

**Forschungen zu den  
Erfordernissen des  
Alterungsmanagements  
von KKW in der  
Nachbetriebs- und  
Stilllegungsphase**

## **Forschungen zu den Erfordernissen des Alterungsmanagements von KKW in der Nachbetriebs- und Stilllegungsphase**

Mihdi Elmas  
Stephan Faust  
Isabell Fleck  
Uwe Jendrich  
Silvio Sperbeck  
Rainer Wenke

Juli 2019

### **Anmerkung:**

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit (BMU) unter dem Kennzeichen 4717R01362 durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Auftragnehmer.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers übereinstimmen.

**Deskriptoren**

Alterungsmanagement, Kernkraftwerk, Nachbetrieb, Stilllegung

## Kurzfassung

Mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie rücken sicherheitstechnische Aspekte von Kernkraftwerken (KKW) für den Zeitraum nach Beendigung des kommerziellen Betriebs stärker in den Fokus, in dem über einen – im Vergleich zu üblichen Revisionszeiten – deutlich größeren Zeitraum veränderte Betriebs- und Mediumszustände in den weiterhin benötigten Systemen und Komponenten zu erwarten sind. Zur Gewährleistung der Zuverlässigkeit dieser Systeme ist ein wirksames Alterungsmanagement (AM) in den Phasen Nachbetrieb (NB) und Stilllegung (SL) weiterhin unerlässlich.

In diesem Zusammenhang wurden im Rahmen des Projektes mehrere Systeme detailliert hinsichtlich des Systemaufbaus und der verbauten Werkstoffe untersucht. Die Unterschiede im Werkstoffkonzept zwischen Druckwasserreaktoren (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR) sind nur gering. Das Werkstoffkonzept der untersuchten Systeme ist auf den Leistungsbetrieb (LB) ausgelegt, zeigt jedoch auch für NB und die SL kein offensichtliches Defizit.

Aus der Auswertung der deutschen und internationalen Betriebserfahrung bezüglich NB und SL ergaben sich keine systematischen Schwachstellen im AM, jedoch Hinweise auf besondere Herausforderungen des AM in diesen Phasen. Entsprechende Erkenntnisse wurden zur Bewertung der Relevanz einzelner Schädigungsmechanismen in diesen Betriebsphasen sowie für die Schlussfolgerungen herangezogen.

Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten, elektrischen Kabeln und Betonstrukturen wurden vertieft analysiert. Bei mechanischen Komponenten wurde festgestellt, dass fünf Mechanismen in NB und SL eine erhöhte Relevanz haben können, für die ggf. Änderungen im AM vonnöten sind. Bei elektrischen Kabeln und Betonstrukturen sieht die GRS weiteren Forschungsbedarf, um die veränderte Relevanz einzelner Mechanismen in NB und SL zu bewerten.

Als Schlussfolgerung lässt sich festhalten, dass ein einfaches Übernehmen des AM aus dem LB für den NB und die anschließende SL nicht zweckmäßig ist. Dafür ist im Vorfeld eine systematische Überprüfung des bisherigen AM-Programms unter Berücksichtigung der geänderten anlagenspezifischen Randbedingungen erforderlich. Das AM-Programm muss dann passend zum jeweiligen Abbaufortschritt angepasst werden. In vielen Fällen können Wiederkehrende Prüfungen vereinfacht bzw. reduziert werden, in einigen Fällen kann aber auch eine Erhöhung der Prüfdichte nötig sein.

## **Abstract**

With the nuclear phase-out in Germany, safety aspects of nuclear power plants in the post-operational and decommissioning phases will be more and more in the spotlight. For a time period clearly longer than typical outage periods, operating and medium conditions are expected to change significantly in systems which are still necessary for safety or operational reasons. To ensure the reliability of these systems, an effective ageing management remains essential during those phases.

In the course of the project, some systems that are still necessary were analysed in more detail regarding the system layout and the materials concept. Only small differences of the materials concept exist between pressurised water reactors and boiling water reactors. Materials in the analysed systems were chosen for power operation conditions. For conditions occurring during post-operational and decommissioning phases, no apparent deficiencies became apparent.

An analysis of German and international operating experience revealed no systematic weak points in the ageing management during post-operation and decommissioning. Special challenges for the ageing management in these phases could be identified. The results were also used for the assessment of the relevance of certain ageing mechanisms in these phases and for the conclusions.

Ageing mechanisms of mechanical components, electrical cables and concrete structures were analysed in depth. Regarding mechanical components, the relevance of five ageing mechanisms may increase during post-operational and decommissioning phases and hence may cause changes in the ageing management. For the assessment of a potential change in relevance of the ageing mechanisms of electrical cables and concrete structures, GRS identified the need for research.

As a conclusion, a simple transfer of the ageing management programme from the power operation phase to the post-operational and decommissioning phases is not a suitable option. Prior to these phases, the ageing management programme must systematically be analysed considering the changed plant-specific boundary conditions. The programme must continuously be adjusted according to the current status of decommissioning. The non-destructive testing may be reduced or simplified in many cases, but in some cases an increase in testing may become necessary.

# Inhaltsverzeichnis

	<b>Kurzfassung .....</b>	<b>I</b>
	<b>Abstract.....</b>	<b>II</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1	Überblick über abgeschaltete deutsche Anlagen.....	2
1.2	Stilllegungs- und Abbaustrategien .....	4
<b>2</b>	<b>Regulatorische Anforderungen und generische Aspekte bzgl. Alterungsmanagement in Nachbetrieb und Stilllegung .....</b>	<b>7</b>
2.1	Regulatorische Anforderungen in Deutschland.....	7
2.2	Besondere Herausforderungen in Nachbetrieb und Stilllegung .....	10
2.3	WKP in Nachbetrieb und Stilllegung .....	11
2.4	Alterungsmanagement in Nachbetrieb und Stilllegung in Dokumenten der IAEA.....	12
2.4.1	IAEA Specific Safety Guide SSG-48.....	13
2.4.2	Entwurf eines neuen IAEA-TECDOCs .....	16
<b>3</b>	<b>Sicherheitsrelevante Systeme und Einrichtungen, die in den verschiedenen Phasen des Nachbetriebs und der Stilllegung weiterhin benötigt werden.....</b>	<b>19</b>
3.1	Übersicht .....	19
3.1.1	Systeme für die Kühlung der Brennelemente.....	21
3.1.2	Energieversorgungssysteme.....	22
3.1.3	Leit- und nachrichtentechnische Einrichtungen.....	23
3.1.4	Hebezeuge, Transporteinrichtungen und BE-Lademaschine.....	23
3.1.5	Betriebliche Systeme und Komponenten .....	24
3.2	Aufbau und Aufgaben des nuklearen Zwischenkühlsystems.....	24
3.3	Aufbau und Aufgaben des Nuklearen Nebenkühlwassersystems.....	26

3.4	Aufbau und Aufgaben des Systems zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer.....	28
3.5	Aufbau und Aufgaben des Feuerlöschsystems.....	30
3.6	Aufbau und Aufgaben der Nuklearen Lüftungsanlagen .....	32
<b>4</b>	<b>Betriebserfahrung mit Bezug zum Alterungsmanagement in Kernkraftwerken in Nachbetrieb und Stilllegung .....</b>	<b>33</b>
4.1	Auswertung der deutschen Betriebserfahrung .....	33
4.1.1	Ereignisse mit Schäden an Beschichtungen.....	33
4.1.2	Ereignisse mit Schäden an Wärmetauschern .....	35
4.1.3	Ereignisse mit Schäden am System zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer.....	37
4.1.4	Ereignisse mit Schäden am Nebenkühlwassersystem.....	40
4.1.5	Ereignisse mit Schäden im Zusammenhang mit Dekontamination .....	43
4.2	Auswertung der internationalen Betriebserfahrung .....	44
4.2.1	Fehleinfall mehrerer Steuerelemente .....	45
4.2.2	Überschreitung der maximalen Zahl an Arbeitsgängen eines Transportkrans .....	45
4.2.3	Überflutung im Bereich der Abwasseraufbereitungsanlage .....	45
4.2.4	Versagen einer Rohrleitung der nuklearen Anlagenentwässerung .....	46
4.2.5	Freisetzung von Schwefelwasserstoff während des Rückbaus .....	46
4.3	Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung.....	47
<b>5</b>	<b>Relevante Schädigungsmechanismen in Nachbetrieb und Stilllegung .....</b>	<b>49</b>
5.1	Überblick über Schädigungsmechanismen bei mechanischen Komponenten.....	50
5.1.1	Schädigungsmechanismen mit erhöhter Relevanz in Nachbetrieb und Stilllegung.....	52
5.1.2	Schädigungsmechanismen mit gleichbleibender Relevanz .....	56
5.1.3	Schädigungsmechanismen mit verringerter Relevanz in Nachbetrieb und Stilllegung.....	62
5.2	Überblick über Schädigungsmechanismen an Betonstrukturen.....	65

5.3	Überblick über Schädigungsmechanismen bei elektrischen Kabeln.....	67
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen.....</b>	<b>69</b>
6.1	Generische Schlussfolgerungen .....	69
6.1.1	Regelwerk .....	70
6.1.2	Prüfkonzept .....	71
6.1.3	Maßnahmen und Prozesse des Alterungsmanagements .....	72
6.2	Systemspezifische Schlussfolgerungen .....	73
6.2.1	Nebenkühlwassersystem .....	73
6.2.2	Abwassersystem .....	74
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>77</b>
	<b>Literatur.....</b>	<b>79</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>87</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>89</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>91</b>
<b>A</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>93</b>
A.1	Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten, die in Nachbetrieb und Stilllegung ohne Bedeutung sind .....	93
A.2	Schädigungsmechanismen an Betonstrukturen.....	96
A.3	Schädigungsmechanismen bei elektrischen Kabeln .....	101



# 1 Einleitung

Mit dem Beschluss der Bundesregierung aus dem Jahr 2011, die Nutzung der Atomenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität bis spätestens Ende 2022 zu beenden, rücken sicherheitstechnische Aspekte von Kernkraftwerken (KKW) für den Zeitraum nach Beendigung des kommerziellen Betriebs stärker in den Fokus. Als unmittelbare Konsequenz des Ausstiegsbeschlusses wurde der kommerzielle Betrieb von acht deutschen KKW im Jahre 2011 beendet. Drei weitere Anlagen wurden Mitte 2015 bzw. Ende 2017 und 2019 endgültig abgeschaltet, die restlichen deutschen KKW sollen sukzessive bis Ende 2022 endgültig abgeschaltet werden.

Typischerweise wird von einer Abklingzeit der Brennelemente (BE) der letzten Kernbeladung bis zur Einlagerung in einen Zwischenlagerbehälter (z. B. CASTOR) von ca. fünf Jahren ausgegangen. Diese Zeitspanne kann aufgrund von Verzögerungen, z. B. aufgrund der Unverfügbarkeit von Lagerbehältern oder Verzögerungen im Genehmigungsverfahren, auch deutlich größer sein. Über die Dauer der daran anschließenden eigentlichen Rückbauphase kann derzeit keine verlässliche Prognose abgegeben werden. Mit Beendigung des Leistungsbetriebs (LB) sind also über einen – im Vergleich zu üblichen Revisionszeiten – deutlich größeren Zeitraum veränderte Betriebs- und Mediumszustände in den weiterhin aus betrieblichen und sicherheitstechnischen Gründen benötigten Systemen und Komponenten zu erwarten.

Während der Abklingzeit der BE befinden sich i. d. R. neben der letzten Kernbeladung weitere abgebrannten BE im BE-Lagerbecken. Daher ist eine dauerhafte Verfügbarkeit der nukleartechnischen Nachkühlketten solange unverzichtbar, wie der Brennstoff im BE-Becken aktiv gekühlt werden muss.

Des Weiteren ist in dieser Zeit auch die Verfügbarkeit der Kühlketten für die Notstromdiesel sowie weiterer nukleartechnischer Hilfssysteme, darunter Beckenkühlung und -reinigung, Abwasserbehandlung, Abgassystem etc., erforderlich. Diese Systeme haben weiterhin Bedeutung für die nukleare Sicherheit und den Strahlenschutz der Anlage. Zur Gewährleistung der Zuverlässigkeit dieser Systeme ist ein wirksames Alterungsmanagement (AM) in den Phasen Nachbetrieb (NB) und Stilllegung (SL) weiterhin unerlässlich.

Die bestehenden AM-Konzepte zielen in erster Linie auf Anlagen im LB ab. Spezifische Anforderungen des Stillstands und des Nachbetriebs werden darin i. d. R. nicht adressiert. Aufgrund der absehbar veränderten Betriebs- und Mediumsbedingungen (z. B.

Drücke, Temperaturen, Strömungsgeschwindigkeiten) über einen Zeitraum, für den aus der LB-Phase keine vergleichbaren Betriebserfahrungen vorliegen, kann es aber nicht ausgeschlossen werden, dass neue, während des LB nicht beobachtete Schädigungsmechanismen auftreten bzw. die bekannten Schädigungsmechanismen ein verändertes Zeitverhalten aufzeigen. Entsprechende Fälle aus der neueren Betriebserfahrung bestätigen diese Annahme (vgl. Kapitel 4).

Wesentliches Ziel des Vorhabens war es daher, Erkenntnisse hinsichtlich eines zweckmäßigen AM für Anlagen in der NB- und SL-Phase zu gewinnen. Hierbei sollte der Aspekt der physikalischen Alterung, d. h. zeitabhängiger physikalischer, biologischer und chemischer Vorgänge, die eine Veränderung der Eigenschaften der für sicherheitstechnisch wichtige technische Einrichtungen verwendeten Werkstoffe bewirken, untersucht werden.

## 1.1 Überblick über abgeschaltete deutsche Anlagen

Deutsche Anlagen, die sich im NB befinden, in der SL sind oder die bereits aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen wurden, sind in Tab. 1.1 aufgelistet.

**Tab. 1.1** Deutsche KKW im NB, in der SL oder SL beendet

Anlage	NB/Stillstandsbetrieb seit	SL-Strategie	Genehmigung zur SL (Dauer Sicherer Einschluss (SE))	Brennstoff-frei seit	Beginn Abbau bei SE	Entlassung aus der Überwachung
HDR	1971	Direkter Abbau	16.2.1983		—	14.05.1998
KKN	1974	Sicherer Einschluss	1975 <sup>1</sup> SE 1981-1987	keine Angabe	1987	1995
KWL	1977	Sicherer Einschluss	1985 <sup>2</sup> (25 Jahre)	1983	2015	—
KRB A	1977	Direkter Abbau	1983	1989	—	Nutzung Technikgebäude für Abbau von Block B/C

<sup>1</sup> Genehmigung zum sicheren Einschluss 1981 erteilt

<sup>2</sup> Genehmigung zum sicheren Einschluss 1988 erteilt

Anlage	NB/Stillstandsbetrieb seit	SL-Strategie	Genehmigung zur SL (Dauer Sicherer Einschluss (SE))	Brennstoff-frei seit	Beginn Abbau bei SE	Entlassung aus der Überwachung
MZFR	1984	Direkter Abbau	17.11.1987		—	—
VAK	1985	Direkter Abbau	1988	1989	—	2010
KMK	1988	Direkter Abbau	2004	2002	—	—
AVR	1988	Direkter Abbau <sup>3</sup>	1994	2015 <sup>4</sup>	—	—
THTR	1989	Sicherer Einschluss	1993 <sup>5</sup> (ca. 30 Jahre)	1993	—	—
KGR <sup>6</sup>	1990	Direkter Abbau	1995	2006	—	—
KKR	1990	Direkter Abbau	1995	2001	—	—
KNK II	1991	Direkter Abbau	1993	1994	—	—
KWW	1994	Direkter Abbau	1997	1996	—	—
KKS	2003	Direkter Abbau	2005	2005	—	—
KWO	2005	Direkter Abbau	2008	2007	—	—
KKP-1	2011	Direkter Abbau	2017	2017	—	—
GKN-I	2011	Direkter Abbau	2017	2019	—	—
KKI-1	2011	Direkter Abbau	2017	—	—	—
KWB-A	2011	Direkter Abbau	2017	2016	—	—
KWB-B	2011	Direkter Abbau	2017	2019	—	—

<sup>3</sup> Zunächst sicherer Einschluss geplant, 2003 Entscheidung revidiert

<sup>4</sup> RDB entfernt

<sup>5</sup> Genehmigung zum sicheren Einschluss 1997 erteilt

<sup>6</sup> Hier wird die Gesamtanlage betrachtet, d. h. die Blöcke 1 – 5.

Anlage	NB/Stillstandsbetrieb seit	SL-Strategie	Genehmigung zur SL (Dauer Sicherer Einschluss (SE))	Brennstoff-frei seit	Beginn Abbau bei SE	Entlassung aus der Überwachung
KKU	2011	Direkter Abbau	2018	2019	—	—
KKB <sup>7</sup>	2011/2007	Direkter Abbau	2018	2017	—	—
KKK <sup>8</sup>	2011/2009	Direkter Abbau	Antrag gestellt	2018	—	—
KKG	2015	Direkter Abbau	2018	2019	—	—
KRB-II-B	2018	Direkter Abbau	2018	—	—	—
KKP-2	2020	Direkter Abbau	Antrag gestellt	—	—	—

## 1.2 Stilllegungs- und Abbaustrategien

Für deutsche Anlagen sind zwei Stilllegungsstrategien möglich: der direkte Abbau oder der sichere Einschluss mit anschließendem Abbau, wobei dem direkten Abbau klar der Vorzug gegeben wird und der sichere Einschluss mittlerweile nur noch in Ausnahmefällen zulässig ist (vgl. §7(3) Satz 4 AtG /BMU 19/). Die meisten Anlagen streben den direkten Abbau an. Die zweite Strategie, ein sicherer Einschluss, wurde in Deutschland nur für den THTR-300 in Hamm-Uentrop, das KKW in Niederaichbach (das 1995 aus der Überwachung entlassen und anschließend komplett zurückgebaut wurde) und das KKW in Lingen (wobei sich dieses seit 2015 ebenfalls im Abbau befindet) durchgeführt.

International im Regelwerk der IAEA werden beide Optionen – direkter Abbau und sicherer Einschluss – etwa gleichwertig behandelt /IAE 14a/. In seltenen Ausnahmefällen wie bspw. nach schweren Störfällen kann für ausländische Anlagen u. U. auch ein dauerhafter Einschluss der Anlage (Entombment) erwogen werden. Dies ist für deutsche Anlagen nicht vorgesehen und auch nach Maßgabe der IAEA international nur für derartige Ausnahmefälle denkbar.

<sup>7</sup> KKB befindet sich seit 2007 im Nichtleistungsbetrieb, die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlosch aber erst 2011.

<sup>8</sup> KKK befindet sich seit 2009 im Nichtleistungsbetrieb, die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlosch aber erst 2011.

Beim direkten Abbau wird die Anlage nach Beendigung des LB unter Beachtung der Sicherheit und des Strahlenschutzes schnellstmöglich zurückgebaut und aus der atomrechtlichen Überwachung entlassen. Vorteil hierbei ist, dass für den Abbau erfahrenes Anlagenpersonal zur Verfügung steht, der Standort schneller für eine Nachnutzung zur Verfügung steht und dies in den meisten Fällen insgesamt betrachtet preiswerter ist. Ziel des sicheren Einschlusses, der üblicherweise rund 30 Jahre dauert bzw. dauern soll, ist es, während der daran anschließenden Rückbauarbeiten die Strahlenbelastung des Personals zu reduzieren und die Menge der freigegebenen Reststoffe zu erhöhen, da sich die Aktivität kurzlebiger Radioisotope (beispielsweise Co-60) aufgrund des radioaktiven Zerfalls deutlich reduziert. Allerdings muss die Anlage zunächst in den sicheren Einschluss überführt, auch während des sicheren Einschlusses überwacht und instandgehalten und im Anschluss an den sicheren Einschluss abgebaut werden, sodass der Gesamtaufwand in der Regel insgesamt höher ist.

Wie in Tab. 1.1 angegeben, hat der THTR-300 seit 1993 die Genehmigung zur SL und ist seit demselben Jahr brennstofffrei. Bis dahin und in Vorbereitung des sicheren Einschlusses wurden die Steuerstäbe in der Abschaltposition arretiert. Aufgrund der geringen Nachwärme konnten die Systeme zur aktiven Nachwärmeabfuhr 1988 außer Betrieb gesetzt werden, d. h. die entsprechenden Systeme waren drucklos, frei von Betriebsmedien und von der Stromversorgung getrennt oder blockiert. Ebenso wurde im Reaktorbehälter aus Spannbeton das Helium durch Sauerstoff bzw. Stickstoff ersetzt. Dadurch wurde die Anzahl der wiederkehrenden Prüfungen von 4.000 auf 2.000 pro Jahr reduziert.

Ständige Tätigkeiten oder Maßnahmen im Erhaltungsbetrieb im THTR-300 sind u. a.:

- die Unterdruckhaltung im ständigen Kontrollbereich,
- die Trocknung der Luft im ständigen Kontrollbereich, sodass unzulässige Korrosionsschäden an den Anlagenteilen des sicheren Einschlusses vermieden werden,
- die Überwachung der Fortluft im Zusammenhang mit der Ableitung radioaktiver Stoffe mit der Fortluft und
- die Haltung des Schichtwasserniveaus.



## **2 Regulatorische Anforderungen und generische Aspekte bzgl. Alterungsmanagement in Nachbetrieb und Stilllegung**

### **2.1 Regulatorische Anforderungen in Deutschland**

Ein Abbau der Anlage oder von Anlagenteilen ist im NB grundsätzlich nicht gestattet. Eine (dauerhafte) Außerbetriebnahme nicht mehr benötigter Systeme ist hingegen möglich. Änderungen an weiterhin benötigten Systemen sind zulässig, soweit sie sicherheitsgerichtet sind. Dies führt zu entsprechend notwendigen Anpassungen am AM.

Zur Beurteilung des notwendigen Umfangs des AM im NB und der SL in deutschen Anlagen können die Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke /SIA 15/ und hier die noch möglichen Betriebsphasen für DWR und SWR herangezogen werden. Je nach Zustand der Anlage kann im NB eine der folgenden Betriebsphasen vorliegen:

- D – kalt unterkritisch, Primär- bzw. Reaktorkühlkreislauf nicht druckdicht;
- E – Brennelementwechsel, sofern der Flutraum vollständig geflutet bleibt;
- F – Brennelementlagerung.

Der NB ist im „Leitfaden zur Stilllegung, zum sicheren Einschluss und zum Abbau von Anlagen oder Anlagenteilen nach § 7 des Atomgesetzes“ („Stilllegungsleitfaden“ /BMU 16/) in den Begriffsbestimmungen in Anlage 1 folgendermaßen definiert:

*„Die Nachbetriebsphase einer kerntechnischen Anlage umfasst den Zeitraum zwischen der endgültigen Beendigung des Leistungs- bzw. des Produktionsbetriebes der Anlage und der Ausnutzung einer vollziehbaren Genehmigung zur Stilllegung, zum sicheren Einschluss oder zum Abbau nach § 7 Absatz 3 AtG durch den Inhaber der kerntechnischen Anlage.“*

Grundsätzlich gelten für deutsche Anlagen bezüglich des AM im NB die gleichen Anforderungen wie im LB, z. B. Anforderungen aus dem Betriebshandbuch (BHB), dem Prüfhandbuch (PHB), regulatorische Anforderungen des kerntechnischen Ausschusses.

Bezüglich des Betriebszustandes finden sich im BHB hierzu gesonderte Regelungen für den Stillstandsbetrieb.

Allgemeine, übergreifende Anforderungen an das AM finden sich in KTA 1403 /KTA 10/. Spezifische Anforderungen an u. a. die einzelnen Wiederkehrenden Prüfungen (WKP), Instandhaltungsmaßnahmen o. ä. sind in den bauteilspezifischen KTA-Regeln festgelegt. Alle diese KTA-Regeln sind jedoch streng genommen auf „in Betrieb befindliche Leichtwasserreaktoren“ anzuwenden. Bei Anwendung auf Anlagen in der SL „ist das im Vergleich zum originären Anwendungsbereich veränderte Gefährdungspotential zu beachten“ /KTA 19/. Dies entspricht auch den Vorgaben des Stilllegungsleitfadens /BMU 16/, nach dem die KTA-Regeln schutzzielorientiert unter Berücksichtigung der veränderten anlagenspezifischen Randbedingungen auf die SL angepasst anwendbar sind. Entsprechende Hinweise zur möglichen Anpassung von WKP sind auch in der „Merkpostenliste für die Durchführung einer Bewertung des aktuellen Sicherheitsstatus der Anlage für die Nachbetriebsphase“ /BMU 15/ enthalten.

Der Stilllegungsleitfaden fordert im Falle eines sicheren Einschlusses, dass

- das vorgesehene Überwachungs- und Instandhaltungsprogramm dokumentiert wird, und
- der Wissenstransfer vom betriebserfahrenen Personal auf das spätere Abbaupersonal sichergestellt ist.

Sowohl der direkte Abbau als auch der sichere Einschluss mit anschließendem Abbau eines KKW erfolgt in Deutschland üblicherweise in mehreren genehmigungspflichtigen Schritten. Je nach Gestaltung des Rückbaus kann hierbei unterschiedlich früh die Kernbrennstofffreiheit der Anlage erreicht werden (siehe Tab. 1.1), wodurch sich die Schutzziele und gleichzeitig die noch notwendigen Strukturen, Systeme und Komponenten ändern, was maßgeblichen Einfluss auf den Umfang der notwendigen Maßnahmen zum AM hat. Solange noch Kernbrennstoff in der Anlage ist, sind die folgenden Schutzziele einzuhalten:

- Kontrolle der Reaktivität,
- Kühlung der Brennelemente,
- Einschluss der radioaktiven Stoffe und
- Begrenzung der Strahlenexposition.

Sobald der RDB komplett entladen ist, genügen die Kühlsysteme des Brennelementlagerbeckens und zugehörige Hilfssysteme zur Kühlung der Brennelemente. Andernfalls

müssen die Nachkühlsysteme und zugehörigen Hilfssysteme zumindest in den notwendigen Teilen weiter betrieben werden. Sobald Kernbrennstofffreiheit für die Anlage besteht, müssen nur noch die letzten beiden Schutzziele berücksichtigt werden, d. h.:

- Einschluss der radioaktiven Stoffe und
- Begrenzung der Strahlenexposition.

In den Empfehlungen der Entsorgungskommission vom 16.03.2015 („Leitlinien zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen“ /ESK 15/) werden u. a. folgende Anforderungen für sicherheitstechnisch wichtige Einrichtungen gegeben:

- „Zur Sicherstellung der Funktionsfähigkeit der sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen sind regelmäßig Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen einschließlich Funktionsprüfungen durchzuführen. Prüfziele und Prüfumfang sowie Prüffristen der wiederkehrenden Prüfungen sind festzulegen und in das Prüfhandbuch aufzunehmen.“
- „In das Stilllegungshandbuch ist auch die Prüfliste der wiederkehrenden Prüfungen aufzunehmen; die Inhalte sollten sich an der Regel KTA 1202 [10] orientieren.“

Entsprechende Anforderungen, die sich insbesondere auf Hebezeuge beschränken, finden sich in den jeweiligen Genehmigungen zur SL der Anlagen, z. B.:

- für das Kernkraftwerk KKI-1 /KKI 14/:  
„Die Rückwirkungsfreiheit möglicher Abbauarbeiten gegenüber der Lagerung und dem Abtransport von bestrahlten Brennelementen wird durch die getroffenen Absicherungs-Maßnahmen gegen den Absturz schwerer Lasten auf das Brennelementlagerbecken und Anlagenteilen zur Kühlung der bestrahlten Brennelemente sichergestellt, wie z.B.:  
...durch die an diesen Einrichtungen (Anmerkung: Hebezeuge) regelmäßig durchgeführten Wiederkehrenden Prüfungen, die garantieren, dass diese sich in dem geforderten auslegungsgemäßen Zustand befinden...“
- für das Kernkraftwerk KKG /KKG 16/:  
„Kräne, Aufzüge und andere Hebezeuge stellen wesentliche Werkzeuge im Restbetrieb dar. Zur Gewährleistung der Absturzsicherheit schwerer Lasten sind Rundlaufkran und Halbportalkran nach den Regeln des kerntechnischen Ausschusses (KTA) ausgelegt und werden wiederkehrend geprüft.“

Die im Stilllegungsbescheid von GKN-I /GKN 14/ enthaltenen Bestimmungen zu wiederkehrenden Prüfungen können als Bestandteil eines AM gesehen werden. Wiederkehrende Prüfungen müssen ebenso für in die Anlage eingebrachte Einrichtungen zum Abbau von Anlagenteilen durchgeführt werden.

## **2.2 Besondere Herausforderungen in Nachbetrieb und Stilllegung**

Bereits in vorangegangenen Vorhaben (u. a. 3614R01303 „Sicherheitstechnisch relevante Fehlermechanismen in der Nachbetriebsphase“ (2014-2017), 4715R01342 „Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken“ (2015-2018)) befasste sich die GRS mit Herausforderungen in der NB- und SL-Phase unter verschiedenen Aspekten. Wesentliche Erkenntnisse aus diesen Vorhaben sind im Folgenden kurz zusammengefasst. Der NB und die SL sind mit besonderen Herausforderungen für die Bewertung des Alterungsverhaltens der Komponenten verbunden. Dies ist bedingt durch besondere Fahrweisen, veränderte Betriebs- und Umgebungsbedingungen sowie organisatorische und personelle Randbedingungen, die so während des LB nicht oder nur sehr selten auftraten /MAY 17/.

Besondere Fahrweisen können beispielsweise durch veränderte Systemzustände oder eine Dekontamination (vgl. dazu /FAU 18a/) bedingt sein. Im Bereich besonderer Fahrweisen betrifft dies das Fahren von Komponenten in anderen Zuständen und Stellungen, Änderungen an Verschaltungen und Verdrahtungen sowie Freischaltungen. Es kann durch nicht sachgerechte Fahrweisen oder wiederholtes unstetes Inbetriebnehmen von Systemen oder Komponenten zu Schädigungen (z. B. Korrosion, Verschleiß) kommen. Auch die Belastung von Komponenten durch Schwingungen muss hierbei beachtet werden. Ebenso kann eine reduzierte Anzahl an Schalthandlungen (z. B. von Relais) zu Schäden (Verklebungen) führen, wie bereits aus der Betriebserfahrung bekannt. Schäden können auch durch eine zu geringe Belastung von Stromschienen auftreten /MAY 17/.

Umbau- und Rückbauarbeiten sowie Änderungen der Wärmebilanz (Nachzerfallsleistung vorhanden oder nicht) führen zu veränderten Betriebs- und Umgebungsbedingungen. So kann es schließlich zu Korrosion durch Phänomene wie Aufkonzentration, veränderte Strömungen, mikrobiologische Belastung oder Sauerstoffeintrag kommen. Auch

eine abweichende Luftfeuchtigkeit, veränderte Drücke oder Temperaturen können Schäden begünstigen. Weitere zu beachtende Mechanismen sind Fremdkörper- und Staubeintrag sowie ein mechanischer Einfluss von außen durch die Arbeiten /MAY 17/.

Zu den besonderen organisatorischen und personellen Randbedingungen können abweichende Qualifikationen von Eigen- und Fremdpersonal durch mangelnde Betriebserfahrung und Fachkräftemangel gezählt werden sowie Veränderungen in der Personalstruktur. Es kann im Laufe des NB und der SL zu häufigen Änderungen in organisatorischen Abläufen kommen. Die damit zusammenhängenden möglichen Fehlermechanismen umfassen beispielsweise falsche Kennzeichnungen, Fehleinschätzungen bei Änderungsmaßnahmen, Fehler bei Prüfung und Instandhaltung oder unterlassene Ursachenforschung aufgrund von veränderter Personalstärke oder Relevanz von Vorkommnissen /MAY 17/.

Die Auswirkungen geänderter Systembedingungen auf bekannte Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten, Betonstrukturen und elektrischen Kabeln werden in Kapitel 5 betrachtet.

### **2.3 WKP in Nachbetrieb und Stilllegung**

Für den NB können WKP aufgrund der veränderten Anforderungen angepasst werden. Diese Änderungen sind nach dem Regelwerk zulässig, unterliegen jedoch der Aufsicht der zuständigen Behörde. Da manche Prüfungen bestimmte Betriebszustände erfordern, sind sie u. U. nicht mehr wie vorgesehen durchführbar. Dies ist z. B. der Fall bei Druck- und Dichtheitsprüfungen an entleerten Systemen sowie Prüfungen, die eine erhöhte Systemtemperatur benötigen (u. a. bei der Prüfung von Rohrleitungsaufhängungen, die üblicherweise bei Systemtemperatur, wie sie im LB herrscht, geprüft werden). Außerdem ergibt sich aus dem NB ein verändertes Anforderungsprofil. Beispielsweise ist bei einem entleerten System die Standsicherheit immer noch von Interesse, dessen Funktion und Integrität jedoch nicht mehr. Es können neue Schädigungsmechanismen wie Stillstandskorrosion, Sedimentierung und Verkleben auftreten (siehe auch Kapitel 5). Im Stillstand müssen auch in der Dokumentation alle diesbezüglichen relevanten Sicherheitsmerkmale erfasst und aktualisiert werden /ROH 17/.

In der „Merkpostenliste für die Durchführung einer Bewertung des aktuellen Sicherheitsstatus der Anlage für die Nachbetriebsphase“ /BMU 15/ werden die für NB und SL erforderlichen Systeme hinsichtlich eines möglicherweise veränderten Prüfumfanges in folgende Gruppen eingeteilt:

- Systeme mit unverändertem Prüfumfang,
- Systeme, bei denen nur noch eine Prüfung auf Standsicherheit erforderlich ist,
- Systeme mit einem reduzierten Prüfumfang,
- Systeme mit einem erhöhten Prüfumfang.

Basis für ein angepasstes WKP-Konzept ist eine schutzziel- und systemorientierte Betrachtung der NB-Phase. Diese Betrachtung ist zudem die Grundlage für anlagenspezifische, selektive Außerbetriebnahmen bzw. Stillsetzungen. Aus ihr werden die erforderlichen betrieblichen Systeme für die Ver- und Entsorgung sowie die erforderlichen Systeme für die notwendigen Sicherheitsfunktionen abgeleitet. Sie dient somit als Nachweis für die Einhaltung der verbleibenden Schutzziele /ROT 17/. Demnach kann das WKP-Konzept derart angepasst werden, dass die Funktionsfähigkeit der für den NB noch erforderlichen Systeme zur Erfüllung der Schutzziele gewährleistet bleibt.

In Kapitel 6 wird diese Thematik vertiefend betrachtet.

## **2.4 Alterungsmanagement in Nachbetrieb und Stilllegung in Dokumenten der IAEA**

Anforderungen bzw. Erfahrungen in Bezug auf das AM finden sich neben anderen Dokumenten insbesondere im 2018 erschienenen IAEA Safety Guide SSG-48 /IAE 18/, der den vorherigen NS-G-2.12 /IAE 09/ ersetzt, und im IAEA-TECDOC 1305 /IAE 02/. Letzterer enthält dabei nur wenige, übergeordnete Anforderungen an das AM und wird daher hier nicht weiter behandelt.

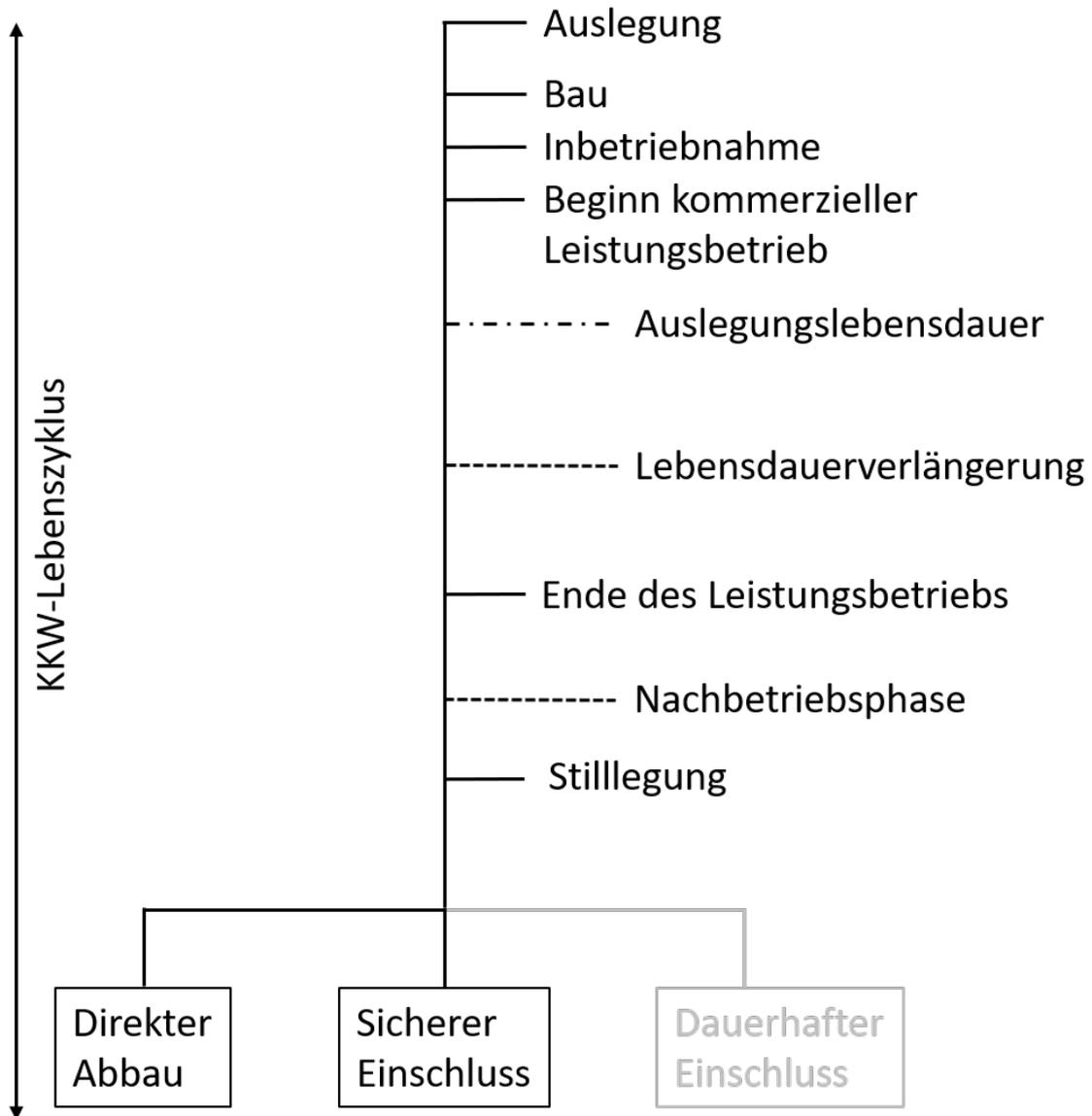
Daneben existiert der Entwurf eines neuen IAEA-TECDOCs, der als Ergebnis der IAEA-IGALL-Aktivitäten in der Phase 4 (2018-2019) Erfahrungen bezüglich des AM u. a. gerade in der Phase des NB bzw. der SL zusammenfasst.

#### **2.4.1 IAEA Specific Safety Guide SSG-48**

Im SSG-48 wird eine Einteilung der verschiedenen Lebenszyklen eines Kernkraftwerkes in die folgenden Phasen vorgenommen:

- Design (Auslegung, Konstruktion und Berechnung),
- Fabrication and Construction (Herstellung und Bau),
- Commissioning (Inbetriebsetzung),
- Operation (Betrieb),
- Long Term Operation (Betrieb nach Laufzeitverlängerung),
- Suspended Operation (Aussetzen des Betriebes) und
- Decommissioning (Außerbetriebsetzung).

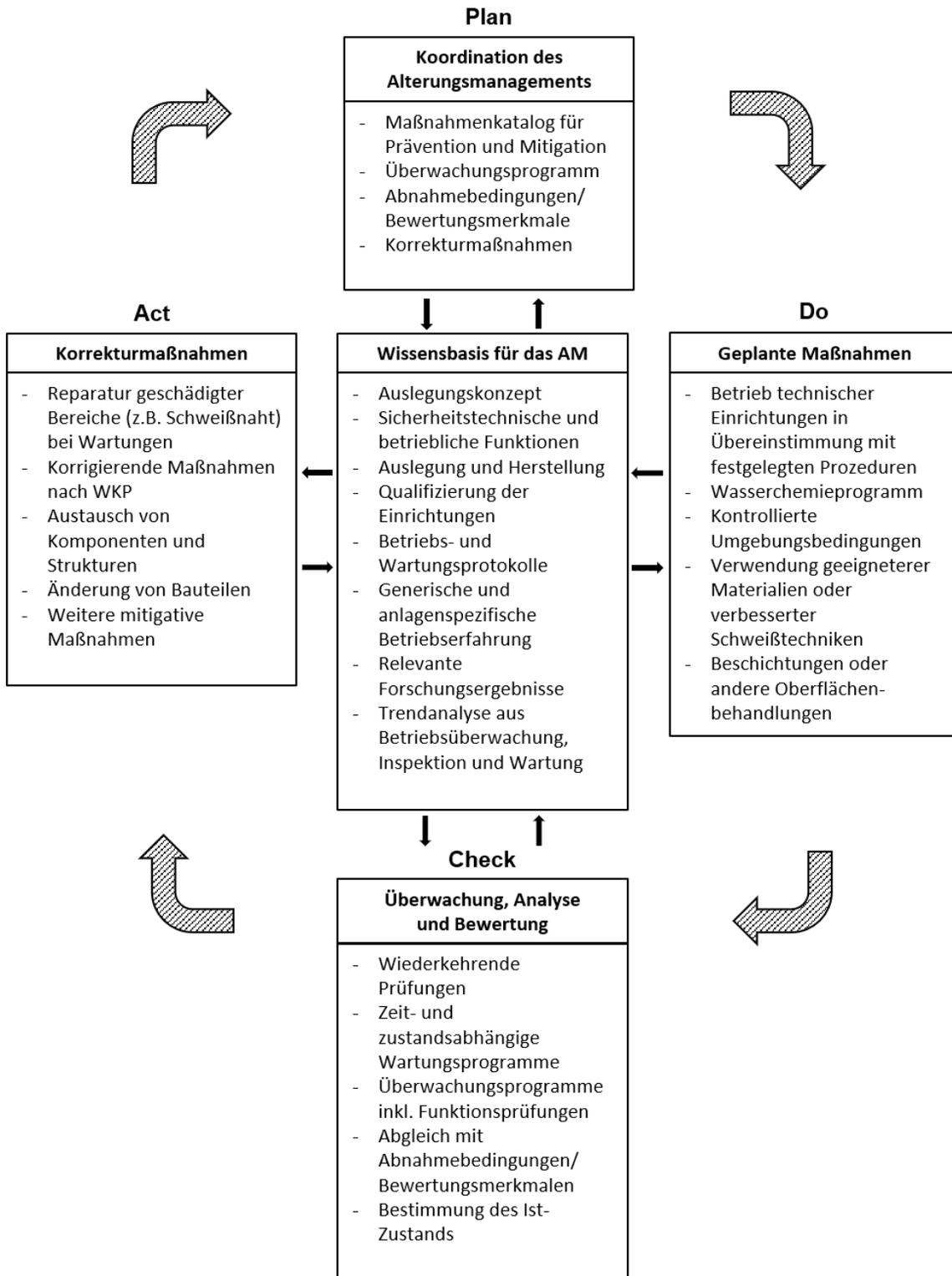
Diese ist im Wesentlichen identisch mit der Einteilung in IAEA-TECDOC 1305, welche in Abb. 2.1 wiedergegeben ist. Der in Abb. 2.1 nicht wiedergegebene Zeitraum einer „Suspended Operation“ kann sowohl zwischen dem Beginn und der Beendigung des Betriebes als auch zwischen der Beendigung des Betriebes und dem Beginn der Außerbetriebsetzung liegen.



**Abb. 2.1** Lebenszyklus eines KKW nach IAEA TECDOC 1305

Der dauerhafte Einschluss ist nur in seltenen Ausnahmefällen (z. B. nach einem schweren Störfall) denkbar /IAE 02/.

Im IAEA Safety Guide SSG-48 wird für die gesamte Lebensdauer eines Kernkraftwerkes ein ausreichendes AM gefordert, d. h. von der Designphase bis zur Außerbetriebsetzung einer Anlage, welches von der Regulierungsbehörde beaufsichtigt werden soll. Des Weiteren bestehen allgemeine Anforderungen an das AM, die alle Lebenszyklen eines Kernkraftwerkes betreffen und somit auch für den NB und die anschließende SL der Anlage gelten. Für eine kontinuierliche Überprüfung und Verbesserung des AMs ist ein Ansatz mit einem „Plan-Do-Check-Act“-Zyklus vorgesehen, wie in Abb. 2.2 dargestellt.



**Abb. 2.2** „Plan-Do-Check-Act“ Zyklus zur kontinuierlichen Überprüfung und Verbesserung des AM (nach /IAE 18/)

Spezifische Anforderungen werden im IAEA Safety Guide SSG-48 für den Fall gestellt, dass der Betrieb ausgesetzt wird (Suspended Operation), womit ein deutlich längerer

Zeitraum als die üblichen Revisionszeiten angesprochen wird, d. h. von einem Jahr oder länger. Auf Grund des längeren Zeitraums werden hierfür gesonderte Maßnahmen und Vorkehrungen für Strukturen, Systeme und Komponenten gefordert. Das AM-Programm soll bezüglich der Berücksichtigung relevanter Einflussfaktoren geprüft und wenn nötig angepasst werden. Sofern eine Wiederaufnahme des Betriebes vorgesehen ist, sollte dieser eine Aufnahme des Zustandes der Strukturen, Systeme und Komponenten vorangehen. Diese Anforderungen sind prinzipiell anwendbar auf den NB, jedoch kann der Umfang an zu berücksichtigenden Strukturen, Systemen und Komponenten für den NB anders aussehen als für das Aussetzen des Betriebes und das anschließende Wiederanfahren einer Anlage.

Weitere Anforderungen für die Außerbetriebsetzung, welche hier auch die Zeit zwischen dauerhafter Beendigung des LB und der SL einschließt, werden für Strukturen, Systeme und Komponenten angegeben, die zum einen für die Außerbetriebsetzung notwendig sind und bei denen zum anderen veränderte Systembedingungen vorliegen, welche durch die mögliche lange Dauer der Außerbetriebsetzung bedingt sind. Aufgrund der entsprechenden Randbedingungen und Anforderungen kann der NB einer Anlage dem ausgesetzten Betrieb („Suspended Operation“) und die SL der Außerbetriebsetzung („Decommissioning“) zugeordnet werden.

#### **2.4.2 Entwurf eines neuen IAEA-TECDOCs**

Im Rahmen des IAEA-IGALL-Programms Phase 4 (2018-2019) wurde eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die sich mit den besonderen Herausforderungen bezüglich des AM in den Phasen „verzögerte Bau- und Inbetriebsetzungsphase“, „langandauernde Betriebsstillstände (> 1 Jahr)“ und „Nachbetrieb“ beschäftigte. Als Resultat dieser Arbeitsgruppe wurde Ende 2019 der Entwurf eines IAEA-TECDOC /IAE 19/ fertiggestellt, der im Folgenden im Hinblick auf die Zielsetzung des Projektes ausgewertet wird.

Auch in der NB- und SL-Phase ist ein adäquates AM unerlässlich, um die Funktionsfähigkeit der sicherheitstechnisch wichtigen Systeme sicherzustellen. Die notwendigen Maßnahmen des AM hängen dabei u. a. von der zu erwartenden Restbetriebsdauer des jeweiligen (Teil-) Systems ab. Die Anforderungen an das AM ändern sich dabei mit fortschreitenden Stilllegungs- und Abbauarbeiten und erfordern dessen stetige Aktualisierung. Ist der Zeitpunkt des Endes des LB absehbar, so können entsprechende Planungen bereits während des LB erfolgen und ermöglichen so einen zügigen Fortschritt bei

NB und SL. Kommt das Ende des LB hingegen unerwartet, so ist mit Verzögerungen u. a. aufgrund entsprechend notwendiger Planungen zu rechnen.

Die Vorgehensweise zur Erstellung eines AM-Programms in NB und SL unterscheidet sich nicht grundsätzlich von der des LB, wie es im SSG-48 /IAE 18/ beschrieben wird. Es sind dabei jedoch die veränderte Sicherheitsklassifikation einiger Systeme, das insbesondere bei Erreichen der Kernbrennstofffreiheit deutlich verminderte Gefährdungspotenzial, Aspekte der Reststoff- und Abfallbehandlung und der Abbaumaßnahmen sowie neue Schädigungsmechanismen bzw. solche mit veränderten Zeitverhalten zu berücksichtigen.

Von den Mitgliedern der Arbeitsgruppe wurden – basierend auf den Erfahrungen der Teilnehmerländer – u. a. folgende Herausforderungen identifiziert:

- Änderung von Betriebs- und Mediumsbedingungen in vielen Systemen
- Die Betriebszeit einiger Systeme, die sonst meist im Bereitschaftsmodus sind, kann in NB und SL deutlich höher sein und entsprechend u. a. zu verstärktem Verschleiß der jeweiligen Komponenten führen.
- Veralten von Komponenten und Ersatzteilversorgung
- Erhöhte Mitarbeiterfluktuation und Wissensmanagement
- Verminderter Erfahrungsaustausch sowie Rückgang der Betriebserfahrungsauswertung
- Viele Regelwerke und Richtlinien adressieren NB und SL nicht.
- Unerwartete Beeinträchtigung von sicherheitstechnisch wichtigen Systemen durch Rückbauarbeiten (z. B. Schmutzeintrag durch Schneidearbeiten)
- Die stark verminderte Wärmeleistung kann die Installation von Heizsystemen o. ä. erforderlich machen.

Vorgestellt werden auch einige „Good Practices“. Diese beinhalten vor allem, Prüf-, Überwachungs- und Instandhaltungsmaßnahmen nicht verfrüht einzustellen bzw. zu weit zurückzufahren. Zusätzlich wird die Notwendigkeit hervorgehoben, das AM stets aktuell auf den aktuellen Stilllegungs- und Abbaufortschritt anzupassen und die darin enthaltenen Maßnahmen umzusetzen.



### **3 Sicherheitsrelevante Systeme und Einrichtungen, die in den verschiedenen Phasen des Nachbetriebs und der Stilllegung weiterhin benötigt werden**

#### **3.1 Übersicht**

Mit dem Voranschreiten des NB bzw. der SL der Anlagen werden einige Systeme nicht mehr benötigt oder sind für ihre verbleibenden Aufgaben überdimensioniert. Solche Systeme können in Anpassung an den Fortschritt des Abbaus ausgetauscht oder entfernt werden. Tab. 3.1 stellt dar, welche Systeme in dem jeweiligen Anlagenzustand noch benötigt werden. Zu diesem Zweck werden vier Anlagenzustände unterschieden:

- Anlagenzustand 1: Es befinden sich noch BE im RDB.
- Anlagenzustand 2: Der Kern ist entladen, es befindet sich noch aktiv zu kühlender Kernbrennstoff im BE-Lagerbecken.
- Anlagenzustand 3: Es befindet sich kein aktiv zu kühlender Kernbrennstoff mehr im BE-Lagerbecken.
- Anlagenzustand 4: Die Anlage ist frei von Kernbrennstoff.

Während der Anlagenzustände 1, 2 und 3 muss die Einhaltung folgender Schutzziele sichergestellt werden /KWB 14/:

- Kontrolle der Reaktivität (Unterkritikalität),
- Kühlung der Brennelemente (Nachwärmeabfuhr),
- Einschluss der radioaktiven Stoffe (Aktivitätsrückhaltung),
- Begrenzung der Strahlenexposition.

Im Anschluss an die Entsorgung des Kernbrennstoffs (Anlagenzustand 4) müssen weiterhin die beiden zuletzt genannten Schutzziele sichergestellt werden. Damit können jedoch beispielsweise Systeme zur Abfuhr der Nachzerfallswärme entfallen /KWB 14/.

Bei den Anlagen, die sich derzeit im NB befinden, sind die Brennelemente bereits aus dem RDB entfernt. Jedoch wird der Anlagenzustand 1 in den nächsten Jahren bei anderen Anlagen auftreten, weshalb er ebenfalls betrachtet wird. Es ist zu erwarten, dass er jeweils nur mehrere Tage bis wenige Wochen andauern wird. Bis zum Erreichen der Kernbrennstofffreiheit dürfen die Abbauarbeiten keine unzulässigen Rückwirkungen auf die Lagerung oder Handhabung des Kernbrennstoffes haben.

**Tab. 3.1** In den verschiedenen Anlagenzuständen von NB und SL benötigte Systeme

Die Tabelle umfasst der Vollständigkeit halber auch mehrere betriebliche Systeme.  
 X: System wird benötigt; –: System wird nicht mehr benötigt

System/ Systemkennzeichnung	Anlagen- zustand 1	Anlagen- zustand 2	Anlagen- zustand 3	Anlagen- zustand 4
Dieselmotorenanlagen/XJ	X	X	X <sup>9</sup>	X <sup>9</sup>
Krananlagen, stationäre Hebezeuge, Befahreinrichtungen/SM	X	X	X	X
Stationäre Brandschutzsysteme/SG	X	X	X	X
Zwischenkühlwassersystem, sicherheitstechnisch wichtig/PJ	X	X	X	X
Gesichertes Nebenkühlwassersystem/PE	X	X	X	X <sup>10</sup>
Nukleartechnische Sperr- und Spülmediumversorgung/KW	X	–	–	–
Nukleartechnisches Probenahmesystem/KUF	X	X	X	X
Nukleartechnische Sammel- und Ableitsysteme/KT	X	X	X	X
Behandlung radioaktiver Abfälle/KP	X	X	X	X
Lüftungstechnische Anlagen in Kontroll- u. Überwachungsbereichen/KL	X	X	X	X
Kühlmittelbehandlung (abhängig davon, wo sich der Brennstoff bzw. die Brennelemente befinden)/KB	X	X	X	–
Nukleartechnische Zwischenkühlkreise/KA	X	X	X	X <sup>11</sup>

<sup>9</sup> Änderungen an dem System sind möglich

<sup>10</sup> In Anlagenzustand 4 i. W. Wärmesenke für diverse betriebliche Kühlstellen, ggf. für Notstromdiesel

<sup>11</sup> i. W. nur noch betriebliche Kühlstellen

System/ Systemkennzeichnung	Anlagen- zustand 1	Anlagen- zustand 2	Anlagen- zustand 3	Anlagen- zustand 4
Reaktorschutzsystem	X	X	X	X <sup>12</sup>
Nukleare Nachwärmeabfuhr- systeme/JN	X	X	–	–
Volumenregelsystem/KB	X	X	–	–
Reaktorsicherheitsumschlie- ßung und Einbauten/JM	X	X	X	X
Reaktorsystem/JA, Reaktorkühlsystem/JE	X	–	–	–
Wechsel-, Transport- und Lagerungseinrichtungen für Brennelemente/FA, FC	X	X	X	–
Brandmeldeanlage/CYE	X	X	X	X
Elektrischer Eigenbedarf B, Externer Netzanschluss	X	X	X	X
Leit- und nachrichtentech- nische Einrichtungen	X	X	X <sup>13</sup>	X <sup>13</sup>

In den folgenden Unterkapiteln werden das nukleare Zwischenkühlsystem (Abschnitt 3.2), das nukleare Nebenkühlwassersystem (Abschnitt 3.3), das System zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer (Abschnitt 3.4), das Feuerlöschsystem (Abschnitt 3.5) und die nuklearen Lüftungsanlagen (Abschnitt 3.6) detaillierter beschrieben. Von den übrigen wesentlichen, für den Restbetrieb noch benötigten Systemen werden im Folgenden die Aufgaben bzw. die Anforderungen an die Systeme auf der Basis von /KWB 14/ beschrieben.

### 3.1.1 Systeme für die Kühlung der Brennelemente

Für die aktive Kühlung der BE im BE-Becken werden im Wesentlichen das Beckenkühl- und Reinigungssystem, das Nukleare Zwischenkühlwassersystem und das Nukleare Nebenkühlwassersystem benötigt. Für den Fall der Nichtverfügbarkeit des Beckenkühl-

<sup>12</sup> Überwachung der Abluft mit u. U. angepassten Steuerungen, ggf. Notstromsignale

<sup>13</sup> Änderungen an den Systemen sind möglich

systems werden Systeme zur Beckennotkühlung vorgehalten. Dazu gehören Teilfunktionen des Not- und Nachkühlsystems, des Volumenregelsystems und der Kühlmittelreinigung. Zu den sicherheitstechnischen Aufgaben dieser Systeme gehört die Abfuhr der Nachzerfallwärme über die Nachkühlkette, die Abschirmung des im BE-Becken untergebrachten radioaktiven Inventars und die Kühlung von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten. Darüber hinaus werden auch betriebliche Aufgaben von diesen Systemen erfüllt.

Die sicherheitstechnischen Anforderungen, wie auch die betrieblichen Aufgaben, entfallen teilweise mit Erreichen des Anlagenzustandes 3 und zu größeren Teilen mit Erreichen des Anlagenzustandes 4 sowie auch mit fortschreitendem Abbau. Die Systeme können dann vollständig oder in Teilen stillgesetzt und später abgebaut werden.

### **3.1.2 Energieversorgungssysteme**

Zu den zentralen Energieversorgungssystemen gehören der Netzanschluss, das Normalnetz, die Notstromanlage und das Notstandsnetz. Zu Anfang des NB wird die elektrische Energie aus dem 400 kV-Hauptnetzanschluss bzw. aus dem 220 kV-Reserve-netzanschluss bezogen, ggf. kann im weiteren Verlauf von NB und SL auch auf den dritten Netzanschluss zurückgegriffen werden, wenn der Strombedarf dies zulässt. Das Normalnetz versorgt die nicht sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher und zusätzlich die Notstromanlage. Bei Nichtverfügbarkeit des Normalnetzes wird die Notstromanlage über Notstromdiesel weiterversorgt. Es sind betriebliche und sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher an die Notstromanlage angeschlossen. Die Versorgung des Notstandsnetzes erfolgt durch die Notstromanlage oder – je nach anlagenspezifischer Situation – den Nachbarblock. Je nach Anlagenzustand und angeschlossenen Verbrauchern sind Teile der Energieversorgung noch von sicherheitstechnischer Bedeutung, während andere Teile nur betriebliche Aufgaben zu erfüllen haben.

Im oben definierten Anlagenzustand 2 müssen von Teilen des Notstrom- und Notstandsnetzes noch sicherheitstechnische Anforderungen zur Einhaltung der Schutzziele erfüllt werden. Dazu zählt insbesondere die Versorgung der elektrischen Komponenten zur Kühlung der Brennelemente im BE-Lagerbecken. Im Anlagenzustand 3 ist keine aktive Kühlung der Brennelemente mehr nötig. Daher sind durch große Teile der Notstromanlage nur noch betriebliche Aufgaben zu erfüllen. Die dann noch zur Einhaltung von Schutzzielen oder zum Schutz des Personals benötigten Systeme, Komponenten und

Einrichtungen können ggf. von einer Ersatzstromversorgung bespeist werden. Der elektrische Anschluss von entfallenen Komponenten kann in der zugehörigen Schaltanlage stillgesetzt werden. Im Verlauf der SL können Energieversorgungssysteme angepasst oder durch neue, dem Bedarf angepasste Systeme ersetzt werden (z. B. durch mobile Kraftstromversorgung).

### **3.1.3 Leit- und nachrichtentechnische Einrichtungen**

In NB und SL stehen die Warte und Nebenleitstände zur Verfügung, um die Systeme sowie einzelne Komponenten und Raumbereiche zu überwachen. Der Warte sind u. a. Einrichtungen der radiologischen Instrumentierung und Überwachung zugeordnet. Die lokale Steuerung und Überwachung von Hilfsanlagen erfolgt von weiteren Nebenleitständen oder Bedienständen aus.

Sicherheitstechnische Anforderungen und betriebliche Aufgaben der Einrichtungen entfallen zum Teil mit Erreichen des Anlagenzustandes 3 und zu größeren Teilen mit Erreichen des Anlagenzustandes 4 sowie mit fortschreitendem Abbau. Auch für die leittechnischen Einrichtungen gilt, dass sie im Laufe des Abbaus ggf. angepasst bzw. durch neue, dem Bedarf angepasste Systeme ausgetauscht werden. Eventuell kann ab einem bestimmten Zeitpunkt sogar vollständig auf die derzeit betriebene Warte verzichtet werden. Änderungen an den ebenfalls auf der Warte befindlichen Systemen der Nachrichtentechnik orientieren sich an den noch verbliebenen betrieblichen Anforderungen.

### **3.1.4 Hebezeuge, Transporteinrichtungen und BE-Lademaschine**

Die bestehenden Krananlagen, sonstigen Hebezeuge und Transporteinrichtungen können zunächst ohne Veränderung weiter betrieben werden. Gegebenenfalls kommt es während des Abbaus zu Anpassungen oder es werden vorhandene Einrichtungen durch neue oder zusätzliche Einrichtungen ersetzt, die dem Bedarf angepasst sind. Die BE-Lademaschine sowie der Hubgerüstkran und der Reaktor-Rundlaufkran werden zur Handhabung der BE und zu deren Transport in Transport- und Zwischenlagerbehälter (z. B. CASTOR®-Behälter) benötigt.

### **3.1.5 Betriebliche Systeme und Komponenten**

Nicht kontaminierte bzw. aktivierte Anlagenteile werden in der SL sukzessive abgebaut, bevor anschließend die Unterschreitung der Freigabewerte an den verbliebenen Oberflächen und zurückgebliebenen Anlagenteilen nachgewiesen werden kann. Falls erforderlich, müssen diese vor dem Freimessen dekontaminiert werden.

### **3.2 Aufbau und Aufgaben des nuklearen Zwischenkühlsystems**

Das nukleare Zwischenkühlsystem (TF bzw. KAA/KAB, im Folgenden TF-System genannt) wird zur Einhaltung des Schutzziels Kühlung der Brennelemente (Nachwärmeabfuhr) noch solange benötigt, bis sich kein aktiv zu kühlender Kernbrennstoff mehr im BE-Lagerbecken befindet. Darüber hinaus ist es für die Kühlung weiterer, meist betrieblicher Kühlstellen vonnöten, sodass es bis Anlagenzustand 4 gebraucht wird.

Das Zwischenkühlsystem besitzt einen sicherheitstechnisch wichtigen Teil, der zur Beherrschung anlageninterner Ereignisse sowie teilweise bei Einwirkungen von Außen (EVA) vorgesehen ist, sowie einen betrieblichen Teil, der betriebliche nukleare Kühlstellen (z. B. Kühlmittelaufbereitung, Hauptkühlmittelpumpen, Probenahmesystem) kühlt. Der betriebliche Teil kann entweder als eigenständiges System (einige SWR) oder als Bestandteil des sicherheitstechnisch wichtigen Teils (übrige Anlagen; wird im Anforderungsfall vom sicherheitstechnisch wichtigen Teil getrennt) ausgeführt sein.

Der Redundanzgrad des sicherheitstechnisch wichtigen Teils des Systems orientiert sich am Redundanzgrad der Nachkühlkette, der betriebliche Teil hat üblicherweise eine verminderte Redundanz. Der Aufbau der sicherheitstechnisch wichtigen Kühlstränge umfasst im Wesentlichen: einen Zwischenkühler, eine Zwischenkühlpumpe (notstromgesichert), einen Nachwärmekühler und sicherheitstechnisch wichtige Kühlstellen des Nuklearen Nachkühlsystems. Das Zwischenkühlsystem ist (in neueren Anlagen redundanzgetrennt) im Reaktorgebäude-Ringraum bzw. in Räumen unterhalb des Sicherheitsbehälters angeordnet.

Tab. 3.2 gibt einen Überblick über verwendete Werkstoffe in fünf Beispielanlagen. Die Unterschiede im Werkstoffkonzept sind gering, sowohl zwischen Anlagen gleichen Typs als auch zwischen DWR und SWR. Generell kommen meist un- bzw. niedriglegierte ferritische Werkstoffe zum Einsatz. Wärmetauscher-Rohre oder Kleinleitungen sind z. T. aus höherwertigen Werkstoffen (austenitischer Stahl, Titan, Messing) ausgeführt.

**Tab. 3.2** Werkstoffe im TF-System von DWR 1, DWR 2, DWR 3, SWR 1 und SWR 2

Gusseisen: GGG 42.3; Grauguss: 0.6025; Unlegierter Stahl: 1.0037 (St37-2), 1.0308, 1.0425, 1.1191; Martensitische Stähle: 1.4021, 1.4027, 1.4057, 1.4059, 1.4122; Austenitische Stähle: 1.4541

Komponente	DWR 1	DWR 2	DWR 3	SWR 1	SWR 2
Zwischenkühler	Rohrseite: Titan Mantelseite: C-Stahl	Rohrseite: Titan Mantelseite: C-Stahl	Gehäuse: C-Stahl Rohre: CuZn28Sn1	Rohrseite: CuZn20AlF40 Mantelseite: 1.0425	
Zwischenkühl- pumpe	Gehäuse: C-Stahl	Gehäuse: C-Stahl	Gehäuse: 0.6025 Laufgrad: 1.4027 Spaltring: 0.6025 Welle: 1.4122 Wellenhülse: 1.4021	Gehäuse: GGG 42.3 Laufgrad: 1.4027 Welle: 1.4057	Gehäuse: 0.6025+2%Ni Laufgrad: 1.4027 Welle: 1.1191 Spaltwand: 1.4059
Filter	C-Stahl	C-Stahl	Gehäuse: 1.0037 Stutzen: 1.0308 Lochplatten: 1.4541		
Ausgleichsbehälter	C-Stahl	C-Stahl			
Rohrleitungen	Größtenteils C-Stahl Überlauf- und Verbindungsleitungen der Ausgleichsbehälter, Probenahmeleitungen: Austenit	C-Stahl  Zulaufleitungen der Deionatversorgung: Austenit			
Aktivitätsmess- behälter	Austenit/C-Stahl	Austenit/C-Stahl			

Im Zwischenkühlsystem wird als Kühlmedium Deionat verwendet, dem als Korrosionsinhibitor Hydrazin zugegeben wird, da viele Rohrleitungen und Behälter aus ferritischen Werkstoffen ausgeführt sind. Im Fall des Stillstands der Nuklearen Zwischenkühlwasserpumpen besteht durch die Wassersäule des Ausgleichsstandrohres im Zwischenkühlerbereich ein statischer Überdruck. Durch die Druckstaffelung ist auch im Fall von Leckagen im Nuklearen Zwischenkühler gewährleistet, dass keine Chloride aus dem Flusswasser in das Nukleare Zwischenkühlwassersystem eingetragen werden. Um eine Zunahme der Betriebsleckagen leichter feststellen zu können, werden der Füllstand der Ausgleichsbehälter sowie die Dauer der Deionatnachspeisung überwacht.

### **3.3 Aufbau und Aufgaben des Nuklearen Nebenkühlwassersystems**

Das nukleare Nebenkühlwassersystem (VE o. VF bzw. PE) wird zur Einhaltung des Schutzziels Kühlung der Brennelemente (Nachwärmeabfuhr) noch solange benötigt, bis sich kein aktiv zu kühlender Kernbrennstoff mehr im BE-Lagerbecken befindet. Anschließend wird es auch im Anlagenzustand 4 noch zur Kühlung wichtiger Kühlstellen benötigt und dient damit indirekt der Einhaltung von Schutzzielen. Die Aufgabe des Systems besteht darin, die in den verschiedenen Zwischenkühlkreisen bzw. Kühlstellen anfallende Wärme an die Wärmesenke abzugeben. Neben dem nuklearen Zwischenkühlkreislauf betrifft dies i. W. die Kühlung der Notstromdiesel, der Kaltwasserzentrale und der Lüftungsanlagen für Räume mit sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten.

Der Aufbau des Nebenkühlwassersystems hängt vom Redundanzgrad bzw. Aufbau des Zwischenkühlwassersystems (vgl. Abschnitt 3.2) sowie eines bei einigen SWR vorhandenen separaten Notstandssystems zusammen. Die Pumpen des Systems stehen üblicherweise im Kühlwassereinlaufbauwerk bzw. Nebenkühlwasserpumpenhaus. Die Pumpen separater Notstandssysteme sind meist in separaten Notstandsgebäuden untergebracht. Die Zwischenkühler werden rohrseitig von Nebenkühlwasser durchströmt und sind üblicherweise mit einer Schwammkugelreinigungsanlage (Tapprogeanlage) versehen.

Tab. 3.3 gibt einen Überblick über die verwendeten Werkstoffe in fünf Beispielanlagen. Das Werkstoffkonzept unterscheidet sich nicht wesentlich zwischen DWR und SWR. Die Pumpengehäuse sind üblicherweise aus Baustahl oder Grauguss gefertigt und mit Innenbeschichtung versehen. Die großen Rohrleitungen sind entweder aus Baustahl mit Innenbeschichtung (z. B. Anstrich, Epoxidharzbeschichtung, Zementmörtelauskleidung)

oder im Falle von großen erdverlegten Rohrleitungen in manchen Anlagen auch als Spannbetondruckleitung ausgeführt. Bei Kleinleitungen kommen auch austenitische Werkstoffe zum Einsatz.

**Tab. 3.3** Werkstoffe im VE-System von DWR 1, DWR 2, DWR 3, SWR 1 und SWR 3

Grauguss: 0.6025; Ferritische Stähle: 1.0037 (St37-2), 1.0060, 1.0116, 1.0308, 1.0425, 1.0460, 1.0503, 1.1191, 1.5415; Martensitische Stähle: 1.4008, 1.4313; Austenitische Stähle: 1.4408, 1.4571; Duplex-Stähle: 1.4347, 1.4460, 1.4593; Ni-Legierung: 2.0975

Komponente	DWR 1	DWR 2	DWR 3	SWR 1	SWR 3
Kühlwasserpumpen	Gehäuse: 1.0460 gummiert Laufrad: 1.4460 Welle: 1.4313	Gehäuse: 1.0460 gummiert Laufrad: 2.0975 Welle: 1.4313	Gehäuse: 0.6025 Laufrad: Bronze bzw. 1.4347 Welle: 1.1191 bzw. 1.4313	Gehäuse: 0.6025 + 2,5 %Ni Laufrad: G- NiAl-Bronze F60 o. 2.0975	Gehäuse: 1.4008 Laufrad: 2.0975
Entleerungspumpe		Gehäuse: 1.4593 Laufrad: 1.4408 Welle: 1.0503			
Umwälzpumpe			Gehäuse: 0.6025 Laufrad: Grauguss Welle: 1.0060		
Rohrleitungen	RSt35, RSt35.8 II o. 1.0116 Bis NW 900 gummiert ab NW 1000 gestrichen; erdverlegte Rohrleitungen: Spannbeton	1.5415, R St 35, St 35.8 III, 1.0116 < NW 700: gummiert ≥ NW 700 zementmörtel- ausgekleidet			< DN300: 1.0308 > DN300: 1.0037 zementmörtel- ausgekleidet
Kleinleitungen (bis DN50)		1.4571			

### 3.4 Aufbau und Aufgaben des Systems zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer

Im System zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer (TR bzw. KPF/KPK, im Folgenden TR-System genannt) werden alle während des Kraftwerksbetriebs und in Stillstandszeiten im Kontrollbereich anfallenden aktiven Abwässer gesammelt und aufbereitet. Das TR-System wird auch im Anlagenzustand 4 noch benötigt und dient in allen Betriebszuständen der Einhaltung der Schutzziele „Einschluss der radioaktiven Stoffe (Aktivitätsrückhaltung)“ und „Begrenzung der Strahlenexposition“.

Das TR-System hat die Aufgabe, alle im Kontrollbereich anfallenden Wässer, die möglicherweise radioaktive Verunreinigungen besitzen, zu sammeln, ggf. zu kühlen, vorübergehend zu speichern und aufzuarbeiten. Für die Abwasseraufbereitung stehen Mischbettfilterstränge, Verdampferanlagen sowie ggf. Waschwasserstrang und Zentrifugenanlage (hier gibt es anlagenspezifische Unterschiede) zur Verfügung. Für die Gewährleistung des störungsfreien und reibungslosen Betriebs werden zusätzliche Speicher- und Versorgungseinrichtungen benötigt. Das aufbereitete Abwasser wird in Kontrollbehältern gesammelt und dann bei Erfüllung aller Parameter in den Fluss geleitet oder weiter behandelt. Eine ausführliche Systembeschreibung ist in /FAU 18b/ zu finden.

Tab. 3.4 zeigt eine Zusammenstellung von Werkstoffen im TR-System in drei Beispielanlagen. Es wird deutlich, dass DWR 1 und DWR 2 viele Gemeinsamkeiten aufweisen, jedoch gibt es auch eine starke Ähnlichkeit mit dem Werkstoffkonzept von SWR 1. Im TR-System der zuerst genannten Anlagen wird für viele Komponenten der nichtrostende austenitische Stahl 1.4571 eingesetzt, während in SWR 1 häufiger der nichtrostende austenitische Stahl 1.4541 eingesetzt wird. Die beiden Stähle haben jedoch eine ähnliche chemischen Zusammensetzung<sup>14</sup>. An Komponenten(-teilen) mit besonders harschen chemischen Bedingungen kommt auch die Nickellegierung 2.4858 zum Einsatz. Bei den Verdampfern wird rohrrseitig entweder ebenfalls die Nickellegierung 2.4858 (DWR 1 und DWR 2) oder Titan (SWR 1) verwendet.

---

<sup>14</sup> Chrom- und Nickelgehalte leicht verschieden, 1.4571 enthält zusätzlich 2-2,5 Massen % Molybdän

**Tab. 3.4** Werkstoffe im TR-System von DWR 1, DWR 2 und SWR 1

Austenitische Stähle: 1.4408, 1.4439, 1.4541, 1.4550, 1.4571, 1.4581;  
 Ni-Legierung: 2.4858; Unlegierter Stahl: RSt 37-2 (1.0038); Druckbehälterstahl: HII 38

Bauteil	DWR 1	DWR 2	SWR 1
Entgaser	1.4571	1.4571	1.4541
Destillatkühler	1.4571	1.4571	1.4541
Pulsationsdämpfer	1.4571	1.4571 o. Ni-Leg.	
Verdampfer (Abwasserseite)	2.4858	2.4858	Titan
Verdampfer (Heizdampfseite)	1.4571	1.4571	1.4541, H II
Kondensator	1.4571	1.4571	1.4541, H II
Abwassersammelbehälter	C-Stahl, gummiert	C-Stahl, innen gummiert; außen je 2-facher Grund- und Deckanstrich	RSt 37-2
Kontrollbehälter	C-Stahl, gummiert	C-Stahl, innen gummiert, innen 2-fache Epoxidharzschicht oder außen je 2-facher Grund- und Deckanstrich, außen kunststoffbeschichtet	
Konzentratbehälter	C-Stahl, gummiert od. C-Stahl/PP		
Chemikalienbehälter	C-Stahl/PP	C-Stahl, innen gummiert oder PP; außen je 2-facher Grund- und Deckanstrich	Kunststoff
Schlammbehälter	1.4571	1.4571	1.4571
Filterkomponenten	1.4541	z.T. 1.4550	z.T. 1.4541
Mischbettfilter		C-Stahl gummiert, innen 2-facher Grund- und außen 2-facher Deckanstrich	HII 38
Schlammpumpe	1.4571/1.4408	1.4439/1.4581	
Chemikaliendosierpumpen (Gehäuse)	1.4571 bzw. 1.0841, gummiert	1.4571 bzw. 1.0841, gummiert	
Konzentratpumpe	1.4439	GGG bzw. 1.4581/1.4571	1.4408
Umwälz- und Abgabepumpen	1.4408	1.4408	1.4408

### 3.5 Aufbau und Aufgaben des Feuerlöschsystems

Die Hauptaufgabe des Feuerlöschsystems besteht darin, im Brandfall das erforderliche Löschwasser zur Verfügung zu stellen. Mehrere Einrichtungen dienen dazu, diese Anforderungen zu erfüllen. Das Feuerlöschsystem wird auch noch im Anlagenzustand 4 benötigt. Es dient indirekt der Einhaltung von Schutzziele und ist deshalb auch notstromversorgt.

Neben der Wasserversorgung für die Brandbekämpfung hat das Feuerlöschsystem in manchen Anlagen weitere Aufgaben: z. B. Spülung der Differenzdruck-Messeinrichtungen der Tapprogge-Reinigungsanlagen, Abspritzung des Hilfskessel-Abschlammwassers, Einspeisung in die Eisensulfatdosierung, Möglichkeit der Nachspeisung der Deionatbecken im Notspeisegebäude. Zusätzlich kann das Feuerlöschsystem in bestimmten Not(stands)fällen zum Erreichen des Schutzzieles „Kühlung der Brennelemente“ eingesetzt werden.

Die wesentlichen Komponenten der Feuerlöschsysteme der betrachteten Anlagen sind Feuerlösch(wasser)pumpen zur Einspeisung in die Ringleitungen mit Überflurhydranten, Druckhaltepumpen zur Druckhaltung des Feuerlöschnetzes, Steigleitungen mit Wandhydranten und Sprühwasserlöschanlagen bzw. Sprühflutanlagen. Neben den genannten wasserführenden Löschanlagen gibt es auch Gas-Löschanlagen (CO<sub>2</sub>- oder Inergen-Löschanlagen).

Hinsichtlich der Auslegung der Feuerlösch(wasser)pumpen gibt es einige Unterschiede, wie in der folgenden Tab. 3.5 dargestellt.

**Tab. 3.5** Auslegung der Feuerlösch(wasser)pumpen

Anlage	Auslegung der Feuerlösch(wasser)pumpen
DWR 1	2 x 100 %
DWR 2	6 x 50 %
DWR 3	4 x 100 %
SWR 2	3 x 100 %

In den meisten Fällen wird als Feuerlöschwasser Fluss- oder Brunnenwasser verwendet. Es gibt allerdings auch Anlagen, die Reinwasser verwenden können. Die Werkstoffwahl

unterscheidet sich daher nur wenig von dem des Nebenkühlwassersystems (Abschnitt 3.3). Tab. 3.6 gibt einen Überblick über die verwendeten Werkstoffe in fünf Beispielanlagen.

**Tab. 3.6** Werkstoffe im Feuerlöschsystem von DWR 1, DWR 2, DWR 3, SWR 1 und SWR 2

Grauguss: 0.6025, 0.7040; Ferritische Stähle: 1.0037, 1.0308, 1.0503, 1.1191;  
Martensitische Stähle: 1.4027; Austenitische Stähle: 1.4408, 1.4541, Duplex-Stähle: 1.4340;  
Ni-Legierungen: 2.0550, 2.1050

Komponente	DWR 1	DWR 2	DWR 3	SWR 1	SWR 2
Feuerlöschpumpen	zinkfreie Bronze	Gehäuse: 0.6025 o. Cr-Stahl	CrNi-Stahl Laufrad: 2.1050	Gehäuse: 0.7040 Laufrad: 1.4408 Welle: 1.0503	Gehäuse: 0.6025 +2 %Ni Laufrad: 1.4027 Welle: 1.1191 Spaltrohr: 1.4340
Druckhaltepumpe	0.6025				
Füllpumpe				Gehäuse: 0.6020 Laufrad: 2.0550	
Verdichter	Al-Guss				
Druckbehälter	Stahl beschichtet				
Rohrleitungen		Gusseisen, 1.0308 (verzinkt oder zementmörtel ausgekleidet)			
Windkessel <sup>15</sup>				Mantel: 1.0037 Boden: FG 36	
Trinkwasserzwischenbehälter				1.4541	

<sup>15</sup> Ein Windkessel dient i. W. dazu, den Systemdruck annähernd konstant zu halten bzw. Druckstöße abzumildern

### **3.6 Aufbau und Aufgaben der Nuklearen Lüftungsanlagen**

Die Nuklearen Lüftungsanlagen werden noch bis zum Ende des Anlagenzustandes 4 benötigt, um die beiden Schutzziele „Einschluss der radioaktiven Stoffe (Aktivitätsrückhaltung)“ und „Begrenzung der Strahlenexposition“ einzuhalten.

Zu den Aufgaben der nuklearen Lüftungsanlagen gehört die Einhaltung definierter Unterdrücke und gerichteter Luftströmungen, um eine Verschleppung von ggf. vorhandenen radioaktiven Bestandteilen zu vermeiden sowie deren unkontrollierte Abgabe zu verhindern. Erforderlichenfalls sollen radioaktive Bestandteile wie Iod oder Schwebstoffe durch Fortluftfilterung zurückgehalten werden. Darüber hinaus soll mithilfe der Anlagen evtl. in der Raumluft enthaltene Aktivität durch Umluftfilterung oder Luftaustausch abgebaut werden. Das System ist auch verantwortlich für die Bildung und Einhaltung definierter Raumluftzustände (Feuchte, Temperatur) sowie eine Versorgung der Gebäude mit Außenluft. Die in den Räumen anfallende Verlustwärme soll entfernt werden. Des Weiteren wird ein Teilstrom zur Messung der Raumluftaktivität abgeführt.

Die nuklearen Lüftungsanlagen haben neben zahlreichen betrieblichen Aufgaben auch sicherheitstechnische Aufgaben. Dazu gehören u. a. der Gebäudeabschluss der Lüftungstechnischen Anlagen (Schließen der Gebäudeabschlussklappen bei Anstehen des Gebäudeabschluss-Signals für lufttechnische Anlagen), Wärmeabfuhr in Räumen mit sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten (sowohl der Maschinenteknik als auch der Elektro- und Leittechnik) und die Inbetriebnahme der Ringraumabsaugung (DWR: Einschalten der Ventilatoren der Ringraumabschlussklappen bei Anstehen des Notkühlvorbereitungssignals).

Die Kühlstellen der Lüftungsanlage werden vom Kältemediumsystem (Kaltwasserzentrale) mit Kaltwasser versorgt. Für die Abfuhr der an den Umluftkühlern in den großen Anlagenräumen anfallenden Wärme ist der betriebliche Teil des nuklearen Zwischenkühlsystems (vgl. Abschnitt 3.2) zuständig.

Zu den Komponenten der nuklearen Lüftungsanlagen zählen u. a. Lufterhitzer, Luftkühler, Umluftkühlgeräte, Luftkühler mit nachgeschaltetem Tropfenabscheider, Ventilatoren, Druckluftbehälter, Schalldämpfer, die Absperrarmaturen an den Luftkanaldurchführungen (Absperrklappen für die Zu- und Abluft, Absperrklappen der Spülluft) sowie die Umluft- und Fortluftfilteranlagen (z. B. Schwebstofffilter, Jodfilter). Als Werkstoffe werden überwiegend un- bzw. niedriglegierte Stähle (erforderlichenfalls mit Oberflächenbeschichtung) eingesetzt.

## **4 Betriebserfahrung mit Bezug zum Alterungsmanagement in Kernkraftwerken in Nachbetrieb und Stilllegung**

### **4.1 Auswertung der deutschen Betriebserfahrung**

Um die in der NB- und SL-Phase tatsächlich bereits aufgetretenen physikalischen Alterungserscheinungen und Schäden zu identifizieren, wurde zunächst ein Screening der deutschen Betriebserfahrung durchgeführt. Betrachtet wurden die Meldepflichtigen Ereignisse der Anlagen seit dem jeweiligen Beginn des Stillstands- oder Nachbetriebs bis Ende 2017. Die aufgetretenen Schäden konnten im Wesentlichen fünf System- bzw. Themengruppen zugeordnet werden: Schäden an Beschichtungen, an Wärmetauschern, im Abwasseraufbereitungssystem, im Nebenkühlwassersystem und Schäden in Verbindung mit Dekontaminationen. Von den 44 identifizierten Ereignissen entfällt mehr als die Hälfte (24) auf die beiden Systeme Nebenkühlwassersystem (11) und Abwasseraufbereitung (13) inklusive Konzentrataufbereitung. Die restlichen Ereignisse verteilen sich auf weitere Systeme wie das Nachkühlsystem und die Kühlmittelaufbereitung sowie verschiedene Notstandssysteme und Notstromdiesel. Mehrfach handelte es sich bei den betroffenen Komponenten um solche mit intermittierendem Betrieb.

Die Ereignisbeschreibungen der Ereignisse ab 2010 stammen aus den entsprechenden Monatsberichten des BASE, die auf der Homepage ([www.base.bund.de](http://www.base.bund.de)) verfügbar sind. Ältere werden anonymisiert, ohne ME-Nummer und nur mit den wichtigsten Informationen wiedergegeben. In beiden Fällen kann der interessierte Leser – falls erforderlich – beim BASE um weiterführende Informationen anfragen.

#### **4.1.1 Ereignisse mit Schäden an Beschichtungen**

Zum Schutz der Innenoberflächen kommen in Komponenten von Kernkraftwerken verschiedene Beschichtungsmaterialien zum Einsatz. Dazu zählen, beispielsweise im gesicherten Nebenkühlwassersystem, Epoxidharz-Beschichtungen, Gummierungen, Zementmörtelauskleidungen und Innenanstriche. Metallische Oberflächenbeschichtungen wie Verzinkung werden ebenfalls zum Korrosionsschutz eingesetzt. Außenoberflächen im nicht erdverlegten Bereich sind oftmals mit einem Schutzanstrich versehen. Im erdverlegten Bereich werden sie meist durch eine Bitumenschicht gegen Umwelteinflüsse geschützt. Schäden an Beschichtungen können durch Fehler beim Aufbringen bereits während der Herstellungsphase oder durch mechanische Einwirkungen während des

Betriebs, aber auch durch Alterungseinflüsse verursacht werden. Bei Gummierungen kann es beispielsweise zu Aushärtungsprozessen während des langfristigen Einsatzes kommen. Diese setzen die Widerstandsfähigkeit des Materials gegenüber mechanischen Einwirkungen herab.

In der WLN 2007/02 „Schäden an Rohrleitungen in Nebenkühlwassersystemen für sicherheitstechnisch wichtige Kühlstellen“ /WLN 07/ wird u. a. auf Schäden an Oberflächenbeschichtungen eingegangen. Auch der Schädigungsmechanismus der Muldenkorrosion wird behandelt. Bei Muldenkorrosion führen örtlich unterschiedliche Sauerstoffkonzentrationen an den Metalloberflächen – z. B. infolge poröser Oxidschichten – zur Lokalelementbildung mit dem sauerstoffreicheren Flächenabschnitt als Kathode und dem sauerstoffärmeren Flächenabschnitt als Anode. Als weiterer Schädigungsmechanismus von Nebenkühlwassersystemen ist auch mikrobiell-induzierte Korrosion (MIK) zu nennen. Diese kann unter biologischen Ablagerungen sowohl an Stellen mit beschädigter Beschichtung als auch an unbeschichteten austenitischen Komponenten auftreten. Hierzu wurde die WLN 2005/06 /WLN 05/ verfasst.

Tab. 4.1 enthält die identifizierten Ereignisse im Zusammenhang mit Beschichtungen. Diese sind nachfolgend kurz beschrieben.

**Tab. 4.1** Meldepflichtige Ereignisse im Zusammenhang mit Beschichtungen

ME-Nr.	Anlage	Titel
2007/...	SWR	Kleinleckage im Bereich einer Schweißnaht im Notstands-Kühlwassersystem
2009/...	SWR	Rohrleckage im Zwischenkühler eines Nachkühlstranges
2012/069	KKK	Leckage an einem Entwässerungsstutzen eines Zwischenkühlers des Nachkühlsystems
2013/002	KKB	Kleinleckage an einer Nebenkühlwasserleitung
2014/059	KKK	Kleinstleckage an der Entlüftungsleitung des Umluftkühlers eines Nebenkühlwasserstranges

Im betrachteten Zeitraum wurden drei Ereignisse aufgrund von Schäden an (Teer-) Epoxidharz-Beschichtungen identifiziert. Bei einem davon wurde von alterungsbedingten Schäden an der Beschichtung ausgegangen.

Im Jahr 2007 wurde in einer deutschen SWR-Anlage eine Kleinleckage an einer Kühlwasserleitung des Notstandssystems festgestellt. Die Ursache für die Leckage lag in einer Beschädigung der Beschichtung im Bereich eines lokalen Schweißfehlers, der die Qualität der Innenbeschichtung lokal beeinträchtigte. In diesem Bereich wurde Muldenkorrosion festgestellt.

Im Jahr 2009 kam es in einer deutschen SWR-Anlage zu einer Leckage an einem Wärmetauscherrohr durch Kontaktkorrosion. Korrosionsauslösend war ein verklemmter Fremdkörper.

Bei einer Anlagenbegehung in der Anlage KKK wurde im Jahr 2012 (**ME 2012/069**) eine kleine Leckage an einer Entwässerungsleitung im Bereich eines Entwässerungsstutzens des flusswasserdurchströmten Zwischenkühlers eines der vier Nebenkühlwasserkreisläufe des Nachkühlsystems vorgefunden. Ursache für die Leckage war Korrosion aufgrund einer lokalen Beschädigung der Gummierung auf der Rohrinnenoberfläche.

In der Anlage KKB wurde im Jahr 2013 eine Leckage an einer Nebenkühlwasserleitung festgestellt. Die Ursache war lokale alterungsbedingte Loch- und Muldenkorrosion, entstanden als Unterrostung unter Bereichen mit beschädigter Beschichtung (**ME 2013/002**).

Im Jahr 2014 kam es in der Anlage KKK an einem Rohrbogen der Entlüftungsleitung eines Umluftkühlers des Nebenkühlwassersystems zu einer Kleinstleckage (**ME 2014/059**). Die Ursache war wanddurchdringende Korrosion infolge einer lokalen Beschädigung der Innenbeschichtung.

#### **4.1.2 Ereignisse mit Schäden an Wärmetauschern**

Schäden an Wärmetauschern sind aus der Betriebserfahrung bekannt und haben auch im betrachteten Zeitraum zu Meldepflichtigen Ereignissen in mehreren Anlagen geführt (siehe Tab. 4.2). Die Ursachen waren sehr unterschiedlich und reichen von Mulden- oder Lochkorrosion über Schäden durch Fremdkörper (z. B. Erosion durch Sedimente) und MIK bis hin zu Spannungsrisskorrosion und Ermüdungsbruch.

**Tab. 4.2** Meldepflichtige Ereignisse an Wärmetauschern

ME-Nr.	Anlage	Titel
2009/...	SWR	Leckage im Zwischenkühler eines Nachkühlstranges
2011/017	KKB	Rohrleckage im Zwischenkühler eines Nachkühlstranges
2011/021	KKB	Kühlerrohrleckage am Umluftkühler eines E-Motors einer Kühlwasserpumpe
2012/013	KKK	Nichtverfügbarkeit eines Notstromdiesels aufgrund einer Leckage im HT-Kühlkreislauf
2012/080	GKN-1	Medienübertritt aus dem nuklearen Zwischenkühlwassersystem in das Abwasseraufbereitungssystem
2015/042	GKN-1	Geringfügige Leckage am Kühlwassersystem für einen Notstromdiesel
2017/013	KWB-B	Wanddickenschwächung eines Wärmetauscherrohres an einem nuklearen Zwischenkühler

Im Jahr 2009 wurde in einer deutschen SWR-Anlage eine Leckage in einem Wärmetauscherrohr eines Zwischenkühlers festgestellt. Da die Ursache in Zusammenhang mit der Beschichtung stand, wurde dieses Ereignis bereits in Abschnitt 4.1.1 beschrieben.

Im Jahr 2011 wurde in der Anlage KKB ein flusswasserseitig beschädigtes Rohr in einem Zwischenkühler detektiert (**ME 2011/017**). Als Ursache wurde eine Kombination aus Wandabzehrung (erosive Schädigung) und Spannungsrisskorrosion benannt. Die Spannungsrisskorrosion wurde vermutlich durch die Entstehung verschiedener Zersetzungsprodukte aufgrund des ruhenden Fluss- oder Brackwassers gefördert. Ein erhöhter Anfall von Sedimenten in den Pumpensaugkammern aufgrund des geringen Kühlwasserdurchsatzes kann bei Wiederinbetriebnahme eines Kühlers zur verstärkten Erosion geführt haben.

Im gleichen Jahr wurde in der Anlage KKB im Rahmen einer wiederkehrenden Prüfung eine Leckage im Bereich des Umluftkühlers eines E-Motors einer Kühlwasserpumpe festgestellt (**ME 2011/021**). Der Schaden am defekten Kühlerrohr konnte auf chloridinduzierte Korrosion zurückgeführt werden.

Im Jahr 2012 trat in der Anlage KKK am Rohrverbinder der generatorseitigen Turbolader-Kühlwasserrücklaufleitung eines Notstromdiesels eine Kühlwasserleckage auf

(**ME 2012/013**). Verursacht wurde dies durch den Bruch einer Spannschraube. Der Bruch wird auf ein zu hohes Anzugsmoment der Schrauben zurückgeführt.

Im gleichen Jahr wurde in der Anlage GKN-1 ein Mediumübertritt aus dem nuklearen Zwischenkühlwassersystem in das Abwasseraufbereitungssystem bemerkt (**ME 2012/080**). Die Ursache für den Mediumübertritt waren durchgehende Wanddickenschwächungen an einigen Wärmetauscherrohren im Kondensator der Verdampferanlage.

Im Jahr 2015 wurde in der Anlage GKN-1 eine Tropfleckage an einer Schweißnaht der Rohrleitung des Kühlwassersystems für Dieselkühler festgestellt (**ME 2015/042**). Die Leckage konnte auf MIK zurückgeführt werden.

Im Jahr 2017 wurde in der Anlage KWB-B bei einer WKP eine lokale Wanddickenschwächung an einem Wärmetauscherrohr eines nuklearen Zwischenkühlers festgestellt (**ME 2017/013**). Ursachen waren die lokale Korrosion durch Aufkonzentration korrosionsfördernder Elemente (z. B. Cl) sowie die Bildung von Lokalelementen durch stehendes Medium infolge von Verschlammung, Muschelgehäusen und Steinen aus dem Flusswasser. Daraus resultierte ein erhöhter Materialabtrag durch Muldenkorrosion. Der Schadensmechanismus war bereits im Jahr 2007 an nuklearen Zwischenkühlern beobachtet worden.

#### **4.1.3 Ereignisse mit Schäden am System zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer**

Im Rahmen der Auswertung wurden mehrere Meldepflichtige Ereignisse (z. B. 2016/056 KKB; 2014/011, 2014/063 KKP-1) im Abwasseraufbereitungssystem (inkl. Konzentratenaufbereitungssystem) in Zusammenhang mit dem intermittierenden Betrieb von Leitungen identifiziert. Die häufigste Schadensursache war Korrosion (u. a. Muldenkorrosion, MIK). Eine detaillierte Aufarbeitung der Betriebserfahrung mit diesem System ist in /FAU 18b/ zu finden.

Im Jahr 2012 wurde in der Anlage GKN-1 eine beginnende Korrosion mit einer geringfügigen Undichtigkeit im Bereich einer Schweißnaht einer nuklearen Abwasserabgabeleitung festgestellt (**ME 2012/058**). Als Ursache wurde ein flächenhafter Korrosionsangriff in Verbindung mit Muldenkorrosion festgestellt. Die Leitung wird intermittierend betrieben.

**Tab. 4.3** Meldepflichtige Ereignisse in der Abwasseraufbereitung

ME-Nr.	Anlage	Titel
2012/058	GKN-1	Befund an der Abwasserleitung
2012/061	KKB	Kleinleckage in einer Rohrleitung des Konzentrataufbereitungssystems
2012/064	KMK	Korrosionsschaden an einer Entlüftungsleitung der aktiven Abwasseraufbereitung
2012/074	KKB	Befunde an Bögen von Rohrleitungen der Abwasser- und Konzentrataufbereitung
2012/080	GKN-1	Medienübertritt aus dem nuklearen Zwischenkühlwassersystem in das Abwasseraufbereitungssystem
2014/011	KKP-1	Korrosionsschaden an Entleerungsleitung des Systems zur Behandlung nuklearer Abwässer
2014/063	KKP-1	Leckage in einer Leitung des Abwassersystems
2015/055	KMK	Riss am Pulsationsdämpfer in einer Rohrleitung der aktiven Abwasseraufbereitung
2016/015	KMK	Leckage an Schweißnähten der Be-/Entlüftungsleitung der aktiven Abwasseraufbereitung
2016/056	KKB	Befunde in der Abwasserabgabelung (vorläufig)
2016/069	KKB	Inspektionsbefunde bei der Überprüfung von Rohrleitungen der Aufbereitungssysteme (vorläufig)
2017/003	GKN-1	Leckage am Säurestutzen TR Verdampfer Brüdenstufe 2
2017/009	KKP-1	Leckage an einer Rohrleitung der Konzentrataufbereitung

Im Jahr 2012 kam es in der Anlage KKB zu einer Kleinleckage in einer Rohrleitung des Konzentrataufbereitungssystems (**ME 2012/061**). Die Ursache war abrasiver Verschleiß an einem Rohrbogen. Der Materialabtrag wurde auf das strömende Medium mit Filterrückständen zurückgeführt.

Im Jahr 2012 wurde in der Anlage KMK ein Korrosionsschaden an einer Entlüftungsleitung der aktiven Abwasseraufbereitung festgestellt (**ME 2012/064**). Der Betreiber geht von MIK als Schadensursache aus (siehe dazu auch /WLN 05/).

Im Jahr 2012 wurde in der Anlage KKB im Konzentrataufbereitungssystem eine Rissanzeige in einem Rohrbogen einer Rohrleitung aus Kunststoff festgestellt (**ME 2012/074**).

Weitere Rohrleitungsbögen in dem Systembereich wiesen ebenfalls Risse auf. Die Befunde wurden auf den Fertigungsprozess zurückgeführt.

Das meldepflichtige Ereignis **ME 2012/080** „Medienübertritt aus dem nuklearen Zwischenkühlwassersystem in das Abwasseraufbereitungssystem“ wurde schon in Abschnitt 4.1.2 beschrieben.

Im Jahr 2014 wurden bei einer Anlagenbegehung in KKP-1 an einer Entleerungsleitung im Abwassersystem Korrosionsspuren festgestellt. Ursächlich für die Schädigung der Rohrleitung war ein großflächiger Korrosionsangriff mit starken Korrosionsbelägen. Dies hat zu einer Reduzierung der Wandstärke und an einigen Stellen sogar zu wanddurchdringenden Schäden geführt (**ME 2014/011**).

Im Jahr 2014 wurde in der Anlage KKP-1 eine Leckage in einer Leitung des Abwasseraufbereitungssystems festgestellt (**ME 2014/063**). In einer benachbarten Leitung wurden ebenfalls Leckagestellen entdeckt. Ursache für die Leckagen war wanddurchdringende Korrosion. Die betroffenen Leitungen werden diskontinuierlich durchströmt.

Im Jahr 2015 wurde in der Anlage KMK ein Riss am Pulsationsdämpfer in einer Rohrleitung der aktiven Abwasseraufbereitung festgestellt (**ME 2015/055**). Die Ursache war Korrosionsermüdung (auch Schwingungsrissskorrosion genannt). Begünstigender Faktor war ein Schweißfehler.

Im Jahr 2016 wurde in der Anlage KKB eine Leckage an der Abgabelitung der Abwasseraufbereitung im Bereich einer Schweißnaht festgestellt (**ME 2016/056**). Auch an einigen anderen Stellen der Leitung wurden Befunde mit Korrosionsspuren und Hinweisen auf Kleinleckagen festgestellt. Daraufhin wurde ein Programm mit Wanddickenmessungen aufgenommen. Im Rahmen einer Druckmessung nach Sanierung der betroffenen Abschnitte wurde eine weitere Kleinleckage festgestellt. Schadensursache war in allen Fällen Muldenkorrosion am ferritischen Werkstoff ausgehend von der Innenoberfläche. Betrieben wird die Abgabelitung intermittierend bei Abwasserabgabe an die Elbe.

Im Jahr 2016 wurden im Rahmen eines Inspektionsprogramms im Hinblick auf Stillstandskorrosion in der Anlage KKB mehrere Befunde bis hin zur Durchrostung bei der Überprüfung von Entleerungs- bzw. Ablaufleitungen der Aufbereitungssysteme (**ME 2016/069**) festgestellt. Bislang durchgeführte Untersuchungen bestätigten die Annahme von Muldenkorrosion bzw. Stillstandskorrosion durch intermittierenden Betrieb.

Bei den betroffenen Leitungen handelt es sich um ferritische Leitungen, die nur zeitweilig durchströmt werden und in denen ansonsten stagnierendes Medium steht oder die sonst teilgefüllt oder leer sind.

Im Jahr 2016 wurden in der Anlage KMK an einer Be-/Entlüftungsleitung eines Konzentratzwischenbehälters korrosionsbedingte Leckagen im Bereich von Schweißnähten festgestellt (**ME 2016/015**). Die Leckagen waren Folge einer von innen nach außen verlaufenden Lochkorrosion, die im Bereich der Schweißnähte aufgrund des vorliegenden sensibleren Gefüges am stärksten war. Die Ursachen für die Lochkorrosion konnten im Einzelnen nicht geklärt werden. Im betroffenen Systembereich wurden Ablagerungen gefunden. Es wurde in Betracht gezogen, dass die Ablagerungen aus Betonschlämmen entstanden sein konnten, die im Zeitraum 2008 bis 2011 dem TR-System zugeführt wurden.

Im Jahr 2017 wurde in der Anlage GKN-1 bei der Revision eines Verdampfers eine Tropfleckage am Säurestutzen festgestellt (**ME 2017/003**). Untersuchungen zeigten an der Innenoberfläche erhöhte Mulden- und Flächenkorrosion. Als Ursache wurde Säurekorrosion genannt, die zu einem flächigen Materialabtrag führte.

Im Jahr 2017 wurde in der Anlage KKP-1 eine Leckage an einer Rohrleitung des Konzentrataufbereitungssystems festgestellt (**ME 2017/009**). Die Ursache war Korrosion. Die Leitung war aufgrund einer fälschlicherweise nicht in geschlossener Stellung befindlichen Steckscheibe unbemerkt diskontinuierlich mit Abwässern beaufschlagt worden.

#### **4.1.4 Ereignisse mit Schäden am Nebenkühlwassersystem**

Die Auswertung ergab für den betrachteten Zeitraum Muldenkorrosion als häufigste Ursache Meldepflichtiger Ereignisse im Nebenkühlwassersystem. Bei mehreren Ereignissen konnten diskontinuierliche Strömungsverhältnisse (ME 2012/012, ME 2014/016 KKP-1) und Schäden an Beschichtungen (ME 2013/002 KKB, 2014/059 KKK) als beitragende Faktoren identifiziert werden.

**Tab. 4.4** Meldepflichtige Ereignisse im Nebenkühlwassersystem

ME-Nr.	Anlage	Titel
2011/054	KKP-1	Leckage an der Spülwasserleitung für die Stopfbuchse der USUS-Nebenkühlwasserpumpe
2012/009	KKP-1	Leckage an der Entwässerungsleitung für das Nebenkühlwassersystem
2012/012	KKP-1	Leckage an einer Entleerungsleitung des USUS-Nebenkühlwassersystems
2012/079	KWB-B	Tropfleckage im nuklearen Nebenkühlwassersystem
2013/002	KKB	Kleinleckage an einer Nebenkühlwasserleitung
2013/024	KKP-1	Tropfleckage an einer Kühlwasserleitung für die USUS-Nachkühlpumpe
2014/016	KKP-1	Leckage an einer Entleerungsleitung des USUS-Nebenkühlwassersystems
2014/026	KWB-A	Tropfleckagen im nuklearen Nebenkühlwassersystem
2014/059	KKK	Kleinstleckage an der Entlüftungsleitung des Umluftkühlers eines Nebenkühlwasserstranges
2015/009	KWB-B	Undichtigkeit an Rohrleitungen im nuklearen Nebenkühlwassersystem
2015/019	KKP-1	Leckage im Bereich der Schweißnaht einer Absperrarmatur und der Druckmessleitung für den Saugdruck im Nebenkühlwassersystem

Im Jahr 2011 wurde in der Anlage KKP-1 eine Leckage an der Spülwasserleitung für die Stopfbuchse einer USUS-Nebenkühlwasserpumpe festgestellt (**ME 2011/054**). Bei der Untersuchung wurde ein flächenhafter Materialabtrag durch Korrosion beginnend von der Innenseite der Leitung vorgefunden. Der ferritische Grundwerkstoff des Bauteils ist unter den gegebenen Bedingungen (sauerstoffhaltiges Rheinwasser) nicht korrosionsbeständig, sodass ein kontinuierlicher Materialabtrag über die Einbauzeit erfolgte. Lokal fand ein beschleunigter Abtrag statt, sodass es zur Ausbildung von Korrosionsmulden kam.

Im Jahr 2012 wurde in der Anlage KKP-1 bei einem Routinerundgang eine Leckage an der Entleerungsleitung einer Nebenkühlwasserleitung für sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher (u. a. Notstromdiesel) festgestellt (**ME 2012/009**). Schadensursache war Muldenkorrosion, begünstigt durch das Medium (Rheinwasser), insbesondere unter stagnierenden Bedingungen.

Im Jahr 2012 wurde in der Anlage KKP-1 eine Leckage an einer Entleerungsleitung des USUS-Nebenkühlwassersystems festgestellt (**ME 2012/012**). Laut Schadensanalyse kam es in der betroffenen Rohrleitung durch von innen nach außen fortschreitender Korrosion an einer lokalen Korrosionsmulde zum Mediumaustritt. Die Ursache hierfür ist auf die Kombination aus Medium (sauerstoffhaltiges Wasser), Werkstoff (nicht korrosionsbeständig) und den Umgebungsbedingungen (stagnierende Strömungsverhältnisse) zurückzuführen.

Im Jahr 2012 wurde in der Anlage KWB-B eine Tropfleckage im nuklearen Nebenkühlwassersystem festgestellt (**ME 2012/079**). Ursächlich für die Leckage war eine von der ferritischen Rohrinneoberfläche ausgehende Wanddickenschwächung durch einen muldenförmigen lokal begrenzten Korrosionsangriff in wässrigem Medium mit Belüftungselementbildung.

Das meldepflichtige Ereignis **ME 2013/002** „Kleinleckage an einer Nebenkühlwasserleitung“ wurde bereits in Abschnitt 4.1.1 behandelt.

Im Jahr 2013 wurde in der Anlage KKP-1 eine Tropfleckage an einer Kühlwasserleitung für die Notstands-Nachkühlpumpe festgestellt (**ME 2013/024**). Als Ursache wurde von innen nach außen fortschreitender Korrosion festgestellt.

Im Jahr 2014 wurde in der Anlage KKP-1 eine Leckage an einer Entleerungsleitung des Notstands-Nebenkühlwassersystems festgestellt (**ME 2014/016**, vergleiche auch ME 2012/012). Als Schädigungsmechanismus wurde von der Innenseite der Leitung ausgehende Muldenkorrosion ermittelt. Die Ursache für die Korrosion wurde auf eine Kombination aus Medium (sauerstoffhaltiges Wasser), Werkstoff (nicht korrosionsbeständig) und Umgebungsbedingungen (stagnierende bzw. diskontinuierliche Strömungsverhältnisse) zurückgeführt.

Im Jahr 2014 wurden in der Anlage KWB-A zwei Tropfleckagen im nuklearen Nebenkühlwassersystem festgestellt (**ME 2014/026**). Die betroffenen Leitungen dienen zur Versorgung der Kühlstellen von Notstromdieseln. Als Ursache wurde ein muldenförmiger, lokal begrenzter Korrosionsangriff in wässrigem Medium festgestellt.

Das meldepflichtige Ereignis **ME 2014/059** „Kleinstleckage an der Entlüftungsleitung des Umluftkühlers eines Nebenkühlwasserstranges“ wurde bereits in Abschnitt 4.1.1 behandelt.

Im Jahr 2015 wurden in der Anlage KWB-B Leckagen an mehreren Leitungen des nuklearen Nebenkühlwassersystems festgestellt (**ME 2015/009**). Der Schaden wurde auf Muldenkorrosion in Verbindung mit MIK mit Belagsbildung aufgrund von Sedimentation zurückgeführt.

In der Anlage KKP-1 wurde im Jahr 2015 an einer Messleitung im Bereich der Schweißnaht vor der Absperrarmatur eine Tropfleckage festgestellt (**ME 2015/019**). Die Schadensursache war ein schwingungsinduzierter Ermüdungsriß.

#### **4.1.5 Ereignisse mit Schäden im Zusammenhang mit Dekontamination**

In manchen Anlagen wird vor dem Rückbau neben der Dekontamination von Flächen oder einzelner Komponenten eine Dekontamination ganzer Systeme durchgeführt (siehe /FAU 18a/). In deren Folge kam es in der Vergangenheit in den Anlagen KWB-A und KKP-1 zu mehreren Meldepflichtigen Ereignissen. In KWB-A kam es durch das Dekontaminationsmedium zu Schäden aufgrund von Säurekorrosion, die durch die vorliegenden Strömungsbedingungen verstärkt wurde. In KKP-1 kam es durch den Kontakt mit Dekontaminationsmedium zu mehreren Schäden am ferritischen Grundwerkstoff. Auch eine Armatur aus austenitischem Werkstoff war betroffen. Bei den Ereignissen in KKP1 spielten auch Vorschädigungen eine Rolle.

In Tab. 4.5 sind die Meldepflichtigen Ereignisse im Zusammenhang mit Dekontaminationen dargestellt, welche in der Zeit seit dem jeweiligen Beginn des Stillstands- oder Nachbetriebs der jeweiligen Anlage aufgetreten sind. Eine detaillierte Aufarbeitung der Betriebserfahrung mit Dekontaminationen ist in /FAU 18a/ zu finden. Eine Beschreibung der hier aufgeführten Ereignisse ist ebendort zu finden. Eine wesentliche Erkenntnis dort war, dass eine detaillierte Planung mit einer umfangreichen Materialverträglichkeitsuntersuchung essenziell ist, um eine Dekontamination sicher durchführen zu können.

**Tab. 4.5** Meldepflichtige Ereignisse im Zusammenhang mit Dekontaminationen

ME-Nr.	Anlage	Titel
2013/039	KWB-A	Befunde an einer HKMP während der Primärkreisdekontamination
2013/072	KKP-1	Leckage an einer Entlüftungsleitung des Reaktorwasserreinigungssystems bei der Systemdekontamination
2013/073	KKP-1	Leckage am Gehäuse einer Armatur bei der Systemdekontamination des Reaktordruckbehälters
2013/076	KKP-1	Leckage an einer Entwässerungsleitung bei der Systemdekontamination

#### 4.2 Auswertung der internationalen Betriebserfahrung

Um die in der NB- und SL-Phase bereits aufgetretenen physikalischen Alterungserscheinungen und Schäden in ausländischen Anlagen zu identifizieren wurden relevante Meldungen aus dem International Reporting System (IRS) identifiziert und ausgewertet. Die Anzahl der Meldungen aus bereits abgeschalteten Anlagen ist vergleichsweise gering. Nachfolgend werden die für das AM von Anlagen in NB und SL relevanten Meldungen kurz beschrieben. IRS-Meldungen in Bezug auf Dekontamination wurden in /FAU 18a/ analysiert. In der folgenden Tab. 4.6 wird der Vollständigkeit halber eine Übersicht über die relevanten IRS-Meldungen gegeben.

**Tab. 4.6** Übersicht über IRS-Meldungen in Zusammenhang mit (Primärkreis-) Dekontaminationen

IRS-Nummer	Titel/Inhalt
194	Hohe Leitfähigkeit im Reaktorkühlkreislauf nach einer Dekontamination der Turbine
435	Nicht durchgeführte Dekontamination aufgrund von Materialunverträglichkeiten
1470	Ablagerungen an Brennelement-Abstandhaltern nach einer Primärkreisdekontamination
7632	Behinderte Kühlmittelströmung an Brennelementen nach einer Primärkreisdekontamination

#### **4.2.1 Fehleinfall mehrerer Steuerelemente**

Durch einen Spannungsverlust kam es in einer RBMK-Anlage zum Einfallen von zwölf der 24 ausgefahrenen Steuerelemente des Schnellabschaltsystems. Aufgrund von Wartungsarbeiten war in zwei Verteilerschränken jeweils ein Drehschalter fehlerhaft freigeschaltet verblieben, sodass diese Verteilerschränke nur noch von der Hauptspannungsversorgung versorgt werden konnten. Der Ausfall eines Thyristorschalters in der Hauptspannungsversorgungsleitung zu diesen beiden Verteilerschränken führte dann zum Spannungsverlust dieser Verteilerschränke und damit der drei von dort mit Spannung versorgten Schaltschränke. Die Ursache für den ausgefallenen Thyristorschalter war ein alterungsbedingter Ausfall von Kondensatoren (IRS 8432).

#### **4.2.2 Überschreitung der maximalen Zahl an Arbeitsgängen eines Transportkrans**

Die betroffene MAGNOX-Anlage befand sich im NB, als die Sicherheitsnachweise von Kränen und Gerüsten erneuert werden sollten. Hierbei wurde festgestellt, dass das Getriebe eines am Reaktor befestigten Transportkrans die maximal erlaubte Zahl an Arbeitsgängen um 28 % überschritten hatte. Bei dem in einer anderen ebenfalls stillgelegten MAGNOX-Anlage am Reaktor befestigten Transportkran war darüber hinaus abzusehen, dass die Zahl der erlaubten Arbeitsgänge mit Ablauf des Jahres überschritten werden würde. Die Ursache des Ereignisses war das fehlende Bewusstsein, dass die Zahl der Arbeitsgänge der Transportkräne zu dokumentieren und überwachen ist. Der Transportkran der ersten Anlage wurde sofort außer Betrieb genommen. In der zweiten Anlage wurde sogleich damit begonnen, den Sicherheitsnachweis für den betroffenen Transportkran über die bis dahin erlaubte Zahl an Arbeitsgängen hinaus zu erweitern. Darüber hinaus wurde überprüft, inwiefern Vorgaben der Sicherheitsnachweise vergleichbarer Komponenten eingehalten wurden. Außerdem wurden Vorgaben in Kraft gesetzt, welche die Dokumentation erbrachter Sicherheitsnachweise sicherstellen (IRS 8351).

#### **4.2.3 Überflutung im Bereich der Abwasseraufbereitungsanlage**

Im Jahr 2007 kam es in einer abgeschalteten MAGNOX-Anlage aufgrund des Bruchs einer Leitung zu einer Überflutung im Bereich der Abwasseraufbereitungsanlage durch Kühlwasser aus dem Brennelement-Lagerbecken. Die Ursache war die Verwendung ei-

ner nicht spezifikationsgerechten Rohrleitung aus Kunststoff. Der genaue Schädigungsmechanismus konnte nicht festgestellt werden. Es wurde vermutet, dass neben der zu geringen Wandstärke und einer zu großen Belastung der Leitung auch Alterung und der anhaltende chemische Angriff durch das Beckenkühlwasser zu der Schädigung führten (IRS 7854).

#### **4.2.4 Versagen einer Rohrleitung der nuklearen Anlagenentwässerung**

Bei Rückbauarbeiten einer MAGNOX-Anlage wurde festgestellt, dass das äußere Rohr einer erdverlegten Doppelrohrleitung der aktiven Anlagenentwässerung kollabiert war und nach Entfernen des inneren Rohrs weiter in sich zusammenfiel. Der Zeitpunkt des Versagens konnte nicht mehr festgestellt werden. Die Ursache für das Versagen konnte nicht eindeutig festgestellt werden. Als am wahrscheinlichsten werden unterschiedliche Setzvorgänge entlang der Leitung angesehen. Als beitragende Faktoren werden eine geometrisch ungünstige Konstruktion, die die Bildung von Ablagerungen begünstigt, eine fehlgeschlagene Dichtheitsprüfung der äußeren Rohrleitung, die zu Druckstößen führte, sowie ein unzureichendes AM bzw. Inspektionsprogramm genannt. Es wurden Übertragbarkeitsprüfungen an vergleichbaren Leitungen – auch in anderen Anlagen – durchgeführt. Dabei wurden an einigen Stellen Auffälligkeiten entdeckt, die jedoch keinen akuten Handlungsbedarf bedingen (IRS 8573).

#### **4.2.5 Freisetzung von Schwefelwasserstoff während des Rückbaus**

Bei Arbeiten im Kühlwasser-Pumpenhaus einer MAGNOX-Anlage kam es zum Aufwirbeln von Wasser und Schlamm. Dadurch wurde eine größere Menge an Schwefelwasserstoff freigesetzt. Die Person, welche die Arbeiten durchführte, erkannte die Gefahr und verließ den Ort zügig. Das Pumpenhaus war zuvor längere Zeit nicht genutzt worden. Der Schwefelwasserstoff entstand aufgrund der Ansammlung von organischem Material während des längeren Stillstandes und der darauffolgenden Zersetzung dieses Materials durch Bakterien (sulphur reducing bacteria SRAB). Die Risiken, welche in dem betroffenen Arbeitsbereich auftreten konnten, waren nicht richtig eingeschätzt worden, obwohl das Vorhandensein der genannten Bakterien bereits bekannt geworden war und daraufhin sogar Reinigungsarbeiten durchgeführt worden waren. Auch einige organisatorische Fehler wurden im Nachhinein bemängelt. So waren z. B. Verantwortlichkeiten nicht richtig geklärt (IRS 7861).

### 4.3 Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung

Es ist aus der Betriebserfahrung bekannt, dass auch Beschichtungen Alterungsprozessen unterworfen sind. Sie können während der Betriebsdauer beispielsweise verspröden oder durch Erosionsvorgänge abgetragen werden. Ist die Beschichtung an einer Stelle verletzt, kommt es durch die Aufhebung der Schutzwirkung zu Korrosionserscheinungen, welche in Abhängigkeit von den Bedingungen auch zu wanddurchdringender Korrosion voranschreiten können. Daher erscheint eine regelmäßige Überwachung der Schichten, dort wo es machbar ist, sinnvoll.

Aus den Ereignissen im Nebenkühlwassersystem geht hervor, dass es von großer Bedeutung ist, veränderte Strömungsbedingungen und ggf. veränderte Gehalte an korrosions- bzw. erosionsfördernden Stoffen im Medium zu betrachten. Eventuell kann es erforderlich sein, das WKP-Konzept an die veränderten Bedingungen anzupassen.

Die betrachteten Ereignisse, die in Zusammenhang mit einer Dekontamination stehen, zeigen die Bedeutung im Voraus durchgeführter umfassender Materialverträglichkeitsuntersuchungen. Auch kann es sinnvoll sein, Stellen mit bekannten Vorschädigungen verstärkt zu überwachen. Optimierungsansätze in diesem Zusammenhang wurden in /FAU 18a/ erarbeitet.

Die Auswertung der IRS-Meldungen ergab über die deutsche Betriebserfahrung hinausgehend, dass insbesondere in Anlagen, die bereits seit längerer Zeit abgeschaltet sind, das Sicherheits- und Problembewusstsein der Mitarbeiter nachlassen kann. Neben den rein technischen Aspekten eines effektiven AM im NB spielt dieser Aspekt ebenfalls eine wichtige Rolle.

Bei einigen Schäden bleibt unklar, ob diese durch das reine Alter der Anlagen auftraten, d. h. unabhängig davon, ob sich die Anlage im LB befindet oder nicht, oder ob die veränderten Bedingungen während NB und SL letztendlich ursächlich waren. Dies ist vor allem deswegen oftmals nur schwer zu unterscheiden, da die Anlagen in NB und SL gleichzeitig auch die ältesten sind.

Die in diesem Kapitel erhaltenen Erkenntnisse aus der deutschen und internationalen Betriebserfahrung werden nochmals im Zusammenhang mit den übrigen im Projekt erhaltenen Erkenntnissen in den Schlussfolgerungen in Kapitel 6 behandelt.



## **5 Relevante Schädigungsmechanismen in Nachbetrieb und Stilllegung**

Besondere Fahrweisen, veränderte Betriebs- und Umgebungsbedingungen sowie veränderte organisatorische und personelle Randbedingungen im NB und in der anschließenden SL führen zu Herausforderungen, für die aus dem LB oftmals keine Erfahrungswerte vorliegen und die Einfluss auf das AM haben können /MAY 17/.

Besondere Fahrweisen können beispielsweise durch veränderte Systemzustände oder eine Dekontamination /FAU 18a/ bedingt sein. Der Betrieb von Systemen und Komponenten in anderen Zuständen und Stellungen, Änderungen an Verschaltungen und Verdrahtungen sowie Freischaltungen führen zu besonderen Fahrweisen, die andere, möglicherweise bisher nicht berücksichtigte Schädigungsmechanismen auslösen können. Es kann zudem durch nicht sachgerechte Fahrweisen oder wiederholtes unstetes Inbetriebnehmen zu Schädigungen (u. a. durch Korrosion) kommen. Auch die Belastung von Komponenten durch ein verändertes Schwingungsverhalten muss beachtet werden. Eine reduzierte Anzahl an Schalthandlungen (z. B. von Relais) kann, wie bereits aus der Betriebserfahrung bekannt, ebenso zu Schäden (Verklebungen) führen. Schäden können auch durch eine zu geringe Belastung von elektrischen Schienen auftreten /MAY 17/.

Umbau- und Rückbauarbeiten sowie eine verringerte Wärmeabfuhr führen zu veränderten Betriebs- und Umgebungsbedingungen. So kann es schließlich zu Korrosion durch Phänomene wie Aufkonzentration, veränderte Strömungen, mikrobiologische Belastung oder Sauerstoffeintrag kommen. Abweichende Luftfeuchtigkeit, veränderte Drücke oder Temperaturen können ebenfalls Schäden begünstigen. Weitere zu beachtende Mechanismen sind Fremdkörper- und Staubeintrag sowie ein mechanischer Einfluss auf die mechanischen Komponenten, Kabel und Gebäudestrukturen durch die Arbeiten /MAY 17/.

Im Folgenden werden für mechanische Komponenten Schädigungsmechanismen vorgestellt und auf ihre Relevanz während NB und SL überprüft. Besonderes Augenmerk wird dabei auf Mechanismen gelegt, die eine erhöhte Relevanz bekommen können. Für Betonstrukturen und Kabel werden anschließend die Schädigungsmechanismen und Herausforderungen während NB und SL umrissen.

## 5.1 Überblick über Schädigungsmechanismen bei mechanischen Komponenten

Die folgende Tab. 5.1 gibt einen Überblick über in Kernkraftwerken mit LWR potenziell relevante Schädigungsmechanismen für mechanische Komponenten, wie sie im LB auftreten können.

**Tab. 5.1** Überblick über in KKW relevante Schädigungsmechanismen

Kategorie	Zugehörige Mechanismen
Korrosion ohne mechanische Beanspruchung	Flächenkorrosion Loch- Muldenkorrosion Selektive Korrosion/Entzinkung Interkristalline Korrosion Galvanische Korrosion Spaltkorrosion Säurekorrosion Stillstandskorrosion Mikrobiell-induzierte Korrosion (MIK) Spongiose
Korrosion mit mechanischer Beanspruchung	Interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK) Transkristalline Spannungsrisskorrosion (TSpRK) Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion Strahlungsinduzierte Spannungsrisskorrosion (IASCC) Erosionskorrosion Korrosionsermüdung
Ermüdung	Mechanische Ermüdung Thermische Ermüdung
Versprödung	Thermische Versprödung Neutronenversprödung Wasserstoffversprödung
Sonstiges	Reibung/Fretting Erosion/Abrasion Kriechen/Relaxation

Nicht alle davon sind auch für NB und SL relevant. In der folgenden Tab. 5.2 wird daher beschrieben, welche der oben identifizierten Schädigungsmechanismen aus Sicht der GRS auch in der NB- und SL-Phase relevant sind und falls ja, ob es Änderungen in der Bedeutung oder in den Randbedingungen im Vergleich zu LB gibt.

**Tab. 5.2** Relevanz der Schädigungsmechanismen an passiven mechanischen Komponenten im Leistungs- (LB) und Nachbetrieb (NB)

X: Mechanismus ist relevant/trifft zu; Ist bei einem Mechanismus im NB kein X, so ist der Mechanismus generell nicht mehr relevant. Eine veränderte Relevanz im NB kann sowohl erhöhte als auch verminderte Relevanz bedeuten.

Mechanismus	LB	NB		Bemerkungen
		Gleich	Verändert	
Thermische Alterung/ Versprödung	X			Gusswerkstoffe, Schweiß- nähte, T > 250 °C
Neutronenversprödung	X			
H <sub>2</sub> -Versprödung	X	X		
Reibung/Fretting	X	X		
Erosion/Abrasion	X		X	Im NB möglicherweise erhöhte Partikelfracht
Kriechen/Relaxation	X			
Thermische Ermüdung	X			
Mechan. Ermüdung	X	X		
Allg. Flächenkorrosion	X	X		
Stillstandskorrosion	X		X	Stagnierendes, O <sub>2</sub> -halti- ges Medium förderlich
Säurekorrosion	X		X	U. a. auch bei Dekontami- nation
Loch-/Muldenkorrosion	X	X		
Interkr. Korrosion	X	X		
Selektive Korrosion/ Entzinkung	X		X	Insb. Messing Stagnierendes, O <sub>2</sub> -halti- ges Medium förderlich
Spongiose	X	X		Grauguss
Spaltkorrosion	X	X		
Galvanische Korrosion	X	X		
MIK, Bio-Fouling	X		X	Andere Strömungsbedin- gungen
Erosionskorrosion	X		X	Aufgrund niedriger T i. d. R. weniger relevant
ISpRK	X		X	Aufgrund niedriger T i. d. R. weniger relevant
TSpRK	X	X		
H <sub>2</sub> -ind. SpRK	X	X		
Korrosionsermüdung	X		X	Aufgrund niedriger T i. d. R. weniger relevant
IASCC	X			

Bei der folgenden Beschreibung werden die Schädigungsmechanismen in vier Kategorien eingeteilt:

- Schädigungsmechanismen mit erhöhter Relevanz in NB und SL (s. Abschnitt 5.1.1). Aufgrund geänderter systemtechnischer Randbedingungen in einigen Systemen können einige Mechanismen eine erhöhte Relevanz oder einen veränderten (Zeit-) Verlauf aufweisen.
- Schädigungsmechanismen mit gleichbleibender Relevanz (s. Abschnitt 5.1.2). Dies betrifft die Mehrzahl der Mechanismen.
- Schädigungsmechanismen mit verringerter Relevanz in NB und SL (s. Abschnitt 5.1.3). Dies trifft vor allem auf Mechanismen zu, die eine erhöhte Temperatur benötigen.
- Schädigungsmechanismen, die in NB und SL ohne Bedeutung sind (s. Anhang A.1). Dies betrifft Mechanismen, die u. a. Neutronenstrahlung und/oder hohe Temperaturen benötigen, was in NB und SL nicht zu erwarten ist. Schäden durch den jeweiligen Mechanismus aus dem LB können zu einem veränderten Zeitverhalten/einer veränderten Relevanz anderer Schädigungsmechanismen führen, die beim Management dieses Mechanismus zu behandeln und dementsprechend im AM zu berücksichtigen sind.

## **5.1.1 Schädigungsmechanismen mit erhöhter Relevanz in Nachbetrieb und Stilllegung**

### **5.1.1.1 Selektive Korrosion und Entzinkung**

Bei selektiver Korrosion korrodieren bestimmte Legierungs- oder Gefügebestandteile bevorzugt. Letzteres Phänomen bedingt aber eine gewisse Inhomogenität der Gefügeausbildung im Werkstoff, was beispielsweise im Bereich von Schweißnähten auftreten kann. Im Falle von Stählen sind neben Schweißnähten generell Gusswerkstoffe potenziell anfällig. Allerdings kann das Risiko durch geeignete Wärmebehandlung und durch die Minimierung bestimmter Begleitelemente, insb. Schwefel, deutlich vermindert werden. Bekanntestes Beispiel für selektive Korrosion ist die Entzinkung von Messing-Legierungen in chloridhaltigem Wasser. Lokale, pfropfenartige Entzinkung kann zu raschem Wanddurchbruch führen /WEN 98/.

Von Entzinkung können generell messingberohrte Wärmetauscher in Systemen mit Betriebstemperaturen unter 50 °C gefährdet sein (z. B. Zwischen- und Nebenkühlwassersysteme). Durch die Verwendung geeigneter Messing-Legierungen (insb. solche mit rd. 1 Gew.-% Zinn und geringen Mengen Phosphor oder Arsen) kann das Risiko für Entzinkung deutlich vermindert werden. Zusätzlich können Inhibitoren in mediumführenden Systemen Entzinkung vermindern.

### **Erhöhte Relevanz in NB und SL**

Entzinkung ist insbesondere relevant bei messingberohrten Wärmetauschern. Begünstigend wirken stagnierende, sauerstoffreiche Mediumbedingungen. Daher kann im NB und in der SL, wenn entsprechende Wärmetauscher seltener durchströmt werden, bei Vorliegen entsprechender sonstiger Randbedingungen Entzinkung eine erhöhte Relevanz haben.

#### **5.1.1.2 Säurekorrosion**

Von Säurekorrosion können nicht nur ferritische (diese in besonderem Maße), sondern auch austenitische Stähle oder sogar Nickellegierungen betroffen sein. Neben dem pH-Wert spielen dabei die Temperatur und Löslichkeit der entstehenden Metallionen bzw. eine evtl. Schutzschichtbildung eine entscheidende Rolle /WEN 98/. Säurekorrosion kann in LWR üblicherweise nur im Abwassersystem oder während chemischer Dekontaminationsvorgänge auftreten. Als Gegenmaßnahme können eine Reduzierung der Säurekonzentration, eine Verhinderung von Aufkonzentration oder die Verwendung von resistenteren Werkstoffen angewandt werden.

### **Erhöhte Relevanz in NB und SL**

Säurekorrosion ist im NB und der anschließenden SL insbesondere dann von erhöhter Bedeutung, wenn chemische Dekontaminationsmaßnahmen durchgeführt werden, bei denen Säure(n) eingesetzt werden. Ansonsten unterscheidet sich die Bedeutung im Wesentlichen nicht von der im LB.

#### **5.1.1.3 Stillstandskorrosion**

Die Stillstandskorrosion stellt eine Sonderform der Flächen- oder Muldenkorrosion dar. Sie tritt während Stillstandsphasen auf. Gefährdet hiervon sind in LWR-Anlagen primär

Bauteile aus ferritischen Stählen u. a. im Nebenkühlwassersystem und im Abwassersystem. In Stillstandsphasen kann ein Korrosionsangriff dann auftreten, wenn gleichzeitig Sauerstoff und Wasser in den ferritischen Rohrleitungen und Komponenten anwesend sind (z. B. durch Pfützenbildung in teilgefüllten oder unvollständig entwässerten Leitungen). Der korrosionsbedingte Angriff erfolgt als abtragende Korrosion /WEN 98/.

### **Erhöhte Relevanz in NB und SL**

Stillstandskorrosion tritt in Systemen mit über einen längeren Zeitraum stagnierendem Medium auf. Im Zuge der Abschaltung und des späteren Rückbaus vieler Anlagen gewinnt dieser Schädigungsmechanismus an Bedeutung. Häufig betroffen sind einerseits Systeme, die zur Außerbetriebnahme vorgesehen sind, aber noch nicht entleert bzw. abgebaut wurden; andererseits Systeme, die in Bereitschaft gehalten werden, die aber nur selten oder gar nicht angefordert werden. Effektivste Gegenmaßnahme ist eine auf die jeweiligen Randbedingungen abgestimmte Konservierung.

#### **5.1.1.4 Mikrobiell-induzierte Korrosion und Bio-Fouling**

Mikrobiell-induzierte Korrosion (MIK) kann an nahezu allen Werkstoffen auftreten. Die Mikroorganismen (meist Bakterien, aber auch Pilze, Algen, Flechten) schädigen dabei metallische Werkstoffe in der Regel nicht direkt, sondern scheiden als Stoffwechselprodukte Stoffe aus, die in den Werkstoffen andere Korrosionsmechanismen auslösen. Ein direkter Nachweis des Einflusses der Mikroorganismen wird dadurch erschwert. Eventuelle Ablagerungen von organischen Produkten können zudem Spaltbedingungen schaffen. Aufgrund der Vielzahl verschiedener Mikroorganismen ist eine Vorhersage von MIK oftmals sehr schwer möglich. Ebenso können daher nahezu alle Werkstofftypen von MIK betroffen sein. Betroffen sind frischwasserbeaufschlagte Systeme mit Betriebstemperaturen bis zu 115 °C in einem pH-Bereich von 0,5 bis 12 /WEN 98/. In LWR trifft dies auf die Kühlwassersysteme zu, insbesondere bei geringen Durchflussraten. Durch die Verwendung von resistenteren Werkstoffen und die konstruktionsbedingte Vermeidung von Spalten in Kombination mit betriebsbedingter Minimierung von stagnierenden Mediumsbedingungen kann MIK insgesamt vermindert werden. Als Gegenmaßnahme können Biozide zudosiert werden, um das Wachstum der Mikroorganismen zu verhindern.

Bio-Fouling ist ein Phänomen, das auftreten kann, wenn sich Mikroorganismen, Pflanzen oder sogar Tiere an Systemoberflächen anheften und lokal anreichern. Je nach System-

bedingungen können sich die Lebewesen vermehren und die entsprechenden Ansammlungen vergrößern. Zudem können dort Faulprozesse mit der Bildung von (oftmals giftigen) Fäulnisgasen ablaufen, die sich in bestimmten Systembereichen ansammeln können und einerseits Schädigungen hervorrufen und andererseits Arbeiten am System erschweren können /FLE 95/. In LWR trifft dies im Wesentlichen auf die Kühlwassersysteme zu, in denen längere Stillstandsphasen vorliegen. Durch geeignete Konservierung vorlaufend zu den Stillstandsphasen oder eine Biozid-Dosierung kann Bio-Fouling verhindert bzw. auf ein zulässiges Maß reduziert werden.

### **Erhöhte Relevanz in NB und SL**

Mikrobiell-induzierte Korrosion (MIK) ist u. a. in Nebenkühlwassersystemen ein bekanntes Phänomen. Im NB, wenn die abzuführende Wärmeleistung geringer ist, werden viele Leitungen seltener durchströmt. Auf der einen Seite sinkt damit der Nachschub an Nährstoffen und Sauerstoff; auf der anderen Seite besteht für die Mikroorganismen weniger „Risiko“, weggespült zu werden. Insofern ist eine detailliertere Betrachtung unter Einbeziehung der systemtechnischen Randbedingungen notwendig, um die Veränderungen gegenüber dem LB beschreiben zu können. Generell steigt die Relevanz für MIK im NB an. Einerseits führt der sich durch die Mikroorganismen gebildete Biofilm zu Spaltbedingungen. Wenn der Durchfluss in solchen Systembereichen sinkt, liegen die Spaltbedingungen für längere Zeiträume vor und können Schäden auslösen. Andererseits können die Ausscheidungsprodukte der Mikroorganismen selbst Korrosionsphänomene auslösen. Beides führt dazu, dass auch ansonsten resistente Werkstoffe anfällig gegenüber Korrosion werden können. Bei der Vielzahl verschiedener Organismen sind eine Vorhersage von MIK und darauf aufbauende Gegenmaßnahmen schwierig.

Bio-Fouling kann im NB, insbesondere aber in der SL, wenn die entsprechenden Leitungen seltener durchströmt sind, von erhöhter Relevanz sein. An größeren Ansammlungen organischer Stoffe können Mikroorganismen in den längeren Zeiträumen des Stillstandes größere Mengen gasförmiger Zersetzungsprodukte wie z. B. Schwefelwasserstoff bilden, die einerseits die Wasserchemie beeinflussen können. Andererseits kann es zu lokalen Ansammlungen dieser Gase kommen. Diese müssen bei Wartungsarbeiten an den betroffenen Systembereichen bspw. im Hinblick auf den Gesundheitsschutz der Mitarbeiter wie auch auf Explosionsgefahren bewertet werden. Erforderlichenfalls müssen entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

### **5.1.1.5 Erosion und Abrasion**

Erosion ist der kontinuierliche Materialabtrag fester Oberflächen durch rein mechanische Wechselwirkung der Oberfläche mit einem vorbeiströmenden Medium. Dieses Medium kann eine ein- oder mehrphasige Flüssigkeit sein; es können auch Partikel enthalten sein. Materialabtrag durch Partikeleinwirkung wird auch als Abrasion bezeichnet (z. B. gewollt beim Sandstrahlen). Kavitation und Tropfenschlag begünstigen Erosionsvorgänge /IAE 05a/, /ENG 74/.

### **Erhöhte Relevanz in NB und SL**

Insgesamt nimmt die Menge an geförderten Wässern mit Abschaltung der Anlage ab. Insofern sollten Erosion bzw. Abrasion generell von geringerer Bedeutung sein, sofern nicht durch Sedimentation und Aufwirbelung von Partikeln bspw. im Nebenkühlwassersystem Schäden verursacht werden (vgl. WLN 2014/09 /WLN 14/). Im Zuge von Rückbauarbeiten (Dekontaminieren, Zerlegen) kann zudem in Sammel- und Entwässerungssystemen sowie im Abwassersystem die Menge an geförderten Partikeln deutlich ansteigen, was Erosions- und Abrasionsvorgänge begünstigt.

## **5.1.2 Schädigungsmechanismen mit gleichbleibender Relevanz**

### **5.1.2.1 Flächenkorrosion**

Flächenkorrosion tritt üblicherweise an Werkstoffen auf, die keine Passivschichten ausbilden (i. W. un- und niedriglegierte ferritische Stähle). In sauerstoffhaltigem wässrigem Medium oder in feuchter Luft bildet sich ein aktiver Korrosionsmechanismus aus. Gelöste Salze können die Korrosionsrate erhöhen. Ein typischer Wert für gleichmäßigen Flächenabtrag an ferritischen Werkstoffen liegt bei rund 0,1 mm pro Jahr – abhängig von der Werkstoffzusammensetzung und den Mediumsbedingungen. Flächenkorrosion an ferritischen Komponenten wird üblicherweise bereits in der Auslegung durch einen so genannten „Korrosionszuschlag“ berücksichtigt, d. h. der erwartete Wanddickenabtrag über die Auslegungslbensdauer der Komponente wird bei Auslegung auf die Wanddicke aufgeschlagen /WEN 98/.

In LWR sind Systeme betroffen, in denen Komponenten aus un- bzw. niedriglegiertem Stahl in Kontakt mit sauerstoffhaltigem Medium bei Temperaturen bis etwa 100 °C kommen. Neben den Kühlwassersystemen kann dies ebenfalls in anderen Systemen bei

Revisions- und Wartungsarbeiten auftreten. Ebenfalls können ferritische Oberflächen aller ferritischen Stähle betroffen sein, wenn sich Kondensationsfeuchte niederschlägt. Als Gegenmaßnahmen werden neben dem oben erwähnten Korrosionszuschlag auch Beschichtungen angewandt. Je nach Systembedingungen können den Betriebsmedien auch Korrosionsinhibitoren zugegeben werden.

#### **5.1.2.2 Loch- und Muldenkorrosion**

Von Muldenkorrosion spricht man, wenn Flächenkorrosion lokal verstärkt auftritt, beispielsweise an Unregelmäßigkeiten des Bauteils oder unter Ablagerungen. Je nach Randbedingungen können sogar gegen Flächenkorrosion resistente Werkstoffe betroffen sein, insbesondere beim Vorliegen bestimmter Wasserinhaltsstoffe wie z. B. Chloride. Je nach Temperatur, Werkstoff und Chloridkonzentration können austenitische Werkstoffe ebenfalls betroffen sein.

Lochkorrosion, auch Lochfraß genannt, tritt auf, wenn die korrosionshemmende Deckschicht eines Bauteils lokal Lücken aufweist – durch Beschädigung, durch ihre Morphologie oder durch Angriffe des Mediums. An diesen Stellen bildet sich dann ein Korrosionsangriff, der mehrheitlich in die Tiefe des Werkstoffes gerichtet ist und ggf. bis zur lokalen Wanddurchdringung führen kann /WEN 98/.

Wirksamste Gegenmaßnahme ist die Vermeidung von Chlorid-Einträgen, die Beschichtung von ferritischen Oberflächen sowie die Verwendung von höher legierten, insbesondere Mo-haltigen austenitischen Werkstoffen zur Erhöhung der Korrosionsresistenz.

#### **5.1.2.3 Interkristalline Korrosion**

Bei Interkristalliner Korrosion, auch Kornzerfall genannt, lösen sich Kornrandzonen im Vergleich zur Grundmasse (Matrix) schneller auf. Dies kann insbesondere auftreten, wenn an den Korngrenzen bestimmte Legierungselemente verarmen, die zur Korrosionsbeständigkeit beitragen. Typisches Beispiel ist die Chromverarmung durch Chromcarbidausscheidung an den Korngrenzen bei austenitischen Stählen (Sensibilisierung), hervorgerufen durch unpassende Wärmebehandlung oder zu hohem Wärmeeintrag in die wärmebeeinflusste Zone beim Schweißen. Im fortgeschrittenen Stadium ist das Gefüge soweit aufgelöst, dass einzelne Körner aus dem Kristallverbund regelrecht „herausfallen“. Als Gegenmaßnahme können – neben einer geeigneten Wärmebehandlung – der Kohlenstoffgehalt gesenkt oder so genannte Carbidbildner wie bspw.

Titan oder Niob („stabilisierte austenitische Stähle“) hinzulegiert werden, um die Chromverarmung an den Korngrenzen zu verringern. Interkristalline Korrosion ist bei un- und niedriglegierten Stählen praktisch bedeutungslos /WEN 98/.

Im Prinzip kann Interkristalline Korrosion an allen austenitischen Bauteilen in allen Systemen auftreten, sofern diese im Rahmen der Herstellung durch eine unpassende Wärmebehandlung oder Ausführung der Schweißnähte sensibilisiert wurden. In deutschen Anlagen ist Interkristalline Korrosion durch die konsequente Verwendung stabilisierter austenitischer Werkstoffe sowie die umfangreiche Qualifizierung und Überwachung während der Herstellung von untergeordneter Bedeutung.

#### **5.1.2.4 Galvanische Korrosion**

Galvanische Korrosion, auch Kontaktkorrosion genannt, kann auftreten, wenn unterschiedliche metallische Werkstoffe elektrisch leitend miteinander verbunden sind und gleichzeitig in einen Elektrolyten (i. d. R. wässriges Medium) eintauchen. Dabei bestimmen neben der elektrochemischen Potenzialdifferenz und der Korrosionsstromdichte der beteiligten Werkstoffe Faktoren wie z. B. Geometrie des Bauteils, Oberflächencharakteristik oder Bildung isolierender Deckschichten maßgeblich die Anfälligkeit gegenüber galvanischer Korrosion. Für gängige Werkstoffe bzw. Werkstoffpaarungen wurden so genannte Kontaktkorrosionstabellen ermittelt. Eine wirksame Gegenmaßnahme ist die elektrische Isolation der jeweiligen Werkstoffe /WEN 98/.

Galvanische Korrosion kann in Niedertemperatursystemen auftreten, in denen verschiedene Werkstofftypen miteinander Kontakt haben (z. B. Stähle, Ni- und Cu-Legierungen), d. h. im Wesentlichen in Zwischen- und Nebenkühlwassersystemen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Verbindungsstellen zwischen verschiedenen Werkstofftypen, z. B. Mischschweißnähte. In Hochtemperaturwasser ist die elektrochemische Potenzialdifferenz so gering, dass Galvanische Korrosion vernachlässigt werden kann.

#### **5.1.2.5 Spaltkorrosion**

Spaltkorrosion ist ein Schädigungsmechanismus, der maßgeblich durch die Geometrie des Bauteils bedingt ist. In Spalten ist das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen deutlich anders als an der freien Oberfläche. Dies führt dazu, dass sich in Spalten die Wasserchemie durch Korrosionsprozesse im Spalt lokal ändern kann. Daneben können sich Verunreinigungen (z. B. Chloride) in Spalten aufkonzentrieren. Beides kann dazu führen,

dass unter diesen oftmals nur sehr schwer kontrollierbaren Spaltbedingungen ansonsten resistente Werkstoffe korrosionsanfällig werden oder die Korrosion stärker ist als erwartet. Durch eine Minimierung von Spalten während der Konstruktion der Bauteile kann Spaltkorrosion vermindert werden /WEN 98/.

Im Prinzip kann Spaltkorrosion in nahezu allen Systemen auftreten, in denen konstruktionsbedingt Spalten vorhanden sind. Zudem können sich auch unter Ablagerungen (bspw. von Korrosionsprodukten) Spaltbedingungen einstellen und somit Spaltkorrosion auslösen. Besonders betroffen können un- und niedriglegierte Stähle sein, insbesondere während Revisionszeiten, in denen ein höheres Sauerstoffangebot vorliegt (Bildung von Belüftungselementen). Spaltkorrosion kann auch bei austenitischen Werkstoffen auftreten, wenn sich in Spalten entsprechende Verunreinigungen aufkonzentrieren.

#### **5.1.2.6 Spongiose**

Spongiose kann bei Grauguss auftreten. Da sich bei Eisenwerkstoffen in sauerstoffarmem Medium in der Regel keine schützende Deckschicht ausbildet, wird im Laufe der Zeit die metallische Matrix aufgelöst, während das Graphitskelett erhalten bleibt. Die äußere Form des Bauteils bleibt im Wesentlichen erhalten, das Gewicht ist jedoch stark vermindert. Die mechanischen Eigenschaften sind zudem deutlich schlechter /WEN 98/.

Von Spongiose können ferritische Gussbauteile in Niedertemperatursystemen betroffen sein, d. h. im Wesentlichen Zwischen- und Nebenkühlwassersysteme. Effektivste Gegenmaßnahme ist die Beschichtung der potenziell betroffenen Komponenten und Bauteile.

#### **5.1.2.7 Transkristalline Spannungsrisskorrosion**

Austenitische Chrom-Nickel-Stähle besitzen grundsätzlich eine Neigung zur transkristallinen Spannungsrisskorrosion. Das Auftreten von transkristalliner Spannungsrisskorrosion (TSpRK, engl. TGSCC) ist dabei an das Vorhandensein von Zugspannungen in ausreichender Höhe sowie die Gegenwart eines Elektrolyten gebunden, der Verunreinigungen (insbesondere Chlorid) enthält. Gleichzeitig vorhandener Sauerstoff übt eine fördernde Wirkung aus. Der Rissverlauf ist in der Regel transkristallin. Kennzeichnend ist eine verformungsarme Trennung. Die Rissbildung tritt häufig in Verbindung mit Schädigungen infolge Lochkorrosion (vgl. Abschnitt 5.1.2.2) auf. Entsprechende Rissbildungen können insbesondere auftreten in Heißwasser führenden Systemen bei Überschreitung

der zulässigen Normwerte für Wasserinhaltsstoffe und bei Einhaltung der zulässigen Normwerte im Fall von Aufkonzentration von Wasserinhaltsstoffen, insbesondere in Spalten, sowie an verunreinigten Oberflächen von austenitischen Bauteilen /WEN 98/. Eine wirksame Gegenmaßnahme ist die konsequente Einhaltung von wasserchemischen Parametern sowie die systematische Vermeidung jedweder Halogenid-Quellen.

#### **5.1.2.8 Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion**

Gegenüber wasserstoffinduzierter Spannungsrisskorrosion empfindlich sind i. d. R. hochfeste niedriglegierte Stähle, hochfeste martensitische Stähle und generell Stähle mit einer hohen Härte. Übliche Strukturwerkstoffe in LWR sind aufgrund der relativ geringen Härte nicht betroffen. Lediglich Stellen mit besonderem Gefüge (z. B. Schweißnähte, Beschädigungen) können von wasserstoffinduzierter Spannungsrisskorrosion betroffen sein. Der Einfluss des Mediums hingegen ist eher gering, sobald Luftfeuchtigkeit bzw. Wasser als notwendige Voraussetzung vorhanden sind. Eine Wärmebehandlung (Glühen) von Schweißverbindungen wirkt sich durch den Abbau von Eigenspannungen positiv aus, kann jedoch, besonders bei vanadiumlegierten Stählen, zu Carbid- und Nitridausscheidungen in der Grobkornzone führen und damit die Beständigkeit gegenüber wasserstoffinduzierter Spannungsrisskorrosion reduzieren /SUS 94/, /HIC 78/.

#### **5.1.2.9 Mechanische Ermüdung**

Mechanische Ermüdung entsteht durch wechselnde mechanische Beanspruchungen in Form von Zug, Druck, Biegung oder Torsion z. B. bei wechselnden äußeren Momenten oder Lasten und bei Schwingungen durch Rotation, Strömungen oder äußere Anregung /CAT 14/.

Veränderungen im Werkstoff beginnen mit lokalen Versetzungsbewegungen, die bereits bei globalen Beanspruchungen unterhalb der Streckgrenze durch lokale Spannungsüberhöhungen auftreten, d. h. vor allem an der Bauteiloberfläche, an Querschnittsübergängen und Oberflächenkerben oder im Volumen an Werkstoffinhomogenitäten. Durch wiederholte Beanspruchung bilden sich Bereiche lokaler plastischer Verformungen und entsprechender Versetzungsakkumulation, die zur Bildung mikroskopischer Risse führen können. Durch weitere Beanspruchungszyklen können diese Mikrorisse zu makroskopischen Rissen (in Stahl typischerweise > 0,5 mm) wachsen. Dabei bildet sich häufig ein dominierender Riss aus. Erreicht dieser dominierende Riss die kritische Risslänge, versagt das Bauteil durch instabile Rissausbreitung (Gewaltbruch) im Restquerschnitt.

Die Lebensdauer des Bauteils wird daher durch die beiden Phasen „Rissbildung“ und „Risswachstum“ bestimmt. Der langsam gewachsene Ermüdungsriss ist durch einen verformungsarmen, meist transkristallinen Verlauf gekennzeichnet. Insbesondere bei hochzyklischer Ermüdung lassen sich häufig „Schwingstreifen“ (auch „Rastlinien“) auf den Bruchflächen nachweisen. Diese entstehen durch die Oxidation der freigelegten Bruchflächen und sind charakteristisch für den sukzessiven Rissfortschritt bei Ermüdung /CAT 14/, /UTZ 15/.

Da mechanische Ermüdung ein bereits seit langem bekannter Schädigungsmechanismus ist, sind entsprechende Sicherheitsmargen meistens bereits in der Auslegung berücksichtigt. Unvorhergesehene Belastungen, z. B. durch strömungsinduzierte Schwingungen, aufgrund von unzureichenden oder defekten Stützkonstruktionen, Ventilflattern sowie Nachrüstungen können dennoch auftreten und zu Schäden führen. Gegenmaßnahmen sind daher System- und Schwingungsüberwachung sowie eine sorgfältige Auslegung.

#### **5.1.2.10 Wasserstoffversprödung**

Der Begriff „Wasserstoffversprödung“ wird in der Literatur oftmals als Oberbegriff für wasserstoffinduzierte Schädigung verwendet. Der Begriffsteil „Versprödung“ ist dabei nur insoweit richtig, als dass es makroskopisch zu einem spröden Bruch kommen kann sowie unter zyklischer Belastung ein erhöhter Rissfortschritt bzw. ein früherer Anriss auftritt. Der alternativ verwendete Begriff „Mikroplastizität“ ist jedoch auch nicht vollständig korrekt. Er zielt darauf ab, dass, obwohl makroskopisch der Werkstoff sprödere Eigenschaften zeigt, mikroskopisch lokal die Plastizität zunimmt /ZIC 17/.

Beim Auftreten von Wasserstoffversprödung sind die folgenden drei kritischen Einflussgrößen gleichzeitig erfüllt: Wasserstoffquelle, mechanische Beanspruchung, anfälliger Werkstoffzustand. Vor allem in ferritischen, martensitischen und metastabilen, zur Bildung von Verformungsmartensit neigenden austenitischen Stählen kann es zu Wasserstoffversprödung kommen. Man unterscheidet zwischen externer und interner Wasserstoffversprödung, bei der im ersten Fall ein wasserstofffreies Material aus dem Umgebungsmedium Wasserstoff aufnimmt und im zweiten Fall der Wasserstoff von Beginn an im Werkstoff (z. B. durch den Fertigungsprozess) vorhanden ist /PAA 11/, /STE 15/.

Wasserstoffversprödung tritt in LWR vor allem in hochfesten Bauteilen wie Schrauben, Bolzen und Federn auf. Der notwendige Wasserstoff stammt dabei oftmals aus dem Herstellungsprozess (galvanisches Verzinken, Feuchteintrag), aber auch korrosionsbedingter Wasserstoff kann eine Rolle spielen. Effektivste Gegenmaßnahme ist die Minimierung des Wasserstoffeintrages, bspw. durch Optimierungen in der Fertigung.

#### **5.1.2.11 Reibung und Fretting**

Werkstoffabtrag kann durch Reibung zweier sich gegeneinander bewegender fester Oberflächen geschehen (Reibverschleiß). Die Bewegung wird dabei oftmals durch (strömungsinduzierte) Schwingungen ausgelöst. Die Schädigung hängt maßgeblich von geometrischen und Strömungsfaktoren sowie den mechanischen Eigenschaften der Bauteile ab. Wenn es sich um eine Oszillation der aneinander reibenden Oberflächen mit kleiner Amplitude handelt, spricht man auch von Fretting /IAE 07/, /IAE 05b/.

Reibverschleiß kann im Prinzip überall auftreten, wo sich bewegende Teile vorhanden sind, also i. W. in Pumpen und Armaturen in allen Systemen, aber auch an Wärmetauscher-Rohren, Wärmeschutzrohren und RDB-Einbauten. Als Gegenmaßnahmen werden üblicherweise die Verwendung beständigerer Werkstoffe, Designverbesserungen, Vermeidung abrasiver Teilchen und ggf. Schmierung genannt.

### **5.1.3 Schädigungsmechanismen mit verringerter Relevanz in Nachbetrieb und Stilllegung**

#### **5.1.3.1 Interkristalline Spannungsrisskorrosion**

Interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK, engl. IGSCC) kann an Nickellegierungen und austenitischen CrNi-Stählen auftreten. Rissbildungen infolge ISpRK können an aus austenitischen CrNi-Stählen gefertigten Komponenten unter Bedingungen, wie sie im RDB eines SWR im LB vorliegen, auftreten, wenn folgende Voraussetzungen zeitgleich vorliegen: Empfindlicher Werkstoffzustand (z. B. Sensibilisierung, Kaltverformung), kritischer Spannungszustand (Zugspannungen im Bereich der Streckgrenze und größer) sowie kritische Mediumbedingungen (Chlorid- oder Sulfatkonzentrationen > 10 ppb und oxidierendes Medium (Korrosionspotential >  $-230 \text{ mV}_{\text{SHE}}$ )). Das Schadensbild ist gekennzeichnet durch einen interkristallinen Rissverlauf /WEN 98/.

Nickellegierungen mit einem „zu niedrigen“ Chromgehalt  $< 18\%$  sind unter Heißwasserbedingungen empfindlich gegen ISpRK. Im Gegensatz zu den austenitischen CrNi-Stählen gilt dies auch in sauerstofffreiem Wasser, also unter Bedingungen, wie sie im Primärkreis eines DWR im LB vorliegen. Dabei sind die Inkubationszeiten für die Rissbildung oft sehr lang (zehn Jahre und mehr), die Rissfortschrittsgeschwindigkeit kann jedoch recht groß werden: Im Labor bei  $320\text{ °C}$  wurden bis etwa  $30\text{ mm pro Jahr}$  gemessen.

Besonders betroffen ist die in DWR international weit verbreitete Legierung Alloy 600 und auch das „artgleiche“ Schweißgut Alloy 182. Als wenig empfindlich gelten Alloy 82 und insbesondere die Legierungen mit noch höheren Chromgehalten (z. B. Alloy 690 und die Schweißgüter aus Alloy 152 oder Alloy 52) sowie der eigentlich zu den austenitischen Stählen zählende Werkstoff Alloy 800. Eine ähnliche Abhängigkeit der Anfälligkeit vom Chromgehalt gilt auch für die hochfesten, ausscheidungsgehärteten Nickellegierungen Alloy 750 und 718. Für die meisten Legierungen kann ein deutlicher Einfluss der Wärmebehandlung und der durch diese erzeugte Carbidstruktur auf die Anfälligkeit gegen ISpRK festgestellt werden /MIC 10/.

Zu den von Interkristalliner Spannungsrisskorrosion potenziell betroffenen Bauteilen zählen unter Bedingungen, wie sie im RDB eines SWR im LB vorliegen, die RDB-Einbauten und Kernbauteile aus austenitischen Werkstoffen sowie unter Bedingungen, wie sie im Primärkreis eines DWR im LB vorliegen, alle mit heißem Primärkühlmittel in Kontakt kommenden Bauteile aus den oben genannten anfälligen Legierungen. Als Gegenmaßnahmen wurden stabilisierte Austenite und beständige Nickellegierungen eingesetzt sowie die Fertigungsverfahren optimiert. In einigen ausländischen SWR-Anlagen wird zudem Wasserstoff in das Speisewasser dosiert, um die Anfälligkeit der RDB-Einbauten gegenüber ISpRK zu reduzieren. ISpRK an un- und niedriglegierten Stählen ist unter normalen LWR-Betriebsbedingungen ohne Bedeutung.

### **Verringerte Relevanz in NB und SL**

Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus in der Anlage wird der Schadensfortschritt viel langsamer ablaufen.

### **5.1.3.2 Erosionskorrosion**

Erosionskorrosion (engl. flow accelerated corrosion, FAC; seltener auch erosion corrosion) ist Korrosion unter konvektiver Wirkung von Flüssigkeitsströmungen. Dieser Korrosionsmechanismus kann sowohl in Einphasen- als auch in Zweiphasenströmungen auftreten. Erosionskorrosion ist insbesondere zu unterscheiden von Kavitationskorrosion, Tropfenschlagerosion und Reibkorrosion, deren Gemeinsamkeit Korrosion infolge der mechanischen Zerstörung von oxidischen Schutzschichten ist. Voraussetzungen für das Auftreten von Erosionskorrosion sind insbesondere: sehr geringer Anteil an Legierungsbestandteilen im Werkstoff (insbesondere Chrom), pH-Wert  $< 9,5$ , Temperatur zwischen  $50\text{ °C}$  und  $250\text{ °C}$  (Maximum  $150 - 180\text{ °C}$ ), sehr geringer Sauerstoffgehalt ( $< 50\text{ ppb}$ ) und ungünstige Strömungsbedingungen (Anströmung, hohe Strömungsgeschwindigkeit). Der Einfluss der Strömungsgeschwindigkeit ist dabei sehr komplex. Das Schadensbild ist gekennzeichnet durch lokale Wanddickenschwächungen, die – wenn nicht rechtzeitig durch wiederkehrenden Prüfungen entdeckt – zum Versagen (Bruch) der betroffenen Komponente, insbesondere bei auftretenden schlagartigen Belastungen (z. B. Druckstöße infolge des Zuschaltens von Pumpen) führen können /WEN 98/.

In LWR trifft dies i. d. R. nur auf den Wasser-Dampf-Kreislauf zu, wenn gleichzeitig ein potenziell anfälliger Werkstoff und eine geometrisch ungünstige Konstruktion zusammentreffen. Erosionskorrosion kann bereits in der Auslegung durch eine geeignete Werkstoffwahl (insb. Legierungen mit erhöhtem Cr-Gehalt) als auch durch eine geometrisch günstige Konstruktion entgegengewirkt werden.

### **Verringerte Relevanz in NB und SL**

Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus in der Anlage wird der Schadensfortschritt viel langsamer ablaufen.

### **5.1.3.3 Korrosionsermüdung**

Korrosionsermüdung, auch Schwingungsrissskorrosion oder im englischen corrosion fatigue (CF) genannt, entsteht durch das Zusammenwirken von thermo-mechanischer Wechselbeanspruchung und Korrosion. Die auf den Werkstoffoberflächen befindlichen oxidischen Schutz- oder Passivschichten werden infolge der thermo-mechanischen Wechselbeanspruchungen ge- oder zerstört. Sowohl die Ermüdungsrisssbildung (= Wachstum der mikroskopischen Risse) als auch die Risswachstumsgeschwindigkeit

können dann durch die Wechselwirkung zwischen Werkstoff und Umgebungsmedium beschleunigt werden. Entsprechend werden als Maßstab für den Einfluss der Korrosion bei der Ermüdung häufig entweder die Verkürzung der Lebensdauer oder die Beschleunigung der Risswachstumsgeschwindigkeit, jeweils im Medium bei Temperatur im Vergleich mit den Daten an Luft bei Raumtemperatur herangezogen. Die Randbedingungen, bei denen der Korrosionseinfluss besonders ausgeprägt ist, hängen von der Paarung Werkstoff und Medium ab.

Typische Randbedingungen sind (Zahlenwerte sind nur als Anhaltswerte zu verstehen und hängen auch von den anderen Randbedingungen ab): Hohe Temperatur (etwa  $> 150\text{ °C}$ ), große Dehnungsamplitude (Ferrit  $> 1\%$ ; Austenit  $> 0,1\%$ ), kleine Dehnungsgeschwindigkeit (Ferrit  $< 1\%/s$ ; Austenit  $< 0,4\%/s$ ), hoher Sauerstoffgehalt (bei Ferrit  $> 0,04\text{ ppm}$ ), für Ferrit geringe Strömungsgeschwindigkeit und der Schwefelgehalt im Werkstoff ( $S > 0,001\%$ ) /WEN 98/, /CHO 18/.

Anfällige Werkstoffe und Komponenten bzw. Bauteile sowie Erkennungs- und Gegenmaßnahmen entsprechen denen der Thermischen Ermüdung (vgl. Abschnitt A.1.2). Durch den Korrosionseinfluss kann es dazu kommen, dass an den Komponenten oder Bauteilen zusätzliche Stellen in die Ermüdungsbetrachtung mit einbezogen werden müssen.

### **Verringerte Relevanz in NB und SL**

Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus in der Anlage wird der Schadensfortschritt viel langsamer ablaufen.

## **5.2 Überblick über Schädigungsmechanismen an Betonstrukturen**

Wesentliche Schädigungsmechanismen an Betonstrukturen sind im Folgenden aufgeführt. Eine kurze Beschreibung der Schädigungsmechanismen ist in Anhang A.2 zu finden.

- Kriechen und Schwinden
- Quellen
- Karbonatisierung
- Schädigung durch radioaktive Strahlung und Temperatur
- Angriff durch Chloride

- Sulfattreiben
- Alkalireaktion
- Angriff durch Säuren
- Biologische Einwirkungen
- Spannkraftverlust von Spannbeton
- Korrosion der Bewehrung
- Spannungsrissskorrosion bei Spannstahl

Die Folgen vieler dieser Schädigungsmechanismen sind Risse, Korrosion, Verformungen, Abplatzungen, reduzierte Festigkeit, reduzierte Duktilität und – im Falle von Spannbeton – Spannkraftverlust. Rissbildung ist ein normaler Prozess in Betonstrukturen und wirkt sich zunächst einmal nicht auf die Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit der Baustrukturen aus. Unter bestimmten Bedingungen kann die Bildung größerer Risse jedoch ein Hinweis auf eine beginnende Schädigung der betroffenen Betonstrukturen und eine Verkürzung ihrer Lebensdauer sein. Gemeinsam mit anderen sichtbaren Veränderungen (z. B. Ausblühungen, Bewitterung, Verfärbung, Eindringen von Feuchtigkeit) kann die Rissbildung im Beton ein Anzeichen für eine mögliche Verschlechterung der Bausubstanz aufgrund von Alterung sein.

Um zu bewerten, ob im NB und bei SL eine wesentliche Veränderung der Alterungseffekte an Beton und Spannbeton stattfindet, ist auch ein verändertes Nutzungsverhalten zu berücksichtigen. Dies betrifft insbesondere die verstärkte Nutzung von Transportwegen in Gebäuden. Dies kann zu erhöhten mechanischen Einwirkungen wie Erschütterungen führen. Mit Rückbauvorgängen geht üblicherweise auch eine erhöhte Schmutz- und Staubbelastung einher, die sich in Erosionsprozessen niederschlagen kann. Zu veränderten Bedingungen in NB und SL zählen aber auch chemische Einwirkungen insbesondere auf die Anstriche der Betonstrukturen an Boden, Wand und Decke durch Reinigungs- und Dekontaminationsarbeiten. Für einige Schädigungsmechanismen kann im NB und SL ein verstärktes Auftreten ausgeschlossen werden. Stattdessen ist in solchen Fällen gar ein Rückgang zu erwarten. Das trifft beispielweise beim Biologischen Schild für Schädigung durch radioaktive Strahlung und Temperatur zu. Andererseits können andere Schädigungen bspw. durch Korrosion, Spannkraftverlust, Karbonatisierung bspw. in Folge biologischer Einwirkungen und längerfristigem unbemerktem Wassereintrag z. B. in Folge verringerter Begehungen/Kontrollen verstärkt auftreten. Bekannt ist, dass bei nicht und wenig genutzten sowie wenig durch Menschen frequentierten Anla-

gen/Anlagenteilen verstärkter Tierbefall auftreten kann. So kann beispielsweise ein erhöhter Eintrag von Vogelkot zu einer schnellen Korrosion führen. Genauere Aussagen können im Rahmen dieses Vorhabens und aufgrund der derzeit vorliegenden Datenbasis nicht getroffen werden. Daher besteht aus Sicht der GRS diesbezüglich weiterer Forschungsbedarf.

### **5.3 Überblick über Schädigungsmechanismen bei elektrischen Kabeln**

Im Folgenden sind die wesentlichen Schädigungsmechanismen an Kabeln – sowohl an Mittel- und Niederspannungskabeln der Leistungselektrik als auch an Instrumentierungskabeln – aufgeführt. Eine kurze Beschreibung der Schädigungsmechanismen ist in Anhang A.3 zu finden.

- Oxidation
- Ausdampfen von Additiven
- Dehydrochlorination
- Korrosion an Kontaktstellen
- Äußere mechanische Einwirkungen
- „Water Trees“ bzw. „Electrical Treeing“

Mehrere Mechanismen betreffen die Isolation bzw. die Abschirmung (bei Koaxialkabeln auch des Dielektrikums). Im Fall von beweglichen Kabeln ist insbesondere eine Versprödung der Isolation nachteilig, da sie verstärkt zu Brüchen und damit zu Kurzschlüssen führt. Mit Rückbauvorgängen geht üblicherweise auch eine erhöhte Schmutz- und Staubbelastung einher, die sich z. B. in verstärkter Korrosion der Kontaktstellen niederschlagen kann. Zu veränderten Bedingungen in NB und SL zählen aber auch (unbeabsichtigte) chemische Einwirkungen durch Reinigungs- und Dekontaminationsvorgänge. Zudem können durch teilweisen Abbau von elektrischen Systemen (v. a. mechanische, aber ggf. auch elektrische) Rückwirkungen auf noch benötigte elektrische Komponenten entstehen.

Um im Detail zu bewerten, ob im NB und der SL eine wesentliche Veränderung der Alterungseffekte an elektrischen Kabeln stattfindet, ist eine materialspezifische Aufarbeitung des Stands von Wissenschaft und Technik zu potenziellen Schädigungsmechanismen notwendig. Auf dieser Basis müsste die zeitabhängige Schädigung bzw. die Lebensdauer der Kabel in Abhängigkeit von den Einsatzbedingungen abgeschätzt werden. Solche Untersuchungen überschreiten den Rahmen dieses Projektes. Für einige

Schädigungsmechanismen ist ein verstärktes Auftreten in NB und SL als unwahrscheinlich anzusehen. Vielmehr ist ein Rückgang zu erwarten. Das trifft beispielweise auf radiologisch induzierte Oxidationsprozesse für Kabel im Reaktorgebäude zu. Außerdem entfällt oder verringert sich mit der Beendigung des Leistungsbetriebs die für die Funktionsfähigkeit anzusetzende Störfallbelastung. Andererseits zeigte sich in den letzten Jahren, dass auf Grund von Dosisleistungseffekten eine Verringerung der Gesamtdosis nicht immer mit einer im gleichen Maßstab verlängerbaren Betriebsdauer einhergeht. Außerdem ist davon auszugehen, dass auf Grund der fehlenden Eigenerwärmung von außer Betrieb genommenen Komponenten oder auf Grund von zusätzlichen rückbaurelevanten Verbrauchern sich beispielsweise auch die Temperatur und Luftfeuchtigkeit in Räumen ändert, wodurch entsprechende Alterungsphänomene gefördert werden können. Im Rahmen von Rückbaumaßnahmen kann es außerdem zu erhöhten mechanischen Belastungen kommen. Genauere Aussagen können im Rahmen dieses Vorhabens und aufgrund der derzeit vorliegenden Datenbasis nicht getroffen werden. Die GRS sieht daher an dieser Stelle weiteren Forschungsbedarf. Hierbei sollte neben einer materialspezifischen Aufarbeitung des Stands von Wissenschaft und Technik zu potenziellen Schädigungsmechanismen auch eine analytische Abschätzung der Lebensdauer und der Gültigkeit der Qualifikation von Kabeln erfolgen.

## 6 Schlussfolgerungen

Die Auswertung der deutschen Betriebserfahrung (vgl. Abschnitt 4.1) lässt keine systematischen Mängel im AM in der NB- und SL-Phase erkennen. Daraus und aus den übrigen Kapiteln zeigt sich zudem, dass es keinen grundsätzlichen Unterschied zwischen DWR und SWR gibt in Bezug auf die Erfordernisse für ein AM für NB und SL.

Durch detaillierte und frühzeitige Planung sowie Antragsstellung versuchen die Betreiber der kürzlich abgeschalteten Anlagen (KKG, KRB-II-B, KKP-2) und der noch im LB befindlichen Anlagen (KBR, KWG, KRB-II-C, KKE, KKI-2, GKN-2), die NB-Phase so kurz wie möglich zu halten. Im Idealfall liegt eine vollziehbare 1. Stilllegungs- und Abbaugenehmigung bereits bei Beendigung des LB vor. Dadurch wird eine ausgeprägte NB-Phase, wie sie insbesondere bei den 2011 abgeschalteten Anlagen auftrat, vermieden. Zugleich wird der Rückbauprozess basierend auf Erfahrungen aus bisherigen Abbauprojekten optimiert und somit ggf. verkürzt. Eine verkürzte Dauer von NB und SL würde dazu führen, dass sich der Aufwand für ein spezifisches AM für NB und SL reduziert.

Die im vorliegenden Eigenforschungsvorhaben gewonnenen Erkenntnisse stimmen dabei gut mit internationalen Erfahrungen überein, wie eine Auswertung internationaler Erfahrungen mit Herausforderungen bezüglich des AM im NB und während der folgenden SL im Rahmen des IAEA-IGALL-Programms Phase 4 (2018-2019) zeigt, wenn es auch im Detail (kleinere) Unterschiede gibt.

### 6.1 Generische Schlussfolgerungen

Das Werkstoffkonzept der untersuchten Systeme weist im Hinblick auf NB und SL keine offensichtlichen Defizite auf. Aus der Betriebserfahrung lassen sich keine systematischen Probleme in Bezug auf das AM erkennen.

Die verschiedenen Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten, Betonstrukturen und elektrischen Kabeln wurden eingehend betrachtet. Bei mechanischen Komponenten ergibt sich für einige Mechanismen eine verringerte, für viele eine unveränderte Relevanz. Lediglich bei fünf Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten wurde eine erhöhte Relevanz festgestellt (Stillstandskorrosion, Erosion/Abraasion, MIK, Selektive Korrosion und Säurekorrosion). Bei den Schädigungsmechanismen an Kabeln und Betonstrukturen wurden Herausforderungen in NB und SL identifiziert,

die eine veränderte Relevanz einiger Schädigungsmechanismen zur Folge haben können. Die GRS sieht hier weiteren Forschungsbedarf, um die Unterschiede zwischen LB und NB/SL detailliert herauszuarbeiten.

Eine Herausforderung im NB und der anschließenden SL ist das Vorliegen von z. T. deutlich veränderten Systemzuständen im Vergleich zum LB. Neben Mediumsbedingungen liegen diese auch in häufigen Systemänderungen, Änderungen von Verschaltungen und Verdrahtungen im Rückbauprozess (siehe auch Ausführungen in /MAY 17/) sowie einem verstärkten Einsatz von Fremdpersonal für spezielle Tätigkeiten, die im LB einer Anlage nicht vorkommen (Arbeitskoordination, Schnittstellen, Verantwortlichkeiten usw.). Bspw. führt eine häufig vor dem Rückbau durchgeführte Primärkreisdekontamination (detaillierte Ausführungen dazu sind in /FAU 18a/ zu finden) zu temporär deutlich veränderten Systembedingungen und stellt in diesem Zusammenhang ebenfalls eine Herausforderung dar.

All dies zusammen macht klar, dass ein auf die speziellen Randbedingungen während der NB- und SL-Phase angepasstes AM erforderlich ist. Dabei sind die jeweils relevanten Alterungsmechanismen basierend auf den jeweiligen anlagenspezifischen Randbedingungen und der gewählten Abbaustrategie systematisch zu bewerten und entsprechend das AM dem Abbaufortschritt anzupassen. Dies trifft insbesondere auf Systeme zu, die in NB und SL seltener betrieben werden (z. B. Nebenkühlwassersystem, vgl. Abschnitt 6.2.1), was u. a. eine verstärkte Berücksichtigung von Schäden durch Stillstandskorrosion und ggf. MIK nötig macht, und solche, in denen in NB und SL andere Mediumsbedingungen vorliegen (z. B. im Abwassersystem, vgl. Abschnitt 6.2.2), die bei der Auslegung der Komponenten und bei der Erstellung des Prüfkonzeptes so nicht berücksichtigt wurden.

### **6.1.1 Regelwerk**

Sowohl das deutsche Regelwerk als auch das der IAEA zielen bezüglich des AM in erster Linie auf Anlagen im LB ab. Gängige Praxis ist bisher, das vorhandene Regelwerk angepasst auf die jeweiligen Randbedingungen abgestuft anzuwenden. Bislang fehlen spezifische Festlegungen, die für NB oder SL relevant sind. Es existieren bereits Dokumente wie z. B. die Merkpostenliste /BMU 15/ oder die ESK-Leitlinien /ESK 15/, die bereits einige diesbezügliche Aspekte behandeln, jedoch in aller Regel sehr allgemein bleiben. Gerade vor dem Hintergrund der steigenden Anzahl von Anlagen in NB und SL sowie des erhöhten Kostendruckes könnte es jedoch sinnvoll sein, eine Erweiterung des

deutschen Regelwerks in dieser Hinsicht in Betracht zu ziehen, um Antragsstellern und Genehmigungsbehörden eine umfassendere Hilfestellung zu geben.

Grundsätzlich gelten für deutsche Anlagen bezüglich des AM im NB die gleichen Anforderungen wie im LB, da die Betriebsgenehmigung weiter gültig ist. Im Rahmen der (ersten) Stilllegungs- und Abbaugenehmigung können andere Randbedingungen definiert werden. Es wird oft angenommen, dass das AM aus dem LB auch für NB und SL abdeckend ist. Diese Schlussfolgerung bedarf jedoch einer anlagenspezifischen Detailbetrachtung.

### **6.1.2 Prüfkonzzept**

Für den NB und die anschließende SL können Änderungen im Prüfkonzzept erforderlich sein, auch bzw. gerade wegen einer veränderten Relevanz verschiedener Schädigungsmechanismen (vgl. Kapitel 5). Bei einem langsameren Schadensfortschritt können z. B. die Prüfhäufigkeit oder die Prüfdichte reduziert werden. Es kann zudem geprüft werden, ob mit einem anderen, ggf. einfacheren Prüfverfahren eine vergleichbare Prüfaussage erreicht werden kann. Dies kann z. B. bei der Prüfung von (Erdbeben-) Stützkonstruktionen an Systemen, für die nur noch die Standsicherheit von Interesse ist, der Fall sein, indem anstelle der ansonsten vorgeschriebenen Ultraschallprüfung der Schweißnähte möglicherweise auch eine Sichtprüfung ausreichend ist. Prüfungen in Systemen, die in NB oder SL ohne Bedeutung sind (z. B. Frischdampf- und Speisewassersystem), können oftmals entfallen.

Mit Abschaltung der Anlage verändern sich Betriebs- und Umgebungsbedingungen (z. B. Druck, Temperatur, Staub- bzw. Fremdkörpereintrag, Luftfeuchtigkeit, Strömungen). Dies kann zur Begünstigung einzelner Schädigungsmechanismen führen. Bei repräsentativen Prüfungen an erfahrungsgemäß anfälligen Stellen ist daher zu bewerten, ob diese Stellen immer noch ausreichend repräsentativ sind oder ob an zusätzlichen bzw. anderen Stellen geprüft werden sollte. Dies kann z. B. im Abwassersystem der Fall sein, wenn in NB und SL verstärkt Abwässer mit erhöhter Partikelfracht prozessiert werden. Das Abrasionsverhalten der Partikel kann dann Schäden an Stellen hervorrufen, die ansonsten als wenig anfällig galten (z. B. der Abwasserverdampfer, wenn Partikel aufgrund turbulenter Strömungsverhältnisse zu verstärkter Abrasion an den Behälterwänden oder Einbauten führen).

Im Laufe des Rückbaus werden oftmals (überdimensionierte) Systeme bzw. Systemteile angepasst oder sogar ausgetauscht. Dies bedeutet möglicherweise auch Änderungen der Betriebsbedingungen und der zu betrachtenden Werkstoffe, wodurch sich ebenfalls Änderungen im Prüfkonzept und Prüfumfang ergeben können. Werden im Laufe des Rückbaus Systeme bzw. Systemteile abgebaut, verringert sich der Prüfumfang dementsprechend. Dies ist z. B. der Fall, wenn im Nebenkühlwassersystem oder bei der Notstromdieselanlage der Redundanzgrad verringert werden kann (z. B. von vormals 4x50 % im LB auf jetzt 3x100 % in NB und SL).

Genereller Trend im NB und weiteren Rückbau ist, dass (Teil-) Systeme verstärkt stillstehen bzw. im Bereitschaftsmodus gehalten werden. Daher herrschen oftmals verstärkt bzw. über längere Zeiträume stagnierende Bedingungen vor, was Stillstandskorrosion begünstigt. Stagnierende Bedingungen wurden bei der Erstellung des Prüfkonzeptes üblicherweise nicht in dem Ausmaß berücksichtigt. Daher ist – neben einer geeigneten Konservierung – eine Analyse des Prüfkonzeptes bzw. Prüfumfanges und ggf. eine Anpassung vonnöten. Dies trifft z. B. bei fortschreitende NB- oder SL-Phase auf einzelne Stränge im Nebenkühlwassersystem zu, die aus Redundanzgründen zwar vorgehalten werden müssen, deren Anforderung aber im Normalfall nicht zu erwarten ist, weil die abzuführende Wärmeleistung so gering geworden ist, dass ein Strang völlig ausreicht und auch ggf. längere Reparaturzeiten toleriert werden können.

### **6.1.3 Maßnahmen und Prozesse des Alterungsmanagements**

Das AM eines KKW besteht aus der Gesamtheit an Maßnahmen und Prozessen, mit dem der nachteilige Einfluss alterungsbedingter Schädigungen auf die Sicherheit der Anlage beherrscht wird, und ist im integrierten Management-System der Anlage verankert. Bisherige Maßnahmen und Prozesse des AM sind auf den LB ausgerichtet. Für den Übergang in den NB müssen alle Maßnahmen und Prozesse sorgfältig geprüft und ggf. angepasst werden. Dies betrifft neben Prüf- und Überwachungsmaßnahmen (s. a. Abschnitt 6.1.2) u. a. auch Instandhaltungsstrategien, Konservierungsmaßnahmen sowie allgemein organisatorische und personelle Randbedingungen. Im Hinblick auf die in Kapitel 5 identifizierten Schädigungsmechanismen mit veränderter bzw. erhöhter Relevanz können auch neue Maßnahmen und Prozesse notwendig werden. Neben dem Wegfall einiger Maßnahmen, die nur für den LB relevant waren und im NB ohne Bedeutung sind, können Maßnahmen in Bezug auf das AM an den neuen Zustand angepasst werden (siehe auch Änderungen im Prüfkonzept, Abschnitt 6.1.2).

Eine weitere wesentliche Änderung des AM für NB und Rückbau ist die Tatsache, dass – im Gegensatz zum LB mit unbefristeter Betriebsgenehmigung – ein Ende der Nutzungsdauer von Komponenten und Systemen absehbar ist. Das AM kann dementsprechend darauf ausgerichtet werden. Dies kann dazu führen, dass bei anstehenden Austauschmaßnahmen im Rahmen des AM die noch zu erwartende Restlebensdauer z. B. bei der Wahl des zu verwendenden Werkstoffs zugrunde gelegt wird. Daneben können auch Instandhaltungsstrategien angepasst werden; ggf. kann nach sorgfältiger Prüfung des Gefährdungspotenzials und der Karenzzeiten unter den veränderten Randbedingungen von einer vorbeugenden zu einer ausfallorientierten Instandhaltung übergegangen werden.

Die veränderten Systembedingungen, insbesondere die z. T. deutlich verminderten Anforderungen an die Nachwärmeabfuhr in fortgeschrittenen Stadien von NB und Rückbau ermöglichen die Überführung von Systemen, Teilsträngen oder Systemabschnitten in einen Bereitschaftsmodus. Deren Anforderung ist unwahrscheinlich, jedoch ist eine Vorhaltung aus Redundanzgründen bzw. zum Nachweis der Einhaltung der Schutzziele erforderlich. In solchen Fällen ist eine geeignete Konservierung inkl. deren Überwachung unerlässlich und adäquat in den Prozessen des AM zu berücksichtigen, damit keine unerwarteten Schäden auftreten und zu Unverfügbarkeiten führen.

## **6.2 Systemspezifische Schlussfolgerungen**

Exemplarisch wurden zwei Systeme, das Nebenkühlwassersystem und das Abwassersystem vertieft betrachtet. Sie wurden ausgewählt, da sie zum einen in allen NB- und SL-Phasen noch benötigt werden und zum anderen sich an ihnen veränderte Systembedingungen und veränderte Alterungsmechanismen gut illustrieren lassen.

### **6.2.1 Nebenkühlwassersystem**

Das Nebenkühlwassersystem wird in der NB-Phase und der anschließenden SL weiterhin benötigt. Die Verringerung der abzuführenden Wärme bewirkt jedoch eine Änderung der Betriebsbedingungen. Wird das System bzw. eine Redundanz des Systems seltener angefordert und nur für eine kürzere Dauer betrieben, begünstigt dies bestimmte Schädigungsmechanismen. Dazu zählen Stillstandskorrosion, mikrobiell-induzierte Korrosion sowie unter bestimmten Bedingungen Erosion, Abrasion und Entzinkung.

- **Stillstandskorrosion** wird durch den intermittierenden Betrieb der Leitungen hervorgerufen. Mit der geringeren werdenden abzuführenden Wärmeleistung wird der intermittierende Betrieb im Zuge von NB und SL häufiger werden. Zudem kann es zu Stillstandskorrosion kommen, wenn bspw. eine Redundanz in einen Bereitschaftsmodus überführt und nicht geeignet konserviert wird.
- **Mikrobiell-induzierte Korrosion** wird durch geringe Durchflussraten begünstigt, welche die Ansiedlung von Mikroorganismen erleichtern. Der sich so ausbildende Biofilm führt dann zur Schädigung. Bei sehr langen Stillständen von Systemabschnitten ist auch die Bildung von Fäulnisgasen wie z. B. Schwefelwasserstoff oder Methan nicht ausgeschlossen.
- **Erosion und Abrasion** werden besonders durch einen intermittierenden Betrieb der Leitungen begünstigt. Dieser kann zu einer Sedimentation von Schmutz oder Sand führen, welcher mit dem Kühlwasser (Flusswasser) eingetragen wird. Wird die Redundanz wieder angefordert, werden die sedimentierten Partikel aufgewirbelt und können zu Erosion führen. (siehe auch /WLN 14/).
- **Entzinkung** kann durch die veränderten Bedingungen (sauerstoffhaltiges, stagnierendes Medium) bei den im Nebenkühlwassersystem teils noch vorhandenen messingberohrten Wärmetauschern begünstigt werden.

Aufgrund der veränderten Betriebsbedingungen des Systems können sich Anpassungen bei Prüfintervallen und -umfängen ergeben. So ist z. B. bei einem Strang im Bereitschaftsmodus, der geeignet konserviert ist, eine Überwachung der Wirksamkeit der Konservierung durch geeignete Prüf- und Überwachungsmaßnahmen sicherzustellen, gleichzeitig können aber die „üblichen“ Prüfungen auf betriebsbedingte Schädigungen für die Zeit der Konservierung ganz oder teilweise entfallen. Andererseits kann bei erwarteter vermehrter Erosionsschäden an den Zwischenkühlern durch Partikel aufgrund veränderter Betriebsbedingungen eine häufigere Inspektion der Kühler notwendig werden. Ebenso kann durch das absehbare Betriebsende des Systems als Abhilfemaßnahme bei Schäden an Komponenten, je nach Schädigungsursache, vermehrt ein eins-zu-eins Austausch erwogen werden.

### 6.2.2 Abwassersystem

Das System zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer wird auch in der NB-Phase und der anschließenden SL benötigt. Zwar unterscheiden sich dabei die Aufga-

ben nicht, jedoch die Betriebsparameter. Insgesamt ist die Menge des anfallenden Abwassers im NB bzw. bei der SL deutlich geringer. Eine reduzierte Abwassermenge führt jedoch nicht zwangsläufig zu einer geringeren Anzahl an Schäden, da durch geringere Durchströmung andere Schädigungsmechanismen wie bspw. Stillstandskorrosion begünstigt werden können. Außerdem verändern sich die relativen Anteile der verschiedenen Abwasserkategorien und bei einigen Abwasserkategorien (z. B. Leckagewässer) ist die Temperatur bei NB und SL deutlich niedriger /KLU 17/. Schließlich können sich die prozessierten Abwässer aufgrund von Dekontaminations- und Abbauarbeiten erheblich von denen des LB unterscheiden.

Alterungsmechanismen im Abwassersystem, die in NB und SL erheblich an Bedeutung gewinnen können, sind vor allem Säurekorrosion, Stillstandskorrosion sowie Erosion und Abrasion.

- **Säurekorrosion** ist im Rahmen von Dekontaminationsarbeiten von erhöhter Bedeutung, wenn aktivierte Korrosionsschichten auf Komponenten mittels chemischer säurehaltiger Dekontaminationsmedien entfernt werden sollen und die so entstehenden Abwässer prozessiert werden. Darüber hinaus unterscheidet sich die Relevanz nicht von der des LB.
- **Stillstandskorrosion** ist von erhöhter Bedeutung, da die prozessierten Abwassermengen zurückgehen und Leitungen daher häufiger nur intermittierend betrieben werden. Vielfach betroffen ist die Abwasser-Abgabeleitung. Zudem kann es zu Schäden durch Stillstandskorrosion kommen, wenn von mehrfach vorhandenen Teilsystemen ein Teil deaktiviert und nicht dauerhaft systemtechnisch getrennt wird.
- **Erosion und Abrasion** können dann von erhöhter Relevanz sein, wenn im Abwassersystem Abwässer von Nasstrennverfahren prozessiert werden. Dies ist z. B. der Fall, wenn Komponenten unter Wasser zerlegt werden oder Wasser zur Staubbindung bei Betonschneidearbeiten verwendet wird. Für die dabei erhöhte Partikelfracht sind die Komponenten des Abwassersystems in der Regel nicht ausgelegt, wodurch Schäden auftreten können, die zuvor im LB nicht oder in geringerem Maße aufgetreten sind.



## 7 Zusammenfassung

Mit dem Beschluss der Bundesregierung aus dem Jahr 2011, die Nutzung der Atomenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität bis spätestens Ende 2022 zu beenden, rücken sicherheitstechnische Aspekte von Kernkraftwerken (KKW) für den Zeitraum nach Beendigung des kommerziellen Betriebs stärker in den Fokus. Nach Beendigung des LB sind über einen – im Vergleich zu üblichen Revisionszeiten – deutlich größeren Zeitraum veränderte Betriebs- und Mediumszustände in den weiterhin aus betrieblichen und sicherheitstechnischen Gründen benötigten Systemen und Komponenten zu erwarten.

Mit dem Voranschreiten des NB bzw. der SL der Anlagen werden einige Systeme nicht mehr benötigt oder sind für ihre verbleibenden Aufgaben überdimensioniert. Diese Systeme können in Anpassung an den Fortschritt des Abbaus ausgetauscht oder entfernt werden. Eine Klassifizierung noch benötigter Systeme erfolgt dabei auf Grundlage des Anlagenzustands (z. B. Kernbrennstofffreiheit) und der noch zu erfüllenden Schutzziele. So ist die Verfügbarkeit der Kühlketten für die Notstromdiesel sowie – je nach Anlagenzustand – weiterer nukleartechnischer Systeme, darunter Beckenkühlung und -reinigung, Abwasserbehandlung, Abgassystem etc., immer noch erforderlich. Diese Systeme haben weiterhin Bedeutung für die nukleare Sicherheit und den Strahlenschutz der Anlage. Zur Gewährleistung der Zuverlässigkeit dieser Systeme ist ein wirksames AM in den Phasen NB und SL weiterhin unerlässlich.

In diesem Zusammenhang wurden im Rahmen des Projektes das nukleare Zwischenkühlsystem, das nukleare Nebenkühlwassersystem, das System zur Lagerung und Behandlung radioaktiver Abwässer, das Feuerlöschsystem und die nuklearen Lüftungsanlagen hinsichtlich des Systemaufbaus und der verbauten Werkstoffe detailliert untersucht. Zwischen den Werkstoffkonzepten für DWR und SWR wurden nur geringe Unterschiede festgestellt. Generell kommen für mit DWR-Primärkühlmittel in Berührung kommende Komponenten austenitische, für die übrigen meist un- bzw. niedriglegierte ferritische Werkstoffe zum Einsatz. Ausnahme ist das Abwassersystem, in dem aufgrund harscherer chemischer Bedingungen erforderlichenfalls korrosionsbeständigere Werkstoffe (austenitischer Stahl, Nickellegierungen) eingesetzt werden. Auch Wärmetauscher-Rohre oder Kleinleitungen sind meist generell aus korrosionsbeständigeren Werkstoffen (austenitischer Stahl, Titan, Messing) ausgeführt. Das Werkstoffkonzept der untersuchten Systeme, das auf den LB ausgelegt ist, zeigt auch für den NB und die SL kein offensichtliches Defizit.

Aus der Auswertung der deutschen und internationalen Betriebserfahrung in der NB- und SL-Phase ergaben sich keine systematischen Schwachstellen im AM. Es ergaben sich jedoch Hinweise auf besondere Herausforderungen des AM in NB und SL. Diese wurden zur Bewertung der Relevanz einzelner Schädigungsmechanismen in diesen Betriebsphasen sowie für die Schlussfolgerungen herangezogen.

Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten, elektrischen Kabeln und Betonstrukturen wurden vertieft analysiert. Bei mechanischen Komponenten wurde festgestellt, dass einige Mechanismen nach Abschaltung der Anlage ohne Bedeutung sind. Dies betrifft durch Neutronenstrahlung induzierte Mechanismen und solche, die eine Temperatur oberhalb von rd. 150 °C benötigen. Fünf Mechanismen können im Unterschied zum LB in NB und SL eine erhöhte Relevanz haben (Stillstandskorrosion, Säurekorrosion, MIK, Erosion und Abrasion, Entzinkung). Für diese sind ggf. Änderungen im AM vonnöten (z. B. erhöhter Prüfumfang oder erhöhte Prüfdichte, Austausch gegen Bauteile aus anderen Werkstoffen, ggf. Reinigungs- und Spülprogramme). Für die Bewertung einer möglicherweise veränderten Relevanz einzelner Schädigungsmechanismen an elektrischen Kabeln und an Betonstrukturen in NB und SL sieht die GRS noch Forschungsbedarf.

Als Schlussfolgerung lässt sich festhalten, dass ein einfaches Übernehmen des AM aus dem LB für den NB und die anschließende SL nicht zweckmäßig ist. Auch wenn das Regelwerk bezüglich eines spezifischen AM derzeit keine expliziten Anforderungen enthält, ist eine Anpassung des AM basierend auf den veränderten Bedingungen erforderlich. Dabei ist es unerheblich, ob es sich um eine Anlage mit DWR oder SWR handelt. Zudem ist das AM dem jeweiligen Abbaufortschritt anzupassen und stets aktuell zu halten. In vielen Fällen können Wiederkehrende Prüfungen vereinfacht bzw. reduziert werden oder auch Vereinfachungen bei Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden. Das schließt aber auch nicht aus, dass in einigen Fällen vermehrte Prüfungen oder erhöhter Instandhaltungsaufwand vonnöten sein können. Dies betrifft insbesondere die in Kapitel 5 identifizierten Schädigungsmechanismen, vor allem in Systemen, in denen veränderte Systembedingungen im Vergleich zum LB vorliegen, wie z. B. dem Abwassersystem oder dem Nebenkühlwassersystem. In allen Fällen ist jedoch dafür im Vorfeld eine sorgfältige Überprüfung des bisherigen AM-Programms unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Randbedingungen erforderlich. In Fällen, in denen (Teil-) Systeme im Bereitschaftsmodus gehalten werden müssen, eine tatsächliche Anforderung aber sehr unwahrscheinlich ist, ist eine auf die systemspezifischen Randbedingungen angepasste Konservierung sowie deren Überwachung unerlässlich, um Schäden zu verhindern.

## Literatur

- /AND 07/ Andresen, P. L., Ford, F. P., Gott, K., Jones, R. L., Scott, P.M., Shoji, T., Staehle, R. W., Tapping, R. L.: Expert Panel Report on Proactive Materials Degradation Assessment, NUREG/CR-6923. Hrsg.: U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC), Februar 2007.
- /BMU 15/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Merkpostenliste für die Durchführung einer Bewertung des aktuellen Sicherheitsstatus der Anlage für die Nachbetriebsphase. 22. April 2015.
- /BMU 16/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Leitfaden zur Stilllegung, zum sicheren Einschluss und zum Abbau von Anlagen oder Anlagenteilen nach § 7 des Atomgesetzes, vom 23. Juni 2016 (BANz AT 19.07.2016 B7). RS-Handbuch, Stand vom 23. Juni 2016, erreichbar unter , abgerufen am 14. Juli 2017.
- /BMU 17/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Report on Topical Peer Review: Ageing Management of Nuclear Power Plants and Research Reactors, German national assessment report. Bonn, 28. Dezember 2017.
- /BMU 19/ Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz - AtG) in der Fassung von vom 23. Dezember 1959, Neufassung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I 1985, Nr. 41, S. 1565, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 1122), zuletzt geändert 12. Dezember 2019.
- /BRU 99/ Bruemmer, S. M., Simonen, E. P., Scott, P. M., Andresen, P. L., Was, G. S., Nelson, J. L.: Radiation-induced material changes and susceptibility to intergranular failure of light-water-reactor core internals. *Journal of Nuclear Materials*, Bd. 274, Nr. 3, S. 299–314, DOI 10.1016/S0022-3115(99)00075-6, 1999.
- /BRU 10/ Bruin, I. d.: Water tree ageing of polymeric cables. *energize*, S. 40–41, September 2010.

- /CAT 14/ Cattant, F.: Materials ageing in light water reactors, Handbook of destructive assays. 1. Aufl., ISBN 978-2-7430-1555-8, Lavoisier: [Cachan], 2014.
- /CHO 11a/ Chopra, O. K., Rao, A. S.: A review of irradiation effects on LWR core internal materials – IASCC susceptibility and crack growth rates of austenitic stainless steels. Journal of Nuclear Materials, Bd. 409, Nr. 3, S. 235–256, DOI 10.1016/j.jnucmat.2010.12.001, 2011.
- /CHO 11b/ Chopra, O. K., Rao, A. S.: A review of irradiation effects on LWR core internal materials – Neutron embrittlement. Journal of Nuclear Materials, Bd. 412, Nr. 1, S. 195–208, DOI 10.1016/j.jnucmat.2011.02.059, 2011.
- /CHO 18/ Chopra, O., Stevens, G.L.: Effect of LWR Water Environments on the Fatigue Life of Reactor Materials. Hrsg.: US NRC/NRR, Argonne National Laboratory, NUREG/CR–6909, Rev. 1, Mai 2018.
- /ENG 74/ Engel, Klingele: Rasterlektronenmikroskopische Untersuchung von Metallschäden. Gerling Institut für Schadensforschung und Schadensverhütung GmbH Köln, ISBN 3-9800043-0-9, J.P. Bachem KG: Köln, 1974.
- /ESK 15/ Entsorgungskommission (ESK): Leitlinien zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen, Leitlinien zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen, Empfehlung der Entsorgungskommission vom 16.03.2015. 16. März 2015.
- /FAU 18a/ Faust, S., Fleck, I., Jendrich, U., Michel, F.: Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken. GRS-492, 122 Seiten, ISBN 978-3-946607-77-9, GRS: Köln, März 2018.
- /FAU 18b/ Faust, S., Jendrich, U.: Ereignisse in KKW mit Schäden oder Befunden in Systemen zur Aufbereitung radioaktiver Abwässer, Technischer Bericht. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Juli 2018.

- /FAU 20/ Faust, S., Fleck, I., Jendrich, U.: Forschungen zum Wasserstoffeinfluss auf das Verhalten von Konstruktionswerkstoffen in Kernkraftwerken, Abschlussbericht zum Vorhaben 4717R01339. GRS, Bd. 578, ISBN 978-3-947685-64-6, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: Köln, Mai 2020.
- /FLE 95/ Flemming, H.-C.: Biofouling bei Membranprozessen. 181114 S., ISBN 978-3-642-79372-1, DOI 10.1007/978-3-642-79371-4, Springer Berlin Heidelberg: Berlin, Heidelberg, 1995.
- /FRA 17/ France (Hrsg.): Safety Assessment of Nuclear Facilities in France: Ageing Mangement, National Report Produced Pursuant to Article 8e of Council Directive 2014/87/EURATOM Dated 8 July 2014. Dezember 2017.
- /GKN 14/ EnBW Kernkraft GmbH: Stilllegung und Abbau von Anlagenteilen des Kernkraftwerks Neckarwestheim Block I (GKN I), Sicherheitsbericht. November 2014.
- /GRE 03/ Greve, S.: Chemisches Recycling von Weich-PVC-Produkten in der Wirbelschicht Pyrolyse und ergänzende Untersuchungen zum Verhalten flammgeschützter Kunststoffe mit Pyrolyse-GC/MS. Dissertation, Universität Hamburg: Hamburg, 2003.
- /HIC 78/ Hickling, J.: Wasserstoffinduzierte Spannungsrißkorrosion in niedriglegierten Stählen. 4. MPA-Seminar, 1978.
- /IAE 98/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: CANDU pressure tubes. IAEA-TECDOC, Bd. 1037, IAEA: Vienna, 1998.
- /IAE 00/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: In-containment instrumentation and control cables, Volume I. IAEA-TECDOC, Nr. 1188: Vienna, 2000.

- /IAE 02/ International Atomic Energy Agency. IAEA: Safe and effective nuclear power plant life cycle management towards decommissioning. IAEA-TECDOC, Bd. 1305, 30 S., ISBN 92-0-113002-3, International Atomic Energy Agency: Vienna, 2002.
- /IAE 03/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety, Primary piping in PWRs. IAEA-TECDOC, Bd. 1361, 235 S., ISBN 9201080034, IAEA: Vienna, 2003.
- /IAE 05a/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety, BWR pressure vessels. IAEA-TECDOC, Bd. 1470, ISBN 92-0-109305-5, IAEA: Vienna, 2005.
- /IAE 05b/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: BWR pressure vessel internals. IAEA-TECDOC, Bd. 1471, 107 S., ISBN 92-0-109205-9, IAEA: Vienna, 2005.
- /IAE 07/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components: PWR vessel internals important to safety, 2007 update. IAEA-TECDOC, Bd. 1557, 65 S., ISBN 978-92-0-105107-3, IAEA: Vienna, 2007.
- /IAE 09/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Ageing management for nuclear power plants. Safety Standards Series, No. NS-G-2.12, ISBN 978-92-0-112408-1, IAEA: Vienna, 2009.
- /IAE 14a/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Decommissioning of facilities, General Safety Requirements Part 6. IAEA Safety Standards Series, ISBN 978-92-0-102614-9, Internat. Atomic Energy Agency: Vienna, 2014.
- /IAE 14b/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Approaches to ageing management for nuclear power plants, International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL) final report. IAEA-TECDOC, Bd. 1736, ISBN 978-92-0-104414-3, IAEA: Vienna, 2014.

- /IAE 16/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Ageing Management of Concrete Structures in Nuclear Power Plants. IAEA Nuclear Energy Series, No. NP-T-3.5, 372 S., ISBN 978-92-0-102914-0, IAEA: Vienna, 2016.
- /IAE 18/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Ageing Management and Development of a Programme for Long Term Operation of Nuclear Power Plants. IAEA, Safety Standards Series, SSG-48: Vienna, 2018.
- /IAE 19/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Ageing management during delayed construction periods, extended shutdown and post final shutdown, Draft Version. IAEA-TECDOC, IAEA: Vienna, 2019.
- /IBM 05/ Institut für Baustoffe, Massivbau und Brandschutz: Baustoffkunde II. 3. Aufl., Technische Universität Braunschweig: Braunschweig, 2005.
- /KKG 16/ Kernkraftwerk Grafenrheinfeld (KKG): Stilllegung und Abbau, Sicherheitsbericht. Mai 2016.
- /KKI 14/ Kernkraftwerk Isar 1 (KKI 1): Sicherheitsbericht für Restbetrieb und Abbau des Kernkraftwerkes Isar 1. Februar 2014.
- /KLU 17/ Klucke, D.: Stellungnahme des AK KOM zu Fragestellungen der GRS bezüglich Schäden in Abwassersystemen deutscher KKW. An Jendrich, U., Faust, S., E-Mail, 29. September 2017.
- /KTA 10/ Kerntechnischer Ausschuss (KTA): KTA 1403 Alterungsmanagement in Kernkraftwerken. Fassung 2010-11, November 2010.
- /KTA 19/ Kerntechnischer Ausschuss (KTA): Merkblatt, zum Verständnis und über Inhalt, Aufbau und äußere Form von sicherheitstechnischen Regeln des Kerntechnischen Ausschusses (KTA). November 2019.
- /KWB 14/ Kraftwerk Biblis: Sicherheitsbericht, Stilllegung und Abbau des KWB-A, (A022/12). Hrsg.: RWE Power AG, April 2014.

- /MAY 17/ Mayer, G., Stiller, J., Römer, S.: Sicherheitstechnisch relevante Fehlermechanismen in der Nachbetriebsphase. GRS, Bd. 453, VIII, 159 Seiten, ISBN 978-3-946607-35-9, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: Köln, Garching b. München, Berlin, Braunschweig, März 2017.
- /MIC 10/ Michel, F., Elmas, M., Jendrich, U., Reck, H., Sayar, D., Schneider, B., Wenke, R.: Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements von technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken, Abschlussbericht zum Vorhaben 3608R01314. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, GRS-A-3574, 245 S., Oktober 2010.
- /PAA 11/ Paatsch, W.: Wasserstoffbestimmung und Wasserstoffversprödung - Sinn und Nutzen. Galvanotechnik, Nr. 1, S. 48–55, 2011.
- /ROH 17/ Rohwer, A.: Wiederkehrende Prüfungen im Nachbetrieb. Präsentation, TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, Behördenseminar - Sicherheitsaspekte und Anforderungen in der Nachbetriebsphase, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: Köln, 27. September 2017.
- /ROT 17/ Rotzsche, J.: Sicherheitsaspekte und Anforderungen in der Nachbetriebsphase, Anpassungen in der Anlage Unterweser. Präsentation, Preussen Elektra, Behördenseminar - Sicherheitsaspekte und Anforderungen in der Nachbetriebsphase, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: Köln, 27. September 2017.
- /SIA 15/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, vom 22. November 2012, Neufassung vom 3. März 2015 (BAnz AT 30.03.2015 B2). RS-Handbuch, erreichbar unter <http://regelwerk.grs.de/sites/default/files/cc/dokumente/BAnz%20AT%2030.03.2015%20B2.pdf>, Stand von 2015.
- /STE 15/ Steiert, M.: Multiscale Modelling of Hydrogen Embrittlement (MultiHy), Final Report. 29. Juni 2015.

- /SUS 94/ Sussek, G.: Wasserstoffinduzierte Schäden an Stählen in wäßrigen Medien. In: Gräfen, H., Rahmel, A. (Hrsg.): Korrosion verstehen - Korrosionsschäden vermeiden, 20 Jahre Forschungs- und Entwicklungsprogramm "Korrosion und Korrosionsschutz". Bd. 1, Nr. 1, S. 27–31, ISBN 3-923623-14-3, Verlag Irene Kuron Bonn: Bonn, 1994.
- /UTZ 15/ Utz, S. T.: Thermische Ermüdung in Kraftwerkskomponenten: Experimentelle und numerische Untersuchungen. Dissertation, Institut für Materialprüfung, Werkstoffkunde und Festigkeitslehre (IMWF), Universität Stuttgart: Stuttgart, 5. November 2015.
- /WEN 98/ Wendler-Kalsch, E., Gräfen, H.: Korrosionsschadenkunde. VDI-Buch, 1. Aufl., XII, 603 Seiten, ISBN 3-540-63377-4, Springer Berlin Heidelberg, 1998.
- /WLN 05/ Weiterleitungsnachricht: Mikrobiologisch induzierte Korrosion an Komponenten in Nebenkühlwassersystemen von Kernkraftwerken. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WLN 2005/06, 18. April 2005.
- /WLN 07/ Weiterleitungsnachricht: Schäden an Rohrleitungen in Nebenkühlwassersystemen für sicherheitstechnisch wichtige Kühlstellen. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WL 200702, 25. Juli 2007.
- /WLN 14/ Weiterleitungsnachricht: Rohrleckage im Zwischenkühler eines Nachkühlstranges. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WL 2014/09, 25. Juli 2014.
- /ZIC 17/ Zickler, S., Schuler, X.: Wasserstoff in Konstruktionswerkstoffen. Präsentation, Materialprüfanstalt (MPA): Stuttgart, 25. Oktober 2017.



## Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Lebenszyklus eines KKW nach IAEA TECDOC 1305. Der dauerhafte Einschluss ist nur in seltenen Ausnahmefällen (z. B. nach einem schweren Störfall) denkbar /IAE 02/.....	14
Abb. 2.2	„Plan-Do-Check-Act“ Zyklus zur kontinuierlichen Überprüfung und Verbesserung des AM (nach /IAE 18/)	15



## Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1	Deutsche KKW im NB, in der SL oder SL beendet .....	2
Tab. 3.1	In den verschiedenen Anlagenzuständen von NB und SL benötigte Systeme .....	20
Tab. 3.2	Werkstoffe im TF-System von DWR 1, DWR 2, DWR 3, SWR 1 und SWR 2 .....	25
Tab. 3.3	Werkstoffe im VE-System von DWR 1, DWR 2, DWR 3, SWR 1 und SWR 3 .....	27
Tab. 3.4	Werkstoffe im TR-System von DWR 1, DWR 2 und SWR 1 .....	29
Tab. 3.5	Auslegung der Feuerlösch(wasser)pumpen .....	30
Tab. 3.6	Werkstoffe im Feuerlöschsystem von DWR 1, DWR 2, DWR 3, SWR 1 und SWR 2 .....	31
Tab. 4.1	Meldepflichtige Ereignisse im Zusammenhang mit Beschichtungen .....	34
Tab. 4.2	Meldepflichtige Ereignisse an Wärmetauschern .....	36
Tab. 4.3	Meldepflichtige Ereignisse in der Abwasseraufbereitung .....	38
Tab. 4.4	Meldepflichtige Ereignisse im Nebenkühlwassersystem .....	41
Tab. 4.5	Meldepflichtige Ereignisse im Zusammenhang mit Dekontaminationen .....	44
Tab. 4.6	Übersicht über IRS-Meldungen in Zusammenhang mit (Primärkreis-) Dekontaminationen .....	44
Tab. 5.1	Überblick über in KKW relevante Schädigungsmechanismen .....	50
Tab. 5.2	Relevanz der Schädigungsmechanismen an passiven mechanischen Komponenten im Leistungs- (LB) und Nachbetrieb (NB) .....	51



## Abkürzungsverzeichnis

AM	Alterungsmanagement
BHB	Betriebshandbuch
DFU	Druckführende Umschließung
DWR	Druckwasserreaktor
EVA	Einwirkungen von Außen
FSD	Full System Decontamination - Primärkreisdekontamination
GKN	Kernkraftwerk Neckarwestheim
HOF	Human/Organisation Factor
IAEA	Internationale Atomenergie-Organisation
IASCC	Strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion (engl. irradiation assisted stress corrosion cracking)
IGALL	International Generic Ageing Lessons Learned
ISpRK	Interkristalline Spannungsrisskorrosion
IRS	International Reporting System (for Operating Experience)
KBR	Kernkraftwerk Brokdorf
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel
KKE	Kernkraftwerk Emsland, Lingen
KKG	Kernkraftwerk Grafenrheinfeld
KKI	Kernkraftwerk Isar, Essenbach
KKK	Kernkraftwerk Krümmel
KKP	Kernkraftwerk Philippsburg
KKS	Kernkraftwerk Stade
KKS	Kraftwerk-Kennzeichnungs-System
KKU	Kernkraftwerk Unterweser, Esenshamm
KKW	Kernkraftwerk
KMK	Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich
KNK	Kompakte natriumgekühlte Kernanlage, Eggenstein-Leopoldshafen
KRB-A	Kernkraftwerk Gundremmingen A
KRB-II-B/C	Kernkraftwerk Gundremmingen B/C
KTA	Kerntechnischer Ausschuss, Herausgeber des Deutschen Kerntechnischen Regelwerkes
KWB	Kernkraftwerk Biblis
KWG	Kernkraftwerk Grohnde
KWL	Kernkraftwerk Lingen

KWO	Kernkraftwerk Obrigheim
KWU	Kraftwerks-Union AG
KWW	Kernkraftwerk Würgassen
LB	Leistungsbetrieb
MIK	Mikrobiell-induzierte Korrosion
NB	Nachbetrieb
PHB	Prüfhandbuch
RDB	Reaktordruckbehälter
SL	Stilllegung
SWR	Siedewasserreaktor
TSpRK	Transkristalline Spannungsrisskorrosion
VAK	Versuchs-Atomkraftwerk Kahl
WH	Westinghouse
WKP	Wiederkehrende Prüfung
WWER	Wasser-Wasser-Energie-Reaktor, „russischer DWR“

## **A Anhang**

### **A.1 Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten, die in Nachbetrieb und Stilllegung ohne Bedeutung sind**

In NB und SL sind die Schädigungsmechanismen an mechanischen Komponenten ohne Bedeutung, die für ihr Auftreten Neutronenstrahlung oder Temperaturen oberhalb etwa 150 °C benötigen. Beides ist in NB und SL nicht zu erwarten. Dies impliziert nicht, dass Bauteile, die durch die hier aufgeführten Schädigungsmechanismen im LB eine Schädigung erlitten haben, in NB und SL nicht gegenüber anderen Schädigungsmechanismen anfälliger sein können als nicht geschädigte Bauteile.

#### **A.1.1 Strahlungsbeeinflusste Spannungsrissskorrosion (IASCC)**

IASCC (engl. irradiation assisted stress corrosion cracking) erfordert wie auch ISpRK das gleichzeitige Vorliegen eines anfälligen Werkstoffzustandes, eines korrosiven Mediums und von mechanischen Zugspannungen. Für IASCC sind jedoch geringere mechanische Zugspannungen erforderlich als für ISpRK. Dieser Schädigungsmechanismus tritt in der Regel nur an RDB-Einbauten und Kernbauteilen auf, da an anderen Stellen die Neutronenfluenz zu niedrig ist /CHO 11a/.

Die ionisierende Strahlung führt sowohl zu Veränderungen der Werkstoffeigenschaften (insbesondere Festigkeit, Verformungsfähigkeit, Kriechverhalten, lokale Veränderung der chemischen Zusammensetzung im Bereich der Korngrenzen) als auch zu Veränderungen der Eigenschaften des Korrosionsmediums (insbesondere Erhöhung des Korrosionspotenzials durch Radiolyseprodukte) /CHO 11a/, /BRU 99/.

Wichtige Einflussfaktoren sind Neutronenfluss und -spektrum, Werkstoffzusammensetzung, thermomechanische Werkstoffbehandlung (z. B. Lösungsglühung, Kaltverformung), Temperatur, Wasserchemie und mechanische Belastung. Besonders anfällig für IASCC sind daher unstabilisierte austenitische Stähle in SWR mit normaler Wasserchemie. Mit Wasserstofffahrweise sowie durch die Verwendung stabilisierter austenitischer Stähle kann die Anfälligkeit für IASCC erheblich gesenkt werden. Experimentelle Daten legen nahe, dass alle Maßnahmen, die die Anfälligkeit gegenüber ISpRK vermindern, dies auch gegenüber IASCC tun /CHO 11a/.

### **A.1.2 Thermische Ermüdung**

Thermische Ermüdung entsteht durch wechselnde behinderte Wärmedehnungen in den Wandungen der Komponenten, die durch instationäre Temperaturfelder hervorgerufen werden. Diese Temperaturfelder können durch Wärmeübergang aus dem umgebenden oder eingeschlossenen Medium (Luft, Kühlmittel), Strahlung oder Wärmeleitung im Werkstoff selbst verursacht werden. Der Ablauf der Schädigung im Werkstoff bei thermischer Ermüdung unterscheidet sich nicht grundsätzlich von dem bei mechanischer Ermüdung (siehe auch Abschnitt 5.1.3.1) /CAT 14/, /UTZ 15/.

Bei Ermüdung durch räumlich „quasi-stationäre“ Temperaturfelder, durch die die größten Beanspruchungen stets an der gleichen Stelle auftreten, unterscheidet sich auch das Schadensbild nicht wesentlich von dem nach mechanischer Ermüdung. Bei räumlich-zeitlicher Fluktuation der Temperatur (z. B. bei Vermischungsvorgängen) kann hingegen eine von der mechanischen Ermüdung deutlich unterschiedene Beanspruchungssituation auftreten, die nicht schon frühzeitig zu einem dominierenden Riss, sondern zunächst zu ausgedehnten Rissfeldern oder Netzwerken von Rissen führt. Außerdem kann hier, insbesondere bei geringer Primärspannung, die Eindringtiefe der Schädigung in dickwandigen Bauteilen entsprechend der Eindringtiefe der Temperaturgradienten begrenzt sein /CAT 14/.

Von thermischer Ermüdung (dazu zählen auch thermische Schichtung und Strahlenbildung) können üblicherweise Druckhalter-Sprühleitungen und -Stutzen, Volumenausgleichsleitungen, Speisewasserstutzen und generell Stutzen, wo kälteres Medium in eine heiße Leitung einbindet, betroffen sein. Besonders ungünstig wirkt sich dies bei nahezu horizontal verlegten Rohrleitungen aus. Als Gegenmaßnahmen können in der Auslegung bereits entsprechende Sicherheitsmargen eingerechnet sowie durch geeignete Verlegung und Fahrweisen thermische Wechselbeanspruchungen vermindert werden.

### **A.1.3 Thermische Versprödung**

Thermische Versprödung tritt durch einfache Auslagerung bei erhöhten Temperaturen ein. Sie wird durch diffusionsgesteuerte Prozesse bewirkt, die das Gefüge des Werkstoffes in Richtung seines thermodynamischen Gleichgewichtszustandes bei der Auslagerungstemperatur verändern. Wie die Diffusion als thermisch aktivierter Prozess nimmt

daher einerseits die Geschwindigkeit dieser Prozesse mit steigender Temperatur nahezu exponentiell zu, andererseits nehmen die treibenden Kräfte meist mit steigender Temperatur ab, da sich die Gleichgewichtszustände verändern. Dadurch entsteht ein begrenzter Temperaturbereich, in dem dieser Versprödungseffekt auftreten kann /AND 07/.

Die Haupteinflussfaktoren sind allgemein: Chemische Zusammensetzung des Werkstoffs einschließlich der Verunreinigungen, Wärmebehandlung vor dem Einsatz und dadurch eingestelltes Gefüge sowie Betriebstemperaturen und deren Dauer. Insgesamt spielt thermische Versprödung bei LWR aufgrund der Auswahl und Qualifizierung der Werkstoffe und der relativ niedrigen Betriebstemperaturen nur eine untergeordnete Rolle. Ausnahmen sind einige austenitische Guss- und Schweißwerkstoffe, Duplex-Stähle und einige martensitische Stähle, die über etwa 250 °C eine gewisse Anfälligkeit zeigen. SWR-Komponenten sind dabei meist nur im Langzeitbetrieb betroffen, bei DWR sind vor allem die Komponenten mit einem  $\delta$ -Ferrit-Gehalt über 15 Vol-% (z. B. Rohrleitungsbogen sowie Pumpen- und Armaturengehäuse aus Gusswerkstoffen) und Schweißnähte mit Schweißzusatzwerkstoffen oder Pufferungen, die über 10 Vol-%  $\delta$ -Ferrit enthalten, betroffen /IAE 03/.

#### **A.1.4 Neutronen- bzw. Strahlungsversprödung**

Neutronenbestrahlung erzeugt Defekte im Metallgitter, die zusätzliche Hindernisse für die Bewegung von Versetzungen bilden, wodurch der Werkstoff versprödet. Bei ferritischen Stählen führt dies auch zu einer Erhöhung der für diese Stähle charakteristischen Spröde-Duktil-Übergangstemperatur und einer Erniedrigung der Zähigkeit bei Temperaturen oberhalb dieses Übergangs. Neutronenversprödung tritt grundsätzlich auch bei austenitischen Stählen auf, jedoch haben diese keinen Spröde-Duktil-Übergang. Äußerlich sind keine Veränderungen erkennbar. Haupteinflussfaktoren auf die Neutronenversprödung der Druckbehälterstähle sind die Neutronenfluenz, die chemische Zusammensetzung des Stahls und die Bestrahlungstemperatur: Ein Einfluss auf die mechanischen Eigenschaften ist bei ferritischen Stählen bei Betriebstemperatur von LWR ab einer Neutronenfluenz von etwa  $10^{18}$  n/cm<sup>2</sup> ( $E > 1$  MeV) bemerkbar /CHO 11b/.

Betroffen sind demnach im Wesentlichen die kernnahen Schmiederinge des RDB; im Langzeitbetrieb kann auch der Stutzenring geringfügig betroffen sein. Neutronenver-

sprödung der kernnahen Schmiederinge kann durch Wärmebehandlung zu einem gewissen Grad wieder ausgeheilt werden. Bei austenitischen Stählen treten merkliche Effekte erst bei deutlich höheren Neutronenfluenzen auf. Dies betrifft in LWR vor allem Kernbauteile und in geringerem Maße kernnahe Einbauten des Reaktordruckbehälters /CHO 11b/.

### **A.1.5 Kriechen und Relaxation**

Unter Kriechen versteht man die kontinuierliche, dauerhafte Verformung von Werkstoffen unter konstanter Belastung. Für un- und niedriglegierte Stähle ist dies ab etwa 370 °C relevant, für austenitische Stähle ab etwa 540 °C und für Nickellegierungen ab etwa 980 °C. Rein thermisches Kriechen ist für metallische Werkstoffe in LWR daher ohne Bedeutung. Generell können auch nichtmetallische Werkstoffe, wie etwa Dichtungswerkstoffe betroffen sein. Unter Neutronenbestrahlung können Kriechprozesse bereits bei geringeren Temperaturen auftreten, insbesondere von Zirkonium-Legierungen im Reaktorkern /IAE 14b/, /IAE 98/, z. B. an Brennstab-Hüllrohren und Brennelement-Führungsrohren; RDB-Einbauten sind üblicherweise nicht betroffen.

Werden Bauteile im kalten Zustand stark vorgespannt und anschließend erhöhten Temperaturen ausgesetzt, kann diese Vorspannung aufgrund von Relaxation im Laufe der Zeit abnehmen. Neutronenstrahlung kann diesen Prozess beschleunigen. Von Relaxation sind demnach vor allem Schrauben und Federn betroffen, insbesondere am RDB und an RDB-Einbauten und Kernbauteilen /IAE 14b/. Übliche Gegenmaßnahmen sind die Verwendung von Werkstoffen mit höherer Festigkeit und Designverbesserungen.

## **A.2 Schädigungsmechanismen an Betonstrukturen**

Für einige Schädigungsmechanismen kann im NB und SL ein verstärktes Auftreten ausgeschlossen werden, wie z. B. die Schädigung auf den Biologischen Schildes durch radioaktive Strahlung und hohe Temperatur (siehe Abschnitt A.2.3). Andere Schädigungsmechanismen wie zum Beispiel Karbonatisierung (siehe Abschnitt A.2.4), Spannkraftverlust (siehe Abschnitt A.2.10), Korrosion (siehe Abschnitt A.2.11 und A.2.12) könnten hingegen verstärkt auftreten. Vorstellbare Gründe dafür wären bspw. zunehmende biologische Einwirkungen (siehe Abschnitt A.2.9), stark verringerte Begehungen/Kontrollen mit längerfristigem unbemerkten Wassereintrag usw. So ist bekannt,

dass bei nicht und wenig genutzten bzw. wenig durch Menschen frequentierte Anlagen/Anlagenteilen verstärkter Tierbefall auftreten kann. Ein erhöhter Eintrag von Vogelkot könnte u. a. zu einer schnellen Korrosion führen. Auch können Entwässerungen/Abflüsse durch andere und zunehmende biologische Einwirkungen verstopfen, was bei Regeneintrag zu erhöhtem Wassereintrag in Gebäudeteile führen. Dies könnte aufgrund geringerer Frequentierung durch Personal im NB und SL über längere Zeit unentdeckt bleiben. Genauere Aussagen können im Rahmen dieses Vorhabens und aufgrund der derzeit vorliegenden Datenbasis nicht getroffen werden. Daher besteht aus Sicht der GRS diesbezüglich Forschungsbedarf.

### **A.2.1 Kriechen und Schwinden**

Beim Kriechen entstehen unter Einwirkung einer äußeren Dauerlast zeitabhängige Verformungen. Das Kriechen wird durch Platzwechsel der Wassermoleküle im Zementstein gel sowie durch Gleit- und Konsolidierungsvorgänge zwischen den Gelpartikeln verursacht. Das Ausmaß der kriechbedingten Verformungen ist vom Wassergehalt im Beton bei Belastungsbeginn und möglichen Änderungen des Wassergehaltes während der Belastung abhängig. Darüber hinaus wird es von der Zusammensetzung des Betons, den Umgebungsbedingungen, dem Alter des Betons zu Beginn der Dauerbelastung und den Abmessungen der Komponente beeinflusst. Kriechen kann sich negativ auf die Lebensdauer eines Bauteils auswirken, indem es z. B. die Vorspannung in Spannbetonkonstruktionen reduziert. Es kann sich aber auch positiv auswirken, indem es unerwünschte Zwangsspannungen abbaut /IBM 05/.

Unter Schwinden wird eine lastunabhängige Änderung des Volumens durch Austrocknen des Betons verstanden. Bedeutende Einflussfaktoren auf das Ausmaß des Schwindens sind neben den Umgebungsbedingungen (relative Luftfeuchte, Umgebungstemperatur) die Zusammensetzung des Betons und die Abmessungen der Komponente.

### **A.2.2 Quellen**

Quellen bezeichnet eine zeitabhängige Volumenzunahme des Betons durch Wasseraufnahme bei sehr hoher Luftfeuchte oder bei Wasserlagerung. Durch Quellen können Schädigungen in Form von Rissen oder Abplatzungen entstehen. Dieser Schädigungsmechanismus kann sich durch aggressive Stoffe verstärken. Es können z. B. Sulfate mit

dem Wasser in den Beton eindringen. Quellen des Betons kann auch in fortgeschrittenem Alter auftreten und z. B. eine Korrosion der Bewehrung nach sich ziehen /IBM 05/.

### **A.2.3 Radioaktive Strahlung und Temperatur**

Radioaktive Strahlung (vor allem Gamma- und Neutronenstrahlung), die über einen langen Zeitraum auf den Beton einwirkt, kann sich negativ auf dessen Eigenschaften auswirken. Gamma- und Neutronenstrahlung können die Gitterstruktur der kristallinen Bestandteile stören, wodurch es zu einer deutlichen Volumenvergrößerung kommt. Als Resultat kann bei ausreichend hoher Strahlungsintensität eine schrittweise Zerstörung des Betongefüges auftreten. Strahlungsresistente Zuschläge wirken diesem Schädigungsmechanismus entgegen.

Neben der direkten Schädigung durch die Strahlung geht mit der Exposition auch immer eine Erhöhung der Temperatur der betroffenen Bauteile einher. Durch die Überlagerung mit der Betriebstemperatur kann ein Bereich erreicht werden, in dem es zu einer Verschlechterung der Eigenschaften des Betons kommt. Eine dauerhafte Temperaturbelastung über 100 °C führt zu einer signifikanten Abnahme der Druckfestigkeit sowie insbesondere der Zugfestigkeit und des Elastizitätsmoduls. Besonders ungünstig wirken sich auch thermische Wechselbeanspruchungen aus, möglicherweise in Verbindung mit Zwangsspannungen aufgrund behinderter Wärmedehnung. Die Strahlungsresistenz von Beton ist nur in Bereichen des biologischen Schildes von Bedeutung /IAE 16/.

Auch niedrige Temperaturen (Frost) können den Beton schädigen. Im Beton enthaltenes oder in vorhandene Risse eingedrungenes Wasser kann gefrieren und durch die resultierenden Volumenvergrößerungen zu Abplatzungen führen.

### **A.2.4 Karbonatisierung**

Karbonatisierung bezeichnet die chemische Umwandlung alkalischer Bestandteile des Zementsteins (insbesondere des Calciumhydroxids) durch Kohlenstoffdioxid, welches aus der Umgebung eindringt, in Calciumcarbonat. Dies ändert die Porenstruktur des Zementsteins. Darüber hinaus nimmt der pH-Wert des Porenwassers ab, was sich nachteilig auf eine Bewehrung auswirken kann (siehe auch Abschnitt A.2.11). Die Geschwindigkeit, mit der die Karbonatisierung ausgehend von der Oberfläche ins Innere fortschreitet, ist stark von der Feuchtigkeit im Beton abhängig /IBM 05/.

### **A.2.5 Angriff durch Chloride**

Chloride beeinflussen die Eigenschaften von erhärtetem Beton nur geringfügig. Erreichen sie jedoch die Bewehrung, können sie eine lokale Schädigung der schützenden Oxidschicht bewirken (siehe auch Abschnitt A.2.11 und A.2.12). Dadurch kann an dieser Stelle elektrolytische Korrosion ausgelöst werden. Sichtbare Anzeichen für den Angriff durch Chloride sind auskristallisierte Chloride, die auf der Oberfläche oder in Rissen aufgrund der Abnahme der Feuchtigkeit durch Verdunstung gebildet werden. Abplatzungen aufgrund von Korrosion der Bewehrung treten üblicherweise nicht – oder nur in sehr weit fortgeschrittenem Zustand – auf. Dieser Korrosionsangriff tritt generell lokal in Form von tiefem Lochfraß auf /IBM 05/.

### **A.2.6 Sulfatreiben**

Sulfate dringen in den erhärteten Beton über Diffusion oder Kapillarwirkung ein. Dort kommt es zu einer chemischen Reaktion mit den Bestandteilen des Zementsteins (Aluminate). Es bildet sich Ettringit. Ist genügend Wasser vorhanden, bewirkt diese Reaktion eine große Volumenzunahme, was zu starken Rissbildungen und Abplatzungen führen kann. Die Umgebungsbedingungen (z. B. Grundwasser mit einem hohen Sulfatgehalt), die Resistenz des Zements gegenüber Sulfat, die Dichte des Zementsteins und der Wasserzementwert haben einen bedeutenden Einfluss auf diesen Schädigungsmechanismus /IBM 05/.

### **A.2.7 Alkalireaktion**

Eine Alkalireaktion tritt aufgrund einer chemischen Reaktion zwischen den Alkalien im Porenwasser und Betonzuschlagstoffen mit alkalilöslicher Kieselsäure (z. B. Opalsandstein) auf. Durch die Reaktion kommt es zur Bildung von Alkali-Silikat-Gelen, welche ein größeres Volumen einnehmen. Der daraus resultierende Druck kann bspw. zu Rissbildungen und Abplatzungen führen. Eine Voraussetzung für das Auftreten quellfähiger Alkalisilikate ist ein ausreichendes Angebot an Feuchtigkeit. Das Ausmaß der Alkalireaktion und der möglichen Schädigung ist jedoch von einigen weiteren Faktoren abhängig. Eine solche Reaktion führt zur Bildung netzartiger Risse, gelartigen Ausscheidungen und Ausblühungen /IBM 05/.

### **A.2.8 Angriff durch Säuren**

Bei einem Angriff durch Säuren werden die Bestandteile des Zementsteins zersetzt und in wasserlösliche Verbindungen umgewandelt. Säuren können z. B. im Boden und im natürlichen Wasser vorhanden sein. Der Grad des Angriffs ist von der Stärke und Konzentration der Säure sowie von dem Transport der angreifenden und der gelösten Stoffe abhängig. Hohe Temperaturen verstärken den Angriff /IBM 05/.

### **A.2.9 Biologische Einwirkungen**

Unter dem Begriff der biologischen Einwirkungen werden Einflüsse zusammengefasst, die aus dem Wachstum von Moosen, Flechten und Wurzeln resultieren. Ein solches Wachstum kann bestehende Schäden wie Abplatzungen und Risse fördern und die Wahrscheinlichkeit von Frostschäden erhöhen. Stoffwechselprodukte (Aminosäuren) können zudem die Betonoberfläche aufweichen. Die aus den biologischen Einwirkungen resultierenden Schäden sind bei der visuellen Inspektion sichtbar (Risse, Abplatzungen, Zersetzungen des Zementsteins) /IAE 16/.

### **A.2.10 Spannkraftverlust von Spannbeton**

Die Abnahme der Vorspannung von Spannbeton ist unvermeidbar. Sie tritt bereits beim ersten Vorspannen auf. Während der Betriebsdauer der betroffenen Bauteile nimmt sie unweigerlich weiter ab. Gründe dafür sind z. B.:

- Reibung
- Verankerungsschlupf
- Kriechen und Schwinden im Beton
- Relaxation des Spannstahls
- elastische Verformung des Bauteils.

Spannkraftverluste als Folge von Alterungsprozessen – dazu gehören Kriechen, Schwinden und Relaxation – sind praktisch nur durch eine Zunahme von Verformungen und durch eine beginnende Rissbildung festzustellen. Jedoch werden diese Anzeichen bei vorgespannten Konstruktionen wie dem Sicherheitsbehälter der SWR-Anlagen im Normalbetrieb oftmals nicht sichtbar /BMU 17/ aufgrund des Fehlens des Auslegungsinnen-drucks bei Störfällen (Störfallbelastung). Eine Erfassung der aktuellen Vorspannkraft

wäre aber bspw. bei Vorspannung ohne Verbund und Installation von Kraftmessdosen denkbar, so diese installiert wurden oder eine nachträgliche Installation möglich ist.

#### **A.2.11 Korrosion der Bewehrung**

Ist die schützende Oxidschicht der Bewehrung aufgrund von Karbonatisierung oder durch den Einfluss von Chloriden zerstört, kann es zu Korrosion kommen. Dazu ist jedoch eine ausreichende Menge an Feuchtigkeit und Sauerstoff notwendig. Die stärkste Korrosion wird dann erwartet, wenn sich Feuchtigkeitseintrag und Austrocknung abwechseln. Durch die Korrosion wird zum einen der Querschnitt der Bewehrung verringert, zum anderen bewirkt die Bildung von Korrosionsprodukten eine Volumenzunahme, die wiederum zu Rissen und Abplatzungen im Beton führt.

#### **A.2.12 Spannungsrissskorrosion bei Spannstahl (nur SWR)**

In den Spannbetonkonstruktionen mit Verbund, wie im Fall des Sicherheitsbehälters von SWR-Anlagen, kann es beim Verpressen des Mörtels in die Hüllrohre der Spannstähle während der Herstellung zur Bildung von Hohlräumen kommen. Diese entstehen dann, wenn aufgrund einer unvollständigen Verpressung des Hüllrohres der Spannstahl nicht an allen Stellen von Mörtel bedeckt ist. Es besteht dann die Gefahr, dass die Hohlräume sich mit dem restlichen Wasser aus der Verpressung füllen. Dadurch kann es zur Korrosion des Spannstahls kommen.

Die Spannungsrissskorrosion (SpRK) bei Spannstahl kann auch durch den Eintritt von Wasserstoff verursacht werden (siehe /FAU 20/). Bestimmte Medien, die beispielsweise Chloride und Sulfate enthalten, erhöhen das Risiko für wasserstoffinduzierte Spannungsrissskorrosion. Häufig wird das Auftreten von SpRK bei Spannstahl mit weiteren Faktoren wie z. B. Fehlern bei Transport und Lagerung in Verbindung gebracht. Auch die Zusammensetzung, Herstellung und Wärmebehandlung des Stahls haben einen Einfluss auf das Auftreten von Risskorrosion /BMU 17/.

### **A.3 Schädigungsmechanismen bei elektrischen Kabeln**

Für einige Schädigungsmechanismen ist ein verstärktes Auftreten in NB und SL als unwahrscheinlich anzusehen. Vielmehr ist ein Rückgang zu erwarten. Das trifft beispielweise auf radiologisch induzierte Oxidationsprozesse für Kabel im Reaktorgebäude zu.

Außerdem entfällt oder verringert sich mit der Beendigung des Leistungsbetriebs die für die Funktionsfähigkeit anzusetzende Störfallbelastung. Andererseits zeigte sich in den letzten Jahren, dass auf Grund von Dosisleistungseffekten eine Verringerung der Gesamtdosis nicht immer mit einer im gleichen Maßstab verlängerbaren Betriebsdauer einhergeht. Außerdem ist davon auszugehen, dass auf Grund der fehlenden Eigenerwärmung von außer Betrieb genommenen Komponenten oder auf Grund von zusätzlichen rückbaurelevanten Verbrauchern sich beispielsweise auch die Temperatur und Luftfeuchtigkeit in Räumen ändert, wodurch entsprechende Alterungsphänomene gefördert werden können.

### **A.3.1 Oxidation**

Oxidation ist der dominierende Alterungsmechanismus bei Kabeln mit Polyethylen-basierten Isolationswerkstoffen. Die Oxidation geschieht dabei auf molekularer Ebene, wobei sich in der ersten Stufe Peroxide bilden. Diese reagieren aufgrund ihrer Instabilität zügig weiter und verschlechtern so die Werkstoffeigenschaften. Die Oxidation wird gefördert durch erhöhte Temperaturen und Bestrahlung. Ähnlich wie beim Ausdampfen von Weichmachern (vgl. Abschnitt A.3.2) führt Oxidation zu einer Versprödung des Kunststoffes, was oftmals auch zu einer Verschlechterung der Isolationseigenschaften (z. B. Durchschlagsfestigkeit) führt. Als übliche Gegenmaßnahme werden dem Polymer Antioxidantien beigemischt /IAE 00/.

### **A.3.2 Ausdampfen von Additiven**

Vielen Polymeren, insbesondere Polyvinylchlorid (PVC), werden Additive wie etwa Weichmacher (typischerweise Phthalate) beigemischt. Im Laufe der Zeit können solche Additive ausdampfen, was dazu führt, dass sich die Polymer-Eigenschaften in dem Maße ändern, wie es dem reduzierten Anteil der Additive entspricht. Neben den mechanischen Eigenschaften (i. W. Versprödung) können sich unter Umständen auch die Isolationseigenschaften verschlechtern /IAE 00/.

### **A.3.3 Dehydrochlorination**

Dehydrochlorination ist ein Schädigungsmechanismus, der bei PVC auftreten kann. Bei erhöhten Temperaturen kann Chlorwasserstoff abgespalten werden und es bleibt eine

Kohlenstoff-Kohlenstoff-Doppelbindung zurück. In aufwändigen Forschungsprogrammen konnte gezeigt werden, dass dieses Phänomen zwar die Isolationswirkung herabsetzt, die Kabel aber trotzdem langfristig einsatzfähig bleiben /GRE 03/.

#### **A.3.4 Korrosion an Kontaktstellen**

In Abhängigkeit von Umgebungsbedingungen und Werkstoffpaarung kann es an Kontaktstellen von Kabeln zu Korrosion kommen. Dies kann zu erhöhtem Kontaktwiderstand führen, der zu einer weiteren Aufheizung und verstärkten Korrosion führen kann, bis es schlussendlich zum Abriss des Kabels kommen kann. Die erhöhte Temperatur kann zudem zu einer verstärkten Versprödung der Isolation führen.

Ebenso können sich Verbindungen im Betrieb durch Vibrationen oder thermische Wechselbeanspruchungen lockern, was den Übergangswiderstand erhöht. Dies kann ebenfalls zu lokalen Temperaturerhöhungen führen, die einerseits Korrosion verstärken und andererseits zur Versprödung der Isolation (vgl. Abschnitte A.3.1 und A.3.2) führen können /FRA 17/.

#### **A.3.5 Äußere mechanische Einwirkungen**

Schäden an Kabeln bzw. deren Isolation können generell durch äußere Einwirkungen hervorgerufen werden. Dies beinhaltet vor allem Reibung von Kabeln untereinander, mit der Kabelführung bzw. generell mit allen Ecken, Kanten, Fremdkörpern usw. Dies betrifft vor allem Kabel, die regelmäßig bewegt werden, aber auch alle sonstigen Kabel bei Reparaturen und vergleichbaren Vorgängen /FRA 17/.

#### **A.3.6 „Water Trees“ bzw. „Electrical Treeing“**

Bei Mittelspannungskabeln mit Polyethylen-basierter Isolation kann die Kombination aus Wasser bzw. Feuchtigkeit und dem elektrischen Feld zur Bildung von Mikrorissen führen, die oftmals an Inhomogenitäten in der Isolation starten. Im weiteren Verlauf können sich „electrical trees“ bzw. „water trees“ (wenn sich die Hohlräume mit Wasser füllen) in der Isolation bilden und wachsen, was schlussendlich zu einem Durchschlag führen kann. Effektivste Gegenmaßnahme ist die Minimierung von Wasser bzw. Feuchtigkeit im Umfeld der Kabel. Im deutschsprachigen Raum trifft man diesen Mechanismus auch unter dem Begriff „Wasserbäumchenbildung“ an /BRU 10/.

**Gesellschaft für Anlagen-  
und Reaktorsicherheit  
(GRS) gGmbH**

Schwertnergasse 1  
**50667 Köln**  
Telefon +49 221 2068-0  
Telefax +49 221 2068-888

Boltzmannstraße 14  
**85748 Garching b. München**  
Telefon +49 89 32004-0  
Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200  
**10719 Berlin**  
Telefon +49 30 88589-0  
Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4  
**38122 Braunschweig**  
Telefon +49 531 8012-0  
Telefax +49 531 8012-200

[www.grs.de](http://www.grs.de)