Bedarf eingeflogen werden.

9.2.1.1.1. SFA-1704-01 Reaktorüberwachung

Mit dem Ausfall der Kernkühlung kommt die Störfallvorschrift SFA-1704-01 „Reaktorüberwachung / Niveauüberwachung“ zur Anwendung [69].

Der Zweck der Vorschrift ist die Aufrechterhaltung ausreichender Kernkühlung, der Reaktor-druckabbau und Abkühlung, sowie die Leistungskontrolle (Unterkritikalität).

Die automatischen Auslösungen der Betriebs- und Notkühlsysteme werden überwacht und gegebenenfalls von Hand nachvollzogen.

Dabei wird anhand der folgenden Priorität gemäss dem zur Verfügung stehenden Einspeisedruck vorgegangen:

1. Einspeisen mit Betriebssystemen
 - a. Speisewasser
 - b. Steuerstabsantriebspumpe
2. Notkühlsysteme/Notstandssysteme
 - a. RCIC
 - b. HPCS
 - c. LPCS

- d. LPCI A, B, C
 - e. SEHR A (B)
3. Alternative Einspeisungen
- a. Notkühlwasser (ESW)
 - b. Brennelementbeckenkühl- und Reinigungssystem (FPCCU)
 - c. Feuerlöschwasser (über HPCS bzw. FPCCU)
 - d. Zusatzwasser (Deionat) über Notkühlsysteme
 - e. Tanklöschfahrzeug bzw. Feuerwehrrampe über HPCS

Neben den aktiven, d.h. automatisch startenden Kernkühlsystemen, entleert sich der Speisewasserbehälter geodätisch in das Reaktordruckgefäß, sobald der Reaktordruck unter den Druck des Speisewasserbehälters gesunken ist. Der Druck im Speisewasserbehälter beträgt im Leistungsbetrieb ca. 10 bar. Sollte keines der oben erwähnten Kernkühlsysteme erfolgreich einspeisen, wird der Reaktor mit dieser Massnahme vorübergehend wieder auf die Höhe der Frischdampfleitungen geflutet.

9.2.1.1.2. SFA-1704-02 Reaktorniveau-Wiederherstellung

Kann das Reaktorniveau nicht dauerhaft über Niveau 1 (9.656 m) angehoben werden, so kommt die Störfallvorschrift SFA-1704-02 „Reaktorniveau-Wiederherstellung“ zur Anwendung [70]. Der Zweck der Vorschrift ist das Wiederherstellen des Reaktorniveaus nachdem das Kühlwasser Niveau unter Niveau 1 gefallen ist. Dazu wird weiterhin versucht, mit den Betriebssystemen, den Notkühlsystemen und den alternativen Einspeisesystemen das Reaktorniveau anzuheben. Solange der Reaktorkern bedeckt bleibt, kann dabei ein Kernschmelzen mit ausreichender Sicherheit verhindert werden.

Ist der Reaktordruck abgebaut und das Niveau sinkt weiter (unter -79 cm, 9.643 m) im Brennelementbereich, so wird die Notborierung gestartet, um einerseits zusätzlich Kühlwasser einzuspeisen und andererseits eine erneute Kritikalität des Kerns beim späteren Fluten der teilweise beschädigten Brennelemente und Steuerstäbe mit Sicherheit auszuschliessen.

9.2.1.1.3. SFA-1704-05 Reaktor Notentlastung

Ist es bis dahin nicht gelungen den Reaktordruck abzubauen, erfolgt der Druckabbau gemäss der Störfallvorschrift SFA-1704-05 Reaktor Notentlastung entweder durch Auslösung des automatischen Druckabbausystems (ADS), dem manuellen Öffnen von (einzelnen) Sicherheitsventilen oder alternativen Druckabbaupfaden [73]

Mit den oben erwähnten Vorschriften wird versucht, mit allen Mitteln den Reaktordruck abzubauen und Kühlwasser in den Reaktorkern einzuspeisen.

Kann das Reaktorniveau nicht über -79 cm im Brennelementbereich angehoben werden, ist der Reaktor und das Containment zu fluten. Es erfolgt der Übergang in die SAMG Vorschrift SFA-1704-AM01 Reaktor und Containment fluten

9.2.1.2. Letzte Massnahmen zur Verhinderung eines Kernschadens

9.2.1.2.1. SAMG Vorschrift SFA-1704-AM01 Reaktor und Containment Fluten

Der Zweck dieser Vorschrift ist, Wasser in den Reaktorkern einzuspeisen; falls dieser letzte Versuch jedoch erfolglos bleibt, so beginnt das Containment Fluten [85]. Damit die Nachzerfallwärme wirkungsvoll abgeführt werden kann, muss sichergestellt sein, dass der Reaktor

drucklos bleibt und im Drywell kein grosser Druckaufbau stattfindet. Damit die Freisetzung der radioaktiven Spaltprodukte begrenzt und kontrolliert werden kann, muss das Primärcontainment intakt bleiben.

Durch Einspeisung in Reaktor und Containment werden folgende Ziele erreicht:

- Die Wiederherstellung der Kernkühlung, die Gewährleistung der Wärmeabfuhr aus dem Reaktor, die Verhinderung oder Begrenzung eines Kernschadens, das Auswaschen der Spaltprodukte, die Rückhaltung der Kernschmelze im Druckgefäss, die Minimierung oder Verhinderung der Beton-Schmelze-Reaktion, nach erfolgtem Durchschmelzen des Reaktordruckgefässes das Niveau im Containment, im Drywell und im Druckgefäss über die Kernoberkante anzuheben, so dass Kern- und Kernschmelze mit Wasser überdeckt sind
- Bei Kernschaden die Freisetzung radioaktiver Spaltprodukte an die Umgebung so tief wie möglich zu halten
- Abbau des Reaktordrucks bzw. Verhinderung des Druckaufbaus

Die generellen Strategien der SAMG Vorschrift sind:

1. Falls nicht bereits erfolgt, Abbau des Reaktordrucks bzw. drucklos halten des Reaktors
2. Anheben des Reaktorniveaus über Kernoberkante (9.233 m) mit Betriebssystemen, Notkühlsystemen bzw. alternativen Einspeisemitteln
3. Ein Druckgefässversagen hervorgerufen durch die Kernschmelze zu verhindern durch
 - a. Kernschmelze innerhalb des Reaktors mit Wasservorlage überdecken
 - b. Reaktoreinspeisemenge immer > Kernkühlmindestmenge (MDRIR) halten, damit die zeitabhängige Nachzerfallswärmeleistung sicher abgeführt werden kann
4. Auswirkungen eines Druckgefässversagens mildern
 - c. Druckabbaufunktion des Mark III Containments aufrecht erhalten (DAK-Niveau < Weir- Wall halten)
 - d. Unterhalb des Druckgefässes im Drywell eine Wasservorlage erstellen zur Aufnahme des durchschmelzenden Kerns um eine Beton-Schmelze Reaktion zu verhindern / zu mildern.
 - e. Kernschmelze im Drywell mit Wasser überdeckt halten und kühlen

9.2.1.2.2. SAMG Vorschrift SFA-1704-AM02 Reaktor und Containment Fluten im Stillstand

Damit die Freisetzung der radioaktiven Spaltprodukte begrenzt und kontrolliert werden kann, muss die Primärcontainment Integrität im Stillstand durch Schliessen des Containment Materialtors wieder erstellt werden.

Parallel dazu wird versucht, Wasser in den Reaktorkern einzuspeisen; erst nach diesem letzten, erfolglosen Versuch beginnt das Containment-Fluten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das dazu notwendige Wasser solange das Materialtor noch nicht geschlossen ist, direkt in das Drywell eingespeist werden muss. Damit die zeitabhängige Nachzerfallswärme wirkungsvoll abgeführt werden kann, ist sicher zu stellen, dass der Reaktor, sofern der Druckgefässdeckel noch nicht abgehoben ist, drucklos bleibt.

Durch Einspeisung in Reaktor und Containment werden folgende Ziele erreicht:

- Die Wiederherstellung der Kernkühlung, die Gewährleistung der Wärmeabfuhr aus dem Reaktor, die Verhinderung oder Begrenzung eines Kernschadens, das Auswaschen der

Spaltprodukte, die Rückhaltung der Kernschmelze im Druckgefäß, die Minimierung oder Verhinderung der Beton-Schmelze-Reaktion, nach erfolgtem Durchschmelzen des Reaktordruckgefäßes das Niveau im Containment, im Drywell und im Druckgefäß über die Kernoberkante anzuheben, sodass Kern- und Kernschmelze mit Wasser überdeckt sind

- Bei Kernschaden die Freisetzung radioaktiver Spaltprodukte an die Umgebung so wie möglich zu halten
- Abbau des Reaktordrucks bzw. Verhinderung des Druckaufbaus – sofern RDB-Deckel nicht abgenommen ist

Die generellen Strategien der SAMG Vorschrift [86] entsprechen denjenigen bei vorausgehendem Leistungsbetrieb.

9.2.1.3. Massnahmen zur Verhinderung eines Hochdruck-Kernschmelzversagens

Um die Gefahr eines Hochdruck-Kernschmelzversagens zu verhindern, ist das Reaktordruckgefäß bei einer potentiellen Gefahr eines Durchschmelzens bei hohem Reaktordruck drucklos zu halten. Innerhalb der SAMG Vorschrift SFA-1704-AM01 wird dies durch die Vorschrift „Reaktor Druckkontrolle“ sichergestellt.

Bei Ausfall aller Wechselstromversorgungen (T-SBO) werden die Batterien nach ca. 5 Stunden erschöpft sein und alle Sicherheitsventile (SRV) schliessen. Dies führt zu einem Druckanstieg im Reaktor. Mit steigendem Reaktordruck können weder alternative Einspeisungen noch Niederdrucksysteme Wasser ins Druckgefäß einspeisen. Es ist deshalb notwendig, so früh wie möglich mindestens 2 Sicherheitsventile in der „Offen Position“ mechanisch zu blockieren.

Zusätzlich bestehen AM Massnahmen welche die Spannungsversorgung der Solenoidventile der SRV mittels mobilem Dieselgenerator (SAMG Diesel) wieder sicherzustellen. Zu diesem Zweck wird die Unterbrochene Spannungsversorgung wieder bespeist und die Batterien wieder geladen. Für die Steuerluftversorgung steht ein mobiler, mit portablem Dieselaggregat versorgter Kompressor zur Verfügung.

9.2.1.3.1. Bewertung

Die Kernkühlmindestmenge beträgt je nach Reaktordruck nach 2 Stunden zwischen 10 und 15 kg/s. Die maximale Hüllrohrtemperatur kann unter 900 °C gehalten werden, wenn eine Einspeisung von mindestens 14 kg/s aufrechterhalten werden kann [143]. Längerfristig kann die Menge auf 10 kg/s reduziert werden.

Die notwendige einzuspeisende Wassermenge kann bei Versagen aller anderen Einspeisemöglichkeiten langfristig durch das Tanklöschfahrzeug oder mobile Feuerwehropumpen sichergestellt werden.

Entscheidend für die Einspeisung mit alternativen Mitteln ist der Druckabbau und das drucklos halten des Reaktors. Dies wird bei zugänglichem Drywell durch ein mechanisches „Offen“ Blockieren der Sicherheitsventile gewährleistet. Ist das Drywell nicht zugänglich, besteht die Gefahr, dass im Falle eines T-SBOs die Sicherheitsventile nach ca. 5 Stunden aufgrund der erschöpften Batterien schliessen. Wie oben beschrieben steht zu diesem Zweck ein mobiler Dieselgenerator (SAMG-Diesel) bereit.

Sollten sowohl die Einspeisepumpen wie das Dieselaggregat am Standort nicht mehr verfügbar sein, stehen Ersatzgeräte in ausreichender Anzahl im speziell eingerichteten externen Lager der Schweizer Kernkraftwerke bereit (siehe Abschnitt 9.1.3.1).



9.2.1.4. Massnahmen nach Eintreten des Brennstoffschadens im Reaktordruckgefäss

Sinkt das Reaktorniveau unter die Kernunterkante (5.423 m), ist ein Kernschmelzen unvermeidbar. Die Schmelze, oder Teile davon, sammelt sich am tiefsten Punkt des Druckgefässes. Falls die frei werdende Wärme nicht abgeführt werden kann, wird die Bodenkalotte durchschmelzen.

Mit dem Einspeisen der Kernkühlmindestmenge (MDRIR) stellt sich ein stabiles Niveau im unteren Bereich des Druckgefässes ein, welches aber mit der Niveaumentrierung nicht gemessen werden kann.

Da die Barriere „Druckgefäss“ im Falle einer unzureichenden Kühlung kurz vor dem Versagen ist, wird mit SFA-1704-AM01 [85] die Priorität auf den Schutz des Primärcontainments sowie die Milderung der Konsequenzen eines Durchschmelzens gelegt. Die Integrität des Druckgefässes ist spätestens ab einem Reaktorniveau unterhalb der Kernunterkante laufend anhand vorbestimmter Parameter zu überprüfen. Bei intaktem Druckgefäss ist die Druckabbaufunktion der DAK zu erhalten. In der Annahme eines möglichen Durchschmelzens wird präventiv eine Wasservorlage im Drywell erstellt.

Daraus leiten sich die folgenden Prioritäten ab:

1. Niveau DAK zwischen - 2.14 m und +1 m halten
2. Wasservorlage im Drywell erstellen
3. Einspeisung ins Druckgefäss maximieren
4. Externe Einspeisung ins Containment maximieren

9.2.1.5. Massnahmen nach Versagen des Reaktordruckgefässes

Beim Durchschmelzen des Reaktordruckgefässes verlagert sich ein Teil der Kernmasse als Schmelze in das Drywell [143]. Es ist damit zu rechnen, dass die äussersten Ringe der Brennelemente beschädigt und teilweise geschmolzen und wieder erstarrt im Druckgefäss zurückbleiben. In der Beton-Schmelze Interaktion unterhalb des Druckgefässes (Pedestal) werden nicht nur H₂ innerhalb des Drywells produziert sondern auch Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO₂), und zwar in wesentlich grösseren Raten.

Die bei der Schmelze-Beton-Interaktion freigesetzten Gase werden in das Drywellvolumen abgegeben und gelangen dann über die Durchdringungen der DAK in das Containment. Innerhalb des Drywells steigt der Anteil an brennbaren Gasen (H₂ und CO) im Drywell stark an. Durch die massive Dampfproduktion beim Durchschmelzen des Druckgefässes und weil gleichzeitig der Sauerstoff aus dem Drywell ausgetrieben wird ist die Drywell Atmosphäre sowohl Dampf- und Sauerstoff inertisiert. Die Gefahr eines Wasserstoffbrandes ist in dieser Phase deshalb gering.

Die Kühlung der in das Drywell ausgetretenen Kernschmelze erfolgt durch die vorgängig erstellte minimale Wasserüberdeckung. Wenn sich das Durchschmelzen bei hohem Reaktordruck ereignet, baut sich der Reaktordruck ab und es besteht die Chance, dass erneut mit Niederdruckeinspeisesystemen in das Druckgefäss eingespeist werden kann. Mittels Fluten wird dabei die im Kern verbliebene Schmelze gekühlt und parallel das Wasserniveau in der DAK, im Drywell und im Reaktor über die Kernoberkante (9.233 m) angehoben.

In Szenarien wo das Reaktordruckgefäss bei Niederdruck durchschmilzt, hat die Niederdruckeinspeisung zum Schutz des Druckgefässes bereits versagt, und das Drywell muss via Containment Fluten geflutet werden.

Werden im Verlauf des Reaktor- und Containmentflutens die Containment Druck- und Niveaulimiten erreicht bzw. die zulässige H₂ Konzentration oder die Containment-Niveaulimite überschritten, so ist der Containmentdruck über das gefilterte Druckabbausystem (FCVS) abzubauen.

Ein Drywell Druckausgleich wird nur durchgeführt, wenn kein Wasser in das Druckgefäss eingespeist werden kann.

Aus dem oben Erwähnten leiten sich die folgenden Prioritäten ab:

1. Bevorzugt ist die im Kern verbliebene Restschmelze mit einem Kernsprühsystem zu kühlen, ehe das Niveau im Reaktor durch Containment Fluten angehoben wird.
2. Maximierung der externen Reaktor- oder Containment einspeisungen mittels Betriebssystemen, alternativen Containment einspeisungen oder alternativen Reaktoreinspeisungen
3. Reaktoreinspeisung aus DAK

9.2.2. Übergangskriterien

Im Übergangsbereich von den SFA zu den SAMG Vorschriften wird weiterhin versucht, das Reaktordruckgefäss mit allen Mitteln zu fluten. Parallel dazu ist der Reaktordruck abzubauen bzw. der Reaktor drucklos zu halten.

Der effektive Übergang von der präventiven zur mitigativen Störfallbekämpfung ist mit dem Eintritt in das Containmentfluten gegeben. Zu diesem Zeitpunkt verlieren die symptomorientierten Störfallvorschriften SFA-1704-01 bis SFA-1704-06 ihre Gültigkeit. Der Vorgang ist mit einem roten Anweisungsblok klar gekennzeichnet. Organisatorisch geht die Entscheidungsbefugnis dabei von der Kommandoraumschicht an das Technical Support Center des Notfallstabs über.

9.2.3. Notfallübungen

Gemäss den KKL Richtlinien für die Notfallvorsorge sind die definierten Notfallszenarien, einschliesslich auslegungsüberschreitender schwerer Unfallszenarien, in definierten Intervallen zu beüben.

Während der letzten Jahre wurden zwei SAMG Notfallübungen durchgeführt (10.11.2004 und 12.11.2009). Das Ziel war den reibungslosen, zeitlich adäquaten Übergang aus den Störfallvorschriften in die SAMG Vorschriften zu demonstrieren. Die im Verlauf des Szenarios getroffenen Begrenzungsmaßnahmen sollten in Übereinstimmung mit den Vorschriften erfolgen. Anlässlich der Notfallübungen konnte die Anwendbarkeit und Wirksamkeit der SAMG Vorschriften demonstriert werden.

Jede Notfallübung wird systematisch ausgewertet und deren Ergebnisse für die Optimierung von Abläufen und für die Aus- und Weiterbildung der Mitglieder der Notfallorganisation genutzt.

9.2.3.1. Notfallübung VALISAM

Am 10.11.2004 wurde die Notfallübung VALISAM durchgeführt [41]. Das Ziel war unter anderem:

- Der Übergang von den Störfallvorschriften auf die SAMG Vorschriften muss zeitgerecht und reibungslos erfolgen.
- Der Einsatz der Linderungsmaßnahmen bei schweren Unfällen muss konform mit der SFA-1704-AM01 (Reaktor- und Containment Fluten) erfolgen.

Das Übungsszenario beinhaltete den Übergang vom Notfall zum Schweren Unfall. Ein Verlust der 27 kV-Spannungsebene führte zum Ausfall aller Speisewasser-, Hauptkondensat-, Hauptkühlwasser-, Reaktorumwälz- und CRD- Pumpen. Das RCIC war nicht verfügbar und beim Hochdruckkernsprühsystem (HPCS) öffnete der Einspeiseschieber nicht. Das Übungsszenario postulierte weiterhin, dass sich die ECCS- Division 11 in Revision befand und ein Ausfall der Division 21. Somit konnte keine Reaktoreinspeisung hergestellt werden. Das Reaktorniveau fiel bis zum Grenzwert für die Reaktordruck-Notentlastung. Auch danach konnte keine Reaktoreinspeisung mit den alternativen Einspeisungen hergestellt werden. Das Einstiegskriterium für die SA-Massnahme „Containment Fluten“ wurde erreicht.

9.2.3.2. Notfallübung KERLE

Bei der am 12.11.2009 geplanten Notfallübung handelt es sich um eine KKL-interne Stabsnotfallübung (SNU) [42].

Das übergeordnete Ziel der Übung war

- die Anwendung der SAMG Vorschriften durch die Notfallorganisation des Kernkraftwerks Leibstadt und
- die Wirksamkeit und Anwendung der in VALISAM festgestellten Verbesserungsmaßnahmen zu demonstrieren.

Die ECCS Division 11 war wegen Instandhaltung abgesichert und das RCIC System aufgrund einer Reparatur des undichten Dampfabsperreschiebers nicht verfügbar. Ein Versagen des Überspannungsableiters in der 420 kV Leitung nach dem Blocktrafo verursachte einen Verlust der 10 kV Ebene des Kraftwerks. Infolge fielen alle Speisewasser-, Hauptkondensat-, Hauptkühlwasser-, Reaktorumwälz- und Steuerstabantriebspumpen aus. Der Reaktordruck wurde mittels der Sicherheitsventile automatisch kontrolliert.

Das Reaktorniveau sank auf Niveau 2 ab, wodurch das Hochdruckkernsprühsystem (HPCS) automatisch startete, der Einspeiseschieber aufgrund der Reparaturarbeiten jedoch geschlossenen Zustand blieb. Der Start der ECCS Division 21 und des Notstandsystems blieb ebenfalls erfolglos. Nach 17 Minuten erreichte das Reaktorwasserniveau den Anzeigewert von -111 cm im Brennelementbereich. Bei diesem Reaktorniveau öffnet das Betriebspersonal im Kommandoraum gemäss Störfallvorschrift manuell 8 SRV, wodurch die Reaktordruck-Notentlastung eingeleitet wurde und das Reaktorniveau weiter bis zur Kernoberkante absank. Da kein Einspeisesystem in das Reaktordruckgefäss förderte, fiel das Reaktorniveau weiter und erreichte bei einem Reaktordruck von 2,1 bar das Eintrittskriterium für das Reaktor- und Containment Fluten (-79 cm Brennelementbereich) nach 2 Stunden und 8 Minuten. Im weiteren Verlauf des Unfalls wird der Reaktorkern vollständig abgedeckt und der Kernschmelzvorgang tritt ein. Mittels Notkühlwassersystem und Kaltkondensat, resp. Feuerlöschwasser wurde das Containment anschliessend gemäss SFA-1704-AM01 geflutet.

9.2.3.3. Bewertung

Es hat sich gezeigt, dass die SAMG Vorschriften geeignet sind für die Bewältigung eines schweren Unfalls. Organisatorisch wurde aufgrund der gemachten Erfahrungen die Notfallgruppe „Technical Support Center“ (TSC) gegründet.

Diese setzt sich aus den folgenden Teilgruppen zusammen:

- Pikettingenieure (Betrieb)
- Analytischer Support (Sicherheitsanalyse)
- Fachtechnischer Support (Maschinentechnik, Elektrotechnik)

Zu den Aufgaben des TSC gehören

- die Unterstützung der Schicht bei der Durchführung der Störfallmassnahmen innerhalb der Sicherheitsebenen Betriebstransienten und Auslegungsstörfälle und
- die Koordination und Bewertung der zu treffenden SAMG Massnahmen innerhalb der Ebene auslegungsüberschreitenden Zustände, wie Schwere Störfälle und Kernschmelzen.

9.2.4. Besonders erschwerende Umstände

Parameter	Auswirkung	Zeit
Reaktorniveau (ohne alle Einspeisungen und Druckentlastung)	Beginn Kernabdeckung	25 Minuten
Reaktorniveau (ohne alle Einspeisungen und Druckentlastung)	Das Reaktorniveau sinkt. Bei Erreichen von 0.7 m im Kernbereich steigt die Hüllrohrtemperatur auf > 900°C. Es setzt eine Wasser-Zirkon Reaktion ein.	45 Minuten
Reaktorniveau/ Brennstofftemperatur (ohne alle Einspeisungen und Druckentlastung)	Beginn Kernschmelzen	52 Minuten
Reaktorniveau (ohne alle Einspeisungen und Druckentlastung)	Kern vollständig abgedeckt	Ca. 1 Stunde
Reaktorniveau/ Brennstofftemperatur (ohne alle Einspeisungen und Druckentlastung)	Durchbruch des Druckgefässes, Auswurf der Kernschmelze	Ca. 8 Stunden
Kernkühlmindestmenge (MDRIR)	Wird die Kernkühlmindestmenge (ca. 14 kg/s) unterschritten, kann ein Kernschmelzen nicht verhindert werden.	Abhängig von der Zeit nach Abschaltung
Reaktordruck Der Reaktordruck wird durch die Sicherheitsventile drucklos gehalten um ein Einspielen mit Niederdruck-Systemen zu gewährleisten.	Im Falle eines SBO schliessen die Magnetventile sobald die Batterien der USV Anlage erschöpft sind. Der Reaktordruck steigt.	5 Stunden

Tabelle 9-5: Übersicht erschwerende Umstände[142], [143]

Die obige Aufstellung zeigt:

- zur Vermeidung eines Kernschmelzens muss innerhalb von 52 Minuten (nach Ausfall der Kühlung) eine Wassermenge/Zeit grösser oder gleich der Kernkühlmindestmenge/Zeit eingespeist werden
- das Schliessen der Sicherheitsventile nach 5 Stunden ist mit entsprechenden AM Massnahmen zu verhindern

9.2.5. Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Massnahmen und SAMG Vorschriften

9.2.5.1. Organisatorische Massnahmen

Basierend auf den Erfahrungen der durchgeführten Notfallübungen und dem Informationsaustausch mit anderen Kraftwerken wurde die Notfallorganisation speziell in Hinsicht auf die Beherrschung schwerer Störfälle erweitert.

Wesentliche Änderungen stellen die Neubildung der Notfallgruppen „Technical Support Center“ (TSC) sowie „Technischer Support Maschinenteknik“ und „Technischer Support Elektrotechnik“ dar.

Die den Sektionen Maschinenteknik und Elektrotechnik zugeteilten Support Gruppen stellen sicher, dass bei Anforderung die notwendigen erfahrenen fachtechnischen Einsatzkräfte zur Verfügung stehen.

9.2.5.2. Validierung der SAMG Vorschriften

Die Vorschriften beruhen auf den Erkenntnissen der KKL PSA Analysen. Daraus wurden Störfallsequenzen identifiziert und mit dem anlagespezifischen, auf dem Kernschmelzanalyse Code MELCOR basierenden Simulationsmodell (MELSIM) analysiert. Das Ziel war, sowohl das Anlageverhalten wie die resultierenden Zeitabläufe zu evaluieren und damit eine Basis für die Beherrschung auslegungsüberschreitender Störfallszenarien zu schaffen. Die gewonnenen Erkenntnisse bildeten, zusammen mit den aktuellen BWR Owners's Group Emergency Procedure and Severe Accident Guidelines (Rev. 3, Draft C), die Grundlage für die Erstellung bzw. Überarbeitung der SAMG Vorschriften. Bei der inhaltlichen Gestaltung wurden bereits die Empfehlungen der 2009 in Kraft gesetzten Richtlinie ENSI-B12 berücksichtigt.

Die in den SAMG Vorschriften definierten Massnahmen und Operateur-Handlungen wurden mittels MELSIM/MELCORE bezüglich deren Wirksamkeit über das ganze Spektrum möglicher Szenarien analysiert. Wenn notwendig, wurden basierend auf den Ergebnissen der Simulation entsprechende Anpassungen der Vorschriften vorgenommen.

Es zeigt sich, dass die definierten Massnahmen eine Kernabdeckung oder einen Kernschaden wirksam verhindern sofern eine Einspeisung frühzeitig während der Kernabdeckungsphase (oberes Drittel) gelingt. Bei einer weiteren Verzögerung der Einspeisung wird der Kern zu weit abgedeckt und ein Kernschaden kann unter Umständen nicht verhindert werden. Erfolgt die Einspeisung nach Unterschreiten der Kernmitte, tritt ein mittlerer bis grosser Kernschaden auf. Es zeigt sich jedoch, dass es dabei zu keinem Durchbruch des Druckgefässes kommen muss. Bei Kernschaden und radioaktiver Freisetzung aus dem Brennstoff, verhindert die Isolation des Containments, verbunden mit einem Druckabbau über das Filtered Containment Venting System (FCVS), mögliche H₂ Deflagrationen. Die Massnahmen reduzieren zudem wirksam die Aerosol und Jod Freisetzung an die Umgebung.

9.2.5.3. Eignung und Verfügbarkeit der Notfallinstrumentierung

Die Störfallinstrumentierung, eine gemäss US NRC Regulatory Guide 1.97 getroffene Auswahl festgelegter Messwerte, liefert rechtzeitig die notwendige Information über den Anlagenzustand zur Erkennung einer eventuellen Gefährdung der Kernkühlung oder der Containment-Integrität, zur Einleitung von Massnahmen zum Schutz der Anlage und lässt eine Abschätzung radiologischer Auswirkungen in das Containment und in die Umgebung zu. Im Weiteren dient sie zur nachfolgenden Störfallursachenermittlung [50].

Die Spannungsversorgung der Störfallinstrumentierung des Kraftwerks erfolgt entsprechend dem Regelwerk für Instrumentierungen der Kategorie 1 von der Notstromversorgung.

Bei Ausfall aller Wechselstromspeisungen (T-SBO) werden die Instrumentierungsschienen durch Batterien gestützt. Die Batterien erschöpfen je nach Schiene über einen Zeitraum von 5 bis 10 Stunden.

Der mobile Notstromdiesel (SAMG Diesel) ermöglicht für jeweils eine Division die betroffenen Schienen wieder zu versorgen und die Batterien zu laden.

Der Ausfall einzelner Instrumente bzw. störfallbedingte Messfehler werden in den Störfallvorschriften berücksichtigt durch:

- Angabe redundanter bzw. diversitärer Instrumentierungen
- Korrekturkurven im Falle von kalibrierungsbedingten Messfehlern
- Vorschriften zur alternativen Messwertbestimmung

Parallel zur Abarbeitung der Störfall- und SAMG Vorschriften gehört zu den Aufgaben des Technical Support Centers die laufende Beurteilung der Notfallmassnahmen beziehungsweise der Verfügbarkeit von Anlage, Systemen und Instrumentierung. Als Unterstützung dient das „Technical Support Guidance“ Handbuch.

Notfallinstrumentierung	Beurteilung der Messkette Alternative Messwertbestimmung Bestimmung Parameter Beurteilung
Anlagezustand	Beurteilung Anlagezustand Messwert Trend Grenzkurven Systemabhängigkeiten (Dependency Matrix) Parametertabellen
Systemstatus	Beurteilung Systemausrichtung (line-up) Beurteilung der Reparaturpriorität Beurteilung der Verfügbarkeit
Notfallmassnahmen	Systemeinsatz System Reparatur Priorität Beurteilung des optimalen Zeitpunkts der Massnahme Mögliche negative Konsequenzen von Strategien oder Handlungen Erschwerte Bedingungen bei der Durchführung von Massnahmen

9.2.5.4. Instrumentierung zur Unterstützung der Kernkühlfunktion

Die zur Verfügung stehende Notfallinstrumentierung unterstützt die in den Störfall- und Accident Management Vorschriften geforderten Massnahmen zur Sicherstellung der Kernkühlfunktion.

Im Falle der Reaktorniveaumentierungen ist aufgrund des Messprinzips unter gewissen Randbedingungen ein Ausdampfen der Mess- bzw. Referenzbeine möglich, was zum Verlust einer verlässlichen Niveaumessung führen kann. Die Störfallvorschriften sehen in diesem Fall ein Fluten des Druckgefässes vor.

Im Falle eines schweren Unfallszenarios bestimmt das ermittelte Reaktorniveau den Einstieg in die jeweiligen SAMG Massnahmen:

- Reaktorniveau stabil zwischen Kernunter- und Kernoberkante
- Reaktorniveau unter Kernunterkante

Eine besondere Bedeutung kommt der Überprüfung der Reaktordruckgefässintegrität anhand der zur Verfügung stehenden Parameter zu. Für die Festlegung der weiteren SAMG Massnahmen sind die folgenden Fragen zu beantworten:

- Ist das Reaktordruckgefäss intakt?
- Ist das Reaktordruckgefäss durchgebrochen?

9.2.5.5. Aufenthaltsbedingungen und Zugänglichkeit vitaler Bereiche der Anlage

(Kommandoräume, Einrichtungen der Notfallorganisation, lokale Steuer- und Probenahmestellen, Reparaturmöglichkeiten)

Die Aufenthaltsbedingungen und Zugänglichkeit sind im Abschnitt 9.1.9 beschrieben.

9.2.5.6. Potentielle Wasserstoff-Akkumulation in Gebäuden ausserhalb des Containments

9.2.5.6.1. Sekundärcontainment

Das Sekundärcontainment umschliesst das ganze Primärcontainment und umfasst die kontrollierte Zone des Reaktorhilfsgebäudes, das Brennstofflager und Teile des SEHR.

Während der Jahreshauptrevision werden bei einer Reaktortemperatur < 93 °C die Drywell und Containment Materialtore geöffnet und damit die Containmentintegrität gebrochen.

Gelingt es im Verlauf eines schweren Unfalls und dem damit verbundenen Kernschmelzen nicht das Containmentmaterialtor zu schliessen, so tritt H_2 in das Sekundärcontainment ein. Durch die einsetzenden H_2 Verpuffungen entstehen Druckspitzen, die zum Öffnen der Blowout Panel Richtung Maschinenhaus und schliesslich zum Bersten der Maschinenhausfenster und einer direkten Freisetzung an die Umgebung führen können [141].

9.2.5.6.2. Brennelement Lagergebäude

Alle bestrahlten Brennelemente befinden sich im Leistungsbetrieb ausserhalb des Primärcontainments im äusseren Brennelementlager. Das Brennelementlagergebäude und die darin befindlichen Brennelementlagerbecken und Lagergestelle sind für ein Sicherheitserdbeben (SSE) ausgelegt.

Im Unterschied zur Kühlung des Reaktorkerns stehen bei störfallbedingtem Ausfall der Brennelementbeckenkühlung durch die grosse Wassermenge und die viel kleinere Nachzerfallsleistung deutlich längere Reaktionszeiten zur Verfügung um die ausreichende Kühlung wieder herzustellen [92]. Aufgrund der konstruktiven Auslegung der Lagerbecken im Brennelementlagergebäude ist eine grössere Strukturleckage unwahrscheinlich

Bewertung

Mit der beginnenden Brennelementabdeckung nach 25.3 Tagen (siehe Abschnitt 9.5.4) stellt sich die erste exotherme Zirkon-Wasser-Reaktion und damit eine Freisetzung von H_2 in das Brennelementlagergebäude ein.

Aufgrund der langen für die Einleitung von Massnahmen zur Verfügung stehenden Zeit und der fest installierten Möglichkeit von alternativen Einspeisequellen (Feuerwehr, Trinkwasser, Kühlturmstasse) wird die Wahrscheinlichkeit für eine H_2 -Freisetzung als sehr gering eingeschätzt.

9.3. Schutz der Containment-Integrität

9.3.1. Massnahmen nach heutigem Konzept

9.3.1.1. Verhinderung der Wasserstoff-Verpuffung oder Wasserstoff-Detonation

9.3.1.1.1. Wasserstoff-Mischsystem

Durch Einblasen von Luft in den Drywell mit dem H₂-Mischsystem ergibt sich eine Verringerung der H₂-Konzentration, so dass die Zündgrenze von H₂-Luft-Gemischen nicht erreicht wird. Im Falle hoher H₂-Konzentrationen innerhalb des Drywells darf das System aufgrund der Analyseergebnisse jedoch nicht mehr verwendet werden. Durch Einblasen von Luft entsteht zusammen mit dem freigesetzten H₂ ein zündfähiges Gemisch welches bis dahin durch eine Dampf-inertisierung verhindert wurde [103].

9.3.1.1.2. Wasserstoff-Rekombinationssystem im Auslegungstörfall

Bei Auslegungstörfällen, insbesondere bei Kühlmittelverluststörfällen, kann der im Reaktor vorhandene radiolytisch gebildete Wasserstoff in das Primärcontainment freigesetzt werden.

Für die Beherrschung der Langzeitphase nach einem LOCA steht im Brennelementlagergebäude ein Rekombinator zur Verfügung [16], [103].

Zur Vermeidung unzulässiger H₂-Konzentrationen im Containment bei Kühlmittelverluststörfällen ist gemäss Auslegung innerhalb von zwei Tagen nach Störfalleintritt der Rekombinator in Betrieb zu nehmen.

Dabei wird kein Kernschmelzen zugrunde gelegt. Bei den im Zusammenhang mit dem Kernschmelzen auftretenden hohen H₂-Konzentrationen besteht die Gefahr, dass diese im Rekombinator zu Verpuffungen führen. Der Rekombinator kann daher nicht mehr eingesetzt werden.

Das Wasserstoff-Rekombinationssystem dient der Erhaltung der Integrität der dritten Barriere (Containment) und unterstützt damit das Schutzziel „Einschluss radioaktiver Stoffe“.

9.3.1.1.3. Wasserstoff-Zündsystem bei auslegungsüberschreitenden Zuständen

Bei auslegungsüberschreitenden Störfällen (Kernschmelzunfällen) und hohen Brennstabhüllrohrtemperaturen (> 900°C) kann durch eine Zirkon-Wasserreaktion zusätzlich Wasserstoff gebildet werden. Hierzu ist im Containment ein H₂-Zündsystem vorhanden, welches dazu dient, den gegenüber der unteren Zündgrenze überschüssigen Wasserstoff kontrolliert abzubrennen [16], [103]. Das H₂-Zündsystem ist batteriegestützt und verfügt über 50 im Containment angeordnete Zünder. Das Zündsystem wird automatisch bei Erreichen des Reaktorfüllstands Niveau 1 oder manuell bei Erreichen des Alarmwertes von 0,5 Vol.-% H₂-Konzentration fernbedient eingeschaltet.

Die Zünder werden damit eingesetzt um die H₂-Mengen, die über die Zündgrenze von ca. 4 Vol.-% hinausgehendes H₂-Gemisch im Entstehungsstadium kontrolliert in kleinen Mengen abzubrennen (Deflagration). Damit wird ein Ansteigen der H₂-Konzentration in den Detonationsbereich (ca. 8 Vol.-% H₂) vermieden.

Das Wasserstoff-Zündsystem dient der Einhaltung des Schutzzieles „Einschluss der radioaktiven Stoffe“.



9.3.1.1.4. Gefiltertes Containment Druckentlastungssystem (FCVS)

Das System hat die Aufgabe, nach einem auslegungüberschreitenden Unfall das Bersten des Containments zu verhindern, und die Abgabe von radioaktiven Aerosolen und Jod zu minimieren [38], [16], [103]. Im Weiteren wird die Druckentlastung eingeleitet wenn der H₂-Gehalt im Containment 6 % übersteigt. Das System besteht im Wesentlichen aus der Schmutzgasleitung mit aktiven und passiven Absperrorganen (Berstscheibe als passives Absperrorgan), den Nasswäscherfiltern und der Reingasleitung. Ein Abblasen aus dem Containment über den aktiven Strang erfolgt auslegungsgemäss bei einem Containmentdifferenzdruck von 1.55 bar, die Berstscheibe im passiven Strang spricht bei einem Differenzdruck von 2.1 bar an. Mit Hilfe des Systems kann eine thermische Leistung von 37.5 MW abgeführt werden (vgl. „Feed & Bleed“ in den Kapiteln 7 und 8).

Das System zur gefilterten Containmentdruckentlastung dient der Erfüllung der Schutzziele „Einschluss radioaktiver Stoffe“ (Erhalten der baulichen Integrität des Containments) und „Begrenzung der Strahlenexposition“ (Minderung der Abgabe von radioaktiven Aerosolen und Jod an die Umwelt). Im Fall des Feed & Bleed würde das FCVS auch der Erfüllung des Schutzziels „Kühlung des Reaktors“ dienen.

9.3.1.2. Verhinderung von Überdruck im Containment

9.3.1.2.1. Einhaltung der gültigen Grenzkurven

Die nachfolgend aufgeführten Grenzkurven [70], [71], [72], [73], [74] vermeiden bei deren Einhaltung eine Gefährdung des Containments infolge Überdrucks. Die Grenzkurven sind in den jeweiligen Störfallvorschriften integriert. Der aktuelle Zustand innerhalb des Grenzfeldes wird vom Anlageinformationssystem (ANIS) dynamisch nachgeführt.

Wärmekapazitäts-Temperaturlimite

Die Grenzkurve begrenzt die zulässige DAK-Temperatur in Abhängigkeit vom Reaktordruck. Die Wärmekapazitäts-Temperaturlimite ist die höchstmögliche DAK-Temperatur, bei welcher durch eine Reaktordruckentlastung die Auslegungstemperatur der DAK und der Auslegungsdruck des Containments nicht überschritten werden.

Steigt die DAK-Temperatur bis zur Wärmekapazitäts-Temperaturlimite, muss der Reaktordruck abgesenkt werden.

Containment Drucklimite

Die Grenzkurve begrenzt den zulässigen Containmentdruck in Abhängigkeit vom Niveau der DAK. Die Containment-Drucklimite schützt das Containment vor zu hohen Drücken beim Abblasen.

Beim Erreichen der Containmentdrucklimite muss eine Reaktornotentlastung ausgelöst werden.

Containmentniveaulimite

Die Grenzkurve begrenzt das zulässige Containmentniveau in Abhängigkeit vom Niveau des Containmentdrucks. Die Containmentniveaulimite verhindert, dass Wasser in die Notabluft-Saugleitung gelangen kann. Sie verhindert aber auch ein Bersten des Containments durch zu viel Wasser und einem zu hohen Druckanstieg.

Beim Erreichen der Containmentniveaulimite müssen alle Einspeisungen welche Wasser ins Containment bringen gestoppt werden.

Wasserstoff-Limite

Die Grenzkurve begrenzt die zulässige H₂-Konzentration im Containment in Abhängigkeit vom Containmentdruck. Die H₂-Limite verhindert unzulässig hohe Druckspitzen bei der Verbrennung von H₂ im Containment unter der Berücksichtigung des Containmentdrucks.

Beim Erreichen der H₂-Limite sind Massnahmen in Abhängigkeit von der H₂-Konzentration zu treffen.

9.3.1.2.2. Containmentdruckabbau via FCVS

Das System hat die Aufgabe, nach einem auslegungsüberschreitenden Unfall das Bersten des Containments zu verhindern, und die Abgabe von radioaktiven Aerosolen und Jod zu minimieren.

Der aktive Strang des gefilterten Containment-Druckentlastungs-Systems wird im Anforderungsfall, durch das Bedienungspersonal gemäss den Störfall- und Notfallvorschriften durch Öffnen der Absperrdrosselklappe bei einem Containmentdruck >2.55 bar abs. manuell in Betrieb gesetzt. Wird diese Inbetriebnahme nicht eingeleitet, so wird bei einem weiteren Ansteigen des Containment-Druckes auf 3.1 bar abs. der passive Strang durch das Ansprechen der Berstscheibe selbsttätig und irreversibel geöffnet.

Ein Containment Druckabbau über das FCV System kann zum ersten Mal erst erfolgen, wenn der Containmentdruck > 1.43 bar abs. beträgt. Erst bei diesem Druck kann die Wassersäule und der Ansprechdruck der Berstscheibe in der Reingasleitung überschritten werden. Wenn die Berstscheibe der Reingasleitung geöffnet hat, sind weitere Entlastungen ab 1.23 bar abs. möglich [65], [85].

9.3.1.3. Abschätzung der Freisetzung im Falle eines Containment Druckabbaus

Der Containment Druckabbau erfolgt generell über das oben beschriebene gefilterte Containmentdruckabbausystem (FCVS).

Die Rückhaltefaktoren der Filter betragen gemäss Spezifikation min. 1'000 für radioaktive Aerosole und min. 100 für elementares Jod [38]. Die Abnahmeversuche zeigen, dass die tatsächlichen Rückhaltefaktoren jedoch wesentlich höher liegen.

Die Quellterme (Annahme über die Menge und das Zeitverhalten der freigesetzten radioaktiven Stoffe) werden je nach Störfall spezifisch bestimmt. Als Grundlage dient die Störfallinstrumentierung bzw. das Post Accident Sampling System.

Die Aktivität wird basierend auf der gemessenen Dosisleistung durch Bestimmung des Umrechnungsfaktors ermittelt.

Der Entscheid eines gefilterten Containment Druckabbaus erfolgt gemäss Notfallvorschrift und in Abstimmung mit der Aufsichtsbehörde (ENSI) und der Nationalen Alarmzentrale (NAZ) [131].

9.3.1.4. Vermeidung der Rekritikalität

Sinkt das Reaktorniveau unter die Kernoberkante sind partielle Kernschäden möglich. Dabei können auch Teile der Steuerstäbe, welche eine tiefere Schmelztemperatur als der Brennstoff aufweisen, zu schmelzen beginnen. Gelingt es, zu einem späteren Zeitpunkt das Reaktorniveau wieder anzuheben, könnte es infolge defekter oder fehlender Steuerstäbe zu lokalen Kritikalitäten kommen.

Zur Vermeidung wird spätestens bei Unterschreiten eines Reaktorniveaus von - 79 cm im Brennelementbereich mit dem Vergiftungssystem Bor eingespeist [85], [86]. Beim Anheben

des Reaktorniveaus oder weiterem Abkühlen des Reaktors muss die Reaktorleistung dauernd kontrolliert werden. Steigt die Reaktorleistung an ($> 3\%$), muss das Anheben des Reaktorniveaus bzw. das Abkühlen des Reaktors unterbrochen werden, bis zusätzliches Bor eingespeist worden ist und die Reaktorleistung wieder sinkt. Wenn Bor eingespeisen wurde, darf das Reaktorniveau nicht über die Frischdampfleitungen angehoben. Damit wird vermieden, dass das eingespeiste Bor ausgetragen wird und eine Kritikalität eintreten kann.

9.3.1.5. Verhinderung des Durchschmelzens der Containmentbodenplatte

Bei Kontakt der austretenden Schmelze mit der Betonstruktur kommt es unter starken Wechselwirkungen zwischen Schmelze und Beton zu einer hohen Gasfreisetzung und Betonerosion (Ablation).

Gemäss SAMG-Vorschriften wird vor dem Durchbrechen des Reaktordruckgefässes eine minimale Wasservorlage innerhalb des Drywells für eine ausreichende Überdeckung der Schmelze erstellt. Die Wasservorlage entspricht für das MARK III Containment der Weir Wall Höhe.

9.3.1.6. Notwendige Energie- und Druckluftversorgungen für Einrichtungen zur Sicherstellung der Containment Integrität

Für die zugrunde gelegte Annahme eines Station Blackouts (SBO) stehen die unten aufgeführten Massnahmen zur Verfügung. Dabei wird konservativ angenommen, dass nach 5 Stunden die Batterien der unterbrochenslosen Spannungsversorgungen erschöpft sind:

Gefilterter Containmentdruckabbau	<ol style="list-style-type: none"> 1. Notstromversorgung Div. 11 2. Einspeisemöglichkeit mit SAMG Diesel 3. Klappen können zudem von Hand geöffnet werden 4. Werden die Klappen nicht betätigt oder können nicht betätigt werden spricht die Berstscheibe an
Reaktor- / Containment einspeisung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Je nach zu Verfügung stehender Schiene 2. Alternative geodätische Einspeisung 3. Mittels Tanklöschfahrzeug 4. Mittels dieselgetriebener Feuerwehrrampe
Notfallinstrumentierung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sichere Schiene / Batterie 2. Einspeisemöglichkeit mit SAMG Diesel
Reaktordruckabbau	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sicherheitsventile mechanisch Offen blockieren 2. Einspeisemöglichkeit mit SAMG Diesel 3. Laden der Akkumulatoren mittels dieselversorgtem Druckluftkompressor
H ₂ -Zünder	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sichere Schiene / Batterie 2. Einspeisemöglichkeit mit SAMG Diesel

9.3.2. Besonders erschwerende Umstände

9.3.2.1. Effekte beim Fluten des Containments

Das Containment kann geflutet werden, solange eine externe Einspeisung verfügbar ist. Beim Einstieg in die SAMG-Vorschrift SFA-1704-AM01 Reaktor und Containment Fluten ist jedoch damit zu rechnen, dass keiner der ECCS-Einspeisestränge verfügbar ist. Wird nur mit Alternativ-Einspeisesystemen in das Containment eingespeisen, kann das Containment Fluten viele Stunden dauern [142], [85].

Schwieriger ist das Fluten des Drywells, so dass der untere Teil des Reaktordruckgefässes unter Wasser ist. Dazu ist es notwendig die Drywellatmosphäre oberhalb ca. 12 m als

Druckausgleich in das Containment zu entlüften. Im Falle eines Durchschmelzens des Druckgefässes ist eine Mindestwasservorlage bis auf Weir Wall Höhe notwendig.

Nach dem Durchschmelzen erschwert die Gas- und Dampfproduktion aus der Schmelze-Beton-Wechselwirkung das Drywell Fluten weiter und der Drywellentlüftungspfad muss deshalb nach RDB Durchschmelzen wesentlich grösser sein als vorher.

9.3.2.2. Effekte beim Fluten des Drywells im Stillstand

Im Stillstandsbetrieb sind zu Revisionszwecken das Containment und das Drywell Materialtor geöffnet. Damit ist die Primärcontainment Integrität nicht mehr gewährleistet. Im zugrunde gelegten Störfallszenario (T-SBO) ist die Integrität des Primärcontainments mit erster Priorität wieder zu erstellen. Im Rahmen der zu treffenden Störfallmassnahmen kann auf ein Schliessen des Drywell Materialtors verzichtet werden.

Störfallabläufe im Stillstand sind aufgrund der kleineren Nachzerfallwärme im Vergleich zum Leistungsbetrieb langsam. Die zur Verfügung stehende Zeit hängt dabei vom Zeitpunkt nach der Abstellung und dem jeweiligen Wasserinventar über dem Kern ab [141].

Während im Leistungsbetrieb die Flutung des Drywells durch Einspeisung in die DAK und konsequentem Überlaufen des Weir Walls erfolgt, ist dies bei geöffnetem Materialtor nicht möglich. Der unterste Punkt des Drywelltors liegt unter der Überlaufkante womit das Wasser stattdessen in den Annulus abfließt. Die notwendige Wasservorlage ist daher solange das Containmentmaterialtor offen ist, über eine Direkteinspeisung in das Drywell zu erstellen.

Parameter	Auswirkung	Zeit
Drywellniveau (+ 0.92 m) Wassermenge bis Weirwallhöhe geflutet: 1'300 m ³	Einspeisung mit alternativen Einspeisesystemen (angenommen 40 kg/s) für eine minimale Wasservorlage beim Durchbrechen des Druckgefässes.	9 Stunden
Containmentniveau (+ 15.11 m) Wassermenge bis zur Containmentniveaulimite: 14'800 m ³	Einspeisung mit alternativen Einspeisesystemen (angenommen 40 kg/s) für eine maximale Flutung des Containments.	37 Stunden
STILLSTAND: Containment Materialtor	Im zugrunde gelegten Störfallszenario (T-SBO) ist die Integrität des Primärcontainments mit erster Priorität wieder zu erstellen. Ist bis zum Einsetzen des Kernschadens das Materialtor nicht geschlossen erfolgt die Aktivitätsfreisetzung in das Sekundärcontainment. Die zur Verfügung stehende Zeit ist im	5 Stunden (Zeitbedarf zum Schliessen des Containment Materialtors)
STILLSTAND: Reaktorniveau – Beginn Kernabdeckung (TAF) Ausgangslage: <ul style="list-style-type: none"> • SBO, 48 Stunden nach Abstellung (15 MW), T= 60°C • Niveau auf Dampfleitungshöhe (Ausgangslage mit dem kleinsten Wasserinventar) 	Annahme: Es werden keine Handeingriffe gemäss Störfallanweisungen vorgenommen. Der Ausfall des Nachwärmeeinfuhrsystems führt zu einer Aufheizung des Reaktorkühlmittel Inventars. Das Wasser verdampft bei niedrigem Druck (1 bar). Der Dampf wird über das offene Druckgefäss in das Containment freigesetzt. Ohne Einspeisung sinkt das Reaktorniveau langsam ab und der Kern wird freigelegt.	14 Stunden

Tabelle 9-6: Drywellfluten

9.3.3. Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Management Massnahmen und SAMG-Vorschriften

9.3.3.1. Vorschriften zur Containmentüberwachung

Im Falle von Auslegungsstörfällen erfolgt die Überwachung des Containments und die zu treffenden Massnahmen anhand der Störfallvorschrift SFA-1704-06 „Primärcontainment Überwachung“ (siehe Abschnitt 9.4.1.1) [74], [75].

Bei den die Auslegung überschreitenden Störfällen sind die zu treffenden Massnahmen in die SAMG Vorschriften SFA-1704-AM01 „Reaktor- und Containment Fluten“ und SFA-1704-AM02 „Reaktor- und Containment Fluten im Stillstand“ integriert [85], [86].

Im Rahmen der SAMG Vorschriften liegt der Fokus auf der Überwachung der folgenden Parameter:

- Containmentdruck
 - Überwachung des Drucks
 - Überwachung des Differenzdrucks zwischen Drywell und Containment und gezieltem Druckausgleich über die Notabluftleitung
 - Einhaltung der Containment Niveaulimiten
- Dosisleistung Containment, Drywell
 - Überwachung der Dosisleistung in Bezug auf die Alarm- und Meldekriterien (RABE „Rasche Alarmierung der Bevölkerung“)
- H₂-Konzentration im Drywell / Containment
 - Überwachung der H₂-Konzentration
 - H₂-Mischsystem, Rekombinator zuschalten
 - Verfügbarkeit H₂-Zünder überprüfen
 - Rekombinator, H₂-Mischsystem, H₂-Zünder bei hohen H₂-Konzentrationen wegen Verpuffungs- bzw. Explosionsgefahr ausser Betrieb nehmen

Spätestens wenn der Containmentdruck 2.55 bar überschreitet erfolgt in Absprache mit den nationalen Behörden ein gezielter Druckabbau über das FCVS. Neben der druckabhängigen Massnahme wird das Containment auch bei einer Überschreitung einer Wasserstoffkonzentration von 6 % über das gleiche System gespült. In beiden Fällen wird eine kontrollierte Abgabe von Edelgasen in Kauf genommen um die Integrität des Containments sicherzustellen. Aerosole und Halogene werden mit hohem Abscheidegrad zurückgehalten.

Die Wirksamkeit der SAMG Massnahmen wurden mittels MELSIM/MELCOR für eine Vielzahl von möglichen Störfallabläufen sowie den Notfallübungen VALISAM und KERLE validiert.

9.3.3.2. Eignung und Verfügbarkeit der Notfallinstrumentierung

Die generelle Eignung und Verfügbarkeit der Notfallinstrumentierung ist im Abschnitt 9.2.5.3 beschrieben.

9.3.3.2.1. Instrumentierung zur Sicherstellung der Containment Integrität

Die zur Verfügung stehende Notfallinstrumentierung unterstützt die in den Störfall- und Accident Management Vorschriften geforderten Massnahmen zur Sicherstellung der Containment Integrität.

Wichtige zu überwachende Parameter sind neben Containment Niveau und Druck die Dosisleistung und die Wasserstoffkonzentration in Drywell und Containment. Die Entscheidung betreffend eines Containment Druckabbaus erfolgt in Abhängigkeit des Containmentdrucks bzw. der Wasserstoffkonzentration im Rahmen einer Telefonkonferenz mit ENSI und NAZ.

9.3.3.3. Aufenthaltsbedingungen und Zugänglichkeit vitaler Bereiche der Anlage

Die Aufenthaltsbedingungen und die Zugänglichkeit vitaler Bereiche der Anlage ist im Abschnitt 9.1.9 beschrieben.

9.3.3.4. Potentielle Wasserstoff-Akkumulation in Gebäuden ausserhalb des Containments

Die potentielle H₂-Akkumulation in Gebäuden ausserhalb des Containments ist im Abschnitt 9.2.5.6 beschrieben.

9.4. Verlust der Containment-Integrität

Dem Containment kommt bei einem schweren Unfall als letzte Barriere zur Rückhaltung radioaktiver Stoffe eine entscheidende Bedeutung zu.

Folgende Versagensmöglichkeiten des Containments sind dabei denkbar:

- a) Umgehung (Bypass) des Containments bei Isolationsversagen von Leitungen des nuklearen Dampferzeugungssystems, die das Containment durchdringen, bei einem Leitungsbruch in einem Niederdrucksystem infolge Versagens der Hochdruck-/ Niederdruckabspernung oder bei einem Isolationsversagen von Lüftungsleitungen
- b) Überdruckversagen
- c) Durchschmelzen des Containmentbodens (Basemat Melt-Through (BMT))
- d) Versagen durch massive mechanische Einwirkungen

Der Verlust der Containment-Integrität wird durch die Anlageauslegung sichergestellt. Ausserhalb der Auslegungsbasis wird ein Versagen des Containments durch die in den Störfallvorschriften definierten Massnahmen verhindert bzw. gemildert.

9.4.1. Massnahmen nach heutigem Konzept

9.4.1.1. Primärcontainment Überwachung

Im Falle von Auslegungsstörfällen erfolgt die Überwachung des Containments und die zu treffenden Massnahmen anhand der Störfallvorschrift SFA-1704-06 „Primärcontainment Überwachung“. Bei den die Auslegung überschreitenden Störfällen sind die zu treffenden Massnahmen in die SAMG-Vorschriften SFA-1704-AM01 „Reaktor- und Containment Fluten“ und SFA-1704-AM02 „Reaktor- und Containment Fluten im Stillstand“ integriert [74], [85], [86].

Als Eingangskriterien gelten die für das Containment relevanten Parameter

- DAK-Temperatur > 32 °C
- Drywell-Temperatur > 57 °C
- Containment-Temperatur > 30 °C
- Containmentdruck > 10 mbar (ü)
- DAK-Niveau > - 80 cm

- DAK-Niveau < - 95 cm
- Containment- oder Drywell H₂-Konzentration > 0.5 %
- Drywelldruck > 1.076 bar (abs)

Die Kontrolle des Containment Abschlusses erfolgt anhand der SFA-1704-06-C „Containment-Isolation Checkliste“. Damit werden alle im Falle einer Isolation automatisch geschlossenen Armaturen überprüft und gegebenenfalls bei Abweichung Korrekturmaßnahmen eingeleitet.

9.4.1.2. Umgehung (Bypass) des Containments bei Isolationsversagen von Leitungen des nuklearen Dampferzeugungssystems (a)

Umgehung (Bypass) des Containments bei Isolationsversagen von Leitungen des nuklearen Dampferzeugungssystems, die das Containment durchdringen, bei einem Leitungsbruch in einem Niederdrucksystem infolge Versagens der Hochdruck-/ Niederdruckabspernung oder bei einem Isolationsversagen von Lüftungsleitungen.

Automatische Massnahmen:

- Automatische Isolation anhand der Isolationskriterien
- Im Falle eines Bruchs einer dampfführenden Leitung innerhalb des Sekundärcontainments sprechen die Blow-out Panel an um eine Gefährdung der Gebäudestruktur zu verhindern. Diese entlasten das Volumen in den angrenzenden Rohrkanal und schlussendlich in das grossvolumige Maschinenhaus

Handmassnahmen [76]:

- Überprüfung und gegebenenfalls manuelle Auslösung der Isolation
- Reaktordruckabbau

9.4.1.3. Überdruckversagen (b)

Ein Überdruckversagen ist eine wichtige Versagensart, wobei zwischen einem quasistatischen (bei langsamem Druckanstieg) und einem dynamischen (bei sehr schnellem Druckanstieg) Überdruckversagen unterschieden werden muss.

9.4.1.3.1. Langsamer Druckanstieg

Entsprechend den Störfallvorschriften wird bei einem schweren Unfall der Containmentdruck durch eine manuelle, gefilterte Druckentlastung auf 2.3-2.55 bar abs begrenzt. Alternativ (d. h. im Falle ausbleibender Operateurhandlungen) wird die Berstscheibe des Druckentlastungssystems FCVS bei 3.1 bar abs öffnen, wodurch das Containment druckentlastet wird. Das FCVS ist das wichtigste System, mit welchem ein Überdruckversagen des Containments verhindert werden kann.

9.4.1.3.2. Schneller Druckanstieg

- **Dampfexplosion innerhalb und ausserhalb des Reaktordruckgefässes:**
 Der Kontakt zwischen Kernschmelze und Wasser kann unter Umständen zu einer schlagartigen Verdampfung des Wassers und anschliessend zu einer erheblichen Druckspitze führen. Dampfexplosionen sind bei hohen Drücken aus physikalischen Gründen kaum möglich und somit nur innerhalb des druckentlasteten Reaktordruckgefässes relevant. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Druckstoss stark genug ist um ein massives Versagen des RDB und des Containments zu verursachen, ist allerdings äusserst gering.

- **Direct Containment Heating (DCH):**
 Als DCH wird ein Prozess bezeichnet, bei dem die Kernschmelze beim Reaktordruckgefäßversagen teilweise fein fragmentiert ins Containment verteilt wird. Dabei wird die Wärme der Schmelzfragmente, einschliesslich chemischer Reaktionswärme (Oxidation), sehr schnell an die Containmentatmosphäre übertragen, was zu einer schnellen Temperatur- und Druckerhöhung im Containment führt.
 Analyseergebnisse zeigen, dass bei einer „trockenen“ Unfallsequenz, d.h. ohne Wasser im Drywell, der durch DCH bedingte Druckaufbau im Bereich der Reaktordruckbehälter-Abstützung und der Drywellwände so hoch werden kann, dass deren Integrität nicht mehr gewährleistet ist. Die Untersuchungen für eine „nasse“ Unfallsequenz zeigen, dass der durch die Wasserverdampfung bewirkte Druckaufbau im Drywell nicht zum Versagen führt.
- Die folgenden Massnahmen der Störfallvorschriften SFA-1704-AM01 und SFA-1704-AM02 [85], [86] zielen unter anderem darauf ab ein DCH bzw. dessen Folgen zu verhindern:
 - Kernkühlung und damit Verhinderung eines Kernschmelzens mit nachfolgendem Durchbrechen des Druckgefässes
 - Verhinderung eines Hochdruckkernschmelzens durch Druckabbau
 - Schaffung der notwendigen Wasservorlage im Drywell
- **Wasserstoff- und Kohlenmonoxidverbrennung:**
 Während eines schweren Unfalls entstehen innerhalb und – nach dem Reaktordruckgefäßversagen – auch ausserhalb des Druckgefässes durch verschiedene Prozesse grosse Mengen brennbaren Wasserstoffs. Zudem wird nach dem Reaktordruckgefäßversagen brennbares Kohlenmonoxid bei der Interaktion der Kernschmelze mit dem Beton gebildet. Die im Zusammenhang mit einer Verpuffung bzw. Explosion auftretenden Druckspitzen können zu einer Gefährdung des Containments führen.
 Es ist deshalb wichtig, dass der im Verlaufe des Unfalls sich bildende und via Abblaseventile und Druckabbaubecken ins Containment (Wetwell) gelangende Wasserstoff möglichst kontinuierlich verbrannt wird. Dazu sind in Leibstadt direkt oberhalb des Druckabbaubeckens mehrere H₂-Zünder installiert, die eine kontinuierliche Verbrennung des Wasserstoffs gewährleisten. Eine durch eine H₂-Verbrennung bedingte Gefahr für das Containment besteht somit lediglich, falls das H₂ Zündsystem ausfällt oder falls plötzlich sehr viel Wasserstoff gebildet und ins Containment freigesetzt wird. Letzteres ist beim Reaktordruckgefäßversagen möglich.
- Die Analyseresultate deuten darauf hin, dass das Containment in der frühen Phase des schweren Unfalls meist dampfinertisiert sein wird, sodass bis nach einigen Stunden nach Reaktordruckgefäßversagen keine zündfähigen Gemische vorliegen werden.
- Die folgenden Massnahmen der Störfallvorschriften SFA-1704-AM01 und SFA-1704-AM02 zielen unter anderem darauf ab ein DCH bzw. dessen Folgen zu verhindern:
 - Kühlung und damit Verhinderung eines Kernschmelzens und damit verbundener Wasserstoffproduktion
 - Übersteigt die H₂-Produktion 6 % ist ein Spülen des Containments mittels dem gefilterten Containment-Druckabbausystem vorzunehmen (FCVS)

9.4.1.4. Durchschmelzen des Containmentbodens (c)

Das Durchschmelzen des Containmentbodens (Basemat Melt-Through) ist für Leibstadt nur für sogenannte "trockene" Sequenzen ohne Wasser im Drywell überhaupt denkbar und würde in jedem Fall einige Tage dauern, bis das mehrere Meter dicke Betonfundament durchgeschmolzen wäre. Da zwischen Drywell und Wetwell keine automatische, ohne Fremd-



energie wirkende Vakuumbrecheinrichtung vorhanden ist, sind „trockene“ Unfallabläufe in Leibstadt sehr unwahrscheinlich. Der Grund liegt darin, dass bei Transienten der Druck im Containment infolge der abgeblasenen, nicht-kondensierbaren Gase und der Dampfbildung stetig ansteigt und dadurch Wasser aus dem Kondensationsbecken über die Weir-Wand ins Drywell gedrückt wird.

Die folgenden Massnahmen der Störfallvorschriften SFA-1704-AM01 und SFA-1704-AM02 zielen unter anderem darauf ab ein DCH bzw. dessen Folgen zu verhindern:

- Kühlung und damit Verhinderung eines Kernschmelzens mit nachfolgendem Durchbrechen des Druckgefässes
- Schaffung der notwendigen Wasservorlage im Drywell

9.4.1.5. Versagen durch massive mechanische Einwirkungen (d)

Ein Versagen des Containments durch mechanische Einwirkungen ist bei einem explosionsartigen Versagen des Reaktor-druckbehälters (RDB) denkbar, ausgelöst z.B. durch eine Dampfexplosion innerhalb des druckentlasteten Reaktor-druckbehälters. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Druckstoss stark genug ist um ein massives Versagen des Druckbehälters und des Containments zu bewirken ist äusserst gering.

9.4.2. Besonders erschwerende Umstände

Aufgrund der obigen Aussagen ist ein katastrophales Versagen des Containments nicht zu erwarten. Wird der Druck nicht vorgängig von Hand via FCVS abgebaut, öffnet spätestens bei 3.1 bar die Berstscheibe des Systems automatisch [140], [142].

Das Containment Materialtor bildet den schwächsten Punkt des Containments. Bei einem Überdruck von 3.78 bar nimmt die Leckage über die Dichtfläche deutlich zu und bei 3.89 bar Überdruck kommt es zu einem plastischen Versagen des Materialtors. Zwischen dem Ansprechdruck der Berstscheibe und dem Versagensdruck des Containments besteht somit ein ausreichender Sicherheitsabstand.

Parameter	Auswirkung	Zeit
Drywelldruck Ausfall Reaktor und Containment Kühlung (SCRAM, keine Einspeisung, keine Nachwärmeabfuhr)	Die ersten Durchdringungen der DAK werden freigelegt	12:49 Stunden
Containmentdruck Ausfall Reaktor und Containment Kühlung (SCRAM, keine Einspeisung, keine Nachwärmeabfuhr)	Die Berstscheibe des gefilterten Containment Druckabbausystems (FCVS) öffnet bei 3.1 bar	19:03 Stunden
DAK Temperatur Ausfall Reaktor und Containment Kühlung (SCRAM, keine Einspeisung, keine Nachwärmeabfuhr)	Es wird ein Maximum von 133 °C erreicht. Nach Öffnen der FCVS Berstscheibe bleibt die Temperatur auf Sättigungstemperatur.	19:10 Stunden

Tabelle 9-7: Erschwerende Umstände

9.4.3. Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Management Massnahmen und SAMG Vorschriften

9.4.3.1. Vorschriften zur Containmentüberwachung

Die Beschreibung und Validierung der Vorschriften zur Containmentüberwachung sind im Abschnitt 9.3.3.1 erläutert.

9.4.3.2. Eignung und Verfügbarkeit der Notfallinstrumentierung

Die generelle Eignung und Verfügbarkeit der Notfallinstrumentierung ist im Abschnitt 9.2.5.3 beschrieben.

9.4.3.2.1. Instrumentierung zur Sicherstellung der Containment Integrität

Die zur Verfügung stehende Notfallinstrumentierung unterstützt die in den Störfall- und Accident Management Vorschriften geforderten Massnahmen zur Sicherstellung der Containment Integrität.

Wichtige zu überwachende Parameter sind neben Containment Niveau und Druck die Dosisleistung und die Wasserstoffkonzentration in Drywell und Containment. Die Entscheidung betreffend eines Containment Druckabbaus erfolgt in Abhängigkeit des Containmentdrucks bzw. der Wasserstoffkonzentration im Rahmen einer Telefonkonferenz mit ENSI und NAZ.

Ein möglicher Verlust der Containmentintegrität wird mit der 1e qualifizierten Instrumentierung des Leckageüberwachungssystems in Annulus, Sekundärcontainment und Maschinenhaus detektiert. Weitere Rückschlüsse können aus den jeweiligen Raumstrahlungsdetektoren gezogen werden.

9.4.3.3. Aufenthaltsbedingungen und Zugänglichkeit vitaler Bereiche der Anlage

Die Aufenthaltsbedingungen und die Zugänglichkeit vitaler Bereiche der Anlage ist im Abschnitt 9.1.9 beschrieben.

9.4.3.4. Potentielle Wasserstoff-Akkumulation in Gebäuden ausserhalb des Containments

Die potentielle H₂-Akkumulation in Gebäuden ausserhalb des Containments ist im Abschnitt 9.2.5.6 beschrieben.

9.5. Massnahmen beim Ausfall der BE-Becken-Kühlung

9.5.1. Massnahmen nach heutigem Konzept

9.5.1.1. Accident Management Massnahmen in Abhängigkeit von der Störfallentwicklung

Als Auslöser für die zu beherrschenden Störfälle werden sowohl langfristige Ausfälle der Beckenkühlung als auch Kühlmittelverluste unterschiedlicher Lage unterstellt.

Entsprechend den Vorgaben zur Handhabung von Brennelementen und der Auslegung der Kompaktlagergestelle sowie der Brennelemente wird nicht unterstellt, dass ein Kritikalitätsstörfall erreicht wird. Dies entspricht den Nachweisen zur Kritikalitätssicherheit.

9.5.1.1.1. Abfall des Beckenniveaus durch Kühlmittelverlust

Mit sinkendem Beckenniveau werden die Brennelementlagerbecken Kühlkreisläufe isoliert. Sinkt das Beckenniveau weiter, fällt die die Kühlung des Brennelementlagerbeckens aus. Die Aufheizung des Beckens beginnt. Mit Erreichen der Verdampfungstemperatur wird der Niveauabfall durch Verdampfung und Verdunstung verstärkt. Der Dampf wird an den kühleren Strukturmaterialien des Brennelementbeckenlagergebäudes kondensieren und über die Bodenabläufe in den Gebäudesumpf gelangen. Von hier wird das anfallende Kondensat mittels einer zu installierenden mobilen Sumpfpumpe in die DAK abgepumpt.

Bei allen Massnahmen soll, wenn immer möglich, darauf geachtet werden, dass die Brennelementbecken nicht überlaufen und somit einzelne Räume im Reaktorhilfsgebäude überflutet werden. Eine Wasserüberdeckung von mindestens 2 m in den Brennelementbecken ist für die Abschirmung und Kühlung der Brennelemente ausreichend.

Solange die Niveauüberwachung lokal möglich ist, wird das Niveau mittels Feuerlöschwasser (oder Deionat, Kondensat) unterhalb der Überlaufkante des Beckens gehalten.

Sind aufgrund der Umgebungsbedingungen (Strahlung, Dampf, Temperatur) lokale Massnahmen ausgeschlossen, wird die Nachspeisung intermittierend durchgeführt, d.h. in Abhängigkeit vom geschätzten Niveauabfall wird periodisch, ohne lokale Kontrolle, nachgespeist. Die Nachspeisung erfolgt bis zum Überlaufen des Beckens.

9.5.1.1.2. Ausfall der Brennelementlagerbeckenkühlung

Durch Ausfall der Wechselstromversorgung (Station Blackout) bzw. Schäden an der Kühlkette kommt es zu einem Ausfall der Brennelementlagerbeckenkühlung. Das physikalische Verhalten und die zu treffenden Massnahmen unterscheiden sich nicht von den oben beschriebenen mit Ausnahme, dass der Niveauverlust einzig auf die Verdampfung bzw. Verdunstung zurückzuführen ist.

9.5.1.1.3. Notfallmassnahmen nach Freilegung der Brennelemente im Lagerbecken

Aufgrund des zur Verfügung stehenden Zeitrahmens sind zurzeit keine speziellen Massnahmen bei einer Freilegung des Brennstoffs definiert. Es wird gegenwärtig von keiner Wasserstoffproduktion ausgegangen.

9.5.1.1.4. Störfallmassnahmen bei Ausfall der Kühlung des Brennelementlagerbeckens

Auslegungsstörfall

Im Bereich der Auslegungsstörfälle verfügt das KKL über die Nachwärmeabfuhrsysteme RHR A und B, welche alternativ und bei Anforderung alternierend die Nachzerfallswärme aus dem Reaktor und aus dem Brennelementbecken abführen können. Die Systeme sind als Sicherheitssystem weitgehend redundant aufgebaut und notstromversorgt.

Nach Ausfall des betrieblichen Brennelementbecken-Kühlsystems (FPCCU) werden, sofern der Ausfall länger als 10 Stunden dauert, gemäss Störfallvorschrift SFA-1704-27 alle Schleusentore entfernt, das Niveau angehoben und innert 14 Stunden die Beckenkühlung mittels RHR System A bzw. B durchgeführt [81].

Neben dem Ausfall der Beckenkühlung beinhaltet die Vorschrift die zu treffenden Massnahmen bei einem leakagebedingten Abfall des Beckenniveaus.

Die Nachspeisung des Brennelementbeckens erfolgt mit Deionat, Kondensat oder mit Feuerlöschwasser gemäss Störfallvorschrift SFA-1704-AM05 [87].

Auslegungsüberschreitende Störfälle

Im Falle eines auslegungsüberschreitenden Unfalls ist gegebenenfalls aufgrund der fehlenden Spannungsversorgung keine direkte Kühlung des Brennelementlagerbeckens verfügbar. Die Wärmeabfuhr wird erreicht durch Verdampfung des Wasserinventars des Brennelementlagerbeckens mit anschliessender Kondensation des Dampfes an den Gebäudewänden. Das im „bleed and feed“ Verfahren sich an den Strukturmaterialien bildende Kondensat wird gesammelt und direkt in die DAK geleitet. Der damit verbundene Wasserverlust im Brenn-

elementlagerbecken wird ausgeglichen durch Bespeisung des Brennelementlagerbeckens mit Deionat, mit Kondensat oder mit Feuerlöschwasser. Die beschriebenen Massnahmen erfolgen gemäss Störfallvorschrift SFA-1704-AM36 [92].

9.5.2. Übergangskriterien

9.5.2.1. Übergang aus den Störfallmassnahmen in die Accident Management Massnahmen bei Ausfall der Brennelementbeckenkühlung

Die präventiv ausgerichtete Störfallmassnahme SFA-1704-27 hat das Ziel die Brennelementbeckenkühlung wieder herzustellen bzw. die Kühlung durch alternative Kühlsysteme zu gewährleisten. Stehen die redundanten Kühlsystem RHR A bzw. B nicht zur Verfügung, ist gemäss dem Kriterium „Ausfall der Kern- und Containmentkühlung“ der Notfallvorschrift NFA-1702-04 „Technischer Notfall“ der Notfallstab anzubieten.

Mit Ausfall der geschlossenen Kühlkreisläufe kommt die mitigativ ausgerichtete Accident Management Massnahme SFA-1704-AM36 zur Anwendung. Mit „Bleed and feed“ wird die anfallende Nachzerfallwärme abgeführt und ein Absinken des Beckenniveaus verhindert.

9.5.3. Notfallübungen

Aufgrund des im Vergleich zur Übungsdauer sehr langsamen Störfallablaufs wurden in der Vergangenheit keine entsprechenden Szenarien in eine Notfallübung integriert.

Der Ausfall der Brennelementlagerbecken Kühlung und die zu treffenden Massnahmen sind jedoch Bestandteil der Simulatorschulung. Zusammen mit der Einführung neuer Störfallvorschriften werden die entsprechenden Vorschriften theoretisch und im Rahmen der praktischen Simulatorschulung in regelmässigen Abständen geschult und repetiert.

Im Zusammenhang mit der für 2012 geplanten Notfallübung „Schwerer Störfall im Stillstand“ ist geplant den Ausfall der Brennelementlagerbecken Kühlung bei gleichzeitigem Inventarverlust in das Übungsszenario einzubauen.

9.5.4. Besonders erschwerende Umstände

Parameter	Auswirkung	Zeit
Wasserniveau (Dambalken zwischen beiden Becken geöffnet)	Erreichen der Verdampfungstemperatur (100 °C) nach Ausfall der Kühlung	4.1 Tage
Wasserniveau (Dambalken zwischen beiden Becken geöffnet)	Wasserniveau erreicht die Brennelement-Oberkante (TAF) nach Ausfall der Kühlung.	25.3 Tage
Wasserniveau (Dambalken zwischen beiden Becken geöffnet)	Wasserniveau erreicht die Brennelement-Unterkante (BAF) nach Ausfall der Kühlung.	34.6 Tage
Umgebungstemperatur im BE-Lagergebäude	Temperatur erreicht 60°C, Zutritt nur bedingt möglich.	8 Tage
Raumstrahlung bei 2 m Wasserüberdeckung	Strahlung in Beckennähe erreicht 6.2 mSv/h	19 Tage

Tabelle 9-8: Erschwerende Umstände [51]

9.5.5. Bewertung der Angemessenheit der bestehenden Accident Management Massnahmen und SAMG Vorschriften

9.5.5.1. Störfallmassnahmen im Zusammenhang mit der Kühlung der BE-Lagerbecken

Alle bestrahlten Brennelemente befinden sich im Leistungsbetrieb ausserhalb des Primärcontainments im äusseren Brennelementlager. Das Brennelementlagergebäude und die darin befindlichen Brennelementlagerbecken und Lagergestelle sind für ein Sicherheitserdbeben (SSE) ausgelegt.

Im Unterschied zur Kühlung des Reaktorkerns ist bei einem störfallbedingtem Ausfall der Brennelementbeckenkühlung die Reaktionszeit deutlich länger um die ausreichende Kühlung wieder herzustellen. Aufgrund der konstruktiven Auslegung der Lagerbecken im Brennelementlagergebäude ist eine grössere Strukturleckage unwahrscheinlich.

Im KKL stehen mehrere verschiedenartige Systeme zur Brennelementbeckenkühlung zur Verfügung. Die auslegungsgemäss vorgesehene Kühlung der beiden Brennelementbecken und die zugehörige Kühlkette sind nicht durchgehend gegen die Auslegungsstörfälle Überflutung und Erdbeben geschützt. Dafür stehen mit den beiden Nachwärmeabfuhrsystemen (RHR A und B) zwei weitere, redundante Systeme zur Kühlung beider Brennelementbecken zur Verfügung, welche gegen Auslegungsstörfälle ausgelegt sind [81].

9.5.5.2. Zweckmässigkeit der Störfallmassnahmen

Im Falle eines die Auslegung überschreitenden „Station Blackout“ Szenarios wird die verdampfte bzw. verdunstete Wassermenge durch verschiedene alternative und diversitäre Einspeisungen ersetzt. Das sich an den Wänden abscheidende Kondensat wird mit mobilen, Notstromdiesel gespeisten Sumpfpumpen in die DAK gepumpt [92].

Aufgrund des zeitlich langsamen Störungsverlaufs und der zur Verfügung stehenden Einspeisemöglichkeiten ist eine Abdeckung der Brennelemente nicht zu erwarten. Es sind daher zurzeit keine konkreten Massnahmen im Falle einer H₂-Freisetzung infolge Zirkonium-Wasser Reaktion vorgesehen.

9.5.5.3. Eignung und Verfügbarkeit der Notfallinstrumentierung

Die Messwerte für die Temperatur und den Füllstand des BE-Lagerbeckens müssen vor Ort abgelesen werden. Die Instrumentierung ist nicht störfallsicher ausgelegt sind. Ausserdem ist der Messbereich der BE-Becken-Füllstandsmessung stark begrenzt, sodass ein deutlicher Füllstandsabfall in den Brennelementlagerbecken oder eine Überspeisung nur durch Überprüfung vor Ort bemerkt wird.

Die Instrumentierung wird unter den zugrunde gelegten Szenarien als nicht ausreichend betrachtet. Die Messung wird ertüchtigt und zusätzlich in den Hauptkommandoraum und die Notsteuerstellen gezogen.

9.5.5.4. Zugänglichkeit des Brennelementlagerbeckens

Als begrenzend wird eine Lufttemperatur im Lagergebäude von 60 °C erachtet. Gemäss Analyse [51] stellt sich der Wert nach 8 Tagen ein. Gemäss Vorschriften ist vom radiologischen Gesichtspunkt ein Zugang bis zu einer Überdeckung des Brennstoffs von 2 m zulässig. Je nach Annahme wird der Wert nach 8 bzw. 21 Tagen erreicht. Dies entspricht einer Dosisrate von 6.20 mSv/h.

Für eine Einleitung und Kontrolle der Accident Massnahmen steht daher ein Zeitraum von 8 Tagen zur Verfügung. Die zur Verfügung stehende Zeit wird als ausreichend betrachtet. Die Vorschrift berücksichtigt zudem die zu treffenden Massnahmen für den Fall, dass das Brennelementlagergebäude im Störungsverlauf nicht mehr betreten werden kann.

9.5.5.5. Wasserstoff Freisetzung im BE-Lagergebäude

Aufgrund des zeitlich langsamen Störungsverlaufs und der zur Verfügung stehenden Einspeisemöglichkeiten wird keine Abdeckung der Brennelemente erwartet. Es sind daher zurzeit keine konkreten Massnahmen im Falle einer H₂-Freisetzung infolge Zirkonium-Wasser Reaktion vorgesehen.

10. Referenzdokumente

Die nachfolgenden Referenzdokumente gehören - soweit nicht anders gekennzeichnet - ausschliesslich der Dokumentenklasse D1 an.

Referenzen geordnet:

- [1] Abteilung für die Sicherheit der Kernanlagen, Aktennotiz ASK 12/8 - KSA 12/73, Rev. 2, 2. Februar 1981, „Lastkombinationen und Spannungskriterien für Systeme der seismischen Klasse 1“ (D1)
- [2] AREVA, A1C-1333318-0, July 20th 2007, "Behavior of an ATRIUM 10XM Fuel Assembly during Operational Transients and Accidental Events" (D1)
- [3] Basler & Hoffmann, AN 645.10-267, 12.06.1985, „Seismische Anlageninstrumentierung Grenzwerteinstellung“ (D1)
- [4] Basler & Hoffmann, SB 645.10-2, 30.06.1983, „Standortaspekte - Baugrund, Erdbeben, Flugzeugabsturz–Schlussbericht zur Überprüfung der baulichen Sicherheit“, (D1)
- [5] Basler & Hoffmann, SB 645.10-7, 31.3.1983, „Nebengebäude – Schlussbericht zur Überprüfung der baulichen Sicherheit“
- [6] BBC Brown, Boveri & Cie AG, GMK540 5148; sht.20 vom 12.01.1979. (D2)
- [7] BBC Brown, Boveri & Cie AG, HTKE-P77.135, Rev. 008 vom 27.01.2000, „SEHR-Dieselgeneratoranlagen“
- [8] Blaser Consulting, „Studie der Grundwasserverhältnisse 1979-94 am Standort des KKL“, 1995 (D3)
- [9] Bundesamt für Energie BFE, Kernenergieverordnung 732.11, Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Bern, Oktober 2004 (D1)
- [10] Die Grundwasserverhältnisse im Rheintal beim Kernkraftwerk Leibstadt, Gas Wasser Abwasser 61/12, 1981, pp. 411-423 (D3)
- [11] Eidgenössische Tankvorschriften
- [12] Eidgenössisches Department des Inneren, Richtlinie vom 01.09.1996, „Richtlinie über die Beschaffenheit abzuleitender Abwässer“
- [13] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI 12/11/027, 04.04.2011, „Verfügung: Vorgehensweise zur Überprüfung der Auslegung bezüglich Erdbeben und Überflutung“
- [14] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI 12/1623, 31.08.2011, "Stellungnahme des ENSI zum deterministischen Nachweis des KKL zur Beherrschung des 10'000-jährlichen Hochwassers" (D1)
- [15] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI G07, „Organisation von Kernanlagen“
- [16] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI/12/1300, „Sicherheitstechnische Stellungnahme zur Periodischen Sicherheitsüberprüfung des Kernkraftwerks Leibstadt 2006“
- [17] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, Final Report - Volume 2 - Results, July 31st 2004, "Probabilistic Seismic Hazard Analysis for Swiss Nuclear Power Plant Sites (PEGASOS Project)", (D1)

- [18] Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat, ENSI-A05, Würenlingen, Januar 2009, „Probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA). Qualität und Umfang“, Richtlinie für die schweizerischen Kernkraftanlagen (D1)
- [19] Electric Power Research Institute (EPRI), NP-6041-SL, Rev. 1, August 1991, "A Methodology for Assessment of Nuclear Plant Margin" (D3)
- [20] Electric Power Research Institute (EPRI), TR-103959, Rev. 1, June 1994, "Methodology for Development Seismic Fragilities" (D3)
- [21] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 144348, Rev. F vom 03.04.2002, „Notstromdieselanlagen - Elektromechanischer Teil“
- [22] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 144399 vom 23.03.1979, „Nebenkühlwasseranlage“, (D1)
- [23] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 144399, Rev. 001 vom 23.03.1979, „Auslegungsspezifikation / Unabhängiges Los / Nebenkühlwasseranlage“
- [24] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 144451, Rev. 002 vom 25.01.1980, „Auslegungsspezifikation / Notkühlwasseranlage / Pflichtenheft Objekt Nr.37“
- [25] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 154170, Rev. 002 vom 10.05.1977, „Auslegungsspezifikation / Unabhängiges Los / Abwasserbeseitigung“
- [26] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 172072, Rev. 002 vom 01.01.1986, „Notkühltürme - Technische Auslegung“
- [27] Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich, 220056.80.10, Rev. 008 vom 11.04.2005, „Berechnung des Maschinenhauses ZF - Konzept und Auslegung – Hierarchie-Stufe B1 und B2“
- [28] ENSI Richtlinie ENSI-A-05, Ausgabe Januar 2009, „Probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA): Qualität und Umfang“
- [29] General Electric Corp. Nuclear Energy Division, "Data Sheet - Nuclear Boiler System", Dok.-Nr. 22A4622AD, Rev. 11, 18.10.2005
- [30] General Electric Corp. Nuclear Energy Division, 22A2736, Rev. 008 vom 25.01.1984, „Design Specification / BWR-Plant Requirements - Special Wire & Cable (A42-4010)“
- [31] General Electric Corp. Nuclear Energy Division, 22A4622AD, Rev. 11, 18.10.2005, "Data Sheet - Nuclear Boiler System"
- [32] General Electric Corp. Nuclear Energy Division, 385HA603 Rev.1, December 19th 1978, "Seismic Design, BWRSD Supplied Equipment" (D2)
- [33] General Electric Corp. Nuclear Energy Division, ZUR-855, Rev. 004 vom 30.01.1996, „Lightning Protection for the Rosemount Transmitters and Trip Units of RPS, Ns4 and SEHR“
- [34] Hertig, J.-A, Audouard, A. (2007), „Cartes des précipitations extrêmes pour la Suisse“, Laboratoire de mécanique des fluides environnementale – EFLUM, Rapport final, décembre 2005, revidierte PMP-Karten, novembre 2007, EPFL
- [35] IAEA Safety Guide NS-G-2.13, Evaluation of Seismic Safety for Existing Nuclear Installations, Vienna 2009
- [36] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/06/0012, Rev. 2, Leibstadt, Dezember 2006, „PSÜ 2006: B7.4.5 Systembewertung, allgemeine Stromversorgung (D1)“
- [37] Kernkraftwerk Leibstadt AG, „Aufzeichnung Meteo-Turm KKL“

- [38] Kernkraftwerk Leibstadt AG, 11102-20.07, „FCVS-Systemspezifikation“
- [39] Kernkraftwerk Leibstadt AG, 154375, „Situationplan KKL 1:500/1:1000/1:2000“, Elektrowatt, Zürich, August 2008 (D2)
- [40] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Abnahmeprüfprotokoll SEHR Diesel 51BP11D101 und SEHR Diesel 61BP11D101 vom 26.6.1979
- [41] Kernkraftwerk Leibstadt AG, AN/04/0226, „KKL-Stabsnotfallübung "VALISAM" Detailausarbeitung“
- [42] Kernkraftwerk Leibstadt AG, AN/10/0028, „KKL-Stabsnotfallübung "KERLE" Detailausarbeitung“
- [43] Kernkraftwerk Leibstadt AG, AN/10/0174, Revision 1, Leibstadt, August 2010, „NRV2730: Relevant buildings and sections for KKL Seismic Fragility Analysis“
- [44] Kernkraftwerk Leibstadt AG, AN/94/014, Rev. 0, 15.03.1994, „Kriterien für sicherheitsrelevante Klassifikation von E-Komponenten“ (D1)
- [45] Kernkraftwerk Leibstadt AG, AW/07/0009, „Behelf Strahlenschutz“
- [46] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/06/0186 vom 18.12.2006, „PSÜ 2006: C1 Deterministische Sicherheitsstatus-Analyse (DSSA)“ (D1)
- [47] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/06/0247, Rev. 0, Leibstadt, Dezember 2006, „PSA 2006, Main Report, Introduction“ (D1)
- [48] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/06/0255, Rev. 0, Leibstadt, Dezember 2006, „PSA 2006, Main Report, Presentation and Interpretation of Results“ (D1)
- [49] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/06/0421, Rev. 0, Leibstadt, Dezember 2006, „PSA 2006, Main Report, Level 1-2 Interface“ (D1)
- [50] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/09/0178, „Setpoint Control Program“
- [51] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/11/0097, Rev. 0, Leibstadt, August 2011, „Input Parameters and Boundary Conditions for the Loss of Cooling and Water Inventory in KKL Fuel Spent Storage Pool (+6.1m)“ (D1)
- [52] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/11/0179 vom 30.06.2011, „Deterministischer Nachweis der Beherrschung von Hochwasser am Standort KKL“ (D1)
- [53] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/11/0240, Rev. 000, „Anlagenverhalten und Massnahmen zur Beherrschung eines kompletten Ausfalls der Wechselstromversorgung“
- [54] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/95/004, „Radiologische Situation im Kommandoraum bei gefilterter Überdruckhaltung“
- [55] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/95/074, „Radiologische Situation in der Betriebschutzanlage bei gefiltertem Zuluftbetrieb“
- [56] Kernkraftwerk Leibstadt AG, GFV-1703-16, Rev. 000 vom 26.01.2011, „Gesamtanlagengefahrvorschrift Schweres Wetter“
- [57] Kernkraftwerk Leibstadt AG, IFT-TF11-11-02-SL, Rev. 002, „Systemlogikfunktionstest SEHR Division 51“
- [58] Kernkraftwerk Leibstadt AG, KOR/EVEB/960918 vom 18.09.1996, „Flutwellen am Standort Leibstadt, Korrespondenz Bundesamt für Wasserwirtschaft“ (D2)
- [59] Kernkraftwerk Leibstadt AG, LI/05/0006 Rev. 7, 22.03.2011, „Durchgeführte Notfallübungen“ (D1)

- [60] Kernkraftwerk Leibstadt AG, LI/07/0034, Rev. 3, 17.12.2009, „ENSI-Komponentenliste für mechanische Ausrüstungen“ (D1)
- [61] Kernkraftwerk Leibstadt AG, LI/99/017, Rev. 5, 04.05.2009, „Typenliste 1E-klassierter Komponenten“ (D1)
- [62] Kernkraftwerk Leibstadt AG, NFA-1702-01 Rev. 011, 15.05.2011, „Massnahmen nach Erdbeben“ (D1)
- [63] Kernkraftwerk Leibstadt AG, NFA-1702-04, „Technischer Notfall“
- [64] Kernkraftwerk Leibstadt AG, NFA-1702-05, „Überschreitung einer Abgabelimite“
- [65] Kernkraftwerk Leibstadt AG, NFA-1702-12, „Alarmierungssysteme RABE“
- [66] Kernkraftwerk Leibstadt AG, R12-094222.02 Rev. 2, May 27th 2011, „Walkdown Report – Fragility Analysis for NPP Leibstadt“ (D2)
- [67] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SAR/0001, Rev. 007, 24.09.2008, „Safety Analysis Report – Sicherheitsbericht“ (D1)
- [68] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SB/180, Rev. 004 „Design Basis Documentation for Special Emergency Heat removal System“
- [69] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-01 vom 22.01.2008, „Reaktorüberwachung“
- [70] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-02, „Reaktorniveau-Wiederherstellung“
- [71] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-03, „Niveauüberwachung bei ATWS“
- [72] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-04, „Reaktor fluten“
- [73] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-05, Rev. 4, „Reaktordruck-Notentlastung“ (D1)
- [74] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-06, Rev. 007, „Containmentüberwachung“
- [75] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-06-C, „Containment-Isolation Checkliste“
- [76] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-08, „Sekundärcontainment Überwachung“
- [77] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-09, „Aktivitätsüberwachung am Kamin“
- [78] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-17 vom 20.11.2008 „Ausfall Eigenbedarfsversorgung“
- [79] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-20, Rev. 005, „Abfahren der Anlage mit dem SEHR-System“
- [80] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-21, Rev. 008, „Ausfall Nebenkühlwasser (Abfahren über ESW)“
- [81] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-27, Rev. 005, „Ausfall BE-Beckenkühlung“
- [82] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-36, Rev. 010, „Lastabwurf mit anschliessender Eigenbedarfsversorgung“
- [83] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-40, Rev. 3, Leibstadt, Juni 2010, „Turbinentrip ohne SCRAM“ (D1)
- [84] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-46, Rev. 003, „Verlust Eigenbedarf im Stillstand oder bei T-LOOP mit Dieselausfall“
- [85] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM01, „Containment Fluten“

- [86] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM02, „Reaktor und Containment Fluten im Stillstand“
- [87] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM05, „Containmenteinspeisung aus BE-Lagerbecken“
- [88] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM11, „ Rev. 002, „Reaktoreinspeisung mit ESW B“
- [89] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM14, Rev. 002, „Reaktoreinspeisung mit Feuerlöschwasser über HPCS bzw. RHR A / B / C“
- [90] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM18, Rev. 003, „ Reaktoreinspeisung mit Tanklöschfahrzeug über HPCS bzw. RHR A / B / C“
- [91] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA1704-AM35, Rev 1, Leibstadt, Juli 2011, „Betriebsvorschrift, Inbetriebnahme der SAMG-Diesel 00BN70D100“ (D1)
- [92] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM36, Rev. 000, „Niveauhaltung der BE-Becken 6 m bei komplettem Ausfall der Wechselstromversorgung“
- [93] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA1704-AM38, Rev 2, Leibstadt, September 2011, "Betriebsvorschrift, Bereitstellen der alternativen Einsatzmittel" (D1)
- [94] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFA-1704-AM40, Rev. 000, „Verlust der Wechselstromversorgung“
- [95] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFV-AD00-05-20, Rev. 006, „Betriebsarten der 50 kV-Schaltanlage“
- [96] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFV-TF00-05-22 vom 22.07.2007, „Automatischer oder manueller Start im CC-Mode - Notstandssystem SEHR“
- [97] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFV-VE11-05-20 vom 04.02.2008, „Inbetriebnahme - Notkühlwasser ESW-A“
- [98] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SFV-VE21-05-20 vom 09.11.2007, „Inbetriebnahme - Notkühlwasser ESW-B“,
- [99] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUB/0031, Rev. 0, Leibstadt, Mai 2008; „Grundkurs Reaktorüberwachungssysteme“ (D2)
- [100] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUB/0035, Rev. 2, Leibstadt, Mai 2008, „Grundkurs Notkühlsysteme“ (D2)
- [101] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUB/0038, Rev. 0, Leibstadt, Mai 2008, „Grundkurs BE-Becken Kühl- und Reinigungssystem“ D2
- [102] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUB/0055, Rev. 3, Leibstadt, Mai 2008, „Grundkurs Elektrische Anlagen“ (D2)
- [103] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/028, Rev. 10, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Containment XA und Cont.-Systeme“ (D2)
- [104] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/033, Rev. 10, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Nach- und Notkühlsystem TH“ (D2)
- [105] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/034, Rev. 6, Leibstadt, Januar 2007, "Schulungsunterlagen Systeme, BE-Becken Kühl- und Reinigungssystem TG" (D2)
- [106] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/035, Rev. 13, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Nukleares Zwischenkühlsystem VG“ (D2)

- [107] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/052, Rev. 10, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Notstandssystem TF" (D2)
- [108] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/053, Rev. 6, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Notkühlwassersystem VE" (D2)
- [109] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/054, Rev. 13, Leibstadt, August 2006, „Schulungsunterlagen Systeme, Turboanlage SA/SB" (D2)
- [110] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/063, Rev. 7, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Hauptkühlwassersystem VC mit Taproggeanlage / Kühlturm VD" (D2)
- [111] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/064, Rev. 10, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Hauptkondensatsystem RM" (D2)
- [112] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/065, Rev. 13, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Speisewassersystem RL" (D2)
- [113] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/068, Rev. 8, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Eigenbedarfsversorgung" (D2)
- [114] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/072, Rev. 6, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Gleichstromversorgung und spez. Wechselstromversorgung EN/EP/ET/EU/FM/FN/FQ/FR" (D2)
- [115] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/088, Rev. 10, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Lüftungsanlagen TL/XL/UV" (D2)
- [116] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SUT/104, Rev. 10, Leibstadt, Januar 2007, „Schulungsunterlagen Systeme, Nebenkühlwassersystem VF" (D2)
- [117] Kernkraftwerk Leibstadt AG, SZB/10/0037, Rev. 0, Leibstadt, Dezember 2010, „Systemzustandsbericht Generator, Ableitung, Genoschalter, Erregung, Blocktrafo und 380 kV Freiluftschaltanlage Berichtszeitraum ab 2006", (D1)
- [118] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Technischer Bericht KKL BET/08/0255, „Ertüchtigung des Blitzschutzschutz des KKL auf der Grundlage der KTA 2206“, Stand 11/2009,
- [119] Kernkraftwerk Leibstadt AG, TQM M0501, „01_p_001 Notfallbekämpfung"
- [120] Kernkraftwerk Leibstadt AG, TQM M0501, „01_ws_10.htm, Pflichtenheft Chef Sektion Information"
- [121] Kernkraftwerk Leibstadt AG, TQM M0501, „01_ws_14.htm, Pflichtenheft Kommunikationsgruppe"
- [122] Kernkraftwerk Leibstadt AG, TQM P0103, „03_wa_01 Personelle Präsenz von Schicht und PI"
- [123] Kernkraftwerk Leibstadt AG, TSL-1703-02 Rev. 027 „Technische Spezifikation Leibstadt"
- [124] Kernkraftwerk Leibstadt AG, VO/264, „Kommunikationsmittel im Kommandoraum"
- [125] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Z06989, Rev. 10, „Übersicht Eigenbedarfsversorgung" Z06989 Rev. 10
- [126] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Z07000, Rev. 2, Leibstadt, April 1998, „Eigenbedarfs- und Notstromversorgung, Übersicht" (D2)

- [127] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Z11635, Rev. 1, Leibstadt, September 2007, „Notfallstab - Visualisierung Anlagezustand" (D2)
- [128] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Z11948, Rev. 0, Leibstadt, April 2009, „Unfallstab - Visualisierung AM5" (D1)
- [129] Kernkraftwerk Leibstadt AG, Zeichnung 1377 226255 Rev. C „Disposition Notkühlwasseranlage A"
- [130] Kernkraftwerk Leibstadt, "Primary Containment Heat Capacity Assessment under Isolated Transients without Active Containment Cooling", ECAM Training Report, Alexandra Bugnon Murys, Leibstadt, 2005 (D2)
- [131] KomABC 2006-03-D Konzept für den Notfallschutz in der Umgebung der Kernanlagen"
- [132] Konsortium BBC-GETSCO, HTGK130010, Rev. D vom 30.07.1984, „Erdungsanlage Aussenerdung Disposition "
- [133] Ludwig Zraggen, Arbeitsbericht MeteoSchweiz, Nr. 212, „Die Maximaltemperaturen im Hitzesommer 2003 und Vergleich zu früheren Extremtemperaturen"
- [134] Medienmitteilung der Nagra, 14. Juni 2011, Nagra und SED: Ausbau des Messnetzes zur Erfassung schwacher Erdbeben im Schweizer Mittelland, www.nagra.ch (D3)
- [135] N. Dobrosavljevic, EWI, 1992, Radiologische Belastung an Arbeitsplätzen nach einem Hypothetischen Unfall"
- [136] Nagra Bulletin Nr. 33, März 2000, 3D-Seismik Zürcher Weinland, Nagra Themenheft Nr.3, November 2008, „Standortgebiete für geologische Tiefenlager" – Warum gerade hier?, www.nagra.ch (D3)
- [137] NUCON, 613-157 / 3, Rev. 06, 26.04.2007, "Instrument Air Distribution System, UE/U011"
- [138] Pöyry AG (2011), Erläuterungsbericht 2011, „Bestimmung der Abflussleistung der Regenwasserkanäle im Rahmen des EU-Stresstests"
- [139] Risk Management Associates, RMA-033, Leucadia, Rev. 1, July 1997 "Living Probabilistic Safety Assessment, External Events, Level 1 Analysis",
- [140] Risk Management Associates, RMA-040, Volume 1, "Kernkraftwerk Leibstadt Probabilistic Safety Assessment Level 2, Containment Pressure Capacity"
- [141] Risk Management Associates, RMA-KKL-029, MELSIM Accident Progression Analyses and Source Terms from Shutdown Conditions"
- [142] Risk Management Associates, RMA-KKL-039, Best Estimate Thermal-Hydraulic Success Criteria for PSA Analyses"
- [143] Risk Management Associates, RMA-KKL-08, „Die KKL-Spezifische Phänomenologie bei Kernschaden und RDB Durchschmelzen in Bezug auf Containment Fluten"
- [144] Schweizerischer Bundesrat, StSV 814.501, Bern, Januar 2011, „Strahlenschutzverordnung" (D1)
- [145] Schweizerischer Ingenieur und Architektenverein (SIA), SIA-Norm 160, , Ausgabe 1970, "Norm für die Belastungsannahmen, die Inbetriebnahme und die Überwachung der Bauten" (D1)
- [146] Schweizerischer Ingenieur- und Architekten Verein (SIA), SIA Norm 261, "Einwirkungen auf Tragwerke", Zürich, 2003 (D1)

- [147] Schweizerischer Ingenieur- und Architekten Verein (SIA), SIA Norm 262, "Betonbau", Zürich, 2003 (D1)
- [148] Schweizerischer Ingenieur- und Architekten Verein (SIA), SIA Norm 263, "Stahlbau", Zürich, 2003 (D1)
- [149] Swissnuclear, "Probabilistic Seismic Hazard Analysis for Swiss Nuclear Power Plant Sites (PEGASOS-Project)", Final Report, Volume 2, Results, Wetztingen Juli 2004 (D1)
- [150] US Department of Energy, DOE-STD-1020-2002, 2002, "Natural Phenomena Hazards Design and Evaluation Criteria for Department of Energy Facilities"
- [151] Verband Schweizerischer Abwasserfachleute, „Richtlinie über die Entwässerung von Liegenschaften das VSA“
- [152] www.bwg.admin.ch/service/hydrolog, Messstation Rhein-Rheinfelden (2091) (D3)
- [153] Eidgenössisches Departement des Innern EDI, Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz,
Klimadienste Datenservice
Station(en): 1 Leibstadt
Parameter : 2 Böenspitze, Windgeschwindigkeit, (Tageswerte)
Periode 20. - 30.12.1999:
- und
- Station(en): 1 Leibstadt
Parameter : 1 Minimum Temperatur (Tageswerte)
Periode 11. - 21.12.2009
- [154] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI 12/11/027, 18.03.2011, „Verfügung: Massnahmen aufgrund der Ereignisse in Fukushima“
- [155] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI 12/11/027, 05.05.2011, „Verfügung: Stellungnahme zu Ihrem Bericht vom 31. März 2011“
- [156] Eidgenössisches Nuklear Sicherheitsinspektorat, ENSI 12/11/027, 01.06.2011, „Verfügung: Neubewertung der Sicherheitsmargen des Kernkraftwerks Leibstadt im Rahmen der EU-Stresstests“
- [157] Kernkraftwerk Leibstadt AG, KOR/KKL/110815/0004, 15.08.2011, „Verfügung vom 1. Juni 2011 - Neubewertung der Sicherheitsmargen des Kernkraftwerks Leibstadt im Rahmen des EU-Stresstests – Fortschrittsbericht“
- [158] Kernkraftwerk Leibstadt AG, BET/11/0257, 29.08.2011, Rev. 1, „Temperatur- und Niveau- Störfallinstrumentierung für das Brennelementlagerbecken des KKL“

11. Glossar

11.1. Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
2D	Zwei Dimensional
ADS	Automatisches Druckentlastungssystem
AF	Automatisches Fernmeldenetz der schweizerischen Armee
AG	Kanton Aargau (Schweiz)
AM	Accident Management (Unfallmanagement)
AM	Accident Management (Unfallmanagement)
ANIS	Anlageinformationssystem
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ATWS	Anticipated Transient without SCRAM (Unfall mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung)
BAF	Kernunterkante
BAS	Betriebsarten-Schalter
BE	Brennelemente
BEB	Brennelement-Becken
BMT	Basemat Melt-Through (Durchschmelzen des Containmentbodens)
BSA	Betriebsschutzanlage
BÜKO	Support im Bereich Bürokommunikation
BWR/6	Boiling Water Reactor Type 6 (Siedewasserreaktor der Baureihe 6 von General Electric)
BWROG	Boiling Water Reactor Owners Group (Betreiberverein von Siedewasserreaktoren)
BWW	Bundesamt für Wasserwirtschaft
CC	Containment Cooling (Containmentkühlung)
CCF	Common Cause Failure (Fehler aufgrund gemeinsamer Ursache)
CDF	Core Damage Frequency (Kernschadenshäufigkeit)
CDFM	Conservative Deterministic Failure Margin (Konservative Deterministische Reserve gegen Ausfall)
CFPC	Containment Fuel Pool Cooling (Containment-Lagerbeckenkühlsystem)
CH	Confederatio Helvetica (Schweiz)
CLB	Containment-BE-Lagerbecken
CRD	Control Rod (Steuerstab)
DAK	Druckabbaukammer
DBF	Design Basis Flooding (Auslegungshochwasser)
DCH	Direct Containment Heating (Direktes Aufheizen des Containments durch verteilte Reaktorschmelze)
DRS1	Radloprogramm der Rundfunkanstalt: "Radio der deutschen und rätoromanischen Schweiz"
DSA	Deterministische Sicherheitsanalyse
DSSA	Deterministische Sicherheitsstatus-Analyse
ECCS	Emergency Core Cooling Systems (Notkühlsysteme)
E-Motor	Elektromotor
ENSI	Eidgenössisches Sicherheitsinspektorat
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators Group
EPRI	Electric Power Research Institute
ESW	Emergency Service Water (Notkühlwasser)
EU	European Union (Europäische Union)
FCV	Filtered Containment Venting (gefilterte Containment Druckentlastung)
FCVS	Filtered Containment Venting System (gefiltertes Containment Druckentlastungssystem)

Abkürzung	Bedeutung
FD	Frischdampf
FLA	Flugzeugabsturz
FPCCU	Fuel Pool Cool and Clean-Up System (BE-Lagerbeckenkühlung)
GE	Genreal Electric
GEP	Entwässerungssystem der Gemeinden
GFV	Gesamtfahrvorschriften
HCLPF	High Confidence of Low Probability of Failure
HCU	Hydraulic Control Unit
HD	Hochdruck
HD-VW	Hochdruckvorwärmer
HF	Hochfrequenz
HKW	Hauptkühlwasser
HPCS	High Pressure Core Spray (Hochdruck-Kernsprühsystem)
HRA	Human Reliability Analysis (Analyse zur Zuverlässigkeit von Personalhandlungen)
HSK	Hauptabteilung Sicherheit Kernanlagen (Vorgänger des ENSI, CH)
IAEA	International Atomic Energy Agency
KAKO	Kaltkondensatbehälter
KEG	Kernenergiegesetz
KEV	Kernenergieverordnung
KKE	Katastrophen Einsatzelement
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt AG
KKW	Kernkraftwerk
KRA	Kondensat Reinigungsanlage
KTA	Kerntechnische Ausschuss (Deutschland)
KTZW	Kühlturmszusatzwasser
KW	Kraftwerk
LERF	Large Early Release Frequency (Häufigkeit einer grossen, frühen Freisetzung radioaktiver Stoffe)
LOCA	Loss of Coolant Accident (Kühlmittelverluststörfall)
Loop	Kreislauf
LOOP	Loss Of Offsite Power (Verlust der externen Hauptstromversorgung)
LPCI	Low Pressure Core Injection (Niederdruck-Kernflutssysteme)
LPCS	Low Pressure Core Spray (Niederdruck-Kernsprühsystem)
LPSA2006	Leistungs PSA aus dem Jahr 2006 für die periodische Sicherheitsüberprüfung
LRF	Large Release Frequency (Häufigkeit einer grossen Freisetzung)
Mark III	Containmenttype "Mark III" von General Electric
MCR	Main Control Room (Hauptschaltwarte)
MDRIR	Kernkühlmindestmenge
MG	Motor-Generator-Einheit
MSIV	Motor Steam Isolation Valve (Absperventil Hauptdampfleitung)
MSR	Mess, Steuer und Regelung
NAGRA	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
NAZ	Nationale Alarmzentrale (Schweiz)
ND	Niederdruck
NFA	Notfall Fahr-Anweisung (Notfallvorschriften)
NFO	Notfallorganisation
NICCW	Nuclear Island Closed Cooling Water (Nukleares Zwischenkühlsystem)
NK	Nebenkühlwasserschienen
NKW	Nebenkühlwasser
NN	Normalschienen



Abkürzung	Bedeutung
NRC	Nuclear Regulatory Commission
NS	Sicherheitsschienen
NUREG	Nuclear Regulatroy
OBE	Operating Basis Earthquake (Betriebseerdbeben)
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
PASS	Post Accident Sampling Systems
PDS	Plant Damage State (Kernschadenzustand)
PEGASOS	Probabilistische Erdbebengefährdungsanalyse an den Kernkraftwerksstandorten der Schweiz
PGA	Peak Ground Acceleration (Boden Spitzen Beschleunigung)
PMP-Regen	Peak Maximal Presshibition
POS	Plant Operating State (Anlagen Betriebszustand)
PRP	PEGASOS Refinement Project
PRP-IMH	PEGASOS Refinement Project Intermediate Hazard
PSA	Probabilistische Sicherheitsanalyse
PSHA	Probabilistic Seismic Hazard Analysis (Probabilistische Erdbebengefährdungsanalyse)
PSÜ	Periodische Sicherheitsüberprüfung
RABE	Rasches Alarmsystem für die Bevölkerung
RADAG	Betreiber des Wasserkraftwerkes Albruck
RCC	Reactor Core Cooling (Reaktorkernkühlung)
RCCC	Reactor Core and Containment Cooling (Reaktorkern- und Containment-Kühlung)
RCIC	Reactor Core Isolation Cooling (Reaktorkernisolations-Kühlsystem)
RDB	Reaktor-Druck-Behälter
RHR	Residual Heat Removal (Nachwärmeabfuhrsystem)
RPS	Reactor-Protection-System (Reaktorschutzsystem)
RSD	Remote Shutdown Raum (Notsteuerstelle)
RWCU	Reactor Water Clean Up System (Reaktorwasser-Reinigungssystem)
SAM	Severe Accident Management (Strategie zur Beherrschung schwerer Störfälle)
SAMG	Severe Accident Management Guidelines
SAMG-Diesel	Notstromdiesel zum Aufladen der Batterien
SBO	Station Blackout
SCRAM	Reaktor Schnell Abschaltung
SED	Schweizerischer Erdbebendienst
SEHR	Special Emergency Heat Removal (Notstandssystem)
SFA	Störfallfahranweisungen (Störfallvorschriften)
SFV	System-Fahr-Vorschrift
SGTS	Notabluft
SIA	Schweizerischer Ingenieurs- und Architektenverein
SK	Sicherheitsklasse
SLCS	Stand By Liquid Control System (Vergiftungssystem)
SMA	Seismic Margin Analysis (Seismische Margen/Reserven-Analyse)
SMT	System zur Mobilisation mittels Telefon
SNU	KKL-interne Stabsnotfallübung
SPMU	Druckabbaukammer-Zusatzwasser
SRI	Selected Rod Insertion
SRV	Sicherheitsabblaseventil (Safety Release Valve)
SSC	Structures, Systems and Components (Bauwerke (Strukturen), Systeme und Komponenten)
SSE	Safe Shutdown Earthquake (Auslegungserdbeben)



Abkürzung	Bedeutung
SSHAC	Senior Seismic Hazard Committee
SSI	Soil Structure Interaction (Boden Bauwerk Wechselwirkung)
StSV	Strahlenschutzverordnung
SWB	Speisewasserbehälter
SWR	Siedewasserreaktor
T/G	Turbogenerator
TICCW	Turbine Island Component Cooling Water (Zwischenkühlsystem Turbinenkomponenten)
TLF	Tanklöschfahrzeug
T-LOOP	Total Loss Of Offsite Power (Verlust der externen Haupt- und Nebenstromversorgung)
TPS	Telepage Swiss
TQM	Total Quality Management
T-SBO	Total Station Blackout
TSC	Technical Support Center
VALISAM	Beurteilungsprogramm des SAM
VSA	Schweizerischer Abwasserfachleute
WANO	World Association of Nuclear Operators
WKP	Wiederkehrende Prüfung
WT	Wärmetauscher

11.2. Gebäudebezeichnungen

Abkürzung	Bedeutung
ZA	Reaktorgebäude
ZB1	Aufbereitungsgebäude
ZB2	Abgasfiltergebäude
ZC1	Reaktorhilfsanlage-Gebäude
ZC2	SEHR Notstandgebäude
ZC3	SEHR Brunnen A
ZD1	Brennelementlagergebäude
ZD2	Dekont-Gebäude
ZD3	Aktivwerkstatt
ZE1	Betriebsgebäude
ZE2	Betriebsgebäude-Anbau
ZF	Maschinenhausgebäude
ZG	Vollentsalzungsanlage
ZH1	380 kV Versorgung (Haupt- und Hilfstrafos)
ZH2	50 kV Versorgung; 10 kV Schaltanlage
ZJ	380kV-Freiluft-Schaltanlage
ZK1	Notstromdiesel A
ZK2	Notstromdiesel B
ZK3	Notstromdiesel HPCS
ZL1	Lagerhalle Kühlturm
ZL2	Werkstatt- & Lager
ZL3	Gasflaschenlager
ZL4	Eisensulfat-Dosierung (ausser Betrieb)
ZL5	Lagergebäude
ZL6	Lagerhalle MH Ost
ZL8	Mehrzweckgebäude
ZL9	<i>Geräteinstellhalle (Grosskomponentenlager; ZENT)</i>
ZM1	Hauptkühlwasserpumpenhaus
ZM2	Nebenkühlwasseranlage
ZM3	KTZW-Aufbereitung
ZM4	Notkühlwasseranlage A
ZM5	Notkühlwasseranlage B
ZM6	Notkühlwasseranlage HPCS
ZP	Kühlturm
ZQ	Abluftkamin
ZR1	Abwasserreinigungs-Anlage
ZR2	BFW-Unterstand
ZS1	Chalet
ZS2	FP-Büro-Baracke
ZT	Zwischenlager für rad. akt. Rückstände
ZU1	Feuerwehr
ZU2	Garagen
ZU3	Parkplätze
ZU4	Betriebsmittellager
ZU5	Schleuse zum NKW (Tor West)
ZU6	Fahrzeugschleuse
ZV1	(Rohr-)Ringkanal
ZV2	Verb.Kanäle ZV1-ZM2

Abkürzung	Bedeutung
ZW1	KAKO-(Kaltkondensatbehälter)-Gebäude
ZW2	Fundament ZSW-Behälter
ZW3	Wasserstoff-Trailerstation
ZW4	Fundament Sauerstofftank
ZX	50 kV Innenraum-Schaltanlage
ZY	Eingangsgebäude
ZZ3	Freizeitanlage
ZZ4	Ausbildungs- und Informationszentrum

11.3. Bezeichnungen der Systeme

Ak.-Nr.		Bezeichnung
von	bis	
AC	AC	380 kV-Sammelschienen
AD	AJ	50/10/6 kV-Anlage
AF		50/10/6.6-kV-Transformatoren
AG		50/10/6 kV-Anlage
AP	AP	27 kV-Generatorableitung
AR	AR	Generatorerregung
AT	AT	27/380 kV-Blocktransformatoren
BA	BC	6 kV-Sammelschienen
BD	BH	10 kV-Eigenbedarfsanlage
BB		10 kV-Eigenbedarfsanlage
BC		10 kV-Eigenbedarfsanlage
BE		10 kV-Eigenbedarfsanlage
BF		10 kV-Eigenbedarfsanlage
BM	BM	6.6 kV-Sammelschienen (sichere SS)
BN	BN	Dieselmotor
BP	BP	Notstrom-Dieselmotor
BQ	BQ	Kühlwasserkreislauf Dieselmotor
BR	BR	Ladeluft-Kühlwasserkreislauf
BS	BS	Schmierölkreislauf Dieselmotor
BT	BT	Notstromgenerator-Schmierölsystem
BU	BU	Abgassystem Diesel
BV	BV	Ansaugluft Dieselmotor
BW	BW	Lüftung Notstrom-Aggregaterraum
BX	BX	Dieselmotor-Kraftstoffsystem
BY	BY	Startluftsystem Dieselmotor
BZ	BZ	Erregung+Regelung Notstromgeneratoren
CA	CN	380 V-Hauptverteilungen
CC		380 V-Hauptverteilungen
CK		380 V-Hauptverteilungen
CL		380 V-Hauptverteilungen
CM		380 V-Hauptverteilungen
CN		380 V-Hauptverteilungen
CT	CT	6.6/0.4 kV-Eigenbedarfstransformatoren
DA	DW	380 V-Unterverteilungen
DK		380 V-Unterverteilungen
DQ		380 V-Unterverteilungen
DR		380 V-Unterverteilungen
DT		380 V-Unterverteilungen
DX	DX	Normalnetz, Licht-/Kraftverteilung
DY	DY	Notnetz, Licht-/Kraftverteilung
DZ	DZ	Kleinverteilung/Steckdosen
EM	EM	120 V-Sammelschienen, RPS/NSSSS
EN	EP	380 V-USV-Hauptverteilungen
ES	ES	220 VDC-Sammelschienen (RHG)
ET	ET	Wechselrichter-Verteilungen
EU	EU	220 VDC-Sammelschienen (Betriebsgebäude)
EW	EW	Fluchtweg-/Wechselrichter-Netz

Ak.-Nr.		Bezeichnung
von	bis	
EX	EY	380 V-USV-Anlagen
FB	FB	24 VDC-Gleichstromversorgungen
FE	FL	48 V-Gleichspannungs-Verteilungen
FM	FS	24 V-Batterie-Verteilungen
FN		24 V-Batterie-Verteilungen
FP		24 V-Batterie-Verteilungen
FQ		24 V-Batterie-Verteilungen
FR		24 V-Batterie-Verteilungen
FS		24 V-Batterie-Verteilungen
FT	FZ	48 V-Gleichspannungs-Verteilungen
GA	GZ	Kommandopulte und -tafeln
HA	HZ	MSR-Schränke und lokale Gerüste
JB	JZ	Schaltanlagen-Felder
KA	KZ	Klemmschränke
LA	LZ	Hausinstallations-Schränke
MA	MA	Telefonanlage
MB	MB	Mobilkommunikations-Anlagen
MC	MC	Uhrenanlagen
MD	MD	Netzabhängige Gegensprechsysteme
ME	ME	Netzunabhängige Gegensprechsysteme
MF	MF	Lautsprecheranlage
MG	MG	Kamera-Anlagen
MH01	MH17	UEW-Systeme
MH18	MH18	CCTV-Anlage
MH19	MH27	UEW-Systeme
MH31	MH31	Zutrittskontroll-System (ZKS)
MH32	MH32	Identifikationssystem IDENTIX
MH42	MH94	UEW-Systeme
MJ40	MJ49	Beleuchtung Freiluftschaltanlage
MJ50	MJ53	UEW-Beleuchtung Perimeter
MJ60	MJ61	UEW-Beleuchtung Fassaden
MJ70	MJ72	Flugbefeuerung
MK	MK	Allgemeine Türsteuerung (ohne UEW)
ML	ML	Erdung und Blitzschutz
MN	MN	Brandmeldeanlage
MP	MP	Turbomat
MQ	MQ	Turbotrol
MS	MS	Selsmische Instrumentierung
MU	MU	Prozessleitsystem
MV00	MV00	Prozessinformatik-Systeme
MV02	MV02	GETARS Transienten-Analyse-System
MV03	MV03	Indactic Alarmregistrierung
MV05	MV05	Kernüberwachung
MV06	MV06	COSMOS Core Stability Monitoring System
MV07	MV07	Schwingungsüberwachung Turbogruppe
MV08	MV08	Prozessdaten-Validierung
MV09	MV09	Severe Accident Simulator
MV10	MV10	Störschreibersystem Eigenbedarf
MV11	MV11	Armaturen Monitoring System

Ak.-Nr.		Bezeichnung
von	bis	
MV12	MV12	Technikdaten-Netzwerk
MV13	MV13	Generator-Monitoring (AMODIS)
MV14	MV14	ANPA Verbindung zur Aufsichtsbehörde
MW10	MW10	Simulator
MW11	MW11	JAZ Arbeitszeit-Erfassungssystem
MW12	MW12	CAD-Anlage
MW14	MW14	Labor Informationssystem CIS
MW16	MW16	Fotoausweissystem
MW17	MW17	IBIS
MY	MY	Informationsübertragung zu EGL/NOK
PL	PL	Brennelementwechseleinrichtungen
PP00A000	PP10G007	BE-Wechseleinrichtungen in ZD-1
PP10G008	PP10G015	BE-Sipping-Anlagen
PP11	PP99	Werkzeuge für BE-Handhabungen
PR	PR	BE-Lagerstelle
PT	PT	Lastaufnahmemittel, Zubehör, Be-Behälter
PW00	PW00	Werkzeuge/Vorricht. Druckgefäß
PW01	PW09	Schwerlast-Transportsystem
PW10	PW39	Werkzeuge für Reaktor-Service
PW40	PW49	Werkzeuge für Einsatz am/unter RDB
PX	PX	Brennelement-Transportsystem (IFTS)
QA00	QZ03	Türen
RA	RA	Frischdampf-System
RA21	RA24	FD-Lig. bis inkl. 3.Absperrarmatur
RB	RB	Zwischenüberhitzer WAZü
RC	RC	Kalte ZÜ-Leitungen
RF	RF	HD-Anzapfung
RG	RG	Abscheidekondensat WAZUE
RH	RH	ND-Anzapfung
RK	RK	Zwischenüberhitzer-Kondensat
RL	RL	Speisewasser-System
RL51	RL52	Speisewasser im Dampftunnel
RL80	RL84	Edelmetaldosierung
RM	RM	Hauptkondensat-System
RN	RN	Niederdruck-Vorwärmerkondensat
RP	RP	Hochdruck-Vorwärmerkondensat
RQ00	RQ69	Hilfsdampfsystem
RQ70	RQ79	Hilfsdampfsystem RHG
RQ90	RQ99	Hilfsdampfsystem Radwaste
RR00	RR69	Nebenkondensatsystem
RR70	RR79	Nebenkondensatsystem Containment
RR80	RR89	Nebenkondensatsystem
RR90	RR99	Nebenkondensatsystem Radwaste
RV	RV	Probenahmesystem Sekundäranlage
RY	RY	Sperrwasser-/Absauge-System
SA	SC	Turbogruppe
SD	SD	Kondensator
SE	SE	Regel-/Schutzsystem Turbine
SF	SF	Bypass-System Turbine



Ak.-Nr.		Bezeichnung
von	bis	
SG	SG	Sperrdampf-System
SJ	SJ	Steuerflüssigkeits-System Turbine
SK	SK	Steuerluft-System
SL00	SL10	Kond.Hilfsanl. App.-Entlüftung
SL12	SL14	Anfahr-Entlüftung
SL15	SL15	Apparate-Entlüftung
SL16	SL16	Betriebs-Entlüftung
SP	SQ	Generator
SS16	SS16	Generator H ₂ -Kühlwasser
SS17	SS17	Statorkühlwasser (Generator)
ST	ST	Generator-Wasserstoffversorgung
SU	SU	Dichtöl-System
SX	SX	Sperrdampf-Umformsystem
TC	TC	Reaktorwasser-Reinigungssystem (RWCU)
TF	TF	Notstandssystem (SEHR)
TG	TG	BE-Becken-Kühl-/Reinigungssystem (FPCCU)
TH	TI	Nachwärmeabfuhr-System (RHR)
TJ	TJ	Hochdruckkernsprüh-System (HPCS)
TK	TK	Niederdruckkernsprüh-System (LPCS)
TL	TL	Lüftungstechnische Anlage Primärteil
TM	TM	Kernisolations-Kühlsystem (RCIC)
TQ	TQ	Feststoff-Behandlung/-Lagerung
TR	TR	Abwasser-Aufbereitung
TS	TS	Abgas-System
TT	TT	Aufbereitung aktive Rückstände
TU00	TU00	Reinigungs-Einrichtungen
TU01	TU07	Handwaschanlage und Schuhreinigung
TU08	TU24	Aktiv-Wäscherei
TU25	TU49	Dekontbox und Dekontgeräte
TU50	TU50	Glasperlanlage
TU51	TU51	Abfallpresse
TU60	TU71	Dekont-Einrichtungen
TV	TV	Probenahme-Systeme
TV50	TV50	MitigationMonitorSystem
TW	TW	Vergiftungs-System (SLCS)
TX00	TX19	Bodenwasser Nuclear Island
TX20	TX29	Bodenwasser Maschinenhaus
TX30	TX51	Bodenwasser Radwaste und AWE
TX60	TX69	Gebäudeentwässerung Nuklearanlage
TX70	TX93	Gebäudeentwässerung Maschinenhaus
TY	TY	Apparate-Entwässerung/-Entlüftung
TZ	TZ	Apparate-Entwässerung
UA	UA	Vollentsalzungs-Anlage
UB	UB	Kondensatreinigungs-Anlage
UD00	UD69	Zusatzwasser-System
UD70	UD70	Verbraucher Reaktorhilfsgebäude
UD80	UD89	Zusatzwasser Radwaste
UE00	UE69	Steuerluft-System
UE70	UE72	Steuerluft in ZC + ZD



Ak.-Nr.		Bezeichnung
von	bis	
UE80	UE81	Steuerluft in ZB + ZT
UE83	UE84	Steuerluft in ZM2 + ZM3
UE85	UE85	Steuerluft zu Kühlturmzusatzwasser
UF00	UF29	Kaltwasser-System
UG	UG	Abwasserentsorg./Oelabscheide-Anlage
UH	UH	H ₂ -Einspeisesystem
UJ00	UJ19	Trink-/Löschwasser im Areal
UJ19B400	UJ19Z500	Sanitärnetz in ZZ4 (AIZ)
UJ26	UJ26	Sanitärnetz Nebengebäude
UJ30	UJ71	Feuerlöschwasser
UJ80	UJ87	Sanitärnetz (diverse)
UJ88	UJ88	Sanitärnetz in ZM2
UJ90	UJ95	Revisionskühlwasser Masch.haus
UK00	UK41	Trink-/Brauch-/Löschwasserversorgung
UK50	UK99	Brauchwasser in ZB/ZQ und ZE usw.
UL00	UL59	Gebäude-Entwässerung konvent. Teil
UL90	UL90	Bodenabwasser Ringkanal
UN	UN	Regenwasser-System
UQ00	UQ47	Hebezeuge / Krananlagen
UQ48	UQ61	Aufzüge
UQ62	UQ62	Hebezeuge in ZL2, ZL8, ZE
UQ62D904	UQ62D904	Liftaggregat Warenaufzug Lager
UQ63	UQ63	Kühlturm-Aufzug
UQ64	UQ76	Hebezeuge / Krananlagen
UQ73D903	UQ73D903	Liftaggregat Warenaufzug KTW
UQ78	UQ78	Warenaufzug Doku-Archiv ZE2
UQ79	UQ79	Portalkran Gleisanschluss NKW
UQ80	UQ80	Drehscheibe bei Gleisanschluss
UQ81	UQ99	Hebezeuge / Krananlagen
UR10	UR10	Druckluftanlage Werkstatt
US00	US69	Werkluft-System konv. Teil
US70	US71	Werkluft-System RHG/Cont./AWE
US80	US83	Werkluft-System Radwaste
US84	US98	Werkluft-System Aussenanlage
UT	UT	O ₂ -Einspeisesystem
UV00	UV77	Lüftungsanlagen
UV78	UV89	Lüftungs-/Kälte-Anlagen ZF
UV90	UV91	Lüftungs-/Kälte-Anlagen ZQ
UW00	UW86	Heisswasser-System
UW88	UW88	Heizung Garderobe Wache
UX	UX	Aktiver Brandschutz (Sprinkler, Sprühflut, Halon, Löschkasten)
UZ13	UZ30	Lüftung Nebenanlagen
UZ34	UZ41	Lüftung Notstrom-/ESW-Gebäude
UZ42	UZ58	Lüftung Nebenanlagen
VB	VB	Kühlturm-Zusatzwasser-System
VC	VC	Hauptkühlwasser-System
VD	VD	Hauptkühlturm-System
VE	VE	Notkühlwasser-System (ESW)
VF	VF	Nebenkühlwasser-System



Ak.-Nr.		Bezeichnung
von	bis	
VG	VG	Nukleares Zwischenkühl-System (NICCW)
VH	VH	Zwischenkühlwasser-System
VJ	VJ	Chemische Kühlwasser-Behandlung
VL	VL	Taprogge-Reinigungsanlagen
XA	XA	Containment System
XA10D101	XA10D101	Hängegerüst
XB10	XB20	Drywell- und Containment-Materialtore
XB90	XB90	Blow-Out Panels
XC	XC	Personenschleusen
XE	XE	Sekundärcontainment-Durchführungen
XF	XF	Rohrdurchführungen im Reaktorgebäude
XG	XG	Kabeldurchführungen im Reaktorgebäude
XK	XK	Filtered Containment Venting System
XL	XL	Notabluft-System (SGTS)
XN00	XN93	Leckageüberwachung Nuklearteil
XN95	XN95	Drywell Leckageüberwachung
XP	XP	Wasserstoff-Rekombinatoren
XQ	XQ	Area Radiation Monitoring (ARM)
XR00	XR19	Personen-Strahlenüberwachung (EPDS)
XR20	XR20	Containment Aerosol/Edelgas-Überwachung
XR21	XR29	Raumluftüberwachung
XR30	XR49	Ganzkörper-Monitore
XR50	XR59	Ladestationen EPDS
XR60	XR69	Personen-Strahlenüberwachung (EPDS)
XR70	XR80	Personen-Strahlenüberw.-Rechner
XT	XT	Prozess-Strahlenüberwachung (PRM)
XU	XU	Containment Atmosphere Monitoring
XW	XW	Hebezeuge
XX	XX	Wasserstoff-Zündsystem
YB	YB	Nukleares Dampferzeugungs-System
YC	YC	Reaktordruckbehälter+Einbauten
YM	YM	Brennelemente + Steuerstäbe
YR	YR	Speisewasser-Regelung
YU	YU	Umwälz-System (RECIRC)
YV00	YV00	Steuerstab-Fahr-/Anzelgesystem
YV02	YV76	Steuerstabantriebs-System (CRD)
YW	YW	Reaktorsystem Service-Einrichtungen
YX	YX	Neutronenfluss-Messung (NMS)
YY	YY	Notsteuerstellen (RSD)
YZ	YZ	Reaktorschutz-System (RPS)
ZA	ZZ	Gebäude