



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Bericht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)
zum Topical Peer Review
Alterungsmanagement in Kernkraftwerken
und Forschungsreaktoren

Impressum

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Referat RS I 5 · Postfach 12 06 29 · 53048 Bonn

E-Mail: RSI5@bmub.bund.de

Internet: <http://www.bmub.bund.de>

Redaktion: Referat RS I 5 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Reaktorsicherheit, Kerntechnisches Regelwerk, Multilaterale regulatorische Zusammenarbeit)

28. Dezember 2017

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
Executive Summary	1
Einleitung	2
1 Allgemeine Informationen	3
1.1 Informationen zu Kernkraftwerken und Forschungsreaktoren	3
1.2 Vorgehen zur Erstellung des nationalen Überprüfungsberichts.....	7
2 Übergreifende Anforderungen an das Alterungsmanagement und deren Umsetzung	8
2.1 Deutsche Regelwerksvorgaben	8
2.2 International Standards.....	12
2.3 Beschreibung des Alterungsmanagements	13
2.3.1 Umfang des Alterungsmanagements.....	13
2.3.1.a Leistungsreaktoren	13
2.3.1.b Forschungsreaktoren	15
2.3.2 Bewertung relevanter Alterungsphänomene.....	16
2.3.2.a Leistungsreaktoren	16
2.3.2.b Forschungsreaktoren	18
2.3.3 Alterungsüberwachung (Überwachung, Prüfung, Probenahmen und Inspektion)	18
2.3.3.a Leistungsreaktoren	18
2.3.3.b Forschungsreaktoren	21
2.3.4 Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung.....	22
2.3.4.a Leistungsreaktoren	22
2.3.4.b Forschungsreaktoren	23
2.4 Überprüfung und Aktualisierung des Alterungsmanagements.....	23
2.4.a Leistungsreaktoren	23
2.4.b Forschungsreaktoren	25
2.5 Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements	26
2.5.a Leistungsreaktoren	26
2.5.b Forschungsreaktoren	26
2.6 Aufsichtliches Verfahren	27
2.7 Behördliche Bewertung des Alterungsmanagements und Schlussfolgerung.....	31

Inhaltsverzeichnis

2.7.a	Leistungsreaktoren	31
2.7.b	Forschungsreaktoren	33
3	Elektrische Kabel	34
3.1	Beschreibung des Alterungsmanagements für elektrische Kabel	34
3.1.1	Umfang des Alterungsmanagements für elektrische Kabel	34
3.1.1.a	Leistungsreaktoren	34
3.1.1.b	Forschungsreaktoren	35
3.1.2	Bewertung relevanter Alterungsphänomene für elektrische Kabel	36
3.1.2.a	Leistungsreaktoren	36
3.1.2.b	Forschungsreaktoren	41
3.1.3	Alterungsüberwachung für elektrische Kabel	41
3.1.3.a	Leistungsreaktoren	41
3.1.3.b	Forschungsreaktoren	42
3.1.4	Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für elektrische Kabel	43
3.1.4.a	Leistungsreaktoren	43
3.1.4.b	Forschungsreaktoren	44
3.2	Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für elektrische Kabel	44
3.2.a	Leistungsreaktoren	44
3.2.b	Forschungsreaktoren	45
3.3	Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für elektrische Kabel	46
3.3.a	Leistungsreaktoren	46
3.3.b	Forschungsreaktoren	49
4	Nicht zugängliche Rohrleitungen	50
4.1	Beschreibung des Alterungsmanagements für nicht zugängliche Rohrleitungen	50
4.1.1	Umfang des Alterungsmanagements für nicht zugängliche Rohrleitungen	50
4.1.1.a	Leistungsreaktoren	50
4.1.1.b	Forschungsreaktoren	51
4.1.2	Bewertung relevanter Alterungsphänomene für nicht zugängliche Rohrleitungen	52
4.1.2.a	Leistungsreaktoren	52
4.1.2.b	Forschungsreaktoren	57
4.1.3	Alterungsüberwachung für nicht zugängliche Rohrleitungen	57
4.1.3.a	Leistungsreaktoren	57
4.1.3.b	Forschungsreaktoren	61

Inhaltsverzeichnis

4.1.4	Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für nicht zugängliche Rohrleitungen	61
4.1.4.a	Leistungsreaktoren	61
4.1.4.b	Forschungsreaktoren	62
4.2	Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für nicht zugängliche Rohrleitungen.....	62
4.2.a	Leistungsreaktoren	62
4.2.b	Forschungsreaktoren	63
4.3	Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für nicht zugängliche Rohrleitungen.....	63
4.3.a	Leistungsreaktoren	63
4.3.b	Forschungsreaktoren	66
5	Reaktordruckbehälter	67
5.1	Beschreibung des Alterungsmanagements für Reaktordruckbehälter.....	67
5.1.1	Umfang des Alterungsmanagements für Reaktordruckbehälter	67
5.1.1.a	Leistungsreaktoren	67
5.1.1.b	Forschungsreaktoren	74
5.1.2	Bewertung relevanter Alterungsphänomene für Reaktordruckbehälter.....	75
5.1.2.a	Leistungsreaktoren	75
5.1.2.b	Forschungsreaktoren	81
5.1.3	Alterungsüberwachung für Reaktordruckbehälter.....	81
5.1.3.a	Leistungsreaktoren	81
5.1.3.b	Forschungsreaktoren	92
5.1.4	Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für Reaktordruckbehälter.....	92
5.1.4.a	Leistungsreaktoren	92
5.1.4.b	Forschungsreaktoren	93
5.2	Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für Reaktordruckbehälter	93
5.2.a	Leistungsreaktoren	93
5.2.b	Forschungsreaktoren	93
5.3	Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für RDB 94	
5.3.a	Leistungsreaktoren	94
5.3.b	Forschungsreaktoren	96
6	Calandria/Druckröhren (CANDU).....	97
7	Betonsicherheitsbehälter.....	98
7.1	Beschreibung des Alterungsmanagements für Betonstrukturen.....	98

Inhaltsverzeichnis

7.1.1	Umfang des Alterungsmanagements für Betonstrukturen	98
7.1.1.a	Leistungsreaktoren	98
7.1.1.b	Forschungsreaktoren	99
7.1.2	Bewertung relevanter Alterungsphänomene für Betonstrukturen	100
7.1.2.a	Leistungsreaktoren	100
7.1.2.b	Forschungsreaktoren	111
7.1.3	Alterungsüberwachung für Betonstrukturen.....	111
7.1.3.a	Leistungsreaktoren	111
7.1.3.b	Forschungsreaktoren	112
7.1.4	Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für Betonstrukturen.....	113
7.1.4.a	Leistungsreaktoren	113
7.1.4.b	Forschungsreaktoren	114
7.2	Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für Betonstrukturen	115
7.2.a	Leistungsreaktoren	115
7.2.b	Forschungsreaktoren	115
7.3	Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für Betonsicherheitsbehälter	115
7.3.a	Leistungsreaktoren	115
7.3.b	Forschungsreaktoren	118
8	Vorgespannte Reaktordruckbehälter aus Beton (AGR)	119
9	Zusammenfassung und übergreifende Bewertung	120
10	Referenzen.....	121
11	Annex 1: Schematische Darstellungen der SWR- und DWR- Sicherheitsumschliessungen	124

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Kernkraftwerksstandorte in Deutschland	4
Abbildung 1-2	Forschungsreaktoren in Deutschland	6
Abbildung 2-1	Nationale Regelwerkspyramide	9
Abbildung 2-2	PDCA-Zyklus im Alterungsmanagement /KTA 17/.....	11
Abbildung 2-3	Aufbau der staatlichen Stelle	27
Abbildung 2-4	Darstellung des Prozesses „Aufsicht über das Alterungsmanagement des Betreibers“ der Aufsichtsbehörden der Länder	30
Abbildung 3-1	Beispiel einer Lebensdauerkurve für VPE-isolierte Kabel mit KMV- Anforderung	40
Abbildung 3-2	Kabelprobendeponie an Loopleitung eines DWR (links); Kabelproben im Detail (rechts).....	42
Abbildung 5-1	Schnittbild RDB Druckwasserreaktor	68
Abbildung 5-2	Schnittbild RDB Siedewasserreaktor	70
Abbildung 5-3	Gesamtkonzept zur Sicherstellung der Komponentenintegrität im Betrieb /KTA 16b/.....	73
Abbildung 5-4	Vergleich der Anforderungen der deutschen Fertigungsprüfungen (nach Herstellerprüfvorschrift AVS 13) mit den Anforderungen des damals gültigen ASME-Codes /ERH 15/.....	80
Abbildung 11-1	Sicherheitsbehälter Siedewasserreaktor.....	124
Abbildung 11-2	Sicherheitsbehälter Druckwasserreaktor	125

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1	Kernkraftwerke in Betrieb.....	3
Tabelle 1-2	Forschungsreaktoren in Betrieb.....	5
Tabelle 1-3	Unterstruktur zur Abbildung von Unterschieden und Gemeinsamkeiten im deutschen NAR am Beispiel der Kapitel 2.3, 2.6 und 3.1.1.	7
Tabelle 5-1	Vergleich der Registriergrenzen /ERH 15/.....	81
Tabelle 5-2	Wiederkehrende zerstörungsfreie Prüfungen am Reaktordruckbehälter nach KTA 3201.4 /KTA 16b/.....	84
Tabelle 5-3	Wiederkehrende zerstörungsfreie Prüfungen an der drucktragenden Wand der Steuerelementstützen nach KTA 3201.4 /KTA 16b/.....	85

Abkürzungsverzeichnis

AFR	Arbeitsgemeinschaft für Betriebs- und Sicherheitsfragen an Forschungsreaktoren
AHB	Handbuch über die Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern im Atomrecht
AKR	Ausbildungskernreaktor
AMP	Alterungsmanagement-Programm
AtG	Atomgesetz
AtSMV	Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung
BE	Brennelement
BER II	Forschungsreaktor (Berliner Experimentier-Reaktor II)
BHB	Betriebshandbuch des FRM II
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
COMOS	Condition Monitoring System
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DN	Nenndurchmesser (Nennweite nach EN ISO 6708, ungefähre innerer Durchmesser in mm)
DWR	Druckwasserreaktor
EnKK	EnBW Kernkraft GmbH
EnBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators Group
EOL	End-of-Life (Lebensdauerende)
EPR	Ethylen-Propylen-Rubber
ESK	Entsorgungskommission
ET	Eddy current test (Wirbelstromprüfung)
ETFE	Ethylen-Tetrafluorethylen-Copolymer
EU	Europäische Union
EVA	Einwirkungen von außen
FAMOS	Fatigue Monitoring System
FRM II	Forschungs-Neutronenquelle Heinz Maier-Leibnitz
FRMZ	Forschungsreaktor Mainz
GG	Grundgesetz
GRS	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit gGmbH
GTRRN	Global TRIGA Research Reactor Network
HIP	Handbuch für interne Prüfungen
HKP	Handbuch für konventionelle Prüfungen
HZB	Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie
I-2	Interpretation I-2 zu den „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“
IAEA	International Atomic Energy Agency
IBS	Inbetriebsetzung
IHO	Instandhaltungs- und Änderungsordnung (BHB Teil 1 Kapitel 3)
IMAS	Integrity Management System
IMS	Integriertes Managementsystem

INPO	Institute of Nuclear Power Operations
ISpRK	Interkristalline Spannungsrisskorrosion
ITU	Europäisches Institut für Transurane
KKS	Kraftwerk-Kennzeichensystem
KMV	Kühlmittelverluststörfall
KTA	Kerntechnischer Ausschuss
KÜS	Körperschallüberwachungssystem
KWU	Kraftwerk Union AG
LÜS	Leckageüberwachungssystem
LWR	Leichtwasserreaktor (mit normalem Wasser betriebener Reaktor)
MUEEF	Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz
MPA	Materialprüfungsanstalt/Materialprüfamt
n	Neutron(en)
NAR	National Assessment Report
NZ-RL	Nicht zugängliche Rohrleitungen
OSART	Operational safety review team (IAEA Program)
PA	Prüfanweisung
PDCA	Plan Do Check Act cycle
PHB	Prüfhandbuch (FRM II oder BER II)
PVC	Polyvinylchlorid
PWSCC	Primary Water Stress Corrosion Cracking (primärwasserinduzierte Spannungsrisskorrosion)
RCM	Radiochemie München
RDB	Reaktordruckbehälter
RHWG	Reactor Harmonisation Working Group
RSK	Reaktor-Sicherheitskommission
PSÜ	Periodische Sicherheitsüberprüfung
RWE	RWE Power AG
SENUVK	Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin
SIR	Silikon-Kautschuk
SSK	Strahlenschutzkommission
StMUV	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz
SUR	Siemensunterrichtsreaktor
SÜS	Schwingungsüberwachungssystem
SWR	Siedewasserreaktor
TPR	Topical Peer Review
TSpRK	Transkristalline Spannungsrisskorrosion
UT	Ultrasonic test (Ultraschallprüfung)
VENE	Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH
VGB	VGB PowerTech e.V.
VPE	Vernetztes Polyethylen
VT	Visual Test (Sichtprüfung)

WANO	World Association of Nuclear Operators
WENRA	Western European Nuclear Regulator's Association
WKP	Wiederkehrende Prüfung
WLN	Weiterleitungsnachricht der GRS (nicht öffentlich)
w/z-Wert	Wasserzementwert bzw. Wasserbindemittelwert
ZfP	Zerstörungsfreie Prüfung
ZMA	Zentrale Melde- und Auswertestelle

Executive Summary

Die Notwendigkeit der Berücksichtigung von Alterungseffekten in Kernkraftwerken/Forschungsreaktoren ist in Deutschland bereits frühzeitig erkannt worden. Als Konsequenz daraus sind im Design bzw. der Auslegung der deutschen Kernkraftwerke Aspekte der Alterung berücksichtigt worden. Dabei handelt es sich zum Beispiel um eine sorgfältige und sachgerechte Auslegung, Fertigung und Inbetriebsetzung der Anlagen einschließlich ihrer Komponenten und Systeme, sowie eine hohe Qualität der eingesetzten Materialien.

Im Rahmen von wiederkehrenden Prüfungen, Instandhaltung- und Wartungsmaßnahmen werden technische Einrichtungen im Hinblick auf mögliche Alterungseffekte überwacht, mögliche Probleme im Vorfeld erkannt und frühzeitig Gegenmaßnahmen ergriffen. Mittels Auswertung nationaler und internationaler Betriebserfahrung fließen fortlaufend Erkenntnisse aus kerntechnischen Anlagen weltweit in die Maßnahmen zur Beherrschung von Alterungseffekten der Kernkraftwerke ein. Darüber hinaus wird der Stand von Wissenschaft und Technik anlagenbezogen regelmäßig ausgewertet, um neue Erkenntnisse zur Alterung erforderlichenfalls berücksichtigen zu können und somit das Sicherheitsniveau der Anlagen stetig erhalten bzw. verbessern zu können.

Im kerntechnischen Regelwerk, welches den Bewertungsmaßstab für die Arbeit der atomrechtlichen Aufsichtsbehörden in Deutschland bildet, wurde eine eigene Regel zum Alterungsmanagement in Kernkraftwerken entwickelt. Diese Regel des kerntechnischen Ausschusses legt Anforderungen an das Alterungsmanagement fest, die technische und organisatorische Maßnahmen zur rechtzeitigen Erkennung der für die Sicherheit eines Kernkraftwerkes relevanten Alterungsphänomene und zum Erhalt der erforderlichen Qualität der technischen Einrichtungen umfassen. Das deutsche kerntechnische Regelwerk wird regelmäßig auch auf Basis internationaler Standards und Erkenntnisse aktualisiert.

Die Betreiber haben in den Kernkraftwerken selbst integrierte Managementsysteme aufgebaut, welche auch Erkenntnisse über Alterungseffekte berücksichtigen. Damit ist sichergestellt, dass das Alterungsmanagement in die betrieblichen Prozesse eingebunden ist und alle zum sicheren Betrieb erforderlichen Informationen zur Verfügung stehen. Die deutschen Betreiber tauschen sich untereinander in eigenen Arbeitskreisen und Fachgremien zum Thema Alterungseffekte aus.

Das für ein effektives Alterungsmanagement erforderliche Wissen wird in einer Wissensbasis zusammengefasst und regelmäßig aktualisiert, so dass die Identifizierung von sicherheitstechnisch bedeutsamen Schädigungsmechanismen sichergestellt und die geeigneten Maßnahmen abgeleitet werden.

Die in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke werden im Bereich des Alterungsmanagements fortlaufend an den Stand von Wissenschaft und Technik angepasst. Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements für die deutschen Anlagen bestätigt die Wirksamkeit des Alterungsmanagements in deutschen Kernkraftwerken. Durch die praktizierte Vorgehensweise im Rahmen des nachfolgend beschriebenen Alterungsmanagement-Programms ist für die deutschen Kernkraftwerke und Forschungsreaktoren gewährleistet, dass das hohe Sicherheitsniveau der Anlagen im Betrieb erhalten bleibt.

Einleitung

Artikel 8e Absatz 2 der europäischen Richtlinie über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen 2009/71/EURATOM geändert durch die Richtlinie 2014/87/EURATOM sieht für alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union die Durchführung sogenannter Topical Peer Reviews alle sechs Jahre vor, die gemäß Artikel 8e Absatz 3 mit einem ersten Peer Review im Jahr 2017 beginnen sollen. Ausgehend von einem bestimmten Thema im Zusammenhang mit der nuklearen Sicherheit der hierzu in Betracht kommenden kerntechnischen Anlagen wird das erste Peer Review in mehreren Schritten durchgeführt. Die relevanten Ergebnisse werden anschließend veröffentlicht. Vorgesehen ist der folgende Ablauf:

- Die Mitgliedsstaaten der EU führen eine nationale Selbstbewertung für die in ihrem Land vorhandenen, ausgehend von dem Thema zu betrachtenden Anlagen durch und erstellen dazu einen nationalen Bericht.
- Die anderen Mitgliedsstaaten und die Europäische Kommission, als Beobachter, führen ein Peer Review der nationalen Selbstbewertungen durch.
- Es werden wenn nötig Folgemaßnahmen vereinbart.

Die Mitgliedsstaaten der europäischen Union haben durch die European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG) für das erste Peer Review das Thema „Alterungsmanagement“ ausgewählt. Dieses soll für alle zum 31. Dezember 2017 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke sowie Forschungsreaktoren mit einer Leistung $> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$ durchgeführt werden. Neben allgemeinen Aspekten des Alterungsmanagements soll auch zu speziellen Sachgebieten berichtet werden. Dies sind:

- elektrische Kabel,
- nicht zugängliche Rohrleitungen,
- Reaktordruckbehälter,
- Betonsicherheitsbehälter.

Zur Sicherstellung einer möglichst einheitlichen Struktur aller nationalen Berichte hat die WENRA auf Bitten der ENSREG eine Technische Spezifikation für das Peer Review erstellt /WEN 16/.

Der deutsche Bericht orientiert sich in den Inhalten an den Vorgaben der Technischen Spezifikationen /WEN 16/. Er umfasst dabei für die folgenden Kernkraftwerke (von Nord nach Süd):

- Kernkraftwerk Brokdorf
- Kernkraftwerk Emsland
- Kernkraftwerk Grohnde
- Kernkraftwerk Philippsburg 2
- Kernkraftwerk Neckarwestheim 2
- Kernkraftwerk Isar 2
- Kernkraftwerke Gundremmingen B + C

sowie die Forschungsreaktoren

- Forschungsreaktor München II (FRM II Garching bei München),
- Berliner Experimentalreaktor (BER II) und
- Forschungsreaktor Mainz (FRMZ) (freiwillig).

1 Allgemeine Informationen

1.1 Informationen zu Kernkraftwerken und Forschungsreaktoren

In Deutschland befinden sich derzeit acht Kernkraftwerke an sieben Standorten im Leistungsbetrieb. Sechs sind Druckwasserreaktoren (DWR), davon drei der Konvoibaulinie und drei der Baulinie 3. Zwei Kraftwerke sind Siedewasserreaktoren (SWR) der Baulinie 72. Tabelle 1-1 stellt die wesentlichen Daten der Kernkraftwerke dar. Für das Kernkraftwerk Gundremmingen B wurde im Atomgesetz das Ende des Leistungsbetriebes auf den 31. Dezember 2017 festgelegt. Damit würde es formal nicht mehr zu den im Peer Review zu betrachtenden Kernkraftwerken gehören. Aufgrund der Baugleichheit mit dem Kernkraftwerk Gundremmingen C wurde beschlossen, dieses Kernkraftwerk in den Bericht mit aufzunehmen. Die abgeschalteten Kernkraftwerke sowie die Kernkraftwerke, die sich bereits im Rückbau befinden, sind nicht Gegenstand dieses Berichtes.

Tabelle 1-1 Kernkraftwerke in Betrieb

Kernkraftwerk in Betrieb Standort	a) Genehmigungsinhaber b) Hersteller c) Eigentümer (Gesellschafter)	Typ Bruttoleistung MWe	Baulinie	a) Datum erste Teilgenehmigung b) Erstkritikalität c) Abschaltdatum nach AtG
1 Neckarwestheim 2 (GKN II) Neckarwestheim Baden-Württemberg	a) EnBW Kernkraft (EnKK) b) KWU c) EnKK 100%	DWR 1400	4 Konvoi	a) 09.11.1982 b) 29.12.1988 c) 31.12.2022
2 Philippsburg 2 (KKP 2) Philippsburg Baden-Württemberg	a) EnBW Kernkraft (EnKK) b) KWU c) EnKK 100%	DWR 1468	3	a) 06.07.1977 b) 13.12.1984 c) 31.12.2019
3 Isar 2 (KKI 2) Essenbach Bayern	a) PreussenElektra b) KWU c) PreussenElektra 75%, Stadtwerke München 25%	DWR 1485	4 Konvoi	a) 12.07.1982 b) 15.01.1988 c) 31.12.2022
4 Gundremmingen B (KRB B) Gundremmingen Bayern	a) Kernkraftwerk Gundremmingen b) KWU c) RWE Power 75%, PreussenElektra 25%	SWR 1344	72	a) 16.07.1976 b) 09.03.1984 c) 31.12.2017
5 Gundremmingen C (KRB C) Gundremmingen Bayern	a) Kernkraftwerk Gundremmingen b) KWU c) RWE Power 75%, PreussenElektra 25%	SWR 1344	72	a) 16.07.1976 b) 26.10.1984 c) 31.12.2021
6 Grohnde (KWG) Grohnde Niedersachsen	a) PreussenElektra b) KWU c) PreussenElektra 83,3%, Stadtwerke Bielefeld 16,7%	DWR 1430	3	a) 08.06.1976 b) 01.09.1984 c) 31.12.2021
7 Emsland (KKE) Lingen Niedersachsen	a) Kernkraftwerke Lippe-Ems b) KWU c) RWE Power 87,5%, PreussenElektra 12,5%	DWR 1400	4 Konvoi	a) 04.08.1982 b) 14.04.1988 c) 31.12.2022
8 Brokdorf (KBR) Brokdorf Schleswig-Holstein	a) PreussenElektra b) KWU c) PreussenElektra 80%, VENE 20%	DWR 1480	3	a) 25.10.1976 b) 08.10.1986 c) 31.12.2021



Abbildung 1-1 Kernkraftwerksstandorte in Deutschland

Deutschland beendet bis Ende 2022 die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung. Genehmigungen für die Errichtung von Kernkraftwerken dürfen nach AtG §7 Nr. (1) nicht mehr erteilt werden.

In Deutschland werden insgesamt sieben Forschungsreaktoren mit thermischen Leistungen zwischen 100 mW und 20 MW betrieben (siehe Tabelle 1-2). Genehmigungsinhaber sind staatliche bzw. staatlich geförderte Universitäten oder Forschungszentren. Drei dieser Reaktoren mit thermischen Leistungen im Bereich zwischen 100 kW und 20 MW werden als Neutronenquellen für die Forschung betrieben. Die übrigen vier Forschungsreaktoren sind Unterrichtsreaktoren mit thermi-

schen Leistungen von 100 mW (SUR, Siemensunterrichtsreaktor) bzw. 2 W (AKR-2, Ausbildungskernreaktor der TU Dresden), die für die praktische Ausbildung auf den Gebieten Reaktorphysik und Strahlenschutz an der Hochschule Furtwangen, der Universität Stuttgart, der Hochschule Ulm und der Technischen Universität Dresden betrieben werden.

Für die gegenseitige Überprüfung und damit den nationalen Bericht sind gemäß den Technischen Spezifikationen /WEN 16/ verpflichtend nur Forschungsreaktoren mit einer Leistung $>1\text{MW}_{\text{th}}$ zu berücksichtigen. Der Forschungsreaktor der Universität Mainz beteiligt sich auf freiwilliger Basis.

Tabelle 1-2 Forschungsreaktoren in Betrieb

Forschungsreaktor Standort		Genehmigungsinhaber	Reaktortyp therm. Leistung [MWth] th. n-Fluss [$\text{cm}^{-2}\text{s}^{-1}$]	Erstkritikalität
1	SUR-FW Furtwangen Baden-Württemberg	Hochschule Furtwangen	SUR-100 $1 \cdot 10^{-7}$ $6 \cdot 10^6$	28.06.1973
2	SUR-S Stuttgart Baden-Württemberg	Universität Stuttgart Institut für Kernenergetik und Energiesysteme	SUR-100 $1 \cdot 10^{-7}$ $6 \cdot 10^6$	24.08.1964
3	SUR-U Ulm Baden-Württemberg	Hochschule Ulm Labor für Strahlenmesstechnik und Reaktortechnik	SUR-100 $1 \cdot 10^{-7}$ $5 \cdot 10^6$	01.12.1965
4	FRM II Garching Bayern	Freistaat Bayern, Staatsministerium für Bildung und Kultur, Wissenschaft und Kunst, Technische Universität München	Schwimmbad/ Kompaktkern 20 $8 \cdot 10^{14}$	02.03.2004
5	BER II Berlin	Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH (HZB)	Schwimmbad/MTR 10 $1 \cdot 10^{14}$	09.12.1973
6	FRMZ Mainz Rheinland-Pfalz	Universität Mainz Institut für Kernchemie	Schwimmbad/ TRIGA Mark II 0,1 $4 \cdot 10^{12}$	03.08.1965
7	AKR-2 Dresden Sachsen	Technische Universität Dresden Institut für Energietechnik	SUR-Typ $2 \cdot 10^{-6}$ $3 \cdot 10^7$	22.03.2005

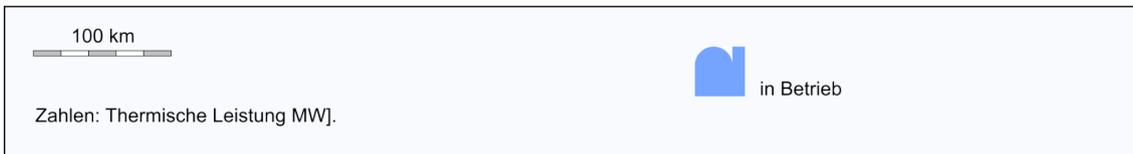
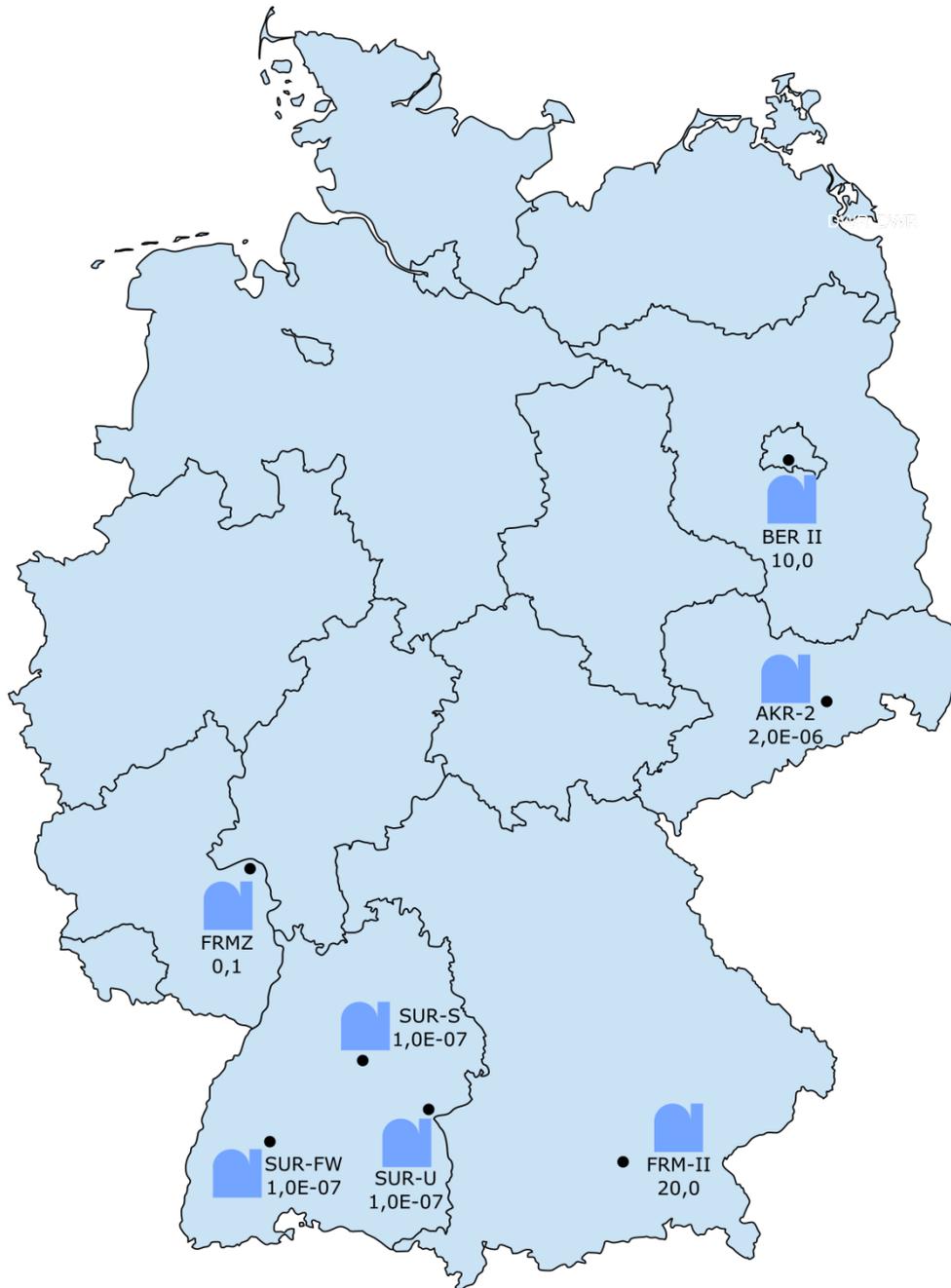


Abbildung 1-2 Forschungsreaktoren in Deutschland

1.2 Vorgehen zur Erstellung des nationalen Überprüfungsberichts

Ende Januar 2017 wurde der Prozess der Erstellung des nationalen Berichts (National Assessment Report, NAR) auf Basis der Technischen Spezifikationen /WEN 16/ und der ENSREG Terms of References (ToR) durch das BMUB und die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder gestartet. Der Prozess bestand aus der Erstellung der Berichte für die einzelnen Kapitel, der Selbstbewertung durch die Genehmigungsinhaber (Leistungsreaktoren und Forschungsreaktoren), der Überprüfung durch die zuständigen atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder und der Erstellung des Gesamtberichtes durch das BMUB.

Für den nationalen Bericht haben die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder, die Betreiber der Kernkraftwerke und der Forschungsreaktoren Berichtsteile erstellt. Die Berichtsteile der Betreiber der Kernkraftwerke wurden unter dem Dach des VGB (Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme) verfasst.

Im Zeitraum Juni bis September wurden die von den Betreibern erstellten Berichte von den atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder überprüft. Von September an wurden die Berichte der Länder vom BMUB inhaltlich zusammengeführt. Im Zeitraum Oktober bis Dezember 2017 wurde der nationale Bericht mit allen Beteiligten abgestimmt und übersetzt. Die Veröffentlichung des Berichts erfolgte im Dezember 2017.

Der Bericht ist auf der Webseite des BMUB unter www.bmub.bund.de in Deutsch und Englisch veröffentlicht.

Zielsetzung für den deutschen Bericht war eine ausreichende Detailtiefe, um sowohl die positiven als auch negativen Erfahrungen mit den vorhandenen Alterungsmanagement-Programmen herauszuarbeiten und Verbesserungsmaßnahmen zu identifizieren. Bei der Beschreibung der Alterungsmanagement-Programme der Genehmigungsinhaber wurde auf programmatische Aspekte, auf die Umsetzung der Programme für ausgewählte Systeme und Komponenten und auf die Erfahrungen eingegangen. Auch wurden sowohl Gemeinsamkeiten als auch Unterschiede in den einzelnen Anlagen – bedingt durch unterschiedliche Designs – aufgezeigt. Hierfür wurden die entsprechenden Kapitel in Leistungs- und Forschungsreaktoren unterteilt (siehe Beispiel Tabelle 1-3).

Tabelle 1-3 Unterstruktur zur Abbildung von Unterschieden und Gemeinsamkeiten im deutschen NAR am Beispiel der Kapitel 2.3, 2.6 und 3.1.1.

Kapitel	Titel	Betreiber	Behörde
2.3	Beschreibung des Alterungsmanagements	x	
2.3.a	Leistungsreaktoren	EnBW, PreussenElektra, RWE	
2.3.b	Forschungsreaktoren (FRM II, BER II, FRMZ)	TUM, HZB, Uni Mainz	
2.6	Aufsichtsbehördliches Verfahren		x
3.1.1	Beschreibung des Alterungsmanagements für elektrische Kabel		
3.1.1.a	Leistungsreaktoren	EnBW, PreussenElektra, RWE	
3.1.1.b	Forschungsreaktoren (FRM II, BER II, FRMZ)	TUM, HZB, Uni Mainz	

2 Übergreifende Anforderungen an das Alterungsmanagement und deren Umsetzung

2.1 Deutsche Regelwerksvorgaben

In Deutschland sind die Anforderungen an die Qualität von sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen (im Folgenden kurz technische Einrichtungen/SSC) im Atomgesetz (AtG), in den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke (SiAnf) und im kerntechnischen Regelwerk des kerntechnischen Ausschusses (KTA) und technischen Spezifikationen für Komponenten und Systeme festgeschrieben.

Wesentliche Elemente des Alterungsmanagements wurden in den deutschen Kernkraftwerken bereits frühzeitig praktiziert. Bereits bei der Anlagenerrichtung und den verwendeten Spezifikationen wurde die mögliche Beeinträchtigung technischer Einrichtungen durch Schädigungsmechanismen berücksichtigt. Zur bestmöglichen Vermeidung von Alterung wurden u. a.

- hochwertige Werkstoffe eingesetzt,
- die Belastungen von technischen Einrichtungen bei der Auslegung, Errichtung und Betrieb berücksichtigt und
- sicherheitstechnisch wichtige Komponenten mit hohen Sicherheitsreserven ausgelegt, so dass Beeinflussungen durch Alterung während der Betriebsdauer abgedeckt werden.

Ebenfalls wurde die Überwachung möglicher alterungsbedingter Schädigungsmechanismen von Anfang an vorgesehen und praktiziert. Das geschah u. a. durch

- die Sicherstellung der Prüfbarkeit der technischen Einrichtungen durch entsprechende Auslegungsanforderungen, z. B. Beschleifen von Schweißnähten innen und außen, Zugänglichkeit, betriebsbegleitende Bestrahlung von Werkstoffen,
- die Überwachung von Belastungen, z. B. kontinuierliche Aufzeichnung von Anlagentransienten und Temperaturänderungen,
- umfangreiche wiederkehrende Prüfungen (WKP) und
- vorbeugende Instandhaltung, wie z. B. dem frühzeitigen Austausch von Verschleißteilen.

Diese Maßnahmen des Alterungsmanagements sind frühzeitig in das kerntechnische Regelwerk eingeflossen und wurden kontinuierlich auf Basis neuer Erkenntnisse in Wissenschaft und Technik sowie der Auswertung interner und externer Betriebserfahrungen weiterentwickelt.

Der Rahmen für die nationale atomrechtliche Gesetzgebung und Regelsetzung für das nationale kerntechnische Regelwerk wird durch die in Abbildung 2-1 dargestellte Regelwerkspyramide abgebildet. Auf den oberen Hierarchieebenen der Regelwerkspyramide befinden sich allgemein verbindlich Gesetze und Verordnungen. Dies sind in Deutschland das Grundgesetz (GG) /GRU 14/, das AtG /AtG 16/ und die auf der Grundlage des AtG erlassenen Verordnungen.

Im GG werden grundlegende Prinzipien vorgegeben, die auch für das Atomrecht gelten. Mit den im GG festgelegten Grundrechten, insbesondere dem Grundrecht auf Leben und körperliche Unversehrtheit, wird der Maßstab vorgegeben, der an die Schutz- und Vorsorgemaßnahmen bei Kernkraftwerken anzulegen ist. Dieser wird in den Hierarchiestufen der Regelwerkspyramide (siehe Abbildung 2-1) weiter konkretisiert. Zudem enthält das GG Regelungen über die Zuständigkeiten von Bund und Ländern bei der Gesetzgebung und dem Gesetzesvollzug.

Das AtG enthält die grundlegenden nationalen Regelungen für Schutz- und Vorsorgemaßnahmen, den Strahlenschutz und die Entsorgung radioaktiver Abfälle und bestrahlter BE in Deutschland und ist die Grundlage für die zugehörigen Verordnungen.

In Rechtsverordnungen können zusätzliche Ermächtigungen für den Erlass von allgemeinen Verwaltungsvorschriften enthalten sein. Allgemeine Verwaltungsvorschriften regeln die Handlungsweise der Behörden, binden also unmittelbar nur die Verwaltung. Sie entfalten jedoch mittelbare Außenwirkung, wenn sie konkreten Verwaltungsentscheidungen zugrunde gelegt werden.

Der Bund veröffentlicht nach Beratung mit den Ländern Bekanntmachungen (in Form von Anforderungen, Richtlinien, Leitlinien, Kriterien und Empfehlungen). In der Regel handelt es sich um im Konsens mit den zuständigen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden der Länder beschlossene Regelungen zur einheitlichen Handhabung des AtG. Die Bekanntmachungen des Bundes beschreiben die Auffassung der atomrechtlichen Bundesaufsicht zu allgemeinen Fragen der kerntechnischen Sicherheit und der Verwaltungspraxis und dienen den Landesbehörden als Orientierung beim Vollzug des AtG. Sie werden von den zuständigen Landesbehörden im Rahmen von Genehmigungsverfahren oder bei ihrem aufsichtlichen Handeln in eigener Zuständigkeit herangezogen. Dadurch wird auch sichergestellt, dass der Vollzug in den verschiedenen Bundesländern möglichst nach vergleichbaren Maßstäben erfolgt. Im Verhältnis zu den Genehmigungsinhabern erlangen diese durch ihre Berücksichtigung in Genehmigungen oder aufsichtlichen Verfügungen Verbindlichkeit.

Im untergesetzlichen kerntechnischen Regelwerk werden sicherheitstechnische Anforderungen definiert. Es setzt sich zusammen aus den

- „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“,
- Bekanntmachungen und Richtlinien des BMUB,
- Leitlinien der RSK,
- Empfehlungen der RSK, ESK und SSK,
- Regeln des KTA,
- technischen Spezifikationen für Komponenten und Systeme und
- Organisations- und Betriebshandbüchern.

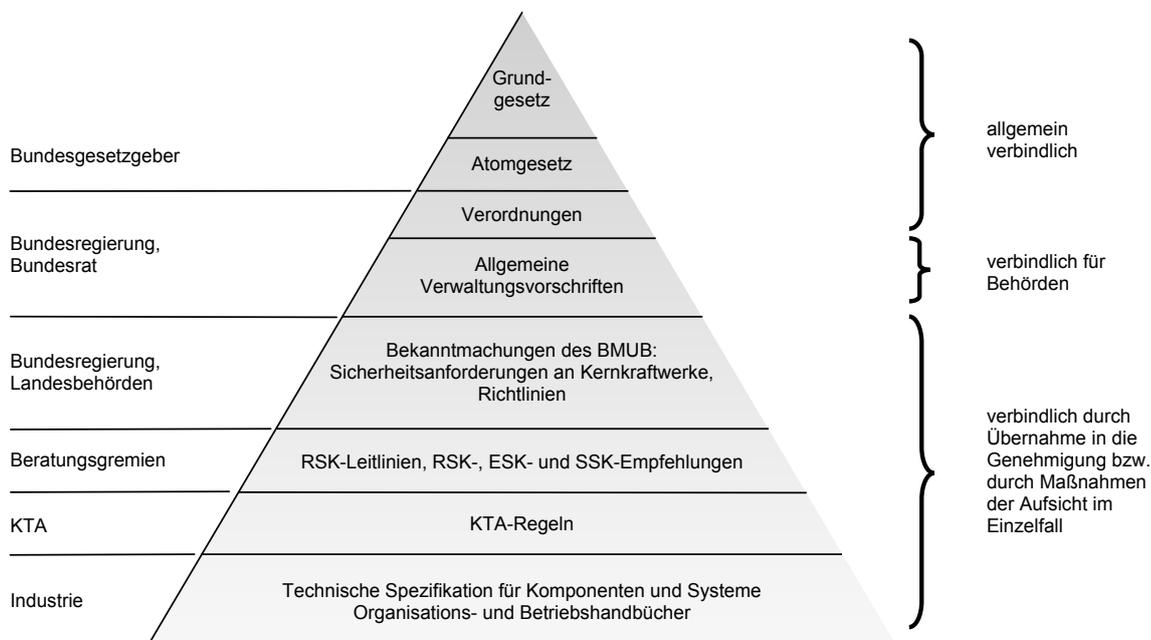


Abbildung 2-1 Nationale Regelwerkspyramide

Die Betriebspraxis zu Aspekten des Alterungsmanagements basiert auf den rechtlichen Grundlagen und den vorhandenen Regelwerken (AtG, Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung (AtSMV), Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, RSK-Empfehlungen, Regeln des

KTA, DIN-Normen und sonstige konventionelle Regeln sowie auf anlagenspezifischen Festlegungen).

Die Maßnahmen zur langfristigen Aufrechterhaltung der erforderlichen Qualität (Alterungsmanagement) sind ein integraler Bestandteil der Qualitätsanforderungen im nationalen kerntechnischen Regelwerk.

Die „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ /SIC 15/ enthalten Anforderungen an ein integriertes Managementsystem (IMS), das auch Ziele und Anforderungen an die Alterung berücksichtigen muss. Konkret wird für die Sicherheitsebenen 1 bis 4 des gestaffelten Sicherheitsebenenkonzepts ein Überwachungskonzept zur Erkennung von alterungsbedingten Schäden gefordert. Weiterhin wird gefordert, dass Vorkehrungen gegen ein Versagen auf Grund von Ermüdung, Korrosion und weiteren Alterungsmechanismen zu treffen sind, sofern WKP nicht im erforderlichen Umfang durchgeführt werden können.

Die „Interpretationen zu den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ /INT 15/ enthalten ebenfalls Anforderungen an das Alterungsmanagement. So wird gefordert, die Betriebserfahrung für das Alterungsmanagement zu nutzen. Die zentrale Anforderung findet sich in der Interpretation I-2 zu den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerken im Absatz 2.5.1 (9) wieder: „Zur systematischen Erkennung, Verfolgung bzw. Vermeidung von Alterungseinflüssen auf die Integrität der Komponenten ist ein Alterungsmanagementsystem zu installieren.“

Die Regeln des Kerntechnischen Ausschusses (KTA) haben die Aufgabe, sicherheitstechnische Anforderungen anzugeben, um die im AtG und in der Strahlenschutzverordnung (StrlSchV) festgelegten sowie in den „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ weiter konkretisierten Schutzziele zu erreichen und so den Nachweis der Einhaltung der nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderlichen Vorsorge gegen Schäden durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage (§ 7 Absatz 2 Nr. 3 AtG) erbringen zu können. Die KTA-Regeln werden alle fünf Jahre auf Aktualität überprüft und ggf. überarbeitet. Dabei wird insbesondere auch die Weiterentwicklung des internationalen Regelwerks berücksichtigt.

Die allgemeinen Anforderungen an das integrierte Managementsystem aus den Sicherheitsanforderungen werden in der KTA 1402 /KTA 12/ konkretisiert. Die speziellen Anforderungen an das Alterungsmanagement wurden in der KTA 1403 /KTA 17/ festgelegt.

Die KTA 1403 wird auf die in den Genehmigungsunterlagen und den Betriebsvorschriften der jeweiligen Anlage festgelegten sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen einschließlich zugehöriger Hilfs- und Betriebsstoffe von in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken angewandt. Sie behandelt die physikalische Alterung unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse im Hinblick auf alterungsrelevante Sachverhalte. Darüber hinaus werden Vorgehensweisen hinsichtlich Qualifizierung, Kompetenz- und Know-how-Erhalt des Personals sowie der Dokumentation und der Daten aus Informations- und Betriebsführungssystemen für das Alterungsmanagement behandelt.

Von den Genehmigungsinhabern von Kernkraftwerken ist danach ein systematisches und wissensbasiertes Alterungsmanagement als Teil des integrierten Managementsystems einzurichten, welches zu organisieren, zu dokumentieren, auszuwerten und fortzuschreiben ist. Das Alterungsmanagement ist prozessorientiert umzusetzen sowie organisatorisch in den betrieblichen Ablauf einzubinden. Hierzu sind die nachfolgenden grundsätzlichen Anforderungen vom Betreiber umzusetzen:

- Der Betrachtungsumfang ist festzulegen und zu dokumentieren. Einzubeziehende sind
 - Alterung von Hilfs- oder Betriebsstoffen der jeweiligen technischen Einrichtungen sowie
 - alterungsrelevante Einflüsse auf die Daten aus Informations- und Betriebsführungssystemen einschließlich der Dokumentation.

- Durch das Alterungsmanagement ist die Identifizierung der sicherheitstechnisch bedeutsamen Schädigungsmechanismen sicherzustellen. Die Ursachen und/oder Folgen dieser Schädigungsmechanismen sind durch geeignete Maßnahmen zu beherrschen.
- Die Weiterentwicklung des Standes von Wissenschaft und Technik ist zu verfolgen und auszuwerten.
- Die durchgeführten Maßnahmen zum Alterungsmanagement und die erzielten Ergebnisse sind zu dokumentieren und zu bewerten. In periodischen Abständen sind hierüber Berichte zu erstellen. Auf der Grundlage der durchgeführten Auswertungen ist das Alterungsmanagement fortlaufend zu verbessern. Unzulässige Abweichungen vom Qualitätszustand sind zu beseitigen.
- Das Alterungsmanagement ist Teil eines integrierten Managementsystems. Es ist prozessorientiert umzusetzen und organisatorisch in den betrieblichen Ablauf einzubinden. Die beteiligten Prozesse (z. B. Wartung, Instandhaltung), die miteinander verknüpften Tätigkeiten sowie ihre Wechselwirkungen untereinander sind zu identifizieren, zu leiten und zu lenken. Diese Vorgehensweise ist nach den Grundsätzen eines PDCA-Prozesses (Plan-Do-Check-Act) zu gestalten (siehe Abbildung 2-2).
- Das Alterungsmanagement ist auf Grundlage einer strukturierten Wissensbasis durchzuführen. Diese muss insbesondere ausreichende Informationen zum jeweiligen Auslegungskonzept, zu alterungsrelevanten Anforderungen aus dem Regelwerk, zur Auslegung und Herstellung sowie Betriebsgeschichte der technischen Einrichtungen, zu möglichen Schädigungsmechanismen sowie in Bezug auf die wirksamen Schädigungsmechanismen die vorgesehenen und möglichen Überwachungs-, Prüf- und Abhilfemaßnahmen einschließlich der Bewertung der Ergebnisse enthalten.

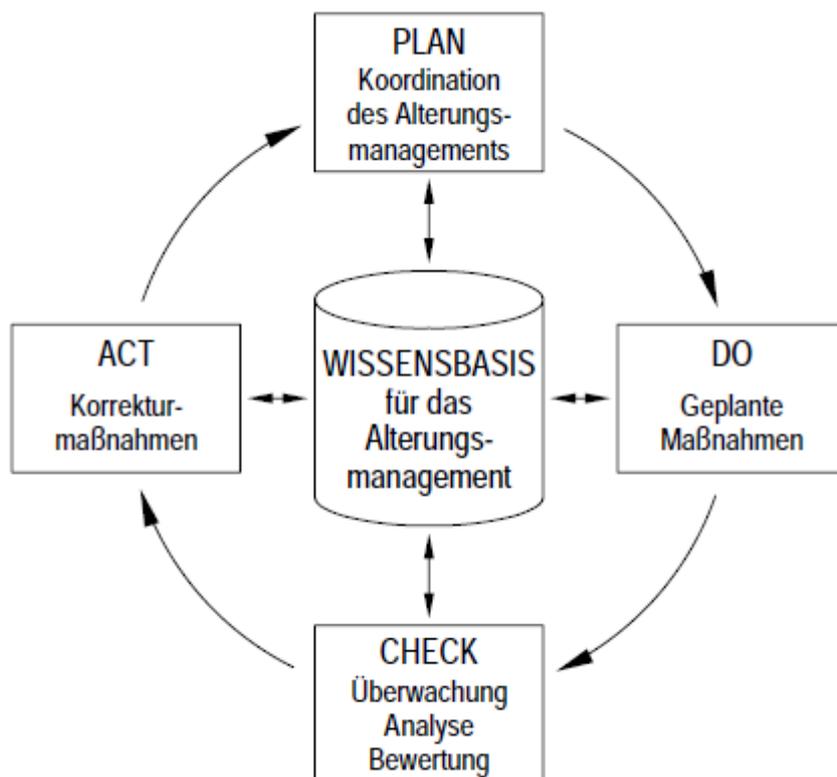


Abbildung 2-2 PDCA-Zyklus im Alterungsmanagement /KTA 17/

Die Prozessorientierung und relevante Aspekte eines PDCA Prozesses wird in KTA 1402 /KTA 12/ „Integriertes Managementsystem zum sicheren Betrieb von Kernkraftwerken“ gefordert.

Werden an sicherheitstechnisch nicht wichtigen technischen Einrichtungen Alterungseffekte erkannt, die auf gleichartige im Alterungsmanagement berücksichtigte technische Einrichtungen übertragbar sind, sollen diese Erkenntnisse in das Alterungsmanagement einfließen.

Die KTA 1403 enthält weitere spezifische Anforderungen an verschiedene Gruppen technischer Einrichtungen, wie mechanische Systeme und Komponenten, technische Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik, baulichen Einrichtungen und Hilfs- und Betriebsstoffen.

Weitere detaillierte Anforderungen für den Erhalt der anforderungsgerechten Qualität technischer Einrichtungen sind auch Bestandteil komponentenspezifischer KTA-Regeln, wie z. B. KTA 3201.4 oder KTA 3211.4. Die Überwachung der Einhaltung der Anforderungen an die anforderungsgerechte Qualität erfolgt durch die betriebliche Überwachung, die Instandhaltung und die WKP. Dafür bestehen anlagenspezifisch eindeutige Festlegungen, die die technischen Inhalte und das Vorgehen bei der Umsetzung bestimmen. Diese Festlegungen und ihre Umsetzung werden von der Aufsichtsbehörde sowie den hinzugezogenen Sachverständigen geprüft.

Neben dem Alterungsmanagement werden durch die periodische Sicherheitsüberprüfung, die seit Mitte der 90er Jahre in allen deutschen Kernkraftwerken durchgeführt wird, die konzeptionellen Alterungsaspekte umfassend bewertet.

2.2 International Standards

Nachfolgend wird eine Übersicht über die internationalen Anforderungen, die im nationalen Regelwerk berücksichtigt wurden, gegeben.

Auf europäischer Ebene bildet das Issue I „Ageing Management“ der WENRA Safety Reference Level /WEN 14/ grundlegende Anforderungen an das Alterungsmanagement ab.

Bei der IAEA sind Anforderungen in den spezifischen Safety Requirements SSR 2/1 „Safety of Nuclear Power Plants: Design“/IAE 16a/, SSR 2/2 „Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation“/IAE 16b/ und SSR 3 „Safety of Research Reactors“/IAE 16c/ enthalten. Empfehlungen zur Umsetzung des Alterungsmanagements werden für Kernkraftwerke im Safety Guide NS-G-2.12 „Ageing Management for Nuclear Power Plants“ /IAE 09a/ und für Forschungsreaktoren im Safety Guide SSG-10 „Ageing Management for Research Reactors“ /IAE 10/ gegeben.

Darüber hinaus nehmen Vertreter von deutschen Institutionen (Betreiber, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS)) von Beginn an aktiv am IAEA Extrabudgetary Programme on International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL) teil um einerseits ihre Erfahrungen beim Alterungsmanagement von deutschen Kernkraftwerken einzubringen und andererseits relevante Erkenntnisse und Entwicklungen beim Alterungsmanagement in ausländischen Kernkraftwerken zeitnah verfolgen zu können.

Die Richtlinie des Europäischen Rates 2009/71 EURATOM /EUR 14/ fordert eine periodische Sicherheitsüberprüfung alle 10 Jahre. Im IAEA Regelwerk wird im Safety Guide SSG-25 „Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants“ /IAE 13/ die Überprüfung des Alterungsmanagements im Safety Factor 4 gefordert.

2.3 Beschreibung des Alterungsmanagements

2.3.1 Umfang des Alterungsmanagements

2.3.1.a Leistungsreaktoren

Entsprechend der KTA 1403 umfasst das Alterungsmanagement alle Maßnahmen zur Beherrschung von Schädigungsmechanismen, die die Sicherheit eines Kernkraftwerkes beeinträchtigen können. In der KTA 1403 werden daher neben den übergeordneten Anforderungen an das Alterungsmanagement auch Anforderungen an das Alterungsmanagement sicherheitstechnisch wichtiger technischer Einrichtungen und deren Hilfs- und Betriebsstoffe vorgegeben. Unter technischen Einrichtungen werden entsprechend der KTA 1403 mechanische Komponenten und Systeme, elektro- und leittechnische Geräte und Komponenten sowie bauliche Einrichtungen (Bauwerke, Teilbauwerke, bautechnische Systeme und Bauwerksteile) verstanden.

Darüber hinaus werden in der KTA 1403 nicht-technische Aspekte behandelt. Diese umfassen die Qualifizierung, den Kompetenz- und Know-how-Erhalt des Personals, die Alterung der Dokumentation und die Dokumentation von Daten aus Informations- und Betriebsführungssystemen. Diese nicht-technischen Aspekte sind in den Technischen Spezifikationen nicht enthalten. Daher wird in diesem Bericht nicht darauf eingegangen.

Bereits vor dem Inkrafttreten der KTA 1403 wurden in den deutschen Kernkraftwerken umfangreiche Maßnahmen mit dem Ziel durchgeführt, die erforderlichen funktionalen Merkmale der technischen Einrichtungen in der geforderten anforderungsgerechten Qualität dauerhaft, d. h. unter Berücksichtigung der Einwirkungen von Schädigungsmechanismen, zu gewährleisten. Die Maßnahmen wurden für die technologischen Aspekte bereits bei der Auslegung der Kernkraftwerke sowie der Fertigung ihrer Komponenten angewandt und durch Regelungen für den Betrieb der Kernkraftwerke weitergeführt.

Zur weiteren Entwicklung der Wissensbasis hinsichtlich des dauerhaften Erhalts der anforderungsgerechten Qualität haben die deutschen Betreiber frühzeitig im Rahmen des VGB zusammen mit den Herstellerfirmen einen intensiven Austausch zu technischen und auch organisatorischen Themen etabliert.

In einer Vielzahl von Arbeitskreisen werden Informationen zu bzw. Erfahrungen mit Schädigungsmechanismen ausgetauscht. Mittels dieser betreiberübergreifenden Zusammenarbeit wird gewährleistet, dass alle relevanten Erkenntnisse und Erfahrungen zeitnah zur Verfügung stehen.

Ebenfalls aus den Arbeiten des VGB ging bereits in den 1990er Jahren - lange vor der Inkraftsetzung der KTA 1403 - ein gemeinsames, einheitliches Kompendium zum Alterungsmanagement hervor /VGB 97/. Die bis dahin existierenden Inhalte des Alterungsmanagements der deutschen Kernkraftwerke wurden in diesem Dokument zusammengefasst.

In der KTA 1403 werden Maßnahmen zur Beherrschung alterungsrelevanter Schädigungsmechanismen definiert. Bereits in der Frühphase des Alterungsmanagements wurden in Deutschland unterschiedliche Konzepte für die technischen Einrichtungen der Maschinentechnik, Elektro- und Leittechnik sowie der Bautechnik entwickelt. Die bis dahin existierenden Vorgehensweisen der deutschen Betreiber sind bereits in den 1990er Jahren in komponentenspezifische KTA-Regeln eingeflossen. Mit der Einführung der KTA 1403 /KTA 10/ im Jahr 2010 wurden die wesentlichen fachspezifischen Anforderungen in einem allgemein formulierten, übergeordneten Managementprozess zusammenfassend dargestellt. Insgesamt stellt die KTA 1403 einen Anforderungskatalog dar, der eine fortlaufende Bewertung der funktionalen Merkmale der technischen Einrichtungen und ihrer alterungsrelevanten Schädigungsmechanismen entsprechend einem geschlossenen Kreislauf ermöglicht und sichergestellt. Alle Maßnahmen werden hierbei prozessorientiert umgesetzt und sind organisatorisch in den betrieblichen Ablauf eingebunden.

Die Prozessorientierung des Alterungsmanagements stellt geregelte Verantwortlichkeiten auch über unterschiedliche Fachbereiche für technische Einrichtungen sicher. Dies ermöglicht ein wirksames Handeln und führt durch die wiederkehrende Bewertung der Wirksamkeit des Prozesses zur kontinuierlichen Verbesserung der Qualität des Alterungsmanagements.

Seit Inkrafttreten der KTA 1403 werden in den deutschen Kernkraftwerken die Prozesse des Alterungsmanagements einheitlich umgesetzt. Sofern erforderlich werden die Prozesse angepasst bzw. weiterentwickelt und in den Organisationsablauf und Arbeitsablauf implementiert. Der Betrachtungsumfang der technischen Einrichtungen wurde fachspezifisch angepasst. Darüber hinaus wurden die im Sinne der KTA 1403 anlagenspezifisch zu betrachtenden Schädigungsmechanismen katalogisiert und hinsichtlich ihrer Relevanz in Bezug auf die technischen Einrichtungen systematisch charakterisiert.

Die in der KTA 1403 enthaltenen nicht technischen Anforderungen wurden ebenfalls in den Prozess des Alterungsmanagements integriert, sodass auch in diesen Bereichen alterungsbedingte Beeinträchtigungen rechtzeitig identifiziert und beherrscht werden können. Entsprechend der Vorgaben der KTA 1403 wurden diese Konzepte kraftwerksspezifisch in Basisberichten zusammengefasst und ihre Wirksamkeit wird im Rahmen von Statusberichten jährlich bewertet. Für die baulichen Einrichtungen erfolgt dies in einem gesonderten Bauzustandsbericht, der in einem Turnus von 10 Jahren erstellt wird.

Durch die Zentrale Melde- und Auswertestelle (ZMA) des VGB ist der bundesweite Informationsaustausch über meldepflichtige Ereignisse nach AtSMV /ATS 92/ und andere Vorkommnisse in deutschen und ausländischen Anlagen organisiert. Diese Ereignisse umfassen auch Ereignisse mit Relevanz zum Alterungsmanagement. Die ZMA organisiert zu diesen Ereignissen ggf. erforderliche Stellungnahmen der Herstellerfirmen und verteilt diese an die Betreiber. Beispielhaft zu nennen sind Stellungnahmen zu den Befunden an den Druckfedern von Drosselkörpern und zur Haltbarkeit und Funktionsfähigkeit von Elektrolytkondensatoren auf leittechnischen Baugruppen. Durch die Kraftwerksbetreiber werden die Informationen und Erkenntnisse analysiert und auf ihre Übertragbarkeit auf die eigene Anlage überprüft. Bei Erfordernis werden die notwendigen Maßnahmen getroffen. Als Beispiele für Maßnahmen sind die Whiskerprüfung und -reinigung an Lötstellen zu nennen oder auch das Programm zum vorbeugenden Tausch von Elektrolytkondensatoren auf den leittechnischen Baugruppen. Weitere Beispiele werden in den Kapiteln 2.3.4a und 2.4 benannt.

Meldepflichtige Ereignisse aus deutschen Kernkraftwerken oder Ereignisse ausländischer Anlagen von übergeordneter Bedeutung werden zusätzlich von der GRS im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) untersucht und, sofern erforderlich, die Ergebnisse mit Empfehlungen der GRS an die Betreiber im Rahmen sogenannter Weiterleitungsnachrichten verteilt.

Insgesamt verfügen die deutschen Betreiber über ein umfangreiches System zum Erfahrungsaustausch. Dieses führt kombiniert mit dem Prozess des nationalen und internationalen Erfahrungsaustausches der atomrechtlichen Aufsichtsbehörden zu einem intensiven Erfahrungsaustausch über alterungsrelevante Schädigungsmechanismen und deren Bewertung.

Die spezifischen Betrachtungsumfänge gliedern sich in der KTA 1403 für sicherheitstechnisch wichtige technische Einrichtungen wie folgt:

- Mechanische Systeme und Komponenten,
- Technische Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik,
- Bauliche Einrichtungen,
- Hilfs- und Betriebsstoffe der technischen Einrichtungen.

Für diese unterschiedlichen technischen Einrichtungen werden in der KTA 1403 wiederum teilweise Gruppen gebildet, um dem gestaffeltem Sicherheitskonzept Rechnung zu tragen. D. h. für bestimmte Gruppen gelten höhere alterungsmanagementspezifische Anforderungen als für andere.

Der genaue Betrachtungsumfang der technischen Einrichtungen richtet sich nach dem jeweiligen Design und den entsprechenden sicherheitstechnischen Klassifizierungen in den schriftlichen betrieblichen Regelungen.

Durch die in Deutschland alle zehn Jahre durchzuführenden periodischen Sicherheitsüberprüfung wird sichergestellt, dass auch das Sicherheitskonzept der Kernkraftwerke und damit der technischen Einrichtungen anhand des Standes von Wissenschaft und Technik überprüft und ggf. fortgeschrieben wird.

Der anlagenspezifische Umfang der technischen Einrichtungen, die dem systematischen Alterungsmanagement unterliegen, wurde gemäß der Vorgabe der KTA 1403 ebenfalls in Basisberichten zum Alterungsmanagement beschrieben. Den entsprechend definierten Kategorien bzw. Gruppen von technischen Einrichtungen ist durch die Kraftwerksbetreiber ein anlagenspezifisches Maßnahmenprogramm zur Beherrschung relevanter alterungsbedingter Schädigungsmechanismen zugewiesen. Auch die Qualitätsanforderungen lagen in den deutschen Kernkraftwerken bereits in der geforderten Form vor. Die Festlegungen dazu sind in den Betriebshandbüchern und weiteren anlagenspezifischen Unterlagen für das sachliche und administrative Vorgehen enthalten.

Die Maßnahmen der Instandhaltung und der WKP werden in den Betriebsführungssystemen oder in den begleitenden Unterlagen festgehalten. Die Betriebsdaten der betrieblichen Überwachung werden für mehrere Jahre vorgehalten und in eine geeignete Langzeitspeicherung überführt.

2.3.1.b Forschungsreaktoren

Ein eigenständiges Alterungsmanagement-Programm, wie es bei den Kernkraftwerken realisiert ist, gibt es für die deutschen Forschungsreaktoren nicht. In den deutschen Forschungsreaktoren FRM II, BER II und FRMZ findet das Alterungsmanagement im Rahmen der Instandhaltung (KTA 3301 und 3501) statt. In Anlehnung an die KTA 1403 werden dabei die genannten Aspekte des Alterungsmanagements zugrunde gelegt, um einen möglichen Änderungsbedarf zu erkennen und den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik sicherzustellen.

Die Überwachung der Alterung wird im Rahmen des Programms der WKP und regelmäßiger Anlagenbegehungen behandelt. Die Ergebnisse der Prüfungen liefern wesentliche Erkenntnisse für die Anlageninstandhaltung im Sinne eines Alterungsmanagements. Das Programm der WKP (siehe z. B. /FRM 14/) und der Betriebsbegehungen ist in den Genehmigungen der Forschungsreaktoren festgelegt (z. B. 3. Teilgenehmigung des FRM II; 3. Teilgenehmigung des BER II). Hierbei werden Herstellervorgaben, Betriebsaufzeichnungen, interner und externer Erfahrungsaustausch, sowie Weiterleitungsnachrichten berücksichtigt.

Für den FRMZ wurde zudem im Jahr 2010 das Programm der WKP überarbeitet und in Abstimmung mit der für den FRMZ zuständigen Aufsichts- und Genehmigungsbehörde ein Prüfhandbuch (PHB) erstellt.

Die Verantwortlichkeiten sind auf Seiten des Betreibers in der personellen Betriebsorganisation geregelt (siehe z. B. Betriebshandbuch FRM II Kapitel 1 Teil 1 „Personelle Betriebsorganisation“; Betriebshandbuch FRMZ, Teil 1, Kapitel 1 „Personelle Ordnung“).

Die sicherheitstechnisch bedeutsamen Komponenten sind ebenfalls im Betriebshandbuch (z. B. Betriebshandbuch FRM II, Teil 2 Kapitel 3 „Meldekriterien“) aufgelistet. Deren Überwachung erfolgt durch die umfangreiche Instrumentierung und im Rahmen des WKP-Konzepts. Komponenten gleicher Funktion (z. B. die Abschaltstäbe) oder ggf. gleichen Aufbaus (z. B. die Sekundär- und Tertiärpumpen) werden dabei so weit wie möglich auch gleich behandelt.

Im Ergebnis der WKP werden die geprüften Komponenten, falls erforderlich, getauscht bzw. durch verbesserte ersetzt. Ebenfalls Ergebnis der Prüfungen sind Aussagen über die voraussichtliche weitere Einsatzzeit der Komponenten. Prominentes Beispiel beim FRM II sind die WKP „Betriebsbegleitende Werkstoffbestrahlung“ kernnah bzw. kernfern.

Die Ergebnisse der WKP werden in Papierform und z. T. auch zusätzlich elektronisch aufbewahrt.

In allen relevanten Bereichen werden Prüfungen durchgeführt, die explizit Langzeittrends untersuchen (Kontrolle der Betriebsaufzeichnungen). Sollte ein Parameter im Langzeitverhalten einen Trend aufweisen oder sollte er außerhalb des spezifizierten Bereichs liegen, werden angepasste Maßnahmen ergriffen. Solche Maßnahmen können z. B. Nachkalibrierung, Verkürzung des Prüfintervalls, Änderung der Fahrweise oder auch Austausch der Komponente gemäß den Regeln der Instandhaltungsordnung sein.

2.3.2 Bewertung relevanter Alterungsphänomene

2.3.2.a Leistungsreaktoren

Um ein effektives Alterungsmanagement der technischen Einrichtungen durchführen zu können, ist eine umfassende Wissensbasis erforderlich. Sie bildet die Grundlage des Alterungsmanagements.

Die für die Wissensbasis relevanten wesentlichen Qualitätsmerkmale der technischen Einrichtungen und der Umgang mit Abweichungen wurden bereits mit der Inbetriebnahme der Kraftwerke definiert. Dies wurde in den Genehmigungsunterlagen, den Betriebshandbüchern und den abgeleiteten Anforderungen an die WKP der einzelnen technischen Einrichtung niedergeschrieben und ggf. ergänzt.

Ebenfalls zur Wissensbasis gehört die Kenntnis der relevanten Schädigungsmechanismen, denen die technischen Einrichtungen unterliegen. Auf dieser Grundlage wurden die erforderlichen Maßnahmen zur Überwachung und Prüfung abgeleitet.

Ein weiterer Bestandteil der Wissensbasis des Alterungsmanagements sind die Informationen und Erkenntnisse aus der Betriebsgeschichte der technischen Einrichtungen des jeweiligen Kernkraftwerks.

Als relevante Informationsgrundlagen werden zum Aufbau der Wissensbasis folgende Dokumente und Quellen herangezogen:

- Qualitätsnachweise der Hersteller
- Unterlagen aus der Auslegung und Konstruktionsbewertungen
- Ergebnisse aus Überwachung und deren Bewertung
- Ergebnisse aus WKP und deren Bewertung
- Ergebnisse aus den Instandhaltungsmaßnahmen
- Stör-/Mängelmeldungen und deren Bewertung
- Ereignisse der eigenen und anderer deutschen Anlagen
- GRS-Weiterleitungsnachrichten
- Ereignisse aus Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands
- Nationale und internationale Forschungsvorhaben (z. B. VGB/MPA-Projekte)
- Erfahrungsauswertung der Hersteller
- Erfahrungsaustausch unter den Betreibern (z. B. VGB)
- Auftragnehmermeldungen (VGB-System zur Bewertung der Auftragnehmer)

Diese Informationen werden datenbankgestützt erfasst und bewertet.

Die Kriterien für die Einhaltung der anforderungsgerechten Qualität bei WKP von technischen Einrichtungen sind beschrieben und unterliegen der atomrechtlichen Aufsicht. Bei den Instandhaltungsmaßnahmen der technischen Einrichtungen kommt ausschließlich qualifiziertes Personal zum Einsatz. Neben der eigenen Expertise der Betreiber sorgt die Expertise des Service-Personals für eine kontinuierliche Fortschreibung und Überwachung der anforderungsgerechten Qualität.

Die relevanten Schädigungsmechanismen der einzelnen technischen Einrichtungen werden aus der eigenen Betriebshistorie, den Betriebserfahrungen der anderen deutschen Kernkraftwerke, dem betreiberübergreifenden Erfahrungsaustausch und der Verfolgung des Standes von Wissenschaft und Technik zusammengetragen.

Im Rahmen des VGB werden in Arbeitskreisen zu den technischen Einrichtungen der Maschinentechnik, der Elektro- und Leittechnik und der Bautechnik Fragen zu Schädigungsmechanismen behandelt. Das Ziel dieser Betreiberaktivitäten ist die Zusammenfassung der bereits existierenden Informationen zu einer gemeinsamen Datenbank, die die bekannten Schädigungsmechanismen umfasst und der Identifizierung der im Betrieb relevanten sowie potenziell wirksamen Schädigungsmechanismen dient. Diese Datenbank ist Teil der Wissensbasis für das Alterungsmanagement.

Fragen zu Schädigungsmechanismen aufgrund von Alterungsprozessen und entsprechenden Maßnahmen zum Alterungsmanagement in der Bautechnik werden im VGB-Arbeitskreis „Einwirkungen auf Bauwerke“ behandelt.

Mit dem Alterungsmanagement in der Elektro- und Leittechnik und der Bereitstellung eines Bausteins zur Wissensbasis zur Bearbeitung des Alterungsmanagement der Elektro- und Leittechnik nach der KTA 1403 befasst sich der VGB-Arbeitskreis „Elektro- und Leittechnik“. Es wurde eine Datenbank für sicherheitstechnisch wichtige Komponenten geschaffen, die deren funktionsrelevante Bauteile, die relevanten Schädigungsmechanismen und die jeweiligen Diagnosemöglichkeiten umfasst. Dieser Teil der Wissensbasis wurde in die Datenbank des VGB-Informationssystems integriert, das heute in allen deutschen Kernkraftwerken eingesetzt wird. Die Kopplung der Komponenten zu Typklassen (Gruppe von Komponenten mit vergleichbaren technischen und alterungsrelevanten Eigenschaften, wie z. B. Gleichrichter, Hochspannungswandler, Magnetantriebe etc.) in einem zentralen Katalog der Datenbank ermöglicht eine direkte Zuordnung der Schädigungsmechanismen zu anlagenspezifischen Komponentenausführungen. Dadurch ist in den Kernkraftwerken überprüfbar, ob sich aus den durchgeführten Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen spezifische alterungsbedingte Schädigungsmechanismen erkennen lassen.

Themen des Arbeitsfelds Maschinentechnik behandeln die VGB-Arbeitskreise „Maschinen- und Verfahrenstechnik“ sowie „Komponentenintegrität“. Die Vorgehensweise ist ähnlich der im Bereich Elektro- und Leittechnik und beinhaltet zunächst die Identifikation aller bei maschinentechnischen Komponenten auftretenden Schädigungsmechanismen mit einer daran anschließenden Klassifizierung hinsichtlich der Kriterien „relevant“, „möglich“ und „wirksam“. Auf dieser Basis wird eine komponentenspezifische Zuordnung der Schädigungsmechanismen erleichtert (zum Beispiel im Betriebsführungssystem).

Von den Betreibern über den VGB durchgeführte Forschungsvorhaben haben darüber hinaus zu einer umfassenden Erweiterung der Kenntnisse um relevante Schädigungsmechanismen geführt. Wo erforderlich, wurden von und für die Betreiber der Kernkraftwerke Forschungsvorhaben durchgeführt, um die Wissensbasis zur anforderungsgerechten Qualität und relevante Mechanismen der Alterung der technischen Einrichtungen aufzubauen und zu erweitern sowie Prüfverfahren zu qualifizieren, die eine Detektion relevanter Phänomene ermöglichen. Grundlegende Erkenntnisse zur Alterung wurden auch in öffentlich geförderten Forschungsvorhaben erarbeitet. Die Erkenntnisse und Empfehlungen daraus wurden inzwischen von den Betreibern berücksichtigt. Soweit sinnvoll, wurden Maßnahmen umgesetzt (s. a. Kapitel 3.1.3a i.V.m. Kapitel 3.1.4 und 5.1.2).

Auf Grundlage der vorhandenen Wissensbasis sind den technischen Einrichtungen die relevanten Schädigungsmechanismen und die Maßnahmen zu ihrer Beherrschung zugeordnet. Diese Zuord-

nungen wurden nach KTA 1403 durch die Betreiber der Kernkraftwerke anlagenspezifisch beschrieben und werden im Rahmen der jährlichen Statusberichte bewertet und sofern erforderlich fortgeschrieben.

2.3.2.b Forschungsreaktoren

In den deutschen Forschungsreaktoren FRM II, BER II und FRMZ wird die Alterung der technischen Einrichtungen im Rahmen der regelmäßigen Anlagenbegehungen und der umfangreichen WKP bewertet. Bei der Bewertung des Alterungsverhaltens, z. B. bei der Bestimmung der zulässigen Einsatzzeiten, wird auch die Herstellerdokumentation herangezogen. Zudem dienen die Beobachtung des Betriebsgeschehens und die Berücksichtigung der betrieblichen Aufzeichnungen dazu Alterungseffekte zu erkennen und zu bewerten. So werden z. B. zur Bewertung von Alterungsprozessen durch Neutronenbestrahlung im Rahmen der wiederkehrenden Prüfung für die betreffenden Komponenten die relevanten Fluenzen erfasst. Am FRM II wird beispielsweise die Versprödung der kernnahen und -fernen Hauptkomponenten aus der Legierung AlMg3 (EN AW-5754) durch ein umfangreiches Bestrahlungsprogramm mit regelmäßiger experimenteller Analyse der Bestrahlungsproben überwacht und bewertet. Diese Untersuchungen insbesondere der kernnahen Komponenten werden durch ein detailliertes Simulations- und Berechnungsprogramm erweitert und ergänzt.

Ebenso gehen Betriebserfahrungen der eigenen Anlage und anderer Betreiber in die Bewertung der Anlagenalterung ein. Dies geschieht über die interne Kommunikation (siehe z. B. FRM II BHB Teil 1 Kapitel 1 „Kommunikationselemente“), durch Prüfungen der Übertragbarkeit von Weiterleitungsnachrichten der GRS und durch den Erfahrungsaustausch mit anderen Betreibern, beispielsweise auf internationalen Konferenzen oder im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Forschungsreaktoren (AFR). Im Falle des FRMZ erfolgt zudem ein Erfahrungsaustausch über das durch die IAEA gegründete globale Netzwerk der TRIGA-Forschungsreaktoren (Global TRIGA Research Reactor Network, GTRRN).

Als Bewertungsmaßstab werden die sinngemäß anzuwendenden kerntechnischen und konventionellen Regelwerke herangezogen. Angewandte Kriterien zur Bewertung von Alterung sind z. B. die Veränderung der Werkstoffeigenschaften von Komponenten infolge Neutronenbestrahlung, die Veränderung von Isolationswiderständen oder auch Auffälligkeiten im Betrieb.

Alterungsbedingte Veränderungen werden akzeptiert, wenn sie sich im spezifikationsgemäßen Rahmen bewegen. Beispielsweise kann es vorteilhaft sein, die Qualität von Schmierstoffen durch chemische Analyse zu bewerten. Solange sich einsatzbedingte Veränderungen im Rahmen der spezifizierten Grenzen bewegen, besteht objektiv keine Notwendigkeit, diese zu tauschen.

Alterungsbedingte Veränderungen werden auch im Rahmen von eigenen Forschungsprogrammen (z. B. Verhalten von Kunststoffen oder Elektronikbauteilen unter Bestrahlungseinfluss) festgestellt und bewertet. Im Rahmen der Mitgliedschaft in den relevanten Organisationen (z. B. Kerntechnische Gesellschaft, VGB) besteht zudem Zugriff auf neueste Forschungsergebnisse. Weiterhin besteht fallweise Zugriff auf die Komponentendatenbanken der Betreiber der Kraftwerke (v. a. der Kernkraftwerke). Eigene Untersuchungen des FRM II betreffen z. B. das Alterungsverhalten der im FRM II eingesetzten Aluminiumlegierung AlMg3 (EN AW-5754) unter Neutronenbestrahlung, die im Rahmen des WKP Programms verfolgt und durch umfangreiche Berechnungen ergänzt wird.

2.3.3 Alterungsüberwachung (Überwachung, Prüfung, Probenahmen und Inspektion)

2.3.3.a Leistungsreaktoren

Die wesentlichen Bestandteile der Maßnahmen des Alterungsmanagements zur Überwachung der technischen Einrichtungen und Beherrschung der relevanten Schädigungsmechanismen sind:

- betriebliche Überwachung,
- präventive Instandhaltung,
- WKP einschließlich Funktionsprüfung.

Die Betriebsüberwachung der technischen Einrichtungen erfolgt durch die automatische oder direkte Auswertung physikalischer, chemischer und biologischer Parameter aus der Betriebsinstrumentierung, Beprobungen oder ggf. aufgabenspezifischer Sonderinstrumentierung hinsichtlich Einhaltung von Zielwerten (wie z. B. Druck, Temperatur, Transienten, Schwingungen).

Bei der betrieblichen Überwachung sind verschiedene Ebenen wirksam:

- Überwachung durch das Schicht- und Fachpersonal,
- integrierte automatische Überwachung,
- unabhängige automatische Überwachung.

Das Schicht- und Fachpersonal überwacht permanent den Betrieb und die Anlagendaten. Messdaten und Erkenntnisse aus dem Betrieb werden aufgezeichnet und durch das Schicht- und Fachpersonal ausgewertet. Weiterhin erfolgen Begehungen und Sichtkontrollen. Alterungsbedingte Änderungen der anforderungsgerechten Qualität der Anlage und ihrer technischen Einrichtungen werden so frühzeitig durch Vergleich mit den Betriebskennwerten und durch Anlagenerfahrungen erkannt.

Die integrierte automatische Überwachung erfolgt durch automatische Überwachungssysteme (gilt insbesondere für die Elektro- und Leittechnik), die selbstüberwachend konzipiert sind. Diese Überwachung ist in das Meldekonzept des Kernkraftwerks eingebunden. Die Meldungen zeigen frühzeitig Abweichungen an, bevor unzulässige Veränderungen der Qualität der Systeme zu besorgen sind.

Die unabhängige automatische Überwachung erfolgt mit Hilfe von unabhängigen Überwachungseinrichtungen. Die Überwachungsergebnisse werden systematisch ausgewertet. Diese Einrichtungen sind überwiegend in das Meldekonzept des Kernkraftwerks eingebunden und zeigen Abweichungen von den Betriebskennwerten auf der Warte an. Hier sind als Beispiele zu nennen:

- Langzeitüberwachungssysteme (z. B. Fatigue Monitoring System (FAMOS) und Integrity Management System (IMAS)),
- Körperschallüberwachungssystem des Reaktordruckbehälters (KÜS),
- Schwingungsüberwachungssystem des Primärkreises (SÜS),
- Schwingungsüberwachungssystem der Hauptkühlmittelpumpen-Wellen (Condition Monitoring System (COMOS)),
- Leckageüberwachungssystem (LÜS).

Die Instandhaltungsmaßnahmen erhalten und überwachen die anforderungsgerechte Qualität der technischen Einrichtungen oder stellen sie wieder her. Im Einzelnen können dies sein:

- Wartung (Bewahrung des Soll-Zustands),
- Inspektion (Diagnose des Ist-Zustands),
- Instandsetzung (Wiederherstellung des Soll-Zustands).

Die Instandhaltungsmaßnahmen des Alterungsmanagements werden präventiv durchgeführt. Dies erfolgt entweder

- vorausbestimmt oder
- zustandsorientiert.

Die vorausbestimmte Instandhaltung erfolgt in festgelegten Intervallen. Sie ist die am häufigsten angewandte Art der Instandhaltung technischer Einrichtungen. Für die zustandsorientierte Instandhaltung werden in regelmäßigen Abständen Inspektions- bzw. Diagnoseverfahren eingesetzt, welche eine Aussage über den jeweils vorhandenen Komponentenzustand ermöglichen. Die Inspektionsintervalle werden dann gegebenenfalls in Abhängigkeit des Zustands individuell angepasst. Inspektionen an aktiven sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten werden i.d.R. durch Instandhaltungsanweisungen mit komponentenspezifischen Vorgaben wie z. B. Prüfplan, Maßprotokoll, Schraubenanzugsvorschriften und Erfahrungsrückfluss sowie weiteren relevanten Dokumenten durchgeführt. Damit wird sichergestellt, dass Inspektionen in der geforderten Qualität vorgenommen werden.

Die WKP bestehen u. a. aus:

- Begehungen,
- zerstörungsfreien Prüfungen (ZfP),
- Funktionsprüfungen,
- Messungen und Kalibrierungen.

Für die Durchführung der oben beschriebenen Maßnahmen der Überwachung der technischen Einrichtungen im Rahmen des Alterungsmanagements, die unter atomrechtlicher Aufsicht erfolgen, bestehen in den deutschen Anlagen entsprechende eindeutige Abwicklungsregelungen. Die grundsätzlichen Anforderungen an die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen und WKP sind in den Betriebsgenehmigungen der Anlage, dem Betriebshandbuch und dem Prüfhandbuch festgelegt. Sowohl die sachlichen als auch die abwicklungstechnischen Randbedingungen für ein zielgerichtetes Alterungsmanagement sind somit in den Genehmigungsunterlagen der Anlagen nachvollziehbar festgeschrieben.

Die Daten der Betriebsüberwachung werden langfristig gespeichert. Die Ergebnisse aller Instandhaltungsmaßnahmen und der WKP werden dokumentiert. Abweichungen der anforderungsgerechten Qualität, die im Rahmen der Überwachung festgestellt werden, werden darüber hinaus über Stör-/ Mängelmeldungen erfasst.

Bei Befunden (Fehler, Störungen oder Abweichungen vom festgelegten Zustand) werden i.d.R. Maßnahmen zur Wiederherstellung des erforderlichen Zustandes (Qualität) – wie Ausbesserung, Reparatur, Austausch, usw. – ergriffen. Bei relevanten Befunden werden zudem entsprechende Maßnahmen (Wartung, Bewertung, Inspektion, Instandsetzung) an vergleichbaren Komponenten durchgeführt, um einen Common-Mode-Fehler auszuschließen. Da alterungsbedingte Schädigungsmechanismen häufig zeitlich langsam ablaufen, können auf Basis der Auswertung der gemessenen Daten Trendanalysen zum Langzeitverhalten erstellt und sich eventuell anbahnende Schädigungsentwicklungen an technischen Einrichtungen frühzeitig erkannt werden.

Im Rahmen des Alterungsmanagements werden die Instandhaltungsbefunde, Reparaturberichte, Stör- und Mängelmeldungen der technischen Einrichtungen hinsichtlich relevanter Alterungsphänomene regelmäßig überprüft. Darüber hinaus werden auch die Instandhaltungsbefunde, Reparaturberichte, Stör- und Mängelmeldungen aller anderen nicht sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten und Systeme ausgewertet.

Bei WKP, aber auch im Rahmen der vorbeugenden Instandhaltungen, werden unterschiedliche zerstörungsfreie Prüfverfahren eingesetzt. Die klassischen zerstörungsfreien Prüfverfahren vor Ort sind:

- visuelle Inspektion,
- Oberflächenrissprüfung (Farbeindringverfahren, Magnetpulverprüfung),
- Ultraschallprüfung,
- Wirbelstromprüfung,

- Durchstrahlungsprüfung,
- Potentialsondenprüfung.

Alle klassischen Prüfverfahren sprechen erst an, wenn Werkstofftrennungen vorliegen. Beschrieben wird dadurch der momentane Zustand der technischen Einrichtung. Eine Vorausschau kann dadurch nicht gewährleistet werden. Um den weiteren Verlauf zu prognostizieren, werden entweder Trendanalysen des Fehlerwachstums über mehrere Jahre oder bruchmechanische Risswachstumsberechnungen vorgenommen.

2.3.3.b Forschungsreaktoren

In den deutschen Forschungsreaktoren FRM II, BER II und FRMZ wird durch die betriebliche Überwachung der sicherheitstechnisch erforderlichen Zustände von Komponenten, die regelmäßigen Anlagenbegehungen sowie umfangreiche wiederkehrende Prüfungen die umfassende Überwachung von Alterungsprozessen sichergestellt. Messungen und Inspektionen der technischen Komponenten werden gemäß den Prüfhandbüchern (z. B. am FRM II PHB, HKP und HIP) durchgeführt. In den dabei auszufüllenden Prüfprotokollen bzw. Prüfanweisungen sind die Prüfverfahren sowie die zu verwendenden Prüfgeräte detailliert beschrieben. Für jede Prüfung sind die Sollvorgaben sowie die für Messwerte akzeptablen Toleranzen aufgeführt. Dadurch wird die Durchführung für den Prüfer vereinfacht und Abweichungen vom Normbetrieb werden einfach festgestellt und sicher dokumentiert.

Zur Erkennung von Langzeiteffekten werden die Ergebnisse von WKP ausgewertet. Im WKP Programm und unter den leittechnisch erfassten Größen, gibt es Prüfungen bzw. Parameter, die Zustände und Trends wiedergeben und so zur Erkennung von Langzeiteffekten dienen. Prüfungen, in denen gezielt Trends in Langzeitaufzeichnungen überprüft werden, gibt es z. B. beim FRM II für die Primärpumpen, das Notkühlsystem und die kalte Quelle.

Darüber hinausgehende Inspektionen werden in Übereinstimmung mit Herstellerunterlagen durchgeführt. Weiterhin verfügen die Betreiber der FR über Personal, das aufgrund seiner Ausbildung (u. a. einschlägige Lehrberufe oder Studium, durch Schulung bei externen Organisationen oder Herstellern) in der Lage ist, in Sonderfällen zu bewerten, ob außerplanmäßige Inspektionen erforderlich sind. Ein Beispiel für die über das PHB hinausgehende Inspektionen am FRMZ ist die Feststellung von Beschichtungsmängeln im Kühlturm durch die technischen Dienste der Johannes Gutenberg-Universität Mainz.

Erfahrungsrückflüsse externer Quellen, beispielsweise den WLN der GRS, werden nach Weitergabe an den Betreiber ebenfalls berücksichtigt. So wurden beispielsweise im Rahmen von der WLN 2014/11 der GRS am FRMZ eine Prüfung des Notstromdiesels auf Alterungseffekte (hier: Halterung des Stators und Prüfung des Isolationswiderstands) veranlasst. Obwohl kein Befund festgestellt wurde, wurde das PHB aktualisiert und in Abstimmung mit der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde ein wiederkehrendes Prüfintervall festgelegt.

Unerwarteten Mechanismen wird durch die redundante und diversitäre Auslegung sicherheitstechnisch bedeutsamer Komponenten, durch die große Sorgfalt bei Beschaffung und Einbau solcher Komponenten (geregelt in den anzuwendenden Spezifikationen und der Instandhaltungsordnung des BHB) sowie durch die umfangreiche Instrumentierung und betriebliche Überwachung, auch durch Anlagenbegehungen, Rechnung getragen. Zudem wird die Wartung von Anlagenteilen und Komponenten durch qualifiziertes Eigenpersonal oder Fachfirmen und Hersteller durchgeführt. Sollten unerwartete Alterungseffekte auftreten, werden Maßnahmen ergriffen.

2.3.4 Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung

2.3.4.a Leistungsreaktoren

Im Laufe der Betriebszeit der deutschen Kernkraftwerke sind einige vorbeugende und korrektive Maßnahmen im Rahmen des Alterungsmanagements zur Beherrschung relevanter Schädigungsmechanismen durchgeführt worden. Für Schädigungsmechanismen von anlagenübergreifender Bedeutung werden über den VGB betreiberübergreifende Konzepte zu deren Beherrschung entwickelt.

Für die leittechnischen Komponenten gibt es in Deutschland mehrere zertifizierte Werkstätten, die abgekündigte sicherheitsleittechnische Baugruppen reparieren dürfen. Über den VGB werden die Erfahrungen und Reparaturberichte ausgetauscht. Daraus resultierten häufig umfassende Sanierungsvorhaben, wie z. B. der Tausch feuchter Kondensatoren auf ganzen Baugruppenfamilien.

Für elektrotechnische Komponenten werden u. a. in Projektgruppen des VGB Warnwerte für bestimmte Eigenschaften festgelegt, die sicherstellen sollen, dass Komponenten vor dem alterungsbedingten Ausfall getauscht oder saniert werden. Ein Beispiel dafür sind chemische Werte in Ölproben von ölgekühlten Transformatoren.

Im Folgenden werden exemplarisch einige größere Maßnahmen der Maschinentchnik vorgestellt.

Das Phänomen der „Transkristallinen Spannungsrisskorrosion“ (TSpRK) trat verschiedentlich bevorzugt im Bereich der Außen- und Innenseiten von austenitischen Kleinleitungen auf und wurde dabei als „Chloridinduzierte TSpRK“ identifiziert. Aufgrund der nachweislich chloridfreien Kühlmittelfahrweise traten Befunde an der Innenseite nicht in durchströmten Rohrleitungen auf, sondern nur an Stellen an denen eine Aufkonzentration möglich ist. Voraussetzungen für den Mechanismus können z. B. chloridhaltige Kunststoffhalterungselemente oder Kunststoffklebebänder zu Markierungs- oder Fixierungszwecken oder chloridhaltige Spiralasbestichtungen schaffen. Es wurden daher neben der Einführung chloridarmer Klebebänder insbesondere chloridhaltige Dichtungen, die in Kontakt mit dem Medium stehen, großflächig ausgetauscht. Darüber hinaus wurde in bestimmten Bereichen auf höher legierte Stähle umgestellt, die einen wirksameren Korrosionsschutz aufweisen.

Die speziell für die in deutschen Druckwasserreaktoren eingesetzten Dampferzeugerrohre aus Incoloy 800 bedeutsame Wastage-Korrosion ist seit dem in allen Anlagen durchgeführten Wechsel von der Phosphat-Fahrweise auf die Hoch-AVT-Fahrweise (All Volatile Treatment - pH > 9,7) in den Hintergrund getreten. Restliche Schädigungspotentiale werden durch regelmäßige Prüfung und Beseitigung der Ablagerungen auf den Dampferzeuger-Rohrböden vermieden. Durch den Übergang auf die AVT-Fahrweise erfolgten in den Anlagen zwangsläufig der Einbau von Edelstahl- bzw. Titanberohrungen in den Turbinenkondensatoren und damit eine sehr hohe Kreislaufdichtheit. Der dadurch minimierte Eintrag von Chloriden aus dem Kühlwasser schließt auch das Auftreten von Spannungsrisskorrosion und Lochkorrosion an Dampferzeugerrohren aus. Darüber hinaus kann durch die Hoch-AVT-Fahrweise bei DWR Erosionskorrosion an Hauptspeisewasser- und Hauptkondensatleitungen wirksam vermieden werden.

Im Rahmen der Ermüdungsanalysen an Komponenten der druckführenden Umschließung wurden in der jüngeren Vergangenheit die bestehenden Analysen aufgrund zwischenzeitlich gewonnener Erkenntnisse aus betrieblichen Messungen in- und ausländischer Anlagen überarbeitet. Es hatten sich in einigen Systembereichen Ausbildungen von Fluidschichten unterschiedlicher Temperaturen sowie intermittierende Kolbenströmungen mit Ermüdungsrelevanz bestätigt, die ursprünglich nicht in die Auslegungen eingeflossen waren. Zur Ermittlung dieser zusätzlichen Belastungen wurden in den betroffenen oder möglicherweise betroffenen Rohrleitungsabschnitten der deutschen Leichtwasserreaktoren in einer oder mehreren Messebenen Thermolemente über den Umfang verteilt angebracht. Mit dieser Anordnung werden die transienten Temperaturverläufe für alle relevanten Lastfälle erfasst und in Transientenberichten dokumentiert. Sie bilden in Verbindung mit den in der Belastungsspezifikation festgelegten Lastfallhäufigkeiten die Grundlage für die Überarbeitung der Ermüdungsanalysen. Vereinzelt kommen temporär auch Dehnungsmessstreifen zur Überprüfung

des Spannungsniveaus und der Unbedenklichkeit lokaler Verformungen zum Einsatz. Die Überarbeitung der Ermüdungsanalysen führte – teilweise in Verbindung mit einer rekonstruierten hohen Ausnutzung bereits während der Inbetriebsetzung des Kernkraftwerks – in einigen Anlagen zur Erneuerung bestimmter Systemabschnitte. Hierbei wurde gleichzeitig eine konstruktive Verbesserung mit dem Ziel des Erreichens möglichst niedriger Spannungen vorgenommen. Als weitere Konsequenz aus den Temperaturmessungen ist die Etablierung schonender Fahrweisen zur Milderung der ermüdungsrelevanten Belastungen zu nennen.

2.3.4.b Forschungsreaktoren

Um alterungsbedingte Effekte rechtzeitig zu erkennen sind umfangreiche, an anderer Stelle in diesem Bericht bereits beschriebene Überwachungs- und Prüfmaßnahmen getroffen (siehe Kapitel 2.3.1.b, 2.3.2.b und 2.3.3.b). Betriebs- und Prüfhandbuch (z. B. im Rahmen der Instandhaltungsordnung) regeln detailliert, wie in diesen Fällen vorzugehen ist.

Überwachungs- und Prüfmaßnahmen an sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen werden gemäß PHB in Anwesenheit eines von der atomrechtlichen Aufsichts- und Genehmigungsbehörde nach § 20 AtG hinzugezogenen Sachverständigen durchgeführt. Bei Abweichungen vom Sollwert leitet die atomrechtliche Aufsichts- und Genehmigungsbehörde aus dem Bericht des Sachverständigen entsprechende Maßnahmenforderungen ab, in Abhängigkeit der Signifikanz unter entsprechender Fristsetzung. Der Betreiber setzt eine fristgerechte Mängelbehebung um und weist diese der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde mit standardisierten Verfahren nach.

Technische Prüfungen und Wartungen ohne Sachverständige nach § 20 AtG werden hinsichtlich ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung für den Reaktorbetrieb durch den Betreiber bewertet. Falls erforderlich werden qualifizierte Fremdfirmen mit der Behebung der Mängel beauftragt. Werden größere Maßnahmen umgesetzt, die eine Implikation auf Reaktorbetrieb oder -sicherheit haben, so werden diese wiederum der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde angezeigt und ggf. im Änderungsverfahren zustimmungspflichtig behoben.

Ein Beispiel der jüngeren Vergangenheit am FRMZ war der Austausch der Kühlturmanlage infolge von Beschichtungsmängeln an der Wasserwanne und der tragenden Struktur des Kühlturms begleitend durch den TÜV Rheinland und das Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz.

Für die Durchführung der im PHB festgelegten Arbeiten und Prüfungen wird fachkundiges Personal eingesetzt. Falls erforderlich werden qualifizierte Fremdfirmen eingesetzt, so beispielsweise am FRMZ zur Prüfung der Kühlkreis- und Reinigungskreispumpen. Die organisatorischen und personellen Vorgaben zum Beheben eines festgestellten Mangels erfolgen gemäß der Instandhaltungsordnung des BHB.

Basierend auf den in Kapiteln 2.3.1.b, 2.3.2.b und 2.3.3.b beschriebenen Maßnahmen werden auch vorbeugenden Instandsetzungsmaßnahmen durchgeführt. Hierzu gehört der Austausch von Komponenten vor Erreichung der Verschleißgrenze.

2.4 Überprüfung und Aktualisierung des Alterungsmanagements

2.4.a Leistungsreaktoren

Als Teil des integrierten Managementsystems unterliegt auch das Alterungsmanagement einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess in Form eines geschlossenen PDCA-Zyklus. Insbesondere die prozessualen Ergebnisse selbst werden dadurch bewertet, zur Verbesserung der Prozessschritte herangezogen und fließen mit den gewonnenen Erkenntnissen wieder in den Prozess ein.

Bei relevanten Abweichungen hinsichtlich der Qualität werden komponentenbezogenen Störmeldungen mit einer entsprechenden Priorisierung erzeugt und diese systematisch und konsequent abge-

arbeitet. Durch die systematische Bewertung der gewonnenen Erkenntnisse im Rahmen der Erstellung der jährlichen Statusberichte zum Alterungsmanagement der einzelnen Anlagen werden generische Effekte erkannt und Maßnahmen zur Beherrschung eingeleitet. Auch die Erkenntnisse der Selbstbewertungen in Form von Audits oder Reviews nach KTA 1402 /KTA 12/ fließen wieder in die Prozesse zu deren Verbesserung ein.

Instandsetzungen und WKP werden durch entsprechend qualifiziertes und erfahrenes Personal durchgeführt. Neben einer internen unabhängigen Bewertung erfolgt eine zusätzliche Bewertung von Instandsetzungen und WKP an sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen durch die Sachverständigen der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde.

Die Auswertung und die Analyse des Erfahrungsrückflusses zu meldepflichtigen Ereignissen der eigenen oder anderer Kernkraftwerke sowie zu Weiterleitungsnachrichten finden in den deutschen Kernkraftwerken ebenfalls auf Basis eines strukturierten Prozesses statt.

Der gesamte Prozess des Alterungsmanagements inklusive der Auswertung des Erfahrungsrückflusses, der Instandsetzungen und WKP von sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen wird auf Basis eines strukturierten Prozesses durchgeführt, überprüft und angepasst.

Bei Änderungen des Kernkraftwerks oder seines Betriebs werden entsprechend der KTA 1402 /KTA 12/ in den deutschen Kernkraftwerken alle betroffenen Fachbereiche eingebunden. Darüber hinaus sind Änderungen an technischen Einrichtungen sowie der Betriebsweise von Sicherheitssystemen in Deutschland i.d.R. zustimmungspflichtig und werden damit von der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde und von ihrem ggf. zugezogenen Sachverständigen vor der Umsetzung bewertet. Die Gesamtheit der Maßnahmen stellt sicher, dass bei Änderungen alle sicherheitstechnischen Aspekte Berücksichtigung finden. Dabei werden auch die Rückwirkungen der Anlagenänderungen auf das Alterungsmanagement betrachtet.

Relevante Erkenntnisse und offene Fragestellungen zum Alterungsmanagement werden, solange eine Einschränkung in der Beherrschung alterungsrelevanter Schädigungsmechanismen an technischen Einrichtungen zu besorgen ist, durch die Betreiber umgesetzt bzw. bearbeitet, damit eine Einschränkung hinsichtlich der anforderungsgerechten Qualität vermieden wird.

Die deutschen Kraftwerksbetreiber verfolgen den Stand von Wissenschaft und Technik zum einen direkt durch ein Gesetzesmonitoring und zum anderen durch Mitarbeit in technischen Fachgremien, wie z. B. im Rahmen der Arbeitskreise des VGB (siehe auch Kapitel 2.3.2.a). Im Rahmen der VGB Arbeitskreise erfolgt nicht nur die Verfolgung des Standes von Wissenschaft und Technik sondern ebenso ein intensiver Austausch zu Betriebserfahrungen, Störungen und sonstige Vorkommnisse mit direktem Bezug zu den Kernkraftwerken. Informationen über Vorkommnisse in ausländischen Kernkraftwerken werden mittels des Informationssystems VGB-ZMA, durch die GRS, INPO und WANO an die deutschen Kernkraftwerksbetreiber verteilt.

Über den VGB werden ebenfalls zentrale Forschungsvorhaben mit Relevanz für das Alterungsmanagement angestoßen. Die Ergebnisse stehen allen deutschen Kernkraftwerksbetreibern als Mitgliedern des VGB zur Verfügung.

Die Regeln des Alterungsmanagements werden wiederkehrend auf ihre Aktualität überprüft. Durch die Mitarbeit der Betreiber in den KTA Arbeitskreisen fließen notwendige Änderungen zum Alterungsmanagement auch aus Sicht der Betreiber ins Regelwerk ein. Die bekannten alterungsrelevanten Schädigungsmechanismen der technischen Einrichtungen sind verstanden, werden durch entsprechende Prüfprogramme erkannt und durch bewährte Maßnahmen beherrscht. Sofern zukünftig ggf. neue alterungsrelevante Schädigungsmechanismen erkannt werden, kann bei Bedarf kurzfristig ein Forschungsvorhaben über den VGB initiiert werden (siehe auch Kapitel 2.3.2.a). Der VGB hat sich aus Sicht der Betreiber durch die Bündelung der Interessen der Betreiber als wirksames Organ zur effektiven Bearbeitung relevanter Themen etabliert.

Aufgrund der prozessorientierten Gestaltung des Alterungsmanagements und deren Verankerung in den Managementsystemen der Betreiber ist die Wirksamkeit des Alterungsmanagements sichergestellt. Durch die gemäß der KTA 1403 jährlich zu erstellenden Statusberichte und die Bauzustandsberichte ist eine zusammenfassende Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements in den Kernkraftwerken gegeben.

Neue Erkenntnisse zu alterungsrelevanten Schädigungsmechanismen werden durch die Betreiber bewertet und, wenn notwendig, Gegenmaßnahmen zur Beherrschung eingeleitet. Im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen und WKP an technischen Einrichtungen sowie im Zuge der Bewertung meldepflichtiger Ereignisse oder Erkenntnisse an technischen Einrichtungen steht dieser Prozess mehrheitlich unter der atomrechtlichen Aufsicht.

2.4.b Forschungsreaktoren

Die Instandhaltungs-Programme des FRM II, des BER II und des FRMZ unterliegen kontinuierlichen Verbesserungsprozessen und werden durch die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden unter Hinzuziehung von Sachverständigen geprüft.

In diesen Verbesserungsprozess fließen Ergebnisse der Qualitätssicherung und die Betriebserfahrung aus der eigenen Anlage und aus anderen Anlagen, z. B. durch Weiterleitungsnachrichten der GRS, durch Mitarbeit in Fachgremien, durch Teilnahme an internationalen Konferenzen, im Rahmen von regelmäßigem Erfahrungsaustausch mit anderen Betreibern ein. Das Wartungs- und Instandhaltungsprogramm wird bei Bedarf angepasst. Wird z. B. im Vergleich zur Vergangenheit höherer Beobachtungsgrad einzelner Komponenten in Hinsicht auf deren Alterung festgestellt, so wird dem durch eine Revision der Prüfvorschrift mit ggf. verkürztem Prüfintervall Rechnung getragen.

Zudem werden beispielsweise am FRM II Ergebnisse von Audits im Rahmen des QS-Programms des FRM II, Inspektionen (entweder allein durch Personal des FRM II oder in Anwesenheit des nach § 20 AtG zugezogenen Sachverständigen) und Betriebsbegehungen im Rahmen der im BHB festgelegten Kommunikationselemente mitgeteilt, von den zuständigen Fachabteilungen unter Einbindung der zuständigen Fachbereiche und ggf. der Betriebsleitung bearbeitet und umgesetzt.

Anlagenänderungen werden im Rahmen des gemäß BHB (Instandhaltungsordnung) festgelegten Änderungsverfahrens durchgeführt. Dabei werden auch Auswirkungen hinsichtlich der erforderlichen WKP berücksichtigt.

Sollten sich Entwicklungen ergeben, die eine Änderung des Instandhaltungs-Programms oder der Genehmigungsnebenbestimmungen erforderlich machen, werden diese berücksichtigt und geeignet umgesetzt. Aktuell strebt z. B. der FRM II eine Umstellung des Überwachungskonzeptes der kernnahen Hauptkomponenten aus der Aluminiumlegierung AlMg3 (EN AW-5754) vom rein zeitbasierten auf ein fluenzbasiertes Konzept an. Das hätte Auswirkungen auch auf die Nebenbestimmungen der Betriebsgenehmigung.

In Übereinstimmung mit der Technischen Spezifikation, in der auf den WENRA Reference Level I2.5 (/WEN 16/, Abschnitt 02.4) verwiesen wird, wird das Alterungsmanagement der Betreiber der Forschungsreaktoren im Rahmen der PSÜ betrachtet und den aktuellen Erfordernissen angepasst. Ein Abgleich mit den Vorgaben aus dem kerntechnischen Regelwerk (z. B. KTA-Regelwerk) findet hierbei ebenfalls statt.

Das Erfordernis für ein WKP-Programm ist in den Nebenbestimmungen der Betriebsgenehmigung geregelt. Die Aufsichtsbehörde stimmt dem WKP Programm zu. Sollten sich neue Erkenntnisse ergeben, fließen auch diese in das WKP-Konzept ein.

Sollten sich aus der eigenen Betriebserfahrung, Weiterleitungsnachrichten der GRS, durch Mitarbeit in Fachgremien, durch Teilnahme an internationalen Konferenzen oder im Rahmen von regelmäßigem Erfahrungsaustausch mit anderen Betreibern Erkenntnisse ergeben, die sich nach dem Wissensstand, der den Betreibern der Forschungsreaktoren zugänglich ist, nicht abschließend klären

lassen, werden weitergehende Forschungsvorhaben zusammen mit Partnerinstituten/-betreibern initiiert oder selber unternommen. Dies war z. B. im Rahmen der Analyse der Beläge des Reaktorbeckens des FRM II der Fall, die in Zusammenarbeit mit der RCM der TU München und dem Europäischen Institut für Transurane (ITU) in Karlsruhe durchgeführt wurde.

2.5 Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements

2.5.a Leistungsreaktoren

Das Alterungsmanagement in den deutschen Kernkraftwerken wird schon beginnend mit der Auslegung, Errichtung, Inbetriebnahme und dem Betrieb durchgeführt. Es leistet einen bedeutenden Beitrag zum sicheren Betrieb der deutschen Kernkraftwerke. Durch die Maßnahmen des Alterungsmanagements konnten ebenso Möglichkeiten der Anlagenverbesserung erkannt und umgesetzt werden.

Mit der Einführung der KTA 1403 wurde eine einheitliche Bewertungsgrundlage bezüglich der Begrifflichkeiten zu den Themen Alterung und Alterungsmanagement geschaffen. Somit hat die Umsetzung der Anforderungen der KTA 1403 zur weiteren Systematisierung und Strukturierung des Alterungsmanagements beigetragen.

Die Maßnahmen und Prozesse (WKP, Störungsmeldesysteme etc.) der Betreiber deutscher Kernkraftwerke, die im Rahmen des Alterungsmanagements eingesetzt werden, sind insgesamt dazu geeignet, im Sinn der KTA 1403 alterungsrelevante Erkenntnisse zu gewinnen sowie alterungsrelevante Schädigungsmechanismen rechtzeitig vor einem Schadenseintritt zu erkennen und zu beherrschen.

Wesentliche Maßnahmen, die dem Alterungsmanagement zuzuordnen sind, waren bereits vor der Einführung der KTA 1403 spätestens mit der Inbetriebsetzung der Kernkraftwerke umfassend etabliert. Weiterentwickelt wurden die Maßnahmen durch die Arbeiten des VGB zur Erweiterung und Konsolidierung der Wissensbasis. Die Einführung der KTA 1403 formalisierte die Prozesse und Inhalte des Alterungsmanagements. Es hat sich in den vergangenen Jahren gezeigt, dass das Alterungsmanagement der KTA 1403 aufbauend auf den bereits bewährten Prozessen und Maßnahmen der Betreiber der Kernkraftwerke zur Beherrschung alterungsrelevanter Schädigungsmechanismen, geeignet ist, die anforderungsgerechte Qualität der technischen Einrichtungen zu wahren und somit für die Anlagensicherheit einen wichtigen Beitrag zu leisten.

2.5.b Forschungsreaktoren

Aus Sicht des Betreibers des FRM II stellt sich insgesamt das am FRM II eingeführte Programm zur Beherrschung von Alterungseffekten als robust und geeignet dar, die alterungsbedingte Veränderung von Eigenschaften, insbesondere auch der sicherheitstechnisch bedeutenden Komponenten, zu überwachen. Veränderungen werden so frühzeitig erkannt, dass ausreichend Möglichkeiten für eine angemessene Reaktion bestehen.

Aus Sicht des Betreibers des BER II hat sich das am BER II im langjährigen Betrieb entwickelte Vorgehen bezüglich des Alterungsmanagements bewährt. Dies zeigt sich an der hohen Betriebsverfügbarkeit der Anlage. Durch gezielte Maßnahmen zur Anpassung der Anlage an den Stand von Wissenschaft und Technik, insbesondere bei elektrischen, elektronischen und leittechnischen Komponenten, ist auch weiterhin von einem störungsfreien Betrieb und einer sicheren Ersatzteilversorgung auszugehen.

Aus Sicht des Betreibers des FRMZ hat sich die Festlegung von Prüfintervallen und die Abdeckung der Infrastruktur des FRMZ im Rahmen des PHB, die Durchführung der Prüfvorschriften durch fachkundiges und kompetentes Personal sowie der aus dem PHB abgeleitete Begutachtungsgrad durch

behördlich eingesetzte Sachverständige, in den letzten Jahren sehr bewährt. Alterungsbedingte Veränderungen von Komponenten können so frühzeitig erkannt werden, so dass es in den vergangenen Jahren zu keinen akuten Instandsetzungsmaßnahmen an sicherheitsrelevanten Bauteilen des FRMZ kam.

2.6 Aufsichtliches Verfahren

Die Bundesrepublik Deutschland ist ein Bundesstaat mit föderaler Struktur und setzt sich aus 16 Bundesländern (Länder) zusammen. Der Vollzug der Bundesgesetze liegt gemäß Artikel 85 und 87c des GG grundsätzlich in der Verantwortung der Länder, soweit nichts anderes bestimmt ist (Bundesauftragsverwaltung). Die „staatliche Stelle“ besteht daher aus den atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden des Bundes und der Länder (siehe Abbildung 2-3).

Das BMUB trägt die gesamtstaatliche Verantwortung nach innen wie auch gegenüber der internationalen Gemeinschaft nach außen. Es stellt sicher, dass die jeweils Verantwortlichen bei Antragstellern und Genehmigungsinhabern, bei Behörden des Bundes und der Länder und die Sachverständigen einen wirksamen Schutz von Mensch und Umwelt vor den Gefahren der Kernenergie und der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen jederzeit gewährleisten.

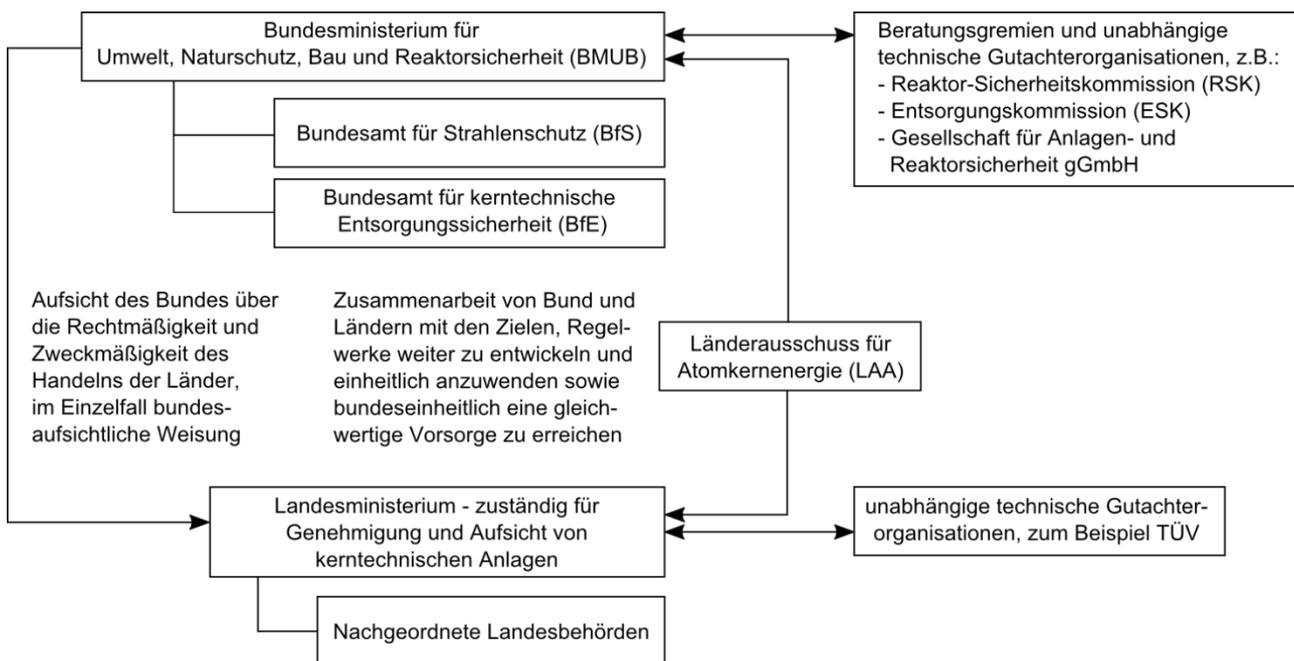


Abbildung 2-3 Aufbau der staatlichen Stelle

Für die Aufsicht und somit die Überwachung der Sicherheit von Kernkraftwerken und Forschungsreaktoren sind die Länder gemäß Artikel 85 und 87c GG i. V. m. § 24 Absatz 1 AtG zuständig. Die Aufsicht obliegt der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde desjenigen Landes, in dessen Zuständigkeitsbereich sich das Kernkraftwerk bzw. der Forschungsreaktor befindet. Die für die atomrechtliche Genehmigung und Aufsicht zuständige oberste Landesbehörde (Ministerien) wird gemäß § 24 AtG durch die jeweilige Landesregierung bestimmt. Im Einzelfall können auch nachgeordnete Behörden mit Aufsichtsaufgaben beauftragt werden. Innerhalb der Ministerien werden die Aufgaben der atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde in Abteilungen wahrgenommen. Der Aufbau der jeweiligen Abteilungen richtet sich nach Art und Umfang der kerntechnischen Tätigkeiten und Anlagen in dem jeweiligen Land. Diese Abteilungen untergliedern sich in Referate für die Durchführung der Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren für die Kernanlagen und werden gegebenenfalls durch

zusätzliche Referate für Strahlenschutz und Umweltradioaktivität, Entsorgung, Grundsatzangelegenheiten und Rechtsangelegenheiten unterstützt. Die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder können nach § 20 AtG im atomrechtlichen Verwaltungsverfahren Sachverständige hinzuziehen. Von dieser Möglichkeit machen die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder wegen des großen Umfangs der Prüfungen und der dabei benötigten großen Bandbreite verschiedener technisch-wissenschaftlicher Disziplinen sowie der dazu auch erforderlichen speziellen technischen Ausstattungen regelmäßig umfangreich Gebrauch. Die Abläufe und Prozesse der atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder sind weitgehend einheitlich durch die üblichen Organisationsregelungen für Landesministerien vorgegeben und geregelt. Einzelaspekte dieser Managementsysteme werden jedoch auch spezifisch in den verschiedenen Behörden unter Berücksichtigung der sich ändernden Anforderungen fortlaufend angepasst und weiterentwickelt. Im Vordergrund stehen dabei die Erfassung und Analyse von Ablaufprozessen im Bereich der atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren. Die Länder werden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) dahingehend beaufsichtigt, ob sie die Ihnen übertragenen Aufgaben recht- und zweckmäßig durchführen (Artikel 85 und 87c GG).

Die Anforderungen an das Alterungsmanagement für Kernkraftwerke sind in der KTA 1403 /KTA 16/ definiert, die als Bewertungsmaßstab dient. Gemäß KTA 1403 /KTA 16/ erstellen die Betreiber einen anlagenspezifischen Basisbericht zum Alterungsmanagement und berichten im weiteren Verfahren in jährlichen Statusberichten über alterungsrelevante Aktivitäten und Maßnahmen sowie Erkenntnisse und Ergebnisse aus der Anlagenüberwachung an die zuständige atomrechtliche Aufsichtsbehörde des Landes. Ergeben sich neue Erkenntnisse über Alterungsprozesse oder Methoden, so wird der Basisbericht fortgeschrieben. Zusätzlich ist für die baulichen Einrichtungen ein Bauzustandsbericht zu erstellen, der spätestens nach zehn Jahren fortzuschreiben ist. Die Statusberichte enthalten eine zusammenfassende Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements und der Qualität bzw. der Veränderung der Qualität der technischen Einrichtungen. Bei erkanntem Verbesserungspotenzial sind geeignete Maßnahmen zur Verbesserung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements und der Qualität der technischen Einrichtungen zu ergreifen.

In deutschen Forschungsreaktoren gibt es kein eigenständiges Alterungsmanagement-Programm wie es bei den Kernkraftwerken realisiert ist. Jedoch werden die in Anlehnung an die KTA 1403 genannten Aspekte des Alterungsmanagements im Rahmen der Instandhaltung durchgeführt. Die Überwachung der Alterung wird im Rahmen des Programms der WKP, der Betriebsbegehungen des Sachverständigen nach § 20 AtG, des internen und externen Erfahrungsaustausches und regelmäßiger Anlagenbegehungen behandelt. Das Erfordernis für solch ein WKP-Programm ist in den Nebenbestimmungen der Betriebsgenehmigung geregelt. Das WKP-Programm wird unter Hinzuziehung von Sachverständigen geprüft und die atomrechtliche Aufsichtsbehörde stimmt dem WKP-Programm zu. Sollten sich neue Erkenntnisse ergeben, fließen auch diese in das WKP-Konzept ein.

Ziel der behördlichen Aufsicht über das Alterungsmanagement ist die Überprüfung, ob die vom Betreiber vorgesehenen organisatorischen Maßnahmen alle für die Sicherheit wichtigen Bereiche im Zusammenhang mit der Alterung abdecken. Hierzu zählen u. a. die Bereiche Qualitätssicherung, Instandhaltung, Änderungen, Fachkunde des Personals, Auswertung von besonderen Vorkommnissen, Auflagenerfüllung, periodische Sicherheitsüberprüfung und die Betriebsüberwachung.

Zudem wird durch stichprobenhafte Kontrolle einzelner technischer Einrichtungen die Wirksamkeit der Maßnahmen des Alterungsmanagements überprüft.

Konkret werden folgende Aufgaben durch die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder wahrgenommen:

- Auswertung der jährlichen Statusberichte der Kernkraftwerksbetreiber zum Alterungsmanagement, auch unter Berücksichtigung von Stellungnahmen hinzugezogener atomrechtlicher Sachverständigen (z. B. TÜV oder für spezielle Fragen im Bereich der Werkstoffkunde z. B. die MPA),
- Überprüfung der Vorgehensweise und der Regelungen der Alterungsüberwachung des Betreibers in den unterschiedlichen Organisationsbereichen (Elektro-/Leittechnik, Maschinenteknik, Bautechnik, Hilfsstoffe) anhand von Darstellungen durch die Teil- bzw. Fachbereichsleiter,

- Einsicht in Unterlagen und Protokolle, z. B. im Rahmen von WKP und Instandhaltung oder Werksabnahmen,
- Befragung von Personen, die die Maßnahmen des Alterungsmanagements durchführen (Statusgespräche, begleitende Kontrollen),
- stichprobenartige Überprüfung einzelner Maßnahmen des Alterungsmanagements, z. B. im Rahmen von WKP, Instandhaltung und ggf. Anlagenänderungen oder Werksabnahmen,
- Gespräch mit der Kraftwerksleitung über Zielsetzungen, Strategien, größere Vorhaben etc.,
- Auswertung und Besprechung der Ergebnisse des gesamten Alterungsmanagementprozesses, insbesondere der jährlichen Statusberichte.

In Abbildung 2-4 ist beispielhaft der Prozess der behördlichen Aufsicht über das Alterungsmanagement dargestellt. Die jeweils zuständige atomrechtliche Aufsichtsbehörde des Landes

- kontrolliert die Alterungsüberwachung durch den Betreiber,
- überprüft die Prozesse und organisatorischen Regelungen des Betreibers und
- wertet die jährlichen Statusberichte zum Alterungsmanagement aus.

Werden Befunde durch Alterungseffekte festgestellt, prüft die Behörde die Übertragbarkeit auf andere technische Einrichtungen der betroffenen Anlage und die getroffenen Maßnahmen hinsichtlich Eignung und Vollständigkeit. Ferner wird die Übertragbarkeit auf andere Anlagen in ihrem Zuständigkeitsbereich geprüft. Erkennt die Aufsichtsbehörde des Landes eine grundsätzliche Bedeutung hinsichtlich der Übertragbarkeit, weist es das Bundesumweltministerium und ggf. die anderen Aufsichtsbehörden der Länder darauf hin oder stößt eine Befassung in Bund-Länder-Gremien an. Die Umsetzung der Maßnahmen wird aufsichtlich überwacht und dokumentiert. Zur Erkennung von nichttechnischen Alterungseffekten werden die personellen und organisatorischen Regelungen hinsichtlich Verbesserungs- oder Fortschreibungsbedarf geprüft. Erkannter Bedarf zu Verbesserungen der Regelungen zur Überwachung von Alterungseffekten und der Dokumentation wird von der Behörde begleitet und abschließend bewertet. Ein Mittel sind dabei Fachgespräche zwischen Behörde und Genehmigungsinhaber. Sind die Maßnahmen im erforderlichen Maße eingeleitet oder wurde kein Verbesserungsbedarf gesehen, führt die Behörde und der Genehmigungsinhaber das jährliche Statusgespräch. Mit diesem wird der Prozess für das zu bewertende Berichtsjahr abgeschlossen und dokumentiert.

Meldepflichtige Ereignisse aus deutschen Kernkraftwerken oder Ereignisse ausländischer Anlagen von übergeordneter Bedeutung werden zusätzlich von der GRS im Auftrag des BMUB untersucht und, sofern erforderlich, die Ergebnisse mit Empfehlungen der GRS an die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder, die Sachverständigenorganisationen und die Betreiber im Rahmen von WLN verteilt. Die GRS wertet ebenfalls jährliche Statusberichte zum Alterungsmanagement ausgewählter Jahrgänge im Hinblick auf generische Erkenntnisse für alle Anlagen aus. Die Ergebnisse fließen in den WLN-Prozess (vgl. „Handbuch über die Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern im Atomrecht“ Prozess 6 „Weiterleitungsnachrichten (WLN)“) ein.

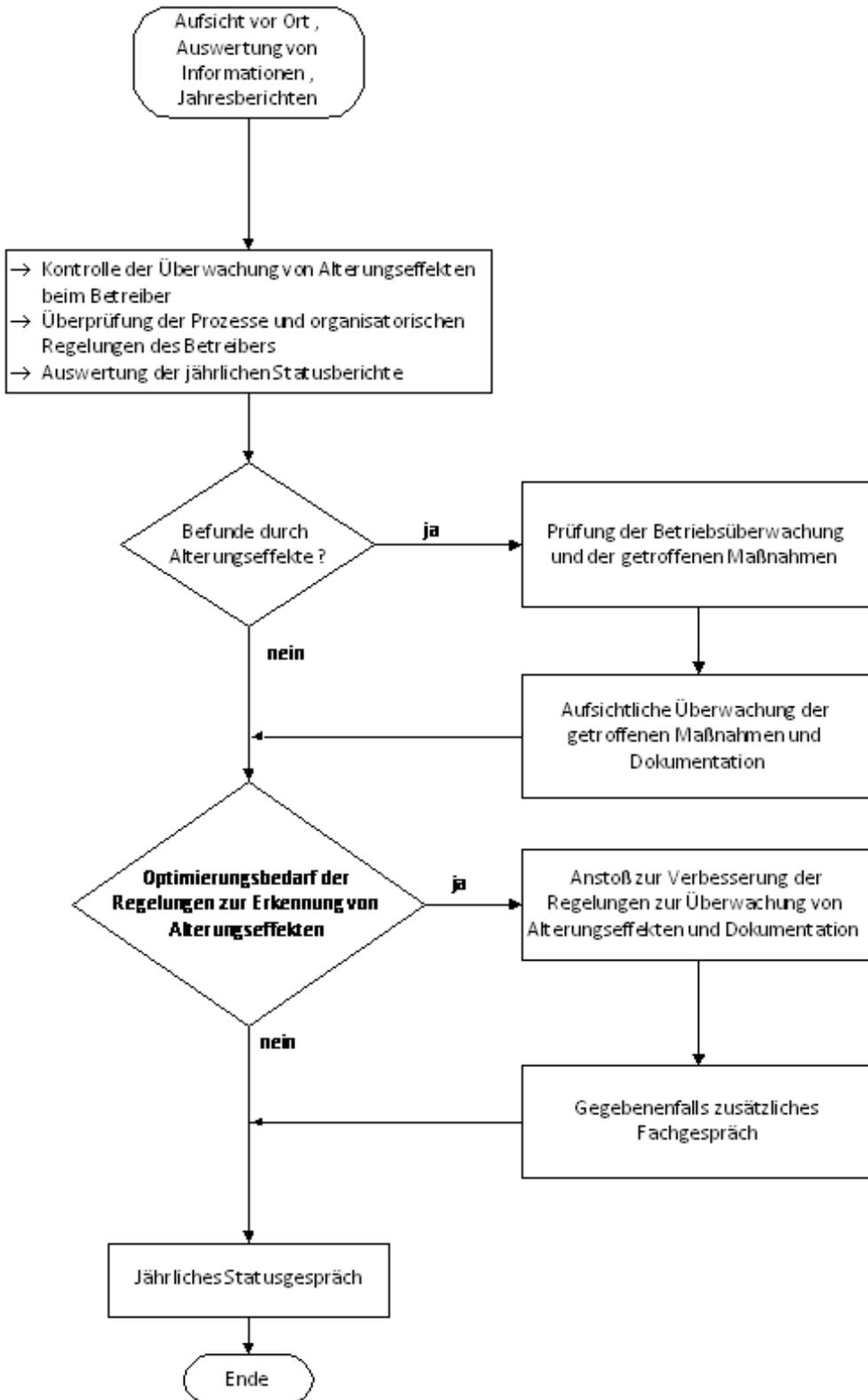


Abbildung 2-4 Darstellung des Prozesses „Aufsicht über das Alterungsmanagement des Betreibers“ der Aufsichtsbehörden der Länder

Die aufsichtlichen Tätigkeiten der Länderbehörden über das Alterungsmanagement sind in länder-spezifischen Regelungen festgelegt. Dies soll beispielhaft am Managementsystem des Landes Baden-Württemberg dargestellt werden /MS 16/.

Zur Organisation der Aufsicht über Kernkraftwerke im Land Baden-Württemberg wurde vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, im Weiteren kurz UM genannt, eine Aufsichtskonzeption (AK) verfasst /AK 15/. Diese führt u. a. die Gegenstände, Aufgaben, Maßstäbe und explizite Prüfungsmethoden staatlicher Aufsicht auf. Spezifische Regelungen und Festlegungen von Prozessen wurden im Aufsichtshandbuch (AHB) getroffen /AH 17/. Diesen sind unterschiedliche Hilfsmittel und Prozessbeschreibungen (i. d. R. Fließdiagramme) zugeordnet. Aufsichtskonzeption und Aufsichtshandbuch legen somit die länderspezifischen Regelungen zum behördlichen Aufsichtsprozess fest.

Für die inhaltliche Ausgestaltung der atomrechtlichen Aufsicht wurde das Alterungsmanagement in das Aufsichtshandbuch als Teil der Basisaufsicht integriert. In den Kapiteln Inspektionen vor Ort - Inspektionsbereiche und Alterungsmanagement wurden Anforderungen an die atomrechtliche Aufsicht und die Art ihrer Durchführung definiert sowie unterschiedliche Unterlagen (Regelungen, Prozessdarstellungen) zur Unterstützung der Inspektoren der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde erstellt.

2.7 Behördliche Bewertung des Alterungsmanagements und Schlussfolgerung

2.7.a Leistungsreaktoren

Bewertung des übergeordneten Alterungsmanagement-Programms (AMP)

Das in Kapitel 2 beschriebene übergeordnete Alterungsmanagement-Programm wird inhaltlich korrekt wiedergegeben. Die Angaben zum Aufbau und Umfang des übergeordneten AMP der deutschen Kernkraftwerke entsprechen dem realisierten Stand.

Die prozessorientierte Umsetzung des AMP ist in Kapitel 2.3.1 vollständig und korrekt beschrieben. Das für ein effektives Alterungsmanagement erforderliche Wissen ist in einer Wissensbasis zusammengefasst und wird kontinuierlich aktualisiert.

Die zur Alterungsüberwachung eingesetzten technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Beherrschung der Alterungsphänomene entsprechen den Vorgaben der einschlägigen kerntechnischen Regeln (KTA). Sie sind in Kapitel 2.3.3 vollständig aufgeführt.

Die im Rahmen des AMP durchgeführten Maßnahmen sind geeignet eine anforderungsgerechte Qualität der technischen Einrichtungen zu gewährleisten.

Das von den Betreibern in Kapitel 2 „übergreifende Anforderungen an das Alterungsmanagement und deren Umsetzung“ dokumentierte AMP für die im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke entspricht im vollen Umfang dem in den deutschen Anlagen praktizierten Alterungsmanagement.

Unter Beibehaltung der derzeit praktizierten Vorgehensweise im Rahmen des übergeordneten AMP ist für die deutschen Anlagen gewährleistet, dass Alterungsphänomene das Sicherheitsniveau der deutschen Anlagen im Betrieb nicht unzulässig beeinträchtigen.

Das AMP der deutschen Anlagen entspricht den internationalen Vorgaben des WENRA Safety Reference Level Issue I „Ageing Management“ sowie des IAEA Safety Guides NS-G-2.12 „Ageing Management for Nuclear Power Plants“.

Erfahrungen mit der Anwendung des übergeordneten AMPs

Bereits vor dem Inkrafttreten der KTA 1403 wurde mit Begleitung durch die Aufsichtsbehörden für die deutschen Anlagen im jeweiligen atomrechtlichen Aufsichtsverfahren ein prozessorientiertes Alterungsmanagementsystem implementiert.

Das Alterungsmanagement ist Bestandteil des integrierten Managementsystems zum sicheren Betrieb von Kernkraftwerken nach KTA 1402. Damit ist sichergestellt, dass das AM in die betrieblichen Prozesse eingebunden ist und alle zum sicheren Betrieb erforderlichen Informationen zur Verfügung stehen.

Die Prozesse des Alterungsmanagements sind nach DIN EN ISO 9001 ausgeführt. Sie sind nach den Grundsätzen eines PDCA-Zyklus (Plan-Do-Check-Act) gestaltet.

Sofern als sicherheitstechnisch wichtige technische Einrichtungen klassifiziert, unterliegen die mechanischen Komponenten, die Geräte und Komponenten der Elektro- und Leittechnik, die baulichen Einrichtungen sowie deren Hilfs- und Betriebsstoffe der Alterungsüberwachung. Für diese technischen Einrichtungen wurden anlagenspezifische Basisberichte nach KTA 1403 erstellt und bei Bedarf fortgeschrieben. Darüber hinaus wird in jährlichen Statusberichten der Kenntnisstand zum AM fortgeschrieben.

Die KTA 1403 sieht für die zu überwachenden technischen Einrichtungen entsprechend ihrer Sicherheitsrelevanz eine abgestufte Vorgehensweise bei der Alterungsüberwachung vor. Hierbei sind für die technischen Einrichtungen mit der höchsten Sicherheitsrelevanz (z. B. Gruppe M1, Gruppe B1) umfassende Überwachungs- und Instandhaltungsmaßnahmen vorgesehen, sodass über die gesamte Betriebszeit die zur Einhaltung der Auslegungsanforderungen erforderliche Qualität gewährleistet ist.

Darüber hinaus besteht die gesetzliche Pflicht zur sogenannten Sicherheitsüberprüfung (SÜ), die auf der Basis eines Leitfadens mit einem Intervall von zehn Jahren durch jeden Anlagenbetreiber für die jeweilige kerntechnische Anlage durchzuführen ist. Dabei ist festzustellen, ob es sicherheitstechnisch relevante Defizite gegenüber einem mittlerweile fortgeschrittenen Stand von Wissenschaft und Technik gibt. Dabei prüft die Aufsichtsbehörde mit Unterstützung der zugezogenen Sachverständigen die Bewertung des Betreibers.

Die Erfahrungen mit der Anwendung des übergeordneten AMP in den deutschen Anlagen zeigen, dass Alterungsphänomene an den sicherheitstechnisch wichtigen Einrichtungen frühzeitig erkannt werden können. Abhilfemaßnahmen wurden zeitnah umgesetzt.

Wirksamkeitsbewertung des bestehenden Alterungsmanagements

Zum Nachweis der Erfüllung der Anforderungen an ein Alterungsmanagement-Programm entsprechend der KTA 1403 wird der Aufsichtsbehörde von Betreiberseite jährlich über die durchgeführten Tätigkeiten und festgestellten Auffälligkeiten sowie über die Ergebnisse der Auswertung des AMP für den zurückliegenden Berichtszeitraum berichtet.

In den deutschen Anlagen werden AM-relevante Vorgänge, Ereignisse und Maßnahmen über eine hierzu geeignete EDV-Software (z. B. Betriebsführungssystem) dokumentiert. Hiermit wird sichergestellt, dass AM-relevante Vorgänge aus dem Anlagenbetrieb vollständig und umfassend berücksichtigt werden. Eine Bewertung auf AM-Relevanz erfolgt mindestens einmal jährlich.

Externe Ereignisse (z. B. VGB-Meldungen, Ereignisse aus in- und ausländischen Anlagen, GRS Weiterleitungsnachrichten mit AMP-Relevanz) werden von den Betreibern auf Übertragbarkeit geprüft. Hierbei wird auch die Relevanz eines Ereignisses für das Alterungsmanagement-Programm bewertet. Über die Ergebnisse dieser Bewertung wird innerhalb des Statusberichts berichtet und dokumentiert.

Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements durch die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder bestätigt die Wirksamkeit der Alterungsüberwachungsprogramme.

Hauptstärken

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt unter Einbeziehung der etablierten Prozesse in den Kraftwerken. Die Maßnahmen im Rahmen dieser Prozesse (z. B. Instandhaltungsmaßnahmen) werden über das Betriebsführungssystem gelenkt und werden hinsichtlich AM-Relevanz (Komponente, Schädigungsmechanismus) umfassend und systematisch ausgewertet.

Durch die jährliche Berichterstattung werden die Bewertungsprozesse der Kraftwerksbetreiber transparent und nachvollziehbar dargestellt. Die AM-Dokumentation bezüglich der technischen Einrichtungen wird fortlaufend aktualisiert. Die aktuellen AM- Ergebnisse werden zeitnah bewertet.

Identifizierte Schwachpunkte

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt gemäß KTA 1403 im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (PDCA-Zyklus) mit aktualisierter Wissensbasis.

Für das übergeordnete Alterungsmanagement sind keine konzeptionellen Schwachpunkte im Alterungsmanagement-Prozess festzustellen.

2.7.b Forschungsreaktoren

Ein abgestufter Ansatz der im Kapitel 2.1 dargestellten übergeordneten Anforderungen des deutschen Regelwerks ist für die Forschungsreaktoren aufgrund ihres geringeren Gefährdungspotenzials zulässig und variiert je nach Forschungsreaktoranlage.

Die Gesamtheit der von den Betreibern des FRM II, BER II und FRMZ dargestellten Maßnahmen sind aus Sicht der zuständigen atomrechtlichen Aufsichts- und Genehmigungsbehörden StMUV, MUEEF und SENUVK dafür geeignet, alterungsbedingte Schädigungsmechanismen zu erkennen und diesen frühzeitig zu begegnen.

3 Elektrische Kabel

3.1 Beschreibung des Alterungsmanagements für elektrische Kabel

3.1.1 Umfang des Alterungsmanagements für elektrische Kabel

3.1.1.a Leistungsreaktoren

Gemäß KTA 1403 sind alle sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen (SSC) der Elektro- und Leittechnik in das Alterungsmanagement einzubeziehen. Dazu zählen auch die Kabel, die diese sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen versorgen oder verbinden.

Für die Kabel gilt, wie für die komplette Elektro- und Leittechnik das Redundanz- und Einzelfehlerkonzept. Durch die Auswahl geeigneter und zuverlässiger Kabeltypen und Kabelmaterialien wird eine hohe Betriebssicherheit und Verfügbarkeit erreicht. Der Ausfall einzelner Kabel wird durch das genannte Redundanz- und Einzelfehlerkonzept abgedeckt. Somit muss im Rahmen des Alterungsmanagements für Kabel auf alterungsbedingte Schädigungsmechanismen eingegangen werden, die zu systematischen Auswirkungen/Beeinträchtigungen führen.

In deutschen Kernkraftwerken werden die Kabel in folgende Kategorien eingeteilt:

- Hoch- und Mittelspannungskabel (> 1 kV)
Zur Versorgung von großen Verbrauchern, zum Herstellen von Verbindungen zu Transformatoren und innerhalb des elektrischen Eigenbedarfsnetzes. In diese Kategorie fallen die von WENRA in den Technischen Spezifikationen /WEN 16/ als Hochspannungskabel > 3 kV definierten Kabel.
- Elektrische Niederspannungskabel (< 1 kV)
Zur Versorgung von elektrischen Verbrauchern wie Motoren, Heizaggregate, Stellantriebe.
- Leittechnikkabel
Zur Übertragung von Analog- und Binärsignalen. Zu dieser Kategorie zählen die Kabel der Neutronenflussinstrumentierung gemäß den Technischen Spezifikationen /WEN 16/.
- Sonderkabel
Kabel für spezielle Anwendungsfälle z. B. Koaxialkabel für kleine und frequenzbehaftete Signale.

In deutschen Kernkraftwerken gibt es keine erdverlegten Kabel mit sicherheitstechnischer Bedeutung im Spannungsbereich zwischen 380 V und 3 kV¹. Kabel dieser Spannungsebene mit sicherheitstechnischer Bedeutung sind entweder vornehmlich in zugänglichen Kabelkanälen oder in wenigen Fällen in Kabelzugrohren verlegt. Dabei unterscheiden sich die alterungsrelevanten Belastungen nicht, unabhängig von der ausgeführten Verlegung. Die Kabel sind jeweils entsprechend der Herstellerspezifikation verlegt.

Daher wird in diesem Bericht abweichend von den Vorgaben der Technischen Spezifikationen /WEN 16/ nicht auf diese Kategorie eingegangen.

Das Alterungsmanagement für elektrische Kabel wird auf die Kabel angewendet, die zu Funktionen mit sicherheitstechnischer Relevanz zugehörig sind. Zur Ermittlung von Erkenntnissen mit Relevanz für das Alterungsmanagement von Kabeln werden auch die Betriebserfahrungen aus dem Einsatz von Kabeln im betrieblichen Bereich (ohne Sicherheitsrelevanz) herangezogen.

¹ Entsprechend "Medium voltage cables buried or in trenches. For the purpose of the national assessment report, medium voltage cables are those in the approximate range of 380 V to 3 kV." der Technischen Spezifikationen /WEN 16/.

Die Maßnahmen zum Alterungsmanagement an Kabeln unterscheiden sich grundsätzlich nicht für die im Rahmen des Nationalen Berichtes zu behandelnden Kabeltypen. Daher werden im Folgenden die Maßnahmen zum Alterungsmanagement der verschiedenen Kabeltypen gemeinsam dargestellt – lediglich an wenigen Stellen, wo sich die Maßnahmen unterscheiden, werden einzelne Kabeltypen gesondert hervorgehoben. Die Maßnahmen teilen sich auf in

- Überwachung von Kabeln auf Alterungsphänomene durch WKP/Messung des Isolationswiderstandes von Kabeln mit Trendverfolgung der anhand der bisher ermittelten Messwerte durch das Anlagenpersonal,
- Kabel als Teilmenge bei der Überprüfung und Messung elektrischer und leittechnischer Komponenten, Geräte oder Messkreise,
- Sichtkontrollen auf Beschädigungen oder Veränderungen,
- betriebsbegleitende Nachweise des Erhalts der Kühlmittelverlust-Störfallfestigkeit gem. KTA 3706 /KTA 00/ für Kabel mit KMV-Anforderung,
- Auswertung des Erfahrungsrückflusses und
- abgeleitete Sondervorhaben aus Erkenntnissen der genannten Aspekte.

Im Rahmen des Alterungsmanagements für Kabel werden Alterungsmechanismen betrachtet, die aus dem Betrieb der Kabel selbst als auch aus den Umgebungseinflüssen herrühren, die auf die Kabel (von außen) einwirken.

Ziel des Alterungsmanagements ist, die Funktionsfähigkeit der Kabel sowohl unter den normalen betrieblichen Bedingungen, als auch unter den Einflüssen unterstellter Störfälle langfristig sicherzustellen. Dabei wird insbesondere auf die elektrischen Belastungen der Kabel bei unterschiedlichen Störfallszenarien und auf die Belastungen durch Störfallatmosphäre bei KMV-Störfällen eingegangen. Mechanische Belastungen aus EVA-Ereignissen müssen für die Kabel nicht betrachtet werden, da diese Lasten von der zugehörigen Kabeltragkonstruktion aufgenommen werden.

Für das Alterungsmanagement der technischen Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik und somit auch der Kabel wurden anlagenspezifische Basisberichte zur Durchführung des Alterungsmanagements erstellt. In diesen Basisberichten werden die Prozesse zum Alterungsmanagement sowie die Schnittstellen zu den Prozessen Instandhaltung, wiederkehrender Prüfung und Anlagenüberwachung beschrieben.

3.1.1.b Forschungsreaktoren

Alle sicherheitsrelevanten Kabel der Forschungsreaktoren FRM II, BER II und FRMZ sind Bestandteil des Alterungsmanagements. Im Rahmen dieses Berichts wird nur das Alterungsmanagement der Kabel der Neutronenflussinstrumentierung betrachtet da es am FRM II, BER II und FRMZ weder unzugänglichen Kabel mit sicherheitstechnischer Bedeutung im Spannungsbereich zwischen 380 V und 3 kV (beispielsweise sind am BER II alle Kabel in der Anlage zugänglich auf Kabelpritschen verlegt) noch Kabel im Spannungsbereich über 3 kV mit sicherheitstechnischer Bedeutung gibt.

Durch integrale Prüfungen werden

- Leiter,
- Isolator,
- Abschirmung,
- Umhüllungen und
- Abschluss

der zu betrachtenden Kabel in Hinblick auf ihren anforderungsgerechten Zustand überprüft.

3.1.2 Bewertung relevanter Alterungsphänomene für elektrische Kabel

3.1.2.a Leistungsreaktoren

Gemäß KTA 1403 werden für alle sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik die relevanten Schädigungsmechanismen bestimmt, welche die festgelegten benötigten funktionalen Merkmale beeinträchtigen können. Grundlage hierfür sind die entsprechenden Herstellerspezifikationen, welche wiederum auf nationalen und internationalen Regelwerken beruhen.

Weitere Quellen für Erkenntnisse zum Alterungsmanagement für Kabel sind:

- Ergebnisse aus Überwachung und deren Bewertung
- Ergebnisse aus WKP und deren Bewertung
- Ergebnisse aus Instandhaltungsmaßnahmen
- Stör-/Mängelmeldungen und deren Bewertung
- Revisionsberichte
- GRS-Weiterleitungsnachrichten (WLN)
- meldepflichtige Ereignisse der eigenen und anderer deutscher Anlagen
- Ereignisse aus Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands
- nationale und internationale Forschungsvorhaben
- Erfahrungsauswertung der Hersteller
- Erfahrungsaustausch unter den Betreibern
- Auftragnehmermeldungen (VGB-System zur Bewertung der Auftragnehmer)

Bei der Auswertung der Betriebserfahrung für Kabel wird sowohl auf Erkenntnisse der eigenen Anlagen als auch auf Informationen und Meldungen aus anderen Kernkraftwerken, auf Informationen aus der industriellen Anwendung vom Kabeln und auf Erkenntnisse der Kabelhersteller selbst referenziert.

Im Bereich der sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen der deutschen Kernkraftwerke werden nur elektrische Kabel mit Kunststoffisolierung eingesetzt. Die hauptsächlich eingesetzten Isoliermaterialien sind:

- Polyvinylchlorid (PVC)
- Vernetztes Polyethylen (VPE)
- Ethylen-Propylen-Rubber (EPR)
- Silikon-Kautschuk (SIR)

Kabelisolierungen

Für die elektrischen Kabel ist hauptsächlich die Alterung dieser Kunststoffmaterialien zu betrachten. Die elektrischen Eigenschaften der Kabel werden durch die Isoliermaterialien der Kabeladern/Leiter und durch die Eigenschaften des Leitermaterials selbst bestimmt. Der Kabelmantel hat keine elektrische Funktion für das Kabel, er dient vornehmlich dem mechanischen Schutz der Adern/Leiter.

Die Alterung der Isolierwerkstoffe kann zu einer Veränderung des Isolationsvermögens der jeweiligen Kabelleiter führen. Dies wird durch nachfolgend beschriebene Maßnahmen aus dem Alterungsmanagement überwacht.

Leitermaterialien

Veränderungen oder Korrosion an den metallischen Kabelleitern hat lediglich für die Bereiche von Schnittstellen der Kabel zu Aggregaten und Geräten eine Relevanz. Korrosionserscheinungen in diesen Bereichen haben Auswirkung auf die Leitfähigkeit (Durchgangswiderstand) oder das Signalübertragungsverhalten.

Belastungsgrößen für Kabel

Zur Bewertung der relevanten Alterungsphänomene werden die relevanten Belastungen für die Kabel erfasst und deren Auswirkung auf die geforderten Kabeleigenschaften bewertet. Diese Bewertung der Belastungsgrößen erfolgte bereits im Rahmen der Auslegung der Kabel und bei der Auswahl der Kabeltypen mit den verwendeten Materialien und der Konstruktion der Kabel. Das Ziel war und ist, möglichst alterungsbeständige Kabel einzusetzen, die die gesamte vorgesehene Betriebszeit der Kernkraftwerke verwendet werden können.

Folgende Belastungsgrößen wurden und werden dabei berücksichtigt:

- Thermische Belastung:
 - Eigenerwärmung des Kabels aus der Strombelastung
 - Erwärmung des Kabels aus der Umgebungstemperatur
- Radiologische Belastung:
 - Veränderung der Eigenschaften der Isolationswerkstoffe aufgrund der strahlungsbedingten Degradation der Molekülstruktur der verwendeten Kunststoffe
- Belastung durch UV-Strahlung (Sonnenlicht)
- Spannung/Frequenz/elektrische Felder:
 - Spannung als Belastungsgröße bei Kabeln mit Bemessungsspannung $> 1 \text{ kV}^2$ für die Isolierung und Leitschicht
 - Spannung/Frequenz als Belastung von Dielektrika in Leitetechnik Kabeln (bei Koax-Signalkabeln)
- Mechanische Belastung durch Feldkräfte
- Wassereinflüsse/Feuchtigkeit
- Medienkontakt (z. B. Öldunst, Säuren/Laugen, Dämmschichtbildner)

Funktionale Merkmale von elektrischen Kabeln

Die funktionsbestimmenden Eigenschaften werden bezüglich der alterungsbedingten Veränderung über die Zeit betrachtet. Funktionsbestimmend für elektrische Kabel sind folgende Eigenschaften:

- Isolationsvermögen (Leiter-Leiter und Leiter-Masse)
- Stromtragfähigkeit und Leitfähigkeit
- Signalübertragungsverhalten (für Leitetechnik- und Sonderkabel)

Über die nachfolgend aufgeführten Messgrößen wird eine Auswirkung der Alterung auf die funktionsbestimmenden Eigenschaften der Kabel verfolgt und bewertet.

² Entsprechend „High voltage cables subject to adverse environment (environment limited to the immediate vicinity that is hostile to the component material. This can be due to moisture, radiation, temperature etc.). For the purpose of the national assessment report, high voltage cables are those above about 3 kV.“ der Technischen Spezifikationen /WEN 16/.

Messgrößen

Zur Bewertung des Zustandes der Kabel werden folgende Messgrößen verwendet:

- Isolationswiderstand (Kabeln mit Bemessungsspannungen $> 1 \text{ kV}^2$)
- Durchgangswiderstand (alle Kabeltypen)
- TE-Messung (Teilentladung) (Kabeln mit Bemessungsspannungen $> 1 \text{ kV}^2$)
- Überprüfung des Signalübertragungsverhaltens (Leittechnikkabel³)
- Sichtprüfungen (alle Kabeltypen)
- Thermografie zur Identifikation von Heiß-/Fehlstellen (alle Kabeltypen)
- Reißdehnung der Isolations- und Mantelwerkstoffe (alle Kabeltypen)
- Elektrische Funktionsfähigkeit unter KMV-Störfallbedingungen (alle Kabeltypen)

Anzuwendende Akzeptanzkriterien werden sowohl aus den einschlägigen Industriestandards (VDE, DIN etc.) als auch aus den Herstellerspezifikationen abgeleitet. Die Häufigkeit und die Zyklen nachfolgender Messungen und Untersuchungen sind in den jeweiligen schriftlichen betrieblichen Regelungen der Anlagen festgelegt. Ausgehend von den Empfehlungen der Hersteller werden die Zyklen ggf. auf der Basis der betrieblichen Erfahrungen in den jeweiligen Anlagen angepasst. Die Verwendung der aufgeführten Messgrößen im Alterungsmanagement für Kabel wird nachfolgend erläutert.

Isolationswiderstandsmessungen werden aus mehreren Gründen durchgeführt. Einerseits wird über die Isolationswiderstandsmessung die Einhaltung der gemäß dem bestehenden konventionellen Regelwerk vorgegebenen maximalen Ableitströme beim Betrieb des Kabels unter Normalbedingungen nachgewiesen, andererseits wurde die Isolationswiderstandsmessung an Kabeln als Prüfverfahren etabliert, um Alterungseffekte an Kabeln (in der Regel Kabel mit Bemessungsspannung $> 1 \text{ kV}$) feststellen und verfolgen zu können. Die gemessenen Werte werden zum einen mit aus den einschlägigen Regelwerken und Industriestandards (KTA, VDE, DIN, etc.) oder den Herstellerspezifikationen abgeleiteten maximalen Ableitströme verglichen, andererseits kann eine Trendverfolgung der über längere Zeiträume hinweg erzielten Einzelergebnisse erfolgen, um das Alterungsverhalten der Kabel-Isolationswerkstoffe zu bewerten.

Messungen des Durchgangswiderstandes werden begleitend zu den Isolationswiderstandsmessungen, begleitend zu Instandhaltungstätigkeiten an elektrischen Maschinen und Geräten sowie im Rahmen der (wiederkehrenden) Überprüfung von leittechnischen Messkreisen durchgeführt. Dabei ist die Überprüfung des Kabels und der zugehörigen Anschlusstechnik implizit Teil der vorgenommenen Messungen.

Teilentladungsmessungen dienen der Zustandsbeurteilung der Isolationseigenschaften von Hochspannungsmaschinen. In entstehenden lokalen Defekten können Teilentladungen (TE) auftreten, durch deren Wirkung der Isolierstoff bei weiterem Betrieb geschädigt wird. Teilentladungsmessungen werden sowohl an den elektrischen Maschinen selbst (Motoren und Transformatoren), als auch an Kabeln mit Bemessungsspannungen $> 1 \text{ kV}$ durchgeführt.

Die Messungen können bei stehender Maschine (offline) und/oder bei laufender Maschine (online) durchgeführt werden. Zur Erfassung der Teilentladungsimpulse werden Koppelkondensatoren an die Ausleitungen der Maschine angeschlossen. Das Teilentladungssignal und die Phasenreferenz der Maschinenspannung werden über ein Messkabel zu dem Messgerät geführt, welches die Teilentladungsimpulse aufzeichnet und auswertet. Zur Analyse werden die TE-Impulse nach Phasenwinkel, Amplitudenwert und Häufigkeit des Auftretens sortiert. Die so erhaltenen Verteilungsfunktionen werden auch als Teilentladungsmuster bezeichnet, deren Aussehen und Charakteristika (z. B.

³ Entsprechend „Neutron flux instrumentation cables.“ der Technischen Spezifikationen /WEN 16/.

mittlerer Entladungsstrom, mittlere Impulsladung, etc.) typisch für die verschiedenen Teilentladungstypen sind. Aus diesen Mustern lassen sich Aussagen über den Alterungszustand der Isolierwerkstoffe (sowohl die Isolierwerkstoffe der elektrischen Maschine selbst, als auch der angeschlossenen Kabel) im überwachten Bereich ableiten.

Die **Überprüfung des Signalübertragungsverhaltens** von Leittechnikkabeln zur Übertragung analoger Messsignale wird in der Regel im Zusammenhang mit der Überprüfung von analogen Messketten, welche auch die betreffenden Kabel enthalten, durchgeführt. Bei Abweichungen der Messergebnisse von den erwarteten Werten werden die einzelnen Glieder der Messkette bezüglich des Einflusses untersucht, so können auch Veränderungen an den beteiligten Kabeln detektiert und entsprechende Maßnahmen abgeleitet werden. Im Rahmen dieser Maßnahmen werden auch die Kabel der Neutronenflussinstrumentierung betrachtet.

Sichtprüfungen an Kabeln finden im Rahmen von routinemäßigen Begehungen, sowie gezielt bei entsprechenden speziellen Sichtprüfungen im Rahmen von Prüf- und Instandhaltungstätigkeiten statt. Veränderungen der einsehbaren Teile der Kabel (z. B. lokale Verfärbungen der Manteloberfläche) werden bewertet und ergebnisabhängig ggf. weitere Maßnahmen veranlasst, wie z. B. zusätzliche Prüfungen und Untersuchungen zur Bewertung des Zustands der betroffenen Kabel.

Thermografie als Verfahren zur berührungslosen Messung der Oberflächentemperaturen von Objekten wird auch zur Überwachung von Kabeln eingesetzt. Insbesondere Kabel mit höherer Strombelastung können mittels der Thermografie untersucht werden. Dabei lassen sich sowohl die absolute Temperatur der betrachteten Kabel, als auch eventuelle lokale Heistellen identifizieren, deren Ursache meist in Übergangswiderständen im Bereich von Anschlussstellen liegen. Mittels der Thermografie-Ergebnisse lassen sich dann auch Aussagen über die tatsächliche thermische Belastung der verlegten Kabel in der jeweiligen Einbausituation und somit über deren prognostiziertes Alterungsverhalten treffen. Dieses Verfahren wird ergänzend bei der Beurteilung von Auffälligkeiten eingesetzt. Bei einer regelkonformen Auslegung der Kabel sind Heistellen nicht zu erwarten, weswegen sie ein Hinweis auf Alterung sein können.

Reidehnungsprüfungen an Isolations- und Mantelwerkstoffen von Kabeln dienen dazu, die (alterungsbedingten) strukturellen Veränderungen der verwendeten Materialien zu überwachen und zu bewerten. Als Bezugsgröße zur Alterung von Kabel-Kunststoffen wird die relative Reidehnung herangezogen. Dabei wird der Reidehnungswert aktueller (gealterter) Proben in Relation zu Proben desselben Werkstoffs ohne Alterungsbelastung gesetzt. Aus der Verminderung der Streckfähigkeit des Werkstoffs kann auf eine alterungsbedingte Reduzierung der mittleren Kettenlänge der Kunststoffmoleküle geschlossen werden. Diese verminderte Streckfähigkeit wird dann bei Unterschreitung eines in den Prüfspezifikationen festgelegten Grenzwertes als Indiz zur Veranlassung weiterer Untersuchungen bezüglich der Isolationseigenschaften und der weiteren Verwendbarkeit der Kabel mit entsprechender Voralterung herangezogen.

Die **elektrische Funktionsfähigkeit unter KMV-Störfallbedingungen** ist ein spezieller Aspekt des Alterungsmanagements von Kabeln. Mit den oben angeführten Messgrößen und zugehörigen Überwachungsmethoden können lediglich die Alterungseffekte aus der Belastung der Kabel durch den normalen Anlagenbetrieb erfasst und bewertet werden. Kabel, die zur Versorgung von elektrischen Komponenten oder zur Übertragung von Mess- und Steuersignalen unter den erhöhten Umgebungsbedingungen eines Kühlmittelverluststörfalls (KMV) benötigt werden, müssen die entsprechenden Eigenschaften auch nach fortgeschrittener Alterung besitzen. Diese Eigenschaften werden bei Tests im Rahmen der Qualifikation der Kabel abgeprüft. Dabei wird die Alterung der Kabel aufgrund von Temperatur und/oder Strahlung durch die Belastungen aus dem Anlagenbetrieb bereits in den entsprechenden Testspezifikationen berücksichtigt.

Zusätzlich werden Kabelproben, die in Bereichen eines Konvoi-DWR (stellvertretend für die Leistungsreaktoren) mit hoher radiologischer und thermischer Belastung (Hauptkühlmittelleitung) in einer sogenannten Kabeldeponie gelagert werden, auf ihr Alterungsverhalten hin überwacht. In regelmäßigen Abständen (ca. alle 3 Jahre) werden einzelne Kabelproben entnommen und die Änderung

der relativen Reißdehnung als Anhaltspunkt zur Einschätzung der Veränderung des Kunststoffmaterials herangezogen. Außerdem werden solchermaßen vorgealterte Kabelproben elektrischen Prüfungen unter KMV-Störfallbedingungen (Dampf Atmosphäre mit hohem Druck und hoher Temperatur) unterzogen. Als Akzeptanzkriterium wird kabeltypspezifisch die elektrische Funktionsfähigkeit unter KMV-Bedingungen angesetzt; diese leitet sich aus den typischen Anwendungsfällen des Kabeltyps ab. Die dabei erzielten Ergebnisse können auf die in den Kernkraftwerken eingesetzten Kabel mit den entsprechenden Anforderungen übertragen werden.

Die Prüfergebnisse werden in sogenannten Lebensdauerkurven zusammengefasst. Am Graph einer Lebensdauerkurve lässt sich die nachgewiesene Lebensdauer (entsprechend der kumulierten radiologischen Belastung des Kabels an seiner Einbauposition) ermitteln. Dazu werden aus den Ergebnissen o. a. KMV-Störfalltests und den Alterungsparametern der Prüflinge, die die Tests positiv absolvierten, materialspezifische Lebensdauerkurven gebildet.

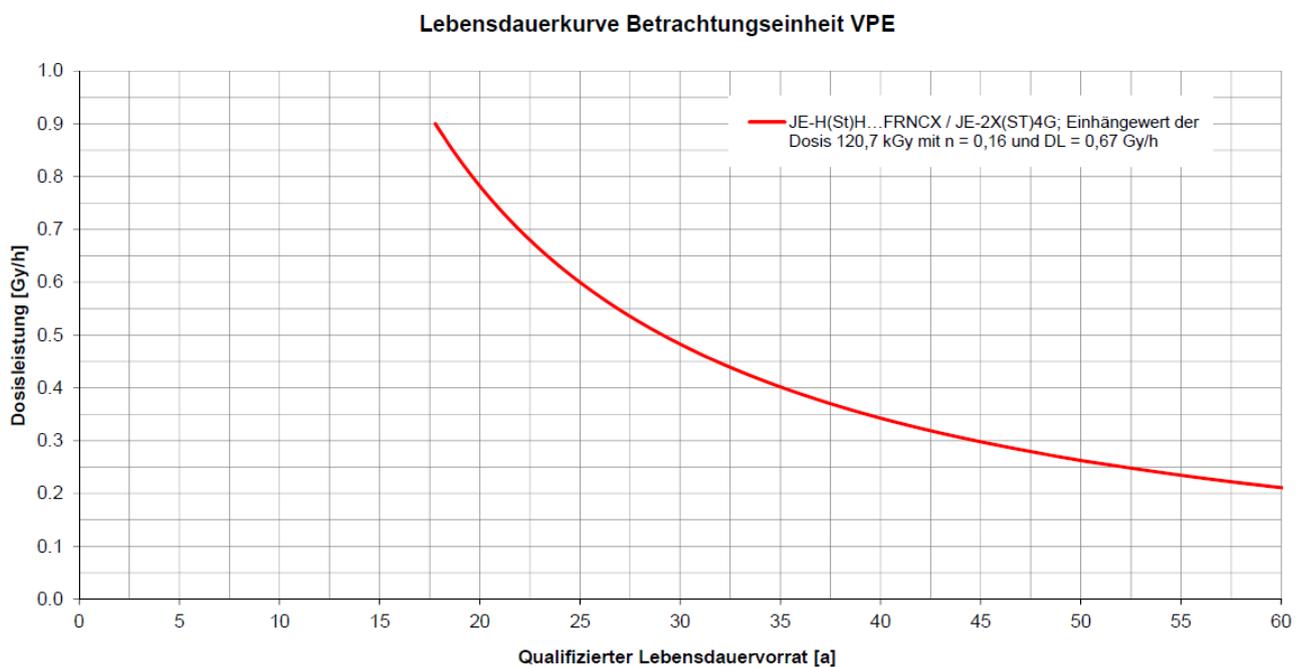


Abbildung 3-1 Beispiel einer Lebensdauerkurve für VPE-isolierte Kabel mit KMV-Anforderung

3.1.2.b Forschungsreaktoren

Das Augenmerk beim Alterungsmanagement der Neutronenmesskammer-Kabel liegt auf der Funktionsfähigkeit der Kabel. Diese könnte eingeschränkt werden durch Effekte wie etwa:

- Korrosion an Steckern und Kontakten,
- Kurzschluss durch Fehlfertigung der Kabel,
- Bruchstellen durch Fehlhandhabung der Kabel,
- alterungsbedingter Isolationsverlust zwischen Kabelleiter und äußerer Isolation bei Koaxial-Kabeln,
- alterungsbedingter Isolationsverlust gegen Wassereintritt bei unter Wasser verlegten Kabeln.

Zusätzlich kann es bedingt durch die radioaktive Strahlung, der die Kabel in der unmittelbaren Umgebung des Reaktorkerns ausgesetzt sind, zu einer beschleunigten Versprödung mit veränderter Isolation kommen. Es ist anzunehmen, dass die Wahrscheinlichkeit für diese Strahlungsschäden mit dem Neutronenfluss und der Reaktorleistung an der Einbaustelle der Kabel skaliert.

Die zu betrachtenden Kabel werden in Hinblick auf ihren anforderungsgerechten Zustand überprüft.

Zur Bewertung werden, falls erforderlich, außer den in den WKP festgeschriebenen Prüfzielen auch die Spezifikationen des Herstellers angewandt.

3.1.3 Alterungsüberwachung für elektrische Kabel

3.1.3.a Leistungsreaktoren

Zur Überwachung des Alterungszustandes der in den Kernkraftwerken eingesetzten Kabel werden die im vorangegangenen Abschnitt genannten Prüf-, Mess- und Nachweisverfahren eingesetzt. Da es sich bei den elektrischen Kabeln um einfache und robuste Komponenten handelt, für die umfangreiche Betriebserfahrungen auch aus dem nichtnuklearen Bereich vorliegen, ist eine flächendeckende Anwendung der Verfahren nicht erforderlich. Die Auswahl der geeigneten Verfahren sowie die Prüfanlässe bzw. Prüfintervalle erfolgt entsprechend den sicherheitstechnischen Anforderungen, den Verfügbarkeitsanforderungen und der Kabeltechnologie des jeweiligen Kabels. Dabei wird wie folgt vorgegangen:

- Isolationswiderstandsmessungen an repräsentativen eingesetzten Kabeln mit Bemessungsspannungen $> 1 \text{ kV}^4$ im Rahmen von WKP und Sonderprüfungen
- Durchführung von dauerhaften oder intervallbehafteten Teilentladungsmessungen an elektrischen Maschinen und Transformatoren sowie der zugehörigen Kabel zur Bewertung des Alterungszustandes der verwendeten Isolierstoffe
- Durchführung von Sichtkontrollen zur Bewertung des Zustandes der eingesetzten Kabel, gegebenenfalls erweitert um Thermografie
- Prüfungs- und Instandhaltungsbegleitende Kontrollen der Kabel im Rahmen von Arbeiten an elektrischen Verbrauchern oder leitetechnischen Einrichtungen
- Kabeldeponie zur Bewertung des Alterungszustandes und Nachweis des Erhalts der KMV-Störfallfestigkeit. Aufbewahrung von Kabelproben an der Hauptkühlmittelleitung eines Konvoi-DWR, stellvertretend für die deutschen Leistungsreaktoren

⁴ Entsprechend „High voltage cables subject to adverse environment (environment limited to the immediate vicinity that is hostile to the component material. This can be due to moisture, radiation, temperature etc.). For the purpose of the national assessment report, high voltage cables are those above about 3 kV.“ der Technischen Spezifikationen /WEN 16/.



Abbildung 3-2 Kabelprobendeponie an Loopleitung eines DWR (links); Kabelproben im Detail (rechts)

- Auswertung von ermittelten Befunden oder Ausfällen bei Kabeln nach Kabeltypen und ggf. Materialien, ggf. mit Bewertung der einzelnen Ausfälle von Kabeln und deren ermittelte Ursachen. Dabei wird in Abstimmung mit dem oben angeführten Einzelfehlerkonzept eine Bewertung bezüglich der Hinweise auf systematische Effekte, also auch Alterungseffekte durchgeführt
- Überwachung und Auswertung des internen und externen Erfahrungsrückflusses zu Schäden und Ereignissen mit Bezug auf Kabel
- Initiieren von Untersuchungsprogrammen/Studien an Kabeln und Kabelwerkstoffen zur Ermittlung von Ursachen bei bekannt gewordenen Fehlern an Kabeln in Zusammenarbeit mit Anlagelieferanten und Kabelherstellern. Die aus solchen Untersuchungsprogrammen/Studien abgeleiteten Maßnahmen sind unter Kapitel 3.1.4.a beschrieben.
- Verfolgen des Standes von Wissenschaft und Technik

3.1.3.b Forschungsreaktoren

Der anforderungsgemäße Zustand der betroffenen Kabel der Neutronenflussinstrumentierungen wird durch WKP gemäß Prüflisten und Betriebsbegehungen sichergestellt.

Beim FRM II zählen zu den laut Prüfliste /FRM 14/ durchzuführenden Prüfungen insbesondere die Prüfungen

- „Prüfung des Impulspfad des Weitbereichsmesskanäle mit einer Neutronenquelle (Reaktor-neutronen) durch Kennlinienaufnahme (Funktionsprüfung)“,
- „Kennlinienaufnahme der Detektoren der Leistungsbereichsmesskanäle (Funktionsprüfung)“ und
- „Messung des Isolationswiderstandes der Detektoren (Messung, Kalibrierung)“,

die jeweils jährlich in Anwesenheit des Sachverständigen der Behörde durchgeführt werden. Zudem findet jährlich die Betriebsbegehung „Neutronenflussmessenrichtungen“ des Sachverständigen der Behörde statt.

Beim BER II wird die Prüfung der Verkabelung im Rahmen der folgenden WKP integral durchgeführt:

- Neutronenfluss-Anfahrbereich: Isolationswiderstandsprüfung aller Koaxialkabel Detektor - Vorverstärker und Vorverstärker – Schrank
- Neutronenfluss-Mittelbereich: Isolationswiderstandsprüfung Koaxialkabel mit angeschlossener Ionisationskammer
- Neutronenfluss-Leistungsbereich: Isolationswiderstandsprüfung Koaxialkabel mit angeschlossener Ionisationskammer
- Brandschutzmaterial für Kabel: Feststellung der Verträglichkeit zwischen Kabelisolation und Unitherm-Brandschutzbandage

Diese Prüfungen finden jährlich unter Beteiligung des Sachverständigen der Behörde statt. Die Isolationswiderstandsprüfungen werden zusätzlich halbjährlich betreiberintern im Rahmen des Prüfbuches durchgeführt.

Bei FRMZ werden die zur Überwachung der Reaktorleistung eingesetzten Ionisationskammer des Anfahrkanals, die kompensierte Messkammer des logarithmischen Leistungsmesskanals und die kompensierte Messkammer des linearen Leistungskanals im eingebauten Zustand mit angeschlossenen Kabeln und seit Jahren unveränderter Kabellage auf ihre Funktionstüchtigkeit überprüft. Dabei wird zu Beginn eines Betriebstages (durchschnittlich 200-220 Tage im Jahr) eine Prüf-Neutronenquelle durch die Operateure an die Kammern in eine fest vorgefertigte Messposition gehalten und das daraus resultierende Signal (Untergrundzählrate sowie die Zählrate) am Steuerpult des Reaktors aufgezeichnet und im Vergleich zu vorgegebenen Sollwerten auf der täglichen Anfahrprüfliste dokumentiert. Bei Abweichungen werden Untersuchungen zur Ursachenquelle (Schaden an der Messkammer, Defekt Verstärker im Messkreis, Kabeldefekt) durch die Schichtleitung des FRMZ eingeleitet.

Am FRMZ dient die Prüfung mit Anfahrprüfquelle im Rahmen der Anfahrprüfliste als primäre Prüffunktion zum Alterungsmanagement. Als zusätzliche Maßnahme ist eine Prüfung im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen im PHB eingebettet, bei der über eine Messung des Isolationswiderstands bei üblichen Betriebsspannungen der Zustand der Kabel untersucht wird.

3.1.4 Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für elektrische Kabel

3.1.4.a Leistungsreaktoren

Nachfolgend werden beispielhaft aktive Maßnahmen aus dem Alterungsmanagement für Kabel beschrieben, die in deutschen Kernkraftwerken umgesetzt worden sind. Anzuwendende Akzeptanzkriterien werden sowohl aus den einschlägigen Industriestandards (VDE, DIN, etc.), als auch aus den Herstellerspezifikationen abgeleitet.

- *Vorbeugender Austausch von PVC-isolierten Mittelspannungskabeln (6 kV/10 kV)⁵ im elektrischen Eigenbedarf und zur Versorgung von sicherheitsrelevanten Verbrauchern gegen Kabel mit VPE-Isolierung (Vernetztes Polyethylen):* Dabei wurde auch die unter Kapitel 3.1.3 erwähnte Prüfung der Isolationswiderstände für Mittelspannungskabel etabliert, um den Alterungszustand der Kabel zu bewerten. Anlass war der Kurzschluss in einem PVC-isolierten Mittelspannungskabel (10 kV) im Eigenbedarf eines deutschen Kernkraftwerks im Jahr 2004 und die in diesem Zusammenhang durchgeführten Untersuchungen.

⁵ Entsprechend „High voltage cables subject to adverse environment (environment limited to the immediate vicinity that is hostile to the component material. This can be due to moisture, radiation, temperature etc.). For the purpose of the national assessment report, high voltage cables are those above about 3 kV.“ der Technischen Spezifikationen /WEN 16/.

- *Austausch von Kabeln älterer Bauart mit SIR-Isolierung (Silicone Rubber) aus Bereichen hoher Dosisleistung in den DWR:* Bei fortgeschrittener radiologischer und thermischer Alterung der Kabel zeigte sich bei Prüfungen an repräsentativen Prüflingen ein Abfallen der Isolationswiderstandswerte unter KMV-Bedingungen. Die Kabel mit entsprechenden Anforderungen wurden in den 1990er-Jahren gegen Kabel mit anderen Isolierwerkstoffen, bzw. gegen Kabel mit höhergradig vernetzten Silikon-Isolationswerkstoffen ausgetauscht.
- *Austausch von E- und Leittechnik Kabeln mit ETFE-Isolierung (Tefzel-Kabel) mit KMV-Anforderung aus Bereichen hoher Dosisleistung:* Bei fortgeschrittener radiologischer und thermischer Alterung der Kabel zeigte sich eine erhöhte Empfindlichkeit der Isolationswerkstoffe gegen störfallbedingte Feuchtigkeit und Dampf. Die Kabel mit entsprechenden Anforderungen wurden in den 1990er-Jahren gegen Kabel mit anderen Isolierwerkstoffen ausgetauscht.
- Anwendung von Lebensdauerkurven (siehe Kapitel 3.1.2.a) zur Festlegung erneuter Nachweis-schritte für Kabel mit KMV-Anforderung beziehungsweise zum Austausch der entsprechenden Kabel, wenn der festgelegte Lebensdauervorrat aufgebraucht ist.
- Austausch einzelner Kabelstrecken in Bereichen, in denen hohe Dosisleistungen (> 2,5 kGy/Jahr) erreicht werden, wenn durch die genannte Deponiemethode und die daraus abgeleiteten Lebensdauerkurven kein ausreichender zeitlicher Vorlauf beim Alterungsnachweis erreicht werden kann.

Im Zusammenhang mit der Anwendung der im Kapitel 3.1.3 dargestellten Methoden zur Alterungsüberwachung für Kabel festgestellten Abweichungen werden entsprechende Maßnahmen zur Abhilfe ergriffen. Dies kann bei festgestellten Befunden oder Ausfällen ohne Hinweis auf neu erkannte systematisch auftretende Alterungsphänomene der Austausch von kompletten Strecken oder Teilstrecken der betroffenen Kabelverbindungen sein.

3.1.4.b Forschungsreaktoren

Vorbeugende Maßnahmen und Maßnahmen zur Instandsetzung an den zu betrachtenden Kabeln der Neutronenflussinstrumentierung werden u. a. im Rahmen der unter Kapitel 3.1.3.b aufgeführten WKP und Betriebsbegehungen und auf Basis von Betriebserfahrungen aus anderen Anlagen durchgeführt.

Sollten sich dabei Befunde zeigen, werden diese bewertet. Falls es Befunde geben sollte und sich aus der Bewertung Handlungsbedarf ergibt, wird der spezifikationsgerechte Zustand der betroffenen Komponente durch Reparatur oder Tausch gemäß Instandhaltungsordnung (z. B. FRM II BHB Teil 1 Kapitel 3) wieder hergestellt.

Am FRMZ werden zudem bei jedem Austausch der Messkammern gleichzeitig die angeschlossenen Kabel im Bereich des Reaktorbeckens durch fabrikneue Kabel mit gleichwertiger Spezifikation durch qualifizierte Elektronik-Mitarbeiter des FRMZ getauscht.

3.2 Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für elektrische Kabel

3.2.a Leistungsreaktoren

Gemäß KTA 1403 wird eine Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements für technische Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik durchgeführt. Dabei wird die Wirksamkeit der bestehenden und ggf. zusätzlich ergriffenen Maßnahmen zur Erkennung und Beherrschung relevanter Schädigungsmechanismen in festgelegten Intervallen bewertet. Die Intervalle sind entsprechend dem zu erwartenden Alterungsverhalten festgelegt.

In regelmäßigen Abständen werden die im Kapitel 3.1.1 benannten Basisberichte durch die Statusberichte zum Alterungsmanagement ergänzt, in denen der aktuelle Status und der Erkenntnisgewinn gemäß dem vorgesehenen PDCA-Zyklus dargestellt wird.

Die Erfahrungen mit dem praktizierten Alterungsmanagement für Kabel in den deutschen Kernkraftwerken sind positiv. In Anbetracht der hohen Stückzahl an eingesetzten Kabeln und der verlegten Gesamtstrecke, sowie der Anzahl an unterschiedlichen Kabeltypen ist die Anzahl an festgestellten Befunden und Ausfällen gering und bewegt sich im Bereich statistisch verteilter Zufallsausfälle. Dies lässt darauf schließen, dass die Auswahl und Spezifikation der verwendeten Kabelmaterialien und Kabeltypen im Rahmen der Konstruktion und Errichtung der Kernkraftwerke und die zugehörige Qualifizierung der Kabel hinreichend konservativ war.

Bereits bekannte systematische Alterungsmechanismen, wie z. B. Ausdünstung von Weichmachern und Versprödung des Isoliermaterials, und neu erkannte systematische Alterungsmechanismen werden erfasst und verfolgt. Sofern erforderlich wird mit geeigneten Maßnahmen entgegengewirkt, indem beispielweise entsprechende Prozeduren angepasst oder erweitert werden, bzw. Kabel, deren Alterung unzulässig fortgeschritten ist, ausgetauscht werden, so dass keine Auswirkung auf deren Funktionsfähigkeit unterstellt werden kann. Dabei werden die aktuellen Erkenntnisse angewandt und aktuell verfügbare Kabeltypen mit entsprechender Qualifikationsstufe als Nachfolgeteile eingesetzt.

Wie unter Kapitel 3.1.4.a aufgeführt wurden im Rahmen des Alterungsmanagements verschiedene Kabel vorsorglich getauscht, um die Anforderungen unter KMV-Bedingungen sicher gewährleisten zu können. Hierzu zählten Kabel mit SIR-Isolierung (Silicone Rubber) bzw. ETFE-Isolierung in Bereichen hoher Dosisleistung. Im Zusammenhang mit dem Austausch von PVC-isolierten Kabeln wurde die Prüfung der Isolationswiderstände für Mittelspannungskabel etabliert.

3.2.b Forschungsreaktoren

Am FRM II ergaben sich an den Kabeln der Neutronenflussinstrumentierung noch keine Befunde, die Maßnahmen gemäß Kapitel 3.1.4.b erfordert hätten

Am BER II zeigten die WKP und die Betriebserfahrungen Folgendes:

- Die Brandschutzbandagen haben keinerlei Einflüsse auf die Kabelummantelungen.
- An der Verkabelung außerhalb des Reaktorbeckenbereiches sind keine Alterungseffekte festgestellt worden.
- An der mineralisierten Metallmantel-Koax-Verkabelung der Leistungsbereichsinstrumentierung innerhalb des Reaktorbeckens wurden keine Alterungseffekte beobachtet.
- An der mineralisierten Metallmantel-Koax-Verkabelung der Mittelbereichsinstrumentierung innerhalb des Reaktorbeckens wurden keine Alterungseffekte beobachtet.
- Die spezifizierte Verkabelung zwischen Anfahrkammer und Klemmkasten an der Reaktorbrücke besteht aus einem nicht mineralstoffisolierten kunststoffummantelten Koaxialkabel. Bei diesem Kabel zeigten sich nach längerer Einsatzzeit Isolationsprobleme.

Die Ursache für die beschriebenen Isolationsprobleme waren Versprödungen des Kabels im Anschlusssteckerbereich an der Kammer, die auf Strahlenschäden zurückzuführen waren. In diese versprödeten Bereiche konnte Restfeuchtigkeit eindringen und den Isolationswiderstand negativ beeinflussen. Die folgenden Maßnahmen wurden ergriffen:

- Kürzen bzw. Austausch des Kabels und Installation von neuen Steckern.
- Regelmäßiges Trocknen des freien Volumens im Kammerführungsgestänge und spülen mit Stickstoff.

- Verbesserung des Betriebsregimes zur Minimierung der Verweilzeit der Kammern im Bereich hoher Strahlung.

Durch die beschriebenen Maßnahmen konnten diese Alterungseffekte gemindert und der spezifizierte Zustand langfristig gewährleistet werden.

Am FRMZ wurde bei in der Vergangenheit durchgeführtem Austausch von Kabeln, nach Kenntnis des Betreibers, trotz teilweise jahrzehntelanger Beanspruchung nie ein Kurzschluss oder andere offensichtliche Mängel an den Kabeln festgestellt. Dies ist auf die Umweltbedingungen der Kabel am FRMZ und den vergleichsweise geringen Neutronenfluss der Anlage (max. 10^{12} Neutronen $\text{cm}^{-2}\text{s}^{-1}$ im Kernzentrum) zurück zu führen.

3.3 Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für elektrische Kabel

3.3.a Leistungsreaktoren

Bewertung des Alterungs-Management-Prozesses für Kabel

Das im Kapitel 3 beschriebene Alterungsmanagement für Kabel wird inhaltlich korrekt wiedergegeben.

Es erfolgte eine Differenzierung der verschiedenen Kabeltypen nach Anwendungsfällen. Die wichtigsten Kabelwerkstoffe, die heute noch Verwendung finden, werden zutreffend benannt, ebenso die in der Praxis angewandten Prüfverfahren zur Bestimmung des Betriebs- bzw. Alterungszustands der verschiedenen Kabel. Schädigungsmechanismen, die die bestimmungsgemäße Funktion der Kabel im Lauf ihrer Einsatzzeit beeinträchtigen können, werden in den Basisberichten zum Alterungsmanagement der einzelnen Anlagen beschrieben. Die Umwelteinflüsse, denen die verschiedenen Kabeltypen an den Einbaupositionen in den Kernkraftwerken ggf. ausgesetzt sind und die langfristig eine Schädigung nach sich ziehen können, werden im Kapitel 3.1.2 vollständig beschrieben und wurden entsprechend dem aktuellen Kenntnisstand korrekt bewertet.

Die im Rahmen des Alterungsmanagements an Kabeln durchgeführten Maßnahmen haben sich in der bisherigen Betriebszeit als geeignet erwiesen, eine anforderungsgerechte Qualität der Kabel für den weiteren Einsatz zu gewährleisten. Sofern in Einzelfällen unerwartete Alterungsphänomene aufgetreten sind oder detektiert wurden, erfolgte – ggf. unter Einbeziehung bzw. unter der Federführung des VGB – ein anlagenübergreifender Informationsaustausch nach bewährten Verfahren, so dass jeweils eine Übertragbarkeitsbewertung und anlagenbezogen die ggf. notwendig werdenden Maßnahmen abgeleitet werden konnten. Beispiele für Fälle mit einem entsprechenden Erkenntniszuwachs sind im Kapitel 3.1.4 genannt. Somit konnte systematischen Alterungsphänomenen, die ohne Gegenmaßnahmen zu einer Beeinträchtigung sicherheitsrelevanter Komponenten im Anforderungsfall hätten führen können, im jeweils erforderlichen Maße begegnet werden.

Erfahrungen mit der Anwendung des Alterungsmanagements für Kabel

Bereits vor dem Inkrafttreten der KTA 1403 im November 2010 wurde mit Begleitung durch die Aufsichtsbehörde im jeweiligen atomrechtlichen Aufsichtsverfahren ein formales prozessorientiertes Alterungsmanagementsystem implementiert. In der KTA 1403 wurden u. a. mit dem Ziel der Harmonisierung der verschiedenen anlagenspezifischen Verfahren abdeckende Anforderungen an ein Alterungsmanagement festgelegt. Die technischen Einrichtungen der Elektro- und Leittechnik, darunter auch die Kabel werden im Abschnitt 4.2 der KTA 1403 behandelt.

Das ganzheitliche Alterungsmanagement der Elektro- und Leittechnik basiert auf den folgenden Elementen:

- der Komponentendokumentation (mit den Qualitätsnachweisen und Ausführungsunterlagen, zurückgehend auf die Errichtung)
- dem Basisbericht gemäß KTA 1403, der die übergeordneten Regelungen zum AM in einer Anlage beschreibt,
- der Betriebsdokumentation (u. a. Lebenslaufakten, speziellen Datenbanken zur Verfolgung und Bewertung des Erhalts der Kühlmittelverlust-Störfallfestigkeit entsprechend ausgelegter Komponenten) und
- den jährlichen Statusberichten gemäß KTA 1403, in denen Änderungen der grundsätzlichen Regelungen zum Alterungsmanagement sowie Besonderheiten des zurückliegenden Betrachtungszeitraums behandelt werden und eine qualitative und quantitative Wirksamkeitsbewertung erfolgt.

Das Alterungsmanagement im Bereich Elektro- und Leittechnik wird nach den Anforderungen der KTA 1403 auf sicherheitstechnisch wichtige Komponenten der Elektro- und Leittechnik angewandt. Im Rahmen der Erstellung und Erweiterung der Wissensbasis zum Alterungsmanagement werden allerdings auch Betriebserfahrungen der betrieblich eingesetzten Kabel verwendet. Unabhängig davon ist es geübte Praxis, verfügbarkeitsrelevante betriebliche Komponenten in das Alterungsmanagement einzubeziehen. Beispielhaft sind hier erdverlegte Kabel des Reservenetzanschlusses zu nennen, sofern eine Anlage über einen solchen Anschlusstyp verfügt.

Kabel werden als Komponenten mit mittelbarer Sicherheitsrelevanz betrachtet, deren Versagen auf Grund des Anlagenkonzepts beherrschbare Folgen hat (Einzelfehlerkonzept), solange für einen Anforderungsfall keine Folgen systematisch wirkender Schädigungsmechanismen zu besorgen sind.

In den verschiedenen Anlagen wird der Zustand der Kabel im Regelfall durch integrale Funktionsprüfungen mit beurteilt. Kabel, die für bestimmte Alterungsphänomene anfällig sind oder bei denen Veränderungen von Werkstoffeigenschaften unerwartet und dann beschleunigt zu Funktionsbeeinträchtigungen führen können, unterliegen in diesen Fällen gesonderten Prüfungen, z. B. durch Isolations- und Schleifenwiderstandsmessungen. Hierbei werden die Schnittstellen zu angrenzenden Komponenten (z. B. Steck- oder Klemmverbindungen) im Normalfall mit erfasst. Beispielhaft sind hier die 10-kV-Mittelspannungskabel der Eigenbedarfs- und Notstromversorgung oder die Kabel der Incore-Instrumentierung zu nennen.

Eine Besonderheit bilden die Kabel mit Anforderungen an die Störfallfestigkeit. Für diese Kabel und Leitungen wird in Übereinstimmung mit den Anforderungen der KTA 3706 /KTA 00/ und unter Koordination des VGB ein erweitertes typspezifisches betriebsbegleitendes Nachweisverfahren auf den Erhalt der funktionellen Eigenschaften unter KMV-Bedingungen geführt. Kern dieses Verfahrens ist die Fortschreibung von Qualifizierungsdaten für die verbleibende Einsatzzeit unter Nutzung eines aktuelleren Wissensstandes zu Werkstoffdaten einzelner Kabeltypen oder eine erweiterte Nachweisführung durch Störfalltests an betrieblich vorbeanspruchten Kabelabschnitten.

Ferner werden für deutsche Kernkraftwerke unter Koordination des VGB Kabeldeponien in Bereichen mit hoher radiologischer Belastung während des Anlagenbetriebes betrieben (nahe Loop-Leitung). Die Kabeldeponien enthalten einen Probenvorrat von Kabeln, die verbreitet in den aktuell noch im Leistungsbetrieb befindlichen Anlagen eingesetzt sind. Dieser Probenvorrat wird u. a. für betriebsbegleitende Nachweise des Erhalts der Kühlmittelverlust-Störfallfestigkeit genutzt. Die Anordnung einer Kabeldeponie an einer Loopleitung ist im Kapitel 3.1.3 dargestellt.

Die in einer derartigen Deponie vorgehaltenen Kabelproben erhalten somit eine gegenüber den in der Anlage installierten Kabeln zeitlich voreilende radiologische Alterung. Diese vorgealterten Proben werden weiteren Lebensdaueruntersuchungen (z. B. über das Kriterium der Reißdehnung und deren Abnahme über der Zeit als Folge der Versprödung durch radioaktive Strahlung und Temperatureinfluss) unterzogen und dienen zur Bestimmung sogenannter Lebendauerkurven, über die auf

die verbleibende Restnutzungsdauer bei gegebener Dosisleistung am Einbauort extrapoliert werden kann. Ein Beispiel für eine solche Lebensdauerkurve zeigt auch die Darstellung im Kapitel 3.1.2.

Die Ergebnisse dieser Untersuchungen finden im Rahmen der atomrechtlichen Aufsicht Eingang in das AM der Anlagen.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Alterungsmanagements ist die Übertragbarkeitsbewertung von Erkenntnissen aus anderen in- oder ausländischen Anlagen, die z. B. aus unerwarteten Ergebnissen wiederkehrender Prüfungen mit Hinweisen auf systematische Phänomene oder meldepflichtigen Ereignissen resultieren. Derartige Ergebnisse werden dann nach Vorliegen entsprechender Erfahrungen und Erkenntnisse in den jeweiligen anlagenspezifischen Aufsichtsverfahren bewertet und die dann ggf. als erforderlich angesehenen Maßnahmen ergriffen. Beispiele für solche Fälle sind zutreffend im Kapitel 3.1.4 genannt.

Wirksamkeitsbewertung des bestehenden Alterungsmanagements

Zur Erfüllung behördlicher Auflagen wird jährlich der Aufsichtsbehörde von Betreiberseite über die Ergebnisse der Alterungsüberwachung für den zurückliegenden Betriebszyklus berichtet. Die Nutzung der im Kapitel 3.1.2 beschriebenen Prüfverfahren gestattet wie z. B. am Beispiel der Lebensdauerkurven ersichtlich, eine Aussage zur verbleibenden Restnutzungsdauer in einer konkreten Anwendung. In anderen Fällen ist mittels konkreter Messergebnisse bedarfsweise eine Trendverfolgung möglich, z. B. über die Trendverfolgung von Isolationswiderständen von PVC-Mittelspannungskabeln.

Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements für die Anlagen bestätigt die Wirksamkeit des anlagenspezifischen Alterungsüberwachungsprogramms für Kabel und Leitungen.

Das von den Betreibern in Kapitel 3 „Elektrische Kabel“ dokumentierte Alterungsmanagement für die im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke entspricht im vollen Umfang dem in den Anlagen praktizierten Alterungsmanagement. Durch betriebliche Regelungen und die eindeutige Festlegung von Verantwortlichkeiten wird das Alterungsmanagement dauerhaft in die Arbeitsabläufe der Kraftwerke eingebunden. In den Anlagen werden für das Alterungsmanagement relevante Vorgänge, Ereignisse und Maßnahmen über geeignete EDV-Software (u. a. das Betriebsführungssystem oder in Lebenslaufakten) dokumentiert. Hiermit wird sichergestellt, dass die relevanten Vorgänge aus dem Anlagenbetrieb vollständig und umfassend berücksichtigt werden und damit konsequenterweise auch die Komponentendokumentation fortgeschrieben wird. Eine Bewertung auf Relevanz von Prüfergebnissen erfolgt unabhängig von der aktuellen Befundbewertung mindestens einmal jährlich.

Externe Ereignisse (z. B. VGB-Meldungen, Ereignisse aus in- und ausländischen Anlagen, GRS-Weiterleitungsnachrichten) werden von den Betreibern auf Übertragbarkeit geprüft. Hierbei wird auch die Relevanz eines Ereignisses für das Alterungsmanagement-Programm bewertet. Sobald aus dieser Bewertung ein Handlungsbedarf erkannt wird, werden die zu treffenden Maßnahmen entsprechend den sicherheitstechnischen Erfordernissen umgesetzt.

Hauptstärken

Das Alterungsmanagement in den Anlagen erfolgt unter Einbeziehung der etablierten Prozesse im Kraftwerk. Die Maßnahmen im Rahmen dieser Prozesse (z. B. Störmeldungen, Instandhaltungsmaßnahmen) werden über das Betriebsführungssystem gelenkt und werden hinsichtlich ihrer Relevanz für das Alterungsmanagement komponenten- bzw. mechanismusspezifisch umfassend und systematisch ausgewertet. Damit wird der Bedeutung des Alterungsmanagements Rechnung getragen und es wird sichergestellt, dass die Wechselwirkungen der Prozesse des Alterungsmanagements mit anderen Prozessen erkannt und beherrscht werden.

Der Erfahrungsrückfluss z. B. aus der Auswertung von Weiterleitungsnachrichten der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS), aus VGB-Arbeitskreisen, nationaler wie internationaler Fachliteratur, sowie der Erkenntnisgewinn von Alterungseffekten aus nicht sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten und Systemen fließt ebenfalls in die Wissensbasis ein und wird im Alterungsmanagement bewertet.

Die jährliche Berichterstattung (z. B. in Statusberichten) ermöglicht es, die Ergebnisse und Bewertungsprozesse des Kraftwerkbetreibers nachzuvollziehen. Unter Berücksichtigung von Erkenntnissen aus dem jeweiligen Aufsichtsverfahren wird es somit möglich, unabhängig von den Ausführungen der Betreiber die Wirksamkeit des bestehenden Alterungsmanagements zu bewerten.

Durch die kontinuierliche Verbesserung auf Basis des PDCA-Zyklus (Plan-Do-Check-Act) und des Erfahrungsrückflusses wird die Wissensbasis dem Anspruch des Alterungsmanagements gerecht.

Identifizierte Schwachpunkte

Das Alterungsmanagement in den Anlagen erfolgt gemäß KTA 1403 im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (PDCA-Zyklus) mit aktualisierter Wissensbasis.

Für das Alterungsmanagement der Kabel sind keine Schwachpunkte im Alterungsmanagement-Prozess festzustellen.

3.3.b Forschungsreaktoren

Im Rahmen des genehmigungskonformen Betriebes von FRM II, BER II und FRMZ prüfen die zuständigen atomrechtlichen Aufsichts- und Genehmigungsbehörden alle vom Betreiber genannten Maßnahmen unter Verwendung des in Kapitel 2.7 beschriebenen abgestuften Ansatzes. Die vorgeannten, vom Betreiber dargestellten Maßnahmen sind nach Prüfung durch die zuständigen Behörden zur frühzeitigen Erkennung von Alterungseffekten geeignet.

4 Nicht zugängliche Rohrleitungen

4.1 Beschreibung des Alterungsmanagements für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.1.1 Umfang des Alterungsmanagements für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.1.1.a Leistungsreaktoren

Die nicht zugänglichen Rohrleitungen in den deutschen Kernkraftwerken unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Verlegung grundsätzlich in Rohrleitungen aus Stahl, die

- erdverlegt sind oder
- in abgedeckten Kanälen, üblicherweise aus Beton, verlegt sind.

Gemäß KTA 1403 werden im Rahmen des Alterungsmanagements mechanische Komponenten in die Gruppen M1 bis M3 eingeteilt.

Zur Gruppe M1 gehören Komponenten und Bauteile der druckführenden Umschließung und der äußeren Systeme, deren Versagen nicht zulässig ist, sowie anlagenspezifisch solche, deren Versagen nicht durch die Auslegung des Kernkraftwerks abgedeckt ist.

In Gruppe M2 werden sicherheitstechnisch wichtige mechanische Komponenten und Bauteile eingeordnet, die nicht zur Gruppe M1 gehören. Dies sind insbesondere Komponenten und Bauteile, die für die Nachweise der Beherrschung von Störfällen herangezogen werden und bei denen durch das Redundanzkonzept das Versagen einer Redundanz im Anforderungsfall durch das Auslegungskonzept des Kernkraftwerks abgedeckt ist. Weiterhin gehören hierzu andere aktivitätsführende Systeme.

In Gruppe M3 gehören sonstige mechanische Komponenten und Bauteile, die lediglich betriebliche Aufgaben haben und daher nicht in die Gruppen M1 und M2 eingeordnet sind. Sie sind nicht Gegenstand eines Alterungsmanagements nach KTA 1403. Damit werden im Rahmen des Alterungsmanagements der deutschen Kernkraftwerke die nicht zugänglichen Rohrleitungen unter Berücksichtigung ihrer Verlegung wie folgt eingeteilt:

- Für die Gruppe M1 gibt es keine nicht zugänglichen Systeme.
- Erdverlegte Systeme der Gruppe M2. Dabei handelt es sich ausschließlich um Leitungen, die zur Störfallbeherrschung und Nachwärmeabfuhr im Normalbetrieb benötigt werden. Dies sind in DWR und SWR die Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems. Diese Leitungen verlaufen streckenweise von außen unzugänglich erdverlegt und streckenweise von außen zugänglich in Gebäuden.
- In (Beton-) Kanälen verlegte Systeme der Gruppe M2, mit sicherheitstechnisch wichtigen Aufgaben. Dies sind in DWR die Leitungen der Notspeisewasserversorgung für die Dampferzeuger. Diese Leitungen sind in deutschen DWR grundsätzlich in den Kanälen von außen zugänglich und begehbar. Sie unterscheiden sich somit nicht grundsätzlich von gebäudeverlegten Leitungen.
- Systeme der Gruppe M2, aktivitätsführend oder mit sonstigen sicherheitstechnischen Aufgaben. Hierzu gehören anlagenspezifisch das Kaltwassersystem und Rohrleitungen für radioaktive Abwässer sowie aus Gründen des Brandschutzes ggf. Feuerlöschleitungen. Diese Leitungen laufen streckenweise von außen unzugänglich erdverlegt und streckenweise von außen zugänglich in Gebäuden.

- Systeme der Gruppe M3 mit betrieblichen Aufgaben. Hierzu gehören insbesondere die Leitungen des Hauptkühlwassersystems und des (nicht gesicherten) Nebenkühlwassersystems.

Die zur Nachwärmeabfuhr nach einem Störfall erforderlichen erdverlegten Systeme des gesicherten Nebenkühlwassersystems mit Stahlrohren (Kennzeichen VE nach dem AKZ-System bzw. PE nach dem KKS-System), Gruppe M2, sind somit die in ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung führenden nicht zugänglichen Rohrleitungen im Alterungsmanagement der deutschen Kernkraftwerke. In wenigen Fällen wurden die erdverlegten Nebenkühlwasserrohre als Spannbetonrohre ausgeführt.

Die Maßnahmen beim Alterungsmanagement von nicht zugänglichen Rohrleitungen werden im Folgenden am Beispiel der Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassers aus Stahl beschrieben. Als erdverlegte aktivitätsführende Leitungen sind einzig die Abgabeleitungen zur kontrollierten Abgabe von radioaktiven Abwässern vorhanden. Die Kontamination der Abwässer ist im Bereich dieser Leitungen bereits unterhalb der zulässigen Grenzwerte. Unabhängig davon sind sie als Doppelrohr mit einer Leckageüberwachung ausgeführt. Weiter ist das transportierte Medium (Deionat) weniger korrosiv als das gesicherte Nebenkühlwasser. Aufgrund des transportierten Mediums und der realisierten Leckageüberwachung durch das Doppelrohrsystem sind diese Abgabeleitungen im Alterungsmanagement von untergeordneter Bedeutung und werden über die Darstellungen zu den gesicherten Nebenkühlwasserleitungen abgedeckt.

In deutschen Kernkraftwerken sind die im Rahmen der Störfallbeherrschung nötigen Dieselleitungen der Brennstoffversorgung der Notstromdiesel grundsätzlich nicht in Gräben oder in Betonstrukturen verlegt und somit jederzeit zugänglich.

Beschreibung und Aufgabe der gesicherten Nebenkühlwassersysteme

Das gesicherte Nebenkühlwassersystem (VE- bzw. PE-System) ist in den deutschen Kernkraftwerken grundsätzlich mehrfach vorhanden. Seine Aufgabe ist die Wärmeabfuhr aus dem gesicherten Zwischenkühlkreislauf und aus dem nuklearen Zwischenkühlkreislauf. Als Kühlmedium des Nebenkühlwassersystems dient konditioniertes Flusswasser (siehe /VGB 00/). In einzelnen Kernkraftwerken dienen strangweise auch Zellenkühler als alternative Wärmesenke, hier wird aufbereitetes Rohwasser als Kühlmedium verwendet.

Das gesicherte Nebenkühlwassersystem wird mit einem Betriebsdruck von bis zu 6 bar betrieben. Die Temperatur im Normalbetrieb im Vorlaufteil liegt maximal bei rund 30°C. Im Rücklaufteil ist die Temperatur geringfügig höher. Die Systeme sind im Regelfall ausgelegt für Drücke bis 10 bar und Temperaturen von 50 bis 80°C.

Aufgrund der beschriebenen Aufgabe des gesicherten Nebenkühlwassersystems soll mit dem Alterungsmanagement ein großer Bruch dieser mehrfach redundanten Rohrleitungen vermeiden werden. Dagegen werden die Funktionsfähigkeit und die Schutzzielbeherrschung durch lokal begrenzte Leckagen nicht in Frage gestellt.

4.1.1.b Forschungsreaktoren

Beim FRM II wurden folgende zwei Leitungen identifiziert, die – mit Einschränkungen aufgrund ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung – in die Betrachtung aufgenommen wurden:

- Dieselmotorenanlage (Kraftstoffleitung vom Tank) und
- Brunnenwasserversorgung (Rohrleitungen vom Brunnen ins Pufferbecken)

Die Abwasserleitungen zur Isar werden hier hingegen nicht betrachtet, da darin nur beprobtes und freigegebenes Wasser transportiert wird und daher deren Leckage ohne sicherheitstechnische Bedeutung wäre.

Die beiden genannten Leitungen sind beide unterirdisch verlegt. Eine äußere Sichtprüfung ist nicht bzw. nur mit erheblichem Aufwand möglich. Dennoch haben beide Leitungen eine gewisse sicherheitstechnische Bedeutung: die Brunnenwasserversorgung im Falle der Unverfügbarkeit von Trink- und Brauchwasser zur Löschwasserversorgung und die Diesel zur Notstromerzeugung bei Ausfall der externen Stromversorgung (Anmerkung: der FRM II ist konzeptionell so ausgelegt, dass die Diesel zum Einhalten der Schutzziele nicht erforderlich sind).

Beim BER II und FRMZ wurden keine Leitungen identifiziert, die in die Betrachtung im Rahmen dieses TPR Ageing Management fallen. Daher wird in den folgenden Unterkapiteln nur auf den FRM II eingegangen.

4.1.2 Bewertung relevanter Alterungsphänomene für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.1.2.a Leistungsreaktoren

Alterungsmanagement der gesicherten Nebenkühlwassersysteme

Basis zur Festlegung von Maßnahmen des Alterungsmanagements in den deutschen Kernkraftwerken ist die systematische Analyse und Bewertung der Schädigungsmechanismen. Dies schließt in Übereinstimmung mit der KTA 1403 u. a. ein:

- a) die Kenntnis über den erforderlichen und den vorhandenen Qualitätszustand (Konstruktion, Werkstoffe und Herstellung),
- b) die Kenntnis über den bisherigen Betrieb einschließlich der Inbetriebsetzung,
- c) die Kenntnis über relevante Schädigungsmechanismen und deren Vermeidung,
- d) die Absicherung gegen Schädigungsmechanismen (Auslegung, bisheriger Betrieb),
- e) betriebliche Überwachungsmaßnahmen und
- f) die Berücksichtigung des aktuellen Kenntnisstandes zu den Schädigungsmechanismen.

Durch das Alterungsmanagement sollen für die erdverlegten gesicherten Nebenkühlwassersysteme alterungsbedingte große Leckagen infolge der Einwirkung von Alterungsmechanismen verhindert werden. Das hierzu angewandte Vorgehen bei Komponenten der Gruppe M2 nach KTA 1403 zu den Punkten c bis f beinhaltet insbesondere die

- Überwachung der Folgen betriebsbedingter Schädigungsmechanismen an repräsentativen Stellen (z. B. durch WKP, Betriebsüberwachung oder Laboruntersuchungen),
- Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Betrieb auch anderer Kernkraftwerke und
- Verfolgung des Kenntnisstandes zu den möglichen Schädigungsmechanismen.

Zur Bewertung der Punkte a) bis f) dienen u. a. die folgenden, z. T. anlagenspezifischen Quellen:

- Herstellungsspezifikation und herangezogene Normen,
- Qualitätsnachweise,
- Unterlagen aus der Auslegung und Konstruktionsbewertung,
- Ergebnisse aus Überwachung und deren Bewertung,
- Ergebnisse aus WKP und deren Bewertung (siehe Kapitel 4.1.3.a),
- Ergebnisse aus Instandhaltungsmaßnahmen,
- Stör-/Mängelmeldungen und deren Bewertung,

- Revisionsberichte,
- GRS-Weiterleitungsnachrichten (WLN),
- meldepflichtige Ereignisse der eigenen und anderer deutscher Anlagen,
- Ereignisse aus Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands,
- nationale und internationale Forschungsvorhaben (siehe Kapitel 4.1.3.a),
- Erfahrungsauswertung des Herstellers,
- Erfahrungsaustausch unter den Betreibern,
- Auftragnehmermeldungen (VGB-System zur Bewertung der Auftragnehmer),
- VGB-Kühlwasserrichtlinie /VGB 00/.

Kenntnis über den erforderlichen und Bewertung des vorhandenen Qualitätsstandards (a):

Die Aufgabe der gesicherten Nebenkühlwasserleitungen ist, wie in Kapitel 4.1.1 ausgeführt, der Wärmetransport aus den angeschlossenen Zwischenkühlkreisläufen zur Wärmesenke (Fluss bzw. ggf. Zellenkühler) mit Hilfe von geeignet konditioniertem Flusswasser bzw. ggf. Rohwasser als Kühlwasser. Hierfür wurde in der Auslegung der deutschen Kernkraftwerke für die Betriebszeit 40 Jahren ein ausreichender Widerstand gegen die weiter unten beschriebenen korrosiven Schädigungsmechanismen mit angemessenen Reserven sichergestellt.

Grundlage hierfür waren jahrzehntelange Erfahrungen mit Kühlwasserleitungen in fossilen Kraftwerken, anderen Industrien wie der chemischen Industrie und insbesondere aus der Wasserversorgung.

Dieser in der Praxis bewährte Stand der Technik und die hierzu verfügbaren Normen und Richtlinien wurden bei Auslegung, Herstellung und Verlegung der gesicherten Nebenkühlwassersysteme angewendet.

Hierzu gehört die Wahl eines unlegierten Stahlrohrs mit den hinsichtlich Korrosion ausreichenden Wanddickenzuschlägen, die Wahl einer geeigneten Außenbeschichtung erdverlegter Systembereiche als passiver Korrosionsschutz und ggf. die zusätzliche Verwendung eines kathodischen Korrosionsschutzsystems im erdverlegten Bereich als aktiver Korrosionsschutz. Weiterhin gehört hierzu nennweitenabhängig vorzugsweise eine geeignete Innenbeschichtung zur Minimierung der Korrosion, wobei bei den noch im Betrieb befindlichen Kernkraftwerken bei den größeren Nennweiten bevorzugt eine Zementmörtelauskleidung verwendet wurde (siehe u. a. DIN 2614 und DIN 2880).

Zementmörtel-ausgekleidete Leitungen sind seit mehr als 100 Jahren in Verwendung und in Deutschland seit Mitte der 1960er Jahre verstärkt im Einsatz, insbesondere auch in der Wasserversorgung, und sie haben eine sehr gute Betriebsbewährung. Die Verlegung der gesicherten Nebenkühlwasserleitungen erfolgte zur Minimierung von Setzungserscheinungen in Gräben und mit Rohrbetten nach bewährtem Stand der Technik (siehe u. a. DIN 4142, DIN 2614 sowie DIN 19630 und DIN 4033). Zu dieser Verlegungsmethode gehören u. a. zunächst eine Muldung unter bodenspezifischer Wahl der Böschungswinkel oder von Spundwänden und dann das Einbringen einer wasserdurchlässigen Geotextilfolie am Boden der Grube zur Verhinderung lokaler Setzungen. Weiter ein schichtweises Auffüllen mit feinem Sand als Rohrbett und als Füllmaterial im unteren rohrnahen Bereich der Grube, so dass eine Verletzung des äußeren Korrosionsschutzes der Rohre sicher vermieden wird. Darüber ein Auffüllen mit nicht scharfkantigem Verfüllmaterial aus Sand oder steinfreiem Boden. Weiterhin wird zur Minimierung späterer Setzungen beim gesamten Auffüllen lagenweise eine hohe Verdichtung mittels Schlämmen oder mechanisch mit einem Flächenrüttler vorgenommen, insbesondere wiederholt im Bereich der Aushubsohle.

Die Nebenkühlwassersysteme der deutschen Kernkraftwerke wurden auf dieser Basis standortspezifisch ausgelegt und genehmigt. Die Errichtungsspezifikationen des Anlagenherstellers Siemens/KWU für die gesicherten Nebenkühlwasserleitungen der deutschen Kernkraftwerke wurden

auf Grundlage und unter Heranziehung der oben genannten Regeln und Richtlinien erstellt, im Zuge der Errichtung begutachtet und von der Aufsichtsbehörde genehmigt und deren sachgerechte Umsetzung auch von den Sachverständigen der Aufsichtsbehörde überwacht.

Der in den deutschen Kernkraftwerken umgesetzte, vorhandene Qualitätsstand der gesicherten Nebenkühlwasserleitungen wurde somit nach den langjährig in Deutschland praxisbewährten Regeln und Richtlinien erzeugt und erfüllt auch nach heutigem Kenntnisstand die erforderliche Qualität für die restliche Betriebszeit. Dies wird im Folgenden weiter ausgeführt.

Werkstoffe und Abmessungen:

Die Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems sind aus unlegierten Stählen gefertigt. Die eingesetzten Nennweiten erstrecken sich typischerweise bis zu DN 1200.

Integritätseinstufung:

Die gesicherten Nebenkühlwasserleitungen sind aufgrund ihrer niedrigen Betriebsdrücke (max. 6 bar) und Betriebstemperaturen (maximal ca. 30 bis 40°C) niederenergetische Systeme. Dies bedeutet, dass keine mechanischen Belastungen vorhanden sind, die ein Versagen des Systems aus sich heraus verursachen können, z. B. durch Materialermüdung und Ermüdungsrisswachstum. Im Falle eines Versagens durch lokale korrosive Mechanismen wie der Muldenkorrosion (siehe unten) ist bei einem niederenergetischen System stets von einem Leck-vor-Bruch-Versagen auszugehen. Das bedeutet, dass es zu lokalen kleinen Leckagen kommen kann, aber nicht zu einem spontanen Bruch.

Beschichtungen und Korrosionsschutzsysteme:

Für die Innen- und Außenoberflächen der Rohrleitungen sind anlagenspezifisch und nennweitenabhängig grundsätzlich unterschiedliche Beschichtungen bzw. Beschichtungssysteme im Einsatz.

Innen:

- Gummierung,
- Verzinkung,
- Kunststoffbeschichtung auf Epoxidharzbasis,
- Kunststoffbeschichtung auf Teer-Epoxidharzbasis,
- Keramik-Epoxidharz,
- Polyethylen-Inliner,
- Zementmörtelauskleidung (ggf. mit Spalten in Schweißnahtbereichen, DIN 2614).

Außen:

- Bitumenbeschichtung, z. T. mit Glasfasereinlage,
- Kunststoffbeschichtung auf Teer-Epoxidharzbasis,
- in Beton eingegossen.

Wie bereits oben ausgeführt wurden bei den in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerken für die größeren Durchmesserbereiche Zementmörtelauskleidungen von innen (DIN 2614) bevorzugt.

Ergänzend zu den Beschichtungen sind in einigen Kernkraftwerken Systeme zum kathodischen Korrosionsschutz im erdverlegten Bereich im Einsatz (siehe u. a. DIN 30676 und die aktuelle DIN EN 12954). Solche Systeme werden in Deutschland grundsätzlich bereits seit 1906 eingesetzt.

Bewertung der Erfahrungen aus dem bisherigen Betrieb einschließlich Inbetriebsetzung (b):

Aus dem bisherigen Betrieb liegen keine neuen Erkenntnisse zu den betrieblichen Belastungen der gesicherten Nebenkühlwassersysteme vor. Dies umfasst sowohl von mechanischer Seite die Verlegung der Rohrleitungen zur Vermeidung von Setzungen als auch von der Mediumsseite das zum Einsatz kommende Kühlwasser.

Die Betriebserfahrungen hinsichtlich der Alterungsmechanismen werden weiter unten unter „Erfahrungsrückfluss“ beschrieben.

Ergebnisse der Analyse relevanter Schädigungsmechanismen und Bewertung der Vorkehrungen für ihre Vermeidung (c):*Alterungsphänomene:*

Die Schädigungsmechanismen für erdverlegte Kühlwasserleitungen aus unlegiertem Stahl ohne oder mit Beschichtungen sind sowohl aus deutschen und ausländischen Kernkraftwerken als auch aus fossilen Kraftwerken und anderen Industrieanlagen z. B. der chemischen Industrie und aus der Wasserversorgung langjährig gut bekannt.

Aufgrund der Auslegung als niederenergetisches System mit niedriger Temperatur sind die in hochenergetischen Systemen mit hohen Betriebstemperaturen möglichen Schädigungsmechanismen wie Materialermüdung, Kriechen und thermische Alterung ausgeschlossen. Einen Bestrahlungseinfluss gibt es auch nicht.

Durch die Begrenzung der Strömungsgeschwindigkeiten ist ein Verschleiß durch Erosion sowie aufgrund der niedrigen Temperaturen und der hohen Sauerstoffgehalte auch durch Erosionskorrosion ausgeschlossen.

Spannungsrissskorrosion sowie Lochkorrosion werden durch Werkstoffwahl und niedrige Temperaturen ebenfalls vermieden.

Somit verbleiben noch die reinen Korrosionsmechanismen. Eine flächige Korrosion wird durch ausreichende Wanddickenzuschläge der unlegierten Stahlrohre sicher beherrscht. Es verbleiben die folgenden wesentlichen Mechanismen:

Schädigungsmechanismen der unlegierten Rohrleitungen:

Die wesentlichen Schädigungsmechanismen der unlegierten Rohrleitungen sind die beiden folgenden lokalen Korrosionsarten:

- Muldenkorrosion von innen,
- ggf. Verstärkung der Muldenkorrosion von innen durch mikrobiell induzierte Korrosion (MIC).

Hierbei ist MIC bei unlegierten Rohrleitungen im Gegensatz zu Rohrleitungen aus rostfreien Chrom-Nickel-Stählen kein eigenständiger Mechanismus, sondern verstärkt den Mechanismus der Muldenkorrosion. MIC wirkt insbesondere dann, wenn sich Bakterienfilme in Bereichen von Rohrleitungen in relevanter Menge aufbauen können. Dies ist im Regelfall auf Systembereiche mit kleineren Nennweiten und dort insbesondere auf Abzweige mit geringer Durchströmung oder stagnierendem Medium beschränkt.

Lokale Leckagen aufgrund von Muldenkorrosion treten in unbeschichteten Bereichen von Rohrleitungen grundsätzlich stochastisch verteilt auf und bedeuten keine großflächige Wanddickenschwächung des Rohrquerschnitts. Somit ist davon auszugehen, dass auch beim lokalen Auftreten einzelner Leckagen in einem Systemabschnitt die integrale Tragfähigkeit der Leitung nicht gefährdet ist.

Schädigungsmechanismen der Beschichtungen:

Die wesentlichen Schädigungsmechanismen der inneren und äußeren Beschichtungen von unlegierten Rohrleitungen sind:

- Mechanische Beschädigung von außen oder innen (keine Alterung),
- Schäden an Kunststoffbeschichtungen von innen: eingeschränktes Haftungsvermögen, Blasenbildung, örtlich freigelegte Oberflächen,
- Schäden an Zementbeschichtungen von innen: Risse und Ausbrüche.

Die mechanische Beschädigung von Beschichtungen ist allein kein Alterungsphänomen. Die Folgewirkung einer mechanischen Beschädigung oder alterungsbedingten Schädigung der Beschichtung ist eine lokale Muldenkorrosion im freigelegten Rohrleitungsbereich bzw. im von Medium unterwanderten Bereich.

Schäden an den Beschichtungen können auf Fehler beim Aufbringen der Beschichtung während der Herstellungsphase, mechanische Einwirkungen während des Betriebs sowie Alterungseinflüsse zurückgeführt werden.

Neben unzureichend bzw. lückenhaft aufgetragenen Beschichtungen kann eine typische Schadensabfolge bei fertigungsbedingten Beschichtungsfehlern wie folgt beschrieben werden: Im Rahmen des Fertigungsprozesses wird das Beschichtungsmaterial fehlerhaft aufgetragen. In Folge dessen löst es sich im Laufe der Betriebszeit von der Rohrwand, wird unterrostet und dadurch weiter von der Rohrwand weggedrückt. Über Undichtigkeiten in der Beschichtung gelangt das Kühlwasser an die Grundwerkstoffoberfläche und setzt den weiteren Korrosionsprozess in Gang.

Erfahrungsrückfluss: Betriebserfahrungen (b) und Berücksichtigung des aktuellen Kenntnisstandes zu den Schädigungsmechanismen (f):

Die Betriebserfahrungen mit den erdverlegten gesicherten Nebenkühlwasserleitungen in deutschen Kernkraftwerken sind sehr gut, insbesondere in den jetzt noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken.

In mehreren älteren, heute nicht mehr in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerken wurden wiederholt Schäden in Form von kleinen Leckagen oder Tropfleckagen an ferritischen Nebenkühlwasserleitungen festgestellt. Betroffen waren unbeschichtete, mit Teer-Epoxidharz beschichtete, gummierte oder verzinkte Rohre. Die Schädigung ging von der Rohrinneenseite aus. Die Erkenntnisse hieraus wurden von der GRS in der WLN 2007/02 dargestellt. Hierin wurden auch Informationen aus der WLN 2005/06 zu mikrobiologisch induzierter Korrosion an Komponenten von Nebenkühlwassersystemen berücksichtigt.

Auf Basis der WLN 2007/02 wurde in den deutschen Kernkraftwerken von den Betreibern eine umfassende Bestandsaufnahme und Zustandsbewertung der gesicherten Nebenkühlwassersysteme durchgeführt und von den Sachverständigen der Aufsichtsbehörden bewertet. Im Zuge dieser Maßnahmen wurden repräsentative Besichtigungen und Sichtprüfungen an den erdverlegten Systemen mit Molchsystemen von innen sowie vereinzelt auch mittels Aufgraben der Leitungen von außen durchgeführt, mit positiven Ergebnissen.

Hierbei zeigte sich, dass die ordnungsgemäß verlegten Rohrleitungen auch nach langjährigem Einsatz keine für die Dichtheit relevante Schädigung von außen zeigen. Voraussetzung ist, dass es nicht im Zuge von aktuellen Erdarbeiten zur äußeren Beschädigung der Rohrleitungen sowie auch der zugehörigen Gräben und Rohrbetten kommt. Dies ist Gegenstand von entsprechenden administrativen Maßnahmen, aber nicht Gegenstand des Alterungsmanagements.

Leckagen von innen an erdverlegten Rohrleitungen mit größeren Abmessungen ($DN \geq 400$) traten ausschließlich in älteren Kernkraftwerken auf, die heute nicht mehr in Betrieb sind. In den noch in

Betrieb befindlichen Leistungsreaktoren sind erdverlegte Rohrleitungen ausschließlich mit Zementmörtelauskleidungen ausgeführt. Leckagen an erdverlegten zementmörtel-ausgekleideten Leitungen sind bis heute nicht aufgetreten.

In einem älteren deutschen DWR wurden im Zuge einer vorbeugenden Austauschmaßnahme (siehe Kapitel 4.1) gezielte Nachuntersuchungen der herausgetrennten Altleitungen durchgeführt. Aufgrund der hiermit erzielten positiven Ergebnisse zur vorhandenen Qualität wurden zusätzlich an den noch verbliebenen Strängen lokale Wanddickenmessungen von außen vorgenommen, nach stichprobenartigem lokalem Aufgraben der noch verbliebenen Stränge. Mit diesen Maßnahmen konnte insgesamt gezeigt werden, dass die reale Bauteilschädigung der langfristig und ohne kathodischen Korrosionsschutz über 30 Jahre in Betrieb befindlichen, unbeschichteten Rohre deutlich geringer als zuvor angenommen war und ein integrales Versagen der Rohre nicht zu besorgen war. Daraufhin wurden die Austauschmaßnahme beendet und die noch nicht ausgetauschten Redundanzen belassen.

4.1.2.b Forschungsreaktoren

Beim FRM II werden die betroffenen Systeme durch integrale Sichtprüfungen (siehe Kapitel 4.1.3.b) und chemische Analyse des Inhalts (Dieselkraftstoff) geprüft. Bei Sichtprüfungen sind insbesondere zu beachten /FRM 14/:

- mechanische Beschädigungen (Reibstellen, sichtbare Verformungen, Abrisse),
- Schraubverbindungen (Lockerungen, Schraubensicherungen),
- Anschlüsse von Messstellen und Messleitungen,
- Isolierungen (Stoßstellen, Verkrustungen),
- Komponentenverlagerungen (Rohrleitungsverschiebungen, Fundamente, Verankerungen, Bauanschluss),
- Unterstützungen, Feder-, Konstanthänger, ausreichende Bewegungsfreiheit,
- freie Beweglichkeit von Komponentenstützkonstruktionen unter Berücksichtigung des Arbeitsweges kalt/warm, ggf. dynamischen Wegen und der lt. KTA-Regeln geforderten Wegreserven,
- Leckagen, Leckagespuren in der näheren Umgebung, Verschmutzung,
- Rückstände von Prüfmitteln oder Klebereste,
- Korrosion an nicht isolierten Komponenten.

Weiterhin werden genutzt:

- Standards (Normen): für die Brunnenwasserleitungen gemäß Spezifikation KS D 7350/FRM II u. a. DIN 1626, DIN 2460, DIN 30670; für die Dieselleitungen gemäß Spezifikation KS D 7350/FRM II u. a. DIN 6608 Teil 2 und Regelwerk TRbF (Technische Regeln für brennbare Flüssigkeiten)
- Herstellerdokumentation, -spezifikation
- interne und externe Betriebserfahrung

4.1.3 Alterungsüberwachung für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.1.3.a Leistungsreaktoren

Neben den betrieblichen Überwachungsmaßnahmen der gesicherten Nebenkühlwassersysteme mit Erfassung von

- Betriebsparametern, wie Druck, Temperatur und Durchsätze und
- Mediumparametern, wie pH-Wert und wesentliche Wasserinhaltsstoffe des konditionierten Kühlwassers aus Laboranalysen,

erfolgt zur Alterungsüberwachung in den deutschen Kernkraftwerken eine Überwachung der Folgen von Schädigungsmechanismen durch

- Begehungen durch z. B. Schichtrundgänge in zugänglichen gebäudeverlegten Bereichen mit für erdverlegte Rohrleitungen repräsentativen Rohrleitungen und
- WKP (ein- bis zweijährliches Prüflos, mindestens einmal in acht Jahren pro Redundanz), bestehend aus ZfP (u. a. Sichtprüfung von innen mittels Molch) (siehe unten), und Funktionsprüfungen.

Als zusätzliche Maßnahmen sind im Bedarfsfall z. B.

- eine integrale Leckageüberwachung der Systeme über Druckdifferenzmessungen und
- Sichtprüfung der erdverlegten Bereiche auf Anzeichen von größeren Leckagen

möglich. Auf die ZfP-Maßnahmen und die Festlegung der geeigneten Prüftechniken wird im Folgenden genauer eingegangen.

ZfP-Maßnahmen:

Ziel der ZfP-Maßnahmen ist die Sicherstellung der erforderlichen Qualität im weiteren Betrieb (in Anlehnung an KTA 3211.4 /KTA 13a/, Bild 3-1).

In Abhängigkeit von den nennweitenabhängig in dem jeweiligen Kernkraftwerk verwendeten Beschichtungssystemen und unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Bestandsaufnahme im Zuge der WLN 2007/02 (siehe Kapitel 4.1.2), wurden für die deutschen Kernkraftwerke jeweils einzelfallbezogen WKP zur Beherrschung der Folgen der in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Alterungsphänomene in den entsprechenden Prüfhandbüchern festgelegt. Die im Folgenden dargestellte Auswahl der geeigneten Prüftechniken orientierte sich an den im KTA-Regelwerk insgesamt genannten Prüftechniken (z. B. KTA 3211.4 /KTA 13a/, Tabelle 2-1).

Prüferte:

Eine WKP der Leitungen im erdverlegten Bereich von außen ist grundsätzlich nicht möglich und wegen des mechanischen Beschädigungsrisikos bei den hierfür erforderlichen Erdarbeiten auch nicht zu empfehlen. Sie ist auch, wie in Kapitel 4.1.2 ausgeführt, mangels Alterungsmechanismus sowie unter Berücksichtigung der positiven Betriebserfahrungen nicht erforderlich. Hier ist lediglich eine mechanische Beschädigung der Beschichtungen im Zuge von Erdarbeiten durch administrative Maßnahme zu vermeiden.

Daher werden die Folgen einer alterungsbedingten Schädigung der Nebenkühlwasserleitungen grundsätzlich von innen überwacht.

Bei Systemen, deren erdverlegter Bereich durch ein Korrosionsschutzsystem geschützt wird, werden repräsentative Prüfungen in den gebäudeverlegten Bereichen angewendet.

Prüfverfahren:

Folgende Prüfverfahren zur Erkennung der Folgen der Schädigungsmechanismen von innen wurden hinsichtlich ihrer Eignung für repräsentative Prüfungen im Rahmen des Alterungsmanagements bewertet:

- Visuelle Inspektion von außen im gebäudeverlegten Bereich

- Visuelle Inspektion von innen mit Hilfsmitteln je nach Beschichtung und Zugänglichkeit (z. B. Videoskop, Endoskop, Rohrmolch, Kamera)
- Ultraschall-Wanddickenmessung von außen im gebäudeverlegten Bereich
- Ultraschall-Wanddickenmessung von innen je nach Beschichtung und Zugänglichkeit
- Wirbelstromprüfung von außen im gebäudeverlegten Bereich
- Wirbelstromprüfung von innen je nach Beschichtung und Zugänglichkeit (Rohrmolch)
- Durchstrahlungsprüfung von außen in Schattenaufnahmetechnik
- Funktions- und Druckprüfungen der Systeme

Weitergehende Informationen zu den hier aufgeführten Prüftechniken sind auch im Abschlussbericht zum BMU-Forschungsvorhaben SR 2521 /BMU 07/ enthalten.

Eignung der Prüfverfahren und Prüftechniken:

Bei der Bewertung dieser Prüfverfahren und Prüftechniken hinsichtlich ihrer Eignung zur Prüfung von erdverlegten Leitungen und der Erlangung einer gesicherten Prüfaussage wurden insbesondere folgende Aspekte betrachtet:

a) Visuelle Prüfung von innen:

Unter Berücksichtigung der prüftechnischen Randbedingungen kann mit der visuellen Prüfung eine grundsätzliche Aussage über den Allgemeinzustand der Innenoberfläche getroffen werden. Schädigungen, die die Integrität der Rohrleitung gefährden würden, können auch bei nicht gereinigten Oberflächen erkannt werden (z. B. großflächige Korrosion oder Schädigungen der Beschichtung durch Abplatzen oder Ausbrechen).

Bei einer eventuellen mechanischen Reinigung der Innenoberfläche ist zu beachten, dass

- eine Beschädigung der Beschichtung nicht auszuschließen ist,
- gelöste Ablagerungen in die Wärmetauscher geschwemmt werden können und
- eine Schädigung der natürlich aufgebauten Schutzschichten in unbeschichteten Bereichen erfolgen kann.

b) Ultraschall-Wanddickenmessung:

Wanddickenmessungen sind geeignet zum Auffinden von systematischen Schädigungen (z. B. gleichmäßiger Abtrag bei unbeschichteten Leitungen oder unbeschichteten Schweißnahtbereichen). Zum Auffinden von lokal begrenzten Schädigungen, die zu einer Kleinleckage führen können, ist dieses Verfahren begrenzt geeignet.

Bei Prüfung von außen ist bei Verwendung geeigneter Prüfköpfe ein Entfernen der äußeren Beschichtung grundsätzlich nicht erforderlich und sollte auch vermieden werden, sofern die Beschichtung fest anhaftend und durchschallbar ist.

c) Wirbelstromprüfungen:

Wirbelstromprüfungen von innen sind grundsätzlich nur mit Hilfe von Rohrmolchsystemen durchführbar. Die ferritischen Rohrwerkstoffe erfordern eine Vormagnetisierung, welche zu einer Erhöhung des Gesamtgewichtes des Prüfequipments führt. Der Einsatz eines entsprechend ausgeführten Prüfequipments verbietet sich wegen der damit verbundenen Gefahr der Beschädigung der Beschichtung.

Die verfahrenstechnischen Grenzen der Wirbelstromtechnik in Verbindung mit der realen Geometrie der Leitungen führen zu Einschränkungen der Prüfaussage. Schweißnähte sind auf Grund der Permeabilitätsunterschiede generell nicht auswertbar.

Wirbelstromprüfungen scheiden somit aus.

d) Durchstrahlungsprüfungen:

Durchstrahlungsprüfungen im nicht erdverlegten Bereich sind geeignet zum Auffinden von systematischen Schädigungen. Zum Auffinden von lokal begrenzten Schädigungen, die zu einer Kleinkleckage führen können, ist dieses Verfahren bedingt geeignet.

Umsetzung in den Kernkraftwerken

Aufbauend auf den Ergebnissen der anlagenspezifischen Bestandsaufnahmen im Zuge der WLN 2007/02 (siehe Kapitel 4.1.2) wurde im VGB in 2015 eine betreibergemeinsame Bewertung der ZfP-Verfahren für gesicherte Nebenkühlwassersysteme auf Basis des aktuellen Wissensstands und unter Einbeziehung von Erfahrungen in Kernkraftwerken des Hersteller Siemens/KWU im europäischen Ausland durchgeführt. Im Ergebnis der Bewertung empfiehlt der VGB Kernkraftwerken in Abhängigkeit vom Beschichtungssystem zwei alternative Vorgehensweisen zur WKP, mit der Zielsetzung, ein großflächiges Versagen der Rohrwandungen auszuschließen:

Fall 1: innen unbeschichtete Rohrleitungen oder Rohrleitungsbereiche:

Bei innen unbeschichteten Rohrleitungen oder Rohrleitungsbereichen ist die Ultraschall-Wanddickenmessung an von außen zugänglichen Prüfabschnitten ein geeignetes Prüfverfahren, um eine repräsentative Aussage über das Vorliegen einer lokalen Schädigung zu erlangen. Hierbei können die Prüfaussagen bei gleicher Ausführung des Beschichtungssystems auch auf erdverlegte Rohrleitungsbereiche übertragen werden.

Dieses Vorgehen ist insbesondere für unbeschichtete Schweißnahtbereiche in mit Zementmörtel innen beschichteten Leitungen alternativ zur visuellen Prüfung von innen zu empfehlen. Die unbeschichteten Bereiche sind hier gegenüber den beschichteten führend. Somit wird ein Ausschluss des globalen Versagens der Leitungen erzielt.

Fall 2: innen beschichtete Rohrleitungen:

Grundsätzlich ist die Sichtprüfung von innen ein geeignetes Prüfverfahren zum Ausschluss des großflächigen Versagens der Wandung. Die anzuwendenden Verfahren (Besichtigung von Ausbaustücken, begrenzte Befahrung/Begehung großer Nennweiten, visuelle Prüfung mit Boroskop, Videoskop oder Videoskop-Molchsystem) sowie die Prüfumfänge sind anlagen- und nennweitenspezifisch festzulegen.

Eine mechanisierte Reinigung der Innenoberfläche ist wegen der Gefahr der Beschädigung der Beschichtung sowie der Problematik der Schlammabfuhr zu vermeiden; eine lokale manuelle Reinigung kann bei einer direkten Sichtprüfung im Einzelfall erforderlich sein.

Diese Empfehlungen für geeignete wiederkehrende ZfP wurden aktuell in den deutschen Kernkraftwerken standortspezifisch in den Prüfanweisungen umgesetzt, begutachtet und zugelassen. Das bedeutet, dass in den Kernkraftwerken derzeit systemspezifisch alternativ eines der folgenden beiden ZfP-Verfahren angewendet wird:

- Ultraschall-Wanddickenmessung (jede Redundanz mindestens einmal in acht Jahren) an von außen zugänglichen Prüfabschnitten oder

- Sichtprüfung (Stichprobe jede Revision; jede Redundanz mindestens einmal in acht Jahren) von innen durch Besichtigung von Ausbaustücken, begrenzte Befahrung/Begehung großer Nennweiten, visuelle Prüfung mit Boroskop, Videoskop oder Videoskop-Molchsystem.

Diese in den Kernkraftwerken umgesetzten wiederkehrenden ZfP-Maßnahmen stellen zusammen mit den betrieblichen Überwachungsmaßnahmen und den wiederkehrenden Funktions- und Dichtungsprüfungen die rechtzeitige Entdeckung der Folgen der Schädigungsmechanismen sicher, bevor ein Systemausfall eintritt. Die Dokumentation erfolgt in Prüfprotokollen, die vom jeweils Systemzuständigen bewertet werden. Damit ist eine Trendverfolgung sicher gestellt.

4.1.3.b Forschungsreaktoren

Beim FRM II sind im Rahmen der WKP gemäß Prüfhandbuch FRM II /FRM 14/ insbesondere folgende WKP einschlägig:

- WKP „Behältersichtprüfung“ (Dieseltank), Prüfintervall fünfjährig mit Sachverständigenbeteiligung (HKP, Durchführung mit Standard-PA 0-SP.04.0 und Behälterbuch),
- WKP „Qualität Dieselkraftstoff, Bestimmung von Dichte, Flammpunkt und Wassergehalt nach DIN 51750“, Prüfintervall halbjährlich (HIP, Durchführung gemäß /DIN 91/),
- WKP „Integrale Sichtprüfung der Brunnenwasserversorgung“, Prüfintervall jährlich (HIP, keine eigene Prüfanweisung, Durchführung mit Standard-PA 0-SP.04.0) und ereignisabhängig z. B. Kamerabefahrung (keine WKP) der Rohrleitung vom Horizontalfilterbrunnen zum Pufferbecken.

4.1.4 Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.1.4.a Leistungsreaktoren

Vorbeugende Maßnahmen:

Als aktive vorbeugende Maßnahme in deutschen Kernkraftwerken ist der bereits in Kapitel 4.1.2 erwähnte Einsatz von kathodischen Korrosionsschutzsystemen im erdverlegten Bereich seit der Errichtung zu erwähnen.

Instandsetzungsmaßnahmen:

Instandsetzungsmaßnahmen zur Wiederherstellung des erforderlichen Qualitätszustands werden bei festgestellten Leckagen durchgeführt.

Das Auffinden lokaler Leckagen beschränkt sich im Regelfall auf die nicht erdverlegten Bereiche der gesicherten Nachkühlsysteme. Wie in Kapitel 4.1.3.a genannt, sind solche lokalen Leckagen auf Systembereiche mit kleineren Nennweiten und dort insbesondere auf Abzweige mit geringer Durchströmung oder stagnierendem Medium beschränkt. Derartige Leckagen werden als Erstmaßnahme lokal mit einer Schelle abgedichtet und dann zu einem geeigneten Zeitpunkt bei freigeschaltetem System funktionsidentisch lokal ausgetauscht.

Bezogen auf die größeren, erdverlegten Nennweiten ist aus der Industriepraxis bekannt, dass insbesondere innen unbeschichtete Rohrleitungen aus unlegierten Stählen aufgrund der als Alterungsmechanismus wirkenden Muldenkorrosion eine grundsätzlich begrenzte Nutzungsdauer haben. Die Auslegung der gesicherten Nebenkühlwassersysteme beträgt 40 Jahre. In einzelnen älteren deutschen Kernkraftwerken wurden zustandsorientierte Austauschmaßnahmen kompletter erdverlegter Stränge bereits durchgeführt. Hierbei wurden die innen unbeschichteten Leitungen aus der Anlagengerichtung gegen neue, innen mit Zementmörtelauskleidung beschichtete Rohre ausgetauscht,

die wie bereits in Kapitel 4.1.2.a beschrieben, nach heutigem Wissensstand eine bestmögliche Beständigkeit gegen die Alterungsmechanismen aufweisen.

Eine Grundlage zur Entscheidung zu solchen zustandsorientierten Austauschmaßnahmen ist das Auftreten lokaler Leckagen bei visuellen Prüfungen der Innenoberfläche zur Zustandsbewertung. Das nach ästhetischen Maßstäben unschöne, „rostvernarbte“ Bild, insbesondere nicht beschichteter Rohrleitungen oder Rohrleitungsbereiche, kann hierbei zu Überinterpretationen des realen integralen Schädigungszustands der verbleibenden metallischen Wand führen. Denn die im sauerstoffhaltigen Wasser aufwachsenden Rostschichten wachsen lokal verschieden dick und ungleichmäßig auf, wirken aber mit zunehmender Dicke als wirksame Diffusionsbarriere gegen den Sauerstoffzutritt vom Medium zur metallischen Oberfläche. Damit fällt die anfänglich hohe Korrosionsrate aufgrund der starken Abnahme des Sauerstofftransports durch die Deckschicht als geschwindigkeitsbestimmender Schritt schnell asymptotisch auf sehr kleine Werte ab.

Siehe hierzu auch die in Kapitel 4.1.2.a beschriebene positive Betriebserfahrung hinsichtlich der durchgeführten Nachuntersuchungen von herausgetrennten Altleitungen.

4.1.4.b Forschungsreaktoren

Beim FRM II werden die nicht zugänglichen Rohrleitungen durch die unter Kapitel 4.1.3.b aufgeführten Maßnahmen überwacht. Sollten sich dabei Befunde zeigen, werden diese bewertet. Bisher gab es an den hier betrachteten Komponenten keine Befunde. Falls es Befunde geben sollte und sich aus der Bewertung Handlungsbedarf ergibt, wird der spezifikationsgerechte Zustand der betroffenen Komponente durch Reparatur oder Tausch gemäß IHO wieder hergestellt.

4.2 Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.2.a Leistungsreaktoren

Das Alterungsmanagement für nicht zugängliche Rohrleitungen deutscher Kernkraftwerke begann bereits im Rahmen der Konstruktion, der Auswahl der Werkstoffe und Beschichtungssysteme, der Fertigungsverfahren sowie der Herstellung und Verlegung.

Hierbei konnte auf langzeitige Betriebserfahrungen aus entsprechenden Kühlwassersystemen fossiler Kraftwerke und anderer Industrieanlagen z. B. in der chemischen Industrie sowie insbesondere aus der Wasserversorgung zurückgegriffen werden. Hinsichtlich ihrer Betriebsbeanspruchung, dem geförderten Medium (konditioniertes Flusswasser oder Rohwasser) und den möglichen Alterungsmechanismen unterscheiden sich die gesicherten Nebenkühlwasserleitungen der deutschen Kernkraftwerke grundsätzlich nicht von Kühlwasserleitungen in den anderen genannten Anwendungsbereichen.

Durch die Übernahme bewährter Werkstoff- und Beschichtungskonzepte wurde bereits im Rahmen der Anlagenerrichtung eine ausreichende Vorsorge zur Beherrschung der wesentlichen alterungsrelevanten Schädigungsmechanismen der erdverlegten gesicherten Nebenkühlwasserleitungen getroffen.

Seit der IBS der Kernkraftwerke erfolgt eine konsequente Verfolgung und Bewertung der bekannten Schädigungsmechanismen durch Betriebsüberwachung und geeignete WKP. Hiermit können Veränderungen der Systeme rechtzeitig erkannt werden und ein Ausfall durch großen Bruch von Leitungen sicher vermieden werden. Im Rahmen der zustandsorientierten Instandhaltung werden beim Auftreten von lokal begrenzten Leckagen geeignete Austauschmaßnahmen zur Beseitigung der Leckagen durchgeführt.

Durch die Gesamtheit der in den Kernkraftwerken umgesetzten Maßnahmen wird gewährleistet, dass die gesicherten Nebenkühlwasserleitungen eine anforderungsgerechte Qualität aufweisen und diese erhalten. Die konsequente Verfolgung und Bewertung des allgemeinen Kenntnisstands dient dabei als Absicherung gegen denkbare neue Schädigungsmechanismen. Die Wirksamkeit der Maßnahmen zur Absicherung der anforderungsgerechten Qualität im Betrieb wird regelmäßig überprüft. Dies bezieht sich auf

- Methoden und Umfang der Überwachung der Ursachen und Folgen möglicher betrieblicher Schädigungsmechanismen,
- Stör-/Mängelmeldungen („interne Ereignisauswertung“),
- nationale und internationale Betriebserfahrungen (Bewertung von Ereignissen, Informationsaustausch über VGB und WANO) und
- sonstige neue Erkenntnisse.

Aufgrund von Schäden in älteren, heute nicht mehr in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke in Form von kleineren Leckagen oder Tropfleckagen erfolgte in den letzten Jahren eine umfassende Bestandsaufnahme und Zustandsbewertung dieser Systeme (vgl. Kapitel 4.1.2.a). Unter Nutzung des Informationsaustauschs der Betreiber im VGB wurden hieraus Empfehlungen für geeignete WKP in den in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken abgeleitet und in den Prüfhandbüchern umgesetzt (vgl. Kapitel 4.1.3.a).

Aus der anlagenspezifischen Informationserfassung und Auswertung von potenziell alterungsrelevanten Ereignissen im Rahmen der Umsetzung eines Alterungsmanagements nach KTA 1403 wurden bislang keine relevanten zusätzlichen Informationen zu den bekannten oder zu neuen Schädigungsmechanismen in diesen Systemen gewonnen.

Die sicherheitstechnische Bedeutung der festgestellten lokal begrenzten Leckagen war in allen Fällen gering. Es lagen keine großflächigen Schädigungen vor, die ein integrales Versagen der Rohrleitungen bewirken könnten. Somit hatten die Schäden keinen negativen Einfluss auf den sicheren Betrieb und die Verfügbarkeit der gesicherten Nebenkühlwassersysteme zur Störfallbeherrschung.

Nach Einschätzung der deutschen Betreiber besteht aus heutiger Sicht über das aktuell umgesetzte Alterungsmanagement hinaus kein zusätzlicher konkreter sicherheitstechnisch begründeter Handlungsbedarf. Darüber hinaus lässt sich für Rohre mit Zementmörtelauskleidung aufgrund der bisherigen positiven Betriebserfahrungen aus heutiger Sicht auch kein technischer Handlungsbedarf ableiten.

Insgesamt ist aus Sicht der deutschen Kernkraftwerksbetreiber festzuhalten, dass durch das geschlossene Gesamtkonzept im Rahmen des Alterungsmanagements der nicht zugänglichen Rohrleitungen in deutschen Kernkraftwerken ausreichende Vorsorge zur frühzeitigen Erkennung von bekannten und gegebenenfalls neu auftretenden Schädigungsmechanismen getroffen ist.

4.2.b Forschungsreaktoren

Beim FRM II gab es bisher an den verborgenen Leitungen noch keine Befunde. Weitergehende Maßnahmen waren daher nicht erforderlich.

4.3 Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für nicht zugängliche Rohrleitungen

4.3.a Leistungsreaktoren

Bewertung der Alterungsmanagement-Prozesse für die nicht zugänglichen Rohrleitungen (NZ-RL)

Das Alterungsmanagement für die nicht zugänglichen Rohrleitungen (NZ-RL) wird im Kapitel 4 inhaltlich korrekt wiedergegeben. Die Angaben zum Aufbau der NZ-RL der deutschen Kernkraftwerke entsprechen dem realisierten Stand. Richtigerweise wird im Zusammenhang mit der Planung und Auslegung auf die langjährige Betriebserfahrung mit Kühlwasserleitungen in konventionellen Kraftwerken oder in der chemischen Industrie verwiesen. Hierdurch konnte bereits bei der Errichtung der deutschen Kernkraftwerke durch bewährte Werkstoff- und Korrosionsschutzkonzepte Vorsorge gegen die wesentlichen alterungsrelevanten Schädigungsmechanismen getroffen werden.

Die auf die NZ-RL wirkenden Schädigungsmechanismen, die im Rahmen des AM erkannt wurden, sind im Kapitel 4.1.2 vollständig beschrieben und wurden entsprechend dem aktuellen Kenntnisstand korrekt bewertet.

Die zur Alterungsüberwachung der NZ-RL eingesetzten Betriebsüberwachungsmaßnahmen und Wiederkehrenden Prüfungen (WKP) erfolgen auf der Grundlage der KTA 3211.4. Sie sind im Kapitel 4.1.3 vollständig aufgeführt.

Die im Rahmen des Alterungsmanagements der NZ-RL durchgeführten Maßnahmen sind geeignet, die anforderungsgerechte Qualität der NZ-RL zu gewährleisten.

Das von den Betreibern in Kapitel 4 „Nicht zugängliche Rohrleitungen“ dokumentierte Alterungsmanagement entspricht im vollen Umfang dem in den im Leistungsbetrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerken praktizierten Alterungsmanagement.

Unter Beibehaltung der derzeit praktizierten Vorgehensweise beim Alterungsmanagement der deutschen Anlagen ist auch in Zukunft die Einhaltung der anforderungsgerechten Qualität der NZ-RL gewährleistet.

Erfahrungen mit der Anwendung des Alterungsmanagements für die nicht zugänglichen Rohrleitungen

Das Alterungsmanagement für die NZ-RL der deutschen Anlagen basiert auf den Vorgaben der KTA 1403 zu den mechanischen Systemen und Komponenten. Die sicherheitstechnisch wichtigen NZ-RL sind der AM-Gruppe M2 zugeordnet.

Zu den erdverlegten Systemen mit sicherheitstechnischer Bedeutung gehören das gesicherte Nebenkühlwassersystem für die Störfallbeherrschung und Nachwärmeabfuhr, sowie anlagenspezifisch sonstige Systeme mit sicherheitstechnisch wichtigen Aufgaben (z. B. Feuerlöschleitungen, Abwasserleitungen). Die Rohrleitungen sind als Stahlrohre und in wenigen Fällen als Spannbetonrohre ausgeführt. Die Rohrleitungen des gesicherten Nebenkühlwassersystems sind mehrfach redundant vorhanden.

Die erdverlegten Systeme werden niederenergetisch ($p < 20 \text{ bar}$, $T < 100^\circ\text{C}$) betrieben. Durch das Auslegungskonzept (Werkstoffe, Festigkeit, Fertigung) und Maßnahmen im Rahmen des Alterungsmanagements werden große Leckagen ausgeschlossen. Für aufgetretene lokal begrenzte Leckagen wurde im aufsichtlichen Verfahren nachgewiesen, dass die Funktionsfähigkeit und Schutzzielbeherrschung nicht gefährdet waren.

Zum Schutz gegen Korrosion sind Stahlrohre an ihrer Innen- und Außenoberfläche mit einem Korrosionsschutz (z. B. Kunststoffbeschichtung, Zementmörtelauskleidung, Bitumen) versehen. In einzelnen Anlagen sind erdverlegte Stahlrohre zusätzlich mit einem kathodischen Korrosionsschutz versehen.

Zur Überwachung der Folgen von Schädigungsmechanismen werden wiederkehrende Prüfungen wie Funktions- und Dichtheitsprüfungen durchgeführt. Es erfolgen visuelle Inspektionen der Innenoberfläche oder in einigen deutschen Kernkraftwerken Inspektionen der Außenoberfläche sowie Ultraschall-Wanddickenmessungen an von außen zugänglichen Prüfabschnitten. Aus den Ergebnissen

der Ultraschall-Wanddickenmessungen an den von außen zugänglichen Prüfabschnitten kann auf die Wanddicken der nicht zugänglichen Bereiche geschlossen werden.

Die wiederkehrenden Prüfungen und die Prüfintervalle sind in standortspezifischen Prüfanweisungen festgeschrieben.

Als relevante Schädigungsmechanismen wurden in den deutschen Kernkraftwerken Muldenkorrosion an der Innenoberfläche, unterstützt durch mikrobiell induzierte Korrosion (MIC) sowie mechanische Schädigungen an der Beschichtung der inneren Oberfläche festgestellt. Hierbei handelte es sich um lokal begrenzte Schädigungen. Großflächige Schädigungen wurden bisher nicht festgestellt.

Die Schädigungen wurden erfasst, bewertet und anschließend auf der Grundlage spezifizierter Reparaturkonzepte saniert.

Die Auswertung der wiederkehrenden Prüfungen und Untersuchungen bestätigen, dass die bekannten Schädigungsmechanismen rechtzeitig (kein katastrophales Versagen) erkannt werden und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können.

Wirksamkeitsbewertung des bestehenden Alterungsmanagements

Zur Erfüllung behördlicher Auflagen wird jährlich der Aufsichtsbehörde von Betreiberseite über das Alterungsmanagement für den zurückliegenden Betriebszyklus berichtet.

In den deutschen Anlagen werden für alle sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten und Systeme Vorgänge, Ereignisse und Maßnahmen über eine geeignete EDV-Software (z. B. Betriebsführungssystem) dokumentiert. Eine Bewertung auf Relevanz für das Alterungsmanagement erfolgt mindestens einmal jährlich. Dadurch wird sichergestellt, dass relevante Vorgänge aus dem Anlagenbetrieb vollständig und umfassend berücksichtigt werden.

Externe Ereignisse (z. B. VGB-Meldungen, Ereignisse aus in- und ausländischen Anlagen, GRS Weiterleitungsnachrichten mit AMP-Relevanz) werden von den Betreibern auf Übertragbarkeit geprüft. Hierbei wird auch die Relevanz eines Ereignisses für das Alterungsmanagement-Programm bewertet. Im Rahmen der jährlichen Berichterstattung der Betreiber an die jeweilige Aufsichtsbehörde wird über die im Berichtsjahr durchgeführten Tätigkeiten und festgestellten Auffälligkeiten und deren Auswertung berichtet. Die Bewertung der Übertragbarkeit der Vorgänge aus anderen Anlagen und der ggf. eingeleiteten Maßnahmen erfolgt ebenfalls im Rahmen der jährlichen Berichterstattung.

Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements für die deutschen Anlagen bestätigt die Wirksamkeit der Alterungsüberwachungsprogramme für die NZ-RL.

Hauptstärken

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt unter Einbeziehung der etablierten Prozesse in den Kraftwerken. Die Maßnahmen im Rahmen dieser Prozesse (z. B. Instandhaltungsmaßnahmen) werden über das Betriebsführungssystem gelenkt und werden hinsichtlich AM-Relevanz (Komponente, Schädigungsmechanismus) umfassend und systematisch ausgewertet.

Durch die jährliche Berichterstattung werden die Bewertungsprozesse der Kraftwerksbetreiber transparent und nachvollziehbar dargestellt. Die Dokumentation des Alterungsmanagements bezüglich der NZ-RL wird fortlaufend aktualisiert.

Identifizierte Schwachpunkte

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt gemäß KTA 1403 im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (PDCA-Zyklus) mit aktualisierter Wissensbasis.

Für das Alterungsmanagement der NZ-RL sind keine Schwachpunkte im Alterungsmanagement-Prozess festzustellen.

4.3.b Forschungsreaktoren

Im Rahmen des genehmigungskonformen Betriebes des FRM II prüfen die zuständigen atomrechtlichen Aufsichts- und Genehmigungsbehörden alle vom Betreiber genannten Maßnahmen unter Verwendung des in Kapitel 2.7 beschriebenen abgestuften Ansatzes. Die vorgenannten, vom Betreiber dargestellten Maßnahmen sind nach Prüfung durch die zuständigen Behörden zur frühzeitigen Erkennung von Alterungseffekten geeignet.

5 Reaktordruckbehälter

5.1 Beschreibung des Alterungsmanagements für Reaktordruckbehälter

5.1.1 Umfang des Alterungsmanagements für Reaktordruckbehälter

5.1.1.a Leistungsreaktoren

Beim Design der Reaktordruckbehälter wurde eine beanspruchungsgünstige Gestaltung einschließlich einer werkstoff-, fertigungs- und prüfgerechten Konstruktion des Reaktordruckbehälters umgesetzt.

Aufbau des RDB beim Druckwasserreaktor (DWR)

Abbildung 5-1 zeigt die konkrete Ausführung des Reaktordruckbehälters eines Druckwasserreaktors. Der RDB ist für folgende Belastungen ausgelegt:

- Auslegungsüberdruck 175 bar
- Auslegungstemperatur 350°C

Der Systemüberdruck des Reaktorkühlsystems beträgt 157 bar, die RDB-Eintrittstemperatur des Kühlmittels 292°C und dessen RDB-Austrittstemperatur 326°C.

Die RDB von zwei Konvoi-Anlagen (KKI-2 und GKN-2) sind aus dem Feinkornstahl 20 MnMoNi 5 5 gefertigt, alle anderen RDB aus dem Feinkornstahl 22 NiMoCr 3 7. Diese beiden in ihrer chemischen Analyse verbesserten Stähle entsprechen im Grundsatz dem international in DWR und SWR eingesetzten Feinkornstählen ASTM A 508 Class 2 und Class 3.

Der RDB besteht aus einem Unterteil, dem zum BE-Wechsel abnehmbaren Deckel und den die beiden Teile lösbar verbindenden Schraubenbolzen (Werkstoff 26 NiCrMo 14 6) und Muttern (Werkstoff 34 CrNiMo 6).

Das RDB-Unterteil besteht aus einem geschmiedeten Mantelflansch, auf dem die acht geschmiedeten Hauptkühlmittelstützen (4 Eintritts- und 4 Austrittsstützen) aufgeschweißt sind, zwei zylindrischen geschmiedeten Ringen (oberer und unterer Ring), einem einteiligen geschmiedeten Bodenzonenring und einer einteiligen geschmiedeten Bodenkalotte.

Die Stützen wurden auf den verstärkten integralen Behälterflanschring aufgeschweißt. Dadurch sind die Stützen relativ niedrig beansprucht. Weiterhin bietet diese Konstruktion auch eine gute Zugänglichkeit für die zerstörungsfreie Prüfung. Die relativ starr ausgeführten Deckel- und Behälterflanschringe sorgen für eine biegesteife Konstruktion.

Der Behälterboden der Reaktordruckbehälter der Druckwasserreaktoren ist ohne Stützeneinbindungen ausgeführt.

Der Reaktordeckel besteht aus einem einteiligen geschmiedeten Deckelflansch und einer einteiligen geschmiedeten Deckelkalotte.

Die RDB-Deckelstützen (Steuerstab- und Kerninstrumentierungsstützen) beim DWR sind nicht wie bei ausländischen Kernkraftwerken mit dem RDB-Deckel per Mischnaht verschweißt, sondern in diesen verschraubt und mit einer austenitischen Dichtnaht von der Deckelinnenseite versehen.

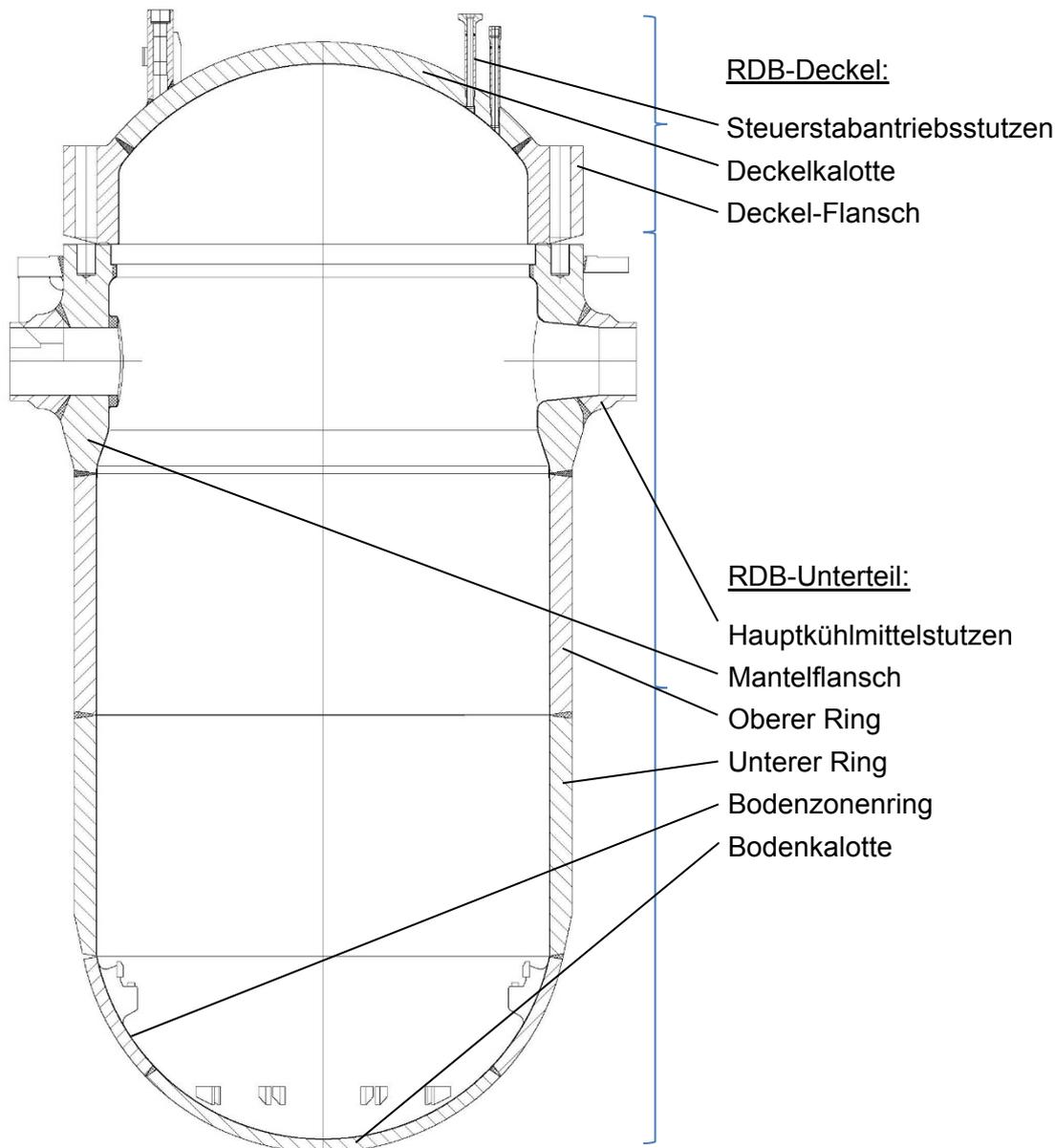


Abbildung 5-1 Schnittbild RDB Druckwasserreaktor

Aufgrund dieser Konstruktion existiert am RDB-Deckel der deutschen DWR keine Nickelbasis-Mischnaht (J-groove Dissimilar-Metal Weld). Außerdem beeinflussen Temperaturdehnungen an Deckel und Stutzen beim An- und Abfahren die Integrität der Stutzen nicht.

Alle RDB-Großkomponenten sind als Schmiedestücke gefertigt und durch Rundnähte miteinander verbunden.

Alle vom Primärmedium benetzten Oberflächen des RDB sind mit einer zweilagigen austenitischen Plattierung (Werkstoff X10 CrNiNb 18 9) versehen. Die Plattierung dient der Vermeidung von flächiger Korrosion durch das Kühlmedium und damit zur Minimierung von mobilisierbaren Aktivierungsprodukten im Primärkreis aus Strahlenschutz Gesichtspunkten.

Der RDB stützt sich mit seinen Tragpratzen über eine in den Beton eingegossene Stahlkonstruktion am Gebäude ab.

Beim Design der deutschen DWR wurde ein relativ großer Wasserspalt zwischen Kern und RDB-Wand festgelegt, um die betriebsbedingte Zähigkeitsabnahme der ferritischen kernnahen Werkstoffe durch Neutronenbestrahlung gering zu halten.

Zur Abdichtung werden zwischen RDB-Deckel und RDB-Unterteil beim DWR und SWR zwei konzentrisch gestaffelt angeordnete Metall O-Ring Dichtungen (Werkstoff Inconel 718, versilbert) verwendet, die nach jedem Öffnen des Deckels gegen Neuteile getauscht werden. Der äußere O-Ring dient als zusätzliche Sicherheit und übernimmt im Falle einer Undichtheit des inneren Ringes die Abdichtung. Zur Kontrolle, ob der innere Ring dicht ist, wird der Raum zwischen den beiden Ringen hinsichtlich einer eventuellen Leckagemenge überwacht.

Die Flanschschrauben werden hydraulisch gespannt und gelöst. Eine hydraulische Spannvorrichtung ermöglicht ein kontrolliertes gleichzeitiges Spannen aller Schrauben.

Aufbau des RDB beim Siedewasserreaktor (SWR)

Abbildung 5-2 zeigt die konkrete Ausführung des Reaktordruckbehälters eines Siedewasserreaktors. Der RDB ist für folgende Belastungen ausgelegt:

- Auslegungsüberdruck 86,3 bar,
- Auslegungstemperatur für den zylindrischen Teil ohne Behälterflansch und Bodenverstärkungsring: 310°C.
- Auslegungstemperatur für Flanschverbindung, RDB-Deckel und -Boden: 300°C

Der Betriebsüberdruck beträgt 69,6 bar, die Betriebstemperatur 286°C, die Speisewassereintrittstemperatur 215°C.

Der RDB ist als zylindrischer Behälter mit einem kugelkalottenförmigen Boden und einem halbkugelförmigen Deckel ausgebildet. Der Deckel ist über eine Flanschverbindung mit dem Behälter verbunden. Zur Aufnahme der Verformungskräfte ist der zylindrische Behälterteil am Übergang zum Boden als verstärkter Ring (Bodenverstärkungsring) ausgebildet.

Der Druckbehälterboden enthält die Stützen für

- Steuerstabantriebe (N),
- Kernflussmessung (O),
- Blindstützen (H),
- Kühlmittelumwälzpumpen (P),
- Kern- und Pumpeninstrumentierung (K),
- Kühlmitteltemperaturmessung (L).

Im zylindrischen Teil befinden sich die Stützen für

- Frischdampf (B),
- Speisewasser (C),
- Hochdruckeinspeisung (D),
- Kühlmittelentnahme (E),
- Stützen für Abfahrkühlleitung (J),
- Druck- und Füllstandmessung (A11-A16).

Abbildung 7

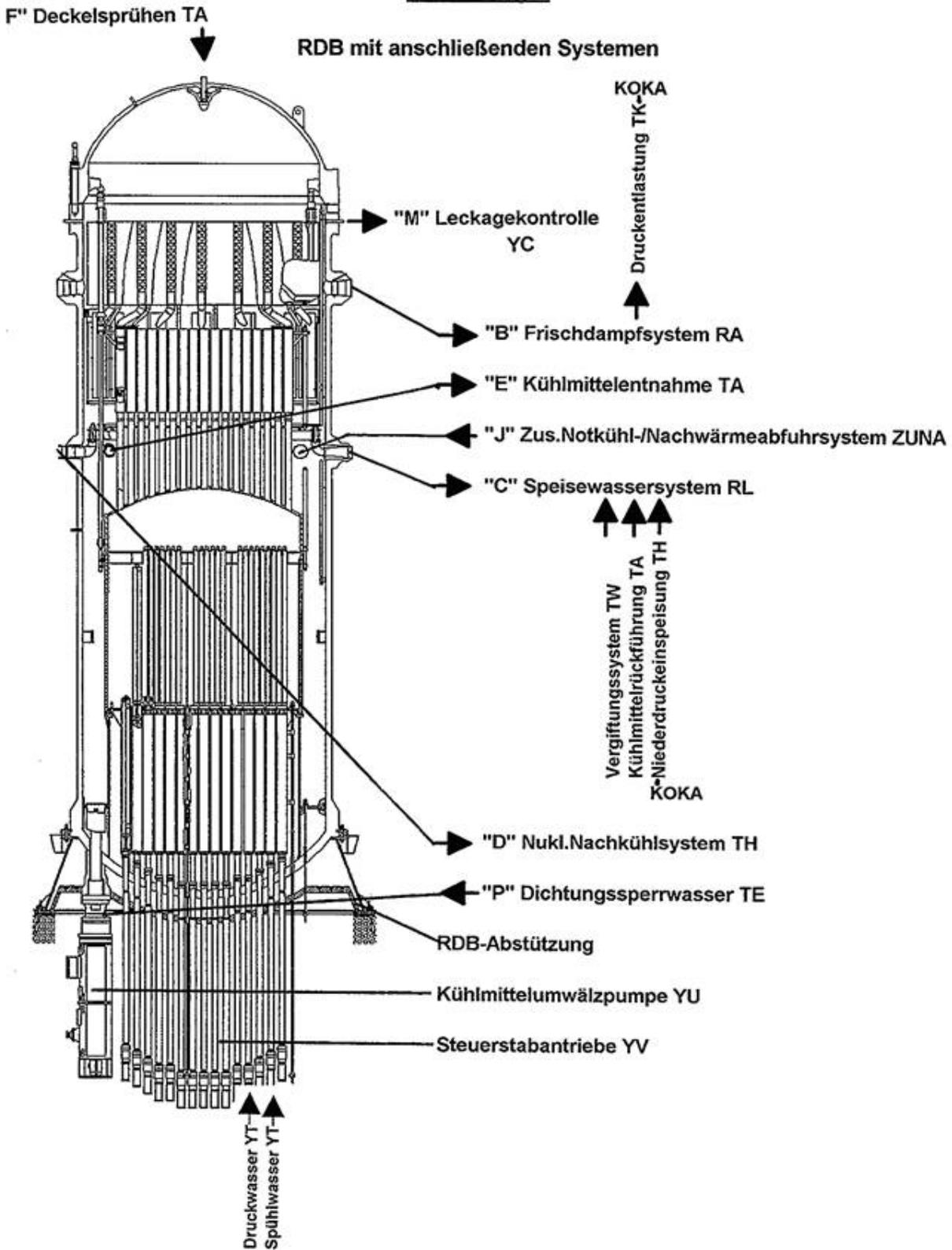


Abbildung 5-2 Schnittbild RDB Siedewasserreaktor

Im Behälterflanschring befinden sich die Stutzen für

- Druck- und Füllstandsmessung (A3/4/6/7/9),
- Dampfstrommessung (A2/5/8/10),
- Leckagekontrolle der Flanschdichtung (M).

Die im Deckel eingeschweißten Stutzen werden benötigt für

- Füllstandsweitbereichsmessung (A1),
- Deckelsprühsystem (F).

Alle vom Kühlmittel benetzten Oberflächen des RDB sind mit einer zweilagigen austenitischen Schweißplattierung (1.4551) versehen, sofern die Bauteile nicht selbst aus austenitischen Werkstoffen bestehen. Die Plattierung dient der Vermeidung von flächiger Korrosion durch das Kühlmedium und damit zur Minimierung von mobilisierbaren Aktivierungsprodukten im Primärkreis aus Strahlenschutzgesichtspunkten.

Die drucktragende Wand des RDB besteht aus folgenden Erzeugnisformen:

- Behälter
Der Boden besteht aus:
 - der Bodenkalotte, gefertigt aus gepressten Schmiedesegmenten und mittels Meridianschweißnähten verbunden sowie
 - dem Bodenverstärkungsring, nahtlos geschmiedet.Der zylindrische Teil besteht aus:
 - 6 Schüssen, nahtlos geschmiedet und
 - dem Behälterflansch, nahtlos geschmiedet.
- Deckel
Der Deckel besteht aus:
 - dem Deckelflansch, nahtlos geschmiedet,
 - dem Deckelsegmentring, gefertigt aus gekümpelten Blechsegmenten und mittels Meridianschweißnähten verbunden und
 - der Deckelkalotte, aus Blech gekümpelt.

Der RDB ist aus dem warmfesten Feinkornstahl 22 NiMoCr 3 7 gefertigt.

Die großen Stutzen B, C, D, E, J im Zylinderteil und der Stutzen F im Deckel sind als Schmiedeteile gefertigt und bestehen aus dem Grundwerkstoff des Reaktordruckbehälters. Diese Stutzen sind in die Behälterwand eingesteckt und mittels Stumpfnah mit dieser verschweißt.

Zur Vermeidung von Spannungsspitzen wurden die Übergangsradien zur RDB-Wand entsprechend Regelwerk ausgeführt. Die erforderlichen Ausschnittsverstärkungen sind in den Stutzen untergebracht.

Die Stutzen C, D und F, durch die während des Betriebes oder bei den instationären Vorgängen Medien fließen, die nicht Reaktortemperatur haben, sind mit einem Wärmeschutzrohr versehen.

Der Übergang vom Wärmeschutzrohr zum Stutzen ist außerhalb der drucktragenden Wand und außerhalb der Ausschnittsverstärkung an einer Stelle angeordnet, wo die zusätzlichen Wärmespannungen ohne weiteres aufgenommen werden können.

Die Stützen für die Kühlmittelumwälzpumpen P sind ebenfalls aus dem Grundwerkstoff des Druckbehälters gefertigte Schmiedeteile, die mit einer voll durchgeschweißten Naht außen auf den Druckbehälterboden aufgesetzt sind. Auf den Stützenkopf werden die außerhalb des Reaktordruckbehälters liegenden Baugruppen der Axialpumpen angeflanscht. Die Pumpenstützen sind innen mit einer Hülse aus austenitischem Stahl ausgekleidet.

Die Stützen für die Steuerstabdurchführung N, die Kernflussmessung O, die Temperaturmessung L und die Instrumentierung für Pumpen und Kern K wurden aus austenitischem Stahl 1.4550 gefertigt und mittels einer voll durchgeschweißten Naht stumpf auf die Plattierung des Druckbehälterbodens aufgeschweißt. In die Stützen N bzw. O wurden auf der Baustelle die Gehäuse der Steuerstabantriebe und der Kernflussmessung eingeschweißt, die aus dem gleichen Material wie die Stützen bestehen. Gleiches Material wurde gewählt, um Wärmespannungen infolge unterschiedlicher Ausdehnungskoeffizienten zu vermeiden.

Die Schweißnaht, mit der die Gehäuserohre für die Steuerstabantriebe in die Stützen eingeschweißt wurden, ist als Stumpfnahnt ausgeführt.

Die Gehäuserohre für die Kernflussmessung sind mittels Kehlnaht mit den RDB-Stützen verschweißt.

Alle kleinen Stützen für die Druck- und Wasserstandsmessungen und Instrumentierung A wurden mit DN 50 ausgeführt. Diese Stützen wurden aus austenitischem Stahl hergestellt, durch die Druckbehälterwand hindurch gesteckt und von innen mit dieser verschweißt.

Die Abstützung des RDB erfolgt über eine Standzarge. Über die Standzarge wird das Gewicht des RDB mit Einbauten, Reaktorkern, Wasserfüllung, Kühlmittelumwälzpumpen und Steuerstabantrieben in das Fundament des Reaktorgebäudes eingeleitet.

Bei den deutschen SWR sind die Wasserspalte konstruktionsbedingt größer als beim DWR und damit die Neutronenbestrahlung des RDB und seine Zähigkeitsabnahme im kernnahen Bereich noch geringer als beim DWR.

Alterungsmanagement für Reaktordruckbehälter

Der RDB ist eine Komponente, für die ein Versagen nicht zulässig ist. Für den RDB werden beim Alterungsmanagement die Anforderungen der Gruppe M1 gemäß KTA 1403 erfüllt. Dies beinhaltet

- die Kenntnis über den erforderlichen und den vorhandenen Qualitätszustand des RDB (Einhaltung der Anforderungen an die Konstruktion, der Werkstoffe und der Herstellung),
- die Kenntnis über den bisherigen Betrieb einschließlich der Inbetriebsetzung,
- die Kenntnis über relevante Schädigungsmechanismen und deren Vermeidung,
- Nachweisverfahren zur Absicherung gegen Schädigungsmechanismen (Auslegung, bisheriger Betrieb),
- eine bruchmechanische Bewertung von postulierten Fehlern (Sprödbruchsicherheitsnachweis),
- betriebliche Überwachungsmaßnahmen und
- die Berücksichtigung des aktuellen Kenntnisstandes.

Für die deutschen RDB wurde diese Vorgehensweise in einem geschlossenen Gesamtkonzept umgesetzt. Das in Abbildung 5-3 gezeigte Vorgehen entspricht KTA 3201.4 /KTA 16b/ und wurde in allen Kernkraftwerken umgesetzt.

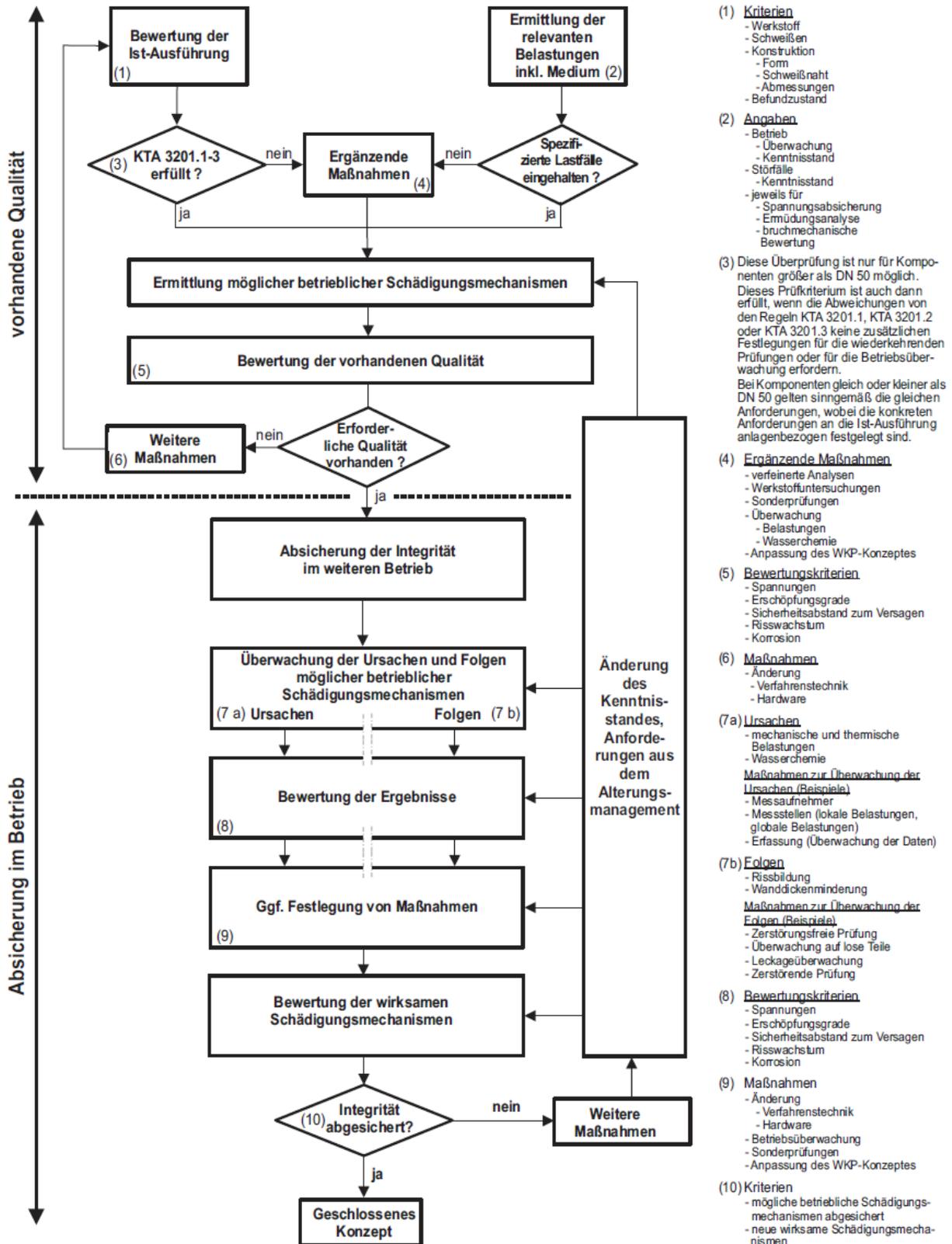


Abbildung 5-3 Gesamtkonzept zur Sicherstellung der Komponentenintegrität im Betrieb /KTA 16b/

Gesamtkonzept zur Sicherstellung der Komponentenintegrität im Betrieb

Für den RDB wird neben den anlagenbezogenen Erfahrungen auch die Weiterentwicklung des allgemeinen Kenntnisstandes hinsichtlich alterungsbedingter Aspekte verfolgt. Die Übertragbarkeit von Erkenntnissen aus diesen Auswertungen wird jeweils fortlaufend umfassend geprüft und es werden sofern erforderlich ggf. zusätzliche Maßnahmen ergriffen. Für den RDB erfolgt diese Auswertung und Bewertung im Rahmen des festgeschriebenen Integritätskonzepts bereits seit Inbetriebsetzung unter Einbindung von Gutachter und Behörde. Die Erfahrungsauswertung berücksichtigt neue Erkenntnisse aus

- GRS-Weiterleitungsnachrichten,
- meldepflichtigen Ereignissen (ME) der eigenen und anderer deutschen Anlagen,
- Ereignissen aus Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands,
- nationalen und internationalen Forschungsvorhaben,
- Erfahrungsauswertungen der Hersteller,
- Stör-/Mängelmeldungen und deren Bewertung,
- WKP und anderen Instandhaltungsmaßnahmen,
- dem Erfahrungsaustausch unter den Betreibern (VGB-Arbeitskreise und VGB-Arbeitsgruppen) und
- Quartalsberichten zu den Forschungsvorhaben des BMUB.

Die zur Überwachung der Ursachen und Folgen betrieblicher Schädigungsmechanismen festzulegenden Überwachungsmaßnahmen sowie WKP in repräsentativen Bereichen ergeben sich aus dem Ergebnis des o.g. geschlossenen Gesamtkonzepts für die auftretenden betrieblichen Belastungen. Dabei werden die höherbeanspruchten Bereiche berücksichtigt. Dies sind insbesondere solche Stellen des RDB, die

- im Vergleich zum allgemeinen Niveau der Vergleichsspannung auch unter Berücksichtigung der Häufigkeit (Ermüdung) höher beansprucht sind/werden oder
- eine strahlungsinduzierte Beeinflussung der RDB-Werkstoffe durch Neutronen erfahren können.

Für den RDB erfolgt im Rahmen des Alterungsmanagements sowohl eine umfassende Überwachung der Ursachen als auch eine umfassende Überwachung der Folgen möglicher Schädigungsmechanismen.

5.1.1.b Forschungsreaktoren

Dieses Kapitel ist für deutsche Forschungsreaktoren nicht relevant.

5.1.2 Bewertung relevanter Alterungsphänomene für Reaktordruckbehälter

5.1.2.a Leistungsreaktoren

Zur Bewertung der relevanten Schädigungsmechanismen und betroffenen Bereiche des RDB dienen die folgenden, z. T. anlagenspezifischen Dokumente:

- Herstellungsspezifikation
- gültige Regelwerke: KTA 1403 /KTA 17/, KTA 3201.1 /KTA 16c/, KTA 3201.2 /KTA 13b/, KTA 3201.3 /KTA 07/, KTA 3201.4 /KTA 16b/ und KTA 3203 /KTA 01/,
- Qualitätsnachweise,
- Unterlagen aus der Auslegung und Konstruktionsbewertung (z. B. Analyse des mechanischen Verhaltens des Reaktordruckbehälter),
- Fluenzauslegung,
- Sprödbruchsicherheitsnachweis/Pressurized Thermal Shock-Analyse,
- Ergebnisse aus Überwachung und deren Bewertung,
- Ergebnisse aus WKP und deren Bewertung,
- Ergebnisse aus Instandhaltungsmaßnahmen,
- Stör-/Mängelmeldungen und deren Bewertung,
- Revisionsberichte,
- Ergebnisse des Bestrahlungsüberwachungsprogramms,
- GRS-Weiterleitungsnachrichten,
- meldepflichtige Ereignisse der eigenen und anderer deutschen Anlagen,
- Ereignisse aus Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands,
- Nationale und internationale Forschungsvorhaben,
- Erfahrungsauswertung des Herstellers,
- Erfahrungsaustausch unter den Betreibern,
- Auftragnehmermeldungen (VGB-System zur Bewertung der Auftragnehmer).

Der Sicherheit und dem Langzeitverhalten des RDB wurde bereits im Rahmen der Konstruktion, der Auswahl der Werkstoffe, der Fertigungsverfahren sowie der Herstellung der RDB deutscher Kernkraftwerke durch eine Vielzahl von Forschungsvorhaben eine hohe Aufmerksamkeit gewidmet.

Forschungsprogramme

Zum Zeitpunkt der Auslegung und Konstruktion der ersten deutschen RDB wurden Forschungsvorhaben initiiert, damit durch geeignete Wahl der Werkstoffe, der Fertigungsverfahren sowie der Herstellung des RDB eine hohe Ausführungsqualität und eine hohe Qualität für den Langzeitbetrieb erreicht wird. So befasste sich ein Aktionskomitee Unterplattierungsrisse (AK UPR) bereits 1971 mit den Maßnahmen während der Herstellung zur Vermeidung von Relaxationsrissen im Reaktordruckbehälterwerkstoff 22 NiMoCr 3 7 /LAU 13/. Mit den Vorhaben „Forschungsprogramm Reaktordruckbehälter-Dringlichkeitsprogramm 22 NiMoCr 3 7“ sowie „Sofortprogramm 20 MnMoNi 5 5“ wurden die weltweit in der Nukleartechnik verwendeten Werkstoffe 22 NiMoCr 3 7 und 20 MnMoNi 5 5 (ASTM A 508 Class 2 und 3) für die Anwendung in den deutschen Reaktordruckbehältern grundlegend untersucht und in ihrer chemischen Zusammensetzung und Wärmebehandlung verbessert

/LAU 13/. Aus den umfangreichen Untersuchungen wurden Empfehlungen für die Spannungsarmglühung und die Endglühung abgeleitet.

Ein „Forschungsvorhaben Komponentensicherheit“ (FKS) wurde in zwei Phasen durchgeführt. In Phase I von 1977 bis 1983 wurde sowohl der Sicherheitsabstand als auch Optimierungsmöglichkeiten im Rahmen der Herstellung von Reaktordruckbehältern untersucht und aufgezeigt. In der daran anschließenden Phase II, die aufgrund der lange andauernden Bestrahlungsversuche der Werkstoffe bis 1997 dauerte, wurden Werkzeuge zur Bewertung der Sicherheit von Reaktorkomponenten auch nach längerer Betriebszeit zur Verfügung gestellt /LAU 13/.

Neben diesen Untersuchungen sind auch die Verbesserungen der ZfP-Verfahren hervorzuheben, da an 1:1 Testkörpern unter realen Versuchsbedingungen, mit realistischen Fehlern die Leistungsfähigkeit der zerstörungsfreien Prüfverfahren getestet, verbessert und verifiziert wurden und die Erkenntnisse in die Fertigung und Abnahmeprüfungen einfließen, um eine hohe Fehlererkennbarkeit zu ermöglichen.

Mit den umfangreichen Erkenntnissen aus diesen Forschungsprogrammen /LAU 13/ hinsichtlich

- Werkstoffauswahl und Schweißverbindungen,
- Prüftechnik,
- werkstoffmechanischer Untersuchungen,
- Langzeitverhalten und
- zerstörungsfreien Prüfungen

wurden für die deutschen RDB

- widerstandsfähigere chemische Werkstoffzusammensetzungen vorgegeben, sowie die Qualität der Verarbeitungs- und Schweißsicherheit erhöht und somit eine Rissunempfindlichkeit der Werkstoffe im Langzeitbetrieb gewährleistet,
- Konstruktionen entwickelt, die Schweißnähte mit hohen betrieblichen Beanspruchungen und mit komplexen Eigenspannungszuständen vermeiden,
- durch Design und Auswahl der Grundwerkstoff- und Schweißgutlegierungen eine geringe Änderung der Werkstoffeigenschaften durch Neutronenbestrahlung erreicht sowie durch das Design eine gute Zugänglichkeit für wiederkehrende zerstörungsfreie Prüfungen geschaffen und
- Herstellungsverfahren empfohlen, die eine hohe Qualität der Komponente sicherstellen.

Die Ergebnisse dieser Forschungsvorhaben sind bereits in die Herstellungsspezifikationen der in Betrieb befindlichen deutschen RDB und in das KTA Regelwerk eingeflossen.

Weiterführende Untersuchungen zum Bestrahlungsverhalten der deutschen RDB-Werkstoffe wurden vom Anlagenhersteller Siemens/KWU in den mit Bundesmitteln geförderten Forschungsvorhaben „CARISMA“ und „CARINA“ /VGB 13a/ untersucht. Mit diesen Forschungsvorhaben wurde die experimentelle Datenbasis für bestrahlte deutsche RDB-Werkstoffe erweitert.

Die Ergebnisse aus dem Carina-Programm sind repräsentativ für bestrahlte deutsche RDB-Grundwerkstoffe und Schweißgüter und ergeben auch im Fluenzbereich, der deutlich höher ist als die Nachweisfluenz von $1,5 \text{ bis } 8 \times 10^{18} \text{ cm}^{-2}$ der deutschen SWR und DWR, sehr niedrige Sprödbruchübergangstemperaturen $RT_{T0j} < 0^\circ\text{C}$.

Alterungsrelevante Schädigungsmechanismen

Die nachfolgenden Schädigungsmechanismen sind aufgrund des Erfahrungsrückflusses aus den eigenen wie auch aus fremden LWR-Anlagen im Ausland für die Bereiche Grundwerkstoff, Schweißgut und Wärmeeinflusszone des RDB prinzipiell zu postulieren und werden im Folgenden anhand

der Werkstoffwahl, des Designs, der Auslegung und der Fertigungsqualität der deutschen RDB bereits auf ihre Relevanz eingegrenzt.

1 *Spannungsrisskorrosion*

Die im Folgenden betrachteten korrosiven Schädigungsmechanismen unter mechanischer Beanspruchung können grundsätzlich zu Rissbildungen in metallischen Werkstoffen führen. Interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK) von austenitischen Chrom-Nickel-Stählen und Primärwasserinduzierte Spannungsrisskorrosion (PWSCC) von Nickellegierungen, sind zwei grundsätzlich ähnliche Arten der Korrosionsrissbildung, die bei gleichzeitigem Wirken eines empfindlichen Werkstoffzustands, Zugspannungen und sauerstoffhaltigem Hochtemperaturwasser eintreten können. Diese Schädigungsmechanismen werden durch geeignete Wasserchemie, Werkstoffwahl, konstruktive Gestaltung und Vermeidung von Spannungsspitzen beherrscht. Bei den RDB der deutschen DWR und SWR ist der Mechanismus der PWSCC von Nickellegierungen nicht aufgetreten. In deutschen Anlagen wurden keine Mischnähte an Anschlussleitungen großer Nennweite und Wanddicke eingesetzt. Somit wurden entsprechend ungünstig konstruierte Mischnähte mit hohen herstellungsbedingten Eigenspannungen vermieden. An solchen mediumberührten Nickelbasismischnähten ist es in ausländischen Kernkraftwerken zu systematischen Schäden durch PWSCC gekommen. Weiterhin sind die Mischnahtverbindungen der Kerninstrumentierungsstutzen in den deutschen DWR-Anlagen mit austenitischer Wurzellage geschweißt. Hierdurch wird ein Mediumzutritt zum darunter liegenden Nickelschweißgut der Füll- und Decklagen konstruktiv verhindert.

ISpRK im Schweißnahtbereich austenitischer Stähle ist am RDB der deutschen Druckwasserreaktoren aufgrund der stark reduzierenden Wasserchemie, des gewählten Werkstoffes und des angewandten Herstellungsverfahrens nicht zu erwarten. Kaltumgeformte Bauteile sind abhängig vom Kaltumformgrad entsprechend den Festlegungen von KTA 3201.1 einer Wärmebehandlung zu unterziehen. Andernfalls ist bei der Überprüfung des Umformverfahrens der Nachweis zu erbringen, dass die in KTA 3201.1 festgelegten Werkstoffeigenschaften gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Schweißungen - im Hinblick auf die Verwendung des Bauteils eingehalten werden. Bei austenitischen Reaktorwasser führenden Komponenten mit Betriebstemperaturen gleich oder größer als 200 °C in SWR-Anlagen ist eine Qualifikation des Bearbeitungsverfahrens erforderlich mit dem Ziel, für die mediumberührte Oberfläche zusätzlich zu den Anforderungen auf einen geringen Wärmeeintrag in das Bauteil zu achten und den Eintrag unzulässiger Verunreinigungen (z. B. Halogene) zu vermeiden, auch um eine geringe Kaltverformung und eine geringe Aufhärtung jeweils im oberflächennahen Bereich sicherzustellen.

Bei den deutschen SWR wird dieser Schädigungsmechanismus durch die oben aufgeführten Punkte beherrscht. Unabhängig davon erfolgt durch die Überwachung der Wasserchemie und die WKP an Schweißnähten und angrenzendem Grundwerkstoff sowohl bei SWR als auch bei DWR eine periodische Überwachung dieses Schädigungsmechanismus.

2 *Ermüdung*

Werkstoffermüdung kann infolge zyklisch veränderlicher mechanischer und/oder thermischer Belastungen auftreten. Die auftretenden Belastungen in den deutschen SWR und DWR sind durch die kontinuierliche Überwachung der maßgeblichen Belastungen (Temperatur- und Druckänderungen) des Primärkreises bekannt. Die auftretenden Belastungen werden aufgezeichnet und regelmäßig ausgewertet. Hinsichtlich Ermüdung führende Grundwerkstoffbereiche bei DWR und SWR sind die RDB-Deckelschrauben, die Stege am DWR RDB-Deckel, die Stege am SWR RDB-Boden sowie bei Nennweiten > DN 250 die Stutzeninnenkanten der Ein- und Austrittsstutzen des RDB. Diese Bereiche sind sowohl bei DWR als auch beim SWR im wiederkehrenden Prüfprogramm enthalten. Zusätzlich werden beim DWR und SWR die Schweißnähte der drucktragenden Wand des RDB wiederkehrend geprüft.

3 *Versprödung (strahlungsinduzierte Alterung)*

Bestrahlung mit Neutronen bei ferritischen Grundwerkstoffen bewirkt eine Veränderung der Werkstoffeigenschaften, die zu einer Zunahme der mechanischen Festigkeit bei gleichzeitiger Abnahme der Zähigkeit führt. Dieser Effekt ist bei Neutronenfluenzen $> 10^{17}$ n/cm² (Neutronen pro Quadratcentimeter) zu berücksichtigen (s. a. /KTA 01/). Dies betrifft bei den deutschen RDB sowohl für den SWR als auch für den DWR nur den kernnahen Bereich und umfasst beim DWR den oberen und unteren zylindrischen Schuss mit ihrer Rundnaht und beim SWR die drei mittleren Mantelschüsse und ihre beiden Rundnähte. Zur Bewertung des Einflusses der Bestrahlung auf die Werkstoffeigenschaften liegt für alle deutschen RDB seit der Komponentenherstellung ein zeitlich vorlaufendes Bestrahlungsüberwachungsprogramm vor, das Werkstoffe und Schweißverbindungen aus einer Arbeitsprobe, die im Rahmen der Fertigung an abgetrennten Überlängen der Schmiederinge erstellt wurde, enthält.

4 *Thermische Alterung*

Die in deutschen RDB eingesetzten Feinkornstähle 20-MnMoNi-5-5 und 22-NiMoCr-3-7 sind aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung und ihres Gefüges alterungsbeständig gegen thermische Einflüsse. Die Betriebstemperaturen liegen unterhalb des Bereichs, in denen thermische Versprödung auftreten kann. Hierzu sind üblicherweise Temperaturen größer 350 °C erforderlich. Zusätzlich wurde an Langzeitproben älterer deutscher RDB verifiziert, dass eine thermische Alterung nicht relevant ist.

Im Rahmen des Alterungsmanagement-Programms der deutschen RDB erfolgt daher eine Überwachung der folgenden relevanten Schädigungsmechanismen:

- Spannungsrisskorrosion,
- Ermüdung,
- Bestrahlungsinduzierte Änderungen der Werkstoffeigenschaften.

Die Ursachen und Folgen der Schädigungsmechanismen Spannungsrisskorrosion und Ermüdung werden gemäß KTA 3201.4 /KTA 16b/ überwacht und bewertet. Werden Anzeigen festgestellt, die die Bewertungsgrenze gemäß KTA 3201.4 /KTA 16b/ erreichen oder überschreiten, so sind sie als Befunde zu bezeichnen. Zunächst ist ein Vergleich mit den Ergebnissen der vorangegangenen Prüfung vorzunehmen. Haben sich Anzeigen verändert, sind auch die Ergebnisse weiter zurückliegender Prüfungen zu berücksichtigen, um gegebenenfalls auf den zeitlichen Verlauf der Veränderungen schließen zu können. Bestätigt sich, dass eine neue registrierpflichtige Anzeige vorliegt oder eine Anzeige sich zu einem Befund vergrößert hat, so ist eine Ursachenermittlung und anschließende Sicherheitsanalyse erforderlich. Die Ergebnisse der Ursachenermittlung und der Sicherheitsanalyse sind maßgebend für die Bestimmung der Zulässigkeitsgrenze, d. h. der Entscheidung, ob der Befund belassen werden darf.

Die Folgen der bestrahlungsinduzierten Änderungen der Werkstoffeigenschaften werden mit dem Bestrahlungsüberwachungsprogramm nach KTA 3203 /KTA 01/ überwacht.

Die nachfolgenden Akzeptanzkriterien für die oben aufgeführten Schädigungsmechanismen sind einzuhalten:

- Ermüdung: Die Einhaltung der zulässigen Ermüdungswerte gemäß Regelwerk ist zu zeigen.
- Spannungsrisskorrosion: Durch Auslegung und Herstellung ist sicherzustellen, dass betriebsbedingte rissbildende Korrosion nicht zu unterstellen ist. Bei betriebsbedingten Befunden wären die Ursachen zu ermitteln und zu beseitigen. Weiterhin wären Abhilfemaßnahmen, insbesondere die Änderung der Wasserchemie zu ergreifen.
- Bestrahlungsinduzierte Änderungen der Werkstoffeigenschaften: Die Einhaltung der Nachweisfluenz von 5 bis 8 x 10¹⁸ n/cm² für DWR und 1,5 x 10¹⁸ n/cm² für SWR, die Einhaltung der aus

dem Sprödbruchsicherheitsnachweis ermittelten „End of Life“ (EOL) Referenztemperatur RT_{NDT} bzw. RT_{Grenz} sowie die Vorgaben an die Zähigkeit sind zu zeigen.

Alle oben genannten Schädigungsmechanismen wurden bereits im Rahmen der Auslegung und Fertigung der deutschen RDB berücksichtigt.

Erfahrungsrückfluss

Im Rahmen des Erfahrungsrückflusses aus den eigenen wie auch aus fremden LWR-Anlagen im In- und Ausland wurden in den letzten Jahrzehnten die nachfolgend aufgeführten wesentlichen Alterungsphänomene beobachtet, die hinsichtlich des RDB relevant sind.

a) *Primary water stress corrosion cracking (PWSCC) – z. B. Virgil-C-Summer-Ereignis*

In ausländischen SWR- und DWR- Anlagen sind in der Vergangenheit einige Fälle der interkristallinen Spannungsrissskorrosion (ISpRK) im Bereich von Mischverbindungen zwischen Pufferung und dem ferritischen Grundwerkstoff aufgetreten (z. B. die HKL-Stützen in Virgil-C-Summer und Ringhals, s. a. GRS WLN 2001/05, und die RDB-Deckelstützen in zahlreichen DWR-Anlagen wie Bugey-3 1991 und Davis Besse, s. a. GRS WLN 2003/02). Die Ursache ist in erster Linie in einer unsachgemäßen Fertigung der Mischnähte zu sehen (Baustellenfertigung, Mehrfachreparatur).

Wie oben beschrieben, sind in deutschen Anlagen keine großvolumigen drucktragenden Mischnähte großer Nennweiten an den RDB-Stützen der Hauptkühlmittelleitungen von DWR und Speisewasserleitungen von SWR, sowie spannungsmäßig ungünstige großvolumig ausgeführte Einschweißnähte von RDB-Deckelstützen in den DWR vorhanden.

Die Ergebnisse der WKP an mediumberührten Mischnähten mit Nickelschweißgut an Komponenten und Systemen, die an den RDB angrenzen (z. B. Druckrohre beim DWR und Safe-ends beim SWR), zeigen keine betriebsbedingten Veränderungen.

Nicht mit Medium berührt, da mit einer austenitischen Plattierung versehen, sind die Mischnähte in den Steuerstabstützen oberhalb des RDB (Compoundrohr/Flansch). Die Wirbelstromprüfungen (ET) der Steuerstabstützen bestätigen, dass keine betriebsbedingten Auffälligkeiten an diesen Mischnahtverbindungen vorliegen.

Über die bereits in der KTA 3201.4 /KTA 16b/ getroffenen WKP sind darüber hinaus keine weiteren Maßnahmen erforderlich.

b) *Borsäurebedingte Flächen- oder Muldenkorrosion*

Borsäurebedingte Flächen- oder Muldenkorrosion tritt an ferritischen Bauteilen bei DWR auf, wenn diese z. B. infolge von Leckagen mit Borsäure benetzt wurden. Derartige Schäden traten als Sekundärschaden nach primärer Schädigung von Mischnähten der Deckelstützen durch PWSCC in amerikanischen DWR auf (s. a. GRS WLN 2003/02). Eine direkte Übertragbarkeit des Ereignisses in Davis Besse ist aufgrund der unterschiedlichen Konstruktion der Deckelstützen in deutschen DWR nicht gegeben. Dennoch wurden mechanisierte wiederkehrende visuelle Prüfungen des RDB-Deckels von der Außenseite in allen deutschen DWR-Anlagen eingeführt. Visuelle Prüfungen der Innenseite der RDB-Deckel wurden bereits vor dem Ereignis in Davis Besse wiederkehrend in allen deutschen Kernkraftwerken durchgeführt. Für die SWR-Anlagen werden visuelle Prüfungen des RDB-Deckels von der Innen- und Außenseite sowie visuelle Prüfungen des RDB-Bodens von der Außenseite durchgeführt.

In SWR wird innerhalb des RDB keine Borsäure verwendet.

An den RDB der deutschen DWR sowie SWR liegen keine Hinweise auf durch Borsäure bedingten Schädigungen vor.

c) *Volumenanzeigen mit „laminarem“ Erscheinungsbild im ferritischen Grundwerkstoff*

In der belgischen DWR-Anlage Doel 3 wurde in der Revision 2012 im Rahmen der wiederkehrenden Ultraschallprüfung des RDBs erstmalig seit der Inbetriebsetzung eine Ultraschallsenkrechtprüfung in den Grundwerkstoffbereichen der zylindrischen Schüsse durchgeführt. Bei dieser Ultraschallsenkrechtprüfung wurde eine große Anzahl von Volumenanzeigen mit „laminarem“ Erscheinungsbild im ferritischen Grundwerkstoff der Zylinderschüsse, sogenannte Wasserstofflocken, festgestellt. Fehler wie Wasserstofflocken können beim Abkühlen von großvolumigen Gussblöcken entstehen. Dieses Phänomen wurde in Deutschland bereits im Forschungsvorhaben FKS mit untersucht. Die Erfahrungen aus dem FKS Programm sind in das deutsche Regelwerk eingeflossen und bei der Fertigung der deutschen Reaktordruckbehälter umgesetzt worden /LAU 13/.

Bei den Volumenanzeigen mit laminarem Erscheinungsbild handelt es sich nach heutigem Kenntnisstand um Herstellungsfehler, die sich im Betrieb nicht verändert haben und daher nicht der Alterung zuzuordnen sind.

Aufgrund der Erkenntnisse aus dem Forschungsprogramm FKS wurden die zerstörungsfreien Fertigungsprüfungen im Rahmen der Herstellung der deutschen RDB bereits angepasst. So waren im Rahmen der deutschen Fertigungsprüfungen die Prüfpositionen und deren Anzahl, die verwendeten Einschallwinkel sowie die Registrierschwellen gegenüber den Anforderungen des damals gültigen ASME-Codes deutlich erhöht. Abbildung 5-4 zeigt einen Vergleich der Unterschiede bei der Ultraschallprüfung nach ASME und des Vorgehens bei Ultraschallprüfungen in Deutschland. Tabelle 5-1 zeigt einen Vergleich der Registrierschwellen.

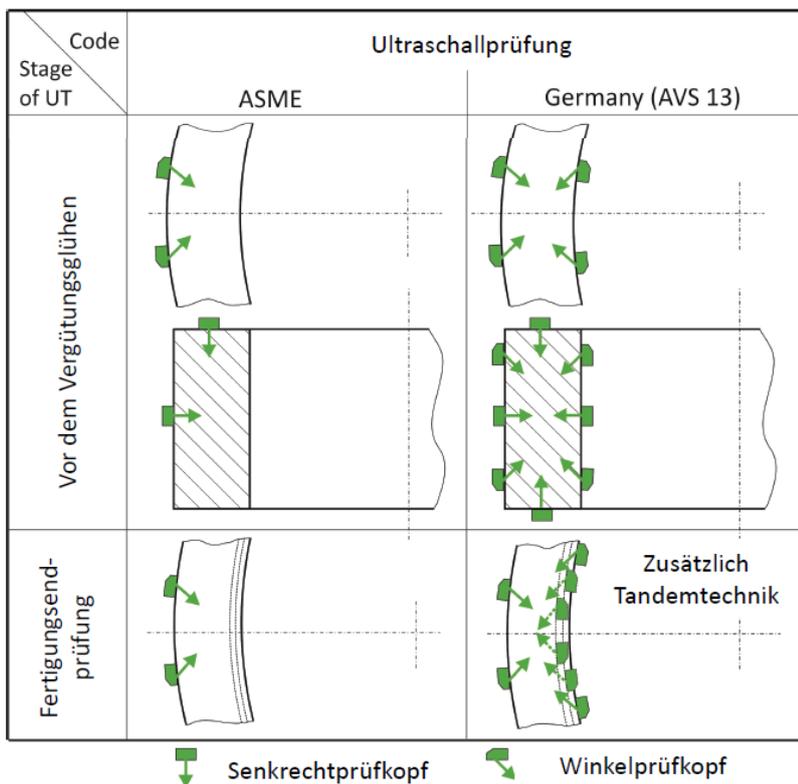


Abbildung 5-4 Vergleich der Anforderungen der deutschen Fertigungsprüfungen (nach Herstellerprüfvorschrift AVS 13) mit den Anforderungen des damals gültigen ASME-Codes /ERH 15/

Tabelle 5-1 Vergleich der Registriergrenzen /ERH 15/

Produkt		Flansche und Rohrböden					
Nachweisempfindlichkeit (Fehlergröße oder äquivalenter Durchmesser bei 2MHz Ultraschall)		0.5 mm at 200 mm 0.8 mm at 400 mm 1 mm at 800 mm					
Registriergrenze	ASME	<ul style="list-style-type: none"> Fehlerecho mit $\geq 10\%$ der Rauschanzeigen Zusammenhängende Fehler ≥ 2 mal Durchmesser des Schwingers Flächiger Fehler ≥ 25 mm lang Veränderbare Anzeigen $\geq 5\%$ der Rauschanzeigen, 25 mm lang Fehleranhäufungen ≥ 5 in 50 mm Würfel. 					
	AVS 13	Wanddicke [mm]	15 ~ 30	30 ~ 60	60 ~ 120	120 ~ 250	> 250
		FBB [mm]	1.5	2	3	4	6

Die Überprüfung der Herstdokumentation der deutschen RDB ergab, dass keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich sind. Zur Bestätigung wurden dennoch in den laufenden deutschen Kernkraftwerken einmalige repräsentative Sonderprüfungen an den zylindrischen Schüssen der RDB durchgeführt. Dabei wurden die Zylinderschüsse in einem repräsentativ ausgewählten Umfangsbereich mit Ultraschall (Senkrechtprüfkopf) geprüft.

Es wurden keine Veränderungen gegenüber den Ergebnissen der Herstellungsprüfungen festgestellt. Weitere Maßnahmen sind nicht erforderlich.

5.1.2.b Forschungsreaktoren

Dieses Kapitel hat für Forschungsreaktoren keine Relevanz.

5.1.3 Alterungsüberwachung für Reaktordruckbehälter

5.1.3.a Leistungsreaktoren

Zur Überwachung der Ursachen und Folgen von möglichen betrieblichen Schädigungsmechanismen werden Betriebsüberwachungsmaßnahmen und WKP durchgeführt. Dies sind die in der KTA 3201.4 /KTA 16b/ festgelegten Prüfungen wie

- zerstörungsfreie Prüfungen – Ultraschallprüfung (UT), Wirbelstromprüfung (ET),
- Sichtprüfungen (VT),
- Druck- und Dichtheitsprüfungen,
- Schwingungsüberwachung,
- Körperschallüberwachung und
- Leckageüberwachung.

Die Überwachung der Mediumsbedingungen und Belastungen des RDB erfolgt durch

- Überwachung der Wasserqualität,
- Überwachung der Belastungen (z. B. Druck, Temperatur),

- Ermittlung der tatsächlichen zyklusabhängigen Neutronenfluenzen sowie ein
- Bestrahlungsüberwachungsprogramm nach KTA 3203 /KTA 01/.

Die Details zur Durchführung und Bewertung dieser Maßnahmen sowie die Beteiligung von Aufsichtsbehörde und Gutachter sind in Prüfhandbüchern (inkl. Prüflisten und zugehörigen Prüfanweisungen) festgelegt. Details zu den einzelnen Prüfungen (Prüfumfänge, Prüfintervalle, Vorbereitung und Durchführung der Prüfungen, Bewertung der Prüfergebnisse etc.) sind in KTA 3201.4 /KTA 16b/ festgelegt und sind dementsprechend in den Kernkraftwerken umgesetzt. Diese Maßnahmen werden nachfolgend zusammenfassend beschrieben.

Als zusätzliche Maßnahme im Rahmen des deutschen Alterungsmanagements werden die Erkenntnisse aus den Instandhaltungsmaßnahmen, Reparaturberichten, Stör- und Mängelmeldungen etc. regelmäßig hinsichtlich möglicher Alterungseffekte, die sich auch auf Gruppe M1-Komponenten auswirken könnten, ausgewertet.

Zerstörungsfreie Prüfungen (UT/ET)

Ultraschall- und Wirbelstromprüfungen (Ultrasonic (UT) und Eddy Current Testing (ET))

Zur Überwachung der Folgen von Schädigungsmechanismen werden an den Schweißnähten sowie an ausgewählten Grundwerkstoffbereichen der druckführenden Wand des RDB gemäß den anlagenspezifischen Prüfanweisungen und der KTA 3201.4 /KTA 16b/ wiederkehrend zerstörungsfreie Prüfungen durchgeführt. Die Prüfverfahren und -techniken sind so gewählt, dass betriebsbedingte Fehler mit ihren möglichen Orientierungen erfasst werden.

Die zerstörungsfreien Prüfungen am RDB (Unterteil, Deckel und den Verbindungselementen) werden heute grundsätzlich als mechanisierte Prüfungen durchgeführt. Die Prüfung umfasst die innere und äußere Oberfläche mit ihren oberflächennahen Bereichen und, sofern in KTA 3201.4 /KTA 16b/ gefordert, auch das Volumen. Die Anforderungen und Durchführung der UT/ET sind in DIN 25435-1 /DIN 14a/ und KTA 3201.4 /KTA 16b/ enthalten und wurden in den Kernkraftwerken entsprechend umgesetzt.

RDB-Unterteil

Beim DWR werden alle Rundnähte des RDB-Unterteils sowie alle Stützenanschweißnähte auf Längs- und Querfehler mechanisiert mit Ultraschall von der RDB-Innenseite geprüft. Der Prüfbereich umfasst jeweils die Schweißnaht, die Wärmeeinflusszone sowie den angrenzenden Grundwerkstoffbereich. Die Schweißnähte werden über die gesamte Länge und das gesamte Volumen einschließlich der Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen geprüft. Zusätzlich werden alle Stützeninnenkanten mittels UT auf Radialfehler und der angrenzende Bereich des Stützenrohres auf Längs- und Querfehler geprüft. Die Prüfung des Grundwerkstoffs von der Innenseite umfasst die Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen zum Ausschluss von Anrissen.

Beim SWR werden alle Rund- und Meridiannähte im Behälterboden, die Einschweißnähte der Behälterstützen B, C, D, E, J sowie die Stützeninnenkanten, die Schweißnähte der Stützen P am Behälterboden, die Bodenstege des Stützenfeldes im RDB-Boden sowie alle Rundnähte zwischen Vorschweißenden und Stützen (D, E und J) jeweils von der Außenseite geprüft.

Die Schweißnähte werden über die gesamte Länge und das gesamte Volumen einschließlich der Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen geprüft. Die Stützeninnenkanten werden mittels UT auf Radialfehler und der angrenzende Bereich des Stützenrohres auf Längs- und Querfehler geprüft. Diese Prüfung des Grundwerkstoffs umfasst die Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen zum Ausschluss von Anrissen.

RDB-Deckel

Die Schweißnaht zwischen Kalotte und Flansch am RDB-Deckel wird beim DWR von der Außenseite ebenfalls auf Längs- und Querfehler mechanisiert geprüft. Der Prüfbereich umfasst die Schweißnaht, die Wärmeeinflusszone sowie den angrenzenden Grundwerkstoffbereich. Die Schweißnaht wird über die gesamte Länge und das gesamte Volumen einschließlich der Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen geprüft. Die Stege in den Stützenfeldern des RDB-Deckels werden mittels Ultraschall auf Radialfehler geprüft.

Beim SWR umfassen die Ultraschall-Prüfungen am RDB-Deckel alle Rund- und Meridiannähte, die Schweißnähte des Stützens F und die Anschweißnähte für die Transportösen am RDB-Deckel.

Die wiederkehrenden UT Prüfungen am RDB-Unterteil und RDB-Deckel werden für alle deutschen RDB, die nach den Regeln KTA 3201.1 /KTA 16c/ bis KTA 3201.3 /KTA 07/ ausgelegt, konstruiert und hergestellt wurden bzw. bei denen eine Nachbewertung gezeigt hat, dass Abweichungen von den o.g. Regeln keine zusätzlichen Festlegungen für die WKP und die Betriebsüberwachung erfordern, alle 5 Jahre durchgeführt. Ansonsten wird mit einem Prüfintervall von 4 Jahren geprüft (siehe auch Tabellen 5-2 und 5-3).

Die mit einer einlagigen Plattierungsnaht versehenen Mischnähte an den DWR-Deckelstützen (Kerninstrumentierungs- und Steuerstabstützen) werden mittels Wirbelstrom von der Innenseite auf Längs- und Querfehler geprüft. Innerhalb von 5 bzw. 4 Jahren werden mindestens 10% der Nähte an den Deckelstützen geprüft.

Die RDB-Schraubenbolzen und Muttern werden in ausgebautem Zustand mit Wirbelstrom auf Querfehler bezogen auf die Gewindeachse geprüft. Die RDB-Sacklöcher werden mit Wirbelstrom auf Querfehler bezogen auf die Gewindeachse geprüft. Die Prüfung umfasst für Bolzen die gesamte Länge einschließlich Gewindebereiche, bei den Sacklöchern ebenfalls die gesamte Gewindelänge und bei den Muttern den Gewindebereich und die belastete Stirnfläche. Es werden jeweils die Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen geprüft.

Die Prüfung für die RDB-Schraubenverbindung wird entsprechend KTA 3201.4 durchgeführt (siehe auch Tabellen 5-2 und 5-3).

Die Tabellen 5-2 und 5-3 zeigen die Mindestprüfumfänge, -prüfverfahren und -prüfintervalle an der druckführenden Wand des RDB gemäß KTA 3201.4 /KTA 16b/.

Tabelle 5-2 Wiederkehrende zerstörungsfreie Prüfungen am Reaktordruckbehälter nach KTA 3201.4 /KTA 16b/

Prüfabschnitt	Prüfverfahren/ Prüftechnik	Fehler- orientierung	Prüfumfang	Prüfintervall ¹⁾
Längs- und Rundnähte	UT ²⁾	I und q	Alle Nähte, gesamte Länge, gesamtes Volumen einschließlich der Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen	5 Jahre (4 Jahre)
Stutzenanschweißnähte und -einschweißnähte folgender Systeme: DWR: HKL SWR: Frischdampfleitung, Speisewasserleitung, Flutsystem, Deckelsprühleitung, Reaktorwasserreinigung, Axialpumpen	UT	I und q ⁸⁾		
Formstücknähte der Stutzen (Mischnähte) in SWR-Anlagen	UT ³⁾	I und q ⁴⁾		
Anschlussbereich von Wärmeschutzrohren in SWR-Anlagen	UT oder VT gezielt ¹²⁾	I bei UT, alle bei VT		
Stutzeninnenkanten ≥ DN 250 ⁵⁾	UT ²⁾	r	Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen der gesamten Innenkante aller Stutzen	
		I und q	Angrenzender Bereich im Stutzenrohr bei DWR-Anlagen	
	VT gezielt	alle	Oberflächen der gesamten Innenkante repräsentativer Stutzen	
Stege in Stutzenfeldern	UT ⁷⁾	r	Alle Stege, ausgerichtet auf die Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen und den Stegmittenbereich	
		VT gezielt	alle	
Innenoberfläche	VT integral und gezielt ¹²⁾	alle	Repräsentative Bereiche, insbesondere - des RDB-Deckels - der kernnahen Bereiche des RDB-Zylinders - der Stutzen - am RDB-Boden Der Prüfumfang ist anlagenbezogen festzulegen.	
Schraubenbolzen	UT oder MT oder ET	q, bezogen auf Bolzenachse	Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen aller Bolzen, gesamte verspannte Länge einschließlich Gewindebereich ⁹⁾	
	VT gezielt	alle		
Sacklochgewinde	UT oder ET	q, bezogen auf Gewindeachse	Oberflächen mit ihren oberflächennahen Bereichen aller Sacklöcher, gesamte Gewindelänge	
	VT ¹⁰⁾ gezielt	alle		
Muttern	VT gezielt oder ET oder UT	- bei VT: alle - bei ET und UT: q, bezogen auf Gewindeachse	Gewindebereich und belastete Stirnfläche (Auflagefläche) aller Muttern	
Unterlegscheiben	VT gezielt	alle	Beide Auflageflächen einschließlich Fläche der Scheibenbohrung	
Anschweißnähte	Es sind Vereinbarungen zu treffen, weil die konstruktiven Details unterschiedlich sind. Art und Umfang der Prüfungen sind in der Prüfanweisung festzulegen.			

Akzeptanzkriterien

Bei den wiederkehrenden zerstörungsfreien Prüfungen werden nur qualifizierte Prüftechniken eingesetzt, deren Eignung vom Sachverständigen bestätigt ist. Die Prüfeempfindlichkeit sowohl für die Ultraschall- als auch für die Wirbelstromprüfung wird an Vergleichskörpern vorgenommen. Die Tiefenausdehnung der Referenzfehler ist nach KTA abhängig von der Wanddicke der Komponente. Die Prüfeempfindlichkeit bei der ET und UT für die Oberfläche mit ihren oberflächennahen Bereichen der druckführenden Wand wird anhand eines 3 mm tiefen Referenzfehlers im Grundwerkstoff eingestellt. Für die Prüfung der plattierten Bereiche des RDB ist ein plattierter Vergleichskörper anzuwenden. Zur Bewertung von Anzeigen enthält der plattierte Vergleichskörper weitere Referenzfehler in der Plattierung und im Grundwerkstoff.

Für die Schraubenbolzen und Muttern werden ein 3 mm tiefer Referenzfehler zur Empfindlichkeits-einstellung und für die Schweißnähte der Deckelstutzen ein 2 mm tiefer Referenzfehler herangezogen.

Die Prüfungen erfolgen dabei nach Vorgabe der anlagenspezifischen Prüfanweisungen und den zugehörigen Prüfspezifikationen.

Prüfhistorie und Trendverfolgung

Anzeigen, deren Prüfsignal dem des Referenzfehlers zuzüglich eines Empfindlichkeitszuschlages von 6dB entsprechen, sind zu registrieren (recording level). Bei registrierpflichtigen Anzeigen wird ein Vergleich auf Veränderungen durchgeführt. Dazu werden die Ergebnisse der aktuellen Prüfung mit den Ergebnissen der vorangegangenen WKP auf Veränderungen verglichen.

Durch diesen Vergleich sind Veränderungen bereits unterhalb der Bewertungsgrenze (acceptance level) erkennbar. Die Bewertung der Messergebnisse wurde nach KTA 3201.4 /KTA 16b/ durchgeführt und ergab in den gesamten geprüften Bereichen im Rahmen der Messtoleranz keine Veränderungen.

Aufgrund der Prüfergebnisse im Rahmen der wiederkehrenden zerstörungsfreien Prüfungen mittels UT und ET waren keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Es liegen keine integritäts-relevanten Anzeigen an den RDB vor.

Sichtprüfungen/Visual Testing (VT)

Am RDB werden regelmäßig Sichtprüfungen zum Nachweis des ordnungsgemäßen Zustandes der Oberfläche der drucktragenden Wandungen und der Schraubverbindungen durchgeführt. Art und Umfang der Sichtprüfungen am RDB erfolgen entsprechend den Anforderungen der KTA 3201.4 /KTA 16b/, DIN 25435-4 /DIN 14b/ und der anlagenspezifischen Prüfanweisungen.

Die Sichtprüfung wird je nach Anforderung in der KTA 3201.4 /KTA 16b/ als

- integrale Sichtprüfung als Übersichtsprüfung zur Feststellung des Zustandes der Komponente oder
- gezielte Sichtprüfung als örtliche Sichtprüfung zur eindeutigen Erkennung spezifizierter Merkmale

durchgeführt.

An repräsentativen Bereichen des Unterteils werden von der Innenseite aus integrale und gezielte indirekte Sichtprüfungen durchgeführt. Diese Prüfungen erfolgen mit Hilfe eines ferngesteuerten Fahrzeugs (ROV). Auch am RDB-Deckel erfolgen integrale und gezielte indirekte Sichtprüfungen an der Innen- und Außenoberfläche als mechanisierte Prüfungen. An allen RDB-Schraubverbindungen werden gezielte direkte Sichtprüfungen durchgeführt. Die Prüfbereiche umfassen dabei alle äußeren Oberflächen inkl. der Gewindeoberflächen.

Bei den Sichtprüfungen am RDB ist auf die folgenden Punkte zu achten:

- mechanische Beschädigungen,
- Materialtrennungen (z. B. Risse),
- Korrosion,
- Spuren von Leckagen,
- Mängel an Schraubenverbindungen,
- Ablagerungen und Fremdkörper.

Diese visuellen Prüfungen der inneren Oberflächen des RDB werden regelmäßig in einem Intervall von 5 Jahren (bzw. 4 Jahren – siehe auch Tabellen 5-2 und 5-3) durchgeführt.

Die Prüfung für die RDB Schraubenverbindung wird anlagenspezifisch gemäß den Anforderungen der KTA 3201.4 (siehe auch Tabellen 5-2 und 5-3) durchgeführt.

Zusätzlich werden Sichtprüfungen der äußeren Oberfläche des RDB-Deckels zum Nachweis des ordnungsgemäßen Zustandes der Oberfläche der drucktragenden Wandung gemäß anlagenspezifischer Prüfanweisungen durchgeführt. Eine gezielte Sichtprüfung der RDB-Deckelstege erfolgt alle fünf (bzw. vier Jahren – siehe auch Tabellen 5-2 und 5-3) beim DWR. Eine integrale Prüfung des äußeren Zustandes des RDB-Deckels erfolgt grundsätzlich jährlich während der Revision.

Akzeptanzkriterien

Bei den ferngesteuerten Sichtprüfungen werden nur qualifizierte Prüftechniken eingesetzt. Die Prüfempfindlichkeit wird an einem Testbild und an Vergleichskörpern vorgenommen.

Abweichungen des erfassten Ist-Zustands vom zu erwartenden Sollzustand werden als Auffälligkeiten registriert. Auffälligkeiten, die Maßnahmen zur Wiederherstellung des ordnungsgemäßen Zustandes erfordern (z. B. Leckagen, Risse), werden als Befunde behandelt.

Prüfhistorie und Trendverfolgung

Auffälligkeiten werden bewertet und bei indirekten Sichtprüfungen werden die Auffälligkeiten mit den Bildaufzeichnungen vorangegangener Prüfungen auf Veränderungen verglichen.

Im Rahmen der durchgeführten inneren und äußeren Sichtprüfungen zur Feststellung des ordnungsgemäßen Zustandes der Oberfläche der drucktragenden Wandungen und der Schraubenverbindungen des RDB wurden bisher keine integritätsrelevanten Befunde an den RDB festgestellt.

Es wurden bisher keine relevanten Befunde an den deutschen RDB festgestellt.

Druckprüfung

Die Druckprüfungen stellen einen integralen Beanspruchungstest für die Komponente dar.

Für die Druckprüfungen zum Nachweis der Integrität der drucktragenden Wandungen existieren anlagenspezifische Prüfanweisungen und Vorgaben gemäß KTA 3201.4 /KTA 16b/. Die Druckprüfung erstreckt sich dabei auf Grund der Nichtabsperbarkeit auch auf die Komponenten des Primärkreislaufes und aller abgehenden Rohrleitungen bis einschließlich der jeweiligen ersten Absperrarmatur.

Die Anforderungen und Durchführung der Druckprüfung sind in DIN 25475-3 /DIN 15/ und KTA 3201.4 /KTA 16b/ enthalten und wurden in den Kernkraftwerken entsprechend umgesetzt.

Druckprüfungen der druckführenden Umschließung des Primärkreises werden mit dem 1,3 fachen Auslegungsdruk (entsprechend beim DWR $1,3 \times 175 \text{ bar} = 227,5 \text{ bar}$, und beim SWR

1,3 x 86,3 bar = 112,2 bar) durchgeführt. Zusätzlich wird die Prüftemperatur in Abhängigkeit von der Referenztemperatur RT_{NDT} anlagenspezifisch festgelegt.

Grundsätzlich erfolgt nach der wiederkehrenden Druckprüfung für die höherbeanspruchten Bereiche am RDB die zerstörungsfreie Prüfung.

Die Druckprüfung des RDB erfolgt alle 10 Jahre (bzw. 8 Jahre – siehe auch Tabellen 5-2 und 5-3).

Akzeptanzkriterien

Die Druckprüfung ist bestanden, wenn die Komponente über die Haltezeit dem geforderten Prüfdruck standhält.

Prüfhistorie und Trendverfolgung

Bei den bisher durchgeführten wiederkehrenden Druckprüfungen gab es keine integritätsrelevanten Befunde am RDB.

Schwingungsüberwachung

Das Schwingungsüberwachungssystem dient der Früherkennung von möglichen betrieblichen Schädigungen und dazu, dass hinreichend Zeit für die Bewertung des veränderten Schwingungszustandes gewonnen wird, um etwaige sich anbahnende Fehler oder Schäden zu identifizieren und so gezielte Inspektionen zu ermöglichen. Diese Überwachung konzentriert sich beim DWR auf die Hauptkomponenten des Reaktorkühlkreislaufs, somit auch auf den RDB. Dazu werden Schwingwege an repräsentativen Punkten des Primärkreislaufs, Neutronenflussrauschen und Druckfluktuationen des Kühlmittels gemessen. Beim SWR werden die Zwangsumwälzpumpen (Hauptkühlmittelpumpen) überwacht. Für diese Überwachung sind Schwingungsmessaufnehmer fest installiert. Schwingungen werden auf Veränderungen überwacht und bewertet. Die Anforderungen und Durchführung der Schwingungsüberwachung sind in DIN 25475-2 /DIN 09/ und KTA 3201.4 /KTA 16b/ enthalten und wurden in den Kernkraftwerken entsprechend umgesetzt.

Während der IBS der Kernkraftwerke wurde das Schwingungsverhalten des Primärkreislaufes gemessen und als Referenzmessung dokumentiert. Es wurde nachgewiesen, dass das Schwingungsüberwachungssystem die Anforderungen des Regelwerks erfüllt.

Entsprechend den Anforderungen der Regelwerke werden regelmäßig Betriebsmessungen nach den anlagenspezifischen Prüfanweisungen durchgeführt (mindestens nach BE-Wechsel, zur Mitte Betriebszyklus und vor BE-Wechsel). Ein Vergleich von Referenz- und aktuellen Betriebspektren zeigt, ob sich das Schwingungsverhalten des Reaktorkühlsystems geändert hat.

Akzeptanzkriterien

Anhand der Referenzmessung in der IBS wurden für jedes Kernkraftwerk für die zu überwachenden Merkmale Aufmerksamkeitsschwellen festgelegt, bei deren Überschreitung weiterführende Maßnahmen durchzuführen sind. Die Überwachung auf Änderungen dieser Merkmale, z. B. Peaks hinsichtlich Frequenz, Magnitude und Form erfolgt durch den Vergleich mit den Referenzsignalen. Überschreiten Werte die festgelegten Aufmerksamkeitsschwellen oder treten neue Peaks auf, so werden zur Klärung weiterführende Maßnahmen durchgeführt (Trendverfolgung, Berücksichtigung weiterer Messinformationen, gezielte Tests).

Änderungen des Schwingungsverhaltens werden grundsätzlich mit dem Anlagenhersteller bewertet.

Die Ergebnisse der Schwingungsüberwachung werden in einem Protokoll bzw. Bericht zusammengestellt.

Prüfhistorie und Trendverfolgung

Zusätzlich zu den erforderlichen Betriebsmessungen können jederzeit weitere Betriebsmessungen erfolgen, wenn Änderungen beobachtet werden oder wenn Änderungen wegen möglicher Schadensentwicklung besonders überwacht werden müssen.

Aus den Ergebnissen der Schwingungsüberwachungsmessungen in den deutschen Kernkraftwerken gibt es keine Erkenntnisse auf unzulässige mechanische Änderungen an den überwachten Komponenten (RDB und Primärkreis).

Körperschallüberwachung

Das Körperschallüberwachungssystem dient der frühzeitigen Lokalisierung loser Teile innerhalb der druckführenden Umschließung des Primärkreises und ermöglicht damit, (Folge-) Schäden durch geeignete Maßnahmen zu verhindern. Die Anforderungen an das System, dessen Inbetriebsetzung, Durchführung und Umfang sowie Dokumentation und die WKP des Systems sind in DIN 25475-1 /DIN 13/ festgelegt und wurden in den Kernkraftwerken entsprechend umgesetzt.

In den Kernkraftwerken sind gemäß den Anforderungen des Regelwerks (z. B. KTA 3201.4 /KTA 16b/) kontinuierlich messende Körperschallüberwachungssysteme installiert. Entsprechend den Anforderungen werden der Umfang der Überwachung sowie die WKP nach den anlagenspezifischen Prüfanweisungen durchgeführt.

Die Signale der Körperschallaufnehmer werden in regelmäßigen Abständen abgehört.

Akzeptanzkriterien und Trendverfolgung

Die Referenzaufzeichnungen beinhalten Informationen zu betriebsbedingten Schallereignissen, Hintergrundgeräuschen während des Betriebs und Testschlägen. Ausgehend von diesen Referenzaufzeichnungen werden anlagenspezifische Grenzwerte für das überwachte Signal eingestellt, deren Überschreitung Meldungen auslöst und zusätzlich das automatische Körperschall Mess- und Analysesystem startet, das die Signale aus allen Überwachungskanälen aufzeichnet. Trendanalysen von Ereignissen werden durchgeführt.

Die Ursache eines Einzelschallereignisses kann durch Vergleich mit Referenzaufzeichnungen eingegrenzt werden.

Auffälligkeiten bei den Körperschallsignalen werden grundsätzlich mit dem Anlagenhersteller bewertet.

Das Körperschallüberwachungssystem wird regelmäßig überprüft (Messung u. Aufzeichnung von Hintergrundgeräuschen, Testschläge, Prüfung der Signalübertragung und Grenzwertstufen) und die Ergebnisse protokolliert.

Prüfhistorie

Aus den Ergebnissen aller im bisherigen Betrieb durchgeführten Körperschallüberwachungsmessungen gibt es keine Erkenntnisse, die relevant für die Integrität der RDB sind.

Leckageüberwachungssystem

Aufgabe der Leckageüberwachung ist es, möglichst frühzeitig Leckagen an der druckführenden Umschließung des Reaktorkühlmittels während des Betriebes der Anlage zu erkennen und eine hinreichend genaue Lokalisierung zu ermöglichen, wie es nach KTA 3201.4 /KTA 16b/ gefordert ist. Diese Aufgabe wird durch das Leckageüberwachungssystem (LÜS) nach den anlagenspezifischen Prüfanweisungen in Verbindung mit dem Aktivitätsmesssystem ausgeführt.

Hinsichtlich Leckagen nach "außen", d. h. in den Reaktorsicherheitsbehälter, werden vom LÜS u. a. folgende Messungen vorgenommen:

- Feuchte der Umluft (Taupunkttemperatur),
- Raumtemperaturen,
- Kondensatmengen an den Umluftkühlern,
- Wasseranfall in den Sümpfen.

Diese Messungen werden ergänzt durch Messungen von

- Aktivität der Raumluft und
- Druck im Reaktorsicherheitsbehälter.

Sämtliche Messwerte des LÜS wie auch die der Aktivitätsüberwachung werden kontinuierlich auf dem Prozessrechner gespeichert.

Akzeptanzkriterien und Trendverfolgung

Anlagenspezifisch sind in jedem Kernkraftwerk für die Messstellen Grenzwerte (z. B. für die Taupunkttemperatur) hinterlegt. Bei Überschreitung vorgegebener Grenzwerte werden vom System Störungsmeldungen ausgelöst. Die daraufhin durch das Betriebspersonal einzuleitenden Maßnahmen sind im Betriebshandbuch festgelegt.

Die Leckageüberwachung zielt schwerpunktmäßig auf die im Betrieb nicht oder nur eingeschränkt begehbaren Bereiche innerhalb des Reaktorsicherheitsbehälters. Begehbare Bereiche innerhalb des Reaktorsicherheitsbehälters werden global überwacht; dort werden die messtechnischen Maßnahmen durch regelmäßige Begehungen ergänzt.

Funktionsprüfungen des Leckageüberwachungssystems finden in regelmäßigen Abständen statt.

Prüfhistorie

Aus den Ergebnissen der Leckageüberwachungsmessungen in den deutschen Kernkraftwerken gibt es keine Erkenntnisse, die relevant für die Integrität der RDBs sind.

Überwachung der Wasserqualität

Zur Vermeidung systematischer Rissbildung durch Spannungsrisskorrosion, bzw. um Korrosion am RDB als Schädigungsmechanismus ausschließen bzw. beherrschen zu können, wird in allen deutschen DWR- und SWR-Anlagen eine für die eingesetzten RDB-Werkstoffe verträgliche Wasserchemie spezifiziert und angewandt. Die Vorgaben dazu leiten sich aus der VGB-Richtlinie R 401 J /VGB 06/ ab.

Akzeptanzkriterien und Trendverfolgung

Die wesentlichen chemischen und physikalischen Parameter, die bei deutschen DWR überwacht werden, sind Lithium, Wasserstoff, Sauerstoff, Chloride und Sulfate. Beim SWR werden während des Leistungsbetriebs die Leitfähigkeit, Chloride und Sulfate überwacht. Bei Überschreiten bestimmter Grenzwerte (action levels) sind Maßnahmen einzuleiten, die je nach Art von der Identifizierung der Abweichung bis zum sofortigen Abfahren des Kernkraftwerks reichen.

Die Überwachungsmaßnahmen für die Wasserchemie sind anlagenspezifisch im Betriebshandbuch bzw. Chemiehandbuch geregelt. Dort ist festgelegt: Art des zu überwachenden Mediums, Mess- und

Probeentnahmestellen, Messgrößen und Messhäufigkeiten, einzuhaltende Werte sowie die erforderlichen Maßnahmen bei Nichteinhaltung spezifizierter Werte.

Bei Abweichungen von den einzuhaltenden chemischen und physikalischen Werten wird gemäß dem geschlossenen Konzept des deutschen Alterungsmanagements für Gruppe M1 Komponenten eine Bewertung der Abweichungen auf ihre Auswirkungen u. a. auch mit Bezug auf das Alterungsmanagement durchgeführt.

Die Ergebnisse der Überwachung der Wasserchemie werden in den monatlich angefertigten technischen Berichten sowie Jahresberichten der Kernkraftwerke zusammengestellt.

Prüfhistorie

Es gibt bisher keine für die Integrität der RDB relevanten Abweichungen hinsichtlich der Wasserchemie in deutschen DWR- und SWR-Anlagen.

Überwachung der Belastungen/Ermüdung

Die für die Integrität relevanten Betriebsdaten wie Druck, Temperatur, Durchsatz und Füllstand sowie die zeitliche Änderung dieser Zustandsgrößen werden kontinuierlich durch die Standardinstrumentierung seit der Inbetriebsetzung gemessen und aufgezeichnet. In ermüdungsmäßig führenden Bereichen wurden gezielt lokale Messstellen appliziert. Deren Messwerte werden zusammen mit globalen Messstellen kontinuierlich aufgezeichnet. Die Messungen werden zeitnah ausgewertet. Die Anforderungen an die betriebsbegleitende Ermittlung von thermischen Belastungen, an die Auswahl der Messstellen, an das Messsystem, die Auswertung der Messergebnisse sowie an die Dokumentation zu dem Zweck der Ermittlung des Erschöpfungsgrades der Bauteiler müdung ist in DIN 25475-3 /DIN 15/ festgelegt.

Die Ist- und prognostizierten EOL-Ermüdungsgrade für den RDB sind gering. Die zulässigen Ermüdungsgrade gemäß KTA 3201.2 /KTA 13b/ werden eingehalten. Ermüdungsmäßig führende Bereiche des RDB werden periodisch wiederkehrend geprüft.

Bestrahlungsüberwachungsprogramm

Änderungen von Eigenschaften des RDB-Werkstoffes werden in DWR und SWR durch Neutronenbestrahlung hervorgerufen. Die Bestrahlung kann in Abhängigkeit von der Dosis und von der Werkstoffzusammensetzung unterschiedlich starke Veränderungen der Werkstoffeigenschaften hervorgerufen. Ab einer Neutronenfluenz größer als $1 \times 10^{17} \text{ cm}^{-2}$ (Neutronenenergie $> 1 \text{ MeV}$) wurden zur experimentellen Überprüfung der Festigkeits- und Zähigkeitseigenschaften des Reaktordruckbehälters bei den deutschen Leistungsreaktoren Proben aus dem ferritischen Originalwerkstoff voreilend im Reaktordruckbehälter bestrahlt. Das Bestrahlungsüberwachungsprogramm umfasst bei den deutschen DWR und SWR-Anlagen die kernnahen Bereiche des RDB (Grundwerkstoff, Schweißgut und Wärmeeinflusszone). Das Bestrahlungsprogramm nach KTA 3203 /KTA 01/ dient dazu, die Veränderung der Festigkeits- und der Zähigkeitseigenschaften (Grundwerkstoff, Schweißverbindungen im kernnahen Bereich des RDB) nach einer bestimmten Neutronenbestrahlung zeitlich voreilend zu ermitteln. Insbesondere wird damit ein Vergleich des Ist-Zustands des Werkstoffzustandes mit den für die Auslegung zugrunde gelegten Annahmen gewährleistet. Die Bestrahlungsproben stammen aus den Originalwerkstoffen der jeweiligen RDB und entsprechen in ihrem Herstellungs- und Fertigungsablauf (inkl. Schweißzusätze, Schweißhilfsstoffe, Schweißparameter, Wärmebehandlung) den Werkstoffen, die im kernnahen Bereich eingesetzt sind. Das Bestrahlungsüberwachungsprogramm besteht aus drei Probensätzen: einem unbestrahlten Probensatz und zwei voreilend bestrahlten Probensätzen, die bei ca. 50% und 100% der Nachweisfluenz entnommen und geprüft wurden. Bei den SWR wurde bisher erst ein Probensatz entnommen und geprüft. Grund dafür sind die durch wesentliche Verbesserungen der BE-Beladung niedrigen erreichten Fluenzen der Probensätze und der RDB-Wand.

Das Bestrahlungsüberwachungsprogramm umfasst Kerbschlagbiegeproben und Zugproben für die Grundwerkstoffe der kernnahen zylindrischen Schüsse sowie Kerbschlagbiegeproben und Zugversuchsproben der kernnahen Rundnähte (im DWR eine, im SWR zwei) .

Akzeptanzkriterien

Mit den voreilend bestrahlten Probensätzen wird gezeigt, dass bei der Nachweisfluenz die Sprödbruchübergangstemperatur bei der justierten Referenztemperatur $RT_{NDTj} \leq RT_{Grenz} = 40^\circ\text{C} / \text{KTA 01/}$ ist und, dass die Hochlage der Kerbschlagarbeit, gekennzeichnet durch einen duktilen Anteil größer als 95% der Bruchfläche, den Wert 68J (Einzelwert) nicht unterschreitet.

Prüfhistorie und Trendverfolgung

Die anlagenspezifischen Bestrahlungsüberwachungsprogramme zeigen, dass die Änderungen der Zähigkeitseigenschaften der voreilend bestrahlten Werkstoffe gering sind und dass die bei der Auslegung getroffenen Annahmen (z. B. $RT_{NDT_EOL_Auslegung} < 12^\circ\text{C}$) konservativ einhüllend sind.

Ursachen für die im internationalen Vergleich geringen Neutronenfluenzen und relativ geringen Bestrahlungsreaktionen bei den deutschen DWR und SWR ist eine vorteilhafte Auslegung der RDB mit großem Wasserspalt, besonders bei den DWR im Vergleich zu ausländischen Kernkraftwerken, und die konsequente Begrenzung des Cu-, P-, und S-Gehalts der verwendeten Feinkornstähle mit ihren Schweißnähten im kernnahen Bereich (s.a. KTA 3201.1 /KTA 16c/).

Identifikation bisher nicht erwarteter Schädigungsmechanismen

Bereits seit der Inbetriebnahme der deutschen RDB wurde das geschlossene Gesamtkonzept, das auch in das Alterungsmanagementkonzept eingeflossen ist, von den deutschen Betreibern eingeführt. Das geschlossene Konzept beinhaltet die Überwachung der Ursachen betriebsbedingter Schädigungsmechanismen z. B. durch Überwachung der Wasserchemie und der Belastungen, Überwachung der Folgen betrieblicher Schädigungsmechanismen (WKP der Schweißnähte und Grundwerkstoffe der RDB), Körperschallüberwachung und Schwingungsüberwachung zur rechtzeitigen Erkennung von Änderungen im mechanischen Verhalten sowie das LÜS. Weiter beinhaltet das geschlossene Konzept, dass Erfahrungen aus dem Betrieb anderer Anlagen berücksichtigt werden und die Kenntnis möglicher Schädigungsmechanismen nach Stand von Wissenschaft und Technik verfolgt wird. Falls Abweichungen auftreten, die im Rahmen der Überwachungsmaßnahmen erkannt werden, werden diese zusammen mit dem Anlagenhersteller sowie unabhängig von dem von der Behörde zugezogenen Sachverständigen bewertet und ggf. weitere Maßnahmen festgelegt.

5.1.3.b Forschungsreaktoren

Dieses Kapitel hat für Forschungsreaktoren keine Relevanz.

5.1.4 Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für Reaktordruckbehälter

5.1.4.a Leistungsreaktoren

Bereits bei der Auslegung, dem Design und der Herstellung der deutschen RDB für DWR und SWR wurde das Alterungsverhalten der Werkstoffe berücksichtigt. Durch Werkstoffwahl, die umfangreichen Qualitätssicherungsmaßnahmen im Rahmen der Herstellung und das umfangreiche Überwachungskonzept der Ursachen und Folgen betrieblicher Schädigungsmechanismen, sowie die fortlaufende Bewertung der Erfahrung anderer Kernkraftwerke und des Verfolgens des Standes von Wissenschaft und Technik im Rahmen des deutschen Alterungsmanagementkonzepts für die RDB

ist eine Vorsorge für den ungestörten Betrieb der RDB bis EOL geschaffen worden. Dies wird durch die bisherige betriebliche Erfahrung der deutschen DWR und SWR bestätigt, so dass keine darüber hinausgehenden vorbeugenden Maßnahmen oder Instandsetzungen für die drucktragende Wand des RDB erforderlich waren.

5.1.4.b Forschungsreaktoren

Dieses Kapitel hat für Forschungsreaktoren keine Relevanz.

5.2 Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für Reaktordruckbehälter

5.2.a Leistungsreaktoren

Das Alterungsmanagement der RDB deutscher Kernkraftwerke begann bereits im Rahmen der Konstruktion, der Auswahl der Werkstoffe, der Fertigungsverfahren sowie der Herstellung der RDB. Deshalb wurden in der Bundesrepublik Deutschland bereits Anfang der 70er Jahre von der Industrie (Hersteller, VGB) und von Forschungseinrichtungen mit Einsatz von Fördermitteln der Bundesrepublik Deutschland die verwendeten Werkstoffe und Fertigungsverfahren sowie Optimierungsmöglichkeiten im Rahmen der Herstellung und das Verhalten der Werkstoffe und Komponenten auch nach längerer Betriebszeit von Reaktordruckbehältern untersucht. Diese Erkenntnisse der Forschungsprogramme sind unmittelbar in die Herstellungsspezifikationen und das deutsche kerntechnische Regelwerk (KTA) eingeflossen.

Neben den Anforderungen zur Erzielung hochwertiger Werkstoffe wurden auch konstruktive Anforderungen (z. B. großer Wasserspalt, spannungsmäßig günstiges Design) festgelegt, so dass bereits im Rahmen der Herstellung umfangreiche Vorsorge zur Beherrschung der wesentlichen Alterungsmechanismen der RDB getroffen wurde.

Seit der IBS der Kernkraftwerke erfolgt eine konsequente Verfolgung und Bewertung der bekannten Schädigungsmechanismen durch umfassende zerstörungsfreie Prüfungen, das Bestrahlungsüberwachungsprogramm sowie Betriebsüberwachungsmaßnahmen, mit denen Änderungen im Komponentenverhalten frühzeitig erkannt werden können.

Durch die Gesamtheit der in den Kernkraftwerken umgesetzten Maßnahmen wird gewährleistet, dass die RDB hinsichtlich der bereits bekannten Schädigungsmechanismen eine anforderungsgerechte Qualität aufweisen und erhalten können. Die konsequente Verfolgung und Bewertung des allgemeinen Kenntnisstands dient als zusätzliche Absicherung gegen denkbare neue Schädigungsmechanismen. Die Wirksamkeit der Maßnahmen zur Absicherung der anforderungsgerechten Qualität im Betrieb wird regelmäßig überprüft.

Insgesamt ist aus Sicht der deutschen Kernkraftwerksbetreiber festzuhalten, dass durch das geschlossene Gesamtkonzept im Rahmen des Alterungsmanagements der deutschen RDB die bekannten Schädigungsmechanismen beherrscht werden und ausreichende Vorsorge zur frühzeitigen Erkennung ggf. auftretender neuer Schädigungsmechanismen vorliegt.

5.2.b Forschungsreaktoren

Dieses Kapitel hat für Forschungsreaktoren keine Relevanz.

5.3 Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für RDB

5.3.a Leistungsreaktoren

Bewertung der Alterungsmanagement-Prozesse für die RDB

Das Alterungsmanagement für die Reaktordruckbehälter (RDB) wird im Kapitel 5 inhaltlich korrekt wiedergegeben. Die Angaben zum Aufbau der RDB der deutschen Kernkraftwerke entsprechen dem realisierten Stand.

Die auf die RDB wirkenden Schädigungsmechanismen sind im Kapitel 5.1.2 vollständig beschrieben und wurden entsprechend dem aktuellen Kenntnisstand korrekt bewertet.

Die zur Alterungsüberwachung der RDB eingesetzten Betriebsüberwachungsmaßnahmen und Wiederkehrenden Prüfungen (WKP) sind in den kerntechnischen Regeln KTA 3201.4 (Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung) sowie KTA 3203 (Bestrahlungsprogramm) festgelegt. Sie sind im Kapitel 5.1.3 vollständig aufgeführt.

Die im Rahmen des Alterungsmanagements der RDB durchgeführten Maßnahmen sind geeignet die anforderungsgerechte Qualität der RDB zu gewährleisten. Das von den Betreibern in Kapitel 5 „Reaktordruckbehälter“ dokumentierte Alterungsmanagement für die im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke entspricht im vollen Umfang dem in den deutschen Anlagen praktizierten Alterungsmanagement.

Bei Beibehaltung der derzeit praktizierten Betriebsfahrweise werden für die deutschen Anlagen die auf mindestens 40 Jahre prognostizierten Werte der Ermüdungsfestigkeit bis zur endgültigen Abschaltung der Anlagen nicht erreicht. Die zulässigen Erschöpfungsgrade werden eingehalten. Die durchgeführten Sprödbruchanalysen für die einzelnen RDB belegen, dass die Sprödbruchsicherheit für eine Betriebsdauer von mindestens 40 Jahren einschließlich der zu berücksichtigenden Störfälle gewährleistet ist.

Erfahrungen mit der Anwendung des Alterungsmanagements für die RDB

Bereits vor dem Inkrafttreten der KTA 1403 wurden mit Begleitung durch die jeweilige Aufsichtsbehörde in den deutschen Anlagen für die RDB Überwachungsprogramme auf der Basis der KTA 3201.4 mit der Zielstellung, die Integrität im Betrieb zu gewährleisten, eingeführt. Die Zuordnung des RDB zu der Gruppe der Komponenten für die der Erhalt der Integrität gefordert ist entspricht der jetzigen Zuordnung zur AM-Gruppe M1 der nunmehr geltenden KTA 1403.

Die in den Basisberichten zum Alterungsmanagement der einzelnen Anlagen beschriebenen Elemente zur Umsetzung des Alterungsmanagements gemäß KTA 1403 wurden in der Kraftwerkspraxis seit der Inbetriebsetzung verfolgt. Es wurden Nachweise zur Auslegung, Herstellung und zur vorhandenen Qualität der RDB sowie zur Betriebsüberwachung erstellt und bewertet.

Die durchgeführten Maßnahmen im Rahmen der WKP und Betriebsüberwachung bestätigen, dass für die RDB die anforderungsgerechte Qualität im Betrieb gewährleistet ist. Alle integritätsrelevanten Bereiche des RDB werden überwacht. Hierzu gehören die RDB-Wandung mit den Schweißnähten, die RDB-Stützen, der RDB-Deckel sowie die RDB-Deckelschrauben und -mutter.

Alle Schweißnähte der druckführenden Wand werden wiederkehrend geprüft und bewertet.

Die für die deutschen Anlagen spezifizierte Wasserchemie wird in regelmäßigen Abständen überwacht. Korrosive Schädigungsmechanismen können somit vermieden werden.

Als relevante Schädigungsmechanismen wurden die Spannungsrisskorrosion, die Neutronenversprödung im Core-Bereich der RDB sowie Ermüdung durch zyklische thermische und mechanische Beanspruchung identifiziert.

Zur Bewertung der Auswirkungen der Neutronenversprödung auf das Werkstoffverhalten von RDB wurden mit der Inbetriebnahme Werkstoff-Probensätze in hierfür am Kernbehälter vorgesehene Bestrahlungskanäle eingebracht. Die Werkstoffproben wurden somit zeitlich vorlaufend bestrahlt.

Die Bestrahlungsprobensätze der einzelnen RDB der DWR-Anlagen wurden bereits abschließend hinsichtlich ihrer Festigkeits- und Zähigkeitseigenschaften ausgewertet. Bei den SWR 72-Anlagen KRB II, Blöcke B und C wurde jeweils erst ein Probensatz entnommen und ausgewertet, da aufgrund von Maßnahmen zur Optimierung der Kernbeladungen (low leakage Beladungen) die für den zweiten Probensatz anzustrebende Fluenz (100% Nachweisfluenz) noch nicht erreicht ist.

Die ermittelten Werkstoffkennwerte für den bestrahlten Zustand wurden bei den Sprödbruchanalysen der DWR-RDB anlagenspezifisch berücksichtigt. Die Auswertung der Sprödbruchanalysen für die jeweiligen RDB zeigen, dass trotz der durch die Bestrahlung veränderten Festigkeits- und Zähigkeitskennwerte die Sprödbruchsicherheit der RDB gewährleistet ist. Die für KRB II vorliegenden Sprödbruchanalysen weisen auf Basis der für die Nachweisfluenz extrapolierten justierten Referenztemperaturen deutliche Sicherheitsmargen aus. Auf Grundlage des vorliegenden Kenntnisstandes zum Bestrahlungsverhalten unter SWR-Bedingungen, ist mit Sicherheit davon auszugehen, dass die extrapolierten justierten Referenztemperaturen durch die Ergebnisse der zweiten bestrahlten Probensätze bestätigt werden.

Die für die Ermüdungsfestigkeit der RDB relevanten Bereiche (RDB-Deckelschrauben, Stege in den Stützenfeldern des DWR-RDB-Deckel, Stege am SWR-RDB-Boden sowie Stützeninnenkanten der RDB- Ein- und Austrittsstützen) werden ebenfalls seit der Inbetriebsetzung durch Analysen des Betriebsgeschehens erfasst und bewertet.

Die zur Ermüdungsüberwachung verwendeten globalen und lokalen Messstellen (Innendruck, Temperatur) sind in Messstellenplänen dokumentiert und bewertet. Die Aufzeichnungen werden regelmäßig durch die Betreiber ausgewertet. Die Ergebnisse dieser Aufzeichnungen werden jährlich durch die Sachverständigen bewertet.

Wirksamkeitsbewertung des bestehenden Alterungsmanagements

Zur Erfüllung behördlicher Auflagen wird jährlich der Aufsichtsbehörde von Betreiberseite über die Ergebnisse der Ermüdungsüberwachung für den zurückliegenden Betriebszyklus berichtet.

In den deutschen Anlagen werden für alle sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten und Systeme Vorgänge, Ereignisse und Maßnahmen über eine geeignete EDV-Software (z. B. Betriebsführungssystem) dokumentiert. Eine Bewertung auf Relevanz für das Alterungsmanagement erfolgt mindestens einmal jährlich. Dadurch wird sichergestellt, dass relevante Vorgänge aus dem Anlagenbetrieb vollständig und umfassend berücksichtigt werden.

Externe Ereignisse (z. B. VGB-Meldungen, Ereignisse aus in- und ausländischen Anlagen, GRS Weiterleitungsnachrichten mit AMP-Relevanz) werden von den Betreibern auf Übertragbarkeit geprüft. Hierbei wird auch die Relevanz eines Ereignisses für das Alterungsmanagement-Programm bewertet. Im Rahmen der jährlichen Berichterstattung der Betreiber an die jeweilige Aufsichtsbehörde wird über die im Berichtsjahr durchgeführten Tätigkeiten und festgestellten Auffälligkeiten und deren Auswertung berichtet. Die Bewertung der Übertragbarkeit der Vorgänge aus anderen Anlagen und der ggf. eingeleiteten Maßnahmen erfolgt ebenfalls im Rahmen der jährlichen Berichterstattung.

Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements für die deutschen Anlagen bestätigt die Wirksamkeit der Alterungsüberwachungsprogramme für die RDB.

Hauptstärken

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt unter Einbeziehung der etablierten Prozesse in den Kraftwerken. Die Maßnahmen im Rahmen dieser Prozesse (z. B. Instandhaltungsmaßnahmen) werden über das Betriebsführungssystem gelenkt und werden hinsichtlich ihrer Relevanz für das Alterungsmanagement komponenten- bzw. mechanismusspezifisch umfassend und systematisch ausgewertet.

Durch die jährliche Berichterstattung werden die Bewertungsprozesse der Kraftwerkbetreiber transparent und nachvollziehbar dargestellt. Die Dokumentation zum Alterungsmanagement bezüglich des RDB wird fortlaufend aktualisiert. Die aktuellen Erschöpfungsgrade für die RDB werden jährlich bewertet.

Identifizierte Schwachpunkte

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt gemäß KTA 1403 im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (PDCA-Zyklus) mit aktualisierter Wissensbasis.

Für das Alterungsmanagement der RDB sind keine Schwachpunkte im Alterungsmanagement-Prozess festzustellen.

5.3.b Forschungsreaktoren

Dieses Kapitel hat für Forschungsreaktoren keine Relevanz.

6 Calandria/Druckröhren (CANDU)

CANDU Reaktoren werden in Deutschland nicht betrieben, daher erfolgt hierzu keine Berichterstattung.

7 Betonsicherheitsbehälter

7.1 Beschreibung des Alterungsmanagements für Betonstrukturen

7.1.1 Umfang des Alterungsmanagements für Betonstrukturen

7.1.1.a Leistungsreaktoren

Die Bauwerke werden wie in Kapitel 2.3.1.a beschrieben nach ihrer sicherheitstechnisch wichtigen Relevanz eingestuft. Die Betonsicherheitsbehälter sind als sicherheitstechnisch wichtige Bauwerke/Teilbauwerke gemäß KTA 2201.1 /KTA 11/ als B1 klassifiziert. Nach Definition der KTA 2201.1 sind sicherheitstechnisch wichtige Bauwerke und Bauteile zur Erfüllung mindestens eines Schutzziels

- a) Kontrolle der Reaktivität,
- b) Kühlung der Brennelemente,
- c) Einschluss der radioaktiven Stoffe und
- d) Begrenzung der Strahlenexposition

erforderlich. Dementsprechend werden Betonsicherheitsbehälter ganzheitlich im Alterungsmanagement berücksichtigt.

Bei sicherheitstechnisch relevanten Bauwerken von Kernkraftwerken ergeben sich aufgrund der Auslegung gegen außergewöhnlichen Einwirkungen von außen und innen, wie z. B. Explosionsdruckwelle, Flugzeugabsturz oder gegen Störfälle, wie z. B. Kühlmittelverluststörfälle, sehr massive Stahl- bzw. Spannbetonkonstruktionen.

Die Bedeutung der hier betrachteten Bauwerke, sekundäre Stahlbetonhülle des DWR und Sicherheitsumschließung und äußere Hülle des Reaktorgebäudes des SWR, sind für die Schutzzieleerfüllung jedoch unterschiedlich. Dies ist nachfolgend erläutert.

Druckwasserreaktoren

Die deutschen Druckwasserreaktoren besitzen als Sicherheitsbehälter einen kugelförmigen Stahlbehälter, der als Volldruckcontainment ausgeführt ist (siehe Annex 1). Dieser ist gemäß den Technischen Spezifikationen nicht Gegenstand dieses Berichtes. Der stählerne Sicherheitsbehälter wird durch die in Stahlbetonbauweise ausgeführte sekundäre Stahlbetonhülle umschlossen, welche gegen äußere Einwirkungen wie Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwelle ausgelegt ist. Die sekundäre Stahlbetonhülle hat neben dem Schutz gegen äußere Einwirkungen noch folgende Funktionen:

- Aufstellort für sicherheitstechnische Einrichtungen (wie z. B. Pumpen, Ventile, Behälter),
- Rückhaltung radioaktiver Stoffe durch Unterdruckstaffelung (im Bedarfsfall mit Filterung),
- Abschirmung der Strahlung aus dem Sicherheitsbehälter bei Stör- und Unfällen mit Freisetzung radioaktiver Stoffe im Sicherheitsbehälter (Sekundärabschirmung).

Ein wesentlicher Druckaufbau ist in der sekundären Stahlbetonhülle nicht zu unterstellen, so dass auch keine Schleusen oder besonders abgedichtete Durchführungen erforderlich sind.

Siedewasserreaktoren

Die Baulinie 72 des KWU-Siedewasserreaktors hat eine vorgespannte, zylindrische Betonsicherheitsumschließung (siehe Annex 1). Der horizontal und vertikal vorgespannte Zylindermantel bildet den seitlichen Abschluss. Der obere Abschluss der Sicherheitsumschließung wird durch die nicht vorgespannte Stahlbetondecke der Druckkammer, der untere Abschluss durch die ebenfalls nicht vorgespannte Stahlbetonfundamentplatte des Reaktorgebäudes gebildet.

Diese Konstruktion wird von einem zylindrischen Reaktorgebäude umschlossen, so dass sie vor direkten äußeren witterungsbedingten und außergewöhnlichen Einwirkungen (Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwelle) geschützt ist. Diese äußere Hülle des Reaktorgebäudes aus Stahlbeton ist funktionsmäßig vergleichbar mit der sekundären Stahlbetonhülle des DWR.

Die Sicherheitsumschließung steht mit der äußeren Hülle des Reaktorgebäudes auf einer gemeinsamen Bodenplatte. Eine zwängungsfreie Verformung der Sicherheitsumschließung ist durch die bauliche Trennung zur äußeren Hülle des Reaktorgebäudes in Form von Fugen bei den aufgehenden Strukturen möglich.

Die Sicherheitsumschließung beherbergt das Druckabbausystem und hat das Ziel, die Umgebung im Falle von Störfällen im Bereich des Reaktordruckbehälters bis zur Erst- und Zweitabspernung der anschließenden Rohrleitungen vor einer Freisetzung von Radioaktivität zu schützen.

Die Dichtfunktion der Sicherheitsumschließung wird durch einen Stahlliner mit einer Dicke von 8 mm auf der Innenseite der Zylinder-, Decken- und Bodenflächen gewährleistet. Die Tragfunktion wird von der Betonstruktur übernommen, in welcher der Stahlliner durch aufgeschweißte Kopfbolzendübel verankert ist.

Auslegungsdruck und -temperatur der Sicherheitsumschließung betragen 3,3 bar und 150 °C.

7.1.1.b Forschungsreaktoren

Der FRM II verfügt über keinerlei Containment gegen „Druckaufbau nach signifikantem Kühlmittelverlust aus Reaktorkühlkreisläufen“ /WEN 16/. Dieses ist nicht erforderlich, da u. a.

- Temperatur und Druck im Primärkreislauf nur gering (ca. 50 °C/max. 8 bar bzw. drucklos in Flussrichtung zwischen Brennelement und Primärpumpe) sind und
- die Nachwärme nicht ausreicht, um das Beckenwasser zu verdunsten.

Dennoch werden im Folgenden einige Aspekte aufgeführt, die am FRM II hinsichtlich der Bewertung der Alterung von Betonstrukturen unternommen werden.

Das Reaktorgebäude, in dem im Wesentlichen die sicherheitstechnisch bedeutsamen Einrichtungen, betriebstechnische Anlagen und Versuchs- und Experimentiereinrichtungen untergebracht sind, besteht aus insgesamt sechs Geschossebenen mit den wesentlichen Raumbereichen

- Beckengruppe mit
 - Reaktorbecken mit den Strahlrohrdurchführungen,
 - Absetzbecken,
 - Primärzelle,
 - Neutronenleitertunnel und
 - Heißer Zelle mit Vor-/Arbeitszelle,
- Ebenen 05 und 06, in denen u. a. das Reaktorschutzsystem, die unterbrechungsfreie Stromversorgung und die Lüftungsanlagen für das Reaktorgebäude installiert sind,

- Reaktorhalle,
von der aus u. a. das Reaktor- und Absetzbecken direkt zugänglich sind,
- Experimentierhalle,
in der sich eine Vielzahl von Experimenten um die Beckengruppe befindet,
- Kellerbereich,
in dem zusammen mit dem Kellerbereich unter der Neutronenleiterhalle West die wesentlichen verfahrenstechnischen Anlagen installiert sind.

Das Reaktorgebäude hat im Grundriss die Abmessungen ca. 42 m x 42 m und eine Höhe von ca. 30 m. Das Dach des Reaktorgebäudes ist im Mitteltrakt gewölbt, im Bereich der Seitentrakte als Flachdach ausgebildet. Das Reaktorgebäude ist in Stahlbeton-Massivbauweise erstellt. Die Außenwände und das Dach sind 1,8 m dick. Das Reaktorgebäude hat zum Schutz gegen eindringendes Grundwasser eine druckwasserdichte Abdichtungswanne.

Die Beckengruppe ist zur Vermeidung einer Stoßübertragung von den Außenwänden durch die Ausbildung von Bewegungsfugen am Anschluss benachbarter Decken entkoppelt und dadurch vor unzulässigen Auswirkungen infolge induzierter Erschütterungen geschützt. Zudem sind die Becken so bemessen, dass sie auch bei einer aufgrund des Ausfalls der Hauptwärmesenke erhöhten Beckenwassertemperatur dicht bleiben.

Der BER II hat kein Containment in Form einer druckfesten Umhüllung. Das eigentliche Reaktorgebäude ist in ausgemauerter Stahlskelettbauweise erstellt. In diesem Gebäude befindet sich der Reaktorblock aus Beton der als biologischer Schild konzipiert ist. Dieser Beton umhüllt den Aluminiumliner des Reaktorbeckens und die Strahlrohre und stellt den Sicherheitseinschluss gegen Beckenwasserverlust dar. Am oberen Beckenrand geht dieser in den Stahl liner der Reaktorhalle über, der den Sicherheitseinschluss für luftgetragene radioaktive Stoffe darstellt.

Der FRMZ verfügt ebenfalls über kein Containment in Form einer druckfesten Umhüllung im Sinne des Topical Peer Reviews. In den folgenden Unterkapiteln wird daher nur auf das Alterungsmanagement der Betonstrukturen des FRM II eingegangen.

7.1.2 Bewertung relevanter Alterungsphänomene für Betonstrukturen

7.1.2.a Leistungsreaktoren

Im Folgenden werden die Alterungsphänomene für Betonstrukturen, das heißt Betone, Betonstahl und Spannstahl beschrieben /HOC 15/, um die Relevanz nachvollziehbar darlegen zu können.

Aus der Kenntnis der unterschiedlichen Einwirkungen und daraus folgender möglicher Schädigungsmechanismen werden Merkmale abgeleitet, die ein Entdecken der ersten Anzeichen für eine entstehende Materialverschlechterung bzw. eine Identifikation der Art der Beeinträchtigung ermöglichen. Die Überwachung dieser Merkmale für die einzelnen Materialien ist die Grundlage für die Festlegung der Überwachungsmethoden für Baustrukturen. Diese werden aufgrund des sachlichen Zusammenhanges in diesem Kapitel und nicht in Kapitel 7.1.3 dargestellt.

Für eine Bewertung der Alterungsphänomene werden die jährlichen Statusberichte zum Alterungsmanagement, die die Ergebnisse der relevanten WKP im Berichtszeitraum enthalten, eine Bewertung von Störmeldungen sowie der Erfahrungsrückfluss aus in- und ausländischen Kraftwerken (z. B. GRS-Weiterleitungsnachrichten, meldepflichtige Ereignisse, etc.) herangezogen. Entsprechend KTA 1403 wird mit dem alle 10 Jahre zu erstellenden Bauzustandsbericht nachgewiesen, dass alle sicherheitstechnisch wichtigen Bauwerke, Teilbauwerke, Systeme und Bauwerksteile im Hinblick auf ihren Alterungszustand bewertet wurden.

Rissbildung im Beton

Beton ist ein spröder Baustoff und hat nur eine geringe Zugfestigkeit. Rissbildung im Beton ist daher kein außergewöhnlicher Vorgang und führt bei sachgerechter Konstruktion und Ausführung nicht zu einer Beeinträchtigung der Standsicherheit und Gebrauchstauglichkeit. Unter bestimmten Bedingungen kann das Auftreten von größeren Rissen auf eine beginnende Schädigung des betreffenden Bauteils hinweisen und seine Dauerhaftigkeit herabsetzen. Daher ist Rissbildung im Beton neben anderen sichtbaren Veränderungen der Betonoberfläche (Ausblühungen, Verwitterungen, Verfärbungen, Durchfeuchtungen) ein Indikator für eine mögliche Verschlechterung der Bausubstanz durch Alterung.

Die Ursachen für Rissbildung im Beton sind vielfältig. So können bereits während der Erhärtung Risse auftreten („plastisches Schwinden“), wenn der Beton nicht durch ausreichende Nachbehandlungsmaßnahmen vor schneller Austrocknung geschützt wird. Eine weitere mögliche Ursache von Rissbildungen im jungen Beton resultiert aus der Wärmeentwicklung während des Hydratationsprozesses und der anschließenden Abkühlung. Dabei entstehen - insbesondere in dickwandigen und massigen Bauteilen - ungleichmäßige Temperaturverteilungen über den Querschnitt, die Zwängungsspannungen (Zug) und als Folge davon Rissbildung auslösen können, wenn nicht durch geeignete betontechnologische Maßnahmen (Verwendung von Zement mit geringer und langsamer Wärmeentwicklung) oder durch Beherrschung der Hydratationstemperatur (Nachbehandlung und zusätzliche Kühlung) entgegengewirkt wird. Einen Überblick über die Zusammenhänge der thermisch induzierten Rissbildung von Beton in jungem Alter gibt Referenz /EFN 95/.

Risse in erhärtetem Beton bzw. in bestehenden Bauwerken aus Stahl- oder Spannbeton können u. a. folgende Ursachen haben:

- konstruktive Mängel, insbesondere nicht ausreichende Mindestbewehrung,
- Baugrundsetzungen,
- schädliche Umgebungseinflüsse (Frost),
- Korrosion der Bewehrung,
- behinderte Wärmedehnungen,
- Schwinden,
- treibender chemischer Angriff (Sulfatangriff, Alkalireaktion).

Risse können negative Auswirkungen in Bezug auf die Dauerfestigkeit von Stahlbeton und Spannbetonbauteilen haben. Dies hängt vor allem mit dem Korrosionsschutz der Bewehrung zusammen. So ist aus Versuchen bekannt, dass korrosionsauslösende Vorgänge wie Karbonatisierung und Chloridangriff in Rissen generell schneller ablaufen als in ungerissenen Bereichen (vgl. /DAF 89/). Ein wichtiger Einflussparameter für die Intensität der Korrosion ist dabei die Rissbreite. Solange die Rissbreiten gering sind (je nach Bauteil und Umgebungsbedingungen: 0,2 mm bis 0,5 mm), ist eine korrosionsbedingte Verringerung der geplanten Lebensdauer des betreffenden Bauteils nicht zu erwarten. Bei größeren Rissbreiten dagegen ist unter korrosionsfördernden Bedingungen, insbesondere wenn Chloride über einen längeren Zeitraum die Bewehrung erreichen, mit einer Minderung der Dauerhaftigkeit zu rechnen.

Risse werden je nach Oberflächenbeschaffenheit des Betons bereits ab Rissbreiten von ca. 0,2 mm mit bloßem Auge, d. h. im Zuge einer visuellen Kontrolle des betreffenden Bauteils erkannt. Wesentlich für das weitere Vorgehen nach erkannter Rissbildung ist eine Bestandsaufnahme des Rissbildes (Einzelrisse, Rissnetze), der Rissbreite und der Risslänge sowie der Lage des Risses. Bei einem Stahlbetonunterzug sind beispielsweise vertikale Risse im Feld (Biegezugbeanspruchung) anders zu beurteilen als geneigte Risse im Auflagerbereich (Schub).

Wesentlich für die Bewertung ist weiterhin, ob sich festgestellte Risse im Laufe der Zeit verändern. Dies kann qualitativ durch Auftragen von Gipsmarken erfasst werden, die in regelmäßigen Abständen überprüft werden. Zur quantitativen Bestimmung von Rissbreitenänderungen sind Messeinrichtungen wie Rissmonitor, Setzdehnungsgeber und induktive Wegaufnehmer gebräuchlich.

Die Risstiefe kann nur in Ausnahmefällen mit großer Rissbreite abgeschätzt werden. Wenn es für die Beurteilung eines Risses auf die Risstiefe ankommt, ist eine Kernbohrung erforderlich. Eine Bewertung von Rissen in Bezug auf die Dauerhaftigkeit des betreffenden Bauteils ist nur unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen möglich. So haben beispielsweise einzelne Risse in Stahlbetonbauteilen unter trockenen Umgebungsbedingungen selbst bei Rissbreiten von mehr als 0,5 mm keinen Einfluss auf die Dauerhaftigkeit.

Kriechen und Schwinden

Kriechen wird als Zunahme der Dehnung über die Zeit verstanden. Ausgelöst wird das Kriechen durch eine konstante äußere Dauerlast, wobei lastunabhängige Dehnungen (Schwinden, Quellen, Temperatur) abgezogen werden.

Das Kriechen des Betons ist auf die durch eine äußere Belastung verursachten Platzwechsel von Wassermolekülen im Zementsteingel sowie durch Gleit- und Verdichtungsvorgänge zwischen den Gelpartikeln zurückzuführen. Entscheidende Einflussparameter für die Größe der Kriechverformungen sind daher der Wassergehalt im Beton bei Belastungsbeginn und mögliche Änderungen des Wassergehaltes während der Belastung.

Die im gleichen Zeitraum auftretende Kriechverformung ist unter Gebrauchslasten näherungsweise proportional zur auftretenden Betondruckspannung. Bei höheren Lasten dagegen nimmt die Kriechverformung überproportional mit der Spannung zu. Dies ist auf ein Fortschreiten des Mikrorisswachstums unter Dauerlast zurückzuführen.

Charakteristisch für den zeitlichen Ablauf von Kriechverformungen sind eine überproportionale Zunahme während der Anfangsphase und eine deutliche Abnahme im Langzeitbereich. In einem Zeitraum von einigen Jahrzehnten klingt die Kriechgeschwindigkeit unter Gebrauchslast soweit ab, dass nach weiteren Jahrzehnten der Dauerlasteinwirkung keine wesentliche Zunahme der Kriechverformungen mehr erfolgt.

Die Größe der Kriechverformungen hängt ab von der Betonzusammensetzung, den Umgebungsbedingungen, dem Betonalter bei Beginn der Dauerlast und den Bauteilabmessungen. So wird das Kriechen u. a. begünstigt bei Betonen mit hohem Zementgehalt, hohem w/z-Wert (Wasserzementwert) oder Zuschlägen mit niedrigem Elastizitätsmodul. Mit sinkender relativer Luftfeuchte und steigender Temperatur nimmt die Kriechverformung zu. Bei Beginn der Dauerlast in jungem Alter kriecht Beton mehr als in höherem Alter (Einfluss des „Reifegrades“). Dünne Bauteile kriechen schneller als dicke, da sie schneller austrocknen.

Das Kriechen von Beton kann sich günstig oder ungünstig auf die Dauerhaftigkeit von Bauteilen auswirken. Zu den günstigen Auswirkungen zählt der Abbau ungewollter Zwängungsspannungen, sofern sich diese langsam aufbauen bzw. über einen langen Zeitraum wirken (insbesondere Schwindspannungen). Ungünstige Auswirkungen sind insbesondere Spannkraftverluste in vorgespannten Konstruktionen, die bei der Bemessung erfasst werden müssen.

Schwinden wird als lastunabhängige zeitliche Verformung durch Austrocknung des Betons verstanden. Wesentliche Einflussparameter für die Größe der Schwindverformungen sind neben den Umgebungsbedingungen (rel. Luftfeuchte) die Betonzusammensetzung und die Bauteilabmessungen. Mit sinkender relativer Feuchte der umgebenden Luft nehmen die Schwindverformungen zu. Eine Zunahme der Schwindverformungen ergibt sich ferner mit steigendem w/z-Wert, steigendem Zementgehalt und steigender Mahlfineinheit des Zements. Umgekehrt sind die Schwindverformungen umso geringer, je größer der Elastizitätsmodul des Betonzuschlags ist, da steife Zuschläge das

Schwinden des Zementsteins stärker behindern. Dünnwandige Bauteile schließlich schwinden mehr als dickwandige Bauteile.

Beim Schwinden von Beton treten - insbesondere in dickwandigen Bauteilen - ungleichmäßige Verformungen über den Querschnitt auf. Dies führt zu Eigenspannungen (Zug), die unter ungünstigen Bedingungen Oberflächenrisse auslösen können. Solche Eigenspannungen werden allerdings zumindest zum Teil durch Kriechen abgebaut. In vorgespannten Konstruktionen ergeben sich als Folge des Schwindens Spannkraftverluste, die bei der Bemessung zu berücksichtigen sind.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass rechnerische Untersuchungen zum Kriechen und Schwinden aufgrund der getroffenen Annahmen Streuungen unterworfen sind. In Schädigungsanalysen bzw. Alterungsbetrachtungen müssen diese Streubreiten berücksichtigt werden.

Quellen

Quellen ist die zeitabhängige Volumenvergrößerung des Betons durch Wasseraufnahme bei sehr hoher Luftfeuchtigkeit oder bei Wasserlagerung. Durch die Volumenvergrößerung können Schädigungen in Form von Rissen oder Abplatzungen entstehen. Dieser Mechanismus kann durch aggressive Substanzen (z. B. Sulfate), die mit der Wasseraufnahme in den Beton eindringen, verschärft werden.

Quellen von Beton kann auch noch im späten Alter auftreten und weitere nachteilige Auswirkungen zur Folge haben, insbesondere Korrosion der Bewehrung und Zwängungsspannungen in mit dem Beton verbundenen Bauteilen.

Karbonatisierung

Unter Karbonatisierung wird eine chemische Umwandlung der alkalischen Bestandteile des Zementsteins (insbesondere: Kalziumhydroxid) durch aus der Umgebung eindringendes Kohlendioxid in Kalziumkarbonat verstanden. Dadurch verändert sich die Porenstruktur des Zementsteins. Weiterhin sinkt der pH-Wert des Porenwassers, der je nach Hydratisierungsgrad des Betons und der verwendeten Zementart üblicherweise zwischen 12 und 13 liegt, auf pH-Werte < 9 ab.

Die Geschwindigkeit der zunehmenden Karbonatisierung von der Betonoberfläche nach innen ist stark von der Feuchtigkeit des Betons abhängig. Bei extrem trockenem Beton geht die Karbonatisierungsgeschwindigkeit wegen des unzureichenden Porenwasseranteils gegen Null. Bei sehr feuchtem Beton (z. B. Regen ausgesetzten Betonoberflächen) ist die Karbonatisierungsgeschwindigkeit ebenfalls gering, da das Eindringen von Kohlendioxid in die Poren des Zementsteins mit zunehmendem Porenwassergehalt abnimmt. Ein Maximum der Karbonatisierungsgeschwindigkeit stellt sich nach /HIL 98/ bei einer relativen Feuchte des Betons von 50% bis 60% ein.

Weitere Einflussparameter für die Karbonatisierungsgeschwindigkeit bzw. die Karbonisierungstiefe in einem bestimmten Betonalter sind der w/z-Wert und die Dichtigkeit der oberflächennahen Randzone, die durch den Hydratisierungsgrad bestimmt wird. Betone mit niedrigem w/z-Wert sind widerstandsfähiger gegen Karbonatisierung als Betone mit hohem w/z-Wert, weil der Anteil der Kapillarporen geringer und der Beton damit dichter ist. Da der w/z-Wert auch die Druckfestigkeit des Betons beeinflusst (je niedriger bei gegebener Zementfestigkeitsklasse der w/z-Wert, desto höher die Betondruckfestigkeit), ist die Karbonatisierungsgeschwindigkeit bei höherfesten Betonen kleiner als bei Betonen geringerer Druckfestigkeit. Ein hoher Hydratisierungsgrad schließlich reduziert ebenfalls die Porosität des Zementsteins und verlangsamt damit den Karbonatisierungsfortschritt. Daher ist eine ausreichende Nachbehandlung des Betons wesentlich, durch die insbesondere die Widerstandsfähigkeit der oberflächennahen Schicht, die einer Karbonatisierung zuerst ausgesetzt ist, erhöht wird (siehe auch /DAF 76/).

Die Karbonatisierung verändert die Porenstruktur des Zementsteins. Dadurch allein wird die Dauerhaftigkeit von Stahlbeton nicht beeinträchtigt. Im Gegenteil ergibt sich je nach Zementart eine mehr

oder weniger große Reduktion der Kapillarporosität, die u. a. eine Erhöhung der Oberflächenhärte zur Folge hat.

Nachteilige Folgen in Bezug auf die Dauerhaftigkeit von Stahlbetonkonstruktionen können sich dagegen ergeben, wenn die Karbonatisierung bis zur eingebetteten Bewehrung vordringt, d. h. wenn die Karbonatisierungstiefe größer wird als die Betonüberdeckung der Bewehrung. In diesem Fall bewirkt die mit der Karbonatisierung verbundene Reduktion der Alkalität auf pH-Werte < 9 einen Verlust der oxidischen Schutzschicht des Betonstahls, wodurch unter ungünstigen Bedingungen (Feuchtigkeit, Sauerstoff) Korrosion ausgelöst wird. Dies kann auch bei Innenbauteilen von Bedeutung sein, in denen der Beton bis hinter die Bewehrung karbonatisiert ist und die zu einem späteren Zeitpunkt unter Feuchteinfluss gelangen.

Die Karbonatisierungstiefe kann an frischen Betonbruchflächen, die durch Stemmen erzeugt werden, oder an Spaltflächen von entnommenen Bohrkernen sichtbar gemacht und damit gemessen werden. Dazu wird die betreffende Bruch- bzw. Spaltfläche mit einer Indikatorflüssigkeit aus 1%igem Phenolphthalein in 70%igem Alkohol besprüht, die bei einem pH-Wert von etwa 9 umschlägt. Der nicht karbonatisierte Bereich färbt sich dabei violett, während der karbonatisierte Bereich farblos bleibt (vgl. DAfStb-Heft 422 /DAF 91/).

Bei einer ausreichenden Betonüberdeckung der Bewehrung kann ein schädlicher Einfluss infolge Karbonatisierung ausgeschlossen werden. Sollte die Wirksamkeit der Betonüberdeckung durch Risse aufgehoben werden, so wird dieses als erstes durch visuelle Kontrollen erkannt. Nach einer ersten fachlichen Beurteilung möglicher Rissbilder können dann ggf. weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Chloridangriff

Chloride wirken sich auf die Eigenschaften des erhärteten Betons nur geringfügig aus. Jedoch kann Chlorid an der Bewehrung Korrosion auslösen. Wenn Chloridionen bis zur eingelegten Bewehrung vordringen, wird die oxidische Schutzschicht des Betonstahls örtlich zerstört. An solchen Stellen kann in Verbindung mit Wasser und Sauerstoff ein elektrolytischer Korrosionsprozess ausgelöst werden (vgl. Abschn. „Korrosion“).

Sichtbare Anzeichen eines Chloridangriffs sind auskristallisierte Chloride, die infolge wechselnder Feuchtigkeitsbedingungen durch Verdunstung auf der Betonoberfläche oder an Rissen entstehen. Abplatzungen des Betons infolge Korrosion der Bewehrung treten dagegen nicht oder erst in einem weit fortgeschrittenen Stadium auf, da chloridinduzierte Korrosion im Allgemeinen lokal durch tiefgreifenden Lochfraß abläuft.

Chemischer Angriff

Bei chemischen Einwirkungen wird zwischen treibendem und lösendem Angriff unterschieden. Diese können sich aus Grundwässern, Abwässern oder Abgasen ergeben, wobei die angreifenden Medien mit Betonbestandteilen reagieren. Der Sulfatangriff und die Alkaliereaktion zählen zum treibenden Angriff. Säuren bedingen einen lösenden Angriff.

Sulfatangriff

Beim Sulfatangriff können durch Diffusion oder kapillares Saugen Sulfate von außen in den erhärteten Beton eindringen und mit Bestandteilen des Zementsteins (Aluminaten) chemisch reagieren. Es bildet sich Ettringit (Trisulfat). Diese chemische Reaktion ist bei ausreichendem Wassergehalt mit einer starken Volumenzunahme verbunden, die zu ausgeprägter Rissbildung und Abplatzungen führen kann. Wesentliche Einflüsse für Schädigungen durch Sulfatangriff sind:

- Umgebungsbedingungen (z. B. sulfathaltiges Grundwasser),
- Empfindlichkeit des Betons (Sulfatwiderstand des Zementes),

- Dichtigkeit des Zementsteins,
- Wassermenge (w/z-Wert).

Beim Sulfatangriff kann sich das Volumen unter Bildung von Ettringit auf das 8-fache vergrößern. Dies führt zu Aufwölbungen der Betonoberfläche und netzartigen Rissen und Abplatzungen, die im Zuge visueller Kontrollen erkannt werden.

Alkalireaktion

Eine Alkalireaktion erfolgt durch die chemische Reaktion zwischen den Alkalien im Porenwasser und den Betonzuschlägen mit löslicher Kieselsäure (z. B. Opalsandstein, Flint). Das Reaktionsprodukt ist ein Alkali-Silikat-Gel, das ein größeres Volumen einnimmt als die Ausgangskomponenten. Wenn der hierbei entstehende Druck die aufnehmbare Zugspannung des Betons überschreitet, können Rissbildungen, Ausscheidungen und Abplatzungen auftreten.

Art und Umfang der Alkalireaktion sowie mögliche Schädigungen des Betons hängen u. a. von der Menge, der Art und der Korngröße des Zuschlags, der Löslichkeit der Kieselsäure sowie der Konzentration der Alkalihydroxidlösung im Beton ab. Voraussetzung für die Bildung der quellfähigen Alkali-Silikate ist ein ausreichendes Feuchteangebot. Hinzu kommen Einflüsse aus der Festigkeit, der Dichtigkeit und dem Formänderungsvermögen des Betons zum Zeitpunkt der Alkalireaktion. Das Ausmaß möglicher Schädigungen hängt schließlich auch von der betreffenden Baukonstruktion sowie der Art und Anordnung der Bewehrung ab.

Eine schädigende Alkali-Kieselsäure-Reaktion führt zu spinnennetzartigen Rissen, gelartigen Ausscheidungen und Ausblühungen, die im Zuge visueller Kontrollen erkannt werden. Bei einem Austritt aus Rissen sind die Ausscheidungen wasserklar. An der Luft verfärben sich diese Ausscheidungen durch die Bildung von Kieselgel weiß.

Säuren

Durch Angriff von Säuren, die auch im Baugrund und in natürlichen Wässern enthalten sein können, werden Bestandteile des Zementsteins zersetzt und in wasserlösliche Verbindungen umgewandelt. Der Angriffsgrad, bewertet nach dem Abtrag pro Fläche und Zeiteinheit, hängt von der Stärke und der Konzentration der Säure sowie den Transportbedingungen der angreifenden und gelösten Stoffe ab. So nimmt beispielsweise der Abtrag durch Einwirkung aggressiver Wässer mit der Fließgeschwindigkeit zu. Durch erhöhte Temperaturen verstärkt sich ebenfalls der Angriffsgrad.

Das Zersetzen des Zementsteins bei Säureangriff ist mit einem drastischen Abfall der Oberflächenfestigkeit verbunden und wird beispielsweise bei einem Abklopfen der Oberfläche erkannt. Bei einem Herauslösen des zerrütteten Zementsteins durch Wasser treten ferner die Betonzuschläge sichtbar hervor. Die Betonoberfläche bekommt damit ein waschbetonartiges Aussehen, so dass der Schaden im Zuge visueller Kontrollen erkannt wird. Ein weiteres sichtbares Anzeichen für Säureangriff sind Salzkristalle auf der Betonoberfläche, die sich bei nicht permanenter Einwirkung saurer Medien durch Verdunstung bilden können. Typisch für Schädigungen durch kohlenensäurehaltige Flüssigkeiten sind Kalksinterfahnen in Form weißer Ablagerungen auf der Betonoberfläche, die ebenfalls im Zuge visueller Kontrollen festgestellt werden.

Biologischer Angriff

Unter biologischem Angriff werden Einflüsse aus dem Bewuchs von Moosen, Flechten, Wurzeln verstanden. Gewächse auf Betonoberflächen können bereits vorhandene Schädigungen (Abplatzungen, Risse) verstärken und insbesondere das Risiko für Frostschäden erhöhen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass Stoffwechselprodukte (Aminosäuren) die Betonoberfläche aufweichen.

Durch Pflanzenbewuchs verursachte bzw. verstärkte Schädigungen zeigen sich durch Beeinträchtigungen der Betonoberfläche (Abplatzungen, Risse, Zersetzungen des Zementsteins) und werden im Zuge visueller Überprüfungen erkannt.

Radioaktive Strahlung

Hohe, über einen langen Zeitraum einwirkende Strahlenbelastungen können die mechanischen Eigenschaften von Beton verschlechtern /HIL 76/. Dies gilt primär für die Einwirkung von Neutronen- und γ -Strahlung; α - und β -Strahlung haben dagegen nur eine geringe Eindringtiefe und beeinflussen demzufolge die Festigkeitseigenschaften von Beton nur wenig. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher auf mögliche Verschlechterungen der mechanischen Eigenschaften von Beton infolge Neutronen- und γ -Strahlung.

Die schädigende Wirkung von Neutronen- und γ -Strahlung beruht zum einen auf Veränderungen (Störungen) der Gitterstruktur kristalliner Zuschlagstoffe, die mit einer starken Volumenzunahme verbunden sind. Dadurch kann bei entsprechend hoher Strahlungsintensität eine allmähliche Zerstörung des Betongefüges stattfinden. Diesem Schädigungsmechanismus wird durch eine geeignete, durch Versuche abgesicherte Wahl strahlungsbeständiger Zuschläge begegnet.

Neutronenstrahlungen mit einer Fluenz kleiner als 1×10^{19} n/cm² und γ -Strahlung mit einer Energiedosis von kleiner als ca. 2×10^{19} Gy sind nach /HIL 76/ unschädlich im Hinblick auf Veränderungen der mechanischen Eigenschaften des Betons. Die im Normalbetrieb auftretenden Werte liegen um Größenordnungen niedriger.

Die Einwirkung von Neutronen- und γ -Strahlung ist zum anderen auch stets mit einer Temperaturerhöhung des betreffenden Betonbauteils verbunden, die sich mit gegebenenfalls betrieblichen Temperaturbelastungen (z. B. in einem Reaktor) überlagert. Dies allein kann bei entsprechend hohem Temperaturniveau ebenfalls beträchtliche Auswirkungen auf die mechanischen Eigenschaften von Beton haben. So führt eine permanente Temperaturbeanspruchung von mehr als 100 °C zu einer deutlichen Reduktion der Druckfestigkeit und insbesondere der Zugfestigkeit und des Elastizitätsmoduls. Besonders ungünstig wirken sich in diesem Zusammenhang Temperaturwechselbeanspruchungen, gegebenenfalls in Verbindung mit Zwängungsspannungen aus behinderter Wärmedehnung aus. Diesem Schädigungsmechanismus wird – sofern er aufgrund der auftretenden Temperaturen bzw. Temperaturgradienten relevant ist – bei der Bemessung des betreffenden Bauteils Rechnung getragen.

Die Beurteilung einer möglichen Beeinträchtigung der Festigkeitseigenschaften von Beton durch radioaktive Strahlung kann in exponierten Bereichen durch Vergleich der auftretenden (rechnerisch ermittelten oder gemessenen) Strahlungsintensität bzw. der Energiedosisleistung mit entsprechenden Anhaltswerten aus Versuchen unter vergleichbaren Bedingungen erfolgen. Die Strahlenbeständigkeit von Betonen ist lediglich im Bereich der Standzarge des Bioschildes relevant. Die Betonrezepturen wurden im Hinblick auf die Strahlenbeständigkeit auf der Basis von langjährigen Erfahrungen in älteren Reaktoren bzw. unter Zugrundelegung der Vorentwürfe des Merkblatts "Strahlenschutzbeton" /BET 17/ gewählt. Diese Grundsätze wurden bis heute nicht wesentlich verändert.

Korrosion des Betonstahls

Notwendige Voraussetzung für Korrosion ist, dass die oxidische Deckschicht (Passivschicht) an der Oberfläche der Bewehrungsstähle, die sich im stark alkalischen Milieu des Porenwassers während der Betonerhärtung bildet, durch Karbonatisierung oder durch Chloridangriff zerstört wird. Der anschließende Korrosionsprozess ist ein elektrochemischer Vorgang, der vereinfacht in zwei Teilprozesse getrennt werden kann:

1. Nach erfolgter Depassivierung der Stahloberfläche werden positiv geladene Eisenionen aus dem Bewehrungsstahl herausgelöst (anodische Teilreaktion).

2. Die freien Elektronen verbinden sich mit Sauerstoff und Wasser zu Hydroxidionen (kathodische Teilreaktion). Nach einigen Zwischenschritten bildet sich aus den Eisen- und Hydroxidionen Rost, im Prinzip Eisenoxid Fe_2O_3 .

Wie aus der vereinfachten Beschreibung deutlich wird, führt die Zerstörung der oxidischen Deckschicht (Depassivierung) allein nicht zwangsläufig zur Korrosion der Bewehrung. Zusätzlich erforderlich sind eine ausreichende Feuchtigkeit sowie die Zufuhr von Sauerstoff. So kann beispielsweise Bewehrung in trockenem Beton nicht korrodieren, weil die Voraussetzungen für den elektrolytischen Vorgang (ausreichende Feuchtigkeit) fehlen. Bei wassergesättigtem Beton ist wegen unzureichender Sauerstoffzufuhr ebenfalls nicht mit Korrosion zu rechnen, auch wenn die Passivschicht der Bewehrung zerstört ist. Die stärkste Korrosion ist zu erwarten, wenn der Beton einem häufigen Wechsel von Durchfeuchtung und Austrocknung ausgesetzt ist.

In Bezug auf Korrosion von Betonstahl ist der Einfluss von Rissen bei üblichen Rissbreiten verhältnismäßig gering im Vergleich zu anderen Parametern wie Betondeckung und w/z-Wert, wie Auslagerungsversuche an Stahlbetonbauteilen mit permanent offenen Rissen unter korrosionsfördernden Umgebungsbedingungen gezeigt haben (vgl. /DAF 86/). Dies gilt sowohl für Risse quer zur Bewehrung (örtliche begrenzte Korrosion) mit Rissbreiten bis ca. 0,4 mm als auch für die etwas ungünstiger zu bewertenden Risse parallel zur Bewehrung (größere Ausdehnung der Korrosion entlang der Stabachse, Gefahr von Abplatzungen der Betondeckung, mögliches Versagen von Endverankerungen der Bewehrung) mit Rissbreiten bis ca. 0,3 mm.

Korrosion von Betonstahl hat zum einen eine Reduktion des Bewehrungsquerschnittes zur Folge, zum anderen ist die Umwandlung von Eisen zu Rost mit einer starken Volumenzunahme verbunden, wodurch Risse und Abplatzungen im Beton entstehen.

Durch Verminderung des Stahlquerschnittes infolge Korrosion nimmt die Fließ- und Bruchlast des betreffenden Bewehrungsstabes näherungsweise linear mit der Querschnittsreduktion ab. Wesentlich größer ist der Einfluss auf das Verformungsvermögen und die Ermüdungsfestigkeit, besonders bei dünnen Bewehrungsstäben /DAF 86/). Dies kann bei Sonderlastfällen, für die das Verformungsvermögen der Bewehrung ausgenutzt wird, eine Verminderung der Grenztragfähigkeit des betreffenden Stahlbetonbauteils zur Folge haben.

Die Oberflächenkorrosion von Betonstahl ist mit einer starken Volumenzunahme verbunden. Dadurch entstehen Risse, Hohlstellen und Abplatzungen im Beton, die im Zuge einer visuellen Überprüfung und durch Abklopfen verdächtiger Zonen der Betonoberfläche erkannt werden. Chloridinduzierte Korrosion läuft im Allgemeinen lokal durch tief greifenden Lochfraß ab, so dass Abplatzungen des Betons über der betreffenden Bewehrung nicht oder erst in einem weit fortgeschrittenen Stadium auftreten. Offenkundige Korrosionserscheinungen zeigen sich auch durch Rostfahnen an der Betonoberfläche.

Spannungsrissskorrosion des Spannstahls (nur SWR)

Unter Spannungsrissskorrosion versteht man Rissbildung und -ausbreitung unter gleichzeitiger Einwirkung von Zugspannungen und eines korrosiven Mediums. Bei hochfesten Stählen wie Spannstahl ist Spannungsrissskorrosion durch freien, atomaren Wasserstoff induziert, der sich bei Korrosionsvorgängen an der Stahloberfläche bildet. Der Schadensablauf bei Korrosion der Spannbewehrung ist z. B. in /DAF 96/ und /ISE 98a/ beschrieben.

Die schädigende Wirkung von atomarem Wasserstoff beruht darauf, dass er vom Stahl absorbiert werden kann, sich an vorhandenen Fehlstellen im Metallgefüge anreichern und den Zusammenhalt des Gefüges lockern kann. In Verbindung mit einer anstehenden Zugspannung kann dies zu Anrissen im Spannstahl bis zum Versagen durch spröden Trennbruch führen.

Wasserstoffinduzierte Spannungsrissskorrosion ist nicht an ein spezifisches korrosionsauslösendes Medium gebunden. Bei einem „empfindlichen“ Spannstahl kann bereits die Einwirkung von Kon-

denswasser ausreichen. Bestimmte Medien (z. B. chlorid- und sulfathaltige Lösungen) können jedoch die Gefahr einer wasserstoffinduzierten Spannungsrisskorrosion um ein Vielfaches erhöhen. Besonders kritisch sind bereits Spuren von Reaktionsgiften wie Sulfide und Rhodanide, die eine chemische Rekombination von atomarem zu molekularem Wasserstoff behindern und damit die Absorption atomaren Wasserstoffes im Stahl fördern. Dieser Effekt wird u. a. auch gezielt zur Abschätzung der Empfindlichkeit von Spannstählen für Spannungsrisskorrosion ausgenutzt.

Bei Spannbetonbauteilen mit nachträglichem Verbund sind Schäden durch Spannungsrisskorrosion hauptsächlich auf folgende Ursachen zurückzuführen (s.a. /ISE 95/, /REH 81/, /NÜR 90/, /REH 84/, /EIS 83/):

- unsachgemäße Handhabung des Spannstahls bei Transport und Lagerung,
- längere Verweilzeiten des Spannstahls im unverpressten Hüllrohr,
- unvollständige Verpressung des Hüllrohres,
- Betondeckung zu geringer Dicke oder Qualität (Begünstigung eines Korrosionsangriffs).

Einen wesentlichen Einfluss auf Risskorrosionserscheinungen hat schließlich die Herstellungsart, Zusammensetzung und Wärmebehandlung der betreffenden Stahlsorte (siehe z. B. /RUS 92/). Generell nimmt bei gegebener Gefügestruktur der Stahllegierung die Empfindlichkeit für wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion mit steigender Festigkeit zu. Als anfällig für wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion haben sich vergütete Spannstähle „alten Typs“ herausgestellt, die bis 1965 hergestellt wurden. Im Zeitraum zwischen 1965 und 1978 ist durch Produktionsumstellungen eine Verbesserung des Reinheitsgrades und der Gleichmäßigkeit der chemischen Zusammensetzung bei vergüteten Spannstählen erreicht und z. T. auf Rundmaterial umgestellt worden. Vergütete Spannstähle aus diesem Produktionszeitraum gelten als weniger anfällig gegen wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion. Für die Produktion nach 1978 ist auch für vergütete Spannstähle des Typs Sigma keine besondere Anfälligkeit gegenüber Spannungsrisskorrosion bekannt, wie die seit 1978 durchgeführten einschlägigen Prüfungen im Rahmen der Güteüberwachung und zahlreiche Forschungsergebnisse (z. B. /EIS 83/, /ISE 98b/) gezeigt haben.

Spannungsrisskorrosion von Spannstahl ist im Zuge visueller Kontrollen nicht erkennbar. Indirekte Hinweise auf Spannstahlkorrosion bzw. dem korrosionsbedingten Ausfall einzelner Spannglieder können sich durch Rissbildung ergeben, da das Versagen einzelner Spannglieder zu Kräfteumlagerungen auf die übrigen Spannglieder und auf die vorhandene schlaaffe Bewehrung führt. Ein solches duktiles „Riss vor Bruch“ - Verhalten setzt allerdings meist die Existenz mehrerer Spannglieder bzw. eine ausreichend bemessene Mindestbewehrung voraus.

Durch die Verwendung von kaltgezogenen (statt vergüteten) Spanndrähten 1400/1600 ist keine werkstoffseitige Anfälligkeit für Spannungsrisskorrosion gegeben. Weiteren Maßnahmen zur Verhinderung dieses Alterungsphänomens am Spannstahl sind in der Planungs- und Errichtungsphase erfolgt und in Kapitel 6.1.4 aufgeführt.

Spannkraftverluste des Spannstahls (nur SWR)

Spannkraftverluste entstehen zum einen unmittelbar beim Aufbringen der Vorspannung, zum anderen im Laufe der Nutzungszeit des betreffenden Spannbetonbauteils. Spannkraftverluste sind unvermeidbar und werden bei der Dimensionierung der Vorspannung berücksichtigt. Die wesentlichen Ursachen für Spannkraftverluste sind:

- Reibung beim Spannen,
- Schlupf in der Verankerung,
- Mehrsträngige Vorspannungen,
- Kriechen und Schwinden des Betons,

- Spannstahlrelaxation.

Die Spannkraftverluste durch Reibung beim Spannen entstehen aufgrund des teilweise sehr hohen Anpressdrucks der Spannglieder an die Wandungen des Hüllrohrs in Verbindung mit der Längenänderung des Spanngliedes in seiner Längsachse. Die Höhe der Reibungsverluste hängt ferner von der Oberflächenbeschaffenheit des Spannstahls (glatt, profiliert) sowie möglichen „Klemmwirkungen“ bei vieldräftigen Spannstahlbündeln ab. Durch kurzzeitiges Überspannen und anschließendes Nachlassen können Reibungsverluste reduziert werden.

Bei der Reibung ist zwischen der ungewollten Reibung (ungewollte Umlenkwinkel) durch die Welligkeit des Spanngliedes und der Reibung in den planmäßigen Krümmungen (planmäßige Umlenkwinkel) aufgrund des gewählten Spanngliedverlaufes zu unterscheiden. Im Rahmen des Alterungsmanagements interessieren die ungewollten Reibungseinflüsse, die den rechnerisch erfassten Bereich überschreiten. Die für die Berechnung anzunehmenden ungewollten Umlenkwinkel sind zwar in den Zulassungen für die Spannverfahren angegeben; wesentlichen Einfluss auf deren tatsächliche Größe haben jedoch die Sorgfalt bei der Bauausführung, die Abstände der Unterstützungen und die Steifigkeit der Hüllrohre. Die Sorgfalt bei der Bauausführung im Hinblick auf das Reibungsverhalten ist insbesondere auf die Integrität der Hüllrohre gerichtet. Eingedellte, angerostete oder undichte Hüllrohre (in die Beton einfließen kann) können die rechnerisch angesetzten Reibungsbeiwerte erheblich erhöhen. Durchhänge zwischen den Spanngliedunterstützungen sind nahezu unvermeidlich. Sie sind auch bei planmäßig gerader Spanngliedführung zu berücksichtigen. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass der Abstand und die Steifigkeit der Unterstützungsstruktur den Gegebenheiten auf der Baustelle angepasst werden und möglicherweise geringer gewählt werden als in der Zulassung angegeben.

Schlupf in der Verankerung tritt beim „Absetzen“ der Vorspannkraft auf die Verankerungselemente auf, wenn die Spannlitzen an der Ankerplatte verankert werden. Viele Spannverfahren haben die Möglichkeit, diesen Schlupf auf ein genau bestimmtes Maß zu fixieren. Diese Tatsache machen sich manche Spannverfahren zu Nutze, um den Nachlassweg nach dem Überspannen durch den vorhandenen Schlupf bzw. mit korrigierenden Unterlegscheiben zu steuern. Schlupf in der Verankerung ist zwar als Schädigungsphänomen zu späteren Zeitpunkten theoretisch denkbar, jedoch bei den modernen Spannverfahren praktisch ausgeschlossen. Damit ein Schlupf entsteht, müssten die Verankerungselemente (z. B. unter Einfluss von Ermüdungserscheinungen) versagen.

Bei mehreren Spanngliedern oder einer Reihe von Spanngliedern, die nacheinander gespannt werden, können in Abhängigkeit von der Bauteilnachgiebigkeit ebenfalls merkliche Spannkraftverluste entstehen. Bei der Vorspannung von Schalen ist deshalb diese Interaktion der Spannglieder untereinander für jeden Vorspannabschnitt rechnerisch zu erfassen, indem für die zuerst vorgespannten Spannglieder eine Reserve durch Überspannen vorgehalten wird. Als Schädigungsphänomen spielt dieser Effekt praktisch keine Rolle. Es sind jedoch Fälle denkbar, wo eine ähnliche Wirkung (z. B. bei der vertikalen Vorspannung einer Schale) durch eine höhere oder vorher nicht berücksichtigte Last aus einer Nutzungsänderung zu einer Verkürzung des Betons und somit zu einem der mehrsträngigen Vorspannung ähnlichen Spannkraftverlust führt.

Die Verkürzung des Betons unter der Wirkung einer hohen Dauerlast (Kriechen) sowie durch Volumenveränderungen im Zuge der Austrocknung (Schwinden) ist die wichtigste Ursache für die Entstehung von Spannkraftverlusten. Beide Effekte sind zeit- und temperaturabhängig und werden bei der Auslegung rechnerisch berücksichtigt. Neben einem erhöhten Spannkraftverlust können als Schädigungsphänomen Umlagerungen auf nicht kriechfähige Bauteile entstehen (z. B. Liner, Stahleinbauteile, usw.), so dass der Beton entlastet wird und die nicht kriechfähigen Bauteile höhere Lasten erhalten. Solche unbeabsichtigten „Vorspannungen“ können sich möglicherweise erst in späteren Betriebsjahren durch Risse im Beton ankündigen, wenn diese Wirkungen nicht rechnerisch bei der Auslegung berücksichtigt worden sind. Ein weiteres Schädigungsphänomen könnte durch Nutzungsänderungen auftreten, wenn über längere Zeit andere als die rechnerisch unterstellten Temperaturen auftreten. Bei höheren Temperaturen ist mit einer Zunahme der Kriech- und Schwindverformungen zu rechnen.

Spannstahlrelaxation tritt auf, wenn die gedehnte Länge eines Spannstahles konstant gehalten wird und sich die ursprüngliche Spannung vermindert, also eine Entspannung eintritt. Die Ursache für dieses Verhalten sind Versetzungen im Kristallgitter, wenn der Stahl dauerhaft beansprucht wird. Die Höhe des Spannkraftverlustes durch Relaxation ist im Wesentlichen abhängig von der Höhe der Anfangsspannung und der Temperatur. Insbesondere die Anfangsspannung hat einen maßgeblichen Einfluss. So beträgt der Spannkraftverlust bei einer Anfangsvorspannung von 60% der Zugfestigkeit zwar nur 2% bis 3%. Bei einer Anfangsspannung von 80% der Zugfestigkeit können jedoch Spannkraftverluste von 12% bis 15% auftreten. Dieser Tatsache ist besonders dann Rechnung zu tragen, wenn z. B. durch eine Zustimmung im Einzelfall eine höhere Anfangsvorspannung für einen Spannstahl bzw. das Spannverfahren erreicht werden soll.

Spannkraftverluste als Schädigungsphänomen im Rahmen des Alterungsprozesses (Kriechen und Schwinden, Spannstahlrelaxation) sind praktisch nur durch eine Zunahme der Verformungen und möglicherweise durch eine beginnende Rissbildung feststellbar. Bei vorgespannten Schalen wie der Sicherheitsumschließung des SWR, insbesondere wenn es für hohe Drücke ausgelegt ist, die in normalen Betriebszuständen nicht auftreten, werden jedoch keine Verformungen oder Rissbildungen erkennbar sein.

Das Alterungsphänomen „Spannkraftverluste des Spannstahls“ wurde umfassend bei der Planung und Errichtung des SWR berücksichtigt. Dieses ist in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben.

Fehlstellen im Verpressmörtel (nur SWR)

Fehlstellen können dadurch entstehen, dass der Verpressmörtel nicht an alle Spannstahlabschnitte im Hüllrohr gelangt oder dass flüssiger Verpressmörtel aus einem Spannstahlabschnitt wieder abfließt. Der Spannstahl kann also an einer Fehlstelle völlig mörtelfrei oder von einer unvollständigen Mörtelschicht umhüllt sein. Außerdem besteht die Möglichkeit, dass Fehlstellen im Verpressmörtel mit Restwasser aus dem Verpressvorgang gefüllt sind.

Fehlstellen im Verpressmörtel können Korrosion im Spannstahl auslösen bzw. eine bereits vorhandene Korrosion verstärken. Aus gezielten Versuchen /REH 84/ zum Einfluss von Fehlstellen im Verpressmörtel auf die Korrosion von Spannstahl ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Eine Korrosionsgefährdung durch Fehlstellen betrifft hauptsächlich mörtelfreie oder mit Restwasser aus dem Verpressvorgang beaufschlagte Lücken im Verpressmörtel. Bereits eine dünne Umhüllung des Spannstahls von Feinstmörtel kann im Bereich einer Fehlstelle ausreichen, Korrosion zu verhindern, solange diese Schicht nicht karbonatisiert.
- In teilweise verpressten Hüllrohren ist die Korrosionsgefahr höher als in vollständig nicht verpressten Hüllrohren, weil sich im Bereich der Lücken kleine anodische Bereiche ausbilden, an denen die Korrosionsgeschwindigkeit stark zunimmt.
- In mörtelfreien Fehlstellen kann durch Temperaturschwankungen im Bauteil ein Wechsel von Kondenswasserbildung und Austrocknung auf der Spannstahloberfläche entstehen. Solche Feuchtigkeitswechsel können - insbesondere bei entsprechender Sauerstoffzufuhr - Korrosionserscheinungen auslösen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die betreffende Fehlstelle im Bereich offener Einpress- bzw. Entlüftungsröhrchen oder im Bereich von Rissen im Beton liegt, weil dort der Zutritt von Sauerstoff aus der Luft begünstigt ist.
- Wenn Fehlstellen Restwasser aus dem Verpressvorgang enthalten, können darin enthaltene Chloride und Sulfate bei ausreichender Sauerstoffzufuhr ebenfalls zur Korrosion des Spannstahls führen.

Um Fehlstellen im Verpressmörtel ausschließen zu können, wurden in der Planungs- und Errichtungsphase der SWR besondere Vorkehrungen getroffen, die in den nachfolgenden Kapiteln erläutert und bewertet sind.

Erfahrungsrückfluss

Im Rahmen der Auswertung der nationalen und internationalen Erfahrungen sind durch die Betreiber erhöhte Containment-Leckraten französischer Kraftwerke bewertet worden. Die erhöhte Leckrate wurde auf Risse in der Nähe der Materialschleuse und auf die allgemeine Erhöhung der Durchlässigkeit des Betons durch Abfall der Vorspannung zurückgeführt. Eine Übertragbarkeit dieses Phänomens auf deutsche SWR wurde nicht gesehen, da der vorgespannte Sicherheitsbehälter mit innenliegender Stahlauskleidung ausgeführt ist, welche die Dichtheit sicherstellt. Außerdem liegen keine Risse im Beton und damit keine Hinweise auf eine abfallende Vorspannung vor.

7.1.2.b Forschungsreaktoren

Die Betonstruktur beim FRM II wird hinsichtlich Rissbildung (Risslänge und -tiefe) sowie durch integrale Sichtprüfung bewertet. Durch Setzungsmessungen wird die Lage der Gebäude überwacht (vgl. Kapitel 7.1.3.b).

Bisher gab es am FRM II keinerlei Befunde an Betonstrukturen mit sicherheitstechnischer Bedeutung. Weitergehende Maßnahmen sind, da der FRM II über kein Containment gegen Druckaufbau aufgrund von Leckagen in Kühlsystemen verfügt, nicht erforderlich.

7.1.3 Alterungsüberwachung für Betonstrukturen

7.1.3.a Leistungsreaktoren

Die Überwachung bzw. Beherrschung der Alterungsphänomene für Betonstrukturen beginnt bereits in der Planungs- und Herstellungsphase. Diese sind in Kapitel 7.1.4 ausführlich beschrieben. Im besonderen Maße trifft das für die vorgespannte Struktur der Sicherheitsumschließung des SWR zu, welches eine Überwachung für den geplanten Betrieb des Kernkraftwerks hinsichtlich der relevanten Alterungsphänomene für den Spannstahl nicht erforderlich macht.

Zur Überwachung für die Betonstrukturen aller Kernkraftwerke (DWR und SWR) sind Überwachungsanweisungen der Bauwerke/Teilbauwerke im Sinne von KTA 1403 erstellt und beschreiben:

- die Begehungsintervalle,
- die erforderliche Qualifikation des Begehungspersonals,
- die benötigten Werkzeuge und Hilfsmittel,
- die zugehörigen Bestandsunterlagen (Zeichnungen bzw. sonstige Dokumente),
- die möglichen alterungsbedingten Materialveränderungen,
- Abgrenzungen, ab wann solche Veränderungen als schädlich einzustufen sind und
- Hinweise zur Beschreibung, Lokalisierung und Dokumentation eventueller Befunde.

Im Rahmen der Bauwerksbegehungen (DWR und SWR) auf Grundlage der Überwachungsanweisungen werden darauf abgestimmte Überwachungsprotokolle erstellt. Unter anderem wird darin dokumentiert:

- der Name des Begehenden, Zeit und Ort,
- das betrachtete System bzw. dessen Bestandteile,
- Lage und Art von evtl. Befunden inkl. Fotodokumentation falls erforderlich und
- weitere Veranlassungen.

Die bei der Begehung vorgenommenen Eintragungen in die Überwachungsprotokolle werden in Ergebnisprotokollen zusammengefasst. Die Protokolle werden direkt in der Datenbasis des Alterungsmanagementsystems vorgehalten.

Darüber hinaus werden Aussagen zu alterungsrelevanten Aktivitäten, Maßnahmen und Überwachungsergebnissen niedergeschrieben sowie auch Erkenntnisse aus externen Quellen eingespeist. Weiterhin sind einschlägige Erkenntnisse aus eventuellen Stör- und Schadensmeldungen aufzunehmen. Ferner kann es durch Meldungen aus anderen kerntechnischen Anlagen einen Anlass zu Überprüfungen geben. Die Veranlassung und die Ergebnisse werden in den Bericht aufgenommen. So werden alle Erkenntnisse aus regelmäßig durchgeführten Inspektionen zusammengeführt, soweit sie für die physikalische Alterung von Baumaterialien von Bedeutung sind.

Wie im Kapitel 7.1.2 dargestellt, gehen alle relevanten Alterungsphänomene der Betonstrukturen als erstes mit einer Rissbildung einher. Der allgemeine Zustand der Betonoberflächen im Hinblick auf Risse, Abplatzungen, Beschädigungen wird im Zuge regelmäßiger Begehungen visuell überprüft.

Die Rissbilder unter Berücksichtigung von Rissbreite und -länge an der Bauteiloberfläche werden hinreichend genau mit Hilfe eines Rissbreitenvergleichsmaßstabes bestimmt. Es erfolgt systematisch die Dokumentation der Lage und Orientierung im Bauteil.

Die Alterungsüberwachung für die Betonstrukturen der Druckwasserreaktoren als auch Siedewasserreaktoren stützt sich im Wesentlichen auf die visuellen Überprüfungen hinsichtlich Rissbildungen. Aufgrund der aufgenommenen Merkmale erfolgt eine Beurteilung bereits vor Ort durch das fachkundige Begehungspersonal im Rahmen des Alterungsmanagements. Bei den regelmäßigen Inspektionen der relevanten Betonstrukturoberflächen wurden keine Anzeichen für schädigungsrelevante Rissbildungen festgestellt. Damit ist das maßgebende Erkennungszeichen von Alterungsphänomenen für Betonstrukturen berücksichtigt und eine Verschlechterung der Bausubstanz ist nach dem Stand der Wissenschaft und Technik auch in den kommenden Jahren nicht zu erwarten.

7.1.3.b Forschungsreaktoren

Am FRM II werden folgenden wesentlichen Maßnahmen zur Überwachung der Baustuktur im Rahmen eines Alterungsmanagements getroffen:

- WKP „Setzungsmessungen“, Intervall jährlich, seit 2004 mit Sachverständigenbeteiligung nur zweijährlich,
- WKP „Sichtprüfung in ausgewählten Bereichen (Dekontbeschichtung)“, Intervall jährlich mit Sachverständigenbeteiligung
- Betriebsbegehung „Gebäude und sonstige bautechnische Anlagen“ (jährlich)
- Betriebsbegehung „Sicherheitseinschluss: Gebäudedichtheit“ (jährlich)
- Betriebsbegehung „Sicherheitseinschluss: Systemtechnische Einrichtungen“ (jährlich)
- Anlagenbegehungen im Rahmen der täglichen Rundgänge

Explizit werden in den WKP Risse im Beton analysiert. Risse über 0,3 mm Länge wurden bisher nicht beobachtet. Daraus resultierende Maßnahmen waren nicht erforderlich. Auch aus den anderen obigen Aktivitäten resultierten keine Maßnahmen.

7.1.4 Vorbeugende Maßnahmen und Instandsetzung für Betonstrukturen

7.1.4.a Leistungsreaktoren

Bereits in der Planungsphase der Kernkraftwerke wurden bauliche Vorkehrungen zur Beherrschung möglicher alterungsbedingter Schädigungsmechanismen getroffen. Belegt durch vielfältige Gutachten sind in der Planungsphase bereits Erkenntnisse umgesetzt worden, die dem heutigen Stand von Wissenschaft und Technik entsprechen. Dies äußert sich darin, dass über den damaligen Stand der Normen hinaus zusätzliche Anforderungen an die entsprechenden Nachweise einzuhalten waren (z. B. Temperaturabhängigkeit der Kriech- und Relaxationsbeiwerte, Kriechverhalten von Massenbeton, Berücksichtigung von Umlagerungen, etc.). Die in der Planungs- und Errichtungsphase zugrunde gelegten Annahmen sowie deren Umsetzungen entsprechen auch der heute gültigen DIN 25449 /DIN 16/. Für die Spannbeton-Sicherheitsumschließung des SWR wurden zudem folgende Maßnahmen in der Planungsphase, die auch mit dem heutigen Stand der DIN 25459 /DIN 17/ entsprechen, berücksichtigt:

- Die Spannbeton-Sicherheitsumschließung ist teilweise vorgespannt. Die Spannbewehrung bildet nur einen Teil der gesamten Bewehrung. Örtliche Beanspruchungsspitzen werden zu einem erheblichen Teil durch schlaffe Bewehrung abgedeckt. Die teilweise Vorspannung führt aufgrund des relativ hohen schlaffen Bewehrungsanteils zu einer duktileren Konstruktion, kleineren Rissbreiten und einer größeren Robustheit selbst in dem unwahrscheinlichen Fall, wenn ein einzelnes Spannglied versagen würde.
- Die Sicherheitsumschließung ist reversibel für alle zu unterstellenden Lastfälle ausgelegt. Reversibilität bedeutet, dass die Sicherheitsumschließung für alle Auslegungslastfälle global im elastischen Bereich bleibt. Nur in Störungszonen (Öffnungen, Übergangsbereiche Wand-Bodenplatte) sind Plastifizierungen erlaubt. Diese Auslegung führt zu sehr verformungs- und rissarmen Konstruktionen.
- Der Einfluss der Temperatur auf das Kriechverhalten des Betons und die Spannstahlrelaxation wurden nach auch noch heute gültigen Verfahren ermittelt. Diese Einflüsse führen insbesondere zu höheren Spannkraftverlusten, die rechnerisch berücksichtigt wurden. Somit ist gewährleistet, dass während der gesamten Laufzeit ein Mindestwert der Vorspannung dem entsprechenden Lastniveau entgegenwirkt.

In der Errichtungsphase wurden in vielen Konstruktionen, über die damals üblichen Vorkehrungen hinaus, zusätzliche konstruktive Maßnahmen zur Sicherstellung der geforderten Ausführungsqualität getroffen, wie z. B. Erhöhung der Betondeckung durch ein zusätzliches Vorhaltemaß, engere Unterstützung der Spannglieder, geringere unverpresste Verweildauer der Spannglieder im Hüllrohr. Für die Spannbetonkonstruktion des SWR wurden bereits in der Errichtungsphase folgende weitere Maßnahmen umgesetzt:

- Das Ausgießen der Spanngliedhüllrohre mit Simulation des Fließens zur Ermittlung der optimalen Konsistenz des Verpressmörtels und den möglichen Lagen der Spannlitzen im Hüllrohr. Diese Maßnahmen gewährleisteten eine gleichmäßige und vollständige Einbettung der Spanndrähte im Verpressmaterial, so dass Fehlstellen im Verpressmörtel ausgeschlossen werden können.
- Die Spannköpfe wurden nach der Vorspannung durch eine Betonkappe ausbetoniert. Die Betonkappe ist über eine Anschlussbewehrung monolithisch mit den Lisenen verbunden. Ein besonders schwindarmer Beton wurde für die Betonkappe eingesetzt, um das Öffnen der Arbeitsfuge durch Schwinden zu verhindern. Der Korrosionsschutz der Spannverankerung kann so bestmöglich gewährleistet werden.
- Der Unterstützungsabstand der Hüllrohre wurde auf $< 1,50$ m reduziert. Eine sorgfältige Planung der Unterstützungsleitern in Schnitten im Abstand von ca. 1,50 m stellt sicher, dass die angenommenen Kennwerte für die Reibung bzw. die Umlenkwinkel nicht überschritten werden.

- Bei der Montage der schlaffen Bewehrung wurden die Hüllrohre vor einer Beschädigung durch temporäre Maßnahmen geschützt. So wurden zum Beispiel Schutzplatten vor den Hüllrohren angeordnet, damit beim Einfädeln von langen Bewehrungsseisen keine Hüllrohre durchstoßen werden.
- Durch die Verwendung von kaltgezogenen (statt vergüteten) Spanndrähten 1400/1600 ist keine werkstoffseitige Anfälligkeit für Spannungsrissskorrosion gegeben, wie dies bei Spanndrähten "alten" Typs vorgekommen ist.
- Der Einbau der Spannglieder erfolgte abschnittsweise unmittelbar vor dem Vorspannen und dem Verpressen, um die Verweildauer im offenen Hüllrohr zu vermindern.
- Zur Verringerung der Kriecheinflüsse und somit des Spannkraftverlustes wurden spezielle Betonzuschläge verwendet, die unter hohen Temperaturen ein relativ gutmütiges Kriechverhalten aufweisen.

Im Jahr 2002 wurden für einen SWR einmalig zusätzliche Dehnungsmessungen an der Spannbetonsicherheitsumschließung durchgeführt. Bei diesen Untersuchungen wurde zusammen mit der rechnerischen Ermittlung der Verformungssensitivität der Sicherheitsumschließung gegenüber angenommenen Vorspannverlusten die robuste Auslegung bestätigt. Zusätzliche Erkenntnisse gegenüber der visuellen Prüfung auf mögliche Risse, die mit einem Versagen von Spanngliedern einhergehen, waren nicht zu gewinnen.

Während des Betriebes stellen regelmäßige Begehungen und Untersuchungen durch geschultes Personal sicher, dass Veränderungen und Beschädigungen von Baukonstruktionen erkannt und gegebenenfalls geeignete Erhaltungs- und Instandsetzungsmaßnahmen eingeleitet werden.

Ein Schutz gegen Alterungsphänomene infolge äußerer Witterungseinflüsse wie in Kapitel 6.1.2 aufgeführt ist für innenliegende Strukturen nicht erforderlich. Außenbauteile sind mit Beschichtungen versehen.

Alle Strukturen unterliegen einer regelmäßigen visuellen Kontrolle nach KTA 1403 und dem VGB Standard /VGB 13b/ womit Alterungsphänomene wie vorab beschrieben rechtzeitig erfasst werden können.

Die sekundäre Betonumschließung des SWR ist mit einer Fassadenkonstruktion und einer Wärmedämmung vor Witterungseinflüssen geschützt, so dass hier eine regelmäßige Kontrolle entfallen kann.

Die oben aufgeführten Maßnahmen bei der Planung und Ausführung der Vorspannung der Sicherheitsumschließung des SWR stellen auch nach heutigem Kenntnisstand sicher, dass für die Dauer des geplanten Betriebes keine alterungsbedingten Schädigungen zu erwarten sind.

Instandsetzungen infolge von Alterungsphänomenen für die Stahlbetonhülle des DWR und die Sicherheitsumschließung des SWR, welche geschützt vor äußeren Witterungseinflüssen ist, waren bisher nicht erforderlich.

7.1.4.b Forschungsreaktoren

Am FRM II sind bisher nur sicherheitstechnisch unbedeutende Befunde aufgetreten. Daher waren keine weiteren vorbeugenden oder Hilfsmaßnahmen erforderlich.

7.2 Erfahrungen der Genehmigungsinhaber mit der Anwendung des Alterungsmanagements für Betonstrukturen

7.2.a Leistungsreaktoren

Ein grundlegendes Element zur Feststellung von Alterungsprozessen stellt die Sichtprüfung dar. Die Ergebnisse werden systematisch und nachvollziehbar nach KTA 1403 und dem VGB Standard „Umsetzung des Alterungsmanagements in der Bautechnik nach KTA 1403“ /VGB 13b/ dokumentiert. Die Wirksamkeit des Alterungsmanagements wird auf Grundlage der jährlichen bautechnischen Statusberichte in den alle 10 Jahre zu erstellenden Bauzustandsberichten festgestellt.

Insbesondere durch die einleitend beschriebene Ausbildung der Betonstrukturen mit den entsprechenden Vorkehrungen hinsichtlich der Dauerhaftigkeit finden Alterungserscheinungen, wie Korrosion der Bewehrung und Rissbildung, außerordentlich langsam statt. Durch ein systematisches Alterungsmanagement werden bereits erste Anzeichen von Änderungen rechtzeitig erkannt und ggf. erforderliche Erhaltungs- bzw. Instandsetzungsmaßnahmen eingeleitet. Die Auswertungen aus den Erfahrungsrückflüssen und die Verfolgung des Standes von Wissenschaft und Technik erfolgt über intern festgelegte Prozesse sowie betreiberübergreifend über den VGB auch unter Berücksichtigung internationaler Entwicklungen.

In Rahmen der durchgeführten Inspektionen wurden bei den Betonsicherheitsbehältern sowohl aus Stahl- als auch aus Spannbeton keine relevanten Auffälligkeiten festgestellt. Die Konstruktionsregeln, welche auch die Dauerhaftigkeit der baulichen Anlagen sicherstellen, waren bereits zum Errichtungszeitpunkt ausgereift. Der Stand der Wissenschaft und Technik für diese Konstruktionsregeln entsprach schon damals im Wesentlichen dem heutigen Kenntnisstand und wurde bereits bei der Erstellung konservativ berücksichtigt.

Im Zuge der regelmäßigen visuellen Kontrolle nach KTA 1403 wurden vereinzelt Rissbilder festgestellt. Überwiegend sind aus optischen Gründen und nur vereinzelt als vorbeugende Instandhaltungsmaßnahme aufgrund fachkundiger Bewertung der vorhandenen Rissbilder neue Beschichtungen aufgebracht worden.

Aus der Alterungsüberwachung der deutschen Kernkraftwerksbetreiber, aus der Bewertung nationaler und internationaler Erfahrungen mit Betonbauwerken und aus der Verfolgung des Standes von Wissenschaft und Technik zur Alterung von Betonbauteilen liegen keine Hinweise auf eine bevorstehende unzulässige Beeinträchtigung funktionaler Merkmale der Betonstrukturen vor.

7.2.b Forschungsreaktoren

Am FRM II gab es bisher noch keine im Sinne der Prüfziele bedeutsamen Befunde. Weitergehende Maßnahmen waren daher nicht erforderlich.

7.3 Behördliche Bewertung und Schlussfolgerung zum Alterungsmanagement für Betonsicherheitsbehälter

7.3.a Leistungsreaktoren

Bewertung der Alterungsmanagement-Prozesse für die Betonstrukturen

Das Alterungsmanagement für die Betonstrukturen der Stahlbetonhülle (DWR) bzw. der Sicherheitsumschließung (SWR) – im Folgenden „Betoncontainment“ genannt – wird im Kapitel 7 inhaltlich korrekt wiedergegeben. Die sicherheitstechnischen Funktionen von Stahl- oder Spannbetonsicher-

heitsumschließungen (SWR) und von sekundären Stahlbetonhüllen (DWR) werden zutreffend dargestellt. Die Angaben zum Aufbau der Betoncontainments in deutschen Kernkraftwerken entsprechen dem realisierten Stand.

Die auf die Betoncontainments wirkenden Schädigungsmechanismen sind im Kapitel 7.1.2 zutreffend beschrieben und geben die im Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken betrachteten Mechanismen zutreffend wieder.

Zusätzlich zu den möglichen Schädigungsphänomenen bei Stahlbetonbauteilen werden die der DWR Stahlbetonhülle und für Sicherheitsumschließung des SWR Baulinie 72 spezifischen Schädigungsmechanismen wie Spannungsrisskorrosion, Spannkraftverluste und Fehlstellen im Verpressmörtel der Spannglieder aufgeführt. Diese sind im Kapitel 7.1.2 zutreffend beschrieben und geben die im Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken betrachteten Mechanismen zutreffend wieder.

Ursache und Wirkungsweise der relevanten Schädigungsmechanismen werden in angemessener Tiefe dargestellt.

Die im Rahmen von Bauwerksinspektionen verwendeten Inspektionsverfahren sowie die relevanten Indikatoren für Schädigungen werden zutreffend dargestellt. Auf Basis der Forderungen der KTA 1403 werden die in deutschen Kernkraftwerken eingesetzten Inspektionsanweisungen hinsichtlich der Randbedingungen der durchzuführenden Prüfungen sowie der Prüfkriterien dargestellt, wobei anlagenspezifisch unterschiedliche Vorgehensweisen praktiziert werden.

Einige Elemente wie die Sichtprüfungen und Setzungsmessungen wurden in der Kraftwerkspraxis seit der Inbetriebsetzung durchgeführt und dokumentiert.

Im Kapitel 7.1.4 werden vorbeugende Maßnahmen bei der Errichtung der Kraftwerke genannt, z. B. der Stahl liner auf der Innen- und die Dekontaminations (Dekont)-Beschichtung auf der Außenseite der SWR Sicherheitsumschließung, die geeignet sind, Schädigungen der Betoncontainments zu vermeiden bzw. gering zu halten. Ebenfalls aufgeführt sind Instandsetzungsmaßnahmen zur Wiederherstellung eines tragfähigen und dauerhaften Zustands bei festgestellten Schädigungen.

Die zur Alterungsüberwachung der Sicherheitsumschließung des SWR eingesetzten Überwachungsmaßnahmen und WKP sind im Bericht vollständig aufgeführt. Einige Elemente wie die Sichtprüfungen wurden in der Kraftwerkspraxis seit der Inbetriebsetzung durchgeführt und dokumentiert.

Bei der Auswertung der jährlich erstellten Statusberichte, deren Ergebnisse in die gemäß KTA 1403 zu erstellenden und spätestens 10-jährlich fortzuschreibenden Bauzustandsberichte einfließen, ist zu erkennen, dass bei Beibehaltung der derzeit praktizierten Vorgehensweise beim Alterungsmanagement der deutschen Anlagen auch in Zukunft die Dauerhaftigkeit der Betoncontainments gewährleistet ist.

Erfahrungen mit der Anwendung des Alterungsmanagements für Betoncontainments

Das Alterungsmanagement für die Betoncontainments der deutschen Anlagen basiert auf den Vorgaben der KTA 1403 zu den baulichen Einrichtungen. Die Betoncontainments sind der Alterungsmanagement-Gruppe B1 zugeordnet.

Die Basisberichte enthalten neben allgemeinen Angaben zur Vorgehensweise im Alterungsmanagement Darstellungen der im Rahmen der Bautechnik möglichen Schädigungsmechanismen und eine Zusammenstellung der zu berücksichtigenden Gebäude.

Die Überwachung der Alterung von Bauwerken erfolgt generell auf der Grundlage von Sichtprüfungen sowie Setzungsmessungen, bei denen Schädigungsmechanismen wie Rissbildung im Beton oder an Beschichtungen, Betonabplatzungen, Korrosion an der Bewehrung, mechanische Beschädigungen infolge von Verschleiß oder witterungsbedingte Alterungsphänomene identifiziert werden.

Die Überwachung der Alterung der Sicherheitsumschließung des SWR erfolgt ebenfalls auf der Grundlage von Sichtprüfungen, bei denen Schädigungsmechanismen wie Rissbildung im Beton oder an Beschichtungen, Betonabplatzungen identifiziert werden. Als Innenbauteil innerhalb des Reaktorgebäudes ist die Sicherheitsumschließung keinen Witterungseinflüssen ausgesetzt. Eine Karbonatisierung oder das Eindringen von Chloriden ist aufgrund des Stahlliners bzw. der Dekont-Beschichtung sehr unwahrscheinlich. In Anbetracht der langsam ablaufenden Schädigungsmechanismen an bautechnischen Einrichtungen, welche in der Regel an den Oberflächen der Bauwerksteile sichtbar werden (z. B. Risse, Abplatzungen), sind aus Sicht der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde Sichtprüfungen für die Bewertung der Dauerhaftigkeit der Sicherheitsumschließung entsprechend ausreichend. Diese Bewertung wurde durch Sonderprüfungen (Dehnungsmessungen an der SSU und zerstörungsfreie Prüfungen an den Spanngliedern – Remanenzmagnetismus-Verfahren – für einen Teilbereich der Sicherheitsumschließung) für die Anlage KRB C bestätigt.

Um zu gewährleisten, dass eine wirksame Überwachung stattfindet, haben die deutschen Betreiber Regelungen (z. B. Arbeitsanweisungen) hierfür erstellt. In anlagenspezifischen Vorgehensweisen werden hier die Randbedingungen für Bauwerksinspektionen wie z. B. die zu inspizierenden Bereiche, Inspektionsintervalle, benötigte Hilfsmittel, Prüfungsdurchführung oder die Protokollierung von Auffälligkeiten festgelegt.

Die Bauwerksinspektionen werden ergänzt durch regelmäßige Schichtrundgänge, die von unterwiesenem Personal durchgeführt werden. Darüber hinaus können Sonderprüfungen stattfinden.

Die registrierten Auffälligkeiten werden, soweit relevant, für das Alterungsmanagement zusammen mit einer Beschreibung der wesentlichen durchgeführten Arbeiten in einem jährlichen fachspezifischen Statusbericht zusammengefasst. Reparaturmaßnahmen werden zeitnah eingeleitet.

Für die in Gruppe B1 eingestufte Sicherheitsumschließung des SWR traten in der Vergangenheit keine unzulässigen Befunde auf.

Externe Ereignisse (z. B. VGB-Meldungen, Ereignisse aus in- und ausländischen Anlagen, GRS Weiterleitungsnachrichten) werden von den Betreibern auf Übertragbarkeit geprüft. Hierbei wird auch die Relevanz von Ereignissen für das Alterungsmanagement-Programm bewertet. Im Rahmen der jährlichen Berichterstattung der Betreiber an die jeweilige Aufsichtsbehörde wird über die im Berichtsjahr durchgeführten Tätigkeiten und festgestellten Auffälligkeiten und deren Auswertung berichtet. Die Bewertung der Übertragbarkeit der Vorgänge aus anderen Anlagen und der ggf. eingeleiteten Maßnahmen erfolgt ebenfalls im Rahmen der jährlichen Berichterstattung.

Über die Statusberichte hinaus werden entsprechend den Vorgaben der KTA 1403 für die Bautechnik Bauzustandsberichte erstellt. Mit den Bauzustandsberichten soll nachgewiesen werden, dass alle sicherheitstechnisch wichtigen baulichen Einrichtungen innerhalb eines 10-Jahres-Intervalls vollständig inspiziert und bewertet wurden und sämtliche Bauwerke die Anforderungen hinsichtlich Tragfähigkeit, Gebrauchstauglichkeit, Dauerhaftigkeit und, soweit erforderlich, Dichtheit erfüllen.

Bei in der Vergangenheit durchgeführten Prüfungen wurden in einigen Anlagen Befunde registriert, die im Wesentlichen aufgrund witterungsbedingter Alterungsphänomene entstanden sind. Die bisherigen Befunde waren von untergeordneter Bedeutung. Es wurden biologische Ablagerungen, Beschädigungen von Beschichtungen, Bewehrungskorrosion sowie Abplatzungen von Beton und Beschichtungen registriert.

Die Bewertungen für die betreffenden Anlagen ergaben, dass die Befunde nach Durchführung geeigneter Instandsetzungsmaßnahmen keine Auswirkungen auf die Dauerhaftigkeit der Betoncontainments haben. Die Instandsetzungsmaßnahmen erfolgten zeitnah.

Aus den Befunden ergaben sich keine Hinweise auf im Alterungsmanagement unzureichend erfasste Schädigungen der Betoncontainments.

Wirksamkeitsbewertung des bestehenden Alterungsmanagements

In den deutschen Anlagen werden für das Alterungsmanagement relevante Vorgänge, Ereignisse und Maßnahmen über eine geeignete EDV-Software (z. B. Betriebsführungssystem) dokumentiert. Hiermit wird sichergestellt, dass relevante Vorgänge aus dem Anlagenbetrieb vollständig und umfassend berücksichtigt werden. Eine Bewertung auf Relevanz für das Alterungsmanagement erfolgt mindestens einmal jährlich.

Die im Rahmen des Alterungsmanagements in deutschen Kernkraftwerken durchgeführten Maßnahmen sind insgesamt geeignet, eine anforderungsgerechte Qualität der Betoncontainments zu gewährleisten. Die erfassten Schädigungsmechanismen des Alterungsmanagements des Betoncontainments werden beherrscht.

Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements für die deutschen Anlagen bestätigt die Wirksamkeit der Alterungsüberwachungsprogramme für die Betoncontainments.

Hauptstärken

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt unter Einbeziehung der etablierten Prozesse in den Kraftwerken. Die Maßnahmen im Rahmen dieser Prozesse (z. B. Instandhaltungsmaßnahmen) werden über das Betriebsführungssystem gelenkt und werden hinsichtlich Relevanz für das Alterungsmanagement komponenten- bzw. mechanismusspezifisch umfassend und systematisch ausgewertet.

Durch die jährliche Berichterstattung werden die Bewertungsprozesse der Kraftwerksbetreiber transparent und nachvollziehbar dargestellt. Die Dokumentation des Alterungsmanagements bezüglich des Betoncontainments wird von jedem Betreiber fortlaufend aktualisiert.

Identifizierte Schwachpunkte

Das Alterungsmanagement in den deutschen Anlagen erfolgt gemäß KTA 1403 im Sinne eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses (PDCA-Zyklus) mit aktualisierter Wissensbasis.

Die jährliche Auswertung der Ergebnisse des Alterungsmanagements der Stahlbetonhülle (DWR) und der Sicherheitsumschließung (SWR) in Form von Statusberichten sowie die Darstellung des Bauwerkszustandes im Bauzustandsbericht bestätigen die Wirksamkeit des anlagenspezifischen Alterungsmanagementsystems. Hinweise auf alterungsbedingte Schäden liegen bisher nicht vor.

Die unter dem Kapitel 6.1 „Betonsicherheitsbehälter – Beschreibung des Alterungsmanagements für Betonstrukturen“ dokumentierten Vorgehensweisen hinsichtlich Alterungsprozessen entsprechen im vollen Umfang dem praktizierten Alterungsmanagement.

Für das Alterungsmanagement der Betonstrukturen sind keine Schwachpunkte im Alterungsmanagement-Prozess festzustellen.

7.3.b Forschungsreaktoren

Im Rahmen des genehmigungskonformen Betriebes des FRM II prüfen die zuständigen atomrechtlichen Aufsichts- und Genehmigungsbehörden alle vom Betreiber genannten Maßnahmen unter Verwendung des in Kapitel 2.7 beschriebenen abgestuften Ansatzes. Die vorgenannten, vom Betreiber dargestellten Maßnahmen sind nach Prüfung durch die zuständigen Behörden zur frühzeitigen Erkennung von Alterungseffekten geeignet.

8 Vorgespannte Reaktordruckbehälter aus Beton (AGR)

Reaktoren vom Typ AGR werden in Deutschland nicht betrieben, daher erfolgt keine Berichterstattung zu diesem Thema.

9 Zusammenfassung und übergreifende Bewertung

Aus der vorstehenden Darstellung ergibt sich die folgende Gesamtbewertung für das Alterungsmanagement der betrachteten kerntechnischen Anlagen:

1. Die Berücksichtigung von Alterungseffekten sicherheitstechnisch wichtiger Einrichtungen und Anlagenteile begann in Deutschland bereits mit Design/Auslegung der heute noch im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke. Durch geeignete Auslegung, Konstruktion, Errichtung sowie Betrieb der Kernkraftwerke wurde Vorsorge gegen eine unzulässige Beeinträchtigung durch die zu diesem Zeitpunkt bekannten Alterungseffekte getroffen, die auch in den Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen anlagenspezifisch festgeschrieben wurde.
2. Betriebsbegleitend wurde die Erkennung, Erfassung und Berücksichtigung von Alterungseffekten auf Basis des fortschreitenden Erkenntnisstandes weiter ausgebaut. Hierzu wurden verschiedene Quellen genutzt und, sofern erforderlich, entsprechende Maßnahmen zur Beherrschung der Alterungsphänomene umgesetzt, die bis hin zum Austausch betroffener Teile und diverser konstruktiver Verbesserungen reichten.
3. Eine weitere Systematisierung des Alterungsmanagements erfolgte durch die Anforderungen der KTA 1403, in welcher auch der internationale Stand umfänglich berücksichtigt ist. Zudem wurde mit der KTA 1403 eine einheitliche Bewertungsgrundlage geschaffen.
4. Das für ein effektives Alterungsmanagement erforderliche Wissen wird in einer Wissensbasis zusammengefasst und regelmäßig aktualisiert, so dass die Identifizierung von sicherheitstechnisch bedeutsamen Schädigungsmechanismen sichergestellt und die geeigneten Maßnahmen abgeleitet werden.
5. Das Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken ist wesentlich durch eine proaktive Herangehensweise gekennzeichnet. Hierbei wird durch eine umfangreiche Überwachung der bekannten Ursachen und Folgen von Schädigungsmechanismen zuverlässig sichergestellt, dass die in der Auslegung vorgesehenen Sicherheitsmargen erhalten bleiben.
6. Wo möglich, wurden in deutschen Kernkraftwerken auf Grundlage umfangreicher Forschungs- und Entwicklungsarbeiten Voraussetzungen zur Vermeidung von Alterung an sicherheitstechnisch wichtigen technischen Einrichtungen geschaffen. So konnte z. B. das Auftreten verschiedener Korrosionsmechanismen an druckführenden Komponenten durch Optimierung der technischen Einrichtungen und der Betriebsbedingungen vermieden werden.
7. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass durch das in den deutschen Kernkraftwerken gelebte Alterungsmanagement ein wirksames Instrument zur Erfassung und Verfolgung alterungsrelevanter Phänomene vorhanden ist. Die Maßnahmen sind geeignet, alterungsrelevante Mechanismen zu erkennen, zu beherrschen und damit den anforderungsgerechten Zustand der technischen Einrichtungen zu erhalten.
8. In deutschen Forschungsreaktoren findet das Alterungsmanagement im Rahmen der Instandhaltung in Anlehnung an die KTA 1403 statt. Die bisherige Betriebserfahrung bestätigt auch für Forschungsreaktoren die Wirksamkeit der Maßnahmen zur Beherrschung von Alterungsmechanismen.
9. Das Alterungsmanagement in deutschen Anlagen wird durch die zuständigen atomrechtlichen Aufsichtsbehörden der Länder überprüft und die Wirksamkeit des Alterungsmanagements bestätigt, d. h. durch die praktizierte Vorgehensweise ist für die deutschen Kernkraftwerke und Forschungsreaktoren gewährleistet, dass das hohe Sicherheitsniveau der Anlagen im Betrieb erhalten bleibt.

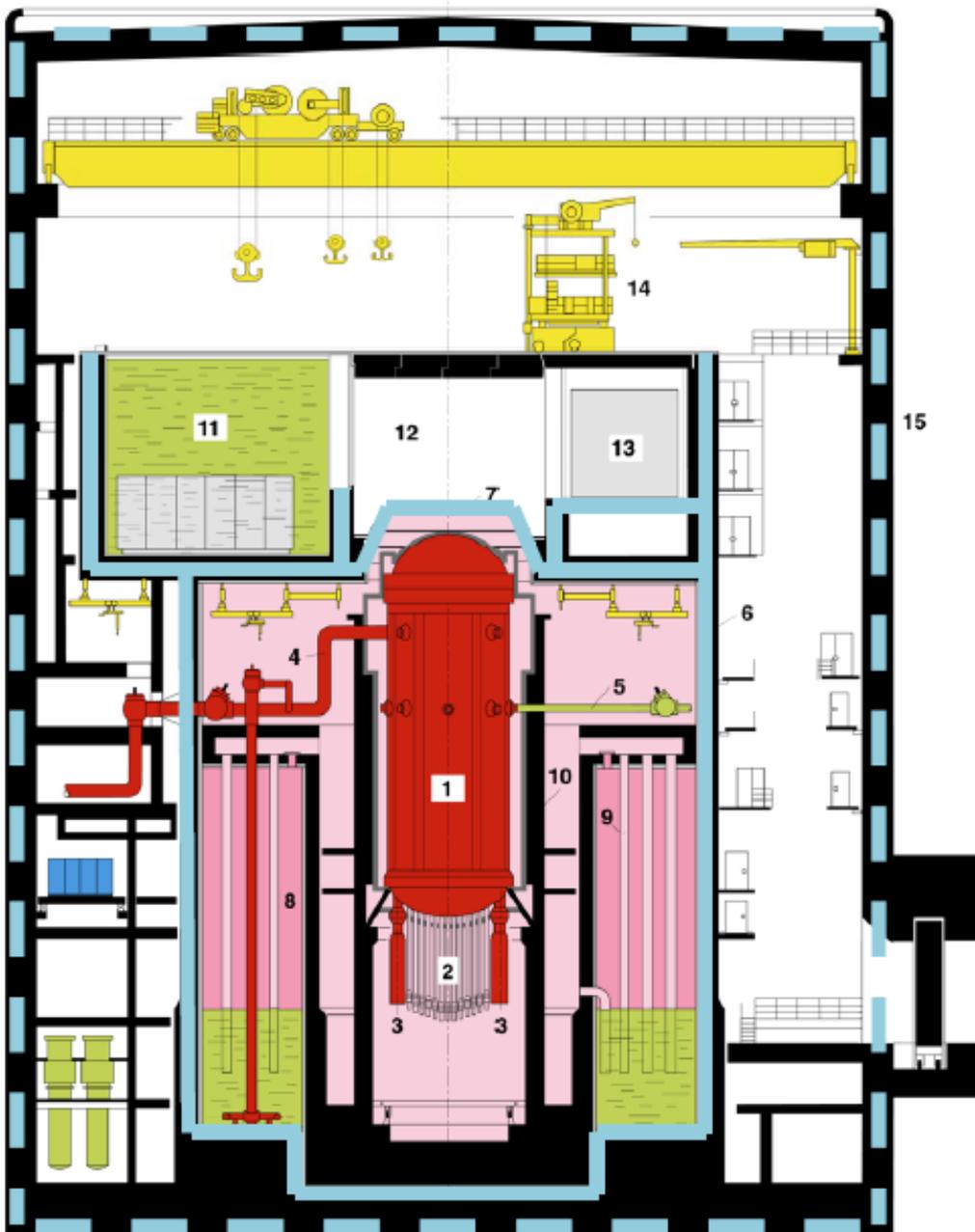
10 Referenzen

- /AK 15/ Aufsichtskonzeption Abteilung 3 des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- /AH 17/ Aufsichtshandbuch Abteilung 3 des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- /AK 17/ Dokument MS-AK-050-K; Kapitel 7.3.2.1. der Aufsichtskonzeption Abteilung 3 des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- /AtG 16/ Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz), 2016
- /ATS 92/ Atomrechtliche Störfallbeauftragten und Meldeverordnung (AtSMV)
- /BET 17/ Deutscher Betonverein, Arbeitskreis "Schwer- und Strahlenschutzbetone: Strahlenschutzbeton, Merkblatt für das Entwerfen, Herstellen, und Prüfen von Betonen des bautechnischen Strahlenschutzes
- /BER/ Prüfhandbuch BER II
- /BMU 07/ BMU-2007-698, Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben SR 2521 „Analyse und Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion in deutschen LWR-Anlagen“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn
- /DAF 76/ Schießl, P.: Zur Frage der zulässigen Rissbreite und der erforderlichen Betondeckung im Stahlbetonbau unter besonderer Berücksichtigung der Karbonatisierung des Betons, DAFStb, Heft 255, 1976
- /DAF 86/ Schießl, P.: Einfluss von Rissen auf die Dauerhaftigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen, in: DAFStb-Heft 370, 1986
- /DAF 89/ DAFStb-Arbeitskreis „Prüfverfahren Chlorideindringtiefe“, Leiter: R. Springenschmid: Anleitung zur Bestimmung des Chloridgehaltes von Beton, in: DAFStb-Heft 401, 1989
- /DAF 91/ DAFStb-Heft 422: Prüfung von Beton - Empfehlungen und Hinweise als Ergänzung zu DIN 1048, erarbeitet von Arbeitsausschuss DIN 1048, zusammengestellt von Norbert Bunke, 1991
- /DAF 96/ König, G., et al.: Schadensablauf bei Korrosion der Spannbewehrung, DAFStb-Heft 469, 1996
- /DIN 91/ DIN 51750
- /DIN 09/ DIN 25475-2 Kerntechnische Anlagen - Betriebsüberwachung - Teil 2: Schwingungsüberwachung zur frühzeitigen Erkennung von Änderungen im Schwingungsverhalten des Primärkreises von Druckwasserreaktoren
- /DIN 13/ DIN 25475-1 Kerntechnische Anlagen - Betriebsüberwachung - Teil 1: Körperschallüberwachung zum Erkennen loser Teile
- /DIN 14a/ DIN 25435-1 Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren - Teil 1: Mechanisierte Ultraschallprüfung
- /DIN 14b/ DIN 25435 -4 Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren - Teil 4: Sichtprüfung
- /DIN 15/ DIN 25475-3 Kerntechnische Anlagen - Betriebsüberwachung - Teil 3: Betriebsbegleitende Ermittlung von thermischen Belastungen
- /DIN 16/ DIN 25449:2016-04 Bauteile aus Stahl- und Spannbeton in kerntechnischen Anlagen - Sicherheitskonzept, Einwirkungen, Bemessung und Konstruktion
- /EFN 95/ Thermal Cracking in Concrete at Early Ages, Proceedings of the International RILEM Symposium, E & FN Spon, 1995

- /EIS 83/ Spannungsrisskorrosion in Spannbetonbauwerken, Neue Forschungsergebnisse, Herausgegeben vom Verein Deutscher Eisenhüttenleute, Verlag Stahleisen mbH, 1983
- /ERH 15/ Erhard et. Al., TÜV NORD: Vergleich der Fertigungs- und Wiederholungsprüfung in Belgien und Deutschland vor dem Hintergrund der gefundenen Ultraschallanzeigen im Reaktordruckbehälter Doel 3, A., Symposium „Zerstörungsfreie Prüfungen im Bereich der Energieerzeugung“ 2015
- /EUR 14/ Richtlinie des Rates 2014/87/EURATOM vom 8. Juli 2014 zur Änderung der Richtlinie 2009/71/Euratom über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen, EU, 2014
- /FRM 14/ Prüfhandbuch FRM II
- /GRU 14/ Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, 2014
- /GRS 12/ GRS-Bericht A-3634, Betriebserfahrungen mit Komponenten der sicherheitstechnisch wichtigen Nebenkühlwassersysteme in deutschen Anlagen mit DWR und SWR, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit GmbH, Köln, Februar 2012
- /HIL 76/ Hilsdorf, H. K., Kropp, J., Koch, H.-J.: Der Einfluss radioaktiver Strahlung auf die mechanischen Eigenschaften von Beton, DAfStb-Heft 261, 1976
- /HIL 98/ Hilsdorf, H. K., Reinhardt, H.-W.: Beton, in: Beton-Kalender 1998, Teil I, S. 1 - 154
- /HOC 15/ Fischer, A.: Grundlagenbericht physikalische Alterung, HOCHTIEF Engineering GmbH Consult IKS Energy, 05/2015
- /IAE 09a/ IAEA Safety Standards, NS-G-2-12, Ageing Management for Nuclear Power Plants, IAEA, 2009
- /IAE 09b/ IAEA Safety Standards, NS-G-2-12, Ageing Management for Nuclear Power Plants, IAEA, 2009
- /IAE 10/ IAEA Safety Standards, SSG-10, Ageing Management for Research Reactors, IAEA, 2010
- /IAE 13/ IAEA Safety Standards, SSG-25, Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants, IAEA, 2013/IAE 16a/IAEA Safety Standards, SSR-2/1 (Rev. 1), Safety of Nuclear Power Plants: Design, IAEA, 2016
- /IAE 16b/ IAEA Safety Standards, SSR-2/2 (Rev. 1), Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation, IAEA, 2016
- /IAE 16c/ IAEA Safety Standards, SSR-3, Safety of Research Reactors, IAEA, 2016
- /INT 15/ Interpretationen zu den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, 2015
- /ISE 95/ Isecke, B., et al.: Gefährdung älterer Spannbetonbauwerke durch Spannungsrisskorrosion, Beton- und Stahlbetonbau 90, Heft 5, S. 120 - 123, 1995
- /ISE 98a/ Mietz, J., Fischer, J., Isecke, B.: Spannstahlschäden an einem Brückenbauwerk infolge von Spannungsrisskorrosion, Beton- und Stahlbetonbau 93, Heft 7, S. 195 - 200, 1998
- /ISE 98b/ Mietz, J., Pasewald, K., Isecke, B.: Untersuchungen zum wasserstoffinduzierten Sprödbruch vergüteter Spannstähle, Fraunhofer IRB Verlag, 1998
- /KTA 00/ KTA 3706 Sicherstellung des Erhalts der Kühlmittelverlust-Störfallfestigkeit von Komponenten der Elektro- und Leittechnik in Betrieb befindlicher Kernkraftwerke, KTA, 2000
- /KTA 01/ KTA 3203 Überwachung des Bestrahlungsverhaltens von Werkstoffen der Reaktordruckbehälter von Leichtwasserreaktoren
- /KTA 07/ KTA 3201.3 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren, Teil 3: Herstellung
- /KTA 10/ KTA 1403: Alterungsmanagement in Kernkraftwerken, KTA, 2010

- /KTA 11/ KTA 2201.1 Auslegung von Kernkraftwerken gegen seismische Einwirkungen; Teil 1: Grundsätze
- /KTA 12/ KTA 1402 Integriertes Managementsystem zum sicheren Betrieb von Kernkraftwerken
- /KTA 13a/ KTA 3211.4: Druck- und aktivitätsführende Komponenten von Systemen außerhalb des Primärkreises, Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung, KTA, 2013
- /KTA 13b/ KTA 3201.2 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren, Teil 2: Auslegung, Konstruktion und Berechnung
- /KTA 16b/ KTA 3201.4: Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren, Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung, KTA, 2016
- /KTA 16c/ KTA 3201.1 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren, Teil 1: Werkstoffe und Erzeugnisformen
- /KTA 17/ KTA 1403: Alterungsmanagement in Kernkraftwerken, KTA, Rev. 2017
- /LAU 13/ Reaktorsicherheit für Leistungskernkraftwerke, Paul Laufs, Springer Verlag 2013
- /MS 16/ Managementsystem Abteilung 3 des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- /NÜR 90/ Nürnberger, U.: Korrosion und Korrosionsschutz der Bewehrung im Massivbau, DAfStb-Heft 405, 1990
- /REH 81/ Rehm, G., Nürnberger, U., Frey, R.: Zur Korrosion und Spannungsrisskorrosion von Spannstählen bei Bauwerken mit nachträglichem Verbund, Bauingenieur 56, S. 275 - 281, 1981
- /REH 84/ Rehm, G., Frey, R., Funk, D.: Auswirkung von Fehlstellen im Einpressmörtel auf die Korrosion des Spannstahls, in: DAfStb-Heft 353, 1984
- /RSK 04/ RSK-Empfehlung: Beherrschung von Alterungsprozessen in Kernkraftwerken, RSK, 2004
- /RUS 92/ Rußwurm, D., Müller, H. H.: Langzeit-Auslagerungsversuche mit verschiedenen Spannstählen unter praxismgerechten Bedingungen, in: Kurzberichte aus der Bauforschung, Bericht Nr. 74, S. 447 - 453, Mai 1992
- /SIC 15/ Die Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, 2015
- /VGB 97/ VGB PowerTech e.V., Alterungsmanagement in deutschen Kernkraftwerken, Sept. 1997
- /VGB 00/ VGB Kühlwasserrichtlinie – Wasserbehandlung und Werkstoffeinsatz in Kühlwassersystemen (VGB-R 455 P), zweite überarbeitete Ausgabe 05/2000, VGB PowerTech Service GmbH, Essen
- /VGB 06/ VGB Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren (VGB-R 401 J) Dritte Ausgabe 05/2006, VGB PowerTech Service GmbH, Essen
- /VGB 13a/ CARINA - Ein Programm zur experimentellen Untersuchung des Bestrahlungsverhaltens von deutschen Reaktordruckbehälter-Werkstoffen, Hein et. al., VGB PowerTech 5/2013
- /VGB 13b/ VGB Standard: Umsetzung des Alterungsmanagement in der Bautechnik nach KTA 1403, VGB-S-024-00-2014-01-DE; VGB PowerTech e.V.; September 2013
- /WEN 14/ Report: WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors, WENRA, 2014
- /WEN 16/ WENRA Report "Topical Peer Review 2017, Ageing Management Technical Specifications for the National Assessment Reports", 28.10.2016

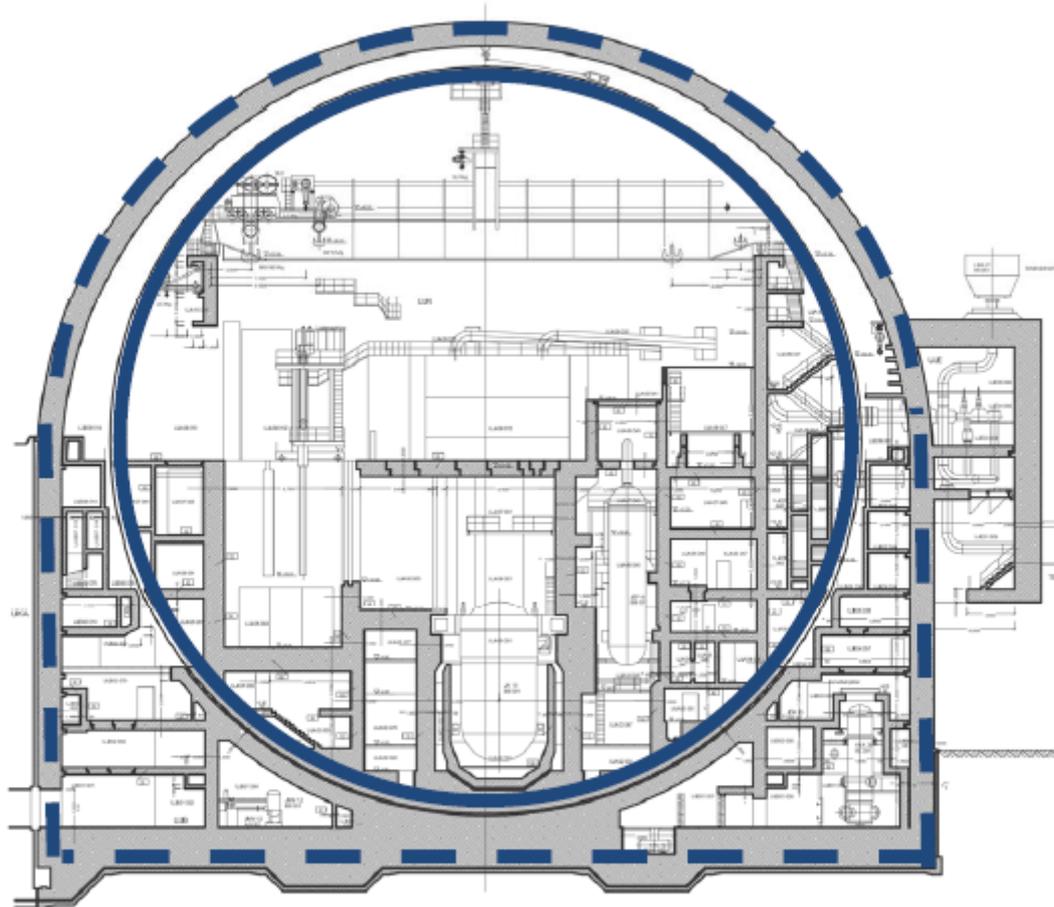
11 Annex 1: Schematische Darstellungen der SWR- und DWR-Sicherheitsumschliessungen



Sicherheitsbehälter eines Siedewasserreaktors mit Druckabbausystem

- | | | | |
|-------------------------|-------------------------------------|------------------------|--------------------------|
| 1 Reaktordruckbehälter | 5 Speisewasserleitung | 9 Kondensationsrohre | 13 Dampfabscheiderbecken |
| 2 Steuerstabantriebe | 6 Sicherheitsbehälter mit Dichthaut | 10 biologischer Schild | 14 Lademaschine |
| 3 Hauptkühlmittelpumpen | 7 Ladedeckel | 11 Lagerbecken | 15 Reaktorgebäude |
| 4 Frischdampfleitung | 8 Kondensationskammer | 12 Flutraum | |
- Primäre Sicherheitsumschließung mit monolithisch verbundenen Strukturen der Becken
■ Sekundäre Sicherheitsumschließung

Abbildung 11-1 Sicherheitsbehälter Siedewasserreaktor



-  Primäre Sicherheitsumschließung aus Stahl in 38 mm Dicke
-  Sekundäre Sicherheitsumschließung aus bewehrtem Beton

Abbildung 11-2 Sicherheitsbehälter Druckwasserreaktor