

**Forschungsarbeiten
zur Bewertung und
Prognose der Integrität
mechanischer
Komponenten in LWR**

Forschungsarbeiten zur Bewertung und Prognose der Integrität mechanischer Komponenten in LWR

Abschlussbericht

Stephan Faust (GRS)
Anne Jüngert (MPA Stuttgart)
Isabell Fleck (GRS)
Bert Geyer (GRS)
Vitaly Ivenin (GRS)
Uwe Jendrich (GRS)

Mai 2023

Anmerkung:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) unter dem Förderkennzeichen 4720R01340 durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der GRS.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung der GRS wieder und muss nicht mit der Meinung des BMUV übereinstimmen.

Deskriptoren

Kernkraftwerk, Komponentenintegrität, Wasserchemie, zerstörungsfreie Prüfung

Kurzfassung

Die Integrität mechanischer Komponenten von Leichtwasserreaktoren (LWR) wurde auch in jüngerer Vergangenheit wiederholt durch unerwartete Rissbildungen oder Wanddickenschwächungen beeinträchtigt, obwohl die dafür verantwortlichen Korrosionsmechanismen mittlerweile gut erforscht sind. Zur Vertiefung des Kenntnisstandes über die Zusammenhänge zwischen Wasserchemie, korrosionsbedingten Schädigungen und der Integrität mechanischer Komponenten behandelt dieser Bericht zwei Themenkomplexe:

- Bedeutung der Wasserchemie für die Korrosion
- Wiederkehrende Prüfungen zur Vermeidung von Komponentenversagen.

Die in LWR verwendeten wasserchemischen Fahrweisen haben maßgeblichen Einfluss auf das Korrosionsverhalten der Strukturwerkstoffe und sollten zum Werkstoffkonzept der jeweiligen Anlage passen. Dies wird an Beispielen illustriert und zusammen mit Richtlinien zur Wasserchemie, Überwachungseinrichtungen und einem Überblick über die relevante Betriebserfahrung vorgestellt. Ziel einer geeigneten Wasserchemie ist es, Korrosion der Oberflächen und Bildung von Ablagerungen zu minimieren und das Auftreten lokaler, loch- und rissbildender Korrosion weitestgehend zu verhindern. Eine Prognose für ihr Auftreten stellt jedoch noch immer eine Herausforderung dar. Konkrete Schwellenwerte für wasserchemische Parameter können zwar im Allgemeinen helfen, das Gefährdungspotenzial einzuschätzen, bieten jedoch keine Sicherheit, dass in den komplexen Gesamtsystemen nicht dennoch im Einzelfall Schäden auftreten.

Durch betriebsbegleitende zerstörungsfreie Prüfungen (ZfP) wird einem unvorhergesehenen Versagen der Komponenten aufgrund betriebsbedingter Schädigungsmechanismen entgegengewirkt. Hierzu müssen die eingesetzten Prüfverfahren und -techniken geeignet sein, entsprechende Schädigungen möglichst frühzeitig zu erkennen. Es werden typische, in LWR zum Einsatz kommende Prüfverfahren mit ihren jeweiligen Möglichkeiten und Grenzen vorgestellt. Daneben wird die relevante Betriebserfahrung aufbereitet und mehrere in Europa angewandte Regelwerke mit ihren jeweiligen Prüfprogrammen und der zugrundeliegenden Philosophie vorgestellt. Dies schließt auch die Qualifikation der Prüfverfahren und des Prüfpersonals mit ein. Die ZfP-Techniken werden stetig weiterentwickelt. Sie ermöglichen damit eine zunehmend bessere Charakterisierung des aktuellen Zustandes der Komponenten und somit eine genauere Integritätsbewertung. Mit dieser technischen Entwicklung geht mit einer gewissen Verzögerung oft auch eine Weiterentwicklung des Regelwerks einher.

Abstract

The integrity of mechanical components in light water reactors (LWR) was repeatedly and also in the recent past compromised due to unexpected cracking or wall thinning although the relevant ageing mechanisms are well understood. To evaluate in more detail the connection between water chemistry, corrosion-related ageing effects and the integrity of mechanical components, this report deals with two different topics:

- Influence of the water chemistry on the corrosion of structural materials
- The role of in-service inspections to avoid component failure

The water chemistry regimes realised in LWR significantly influence the corrosion behaviour of structural materials and should therefore fit to the materials concept of the plant. This will be shown in some examples together with water chemistry guidelines, monitoring devices and procedures, and a survey of the relevant operating experience. The goal of a suitable water chemistry regime is to minimise surface corrosion and deposits, and to prevent local pitting or crack-forming corrosion phenomena as far as possible. The prediction of their occurrence, however, remains a great challenge. Threshold values for water chemistry parameters allow for an estimation of the risk potential, but they do not guarantee to completely exclude damage in the complex systems.

In-service inspections with non-destructive examinations (NDE) are carried out to prevent component failure due to ageing mechanisms. The applied techniques must allow the detection of relevant ageing mechanisms as early as possible. In this report, typical NDE techniques will be presented together with a survey of the relevant operating experience and a comparison of some in-service inspection codes that are in use in Europe including their test schedules and the basic philosophy. This also includes the qualification of NDE techniques and the NDE personnel. NDE techniques are continuously enhanced. Thus, they allow for a steadily better evaluation of the current status of the component and a refined integrity assessment. With this technical development, relevant codes and standards are typically revised with some delay.

Inhaltsverzeichnis

	Kurzfassung	I
	Abstract	III
1	Einleitung	1
2	Einfluss der Wasserchemie auf die Integrität mechanischer Komponenten in LWR	3
2.1	Begriffsdefinitionen	4
2.2	Wasserchemische Fahrweisen	5
2.2.1	Primärkreis von DWR	6
2.2.2	Sekundärkreis von DWR.....	6
2.2.3	Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR.....	9
2.2.4	Zinkdosierung	11
2.2.5	Auswirkungen von Betriebszuständen außerhalb des stationären Leistungsbetriebs auf die Wasserchemie.....	12
2.3	Ablagerung und Korrosion im Primär- und Sekundärkreislauf von DWR sowie im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR	16
2.3.1	Allgemeiner Aufbau der Oxidschichten	16
2.3.2	Relevante Korrosionsmechanismen.....	18
2.3.3	Ablagerungen auf den Brennstab-Hüllrohren	33
2.3.4	Einfluss wasserchemischer Parameter im Primärkreis von DWR.....	34
2.3.5	Einfluss wasserchemischer Parameter im Sekundärkreis von DWR.....	37
2.3.6	Einfluss wasserchemischer Parameter im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR	40
2.3.7	Quellen für Verunreinigungen	43
2.4	Regelwerk und Richtlinien zur Wasserchemie	46
2.4.1	Situation in Deutschland	46
2.4.2	Ausländische Regelwerke und Richtlinien	49
2.4.3	Vergleich der wasserchemischen Parameter in verschiedenen Regelwerken und Richtlinien	52

2.5	Überwachung der Wasserchemie	53
2.5.1	Funktion und Aufbau der Probenahmesysteme	54
2.5.2	Funktionsweise der Messungen.....	57
2.5.3	Probenahme	61
2.5.4	Datenauswertung und Maßnahmen bei Abweichungen	62
2.6	Betriebserfahrung bezüglich Abweichungen von der Wasserchemie	62
2.6.1	Schäden an Dampferzeuger-Heizrohren.....	63
2.6.2	Korrosionsschäden aufgrund von Chloriden	70
2.6.3	Erosionskorrosion	73
2.6.4	Spannungsrissskorrosion	76
2.6.5	Erhöhte Oxidschichtdicken im oberen Bereich von Brennstäben mit M5-Hüllrohren.....	78
2.6.6	Schattenkorrosion.....	80
2.6.7	Stillstandskorrosion.....	81
2.6.8	Ereignisse aufgrund von Ablagerungen	82
2.6.9	Sonstige Ereignisse in Zusammenhang mit der Wasserchemie.....	84
2.7	Schlussfolgerungen zum Einfluss der Wasserchemie	87
2.7.1	Besonders anfällige Systembereiche	87
2.7.2	Potenziell korrosionsfördernde Systemzustände	89
2.7.3	Wichtige wasserchemischer Parameter	90
2.7.4	Zusammenstellung ergriffener Maßnahmen.....	92
2.8	Kriterien für Prognosen möglicher Korrosionsphänomene	94
3	Aussagefähigkeit zerstörungsfreier Prüfungen	99
3.1	Vorstellung üblicher Zerstörungsfreier Prüfverfahren	100
3.1.1	Historischer Überblick.....	102
3.1.2	Ultraschalltechniken.....	104
3.1.3	Durchstrahlungsprüfung.....	109
3.1.4	Wirbelstromverfahren	112
3.1.5	Sichtprüfung	112
3.1.6	Oberflächenrissprüfung.....	114
3.1.7	Weitere Verfahren.....	115

3.1.8	Neuere Entwicklungen	116
3.2	Zuverlässigkeit zerstörungsfreier Prüfungen	117
3.2.1	POD-Kurven	120
3.3	Qualifikation von Prüfverfahren	121
3.3.1	Verfahrensqualifizierung	122
3.3.2	Personalqualifizierung	123
3.4	Prüfprogramme für WKP/ZfP in verschiedenen Regelwerken	126
3.4.1	KTA-Regelwerk	127
3.4.2	ASME BPVC	131
3.4.3	RSE-M	134
3.5	Betriebserfahrung mit Defiziten bei Zerstörungsfreien Prüfungen	140
3.5.1	Deutsche Betriebserfahrung	140
3.5.2	Internationale Betriebserfahrung	148
3.6	Schlussfolgerungen zu WKP	156
3.6.1	Erosionskorrosion	157
3.6.2	Spannungsrissskorrosion	158
4	Zusammenfassung	161
	Literaturverzeichnis	163
	Abbildungsverzeichnis	181
	Tabellenverzeichnis	181
	Abkürzungsverzeichnis	187
A	Die Wasserchemie in russischen Druckwasserreaktoren	191
A.1	Richtlinien zur Wasserchemie	191
A.2	Die Wasserchemie des Primärkreislaufes	193
A.3	Die Wasserchemie des Sekundärkreislaufes	203

B	Überblick und Vergleich der Kontroll- und Diagnoseparameter in verschiedenen Regelwerken und Richtlinien	209
B.1	Primärkreis von DWR	210
B.2	Sekundärkreis von DWR.....	214
B.3	Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR.....	219
C	Vergleich der ZfP-Programme wichtiger Komponenten	221

1 Einleitung

Ein großer Teil der betriebsbedingten Schäden an mechanischen Komponenten entsteht durch verschiedene Formen der Korrosion, die stark von der wasserchemischen Fahrweise der betroffenen Systeme bzw. von den lokalen chemischen Bedingungen abhängen. Für eine Bewertung möglicherweise entstehender Schäden ist daher ein Verständnis der Zusammenhänge zwischen Fahrweise und Schädigungsmechanismen notwendig.

Die Überwachung der wasserchemischen Bedingungen (mittels Probenahme oder online) stellt dabei eine wichtige Quelle der Information über die jeweilige globale bzw. lokale Wasserchemie dar. Art und Ort der Probenahme beeinflussen maßgeblich die Repräsentativität der erhaltenen Werte.

Entstandene Schädigungen sollen – unabhängig vom Schädigungsmechanismus – möglichst frühzeitig durch die wiederkehrenden oder anlassbezogenen zerstörungsfreien Prüfungen (ZfP) erkannt werden. Dazu müssen sowohl die potenziell am ehesten betroffenen Stellen als auch die Art der Schädigung identifiziert werden, um die geeigneten Prüfstellen und die optimale Prüftechnik auszuwählen. Auch bei Abwesenheit von Anzeigen können gewisse Fehlergrößen und -typen unterhalb der Nachweisgrenze des Prüfverfahrens nicht ausgeschlossen werden. Um eine Bewertung von Prüfergebnissen vornehmen zu können, müssen Prüfumfänge und -techniken sowie deren Prüfempfindlichkeit und die Unsicherheiten für verschiedene Fehlertypen bekannt sein. Da die Materialprüfanstalt (MPA) Universität Stuttgart sowohl als Entwickler von Prüftechniken als auch als Anwender dieser Prüftechniken in Kernkraftwerken über umfangreiche einschlägige Erfahrungen und Kenntnisse der Regelwerke verfügt, wurde sie als Unterauftragnehmerin in dieses Vorhaben einbezogen. Vom Referat „Zerstörungsfreie Prüfung“ der MPA unter der Leitung von A. Jüngert wurden mehrere Abschnitte dieses Berichtes verfasst.

2 Einfluss der Wasserchemie auf die Integrität mechanischer Komponenten in LWR

Unter den in Kernkraftwerken herrschenden Bedingungen ist Korrosion von Strukturwerkstoffen der Kühlkreisläufe nicht komplett zu verhindern. In diesem Vorhaben werden Primär- und Sekundärkreislauf im DWR sowie der Wasser-Dampf-Kreislauf im SWR betrachtet. Es kommt – je nach Strömungsbedingungen – zu Ablagerung und Akkumulation von Korrosionsprodukten auf den Innenoberflächen des gesamten Kreislaufes. Dieser Mechanismus kann mit folgender Modellvorstellung grob beschrieben werden: Korrosionsprodukte gehen sowohl in Form von Metallionen beim Korrosionsprozess als auch in Form von Partikeln durch strömungsbedingte Angriffe von der äußeren Oxidschicht in das Kreislaufwasser über. Sie lagern sich jedoch schnell wieder auf den Werkstoffoberflächen ab. Stündlich wird so ein Mehrfaches der Korrosionsprodukte, die sich im Wasser des Kreislaufes befinden, abgelagert und geht erneut ins Wasser über. Dabei werden Korrosionsprodukte der Konstruktionswerkstoffe bzw. ihrer Plattierung im Kontakt mit dem Reaktorkühlmittel auch auf den Brennelementen (BE) bzw. den Brennstab-Hüllrohren (BS-HR) abgelagert /FAU 18/.

Ziel einer geeigneten Wasserchemie ist es, die Flächenkorrosion der Oberflächen und die Bildung von Ablagerungen zu minimieren und das Auftreten lokaler, loch- und rissbildender Korrosion weitestgehend zu verhindern. Für die jeweiligen Kreisläufe wurden verschiedene, auf die jeweiligen Randbedingungen (Betriebsbedingungen, Werkstoffkonzept) abgestimmte wasserchemische Fahrweisen entwickelt. In Abhängigkeit von der jeweiligen wasserchemischen Fahrweise und den verbauten Strukturwerkstoffen unterscheiden sich die Oxidschichten in ihrer Zusammensetzung und Dicke. Unter reduzierenden Bedingungen, wie sie beispielsweise im Primärkreis von DWR-Anlagen vorliegen, bilden sich auf den austenitischen Oberflächen bei den dort üblichen pH-Werten geringe Schichtdicken, die zudem chromreich sind. Die äußere Lage der Oxidschicht besteht hier im Allgemeinen hauptsächlich aus Nickelferriten und Magnetit. Unter oxidierenden Bedingungen, wie sie beispielsweise in SWR-Anlagen mit normaler Wasserchemie vorliegen, besteht diese im Wesentlichen aus Hämatit und ist deutlich chromärmer und voluminöser /EPRI 99a/, /IAEA 12/.

Parallel zur Etablierung der auf das Werkstoffkonzept des jeweiligen Kreislaufes abgestimmten wasserchemischen Fahrweisen wurden Regeln bzw. Richtlinien für die Wasserchemie in den o. g. Kreisläufen erstellt sowie auf Basis neuer Forschungsergebnisse und Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung immer wieder aktualisiert. In diesen werden

Werte für verschiedene Kontroll- und Diagnoseparameter definiert. Neben den in einigen Regelwerken bzw. Richtlinien definierten Normalbetriebswerten (anlagenspezifische Werte, die sich im normalen, ungestörten Anlagenbetrieb einstellen) werden für die Kontrollparameter, je nach Grad der Abweichung des jeweiligen Parameters, verschiedene sog. Action Level (deutsch: Aktionsschwellwerte) inkl. der zugehörigen Korrekturmaßnahmen definiert. Ziel dieser Maßnahmen ist es, die Parameter wieder in einen zulässigen Bereich zurückzuführen und ein Überschreiten der anlagenspezifischen Grenzwerte, oberhalb derer die Integrität der Komponenten und Systeme beeinträchtigt werden kann, zu verhindern. Der Grad der Verbindlichkeit der jeweiligen wasserchemischen Regelungen ist länderspezifisch unterschiedlich. Für deutsche Anlagen ist vor allem die VGB-Richtlinie /VGB 20/ relevant. Sie ist jedoch nicht bindend, wird aber in den Betriebshandbüchern der Anlagen umgesetzt und damit für die jeweilige Anlage verbindlich. In anderen Ländern existieren ebenfalls Richtlinien, wie beispielsweise die EPRI Water Chemistry Guidelines in den USA.

Obwohl die Wasserchemie und die Wirkung von Abweichungen in den o. g. Kreisläufen im Rahmen der zulässigen Grenzen allgemein als bekannt und etabliert gelten, sind aus der neueren deutschen und internationalen Betriebserfahrung einige Schäden bzw. Auffälligkeiten im Zusammenhang mit ungünstigen wasserchemischen Bedingungen bekannt geworden.

2.1 Begriffsdefinitionen

Die folgenden Abschnitte enthalten Begriffsdefinitionen, die für das weitere Verständnis notwendig sind. Sie sind der VGB-Richtlinie für Wasserchemie /VGB 06/ und den EPRI Water Chemistry Guidelines /EPRI 99b/ entnommen, die die Begriffe in sehr ähnlicher Weise definieren.

Normalbetriebswerte

Normalbetriebswerte sind anlagenspezifische Werte, die sich im normalen, ungestörten Anlagenbetrieb einstellen.

Kontrollparameter

Kontrollparameter werden wegen ihrer hohen Bedeutung für einen optimalen und korrosionsfreien Betrieb der Systeme ausgewählt. Ein weiteres Kriterium ist die gute Bestimmbarkeit mit etablierten Messmethoden. Für die Kontrollparameter sind üblicherweise abgestufte Action Level definiert.

Diagnoseparameter

Diagnoseparameter ergänzen als weitere Messgrößen das wasserchemische Gesamtbild. Bei Abweichungen erleichtern sie die Fehlersuche, da sie direkt oder indirekt mit den Kontrollparametern zusammenhängen.

Action Level

Action Level (deutsch: Aktionsschwellwerte) sind gestaffelte Werte, bei deren Überschreitung eine Fehlersuche und ggf. Korrekturmaßnahmen erforderlich werden. Es werden bis zu drei Action Level definiert, die ein unterschiedlich schnelles Eingreifen bzw. unterschiedlich drastische Maßnahmen auslösen können.

Grenzwerte

Grenzwerte sind im Anlagenbetrieb zwingend einzuhalten. Ein Überschreiten von Grenzwerten erfordert sofortige Fehlersuche und entsprechende Gegenmaßnahmen, um die Integrität der Komponenten und Systeme nicht zu beeinträchtigen.

2.2 Wasserchemische Fahrweisen

Im Laufe der Zeit wurden für die verschiedenen hier betrachteten Kreisläufe unterschiedliche typische wasserchemische Fahrweisen entwickelt. Aufgrund von Forschungsergebnissen und Rückmeldungen aus der Betriebserfahrung wurden daran oftmals Optimierungen vorgenommen, um einen möglichst reibungslosen Betrieb mit geringer Korrosion und geringem Aktivitätsaufbau zu gewährleisten. Die Wasserchemie von WWER-Reaktoren ist darüber hinaus detailliert in Anhang A aufbereitet.

2.2.1 Primärkreis von DWR

Das Primärkühlmittel besteht aus Deionat, dem mehrere Zusätze zugegeben werden. Zur Reaktivitätskontrolle wird dem Kühlmittel Bor in Form von Borsäure (H_3BO_3) zugegeben. Da aber insgesamt ein alkalischer pH-Wert ($\text{pH}_T \sim 7$) gefahren werden soll, um Korrosion und Ablagerungen zu minimieren, wird ein Alkalisierungsmittel zugegeben. In „westlichen“ DWR kommt dafür LiOH zum Einsatz, da aus der Neutroneneinfangreaktion des ^{10}B inkl. des folgenden α -Zerfalls ohnehin ^7Li entsteht. Das natürlicherweise zu etwa 7,5 % vorliegende Lithiumisotop ^6Li reagiert mit Neutronen zu unerwünschtem Tritium, weswegen „isotopenreines“ $^7\text{LiOH}$ eingesetzt wird. Da die erforderliche Borsäurekonzentration über einen Betriebszyklus variiert, muss auch die LiOH-Konzentration entsprechend nachgeführt werden, um den pH-Wert im gewünschten Bereich zu halten. Zur weiteren Verminderung der Korrosion wird dem Kühlmittel gasförmiger Wasserstoff zugegeben. Dadurch werden durch Radiolyse gebildete oxidierende Spezies (z. B. O_2 , H_2O_2 , ...) abgefangen und es stellt sich ein stark negatives Redoxpotenzial (= deutlich reduzierende Bedingungen) ein. Die Zugabe von Wasserstoff erfolgt über das Volumenregelsystem – entweder durch Druckbegasung des Volumenausgleichsbehälters (die meisten „westlichen“ DWR) oder durch eine separate Begasungsstrecke in der Einspeisung vor den HD-Förderpumpen (Vor-Konvoi- und Konvoi-Anlagen). Nach Revisionen wird der im Primärkühlmittel gelöste Sauerstoff mittels Entgasung beim Aufheizen entfernt. Wenn nötig, kann zusätzlich ggf. Hydrazinlösung dosiert werden. /WIK 02/, /VGB 20/

In WWER-Anlagen wird der Primärkreis grundsätzlich sehr ähnlich gefahren: Auch hier kommt Borsäure zur Reaktivitätskontrolle zum Einsatz. Als Alkalisierungsmittel wird jedoch KOH verwendet. Die Wasserstoff-Dosierung erfolgt in den meisten Fällen durch Ammoniak-Zugabe im Volumenregelsystem oder in wenigen Fällen durch Wasserstoff-Begasung, vergleichbar mit „westlichen“ DWR. Der Ammoniak radiolytisch im Neutronenfeld des Kerns und setzt dort in-situ Wasserstoff frei, der sich dann auswirkt wie oben beschrieben. /IAEA 08/

2.2.2 Sekundärkreis von DWR

Um im Sekundärkreis, in dem verschiedene Komponenten mit unterschiedlichem Korrosionsverhalten mit Wasser und Dampf in Kontakt stehen, die Korrosionsmechanismen zu beherrschen, ist die wasserchemische Fahrweise grundsätzlich entsprechend anzupassen. Maßgebend für die Chemie des Sekundärkreises bei DWR sind die Werkstoffe

der Dampferzeuger-Heizrohre (DE-HR), d. h. hoch legierte austenitische Chrom-Nickel-Stähle oder Nickellegierungen und der Kondensatorrohre, d. h. Messing, Titan oder austenitische Chrom-Nickel-Stähle. In diesem Kreislauf spielt zudem der Schutz der niedrig-legierten ferritischen Rohrleitungen vor Erosionskorrosion eine wichtige Rolle.

Daher wird im Sekundärkreislauf ein hoher pH-Wert gefahren. Sind im Kreislauf kupferhaltige Werkstoffe verbaut (z. B. messingberohrter Turbinenkondensator), ist der pH-Wert auf etwa 9,2 beschränkt; ansonsten wird üblicherweise ein pH-Wert von rund 9,8 eingestellt. Zusätzlich ist eine Minimierung des Sauerstoffgehaltes erforderlich, damit sich reduzierende Bedingungen einstellen. Andere Fahrweisen, wie sie in konventionellen Wasser-Dampf-Kreisläufen verbreitet sind (z. B. Sauerstofffahrweise¹) sind aufgrund der verbauten DE-HR-Werkstoffe nicht möglich /RIZ 17/.

In den frühen Betriebsjahren vieler Anlagen wurde der Sekundärkreis mit der so genannten Phosphat-Fahrweise betrieben. Dabei wird dem Speisewasser Natriumphosphatlösung zudosiert, um den gewünschten pH-Wert einzustellen. Da Phosphat nicht dampfflüchtig ist, konzentriert es sich in der flüssigen Phase auf. Trotz einer effizienten DE-Abschlammung und regelmäßig durchzuführenden Rohrbodenreinigungen kann es dadurch zu erheblicher Bildung von Ablagerungen kommen, die einerseits den Wärmeübergang verschlechtern und andererseits durch ihre poröse Struktur Spaltbedingungen² für andere Korrosionsmechanismen bieten und zu Schäden an DE-HR (z. B. „Wastage“) führten. Bei der Phosphat-Fahrweise kann ein geringer Eintrag ionaler Verunreinigungen (z. B. aufgrund von Kondensatorleckagen) toleriert werden, da diese aufgrund der Pufferwirkung des Phosphats nur geringen Einfluss auf den pH-Wert haben /IAEA 11a/, /RIZ 17/.

Aus den Erfahrungen mit DE-HR-Schäden aufgrund der Phosphat-Fahrweise wurde bereits ab den 1980er Jahren auf eine Alkalisierung mittels dampfflüchtiger Alkalisierungsmittel („all volatile treatment“, AVT) umgestellt. Dabei kommen entweder das sich zu

¹ In einigen Anlagen kommt jedoch eine Sauerstoffdosierung im Bereich der Zwischenüberhitzung zum Einsatz, um dort die Empfindlichkeit gegenüber Erosionskorrosion zu vermindern. Der so eingetragene Sauerstoff muss aber vor Eintritt in die DE wieder sicher entfernt werden.

² Spaltbedingen entstehen in einem kleinen, nahezu eingeschlossenen Volumen bei geringem Austausch mit dem umgebenden Medium (hier: Dampferzeugerwasser). Durch Verdampfung oder auch lokale Korrosion können in diesem Spaltvolumen deutlich von dem umgebenden Medium abweichende chemische Bedingungen entstehen.

Ammoniak zersetzende Hydrazin (das aufgrund seiner sauerstoffbindenden Eigenschaften zumindest in der Anfahrphase ohnehin gebraucht wird) oder andere, leichtflüchtige Amine (z. B. Ethanolamin (ETA), Dimethylamin, Morpholin) zum Einsatz, die mit dem Frischdampf mitfliegen und daher auch auf den dampfberührten Oberflächen für eine Alkalisierung sorgen. Zugleich verbleiben keine festen Rückstände im DE, sodass es dort zu weniger Ablagerungen kommt. Bei der einfachen AVT-Fahrweise wird ein pH_T-Wert von 9 – 9,2 eingestellt, um Schäden an vorhandenen kupferhaltigen Legierungen zu vermeiden. Sind im Sekundärkreislauf keine derartigen Werkstoffe verbaut, kann der pH_T-Wert weiter auf etwa 9,8 gesteigert werden. Dann spricht man von der Hoch-AVT-Fahrweise (H-AVT) /IAEA 11a/, /RIZ 17/.

Bei der (H-)AVT-Fahrweise bestehen erhöhte Anforderungen an die Minimierung des Eintrages ionaler Verunreinigungen, da hier – im Gegensatz zur Phosphat-Fahrweise – keine Pufferlösung mehr vorliegt und somit schon kleine Einträge einen deutlichen Einfluss auf den pH-Wert haben können. Durch Verunreinigungen können sich auch gerade in Spalten (heat transfer crevices) lokal korrosive Bedingungen einstellen /STA 01/. Effiziente DE-Abschlammung und Kondensatreinigung, gute chemische Kreislaufüberwachung sowie zügige Lecksuche u. a. am Turbinenkondensator sind daher essenzielle Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb. In mehreren ausländischen Anlagen wird zur Etablierung von Pufferbedingungen dem DE-Wasser in geringer Menge Borsäure zugesetzt (boric acid treatment, BAT) /IAEA 11a/, /STA 01/.

Ionale Verunreinigungen können generell Einfluss auf den (lokalen) pH-Wert haben. Je nachdem, ob Kationen oder Anionen überwiegen, kann sich ein saurer oder alkalischer pH-Wert einstellen. Dabei wird angenommen, dass überschüssige Ladungen jeweils durch H⁺ bzw. OH⁻-Ionen ausgeglichen werden. Je nach lokaler Aufkonzentration können dann stark saure oder stark alkalische Bedingungen entstehen, unter denen auch ansonsten resistente Werkstoffe anfällig gegenüber korrosiven Schädigungsmechanismen wie z. B. Lochkorrosion oder Spannungsrisskorrosion (SpRK) werden. In mehreren ausländischen Anlagen wird zur Vermeidung dieses Phänomens Säure bzw. Lauge (i. d. R. Schwefelsäure bzw. Natron- oder Kalilauge) zugegeben, um eine Art Neutralisierung zu erreichen. Dieses Vorgehen ist unter dem Namen „molar ratio control“ (MRC) bekannt. Die Anwendung ist allerdings mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da für die Bestimmung der erforderlichen Stoffmengen von Säure oder Lauge Annahmen getroffen bzw. Extrapolationen vorgenommen werden müssen. Zudem verbleibt die Frage,

ob die absichtliche Zugabe von Verunreinigungen tatsächlich zielführend ist und nicht andere Probleme auslöst /IAEA 11a/, /STA 01/.

Nach einer chemischen Reinigung der Sekundärseiten der Dampferzeuger kann durch Zugabe von Titan-Verbindungen eine Verlangsamung weiteren Korrosionsfortschrittes während künftiger Betriebszyklen erreicht werden, indem sich TiO-Partikel in den Spalten ablagern und eine Art Passivierung bewirken /STA 01/.

Alle drei Verfahren, BAT, MRC und Titan-Zugabe, wurden bzw. werden nach Kenntnis der GRS in deutschen Anlagen nicht eingesetzt und sind auch gemäß VGB-Richtlinie nicht vorgesehen.

Die Fahrweise des Sekundärkreises von WWER ist grundsätzlich sehr ähnlich der westlicher DWR. Jedoch wurde in der Vergangenheit auf Phosphat-Fahrweisen verzichtet und praktisch ausschließlich AVT-, später – bei Abwesenheit von Kupferlegierungen – Hoch-AVT gefahren. Als Alkalisierungsmittel kommt auch hier entweder Hydrazin bzw. Ammoniak oder alternativ andere Amine wie z. B. ETA oder Morpholin zum Einsatz. Vereinzelt wurde eine Dosierung von Lithiumborat zur Erzeugung einer Pufferwirkung oder LiOH zur Neutralisierung von sauren Bedingungen in Folge einer Kondensatorleckage eingesetzt /IAEA 08/.

Testweise wurde in zwei WWER-440-Anlagen der Sekundärkreis mit neutraler Fahrweise (d. h. reines Wasser ohne Zusätze, vergleichbar mit NWC im SWR) betrieben. Während die Betriebserfahrung für die DE sowie deren Heizrohre durchaus positiv war, traten nach wenigen Jahren Betriebszeit erhebliche Schäden aufgrund von Erosionskorrosion im Sekundärkreis auf, weswegen die Fahrweise auf AVT umgestellt wurde /IAEA 08/. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 2.6.3 weiter behandelt.

2.2.3 Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR

2.2.3.1 Normale Wasserchemie (NWC)

Das Kreislaufwasser im Wasser-Dampf-Kreislauf besteht bei der ursprünglichen Wasserchemie im SWR aus hochreinem vollentsalztem Wasser. Aufgrund der Verdampfung im Reaktordruckbehälter (RDB) verbleiben enthaltene Verunreinigungen in der Wasserphase, reichern sich im Betrieb an und können sich auf den BE oder den RDB-Einbauten

ablagern. Es kann zu starker Crud³-Bildung auf den BE und zur Anreicherung aggressiver Anionen (z. B. Chlorid oder Sulfat) in Rissen und Spalten bei gleichzeitig hohem elektrochemischem Korrosionspotenzial kommen /SEI 20/. Durch eine möglichst hohe Reinheit des Wassers kann dem entgegengewirkt werden. In dieser „Normalen Wasserchemie“ („Normal Water Chemistry“, NWC) genannten Fahrweise stellen sich aufgrund der Radiolyse des Wassers bei gleichzeitiger Flüchtigkeit des so gebildeten Wasserstoffs oxidierende Bedingungen ein, was sich auch an der Zusammensetzung und Struktur der Korrosionsschichten bemerkbar macht (vgl. Abschnitt 2.3.6) /EPRI 99a/.

2.2.3.2 Wasserstofffahrweise (HWC)

Im Laufe der Betriebszeit zeigte sich jedoch, dass vor allem die in vielen Anlagen für die Treibwasserschleifen und RDB-Einbauten zum Einsatz kommenden unstabilisierten austenitischen Werkstoffe AISI 304(L) und 316(L)⁴ unter NWC-Bedingungen anfällig gegenüber interkristalliner Spannungsrisskorrosion (ISpRK) sind. Durch Wasserstoffdosierung in das Speisewasser kann das elektrochemische Potenzial unter den empirisch ermittelten Schwellwert von -230 mV abgesenkt werden, unterhalb dessen keine ISpRK zu erwarten ist. Diese Fahrweise ist unter dem Namen „Wasserstofffahrweise“ oder engl. „Hydrogen Water Chemistry“ (HWC) bekannt. Die Methode ist aufgrund der Flüchtigkeit des Wasserstoffs weniger effektiv als im DWR. Oberhalb des Kerns und im oberen Plenum bleiben die Bedingungen stark oxidierend. Dies gilt auch für die Umgebung der Speisewasserstutzen. Es stellte sich heraus, dass die Effektivität der HWC zur Einstellung niedriger elektrochemischer Potenziale (< -230 mV_{SHE}) in Anlagen mit Kondensatorrohren aus Messing durch das Kupfer vermindert war. Die meisten dieser Anlagen konnten das Problem durch eine Umberohrung der Kondensatoren beheben /EPRI 04a/.

2.2.3.3 Edelmetallzugabe

Mit dem eingespeisten Wasserstoff werden Sauerstoff und Wasserstoffperoxid, die bei der Radiolyse im Kern entstehen, verbraucht. Die Zugabe geringer Mengen an Edelmetallen macht den vorhandenen Wasserstoff effektiver (Noble Metal Chemical Addition –

³ Crud steht im allgemeinen englischen Sprachgebrauch für Dreck oder Mist. In der Kerntechnik ist es ein gebräuchlicher Begriff für Ablagerungen unbekannter oder unklarer Zusammensetzung, insbesondere auf Brennelementen.

⁴ Diese Stähle entsprechen X2CrNi 18-9 und X2CrNiMo 17-12-2

NMCA). Möglichst fein verteilte Edelmetallpartikel benetzen die Oberflächen und bewirken einen katalytischen Effekt. Durch die positive Wirkung der Edelmetalle kann der Wasserstoffgehalt im Kühlmittel reduziert werden /IAEA 11b/. Das Radionuklid ^{16}N wird durch die Kernreaktion $^{16}\text{O} (n, p)$ im RDB gebildet und führt zu einer gewissen Aktivität im Frischdampf. Durch die wasserchemische Fahrweise werden die chemischen Bindungsformen des Isotops und seine Flüchtigkeit im Kühlmittel beeinflusst. Die Wasserstofffahrweise ist zwar geeignet, Komponenten vor interkristalliner Spannungsrisskorrosion (ISpRK) zu schützen, hat jedoch auch einen negativen Nebeneffekt. Als Folge des Wechsels der Wasserchemie von oxidierenden auf reduzierende Bedingungen bei erhöhter Wasserstoffeinspeisung bilden sich im Reaktorwasser mehr Stickstoff-Kationen (NH_4^+) als -Anionen (NO_3^- , NO_2^-). Bei zunehmender NH_4^+ -Konzentration im Reaktorwasser kommt es zum Gleichgewicht mit Ammoniak (NH_3), welches flüchtig ist und mit dem Frischdampf ausgetragen wird. Dies führt zu einem bis zu fünffachen Anstieg der Dosisleistung im Bereich der Turbine. Die Zugabe von Edelmetallen wie Pt und Rh kann durch die oben beschriebene katalytische Wirkung diesen Anstieg verringern /ONR 14/. Die Technologie wurde unter dem Namen NobleChemTM von der Firma General Electric (GE) patentiert /EPRI 99a/. Untersuchungen im Labor zeigten, dass ein kombinierter Einsatz von Pt und Rh einen besseren Effekt erzielt. Als Abwandlung wurde die Online-NMCA (patentiert als On-Line NobleChemTM) entwickelt, bei der die Zugabe (nur Pt) während des Leistungsbetriebs bei gleichzeitiger Wasserstoff- und Zinkeinspeisung stattfindet und sich, statt über 48 Stunden, über 1 – 3 Wochen erstreckt /COW 06/.

Weltweit benutzen die meisten SWR-Anlagen die Wasserstofffahrweise, überwiegend auch mit Edelmetallzugabe /IAEA 11b/. In deutschen SWR-Anlagen kam die Wasserstofffahrweise nach Kenntnis der GRS nicht zum Einsatz. Gründe dafür sind das vorteilhafte Werkstoffkonzept (konsequenter Einsatz stabilisierter austenitischer Werkstoffe) sowie optimierte Fertigungs- und Schweißverfahren, durch die ISpRK auch ohne diese Maßnahmen weitgehend vermieden wird.

2.2.4 Zinkdosierung

Mitte der 1980er-Jahre wurde festgestellt, dass in SWR-Anlagen mit „natürlichem“ Zinkvorkommen („natural zinc plants“, Zink aus Quellen wie z. B. Spurenelement in Werkstoffen, aus der Deionat-Erzeugung, ...) die Ortsdosisleistung wesentlich geringer war als in anderen Anlagen. Theoretische Überlegungen und Laborversuche zeigten, dass aus der Anwesenheit des Zinks dünnere und dichtere Oxidschichten resultierten und der Einbau von ^{60}Co reduziert wurde. Aufgrund dieser Erkenntnisse wurde die Zinkdosierung

eingeführt, die üblicherweise in das Speisewasser geschieht. Nachdem SWR-Anlagen mit diesem Verfahren Erfolg hatten, wurde es auch bei DWR-Anlagen angewendet. Auch dort bewirkte das Zink dünnere, dichtere und besser schützende Oxidschichten, außerdem einen geringeren Einbau von ^{60}Co in die Oxidschichten und damit eine Reduzierung des Dosisaufbaus /EPRI 99a/. Durch den Einsatz von Zink konnte die Ortsdosisleistung an den Hauptkühlmittelleitungen erheblich reduziert werden /IAEA 11b/. Auch die Spannungsrisskorrosion von Dampferzeugerheizrohren aus Alloy 600 (PWSCC, primary water stress corrosion cracking, eine Form der interkristallinen Spannungsrisskorrosion) wurde durch eine besser schützende Oxidschicht reduziert /EPRI 99a/.

Während des Betriebs kann die Zugabe von Zink zum Primärkühlmittel bzw. Speisewasser zur Senkung der Aktivität im Kühlmittel und des Transports von radioaktivem Material beitragen /IAEA 11c/. Die Dosierung von Zink kommt inzwischen weltweit in vielen Anlagen zum Einsatz. Das Zink wird üblicherweise in Form von Zinkacetatlösung zugegeben. Nach bisherigen Erfahrungen wird eine Zinkkonzentration von ca. 0,005 mg/kg im Primärkühlmittel empfohlen. Das eingesetzte Zink sollte an ^{64}Zn abgereichert sein (< 5 At.-%) /VGB 06/. Der natürlich vorkommende Gehalt an ^{64}Zn liegt bei 48,6 %. Durch die Abreicherung wird der Anteil des aktivierten ^{65}Zn -Isotops stark reduziert. Aus Beobachtungen im Kernkraftwerk Leibstadt (Schweiz) wurde geschlossen, dass das Fe/Zn-Verhältnis einen großen Einfluss auf die Dosisleistung der Umwälzleitungen hat. Bei einem steigenden molaren Verhältnis von Eisen zu Zink stieg das $^{60}\text{Co}/\text{Zn}$ -Verhältnis an und es wurde gleichzeitig eine Erhöhung der Dosisleistung an den Umwälzleitungen beobachtet /HSK 07/.

2.2.5 Auswirkungen von Betriebszuständen außerhalb des stationären Leistungsbetriebs auf die Wasserchemie

2.2.5.1 An- und Abfahrbetrieb

Während des An- und Abfahrens der Anlage liegen gegenüber dem stationären Leistungsbetrieb veränderte wasserchemische Bedingungen vor. Beim Anfahren ist der Gehalt des gelösten Sauerstoffs zunächst erhöht, bis dieser abgebunden bzw. durch Entgasen beim Aufheizen entfernt wird. Daraus ergibt sich ein erhöhtes elektrochemisches Potenzial. Zusammen mit potenziell vorhandenen Chloriden entsteht durch den erhöhten Sauerstoffgehalt ein erhöhtes Risiko für selektive Korrosion oder SpRK an austenitischen Stählen und Nickellegierungen. Daher muss darauf geachtet werden, den Grenz-

wert für Chlorid einzuhalten. Beim Anfahren können erhebliche Mengen an Korrosionsprodukten und ionalen Verunreinigungen mobilisiert werden, sodass ein erhöhter Reinigungsbetrieb notwendig ist. Für den Sekundärkreis von DWR ist für das Anfahren ein Sauerstoff-Grenzwert definiert. Dies soll die Flächenkorrosion von Kohlenstoffstahl minimieren und zudem die Gefahr der Lochkorrosion an den Dampferzeuger-Heizrohren reduzieren /VGB 20/.

Bedingt durch sich ändernde chemische, mechanische und physikalische Zustände führt das Abfahren der Anlage zu einer Mobilisierung vieler Korrosionsprodukte. Diese können in das gesamte Reaktorsystem, aber auch in die angrenzenden Systeme gelangen. Die Dosierung von Wasserstoffperoxid beim Abfahren dient zum Entfernen von Korrosionsprodukten /VGB 20/. Bei chemischen Transienten (ausgelöst z. B. durch Harzeintrag oder kleinere Kondensatorleckagen) kann daher eine Fortsetzung des Leistungsbetriebs vorteilhaft sein gegenüber dem Abfahren und Wiederaufahren der Anlage /EPRI 04a/.

Auf der Sekundärseite der Dampferzeuger bilden sich im Laufe des Betriebes trotz Abschlämmung (poröse) Ablagerungen bzw. Beläge. In diesen sowie in den konstruktiv vorhandenen Spalten (z. B. Spalt zwischen DE-HR und Rohrboden oder Abstandhaltern) können sich schwer- und nichtflüchtigen Wasserinhaltsstoffe (Salze) aufkonzentrieren, weil die Rückdiffusion in das DE-Wasser durch die Beläge bzw. die konstruktiven Randbedingungen gehemmt wird und gleichzeitig das Wasser aufgrund der Wärmeleistung der DE-HR verdampft (s. Abb. 2.1). Die Verunreinigungen (Salze) werden dann im Leistungsbetrieb im DE-Wasser messtechnisch nicht mehr erfasst, sind also „versteckt“ („Hideout“). Beim Abfahren und Abkühlen der Anlage werden die entsprechenden Stellen wieder von Wasser benetzt. Dabei lösen sich die Salze teilweise wieder im DE-Wasser auf und können wieder messtechnisch erfasst werden. Die vormals „versteckten“ Salze werden also wieder „sichtbar“ („Hideout-Return“) /VGB 20/. Bei einer Leistungsabsenkung kann es zudem zu einem Hideout-Return von Verunreinigungen aus dem Reaktorkern kommen, die sich in Ablagerungen auf den Brennstab-Hüllrohren angereichert haben /WIK 02/.

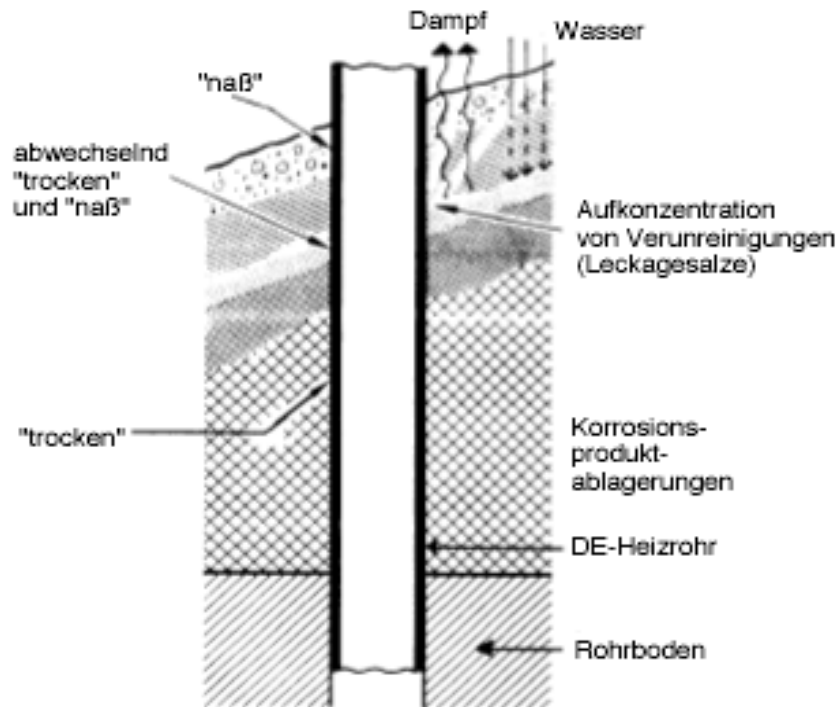


Abb. 2.1 Schematische Darstellung der verschiedenen Schichten von Ablagerungen auf DE-HR am Rohrboden (aus /VGB 09/)

2.2.5.2 Lastwechsel

Durch den flexiblen Betrieb ändert sich neben Druck, Temperatur und Massenstrom auch die Wasserchemie.

2.2.5.2.1 Primärkreis von DWR

Die Wasserchemie ist bei Lastwechseln verstärkten Schwankungen unterworfen, da sich bei Lastwechseln die Bor- und Deionateinspeisemengen ändern. Außerdem sind Änderungen der Lithiumkonzentration zu betrachten, da der Lithiumgehalt in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration geregelt wird und Änderungen der Lithiumkonzentration wiederum Auswirkungen auf den pH-Wert haben können. Die Schwankungen in der Wasserchemie machen eine höhere Reinigungsrate des Kühlmittels erforderlich. Die Einflüsse aus Änderungen der Wasserchemie können auch einen Einfluss auf die Korrosion von Komponenten im Primärkreis (z. B. Hüllrohrkorrosion der BE) haben, insbesondere Änderungen der Borsäure- und Lithiumkonzentration sowie Verunreinigungen (z. B. Chloride) sind hier zu berücksichtigen.

Eine Korrosionsgefahr für die Komponenten des Primärkreises, welche aus hochlegierten Werkstoffen bestehen, wäre dann gegeben, wenn sich die Sauerstoff- und Chloridkonzentration aufgrund des flexiblen Betriebs signifikant erhöhen würde. Aufgrund der wasserchemischen Überwachung würde ein solcher Anstieg aber frühzeitig erkannt werden und es ist somit praktisch ausgeschlossen, dass er über längere Zeiträume unerkannt anhält. Deshalb besteht für die Komponenten des Primärkreises im Druckwasserreaktor beim flexiblen Betrieb im Vergleich zum stationären Leistungsbetrieb keine höhere Korrosionsgefahr /ARI 20/.

2.2.5.2.2 Sekundärkreis von DWR

Auch im Sekundärkreis ist die Wasserchemie aufgrund von Lastwechseln und den damit einhergehenden Veränderungen in den Massenflüssen, Drücken und Temperaturen Schwankungen unterworfen, wodurch die flächendeckende Einstellung des pH-Wertes schwieriger wird und es möglicherweise bei verstärkten Lastwechseln in einigen Teilsystemen zu einem erhöhten Anfall an Erosions- und Korrosionsprodukten kommen kann /ZAN 22/. Dies stellt ggf. erhöhte Anforderungen an die Kondensatreinigung. Nach /DEL 22/ sinken jedoch die Durchflussraten tendenziell mit abnehmender Last und damit auch die Abtragsraten durch Erosionskorrosion (EK). Dies scheint global die gegenläufigen Effekte aufgrund von Änderungen der Temperatur und Wasserchemie mehr als zu kompensieren.

In allen deutschen DWR ist in den Sekundärkreisläufen die Hoch-AVT Fahrweise realisiert (pH-Wert > 9,8), die sich auch unter diesen Bedingungen als geeignet erwiesen hat (vgl. Abschnitt 2.2.2) /ARI 20/.

2.2.5.2.3 SWR

Die Auswirkungen von Lastwechseln auf die Wasserchemie im SWR ist generell gering. Da die Leistung i. W. durch Änderung der Drehzahl der Umwälzpumpen geregelt wird, sind keine Ein- und Ausspeisungen von Medium notwendig wie im DWR. Wesentliche Änderungen betreffen daher die Durchflussmengen und Strömungsbedingungen im Wasser-Dampf-Kreislauf, die möglicherweise zu einer erhöhten (Erosions-) Korrosionsrate führen und das Korrosionsproduktinventar erhöhen könnten. Im Siedewasserreaktor wird jedoch eine sehr hohe Reinheit des Reaktorspeisewassers gefordert, um möglichst wenige Salze und Korrosionsprodukte in den Reaktor einzutragen. Dazu wird die Wasserchemie entsprechend überwacht und ein Eintrag von Korrosionsprodukten würde

frühzeitig erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen (z. B. verstärkter Reinigungsbetrieb) eingeleitet werden /ARI 20/.

2.3 Ablagerung und Korrosion im Primär- und Sekundärkreislauf von DWR sowie im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR

In diesem Kapitel wird nach einer allgemeinen Einführung zunächst genauer auf die relevanten Korrosionsmechanismen eingegangen, wobei sich die Beschreibungen i. W. auf die Phänomenologie und eine Diskussion relevanter Einflussgrößen beschränken. Anschließend wird die Situation bezüglich Ablagerung und Korrosion in den betrachteten Kreisläufen genauer betrachtet. Für jeden Kreislauf werden die möglichen Auswirkungen wasserchemischer Parameter auf Korrosion und Ablagerungen dargestellt. Nachfolgend werden Quellen für relevante Verunreinigungen genannt.

Die Bildung von Korrosionsschichten im Primärkreis von DWR-Anlagen sowie im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR-Anlagen wurde bereits im Vorhaben „Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken“ (GRS- 492 /FAU 18/) behandelt. Auf den daraus gewonnenen Erkenntnissen wird in diesem Vorhaben aufgebaut.

2.3.1 Allgemeiner Aufbau der Oxidschichten

Die in den Kreisläufen verbauten Werkstoffe sind unter den gegebenen Bedingungen thermodynamisch nicht stabil. Durch die Bildung einer stabilen Oxidschicht, die das Grundmetall vom Kühlmittel trennt, wird die Korrosion jedoch stark verlangsamt. Diese oxidischen Schutzschichten, wie sie z. B. auf austenitischem Stahl gebildet werden, bestehen aus einer feinkörnigen und kompakten inneren sowie einer gröberen und inhomogenen äußeren Schicht, wie in Abb. 2.2 dargestellt /IAEA 12/. Auf der inneren Schutzschicht bildet sich eine äußere Oxidschicht, die von einem dynamischen Gleichgewicht aus Löse- und Abscheidvorgängen von Korrosionsprodukten geprägt ist /BOL 13/, /TOP 13/.

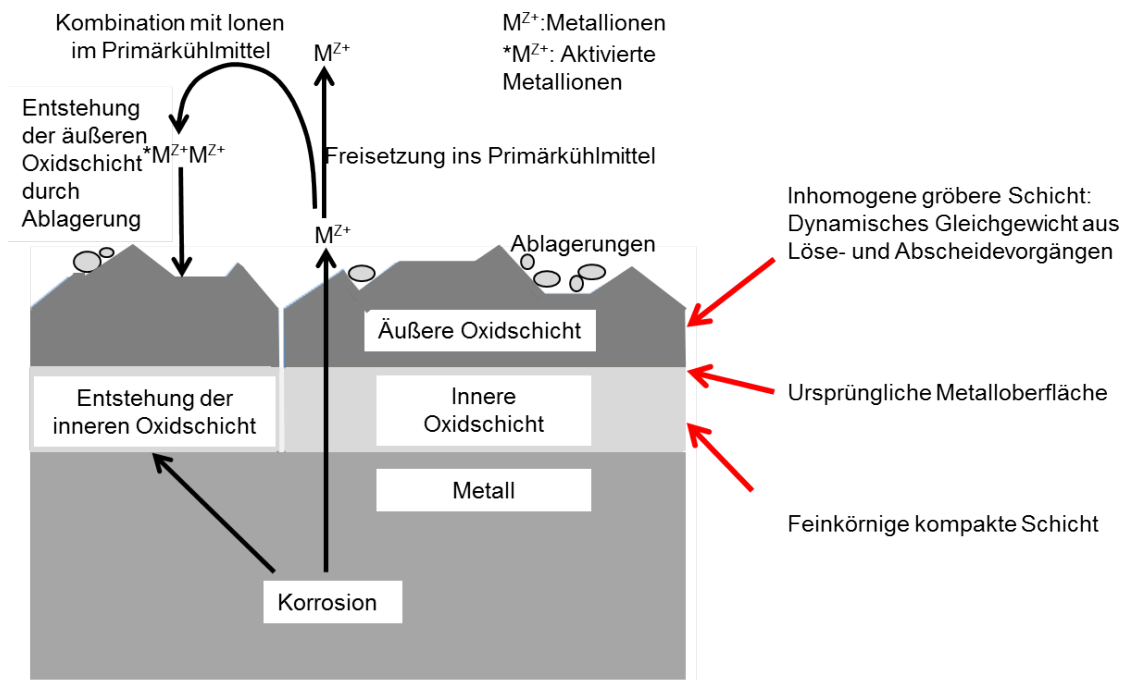


Abb. 2.2 Doppelschicht aus kompakter innerer und gröberer äußerer Oxidschicht und typische Lösungs- und Ablagerungsprozesse (nach /IAEA 12/)

Die innere Oxidschicht wächst dabei von der Oberfläche aus nach innen und bildet sich schnell innerhalb der ersten Wochen des Betriebes durch Korrosion des Grundwerkstoffes. Ihre Zusammensetzung ist durch die physikalischen und chemischen Bedingungen der Umgebung (d. h. i. W. die Wasserchemie) und durch die Zusammensetzung des jeweiligen Werkstoffes bestimmt. Die Korrosionsgeschwindigkeit zeigt dabei einen asymptotischen Verlauf. Zunächst ist sie hoch, wird dann langsamer, bis sie – für Werkstoffe mit geschlossenen oxidischen Schutzschichten – schließlich sogar gegen Null geht. Wird diese Schicht z. B. durch mechanischen Abtrag oder Dekontamination entfernt, so steigt die Korrosionsgeschwindigkeit wieder an, bis sich die Schicht neu gebildet hat /EPRI 99a/.

Im Bereich hoher Temperaturen (z. B. im Primärkreis) und insbesondere auf austenitischen Oberflächen ist die Oxidschicht relativ dünn, haftet aber fest an der Oberfläche. In kälteren Bereichen (z. B. Hilfssysteme oder BE-Lagerbecken) entstehen hingegen auch auf den austenitischen Oberflächen eher voluminösere, locker anhaftende Ablagerungen /IAEA 12/.

Das Zirconiumdioxid (ZrO_2) der Brennstab-Hüllrohre spielt hingegen beim Aufbau der Oxidschichten auf anderen Komponenten des Reaktorkühlkreislaufts kaum eine Rolle.

Es wird weder in die Oxidschichten eingebaut noch ist es Bestandteil des Korrosionsproduktinventars /EPRI 99a/.

DWR-Anlagen zeigen geringere Oxidschichtdicken als SWR-Anlagen, da der hohe pH-Wert und die reduzierenden Bedingungen der Korrosion entgegenwirken. Die Zusammensetzung der Oxidschichten hängt im konkreten Fall auch von den verbauten Werkstoffen ab. Außerdem sind die Grenzen zwischen innerer und äußerer Oxidschicht in der Realität nicht immer klar erkennbar /EPRI 99a/.

Die Orte, an denen sich typischerweise Korrosionsprodukte ablagern, sind in DWR bzw. SWR unterschiedlich. Im SWR finden sich die meisten Ablagerungen auf den Brennstäben, während im DWR hauptsächlich in den Systemen abgelagert wird (einen sehr großen Anteil haben Ablagerungen im DE) /WIK 02/.

2.3.2 Relevante Korrosionsmechanismen

Im Folgenden werden Korrosionsmechanismen, die im Primär- oder Sekundärkreis von DWR sowie im Wasser-Dampfkreislauf von SWR auftreten, genauer beschrieben.

2.3.2.1 Spannungsrisskorrosion (SpRK)

Spannungsrisskorrosion (SpRK, engl. Stress Corrosion Cracking – SCC) ist ein komplexes Phänomen und basiert auf dem Zusammenwirken von mechanischen und metallurgischen Faktoren sowie Umgebungseinflüssen (s. Abb. 2.3), welches zunächst zu einer lokalen Beschädigung der Oxidschicht auf dem Werkstoff und anschließend zu praktisch verformungslosen Rissen mit geringer Klaffung führt. Es können Komponenten sowohl im DWR als auch im SWR betroffen sein. Die Erscheinungsform der SpRK kann transkristallin oder interkristallin sein. Es treten auch gemischte Formen auf. Beide Erscheinungsformen können in der gleichen Legierung vorkommen, abhängig von Mediumbedingungen, Mikrostruktur und Spannungszustand. Zu den Mediumbedingungen, die einen besonderen Einfluss auf die SpRK haben, gehören Strömungsbedingungen, Korrosionspotenzial, Temperatur, pH-Wert, Verunreinigungen, Radiolyse und Spaltbedingungen /IAEA 11d/, /SEI 21a/.

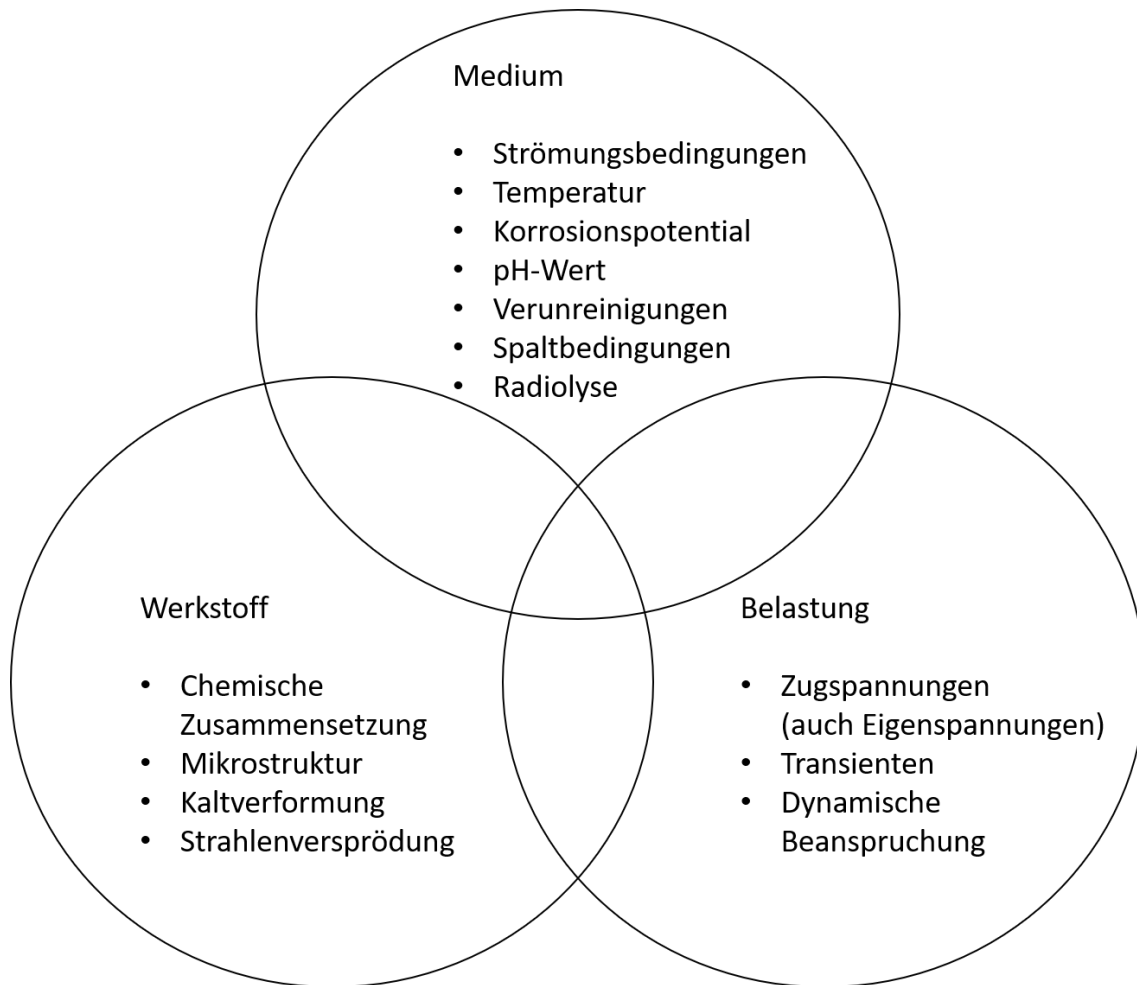


Abb. 2.3 Einflussfaktoren für Spannungsrisskorrosion nach /IAEA 11d/

Faktoren wie Schweißen, Wärmebehandlung und Oberflächenbearbeitung können darüber entscheiden, ob ein Werkstoff empfindlich oder unempfindlich gegenüber SpRK ist /SEI 21a/.

Eine Minimierung von Sauerstoff und Halogeniden im Reaktorkühlkreislauf ist wichtig, um dem Auftreten von SpRK an austenitischen Stählen entgegenzuwirken /EPRI 99b/. Jedoch legt /EPRI 99b/ nahe, dass die Wasserchemie einen gegenüber Faktoren wie der Kühlmitteltemperatur, Spannungen (auch Eigenspannungen), Kaltverformung sowie einem empfindlichen Werkstoffzustand vergleichsweise geringen Einfluss hat.

2.3.2.1.1 Interkristalline Spannungsrisskorrosion

Interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK, engl. Intergranular Stress Corrosion Cracking – IGSCC) kann an Nickellegierungen und austenitischen CrNi-Stählen auftreten. Die Einflussfaktoren sind jedoch in beiden Fällen unterschiedlich. Betroffene Komponenten können z. B. RDB-Einbauten, Rohrleitungen und DE-Heizrohre sein. ISpRK an un- und niedriglegierten Stählen ist unter normalen LWR-Betriebsbedingungen ohne Bedeutung /ELM 19/.

2.3.2.1.1.1 ISpRK an Nickellegierungen

Nickellegierungen mit einem „zu niedrigen“ Chromgehalt < 18 % sind unter Heißwasserbedingungen empfindlich gegen ISpRK. Im Gegensatz zu den austenitischen CrNi-Stählen gilt dies auch in sauerstofffreiem Wasser, also unter Bedingungen, wie sie im Primärkreis eines DWR im Leistungsbetrieb vorliegen. Dabei sind die Inkubationszeiten für die Rissbildung oft sehr lang (zehn Jahre und mehr), die Rissfortschrittsgeschwindigkeit kann jedoch recht groß werden: Im Labor bei 320 °C wurden bis etwa 30 mm pro Jahr gemessen /ELM 19/.

Besonders von PWSCC (Primary Water Stress Corrosion Cracking – ISpRK an Nickellegierungen unter DWR-Primärkreisbedingungen) betroffen ist die in DWR im Ausland weit verbreitete Legierung Alloy 600 und auch das „artgleiche“ Schweißgut aus dem Schweißzusatzwerkstoff Alloy 182. Als deutlich wenig empfindlich gelten Schweißgüter aus Alloy 82 und insbesondere die Legierungen mit noch höheren Chromgehalten (z. B. Alloy 690 und die Schweißgüter aus Alloy 152 oder Alloy 52) sowie der eigentlich zu den austenitischen Stählen zählende Werkstoff Alloy 800. Eine ähnliche Abhängigkeit der Anfälligkeit vom Chromgehalt gilt auch für die hochfesten, ausscheidungsgehärteten Nickellegierungen Alloy 750 und 718. Für die meisten Legierungen kann ein deutlicher Einfluss der Wärmebehandlung und der durch diese erzeugte Carbidstruktur auf die Anfälligkeit gegen ISpRK festgestellt werden /ELM 19/.

Nach /EPRI 99b/ folgt aus verschiedenen Studien, dass der pH-Wert im Betriebsbereich einen relativ geringen Einfluss auf das Auftreten von PWSCC an Alloy 600 hat. Die Lithium-Konzentration hat Studien zufolge einen geringen Einfluss auf die Anfälligkeit von Alloy 600 für PWSCC verglichen mit anderen Faktoren wie Spannungen oder Temperatur /EPRI 99b/. Nach /STU 15/ zeigten Studien jedoch, dass eine Lithium-Konzentration

über 2,2 ppm nicht nur zu einer mäßigen Beschleunigung der Rissfortschrittsgeschwindigkeit in Alloy 600 durch PWSCC führt, sondern auch zu einem schnelleren Versagen von austenitischen Schrauben in der Nähe des Kerns durch strahlungsbeeinflusste SpRK (Irradiation Assisted SCC, IASCC). Beides zusammen ist Grund genug für EDF, den Lithiumgehalt auf 2,2 ppm zu begrenzen /STU 15/. Dies entspricht im Übrigen auch dem oberen Richtwert im Primärkreis deutscher Anlagen nach /VGB 20/.

Besonders bei Anwesenheit von Sauerstoff in Kombination mit Chloriden ist selektive Korrosion an austenitischen Stählen und Nickellegierungen möglich. Nach /EPRI 99b/ liegt es nahe, dass unter normalen, gut kontrollierten wasserchemischen Bedingungen die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten chloridinduzierter SpRK jedoch gering ist.

Der Einfluss von Sulfat auf ISpRK unter DWR-Bedingungen ist nicht so gut untersucht wie der für SWR-Bedingungen. Bei mehreren DWR wurde primärseitige Rissbildung an Alloy 600 auf hohe Konzentrationen sulfathaltiger Verbindungen zurückgeführt. Aufgrund des bislang geringen Verständnisses der Rolle von Sulfat oder anderer Schwefelverbindungen im Korrosionsprozess wurde Sulfat als Kontrollparameter ab Revision 3 in die EPRI Guidelines aufgenommen.

2.3.2.1.1.2 ISpRK an austenitischen Werkstoffen

Rissbildungen infolge ISpRK können an aus austenitischen CrNi-Stählen gefertigten Komponenten unter Bedingungen, wie sie im RDB eines SWR im Leistungsbetrieb vorliegen, auftreten, wenn folgende Voraussetzungen vorliegen: empfindlicher Werkstoffzustand (z. B. Sensibilisierung, Kaltverformung), kritischer Spannungszustand (Zugspannungen im Bereich der Streckgrenze und größer) sowie kritische Mediumbedingungen (Chlorid- oder Sulfatkonzentrationen > 10 ppb und oxidierendes Medium (Korrosionspotenzial > -230 mV_{SHE})).

Eine Sensibilisierung des Werkstoffs gegen ISpRK kann beispielsweise beim Schweißen austenitischer Legierungen in der Wärmeeinflusszone auftreten. Auch ein Spannungsglühfen benachbarter niedriglegierter Stähle kann diesen unerwünschten Effekt haben. Es scheiden sich dabei Chromcarbide auf den Korngrenzen aus, wodurch es neben den Korngrenzen zu einer Chromverarmung kommt. Diesem Phänomen wird durch die Verwendung stabilisierter Stähle oder solcher mit niedrigen Kohlenstoffgehalten entgegengewirkt.

Das Schadensbild ist gekennzeichnet durch einen interkristallinen Rissverlauf /WEN 98/. Auch nicht sensibilisierte austenitische CrNi-Stähle können betroffen sein, wenn Kaltverformungen oder Spaltbedingungen gegeben sind. Zu den von ISpRK potenziell betroffenen Bauteilen zählen z. B. die RDB-Einbauten und Kernbauteile aus austenitischen Werkstoffen.

ISpRK hat in der Vergangenheit z. B. zu Schäden an Dampferzeuger-Heizrohren (austenitischer Chrom-Nickel-Stahl Alloy 800) im Einwalzbereich des Heizrohrbodens, aber auch oberhalb davon im Bereich von Ablagerungen auf der Sekundärseite geführt (s. WLN 2005/07, WLN 2008/04, WLN 2018/06). Im Einwalzbereich des Rohrbodens spielten Spaltbedingungen in Verbindung mit der Aufkonzentration von Chloriden oder Sulfaten eine entscheidende Rolle für das Auftreten dieser Schäden. Vergleichbare Bedingungen können auch in den Spalten zwischen HR und Abstandhaltern auftreten /ELM 12a/.

Wesentliche Einflussfaktoren für die Entstehung von SpRK im Hinblick auf das umgebende Medium sind Sauerstoffgehalt, Temperatur und pH-Wert.

2.3.2.1.2 Transkristalline Spannungsrisskorrosion

Austenitische Chrom-Nickel-Stähle besitzen grundsätzlich eine Neigung zur transkristallinen Spannungsrisskorrosion (TSpRK, engl. Transgranular Stress Corrosion Cracking - TGSCC). Betroffene Komponenten können bspw. Rohrleitungen, Armaturengehäuse und Flansche sein. Das Auftreten von TSpRK ist dabei an das Vorhandensein von Zugspannungen in ausreichender Höhe sowie die Gegenwart eines Elektrolyten gebunden, der Verunreinigungen (insb. Chlorid) enthält. Gleichzeitig vorhandener Sauerstoff übt eine fördernde Wirkung aus. Kennzeichnend für den Rissverlauf bei TSpRK ist eine verformungsarme Trennung. Die Rissbildung tritt häufig in Verbindung mit Schädigungen infolge Lochkorrosion auf. Entsprechende Rissbildungen können insbesondere in Heißwasser führenden Systemen bei Überschreitung der zulässigen Normwerte für Wasserinhaltsstoffe und auch bei Einhaltung der zulässigen Normwerte im Fall von Aufkonzentration von Wasserinhaltsstoffen auftreten, insbesondere in Spalten, sowie an verunreinigten Oberflächen von austenitischen Bauteilen /WEN 98/. Eine wirksame Gegenmaßnahme ist die konsequente Einhaltung von wasserchemischen Parametern sowie die systematische Vermeidung jedweder Halogenid-Quellen.

Fluoridinduzierte SpRK scheint unter DWR-Bedingungen kein relevanter Mechanismus zu sein. Bei Versuchen wurde er erst bei mindestens 10 ppm beobachtet. In Anwesenheit von Borsäure trat keine fluoridinduzierte SpRK auf. Die technischen Spezifikationen vieler Anlagen geben einen noch deutlich geringeren Wert für Fluorid vor /EPRI 99b/.

2.3.2.1.3 Strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion

Strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion (engl. Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking – IASCC) erfordert wie auch ISpRK das gleichzeitige Vorliegen eines anfälligen Werkstoffzustandes, eines korrosiven Mediums und mechanischer Zugspannungen. Für IASCC sind jedoch geringere mechanische Zugspannungen erforderlich als für ISpRK. Dieser Schädigungsmechanismus tritt in der Regel nur an RDB-Einbauten und Kernbauteilen aus Cr/Ni-Stählen oder Nickellegierungen auf, da an anderen Stellen die Neutronenfluenz zu niedrig ist /CHO 11/. Die Kernumfassung und das obere Kerngitter stellen potenziell gefährdete Komponenten dar /IAEA 11d/.

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

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

2.3.2.1.4 Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion

Wie bei anderen Formen der SpRK muss auch für das Auftreten von wasserstoffinduzierter SpRK (Hydrogen Stress Corrosion Cracking – HSCC) ein kritisches System aus Medium, Werkstoff und mechanischer Zugbelastung vorliegen /KÜH 11/. Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion wird im Wesentlichen durch bei Korrosionsprozessen

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

2.3.2.1.5 Laugeninduzierte Spannungsrisskorrosion

Diese Form der SpRK kann z. B. an Dampferzeuger-Heizrohren durch eine zu hohe Natriumkonzentration im Dampferzeugerwasser entstehen. Um dies zu verhindern, wird die Natriumkonzentration überwacht und damit sichergestellt, dass Natrium in Form freier Lauge nicht vorhanden ist /VGB 20/. Zur Auslösung dieser Korrosionsart muss neben der Natronlauge, welche die Korngrenzen des Materials sensibilisiert, wie bei allen Formen der SpRK ein kritisches Spannungsniveau vorliegen.

2.3.2.2 Flächenkorrosion

Flächenkorrosion (engl. general corrosion) ist ein Prozess, der relativ gleichförmig auf der gesamten Oberfläche auftritt. Unter kontrollierten Umgebungsbedingungen führt die dabei gebildete Korrosionsschicht zu einer Verlangsamung der Korrosion /EPRI 99b/.

Flächenkorrosion tritt üblicherweise an Werkstoffen auf, die keine gut schützenden oxidischen Schichten ausbilden (i. W. un- und niedriglegierte ferritische Stähle). In sauerstoffhaltigem wässrigem Medium oder in feuchter Luft bildet sich ein aktiver Korrosionsmechanismus aus. Gelöste Salze können die Korrosionsrate erhöhen /WEN 98/. Es zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der Korrosionsrate vom pH-Wert, wobei sich bei sinkendem pH-Wert die Korrosionsrate generell erhöht /SEI 17/.

In LWR sind Systeme betroffen, in denen Komponenten aus un- bzw. niedriglegiertem Stahl in Kontakt mit sauerstoffhaltigem Medium bei Temperaturen bis etwa 100 °C kommen. Neben den Kühlwassersystemen kann dies ebenfalls in anderen Systemen bei Revisions- und Wartungsarbeiten auftreten. Ebenfalls können Oberflächen aller ferritischen Stähle betroffen sein, wenn sich Kondensationsfeuchte niederschlägt. Als Gegenmaßnahmen werden neben einem „Korrosionszuschlag“, der bereits in der Auslegung berücksichtigt wird, auch Beschichtungen angewandt. Je nach Systembedingungen können den Betriebsmedien auch Korrosionsinhibitoren zugegeben werden /ELM 19/.

Die Minimierung von Sauerstoff im Kühlmittel wirkt der Flächenkorrosion entgegen /EPRI 99b/.

2.3.2.3 Muldenkorrosion

Von Muldenkorrosion spricht man, wenn Flächenkorrosion lokal verstärkt auftritt, beispielsweise an Unregelmäßigkeiten des Bauteils oder unter Ablagerungen /ELM 19/. Auch Inhomogenitäten im angreifenden Medium (z. B. Unterschiede in Temperatur oder Sauerstoffkonzentration) können zu einem flachen muldenförmigen Abtrag durch örtlich beschleunigte oder verzögerte Korrosion führen /TÜV 07/. Je nach Randbedingungen können sogar gegen Flächenkorrosion resistente Werkstoffe betroffen sein, insbesondere beim Vorliegen bestimmter Wasserinhaltsstoffe wie z. B. Chloride. Je nach Temperatur, Werkstoff und Chloridkonzentration können austenitische Werkstoffe ebenfalls betroffen sein /ELM 19/. Unter ständiger guter Durchströmung entsteht üblicherweise keine Muldenkorrosion. Stagnierende Bedingungen hingegen können diesen Korrosionsmechanismus begünstigen.

2.3.2.4 Erosionskorrosion

Erosionskorrosion (EK oder engl. Flow Accelerated/Assisted Corrosion – FAC) ist Korrosion unter erosiver Wirkung strömender Flüssigkeiten, Gase oder Feststoffe. Bei diesem Mechanismus ist nicht die Erosion des Grundwerkstoffs ausschlaggebend, sondern der Abtrag der vor weiterer Korrosion schützenden Oxidschichten. Durch den Abtrag dieser Schichten werden ständig neue Oxidschichten gebildet, während gleichzeitig frisches Medium herantransportiert wird und für weiteren Abtrag sorgt. Dabei wird Grundwerkstoff verbraucht. Da der Mechanismus von der Strömungsgeschwindigkeit abhängt, wird bei der systemtechnischen Auslegung darauf geachtet, kritische Strömungsgeschwindigkeiten zu vermeiden. Bei bestimmten Geometrien, z. B. in einem Rohrbogen

oder an vorstehenden Schweißnähten, sind auch lokale Änderungen in der Strömungsgeschwindigkeit und Turbulenz zu beachten /SEI 17/. Die EK-Rate kann durch einen Rohrbogen im Vergleich zum geraden Rohr um einen Faktor von fünf bis zehn steigen. Eine Wanddickenschwächung durch Erosionskorrosion im geraden Rohr ist durch ein typisches Erscheinungsbild auf der Innenoberfläche erkennbar: ein weitgehend flächiger Wanddickenabtrag mit einer Vielzahl charakteristischer schwach ausgemuldeter Vertiefungen (s. Abb. 2.4) /TÜV 07/.

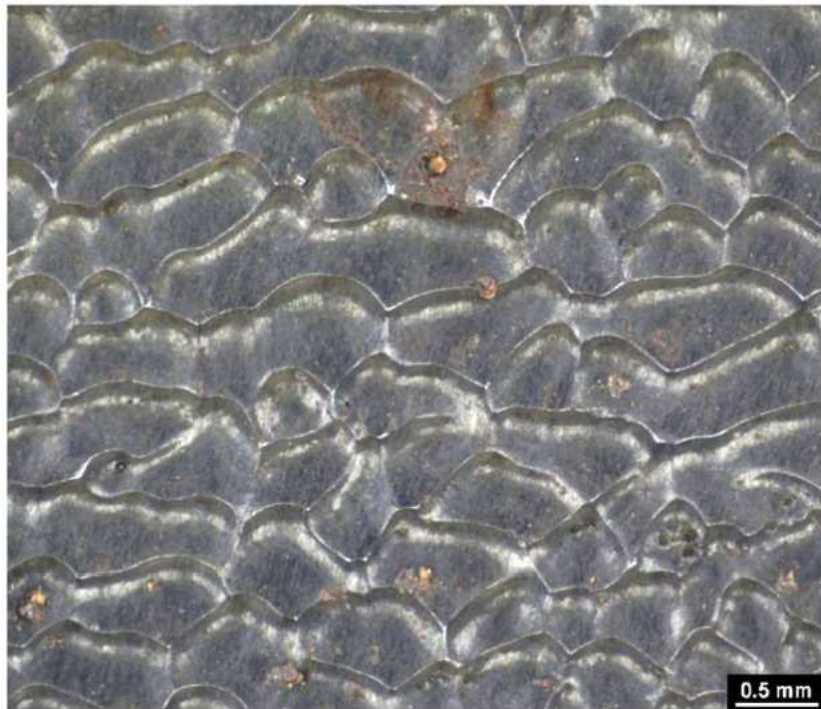


Abb. 2.4 Typische Struktur der Innenoberfläche einer Rohrleitung nach aktiver Erosionskorrosion (aus /KRO 22/)

EK tritt vor allem an Kohlenstoffstählen und niedrig legierten Stählen mit einem Chromgehalt von unter ca. 0,2 % bei gleichzeitig niedrigem Sauerstoffgehalt im Medium auf. Dabei ist die hohe Löslichkeit der unter Sauerstoffmangel gebildeten Magnetitschichten (Fe_3O_4) die Hauptursache für die Anfälligkeit dieser Stähle /SEI 17/. Die Magnetitschicht kann bei hohen EK-Raten sehr dünn und mit bloßem Auge nicht mehr sichtbar sein. In Abhängigkeit von EK-Rate und Oxidschichtdicke hat ein Gebiet mit EK ein schwarzes bis metallisches Aussehen. Demgegenüber weist eine rote Fläche auf das sauerstoffreichere Eisenoxid Hämatit (Fe_2O_3) hin und zeigt das Vorhandensein von gelöstem Sauerstoff im Medium an. Hämatit ist in wässrigem Medium schlecht löslich und schützt deutlich besser gegen weiteren Wandabtrag.

Innerhalb der Betriebszeiten von LWR ist EK im Temperaturbereich zwischen 50 und 250 °C relevant für die Integrität von Komponenten. Für eine Einphasenströmung liegt die Temperatur mit der höchsten EK-Rate bei ca. 150 °C, für eine Zweiphasenströmung bei ca. 180 °C. Bei einer Zweiphasen-Strömung wird die EK durch die flüssige Schicht auf der Metalloberfläche kontrolliert. Das Verhalten dieser Schicht ist schwer vorhersagbar oder messbar. Die EK-Raten sind unter neutralen (oder sauren) Bedingungen am höchsten und werden unter alkalischen Bedingungen bei einem $\text{pH}_{25\text{ °C}}$ -Wert größer 9 bis 10 technisch insignifikant, siehe Abb. 2.5.

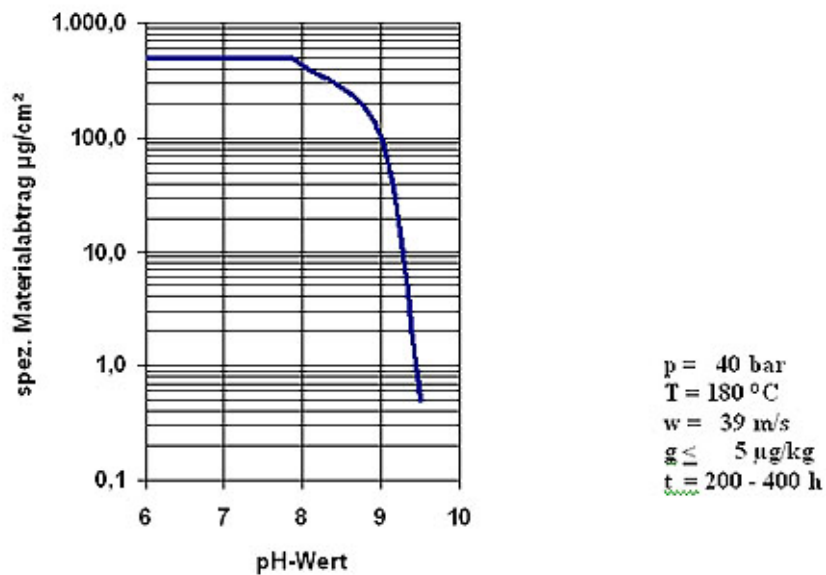


Abb. 2.5 pH-Abhängigkeit der Materialabtragsrate durch Erosionskorrosion in einer Wasserströmung (aus /SCH 10/)

Wesentliche Voraussetzungen für das Auftreten von Erosionskorrosion sind im Folgenden aufgelistet:

- Sehr geringer Anteil an Legierungsbestandteilen im Werkstoff (insbesondere geringer Chromgehalt, die Abtragsrate nimmt oberhalb von etwa 0,2 bis 1 % Chrom um Größenordnungen ab)
- pH-Wert < 9,2–9,5 (vgl. Abb. 2.5)
- Temperatur zwischen 50 °C und 250 °C (Maximum 150 – 180 °C), kritische Temperatur für das Medium im Nassdampfgebiet 120 – 200 °C
- Sehr geringer Sauerstoffgehalt (< 40 – 50 ppb)
- Ungünstige Strömungsbedingungen (Anströmung, Turbulenz, hohe Strömungsgeschwindigkeit).

In LWR tritt Erosionskorrosion i. d. R. nur im Wasser-Dampf-Kreislauf auf, wenn gleichzeitig ein potenziell anfälliger Werkstoff und eine geometrisch ungünstige Konstruktion zusammentreffen, aber üblicherweise nicht in trockenem, überhitzten, einphasigem Dampf. Besonders gefährdet für EK sind aufgrund der Geometrieänderung und des verringerten Chromgehaltes Schweißnähte an Kohlenstoffstählen. Im Wasser-Dampf-Kreislauf des SWR ist aufgrund der Radiolyse immer eine gewisse Menge Sauerstoff vorhanden, der der EK entgegenwirkt, da sich eine Oxidschicht aus dem schlecht löslichen Hämatit (Fe_2O_3) bildet. Deshalb spielt EK im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR eine untergeordnete Rolle und tritt im Wesentlichen nur in Zwei-Phasen-Strömungen auf.

Dagegen spielt EK eine große Rolle in Frischdampf- und Speisewasserleitungen von DWR. Hier spielt der pH-Wert eine entscheidende Rolle bei der Vorbeugung gegen EK /VGB 06/. Der pH-Wert wird dabei in Abhängigkeit von den verbauten Werkstoffen eingestellt, s. Abschnitt 2.2.2. Auf diesen wird durch die Zugabe von Alkalisierungsmitteln Einfluss genommen. Hydrazin kann in seiner Eigenschaft als Alkalisierungsmittel durch das Anheben des pH_T -Wertes die Metallabgabe reduzieren, verringert jedoch in seiner Eigenschaft als Sauerstofffänger auch den Sauerstoffgehalt. Reduziert es diesen jedoch unter den für die Vermeidung von Erosionskorrosion benötigten Wert, dann kann dieser positive Effekt aufgehoben werden und es kann sogar durch eine Erhöhung des Hydrazingehaltes im Endeffekt mehr Material abgetragen gehen. Erosionskorrosion tritt z. B. an der Heizedampfseite der Zwischenüberhitzer auch unter Hoch-AVT-Bedingungen auf. Als Gegenmaßnahme wird das Redoxpotenzial mittels Dosierung von Sauerstoff in den Heizedampf erhöht, was zu einer Stabilisierung der unlöslicheren Hämatit-Schicht führt. Dies wirkt der Erosionskorrosion entgegen /RHE 14/, /EPRI 04b/.

Zum Schutz der Dampferzeuger ist dabei jedoch besonders auf die Sauerstofffreiheit im Speisewasser hinter dem HD-Vorwärmer zu achten /VGB 06/, da ansonsten die Gefahr von SpRK an den DE-HR steigt. Außerdem kann durch die Werkstoffwahl und das Design der Systeme (Begrenzung von Durchflussrate und Turbulenz) ebenfalls Einfluss auf die Abtragsraten genommen werden. EK ist in DWR die Hauptquelle für Eisen im Kondensat und Speisewasser. Austenitische Stähle und Nickellegierungen sind üblicherweise resistent gegenüber Erosionskorrosion. Daher ist Erosionskorrosion im Primärkreis von DWR und im RDB von SWR unter normalen Betriebsbedingungen ohne Bedeutung /SEI 17/, /SEI 20/, /SEI 21b/.

Werden lokale Wanddickenschwächungen nicht rechtzeitig durch wiederkehrende Prüfungen entdeckt, können sie – insbesondere bei auftretenden schlagartigen Belastungen

(z. B. Druckstöße infolge des Zuschaltens von Pumpen) – zum Versagen (Bruch) der betroffenen Komponente führen /WEN 98/. Dies kann durch Wanddickenmessungen in den gefährdeten Bereichen verhindert werden, wobei die örtlichen Strömungsbedingungen bei der Festlegung der Prüfbereiche zu berücksichtigen sind /TÜV 07/. Visuelle Prüfungen von Innenoberflächen können ebenfalls zur Erkennung von Erosionskorrosion eingesetzt werden. Die Vorhersage des Wandabtrags, die mit komplexen Modellen durchgeführt wird, stellt jedoch immer noch eine Herausforderung dar /SEI 17/. Dies gilt insbesondere für kleine Rohrleitungen, deren Betriebsbedingungen mit diesen Modellen nicht richtig abgebildet werden können /KRO 22/. Auch weicht der lokale pH-Wert an einigen Stellen von dem in der Speisewasserleitung ab. Außerdem stellt der Lastfolgebetrieb eine zusätzliche Herausforderung dar, da Temperatur und Durchflussrate vom Leistungsniveau der Anlage abhängen und beide Parameter einen u. U. gegenläufigen Effekt auf die Abtragsrate haben /CLA 22/, /DEL 22/, /ZAN 22/.

2.3.2.5 Lochkorrosion

Lochkorrosion oder Lochfraß (auch Lochfraßkorrosion) ist eine Form der lokalisierten Korrosion. Lokalisierte Korrosionsformen treten üblicherweise an passiven Metallen auf, da für ihr Auftreten generell ein großes Verhältnis der Flächen Kathode/Anode nötig ist. D. h. Lochkorrosion tritt auf, wenn die korrosionshemmende Deckschicht eines Bauteils lokal Lücken aufweist – durch Beschädigung, durch ihre Morphologie oder durch Angriffe des Mediums. Typisch für die Lochkorrosion ist die Bildung kleiner Löcher (Anoden) in der passiven Oberfläche des betroffenen Metalls (Kathode). Diese sind oft von Korrosionsprodukten verdeckt. Die Zerstörung der oxidischen Schutzschicht eines Werkstoffs ist ein zeitabhängiger Prozess, der von vielen Faktoren abhängt. Dazu gehören z. B. das elektrochemische Potenzial, die Legierungszusammensetzung und die Umgebungsbedingungen. Die Flächenverhältnisse von Anode und Kathode beeinflussen die Stromdichten und damit die Korrosionsgeschwindigkeit. Da die Anodenstromdichte im Vergleich zur Kathodenstromdichte hoch ist, schreitet die Korrosion in aktiven Löchern schnell voran. Im Loch kommt es zudem mit der Zeit zu einer Ansäuerung und aufgrund des Bestrebens nach Ladungsausgleich auch zu einer Aufkonzentration z. B. von Chlorid-Ionen im Elektrolyten. Beide Effekte begünstigen die anodische Auflösung /FÉR 12/, /WEN 98/. Halogenide, wie z. B. Chloride, sind spezifisch wirkende Angriffsmittel für die Lochkorrosion der chromhaltigen hochlegierten Stähle. Die Lochfraßbeständigkeit von sensibilisierten, nichtrostenden Stählen wird durch eine Chromverarmung an den Korngrenzen aufgrund der Ausscheidung chromreicher Carbide wesentlich vermindert. Das

Lochfraßpotenzial eines sensibilisierten Stahls kann deutlich negativer sein als das Lochfraßpotenzial im lösungsgeglühten Zustand /TOS 01/.

Eine aktive lokale Korrosion ist im Allgemeinen davon abhängig, dass sich lokal eine Wasserchemie einstellt, die sich stark von der umgebenden Wasserchemie unterscheidet /FÉR 12/. Daher wirkt eine ständige gute Durchströmung dem Mechanismus entgegen.

Im Wasser-Dampf-Kreislauf von DWR kann bei Anwesenheit von Sauerstoff an unlegierten und niedriglegierten Werkstoffen Lochkorrosion während der Anlagenstillstände auftreten. Bei gleichzeitiger Anwesenheit von Salzen, insbesondere Chlorid und Sulfat, kann auch Lochkorrosion an hochlegierten Werkstoffen (Alloy 800 und austenitische Stähle) unter Betriebsbedingungen entstehen. Um die Gefahr von Lochkorrosion an den DE-Heizrohren zu reduzieren, ist der Sauerstoffgehalt im Speisewasser während des Anfahrbetriebs limitiert /VGB 20/.

2.3.2.6 Spaltkorrosion

Spaltkorrosion ist maßgeblich durch die Geometrie des Bauteils bedingt und streng genommen kein eigener Schädigungsmechanismus. In Spalten ist das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen deutlich anders als an der freien Oberfläche. Dies führt dazu, dass sich in Spalten die Wasserchemie durch Korrosionsprozesse im Spalt lokal ändern kann. Daneben können sich Verunreinigungen (z. B. Chloride) in Spalten aufkonzentrieren. Beides kann dazu führen, dass unter diesen oftmals nur sehr schwer kontrollierbaren Spaltbedingungen ansonsten resistente Werkstoffe korrodieren oder die Korrosion stärker ist als erwartet. Durch eine Minimierung von Spalten bei der Konstruktion der Bauteile kann Spaltkorrosion vermindert werden /WEN 98/. Außerdem wird auch hier deutlich, dass die Konzentration von Verunreinigungen auf möglichst niedrigem Niveau gehalten werden sollte, um die Möglichkeit der Aufkonzentration zu vermindern.

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

2.3.2.7 Schattenkorrosion

Als Schattenkorrosion bezeichnet man das Auftreten einer lokal erhöhten Korrosion auf Oberflächen von Zirkoniumlegierungen, die sich in der Nähe oder in direktem Kontakt mit Kernbauteilen aus anderen Metallen befinden. Dieses Phänomen wird als Schattenkorrosion bezeichnet, da sich die Struktur der Kernbauteile als „Schatten“ auf der Oberfläche der Zirkoniumlegierungen abbildet /HSK 01/. Im Bereich des Schattens ist die Oxidschicht wesentlich dicker als außerhalb des Schattens. Der Effekt wird nur in SWR beobachtet, am häufigsten an BE-Kästen, auf denen sich der Schatten eingefahrener Steuerstäbe abbildet. An Brennstäben (BS) wurde der Effekt bei Abstandhaltern aus Zirkonium- und Nickellegierungen mit Federn aus Nickellegierungen beobachtet. Bei Abplatzungen der Oxidschicht kann es zu BS-Leckagen kommen.

Das Phänomen der Schattenkorrosion ist bislang nicht umfassend verstanden. Am häufigsten wird davon ausgegangen, dass es sich um ein galvanisches Korrosionsphänomen handelt. Als wahrscheinliche Ursache wird hierbei die relativ große Potenzialdifferenz zwischen der frischen Zirkonium-Oberfläche und dem Edelstahl bzw. der Nickellegierung angesehen. Experimentelle Untersuchungen zeigten, dass diese Potenzialdifferenz in simulierter SWR-Umgebung ziemlich groß, in DWR-Umgebung dagegen klein ist. Dies würde erklären, weshalb Schattenkorrosion in DWR nicht beobachtet wird /ANT 13/.

In der Vergangenheit ist das Auftreten von erhöhter lokaler Korrosion in Form einer ausgeprägten Schattenkorrosion in mehreren Anlagen mit einem „Eisenmangel“ in Verbindung gebracht worden, der aus einer veränderten Wasserchemie (z. B. durch Verbesserung der Kondensatreinigungsanlage, Erhöhung der Zinkdosierung) resultierte. Der Eisenmangel kann als ein zu niedriges Verhältnis der Konzentration von Eisenionen zu jener von zweiwertigen Zink- und Nickelionen definiert werden. Durch eine Optimierung der Zinkdosierung ins Speisewasser kann ein optimales Verhältnis (Fe/Ni bzw. Fe/(Ni+Zn)) eingestellt werden. Bei einer durch Eisenmangel charakterisierten Wasserchemie ändert sich der Aufbau von Crud auf der oxidierten Hüllrohroberfläche. Zur Überwachung des Eisenmangels kann die Aktivitätskonzentration von ^{54}Mn im Reaktorwasser herangezogen werden. Sobald es zu wenig Eisen im Reaktorwasser gibt, um eine Hämatit-Crudschicht zu bilden, wird Crud in Form von Spinellen abgelagert. Damit beginnt die ^{54}Mn -Konzentration zu sinken, da das in der Spinell-Crudschicht aus ^{54}Fe gebildete ^{54}Mn sich schlechter im Reaktorwasser löst, als das in der Hämatit-Crudschicht erzeugte /RIT 20/, /HSK 01/, /HSK 98/.

Diese Theorien reichen jedoch nicht aus, um alle experimentellen Fakten und Beobachtungen zur Schattenkorrosion zu erklären. Es scheint ein Strahlungseffekt (Beta-Strahlung) zusätzlich zum galvanischen Korrosionsmechanismus notwendig /ANT 13/, /IAEA 10a/. Des Weiteren werden thermische Einflüsse und Einflüsse der Wasserchemie diskutiert /HSK 01/.

2.3.2.8 Dehnungsinduzierte Risskorrosion

Dehnungsinduzierte Risskorrosion (DRK, eng. SICC – strain induced corrosion cracking) ist eine Form der korrosionsgestützten Rissbildung, die bei zunehmender mechanischer Beanspruchung mit zumindest lokal plastischer Verformung entsteht. Rissbildung und -wachstum stehen im Zusammenhang mit dem mechanisch bedingten Aufreißen der oxidischen Schutzschicht infolge langsamer Dehnungsänderungen aufgrund des vergleichsweise geringeren Verformungsvermögens der Oxidschicht gegenüber dem Grundwerkstoff /SEI 08/, /TOS 01/

Basierend auf Versuchen konnten die folgenden kritischen Systembedingungen in Bezug auf eine Anfälligkeit für DRK identifiziert werden:

- Korrosionspotenzial $> -200 \text{ mV}_{\text{SHE}}$
- Dehnrate im kritischen Bereich: $0 < d\varepsilon/dt_{\text{crit, min}} \leq d\varepsilon/dt \leq d\varepsilon/dt_{\text{crit, max}} = 10^{-3} \text{ s}^{-1}$
- Temperatur $> 150 \text{ }^\circ\text{C}$
- Schwefelgehalt im Werkstoff $> 0,003 \text{ Gew.-%}$

Falls eine dieser Bedingungen nicht gegeben ist, ist eine Initiierung von DRK unwahrscheinlich. Sulfat und Chlorid können den anfälligen „Bereich“ hin zu weniger kritischen Bedingungen (z. B. niedrigeres Korrosionspotenzial) verschieben /SEI 08/.

Zu den für DRK anfälligen Werkstoffen gehören un- und niedriglegierte Stähle. Vorwiegend betroffene Komponenten sind Rohrleitungen und Stützen /ELM 12a/. Im Vergleich zur SpRK dominiert bei der DRK die mechanische Beanspruchung vor der chemischen. Bei der DRK wechseln sich Betriebszustände mit abtragender Korrosion mit Phasen der Deckschichtbildung ab. Bei alternierender Belastung reißt die Schicht wiederholt an denselben Stellen auf. Es entsteht ein rissförmiger Korrosionsfortschritt. Besonders gefährdet sind Bereiche hoher Spannungen (z. B. an Schweißnähten) sowie Magnetitschichten auf niedriglegierten, hochfesten Stählen, da diese besonders leicht aufreißen. Typisch

für die Schadensart sind niederfrequente Zug-Schwell-Beanspruchungen /TOS 01/. Die DRK kann aber auch bei monoton ansteigender Belastung auftreten. Zu den Betriebsbedingungen von LWR, welche den Mechanismus unterstützen, gehören An- und Abfahrvorgänge sowie Temperaturschichtung. In Versuchen wurden u. a. ein hohes Korrosionspotenzial bzw. ein hoher Sauerstoffgehalt, ein hoher Chloridgehalt und quasi-stagnierende Strömungsbedingungen als beitragende Faktoren für eine DRK-Anfälligkeit identifiziert. Das DRK-Risswachstum wird im Wesentlichen durch die Konzentration an schwefelhaltigen Anionen (bzw. den pH) im Elektrolyten im Bereich der Rissspitze sowie durch die Rissspitzendehnrage kontrolliert /SEI 03/. Mitte der 1980er Jahre traten in deutschen Anlagen zahlreiche Befunde infolge DRK an nicht basissicheren Rohrleitungen aus höherfesten Stählen auf. Daraufhin erfolgte ein Umrüsten der betroffenen Rohrleitungen nach den Grundsätzen der Basissicherheit sowie weitere verfahrens- und systemtechnische Optimierungsmaßnahmen /HOF 06/.

2.3.3 Ablagerungen auf den Brennstab-Hüllrohren

Im Folgenden werden verschiedene Mechanismen beschrieben, die aus der Betriebserfahrung bekannt sind und mit Crud in Verbindung gebracht werden. Bei Crud handelt es sich um Korrosionsproduktpartikel, die sich auf den BE ablagern und dort aktiviert werden /WEL 15/. Aus der Aktivierung ergeben sich radiologische Auswirkungen, da sich die aktivierten Ablagerungen nach einer bestimmten Verweilzeit wieder von den BE lösen und dann an anderer Stelle im Kreislauf ablagern (Aktivitätsaufbau). Ablagerungen auf den Brennstab-Hüllrohren können darüber hinaus die Strömung behindern, erschweren den Wärmetransport und können die Brennstabintegrität beeinträchtigen. Beim Abfahren zur Revision kann Crud auch von den Hüllrohren abplatzen /WIK 02/.

Im DWR kann bei BE mit hoher Leistung eine axiale Leistungsverschiebung auftreten. Dieses Phänomen wird als Crud-Induced Power Shifts (CIPS) oder Axial Offset Anomaly (AOA) bezeichnet. Als Grund dafür wird angenommen, dass Bor bzw. LiBO_2 aus dem Kühlmittel in den Ablagerungen auf den Brennstäben angereichert wird. Die Anreicherung wird durch Sieden an den Brennstäben ausgelöst. Bei einer Leistungsreduktion geht Bor wieder in Lösung. Bei längeren BE-Zyklen gewinnt die Wasserchemie weiter an Bedeutung, da sich mehr Crud auf den Brennelementen ablagern kann und seltener beim Abfahren wieder von den Brennstaboberflächen löst. In SWR haben die Ablagerungen auf den Brennelementen einen deutlich höheren Anteil am gesamten Korrosionsproduktinventar als im DWR /WIK 02/.

Crud-Induced Localized Corrosion (CILC) wurde an Brennstab-Hüllrohren in SWR beobachtet (vgl. Abschnitt 2.3.6). Sie wird durch kupferhaltige Ablagerungen, vermutlich in Kombination mit lokal erhöhter Leistung, ausgelöst. Das Problem wurde durch Änderungen in der Wasserchemie, beim Hüllrohrmaterial und durch Umberohrung (Vermeidung von Kupferlegierungen) der Kondensatoren gelöst /HSK 01/.

(Unterkühltes) Sieden an Hüllrohr-Oberflächen führt zur Anreicherung von Verunreinigungen in Ablagerungen auf den Brennstäben. Poröse Ablagerungen können diesen Effekt verstärken /WIK 02/

2.3.4 Einfluss wasserchemischer Parameter im Primärkreis von DWR

Die Chemie des Primärkreises ist in der Regel auf die Eigenschaften des Werkstoffes der Dampferzeuger-Heizrohre (DE-HR) hin optimiert, da deren Oberfläche gegenüber den übrigen Primärkreis-Oberflächen sehr groß ist. Aufgrund der Erkenntnis, dass Nickelferrite ein wesentlicher Bestandteil der Korrosionsprodukte sind, wird der pH-Wert bei der klassischen modifizierten B/Li-Fahrweise bei deren Löslichkeitsminimum ($pH_{T300} = 7,4$) gehalten. Näheres dazu kann GRS-492 „Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken“ entnommen werden /FAU 18/ (mit Material aus /BOL 13/, /TOP 13/).

Die Anwesenheit von Wasserstoff im Reaktorkühlmittel wirkt durch Rekombinationsreaktionen der Bildung oxidierender Bedingungen aufgrund von Radiolyse entgegen. Weiterhin wird durch die Einhaltung eines Wasserstoff-Überschusses in den Reaktorkühlkreislauf eingeschleppter Sauerstoff gebunden. Bei einer Unterschreitung von 0,5 mg H_2/kg ist mit der strahlenchemischen Bildung von molekularem Sauerstoff und oxidierend wirkenden radikalischen Radiolyseprodukten zu rechnen, die insbesondere an den Zircaloy-Hüllrohren selektive Korrosion verursachen können. Nicht abgebundener Sauerstoff kann auch zu verstärkter Oxidation der BE-Hüllrohre und zu verstärkten Ablagerungen von Korrosionsprodukten auf diesen führen. In Gegenwart von Sauerstoff kann bei Überschreitung der Chlorid-Spezifikationen auch selektive Korrosion an austenitischen Stählen und Nickellegierungen auftreten /VGB 06/.

Wasserstoff im Kühlmittel spielt eine Rolle bei der Anfälligkeit gegenüber ISpRK (s. auch Abschnitt 2.3.2.1.4). Bei Nickellegierungen wurde über kürzere Inkubationszeiten für das Auftreten von ISpRK bei Wasserstoffeinspeisung in DWR-Umgebung berichtet /ELM 15/. Andere Untersuchungen an Alloy 600 in Primärkühlmittel von DWR ergaben

eine deutliche Abnahme der Inkubationszeit für ISpRK bei Zunahme der Wasserstoffkonzentration von sehr geringen bis zu mittleren Konzentrationen von etwa 20 bis 40 cm³/kg (entsprechend etwa 2 bis 4 ppm) bei 350 °C /MIC 10/. Diese Ergebnisse wurden qualitativ durch weitere Untersuchungen bestätigt /MOL 11/. Sie weisen darauf hin, dass die Anfälligkeit von Alloy 600 gegenüber interkristalliner Spannungsrisskorrosion gerade unter den üblichen Bedingungen des Primärkreises von DWR besonders hoch ist.

In den Brennstab-Hüllrohren aus Zirconiumlegierungen kann im Betrieb durch Korrosion anfallender, naszierender Wasserstoff neben den durch die Fertigung bereits vorhandenen Hydriden zu weiteren Hydrid-Ausscheidungen führen /FAU 20/. Generell läuft die Korrosion mit steigender Temperatur und mit Erhöhung des elektrochemischen Potentials schneller ab /WLN 17/. Dies führt auch zu verstärkter Hydridbildung, während molekularer Wasserstoff nicht durch die Oxidschicht diffundiert und daher nicht in den metallischen Werkstoff eindringt. Daher führt die Dosierung von Wasserstoff in das Primärkühlmittel von DWR auch an den Hüllrohren zu einer reduzierten Korrosionsrate und Hydridbildung.

Wasserstoffbedingte Rissbildung wurde im Zusammenhang mit Ermüdungsuntersuchungen an Alloy 690 beobachtet. Der Wasserstoff stammt dabei aus Korrosionsprozessen unter simulierten DWR-Primärkühlmittelbedingungen. Durch die im Vergleich zu austenitischen Stählen reduzierte Korrosionsneigung ist auch das Ausmaß der wasserstoffbedingten Rissbildung an Alloy 690 geringer als bei austenitischen Stählen /HON 14/.

Für weiterführende Informationen zum Thema Wasserstoff wird auf den Bericht „Forschungen zum Wasserstoffeinfluss auf das Verhalten von Konstruktionswerkstoffen in Kernkraftwerken“ (GRS-578) /FAU 20/ verwiesen.

Eine ⁷Li-Konzentration von 0,2 mg/kg sollte laut VGB-Richtlinie für längere Zeit, wenn nicht anders festgelegt, nicht unterschritten werden, weil sonst u. a. mit einem Anstieg der Metallabgaberraten der Strukturwerkstoffe und verstärkter Ablagerung von Korrosionsprodukten auf den Brennelementen zu rechnen ist. Abhängig von der Brennelementauslegung können höhere Normalbetriebswerte in Absprache mit den Brennelementherstellern anlagenspezifisch festgelegt werden. Bei Überschreitung des oberen Normalbetriebswertes erhöht sich die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Brennstab-Hüllrohrkorrosion, weil durch Siedevorgänge, vor allem an den Hüllrohroberflächen

der Brennelemente, eine örtliche Anreicherung des Alkalisierungsmittels stattfinden kann. Je stärker der obere Normalbetriebswert überschritten wird, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von erhöhter Hüllrohrkorrosion /VGB 06/.

Die Zinkdosierung (s. Abschnitt 2.2.4) wirkt dem Aktivitätsaufbau entgegen und bewirkt zusätzlich eine möglichst geringe Crud-Mobilisierbarkeit von Brennelement-Oberflächen. Als ein weiterer positiver Effekt der Zink-Zugabe wird die Verringerung der Korrosionsgeschwindigkeit und Korrosionsproduktabgabe von austenitischem Cr-Ni-Stahl sowie von den Nickellegierungen Alloy 600 und 690 genannt. Die Zinkdosierung kommt dann in Frage, wenn der „natürlich“ vorhandene Zinkgehalt zu niedrig ist um diese positiven Effekte zu erreichen /FAU 18/.

Ammoniak ist auch im Primärkühlmittel „westlicher“ DWR vorhanden (in WWER wird gezielt Ammoniak als Wasserstoffquelle hinzudosiert) und unschädlich. Er bildet sich aus dem ggf. beim Anfahren dosierten Hydrazin sowie im Neutronenfeld aus dem ggf. über den Volumenausgleichsbehälter eingebrachten Stickstoff und dem dosierten Wasserstoff. Die Konzentration hängt daher von der anlagenspezifischen Fahrweise ab.

In Tab. 2.1 sind wichtige wasserchemische Parameter sowie Beispiele für ihre möglichen Auswirkungen dargestellt.

Tab. 2.1 Wasserchemische Parameter im Primärkreis von DWR-Anlagen und ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen /VGB 20/, /EPRI 99b/

Wasserchemischer Parameter	Mögliche Auswirkungen
pH-Wert	Minimierung der mobilisierbaren Korrosionsproduktmenge
Wasserstoff	Binden von eingeschlepptem Sauerstoff bzw. durch Radio-lyse gebildeter oxidierender Spezies; Sicherstellung reduzierender Bedingungen Bei Unterschreiten: <ul style="list-style-type: none"> • Verstärkte Korrosionsproduktbildung und -transport • Verstärkte Korrosionsproduktablagerungen auf den BE • Zunahme der Kontamination im Hauptkühlkreislauf • Verstärkte Korrosion an BS-HR möglich • Einfluss auf wasserstoffinduzierte Rissbildung an Nickellegierungen

Wasserchemischer Parameter	Mögliche Auswirkungen
Sauerstoff	Bei Überschreiten: <ul style="list-style-type: none"> • Bildung oxidierender Bedingungen • Verstärkte Anfälligkeit für ISpRK an austenitischen Stählen • Verstärkte Korrosion der BE-Hüllrohre • Verstärkte Korrosionsproduktablagerungen auf BE-Hüllrohren • Zunahme der Wahrscheinlichkeit für selektive Korrosionsformen (besonders an DE-HR)
⁷ Li	Bei Unterschreiten: <ul style="list-style-type: none"> • Anstieg Metallabgaberaten • Verstärkte Ablagerung von Korrosionsprodukten auf BE • Zunahme Kontamination d. Reaktorkühlkreislaufs Bei Überschreiten: <ul style="list-style-type: none"> • Verstärkte BE-Hüllrohrkorrosion
Chlorid (, Sulfat)	Besonders bei Anwesenheit von Sauerstoff selektive Korrosion an austenitischen Stählen und Nickellegierungen
Zink	Reduzierung des Dosisleistungsaufbaus, Einsatz gegen SpRK an einigen Nickellegierungen
Wasserstoffperoxid	Entzug von Antimon aus Reaktorkühlmittel, Entfernen von Korrosionsprodukten beim Abfahren zur Revision Im Leistungsbetrieb: Bildung oxidierender Bedingungen

2.3.5 Einfluss wasserchemischer Parameter im Sekundärkreis von DWR

Die unterschiedlichen Werkstoffe, Temperaturen, Drücke, Phasen und Strömungsgeschwindigkeiten im Sekundärkreis stellen große Herausforderungen an die Wasserchemie dar. Die Dampferzeuger sind bei der Wahl der Parameter besonders zu berücksichtigen, da sich aufgrund der Verdampfung die Verteilung von Wasserinhaltsstoffen im Kreislauf und die lokale Wasserchemie im Dampferzeuger deutlich verändern kann. Da der pH-Wert im DE-Speisewasser einen entscheidenden Einfluss auf die Erosionskorrosion und damit auf das Korrosionsproduktinventar des Wasser-Dampf-Kreislaufs hat, ist insbesondere auf Einstellung des pH-Werts zu achten /SEI 17/. Liegt der pH (25 °C)-Wert in wasserführenden Systemen oder im Wasserfilm an der Werkstoffoberfläche Nassdampf-führender Systeme oberhalb von ca. 9,5, so wird das Auftreten von Erosionskorrosion weitgehend unterdrückt. Dadurch soll die Ablagerung von Korrosionsprodukten in den DE minimiert werden (vgl. Abschnitt 2.2.2) /VGB 20/.

Für die verschiedenen Anlagenzustände sind Grenzwerte für Sauerstoff im Speisewasser definiert. Beim Anfahren ist ein Grenzwert definiert, um in diesem Anlagenzustand die Flächenkorrosion an C-Stahl zu minimieren sowie Lochkorrosion an DE-HR zu vermeiden. Unter Betriebsbedingungen kann Sauerstoff bei Anwesenheit von Salzen (insb. Chlorid, Sulfat) auch zu SpRK und Lochfraßkorrosion an hochlegierten Werkstoffen (Alloy 800, austenitische Stähle) führen. Bei Anlagenstillständen sind Lochfraßkorrosion an unlegierten und niedriglegierten Werkstoffen möglich. Zur Gewährleistung reduzierender Bedingungen in den DE wird beim Anfahren Hydrazin dosiert. Zur Begrenzung des Sauerstoffeintrags muss genügend Hydrazin den Speisewasserbehälter erreichen /VGB 20/.

Durch Undichtigkeiten des Turbinenkondensators können Inhaltsstoffe des Kühlwassers eingeschleppt werden und in bestimmten Bereichen der DE aufkonzentriert werden, z. B. in Korrosionsproduktablagerungen auf dem Rohrboden oder auf den Heizrohren, wo Dampfblasen auftreten können. Besonders häufig treten die Undichtigkeiten an Kondensatorrohren in Bereichen mit Tropfenschlag auf. Dieser Effekt führt insbesondere an den Längsnahtschweißungen der Kondensatorrohre zu Erosion. Kleinstleckagen sind schwer zu detektieren und können u. U. nicht kurzfristig durch Verstopfen der betroffenen Kondensatorrohre abgestellt werden. Dies führt ggf. zu einem längerfristigen Eintrag von Verunreinigungen /VGB 20/.

Setzt man ein vernachlässigbares „Hideout“ (siehe Abschnitt 2.2.5.1) voraus, sinkt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten lokaler Korrosionsformen an den Dampferzeuger-Heizrohren mit fallender Salzkonzentration im Dampferzeugerwasser. Im ungestörten Dauerbetrieb (ohne Fremdsalz-Eintrag) ist das DE-Wasser praktisch ionenfrei. Vor allem eingeschleppte Salze (u. a. Chloride und Sulfate) können jedoch im Übergangsbereich zwischen den stagnierenden Dampfblasen und dem umlaufenden Dampferzeugerwasser bis zur Sättigungskonzentration angereichert werden. Diese Salze unterliegen zugleich Hydrolyseprozessen im Dampferzeugerwasser, wobei je nach Art der Salze Säuren oder Laugen gebildet werden. Solche Aufkonzentrations- und Hydrolyseprozesse führen zu pH-Exkursionen und dadurch zur Bildung korrosiver Medien /IAEA 11a/, /VGB 20/. Unter stark sauren Bedingungen ist beispielsweise auch der DE-HR-Werkstoff Alloy 800mod. korrosionsanfällig. Eine Aufkonzentration von Verunreinigungen ist auch in den Spalten zwischen DE-HR und dem Rohrboden sowie im Übergangsbereich zwischen harten und weichen Ablagerungen über dem Rohrboden und in den Belägen auf den DE-HR möglich /VGB 06/, /WLN 18/.

Sauerstoffdosierung in den Heizdampf des Wasserabscheider-Zwischenüberhitzers (WAZÜ), die zur Verringerung von Erosionskorrosion an Kohlenstoffstählen erfolgt, kann zu einem verstärkten Eintrag von Eisenoxid aus dem WAZÜ in die DE führen, wenn dort bereits Magnetit-Schichten vorhanden sind. Die Eisenoxide können sich dann in Strömungstotzonen auf den Rohrböden ablagern und mit der Zeit harte Ablagerungen bilden. Ebenso können durch höhere Kieselsäure-Konzentrationen im Dampferzeuger-Wasser bei Anwesenheit von z. B. Erdalkalimetallionen schwerlösliche Ablagerungen entstehen /VGB 20/, /RIZ 17/.

In Tab. 2.2 sind wichtige wasserchemische Parameter im Sekundärkreis von DWR-Anlagen sowie Beispiele für ihre möglichen Auswirkungen dargestellt.

Tab. 2.2 Wasserchemische Parameter im Sekundärkreis von DWR-Anlagen und ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen /VGB 20/, /SEI 17/

Wasserchemischer Parameter	Mögliche Auswirkungen
Sauerstoff	<ul style="list-style-type: none"> • Anfahrbedingungen: Flächenkorrosion an C-Stahl, Lochkorrosion an DE-HR • Betriebsbedingungen: SpRK und Lochfraßkorrosion an hochlegierten Werkstoffen (Alloy 800, austenitische Stähle) bei Anwesenheit von Salzen (insb. Chlorid, Sulfat) • Anlagenstillstände: Lochfraßkorrosion an unlegierten und niedriglegierten Werkstoffen; • Sauerstoffdosierung z. B. in den Zwischenüberhitzer zur Bildung von Hämatit und Verringerung von Erosionskorrosion an C-Stahl
pH-Wert	Flächenkorrosion/Metallabgaberrate an C-Stahl-Komponenten, Erosionskorrosion in wasser- und nassdampf führenden Systemen, Korrosionsprodukteintrag in DE bei zu niedrigerem pH-Wert
Hydrazin	Dosierung ins Hauptkondensat zur Bindung von eingeschlepptem Sauerstoff bei höheren Temperaturen, Alkalisierung des Kreislaufmediums, Einhaltung reduzierender Bedingungen im DE-Speisewasser
Leitfähigkeit (ionale Verunreinigungen)	Korrosionsanfälligkeit DE-HR <ul style="list-style-type: none"> • Natrium: Laugeninduzierte SpRK an DE-HR • Chlorid/Sulfat: höhere Gehalte erhöhen die Gefahr unzulässiger Salzanreicherungen, besonders in porösen Ablagerungen und Spalten in den DE, dies kann zu Korrosion des Rohrbodens und selektiver Korrosionsformen an DE-HR führen Korrosion an der Turbine

Wasserchemischer Parameter	Mögliche Auswirkungen
Kieselsäure	Höhere Konzentrationen im DE-Wasser: Bei Anwesenheit von z. B. Erdalkalimetallen Bildung schwerlöslicher Ablagerungen, auch in der Turbine

2.3.6 Einfluss wasserchemischer Parameter im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR

Auch im Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR spielen die hohen chemischen Anforderungen an das Medium eine große Rolle bei der Korrosionssicherheit. Neben der ionalen Reinheit finden auch oxidierend wirkende Radiolyseprodukte des Wassers im Hinblick auf die Korrosionssicherheit Beachtung. Durch die Einhaltung dieser Anforderungen kann die Abgabe von Korrosionsprodukten von Werkstoffoberflächen minimiert und Korrosionsschäden (z. B. durch Risskorrosion) können vermieden werden.

Sauerstoff spielt im Kondensat/Speisewassersystem und in dampfführenden Systemen eine wichtige Rolle bei der Bildung und Erhaltung der Schutzschichten. Zu hohe Sauerstoffgehalte sind jedoch ebenso zu vermeiden wie zu niedrige. Daher enthält die chemische Spezifikation für Speisewasser eine Vorgabe für einen Sauerstoff-Konzentrationsbereich. Die Sauerstoffwerte im Kondensatteil sowie die die Sauerstoff- und Wasserstoffperoxidwerte im Reaktorwasser stellen sich anlagenspezifisch ein. Aus den oxidierend wirkenden Radiolyseprodukten resultiert an mit Reaktorwasser beaufschlagten Werkstoffoberflächen rechnerisch ein positives Korrosionspotenzial von bis zu ca. 270 mV_{SHE} /VGB 20/. Durch dieses hohe Korrosionspotenzial besteht eine Anfälligkeit insbesondere von nicht stabilisierten CrNi-Stählen gegenüber SpRK bei NWC-Fahrweise.

Durch Untersuchungen und die Betriebserfahrung konnte gezeigt werden, dass bei Einhaltung der in der VGB-Richtlinie festgehaltenen Spezifikationen und Maßnahmen das Grundprinzip der Korrosionssicherheit im Betrieb, wie auch bei An- und Abfahrvorgängen sowie bei Stillstand, erfüllt wird /VGB 06/.

Wie beim DWR sind neben flächenförmigem Abtrag durch Korrosion bei hohen Strömungsgeschwindigkeiten auch lokale Korrosionsarten, besonders rissbildende, von Bedeutung. Aus Gründen des Korrosionsschutzes vor allem austenitischer Cr/Ni-Stähle sind für das Reaktorwasser niedrige Chlorid- und Sulfatwerte festgelegt. Chlorid kann in sauerstoffhaltigem Hochtemperaturwasser unter verschärften Bedingungen auch einen

Einfluss auf das Korrosionsrisswachstum bei niedriglegierten Werkstoffen ausüben. Es senkt auch die kritische Sauerstoffkonzentration für Lochkorrosion bei Kohlenstoff- bzw. niedrig legierten Stählen /VGB 06/, /RIT 20/.

Der Haupteintrag an Korrosionsprodukten entsteht durch den Eintrag von Eisen mit dem Speisewasser in den Reaktor. Die größte Eisenquelle sind dabei Korrosionsprodukte von den niedriglegierten Werkstoffen des Wasser-Dampf-Kreislaufes. Das Eisen liegt hauptsächlich ungelöst vor und lagert sich bevorzugt auf den BE-Oberflächen ab. Auch Korrosionsprodukte, die Radionuklide mit längerer Halbwertszeit und hoher spezifischer Aktivität bilden können, sind in der Lage, sich zusammen mit dem Eisen in oxidischer Form in die Beläge dieser Oberflächen einzulagern /VGB 06/.

In einer Reihe von SWR-Anlagen im Ausland wird Zink in das Speisewasser dosiert (s. Abschnitt 2.2.4). Dadurch sollen der Dosisleistungsaufbau durch Absenkung der radioaktiven Kontamination in den Leitungen sowie die Mobilisierbarkeit von Belägen auf BE reduziert werden. Ein Eintrag von Korrosionsprodukten von Kupfer und Zink ist nur bei Anlagen mit Messingberohrung im Kondensator von Bedeutung. Der Eintrag mit dem Speisewasser stellt jedoch mengenmäßig einen geringeren Anteil des Eintrags von Korrosionsprodukten dar und ein wesentlicher Anteil lagert sich recht schnell auf den BE ab. Beide Elemente können die Belageigenschaften dort ungünstig beeinflussen /VGB 20/, /EPRI 04a/.

Kupfer wird, wenn vorhanden, mit dem Speisewasser eingetragen, stellt jedoch mengenmäßig einen geringen Anteil des Korrosionsprodukteintrages dar. Es liegt in gelöster Form vor und lagert sich im Wesentlichen recht schnell auf den BE-Oberflächen ab. Die Einlagerung kann durch die Bildung sehr dichter Beläge zu Problemen führen. Das Kupfer stammt hauptsächlich aus Korrosionsprodukten von Kupferlegierungen, wenn eine Messingberohrung im Kondensator vorliegt /VGB 06/.

Im Hinblick auf den Aktivitätsaufbau ist eine Überwachung anderer Korrosionsprodukte (z. B. von Cr, Ni, Co) im Speise- und Reaktorwasser empfehlenswert, die üblicherweise in Spuren vorhanden sind /VGB 06/.

Bei Anwendung von HWC (Hydrogen Water Chemistry) liegen höhere Gehalte an Chrom und Nickel in den Oxidschichten vor als bei NWC- (Normal Water Chemistry) Bedingungen. NWC-Bedingungen bewirken die Oxidation von Chrom zu Cr(VI), das dann als

CrO_4^{2-} vorliegt. Dieses ist sehr gut löslich und wird daher nicht in die Oxidschicht eingebaut. Es verbleibt zunächst gelöst im Kühlmittel und kann durch Ionentauscher in der Kühlmittelreinigung aus dem Kühlkreislauf ausgetragen werden /EPRI 99a/.

In einigen SWR-Anlagen mit erhöhtem Kupfergehalt wurde Ende der 1970er und Anfang der 1980er Jahre crudinduzierte lokale Korrosion (CILC) an Zircaloy-2-Hüllrohren beobachtet. Durch Änderungen in der Wasserchemie (Verringerung der Cu-Konzentration) und beim Hüllrohrmaterial konnte das Problem jedoch gelöst werden /HSK 01/.

Unter bestimmten Umständen kann Chrom auch lokal in die Oxidschichten in SWR-Anlagen eingebaut werden, wenn durch die Bildung einer dünnen Schicht auf Cr-Ni-Stählen der Zutritt von Sauerstoff vermindert ist und die Bedingungen an dieser Stelle eher denen in DWR-Anlagen entsprechen /EPRI 99a/.

In Tab. 2.3 sind wichtige wasserchemische Parameter in SWR-Anlagen sowie Beispiele für ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen dargestellt. Es kann dabei zwischen schädlichen (u. a. Sauerstoff, Chlorid, Sulfat, Kupfer), harmlosen (Kieselsäure, in niedriger Konzentration) und prinzipiell nützlichen Verunreinigungen (Zink, Wasserstoff, Edelmetalle) unterschieden werden. Natrium und Nitrat gehören ebenfalls zu den in geringen Konzentrationen harmlosen Verunreinigungen /COW 06/.

Tab. 2.3 Wasserchemische Parameter in SWR-Anlagen und Beispiele für ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen /VGB 20/, /EPRI 04a/, /COW 06/, /RIT 20/

Wasserchemischer Parameter	Mögliche Auswirkungen
Sauerstoff	<ul style="list-style-type: none"> • Bildung und Erhaltung einer oxidischen Schutzschicht auf niedriglegierten Werkstoffen bei Einhaltung der Spezifikation • Bildung oxidierender Bedingungen, rissbildende Korrosion an unstabilierten Austeniten und sensibilisierten Bereichen stabiliertester Austenite wird wahrscheinlicher
Chlorid	<ul style="list-style-type: none"> • Korrosion an Cr/Ni-Stählen • Korrosion an Kohlenstoffstählen bzw. niedrig legierten Stählen • Senkt die kritische Sauerstoffkonzentration für Lochkorrosion bei Kohlenstoff- bzw. niedrig legierten Stählen • Beschleunigt alle Formen der Korrosion
Sulfat	Korrosion an Cr/Ni-Stählen

Wasserchemischer Parameter	Mögliche Auswirkungen
Kieselsäure	Einfluss auf Verdichtung von Belägen auf BE-HR kann nicht ausgeschlossen werden
Eisen	<ul style="list-style-type: none"> • Bevorzugte Ablagerung auf BE-Hüllrohren • Reagiert mit Zink zu stabilen Verbindungen in der Oxidschicht und stabilisiert diese • Vermehrter Eintrag erhöht die benötigte Menge von abgereichertem Zinkoxid zur Aufrechterhaltung der gewünschten Zinkkonzentration
Kupfer (nur bei Anlagen mit Messingberohrung im Kondensator)	<ul style="list-style-type: none"> • Ablagerung auf BE-Oberflächen, • Bildung unerwünscht dichter Beläge auf BE-Oberflächen (Nachteile bis hin zur Behinderung des Wärmeübergangs), kann Korrosionsmechanismen wie ISpRK fördern, • Kann Effektivität von Wasserstoffdosierung bei HWC ins Speisewasser in Bezug auf Einstellung niedriger Korrosionspotenziale senken (< -230mV (SHE))
Zink	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung des Dosisleistungsaufbaus • Positiver Einfluss auf Stabilität schützender Oxidschichten und auf Repassivierung nichtrostender Stähle • Ungünstige Beeinflussung der Belageigenschaften der BE möglich • Reduzierung der Mobilisierbarkeit von Belägen auf BE,
Wasserstoff (nur bei HWC)	<ul style="list-style-type: none"> • Binden von eingeschlepptem Sauerstoff bzw. durch Radiolyse gebildeter oxidierender Spezies; Sicherstellung reduzierender Bedingungen • Erhöhung der Ortsdosisleistung im FD-System durch erhöhte Mobilisierung von ^{16}N u. a. als $^{16}\text{NH}_3$ • Anfälligkeit bzw. Risswachstumsgeschwindigkeit durch ISpRK in CrNi-Stählen reduziert
Edelmetalle (nur bei HWC)	Verbessern die Rekombination von Wasserstoff und Sauerstoff und vermindern so die notwendige Wasserstoff-Konzentration

2.3.7 Quellen für Verunreinigungen

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, können Verunreinigungen, trotz aller Bemühungen sie zu vermeiden, in den betrachteten Kreisläufen auftreten. Allgemein stellen geöffnete Systeme bei Revisionen eine Quelle für Verunreinigungen verschiedenster Art dar. Bei unzureichendem Reinigungsbetrieb können beim Anfahren erhebliche Mengen an Korrosionsprodukten und ionalen Verunreinigungen aus angrenzenden Systemen in die Kreisläufe eingetragen werden und sich dort ablagern /VGB 20/.

Beim Abfahren treten in den Dampferzeugern Verunreinigungen (Salze) wieder in Erscheinung, die im Betrieb in Ablagerungen gebunden und nicht gemessen werden konnten (Hideout-Return). Im Primärkreis treten beim Abfahren auch Ablösungen (Spannungsänderungen) bzw. Auflösungen (Löslichkeitsanstieg) von Ablagerungen auf, wodurch sich auch dort die Wasserchemie (kurzzeitig) ändert. Aber auch während des Betriebs können wasserchemische Transienten auftreten. Kondensatorleckagen und Harzeinträge führen ebenfalls zum Eintrag von Verunreinigungen. Im Folgenden werden spezifische Quellen für die wichtigsten Verunreinigungen aufgeführt.

Zu den Quellen für Chloride gehören chloridhaltiges Dichtungsmaterial, Schmiermittel, Schneidöl (aus der Herstellung), Lösungsmittel, Trinkwasser und Kondensatorleckagen sowie Inspektions-, Wartungs-, - Instandhaltungs- oder Austauscharbeiten (vgl. Abschnitt 2.6.2).

Kondensatorleckagen stellen auch eine Quelle für Sulfat dar. Eine weitere Quelle für Sulfat ist der Eintrag über die im Kationentauscherharz als funktionelle Gruppen vorhandene Sulfonsäureverbindung. Ursachen dafür können Harzleaching⁵, kleinste Teilchen von Kationenaustauschermaterial (Harzbruch), oder Schlupf aus der Regeneration von Kationentauscherharzen sein. Diese gelangen aus der Kondensatreinigungsanlage in den Reaktor bzw. DE, wo sie zersetzt werden. Sulfat entsteht dabei als Oxidationsprodukt der Sulfonsäureverbindungen. Sulfat konzentriert sich, wie auch Chlorid, im Reaktor- bzw. DE-Wasser auf /VGB 20/.

Bei Einhaltung der Wasserstoff-Spezifikation ist das Primärkühlmittel von DWR sauerstofffrei. Ein Sauerstoffeintrag durch Borsäure- oder Zusatzwassereinspeisung ist möglich, jedoch nur im Volumenregelsystem hinter HD-Förderpumpen messbar /VGB 20/. An- und Abfahrvorgänge sowie Stillstandszeiten haben einen Einfluss auf die wasserchemischen Bedingungen (Eintrag von Sauerstoff) und somit auch auf das Auftreten von Korrosion. Aber auch wasserchemische Transienten, z. B. durch Kondensatorleckagen oder den Eintrag von Ionentauscherharzen können vorübergehend aggressivere Mediumsbedingungen zur Folge haben, welche vor allem Einfluss auf die Spannungsrisskorrosion an Strukturwerkstoffen nehmen /SEI 20/. Sauerstoff entsteht zudem durch Radiolyse, ebenso wie Wasserstoffperoxid. Durch das Sieden im Kern des SWR gehen H_2 und O_2 in die Dampfphase über und werden so entfernt, während H_2O_2 besser löslich

⁵ Chemische Zersetzung des Ionentauscherharzes

und nicht flüchtig ist. Dadurch entstehen oxidierende Bedingungen ($(O_2+H_2O_2)/H_2 > 2$) /COW 06/. Es stellen sich an verschiedenen Stellen des Reaktors unterschiedliche Konzentrationen von O_2 , H_2 , H_2O_2 ein, wobei die Bedingungen im Kernbereich stärker oxidierend sind als in den Rohrleitungssystemen.

Den Hauptbeitrag zum Korrosionsproduktinventar des Wasser-Dampf-Kreislaufs liefert neben Prozessen wie Kavitation und Tropfenschlagerosion die Erosionskorrosion. Sie ist damit die Hauptquelle für Eisen im Kondensat und Speisewasser. In geringerem Maße stammen Korrosionsprodukte auch von der Flächenkorrosion der Strukturwerkstoffe und von der Ablösung aus Oxidschichten der BE-Hüllrohre bzw. der DE-HR. Aufgrund nicht vorhandener Probenahmestellen (z. B. vor dem Eintritt in den Kern) sind viele Quellen für Korrosionsprodukte nicht überwacht /VGB 20/.

Die Hauptquelle für Kieselsäure ist der Eintrag mit dem Zusatzwasser in den Turbinenkondensator. Da Kieselsäure in der Kondensatreinigungsanlage nur teilweise entfernt wird, kann ein Teil in den Reaktor bzw. den Dampferzeuger gelangen. Dort reichert sie sich bevorzugt im Wasser an. Bei Anwesenheit von Erdalkalimetallen können schwerlösliche Ablagerungen entstehen /VGB 20/.

Organische Verbindungen und deren Zersetzungsprodukte können aus verschiedenen Quellen in das Kühlmittel gelangen (Einspeise- und Zusatzwasser, Filterharze, Verunreinigungen in der Borsäure). Abgesehen von Sulfaten oder Halogeniden, die in solchen Verbindungen enthalten sein können, sind keine schädlichen Auswirkungen auf die Brennelemente oder die Integrität der Strukturwerkstoffe bekannt. Im SWR entsteht bei den oxidierenden Bedingungen aus organischen Verbindungen Kohlenstoffdioxid /EPRI 99b/, /VGB 20/.

Quellen für Natrium sind Kondensatorleckagen (die Bestimmung von Natriumkonzentration in den Hotwell-Kondensaten ist ein empfindlicher Indikator für eine Kondensatorleckage), das Zusatzwasser, die im DE-Abschlamm- und -reinigungssystem verwendeten Regeneriermittel sowie die Dosierchemikalien /VGB 20/.

2.4 Regelwerk und Richtlinien zur Wasserchemie

2.4.1 Situation in Deutschland

Die Wasserchemie wird im KTA-Regelwerk nur generisch erwähnt. So wird in KTA 3201.4 /KTA 17a/ und KTA 3211.4 /KTA 17b/ lediglich gefordert, dass die Wasserqualität in Primär- und Sekundärkreislauf zu überwachen und zu dokumentieren ist sowie entsprechende Festlegungen für wasserchemische Werte, Probenahmefrequenzen und Maßnahmen bei Abweichungen im BHB der Anlage festzulegen sind. Der Einfluss der Wasserchemie ist dabei im Integritätskonzept zu berücksichtigen. Für weitergehende Festlegungen wird auf entsprechende Vorgaben des Anlagenerrichters verwiesen.

Dies bedeutet, dass der VGB-Richtlinie als Produkt der Anlagenbetreiber bzw. -errichter eine wichtige Rolle zukommt. Aus diesem Grund werden im Folgenden die aktuelle und die Vorgängerversion genauer betrachtet. Die VGB-Richtlinie ist zwar nicht verbindlich, wird von deutschen Anlagen aber üblicherweise im BHB umgesetzt.

2.4.1.1 VGB-Richtlinie von 2006

Im Jahr 2006 erschien die dritte Ausgabe der „Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren VGB-R 401 J“ /VGB 06/. Sie umfasst zwei Teile. Der erste Teil behandelt DWR-Anlagen und der zweite Teil SWR-Anlagen. Die Richtlinie zielt darauf ab, einen Rahmen für Betriebs- oder Chemiehandbücher vorzugeben, diese jedoch nicht zu ersetzen, und soll eine gemeinsame Basis für den Betrieb der Anlagen bilden. Anlagenspezifische Besonderheiten zu berücksichtigen und über die Richtlinie hinausgehende Festlegungen zu treffen, ist Aufgabe der o. g. Handbücher. Bei der Überarbeitung der VGB-Richtlinie wurden auch Erkenntnisse und Erfahrungen aus anderen Ländern, insbesondere aus Frankreich (EDF) und den USA (EPRI) berücksichtigt.

Die neuere Fassung der Richtlinie unterscheidet sich von der Vorgängerversion aus dem Jahr 1988 u. a. dadurch, dass obsoleete Fahrweisen – wie die Phosphatdosierung – nicht mehr behandelt und wiederum neue Fahrweisen aufgenommen wurden (¹⁰Bor-Anreicherung und Zinkchemie im Reaktorkühlmittel, Sauerstoffdosierung in die Zwischenüberhitzer). Die Überarbeitung der vorhandenen Tafeln für Spezifikationswerte führte u. a. zu einer stärkeren Differenzierung in Form von Kontroll- und Diagnoseparametern. Ziel war

es, nur das fortzuschreiben, was sich in der Vergangenheit als wesentlich herausgestellt hat.

Die Richtlinie beginnt zunächst mit der Definition wichtiger verwendeter Begriffe und definiert im Folgenden die Action Levels für den Reaktorkühlkreislauf sowie für den Wasser-/Dampfkreislauf. Dies ist eine Veränderung gegenüber der Vorversion, die nur zwischen Richt- und Grenzwerten unterschieden hatte. Es folgen einige Abschnitte mit Grundlagenwissen zur Chemie des Reaktorkühlmittels. Dazu gehört auch ein Vergleich der klassischen koordinierten B-/Li-Fahrweise mit der modifizierten B-/Li-Fahrweise, die Anfang der 1980er Jahre entstanden ist und die neueren Erkenntnisse zur Korrosionsproduktzusammensetzung und zur BE-Hüllrohrkorrosion berücksichtigt. Näheres dazu kann im GRS-Bericht 492 „Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken“ /FAU 18/ nachgelesen werden. Es folgen Erläuterungen und Spezifikationen zu verschiedenen Betriebszuständen (Dauerbetrieb, Anfahren). Weitere Spezifikationen werden für das Reaktorkühlmittel hinter HD-Förderpumpen und für das Austauschwasser/ Zusatzwasser (Deionat) sowie für das BE-Beckenwasser angegeben. Gegenüber der Vorversion werden in der 2006er-Fassung deutlich mehr Betriebszustände und Probenahmeorte erfasst.

Es wird der Einfluss der Wasserchemie auf die Entstehung verschiedener Korrosionsformen und korrosiver Bedingungen in verschiedenen Bereichen (z. B. an DE-Heizrohren) beschrieben.

2.4.1.2 Neufassung der VGB-Richtlinie 2020

Die Neufassung (vierte Auflage) der VGB-Richtlinie (jetzt als VGB-Standard VGB-S-401 /VGB 20/ bezeichnet) berücksichtigt, soweit angebracht, die im letzten Jahrzehnt im nationalen sowie im internationalen Umfeld gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen. Mit der dritten Auflage von 2006 wurden bereits gute chemische Betriebserfahrungen in DWR-Anlagen erreicht. Es hatte sich jedoch gezeigt, dass sich bei längerfristigen Einträgen auch geringer Mengen ionaler Verunreinigungen (z. B. Sulfate oder Chloride) Bedingungen einstellen können, unter denen die DE-Heizrohre anfällig für Korrosion sind. Als wesentliche Ergänzung wurden daher für die Neufassung integrale Parameter für Einträge in das DE-Wasser eingeführt. Die pro Betriebszyklus in die Dampferzeuger eingetragene absolute Menge ionaler Verunreinigungen wird durch die integralen Kontrollparameter begrenzt. Es wurden Wertebereiche für diese Kontrollparameter definiert, bei

deren Erreichen eine sofortige Fehlersuche und, nach dem Ausmaß der Abweichung gestaffelt, Korrekturmaßnahmen erforderlich sind. Bei der Festlegung der Parameter wurde die Betriebserfahrung seit der letzten Überarbeitung berücksichtigt. Es erfolgte zudem eine Anpassung der spezifizierten Werte für die Kontrollparameter im DE-Wasser an die internationalen Standards. Es erfolgte, ebenfalls unter Berücksichtigung der Betriebserfahrung, eine Änderung des Begriffs „Tolerierbarer Bereich“ in „Warnbereich“. Eine weitere Änderung ist die Aufnahme von Hinweisen zur Verwendung alternativer Amine zur Konditionierung, die im internationalen Umfeld praktiziert wird.

2.4.1.3 Umsetzung in den Anlagen

In den 2021 noch in Betrieb befindlichen deutschen DWR-Anlagen sind die Vorgaben an die Wasserchemie in den BHB enthalten, entweder im Kapitel über den Betrieb der Anlage (KWG) oder im Kapitel über das Nukleare Probenahmesystem (alle übrigen). In allen DWR-Anlagen sind die jeweiligen Kapitel nicht Bestandteil der Sicherheitspezifikation. Änderungen an den jeweiligen Kapiteln sind daher nach KTA 1201 /KTA 15/ Abschnitt 12 (2) nicht zustimmungspflichtig durch die zuständige Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde. Das Verfahren für Änderungen an den jeweiligen Kapiteln ist anlagen- bzw. aufsichtsbehördenspezifisch geregelt. Eine Anzeigepflicht besteht in jedem Fall /BMUB 16/. In den Sicherheitspezifikationen zweier Anlagen (KWG, GKN-2) existieren zudem Verweise auf die o. g. Kapitel des BHB mit der Maßgabe, die dortigen Werte einzuhalten und bei Überschreitung der Action Levels die angegebenen Maßnahmen zu ergreifen.

In KRB-II sind die wasserchemischen Parameter und deren Action Level (hier „Handlungsbedarf“ genannt) inkl. der Probenahmefrequenzen größtenteils im Kapitel über das nukleare Probenahmesystem enthalten, das auch hier nicht Teil der Sicherheitspezifikation ist. In den Sicherheitspezifikationen sind jedoch für das Reaktorwasser Grenzwerte der Parameter Leitfähigkeit, Chlorid- und Sulfatgehalt definiert, bei deren 12-stündiger Überschreitung die Anlage zur Fehlersuche abzufahren ist. Änderungen an den Sicherheitspezifikationen sind nur mit Zustimmung der Aufsichtsbehörde möglich, die üblicherweise zusätzlich einen Gutachter zu Rate ziehen wird.

Die im BHB enthaltenen wasserchemischen Werte orientieren sich an der VGB-Richtlinie. Neben den Normalbetriebswerten bzw. Richtwerten werden auch die Werte für die jeweiligen Action Level oder Grenzwerte (wobei diese dann eher als Grenzen der

Normalbetriebswerte verstanden werden) festgelegt. Die Nomenklatur ist in den Anlagen unterschiedlich.

Neben den Werten für die wasserchemischen Parameter sind dort auch die Regelungen über die Probenahme (insb. Häufigkeit und Ersatzmaßnahmen bei Ausfall der automatischen Probenahme) enthalten. Ebenso wird festgelegt, welche Maßnahmen beim Überschreiten der jeweiligen Action Level oder Grenzwerte einzuleiten sind.

2.4.2 Ausländische Regelwerke und Richtlinien

2.4.2.1 EPRI Guidelines und die Umsetzung in US-amerikanischen Anlagen

In den USA existiert mit den „EPRI PWR Primary Water Chemistry Guidelines“, „PWR Secondary Water Chemistry Guidelines“ und „BWR Water Chemistry Guidelines“ ein der VGB-Richtlinie vergleichbares Richtlinienwerk für die hier untersuchten Kreisläufe. Die neueste öffentlich verfügbare Version „Revision 4“ stammt aus dem Jahr 1999⁶ /EPRI 99b/. Vergleichbar mit der VGB-Richtlinie in Deutschland besitzen die EPRI-Guidelines keinen bindenden Charakter.

Im Unterschied zur VGB-Richtlinie enthalten die EPRI-Guidelines erheblich mehr Abschnitte mit Hintergrundinformation. Darin wird neben einem Überblick über die historische Entwicklung und relevanter Betriebserfahrung erklärt, aus welchem Grund bzw. auf Basis welcher Forschungsergebnisse die entsprechenden Werte definiert wurden und welchen Einfluss die jeweiligen Parameter haben. Zusätzlich werden einige Parameterfelder in Diagrammen grafisch aufbereitet. Daneben werden empfohlene Probenahmefrequenzen, geeignete Messwerkzeuge und das mögliche Layout für Probenahmesysteme für die einzelnen Parameter aufgezeigt. Außerdem werden Empfehlungen für die Implementierung der Wasserchemie in ein geeignetes Managementsystem sowie mögliche Gegenmaßnahmen bei erkannten Abweichungen der Kontroll- und Diagnoseparameter gegeben.

⁶ Aktuell ist die „Revision 8“ aus dem Jahr 2019, diese ist jedoch nur für EPRI-Mitglieder frei erhältlich, für Nicht-Mitglieder kostet sie einen sechsstelligen Euro-Betrag.

Aufgrund der Vielzahl verschiedener Anlagentypen und -hersteller sowie der damit verbundenen anlagenspezifischen Besonderheiten bleiben die Richtlinien an einigen Stellen unkonkret und verweisen auf anlagenspezifische Regelungen bzw. die Technical Specifications der jeweiligen Anlage. In diesen Dokumenten sind für jede Anlage u. a. auch die sicherheitstechnisch wichtigen wasserchemischen Parameter definiert. Änderungen an diesen Technical Specifications sind in den USA nur mit Zustimmung der Aufsichtsbehörde NRC zulässig. Die Betreiber der Anlagen erstellen eigenverantwortlich Regelungen, um die Einhaltung der Technical Specifications sicherzustellen. Nähere Details dazu liegen der GRS nicht vor.

Technical Specifications existieren außer in den USA auch in einigen anderen Ländern, z. B. in der Schweiz oder in Spanien. In der Schweiz sind dort ebenfalls Festlegungen zur Wasserchemie enthalten. Änderungen sind dort – vergleichbar wie in den USA – nur mit Zustimmung der Aufsichtsbehörde ENSI zulässig.

2.4.2.2 Situation in Frankreich

Allgemeine Vorgaben zu Umfang und Art der Anforderungen an den Betrieb werden in Frankreich in den „Règles Générales d'Exploitation (RGE)“ gemacht. Diese waren ursprünglich Teil des Sicherheitsberichtes und damit der Genehmigungsunterlagen für eine Anlage. Sie haben damit bindenden Charakter für die Anlage und konnten nur mit Zustimmung der Aufsichtsbehörde ASN geändert werden. Seit 1973 sind sie als separate Unterlage vor Inbetriebnahme des Reaktors einzureichen. Änderungen können daher unabhängig vom Sicherheitsbericht vorgenommen werden. Die Änderung bestimmter Kapitel bedarf aber der Zustimmung von ASN, darunter auch Kapitel III. Kapitel III dieser RGE enthält die Technischen Spezifikationen für den Normalbetrieb (Spécifications Techniques d'Exploitation, STE). Darunter fallen auch die als sicherheitstechnisch wichtig angesehenen Vorgaben für die wasserchemischen Parameter. Diese werden generisch für die jeweilige Anlagenserie festgelegt. Weitere wasserchemische Parameter, die nicht als sicherheitstechnisch wichtig angesehen werden, werden außerhalb der STE vom Betreiber EdF zentral vorgegeben. Abweichungen müssen entsprechend von der Zentrale von EdF genehmigt werden /COU 21/, /STU 15/.

Allgemein werden in den STE die einzuhaltenden Grenzwerte, das Intervall für ihre Bestimmung/Messung sowie Vorgaben für den weiteren Betrieb beschrieben. Im Falle der wasserchemischen Parameter im Primärkreis handelt es sich dabei um die Konzentrationen von Bor, Lithium, Wasserstoff, Natrium, Chloriden, Fluoriden und Sulfaten. Für Bor

und Lithium wird ein Diagramm für die gewünschten bzw. zulässigen Konzentrationen an Lithium in Abhängigkeit von der Borkonzentration angegeben und dies in vier Zonen eingeteilt. Für die anderen Konzentrationen sind gestaffelte Grenz- bzw. Schwellenwerte angegeben, bei deren Über- oder Unterschreiten eine Rückführung in den zulässigen Bereich oder ein Abfahren in den Zustand unterkritisch heiß oder unterkritisch kalt innerhalb unterschiedlicher Fristen einzuleiten ist.

2.4.2.3 Regelwerke und Richtlinien für WWER

Die Grundlagen der Wasserchemie für die russischen Druckwasserreaktoren (WWER) wurden in den 1960er Jahren im Kurtschatow-Institut entwickelt. Bis Anfang der 1970er Jahre wurde die Wasserchemie in der ehemaligen Sowjetunion nur in den Auslegungsunterlagen geregelt.

Weitere Arbeiten zur Standardisierung der wasserchemischen Parameter erfolgten hauptsächlich durch die Auswertung von Betriebserfahrungen sowie die Analyse der Ausfälle von Komponenten infolge der Nichteinhaltung der wasserchemischen Qualitätsbedingungen. Dieser Ansatz zur Standardisierung der wasserchemischen Parameter existierte bis Mitte der 1990er Jahre.

Auf der Grundlage der Auswertung der umfangreichen Betriebserfahrungen inländischer Kernkraftwerke, der Richtlinien zur Wasserchemie westlicher KKW und der Empfehlungen der IAEA wurde im Jahr 1997 von der Aufsichts- und Genehmigungsbehörde Ros-technadzor unter Beteiligung von Fachleuten der wissenschaftlichen Organisationen die Richtlinie zur Wasserchemie „RB-002-97“ erarbeitet, die die grundlegenden Anforderungen an die Wasserchemie definiert. Im Jahr 2016 wurde diese Richtlinie als RB-002-16 unter Berücksichtigung von Erfahrungen, Änderungen in der Gesetzgebung sowie Harmonisierung mit den IAEA-Standards überarbeitet. Die RB-002-16-Richtlinie besitzt keinen bindenden Charakter.

Im Laufe des Betriebs der russischen Kernkraftwerke wurden umfangreiche Regelungen ausgearbeitet, die die Wasserchemie von Kernkraftwerken weiter reglementieren. Eine detaillierte Ausarbeitung der Wasserchemie in russischen WWER-Anlagen ist in Anhang A dieses Berichts zu finden.

2.4.2.4 IAEA-Dokumente zur Wasserchemie

In dem von der IAEA herausgegebenen, sich aktuell in der Überarbeitung befindlichen Safety Guide SSG-13 /IAEA 11c/ werden Aspekte der Wasserchemie basierend auf internationalen „Best Practices“ beleuchtet. Er enthält generische Empfehlungen zur Wasserchemie, um die Verfügbarkeit sicherheitstechnisch wichtiger technischer Einrichtungen zu gewährleisten. Er behandelt alle wassergekühlten Reaktortypen. Allerdings behandelt er keine detaillierten wasserchemischen Parameter; dafür wird auf IAEA-TECDOC-489 verwiesen /IAEA 88/. Zudem existiert IAEA-TECDOC-667 /IAEA 92/ mit Angaben zur Primärwasserchemie in DWR und Schwerwasserreaktoren. Die Anwendbarkeit beider IAEA-TECDOCs muss aufgrund des Alters allerdings kritisch gesehen werden.

Ziel einer, nach Kenntnis der GRS immer noch nur als Entwurf vorliegenden Richtlinie für die Wasserchemie in DWR russischer Bauart (WWER) /IAEA 08/ ist es, speziell für diese Anlagen Informationen und Empfehlungen bezüglich der Wasserchemie zu geben. In diesen Anlagen wird eine deutlich andere Wasserchemie praktiziert, die grundsätzlichen Regelungen in /IAEA 08/ sind dennoch mit denen für andere DWR vergleichbar.

In einem als IAEA-TECDOC herausgegebenen Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben „Optimization of Water Chemistry to Ensure Reliable Water Reactor Fuel Performance at High Burnup and in Ageing Plant (FUWAC)“ /IAEA 11b/ werden verschiedene Aspekte der Wasserchemie beleuchtet. Dabei handelt es sich – neben durchgeführten Forschungen – vor allem um Erfahrungsberichte verschiedener teilnehmender Länder verbunden mit einer Identifizierung von „lessons learned“ und „good practices“.

Wie für IAEA-Dokumente üblich, haben alle hier vorgestellten Dokumente keinen bindenden Charakter, sondern können als Grundlage für Betreiber, Hersteller, Forscher und Aufsichtsbehörden dienen, um in den jeweiligen Ländern/Anlagen Anforderungen an die Wasserchemie festzulegen.

2.4.3 Vergleich der wasserchemischen Parameter in verschiedenen Regelwerken und Richtlinien

Ein Vergleich der wasserchemischen Parameter zwischen den Regelwerken und Richtlinien stellt aus verschiedenen Gründen eine Herausforderung dar:

- In manchen Regelwerken (z. B. VGB-Richtlinie) ist ein Normalbetriebswert enthalten, in anderen hingegen nicht (z. B. EPRI Guidelines). Normalbetriebswerte sollen im ungestörten Anlagenbetrieb erreichbar sein und erreicht werden. Sie stellen somit eine Art „Action Level 0“ dar.
- Die Auswahl der wasserchemischen Parameter und ihre Zuordnung zu Kontroll- und Diagnoseparametern ist sehr unterschiedlich und entsprechend auch die Betriebspraxis in den Anlagen, d. h. wie stringent die Wasserchemie überwacht und wie Abweichungen begegnet wird. Oftmals spielt hier auch die Betriebserfahrung eine Rolle.
- Die Regelwerke und Richtlinien unterscheiden sich hinsichtlich der Reaktorleistungsstufen, bei denen sich die Vorgaben ändern (z. B. Übergang vom Anfahr- in den Leistungsbetrieb). Außerdem unterscheidet z. B. das russische Regelwerk bei wasserchemischen Parametern im Leistungsbetrieb, ob die Leistung unter oder über 50 % liegt.
- Der Ort der Probenahme variiert. Beispielsweise können Dampferzeuger im DE-Wasser oder in der Abschlammung beprobt werden, was entsprechend Unterschiede bei den Werten für die jeweiligen Parameter bedingt.
- Die Maßnahmen, die nach Erreichen der Action Level empfohlen werden, unterscheiden sich u. a. hinsichtlich der Reaktionszeiten. So besteht in der VGB-Richtlinie nach Erreichen von Action Level 1 eine Reaktionszeit von 28 Tagen, in den EPRI Guidelines von sieben Tagen.
- Die jeweiligen Regelwerke und Richtlinien bzw. die darin enthaltenen Parameter spiegeln in gewisser Weise die im jeweiligen Anwendungsgebiet verbreiteten Werkstoffkonzepte (und dazugehörige wasserchemische Fahrweisen) wider.

Vergleichstabellen, in denen Kontroll- und Diagnoseparameter verschiedener Regelwerke und Richtlinien gegenübergestellt werden, finden sich in Anhang B dieses Berichts.

2.5 Überwachung der Wasserchemie

Die im Folgenden in den Abschnitten 2.5.1.1 und 2.5.1.2 gegebenen Beschreibungen basieren auf Angaben aus den DWR-Anlagen KWG und KBR mit Ergänzungen für GKN-2. Die Ausführungen in Abschnitt 2.5.1.3 basieren auf Angaben aus der SWR-

Anlage KRB-II. Im Detail existieren anlagenspezifische Unterschiede. Die folgenden Abschnitte 2.5.2 bis 2.5.4 sind eine Synthese basierend auf den o. g. Quellen.

2.5.1 Funktion und Aufbau der Probenahmesysteme

Zur Überwachung der Wasserchemie in den hier betrachteten Kreisläufen sind in den Anlagen Einrichtungen und Systeme vorhanden. In DWR-Anlagen gibt es zwei Probenahmesysteme: eines für nukleare Wässer und Systeme im Kontrollbereich und eines für den Sekundärkreis. In SWR-Anlagen gibt es i. W. das nukleare Probenahmesystem.

In der Regel sind die Leitungen in dem System möglichst kurz und von geringem Durchmesser (meist DN6 oder DN15), um Totzeiten und Spülmengen zu minimieren und damit die Repräsentativität der Proben zu erhöhen. In einigen Fällen werden Probenahmeleitungen auch kontinuierlich durchströmt, um Online-Messungen oder kurzfristige Probenahmen zu ermöglichen, wobei nicht genutzte Probenwässer dem System wieder zugeführt oder in das Anlagenentwässerungssystem abgeführt werden.

2.5.1.1 Nukleare Probenahme im DWR

Aufgabe des nuklearen Probenahmesystems ist es, die Wasserqualität des Hauptkühlmittels und einiger der zugehörigen Hilfs- und Nebensysteme sowie Gase aus verschiedenen Behältern und Kreisläufen sowie der Kaminfortluft zu überwachen. Dazu kommen kontinuierliche (automatisierte) und diskontinuierliche Messungen zum Einsatz.

Im Reaktorhilfsanlagegebäude ist in der Nähe des chemischen Labors eine zentrale Probenahme-„Box“ installiert, die eine Strahlenschutzabschirmung (Bleiauskleidung, Strahlenschutzfenster) besitzt. Hier laufen die Probenahmeleitungen aus Loop 4, der Wasserphase des Druckhalters, des Volumenregelsystems (nach HD-Förderpumpe und nach Rekuperativ-Wärmetauscher) sowie aus den vier Strängen des nuklearen Nachkühlsystems zusammen. Im Leistungsbetrieb werden die Probenahmestränge aus Loop 4 und aus dem Volumenregelsystem nach HD-Förderpumpe kontinuierlich durchströmt. Für die Proben aus dem Primärkreis und dem Volumenregelsystem sind der Probenahme entsprechende Probenahmekühler (gegengekühlt durch das nukleare Zwischenkühlsystem) und Druckreduzierstationen vorgeschaltet. Im Leistungsbetrieb wird kontinuierlich Sauerstoff- und Wasserstoffgehalt sowie quasi-kontinuierlich die Borsäurekonzentration gemessen. Alle nicht verwendeten Probenströme werden im Proben-

sammelbehälter gesammelt und von dort diskontinuierlich mit der Probenrückförderpumpe in das Volumenregelsystem gefördert. Neben den kontinuierlichen und automatisierten Probenahmen können bei Bedarf von Hand weitere Proben gezogen und laboranalytisch untersucht werden. Zusätzlich stehen bei Bedarf ein Gas- und ein Ionenchromatograph zur Verfügung.

Neben der zentralen Probenahme, die mehrheitlich automatisiert arbeitet, sind neun örtliche Probenahmeboxen für flüssige Proben an verschiedenen Stellen im Reaktorhilfsanlagegebäude und im Aufbereitungsgebäude installiert. Diese stehen im Bereich der Kühlmittellagerung, der Borsäure- und Chemikalieneinspeisung, der Kühlmittelreinigung, im Abwassersystem, in der Konzentrataufbereitung sowie im Komponentendekontaminationssystem. Für Gasproben können mittels „Gasmäusen“⁷ Proben aus verschiedenen Probenahmeorten im Abgassystem und im Entwässerungssystem sowie im Falle eines Kühlmittelverlusts eine Gasprobe der Sicherheitsbehälter-Atmosphäre gezogen werden. Im Bereich der Kaminfortluftüberwachung werden zudem diskontinuierlich Luftproben auf Tritium und ¹⁴C analysiert.

Die Systemauslegung der Probenahmeleitungen richtet sich nach den Erfordernissen der Anschlusssysteme. Das eigentliche System ist für 12 bar und 100 °C ausgelegt, im Bereich der Gasprobenahme auch vakuumfest. Eine EVA-Auslegung besteht nicht. Die Luftprobenmessung sowie das Borsäuremessgerät sind jedoch notstromversorgt. Die Komponenten sind in den allermeisten Fällen aus austenitischen Werkstoffen gefertigt; meist kommt der Werkstoff 1.4571 zum Einsatz.

2.5.1.2 Konventionelle Probenahme im DWR

Das konventionelle Probenahmesystem dient dazu, die Wasser- und Dampfqualität des Sekundärkreislaufes und einiger angeschlossener Hilfssysteme zu überwachen. Zudem findet an einigen Stellen eine kontinuierliche Überwachung der Radioaktivität statt. Gemäß KTA 1504 werden Proben aus verschiedenen Kühlwässern und Abwässern genommen und aufbewahrt.

⁷ Als Gasmaus oder Gassammelrohr bezeichnet man ein Gefäß aus Glas oder Metall mit Ventilen an beiden Seiten. Mit einer (evakuierten) Gasmaus können aus einem System/Behälter Gasproben gezogen und in ein Labor zur weiteren Analyse gebracht werden.

Die konventionellen Probe-Entnahmeeinrichtungen befinden sich im Maschinenhaus, im Vollentsalzungsanlagegebäude und im Reaktorhilfsanlagegebäude. Weitere Probenahmeeinrichtungen sind u. a. im Bereich der Kühlwasserbauwerke und im Kondensatreinigungsgebäude untergebracht. Eine Probenahme erfolgt dabei an verschiedenen Stellen aus dem Haupt-, Neben-, Rückspeise- und Abscheiderkondensatsystemen, dem Frischdampfsystem, dem Speisewassersystem inkl. Speisewasserbehälter, im Bereich der Turbine, im Dampferzeugerabschlämmsystem sowie in weiteren Nebensystemen wie z. B. Deionatsystem und Hilfsdampfsystem. Darüber hinaus können Entlüftungs-, Entleerungs- und Entwässerungsleitungen für Probenahmewecke verwendet werden.

Am Eingang jeder Probenahmestation befindet sich ein Hochdruckabsperrentil. Je nach Proben temperatur befindet sich dahinter ein Probenahmekühler (Kühlmedium: Konventionelles Zwischenkühlwasser). Erforderlichenfalls folgt eine Druckreduzierstation. Anschließend folgt ein Drosselventil, mit dem der Probenfluss eingestellt werden kann. Parallel zur Probenentnahme für das Labor erfolgt eine kontinuierliche Leitfähigkeitsmessung. Im Speisewasser und ggf. bereits im Kondensat erfolgt zusätzlich eine Sauerstoffmessung und eine Druckfiltration zur Messung ungelöster Korrosionsprodukte/Partikel. Aktivitätsmessstellen befinden sich im Dampferzeuger-Abschlämmsystem, im Hilfsdampfsystem, in der Kondensatorevakuierung sowie im Haupt- und Nebenkühlwassersystem. Bei kontinuierlich arbeitenden Messstellen wird ein Teilstrom in das Kondensatsystem zurückgeführt, restliche Probenwässer werden dem Gebäudeentwässerungssystem zugeführt.

Auch im konventionellen Probenahmesystem sind die meisten Komponenten aus austenitischen Werkstoffen gefertigt. Überwiegend kommen die Werkstoffe 1.4571 und 1.4541 zum Einsatz.

2.5.1.3 Probenahme im SWR

Auch im SWR dient das Probenahmesystem zur Überwachung der Wasser- und Dampfqualität im Wasser-Dampf-Kreislauf sowie einiger angeschlossener Systeme. Im Gegensatz zum DWR ist im SWR die Probenahme in der Abwasser-, Konzentrat- und Zusatzwasseraufbereitung sowie im Abgassystem formal nicht Bestandteil des Probenahmesystems, sondern den jeweiligen Systemen zugeordnet.

Die Probenahme-Stationen sind in etwa gleich aufgebaut: Stromaufwärts wird die Probe mittels einer Probenentnahmesonde gemäß VGB-Richtlinie dem zu untersuchenden

Medium entnommen. Es folgt eine Doppelabsperrung und eine Entnahmeleitung. Erforderlichenfalls folgen Kühler und Druckreduzierventil. Anschließend erfolgen die Probenahme und Analysemöglichkeiten. Überschüssige Probenahmewässer werden mittels einer Abflussleitung entweder in das System zurückgeführt oder zu den Aktivsammeltanks im Abwassersystem geleitet.

Insgesamt gibt es 20 dieser Probenahmestationen, die sich im Maschinenhaus (11), Reaktorgebäude (7), Hilfskesselhaus und Schaltanlagegebäude (je 1) befinden. Damit werden Proben an verschiedenen Stellen im Hilfsdampfsystem, in den Kondensat- und Speisewasservorwärmstraßen, im Abgassystem, im Haupt- und Nebenkondensatsystem, im Frischdampfsystem, in der Reaktorwasser- und Lagerbeckenreinigung, in der Kondensationskammer, in den Zwischen- und Nebenkühlkreisläufen sowie im Kaltwassersystem gezogen. Die Stationen sind als Probenahmestelle ausgeführt, wobei insbesondere diejenigen, in denen radioaktive Proben gezogen werden, aus Strahlenschutzgründen auf der Rückseite der Gestelle hinter Platten angeordnet sind.

Die Auslegung des Systems ist grundsätzlich 10 bar/120 °C, sofern die angeschlossenen Systeme keine höheren Werte verlangen. Als Werkstoffe kommen die austenitischen Werkstoffe 1.4571 (überwiegend) und 1.4550 zum Einsatz.

2.5.2 Funktionsweise der Messungen

2.5.2.1 Online-Überwachung

Borsäuremessung

Die Borsäurekonzentration wird mittels automatisierter Leitfähigkeitstitation bestimmt. Die Konzentration wird durch Titration auf ein vorgewähltes Endpunktpotenzial ermittelt. Der Messbereich liegt bei 0 – 3000 ppm Bor und deckt damit den kompletten üblicherweise auftretenden Borgehalt im Primärkühlmittel ab. Der ermittelte Messwert wird auf der Waage angezeigt und auf einem Schreiber registriert. Eine Titration dauert rund 10 – 15 Minuten. Im ungestörten Betrieb wird üblicherweise jede Stunde ein neuer Wert ermittelt. Bei Transienten (z. B. An- und Abfahren) wird die Frequenz auf Maximum gesteigert.

Elektrochemische Sauerstoffmessung

Die elektrochemische Sauerstoffmessung ist ein kontinuierliches Verfahren nach Tödt/Teske. Die galvanische Zelle mit einer Edelmetallelektrode (meist Ag), einer Gegenelektrode (meist austenitischer Stahl 1.4571) und einem Elektrolyten (Wasser) liefert dabei einen Strom, dessen Stärke von der Konzentration des gelösten Sauerstoffs abhängt. Die Messstelle selbst ist im Bereich um 30 °C thermisch kompensiert. Der Durchfluss wird konstant auf rund 10 l/h gehalten. Der ermittelte Messwert wird am örtlichen Leitstand angezeigt.

Amperometrische Sauerstoffmessung

Die Messsonde besteht aus Kathode, Anode und einer Membrankappe mit einer Membran, die nur für gelöste Gase durchlässig ist, wofür eine gewisse Anströmung notwendig ist. Zwischen Anode (Ag) und Kathode wird eine Spannung angelegt. Die eindiffundierten Sauerstoffmoleküle werden an der Kathode zu OH⁻-Ionen reduziert, während an der Anode Ag zu Ag⁺ oxidiert wird. Durch diesen Prozess entsteht ein Stromfluss, der proportional zum Sauerstoffgehalt ist. Über einen Messumformer kann der Wert in ppb ausgegeben werden.

Wasserstoffmessung mittels Brennstoffzelle

Bei dieser Messung tritt der im Medium enthaltene Wasserstoff über eine gasdurchlässige Membran in die Brennstoffzelle ein und reagiert kontrolliert mit Sauerstoff, wobei ein Strom entsteht. Das Messsignal ist temperaturabhängig. Aus diesem Grund wird die örtliche Temperatur gemessen und der erhaltene Messwert entsprechend korrigiert. Der Sensor ist dabei druckfest bis 200 bar und kann Wasserstoff im Bereich 0 – 10 ppm messen.

Automatische Probenehmer

Diese finden bei der Bildung von Sammelrückstellproben Anwendung. Die Probenflüssigkeit wird dabei durch eine Pumpe dem Probenverteiler zugeführt. Die Probengefäße werden dabei nacheinander gefüllt, indem der Probenverteiler den Zuleitungsschlauch über das jeweils aktuelle Probengefäß fährt. Die Probendosierung erfolgt entweder zeit- oder mengenabhängig. Ist ein Probengefäß voll (Erreichen von Füllmenge oder Füllzeit),

wird auf das nächste Probengefäß gewechselt. Ist das letzte Probengefäß gefüllt, verfährt der Probenverteiler wieder auf das erste Gefäß und hält an. Mittels Tastendruck kann nach Austausch der Probengefäße das Probenprogramm wieder gestartet werden.

Leitfähigkeitssonden und Kationenfilter

Vielen Leitfähigkeitsmessungen ist ein Kationenfilter vorgeschaltet. Dieser besteht aus einem durchsichtigen, mit stark saurem Ionentauscherharz gefüllten Gefäß. Hinter den Ionentauschern sind Leitfähigkeitssonden angeordnet, die den Wert „Leitfähigkeit hinter stark saurem Kationentauscher“ liefern. Ist das Ionentauscherharz erschöpft, zeigt sich dies in einer entsprechenden Färbung, da dem Harz ein entsprechender Indikator beigemischt ist. Das Harz wird im Labor regeneriert, wozu der Ionentauscher demontiert werden muss. Der vorgeschaltete stark saure Ionentauscher bewirkt, dass im Kreislauf vorhandenes Alkalisierungsmittel (z. B. Ammoniak) neutralisiert wird und somit keinen Beitrag mehr zur Leitfähigkeit liefert. D. h., das resultierende Leitfähigkeitssignal resultiert aus (unerwünschten) anderen Verunreinigungen. Da auch andere Kationen durch H^+ -Ionen ersetzt werden, wird die Messung sensitiver, d. h. durch die erhöhte Leitfähigkeit der H^+ -Ionen gegenüber anderen Kationen können bereits kleinere Mengen an Verunreinigungen nachgewiesen werden.

Für die Leitfähigkeitsmessung selbst – egal ob mit vorgeschaltetem Ionentauscher oder nicht – kommen üblicherweise kommerzielle Leitfähigkeitssensoren zum Einsatz, die die Leitfähigkeit über den Widerstand zwischen zwei definierten Elektroden messen.

Aktivitätsmessung mit Szintillationszähler

Die Messung besteht aus einem Druckgefäß mit eingefasstem Szintillationsmesskopf zur Messung der Gamma-Aktivität und einer Blei-Abschirmung zur Verminderung des Untergrundes. Da die Ablagerung von radioaktiven Stoffen im Laufe der Betriebszeit die Messempfindlichkeit reduzieren, ist die Messstelle konstruktiv (u. a. extrem glatte Oberflächen durch Elektropolieren) sowie von den Betriebs- und Strömungsbedingungen so ausgeführt, dass Ablagerungen weitestgehend vermieden werden.

Natrium-Messung

Die Natrium-Messung erfolgt über eine Potenzialmessung zwischen dem Probenwasser und einer Vergleichslösung. Das Probenwasser wird durch Zugabe eines Amins im pH-

Wert eingestellt. Wasserdruck und Durchflussrate werden konstant gehalten. Es können Natrium-Gehalte bis hinunter zu 0,01 ppb gemessen werden. Natrium-Messungen erfolgen u. a. im Turbinen-Kondensator und im Bereich der Dampferzeuger-Abschlammung. Während die Kondensator-Hälften automatisch bzw. quasi-simultan überwacht werden, ist bei den Dampferzeugern teilweise eine Handumschaltung notwendig.

Chlorid-Messung

Chlorid-Messungen, wie sie z. B. im Bereich der Dampferzeuger-Abschlammung durchgeführt werden, können durch Potenzialmessung zwischen einer chloridselektiven und einer Bezugs elektrode erfolgen. Oftmals kommt dazu eine Kalomel⁸/Quecksilbersulfid-Festkörperelektrode zum Einsatz, deren optimale Betriebsbedingungen im pH-Bereich 5 – 5,5 liegen, weswegen dem Messgerät ein stark saurer Kationentauscher vorgeschaltet wird. Mit dieser Art der Messung können Chloridgehalte bis hinunter zu 1 ppb gemessen werden.

Druckfiltrationsgerät

Mittels Druckfiltration werden Korrosionsprodukte und andere im Wasser enthaltene Schwebstoffe integral über einen bestimmten Probenahmezeitraum erfasst. Ein entsprechender repräsentativer Teilstrom des zu untersuchenden Mediums wird dafür über den gewünschten Zeitraum kontinuierlich über einen Membranfilter filtriert und der Filterkuchen anschließend hinsichtlich Menge und Zusammensetzung analysiert.

2.5.2.2 Laboranalytik

An allen Probenahmeorten können Wasser- und Gasproben gezogen werden, die dann mittels Proben transportflaschen und Gasmäusen in das (heiße) Labor zur weiteren Analyse transportiert werden können.

In den Anlagen sind i. d. R. folgende Analysemöglichkeiten vorhanden (nicht alles in jeder Anlage, kein Anspruch auf Vollständigkeit):

⁸ Bei einer Kalomel-Elektrode handelt es sich um eine Elektrode aus Quecksilber, das mit schwerlöslichem Quecksilber(I)-Chlorid überzogen ist und in eine gesättigte KCl-Lösung taucht. Der Kontakt mit der Analyselösung erfolgt z. B. über eine semipermeable Membran.

- Gaschromatograph
- Ionenchromatograph
- Gamma-Spektroskopie
- Tritium-Messung
- Actinid-Bestimmung
- pH-Wert- und Leitfähigkeitsbestimmung
- Druckfiltration.

2.5.3 Probenahme

Im Falle einer Hand-Probenahme muss – sofern es sich nicht um kontinuierlich durchströmte Probenahmestellen handelt – die Probenahmeleitung ausreichend lange (i. d. R. im Minutenbereich, hängt von der Länge und den Betriebsbedingungen ab) durchspült werden, um die Repräsentativität der Probe sicherzustellen. Spülwässer fließen entweder in das beprobte System zurück oder werden in Sammelbehältern aufgefangen und diskontinuierlich zurückgefördert. Verunreinigte Spül- und Probenwässer (z. B. nach einem Ionentauscher) fließen in das Abwassersammelsystem.

Probenahmegefäße werden so gelagert, dass Alterungseffekte minimiert werden. Sie werden nach erfolgter Probenahme inkl. Nachbehandlung, spätestens aber vor erneuter Probenahme gereinigt. In einigen Fällen wird die Historie der Gefäße verfolgt, um ihre Einsatztauglichkeit für den jeweiligen Zweck sicherzustellen. Nicht mehr einsatzbereite Gefäße werden entsorgt.

Für den Transport der Probenahmegefäße gibt es keine generellen Vorgaben. Beim Transport von Proben mit hoher Temperatur werden z. B. Eimer o. ä. eingesetzt. Wenn Proben hoher Aktivität transportiert werden, kann eine Abschirmung vonnöten sein. Generelle Zeitanforderungen an den Transport gibt es nicht, sie können sich aber aus radiologischen Gesichtspunkten ergeben. Bei der Handhabung im Labor bzw. der Übertragung in Messgeräte gibt es generell keine besonderen Anforderungen zu beachten. Gasförmige Proben oder solche, aus denen Gase austreten, werden im Abzug bearbeitet. Aktive Proben werden generell in entsprechend ausgelegten Abzügen verarbeitet.

2.5.4 Datenauswertung und Maßnahmen bei Abweichungen

Die wasserchemischen Parameter werden i. d. R. einer Trendanalyse unterzogen. Wenn sich dabei ungewöhnliche Entwicklungen bzw. Transienten im Vergleich zum erwarteten Verlauf erkennen lassen, wird die Schichtmannschaft informiert, die dann ggf. weitere Maßnahmen einleitet. Dies gilt auch bei Überschreitung von Action Levels oder Grenzwerten. Das Ziel ist es jedoch, Abweichungen bereits unterhalb dieser Werte wieder auf normale Betriebswerte zurückzuführen. Erfahrenes Anlagenpersonal kann ungewöhnlicher Entwicklungen oder Trends oft schon frühzeitig erkennen und charakterisieren, bevor Grenz- oder Schwellwerte erreicht werden.

Im SWR liegen darüber hinaus zentrale Werte wie z. B. die Leitfähigkeit des Reaktorwassers als Anzeige auf der Warte auf. Bei Überschreiten bestimmter Grenzwerte wird ein Alarm ausgelöst.

Typische Maßnahmen bei Abweichungen können z. B. eine Erhöhung der Reinigungsleistung durch Inbetriebnahme einer weiteren Reinigungsstraße, Leistungsreduktion zur Kondensator-Leckagesuche oder erweiterte Strahlenschutz-Maßnahmen bei BE-Defekten sein.

Automatische Aktionen aufgrund chemischer Messwerte erfolgen nicht. Dies folgt daraus, dass chemische Transienten sich meist langsam entwickeln und eine abwägende Vorgehensweise zielführend ist. Ausgenommen hiervon ist die radiologische Überwachung an kritischen Stellen, wie z. B. der Dampferzeuger-Abschlammung oder im nuklearen Zwischenkühlsystem. Beim Überschreiten bestimmter Grenzwerte wird hier eine Meldung auf der Warte ausgegeben.

2.6 Betriebserfahrung bezüglich Abweichungen von der Wasserchemie

In den folgenden Abschnitten wird die deutsche und internationale Betriebserfahrung nach Themen sortiert dargestellt. Die deutsche Betriebserfahrung resultiert dabei aus Meldepflichtigen Ereignissen und Weiterleitungsnachrichten sowie deren Aufarbeitung. Für die internationale Betriebserfahrung wird i. W. auf IRS-Meldungen, die CODAP-Datenbank und eine Buchveröffentlichung /CAT 14/ zurückgegriffen. Die Ausführungen erheben dabei keinen quantitativen Anspruch auf Vollständigkeit.

Einige Ereignisse, WLN und IRS-Meldungen behandeln Korrosion im Zusammenhang mit einer (Primärkreis-) Dekontamination. Aufgrund der dabei auftretenden stark abweichenden wasserchemischen Bedingungen werden diese hier nicht weiter behandelt. Eine vertiefte Aufarbeitung der Betriebserfahrung zu Dekontaminationen ist in /FAU 18/ zu finden.

2.6.1 Schäden an Dampferzeuger-Heizrohren

In der Betriebserfahrungsauswertung für dieses Kapitel wurden nur Ereignisse an DE-HR berücksichtigt, die in Zusammenhang mit der Wasserchemie stehen. Im Folgenden werden die Aspekte, welche die Einflüsse der Wasserchemie auf die Schäden beschreiben, aufgeführt. Der ebenfalls enthaltene Themenkomplex „zerstörungsfreie Prüfungen“ wird in Abschnitt 3.5.1.1.3 behandelt.

2.6.1.1 Vorkommnisse in zwei Konvoi-Anlagen (WLN 2018/06 /WLN 18/ und 2018/06A /WLN 19/)

Sachstand

Während der Revision 2017 wurden bei Wirbelstromprüfungen an den Heizrohren eines DE nahezu punktförmige, volumetrische Anzeigen gefunden. Alle Anzeigen befanden sich auf der primärseitigen („kalten“) Austrittsseite eines DE oberhalb des Rohrbodens. Ein anderer, stichprobenweise geprüfter DE, war befundfrei. Die Anzeigen werden als lochartige Wanddickenschwächungen (WDS) interpretiert, die von der Sekundärseite ausgehen /MIN 18/, /WLN 18/:

In den folgenden Revisionen 2018 bis 2022 wurden Wirbelstromprüfungen an allen nicht verschlossenen HR aller vier DE durchgeführt. Geprüft wurde von der Unterkante des Rohrbodens bis 1 m oberhalb des Rohrbodens. Dabei wurden sowohl weitere volumetrische als auch lineare umlaufende Anzeigen gefunden. Letztere befanden sich nahe der Oberkante des Rohrbodens. In jeder Revision wurden alle HR mit volumetrischen Anzeigen und einer WDS > 30% sowie sämtliche HR mit linearen Anzeigen verschlossen.

Die Zahl der insgesamt etwa 130 volumetrischen Befunde war 2019 am höchsten und nahm danach deutlich ab, außerdem wurde die WDS geringer. 2022 wurde nur noch eine kleine volumetrische Anzeige gefunden. Die Zahl der insgesamt etwa 350 linear

umlaufenden Anzeigen war 2018 am höchsten und nahm anschließend ebenfalls deutlich ab, wobei die Anzeigen im Mittel kürzer und von geringerer Tiefe als die 2018 gefundenen waren. Außerdem verschob sich der Schwerpunkt der linearen Anzeigen von der heißen auf die kalte Seite: Während sich die 2018 und 2019 gefundenen linearen Anzeigen überwiegend auf der heißen Seite der DE befanden, lagen sie 2021 und 2022 überwiegend auf der kalten Seite /MIN 22/.

Aufgrund der Empfehlungen in /WLN 18/ wurden in einer anderen Anlage während der Revision im Frühjahr 2019 zusätzliche Prüfungen an DE-HR durchgeführt. Diese ergaben linear umlaufende (rissartige) Fehler an zwei DE-HR. Alle anderen geprüften Heizrohre in den vier DE waren befundfrei /WLN 19/.

Ursache

Basierend auf dem vorhandenen Kenntnisstand wurde 2017/2018 eine Schadenshypothese für beide Anzeigentypen abgeleitet, in die sich auch alle in den Folgejahren entdeckten Befunde einreihen. Demnach sind nachfolgende primäre Schadensursachen für die Schädigungen verantwortlich /MIN 22/, /WLN 18/, /WLN 19/:

- Ein großer Eintrag von Eisenoxid in die DE und dessen Ablagerung in den Strömungstotzonen.

Seit 2010 wurde verstärkt Eisenoxid aus dem Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer (WAZÜ) in die DE eingetragen. Ursächlich war die dann in Betrieb genommene Sauerstoffdosierung in den Heizdampf des WAZÜ. Diese sollte der Auf- bzw. Ablösung der dicken Magnetitschichten auf den Wärmetauscherrohren des WAZÜ und der Bildung von stabileren Hämatitschichten dienen. Die abgelösten Eisenoxide konnten sich auf den DE-HR (eher feine Partikel) und in Strömungstotzonen auf den Rohrböden (eher gröbere Partikel) ablagern und mit der Zeit harte Ablagerungen bilden. Auf diesen konnten sich wiederum weitere Korrosionsprodukte, Fremdstoffe und Verunreinigungen in lockerer Form ablagern (weiche Ablagerungen). Tatsächlich wurden bei der mechanischen Rohrbodenreinigung in der Revision 2018 deutlich größere Massen an Korrosionsprodukten ausgelesen als bei der letzten Rohrbodenreinigung im Jahr 2010. Auffällig war, dass aus dem DE mit den meisten Anzeigen die geringste Masse ausgelesen wurde.

- Verschlechterung der wasserchemischen Parameter

Seit 2013 traten immer wieder kleine Kondensatorleckagen auf, die nicht alle identifiziert und zeitnah beseitigt werden konnten. Wie sich später herausstellte, wurden die Leckagen durch Tropfenschlagerosion verursacht, die überwiegend auf bestimmten Rohrpositionen des Kondensators auftrat. Die Werte für die Kontrollparameter „Natrium“ und „Leitfähigkeit im Dampferzeugerwasser“ lagen seit 2016 zeitweise über den Normalbetriebswerten, aber noch deutlich unter dem Action Level 1 nach VGB-Richtlinie (Version 2006 /VGB 06/). Bei den Hide-Out-Return-Messungen wurden über die Jahre steigende Werte für Calcium und Sulfat sowie leicht erhöhte Werte für Chlorid gemessen. Zudem wurden vergleichsweise hohe Werte für Kupfer festgestellt. Die Verunreinigungen konnten sich in den Spalten zwischen den DE-HR und dem Rohrboden, im Übergangsbereich zwischen harten und weichen Ablagerungen über dem Rohrboden sowie in den Belägen auf den DE-HR aufkonzentrieren, wodurch sich lokal stark saure Bedingungen ausbilden konnten, unter denen auch der Werkstoff Alloy 800mod. korrosionsanfällig ist. Außerdem führen diese Bedingungen zu einer verstärkten Korrosion des aus dem ferritischen Werkstoff 20 MnMoNi 5 5 gefertigten Rohrbodens.

Aufgrund der Erkenntnisse aus der betroffenen Anlage und aus zerstörenden Untersuchungen an gezogenen DE-HR anderer Anlagen wurden die Befunde auf folgende Schädigungsmechanismen zurückgeführt:

- Die volumetrischen Anzeigen sind auf Lochkorrosion und/oder interkristallinen Angriff unter stark sauren Bedingungen, verursacht durch den Eintrag von Sulfat und Chlorid in den DE und deren Aufkonzentration in den Belägen auf den Heizrohren zurückzuführen. Die DE-HR wurden vor dem Einbau mit Glasperlen gestrahlt, wodurch im Oberflächenbereich Druckspannungen eingebracht werden. Dies verhindert Rissbildungen durch Spannungsrisskorrosion, für die Zugspannungen erforderlich sind.
- Die umfangsorientierten Anzeigen sind auf ISpRK unter stark sauren Bedingungen in Bereichen mit axialen Zugspannungen an der Rohraußenoberfläche zurückzuführen. Axiale Zugspannungen liegen im Einflussbereich der Einwalzung vor, bei dem die Wirkung des Glasperlenstrahlens durch den Einwalzvorgang weitgehend aufgehoben ist. Demnach hat die gegenüber den übrigen DE geringere Höhe der Ablagerungen in einem DE dazu geführt, dass sich korrosiv wirkende Verunreinigungen (insbesondere Sulfat) im Spalt zwischen Rohr und Rohrboden anreichern konnten.

Dies führte auch zu einer verstärkten Korrosion des Rohrbodens, wodurch die Spalttiefe zwischen Rohr und Rohrboden mit der Zeit zunahm – bei einem Teil der betroffenen DE-HR bis zur Freilegung des oberen Bereichs der oberen Einwalzung, an dem die axialen Zugspannungen besonders hoch sind. Die Bewertung der Wirbelstromdaten lieferte bei einigen DE-HR darüber hinaus auch Hinweise auf eine Einschnürung der DE-HR durch Korrosionsprodukte des Rohrbodens („Denting“). Hierdurch könnten zusätzliche axiale Zugspannungen in das DE-HR induziert worden sein.

Darüber hinaus wurden neben den Kondensatorleckagen weitere Quellen für den Eintrag von Verunreinigungen in das DE-Wasser identifiziert. Zum einen ist dies das Notspeisewasser, mit dem in der betroffenen Anlage die DE nach Entleerung wieder aufgefüllt werden. Das Notspeisewasser kann aus der Gummierung der Notspeisebecken während der mehrmonatigen Standzeiten Sulfat aufnehmen. Zudem sind die Kühler des Notspeisediesels (Rohrwerkstoff CuNi10Fe) und der Lüftungsanlage im Notspeisegebäude (Rohrwerkstoff CuZn28Sn) Quellen für Kupfer- und Zinkeinträge in das Notspeisewasser, da diese Kühler beim Betrieb bzw. bei wiederkehrenden Prüfungen der Notspeisediesel von Notspeisewasser durchströmt werden. Zum anderen wurde festgestellt, dass durch betrieblichen Schlupf aus den Mischbettfiltern der DE-Ab-schlämmmentsalzung ein kontinuierlicher betrieblicher Sulfateintrag in die DE entsteht, der nicht verhindert werden kann. Die eingetragene Masse des Sulfats kann aus dem Verbrauch der Regenerierchemikalien in den Filtern abgeschätzt werden.

Maßnahmen

Nach jeder DE-HR-Prüfung werden Rohrpositionen mit punktförmigen Anzeigen $\geq 30\%$ WDS (in besonders gefährdeten Bereichen auch geringer) mit Walzstopfen verschlossen. DE-HR mit linearen Anzeigen werden mit sogenannten Füllstopfen stabilisiert und mit Walzstopfen dicht verschlossen.

In der Revision 2018 wurde eine mechanische Rohrbodenreinigung durchgeführt.

Für die DE wurden Reinigungs- und Spülprogramme entwickelt und optimiert: Als effektiv haben sich die Entleerungen und die Standproben erwiesen, bei denen der DE mehrere Tage mit Konservierungslösung (ammoniakalisches Deionat bei pH $\sim 9,5 - 10$) stehen bleibt und regelmäßig beprobt wird. Bei einem deutlichen Abfall des pH-Werts wird die Konservierungslösung erneuert.

Vorsorglich wurden rund 1.800 Kondensatorrohre in besonders von Tropfenschlagereision betroffenen Bereichen verschlossen. Die Hotwells werden mittels eines Online-Ionenchromatographen zur Detektion und Berechnung kleinster Kondensatorleckagen und die Zuordnung zu einer Kondensatorkammer überwacht.

Aus der Erkenntnis, dass auch geringe Konzentrationen an Verunreinigungen, die längerfristig in die DE eingetragen werden, zu korrosiven Bedingungen in den Ablagerungen führen können, werden nun die Massen an Verunreinigungen, die im Verlauf des Zyklus in die DE eingetragen, aufsummiert. Außerdem werden Ein- und Austrag während des Zyklus und Austrag während der Revisionen bilanziert, um die Veränderungen in den DE abzuschätzen. Für die in die DE eingetragenen Frachten an Eisenoxid und anderen Verunreinigungen wurden zusätzlich zu den bestehenden Grenz- und Aktions-schwellwerten aus der „alten“ VGB-Richtlinie /VGB 06/ auch integrale Massenwerte festgelegt und mit Maßnahmen verknüpft, auch wenn die VGB-Normalbetriebswerte der Kontrollparameter während des Betriebs stets eingehalten wurden. Diese Maßnahmen entsprechen der Vorgehensweise, die nun auch in der „neuen“ VGB-Richtlinie /VGB 20/ beschrieben ist (vgl. Abschnitt 2.4.1.2).

Die Sauerstoffdosierung in den WAZÜ wurde eingestellt. Die Elektromagnetfilter im Sekundärkreis, die dazu dienen, die Nebenkondensate der Hochdruckvorwärmstrecke sowie die Wasserabscheiderkondensate von ferromagnetischen Verunreinigungen zu befreien, wurden sichtgeprüft und gereinigt. Das Rückspülintervall dieser Magnetfilter wurde verkürzt. Die Überwachung der Eisenoxidfracht im Speisewasser wurde intensiviert. Die Notspeisebecken werden vor der Befüllung der DE entleert und frisch gefüllt. Zudem wird das Notspeisewasser unterjährig auf Kupfer und Zink überwacht.

Eine Verbesserung der chemischen Bedingungen in den Spalten zwischen Heizrohren und Rohrboden stellt sich jedoch nur sehr langsam ein, weshalb auch in den Jahren nach 2019 weitere Befunde auftraten.

2.6.1.2 Weitere Ereignisse

IRS 119: In einem Geradrohr-DE einer US-amerikanischen DWR-Anlage breitete sich ein Riss, von der Primärseite (innen) ausgehend, umlaufend nach außen aus. Als Ursache wurde interkristalline Korrosion und ISpRK ermittelt. Da im Rissbereich Schwefel und Chlor nachgewiesen werden konnte, wird vermutet, dass diese Verunreinigungen die Schädigung mit verursachten.

IRS 142: Im Rahmen einer jährlichen Inspektion wurde eine Wirbelstromprüfung über die gesamte Länge aller DE-HR in einer japanischen DWR-Anlage durchgeführt. Bei 196 von 10.163 Rohren wurden im oberen Bereich des Spaltes am Rohrboden auf der heißen Seite Anzeigen festgestellt. Die Untersuchungen ergaben, dass Natriumphosphat, das bei den Heißfunktionstests in das Sekundärsystem dosiert und auch danach etwa ein Jahr lang zur Aufbereitung des Hilfskesselwassers verwendet worden war, in die Dampferzeuger gelangt war. Hier konzentrierte es sich in Form von Natriumhydroxid an den oben genannten Stellen auf, wo es interkristalline Korrosion an den Außenseiten der Rohre verursachte. Befundbehaftete Rohre wurden verschlossen.

IRS 859: In einer spanischen DWR-Anlage wurde im Jahr 1988 im Rahmen der Betriebsüberwachung eine Leckage von der Primär- zur Sekundärseite festgestellt. Bei anschließenden Wirbelstromprüfungen wurden Schäden an mehr als 500 DE-HR festgestellt, die von der Sekundärseite ausgingen. In der vorangegangenen Revision einige Monate früher waren an den meisten DE-HR keine Schäden festgestellt worden. Die Schäden wurden auf den Austritt von Natrium (Na^+) aus der Kondensatreinigung zurückgeführt. Die Kondensatreinigung war erst in diesem Zyklus in Betrieb genommen worden. Obwohl die Spezifikationen für die Wasserchemie eingehalten wurden, kam es durch Aufkonzentration zu dem Angriff auf den DE-HR-Werkstoff.

IRS 1370: Während des Nennleistungsbetriebs einer japanischen DWR-Anlage wurde in der DE-Abschlammung erhöhte Aktivität festgestellt. Da eine DE-HR-Leckage festgestellt wurde, wurde der Reaktor manuell abgeschaltet. Es wird davon ausgegangen, dass das elektrochemische Potenzial der Rohre aufgrund von Kupfer, Chlorid und anderen Stoffen in den Ablagerungen auf dem Rohrboden einen kritischen Wert überschritten hatte, so dass Lochkorrosion möglich wurde. An den entfernten Rohren wurden mechanische Stopfen mit Hülsen angebracht. Zusätzlich zur konventionellen Wirbelstromprüfung wird bei künftigen wiederkehrenden Prüfungen eine Wirbelstromprüfung mittels Rottiersonde durchgeführt.

IRS 6018: Bei geplanten Inspektionen des DE einer russischen WWER-Anlage wurden 20 defekte Rohre gefunden. An der Außenseite der Rohre wurden durchgehende Risse gefunden, die auf eine Störung der chemischen Bedingungen des Speisewassers mit erhöhten Verunreinigungen zurückzuführen waren. Die Risse begannen an der Außenseite der Rohre und breiteten sich nach innen aus. Sie wurden durch Spannungsrisskorrosion verursacht. Als Abhilfemaßnahme wurden Grenzwerte für die chemischen Bedingungen des Speisewassers und Durchführung einer chemischen Reinigung festgelegt.

IRS 7034: Im Jahr 1996 musste eine russische WWER-Anlage aufgrund erhöhter Aktivität in einem DE abgefahren werden. In drei DE wurden mehr als 100 undichte DE-HR identifiziert und verschlossen. Nach Wirbelstromprüfungen wurden in jedem der drei überprüften DE bis zu 1.000 Rohre mit signifikanten Korrosionsschäden (lokale Wanddickenschwächung mehr als 70 %) verschlossen. Als Ursache für die Schäden an DE-HR aus austenitischem Chrom-Nickel-Stahl wurde Flächen- und Lochkorrosion unter Ablagerungen festgestellt. Ursache war eine Aufkonzentration ionaler Verunreinigungen aus dem DE-Speisewasser in den Ablagerungen, die die DE-HR im unteren Teil der DE bedecken. Zugrundeliegend waren jedoch Mängel in der Betriebsführung in Hinblick auf die Wasserchemie im Sekundärkreis. Dazu gehört die Überprüfung des Zustandes der DE-HR im Rahmen der jährlichen Inspektionen sowie die rechtzeitige Durchführung von Spülprogrammen. Als weitere Ursache wurde eine ineffektive Abschlammung genannt sowie eine verspätete Änderung der Beprobung für die chemische Überwachung im Nachgang einer Designänderung. Sie führten in bestimmten Bereichen der DE zu der Möglichkeit einer verstärkten Ansammlung von Ablagerungen sowie zu unzureichenden Prüfungen der DE-HR. Neben einer Wirbelstromprüfung aller DE-HR und einer Reinigung der DE wurde ein Programm zur Verbesserung der Wasserchemie im Sekundärkreis von WWER-Anlagen ausgearbeitet.

IRS 7453: Ukrainische WWER-Anlagen berichten seit Mitte der 1980er Jahre über Korrosionsschäden an DE-HR von der Sekundärseite und erhöhte Mengen an Ablagerungen. Die Korrosion wird auf eine ungünstige Wasserchemie des Sekundärkreislaufs zurückgeführt. Insbesondere erwies sich die Hydrazin-Ammoniak-Fahrweise als wenig effektiv, da es den Wasser-Dampf-Kreislauf aufgrund der ungleichmäßigen Ammoniakverteilung nicht zuverlässig vor Erosionskorrosion schützte. Als Maßnahme wurde die Alkalisierung auf eine Morpholin-Fahrweise umgestellt. Zusätzlich wurde Lithiumborat in das Speisewasser dosiert.

IRS 7608: In einer russischen WWER-Anlage wurde an einer Frischdampfleitung ein Anstieg der Gammastrahlung festgestellt. Daraufhin wurde der Reaktor in einen unterkritischen Zustand gebracht. Ursache für die Leckage war Spannungsrisskorrosion im austenitischen Stahl der DE-HR. Zugrundeliegend war jedoch, dass nicht rechtzeitig Maßnahmen zum Entfernen von Ablagerungen auf der Sekundärseite des DE ergriffen worden waren. Als Maßnahmen wurden die chemische Reinigung der Dampferzeuger-Sekundärseiten optimiert und ein sekundärseitiges Abschlammssystem nachgerüstet. Dieser Vorfall wurde als INES-1 eingestuft.

IRS 8032: In einer russischen WWER-Anlage wurden im Jahr 2009 während der Revision bei Wirbelstromprüfungen in mehreren DE Anzeigen an DE-HR festgestellt. Diese konnten auf Korrosion zurückgeführt werden. Als Ursachen für die Schäden wurden Komponenten aus kupferhaltigen Werkstoffen und eine nicht optimale Wasserchemie im Sekundärkreis genannt. Dies führte durch Ablagerungen von Korrosionsprodukten auf den DE-HR und eine Anreicherung korrosiver Verunreinigungen zu der Schädigung der DE-HR. Nach Abschluss der Revision sollte eine Fahrweise mit Ethanolamin für den Sekundärkreis eingeführt werden, um den Eintrag von Kupfer und Eisen in die DE zu verringern. Somit sollte auch die Bildung von Ablagerungen auf den DE-HR reduziert werden.

2.6.2 Korrosionsschäden aufgrund von Chloriden

Bei der Betrachtung der deutschen Betriebserfahrung fällt auf, dass Korrosionsschäden, an denen Chloride beteiligt waren, sowohl in verschiedenen Systemen mit unterschiedlicher Wasserchemie auftreten, aber auch in Bereichen, die üblicherweise nicht mit flüssigem Medium in Kontakt stehen. Zur Herkunft der Chloride können häufig nur Vermutungen angestellt werden. Im Folgenden soll auf Korrosionsschäden, die von der Außenoberfläche (s. z. B. WLN 1998/01, WLN 2009/02, dazu zahlreiche ME und Einträge in der CODAP-Datenbank) ausgehen, nicht eingegangen werden, da diese nicht mit der Wasserchemie in Verbindung stehen, die in diesem Vorhaben im Fokus steht. Auch einige Ereignisse aufgrund eines chloridhaltigen Dichtungsmaterials (WLN 1987/06, ME 1994/008, ME 1991/083, ME 2007/098, mehrere Einträge in der CODAP-Datenbank) werden aus diesem Grunde nur am Rande erwähnt.

Die Empfindlichkeit von austenitischen Stählen gegen Lochkorrosion bzw. transkristalline Spannungsrisskorrosion in Anwesenheit von Chloriden ist allgemein bekannt. Aus der Betriebserfahrung ergibt sich, dass örtliche Chloridquellen, wie chloridhaltige Dichtungen oder Schmiermittel ursächlich beteiligt sein können. Zu beachten ist, dass selbst kleinste Verunreinigungen im Betriebsmedium sich z. B. in Toträumen bei wechselnder Befeuchtung/Trocknung oder Kondensation und Oberflächensieden auf kritische Werte aufkonzentrieren können. Die Inkubationszeit zur Auslösung des Schädigungsmechanismus und die Risswachstumsgeschwindigkeit hängen insbesondere von der Konzentration der vorhandenen Chloride, von den Umgebungsbedingungen (Temperatur, Feuchte, pH) und von den gegebenen Spannungsverhältnissen ab, wobei auch Eigenspannungen einen maßgeblichen Beitrag leisten können.

In der Vergangenheit verfasste die GRS mehrere Weiterleitungsnachrichten zu dem Thema „Schäden infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion“. Dazu zählen insbesondere

- WLN 1983/10 „Leckage an einer Vorsteuerleitung eines DH-Sicherheitsventils“
- WLN 1987/06 „Spannungsrisskorrosion an Vorsteuerleitungen von S/E-Ventilen“
- WLN 1990/02 „Befunde an Kernbehälterschrauben“
- WLN 2001/04: „Rissbefunde am Austrittsstutzen der Nachkühlsaugarmatur TH02 S001 (Erstabsperarmatur) und in dem anschließenden Rohrleitungsteilstück“
- WLN 2005/14: „Rissanzeigen an Komponenten des Notspeisesystems“
- WLN 2008/03 „Risse in austenitischen Armaturengehäusen infolge chloridinduzierter transkristalliner Spannungsrisskorrosion“

Eine Quelle für Chloride, die in der Betriebserfahrung mehrfach auftaucht, sind Inspektions-, Wartungs-, - Instandhaltungs- oder Austauscharbeiten (s. z. B. WLN 2001/04, WLN 2005/14, ME 2000/049). Bei diesen können Verunreinigungen in die Systeme eingetragen werden. Die Verunreinigungen können dabei auch aus der Herstellung von Bauteilen stammen (s. z. B. WLN 1990/02, ME 2010/015, ME 1992/156, ME 2007/098, ME 2009/064, ME 2009/054). Häufig werden mehrere Ursachen vermutet. In einem Fall (ME 1995/027) wurden bei einer betroffenen Leitung als Chloridquelle Reste aus dem Schneidöl der mechanischen Bearbeitung und bei einer anderen Leitung das Befüllen der Druckmessumformer mit Trinkwasser als Quelle vermutet. In WLN 2008/03 (zugehörig: ME 2007/080) wird angenommen, dass die Chloride überwiegend aus dem früheren Einsatz von chloridhaltigen Dichtungen stammen. Als weitere Chloridquelle kommt in diesem Fall aber möglicherweise auch das Reaktorwasser aus früheren Betriebszeiten vor 1996 in Betracht.

Nach 1996 wurden die zulässigen Chloridgehalte im Reaktorwasser entsprechend der überarbeiteten VGB-Richtlinie für Siedewasserreaktoren reduziert. Zur Vermeidung von zukünftigen Anreicherungen und zur Reduktion vorhandener, lokal erhöhter Konzentrationen von Chloriden wurde empfohlen, dass entsprechende Konzepte (z. B. Reinigung oder Spülung der Dichtungsbereiche der Gehäuse) erarbeitet und umgesetzt werden. Eine weitere Quelle für Chloride sind Kondensatorleckagen. Die so eingetragenen Chloride können sich in den DE aufkonzentrieren und dort zu einer Schädigung der DE-HR beitragen (s. Abschnitt 2.6.1).

In WLN 1983/10 wird eine Leckage an einer Vorsteuerleitung eines DH-Sicherheitsventils in einer ausländischen DWR-Anlage behandelt. Es war nicht möglich, auf direktem Weg die Ursache der Korrosion zu bestimmen. Es wurde vermutet, dass Chlorverbindungen aus einem Lösungsmittel an den kalten Stellen des Druckhalters kondensierten und eine relativ hohe Konzentration von Sauerstoff zur starken Lochfraßkorrosion beitrug. Infolge des Ereignisses wurde dem Anlagenzustand „kalt unterkritisch“ größere Aufmerksamkeit geschenkt, da es gezeigt hat, dass die Verhältnisse bei niedriger Temperatur zu unerwarteten Phänomenen in der Wasserchemie des Primärsystems führen können. Die Entlüftungsprozedur des Primärkreises während des Anfahrens der Anlage wurde geändert.

Aufgrund eines Ereignisses in einer Schweizer Anlage verfasste die GRS die WLN 1982/12 „Schäden an Steuerleitungen der FD-Sicherheitsventile“. Bei der Vorbereitung einer Druckmessung wurde eine Wasserleckage in einer Steuerleitung (austenitischer Werkstoff, 1.4541) festgestellt. Bei einer Oberflächenrissprüfung wurden auch an weiteren Steuerleitungen Risschäden festgestellt. Der Schädigungsmechanismus war Spannungsrisskorrosion. Es wurden Chloridspuren festgestellt. Jedoch war zu dem Zeitpunkt der WLN nicht klar, in welchem Umfang chloridhaltige Materialien für die Schädigung verantwortlich waren. Die Steuerleitungen der FD-Sicherheitsventile wurden als kurzfristige Maßnahme gegen solche aus Alloy 825 ausgetauscht.

Aus deutschen SWR-Anlagen waren ebenfalls Vorkommnisse mit SpRK aufgrund von Chlorideintrag an Steuerleitungen für Sicherheitsventile aus 1.4541 bekannt. Als Maßnahme wurden die Asbestdichtungen gegen Spiralgraphitdichtungen und in einem Fall die Steuerleitungen gegen solche aus Alloy 825 ausgetauscht.

In /CAT 14/, /ILE 10/ und in der CODAP-Datenbank wird ebenfalls über Schäden durch chloridinduzierte Spannungsrisskorrosion (oft verbunden mit Lochfraß) berichtet. Betroffen waren u. a. Schweißlippendichtungen (sog. „canopy seals“ und „omega seals“) in Instrumentierungsstützen am RDB-Deckel und an Steuerstabantriebsgehäuserohren, v. a. in französischen, japanischen und US-amerikanischen Anlagen. An konstruktiv bedingten Spalten in der Nähe der Schweißnähte konnten sich Verunreinigungen aufkonzentrieren und zu Schäden führen. In einigen Fällen kam es dabei zu chloridinduzierten Schäden, obwohl die globale Chlorid-Konzentration im Primärkühlmittel innerhalb zulässiger Grenzen war. Neben Chlorid wurden auch Sulfat-Aufkonzentrationen festgestellt, die zu Schäden führten.

Darüber hinaus wird in /CAT 14/ über chloridinduzierte Schäden in Strömungstotzonen und teilgefüllten bzw. teilentlüfteten Leitungen (z. B. RDB-Deckeldichtungs-Absaugleitung, Entlüftungsleitungen). Auch hier können sich Verunreinigungen durch wiederholtes Austrocknen und Wiederbenetzen aufkonzentrieren und Schäden verursachen. Davon betroffen sind auch Totvolumina in Ventilen o. ä.

2.6.3 Erosionskorrosion

Wandabtragungen aufgrund von Erosionskorrosion an Rohrleitungsteilen und anderen Komponenten sind hinlänglich bekannte Erscheinungen. In den 1980er und Anfang der 1990er Jahren wurden – ausgehend von Ereignissen in ausländischen Anlagen – durch die GRS verschiedene Weiterleitungsnachrichten zur Erosionskorrosion herausgegeben. Dazu gehören:

- WLN 1982/10 „Schäden an Turbinenanzapfleitungen“
- WLN 1987/03 „Bruch der Ansaugleitung einer Hauptspeisewasserpumpe“
- WLN 1987/03A „Unerwartete Erosion in Hauptspeisewasserleitungen“
- WLN 1990/08 „Bruch einer Speisewasserleitung“
- WLN 1990/08A „Bruch einer Speisewasserleitung“

Auf diese WLN wird im Folgenden genauer eingegangen.

2.6.3.1 WLN 1982/10

In WLN 1982/10 /WLN 82/ wird von Schäden an Turbinenanzapfleitungen in einer US-amerikanischen DWR-Anlage berichtet. Als Ursache wurde vom Betreiber der fortwährende Betrieb der Anlage mit reduzierter Leistung genannt, was zu einer verringerten Dampfqualität und somit erhöhter Erosion geführt habe. Auch in deutschen Anlagen war es schon zu Erosionskorrosion in den Anzapfleitungen der HD-Turbine gekommen. In der WLN wird unter anderem empfohlen, von Erosionskorrosion betroffene Rohrleitungen durch solche aus einem höherwertigen Stahl zu ersetzen. Neben der Vermeidung von Wanddickenschwächungen der Rohrleitungen kann dadurch eine Verunreinigung des Kreislaufs durch Korrosionsprodukte (SWR) bzw. die Ablagerung solcher Korrosionsprodukte im Dampferzeuger (DWR) vermindert werden.

2.6.3.2 WLN 1987/03 und WLN 1987/03A

In einer US-amerikanischen DWR-Anlage kam es in den 1980er Jahren zu einem Bruch der Ansaugleitung einer Hauptspeisewasserpumpe, bei dem acht Arbeiter schwer verletzt wurden, von denen vier ihren Verletzungen erlagen. /WLN 87/

Die Bruchstelle befand sich in einem 90°-Krümmer ca. 30 cm unterhalb der Einbindung in eine Sammelleitung. Die Auslegungsdaten für die Leitung sind 25 bar/190 °C. Die Bruchstelle zeigte einen 360° Rundabriss. Zusätzlich war ein Bruchstück von ca. 60 x 90 cm Größe am Ende der gebrochenen Ansaugleitung abgerissen worden.

Die Hauptursache für das Versagen war großflächige Rohrwandschwächung durch Erosionskorrosion. Wanddickenmessungen zeigten, dass Erosionskorrosionseffekte in Rohrleitungen verstärkt da auftreten, wo hohe lokale Strömungsgeschwindigkeiten vorhanden sind (z. B. hinter Reduzierventilen, Regelarmaturen, Reduzierstücken und in Ellbogen und T-Stücken).

Die Wasserchemie wurde als weiterer bedeutender Faktor angesehen. Die Erosionskorrosionsrate von unlegiertem Stahl ist für pH-Werte zwischen 7 und 9 oder unter 5 am größten. Die Erosionskorrosionsraten fallen für pH-Werte oberhalb 9,2 stark ab. Für die betroffene Anlage wurde angegeben, dass der pH-Wert im Bereich von 8,8 bis 9,2 lag; die lokalen Werte könnten jedoch stark variiert haben, zumindest in den ersten Betriebsjahren, als die Anlage noch ohne Kondensatreinigung betrieben wurde.

In Ergänzung der WLN 1987/03 wird in WLN 1987/03A über Wanddickenschwächung (WDS) infolge Erosionskorrosion auch in geraden Rohrleitungsstücken der Speisewasserleitung in anderen US-amerikanischen DWR-Anlagen berichtet.

2.6.3.3 WLN 90/08 und WLN90/08A Bruch einer Speisewasserleitung

In einer finnischen WWER-Anlage brach unter Vollast eine Speisewasserleitung im Maschinenhaus. Kurz vor dem Bruch war es bei Instandhaltungsarbeiten zum Ausfall von zwei Hauptkühlmittelpumpen und einer Speisewasserpumpe gekommen. Mit der auslegungsgemäßen Zuschaltung einer Reservepumpe und Absenkung der Reaktorleistung auf 60 % war ein Druckstoß im Speisewassersystem verbunden, der zum Bruch der Leitung führte. Zum Zeitpunkt des Schadenseintritts herrschten an der Bruchstelle etwa folgende Betriebsbedingungen: Temperatur: 160 °C, Druck: ca. 70 bar /WLN 90/.

Das Leck befand sich auf der Druckseite einer Speisewasserpumpe. Der Bruch erfolgte unmittelbar hinter einer Durchflussmessstelle noch vor den druckseitigen Absperrschiebern der Pumpe. Auf der Flanschseite wurde eine Restwanddicke von wenigen Millimetern festgestellt. Auch an dem nachfolgenden Passstück zur Speisewasserleitung hat eine erhebliche WDS stattgefunden (ca. 50 %). Flansch (Kohlenstoffstahl C22) und Passstück (St45.8) waren aus unlegierten ferritischen Stählen gefertigt. Bei nachfolgenden Untersuchungen vergleichbarer Stellen wurden ebenfalls erhebliche Schwächungen der Wanddicke festgestellt. Auch erste Inspektionen im anderen Block der Anlage ergaben Anzeigen.

Nach IRS 1102 wurde der Sekundärkreislauf der betroffenen Anlage vor dem Ereignis mit neutraler Fahrweise gefahren, pH-Wert ca. 7, O₂-Gehalt < 2 ppb. Diese Fahrweise wurde gewählt, da die Kondensatoren noch Rohre aus Kupferlegierungen enthielten. Noch in der Revision im selben Jahr sollten alle Kondensatorrohre in beiden Blöcken dieser Anlage durch solche aus einer Titanlegierung bzw. einem besonders hoch legierten austenitischen Stahl⁹ ersetzt werden. Dies sollte dann auch eine Änderung der Fahrweise ermöglichen.

2.6.3.4 Weitere Ereignisse

In deutschen Anlagen traten ebenfalls Ereignisse mit der Schadensursache Erosionskorrosion auf. Diese betrafen aber überwiegend kleinere Leitungen und waren nicht mit einem Rohrleitungsversagen verbunden. Eine gesamtheitliche Darstellung dieser Thematik findet sich im GRS-A-Bericht „Erosionskorrosion in Leichtwasserreaktoren“ aus dem Jahr 1993 /MIC 93/. Seitdem traten immer wieder einzelne Ereignisse aufgrund von Erosionskorrosion auf, die sich in das in /MIC 93/ beschriebene Bild einreihen. Die Zahl der Ereignisse ist in den letzten Jahren klar rückläufig. Da zudem die Wasserchemie stetig optimiert wurde und in den Anlagen entsprechende WKP-Programme installiert sind /MIC 04/, sind große Schäden nicht zu erwarten.

⁹ In dem IRS-Bericht wird der Stahl 254 SMO genannt, der nach heutiger europäischer Nomenklatur X1CrNiMoCuN20-18-7 (1.4547) entspricht, einem Stahl, der besonders für den Einsatz in Meerwasser geeignet ist und wegen des hohen Gehalts an Mo und der Zugabe von N als sehr beständig gegen Loch- und Spaltkorrosion gilt /WIT 23/.

IRS 7184: In einer russischen Anlage wurde während des Leistungsbetriebes ein signifikanter Anstieg der spezifischen elektrischen Leitfähigkeit im Sekundärkreislauf festgestellt, der auf einen Kühlwassereinbruch hindeutete. In einem Kondensator wurden vier Kondensatorrohre mit Leckagen gefunden und verschlossen. Die Leckagen wurden durch Erosion infolge konstruktiver Mängel bei der Einbindung von Entwässerungsleitungen in den Kondensator hervorgerufen. Beigetragen haben außerdem Instandhaltungsmängel. Die sicherheitstechnische Bedeutung des Ereignisses ergibt sich aus dem Potenzial für Korrosionsschäden an den Dampferzeuger-Kollektoren und -Heizrohren. Während der Auswertung des Ereignisses wurden die folgenden Verbesserungsmöglichkeiten erkannt:

- Verbesserung der automatischen Überwachung zur rechtzeitigen Leckerkennung
- Zusätzliche Erfassung von Diagnoseparametern zur Beurteilung des Schädigungspotenzials
- Implementierung von Maßnahmen zur Abschwächung der Folgen von Kühlwassereinbrüchen (z. B. Einspeisung von Inhibitoren)
- Anpassung der „Grenzwerte und Bedingungen des sicheren Betriebes“ an die Forderungen des technischen Standards „Wasserchemie“.

2.6.4 Spannungsrisskorrosion

Aus der Betriebserfahrung sind zahlreiche Ereignisse aufgrund von Spannungsrisskorrosion an Nickellegierungen bekannt und zu einigen verfasste die GRS Weiterleitungsnachrichten. Ursächlich waren z. B. ein anfälliger Werkstoff (Alloy X-750, Alloy 600) oder Fertigungsfehler. Für Spannungsrisskorrosion durch den Einfluss von Dekontaminationslösung wird auf das Vorhaben „Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken“ (GRS-492 /FAU 18/) verwiesen. Einige Fälle, bei denen die Wasserchemie eine entscheidende Rolle spielt, werden ausführlich in Abschnitt 2.6.1 behandelt, in dem Schäden an DE-HR zusammengefasst sind. Zu den Ereignissen in deutschen DWR verfasste die GRS die WLN 2018/06 und WLN 2018/06A.

ISpRK an austenitischen Werkstoffen unter SWR-NWC-Bedingungen führte insbesondere in den 1980er und 1990er Jahren zu einer großen Anzahl an Schäden u. a. an RDB-Einbauten, Schweißnahtbereichen von Rohrleitungen und Treibwasserschleifen.

Betroffen waren vor allem die in ausländischen Anlagen weit verbreiteten, unstabilisierten austenitischen Werkstoffe AISI 304(L) und 316(L). Dies spiegelt sich in zahlreichen IRS-Meldungen, Einträgen in der CODAP-Datenbank sowie entsprechenden Ausführungen in der Literatur wider. Aufgrund der Anfälligkeit wurde die wasserchemische Fahrweise in vielen SWR-Anlagen angepasst (vgl. Abschnitt 2.2.3). Weit weniger anfällig sind stabilisierte austenitische Werkstoffe wie AISI 321, 347 oder 316 Ti¹⁰. I. d. R. traten hier Risse nur bei Vorliegen herstellungsbedingter Auffälligkeiten oder der Aufkonzentration bestimmter Wasserinhaltsstoffe auf. Z. B. wurde in einigen älteren deutschen SWR-Anlagen lokale Sensibilisierung durch fertigungsbedingte Auflösung der Titancarbid in der wärmebeeinflussten Zone von Schweißnähten als Ursache für zahlreiche Risse festgestellt. Da die meisten Risse in der Nähe des Reaktorkerns gefunden wurden, wird vermutet, dass die lokale Konzentration der Radiolyseprodukte O₂ und H₂O₂ eine wesentliche Rolle spielte /ERV 97/.¹¹

Unter nominellen DWR-Primärkreisbedingungen kann ISpRK an Nickellegierungen wie z. B. Alloy 600 auftreten. Dies führte zu einer Vielzahl an Schäden und Austauschmaßnahmen, ist aber eher auf eine ungünstige Werkstoffwahl zurückzuführen und damit nicht Thema dieses Projektes. Austenitische Werkstoffe sind unter diesen Bedingungen üblicherweise nicht betroffen; es sei denn, erhebliche herstellungsbedingte Auffälligkeiten (z. B. hohe Härte, hohe Kaltverformung) liegen vor. Ausnahmen sind Systembereiche, in denen sich Verunreinigungen aufkonzentrieren können (vgl. auch Abschnitt 2.6.2) oder solche, in denen sich aufgrund nicht vollständig entfernten Sauerstoffs nach Revisions- oder Wartungsarbeiten lokal oxidierende Bedingungen einstellen. Betroffen waren hier u. a. die bereits in Abschnitt 2.6.2 erwähnten Bereiche in Steuerstabantriebsgehäuserohren, aber auch nicht durchströmte Leitungsabzweige. Entsprechende Meldungen in geringer Zahl finden sich u. a. in der CODAP-Datenbank und verschiedenen Literaturquellen.

Für die in jüngerer Vergangenheit aufgetretenen Risse in den Sicherheits-Einspeise- und Nachkühlleitungen französischer DWR-Anlagen ist möglicherweise eine Kombination aus hoher Kaltverformung und Eigenspannungen, lokal oxidierenden Bedingungen in

¹⁰ Diese Stähle entsprechen X6CrNiTi 18-10 (Werkst.-Nr. 1.4541), X6CrNiNb 18-10 (1.4550) bzw. X6CrNiMoTi 17-12-2 (1.4571)

¹¹ Zum Zeitpunkt der Herausgabe der entsprechenden WLN 1992/04B war die Ursachenklärung noch nicht abgeschlossen.

nicht durchströmten Rohrleitungen und erhöhten betrieblichen Spannungen als Ursache anzunehmen. Hier wurden zum Teil weit umlaufende Risse in der durch Wärme (oder auch mechanische Verformung) beeinflussten Zone von Schweißnähten gefunden. Die Rohrleitungen sind aus dem Werkstoff AISI 316L gefertigt. Die Ursachenklärung ist jedoch zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht abgeschlossen /ASN 22a/, /ASN 22b/, /EDF 22/.

2.6.5 Erhöhte Oxidschichtdicken im oberen Bereich von Brennstäben mit M5-Hüllrohren

In mehreren deutschen DWR-Anlagen wurde seit 2005 nach mehreren Betriebszyklen in einem begrenzten Bereich am oberen Ende der Brennstäbe eine erhöhte Dicke der Oxidschicht auf Brennstab-Hüllrohren (BS-HR) gefunden, teilweise verbunden mit mehr oder weniger ausgeprägten Abplatzungen der Oxidschicht. Dieses Phänomen trat meist nach ein oder zwei Standzeiten der BE auf. Die maximalen Oxidschichtdicken lagen im Bereich 50 – 70 µm. Bei normalem Korrosionsverhalten beträgt die Oxidschichtdicke nach zwei bis drei Zyklen 15 – 25 µm. Diese BE wurden wieder eingesetzt und zeigten anschließend nur noch geringe Zunahmen der Oxidschichtdicken im Rahmen des üblichen Korrosionsverhaltens. In allen Fällen handelt es sich dabei um BS-HR aus der Zirkonium-Niob-Legierung M5. Bisher sind von der erhöhten Korrosion hauptsächlich DWR des Typs Vor-Konvoi mit 16 x 16 BE betroffen. Bei den betroffenen BS steigt die Dicke der Oxidschicht am oberen Ende der aktiven Zone oder auch erst im Bereich des darüber liegenden oberen Brennstabplenums an. Der Bereich erhöhter Dicke, optisch erkennbar an einer gegenüber normalem Korrosionsverhalten deutlich helleren Färbung bis hin zu einer Weißfärbung der Oxidschicht, erstreckte sich axial entlang der BS-HR über etwa 100 – 200 mm und lag zwischen den obersten beiden Abstandshaltern. Axial weiter unten lag normales Korrosionsverhalten vor. Besonders stark erhöhte Korrosion zeigte sich im Jahr 2017 in einer Anlage. Dort wurden nach dem Öffnen des RDB im Rahmen des planmäßigen BE-Wechsels weiße Flocken im Kühlmittel gefunden, bei denen es sich um Oxide des Hüllrohrwerkstoffs M5 handelte. Die stark betroffenen BE waren zum größten Teil zwei Zyklen im Einsatz und die Oxidschichten waren teilweise deutlich dicker als die für den Betrieb der Anlage zulässige Dicke von 100 µm. Die GRS verfasste zu diesem Ereignis die WLN 2017/04 /WLN 17/, siehe auch IRS 8628.

Inzwischen wurde ein ähnliches Phänomen auch in einer brasilianischen DWR-Anlage beobachtet, die weitgehend baugleich mit den Vor-Konvoi-Anlagen ist und ebenfalls mit 16 x 16 BE betrieben wird (siehe IRS 9012), sowie, wenn auch in geringerem Ausmaß,

in mehreren französischen DWR-Anlagen vom Typ N4 und 1300 MW, die mit 17 x 17 BE betrieben werden /ASN 22c/. Bisher entstand in keinem der Fälle eine BS-Leckage im Bereich erhöhter Korrosion. Die Untersuchungen und Diskussionen zur Klärung der Ursachen führten jedoch bislang nicht zu einem eindeutigen Ergebnis.

In den Beratungen in der zu diesem Thema einberufenen RSK-Arbeitsgruppe wurden als ursächlich bzw. mitursächlich für das Auftreten der erhöhten Oxidation folgende Themenkomplexe diskutiert /RSK 20/:

1. Sensitive Werkstoffchargen (Einflüsse aus dem Herstellungsprozess, chemische Zusammensetzung, Gefüge)
2. Lokal oxidative Randbedingungen (lokaler Überschuss an Sauerstoff durch Mangel an Wasserstoff, evtl. durch Übergang von Wasserstoff in Dampfblasen („Stripping-Effekt“), Eintrag von Stickstoff aus dem Volumenregelsystem)
3. Thermomechanische Beanspruchungen (Fluktuationen der Hüllrohr-Temperatur durch Querströmungen des Kühlmittels am oberen Ende der BE)
4. Das Vorliegen galvanischer Kopplungen (Anpassung des elektrochemischen Potentials durch elektrisch leitende Verbindung zwischen den BS)

Von diesen vier Hypothesen steht nur die Nr. 2 im Zusammenhang mit der Wasserchemie und soll hier kurz diskutiert werden /BRE 21/:

Oxidative Bedingungen im Sinne dieser Hypothese können am oberen Ende der BS dann entstehen, wenn der Gehalt an Wasserstoff im Kühlmittel dort gegenüber der mittleren Konzentration deutlich reduziert ist und die kritische Wasserstoff-Konzentration von etwa 0,5 ppm H₂ unterschritten wird. Die Betriebserfahrung mit unterschiedlichen H₂-Einspeisraten widerspricht jedoch dieser Hypothese. Außerdem liefern rechnerische Analysen keine Hinweise darauf, dass sich bei den in deutschen Anlagen gefahrenen Wasserstoffkonzentrationen von > 2 ppm relevante Konzentration von Radiolyseprodukten ergeben könnten. Ein Zusammenhang zwischen Dampfblasengehalt und erhöhter Korrosion an einzelnen BE wurde ebenfalls nicht gefunden.

Stickstoff kann unter dem Einfluss der Strahlung im Reaktorkern mit einem Teil des zudosierten Wasserstoffs reagieren, wobei u. a. Ammoniak entsteht. Dies kann zu einer Reduzierung des Wasserstoffgehalts im Kühlmittel führen. Der Stickstoffeintrag aus dem Stickstoffpolster im Volumenausgleichsbehälter des Volumenregelsystems und den

Kühlmittellagerbehältern wirkt sich allerdings global auf den Wasserstoffgehalt des Kühlmittels aus und nicht speziell am Ende der BS. Der Effekt des Stickstoffeintrags durch die kontinuierliche Kühlmittelreinigung wird bei den Messungen des Wasserstoffgehalts erfasst, der bei allen betroffenen Anlagen im Dauerbetrieb stets einen Wert oberhalb von 2 ppm ergab.

Ein Zusammenhang mit oxidativen Bedingungen am oberen Ende der BE und somit ein Einfluss der Wasserchemie ist demnach nicht erkennbar.

2.6.6 Schattenkorrosion

In deutschen SWR-Anlagen wurden BE-Defekte im Zusammenhang mit verstärkter Schattenkorrosion erstmalig im Jahr 2010 (drei BE im KRB-II-B, ME 2010/065) und anschließend im darauffolgenden Jahr (vier BE im KRB-II-C, ME 2011/082) festgestellt. Die Schattenkorrosion war im Bereich der Abstandhalter (AH) eingetreten und wurde auf den am unteren Rand des Spezifikationsbandes liegenden Zinn-Gehalt der Hüllrohre, die damalige Wasserchemie mit erhöhten Eisen-, Silber- und Silikatgehalten und den Einfluss des MOX-Neutronenflussspektrums in Verbindung mit Abstandhaltern aus Alloy 718 zurückgeführt. Die BE-Defekte wurden mittels betrieblicher radiochemischer Überwachung des Reaktorwassers und Ganzkernsipping festgestellt. Als Vorkehrungen wurden Verbesserungen der Wasserchemie vorgenommen. So konnte u. a. durch den Umbau der Kondensatreinigung der Eintrag von Eisen, Silber und Silikat reduziert werden. Es wurde ein Untersuchungsprogramm zur Schattenkorrosion initiiert, in dem die Korrosionskinetik bestimmt und Akzeptanzkriterien für den Wiedereinsatz von MOX-BE der betroffenen Chargen festgelegt wurden.

In der schweizerischen Anlage Leibstadt wurden 1997 systematisch erhöhte Oxidschichtdicken bis zu 450 µm an BS-HR im Bereich der unteren Abstandhalter aus Nickellegierungen festgestellt. Die betroffenen BE waren von Typ SVEA-96 und wiesen vier bzw. fünf Standzeiten auf. Es handelte sich um BE, die Teil eines Vorläuferprogramms für Hochabbrand waren. Die erhöhte Oxidschichtdicke wurde im Rahmen der begleitenden Inspektionen zum Vorläuferprogramm entdeckt. Die höchsten Oxidschichtdicken wurden unterhalb der untersten vier AH gemessen (IRS #7097) /HSK 01/.

Nach /ZWI 06/ wurde das Problem wahrscheinlich verursacht durch die Kombination spezieller Wasserchemiebedingungen und eines HR-Materials, das bei hohem Abbrand zu beschleunigter Korrosion neigte. Galvanische Korrosion, thermische Einflüsse und

Einflüsse der Beta-Strahlung konnten ausgeschlossen werden. In /HSK 01/ wird als beitragender Faktor ein zu niedriges Fe/Zn-Verhältnis im Speisewasser in den beiden vorangehenden Zyklen in Betracht gezogen. Dieser Eisenmangel war Folge verschiedener gezielt eingeleiteter Maßnahmen zur Änderung der Wasserchemie. Die Erhöhung des Fe/Zn-Verhältnisses in den darauffolgenden Zyklen führte zu einer Reduktion der Oxidschichtdicken. Als Vorkehrungen wurden die HR neuer BE autoklaviert (voroxidiert) und ein neues Hüllrohrmaterial mit geringerer Neigung zu Flächenkorrosion verwendet /HSK 01/.

1997 wurden in einer finnischen SWR-Anlage Fälle von Schattenkorrosion an BS-HR unter den untersten AH bekannt. Die betroffenen BE wiesen vier Standzeiten im Kern auf. Die maximale Oxidschichtdicke betrug 200 µm. Die Schattenkorrosion trat selektiv an einem bestimmten, nicht näher charakterisierten BS-Typ auf, was als Hinweis auf eine herstellungsbedingte Ursache gewertet wurde. Als weitere mögliche Ursache wurde ein Einfluss der Wasserchemie auf die Schattenkorrosion in Betracht gezogen. Es wurde vermutet, dass das Phänomen der Schattenkorrosion wahrscheinlich vom Eisengehalt im Kühlmittel abhängt. Der Eisengehalt des Speisewassers war seit 1992 reduziert worden. Eine Zinkdosierung wie in Leibstadt war nicht erfolgt. In der betroffenen Anlage war der Eisenmangel vielmehr durch ein zu niedriges Fe/Ni-Verhältnis charakterisiert (IRS #7289). Auch aus einer schwedischen SWR-Anlage sind Fälle von Schattenkorrosion mit ähnlichen Schichtdicken wie in der finnischen Anlage unter AH bekannt geworden /HSK 01/.

2.6.7 Stillstandskorrosion

Bei längeren Anlagenstillständen kann es im kalten Zustand in sauerstoffhaltigem Wasser oder im Bereich feuchter Stellen nach der Entleerung des Systems zu verstärkter Flächenkorrosion bzw. aufgrund Bildung von Belüftungselementen unter Ablagerungen zu Korrosionsmulden kommen.

WLN 2004/06 behandelt einen Leckagefall einer Messleitung an einem Dampferzeuger in einer deutschen DWR-Anlage. Die Ursache war Stillstandskorrosion (Muldenkorrosion) unter Ablagerungen. Die Analyse der Ablagerungen ergab neben den Werkstoffelementen Eisen und Mangan auch Sauerstoff, Chrom, Nickel, Kupfer und Zink. Zusätzliche Verunreinigungen bzw. Schadstoffanteile wurden nicht vorgefunden. Das nachgewiesene Kupfer und Zink wiesen auf ältere Inhaltsstoffe im Sekundärkreislauf hin. Es wurde vermutet, dass die für die damalige wasserchemische Betriebsweise („Hoch-AVT-

Fahrweise“1, pH > 9,8) des Sekundärkreises untypische Zusammensetzung der Ablagerungen in der Vergangenheit bei Befüllvorgängen der Dampferzeuger in die Messstutzen eingetragen worden und dort verblieben sein könnte. Bis zur Umstellung der sekundärseitigen Wasserchemie besaßen die Turbinenkondensatoren eine Messingberohrung. Kupfer und Zink könnten von dieser Berohrung stammen.

WLN 2003/07 behandelt einen Fall von Stillstandskorrosion in Verbindung mit örtlicher Dehnung an Speisewasserstutzen der Dampferzeuger. Bei diesem Korrosionsprozess kommt es nach dem Aufreißen oder Beschädigungen der Magnetitschutzschicht zu muldenförmigen Auskolkungen bei Anwesenheit von Luftsauerstoff während des nachfolgenden Stillstands. Die in dem Fall festgestellten punktuellen Korrosionsmulden sind typische Merkmale einer Sauerstoffkorrosion, wie sie in Stillstandsphasen auftreten kann, wenn keine ausreichende Trocknung der Oberflächen erfolgt und das verbliebene Wasser nicht frei von gelöstem Sauerstoff ist.

In /CAT 14/ wird ebenfalls über Schäden durch Stillstandskorrosion berichtet. Hiervon betroffen waren u. a. nicht absperrbare Leitungsabschnitte und Ventilbereiche, in denen nicht entlüftetes Kühlmittel aus Revisionszeiten „eingefangen“ war und im Laufe einiger Jahre Korrosionsschäden verursachte. Zudem konnte in den betroffenen Bereichen Wasserlinienkorrosion auftreten, wenn diese im Betrieb nicht komplett gefüllt waren.

2.6.8 Ereignisse aufgrund von Ablagerungen

IRS 1551: In mehreren US-amerikanischen DWR-Anlagen war ein Anstieg der Steuerstabfallzeiten beobachtet worden. Als Maßnahme wurde die Lithiumkonzentration zur Verringerung von Ablagerungen erhöht. Trotzdem wurden weiterhin erhöhte Fallzeiten festgestellt. Die erhöhten Fallzeiten wurden auf die Bildung von Crud zurückgeführt. Diese wurde wiederum von den Betreibern unter anderem mit den 24 Monate dauernden Brennelementzyklen und der unzureichenden Kontrolle des pH-Wertes des Kühlmittels in Verbindung gebracht. Der längere Brennelementzyklus erfordert zu Beginn eine höhere Borsäurekonzentration zur Kontrolle der Reaktivität. Das Ziel, den vom Brennelementhersteller empfohlenen Grenzwert für Lithium nicht zu überschreiten, führte zum Auftreten von niedrigen pH-Werten unterhalb von 6,9. Dies könnte zur Bildung von Crud geführt haben. Nach Rücksprache mit dem Hersteller wurde der Grenzwert für Lithium angehoben. Es wurde angenommen, dass bei einem pH-Wert oberhalb 6,9 verhältnismäßig wenig Crud gebildet werden sollte.

IRS 7574: In einer südkoreanischen DWR-Anlage wurde im Jahr 2002 nach dem Abfahren zum Brennelementwechsel während des Abkühlens ein Alarm wegen erhöhter Strahlungswerte ausgelöst. Ursache für die erhöhte Aktivität waren Ablagerungen, welche durch das Einspeisen von Borsäure zur Kontrolle der Reaktivität mobilisiert wurden. Die aus dem Ereignis abgeleiteten Maßnahmen umfassten u. a. Änderungen in den Kriterien zur Auslösung des Alarms.

IRS 7170: In einer US-amerikanischen DWR-Anlage wurde zu Beginn des vierten Betriebszyklus der Anlage eine unerwartete Verschiebung des Leistungsmaximums in den unteren Bereich des Reaktorkerns beobachtet. Die Leistungsverschiebung schritt kontinuierlich voran, bis gegen Ende des Betriebszyklus das Leistungsmaximum bedingt durch Abbrandeffekte wieder zurückwanderte. Zusätzlich zur verschobenen Leistungsverteilung wurden Abweichungen zur errechneten sogenannten kritischen Position der Steuerstäbe¹² festgestellt. Zu Beginn eines Betriebszyklus stimmte die errechnete kritische Position der Steuerstäbe gut mit der gemessenen Position überein. Beim Wiederanfahren der Anlage nach Reaktorabschaltungen im Laufe des Betriebszyklus wurden jedoch größere Diskrepanzen festgestellt. Als wahrscheinlichste Ursache der Leistungsverschiebung wurden danach die Ablagerung von Korrosionsprodukten (Crud) auf den Brennelementen und die Einlagerung von Lithiumborat im Crud durch unterkühltes Blasensieden genannt. Die Diskrepanz zwischen der errechneten und der gemessenen kritischen Positionen der Steuerstäbe war ein weiterer Effekt dieses Phänomens. Unterstützt wurden die Schlussfolgerungen durch die In-Kern-Instrumentierung, die eine Neutronenflussabschwächung zwischen den Abstandshaltern in hoch belasteten Brennelementen aufzeigte, und die visuellen Untersuchungen, die Ablagerungen an den entsprechenden Brennstäben zeigten.

Unerwartete axiale Leistungsverschiebungen traten auch in weiteren US-amerikanischen Anlagen auf. Als wahrscheinlichste Ursache der axialen Leistungsverschiebung wird die Ausbildung von Crud im oberen Teil der Brennelemente angenommen. Die Ausbildung von Crud fiel insbesondere bei hoch belasteten Brennelementen auf. Eine hohe Heizflächenbelastung führt zu einem Anstieg des unterkühlten Siedens im oberen Kern-

¹² Die kritische Position der Steuerstäbe ist die Position, bei der der Reaktor beim Anfahren kritisch wird. Die kritische Position der Steuerstäbe und die eingestellte Borkonzentration im Reaktorkühlmittel sind vorausgerechnet und können dann mit den aktuellen Werten verglichen werden.

bereich, wodurch dort die Ansammlung von Crud auf den Brennelementen ansteigt. Lithiumborat wird in der Crudschicht absorbiert, konzentriert sich dort auf und führt zur Senkung der Spaltrate im oberen Kernbereich. Die visuelle Bestätigung der Crudansammlungen und die Neutronenflussabschwächung zwischen den Abstandshaltern bestätigen die Schlussfolgerungen. Aufgrund der verringerten Spaltrate im oberen Kernbereich verschiebt sich die Leistungserzeugung im Kern nach unten. Diese Verschiebung führt zu einer Verringerung des Abstandes zu den Grenzen der Abschaltsicherheit und zu einer Erhöhung der lokalen Heißstellenfaktoren. Gegen Ende des Brennelementzyklus findet aufgrund des erhöhten Abbrandes im unteren Kernbereich und der reduzierten Konzentrationen von Lithium und Bor im Reaktorkühlmittel eine Rückverschiebung der Leistungsverteilung nach oben statt. Dabei wird teilweise die vorgesehene Abbrandverteilung erreicht. Die Maßnahmen der Betreiber beinhalteten u. a. eine Reduzierung der Reaktorleistung und der Betriebsflexibilität durch Begrenzung der Steuerstabeinfahrtiefe. Dadurch konnte beispielsweise die am stärksten betroffene Anlage kontinuierlich innerhalb der Grenzen der Sicherheitsanalyse betrieben werden.

2.6.9 Sonstige Ereignisse in Zusammenhang mit der Wasserchemie

Im Folgenden sind einige Ereignisse aufgeführt, bei denen es zu Abweichungen bei den wasserchemischen Parametern kam. Einen direkten Einfluss auf die Komponentenintegrität hatten diese zwar nicht, jedoch ist eine potenzielle Gefährdung nicht ausgeschlossen.

IRS 8039: Während eines erzwungenen Stillstandes wurde der Candu-Reaktor über das Vergiftungssystem durch Zugabe von Gadolinium in den sicheren Zustand versetzt. Dieser Zustand setzt voraus, dass lösliches Gadolinium in einer Konzentration höher als 15 mg/kg (normalerweise bei 17,1 mg/kg gehalten) dem Moderator zugesetzt und während des Reaktorstillstandes gehalten wird. Administrative und physikalische Barrieren sollen sicherstellen, dass die Gd-Konzentration nicht unterschritten wird. Diese stellten sich aber als nicht ausreichend heraus, so dass Gd per Hand nachgegeben werden musste.

Aufgrund einer Leckage einer Calandria-Druckröhre konnte CO₂ aus dem Spülgassystem in den Moderator (D₂O) gelangen. Das in den Moderator eingetretene CO₂ führte durch Radiolyse zur Bildung schwerlöslichen Gadoliniumoxalats. Ein Teil des Gadoliniumoxalats lagerte sich auf Komponenten innerhalb des Reaktors ab, wodurch es zu einer Verminderung der Gd-Konzentration im Moderator kam, was wiederum zu einem

Anstieg der Reaktivität führte. Ein übermäßiger Anstieg der Reaktorleistung wurde jedoch durch weiteres Hinzufügen von Gd verhindert.

Das in den Moderator eindringende CO₂ führte zu einer erhöhten Leitfähigkeit des Moderators, zu einem Absenken des pH-Wertes, zu ¹⁴C-Emission und zum Ansteigen des CO₂-Gehalts im Schutzgassystem (Inertgassystem).

IRS 7651 In französischen DWR-Anlagen war regelmäßig vor dem Wiederaufstart eine Diskrepanz zwischen dem gemessenen gegenüber dem theoretisch vorliegenden Bor-gehalt beobachtet worden, die oberhalb der erlaubten 50 ppm lag. Es wurden mehrere mögliche Ursachen identifiziert. Die ¹⁰Bor-Verarmung im Hauptkühlmittel ist ein bekanntes Phänomen. Sie ist hauptsächlich auf den Neutronenfluss zurückzuführen, welcher zur Umwandlung von ¹⁰Bor zu ⁷Li führt. Der Effekt wurde durch die Einführung einer Strategie zur Wiederverwendung des Bors verstärkt. Daneben wurden als mögliche Ursachen Ungenauigkeiten bei den für die Untersuchungen genutzten Daten (insbesondere Zykluslängen), Ungenauigkeiten aufgrund der Berechnungsmethode, Überanreicherung und Änderungen insbesondere des ¹⁰Bor-Gehalts des Borisotopengemisches aufgrund einer Diversifizierung der Beschaffungsquellen genannt. Eine wesentliche Erkenntnis, die aus der beobachteten Anomalie gewonnen wurde, ist dass die Auswirkungen jeglicher Änderungen in der Betriebsweise genau zu analysieren sind. Die Erfahrungen wurden im EPR-Projekt eingebracht und in Unfallanalysen berücksichtigt. Außerdem wurde die Recyclingrate des Bors in den Spezifikationen begrenzt.

IRS 8218: In einer mexikanischen SWR-Anlage kam es zu mehreren Reaktorschnellabschaltungen aufgrund hoher ¹⁶N-Aktivität. Nach der ersten Abschaltung wurde die Ursache auf eine Fehlkalibrierung einer Durchflussregelarmatur des Wasserstoffeinspeisesystems zurückgeführt, so dass mit dem erhöhten Kondensatbedarf durch die Leistungserhöhung auch mehr Wasserstoff (9 m³/h anstatt 6 m³/h) in den RDB eingespeist wurde. Nach der zweiten Reaktorschnellabschaltung fand eine vertiefte Untersuchung statt und die eigentliche Ursache wurde schließlich in einem Auslegungsfehler bei einer nachträglich zusätzlich eingebauten Kondensatpumpe gefunden. In der Saugleitung der zusätzlichen Kondensatpumpe befanden sich Hochpunkte, in denen sich Wasserstoff aus dem einbindenden Wasserstoffeinspeisesystem ansammeln konnte. Als die Kondensatpumpe gestartet wurde, gelangte der Wasserstoff in den RDB. Der erhöhte Wasserstoffanteil führte zu einer erhöhten ¹⁶N-Produktion, die dann die Reaktorschutzmaßnahmen auslöste.

IRS 6321: Die WWER-Anlage war für Revision und Brennelementwechsel abgefahren, als bei baulichen Maßnahmen Zementmörtel in den Flutbehälter gelangte. Aus dem Flutbehälter gelangte der Zementmörtel über das BE-Lagerbecken in den Primärkreis. Daraus resultierte ein starker Anstieg der Werte für Chloridionen, Kieselsäure, Aluminium und Calcium-Ionen u. a. im Primärkühlmittel und im Kühlmittel des BE-Beckens. Als direkte Ursachen wurden versteckte Mängel an Komponenten des Volumenregelsystems und Mängel in der Überwachung des Inhalts des betroffenen Flutbehälters und des Primärkühlmittels genannt.

IRS 6329: Beim Regenerieren einer Filtereinheit in der DE-Abschlammungssalzung einer WWER-Anlage gelangte alkalische Regenerierlösung über einen undichten Absperrschieber im Ausgang des Anionenfilters ins Speisewassersystem. Ursache war eine defekte Dichtung im Absperrschieber. Ca. eine halbe Stunde nach Beginn des Regenerationsprozesses wurde über die automatischen Überwachungseinrichtungen eine Störung in der sekundärseitigen Wasserchemie bemerkt (pH-Wert, Leitfähigkeit, Salzgehalt). Zwei Stunden später wurde an der DE-Abschlammung ein pH-Wert von 11,2 bis 11,9 gemessen und eine Leitfähigkeit von 10 mS/cm. Fälschlicherweise ging das Personal von einer Undichtigkeit des Turbinenkondensators aus und schaltete die beiden Generatoren nacheinander ab. Drei Stunden später wurde die tatsächliche Ursache für die Verunreinigung der Dampferzeuger gefunden. Nach dem Abschalten der Anlage wurde die Wasserchemie wieder normalisiert. Ursache waren verfahrenstechnische Mängel wie fehlende Drucküberwachungen in der Entsalzungsanlage und fehlende Alarmmeldungen für den Fall, dass spezifizierte Grenzwerte der Wasserchemie überschritten werden.

IRS 6240 und 7747: In einer südafrikanischen DWR-Anlage kam es zu einer unbeabsichtigten Bor-Verdünnung des Primärkühlmittels. Teil des Volumenregelsystems sind die Mischbett-Reinigungsstraßen für das Primärkühlmittel. Bevor eine Kühlmittel-Reinigungsstraße nach dem Austausch des Harzes wieder in Betrieb genommen wird, ist es notwendig, das Harz mit Bor zu sättigen. Unterbleibt dies, führt dies zu einer unzulässigen Entborierung des Primärsystems und einer unerwarteten Reaktivitätsexkursion.

2.7 Schlussfolgerungen zum Einfluss der Wasserchemie

Eine optimale Wasserchemie ist immer im Hinblick auf ein bestimmtes Anlagendesign und Werkstoffkonzept hin optimiert. Bei einem von vornherein ungünstigen Werkstoffkonzept können u. U. längerfristig trotz vorgeblich optimaler Wasserchemie Schäden nicht komplett verhindert werden. Die Betriebserfahrung zeigt, dass eine auf ein ungünstiges Werkstoffkonzept hin eingestellte Wasserchemie in der Regel mitigative Maßnahmen nach sich zieht, die ihrerseits ebenfalls wieder Auswirkungen haben können.

Auch bei grundsätzlich optimierter Wasserchemie können Abweichungen potenziell zu bedeutenden Schäden an Komponenten führen. Ihre Überwachung ist daher essenziell. Für die frühzeitige Erkennung von Abweichungen ist jedoch viel Erfahrung notwendig. Bei der Interpretation der Messwerte ist stets zu beachten, was und wo gemessen wird.

Im Bereich der Wasserchemie werden viele Tätigkeiten als Handmaßnahmen ausgeführt. Dies betrifft systemtechnische Tätigkeiten wie z. B. die Regeneration von Ionentauschern, aber auch die Analyse der Proben und die Auswertung der Messungen. Daher spielen menschliche Einflussfaktoren eine verhältnismäßig große Rolle bei aufgetretenen Ereignissen.

2.7.1 Besonders anfällige Systembereiche

Die hier untersuchten Kreisläufe (Primär- und Sekundärkreis von DWR sowie Wasserdampf-Kreislauf von SWR) weisen allgemein eine an die betroffenen Werkstoffe angepasste und sehr gut kontrollierte Wasserchemie auf. Daher sind großvolumige und gut durchströmte Bereiche in der Regel wenig anfällig gegenüber korrosionsbedingten Schäden. Dennoch können Bereiche mit stagnierendem Medium oder geringem Austausch anfällig werden. Dies betrifft oftmals Messleitungen oder Abzweige zu normalerweise geschlossenen Absperrarmaturen, aber auch konstruktiv in Komponenten enthaltene Spalten bzw. Totvolumina. Hier können sich unvermeidlich vorhandene Verunreinigungen sammeln und die Wasserchemie lokal stark verändern, sodass Schäden auch an unter normalen Bedingungen beständigen Werkstoffen möglich werden.

Besonders durch Korrosion gefährdet sind Komponenten, in denen das Kühlmittel verdampft wird und daher eine Aufkonzentration von nicht flüchtigen Verunreinigungen stattfinden kann. Diese lagern sich dann auf den Wärmeübertragungsflächen ab, an de-

nen die Verdampfung stattfindet, bevorzugt in Spalten und an Stellen mit geringer Strömung. Die größte Masse an Ablagerungen bilden Korrosionsprodukte aus dem Kreislauf, in denen sich korrosionsfördernde Ionen einlagern können, die überwiegend von außen in den Kreislauf eingetragen wurden. Ihre Konzentration in den Ablagerungen steigt im Laufe der Zeit um mehrere Größenordnungen gegenüber der im freien Kühlmittel, so dass sich ggf. lokal korrosive Bedingungen einstellen.

Dies gilt insbesondere für die Sekundärseite der Dampferzeuger mit den DE-HR als Wärmeübertragungsflächen. Durch die kontinuierliche Verdampfung bilden sich trotz effektiver Abschlämmung Ablagerungen auf den DE-HR, in den Spalten zwischen Abstandhaltern und DE-HR, auf dem Rohrboden und in den Spalten zwischen Rohrboden und DE-HR.

Grundsätzlich ähnliche Bedingungen liegen auch im RDB von SWR vor, mit den BE-Hüllrohren als Wärmeübertragungsflächen. Auch auf den Hüllrohren finden Ablagerungen statt, bei starker Ausprägung auch häufig als „Crud“ bezeichnet. Allerdings sind die Bedingungen hier im Hinblick auf Ablagerungen weniger ungünstig als am DE-Rohrboden: Es gibt keine strömungsarmen Zonen und die Einsatzzeit der BE ist auf wenige Zyklen beschränkt. Daher sind auch die erreichten Dicken der Ablagerungen deutlich geringer und direkte Auswirkungen auf die Integrität der Hüllrohre eher selten.

Für beide Fälle gilt: Korrosionsprodukte und korrosionsfördernde ionale Spezies werden auch im Normalbetrieb in geringem Maße eingetragen. Auch geringe Konzentrationen von Korrosionsprodukten und ionalen Verunreinigungen im Speisewasser, die ansonsten im Hinblick auf Korrosion völlig unbedenklich sind, können in diesen Komponenten und speziell auf den Wärmeübertragungsflächen Korrosion auslösen und die Wärmeübertragung beeinträchtigen. Der Reinigung des Kühlmittels durch die DE-Abschlämmung bzw. die Reaktorwasserreinigung kommt daher eine große Bedeutung zu, um die Konzentration der Verunreinigungen auf einem unbedenklich niedrigen Niveau zu halten. Erhöhte Konzentration der Verunreinigungen werden typischerweise über Leckagen der Kondensatorrohre eingetragen.

Grundsätzlich anfällige Systembereiche im Sekundärkreis von DWR sind auch die Speisewasserleitungen und Bereiche mit Zweiphasenströmungen, wenn die Erosionskorrosion nicht ausreichend bei Wasserchemie und Werkstoffauswahl berücksichtigt wurde. Eine vorausschauende Prüfstrategie und Instandhaltung sind hier unerlässlich.

2.7.2 Potenziell korrosionsfördernde Systemzustände

Im ungestörten stationären Betrieb sind bei gut eingestellter und überwachter Wasserchemie korrosive Schädigungen in den hier betrachteten Kreisläufen – mit Ausnahme eventueller Schäden durch Erosionskorrosion – von untergeordneter Bedeutung. Wasserchemische Transienten können hingegen erhebliche Auswirkungen haben. Im Folgenden sind ein paar Beispiele genannt: Kondensatorleckagen können je nach Größe und Dauer sowie Zusammensetzung des Kühlwassers einen erheblichen Eintrag von Verunreinigungen in den Sekundärkreis von DWR sowie den Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR verursachen. Fehlfunktionen im Bereich der Kühlmittel-, Reaktorwasser- oder Kondensatreinigung können ebenfalls zu Verunreinigungen und deutlichen Abweichungen von der angestrebten Wasserchemie mit der Folge korrosiver Schädigungen führen.

Revisionszeiten sowie Wartungsarbeiten stellen auch unter wasserchemischen Gesichtspunkten eine Herausforderung dar. Durch Arbeiten an geöffneten Systemen können Sauerstoff oder Fremdkörper eingetragen werden. Sauerstoff kann verschiedene Arten von Korrosion auslösen, wenn er beim Wiederaufstart nicht rechtzeitig und vollständig entfernt wird. Dies gilt vor allem in den in Abschnitt 2.7.1 angesprochenen Bereichen mit stagnierendem Medium oder geringem Austausch. Verbleiben Fremdkörper längere Zeit im System, können diese nicht nur zu Fremdkörperfretting¹³ führen, sondern sich auch z. B. im Betrieb auflösen und zu einem kontinuierlichen Eintrag von Verunreinigungen führen. Teilgefüllte Leitungen mit Wasser-Luft-Phasengrenze stellen ebenfalls Bereiche mit erhöhter Korrosionsgefährdung dar. Bei längeren Revisionszeiten sollten Systeme aus un- oder niedriglegierten Stählen geeignet konserviert werden, um Korrosion – konkret vor allem Stillstandskorrosion – zu vermeiden.

Während des An- und Abfahrens der Anlage liegen gegenüber dem stationären Leistungsbetrieb veränderte wasserchemische Bedingungen vor (s. Abschnitt 2.2.5.1). Bei gleichzeitiger Anwesenheit nicht abgebundenen Sauerstoffs und Chloriden besteht ein erhöhtes Risiko für das Auftreten selektiver Korrosion oder SpRK an austenitischen Stählen und Nickellegierungen.

¹³ D. h. Reibkorrosion durch ständigen Abrieb der schützenden Oxidschicht durch einen Fremdkörper.

2.7.3 Wichtige wasserchemischer Parameter

2.7.3.1 Ionale Verunreinigungen (Chlorid/Sulfat)

Ein wasserchemischer Parameter, der ganz erheblichen Einfluss auf das Korrosionsverhalten der Werkstoffe haben kann, ist Chlorid, das auch immer noch zu Schäden führt und deshalb einer besonderen Aufmerksamkeit bedarf. Chlorid kann durch Verunreinigungen in Hilfs- und Betriebsstoffen oder durch Eindringen externen Mediums (z. B. Kondensatorleckagen) in die Kreisläufe eingetragen werden. Bereits geringe Mengen bzw. Konzentrationen von Chlorid können zu Schäden führen, wenn sie sich in Spalten oder vergleichbaren Stellen aufkonzentrieren können. Aufgrund der Wichtigkeit wurde das Thema in zahlreichen WLN behandelt. Die Empfehlungen gehen im Wesentlichen dahin, potenziell anfällige Systembereiche zu identifizieren, Chlorideinträge wo immer möglich weitestgehend zu minimieren und Prüfungen (vgl. Abschnitt 2.6.2) entsprechend auf ein zuverlässiges und frühzeitiges Auffinden von dennoch auftretenden Schäden zu optimieren.

Der Einfluss von Sulfat ist mit dem von Chlorid vergleichbar. Bei Aufkonzentration ist mit der Bildung einer lokal aggressiven Wasserchemie mit Korrosion bspw. an Cr/Ni-Stählen oder Nickellegierungen zu rechnen. Eine Quelle für Sulfat ist das Kationenaustauschermaterial (s. Abschnitt 2.3.7).

2.7.3.2 Sauerstoff

Quellen für Sauerstoff sind einerseits die Radiolyse im Kernbereich sowie Wartungs- und Revisionszeiten mit geöffneten Systemen. Sauerstoff erhöht das elektrochemische Potenzial und kann daher das Risiko für selektive oder rissbildende Korrosion deutlich erhöhen. Durch Radiolyse gebildeter Sauerstoff lässt sich im Betrieb nicht vermeiden. Durch Dosierung von Wasserstoff kann einer Erhöhung des elektrochemischen Potenzials entgegengewirkt werden; alternativ kann das Werkstoffkonzept so aufgestellt werden, dass das erhöhte Potenzial toleriert werden kann.

Der aus Wartungs- und Revisionsarbeiten eingetragene Sauerstoff sollte hingegen so schnell wie möglich entfernt werden. Dies kann z. B. durch ausreichend langes Spülen und Entlüften geschehen. Insbesondere sollte verhindert werden, dass Sauerstoff sich

in Strömungstotzonen (z. B. nicht durchströmte Mess- und Anschlussleitungen) ansammelt. Andererseits kann eingetragener Sauerstoff durch Zugabe von Sauerstofffängern (z. B. Hydrazin) gezielt abgebunden werden.

Eine Ausnahme bilden hier in gewissem Rahmen die Wasser-Dampf-Kreisläufe, bei denen die Anwesenheit geringer Mengen Sauerstoff vorteilhaft ist, da so Erosionskorrosion effektiv vorgebeugt werden kann. Jedoch ist darauf zu achten, dass der Sauerstoff nur dort vorhanden ist, wo dies im Werkstoffkonzept berücksichtigt ist, z. B. nicht im DE-Wasser.

2.7.3.3 Wasserstoff

Zur Verminderung der Korrosion wird dem Primärkühlmittel von DWR gasförmiger Wasserstoff zugegeben. Dadurch wird der durch Radiolyse gebildete Sauerstoff abgefangen und es stellt sich ein stark negatives Korrosionspotenzial ein. Ebenso wird eingeschleppter Sauerstoff abgebunden. In WWER-Anlagen erfolgt die Wasserstoff-Dosierung in den meisten Fällen durch Ammoniak-Zugabe im Volumenregelsystem oder in wenigen Fällen durch Wasserstoff-Begasung, vergleichbar mit „westlichen“ DWR (vgl. Abschnitt 2.2.1). Bei der Wasserstofffahrweise (s. Abschnitt 2.2.3.2) erfolgt bei SWR eine Wasserstoffdosierung in das Speisewasser. Damit kann dort ebenfalls das Korrosionspotenzial abgesenkt werden. Komponenten können somit auch vor ISpRK geschützt werden. Die Methode ist aufgrund der Flüchtigkeit des Wasserstoffs weniger effektiv als im DWR. Die Zugabe geringer Mengen an Edelmetallen macht den vorhandenen Wasserstoff effektiver (NMCA, s. Abschnitt 2.2.3.3).

Wasserstoff kann unter bestimmten Bedingungen zum korrosionsgestützten Risswachstum beitragen (s. Abschnitt 2.3.4). Übliche Strukturwerkstoffe in LWR sind aufgrund der relativ geringen Härte bzw. Festigkeit jedoch nicht betroffen. Lediglich Stellen mit besonderem Gefüge (z. B. Schweißnähte, Beschädigungen) oder bestimmte Nickellegierungen können von wasserstoffinduzierter Spannungsrisskorrosion betroffen sein. Im Betrieb durch Korrosion anfallender, naszierender Wasserstoff diffundiert zum Teil in die Strukturwerkstoffe der Brennelemente aus Zirkoniumlegierungen ein und kann dort zu Hydrid-Ausscheidungen und zu einer Abnahme der Bruchzähigkeit und Duktilität führen. Zu dieser Thematik und für weiterführende Informationen zum Einfluss von Wasserstoff auf die Werkstoffeigenschaften wird auf den Bericht „Forschungen zum Wasserstoffeinfluss auf das Verhalten von Konstruktionswerkstoffen in Kernkraftwerken“ (GRS-578) /FAU 20/ verwiesen.

2.7.3.4 pH-Wert

Der pH-Wert ist ebenfalls ein Parameter, der die Korrosion maßgeblich beeinflussen kann. Liegt er im sauren Bereich, kann Säurekorrosion (insb. an ferritischen Werkstoffen) oder Spannungsrisskorrosion (insb. an austenitischen Werkstoffen) auftreten. Im alkalischen Bereich ist die Toleranz größer. Jedoch kann auch unter stark alkalischen Bedingungen Spannungsrisskorrosion auftreten. In Wasser-Dampf-Kreisläufen kann zudem Erosionskorrosion auftreten, wenn der pH-Wert zu niedrig ist und/oder kein Sauerstoff vorhanden ist. Üblicherweise wird daher – je nach Kreislauf und Werkstoffkonzept – im neutralen oder alkalischen Bereich gefahren.

Über den pH-Wert lässt sich darüber hinaus auch das Korrosionsverhalten der Strukturwerkstoffe und somit das Korrosionsproduktinventar in gewissen Grenzen regeln. Daher spielt der pH-Wert im Primärkreis des DWR und im Wasser-Dampf-Kreislauf des SWR auch aus radiologischer Sicht eine wichtige Rolle.

2.7.4 Zusammenstellung ergriffener Maßnahmen

2.7.4.1 Spannungsrisskorrosion

In deutschen und ausländischen Anlagen wurden verschiedene Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungsrisskorrosion an austenitischen Stählen erfolgreich umgesetzt. Dazu gehören beispielsweise:

- Die Wasserstofffahrweise im SWR (HWC, s. Abschnitt 2.2.3.2)
- Zn-Dosierung (s. Abschnitt 2.2.4)
- Kontrolle von Verunreinigungen (insb. Chloride)/Absenken von Grenzwerten für Diagnoseparameter
- Einsatz optimierter Herstellungsverfahren (z. B. geeigneter Schweißverfahren)
- Einsatz stabilisierter Austenite

Zur Vermeidung von Schäden durch SpRK tragen darüber hinaus die Vermeidung von stagnierenden Bedingungen und die Vermeidung von Kerben und Schweißnähten im Bereich hoher Spannungen im Bauteil bei. Von Bedeutung ist auch die Qualitätssicherung zur Vermeidung herstellungsbedingter Fehler sowie die Verwendung qualifizierter

Herstellungsprozesse. Die Qualitätssicherung und zugehörige zerstörungsfreie Prüfungen dienen der Vermeidung des Einsatzes einer Komponente mit bereits vorhandenen Rissen und stellen die benötigte Oberflächenqualität sicher /SEI 21a/. Ein sicherer Betrieb kann dann durch eine gute Prüfbarkeit bei WKP sowie schlussendlich die Möglichkeit eines einfachen Austauschs von rissbehafteten Bauteilen gewährleistet werden.

2.7.4.2 Erosionskorrosion

Um den teilweise massiven Schäden durch Erosionskorrosion entgegenzuwirken, wurden verschiedene Maßnahmen, teils auch in Kombination, ergriffen. So wurden in Austauschkampagnen Leitungen bzw. Leitungsbereiche gegen solche aus einem weniger anfälligen Werkstoff ersetzt, d. h. niedrig legierte Stähle mit erhöhtem Chromgehalt oder sogar austenitische Stähle.

Häufig ergriffene Maßnahmen betreffen die Wasserchemie: So wurde im Sekundärkreis von DWR konsequent auf die AVT-Fahrweise gesetzt. Um die Hoch-AVT-Fahrweise zu ermöglichen, die das Erosionskorrosionsrisiko nochmals senkt, wurden in vielen Fällen Austauschmaßnahmen durchgeführt, insbesondere der Austausch der Kondensatorrohre: Hier wurden kupferhaltige Werkstoffe durch Titan oder austenitische Stähle ersetzt. Diese Kombination aus Werkstoffen und Fahrweise wurde in allen deutschen DWR-Anlagen realisiert. In anderen Fällen wurden in ausländischen Anlagen die verwendeten Alkalisierungsmittel optimiert.

Optimierungen im Bereich der zerstörungsfreien Prüfungen oder generell des Prüfprogramms bzw. des Alterungsmanagements werden in Abschnitt 3.6.1 behandelt.

2.7.4.3 Vermeidung des Eintrags von Verunreinigungen

Viele Korrosionsschäden haben ihre Ursache im vorangegangenen Eintrag von Verunreinigungen verschiedenster Art. Durch die weitestmögliche Reduzierung des Eintrags von Verunreinigungen kann somit schon eine erhebliche Vorsorge getroffen werden.

Ein wesentlicher Eintrag von (zumeist ionalen) Verunreinigungen in Wasser-Dampf-Kreisläufe stellen Kondensatorleckagen dar. Ziel sollte es daher sein, Kondensatorleckagen frühzeitig zu erkennen und zu beheben, um die integral eingetragene Menge an Verunreinigungen zu minimieren. Weiterhin besteht unter Umständen die Möglichkeit,

besonders durch einen Schädigungsmechanismus, z. B. Tropfenschlagerosion, gefährdete Kondensatorrohre zu identifizieren und vorsorglich zu verschließen, um Leckagen zu vermeiden. Eine Neu- bzw. Umberohrung des Kondensators, insbesondere in Verbindung mit einem Werkstoffwechsel auf einen beständigeren Werkstoff (z. B. Titan oder Austenit), stellt insofern auch eine zielführende Vorsorgemaßnahme dar.

Weiterhin können Verunreinigungen in Form von Fremdkörpern vorliegen. Der Einfluss auf die Wasserchemie resultiert dabei oftmals daraus, dass die Fremdkörper sich im laufenden Betrieb durch Korrosionsprozesse langsam auflösen und so unerwünschte ionale Verunreinigungen eintragen. Ein effektives Fremdkörperausschlussprogramm während Revisions- und Wartungsarbeiten kann dem entgegenwirken.

Die Betriebserfahrung zeigt zudem, dass auch andere Quellen außer Kondensatorleckagen und Fremdkörper für den Anstieg der Leitfähigkeit verantwortlich sein können. Beispielhaft seien hier Verunreinigungen in Einspeisemedien oder eine unvollständige Systemtrennung aufgrund undichter Armaturen genannt. Dies kann dazu führen, dass durch betriebliche Vorgänge oder Betriebsstörungen korrosionsfördernde Stoffe oder andere Stoffe, welche die Wasserchemie ungünstig beeinflussen, in den Reaktorkühlkreislauf oder den Wasser-Dampf-Kreislauf eingetragen werden. In solchen Fällen ist eine Prüfung, ob zuverlässige Barrieren vorhanden sind und deren Funktion ausreichend überwacht wird, zielführend. Auch sollten störungsbedingte betriebsunübliche Zustände von Systemen, von denen u. U. eine bedeutsame Verunreinigung des Reaktorkühlkreises oder des Wasser-Dampf-Kreislaufes ausgehen kann, zuverlässig erkannt werden.

2.8 Kriterien für Prognosen möglicher Korrosionsphänomene

In der Praxis sollen Kriterien für Prognosen für den Betrieb von KKW einen möglichst ungestörten Betrieb gewährleisten, d. h. korrosionsbedingte Schädigungen vermeiden. Deshalb wurde in der Vergangenheit für viele Schädigungsmechanismen versucht, werkstoffabhängige Grenz- oder Schwellwerte zu ermitteln, unterhalb oder oberhalb derer der jeweilige Mechanismus zu vernachlässigen ist oder der Werkstoff „immun“ gegenüber dem Schädigungsmechanismus ist. Bekannte Beispiele sind der empirisch ermittelte Schwellwert für das elektrochemische Potenzial von $-230 \text{ mV}_{\text{SHE}}$, unterhalb dessen ISpRK an austenitischen Werkstoffen nicht auftreten soll oder der pH-Wert von 9,8, oberhalb dessen auch an unlegierten Stählen keine signifikante Wanddickenschwä-

chung durch Erosionskorrosion zu erwarten ist. Ziel war es für Betreiber und Aufsichtsbehörden gleichermaßen, eine Art „Risiko-Karte“ zu erstellen, unter welchen Bedingungen und an welcher Stelle welcher Mechanismus auftreten bzw. nicht auftreten kann.

Fortschritte im Bereich der Werkstoffforschung und Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung führten in einigen Fällen dazu, dass dieses Konzept in seiner Absolutheit nicht mehr aufrechterhalten werden konnte. Dies betrifft insbesondere die verschiedenen Formen von interkristalliner SpRK. Reale Systeme waren oftmals komplexer als die bis dahin getroffenen Annahmen. Insbesondere der Einfluss der Fertigungshistorie (z. B. Kaltverformung, Sensibilisierung durch nicht-optimale Wärmeleitung beim Schweißen) und lokale wasserchemische Effekte wurden oftmals nur unzureichend abgebildet /AND 10/. In der Folge wurde versucht, das Konzept der Schwellwerte dahingehend zu erweitern, dass diese Werte in Abhängigkeit von anderen Randbedingungen (z. B. Kaltverformung, Härte, Zugspannung) variieren. Dies führt jedoch zu einem recht komplexen Parameterfeld /HOS 13/.

In etwas anderer Weise trifft dies auch auf EK zu: Die Abhängigkeit des Wanddickenabtrags von den Parametern pH-Wert, Temperatur und Fließgeschwindigkeit an der Wand sind in diesem Fall zwar gut bekannt und die Einhaltung eines pH-Wertes $> 9,8$ wäre schon fast ausreichend, um eine unzulässige WDS zu vermeiden. Jedoch fahren viele Anlagen im Ausland lediglich die AVT-Fahrweise, d. h. mit einem pH-Wert von 9 bis 9,2, bei der noch mit deutlicher WDS an vielen Stellen zu rechnen ist. Außerdem variieren die tatsächlichen lokalen Werte für alle oben genannten Parameter innerhalb des Wasser-Dampf-Kreislaufs und hängen zudem noch von dem momentanen Leistungsniveau der Anlage und den eingesetzten Alkalisierungsmitteln ab. Deshalb ist der pH-Wert in der Speisewasserleitung als alleiniges Kriterium nicht ausreichend und komplexe Programme sind notwendig, um die lokalen Zustände zu simulieren und daraus eine Prognose für die WDS abzuleiten. Leider sind auch diese Prognosen nicht immer zutreffend, was in den meisten Fällen an fehlerhaften Eingabegrößen wie lokale Geometrie oder Chromgehalt des Werkstoffs liegt.

Wie in den vorigen Kapiteln dargestellt, hat die Wasserchemie einen großen Einfluss auf die Vermeidung von Korrosionsphänomenen. Es konnten wichtige wasserchemische Parameter herausgearbeitet werden (s. Abschnitt 2.7.3). Es gibt jedoch keine Grenz- oder Schwellwerte, aus denen allein eine Prognose für das Auftreten von Korrosionsphänomenen abgeleitet werden kann. Es muss immer das gesamte System betrachtet

werden. In den Abschnitten 2.7.1 und 2.7.2 werden besonders anfällige Systembereiche und -zustände behandelt.

Einen großen Einfluss haben neben der Wasserchemie u. a. die Temperatur und das Korrosionspotenzial. Allgemein sind eine hohe Reinheit des Kreislaufmediums und ein möglichst geringer Sauerstoffgehalt (außer in Ausnahmefällen, s. Erosionskorrosion, Abschnitt 2.3.2.4) von Vorteil. Generell ist bei einem niedrigen Korrosionspotenzial die Toleranz gegenüber Verunreinigungen und anderen negativen Einflussfaktoren höher. Wasserchemische Transienten können das Auftreten von Korrosion begünstigen. Beispiele sind Kondensatorleckagen und Ionentauscherharzeinbrüche, bei denen Ionentauscherharze in den Primärkreislauf gelangen und im Neutronenfeld zersetzt werden. In beiden Fällen können – je nach Gegebenheit – Verunreinigungen wie Chlorid oder Sulfat in den entsprechenden Kreislauf gelangen. Grundsätzlich sind auch BE-Schäden geeignet, die Wasserchemie nachteilig zu beeinflussen.

Zu den Parametern, die Hinweise auf das Gefährdungspotenzial für das Auftreten von Korrosionsmechanismen geben, gehören im Bereich der Wasserchemie vor allem die Menge an Verunreinigungen, vorhandene Ablagerungen, der pH-Wert und der Sauerstoffgehalt. Eine geeignete Probenahme und -analyse dienen prinzipiell der rechtzeitigen Erkennung der Art und Menge schädlicher Verunreinigungen. Jedoch ist die (lokale) Anreicherung von Verunreinigungen, z. B. von Chloriden, nicht ausgeschlossen und kann einen großen Einfluss auf das lokale Auftreten von Korrosion haben. Die Messung der Leitfähigkeit ist eine einfache Methode, um ionale Verunreinigungen zu detektieren. Geringe Mengen an Verunreinigungen können durch Leitfähigkeitsmessungen aber nicht bzw. nicht sicher detektiert werden, insbesondere wenn die Leitfähigkeit auch unter normalen Bedingungen auf einem relativ hohen Niveau ist. Dies gilt besonders für den Primärkreis von DWR. Generell können durch Leitfähigkeitsmessungen vor allem globale Effekte beobachtet werden. Lokale Effekte hingegen werden üblicherweise nicht erkannt. Besonders zu beachten sind hierbei Bereiche mit Spaltbedingungen und Strömungstotzonen, da sich dort unbemerkt eine lokal veränderte Wasserchemie einstellen kann. An Flächen mit einem Wärmeübergang können sich zudem durch Verdampfungsvorgänge Verunreinigungen lokal aufkonzentrieren.

Hilfsmittel zur frühzeitigen Erkennung unerwünschter Zustände sind die Verwendung von zeitintegralen Parametern und Hide-Out-Return-Messungen. Neben der Wasserchemie müssen weitere Kriterien in die Betrachtungen mit einbezogen werden. Dazu

gehören konstruktive und geometrische Gegebenheiten (z. B. Spalten sowie vorstehende Schweißnähte und generell alle Oberflächenunebenheiten, die als Riskeime dienen können), Strömungsbedingungen (das beinhaltet auch Faktoren wie (lokal) hohe Strömungsgeschwindigkeiten und Turbulenz, aber auch intermittierenden Betrieb und/oder das Vorhandensein teilgefüllter Leitungen) und das Werkstoffkonzept. Darüber hinaus ist in gut durchdachtes Prüfkonzep zur rechtzeitigen Erkennung eventueller Schädigungen erforderlich (s. Kap. 3).

3 Aussagefähigkeit zerstörungsfreier Prüfungen

In der Kerntechnik stellen zerstörungsfreie Prüfungen (ZfP) eine wichtige Säule der Qualitätssicherung bei Herstellung und Betrieb sicherheitsrelevanter Komponenten dar. Während der Herstellung kann es zu verschiedenartigen Abweichungen von der vorgegebenen Qualität, z. B. durch Seigerungen, Fehler beim Schweißprozess oder ungenügende Wärmebehandlung, kommen. Zur Sicherstellung der Qualität und frühzeitigen Erkennung von möglichen Abweichungen sind deshalb fertigungsbegleitende Prüfungen nach verschiedenen Fertigungsschritten vorgesehen. Neben zerstörenden Prüfungen an aus dem Halbzeug entnommenen oder mitgefertigten Arbeitsproben kommt den ZfP (z. B. Ultraschall-, Oberflächenriss- oder Härteprüfungen) des Halbzeuges bzw. der gefertigten Komponente entscheidende Bedeutung zu /ELM 12a/, /ELM 16/.

Die Notwendigkeit betriebsbegleitender ZfP ergibt sich aus den Unsicherheiten einer rein rechnerischen Bestimmung der Lebensdauer einer Komponente. Diese ergeben sich insbesondere aufgrund von Abweichungen von den vorgesehenen betrieblichen Beanspruchungskollektiven, lokalen Ungängen oder geometrischen Unstetigkeiten sowie Streuungen in den mechanischen Kennwerten der Werkstoffe. Auch durch Veränderungen in der Wasserchemie, z. B. durch Änderungen in der Fahrweise oder chemische Transienten (z. B. durch Harzeintrag, Kondensatorleckagen) ergeben sich Auswirkungen auf die Werkstoffe (vgl. Kap. 2). Durch betriebsbegleitende ZfP wird einem unvorhergesehenen Versagen der Komponenten aufgrund betriebsbedingter Schädigungsmechanismen entgegengewirkt. Hierzu müssen die eingesetzten Prüfverfahren und -techniken geeignet sein, die ihnen zugedachte Aufgabe zu erfüllen. Im kerntechnischen Regelwerk (u. a. /KTA 17a/, /KTA 17b/) werden die Anforderungen an (zerstörungsfreie) Prüfverfahren wie folgt beschrieben: „Bei den wiederkehrenden Prüfungen werden Prüfverfahren angewendet, mit denen die im Betrieb auftretenden Fehler (...) rechtzeitig vor Erreichen der Zulässigkeitsgrenze erkannt werden.“ Die Aufgabe der ZfP geht also über das reine Auffinden von Fehlern hinaus. Der Zusatz „rechtzeitig vor Erreichen der Zulässigkeitsgrenze“ beinhaltet implizit die Forderung nach einer sorgfältigen Auswahl der Prüftechnik einschließlich ihrer Qualifizierung, der Prüforte und -intervalle sowie der Bewertung erkannter Fehlstellen, die die Frage nach der Zulässigkeit klären soll /ELM 12a/.

Im Hinblick auf rissartige Fehler kann hieraus abgeleitet werden, dass zerstörungsfreie Prüftechniken, die bei Wiederkehrenden Prüfungen (WKP) zum Einsatz kommen, in der Lage sein müssen, Fehler ab einer bestimmten Größe zu erkennen und hinsichtlich der

Größe, Lage und Orientierung zu charakterisieren. Da bei einem aktiven Schädigungsmechanismus eine konservativ abzuschätzende Rissfortschrittsgeschwindigkeit unterstellt werden muss, bedeutet dies, dass die ZfP in diesem Fall bereits relativ kleine Fehler nachweisen können muss, um zu verhindern, dass ein nicht entdeckter Fehler innerhalb eines Prüfindervalls zum Versagen führen kann. Darin liegt eine Herausforderung für die ZfP. Eine weitere Herausforderung stellt häufig die Bewertung identifizierter Fehler dar. Die Schwierigkeiten hierbei sind oft material- und/oder geometriespezifisch. Besondere Herausforderungen stellen beispielsweise die Prüfung von Mischschweißnähten, Wärmeschutzrohren (WSR) oder eingewalzten Wärmetauscherrohren dar /ELM 12a/, /WLN 19/. Neben den Prüfkörpern zur Qualifizierung der Prüftechnik, die, soweit notwendig, den Originalbauteilen entsprechen, kommen hier auch zunehmend Simulationsrechnungen zum Einsatz.

In der jüngeren Betriebserfahrung traten mehrere Ereignisse auf, die in Zusammenhang mit ungeeigneten oder unzureichenden zerstörungsfreien Prüfungen stehen bzw. in deren Zusammenhang Möglichkeiten und Grenzen zerstörungsfreier Prüftechniken intensiv diskutiert wurden.

3.1 Vorstellung üblicher Zerstörungsfreier Prüfverfahren

Als zerstörungsfreie Prüfverfahren bezeichnet man Verfahren zur Detektion von Fehlstellen in Komponenten und Bauteilen, die anschließend weiter betrieben werden sollen. Die Prüfverfahren dürfen also die Komponenten und Bauteile nicht verändern oder beschädigen. Im Wesentlichen unterscheidet man Oberflächenverfahren, die Fehlstellen an oder nahe einer zugänglichen Oberfläche detektieren können, und Volumenverfahren, mit denen Fehlstellen im Volumen einer Komponente oder an unzugänglichen Oberflächen gefunden werden können.

Die Auswahl des jeweiligen Prüfverfahrens für eine Prüfaufgabe hängt von verschiedenen Voraussetzungen ab. Zunächst ist notwendig zu wissen, in welchem Werkstoff oder Werkstoffverbund Fehlstellen gefunden werden sollen. Für die zerstörungsfreie Prüfung werden verschiedene physikalische Eigenschaften von Materialien verwendet, wie z. B. die Magnetisierbarkeit, die Leitfähigkeit, die Dichte und die Schallgeschwindigkeit. Demzufolge sind nicht alle ZfP-Verfahren für alle Werkstoffe geeignet. In Kernkraftwerken sind die meisten zu prüfenden Komponenten aus metallischen Werkstoffen gefertigt. Zusätzlich spielt außerdem die Prüfung von Betonbauteilen und Kunststoffen eine Rolle.

Die zerstörungsfreie Prüfung metallischer Komponenten ist bereits seit langem etabliert und durch zahlreiche Normen geregelt. Hierfür werden in den gängigen Regelwerken zu Prüfungen in Kernkraftwerken die in Tab. 3.1 genannten Verfahren eingesetzt. Weitere Prüfverfahren, wie z. B. die Härteprüfung oder die Untersuchung der Mikrostruktur mittels Replikatechnik, werden nicht den traditionellen ZfP Verfahren zugeordnet, obwohl sie ebenfalls zerstörungsfrei durchzuführen sind.

In Tab. 3.1 sind die physikalischen Prinzipien, die hinter den einzelnen Verfahren stehen, gemeinsam mit den Randbedingungen für die Prüfung aufgelistet.

Tab. 3.1 Gängige Prüfverfahren und die dahinterstehenden physikalischen Prinzipien

Prüfverfahren	Messprinzip	Voraussetzungen
Durchstrahlungsprüfung	Schwächung von Röntgenstrahlung	Beidseitiger Zugang und Strahlungsabschirmung notwendig
Ultraschallprüfung	Reflexion/Beugung/Brechung von Schallwellen	Oberfläche glatt und sauber, ausreichende Zugänglichkeit
Wirbelstromprüfung	Erzeugung und Detektion von Wirbelströmen im Material	Elektrisch leitfähiges Material
Magnetpulverprüfung	Änderungen im magnetischen Streufluss	Magnetisierbares Material
Eindringprüfung	Kapillarwirkung von Flüssigkeiten	Oberfläche sauber und fettfrei, benetzbar
Sichtprüfung		Ausreichende Beleuchtung, Fehler sichtbar

Im nächsten Schritt müssen die Randbedingungen für die Prüfungen geklärt werden. Es ist zu klären, welche Flächen zugänglich sind und wie der Zustand der Oberflächen ist. Die unterschiedlichen Prüfverfahren stellen unterschiedliche Anforderungen an die Oberflächenbeschaffenheit. Ggf. müssen Anstriche und Beschichtungen entfernt werden, um eine Prüfung zu ermöglichen.

Ebenso wichtig wie Informationen über Werkstoffe und Randbedingungen ist es, das zu erwartende Schadensbild zu kennen. Bei der Prüfung auf herstellungsbedingte Fehler werden andere Bereiche im Volumen von Werkstoffen betrachtet als bei später stattfind-

den wiederkehrenden Prüfungen, wo im Wesentlichen betriebsbedingte Schäden detektiert werden, deren Lage und Ausprägung von den Betriebsbeanspruchungen beeinflusst werden.

Tab. 3.2 ist zu entnehmen, welche Fehlertypen mit welchem Prüfverfahren aufgrund der physikalischen Prinzipien, die dem Prüfverfahren zugrunde liegen, aufgefunden werden können. Mithilfe dieser Informationen und den Randbedingungen vor Ort kann entschieden werden, welches Prüfverfahren oder welche Kombination von Prüfverfahren die Detektion von Fehlstellen am besten gewährleisten kann.

Tab. 3.2 Auffindbare Fehlertypen für unterschiedliche Prüfverfahren

Prüfverfahren	Detektierbare Fehlstellen	Beispiele
Durchstrahlungsprüfung	Dichteänderungen, fehlendes/zusätzliches Material	Risse/Bindefehler parallel zur Strahlrichtung, Poren, Materialeinschlüsse
Ultraschallprüfung	Materialtrennungen, sprunghafte Materialänderungen, Wanddickenschwächungen	Risse/Bindefehler senkrecht zur Einschallrichtung, Lufteinschlüsse
Wirbelstromprüfung	Materialtrennungen, Materialänderungen, Wanddickenschwächungen	Risse, Korrosion, Materialverwechslung
Magnetpulverprüfung	Materialänderungen, Materialtrennungen	Risse, Schweißgutreste
Eindringprüfung	Hohlräume an der Oberfläche	Poren, Risse
Sichtprüfung	Sichtbare Veränderungen	Risse, Poren, Beschichtungsfehler, Anlauffarben

3.1.1 Historischer Überblick

Das wohl älteste ZfP-Verfahren ist die Sichtprüfung, die im Prinzip schon immer stattfand, wenn Gegenstände auf optische Mängel kontrolliert wurden. Zum Auffinden von Fehlstellen in Keramik ist die Klangprüfung, z. B. von Keramiktöpfen, ebenfalls sehr lange im Einsatz. Im Mittelalter nutzte man Klangprüfungen zur Prüfung von gegossenen Glocken.

Die Magnetpulverprüfung wurde 1922 in den USA patentiert und seitdem zur Rissprüfung an der Oberfläche von magnetisierbaren Materialien eingesetzt. Die Eindringprüfung wurde bereits vor der Magnetpulverprüfung eingesetzt, aber erst im Jahr 1948 patentiert /AAS 08/. Mit der Entdeckung der Röntgenstrahlung und der Entwicklung von Ultraschallgeräten konnte die ZfP auch von außen unzugängliche Fehlstellen sichtbar machen.

Die ersten Durchstrahlungsprüfungen wurden bereits von W.C. Röntgen selbst durchgeführt, der bereits 1896 ein Bild einer Lötnaht veröffentlichte /KRU 83/. Der Einsatz von Röntgenstrahlen zur Prüfung von Schweißnähten etablierte sich in den 1920er Jahren zunächst in der Eisenbahnindustrie. Beim Bau der ersten Kernkraftwerke wurden Durchstrahlungsprüfungen zur Prüfung der Schweißnahtqualitäten verwendet. Bei geeignetem Prüfaufbau konnten so herstellungsbedingte Poren und Bindefehler detektiert werden, die die strukturelle Integrität beeinflussen können.

Der Einsatz von Ultraschall zur Werkstoffprüfung entwickelte sich in den 1950er Jahren aus Weiterentwicklungen des Sonars, nachdem 1940 das Patent für ein Ultraschallprüfgerät erteilt wurde. Die Ultraschallprüfung lieferte vor allem für dickwandige Metallkomponenten entscheidende Vorteile, da eine Durchstrahlungsprüfung bei großen Wanddicken nicht mehr möglich ist. Ultraschallprüfungen fanden früher ohne Aufzeichnung der Prüfdaten statt. In der Regel wurden der Ort, die Ausdehnung und die Signalamplitude von gefundenen Anzeigen dokumentiert. In Ausnahmefällen wurden die Signalformen abgepaust.

In den 1970er Jahren stellte man fest, dass die Prüfung austenitischer Schweißnähte mit Ultraschall durch die spezielle Kornstruktur in diesen Nähten schwierig ist. Im Design für heutige Anlagen wird in der Regel berücksichtigt, dass austenitische Schweißnähte und Mischnähte von beiden Seiten der Schweißnaht für die Ultraschallprüfung mit ausreichend Platz zugänglich sind. Seit den 1970er werden die Prüfverfahren für derartige Schweißnähte permanent weiterentwickelt und sind auch aktuell noch Thema von Forschungsvorhaben.

Das jüngste Prüfverfahren ist die Wirbelstromprüfung. Diese wurde in den 1950er Jahren theoretisch beschrieben und stellt heute das wichtigste Prüfverfahren für die Prüfung von Dampferzeugerheizrohren dar.

Beim Bau der deutschen Kernkraftwerke war die ZfP bereits ein wichtiger Bestandteil der Qualitätssicherung. International wurden bereits in den 1950er Jahren Kernkraftwerke gebaut, als die meisten modernen Verfahren noch nicht etabliert waren und hauptsächlich Durchstrahlungsprüfungen eingesetzt wurden. Mit der Etablierung von Ultraschallprüfungen in den 1970er Jahren konnten nachträglich zahlreiche Herstellungsfehler detektiert werden, die aufgrund der Zugänglichkeiten bei den Durchstrahlungsprüfungen in der Herstellung nicht gefunden wurden.

3.1.2 Ultraschalltechniken

Ultraschallprüfungen spielen heutzutage eine wichtige Rolle bei den wiederkehrenden Prüfungen in Kernkraftwerken. Die dickwandigen Komponenten im Primärkreis lassen sich oft mit keinen anderen Verfahren zuverlässig prüfen. Im Primärkreis sind aufgrund der vorhandenen Strahlung außerdem manuelle Prüfungen mit einer hohen Dosis für die Prüfer verbunden und daher ein hoher Automatisierungsgrad sinnvoll. Ultraschallprüfungen können mithilfe von Manipulatoren zu großen Teilen vollständig mechanisiert durchgeführt werden. Bei wiederkehrenden Prüfungen der äußeren Systeme spielen manuelle Ultraschallprüfungen dennoch weiterhin eine große Rolle, da sie oft schneller und flexibler einsetzbar sind.

Für die Ultraschallprüfung verwendet man das Verhalten von elastischen Wellen an Grenzflächen. Hierbei kommt es zu Reflexion und Brechung der Schallwellen. Die für die klassische Ultraschallprüfung relevanten Wellentypen sind Longitudinalwellen und Transversalwellen. Bei Longitudinalwellen schwingen die Teilchen in Wellenausbreitungsrichtung und die Welle breitet sich als Druckunterschied durch das Medium aus. Longitudinalwellen können sich in Festkörpern, Flüssigkeiten und Gasen ausbreiten. Bei der Transversalwelle findet die Teilchenbewegung senkrecht zur Ausbreitungsrichtung der Welle statt. Transversalwellen haben eine geringere Ausbreitungsgeschwindigkeit als Longitudinalwellen und können sich nur in Medien mit einer Scherfestigkeit ausbreiten, d. h. im Wesentlichen in Festkörpern.

Fällt eine elastische Welle senkrecht auf eine Grenzfläche ein, wird ein Teil der eingebrachten Energie an der Grenzfläche reflektiert und ein Teil der Energie läuft im zweiten Medium geradeaus weiter. Eine Grenzfläche für die Ausbreitung einer elastischen Welle ergibt sich durch die abrupte Änderung der akustischen Impedanz, die sich aus der Dichte ρ und der Schallgeschwindigkeit c eines Materials zusammensetzt. Der Anteil der

reflektierten und transmittierten Energie lässt sich als Reflexionskoeffizient R , bzw. Transmissionskoeffizient T berechnen.

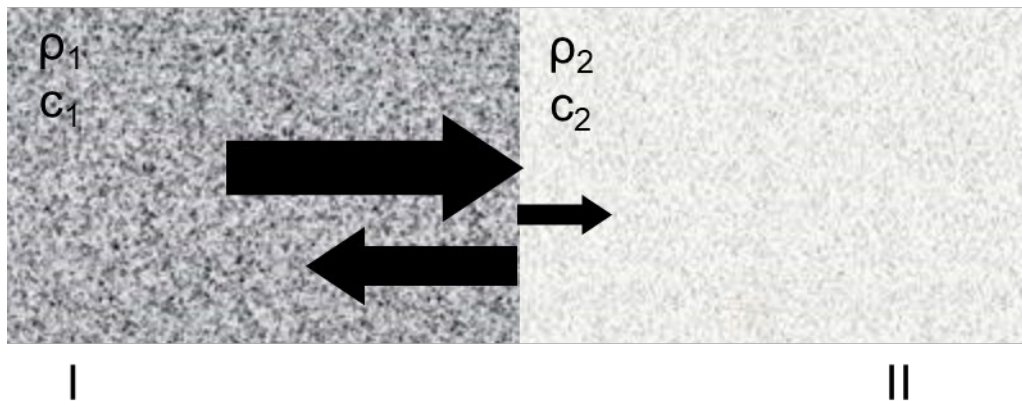


Abb. 3.1 Reflexion und Transmission elastischer Wellen beim senkrechten Einfall auf eine Grenzfläche

$$R = \left(\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \right)^2 \text{ mit } Z = \rho \cdot c$$

Fällt eine Welle in einem Winkel auf eine Grenzfläche ein, so wird ebenfalls ein Anteil reflektiert und ein Anteil läuft im zweiten Medium unter einem anderen Winkel weiter (Brechung). Der Brechungswinkel lässt sich nach dem Snelliusschen Brechungsgesetz aus dem Verhältnis der Schallgeschwindigkeiten der beiden Medien berechnen.

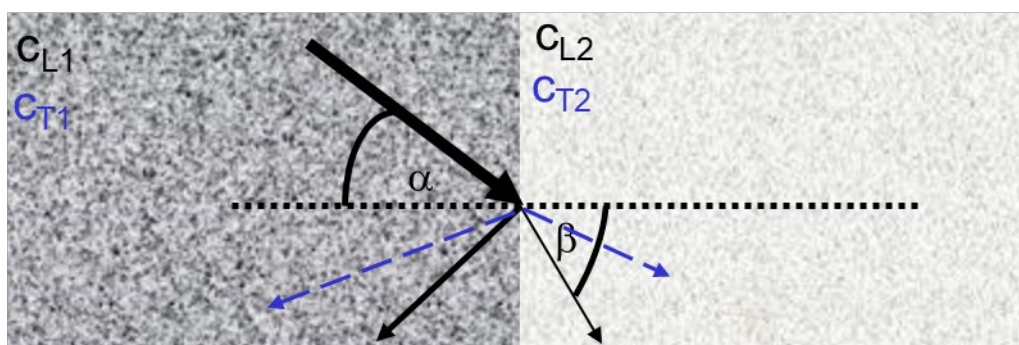


Abb. 3.2 Brechung und Umwandlung elastischer Wellen beim schrägen Einfall auf eine Grenzfläche

$$\frac{\sin(\alpha)}{\sin(\beta)} = \frac{c_{L1}}{c_{L2}} \text{ (Snelliussches Brechungsgesetz)}$$

In Festkörpern findet zusätzlich zur Brechung außerdem eine Wellenumwandlung statt, d. h. aus einem Wellentyp, longitudinal oder transversal, werden in der Regel an der Grenzfläche beide Wellentypen erzeugt und aufgrund ihrer unterschiedlichen Geschwindigkeiten in unterschiedlichen Winkeln abgestrahlt. Dieses Verhalten ist sowohl für die Auswahl von Prüfverfahren als auch für die Auswertung von Ultraschalldaten wichtig.

Die wesentlichen Prüfverfahren der Ultraschallprüfung sind die Senkrechtprüfung und die Winkelprüfung. Bei der **Senkrechtprüfung** werden die Ultraschallwellen senkrecht zur Oberfläche mit einem Senkrecht- oder Normalprüfkopf ins Bauteil gesendet. Sie wird in der Herstellungsprüfung von Schmiede- und Gussteilen eingesetzt, um typische Schmiede- und Gussfehler im Volumen von Bauteilen zu detektieren. Materialtrennungen im Bauteilinneren stellen Grenzflächen dar, an denen die Ultraschallwellen reflektiert werden. Für WKP im Betrieb von Anlagen spielt die Senkrechtprüfung eine große Rolle zur Detektion von Wanddickenschwächungen durch Korrosion an der Innenseite von Komponenten. Dies findet z. B. für die ferritischen Rohrleitungssysteme der äußeren Systeme von Kernkraftwerken Anwendung. Die Senkrechtprüfung kann manuell oder mechanisiert mithilfe von Manipulatoren durchgeführt werden.

Die Prüfung mit Ultraschall, der in einem schrägen Winkel eingeschallt wird, die **Winkelprüfung**, wird in der Herstellungsprüfung verwendet, um Fehlstellen unterschiedlicher Lage im Bauteilinneren zu finden. Außerdem spielt sie für die Prüfung von Schweißnähten eine wichtige Rolle, da mit der Winkelschallung der Flanken- und Wurzelbereich besonders gut auf Fehlstellen kontrolliert werden kann. Die Winkel der eingeschallten Welle sind hierbei abhängig von der Nahtvorbereitung. In der Regel wird der Winkel so gewählt, dass die Nahtflanke senkrecht getroffen wird (vgl. Abb. 3.3). Bei WKP werden Winkelprüfungen meistens verwendet, um betriebsbedingte Risse an der unzugänglichen Innenseite von Komponenten zu detektieren. Für einfach prüfbare Werkstoffe wird eine Transversalwelle im 45° Winkel eingeschallt. Bei rissartigen Fehlstellen wird über den Winkelspiegeleffekt (d. h. Totalreflexion an der Rückseite des Bauteils) ein starkes Echosignal registriert. Der Winkelspiegeleffekt ist sehr stark und geeignet, bereits kleine Anrisse zu detektieren. Weitere Grundlagen der Ultraschallprüfung finden sich z. B. in /KRA 85/.

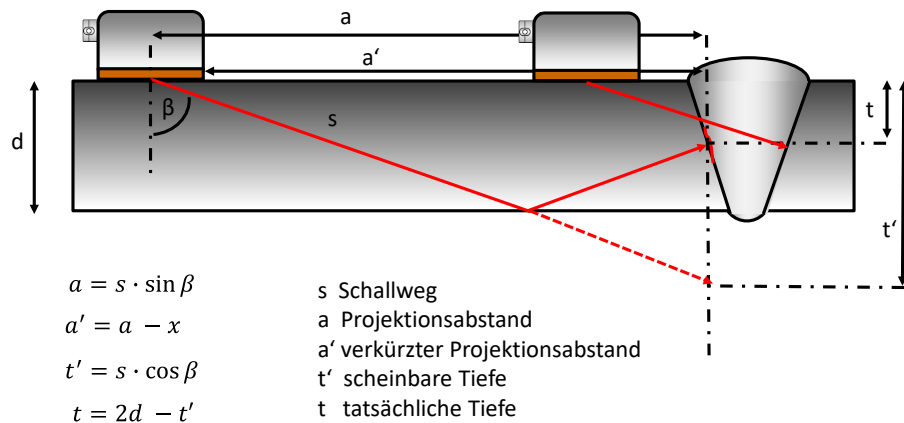


Abb. 3.3 Schematische Darstellung der Ultraschallprüfung einer V-Naht. Die eine Flanke der Naht wird direkt und die zweite Flanke über die Umlenkung an der Rückwand geprüft

3.1.2.1 Mechanisierte Ultraschallprüfung

Ultraschallprüfungen wurden zunächst per Hand durchgeführt. Seit der Möglichkeit der digitalen Datenerfassung finden viele Ultraschallprüfungen mechanisiert statt. Das bedeutet, dass der Prüfkopf nicht mehr manuell vom Prüfpersonal auf dem Bauteil bewegt wird, sondern von einem x-y-Scanner oder einem Roboter bewegt wird. Bei der mechanisierten Prüfung werden die Wegkoordinaten mit aufgezeichnet, so dass jeder Messwert einer Koordinate zugeordnet werden kann. Insbesondere für Anwendungen in Kernkraftwerken spielen mechanisierte Prüfungen eine große Rolle, da sie die ferngesteuerte Prüfung bestimmter Bauteile im Primärkreislauf auch bei hohen Strahlendosen ermöglichen. Außerdem sind die Prüfergebnisse gegenüber manuellen Prüfungen besser reproduzierbar und daher bei WkP Änderungen leichter zu identifizieren.

3.1.2.2 Phased Array Ultraschall

In einem konventionellen Ultraschallprüfkopf ist in der Regel ein Piezokristall verbaut, der mechanische Signale in elektrische Signale umwandelt. Die Prüfkopffrequenz wird durch die Dicke des Piezokristalls bestimmt. In einem Phased Array Prüfkopf sind mehrere dieser Piezokristalle als einzelne Prüfkopfelemente verbaut, die sich elektronisch einzeln ansteuern lassen. Durch die verzögerte Ansteuerung der Elemente lassen sich Wellen mit unterschiedlichen Einschallwinkeln erzeugen. Mit einer Prüfung können so mehrere Winkelprüfungen auf einmal durchgeführt werden. Eine Fokussierung des

Schallfelds ist ebenfalls möglich. Der Einsatz von Phased Array Ultraschall ist heutzutage stark verbreitet und bietet insbesondere in Verbindung mit einer mechanisierten Prüfung einen deutlichen Mehrwert gegenüber der konventionellen Handprüfung /RIE 20/.

3.1.2.3 Spezielle Anwendungen

Austenitische Schweißnähte und Mischschweißverbindungen zwischen austenitischen und ferritischen Werkstoffen mit austenitischem Schweißgut oder solchem aus Nickellegerungen stellen eine besondere Herausforderung für die Ultraschallprüfung dar. Aufgrund der sich während des Schweißprozesses im Schweißgut ausbildenden großen stängeligen Körner bildet sich für die Ausbreitung der Ultraschallwellen eine Anisotropie aus, die die Interpretation von Prüfergebnissen erschwert und den Signal-Rausch-Abstand verringert. In Abb. 3.4 rechts ist der Makroschliff einer Mischnaht zu sehen. Hier erkennt man die stängelige Kornstruktur, die charakteristisch für diese Art Schweißnähte ist. Das Ultraschall-B-Bild in Abb. 3.4 links stellt eine Seitenansicht der Schweißnaht dar. Man erkennt deutlich, wie aus der Kornstruktur der Naht Signale registriert werden, die nicht auf Fehlstellen zurückzuführen sind. Ebenfalls erkennt man Reflexionen aus der im ferritischen Bereich aufgetragenen Plattierung. Das eigentliche Fehlerecho der Nut ist dennoch gut zu erkennen.

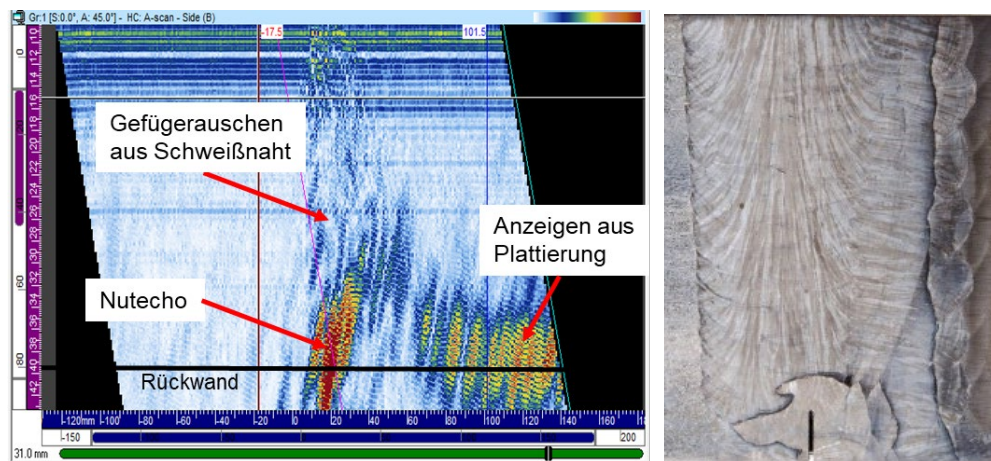


Abb. 3.4 Links: Ultraschall B-Bild einer Mischschweißnaht, rechts: Kornstruktur der Mischschweißverbindung mit Nut im Makroschliff

Für die Prüfung derartiger Schweißnähte, die an verschiedenen Stellen des Primärkreises zum Einsatz kommen, werden spezielle Prüftechniken verwendet. In der Praxis hat sich die Prüfung mit Sender-Empfängerarrays mit Longitudinalwellen bewährt. Diese

bieten den Vorteil, dass durch getrennte Sender und Empfänger das Gefügerauschen reduziert werden kann. Durch die Arraystruktur der Prüfköpfe können verschiedene Fokuspunkte und Einschallwinkel realisiert werden. In speziellen Fällen wird außerdem die Wellenumwandlung zwischen Longitudinal- und Transversalwellen zur Fehlerdetektion verwendet. Die Prüfung findet in der Regel mechanisiert statt. Genauere Beschreibungen der Prüftechniken finden sich in /MAT 09/.

Zur Auswertung und Interpretation der Daten ist in der Regel ein Vergleichskörper notwendig, der der zu prüfenden Schweißnaht in der Kornstruktur und im Nahtaufbau möglichst ähnlich ist. In den Vergleichskörper sind bekannte Vergleichsreflektoren eingebracht, z. B. Nuten. Am Vergleichskörper wird das Anzeigenmuster aus der ungeschädigten Schweißnaht inklusive aller Formanzeigen aus der Bauteilgeometrie sowie das Signal des Vergleichsreflektors mit allen bei der Prüfung zu verwendeten Prüfkopfkonfigurationen aufgezeichnet. Die am Bauteil aufgezeichneten Prüfungen werden mit den Anzeigenmustern der Vergleichskörper verglichen. Aus den Abweichungen lassen sich Fehlerechos identifizieren /JÜN 18/.

3.1.3 Durchstrahlungsprüfung

Bei der Durchstrahlungsprüfung wird die Absorption von Röntgen- oder Gammastrahlung in Material ausgenutzt, um Materialänderungen und Fehlstellen im Material zu detektieren. Röntgen- oder Gammastrahlung ist hochenergetische elektromagnetische Strahlung, die jedes Material durchdringt. Röntgen- und Gammastrahlung sind beides energiereiche elektromagnetische Wellen, jedoch unterscheidet sich die Strahlenquelle. Röntgenstrahlung wird mithilfe einer Röntgenröhre erzeugt. In der Röntgenröhre werden Elektronen von der Kathode zu Anode hin beschleunigt und treffen auf ein Target. Im Targetmaterial werden die Elektronen abgebremst und es entsteht Röntgenbremsstrahlung mit einem kontinuierlichen Spektrum von Röntgenstrahlung. Gammastrahlung wird durch radioaktiven Zerfall eines radioaktiven Isotops erzeugt. Beim Zerfall entstehen Gammaquanten mit diskreter Energie. Für die Werkstoffprüfung verwendet man hauptsächlich ^{192}Ir , ^{75}Se und ^{60}Co .

Im zu untersuchenden Material wird die Strahlung teilweise absorbiert. Der Anteil der absorbierten Strahlung hängt von der Kernladungszahl des Materials ab. Materialeinschlüsse, Hohlräume oder Risse verändern lokal das Absorptionsverhalten und führen zu Intensitätsänderungen der Strahlung. In Abb. 3.5 ist die Durchstrahlungsaufnahme

einer Schweißnaht zu sehen, oben im Original, unten gefiltert. Die Schweißnaht ist als hellerer Bereich in der Mitte zu erkennen. Aufgrund der Nahtüberhöhung ist die Absorption der Strahlung im Nahtbereich größer und die Naht erscheint hell. Dort, wo sich Poren befinden, muss die Strahlung weniger Material durchdringen und der Film wird an dieser Stelle stärker geschwärzt. Sehr deutlich zeichnen sich die Poren als dunkle Bereiche ab.

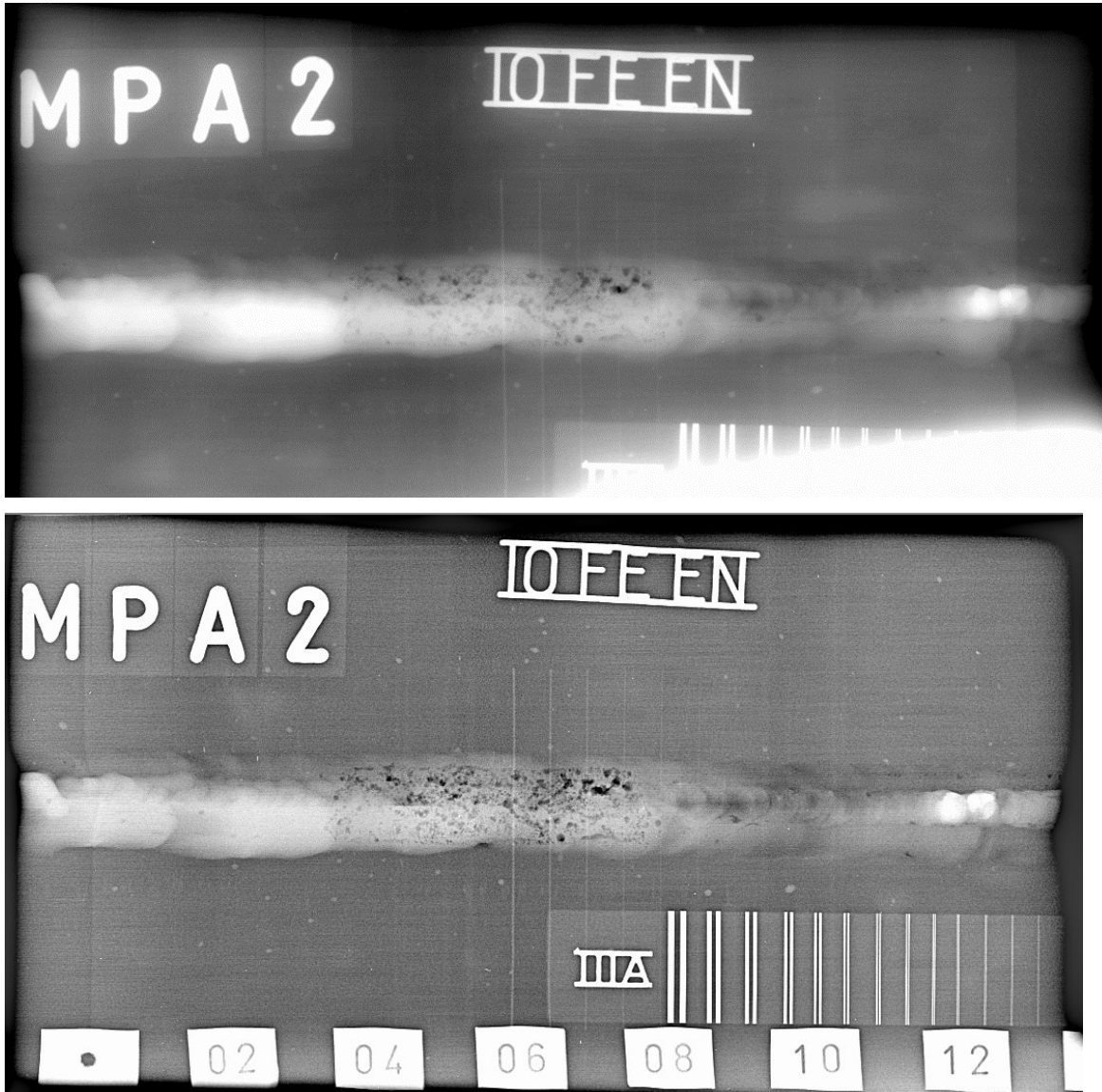


Abb. 3.5 Digitale Durchstrahlungsaufnahme einer Schweißnaht mit Poren, oben: original, unten: gefiltert

Die Intensitätsverteilung der Strahlung hinter einem Prüfstück kann auf unterschiedliche Weise abgebildet werden: analog auf Film oder digital mithilfe digitaler Filme, Bildwandler oder Detektoren. Die Abbildung folgt in der Regel als Grauwertbild. In Abb. 3.5 ist

eine digitale Röntgenaufnahme einer Schweißnaht zu sehen. Im oberen Bild ist die Aufnahme ungefiltert und die Grauwerte sind auf die Poren in der Schweißnahtmitte optimiert. Der Bildrand erscheint dadurch diffus und der Bildgüteprüfkörper IIIA ist überstrahlt. Über eine geeignete Filterung können die Details im gesamten Bild herausgehoben werden. Im gefilterten unteren Bild erkennt man sehr deutlich die Poren in der Mitte der Schweißnaht, aber auch die Ränder und Bildgüteprüfkörper sind scharf zu erkennen.

Die Abbildungsqualität hängt von verschiedenen Faktoren ab. Die Durchstrahlung mit Gammaquellen liefert aufgrund der diskreten Spektren eine geringere Abbildungsqualität als die Durchstrahlung mit einem kontinuierlichen Röntgenspektrum. Allerdings bietet die Verwendung von Gammastrahlern bei der mobilen Durchstrahlung vor Ort deutliche Vorteile gegenüber der Röntgenröhre. Zum Betrieb der Röntgenröhre benötigt man in der Regel einen Starkstromanschluss, der bei Untersuchungen im freien Feld nicht immer verfügbar ist. Aufgrund der Größe der meisten Röntgenquellen ist der mobile Einsatz nur bedingt möglich. Ein entscheidender Vorteil eines Gammastrahlers ist, dass er relativ einfach auch ins Innere von Komponenten und Rohrleitungen gebracht werden kann und so Zentralaufnahmen angefertigt werden können.

Die Abbildungsqualität wird durch Auflegen von Bildgüteprüfkörpern überprüft. Die Bildgüteprüfkörper enthalten Drähte unterschiedlicher Dicke, die auf das Material aufgelegt werden. In Abb. 3.5 ist der Bildgüteprüfkörper unter der Beschriftung 10 FE EN als dünne weiße Linien zu erkennen. Der dünnste noch sichtbare Draht entspricht der kleinsten auflösbaren Ungänze im Material. Ebenfalls zu sehen ist ein Doppeldrahtsteg, gekennzeichnet mit III3. Dieser enthält Drahtpaare jeweils aus zwei Drähte, die im Abstand entsprechend ihres Durchmessers zueinander platziert sind. Mithilfe dieses Bildgüteprüfkörpers kann verifiziert werden, welche Fehlergrößen bei welchen Abständen zueinander noch voneinander separiert aufgelöst werden können. Das ist vor allem bei digitalen Röntgenaufnahmen wichtig, wo über Filter und Vergrößerungen die Bildqualität noch verbessert werden kann.

Die Durchstrahlungsprüfung spielt bei der Herstellungsprüfung von Gussbauteilen eine große Rolle, da sich Gussfehler wie Hohlräume und Lunker sehr deutlich abzeichnen. Mit der Ultraschallprüfung sind diese aufgrund der unregelmäßigen Oberflächen deutlich weniger gut zu detektieren. Außerdem ist die Durchstrahlungsprüfung gut geeignet zur Prüfung von Rohrleitungsschweißnähten. Insbesondere bei unbeschleunigten Nähten ist

die Interpretation von Ultraschallsignalen aus dem Bereich der Schweißnahtwurzel sehr schwierig. Auf Durchstrahlungsaufnahmen werden die relevanten Fehlerarten in der Regel sehr gut abgebildet. Die Durchstrahlungsprüfung eignet sich außerdem zur Detektion von Korrosion bei wiederkehrenden Prüfungen und kann auch an beschichteten und isolierten Rohrleitungen angewandt werden. Weitere Grundlagen zur Prüftechnik finden sich z. B. in /SCH 14/.

3.1.4 Wirbelstromverfahren

Mit einer Wirbelstromprüfung können oberflächennahe Fehlstellen an der Oberfläche von leitfähigen Materialien detektiert werden. Hierfür wird mithilfe einer Spule ein hochfrequentes Magnetfeld erzeugt, das im Prüfstück ein Wirbelstromfeld erzeugt. Dieses Wirbelstromfeld erzeugt wieder ein Magnetfeld, das dem Erregerfeld entgegenwirkt. In Anwesenheit von Rissen und anderen Oberflächendefekten ändern sich die elektromagnetischen Eigenschaften und es wird eine Änderung des Magnetfelds registriert.

Das Wirbelstromverfahren wird vom Skin Effekt beeinflusst. Das bedeutet, dass die Eindringtiefe des Wirbelstroms von der Erregerfrequenz abhängt. Je höher die Frequenz, desto geringer ist die Eindringtiefe. Neben der Anregung mit einer einzelnen Frequenz ist es auch möglich, mehrere Frequenzen gleichzeitig zu verwenden und so mehrere Prüfprobleme auf einmal zu erfassen.

Wirbelstromprüfungen werden zur Prüfung der Dampferzeugerheizrohre in Kernkraftwerken eingesetzt. Mit der Mehrfrequenztechnik können hier Fehler an den inneren Oberflächen und den Außenseiten gleichzeitig erfasst werden. In der Praxis kommen Innendurchlaufspulen (bobbin coils) zum Einsatz, die sowohl als Absolut- als auch als Differenzspulen eingesetzt werden können. Zusätzlich werden rotierende Spulen oder Wirbelstromarrays eingesetzt, mit denen Fehlstellen genauer charakterisiert werden können /EPR 03/. Zur Prüfung von DE-HR sei auch auf Abschnitt 3.5.1.2 verwiesen.

3.1.5 Sichtprüfung

Ein wesentliches und nicht zu unterschätzendes Verfahren unter den Oberflächenverfahren ist die Sichtprüfung (visual testing VT). Mit der Sichtprüfung werden optische Abweichungen erfasst. Dazu zählen Form- und Lageabweichungen bei der Prüfung auf Ebenheit, Geradheit, Parallelität, Profil und Rundlauf. Von Oberflächengestaltabweichungen

chungen spricht man beim Auftreten von Welligkeit, Rauheit und Schuppigkeit. Herstellungsbedingte Unregelmäßigkeiten wie Anlauffarben oder Ungängen beim Schweißen lassen sich ebenso sehr gut visuell feststellen wie betriebsbedingte Unregelmäßigkeiten wie Korrosion, Verschleiß oder Riefenbildung. In der Regel ist die Sichtprüfung ein Teil jeder zerstörungsfreien Prüfung.

Einige Bereiche in Kernkraftwerken sind für andere Verfahren nicht zugänglich (z. B. Schweißnähte am Kernmantel). In anderen Bereichen (z. B. im Nebenkühlwassersystem) werden visuelle Prüfungen im Rahmen von Anlagenbegehungen sehr zuverlässig zur Detektion von Korrosionsschäden eingesetzt. Visuelle Prüfungen können entweder direkt oder mithilfe von Videokameras als Endoskopie oder mit auf Drohnen oder Crawlern installierten Kamerasystemen durchgeführt werden. Dies kommt z. B. bei der Sichtprüfung von Rohrleitungen von innen zum Einsatz.

Die meisten Regelwerke unterscheiden noch verschiedenen Arten der Sichtprüfung, je nach dem Ziel der Prüfung, d. h. den aufzufindenden Abweichungen vom Sollzustand. So unterscheidet die schweizerische Richtlinie ENSI B08 /ENSI 22/ in ganz ähnlicher Weise wie ASME XI /ASME 17/ (siehe IWA 2210):

- VT-1: Prüfung insbesondere auf Oberflächenfehler wie Brüche, Risse, Erosion, Korrosion, Verschleiß
- VT-2: Prüfung auf Leckagen und Anzeichen von Leckagen
- VT-3: Prüfung auf relevante Auffälligkeiten des allgemeinen mechanischen und strukturellen Zustands einer Komponente.

Demgegenüber unterscheiden KTA /KTA 17a/ und in ähnlicher Weise auch RSE-M /RSE 18/ (siehe Volume I, Section A 4270) nur zwischen integraler und gezielter Sichtprüfung, vergleichbar mit VT-1 und VT-3. Dabei darf unterstellt werden, dass zumindest eine gezielte Sichtprüfung auch Leckagen oder Anzeichen auf Leckagen auffinden würde und damit VT-2 mit abdeckt.

3.1.6 Oberflächenrissprüfung

Risse in metallischen Komponenten sind oft mit dem bloßen Auge nicht zu erkennen und daher auch nicht mittels Sichtprüfung (vgl. Abschnitt 3.1.5). Die Verfahren zur Oberflächenrissprüfung machen die Risse sichtbar. Voraussetzung ist, dass die zu prüfende Oberfläche zugänglich und sauber ist.

Für magnetisierbare Werkstoffe eignet sich das **Magnetpulververfahren**. Hierbei wird ausgenutzt, dass die magnetischen Feldlinien an Permeabilitätssprüngen senkrecht aus dem Bauteil austreten und sich aufgetragene Eisenspäne anlagern. Oberflächennahe Fehlstellen wie Risse erzeugen lokal einen Permeabilitätssprung, der sich durch die Anlagerung von Eisenspänen in einem Prüfmittel sichtbar machen lässt. Für eine Magnetpulverprüfung wird das Bauteil lokal magnetisiert. Anschließend werden Eisenspäne im Prüfmittel aufgebracht und das entstehende Anzeigenbild dokumentiert. Die Magnetisierung erfolgt durch die Durchflutung mit einem Magnetfeld oder durch die Durchflutung mit einem Wechselstrom, der senkrecht zur Stromrichtung ein Magnetfeld erzeugt. Die Eisenspäne sind entweder schwarz, so dass vor der Prüfung eine Untergrundfarbe aufgebracht werden muss (schwarz-weiß-Prüfung), oder fluoreszierend (vgl. Abb. 3.6 links) eingefärbt, so dass sie unter UV-Beleuchtung sichtbar werden. Die Magnetpulverprüfung kann auch auf dünn beschichteten Oberflächen noch angewandt werden.

An nicht magnetisierbaren Werkstoffen kommt anstelle der Magnetpulverprüfung die **Eindringprüfung** zum Einsatz. Bei der Eindringprüfung wird der Kapillareffekt ausgenutzt, der dafür sorgt, dass Flüssigkeiten in schmale Hohlräume auch entgegen der Schwerkraft eingezogen werden. Die zu prüfende Oberfläche muss frei von allen Beschichtungen und von allen Verschmutzungen gereinigt sein. Eine weitere Randbedingung ist, dass die Oberfläche nicht porös ist und sich benetzen lässt. Im ersten Schritt der Eindringprüfung wird die Oberfläche vorgereinigt. Anschließend wird ein farbiges oder fluoreszierendes Eindringmittel aufgebracht. Dann wird dem Eindringmittel Zeit gegeben, in eventuell vorhandene Risse und Hohlräume an der Oberfläche einzudringen. Die Dauer ist in den geltenden Normen vorgegeben und hängt vom untersuchten Werkstoff ab. Nach der Eindringzeit wird die Oberfläche zwischengereinigt und getrocknet. Im Anschluss daran wird ein sogenannter Entwickler aufgebracht, der die aus den Rissen auslaufende Farbe aufsaugt und sichtbar macht (vgl. Abb. 3.6 rechts). Die Oberfläche wird nach vorgegebenen Zeitintervallen beobachtet und Anzeigen werden dokumentiert. Die Entwicklung einer Anzeige über die Zeit kann für die Interpretation sehr wichtig sein,

ein Hinweis auf die Risstiefe lässt sich jedoch nicht zuverlässig daraus ableiten. Kleine lineare Anzeigen lassen sich zu Beginn noch als lineare Anzeigen erkennen, gleichen im weiteren Verlauf aber bald porenartigen Anzeigen. Im Anschluss an die Prüfung wird das Bauteil erneut gereinigt. Es ist sehr wichtig bei der Eindringprüfung ein System von Prüfmitteln zu verwenden, die aufeinander abgestimmt sind, d. h. die Reinigungsmittel dürfen die Fließfähigkeit des Prüfmittels nicht beeinflussen.

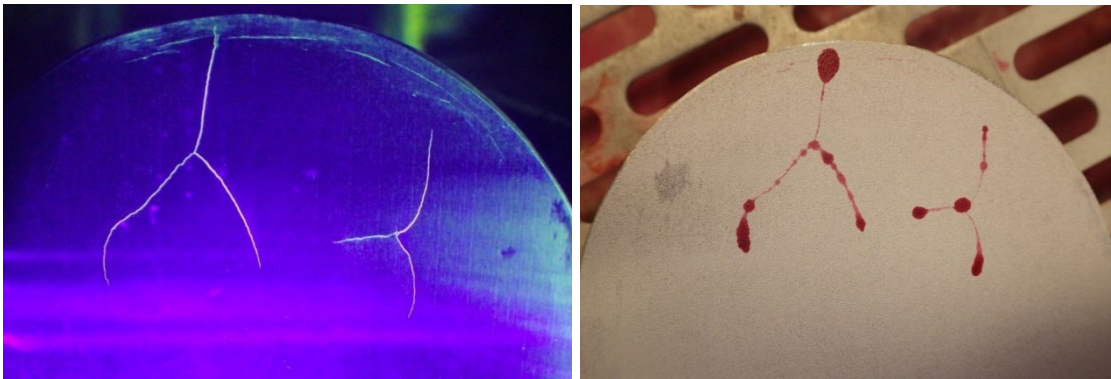


Abb. 3.6 Oberflächenrissprüfung mittels fluoreszierender Magnetpulverprüfung (links) und Farbeindringprüfung (rechts)

3.1.7 Weitere Verfahren

Der Einsatz weiterer Prüfverfahren ist möglich, jedoch lassen sich mit den genannten Prüfverfahren die meisten Prüfprobleme bereits sehr gut lösen.

Im Wesentlichen sind die relevanten Prüfverfahren in Kernkraftwerken bereits genannt worden. Im ASME BPVC und im RSE-M Code sind außerdem **Schallemissionsprüfungen** (Acoustic Emission Testing AT) genannt. Die Schallemissionsprüfung nutzt aus, dass Rissbildung und Bruchprozesse in Komponenten in der Regel mit der Erzeugung elastischer Wellen einhergehen. Diese elastischen Wellen lassen sich mit geeigneten Sensoren aufzeichnen. Werden ausreichend viele Sensoren auf dem Bauteil platziert, ist eine Lokalisierung der Schallquellen möglich, d. h. die Orte der Rissentstehung lassen sich identifizieren. Ein Nachteil der AT-Prüfung ist, dass Fehler nur detektiert werden können, während sie entstehen oder wachsen. Ein in der Komponente vorhandener Riss, der nicht aktiv wächst, lässt sich nicht erfassen.

Die AT-Prüfung wird vor allem zur Prüfung von Druckbehältern verwendet, wie z. B. Flüssiggaslagertanks. Für die Prüfung wird der Druck im Behälter über den Betriebsdruck erhöht und für einen bestimmten Zeitraum gehalten. Währenddessen werden die entstehenden Schallemissionen aufgezeichnet. Vorhandene Risse wachsen aufgrund der zusätzlichen Beanspruchung weiter und lassen sich detektieren. Ein weiteres Anwendungsgebiet der AT-Prüfung ist die Leckageüberwachung und -ortung. Durch das Ausströmen von Medium entstehen sehr charakteristische Geräusche, so dass Leckagen frühzeitig detektiert werden können.

Weitere Prüfverfahren kommen in KKW vor allem dort zum Einsatz, wo die Zugänglichkeit oder das verwendete Material den Einsatz der genannten Prüfverfahren einschränken. Das betrifft z. B. die Rohrleitungssysteme der Nebenkühlwassersysteme. Hier werden z. B. Betonrohre oder erdverlegte metallische Rohrleitungen eingesetzt. Diese lassen sich mit den üblichen Verfahren nicht prüfen. Die Prüfung von Betonbauteilen erfordert ebenfalls den Einsatz anderer Prüfverfahren, wie z. B. dem Impact-Echo-Verfahren, Verfahren mit elektromagnetischen Wellen wie Radar oder Mikrowellentechnik oder speziell angepasster Ultraschallprüfungen für Betonbauteile /ALG 16/.

3.1.8 Neuere Entwicklungen

Die genannten Prüfverfahren haben sich alle seit Errichtung der Kernkraftwerke deutlich weiterentwickelt. Ultraschallprüfungen fanden zum Herstellungszeitpunkt der Großkomponenten für die deutschen Kernkraftwerke manuell statt. Fehlstellen wurden in handschriftlichen Protokollen vermerkt. Teilweise wurden Signale von Oszilloskop-Bildschirmen abgezeichnet oder abfotografiert und zu den Prüfprotokollen abgelegt. Heutzutage findet die Signalerfassung der Ultraschallprüfung ausschließlich digital statt. Handprüfungen kommen jedoch immer noch regelmäßig zum Einsatz. Insbesondere die Ultraschallprüfungen im Primärkreis sind heutzutage in hohem Maße mechanisiert. Die Verwendung von Phased Array Ultraschall für die Prüfung von austenitischen Schweißnähten und solchen aus Nickellegierungen hat sich durchgehend etabliert. Neue Entwicklungen im Bereich der Ultraschallprüfung stellt z. B. die Verwendung der sog. Total Focusing Method mit Full Matrix Capture (TFM/FMC) dar, früher auch unter dem Name Sampling Phased Array bekannt /VER 08/, /NJI 13/. Hierbei werden Phased Array Prüfköpfe anders verwendet als bei der klassischen Phased Array Prüfung (vgl. Abschnitt 3.1.2.2). Jedes Prüfkopfelement wird einzeln angesteuert und als Sender verwendet, während alle anderen Prüfkopfelemente als Empfänger fungieren. Man erhält

so eine Matrix gefüllt mit den Daten aller Sende-Empfangskombinationen. Wenn im Bauteil Reflektoren vorhanden sind, so wird die Energie der einlaufenden Ultraschallwelle reflektiert und kommt an mehreren Empfängern an. Die Energie teilt sich also unter diesen Empfängern auf. Der TFM-Algorithmus summiert aus allen Matrixeinträgen die reflektierte Energie für jedes Pixel auf. Das führt dazu, dass die Energie der reflektierten Wellen am Ende im Ort des Reflektors fokussiert wird. Man erhält so ein Bild, das im gesamten Prüfbereich fokussiert ist. Diese Sender-Empfänger-Konfiguration ist in der Geophysik bereits seit 100 Jahren etabliert. Durch die Steigerung der Rechenleistungen ist es heutzutage in Echtzeit auch für die Werkstoffprüfung anwendbar. Die Anwendbarkeit von TFM/FMC auch für anisotrope Gefüge, wie z. B. in austenitischen Schweißnähten, wird in Forschungsvorhaben untersucht /TEN 16/, /EUR 22/

In der Durchstrahlungsprüfung spielt in den letzten zehn Jahren der Einsatz digitaler Abbildungsmethoden eine wachsende Rolle. Die Anwendung konventioneller Filme ist im mobilen Einsatz noch immer der Standard, allerdings werden ständig neue Abbildungsmedien entwickelt. Im Laborbetrieb werden Flachdetektoren eingesetzt, die eine Abbildung quasi in Echtzeit ermöglichen. Für den mobilen Einsatz gibt es digitale Speicherfolien, die sich wie Filme verwenden lassen, aber digital auslesbar und wiederverwendbar sind. Die digitale Bildverarbeitung kann die Detektion von Fehlstellen verbessern. Für den mobilen Einsatz können heute neben den üblichen Isotopen auch mobile Röntgenröhren eingesetzt werden, die für einige Anwendungen besser Ergebnisse liefern als die Durchstrahlung mit einem Isotop /OST 03/.

Dreidimensionale Abbildungen lassen sich mithilfe von Röntgen-CT-Anlagen erzeugen. Hierbei wird das Prüfobjekt im Strahlengang bewegt und aus den einzelnen Bilddaten ein Volumenbild rekonstruiert. Diese Methode wird heutzutage durch den Einsatz von Manipulatoren und Robotern auch für den mobilen Einsatz möglich /ZIE 20/.

3.2 Zuverlässigkeit zerstörungsfreier Prüfungen

Die Aussagefähigkeit zerstörungsfreier Prüfungen hängt von verschiedenen Faktoren ab, die von Müller et al. /MUE 13/ in einem modularen Modell zusammengefasst wurden. Wie bereits in Tab. 3.1 aufgelistet sind die theoretisch detektierbaren Fehlergrößen, -lagen und -orientierungen durch die physikalischen Randbedingungen der jeweiligen Prüfverfahren limitiert. Zu den physikalischen Grenzen der Verfahren kommen weitere Einflüsse, die die Aussagefähigkeit der Prüfungen weiter einschränken können. In

Tab. 3.3 sind die theoretisch möglichen minimalen Fehlergrößen, die mit den einzelnen Verfahren erreicht werden können, aufgelistet. Diese werden unter optimalen Bedingungen erreicht und stellen die physikalischen Grenzen dar.

Tab. 3.3 Nachweisgrenzen der jeweiligen Prüfverfahren und typische Anwendungsgebiete

Prüfverfahren	Nachweisbarkeit von Fehlern			Anwendbarkeit
	Breite [mm]	Länge [mm]	Tiefe [mm]	
Durchstrahlungsprüfung	0,1	1	2% Wanddicke	Alle Werkstoffe
Ultraschallprüfung	0,001	1	1	Gut schalldurchlässige Werkstoffe
Wirbelstromprüfung	0,01	1	0,1	Elektrisch leitende Werkstoffe
Magnetpulverprüfung	0,001	1	0,1	Ferromagnetische, magnetisierbare Werkstoffe
Eindringprüfung	0,01	1	0,5	Alle nicht porösen Werkstoffe
Sichtprüfung				Alle Werkstoffe

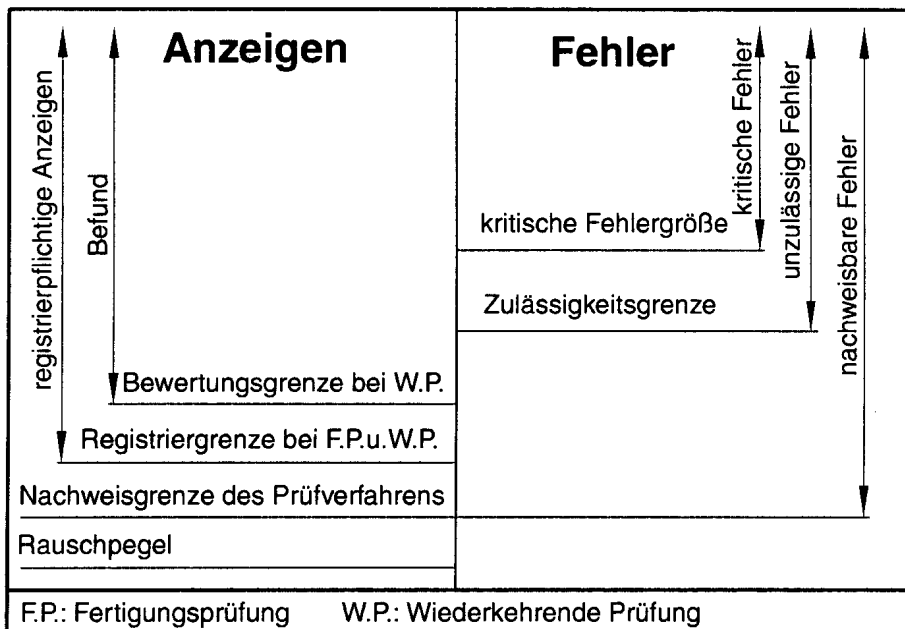


Abb. 3.7 Beziehung zwischen Nachweis-, Registrier- und Bewertungsgrenze und den entsprechenden Fehlergrößen (aus /KTA 17a/)

Die zulässigen Fehlergrößen für jede Komponente, die in der Prüfpraxis die Bewertungs- und Registriergrenzen für Fehlstellen definieren, sind in der Regel deutlich größer als die physikalischen Nachweisgrenzen. Die Beziehungen zwischen den verschiedenen Anzeigen- und Fehlergrößen sind in Abbildung Abb. 3.7 schematisch dargestellt.

In der Praxis ergeben sich für jedes Verfahren spezifische Einschränkungen, die das Ergebnis verschlechtern. **Eingeschränkte Zugänglichkeit** der Komponenten oder benegte Verhältnisse können die Ankopplung von Ultraschallsensoren ebenso beeinflussen wie die Magnetisierung des Bauteils bei der Magnetpulverprüfung. Bei Durchstrahlungsprüfungen können die optimalen Abstände zwischen Objekt und Strahlenquelle nicht immer eingehalten werden, was die Aufnahmequalität beeinflusst. Bei Sichtprüfungen, die mithilfe von Kameras und ferngesteuerten Robotern durchgeführt werden, spielen Beleuchtung und Auflösungsvermögen der Kamerasysteme eine große Rolle. Das gilt ebenfalls, wenn die Begutachtung von Ergebnissen der Oberflächenrissprüfung nur über Hilfsmittel möglich ist. Im KTA-Regelwerk sind für sicherheitsrelevante Komponenten in der Regel konstruktive Details vorgegeben, deren Umsetzung eine möglichst gute Prüfbarkeit aller kritischen Bereiche der Komponenten gewährleisten.

Die **Beschaffenheit der Prüfflächen** beeinflusst die Oberflächenverfahren, die Wirbelstromprüfung und die Ultraschallprüfung. Das betrifft zum einen auf der Oberfläche vorhandene Anstriche und Beschichtungen sowie betriebsbedingte Ablagerungen, zum anderen ist auch die Oberflächenrauigkeit ein wichtiger Faktor. Ggf. müssen Prüfoberflächen vor der Prüfung geschliffen, gereinigt und generell prüffähig gemacht werden. Dies ist jedoch nicht immer möglich. Für die Ultraschallprüfung ist wichtig, dass eine zuverlässige Ankopplung an die Oberfläche realisiert werden kann.

Als dritter Einflussfaktor neben den physikalischen und örtlichen Randbedingungen sind zudem die **menschlichen Einflussfaktoren** zu nennen (engl. Human Factors). Diese berücksichtigen alle die Einflüsse auf das Prüfergebnis, die vom jeweiligen Prüfpersonal ausgehen. Es ist im Allgemeinen sehr leicht nachzuvollziehen, dass äußere Faktoren wie Temperatur, Luftfeuchte, ergonomisch ungünstige Verhältnisse oder Lärm und individuelle Faktoren wie Stress während der Tätigkeit Auswirkungen auf das Prüfpersonal haben und so das Prüfergebnis verschlechtern können, indem z. B. Fehlstellen übersehen werden. Bei Prüfungen im Kernkraftwerk kann die Arbeit in Bereichen mit hohen Ortsdosisleistungen zusätzlichen Stress beim Prüfpersonal erzeugen. Erste Untersu-

chungen zu Human Factors wurden in den PISC-Programmen sowie in einem 2009 abgeschlossenen Forschungsvorhaben durchgeführt /MUR 94/ /GAA 09/. Seitdem wurde das modulare Modell um weitere Einflussfaktoren, die in der Arbeitsorganisation liegen, erweitert. Das Thema ist weiterhin ein Schwerpunkt von Forschungsvorhaben weltweit /SPI 18/ /SAN 21/.

3.2.1 POD-Kurven

Zur Darstellung der Zuverlässigkeit eines zerstörungsfreien Prüfverfahrens haben sich Kurven für die Fehlerauffindwahrscheinlichkeit (engl. probability of detection, POD) bewährt. Hier ist die Wahrscheinlichkeit, einen Fehler mit einem Prüfverfahren zu finden, über der Fehlergröße aufgetragen. In Abb. 3.8 ist ein Beispiel einer POD-Kurve zu sehen, die aus einem Beispieldatensatz des Military Handbook MIL-HDBK-1823 berechnet wurde /MIL 99/. Das Handbuch ist eine der ersten Zusammenstellungen von Vorgehensweisen zur Ermittlung von POD-Kurven für ZfP Verfahren. Ein Vorschlag für eine deutschsprachige Richtlinie wurde in einem kürzlich beendeten Forschungsvorhaben erarbeitet und wird gerade in einem DIN-Arbeitsgremium weiter bearbeitet /KAN 22/.

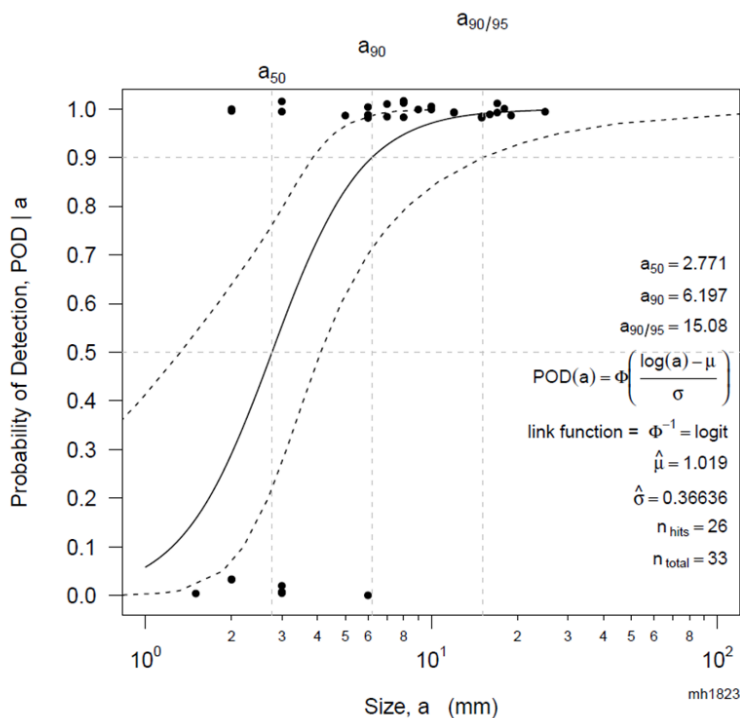


Abb. 3.8 Beispiel für eine POD-Kurve berechnet aus Beispieldatensätzen aus dem Military Handbook MIL-HDBK-1823 /MIL 99/

Die POD-Kurve hat einen charakteristischen S-förmigen Verlauf. Für jede Fehlergröße kann auf der Kurve die Wahrscheinlichkeit abgelesen werden, mit der ein Fehler dieser Größe gefunden wird. Je steiler die Kurve verläuft und je näher sie an der y-Achse liegt, umso zuverlässiger ist das ZfP-Verfahren.

POD-Kurven werden aus Experimenten, Simulationen oder aus Kombinationen von beidem ermittelt. Die Ausgestaltung entsprechender Experimente ist nicht immer einfach und muss mit großer Umsicht geplant werden. Die Planung und Herstellung geeigneter Testkörper mit repräsentativen Fehlstellen ist hier genauso wichtig wie die Erstellung von qualitativ hochwertigen Protokollvorlagen und Prüfanweisungen. Für einen statistisch auswertbaren Datensatz müssen möglich viele unabhängige Prüfergebnisse an Fehlstellen unterschiedlicher Größe erzeugt werden. Da dies sehr kostspielig ist, wird in der Praxis oft auf simulierte Daten zurückgegriffen, die nicht immer alle Einflussfaktoren genügend berücksichtigen.

In der POD-Kurve sind alle im modularen Modell genannten Einflüsse enthalten. Im internationalen Vorhaben PIONIC haben sich internationale Fachleute insbesondere zum Thema der Zuverlässigkeit zerstörungsfreier Prüfungen in Kernkraftwerken ausgetauscht. Eine zweite Phase des Projektes wird aktuell geplant. Die Ergebnisse in Bezug auf die Erstellung von POD-Kurven für kerntechnische Anwendungen wurden in einer Richtlinie veröffentlicht /MEY 22/.

3.3 Qualifikation von Prüfverfahren

Die Aussagefähigkeit einer zerstörungsfreien Untersuchung wird maßgeblich von der Prüftechnik und der Prüfempfindlichkeit gegenüber einem spezifischen Fehlertyp beeinflusst. Die eingesetzte Prüftechnik muss für den Werkstoff, die Geometrie der zu prüfenden Komponente und den spezifischen Fehlertyp erprobt worden sein, d. h. sie muss für diese Anwendung qualifiziert sein. Im Rahmen dieses Qualifizierungsprozesses wird auch die Prüfempfindlichkeit anhand von künstlichen Fehlern oder auch an „echten“ Fehlern in Prüfblöcken nachgewiesen /JUS 09/.

Die Wahl der Prüftechnik und der Prüfintervalle erfordert daher Kenntnisse der Schadensart, des Schadensverlaufs und der Schadensursache. Grundsätzlich gilt, dass Prüfverfahren und -techniken anwendungsbezogen im Hinblick auf eine Prüfaussage und auf Art und Ort der aufzufindenden Fehler eingesetzt werden sollten /REC 07/. Da eine

einzelne Technik zwar möglicherweise viele Fehlertypen auffinden, aber nicht immer genauer charakterisieren kann, wird häufig auch zunächst eine Suchtechnik eingesetzt, die zum Auffinden möglichst aller relevanten Fehler geeignet ist, und anschließend eine Analysetechnik, um ggf. mit der Suchtechnik zuvor aufgefundene Fehler genauer charakterisiert werden zu können /JUS 09/.

Bevor Prüfungen in KKW durchgeführt werden dürfen, müssen sie in der Regel qualifiziert werden. Das betrifft zum einen das Prüfverfahren und zum anderen das Prüfpersonal.

3.3.1 **Verfahrensqualifizierung**

Die Qualifizierung von Prüfverfahren erfolgt international nach den jeweils geltenden Regelwerken. Grundsätzlich unterscheiden sich zwei Philosophien bei der Verfahrensqualifizierung, die sich anhand des KTA-Regelwerks und des ASME-Codes erläutern lassen.

Das KTA-Regelwerk folgt für die Verfahrensqualifizierung dem vom European Network for Inspection & Qualification (ENIQ) empfohlenen Vorgehen. 2019 wurde die 4. Auflage der Vorgehensweise im ENIQ Report 61 veröffentlicht /ENIQ 19/. Grundsätzlich besteht hier die Qualifizierung aus zwei Teilen. Zum einen muss die prinzipielle physikalische Eignung des Verfahrens dargestellt werden. Das bedeutet, dass die physikalischen Prinzipien erläutert und die Eignung anhand von Versuchen und Simulationen dargestellt werden muss. Im zweiten Schritt muss die praktische Anwendung anhand einiger Teststücke demonstriert werden. Da die generelle Fähigkeit des Verfahrens bereits theoretisch nachgewiesen wurde, reichen für die praktischen Demonstration meistens Prüfungen an wenigen Teststücken mit einfachen Modellfehlern aus. Im KTA-Regelwerk wird für etablierte Verfahren keine erneute Verfahrensqualifizierung benötigt. Das bedeutet, dass für z. B. Ultraschallprüfungen, die mit den gültigen Normen entsprechenden Geräten durchgeführt werden, die Leistungsfähigkeit entsprechend ENIQ als gegeben gilt. Lediglich neue Verfahren müssen qualifiziert werden.

Die nach ASME zugelassenen Prüfverfahren sind in ASME BPVC Section V geregelt /ASME 19/. Für die dort beschriebenen Prüfverfahren ist die prinzipielle Eignung des Verfahrens gegeben. Die praktische Qualifizierung von Ultraschallprüfungen ist im Anhang VIII des ASME Code gesondert beschrieben, der als Konsequenz des Versagens einer Rohrleitung aufgrund von nicht detektierter Spannungsrisskorrosion im Kraftwerk

Nine Mile Point 1982 in den USA, erstellt wurde. Weiterführende Untersuchungen zeigen, dass die Mehrheit des nach den Verfahren der American Society for Nondestructive Testing (ASNT) zertifizierten Ultraschallprüfpersonals auch relevante Fehlstellen nicht zuverlässig detektieren konnte. Im Anhang VIII des ASME Code ist die Vorgehensweise der Verfahrensqualifizierung detailliert für alle Komponentengruppen beschrieben. Es werden für die unterschiedlichen Komponentengruppen Rohrleitungen, Verschraubungen und den RDB Testkörper und Testfehler definiert, die vom Prüfpersonal mit ihren eigenen Geräten und Prüfköpfen detektiert werden müssen. Es wird also das ganze System aus Prüfausrüstung und Prüfpersonal an realistischen Fehlstellen qualifiziert. Ein wesentlicher Unterschied zur ASNT-Qualifizierung ist außerdem, dass die Qualifizierung von einer unabhängigen Prüfadministration geplant und durchgeführt werden muss. Diese ist ebenfalls zuständig für die Herstellung und Auswahl der Testkörper, die Validierung von Testfehlern sowie für die Auswertung und Archivierung der Ergebnisse. Diese Vorgehensweise ist für die Prüfdienstleister sehr aufwendig, hat sich aber in der Praxis bewährt.

3.3.2 Personalqualifizierung

Bei der Personalqualifizierung gibt es ebenfalls unterschiedliche Vorgehensweisen in verschiedenen Regelwerken. In der Regel sieht die Personalqualifizierung vor, dass das Prüfpersonal mit dem anzuwendenden Prüfverfahren bereits Erfahrung hat und eine entsprechende Schulung zur Verwendung des Prüfverfahrens erfolgreich mit einer Prüfung abgeschlossen hat.

Die ENIQ-Verfahrensweise verweist zunächst auf standardisierte Personalzertifizierungen, wie sie in Europa z. B. entsprechend der DIN EN ISO 9712 durchgeführt werden /ISO 22/. Die DIN EN ISO 9712 definiert drei Qualifizierungsstufen mit unterschiedlichen Aufgaben und Anforderungen. Im KTA-Regelwerk ist vorgegeben, dass Prüfpersonal bestimmte Zertifikate entsprechend der DIN EN ISO 9712 vorweisen muss. Die jeweils für Prüfpersonal und Prüfaufsicht vorgeschriebenen Qualifizierungsstufen sind für jedes Prüfverfahren in den Normen DIN 25435-1 bis DIN 25435-4, DIN 25435-6 und DIN 25435-7 einzeln angegeben. Der Erwerb der Zertifizierung erfolgt bei einem akkreditierten Personalzertifizierer und erfordert die Teilnahme an einer Schulung mit in der Norm vorgegebenen Schulungszeiten. Im Anschluss an die Schulung steht eine Prüfung. Zum Erhalt des Zertifikats muss neben der Prüfung nachgewiesen werden, dass das Prüfper-

sonal bereits Erfahrung mit dem Prüfverfahren gesammelt hat, und zwar zumindest teilweise vor der Teilnahme an der Schulung. Ebenfalls erforderlich ist der Nachweis der Sehfähigkeit. Der RSE-M Code verfährt ebenfalls entsprechend der ENIQ-Verfahrensweise und verlangt eine Qualifizierung nach DIN EN ISO 9712 durch einen externen akkreditierten Personalzertifizierer.

Im ASME Code gibt es vergleichbar mit der DIN EN ISO 9712 mehrere Qualifizierungsstufen, die entsprechend in der ANSI/ASNT CP-189 definiert sind /ASN 20/. Neben den Leveln I bis III gibt es nach ASNT zusätzlich das Level „Trainee“ und das Level „NDE Instructor“. Ebenfalls vergleichbar ist, dass für jedes Prüfverfahren und jedes Level zum einen Erfahrungszeiten als auch Ausbildungszeiten definiert sind. Der wesentliche Unterschied ist, dass die Qualifizierung nach ASME und ASNT nicht von einem unabhängigen Institut durchgeführt wird, sondern vom Arbeitgeber selbst. Dieser muss die Vorgehensweise schriftlich festhalten und sich an die Regeln der ASNT CP-189 halten. Zusätzlich sind in den Mandatory Appendices VI und VII für die Sichtprüfung und die Ultraschallprüfung spezielle Vorgaben gemacht. In den Tabellen Tab. 3.4 und Tab. 3.5 sind die geforderten Erfahrungszeiten und Mindestschulungszeiten nach DIN EN ISO 9712 und ASME BPVC für die Ultraschallprüfung dargestellt. Der ASME-Code verlangt etwas weniger Erfahrungszeit, jedoch fordert er eine genaue Dokumentation der abgeleiteten Stunden. Der Nachweis nach Tagen entsprechend DIN EN ISO 9712 ist vom Arbeitgeber lediglich ohne weitere Belege zu bestätigen.

Tab. 3.4 Qualifizierungsstufen und zugehörige Erfahrungszeiten für das Prüfpersonal nach DIN EN ISO 9712 und ASME BPVC

Qualifizierungsstufe	DIN EN ISO 9712	ASME Mandatory Appendix VII
I	45 Tage	250 Stunden
II	135 Tage + Level I	800 Stunden
III	270 Tage + Level II oder 540 Tage bei Direkteinstieg	4200, 6300, 8400 Stunden je nach Vorbildung

Tab. 3.5 Mindestschulungszeiten für die Personalqualifizierung für Ultraschallprüfungen nach DIN EN ISO 9712 und ASME BPVC

Qualifizierungsstufe	DIN EN ISO 9712	ASME Mandatory Appendix VII
I	8 Tage	40 Stunden
II	10 Tage	40 Stunden Theorie/ 40 Stunden Praxis
III	5 Tage	40 Stunden

Der wesentliche Unterschied in der Personalzertifizierung ist demnach, dass die Zertifizierung nach ASME und ASNT vom Arbeitgeber durchgeführt wird und nach ENIQ und DIN EN ISO 9712 eine unabhängige Personalzertifizierungsstelle notwendig ist. Nach ASME XI, Anhang VII ist für die Qualifizierung des Ultraschallprüfpersonals die Prüfungsabnahme bestimmter Prüfungsteile durch unabhängige externe Personen vorgesehen. Ebenso ist im Anhang VIII beschrieben, dass die Prüfungen und Dokumentationen für die Verfahrensqualifizierung, sowie die Fertigung, Validierung und Lagerung der Testkörper durch unabhängige Instanzen innerhalb oder außerhalb des Unternehmens durchgeführt werden müssen. Hier fordert die ASME ein strengeres Vorgehen als die ASNT.

Aufgrund der guten Erfahrungen mit den Anhängen VI und VII zum ASME Code XI, die die Personalzertifizierung von VT und UT-Prüfungen über die ASNT-Zertifizierung hinaus regeln, hat die ASME das sogenannte ANDE-Programm aufgesetzt, das die Personalzertifizierung für alle Verfahren neu definiert. Die wichtigste Änderung gegenüber der ASNT-Zertifizierung ist die Einführung externer Zertifizierungsstellen, die für die Ausbildung und Prüfung des Personals zuständig sind. Die Bausteine, die im ANDE-Programm für die Zertifizierung vorgestellt werden, entsprechen im Wesentlichen den Bausteinen der DIN EN ISO 9712, auch wenn sie sich im Detail teilweise unterscheiden. Neben einer Grundbildung wird Erfahrung im jeweiligen Prüfverfahren verlangt. Eine Schulung mit vorgegebener Dauer und definiertem Inhalt muss besucht werden und mit einer schriftlichen und praktischen Prüfung erfolgreich abgeschlossen werden. Die Sehfähigkeit muss regelmäßig überprüft und die ununterbrochene Anwendung des Verfahrens bestätigt werden /TUR 18/, /ASME 21a/.

3.4 Prüfprogramme für WKP/ZfP in verschiedenen Regelwerken

Im Folgenden werden kurz einige der in Westeuropa für LWR einschlägigen Regelwerke für die WKP der Druckführenden Umschließung (DFU) und der angrenzenden Systeme beschrieben. Letztere umfassen die Systeme bzw. deren Teile, die üblicherweise der Komponentenklasse 2 zugeordnet werden und nach KTA den Äußeren Systemen entsprechen. Die einschlägigen Regelwerke bzw. deren Teile sind daher

- ASME BPVC XI, Division 1, Abschnitte IWA, IWB und IWC,
- die Regeln KTA 3201.4 und 3211.4 sowie
- RSE-M, Band I, Abschnitte A, B und C.

Dieser Abschnitt beschreibt den jeweiligen Anwendungsbereich, die einzusetzenden Prüfverfahren, und allgemeine Angaben über Prüfumfang und Prüfintervalle. Ein tabellarischer Vergleich konkreter Prüfumfänge und Prüfintervalle nach den drei Regelwerken für wichtige Komponenten der DFU wird in Anhang C vorgestellt. Ergänzt werden diese Tabellen durch die analogen Anforderungen der erst im Oktober 2022 verabschiedeten Richtlinie für die schweizerischen Kernanlagen /ENSI 22/.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die internationalen Regelwerke unterschiedlichen Philosophien folgen, die sich sowohl auf die bereits in Abschnitt 3.3 beschriebene Qualifizierung von Prüfverfahren als auch auf die Prüfstrategie auswirken, d. h. die Prüfintervalle, Prüfumfang und Auswahl der Prüforte.

Außerdem fällt auf, dass KTA 3201.4 und in noch stärkerem Maße RSE-M spezifische Anforderungen für bestimmte konstruktive Ausführungen aufstellen. Diese Regelwerke sind offensichtlich auf die Anlagen jeweils eines Herstellers ausgerichtet, in RSE-M wird sogar zwischen den verschiedenen Serien von DWR-Anlagen unterschieden. Demgegenüber sind sowohl ASME XI als auch ENSI B08 auf alle Typen von LWR verschiedener Hersteller in ihrem Verbreitungsgebiet anzuwenden. Entsprechend sind manche Anforderungen weniger spezifisch bzw. stärker generisch formuliert. Jedoch wird sowohl in ASME XI als auch in KTA 3201.4 bzw. 3211.4 an einigen Stellen zwischen SWR und DWR differenziert, während ENSI-B08 lediglich die Hauptkomponenten (z. B. RDB, DE) und Komponententypen (z. B. Rohrleitungen oder Armaturen der Sicherheitsklasse 1 bzw. 2) anspricht.

In ENSI-B08 werden allerdings jeweils spezifisch für SWR und DWR einige Systembereiche der Sicherheitsklasse 2 einer speziellen Kategorie 2.2 zugeordnet, „wenn relevante Alterungsmechanismen identifiziert worden sind, die nicht in der Auslegung berücksichtigt wurden und zu Rissbildung oder Wanddickenschwächung führen können“. Dazu gehören Hauptleitungen der Frischdampf- und Speisewassersysteme sowie Teile der Not- und Nachkühlsysteme. Für diese Bereiche gelten gegenüber der Kategorie 2.1 erhöhte Prüfanforderungen.

In ASME werden für spezielle Prüfanforderungen, die nicht durch die allgemeinen Anforderungen abgedeckt sind, ergänzend Code Cases erstellt. Diese sind als temporäre Anforderungen von den entsprechenden ASME Committee akzeptiert und können, wenn sie eine breitere Anwendung finden und sich bewährt haben, nach einiger Zeit in den ASME BPVC aufgenommen oder anderenfalls auch modifiziert oder zurückgezogen werden. Einige Code Cases bleiben aber auch für längere Zeit als solche bestehen.

Bei der Prüfung von Schweißnähten müssen nach allen hier behandelten Regelwerken das Schweißgut (bei Schweißnähten zwischen ferritischen und austenitischen Stählen einschließlich Pufferung) und eine beiderseits angrenzende Grundwerkstoffzone erfasst werden. Nur die Breite dieser Grundwerkstoffzone wird in Abhängigkeit von der Wanddicke leicht unterschiedlich definiert. Nach KTA 3201.4 und RSE-M Vol. 1 ist diese mindestens 10 mm breit (bei Wanddicken bis 30 mm, sonst 20 mm), nach ASME XI mindestens 0,5 Zoll.

3.4.1 KTA-Regelwerk

3.4.1.1 Anwendungsbereiche

Die KTA-Regelreihen 3201 und 3211 mit den jeweiligen Teilen 1 bis 4 stellen Anforderungen für die druckführenden Komponenten von LWR auf. Sie gelten somit sowohl für DWR als auch für SWR. Als den Sicherheitsanforderungen an KKW /SIA 15/ untergeordnetes Regelwerk sind sie zwar prinzipiell nicht bindend, werden aber in der Regel von den zuständigen Aufsichtsbehörden als verbindlicher Maßstab herangezogen.

Aus den in dem jeweiligen Teil 1 der beiden Regelreihen genannten Werkstoffen lässt sich schließen, dass sich die Regel auf metallische Komponenten beschränkt. Die jeweils vierten Teile dieser beiden Regelreihen beschreiben die Betriebsüberwachung der

Komponenten und die WKP, d. h. die anzuwendenden Prüftechniken mit der entsprechenden Empfindlichkeit, Prüfumfänge und Prüfintervalle.

Der Anwendungsbereich von KTA 3201.4 /KTA 17a/ umfasst die Komponenten des Primärkreises, also des Druckraumes des RDB bis zur ersten Absperrung. Für Rohrleitungen eines SWR, die den Sicherheitsbehälter durchdringen, bis zur ersten Absperrung außerhalb des Sicherheitsbehälters. Letzteres gilt insbesondere für die Frischdampf- und Speisewasserleitungen. Bei DWR gilt diese Regel außerdem für den Sekundärmantel des Dampferzeugers.

Der Anwendungsbereich von KTA 3211.4 /KTA 17b/ umfasst die druck- und aktivitätsführenden Komponenten von Systemen außerhalb des Primärkreises, d. h. der anschließenden Systeme nach der ersten Absperrung des Primärkreises. Neben der Kühlmittelreinigung sind hier vor allem die Not- und Nachkühlsysteme bis zum ersten Wärmetauscher zu nennen. Teil der Äußeren Systeme sind bei DWR auch das Volumenregelsystem und die Frischdampf- und Speisewasserleitungen bis zur ersten Absperrung außerhalb des Sicherheitsbehälters und beim SWR die Frischdampf- und Speisewasserleitungen bis zum Festpunkt außerhalb des Sicherheitsbehälters sowie das Schnellabschalt- und das Kondensationssystem.

Weitere Komponenten und Systeme wurden mit in den Anwendungsbereich von KTA 3211.4 aufgenommen, obwohl sie nicht zu den Äußeren Systemen gehören und nicht im Anwendungsbereich der Teile 1, 2 und 3 von KTA 3211 sind. Dies sind:

- Große Komponenten im Maschinenhaus, die zwar keine reaktorsicherheitstechnische Bedeutung besitzen, deren Versagen aber schwere anlageninterne Schäden nach sich ziehen kann. Diese Komponenten wurden im 1. Anhang zu den RSK-Leitlinien für Druckwasserreaktoren von 1979 als „Gruppe II“ aufgelistet. Für diese war wie für die Äußeren Systeme von DWR die „Rahmenspezifikation Basissicherheit von druckführenden Komponenten“ anzuwenden. In den Anwendungsbereich der Teile 1, 2 und 3 von KTA 3211 wurden sie jedoch nicht übernommen.
- Mit Fluss- und Seewasser beaufschlagte Nebenkühlwassersysteme; nachdem an diesen mehrfach Korrosionsschäden aufgetreten waren, wurden diese im Jahr 2012 in KTA 3201.4 aufgenommen, um für diese Systeme Prüfungen auf korrosionsbedingte Schäden vorzuschreiben.

3.4.1.2 Allgemeines über Prüfumfänge und Prüfintervalle

Das Prüfintervall beträgt für den Primärkreis in der Regel fünf Jahre, bei den Äußeren Systemen häufiger acht oder zehn Jahre. Im Primärkreis dominieren die Prüftechniken UT, RT, PT und MT, bei den Äußeren Systemen spielen VT (integral und gezielt) sowie die Druckprüfung eine größere Rolle. Außerdem sind die Stichproben für die Prüfung von Schweißnähten bei den Äußeren Systemen kleiner.

Wird eine prozentuale Teilmenge der Schweißnähte geprüft, soll ein Teil der zu prüfenden Schweißnähte von Prüfzyklus zu Prüfzyklus wechseln. Sind mehrere bzgl. Auslegung, Abmessung und Beanspruchung gleichartige Komponenten vorhanden, kann der Prüfumfang im Primärkreis auf zwei aufeinanderfolgende Prüfintervalle aufgeteilt werden bzw. bei den Äußeren Systemen die Zahl der zu prüfenden Behälter oder Armaturen reduziert werden.

Abgesehen von den Schweißnähten des RDB, bei denen das volle Volumen geprüft wird, fokussieren die Ultraschallprüfungen der anderen Schweißnähte und auch der hochbelasteten Grundwerkstoffbereiche der DFU auf die äußere und die innere Oberfläche mit ihren oberflächennahen Bereichen, während bei den Äußeren Systemen überwiegend eine „Prüfung der Oberflächen“ verlangt wird. Dies spiegelt sich auch in den am häufigsten angewandten Prüfverfahren wider, s. u.

3.4.1.3 Prüfverfahren

Grundsätzlich sind Prüfverfahren und -techniken so auszuwählen, dass betriebsbedingte Fehler mit ihren möglichen Orientierungen erfasst werden können. Als solche Orientierungen gelten:

- a. Die senkrecht zu den Hauptspannungsrichtungen verlaufende Ebene.
- b. Die parallel zu den Schmelzflächen an Schweißnähten verlaufende Ebene (Längsfehler).
- c. Die zur Schweißfortschrittsrichtung von Schweißnähten senkrecht verlaufende Ebene (Querfehler).

Einen Überblick über die angewendeten ZfP-Verfahren und -techniken in den KTA-Regeln bietet untenstehende Tab. 3.6.

Tab. 3.6 Prüffart, -verfahren und -technik der ZfP gemäß KTA 3201.4 /KTA 17a/

Lfd. Nr.	Prüffart	Prüfverfahren	Prüftechnik
1	Prüfung der Oberflächen	Magnetpulverprüfung (MT)	z.B. Felddurchflutung
		Eindringprüfung (PT)	z.B. Farbeindringprüfung
		Ultraschallprüfung (UT)	z.B. Oberflächenwellen, Wellenumwandlung, SEL-Prüfköpfe, Gruppenstrahlertechnik
		Wirbelstromprüfung (ET)	z.B. Einfrequenztechnik, Mehrfrequenztechnik
		Durchstrahlungsprüfung (RT)	Röntgentechnik, Isotopentechnik
		Sichtprüfung (VT)	Gezielte oder integrale Sichtprüfung mit oder ohne optische Hilfsmittel
2	Prüfung des Volumens	Ultraschallprüfung (UT)	z.B. Einkopftechnik mit Senkrecht- oder Schrägeinschallung, Gruppenstrahlertechnik, Tandemtechnik, Wellenumwandlung
		Durchstrahlungsprüfung (RT)	Röntgentechnik, Isotopentechnik
		Wirbelstromprüfung für dünne Wandungen (ET)	Einfrequenztechnik, Mehrfrequenztechnik
3	Prüfung des Allgemeinzustands	Anlagenbegehung	
4	Druckprüfung	Wasserdruckprüfung	
5	Funktionsprüfung		

Dabei sei auf Folgendes hingewiesen:

- Eine echte Volumenprüfung, die die gesamte Wanddicke erfasst, wird nur am RDB durchgeführt. Es soll damit eine mögliche Entwicklung von aus der Herstellung verbliebenen Fehlern erfasst werden. Auch die Prüfung der DE-HR ist praktisch eine Volumenprüfung, da die Wirbelströme in diesem Falle die gesamte Wanddicke erfassen. Die erwarteten Fehler, bei den DE-HR stets als lineare, punktförmige oder flächige Wanddickenschwächungen bezeichnet, gehen hier aber von der Oberfläche aus. Verbliebene Herstellungsfehler sind hier nicht zu erwarten.
- Bei den zerstörungsfreien Prüfungen der anderen Komponenten der DFU wird in der Regel eine Prüfung der Oberflächen und der oberflächennahen Bereiche gefordert. Dies ist der im Allgemeinen interessierende Bereich, da auch die Schädigungen im Betrieb von den Oberflächen ausgehen. Dies ist vor allem mit den Prüftechniken UT und RT möglich. Bei UT soll dabei sogar eine Zone von mindestens 10 mm Tiefe erfasst werden.
- Bei den Komponenten der Äußeren Systeme wird in den meisten Fällen eine „Prüfung der Oberflächen“ gefordert. Entsprechend kommen hier die Prüftechniken VT und PT und MT häufiger infrage. Für die praktische Anwendung spielen allerdings

noch die Zugänglichkeit der zu prüfenden Flächen und deren Beschaffenheit eine Rolle, insbesondere die Prüffähigkeit beeinträchtigende Beläge. Für die Prüfung der mit Medium beaufschlagten inneren Oberflächen kommt daher auch hier UT zum Zuge, da es eine Prüfung der inneren Oberflächen von außen ermöglicht.

- Während Wanddickenabtrag im Primärkreis keine Rolle spielt und daher auch nicht überprüft wird, werden UT und RT bei den Komponenten der Äußeren Systeme auch für die Prüfung eines möglichen Wanddickenabtrags eingesetzt.

3.4.2 ASME BPVC

3.4.2.1 Anwendungsbereich

Der ASME BPVC regelt die Konstruktion, die Fertigung und die Prüfung von Druckbehältern aller Art. Er wird seit 1911 regelmäßig von der American Society of Mechanical Engineers (ASME) herausgegeben und ist in 13 Sektionen untergliedert. Für die Herstellung von Komponenten für Kernkraftwerke ist die Sektion III (ASME BPVC Section III - Rules for Construction of Nuclear Facility Components) zuständig. Wiederkehrende Prüfungen sind in Sektion XI (ASME BPVC Section XI - Rules for Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components) zu finden. Diese beiden Sektionen sind relevant für alle Fragestellungen, die mit Kernkraftwerken zu tun haben. Der ASME Code wird regelmäßig von Fachleuten überprüft und überarbeitet. Hierfür finden vier Mal jährlich Sitzungen (sog. Code Weeks) statt, bei denen über neue Entwicklungen und aktuelle Fragestellungen diskutiert wird.

Der ASME Code Section XI, der die wiederkehrenden Prüfungen regelt, gliedert sich nach Leichtwasserreaktoren in Division I, gasgekühlten Reaktoren in Division II und flüssigmetallgekühlten Reaktoren in Division III auf. Den größten Umfang nehmen die Regeln für die Leichtwasserreaktoren ein. Neben den im ASME Code beschriebenen Prüfungen, werden spezielle Fälle in den sogenannten Code Cases beschrieben. Die Code Cases stellen Lösungen für anlagenspezifische Fragestellungen zur Verfügung, die auch für andere Anlagen angewandt werden können. Die Code Cases der Section XI füllen aktuell zusätzlich über 800 Seiten. Ein Beispiel ist der Code Case N-460, der regelt, wie vorzugehen ist, wenn eine Schweißnaht für die Prüfung nur eingeschränkt zugänglich ist. Die relevanten Code Cases für eine zerstörungsfreie Prüfung werden in der Prüfanweisung als mitgeltende Unterlagen genannt.

In Section XI wird nach unterschiedlichen Komponentenklassen unterschieden. Die zur **Klasse 1** gehörenden Komponenten sind im ASME BPVC III im Kapitel NB beschrieben. Die an diesen Komponenten zu prüfenden Bereiche sind im Wesentlichen die Schweißnähte des RDB, die Schweißnähte der Druckhalter, der Dampferzeuger und der Wärmetauscher auf der Primärseite, alle Stutzeneinschweißnähte (artgleich und artfremd), Bolzen, Rohrleitungsschweißnähte, Anschweißteile an Behälter, Rohrleitungen, Pumpen und Ventile, Pumpengehäuse, Ventilgehäuse, Kerneinbauten, Schweißnähte des Kerngerüsts, nicht geschweißte Teile des Kerngerüsts, Schweißnähte der Stutzen der Steuerelementantriebe und Kerninstrumentierungen, alle weiteren druckführenden Komponenten und die Dampferzeugerheizrohre.

Die an Komponenten der **Klasse 2** zu prüfenden Bereiche beinhalten alle drucktragenden Schweißnähte in Druckbehältern außerhalb des Primärkreises, deren Stutzennähte, Anschweißteile, Rohrleitungen, Pumpen und Ventile, drucktragende Bolzen, austenitische Schweißnähte in Rohrleitungen, drucktragende ferritische Rohrleitungen, alle weiteren drucktragenden Komponenten.

Klasse 3 beinhaltet die Komponenten, die notwendig sind für die sichere Abschaltung des Reaktors, die Notkühlung, die Wärmeabfuhr aus dem Sicherheitsbehälter, Hilfsanlagen für Abgas- und Abwasseraufbereitung, Komponenten der Nachwärmeabfuhr und der Nachwärmeabfuhr aus dem Abklingbecken. Hier kommen neben Druck- und Dichtheitsprüfungen als integrale Prüfungen auch Sichtprüfungen als VT-1 für Anschweißnähte und VT-2 für druckhaltende Komponenten zum Einsatz.

In der **Klasse MC** werden die Prüfungen für metallische Liner im Bereich des Sicherheitsbehälters beschrieben, in der **Klasse CC** sind die Prüfungen für Betonkomponenten zusammengestellt. Die konventionelle Dampfkraftanlage im Sekundärkreis ist nicht Teil der genannten Komponentenklassen.

3.4.2.2 Allgemeines über Prüfumfänge und Prüfintervalle

Für alle Komponenten gilt ein generelles Inspektionsintervall von zehn Jahren, innerhalb dessen die Komponenten überprüft worden sein müssen. Zudem müssten 16 bis 50 % der Prüfungen bereits nach drei und 50 bis 70 % nach sieben Jahren durchgeführt sein. Das bedeutet, dass nach jeweils drei und sieben Jahren Prüfungen durchgeführt werden

(siehe Tabellen IWB-2411-1, IWC-2411-1, C-, IWD-2411-1). Eine Verlängerung des Inspektionsintervalls auf maximal elf Jahre ist für die meisten Komponenten zulässig. Das darauffolgende Inspektionsintervall endet dann aber dennoch zehn Jahre nach dem ursprünglich geplanten Ende des vorangegangenen Inspektionsintervalls.

Für einzelne Komponenten und Konstruktionsweisen können in speziellen Code Cases andere Prüfintervalle angegeben werden. Ein Beispiel sind die Stutzendurchführungen aus Alloy 690 im RDB-Deckel. Hierfür wird im Code Case N 729-8 ein Prüfintervall von 20 Jahren festgelegt. Zusätzlich werden Sichtprüfungen beim Brennelementwechsel durchgeführt. Der Code Case trägt der geringeren Anfälligkeit des Werkstoffs für Spannungsrissskorrosion Rechnung.

Für die einzelnen Komponentenklassen sind die Komponenten nach Prüfkategorien unterteilt. Im ASME Code wird für jede Prüfkategorie angegeben mit welchem Verfahren diese zu prüfen ist und wie groß der Prüfumfang ist. In der Prüfkategorie gibt es weitere Unterteilungen, jedoch sind die Bezeichnungen der zu prüfenden Komponenten oft allgemein gehalten. Prüfkategorien innerhalb der Klasse 1 Komponenten sind nach Abschnitt IWB-2500-1:

- Drucktragende Schweißnähte des RDB/anderer Behälter/von Rohrleitungen/von Steuerstabantriebs- und Kerninstrumentierungsgehäusen
- Durchgeschweißte Stutzen in Behältern
- Mischnähte von Stutzen
- Drucktragende Bolzen (größer/kleiner 50 mm Durchmesser)
- Anschweißteile and Behälter, Rohrleitungen, Pumpen oder Ventilen
- Gehäuse von Pumpen-/Ventilen
- RDB-Einbauten
- Geschweißte Kernstützkonstruktionen und innere Anschweißteile an den RDB
- Demontierbare Kernstützkonstruktionen
- Alle druckführenden Komponenten
- DE-HR

3.4.2.3 Prüfverfahren

Im ASME BPVC XI sind die zerstörungsfreien Prüfverfahren für die wiederkehrenden Prüfungen genannt. Diese sind im Wesentlichen die gleichen Prüfverfahren, die auch in den anderen Regelwerken verwendet werden, also VT, MT, PT, RT, UT und AT.

Grundsätzlich wird unterschieden nach Sichtprüfungen, Oberflächenprüfungen und Volumenprüfungen. Die Sichtprüfungen (visual testing VT) werden noch weiter unterteilt in VT-1 – Prüfung auf Oberflächenungängen, VT-2 – Detektion von Leckagen und VT-3 – Inspektion der mechanischen und strukturellen Integrität der Komponente einschließlich der Tragstrukturen. VT-3 beinhaltet zudem die Prüfung auf betriebsbedingte sichtbare Veränderungen.

Als Verfahren für die Oberflächenprüfung werden Magnetpulverprüfungen, Eindringprüfungen, Wirbelstromprüfungen und Ultraschallprüfungen genannt. Zu den Volumenverfahren nach ASME zählen Durchstrahlungsprüfung, Ultraschallprüfung, Wirbelstromprüfung und Schallemissionsprüfung.

Zusätzlich können alle Verfahren und Kombinationen von Verfahren nach einer Qualifizierung eingesetzt werden, wenn deren Aussagefähigkeit mindestens gleichwertig mit denen der etablierten Verfahren ist.

3.4.3 RSE-M

3.4.3.1 Anwendungsbereich

Das französische Regelwerk RSE-M /RSE 18/ definiert Inspektions-, Installations- und Wartungsvorschriften sowohl für metallische Komponenten von DWR als auch für Ersatzteile dieser Anlagen. Diese Regeln umfassen auch die Überprüfung der Komponenten vor Inbetriebnahme der Anlage („VCI“ – visite complète initiale). Neben den druckführenden Komponenten gilt RSE-M auch für deren Stützkonstruktionen und drucklose Behälter.

Der RSE-M ist den von den französischen Behörden erlassenen Verordnungen und Richtlinien untergeordnet, aber im Falle von Diskrepanzen gegenüber dem Industrie-code RCC-M (z. B. in der Fassung von 2012: /RCC 12/) zu Auslegung und Herstellung

haben die Regelungen des RSE-M Vorrang. Der RSE-M wird auch in einer Vielzahl ausländischer Kernkraftwerke angewendet. In den meisten Fällen handelt es sich dabei um Anlagen, deren Design dem von französischen Anlagen ähnelt bzw. auf diesem basiert.

Der Anwendungsbereich von RSE-M entspricht weitgehend dem der Division 1 in Section XI von ASME (1998), mit der Ausnahme, dass Betonbauteile und metallische Auskleidungen nicht eingeschlossen sind.

Die aktuelle Ausgabe des RSE-M von 2018 ist eingeteilt in:

- **Band I** mit verbindlichen Anforderungen an alle Komponenten sowie besondere Anforderungen an die klassifizierten und auch die nicht klassifizierten („NC“, d. h. konventionellen) Komponenten
- **Band II** mit diversen Anhängen sehr unterschiedlichen Inhalts
- **Band III** mit Vorschlägen von Prüfprogrammen für die verschiedenen Komponenten

Band I: REGELN

- Abschnitt A – Allgemeine Regeln
- Abschnitt B – Sonderregeln für Komponenten der Klasse 1
- Abschnitt C – Sonderregeln für Komponenten der Klasse 2 oder 3
- Abschnitt D – Sonderregeln für nicht klassifizierte („NC“) Komponenten

Band II: ANHÄNGE 1 bis 8¹⁴

- Anhang 1.0: Status der Anhänge
- Anhang 1.1: Glossar
- Anhang 1.2: Liste der wesentlichen Systeme in den verschiedenen Anlagentypen
- Anhang 1.3: Liste der anwendbaren Regeln und Richtlinien
- Anhang 1.4: Regeln zur Anwendung des RCC-M
- Anhang 1.5: Konsistente Komponentenfamilien
- Anhang 1.6: Dokumente und Standardpläne
- Anhang 1.7: Referenzkomponenten („repräsentative“ Komponenten)

¹⁴ Die hier genannten Titel der Anhänge sollen den Inhalt möglichst treffend wiedergeben. Sie entsprechen nicht immer einer direkten Übersetzung der englischen Titel.

- Anhang 1.8: Anzuwendende Vorschriften in Übereinstimmung mit der Druckbehälterverordnung (ESPN)
- Anhang 2.1: Vorkehrungen zum Schutz des Prüfpersonals bei Druckprüfungen
- Anhang 4.1: Methoden der Oberflächenbearbeitung (zur Verbesserung der Prüfbarkeit)
- Anhang 4.2: nicht verwendet
- Anhang 4.3: Qualifizierung von zfP-Methoden
- Anhang 4.4: Techniken der zfP
- Anhänge 5.0 bis 5.8: Methoden zur Fehlerbewertung
- Anhang RPP2: Methoden zur Integritätsbewertung von RDB mit Unterplattierungsrisen oder Fehlern in der Plattierung
- Anhang 7.1: Änderungen von Regeln des RCC-M für die Anwendung bei der Installation und Inbetriebnahme einer nuklearen Anlage
- Anhang 8.1: Reparaturmethoden bei der Instandhaltung
- Anhang 8.2: Qualifizierung von zfP nach Reparaturen
- Anhang 8.3: Klassifizierung von Änderungsberichten

Band III: Prüfpläne für zerstörungsfreie Prüfungen

- Anhang 3.1: Prüfpläne für Komponenten der Klassen 1, 2, und 3
- Anhang 3.2: Prüfpläne für nicht klassifizierte Komponenten

Der Abschnitt A von Band I befasst sich allgemein mit der Anwendung von zerstörenden und zerstörungsfreien Prüfverfahren zur Untersuchung von Werkstoffen oder Komponenten nach ihrer Herstellung und während ihres Betriebs. In den enthaltenen Unterabschnitten werden folgende Themen behandelt:

- A 1000 Einführung und allgemeine Anforderungen
 - einschließlich Anwendungsbereich und Klassifizierung,
- A 2000 Requalifizierungen und Druckprüfungen
 - wiederkehrend oder nach erheblicher Instandhaltung,
- A 3000 Allgemeine Anforderungen an Prüfprogramme,
- A 4000 Anforderungen an die verschiedenen Prüfverfahren,
- A 5000 Umgang mit Anzeigen und ggf. Befunden,
- A 6000 Anforderungen an die Betriebsüberwachung,

- A 7000 Anforderungen an die Installation und Inbetriebsetzung von druckführenden Systemen oder nuklearen Baugruppen,
- A 8000 Umsetzung von Instandhaltungsarbeiten.

Der Abschnitt B behandelt speziell die geltenden Regeln, die neben den allgemeinen Regeln des Abschnitts A für Systeme und druckführende Komponenten in den primären und sekundären Hauptsystemen eines nuklearen Dampfversorgungssystems der Klasse 1 nach RSE-M (A 1230) eingestuft sind. Im Unterschied zu den Regeln des KTA¹⁵ und des ASME werden hier auch das Frischdampf- und das Speisewassersystem, d. h. die Hauptleitungen und die nicht von diesen absperrbaren Leitungen in Klasse 1 eingestuft.

3.4.3.2 Allgemeines über Prüfumfänge und Prüfintervalle

Die Struktur von Abschnitt B ähnelt dem von Abschnitt A, jedoch enthalten die einzelnen Kapitel konkretere Anforderungen. So werden in Abschnitt B 2000 die Prüfintervalle, zulässige Prüftemperaturen und Leckraten bei Druckprüfungen festgelegt. Hier gibt es dann einige Unterschiede zwischen Primär- und Sekundärkreis. Insbesondere wird für den Primärkreis eine erste vollständige Überprüfung („première visite complète“ (VC01)) spätestens 30 Monate nach der ersten Kernbeladung gefordert, während diese für den Sekundärkreis erst nach zehn Jahren durchzuführen ist. Ansonsten betragen die Prüfintervalle für die vollständigen Überprüfungen stets zehn Jahre, dazwischen findet bei jedem Brennelementwechsel eine begrenzte Überprüfung („visite partielle“ (VP)) statt, die deutlich weniger zerstörungsfreie Prüfungen umfasst. Erst nach der VC30 sollen vertiefte Inspektionen etwa in der Halbwertszeit zwischen den vollständigen Überprüfungen stattfinden, siehe Tab. 3.7. Diese vertieften Inspektionen entsprechen den Requalifizierungen im Rahmen der VC, beinhalten aber keine Druckprüfungen.

¹⁵ In den Regeln des KTA werden das Frischdampf- und das Speisewassersystem den Äußeren Systemen zugeordnet; dies entspricht der Klasse 2 der Siemens/KWU Klassifizierung.

Tab. 3.7 Prüfprogramm für den Primärkreis (ohne VP)

Datum	Requalifizierung	Überprüfung
Vor IBN	Ursprüngl. Qualifizierung	VCI
J_0	1. Kernbeladung	
$J_1 \leq J_0 + 30$ Monate	1. Requalifizierung	VC01
$J_2 \leq J_1 + 10$ a	2. Requalifizierung	VC10
$J_3 \leq J_2 + 10$ a	3. Requalifizierung	VC20
$J_4 \leq J_3 + 10$ a	4. Requalifizierung	VC30
4 bis 6 a nach J_4		Vertiefte Inspektion
$J_5 \leq J_4 + 10$ a	5. Requalifizierung	VC40
4 bis 6 a nach J_5		Vertiefte Inspektion
usf.
$J_{n+1} \leq J_n + 10$ a	n+1. Requalifizierung	VC
4 bis 6 a nach J_{n+1}		vertiefte Inspektion
...

Die Prüfprogramme sind von der Betreiberin zu spezifizieren und der Aufsichtsbehörde vor Implementierung vorzulegen. Sie sind im Lichte der Betriebserfahrung periodisch zu aktualisieren. Anhang B 3.1 enthält Vorschläge für die Prüfprogramme der einzelnen Systeme. Die Prüfprogramme für die vertieften Inspektionen nach mehr als 30 Jahren Betrieb sollen auf Analysen der Alterung der Komponenten beruhen. Ähnlich wie in den Regeln des KTA sollen die Prüfprogramme für die zerstörungsfreien Prüfungen sowohl feste Prüfstellen enthalten, die bzgl. bestimmter Schädigungsmechanismen als führend angesehen werden, als auch „zufällig“ ausgesuchte Prüfstellen.

Sind mehrere gleichartige oder ähnliche Komponenten vorhanden, können diese zu „Komponentenfamilien“ zusammengefasst werden (siehe A 3250). Prüfungen können dann zunächst nur an "Referenzkomponenten" ausgeführt werden. Sind Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich, so bestimmt das Ergebnis der Maßnahmen an der Referenzkomponente das weitere Vorgehen an der gesamten Komponentenfamilie. Diese Methode basiert auf einer Gleichförmigkeitsanalyse der Komponentenfamilie und auf einer systematischen Auswertung der Betriebserfahrung vergleichbarer Komponenten.

Bei der Prüfung von Schweißnähten mit UT oder RT müssen das Schweißgut und eine beiderseits angrenzende Grundwerkstoffzone von mindestens 10 mm Breite erfasst werden (Vol. I, A 4221.2 für UT und A 4231.2 für RT). Für die Prüfungen der RDB-Nähte ist der Prüfbereich von der Betreiberin zu spezifizieren, muss jedoch mindestens die wärmebeeinflusste Zone enthalten (Vol. I, B 4210-2).

Während einer vollständigen Überprüfung („Requalifizierung“) sollen möglichst alle Prüf- und Instandhaltungsschritte vor der Druckprüfung durchgeführt werden, mit Ausnahme einiger zerstörungsfreier Prüfungen an druckführenden Komponenten, an denen potenziell vorhandene Fehler nach der Druckprüfung besser sichtbar sein könnten, z. B. am RDB oder den DE-HR. Druckprüfungen des Primärkreises sollen bei dem 1,2-fachen Auslegungsdruck durchgeführt werden.

3.4.3.3 Prüfverfahren

Abschnitt A 4000 beschreibt die allgemeinen Anforderungen an die verschiedenen Prüfverfahren: UT, RT, PT, MT, ET, Schallemission bei Druckprüfungen des Primärkreises, sowie Lecktest an Wärmetauscherrohren. Auch Härteprüfungen und metallographische Untersuchungen werden angesprochen.

Die Anforderungen beinhalten auch verschiedene Arten der Qualifizierung: konventionelle, allgemeine und spezifische Qualifizierung.

- Die konventionelle Qualifizierung bezieht sich auf das sichere Auffinden eines postulierten, konventionellen Fehlers, d. h. in den meisten Fällen eines halbelliptischen Oberflächenfehlers senkrecht zur Oberfläche mit einer festgelegten Größe¹⁶.
- Die allgemeine Qualifizierung bezieht sich auf das sichere Auffinden von Fehlern, die aufgrund der werkstofftechnischen Gegebenheiten und den Betriebsbedingungen möglicherweise auftreten könnten und die von sicherheitstechnischer Bedeutung sind. Für diese Art von Fehlern sind eine Registriergrenze und die zu prüfenden Bereiche festzulegen.

¹⁶ Anmerkung: Dieser konventionelle Fehler wird in der Regel für bruchmechanische Nachweise der Integrität der entsprechenden Komponente herangezogen. Er soll möglicherweise auftretende Fehler konservativ abdecken.

- Die spezifische Qualifizierung bezieht sich auf das sichere Auffinden von Fehlern, die nachweislich bereits mehrfach an einer bestimmten Komponentengruppe aufgetreten und die von sicherheitstechnischer Bedeutung sind. Auch für diese Art von Fehlern sind eine Registriergrenze und die zu prüfenden Bereiche festzulegen.

Abschnitt B 4000 beschreibt die spezifischen Anforderungen an die Prüfung der verschiedenen Komponenten der Klasse 1. Diese Beschreibungen umfassen das jeweilige Prüfziel, die Prüfbereiche, die anzuwendende Prüftechnik mit ihrer Registriergrenze. Angesprochen werden die verschiedenen, konkret benannten Bereiche (einzelne Schweißnähte, Durchführungen, Plattierung, Bolzen) von RDB, DE, Druckhalter, Hauptkühlmittelpumpen, sowie Hauptrohrleitungen, Stutzen und Ventile des Primär- und Sekundärkreises einschließlich der direkt anschließenden Systeme. Details der Prüfbereiche und die anzuwendende Prüftechnik mit ihrer Registriergrenze sind in vielen Fällen von der Betreiberin zu definieren. In einigen Fällen werden auch alternative Prüftechniken (z. B. UT oder RT) vorgegeben.

Ergänzt werden diese Anforderungen durch die tabellarische Auflistung der Prüfbereiche und Prüfmethoden in Band III, Anhänge 3.1.I für die Komponenten der Klasse 1. Dieser Anhang enthält Listen für die verschiedenen Überprüfungen VC und VP einschließlich der vertieften Überprüfungen. Dabei wird auch nach Anlagen- und Komponententypen unterschieden, die jeweils mit einer Modellnummer bezeichnet werden. Dadurch ergeben sich teilweise unterschiedliche Prüfbereiche für die verschiedenen Modelle. Der Inhalt dieser Tabellen wird zwar in Band I als „Vorschlag“ deklariert, im folgenden Vergleich der Prüfprogramme wird dieser Inhalt jedoch gleichwertig mit den Anforderungen der anderen Regelwerke behandelt. Die Angaben für die Überprüfung vor Inbetriebnahme (VCI) nehmen nur Bezug auf den EPR als erste und bisher einzige Anlage, die nach RSE-M in Betrieb genommen wird.

3.5 Betriebserfahrung mit Defiziten bei Zerstörungsfreien Prüfungen

3.5.1 Deutsche Betriebserfahrung

Die deutsche Betriebserfahrung drückt sich im Wesentlichen in meldepflichtigen Ereignissen aus. Anhand vorgegebener Meldekriterien in der AtSMV /BMU 10/ melden die Anlagen Vorkommnisse an die Aufsichtsbehörde. Wenn ein Ereignis mit einer höheren

sicherheitstechnischen Bedeutung oder eine Häufung bestimmter Ereignisse auftritt, erstellt die GRS eine Weiterleitungsnachricht (WLN), in der sie Betreiber und Behörden informiert und Empfehlungen zur Vermeidung einer Wiederholung gibt.

Im Folgenden wird die deutsche Betriebserfahrung bezüglich zerstörungsfreier Prüfung nach einem allgemeinen Überblick über relevante WLN in bestimmte Kategorien eingeteilt und vertieft analysiert.

3.5.1.1 Weiterleitungsnachrichten

Im Folgenden werden ausgewählte WLN aus dem Zeitraum 2000 bis einschließlich 2021 zu Einzelereignissen an (druckführenden) Komponenten, bei denen Unzulänglichkeiten bei der WKP oder den eingesetzten ZfP-Verfahren festgestellt wurden, kurz vorgestellt. Im Anschluss erfolgt in eigenen Unterkapiteln eine Beschreibung bestimmter Themenfelder mit Häufungen von Ereignissen, zu denen teilweise auch mehrere WLN verfasst wurden. Insgesamt hat die GRS in dieser Zeit 179 WLN verfasst, von denen 49 im Zusammenhang mit Schädigungen an druckführenden Komponenten standen. 23 dieser 49 WLN thematisieren verschiedene Arten von Korrosionsschäden.

3.5.1.1.1 WLN aufgrund von chloridinduzierter TSpRK

Bei einer der Häufungen von Ereignissen, die zu mehreren WLN führte, handelt es sich um den Themenkomplex „chloridinduzierte, transkristalline Spannungsrisskorrosion an austenitischen Komponenten“. Dieser wurde bereits ausführlich in den WLN 2001/04, 2005/14 und 2008/03 und in /ELM 12a/ behandelt. Seit 2012 traten zwar noch vereinzelt Ereignisse mit vergleichbarem Schadenshergang auf, jedoch ergeben sich daraus keine neuen Erkenntnisse, die über den dort beschriebenen Kenntnisstand hinausgehen. Daher wurde auch keine weitere WLN zu diesem Thema verfasst.

Als Fazit bezüglich des Prüfkonzepts oder der zfP lässt sich feststellen, dass Schäden mit den Standardtechniken gezielt aufgefunden wurden, wenn die in Frage kommenden Bereiche identifiziert und anschließend überprüft wurden. Die Schädigungen traten allerdings in verschiedenen Systemen auf und das Prüfkonzept für wiederkehrende Prüfungen gewährleistete nicht, dass die betroffenen Bereiche auch identifiziert werden. Insbesondere sah das Prüfkonzept seinerzeit nicht die Prüfung von Grundwerkstoffbereichen austenitischer Komponenten auf Schäden durch TSpRK vor und enthielt auch keine Kriterien für die Identifizierung potenziell betroffener Bereiche. Als Konsequenz

wurden 2010 und 2012 entsprechende Ergänzungen und Kriterien in den einschlägigen Regeln KTA 3201.4 und KTA 3211.4 eingeführt.

3.5.1.1.2 WLN 2015/04 „Schaden an einer Entwässerungsleitung im Frischdampfsystem bei einer WKP während des Abfahrens der Anlage“

Während einer regulären wiederkehrenden Funktionsprüfung der Frischdampf-Armaturenstation kam es zu einer Dampfleckage. Die ferritische Entwässerungsleitung der Frischdampf-Abblaseleitung war kurz vor der Entwässerungsarmatur, die in dieser Leitung die Sekundärkreisabschlussarmatur darstellt, auf einer Länge von ca. 30 cm aufgerissen. Zerstörungsfreie Prüfungen an den korrespondierenden Entwässerungsleitungen in den anderen Redundanzen ergaben ebenfalls eine Wanddickenschwächung (WDS) der Rohrleitungen bis unterhalb der erforderlichen Mindestwanddicke.

Die Entwässerungsleitungen sind im Normalbetrieb der Anlage mit Wärmeabfuhr an die Hauptwärmesenke drucklos und werden, außer bei Anforderung der Abblasestation, einmal jährlich im Rahmen der WKP des Frischdampf-Abblaseabsperrventils mit Dampf bei Frischdampf-temperatur und einem Druck von ca. 80 bar beaufschlagt. Die betroffenen Entwässerungsleitungen einschließlich der Sekundärkreisabschlussarmaturen waren nicht Gegenstand von wiederkehrenden ZfP der Wanddicke in der betroffenen Anlage.

Der Schaden wird auf einen von der Rohrinne-seite ausgehenden, flächigen Korrosionsangriff zurückgeführt, der vermutlich durch einen in der Auslegung nicht berücksichtigten Kondensatanfall in der drucklosen Rohrleitung hervorgerufen wurde. Durch die vor der Entwässerungsarmatur nahezu horizontal verlegte Leitung und einen Versatz zwischen Ein- und Auslauföffnung der Armatur lief das Kondensat nicht vollständig ab. Dies führte zum Korrosionsangriff auf die Rohrleitung um die 6-Uhr-Position. In der daraufhin verfassten WLN empfiehlt die GRS derartige Kleinleitungen zu identifizieren und einschließlich angrenzender Armaturen auf WDS zu prüfen, deren Versagen von sicherheitstechnischer Bedeutung ist, in denen sich Medium ansammeln kann und die aus un- oder niedriglegierten Stählen sind sowie bei Druckbeaufschlagung systematisch versagen können. Bei Auffälligkeiten sollen die Leitungen ausgetauscht werden. Bei Austausch soll durch Optimierung der Konstruktion Kondensatanfall vermieden werden. Das WKP-Konzept soll entsprechend der neuen Erkenntnisse angepasst werden.

3.5.1.1.3 WLN 2004/04 „Befunde an nuklearen Zwischenkühlern“

An den neu installierten nuklearen Zwischenkühlern einer deutschen DWR-Anlage wurden Abweichungen vom Sollzustand und Befunde festgestellt. Bei der ersten planmäßigen wiederkehrenden Prüfung (WKP) eines der neuen Kühler wurden bei der Magnetpulverprüfung Oberflächenbefunde im Mantelblech und bei der Ultraschallprüfung einige registrierpflichtige Befunde in einer Rundnaht des Mantels vorgefunden. Die Befunde waren in der Herstellungsdocumentation nicht dokumentiert. Daraufhin wurden die übrigen Kühler einer Sonderprüfung unterzogen. Bei zwei weiteren Kühlern wurden Befunde in Schweißnähten und Abweichungen von der vorgesehenen Ausführung festgestellt.

Die Befunde wurden mit dem im Rahmen der WKP eingesetzten und spezifizierten 45°-Ultraschall-Prüfkopf in einem Kühler entdeckt. Im Zuge der Fertigung wurde mit einem 70°-Ultraschall-Prüfkopf geprüft. Damit erfolgte keine optimale Erfassung von Echoanzeigen im Krümmungsbereich. Dies bedeutet, dass zwar im Wesentlichen eine regelwerkskonforme Prüfung erfolgte, jedoch in Krümmungsrichtung eine geringe Überschreitung des zulässigen Auftreffwinkels auf der Innenoberfläche vorlag.

Die Ursachen für die Qualitätsmängel an den Kühlern konnten nicht in allen Einzelheiten nachvollzogen werden. Auf der Basis der damals vorliegenden Unterlagen trugen nach Einschätzung der GRS im Wesentlichen folgende menschliche Fehler durch die an der Herstellung und Prüfung beteiligten Institutionen bei:

- Bei der Herstellung wurde von den Vorprüfunterlagen und Spezifikationen abgewichen. Die Fertigungsfolge wurde geändert. Es fehlte die konsequente Durchführung einiger Fertigungs- und Prüfschritte.
- Im Rahmen der Fertigungsüberwachung und der Bauprüfung wurden die Mängel nicht bemerkt oder nicht ausreichend dokumentiert. Daher konnten diese Mängel auch bei der Eingangskontrolle im Kraftwerk (Dokumentationskontrolle, Sichtprüfung) nicht bemerkt werden. Die Herstellungsmängel waren von außen nicht sichtbar.

An allen vier nuklearen Zwischenkühlern wurden die vorgesehenen Ultraschallprüfungen komplett wieder- bzw. nachgeholt. Weiterhin wurde eine Nachbewertung für andere sicherheitsrelevante Komponenten, die neu eingebaut wurden und für die noch kein Ergebnis einer WKP vorliegt, durchgeführt.

3.5.1.1.4 WLN 2012/04A „Bruch von Niederhaltefedern an Westinghouse-Brennelementen“

Im Jahr 2017 wurde in einer deutschen DWR-Anlage bei routinemäßigen BE-Inspektionen während des BE-Wechsels eine gebrochene Niederhaltefeder von insgesamt acht Federn in einem BE aus dem Werkstoff Alloy X-750 festgestellt. Prüfungen an allen für den Wiedereinsatz vorgesehenen BE desselben Herstellers ergaben an zwei weiteren BE jeweils eine gebrochene Niederhaltefeder. Die Befunde begrenzten sich auf BE derselben Nachlieferung. Bei den betroffenen BE war jeweils nur die äußere der beiden konzentrischen Federn gebrochen. Sämtliche äußere Federn der betroffenen Nachlieferung wurden im Zeitraum 2011 – 2012 aus derselben Drahtcharge gefertigt. Die kleineren, inneren Federn waren befundfrei.

Aufgrund der Befunde wurden in einer anderen DWR-Anlage Sonderinspektionen an insgesamt 31 BE desselben Herstellers durchgeführt. Hierbei wurde bei drei BE jeweils eine gebrochene äußere Niederhaltefeder gefunden. Die Befunde begrenzten sich auf BE einer bestimmten, in der ersten Anlage auffällig gewordenen Federdrahtcharge.

Ursächlich für die Federbrüche war SpRK ausgehend von Ungängen in Form von Oberflächenrissen und Riefen aus der Fertigung über einen eingegrenzten Zeitraum (2011 – 2012). Gemäß BE-Hersteller war die Drahtherstellung vor der Fertigung der auffälligen Charge modifiziert worden. Der modifizierte Herstellungsprozess wurde nur im Zeitraum 2011 – 2012 praktiziert und nach Feststellung der Qualitätsmängel erneut modifiziert, um das Ausmaß der herstellungsbedingten Ungängen zu reduzieren. Aufgrund einer nicht ausreichenden Reinigung der Federn vor der Farbeindringprüfung waren diese nicht entdeckt worden.

3.5.1.2 Prüfungen an Dampferzeuger-Heizrohren

Die Dampferzeuger-Heizrohre (DE-HR) in DWR-Anlagen stellen die Grenze zwischen Primär- und Sekundärkreislauf dar. Demzufolge ist ihre Integrität als Bestandteil der DFU von hoher Bedeutung. Aus diesem Grund werden an ihnen regelmäßig ZfP durchgeführt. Aufgrund der hohen Anzahl (> 16.000) ist eine Routineprüfung aller DE-HR nicht zweckmäßig. Üblicherweise wird daher in regelmäßigen Intervallen (vgl. auch Anhang C) eine repräsentative Stichprobe geprüft. Standardmäßig kommen Wirbelstrom-Prüfverfahren (s. Abschnitt 3.1.4) zum Einsatz. Prüfungen mittels Ultraschall sind möglich, aber aufwändiger und werden daher in der Praxis nur selten eingesetzt.

Ursprünglich wurden die DE-HR nur mit einer Innendurchlaufspule (Bobbin-coil) geprüft. Die Innendurchlaufsonde liefert integrale Messwerte über dem Umfang. Mit Hilfe der Phasenlage kann bei vorheriger Kalibrierung an Testkörpern die Fehlertiefe bestimmt werden. Somit können axiale Fehler und Risse gut detektiert werden, was auch aufgrund der Betriebserfahrung (SpRK an Alloy 600 in westlichen DWR) als die zentrale Aufgabe angesehen wurde. Kleinere Fehler im Bereich von Störstellen können nicht nachgewiesen werden. In den 2000er Jahren traten in mehreren deutschen DWR-Anlagen Anzeigen im Bereich des Rohrbodens sowohl in axialer als auch in Umfangsorientierung auf, die mit der Innendurchlaufspule nicht oder nur schwer erkannt werden konnten. In diesem Zusammenhang erstellte die GRS zwei Weiterleitungsnachrichten (WLN 2005/07 und WLN 2008/04).

Eine Weiterentwicklung war die X-Probe-Sonde, die die Innendurchlaufspule mit einer Array-Sonde kombiniert. Mit der Arraysonde können sowohl axiale als auch in Umfangsrichtung orientierte lineare Fehler in allen Bereichen gefunden werden. In den folgenden Jahren wurde daher die Wirbelstromprüfung mittels X-Probe im Rohrbodenbereich bis zum ersten Abstandhalter zusätzlich zur bisherigen Wirbelstromprüfung mit der Innendurchlaufsonde über die gesamte Rohrlänge Standard. Die Prüfung des Rohrbodenbereichs wurde daher auch mit der Neufassung der KTA 3201.4 im Jahr 2010 in die Regel integriert. Zudem wurde der regelmäßige Stichprobenumfang auf 20 % erhöht.

Im Jahr 2019 fand man jedoch basierend auf Ereignissen aus den Jahren 2017 – 2019 (vgl. Abschnitt 2.6.1.1) heraus, dass im Bereich der sekundärseitigen Spalte zwischen Heizrohr und Rohrboden Anzeigen mit der X-Probe-Sonde nicht immer zuverlässig gefunden und insbesondere nicht oder nur schwer vermessen werden können, wenn sich die Spalte mit Korrosionsprodukten gefüllt haben, was im Laufe des Betriebes nicht ungewöhnlich ist. Mit der X-Probe-Sonde können zwar zuverlässig Veränderungen in der Spaltgeometrie (also i. W. Spaltvertiefungen) erkannt werden. Die Korrosionsprodukte verursachen jedoch große Störsignale im X-Probe-Signal, sodass im gleichen Bereich liegende Anzeigen im DE-HR ganz oder teilweise überdeckt werden. Derartige Anzeigen können zuverlässig nur mit einer Wirbelstrom-Rotiersonde (oder mit Ultraschall) gefunden und vermessen werden. Die Rotiersonde ist jedoch im Vergleich zu den anderen Wirbelstromsonden deutlich langsamer, weswegen eine Routine-Prüfung damit nicht zweckmäßig ist. Üblicherweise wird seitdem das seit ca. 2010 etablierte Verfahren weiter fortgeführt, bei entsprechenden Auffälligkeiten im X-Probe-Signal mit einer Rotiersonde

nochmal nachzumessen. Dieser Themenkomplex führte zur WLN 2018/06 sowie zu deren Ergänzung 2018/06A, wobei sich insbesondere Letztere ausgiebig mit der ZfP-Thematik auseinandersetzt. Zudem wurde dazu auch eine RSK-Empfehlung veröffentlicht /RSK 19a/.

In den Folgejahren wurde die Auswertemethodik der X-Probe-Signale weiter verfeinert, sodass auch Fehler, insbesondere auch rissartige Fehler von relevanter Größe im Bereich der Einwalzung erkannt werden. Dies vermindert die Anzahl Rohrpositionen, die mit der Rotiersonde nachgemessen werden müssen.

3.5.1.3 Ereignisse im Nebenkühlwassersystem

Mitte der 2000er Jahre trat eine Häufung an Ereignissen aufgrund verschiedener Arten von Korrosion im gesicherten Nebenkühlwassersystem auf. Die GRS verfasste deshalb zwei Weiterleitungsnachrichten, WLN 2005/06 /WLN 05/ und WLN 2007/02 /WLN 07/. WLN 2005/06 behandelt vor allem den Schädigungsmechanismus mikrobiell-induzierte Korrosion (MIK), während in WLN 2007/02 allgemein Leckagen in Nebenkühlwassersystemen aufgrund von Muldenkorrosion, teilweise in Zusammenhang mit beschädigter Innenbeschichtung, thematisiert werden. In beiden WLN wird empfohlen, ein Prüf- bzw. Überwachungskonzept für WKP der betreffenden Rohrleitungsbereiche zu entwickeln. Vorhandene Konzepte sollten den neuen Erkenntnissen angepasst werden. Die Prüfumfänge, die Prüfintervalle und -verfahren sollen anlagenspezifisch festgelegt werden. Bei Schädigungen an den Rohrleitungen bzw. an den Beschichtungen der inneren Rohroberfläche sollten diese hinsichtlich ihres Trag- und Korrosionsverhaltens bewertet werden. Es wird zudem empfohlen, die betroffenen Komponenten durch geeignete Maßnahmen wieder in den spezifizierten Zustand zu bringen.

Die im Rahmen der Ursachenanalyse zu den Ereignissen abgeleiteten Erkenntnisse mündeten außerdem in einer Erweiterung des Anwendungsbereichs der KTA 3211.4 auf Seewasser- und flusswasserbeaufschlagte Komponenten /ELM 12b/.

In der Folge wurden in vielen Anlagen umfangreiche Prüf- und Sanierungskonzepte erarbeitet. Diese führten neben Sonderprüfprogrammen u. a. zu teils erheblichen Austauschmaßnahmen bereits geschädigter Rohrleitungsabschnitte. In den Folgejahren traten immer wieder vergleichbare Ereignisse auf, jedoch mit im Laufe der Zeit

abnehmender Anzahl. Dabei ergaben sich keine neuen Erkenntnisse, die eine Ergänzung der jeweiligen WLN erforderlich gemacht hätten. Daraus lässt sich schließen, dass die ergriffenen Maßnahmen geeignet sind, um dem Auftreten dieser Ereignisse in den meisten Fällen entgegenzuwirken.

3.5.1.4 Schäden an BE-Zentrierstiften (BEZ) WLN 2014/01

In der Revision 2012 wurde von der betroffenen DWR-Anlage der Bruch von zwei BEZ gemeldet. In der Revision 2013 wurden vier weitere gebrochene BEZ gefunden. Die direkt unterhalb der Gitterplatte abgebrochenen BEZ wurden in den Köpfen der zugehörigen BE gesichtet. Im Rahmen einer visuellen Inspektion beim Entladen des Reaktorkerns wurde des Weiteren ein fehlender BEZ im unteren Kerngerüst festgestellt. Diese gebrochenen BEZ gehörten zur Erstausrüstung der Anlage und waren aus der Nickellegierung Alloy X-750 gefertigt. Die fraktographischen Untersuchungen von drei gebrochenen BEZ zeigten typische Merkmale von ISpRK.

Nachdem während der Revision 2012 zwei gebrochene BEZ gefunden worden waren, wurde eine Ultraschallprüfung für alle BEZ in der Revision 2013 eingeplant. Die zerstörungsfreien Volumenprüfungen wurden anhand einer Prüfspezifikation des Herstellers durchgeführt.

Nachdem die durchgeführte Ultraschallprüfung eine Vielzahl von Befunden ergab, wurden alle befundbehafteten BEZ gegen neue aus dem kaltverfestigten austenitischen Stahl 1.4571 ausgetauscht. Zur Verifizierung der Befunde wurden insgesamt 50 BEZ-Hülsen, die beim Ausbohren der befundbehafteten BEZ aus Alloy X-750 anfielen, im Labor untersucht. Dabei konnten die Ultraschallbefunde nicht bestätigt werden. Wie sich herausstellte, entsprachen die zuvor bei der Kalibrierung benutzten und neu hergestellten Justierstifte in ihrer konstruktiven Ausführung und ihrem Werkstoffgefüge nicht den ursprünglich eingesetzten BEZ. Dies hatte die Fehlinterpretation des Bundkanten-Formechos als Fehleranzeigen zur Folge.

Es wurde eine revidierte Prüfspezifikation erstellt und damit eine Neubewertung der Ultraschallprüfung vorgenommen. Daraus ergaben sich nur für zwölf BEZ aus Alloy X-750 Anzeigen oberhalb der Registrier- und Bewertungsgrenze. Die Anzeigen und Befunde aus der ersten Auswertung an den BEZ aus 1.4571 wurden bestätigt.

3.5.2 Internationale Betriebserfahrung

3.5.2.1 Quellen für Betriebserfahrung

3.5.2.1.1 International Reporting System (IRS)

Ziel der Meldungen im IRS der IAEO ist es, Betriebserfahrung auszutauschen, um die Sicherheit in KKW zu erhöhen und Unfälle zu verhindern. Die im IRS gemeldeten Ereignisse, Betriebs- und Konstruktionserfahrungen sollen dabei für die internationale Gemeinschaft von sicherheitstechnischer Relevanz in Bezug auf die Ursachen und die gewonnenen Erkenntnisse sein /IAEA 10b/. Das IRS ist ein zugangsbeschränktes System, auf das nur autorisierte Personen Zugriff haben. Die Anlagennamen und Titel werden daher hier nicht wiedergegeben. Ausnahmen stellen Ereignisse dar, die an anderer Stelle veröffentlicht wurden. Ausgewertet wurden die IRS-Meldungen ab 2000 bis einschließlich 2021. IRS-Meldungen zu deutschen Ereignissen werden hier nicht weiter behandelt.

Vergleichbar mit der deutschen Betriebserfahrung gibt es auch im IRS-System zahlreiche Meldungen, in denen ein unzureichender Prüfumfang oder zu lange gewählte Prüfintervalle als beitragende Ursache genannt wird. In vielen Fällen jedoch werden in diesem Zusammenhang nur wenige Details genannt, sodass derartige Meldungen hier nicht weiter vertieft werden können.

Weitere Ursachen waren in einigen Meldungen nicht durchgeführte oder nicht mehr vorhandene Aufzeichnungen zu ZfP während der Fertigung, die eine anschließende Ursachenanalyse erschwerten.

Mehrfach werden auch Mängel bei der Prüfdurchführung berichtet, wie beispielsweise das Nicht-Abisolieren von Leitungen vor einer Sichtprüfung, sodass es unerkannt zu erheblicher Korrosion kommen konnte.

Im Folgenden werden einige Ereignisse mit höherer Relevanz, bei denen Auffälligkeiten in Bezug auf ZfP festgestellt wurden, vertieft behandelt.

3.5.2.1.2 CODAP-Datenbank

Das OECD/NEA CODAP-Programm (Component Operational Experience, Degradation & Ageing Programme) stellt die Fortführung des OPDE-Projekts (OECD/NEA Pipe Failure Data Exchange Project, 2002 – 2011) und des SCAP-Projekts (OECD/NEA SCC and Cable Ageing Project, 2006 – 2010) dar. An diesem Projekt nimmt jeweils ein Repräsentant aus den Ländern Kanada, Taiwan, Tschechische Republik, Finnland, Frankreich, Deutschland, Südkorea, Japan, Niederlande, Slowakei, Spanien, Schweiz, USA und den Vereinigten Arabischen Emirate teil. Wesentliches Ziel des CODAP-Programms ist es, relevante Informationen zur Betriebserfahrung auszutauschen und Daten zu Schäden an druckführenden Komponenten und Druckbehälter-Einbauten von KKW zu sammeln und auszuwerten.

3.5.2.2 Nicht geeignete Oberflächenbehandlung vor der Prüfung

Zwei finnische IRS-Meldungen behandeln Fälle, bei denen Bauteile vor der Farbeindringprüfung einer Strahlreinigung unterzogen worden waren, woraufhin Fehler nicht direkt erkannt wurden. Durch eine solche Oberflächenbehandlung wird die Oberfläche deformiert und es können beispielsweise Risse oder Gießfehler oberflächlich verschlossen („zugeschmiert“) werden, sodass kein Farbeindringmittel in die Defekte gelangt. In beiden Fällen wurden die Defekte bei erneuten Prüfungen nach dem Beizen erkannt, durch welches sie wieder geöffnet wurden (IRS 8916, 8927).

3.5.2.3 Erosionskorrosion

Eine Gruppe von IRS-Meldungen behandelt das Thema „Erosionskorrosion im Sekundärkreislauf von DWR“ und dem darauf aufbauenden Prüfkonzept. Hier kommen oftmals Berechnungsmodelle zum Einsatz, anhand derer die repräsentativen Stellen, an denen Prüfungen durchgeführt werden, ausgewählt werden. Schäden traten dann auf, wenn die anhand der Modellberechnung ausgewählten Prüforte eben nicht die repräsentativen bzw. die mit der größten Erosionskorrosionsrate waren oder wenn die tatsächliche Korrosionsrate größer war als berechnet. Zugrundeliegend waren in diesen Fällen meist ungenaue Eingangsdaten der Modellberechnung wie beispielsweise geometrische Abweichungen von den Fertigungsplänen, Unterschiede in den verbauten Werkstoffen zur Werkstoffliste oder nicht in die Modellberechnung einbezogene Kleinleitungen (an denen dann die Schäden auftraten). Weiterhin wird als Ursache häufig benannt, dass Anla-

genänderungen, Umbaumaßnahmen oder Änderungen in der Betriebsweise (z. B. Leistungserhöhungen) nicht oder nicht adäquat berücksichtigt wurden. Mängel in der Konstruktion (z. B. bei Ventilen) bzw. in der Auslegung führten ebenfalls zu Schäden, stehen aber nicht im Zusammenhang mit Mängeln bzgl. ZfP.

Bereits in den 1980er Jahren wurde das Thema Erosion(skorrosion) intensiv diskutiert und es wurde eine Reihe von IRS-Meldungen erstellt (z. B. IRS 810, IRS 895, IRS 896, IRS 1039, IRS 1057). Im Jahr 1987 gab das EPRI Kriterien zur Prüfung heraus, wobei sich noch im gleichen Jahr herausstellte, dass weitere Bereiche in den Prüfumfang einbezogen werden müssen. Im Nachgang des Ereignisses in der Anlage Surry, bei dem eine Speisewasserleitung brach, veröffentlichte die NRC u. a. das Bulletin 87-01 „Thinning of Pipe Walls in Nuclear Power Plants“ /NRC 87/ und die Betreiber in den USA führten ein Überwachungsprogramm zur Bestimmung der Wanddicken von Rohrleitungen des Sekundärkreises ein. Die GRS erstellte dazu WLN 1987/03 und WLN 1987/03A (s. auch Abschnitt 2.6.3.2).

Derartige IRS-Meldungen, CODAP-Einträge und Berichte aus anderen Quellen stammen auch noch aus der jüngeren Vergangenheit, d. h. das Thema bleibt aktuell, wie ein aktueller Fall aus einer belgischen DWR-Anlage zeigt /CHE 22/. Gegenstand aktueller Forschungen bzw. Untersuchungen sind die Auswirkungen vermehrten Lastfolgebetriebes auf die Erosionskorrosion im Sekundärkreis von DWR und die daraus resultierenden notwendigen Änderungen am WKP-Programm /DEL 22/, /ZAN 22/.

3.5.2.3.1 Speisewasserleitung in einer japanischen Anlage

In einer japanischen DWR-Anlage ereignete sich im Jahr 2004 während des Volllastbetriebs ein Bruch einer Hauptkondensatleitung im Maschinenhaus. Der Bruch lag zwischen der Niederdruckvorwärmstrecke und einer Entgasungseinrichtung unmittelbar hinter einer Rohraufhängung im Anschluss an eine Messblende. Die Bruchstelle war durch zwei in einigem Abstand voneinander in Umfangsrichtung verlaufende Brüche gekennzeichnet. Der Austritt von heißem Dampf ins Maschinenhaus hatte zur Folge, dass elf in unmittelbarer Nähe beschäftigte Personen Verbrühungen erlitten, vier Beschäftigte starben durch die schweren Verbrühungen.

Die Ursache für den Bruch der Kondensatleitung war Erosionskorrosion. Hinter der Messblende war es durch Wirbelbildung zum Werkstoffabtrag gekommen, mit der Folge

einer starken Wandschwächung. Nachdem die verbliebene Wand keine ausreichende Sicherheit gegen Bersten mehr bot, kam es zum katastrophalen Versagen der Leitung.

In der betroffenen Anlage existierten seit über zehn Jahren übergeordnete Kriterien, nach denen zur Vermeidung von Erosionskorrosion zu verfahren ist. Im vorliegenden Fall waren die Kriterien zutreffend. Es wurde jedoch unterlassen, diesen Bereich in die Prüflisten aufzunehmen. Aus Anlass des Ereignisses wurde in Überprüfungen festgestellt, dass 14 weitere Bereiche nicht in den Prüflisten aufgeführt waren, obwohl sie anhand der vorliegenden Kriterien aufgenommen werden mussten. Im Zuge der durchgeführten Sonderprüfungen war es erforderlich, drei Bereiche auszutauschen. (IRS 7772)

3.5.2.4 Wasserstoff-Flockenrisse in den RDB von Doel-3 und Tihange-2

Mit der IRS-Meldung 8244 informierte die belgische Aufsichtsbehörde erstmalig über die Befunde. In der Folge wurden von Betreiber, Aufsichtsbehörde und weiteren beteiligten Einrichtungen zahlreiche Dokumente veröffentlicht, die verschiedene Aspekte behandelten. Die folgende Zusammenfassung beschränkt sich dabei auf die ZfP-Aspekte und ist i. W. /RSK 18/ entnommen.

Im Juni 2012 wurden die beiden kernnahen Schmiederinge des RDB der belgischen Anlage Doel-3 im Rahmen einer neu eingeführten Ultraschall-Prüfung untersucht. Diese Prüfung war in Frankreich entwickelt und eingeführt worden, um mögliche Unterplattierungsrisse zu detektieren. Hinweise auf Unterplattierungsrisse wurden in Doel-3 nicht festgestellt, jedoch eine große Anzahl anderer Anzeigen. Dies wurde 2012 mit der Prüftechnik, die sonst für die Prüfung der Schweißnähte eingesetzt wird, bestätigt. Die Anzeigen wurden auf wasserstoffinduzierte Risse („Wasserstoff-Flockenrisse“) zurückgeführt, die bei der Herstellung entstanden seien. Zur Phänomenologie der Wasserstoff-Flockenrisse und einer vertieften Betrachtung des Falles aus dieser Sicht sei auf /FAU 20/ verwiesen. Noch im selben Jahr wurden auch in der belgischen Anlage Tihange-2 in den beiden kernnahen Schmiederingen des RDB vergleichbare Anzeigen gefunden – wenn auch in geringerer Anzahl.

Weitere, optimierte Ultraschallprüfungen wurden im Jahr 2014 mit Senkrecht- (0°) und 45°-Einschallung, Fokussierungen auf verschiedene Tiefenbereiche und einem zusätzlichen Prüfkopf mit Einschallung unter 15° durchgeführt. Die Registrierschwelle für die

0°-Einschallung wurde abgesenkt, um auch kleinere Anzeigen zu erfassen, eine konservative Bestimmung der Größe sicher zu stellen und auch Risse mit Abweichungen von bis zu 16° von der oberflächenparallelen Orientierung detektieren zu können. Mit der Einschallung unter 15° sollten auch Risse mit noch größeren Winkeln detektiert werden. Die Einschallung unter 45° aus vier orthogonalen Richtungen diente der Erkennung radialer Brücken zwischen Rissen in verschiedenen Tiefen. Es gab weder Anzeichen für Risse mit Winkeln > 16° noch für radiale Brücken.

Die Ultraschall-Prüfungen wurden an einem Werkstoffblock mit Wasserstoff-Flockenrisse qualifiziert. Dabei handelt es sich um einen wegen nachgewiesener Wasserstoff-Flockenrisse verworfenen Schmiedering für einen Dampferzeuger aus französischer Produktion, der für diese Qualifizierung nachträglich plattiert wurde. Für die Qualifizierung wurden Geometrie, Lage und Orientierung von etwa 100 Ultraschall-Befunden zerstörend überprüft. Die gezielte Untersuchung von vier teilweise abgedeckten Rissen ergab, dass auch diese durch die 0°-Prüfköpfe detektiert und ihre Größe korrekt bestimmt wurden.

Nach den Prüfungen im Jahr 2014 wurden im unteren Ring von Doel-3 über 10.000 Anzeigen gezählt, im oberen Ring von Tihange-2 über 3.000, bei mittleren Ausdehnungen von etwa 15 mm. Aufgrund der gegenüber den vorhergehenden Prüfungen 2012 abgesenkten Registrierschwelle und geänderten Prüftechniken hatte sich sowohl die Anzahl der registrierpflichtigen Anzeigen deutlich erhöht als auch deren Ausdehnung erweitert. Dadurch waren nach den gültigen Regeln einige jetzt noch enger benachbarte Anzeigen zu deutlich größeren Befunden zusammenzufassen, was zu einer maximalen Ausdehnung eines Befundes von etwa 180 mm führte. Die detaillierte Auswertung beider Prüfergebnisse durch die belgische Seite führte dennoch zu der Aussage, dass kein Wachstum festgestellt wurde. Beide Anlagen waren zwischenzeitlich zehn Monate im Betrieb.

Entsprechend einer Auflage von FANC wurden nach einem weiteren Jahr Betrieb im Jahr 2017 in beiden Anlagen erneut Prüfungen durchgeführt. Bei diesen Prüfungen wurden keine Hinweise auf ein Wachstum bestehender oder die Entstehung neuer Risse festgestellt. Nach Überzeugung fast aller Fachleute wurden die Risse schon bei der Herstellung gebildet und sind seitdem nicht mehr gewachsen. Vielmehr hätten sie schon bei der Abnahmeprüfung der Schmiederinge mit der schon seinerzeit üblichen Prüftechnik erkannt werden können, denn diese Prüftechnik mit 0°-Einschallung in radialer Richtung ist grundsätzlich geeignet, diesen Fehlertyp aufzufinden /DUG 12/.

Bei WKP werden üblicherweise nur die Schweißnähte geprüft, nicht jedoch die Grundwerkstoffbereiche, sofern diese keine technisch relevanten Fehler enthalten, die bei der Herstellung erkannt aber toleriert worden sind. Die Fehlerfreiheit bzw. die Erkennung von eventuell vorhandenen Fehlern ist durch die qualifizierte Herstellung und die Abnahmeprüfungen sicherzustellen. Diese Vorgehensweise geht davon aus, dass es keinen Schädigungsmechanismus gibt, der zur Entstehung von Fehlern im Volumen des Grundwerkstoffs während des Betriebes führen kann. Im Falle der RDB der beiden betroffenen belgischen Anlagen lag daher anscheinend eine Lücke bei der Abnahmeprüfung vor.

Aus diesem und weiteren Ereignissen mit herstellungsbedingten Fehlern in RDB, die bei der Abnahmeprüfung nicht erkannt worden waren¹⁷, leitete die ENSREG im Rahmen des Topical Peer Review die Empfehlung ab, auch in allen anderen Anlagen mindestens einmalig umfangreiche Prüfungen des Grundwerkstoffs der RDB durchzuführen /EUR 18/. Für die deutschen Anlagen kommt die RSK jedoch zu dem Schluss, dass aufgrund der sehr umfangreichen Prüfungen im Rahmen der Herstellung und der unabhängigen Überwachung durch Sachverständige keine zusätzlichen Prüfungen notwendig sind /RSK 19b/.

3.5.2.5 Unregelmäßigkeiten bei Schweißnahtprüfungen in tschechischen Anlagen

Ausgelöst durch eine Leckage am Notspeisestutzen eines Dampferzeugers einer tschechischen Anlage aufgrund fortschreitender Korrosion wurde festgestellt, dass vorhergehende Durchstrahlungsprüfungen unvollständig durchgeführt worden waren. Daraufhin ausgelöste Untersuchungen bei der seit dem Jahr 2000 mit der Durchführung der Durchstrahlungsprüfungen in tschechischen Kernkraftwerken beauftragten externen Firma zeigten, dass diese bei ihren Prüfungen die Qualitätsanforderungen an die Prüfungen systematisch nicht erfüllt hatte. Als Ergebnis dieser Untersuchungen wurden die seit dem Jahr 2000 durchgeführten Prüfungen als nicht belastbar bewertet, weil nur aus zwei statt der geforderten drei Richtungen durchstrahlt worden war oder dreimal aus einer Richtung. Weiterhin waren undeutliche Aufnahmen akzeptiert worden. Es waren Schweißnähte als befundfrei erklärt worden, obwohl Defekte erkennbar waren. In Einzelfällen

¹⁷ Dabei handelt es sich um die Unterplattierungsrisse in den RDB von französischen Anlagen, die Anlass für die oben genannten Prüfungen in den französischen und belgischen Anlagen waren, sowie Einschlüsse in einer schweizerischen Anlage, die im Rahmen der von der WENRA empfohlenen Überprüfungen aufgefunden wurden und die als Aluminiumoxid-Einschlüsse interpretiert werden.

konnten keine Bilder in der Dokumentation zur Prüfung gefunden werden. In einem Kraftwerk wurden bei über 80 % der 20.000 untersuchten Prüfungen Abweichungen festgestellt. In einem anderen Kraftwerk waren aus dem Zeitraum 2000 bis 2010 fast 1.300 Durchstrahlungsaufnahmen nicht in der Dokumentation vorhanden. Von den dort insgesamt etwa 8.500 überprüften Schweißnähten waren nur bei etwa 35 % der Nähte die durchgeführten Durchstrahlungsprüfungen ordnungsgemäß durchgeführt und dokumentiert worden.

Bei den Untersuchungen der Ursachen für diese systematische Nichtbeachtung der Prüfvorschriften wurde festgestellt, dass sich bei den mit der Durchführung und Qualitätssicherung (QS) beauftragten Firmen und Personen eine Kultur der „Normalisierung der Abweichung“ entwickelt hatte. Als ein beitragender Faktor wurde identifiziert, dass der Betreiber die Durchführung einer hohen Anzahl von Prüfungen in einer kurzen Zeit gefordert hatte. Die Durchführung der Prüfungen erfolgte durch einige Dutzend Mitarbeiter eines Unterauftragnehmers der vom Betreiber beauftragten Firma. Die interne QS des Unterauftragnehmers erkannte die Defizite nicht. Die vom Betreiber beauftragte Firma kam ihrer Aufgabe nicht nach, die QS beim Unterauftragnehmer zu überwachen und hatte sich nur auf die QS des Unterauftragnehmers verlassen. Der Betreiber selbst hatte in seinen für die Beschaffung von Leistungen zuständigen Abteilungen zu wenig Personal und Expertise, um die korrekte Durchführung der notwendigen QS-Schritte zu prüfen. Die Sachverständigen der Aufsichtsbehörde überprüfen stichprobenartig in der Regel nur Durchstrahlungsaufnahmen von sicherheitstechnisch wichtigen Leitungen mit einem Durchmesser größer 70 mm, während die Abweichungen fast alle bei Leitungen mit Durchmessern kleiner 60°mm festgestellt wurden. Auf interne Hinweise auf den eingetretenen Personalmangel wurde seitens der Konzernleitung nicht eingegangen, da es keine detaillierten Vorgaben gab, in welchem Umfang eine Überprüfung der von Fremdfirmen durchgeführten Schweißnahtprüfungen stattfinden muss und sich die Konzernleitung des Risikos nicht bewusst war, welches mit nicht ordnungsgemäß durchgeführten Prüfungen verbunden ist. Der Verlust der Durchstrahlungsaufnahmen aus zahlreichen Prüfungen wird darauf zurückgeführt, dass es bis 2011 keine klaren Vorgaben zur Archivierung gab. Bis dahin wurde nur eine Archivierung der Prüfprotokolle und -berichte gefordert.

Als Abhilfemaßnahmen wurden die bei den Nachbewertungen der Schweißnahtprüfungen festgestellten Abweichungen beseitigt, das Personal für die Durchführung der Prüfungen in die vom Betreiber beauftragte Firma integriert und die Prozeduren für Audits

bei Auftragnehmern geändert. Änderungen in den Betreiberabteilungen, die für Überprüfungen zuständig sind, wurden derart durchgeführt, dass solche Überprüfungen abdeckend sind. Das Risikomanagementsystem wurde ergänzt, um zu verhindern, dass das Konzernmanagement das Risiko nicht erkennt, das damit verbunden ist, wenn interne für Prüfungen und Überwachungen zuständige Abteilungen ihre Aufgaben nicht erfüllen können. Außerdem wurde eine explizite Anforderung an die Archivierungspflicht für Durchstrahlungsaufnahmen in die relevanten Prozeduren aufgenommen. (IRS 8637)

3.5.2.6 Großflächige Korrosion im Nebenkühlwassersystem

Bei Inspektionen, die vom Betreiber einer britischen AGR-Doppelblockanlage infolge einer aufsichtlichen Forderung durchgeführt wurden, wurde festgestellt, dass erdbebenfeste Halterungen, Rohrleitungen und Behälter in mehreren Systemen mit sicherheitstechnisch wichtigen Funktionen so stark korrodiert waren, dass der Zustand der betroffenen Komponenten nicht mehr den Mindestanforderungen entsprach. So wäre im Erdbebenfall die Dampferzeugerbespeisung eines Blockes nur noch mit der Mindestzahl an Redundanzen möglich gewesen. Diese Befunde waren bereits während des vorherigen Leistungsbetriebs vorhanden. Aufgrund des Umfangs der aufgetretenen Korrosion, der Beeinträchtigung der gestaffelten Sicherheitseinrichtungen und der Systematik wurde das Ereignis nach INES-2 eingestuft.

Die Ursache der Schäden waren Korrosionsangriffe von außen an schlecht zugänglichen Rohrleitungen und Komponenten. Diese wurden durch mangelhafte Überwachung und nicht durchgeführte Prüfungen nicht rechtzeitig entdeckt.

Während der Reaktorstillstände beider Blöcke wurden die betroffenen Komponenten saniert. Die Nachbesserungsarbeiten erforderten den Austausch von mehr als 300 m Rohrleitungen, die mit Reaktorkühlsystemen verbunden waren, sowie den Austausch zahlreicher erdbebenfester Halterungen und die Sanierung von Kohlendioxid-Speichertanks. Der Betreiber initiierte zudem ein Programm zum Alterungsmanagement für schlecht zugängliche Rohrleitungen in allen Anlagen, das Inspektionen und Instandhaltungsmaßnahmen an diesen Rohrleitungen umfasst. (IRS 8821)

3.6 Schlussfolgerungen zu WKP

Die in Kernkraftwerken zum Einsatz kommenden Prüftechniken sind grundsätzlich geeignet, Risse und Wanddickenschwächungen zu erkennen, auch wenn es im Einzelfall besondere Herausforderungen geben kann. Ein Schaden kann aber nur dann rechtzeitig entdeckt werden, wenn die betroffene Stelle im Prüfumfang enthalten ist. Die Betriebserfahrung zeigt, dass es in Bezug auf beide Aspekte Defizite geben kann. Wichtig ist in jedem Fall, dass das WKP-Konzept in den Anlagen in Bezug auf Änderungen in der Anlage (z. B. Nachrüstungen/Umbauten, Leistungserhöhung) und neuere Erkenntnisse aus Betriebserfahrung und Forschung aktuell gehalten wird, um weiterhin an den „richtigen“ Stellen zu prüfen bzw. das Prüfprogramm ggf. zu erweitern. Eine Anpassung des WKP-Konzeptes bzw. eine Auswahl repräsentativer Prüfstellen basierend auf Forschungsergebnissen und der Betriebserfahrung ist grundsätzlich eine zielführende Vorgehensweise. Bei zu starker Reduzierung der Prüfstellen besteht jedoch die Gefahr, dass eventuell auftretende neue, bislang unbekannte und daher nicht berücksichtigte Schädigungsmechanismen zu spät oder gar nicht erkannt werden.

Die ZfP-Techniken werden stetig weiterentwickelt und verfeinert. Dadurch werden häufig genauere Aussagen über die Fehlercharakteristik möglich. Außerdem können möglicherweise Fehler entdeckt werden, die zuvor nicht entdeckt werden konnten, oder früher nur schwer oder gar nicht prüfbare Bereiche erfasst werden. Dies ermöglicht eine bessere Charakterisierung des aktuellen Zustandes der Komponenten und somit eine genauere Integritätsbewertung. Oft geht mit einer gewissen Verzögerung mit der technischen Entwicklung auch eine Weiterentwicklung des Regelwerks einher.

In verschiedenen Ländern wurden Regelwerke in Bezug auf WKP/ZfP entwickelt, die sich hinsichtlich eingesetzter Prüftechniken, Prüfumfänge usw. unterscheiden. Ausschlaggebend waren dafür oftmals die in dem jeweiligen Land vorhandenen Reaktortypen mit ihren jeweiligen konstruktiven Randbedingungen bzw. Werkstoffkonzepten sowie ggf. gut verfügbare Prüftechniken. Dies erschwert einen direkten Vergleich der Regelwerke untereinander.

Ein wesentlicher Unterschied in der Prüfstrategie für WKP nach verschiedenen Regelwerken liegt in der Auswahl der repräsentativen Stellen als feste oder variierende Prüfstellen: Nach ASME sollen bei Stichproben die Prüfstellen für die gesamte Betriebszeit

fest gewählt werden bzw. bei mehrfach vorhandenen Komponenten ggf. auf eine fokussiert werden. Auch nach RSE-M ist bei gleichartigen Komponenten die ausschließliche Prüfung von „Referenzkomponenten“ möglich. Diese Stichprobe kann sich auch auf gleichartige Komponenten in verschiedenen Anlagen derselben Serie beziehen. Nach KTA sollen dagegen stets feste und variable Prüfstellen kombiniert werden und im Laufe der Betriebszeit möglichst alle relevanten Stellen erfassen. Außerdem fällt auf, dass KTA 3201.4 und in noch stärkerem Maße RSE-M spezifische Anforderungen für bestimmte konstruktive Ausführungen aufstellen. Diese Regelwerke sind offensichtlich auf die Anlagen jeweils eines Herstellers ausgerichtet, in RSE-M wird sogar zwischen den verschiedenen Serien von DWR-Anlagen unterschieden. Demgegenüber sind sowohl ASME XI als auch EN54 B08 auf alle Typen von LWR verschiedener Hersteller in ihrem Verbreitungsgebiet anzuwenden. Entsprechend sind manche Anforderungen weniger spezifisch bzw. stärker generisch formuliert. Ergänzend werden allerdings in ASME für spezielle Prüfanforderungen und aufgrund von neueren Erkenntnissen über Schädigungen Code Cases erstellt, in EN54-B08 wurden als anfällig für Schädigungen erkannte Systembereiche in eine Kategorie mit erhöhten Prüfanforderungen eingestuft.

In Bezug auf deutsche Anlagen lassen sich aus den im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Untersuchungen keine Defizite in Bezug auf WKP und ZfP erkennen, die noch nicht in Empfehlungen einer WLN oder durch entsprechende Ergänzungen im KTA-Regelwerk adressiert wurde. Bei den seit 2010 noch auftretenden Ereignissen mit Schäden im Nebenkühlwassersystem ergaben sich keine neuen Erkenntnisse, die eine Ergänzung der jeweiligen WLN erforderlich gemacht hätten.

3.6.1 Erosionskorrosion

Der Schädigungsmechanismus der Erosionskorrosion ist seit mehreren Jahrzehnten bekannt. Die Randbedingungen, die zur Entstehung von Erosionskorrosion führen, sind gut verstanden (vgl. Abschnitt 2.3.2.3). Dennoch führten Wanddickenschwächungen (WDS) infolge Erosionskorrosion in ausländischen DWR-Anlagen immer wieder zum Versagen großer Rohrleitungen mit teilweise erheblichen Folgeschäden. Die GRS erstellte zu relevanten Ereignissen in ausländischen Anlagen mehrere Weiterleitungsnachrichten mit entsprechenden Empfehlungen. Generische Auswertungen zu den verschiedenen Ereignissen zeigen, dass das Versagen der Rohrleitungen in allen Fällen bei korrekter Analyse der gegebenen Randbedingungen und rechtzeitiger Einleitung geeigneter Maßnahmen hätte vermieden werden können /MIC 04/.

In deutschen Anlagen mit DWR wurden in den 1980er Jahren mit Einführung der Hoch-AVT-Fahrweise ($\text{pH} > 9,8$) wasserchemische Bedingungen eingestellt, mit denen Erosionskorrosion weitgehend unterdrückt werden kann. In Anlagen mit SWR ergibt sich ein vergleichbarer Effekt durch den verfahrensbedingt im Medium vorhandenen Sauerstoff. Aufgrund der Ereignisse in ausländischen Anlagen in den 1980er und zu Beginn der 1990er Jahre wurden unabhängig davon in allen deutschen Anlagen Sonderprüfungen durchgeführt und die bis dahin bereits vorhandenen Programme für wiederkehrende Prüfungen (WKP) modifiziert. Die durchgeführten Prüfungen ergaben in keiner Anlage sicherheitstechnisch relevante WDS. Allerdings traten in der Vergangenheit in begrenztem Umfang immer wieder Schäden, insbesondere an untergeordneten Rohrleitungen des Wasser-Dampf-Kreislaufs, infolge Erosionskorrosion auf. Die erkannten Schwachstellen werden in der Regel durch Austauschmaßnahmen unter Verwendung erosionskorrosionsresistenter, höherlegierter Stähle beseitigt /MIC 04/.

Eine GRS-Recherche zur „Überwachung von Rohrleitungen auf erosionskorrosionsbedingten Wanddickenabtrag“ in deutschen Anlagen aus dem Jahr 2004 ergab, dass in allen deutschen Anlagen WKP zur Erkennung von erosionskorrosionsbedingten WDS durchgeführt werden. Der Prüfumfang und die Prüfintervalle orientieren sich dabei insbesondere an der Betriebserfahrung unter besonderer Berücksichtigung der anlagen-spezifischen konstruktiven, werkstofftechnischen, strömungstechnischen und wasserchemischen Bedingungen /MIC 04/.

Aus der neueren Betriebserfahrung gibt es keine Hinweise, dass die durchgeführten Maßnahmen nicht wirksam und weitere Maßnahmen erforderlich wären.

3.6.2 Spannungsrisskorrosion

Ein bedeutender Schädigungsmechanismus, auf den viele Faktoren Einfluss nehmen können (s. a. Abschnitt 2.3.2.1), ist die Spannungsrisskorrosion (SpRK). Bei diesem Korrosionsmechanismus gibt es üblicherweise keine sichtbare Korrosion und sehr kleine Rissöffnungen, was eine Herausforderung für visuelle Inspektionen darstellt. Darüber hinaus können Risse auch nach sehr langer Inkubationszeit entstehen und der Rissfortschritt zunächst langsam sein, am Ende jedoch zu einem raschen katastrophalen Versagen führen /SEI 21a/. Daher liegt eine besondere Aufgabe für die ZfP darin, auch kleine und verzweigte Risse durch SpRK erkennen zu können, die zudem noch häufig in oder nahe von austenitischen Schweißnähten oder Mischnähten liegen. Hier wurde

viel Arbeit in die Entwicklung von Ultraschall- und auch Wirbelstrom-Techniken und die Auswertung der Anzeigen gesteckt. Z. B. wurden durch die Mechanisierung von Prüfungen, den Einsatz von Phased Array-Sonden und softwaregestützte Auswertungen mit der Möglichkeit des Vergleichs von Anzeigenmustern enorme Fortschritte erzielt, womit mittlerweile Prüfaufgaben gelöst werden können, die früher nicht lösbar waren. Damit einhergehend und durch entsprechende Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung entwickelten sich die Anforderungen in den Regelwerken an Prüftechniken und Prüfprogramme kontinuierlich weiter, um eine möglichst frühzeitige Erkennung von Schäden durch SpRK sicherzustellen.

4 Zusammenfassung

Betriebsbedingte Schäden an Komponenten in Kernkraftwerken lassen sich nicht vollständig verhindern. Durch betriebsbegleitende zerstörungsfreie Prüfungen (ZfP) wird einem unvorhergesehenen Versagen der Komponenten aufgrund betriebsbedingter Schädigungsmechanismen entgegengewirkt. Hierzu müssen die eingesetzten Prüfverfahren und -techniken geeignet sein, betriebsbedingte Schädigungen möglichst frühzeitig zu erkennen.

Neben Schäden aufgrund von Ermüdung stellen Schädigungen aufgrund zahlreicher unterschiedlicher Korrosionsphänomene eine wesentliche Gruppe dar. Durch eine gut eingestellte Wasserchemie in Kombination mit durchdachten Prüfkonzepten können schwerwiegende korrosionsbedingte Schäden vermieden werden. Ziel einer geeigneten Wasserchemie ist es, Korrosion der Oberflächen und Bildung von Ablagerungen zu minimieren und das Auftreten lokaler, loch- und rissbildender Korrosion weitestgehend zu verhindern. Dennoch kam es in der Vergangenheit immer wieder zu unerwarteten Ereignissen. Die hierbei auftretenden Schädigungsmechanismen sind mittlerweile gut erforscht. Eine Prognose für ihr Auftreten stellt jedoch noch immer eine Herausforderung dar. Konkrete Schwellenwerte für wasserchemische Parameter können zwar im Allgemeinen helfen, Schädigungen zu vermeiden, bieten jedoch keine Sicherheit, dass in den komplexen Gesamtsystemen nicht dennoch im Einzelfall Schäden auftreten. Erschwerend kommt die lokale Wasserchemie hinzu (bspw. in Spalten oder unter Ablagerungen), welche sich deutlich von der globalen, gut messbaren Wasserchemie unterscheiden kann. An den betroffenen Orten können sich aggressive Bedingungen einstellen, die selbst ansonsten beständige Werkstoffe anfällig machen. Dennoch gibt es Parameter, mit denen ein Gefährdungspotenzial eingeschätzt werden kann.

Für eine Überwachung der Wasserchemie sind in den hier untersuchten Kreisläufen Probenahmestellen eingebracht, an denen bestimmte Kontroll- und Diagnoseparameter nach einem festgelegten Schema überwacht werden. Werden dabei Auffälligkeiten oder Abweichungen von den erwarteten Werten festgestellt, werden Maßnahmen wie z. B. verstärkter Reinigungsbetrieb oder gezielte Leckagesuche eingeleitet. Im Laufe der Jahre wurden verschiedene Regelwerke und Richtlinien zur Wasserchemie aufgestellt und basierend auf Forschungsergebnissen und Erkenntnissen aus der Betriebserfahrung weiterentwickelt. Deren Ziel ist es, den Betreibern Hilfestellung zu geben, eine möglichst anlagenschonende Fahrweise zu etablieren und korrosionsbedingte Schäden weitestmöglich zu vermeiden.

Neue Erkenntnisse aus Forschung und Betriebserfahrung führten auch immer wieder zur Überarbeitung von Prüfprogrammen. Dies gilt insbesondere für die Mechanismen der Erosionskorrosion und Spannungsrisskorrosion, die beide zu erheblichen sicherheitstechnischen und wirtschaftlichen Auswirkungen führen können. Die eingesetzten ZfP-Verfahren wurden im Laufe der Jahre kontinuierlich verbessert und weiterentwickelt, was sich auch in Veränderungen in den Prüfprogrammen und letztlich in den Regelwerken widerspiegelt.

Literaturverzeichnis

- /AAS 08/ Aastroem, T.: From Fifteen to Two Hundred NDT methods in Fifty Years. In: WCNDT (Hrsg.): 17th World Conference on Nondestructive Testing. Shanghai, China, 25. - 28. Oktober 2008, 2008.
- /ALG 16/ Algernon, D., Feistkorn, S., Scherrer, M.: Zerstörungsfreie Prüfung von Betonbauteilen mit dem Impact-Echo-Verfahren. In: DGZfP (Hrsg.): Fachtagung Bauwerksdiagnose 2016. Berlin, 25. - 26. Februar 2016, 2016.
- /AND 10/ Andresen, P. L.: SCC of Stainless Steels in Hot Water. Fontevraud 7, 2010.
- /ANT 13/ ANT International: Zr Alloy Corrosion and Hydrogen Pickup. Mölnlycke, Schweden, Dezember 2013.
- /ARI 20/ Arians, R., Gatz, H., Lambertus, C., Quester, C., Sommer, D.: Forschungsvorhaben zu Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise deutscher Kernkraftwerke. Hrsg.: GRS gGmbH, GRS-598, Oktober 2020.
- /ASME 17/ ASME: ASME BPVC - Section XI, Rules for Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components. 2017. Aufl., ISBN 9780791871027, American Society of Mechanical Engineers: New York, N.Y., 2017.
- /ASME 19/ American Society of Mechanical Engineers: ASME BPVC - Section V.2019-07: New York, N.Y., 2019.
- /ASME 21a/American Society of Mechanical Engineers: ASME Nondestructive Examination and Quality Control Central Qualification and Certification Program. ANDE-1-2020:2021-02, American Society of Mechanical Engineers: New York, N.Y., 2021.
- /ASME 21b/American Society of Mechanical Engineers: ASME BPVC Section XI, Code Cases: Nuclear Components-Section XI: Rules for Inservice Inspection of Nuclear Power Plant Components. ISBN 9780791873571: New York, N.Y., 2021.

- /ASN 20/ American Society for Nondestructive Testing: Standard for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel. ASNT CP-189-2020:2020, 2020.
- /ASN 22a/ ASN: Fissures de corrosion sous contrainte - demandes d'approfondissement de vos analyses, Brief von ASN an EDF, CODEP-DEP-2022-008741. Webseite von ASN, erreichbar unter , abgerufen am 25. Februar 2022.
- /ASN 22b/ ASN: Phénomène de corrosion sous contrainte affectant les réacteurs électronucléaires : L'ASN considère que la stratégie de contrôle d'EDF est appropriée, Communiqué de presse. 27. Juli 2022.
- /ASN 22c/ ASN: Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2021. Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), ISSN 1967 – 5127: 92120 Montrouge, Frankreich, Mai 2022.
- /BMU 10/ Verordnung über den kerntechnischen Sicherheitsbeauftragten und über die Meldung von Störfällen und sonstigen Ereignissen (Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung - AtSMV) in der Fassung von vom 14. Oktober 1992 (BGBl.I 1992, Nr. 48, S. 1766), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 8. Juni 2010 (BGBl.I 2010, Nr. 31, S. 755) (<http://www.gesetze-im-internet.de/>), zuletzt geändert 8. Juni 2010.
- /BMUB 16/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Handbuch über die Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern im Atomrecht. Juni 2016.
- /BOL 13/ Bolz, M., Speck, A., Böttcher, F., Riehm, S.: Einfluss des Lastfolgebetriebs auf die Chemie des Primär- und Sekundärkreislaufs eines Kernkraftwerks mit Druckwasserreaktor. atw, Bd. 58, Nr. 7, S. 440–445, 2013.
- /BRE 21/ Brettner, M., Jendrich, U.: Lokal erhöhte Korrosion an Brennstab-Hüllrohren aus M5, Sachstandsbericht. Köln und Bremen, 24. September 2021.

- /BRU 99/ Bruemmer, S. M., Simonen, E. P., Scott, P. M., Andresen, P. L., Was, G. S., Nelson, J. L.: Radiation-induced material changes and susceptibility to intergranular failure of light-water-reactor core internals. *Journal of Nuclear Materials*, Bd. 274, Nr. 3, S. 299–314, DOI 10.1016/S0022-3115(99)00075-6, 1999.
- /CAT 14/ Cattant, F.: *Materials ageing in light water reactors*, Handbook of destructive assays. 1. Aufl., ISBN 978-2-7430-1555-8, Lavoisier: [Cachan], 2014.
- /CHE 22/ Chegraoui, R., Smet, M. de, Poncelet, B., Jason, M.: Leakage on the header of steam extraction n°5 due to Flow Accelerated Corrosion. *Fontevraud 10*, 2022.
- /CHO 11/ Chopra, O. K., Rao, A. S.: A review of irradiation effects on LWR core internal materials – IASCC susceptibility and crack growth rates of austenitic stainless steels. *Journal of Nuclear Materials*, Bd. 409, Nr. 3, S. 235–256, DOI 10.1016/j.jnucmat.2010.12.001, 2011.
- /CLA 22/ Claire Thauray, C., Chavat, J., Delacoux, D.: Flow Accelerated corrosion with BRT-CICERO: advanced simulation of the phenomenon with the version 4.3. *Fontevraud 10*, 19. September 2022.
- /COU 21/ Couturier, J.: *Éléments de sûreté nucléaire - Les réacteurs à eau sous pression*. IRSN, Collection sciences et techniques, 11248 S., ISBN 978-2-7598-2455-7, DOI 79040, EDP Sciences: Erscheinungsort nicht ermittelbar, 2021.
- /COW 06/ Cowan, R. L.: *BWR Water Chemistry*. Präsentation, OECD -HRP Summer School 2006 on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems, 2006.
- /DEL 22/ Delacoux, D., Perrin, E., Barret-Boisbertrand, R.: FAC - Influence of flexible operations on FAC. *Fontevraud 10*, 2022.

- /DUG 12/ Dugan, S., et al.: Unterstützung bei der Beantwortung der Fragestellungen zu den Befunden in der kerntechnischen Anlage Doel-3 und der möglichen Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen, Technischer Bericht. Materialprüfanstalt (MPA) Universität Stuttgart, GRS-Auftrag – Vertrag 3612R01321 - 820408 - UA 3138, Dezember 2012.
- /EDF 22/ EDF: Phénomène de corrosion sous contrainte détecté sur des portions de tuyauteries de circuits auxiliaires du circuit primaire principale de plusieurs réacteurs nucléaires, Note d'information, mise à jour. 21. September 2022.
- /ELM 12a/ Elmas, M., Jendrich, U., Michel, F., Reck, H., Wenke, R.: Weiterentwicklung der Anforderungen an die rechtzeitige Erkennung und Beherrschung des korrosionsgestützten Risswachstums an sicherheitstechnisch bedeutsamen druckführenden Komponenten. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, GRS-A-3673, 163 S., Juli 2012.
- /ELM 12b/ Elmas, M., Reck, H., Cron, D. von der: Betriebserfahrung mit Komponenten der sicherheitstechnisch wichtigen Nebenkühlwassersysteme in deutschen Anlagen mit DWR und SWR. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, GRS-A-3634, 84 S., Februar 2012.
- /ELM 15/ Elmas, M., Faust, S., Jendrich, U., Michel, F., Reck, H., Wenke, R.: Untersuchungen zur Sicherstellung der Integrität von Druckbehälter-Einbauten in deutschen Kernkraftwerken, Abschlussbericht zum FE-Vorhaben 3613R01330, GRS - A -3789. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: Köln, 2015.
- /ELM 16/ Elmas, M., Faust, S., Fleck, I., Jendrich, U., Michel, F., Wenke, R.: Untersuchungen zur Zuverlässigkeit von Brennelementen und mechanischen Einrichtungen in Kernkraftwerken. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, GRS-442, 169 Seiten, ISBN 978-3-946607-24-3: Köln, Oktober 2016.
- /ELM 19/ Elmas, M., Faust, S., Fleck, I., Jendrich, U., Sperbeck, S., Wenke, R.: Forschungen zu den Erfordernissen des Alterungsmanagements von KKW in der Nachbetriebs- und Stilllegungsphase. GRS-562, ISBN 978-3-947685-47-9, GRS: Köln, Juli 2019.

- /ENIQ 19/ European Network for Inspection & Qualification (ENIQ): European Methodology for Qualification of Non-Destructive Testing, Issue 4. Hrsg.: NUGENIA, ENIQ Report, No. 61, ISBN 9782919313235, 2019.
- /ENSI 22/ Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (Hrsg.): Richtlinie ENSI-B08 Richtlinie für die schweizerischen Kernanlagen, Sicherheitstechnisch klassierte Behälter und Rohrleitungen: Wiederkehrende Prüfungen. Oktober 2022.
- /EPR 03/ EPRI (Hrsg.): Automated Analysis of Bobbin Coil Probe Eddy Current Data. Technical Report, Nr. 1007865, 2003.
- /EPRI 99a/ Electric Power Research Institute (EPRI): Decontamination Handbook, TR-112352. Palo Alto, CA, USA, Juli 1999.
- /EPRI 99b/ Electric Power Research Institute (EPRI): PWR Primary Water Chemistry Guidelines, Volume 1, Revision 4, TR-105714-V1R4. Palo Alto, CA, USA, März 1999.
- /EPRI 04a/ Electric Power Research Institute (EPRI): BWRVIP-130: BWR Vessel and Internals Project, BWR Water Chemistry Guidelines - 2004 Revision, Final Report. Palo Alto, CA, USA, Oktober 2004.
- /EPRI 04b/ Electric Power Research Institute (EPRI): Pressurized Water Reactor Secondary Water Chemistry Guidelines, Revision 6, Final Report. Palo Alto, CA, USA, Dezember 2004.
- /ERV 97/ Erve, M., Wesseling, U., Kilian, R., Hardt, R., Brümmer, G., Maier, V., Ilg, U.: Cracking in stabilized austenitic stainless steel piping of German boiling water reactors, characteristic features and root cause. Nuclear Engineering and Design, Bd. 1997, Nr. 171, S. 113–123, 1997.
- /EUR 18/ European Nuclear Safety Regulations Group (ENSREG): 1st Topical Peer Review Report - Ageing Management. Hrsg.: ENSREG, Oktober 2018.

- /EUR 22/ EURATOM: ADVISE Advanced Inspection of Complex Structures. Erreichbar unter <https://www.advise-h2020.eu/home>, abgerufen am 28. Januar 2023.
- /FAU 18/ Faust, S., Fleck, I., Jendrich, U., Michel, F.: Untersuchungen zu sicherheitstechnisch bedeutsamen Aspekten bei der Dekontamination von Reaktorkühlkreisläufen in Kernkraftwerken. GRS-492, 122 Seiten, ISBN 978-3-946607-77-9, GRS: Köln, März 2018.
- /FAU 20/ Faust, S., Fleck, I., Jendrich, U.: Forschungen zum Wasserstoffeinfluss auf das Verhalten von Konstruktionswerkstoffen in Kernkraftwerken, Abschlussbericht zum Vorhaben 4717R01339. GRS, Bd. 578, ISBN 978-3-947685-64-6, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: Köln, Juli 2020.
- /FÉR 12/ Féron, D. (Hrsg.): Nuclear corrosion science and engineering. Woodhead Publishing series in energy, no. 22, 1 online resource (xxix, 1042, ISBN 978-1-84569-765-5, Woodhead Publishing: Cambridge, UK, Philadelphia, PA, 2012.
- /GAA 09/ Gaal, M., Bertovic, M., Müller, C., Zickler, S., Fahlbruch, B., Spokoiny, V., Schombach, D., Just, T., Cramer, H.-J.: Untersuchungen zum Einfluss menschlicher Faktoren auf das Ergebnis von zerstörungsfreien Prüfungen, Möglichkeiten zur Minimierung dieses Einflusses und Bewertung der Prüfergebnisse, BfS-Projekt SR 2514. Hrsg.: BfS, Ressortforschungsberichte zur kerntechnischen Sicherheit und zum Strahlenschutz, BfS-RESFOR-25/09: Salzgitter, 2009.
- /HIC 78/ Hickling, J.: Wasserstoffinduzierte Spannungsrißkorrosion in niedriglegierten Stählen. 4. MPA-Seminar, 1978.
- /HOF 06/ Hoffmann, H., Ilg, U., König, G., Mayinger, W., Nagel, G., Schümann, D., Widera, M.: Das Integritätskonzept für Rohrleitungen sowie Leck- und Bruchpostulate in deutschen Kernkraftwerken. Hrsg.: MPA Stuttgart, Vorträge - Proceedings, 32. MPA-Seminar, "Werkstoff- & Bauteilverhalten in der Energie- & Anlagentechnik": Stuttgart, 5. und 6. Oktober 2006.

- /HON 14/ Hong, J.-D., Lee, J., Jang, C., Kim, T. S.: Low cycle fatigue behavior of alloy 690 in simulated PWR water—Effects of dynamic strain aging and hydrogen. *Materials Science and Engineering: A*, Bd. 611, S. 37–44, DOI 10.1016/j.msea.2014.05.069, 2014.
- /HOS 13/ Hosler, R., Fyfe, S., Malikowski, G., Ilevbare, G.: Review of Stress Corrosion Cracking of Pressure Boundary Stainless Steel in Pressurized Water Reactors and the Need for Long-Term Industry Guidance. 16th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems –Water Reactors, 11. August 2013.
- /HSK 98/ HSK: Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen: Stellungnahme zur erhöhten lokalen Korrosion an SVEA96-Brennelementen im Kernkraftwerk Leibstadt (KKL), HSK 12/540. Würenlingen, Mai/1998.
- /HSK 01/ HSK: Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen: Erhöhte lokale Korrosion an SVEA96-Brennelementen im KKL: Abschlussbericht, HSK 12/744. Villigen, November 2001.
- /HSK 07/ Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK): HSK Strahlenschutzbericht 2007, HSK-AN-6503. 2007.
- /IAEA 88/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Safety Aspects of Water Chemistry in Light Water Reactors. IAEA-TECDOC, Nr. 489: Wien, 1988.
- /IAEA 92/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Coolant technology of water cooled reactors, Volume 1: Chemistry of primary coolant in water cooled reactors. IAEA-TECDOC, Nr. 667: Wien, 1992.
- /IAEA 08/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Water Chemistry of WWER Nuclear Power Plants. Wien, 2008.
- /IAEA 10a/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Review of fuel failures in water cooled reactors. Nuclear Energy Series, No. NF-T-2.1, 175 S., ISBN 978-92-0-102610-1, IAEA: Vienna, 2010.

- /IAEA 10b/ International Atomic Energy Agency (IAEA): IRS Guidelines, Joint IAEA/NEA International Reporting System for Operating Experience. Service Series, Bd. 19: Vienna, 2010.
- /IAEA 11a/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety, Steam generators. IAEA-TECDOC, Bd. 1668, 2011. Aufl., 273 S., ISBN 978-92-0-121410-2, International Atomic Energy Agency: Vienna, 2011.
- /IAEA 11b/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Optimization of water chemistry to ensure reliable water reactor fuel performance at high burnup and in ageing plant (FUWAC). IAEA-TECDOC, Bd. 1666, 128 S., ISBN 978-92-0-120510-0, International Atomic Energy Agency: Vienna, 2011.
- /IAEA 11c/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Chemistry programme for water cooled nuclear power plants. Specific Safety Guide, No. SSG-13, ISBN 978-92-0-107610-6, IAEA: Vienna, 2011.
- /IAEA 11d/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Stress corrosion cracking in light water reactors, Good practices and lessons learned. IAEA Nuclear Energy Series, NP-T-3.13, 100 S., ISBN 978-92-0-117210-5: Vienna, 2011.
- /IAEA 12/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Modelling of transport of radioactive substances in the primary circuit of water cooled reactors. IAEA-TECDOC, Bd. 1672, 135 S., ISBN 978-92-0-126010-9, IAEA: Vienna, 2012.
- /ILE 10/ Ilevbare, G. O., Cattant, F., Peat, N. K.: SCC of Stainless Steels under PWR Service Conditions. Contribution of Materials Investigations to Improve the Safety and Performance of LWRs (Fontevraud 7), 2010.
- /ISO 22/ DIN EN ISO: Zerstörungsfreie Prüfung - Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung (ISO 9712:2021); Deutsche Fassung EN ISO 9712:2022. 9712:2022-09:2022-09, 2022.

- /JÜN 18/ Jüngert, A., Dugan, S., Homann, T., Mitzscherling, S., Prager, J., Pudovikov, S., Schwender, T.: Advanced Ultrasonic Techniques for Nondestructive Testing of Austenitic and Dissimilar Welds in Nuclear Facilities. In: Chimenti, D. E., Bond, L. J. (Hrsg.): 44th Annual Review of Progress in Quantitative Nondestructive Evaluation, volume 37, Conference date, 16-21 July 2017 : location, Provo, Utah, USA. AIP conference proceedings, volume number 1949, ISBN 0735416443, AIP Publishing: [Melville, N.Y.], 2018.
- /JUS 09/ Just, T., Wessels, J.: Qualifizierung von Ultraschallprüfungen an austenitischen Schweißnähten und an Mischschweißnähten, Vorgehensweise und Nachweis der Eignung. Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung e.V (DGZfP), Jahrestagung der DGZfP, 2009.
- /KAN 22/ Kanzler, D., Rentala, V. K., Bertovic, M., Heckel, T., Tkachenko, V., Given, J., Kessler, S., Dethof, F., Jüngert, A., VranA, J.: Lasst uns mal POD standardisieren! In: DGZfP (Hrsg.): Jahrestagung 2022. Kassel, Mai , 2022.
- /KRA 85/ Krautkrämer, J., Krautkrämer, H.: Werkstoffprüfung mit Ultraschall. 5. Aufl., 708 S., ISBN 3-540-15754-9, Springer: Berlin, 1985.
- /KRO 22/ Krondak, M.: Flow-Accelerated Corrosion, Ageing Management Programm at VVER Nuclear Power Plants. Fontevraud 10: Proceedings of the International Symposium on Contribution of Materials Investigations and Operating Experience to LWRs' Safety, Performance and Reliability, 19. September 2022.
- /KRU 83/ Krüger, G., Weeber, H.: Die Entwicklung der technischen Durchstrahlungsprüfung in Deutschland, Streiflichter aus der Geschichte der DGZfP. Berlin, 9. Mai 1983.
- /KTA 15/ Kerntechnischer Ausschuss (KTA): KTA 1201 Anforderungen an das Betriebshandbuch. Fassung 2015-11, November 2015.
- /KTA 17a/ Kerntechnischer Ausschuss (KTA): KTA 3201.4 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren, Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung. Fassung 2016-11, November 2017.

- /KTA 17b/ Kerntechnischer Ausschuss (KTA): KTA 3211.4 Druck- und aktivitätsführende Komponenten von Systemen außerhalb des Primärkreises, Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung. Fassung 2017-11, November 2017.
- /KÜH 11/ Kühn, S.: Einfluss von diffusiblem Wasserstoff auf die mechanischen Eigenschaften von hochfesten Mehrphasenstählen unter Berücksichtigung der Kaltverfestigung. Berichte aus der Werkstofftechnik, Fakultät für Maschinenbau, Ruhr-Universität Bochum: Bochum, Januar 2011.
- /MAT 09/ Matthies, K., u.a.: Ultraschallprüfung von austenitischen Werkstoffen. Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung, 1. Aufl., 459 S., ISBN 978-3-87155-988-4, DVS Media: Düsseldorf, 2009.
- /MEY 22/ Meyer, R. M., Holmes, A. E.: Guidance for Performing Probability of Detection Analysis for Nuclear Power Component Inspections. Hrsg.: PNNL, Nr. 32908, Mai 2022.
- /MIC 93/ Michel, F.: Erosionskorrosion in Leichtwasserreaktoren, Sachstandsbericht. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, GRS-A-2022, März 1993.
- /MIC 04/ Michel, F.: Recherche zur "Überwachung von Rohrleitungen auf erosionskorrosionsbedingten Wanddickenabtrag". Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, 15. November 2004.
- /MIC 10/ Michel, F., Elmas, M., Jendrich, U., Reck, H., Sayar, D., Schneider, B., Wenke, R.: Bewertung der Wirksamkeit des Alterungsmanagements von technischen Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken, Abschlussbericht zum Vorhaben 3608R01314. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, GRS-A-3574, 245 S., Oktober 2010.
- /MIL 99/ MIL HDBK 1823: Department of Defense Handbook: Nondestructive Evaluation (NDE) System Reliability Assessment. 1823:1999, 1999.

- /MIN 18/ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Zusammenfassender Bericht des Umweltministeriums zum Meldepflichtigen Ereignis GKN II ME 04/2018 „Lineare Anzeigen bei Wirbelstromprüfung von Dampferzeugerheizrohren“, Stand: November 2018. Stuttgart, 19. November 2018.
- /MIN 22/ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Zusammenfassender Bericht des Umweltministeriums zu den Prüfungen im Rahmen der Jahresrevisionen 2019 bis 2022 infolge des meldepflichtigen Ereignisses GKN II Nr. 04/2018 „Lineare Anzeigen bei Wirbelstromprüfungen von Dampferzeugerheizrohren“, Stand: 30.06.2022. Stuttgart, 30. Juni 2022.
- /MOL 11/ Molander A.: Environmental Effects on PWSCC Initiation and Propagation in Alloy 600. 15th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems –Water Reactors, 2011.
- /MUE 13/ Mueller, C., Bertovic, M., Pavlovic, M., Kanzler, D., Ewert, U., Pitkänen, J., Ronneteg, U.: Paradigm Shift in the Holistic Evaluation of the Reliability of NDE Systems. Materials Testing, Bd. 55, Nr. 4, S. 261–269, DOI 10.3139/120.110433, 2013.
- /MUR 94/ Murgatroyd, R., Chapman, R., Crutzen, S., Seed, H., Willets, A., Worrall, G.: Human Reliability in Inspection, Final Report on Action 7 in the PISC III Programme [PISC III Report n° 31]. Hrsg.: Nuclear Energy Agency, 1994.
- /NJI 13/ Njiki, M., Elouardi, A., Bouaziz, S., Casula, O., Roy, O.: Total focusing method for non destructive evaluation: Toward real-time imaging systems. In: IEEE (Hrsg.): 56th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS). 4. - 2013, DOI 10.1109/MWSCAS.2013.6674860., 2013.
- /NRC 87/ U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC) (Hrsg.): Bulletin 87-01: Thinning of Pipe Walls in Nuclear Power Plants. Office of Nuclear Reactor Regulation: Washington, D.C., 9. Juli 1987.

- /NRC 97/ NRC: Degradation of control rod drive mechanism nozzle and other vessel closure head penetrations. NRC/NRR, NRC Generic Letter, 97-01: Washington D.C., 1997.
- /ONR 14/ Office for Nuclear Regulation (ONR): Civil Nuclear Reactor Build - Generic Design Assessment, Step 2 Assessment of the Reactor Chemistry of Hitachi GE's UK Advanced Boiling Water Reactor (UK ABWR), Assessment Report ONR-GDA-AR-14-009, Revision 0. 28. August 2014.
- /OST 03/ Osterloh, K., Zscherpel, U., Ewert, U.: Einsatzmöglichkeiten mobiler Röntgenblitzröhren. In: DGZfP (Hrsg.): Jahrestagung 2003. 2003.
- /RCC 12/ RCC-M: Règles de Conception et de Construction pour les matériels mécaniques des îlots nucléaires REP. Hrsg.: Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires (AFCEN): Paris, 2012.
- /REC 07/ Reck, H.: Grundsätze der zerstörungsfreien Prüfung. Präsentation, GRS, Schulung ZfP: GRS Köln, Juni 2007.
- /RHE 14/ Rhee, I. H., Jung, H., Cho, D.: Evaluation of pH control agents influencing on corrosion of carbon steel in secondary water chemistry condition of Pressurized Water Reactor. Nuclear Engineering and Technology, Bd. 46, Nr. 3, S. 431–438, DOI 10.5516/NET.09.2013.076, 2014.
- /RIE 20/ Rieder, H.: Handbuch für die Materialprüfung mit Ultraschall-Phased-Arrays. 284 S., ISBN 978-3-947971-11-4, Deutsche Gesellschaft für Zerstörungsfreie Prüfung: Berlin, 2020.
- /RIT 95/ Ritter, J.: Prüfsysteme für die Steuerstab-Druckrohre am RDB-Deckel. Siemens Power Journal, Bd. 1995, Nr. 2, S. 39–42, 1995.
- /RIT 20/ Ritter, S. (Hrsg.): Nuclear Corrosion: Research, Progress and Challenges. European Federation of Corrosion (EFC) Series, Bd. 69, 200 S., ISBN 978-0-12-823719-9, Woodhead Publishing: Duxford, 2020.

- /RIZ 17/ Riznic, Jovica (ed.): Steam Generators for Nuclear Power Plants. Woodhead Publishing series in energy, ISBN 978-0-08-100894-2, Woodhead Pub Ltd: s.l., 2017.
- /RSE 18/ RSE-M: In-Service Inspection, Installation and Maintenance Rules for Mechanical Components of PWR. Hrsg.: Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires (AFCEN): Paris, 2018.
- /RSK 18/ Reaktor-Sicherheitskommission (RSK): Bewertung der Sicherheitsnachweise für die Reaktordruckbehälter der belgischen Kernkraftwerke Doel-3/Tihange-2, Stellungnahme, 503. RSK-Sitzung. 23. Mai 2018.
- /RSK 19a/ Reaktor-Sicherheitskommission (RSK): Schäden an Dampferzeuger(DE)-Heizrohren durch Spannungsrisskorrosion - Maßnahmen zur Sicherstellung der Integrität der Heizrohre, RSK-Empfehlung. Oktober 2019.
- /RSK 19b/ Reaktor-Sicherheitskommission (RSK): Ergebnisse des ENSREG Topical Peer Review zum Alterungsmanagement, Anforderung zur Prüfung des RDB-Grundwerkstoffes. Hrsg.: RSK/ESK-Geschäftsstelle beim Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit, Oktober 2019.
- /RSK 20/ Reaktor-Sicherheitskommission (RSK): Erhöhte Oxidschichtdicken im oberen Bereich von Brennstäben mit M5-Hüllrohren, Empfehlung, Anlage zum Ergebnisprotokoll der 514. Sitzung der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK). 12. Februar 2020.
- /SAN 21/ Sanquist, T., Harrison, J.: Human Factors of Encoded Ultrasonic Examinations in Nuclear Power Plants. Hrsg.: PNNL, Nr. 31245, 2021.
- /SCH 10/ Schwaben-ING GmbH (Hrsg.): Ursachen von Erosionskorrosion in Verdampfersystemen von Naturumlauf-Dampferzeugern. Stand von 2010, erreichbar unter https://www.schwaben-ing.com/home/info_2000_be2__1797_ursachen-von-erosionskorrosion-in-verdampfersystemen-von-naturumlauf-dampferzeugern, abgerufen am 27. Mai 2019.

- /SCH 14/ Schiebold, K.: Zerstörungsfreie Werkstoffprüfung, Durchstrahlungsprüfung. 1. Aufl., 291 S., ISBN 978-3-662-44668-3, Springer Vieweg: s.l., 2014.
- /SEI 03/ Seifert, H.-P., Ritter, S., Ineichen, U., Tschanz, U., Gerodetti, B.: Risskorrosion in druckführenden ferritischen Komponenten des Primärkreislaufes von Siedewasserreaktoren. Hrsg.: PSI, Forschungsbereich Nukleare Energie und Sicherheit, Labor für Werkstoffverhalten, Gruppe Bauteilsicherheit, April 2003.
- /SEI 08/ Seifert, H. P., Ritter, S.: Strain-induced corrosion cracking behaviour of low-alloy steels under boiling water reactor conditions. *Journal of Nuclear Materials*, Bd. 378, Nr. 3, S. 312–326, DOI 10.1016/j.jnucmat.2008.06.035, 2008.
- /SEI 17/ Seifert, H.-P.: Flow Accelerated Corrosion An Important Ageing & Degradation Mechanism in LWRs. Präsentation, LNM Nuclear Materials Workshop,, 29. Mai 2017.
- /SEI 20/ Seifert, H.-P., Hickling, J., Lister, D.: Corrosion and Environmentally-Assisted Cracking of Carbon and Low-Alloy Steels. In: *Comprehensive Nuclear Materials*. S. 129–189, ISBN 9780081028667, DOI 10.1016/B978-0-12-803581-8.11763-1, Elsevier, 2020.
- /SEI 21a/ Seifert, H.-P., Bertsch, J.: Materials and Corrosion Issues in the Primary Coolant Circuit of Boiling Water Reactors. *Techniques de l'ingénieur*, BN 3762, S. 3–28, 2021.
- /SEI 21b/ Seifert, H.-P.: Recent & current research activities by the illustrative example of SCC in DMWs. Präsentation, SN-PSI-Weiterbildungskurs Kerntechnik, 7. Oktober 2021.
- /SIA 15/ Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke (vom 22. November 2012, Neufassung vom 3. März 2015 (BAnz AT 30.03.2015 B2)).
- /SPI 18/ Spies, M., Rieder, H.: An approach to the question 'How to account for human error in MAPOD? In: 12th European Conference on Non-Destructive Testing. ECNDT 2018, Gothenburg, 11. - 15. Juni 2018, 2018.

- /STA 01/ Staehle, R. W., Gorman, J. A.: Progress in understanding and mitigating corrosion on the secondary side in PWR steam generators, Special Bonus Paper. Tenth International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors, 5.-9. August, 2001.
- /STU 15/ Stutzmann, A., Leclercq, St., Mansour, C.: Chimie des milieux primaire et secondaire des centrales nucléaires REP françaises. Énergies | Génie nucléaire, Réf. BN3748, Techniques de l'Ingénieur, erreichbar unter , Stand vom 10. Juli 2015.
- /SUS 94/ Sussek, G.: Wasserstoffinduzierte Schäden an Stählen in wäßrigen Medien. In: Gräfen, H., Rahmel, A. (Hrsg.): Korrosion verstehen - Korrosionsschäden vermeiden, 20 Jahre Forschungs- und Entwicklungsprogramm "Korrosion und Korrosionsschutz". Bd. 1, Nr. 1, S. 27–31, ISBN 3-923623-14-3, Verlag Irene Kuron Bonn: Bonn, 1994.
- /TEN 16/ Ten Grotenhuis, R., Chen, A., Hong, A., Verma, Y.: Application of a FMC/TFM Ultrasonic System to Inspection of Austenitic Welds. In: DGZfP (Hrsg.): 19th World Conference on Non-Destructive Testing. Munich, 13. - 17. Juni 2016, 2016.
- /TOP 13/ Topf, C., Sempere-Balda, L., Fischer, M., Tscheschlok, K., Volkmann, C.: Primärkreisdekontamination im Kernkraftwerk Unterweser. VGB Power-Tech, Nr. 5, S. 56–61, 2013.
- /TOS 01/ Tostmann, K.-H.: Korrosion, Ursachen und Vermeidung. 331 S., ISBN 3-527-30203-4, Wiley-VCH: Weinheim, 2001.
- /TUR 18/ Turnbow, M.: ANDE-1 ASME Nondestructive Examination and Quality Control Qualification And Certification National Standard. In: 12th European Conference on Non-Destructive Testing. ECNDT 2018, Gothenburg, 11. - 15. Juni 2018, 2018.

- /TÜV 07/ TÜV Nord EnSys Hannover GmbH & Co. KG: Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben SR 2521 "Analyse und Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion in deutschen LWR-Anlagen". Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Schriftenreihe Reaktorsicherheit und Strahlenschutz, 2007.
- /VER 08/ Verkooijen, J., Boulavinov, A.: Sampling phased array – a new technique for ultrasonic signal processing and imaging. Insight - Non-Destructive Testing and Condition Monitoring, Bd. 50, Nr. 3, S. 153–157, DOI 10.1784/insi.2008.50.3.153, 2008.
- /VGB 88/ VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber (Hrsg.): VGB-Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren, VGB-R 401 J. 1988.
- /VGB 06/ VGB PowerTech: Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren. VGB-R-401 J:2006, VGB PowerTech Service GmbH: Essen, 2006.
- /VGB 09/ VGB PowerTech: Qualitätsstatus von Dampferzeuger-Heizrohren in deutschen DWR-Anlagen. Vortrag des VGB PowerTech im RSK-Ausschuss „Druckführende Komponenten und Werkstoffe“, 30. März 2009.
- /VGB 20/ VGB PowerTech: VGB-Standard für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren. VGB-S-401:2020, VGB PowerTech Service GmbH: Essen, 2020.
- /WEL 15/ Wellock, T.: CRUD: Another Acronym Bites the Dust. Hrsg.: U.S. NRC: U.S. NRC Blog, 31. März 2015.
- /WEN 98/ Wendler-Kalsch, E., Gräfen, H.: Korrosionsschadenkunde. VDI-Buch, 1. Aufl., XII, 603 Seiten, ISBN 3-540-63377-4 + ISBN 978-3-662-22074-0, Springer Berlin Heidelberg, 1998 (Nachdruck 2012).
- /WIK 02/ Wikmark, G.: Water Chemistry and Radiolysis Effects in LWRs, A Brief Introduction. Präsentation, Halden Summer School, August 2002.

- /WIT 23/ Witte Tube + Pipe Systems: Hochlegierter austenitischer Edelstahl für den Einsatz in Meerwasser. Webseite der Firma, erreichbar unter <https://www.witte-tube.com/produkte/lagerprogramm/254-smo-14547-f44/>, abgerufen am 19. Januar 2023.
- /WLN 82/ Weiterleitungsnachricht: Schäden an Turbinenanzapfleitungen. Hrsg.: Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WL 1982/10, 17. August 1982.
- /WLN 87/ Weiterleitungsnachricht: Bruch der Ansaugleitung einer Hauptspeisewasserpumpe. Hrsg.: Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WL 1987/03, 31. März 1987.
- /WLN 90/ Weiterleitungsnachricht: Bruch einer Speisewasserleitung. Hrsg.: Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WL 1990/08, 22. Juni 1990.
- /WLN 05/ Weiterleitungsnachricht: Mikrobiologisch induzierte Korrosion an Komponenten in Nebenkühlwassersystemen von Kernkraftwerken. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WLN 2005/06, 18. April 2005.
- /WLN 07/ Weiterleitungsnachricht: Schäden an Rohrleitungen in Nebenkühlwassersystemen für sicherheitstechnisch wichtige Kühlstellen. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, WL 2007/02, 25. Juli 2007.
- /WLN 17/ Weiterleitungsnachricht: Erhöhte Oxidschichtdicke an Brennstabhüllrohren von Brennelementen. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, WLN 2017/04, 13. April 2017.
- /WLN 18/ Weiterleitungsnachricht: Anzeigen bei Wirbelstromprüfungen von Dampferzeugerheizrohren. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, WLN 2018/06, 4. Dezember 2018.
- /WLN 19/ Weiterleitungsnachricht: Anzeigen bei Wirbelstromprüfungen von Dampferzeugerheizrohren, Ergänzung zur Weiterleitungsnachricht 2018/06. Hrsg.: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, WLN 2018/06a, 12. November 2019.

- /ZAN 22/ Zander, A.: Influence of Flexible Operation on the Flow Accelerated Corrosion (FAC) Behavior. Fontevraud 10, 2022.
- /ZIE 20/ Ziertmann, A., Jahnke, P., Holub, W.: RoboCT – Production Monitoring in Automobile Industry 4.0. In: DGZfP (Hrsg.): ZfP heute. S. 22–26: Berlin, 2020.
- /ZWI 06/ Zwicky Consulting: Kernbrennstoff: Gesamtheitliche Betrachtung der neueren Entwicklung, KSA-AN-2300, ZC-06/001. September 2006.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Schematische Darstellung der verschiedenen Schichten von Ablagerungen auf DE-HR am Rohrboden (aus /VGB 09/)	14
Abb. 2.2	Doppelschicht aus kompakter innerer und gröberer äußerer Oxidschicht und typische Lösungs- und Ablagerungsprozesse (nach /IAEA 12/)	17
Abb. 2.3	Einflussfaktoren für Spannungsrisskorrosion nach /IAEA 11d/	19
Abb. 2.4	Typische Struktur der Innenoberfläche einer Rohrleitung nach aktiver Erosionskorrosion (aus /KRO 22/)	26
Abb. 2.5	pH-Abhängigkeit der Materialabtragsrate durch Erosionskorrosion in einer Wasserströmung (aus /SCH 10/)	27
Abb. 3.1	Reflexion und Transmission elastischer Wellen beim senkrechten Einfall auf eine Grenzfläche	105
Abb. 3.2	Brechung und Umwandlung elastischer Wellen beim schrägen Einfall auf eine Grenzfläche	105
Abb. 3.3	Schematische Darstellung der Ultraschallprüfung einer V-Naht. Die eine Flanke der Naht wird direkt und die zweite Flanke über die Umlenkung an der Rückwand geprüft	107
Abb. 3.4	Links: Ultraschall B-Bild einer Mischschweißnaht, rechts: Kornstruktur der Mischschweißverbindung mit Nut im Makroschliff	108
Abb. 3.5	Digitale Durchstrahlungsaufnahme einer Schweißnaht mit Poren, oben: original, unten: gefiltert	110
Abb. 3.6	Oberflächenrissprüfung mittels fluoreszierender Magnetpulverprüfung (links) und Farbeindringprüfung (rechts)	115
Abb. 3.7	Beziehung zwischen Nachweis-, Registrier- und Bewertungsgrenze und den entsprechenden Fehlergrößen (aus /KTA 17a/)	118
Abb. 3.8	Beispiel für eine POD-Kurve berechnet aus Beispieldatensätzen aus dem Military Handbook MIL-HDBK-1823 /MIL 99/	120
Abb. A.1	Spezifikation der Alkalimetalle/Borsäure-Konzentration für das Primärkühlwasser in WWER-1000-Anlagen	198
Abb. A.3	Spezifikation der Alkalimetalle/Borsäure-Konzentration für das Primärkühlwasser in WWER-1200-Anlagen	202
Abb. A.4	Eisen im Speisewasser bei unterschiedlichen Fahrweisen	204

Abb. C.1	Durchführung von Steuerstabstutzen durch den RDB-Deckel in Anlagen von Siemens/KWU und Westinghouse	225
----------	---	-----

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Wasserchemische Parameter im Primärkreis von DWR-Anlagen und ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen /VGB 20/, /EPRI 99b/.....	36
Tab. 2.2	Wasserchemische Parameter im Sekundärkreis von DWR-Anlagen und ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen /VGB 20/, /SEI 17/	39
Tab. 2.3	Wasserchemische Parameter in SWR-Anlagen und Beispiele für ihre möglichen Auswirkungen auf Korrosion und Ablagerungen /VGB 20/, /EPRI 04a/, /COW 06/, /RIT 20/	42
Tab. 3.1	Gängige Prüfverfahren und die dahinterstehenden physikalischen Prinzipien.....	101
Tab. 3.2	Auffindbare Fehlertypen für unterschiedliche Prüfverfahren.....	102
Tab. 3.3	Nachweisgrenzen der jeweiligen Prüfverfahren und typische Anwendungsgebiete	118
Tab. 3.4	Qualifizierungsstufen und zugehörige Erfahrungszeiten für das Prüfpersonal nach DIN EN ISO 9712 und ASME BPVC	124
Tab. 3.5	Mindestschulungszeiten für die Personalqualifizierung für Ultraschallprüfungen nach DIN EN ISO 9712 und ASME BPVC.....	125
Tab. 3.6	Prüfart, -verfahren und -technik der ZfP gemäß KTA 3201.4 /KTA 17a/	130
Tab. 3.7	Prüfprogramm für den Primärkreis (ohne VP).....	138
Tab. A.1	Maßnahmen bei Abweichungen von Kontrollparametern	194
Tab. A.2	Historische Entwicklung der Primärkreis-Wasserchemie in WWER-440	196
Tab. A.3	Wasserchemische Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1000-Anlagen im Leistungsbereich > 50 % N_{nom}	197
Tab. A.4	Wasserchemische Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen im Leistungsbereich > 50 % N_{nom}	199
Tab. A.5	Wasserchemische Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen im Leistungsbereich 30 % – 50 % N_{nom}	200

Tab. A.6	Wasserchemische Kontrollparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für die Betriebszustände „Nulllast heiß, Reaktor unterkritisch“ und „Leistungsbereich 0 % – 30 % N _{nom} “	201
Tab. A.7	Wasserchemische Diagnoseparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für die Betriebszustände „Nulllast heiß, Reaktor unterkritisch“ und „Leistungsbereich 0 % – 30 % N _{nom} “	201
Tab. A.8	Diagnoseparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für den Betriebszustand „Nulllast kalt“	203
Tab. A.9	Eisen im Sekundärkreislauf bei unterschiedlichen Fahrweisen	204
Tab. A.10	Fahrweise-Typen in einigen KKW mit WWER.....	205
Tab. A.11	Parameter des Speise- und Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Betriebszustand „Nulllast heiß“	206
Tab. A.12	Wasserchemische Parameter des Speisewassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich ≤ 50 % N _{nom}	207
Tab. A.13	Wasserchemische Parameter des Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich ≤ 50 % N _{nom}	207
Tab. A.14	Wasserchemische Parameter des Speisewassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich > 50 % N _{nom}	208
Tab. A.15	Wasserchemische Parameter des Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich > 50 % N _{nom}	208
Tab. B.1	Spezifikation des Reaktorkühlmittels im Anfahrbetrieb, die genannten Werte für VGB und EPRI sind abweichend Grenzwerte, die nicht überschritten werden sollen.	210
Tab. B.2	Spezifikation des Reaktorkühlmittels im Vollast-Dauerbetrieb	212
Tab. B.3	Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Anfahrbetrieb: DE-Speisewasser. die genannten Werte sind abweichend Grenzwerte, die nicht überschritten werden sollen	214
Tab. B.4	Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Anfahrbetrieb: DE-Wasser	215
Tab. B.5	Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Vollast-Dauerbetrieb: DE-Speisewasser	216
Tab. B.6	Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Dauerbetrieb: DE-Wasser	217

Tab. B.7	Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Dauerbetrieb: Hauptkondensat	218
Tab. B.8	Spezifikationswerte der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Dauerbetrieb: Frischdampf	218
Tab. B.9	Spezifikationswerte für Reaktorwasser bei Betrieb	219
Tab. B.10	Spezifikationswerte für Speisewasser bei Betrieb	219
Tab. B.11	Spezifikationswerte für Dampf bei Betrieb	219
Tab. B.12	Spezifikationswerte für Kondensat bei Betrieb	220
Tab. B.13	Spezifikationswerte für Reaktorwasser im kalten Zustand (< 100 °C)	220
Tab. B.14	Spezifikationswerte für Reaktorwasser für Anfahrbereitschaft.....	220
Tab. C.1	Wiederkehrende Prüfungen des RDB-Unterteils: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08	223
Tab. C.2	Wiederkehrende Prüfungen des RDB-Deckels: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08	224
Tab. C.3	Wiederkehrende Prüfungen der druckführenden Wände der Steuerelementantriebe: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08	226
Tab. C.4	Wiederkehrende Prüfungen auf der Primärseite des Dampferzeugers: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08	227
Tab. C.5	Wiederkehrende Prüfungen auf der Sekundärseite des Dampferzeugers: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08	229
Tab. C.6	Wiederkehrende Prüfungen der Hauptrohrleitungen der DFU von DWR: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08.....	231

Abkürzungsverzeichnis

AH	Abstandhalter
AOA	Axial Offset Anomaly
ASME	American Society for Mechanical Engineers
ASN	Autorité de sûreté nucléaire (Französisches Aufsichtsbehörde)
ASNT	American Society for Nondestructive Testing
AVT	All Volatile Treatment
BAT	Boric acid treatment
BE	Brennelement
BS	Brennstab
CFR	Code of Federal Regulations
CILC	Crud-Induced Localized Corrosion
CIPS	Crud-Induced Power Shifts
CODAP	Component Operational Experience, Degradation & Ageing Programme
DE	Dampferzeuger
DE-HR	Dampferzeuger-Heizrohr
DFU	Druckführende Umschließung
DRK	Dehnungsinduzierte Risskorrosion
DWR	Druckwasserreaktor
EDF	Électricité de France
EK	Erosionskorrosion
ENIQ	European Network for Inspection and Qualification
EPRI	Electric Power Research Institute
ET	Eddy Current Testing (dt. Wirbelstromprüfung)
ETA	Ethanolamin
FAC	Flow-Accelerated Corrosion, Erosionskorrosion
FD	Frischdampf
HKL	Hauptkühlmittelleitung
HR	Hüllrohre
HWC	Hydrogen Water Chemistry, Wasserstofffahrweise
IAEA	Internationale Atomenergie-Organisation
IASCC	Strahlungsbeeinflusste Spannungsrisskorrosion
IRS	International Reporting System
ISpRK	Interkristalline Spannungsrisskorrosion
KKW	Kernkraftwerk

KTA	Kerntechnischer Ausschuss
KWU	Kraftwerk-Union AG
LWR	Leichtwasserreaktor
ME	Meldepflichtiges Ereignis
MIK	Mikrobiell-induzierte Korrosion
MPA	Materialprüfanstalt
MRC	Molar ratio control
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NDE	Non-destructive examinations
NMCA	Noble Metal Chemical Addition
NWC	Normal Water Chemistry , Normale Wasserchemie
US NRC	United States Nuclear Regulatory Commission (US-amerikanische Aufsichtsbehörde)
OFR	Oberflächenrissprüfung
QS	Qualitätssicherung
PCI	Pellet-Cladding-Interaction
PWSCC	Primary water stress corrosion cracking
RCC-M	Règles de Conception et de Construction des Matériels Mécaniques des Îlots Nucléaires REP
RDB	Reaktordruckbehälter
RGE	Règles Générales d'Exploitation
RSE-M	Règles de Surveillance en Exploitation des Matériels Mécaniques des Îlots Nucléaires REP
RSK	Reaktor-Sicherheitskommission
RT	Radiographic Testing (dt. Röntgen- bzw. Durchstrahlungsprüfung)
SpRK	Spannungsrisskorrosion
STE	Spécifications Techniques d'Exploitation
SWR	Siedewasserreaktor
TOC	Total Organic Compounds
TSpRK	Transkristalline Spannungsrisskorrosion
UT	Ultrasonic Testing (dt. Ultraschallprüfung)
VCI	Visite complète initiale
VOL	Volumenprüfung
VT	Visual Testing (dt. Sichtprüfung)
WAZÜ	Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer
WDS	Wanddickenschwächung

WENRA	Western European Nuclear Regulators Association
WEZ	Wärmeeinflusszone
WK	Wasserkanal
WKP	Wiederkehrende Prüfung
WLN	Weiterleitungsnachricht
WSR	Wärmeschutzrohr
WWER	Wasser-Wasser-Energie-Reaktor („russischer DWR“)
ZfP	Zerstörungsfreie Prüfung

A Die Wasserchemie in russischen Druckwasserreaktoren

A.1 Richtlinien zur Wasserchemie

Die Grundlagen der Wasserchemie für die russischen Druckwasserreaktoren (WWER) wurden in den 1960er Jahren im Kurtschatow-Institut entwickelt. Dabei wurden verschiedene Strategien der Chemie für den Primärkreislauf ausgearbeitet und angewandt.

Seit Beginn des Betriebs der ersten KKW-Blöcke und bis Anfang der 70er Jahre wurde die Wasserchemie in Russland nur in den Auslegungsunterlagen geregelt. Bei der Erarbeitung der Auslegungsunterlagen für die Kernkraftwerke sowie der Festlegung der wasserchemischen Parameter wurde zum damaligen Zeitpunkt die Grundlagenforschung zur Auswahl von Materialien und Werkstoffen der KKW-Hauptkomponenten durchgeführt. Dabei wurden die Konstruktionsmaterialien von Brennstabhüllrohren, Reaktor-druckbehältern (RDB) sowie RDB-Einbauten, Dampferzeugern und anderen Hauptkomponenten ausgewählt und die nach den damaligen Vorstellungen erforderlichen Standards für die Qualität des Primärkühlmittels eingeführt. Bei der Auswahl der Konstruktionsmaterialien und der Festlegung der wasserchemischen Parameter für den Sekundärkreislauf wurde die vorhandene Betriebserfahrung der konventionellen Kraftwerke angewandt.

Weitere Arbeiten zur Standardisierung der wasserchemischen Parameter erfolgten hauptsächlich durch die Auswertung von Betriebserfahrungen sowie die Analyse der Ausfälle von Komponenten infolge der Nichteinhaltung der wasserchemischen Qualitätsbedingungen. Dieser Ansatz zur Standardisierung der wasserchemischen Parameter existierte bis Mitte der 90er Jahre.

Auf der Grundlage der Auswertung der umfangreichen Betriebserfahrungen inländischer Kernkraftwerke, der Richtlinien zur Wasserchemie westlicher KKW-Anlagen und der Empfehlungen der IAEA wurde im Jahr 1997 von der Aufsichts- und Genehmigungsbehörde Rostechnadzor unter Beteiligung von Fachleuten der wissenschaftlichen Organisationen die Richtlinie zur Wasserchemie „RB-002-97“ erarbeitet, die die grundlegenden Anforderungen an die Wasserchemie definiert. Im Jahr 2016 wurde diese Richtlinie als RB-002-16 unter Berücksichtigung von Erfahrungen, Änderungen in der Gesetzgebung sowie Harmonisierung mit den IAEA-Standards überarbeitet. Die RB-002-16-Richtlinie besitzt keinen bindenden Charakter.

Im Laufe des Betriebs der russischen Kernkraftwerke wurden umfangreiche Regelungen ausgearbeitet, die die Wasserchemie von Kernkraftwerken reglementieren. Eine Reihe von verbindlichen kerntechnischen Regeln und Normen bestimmt einzelne grundlegende Anforderungen an die Wasserchemie in Kernkraftwerken und an die Systeme zu deren Aufrechterhaltung, wie z. B.:

- General Provisions for Nuclear Power Plant Safety Assurance (NP-001-15),
- Rules for Design and Safe Operation of Equipment and Pipelines of Nuclear Power Facilities (NP-089-15),
- Nuclear Safety Rules for Reactor Facilities of Nuclear Power Plants (NP-082-07),
- Requirements for the Content of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plant Units with VVER Reactors (NP-006-16),
- Requirements to Resource Management of Equipment and Pipelines of Nuclear Power Plants (NP-096-15),
- Requirements to Quality Assurance Programs for Nuclear Facilities (NP-090-11),
- Rules of Design and Operation of NPP Confinement Safety Systems (NP-010-16),
- Rules of Nuclear Power Plant Hydrogen Explosion Protection (NP-040-02).

Die Konkretisierung der Grundlagen zur Wasserchemie sowie die Methoden und die Mittel zur Gewährleistung einer entsprechenden Qualität des Kühlmittels und anderer Betriebsmedien für Kernkraftwerke mit verschiedenen Reaktortypen sind in den Normen und Vorschriften der Betreiberorganisation festgelegt, wie z. B.:

- STO 1.1.1.03.004.0979-2014. Water chemistry regime in the secondary circuit at nuclear power plants with AES-2006 reactors during the NPP unit commissioning. Operating fluid quality standards and equipment to ensure it.
- RD EO 1.1.2.99.0867-2012 Water chemistry regime in the secondary circuit at nuclear power plants with VVER-1000 reactors.
- STP EO 0006-02. Water chemistry regime in the secondary circuit at nuclear power plants with VVER-1000 reactors during the NPP unit commissioning.
- TI 1.2.6.8.0035-2011. Model procedure. Management of water chemistry regime in the secondary circuit at nuclear power plants with VVER-1000 reactors.

- RD EO 1.1.2.20.0708-2006. Water chemistry regime in the secondary circuit at nuclear power plants with VVER-440 reactors. Model procedure.
- STO 1.1.1.02.005.0004-2012. Water chemistry regime in the primary circuit at nuclear power plants with VVER-1000 reactors. Coolant quality standards and techniques of its ensuring.
- STO 1.1.1.03.004.0980-2014. Water chemistry regime in the primary circuit in commissioning of nuclear power plants with AES-2006 reactors. Coolant quality standards and techniques of its ensuring.
- TI 1.2.6.8.0035-2011. Model procedure. Management of water chemistry regime in the secondary circuit at nuclear power plants with VVER-1000 reactors.
- RD EO 1.1.2.11.0805-2010. Water-chemical regime in cooling system of generator stator coils at nuclear power plants equipped with the VVER reactors operating fluid quality standards and equipment to ensure it.
- STO 1.1.1.07.003.0727-2014. Laboratory chemical analysis of water at nuclear power plants equipped with pressurized water reactors. Methodology of measurements.

A.2 Die Wasserchemie des Primärkreislaufes

Die aktuellen russischen Regelungen für die Primärkreis-Wasserchemie bestimmen die Anforderungen an die Qualität des Primärkühlmittels, des Einspeisewassers, des Wassers des Brennelementbeckens und der Revisionsschächte, des Wassers der Hilfssysteme sowie an die Borsäure der Sicherheitssysteme für die folgenden Betriebszustände der Reaktoranlage während des Normalbetriebes:

- Inbetriebsetzung der Anlage,
- Leistungsbetrieb,
- „Nulllast heiß, Reaktor unterkritisch“ und „Leistungsbereich 0 % – 30 % N_{nom} “,
- Abkühlen und Nachkühlen der Anlage,
- Anfahren aus dem kalten/heißen unterkritischen Zustand.

Die wasserchemischen Parameter des Primärkreislaufes sind in Kontroll- und Diagnoseparameter unterteilt.

Kontrollparameter sind Parameter, deren Einhaltung die Integrität physischer Barrieren (der Brennstabhüllrohre, der druckführenden Umschließung des Reaktorkühlkreislaufes), die festgelegte Lebensdauer von Ausrüstungen der Reaktoranlage sowie den Betrieb von Ausrüstungen und Rohrleitungen der Systeme unter Einhaltung der im Projekt der Anlage festgelegten Grenzwerte gewährleistet. Als Kontrollparameter werden Chlorid-Ionen, Sauerstoff, Wasserstoff, Alkalimetalle in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration angesehen. Die Abweichungen von den Kontrollparametern sind in drei Ebenen (Action Levels) unterteilt. Für jede Ebene sind sowohl gestaffelte Grenzwerte als auch die maximal zulässige Betriebsdauer der Anlage festgelegt. In der nachfolgenden Tabelle sind Empfehlungen zu den Action Levels, der Betriebsdauer sowie den Personalhandlungen dargestellt.

Tab. A.1 Maßnahmen bei Abweichungen von Kontrollparametern

Betriebszustand	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
<u>Leistungsbereiche:</u> > 50 % N_{nom} und 30 % – 50 % N_{nom}	Betrieb der Anlage nicht länger als 7 Tage zulässig; Fehlersuche und Korrekturmaßnahmen; keine Leistungserhöhung	Betrieb der Anlage nicht länger als 24 Stunden zulässig; wenn die Abweichungen nicht behoben wurden, soll die Anlage in den Schwachlastbereich heruntergefahren werden; Hochfahren in den Leistungsbereich nach erfolgreichen Korrekturmaßnahmen	Abfahren der Anlage in den kalten unterkritischen Zustand
<u>Leistungsbereiche:</u> Reaktor heiß und unterkritisch, Anlage im Schwachlastbereich, 0 % – 30 % N_{nom}	Betrieb der Anlage nicht länger als 24 Stunden zulässig; wenn die Abweichungen nicht behoben wurden, soll die Anlage in den kalten unterkritischen Zustand überführt werden	Abfahren der Anlage in den kalten unterkritischen Zustand	

Diagnoseparameter sind Parameter, die das Gesamtbild der gefahrenen Wasserchemie ergänzen und das Betriebspersonal zusätzlich über die Richtigkeit der Einhaltung der bestimmungsgemäßen Wasserchemie informieren sowie zur Ermittlung von Ursachen

möglicher Abweichungen von Kontrollparametern dienen. Abweichungen von Diagnoseparametern weisen auf eine Betriebsstörung der Systeme zur Einhaltung der Wasserchemie hin, die zu Abweichungen von den Kontrollparametern führen können. Als Diagnoseparameter werden der pH-Wert (25 °C), Ammoniak, Eisen, Kupfer, Calcium, Nitrat-Ionen, Sulfat-Ionen, organischer Kohlenstoff, Leitfähigkeit angegeben.

Die sicherheitstechnisch wichtigen wasserchemischen Parameter sowie die Grenz- und Normalbetriebswerte sind im Projekt der Anlage begründet und im Sicherheitsbericht festgelegt. Neben den Werten für die wasserchemischen Parameter sind dort auch die Regelungen über die Probenahme enthalten. Ebenso wird festgelegt, welche Maßnahmen beim Überschreiten der jeweiligen Action Levels oder Grenzwerte einzuleiten sind. Die im Projekt und Sicherheitsbericht enthaltenen wasserchemischen Werte orientieren sich an den Normen und Vorschriften der Betreiberorganisation für die jeweilige Reaktorbaulinie.

Gegenwärtig werden in Russland drei WWER-Baulinien (WWER-440, WWER-1000 und WWER-1200) betrieben. Bei den WWER-1000/1200-Anlagen wird der Primärkreislauf nach der Fahrweise mit Ammoniak und Kalium betrieben. Bei WWER-440-Anlagen wurde im Jahr 1980 Ammoniak durch Hydrazin ersetzt, um die Entstehung von radioaktiven Kontaminationen zu reduzieren sowie die Strahlenbelastung des Personals zu verringern.

Im Jahr 1973 wurde vom Kurtschatow-Institut die erste Fassung der Richtlinie (RTM 3-02-73)¹⁸ für die Wasserchemie im Primärkreis von WWER-440-Anlagen erarbeitet und aufgrund neuerer Erkenntnisse mehrfach aktualisiert. In der aktualisierten Fassung aus dem Jahr 1985 wurden der Grenzwert für die Sauerstoffkonzentration im Primärkühlmittel von 0,01 auf 0,005 mg/dm³ reduziert sowie die Alkalimetalle/Borsäure-Konzentration optimiert, um den pH-Wert des Kühlmittels über den Brennstoff-Zyklus in etwa konstant zu halten.

¹⁸ RTM steht für „technische Richtlinie“. Ab 1985 wird die Abkürzung „OST“ und ab 2000 „STO“ (Standard der Organisation ähnlich wie Industrie-Normen) verwendet. Im folgenden Text wird der Begriff „Richtlinie“ auch für „STO“ verwendet.

Tab. A.2 Historische Entwicklung der Primärkreis-Wasserchemie in WWER-440

Parameter	RTM 3-02-73 1973	OST 10165-85 1985	OST 10301-87 1987	1993
pH-Wert (25 °C)	> 6	5,7 – 10,2	6,0 – 10,2	5,7 – 10,2
Chlorid+Fluorid, mg/dm ³	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Wasserstoff, mg/dm ³ (Nml/kg)	(30 – 60)	(30 – 60)	2,7 – 5,4	2,7 – 5,4
Sauerstoff, mg/dm ³	< 0,01	< 0,005	< 0,005	< 0,005
Eisen, mg/dm ³	< 0,2	< 0,2	< 0,2	–
Ammoniak, mg/dm ³	> 5	> 5	> 5	> 5
Borsäure, g/dm ³	0 – 8	0 – 9	0 – 9	0 – 9
Kupfer, mg/dm ³	–	< 0,02	< 0,02	< 0,02
Kalium, mg/dm ³	2 – 16,5	–	–	–
Alkalimetalle (K+Li+Na) in Abhän- gigkeit von der Bor- säurekonzentration	–	0,05 – 0,42	0,05 – 0,45	0,02 – 0,5
Erdölprodukte, mg/dm ³	< 0,05	–	–	–
¹³¹⁻¹³⁵ Iod, GBq/dm ³	0,37	0,37	0,37	–

Im Jahr 2006 wurde die Richtlinie für WWER-440 nochmals überarbeitet. Dabei wurden die Grenzwerte der Wasserstoffkonzentration von 2,7 – 5,4 mg/dm³ auf 2,2 – 4,5 mg/dm³ sowie die minimal zulässige Ammoniakkonzentration von 5 mg/dm³ auf 3 mg/dm³ reduziert und die Alkalimetalle/Borsäure-Konzentration optimiert. Ein Jahr später wurde die Richtlinie (STO 1.1.1.02.005.0621-2007) für die WWER-440-Anlagen der ersten Generation ohne Korrosionsschutzbeschichtung des RDB erarbeitet.

Die wasserchemischen Parameter für den Primärkreis von WWER-1000-Anlagen sind in der Richtlinie der Betreiberorganisation STO 1.1.1.02.005.0004-2012 zusammengestellt, deren neueste Fassung aus dem Jahr 2012 stammt. Die erste Fassung stammt aus dem Jahr 1982 und wurde aufgrund neuerer Erkenntnisse 1988, 1992 und 2000 angepasst. Die Tab. A.3 gibt einen Überblick über die Kontroll- und Diagnoseparameter aus der oben genannten STO-Richtlinie für den Primärkreis von WWER-1000-Anlagen im Leistungsbereich > 50 % N_{nom}.

Tab. A.3 Wasserchemische Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1000-Anlagen im Leistungsbereich > 50 % N_{nom}

Kontrollparameter				
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten		
		Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
Chlorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1	–	0,1 – 0,2	> 0,2
Sauerstoff, mg/dm ³	< 0,005	0,005 – 0,02	0,02 – 0,1	> 0,1
Wasserstoff, mg/dm ³	2,2 – 4,5	4,5 – 7,2 1,3 – 2,2	7,2 – 9,0 0,5 – 1,3	> 9,0 < 0,5
Alkalimetalle (K+Li+Na) in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration ¹⁹	Zone A	Zone B	Zone C und D	Zone E
Diagnoseparameter				
Parameter		Kontrollwerte		
Leitfähigkeit, µS/cm		20 – 200		
pH-Wert (25 °C)		5,8 – 10,3		
Ammoniak, mg/dm ³		> 5,0		
Eisen, mg/dm ³		< 0,05		
Nitrat-Ionen, mg/dm ³		< 0,2		
Fluorid-Ionen, mg/dm ³		< 0,05		
Sulfat-Ionen, mg/dm ³		< 0,1		
Gesamter organischer Kohlenstoff, mg/dm ³		< 0,5		

¹⁹ Siehe Tab. A.2

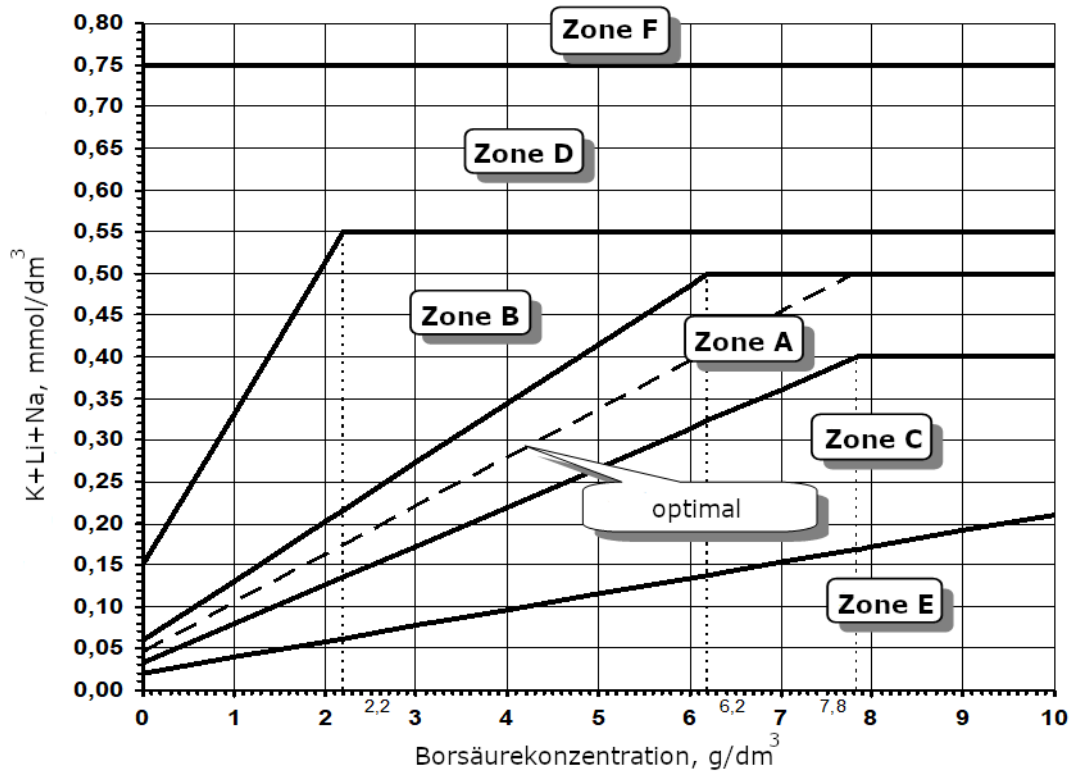


Abb. A.1 Spezifikation der Alkalimetalle/Borsäure-Konzentration für das Primärkühlwasser in WWER-1000-Anlagen

Für die neuen WWER-Anlagen der Generation 3+ vom Typ WWER-1200 wurden zwei Richtlinien für die Wasserchemie im Primärkreis herausgegeben. In der Richtlinie STO 1.1.1.03.004.0980-2014 sind die Vorgaben an die Wasserchemie während der Inbetriebsetzung der Anlage enthalten. Die Inbetriebsetzung der WWER-Anlagen in Russland sowie in vielen anderen Staaten, in denen Russland KKW errichtet, erfolgt nach einer vorgeschriebenen Prozedur, die aus drei Etappen besteht: Physikalisches Anfahren, Energetisches Anfahren und Versuchsbetrieb. Für den Dauerbetrieb sind die wasserchemischen Parameter in einem vom Anlagenentwickler „Gidropress“ erarbeiteten Dokument aus dem Jahr 2015 festgelegt.

Die wasserchemischen Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen sind in Tab. A.4 für den Leistungsbereich $> 50\% N_{nom}$ und in Tab. A.5 für den Leistungsbereich $30\% - 50\% N_{nom}$ dargestellt. Tab. A.6 gibt einen Überblick über die Kontroll- und Diagnoseparameter für die Betriebszustände „Nulllast heiß, Reaktor unterkritisch“ und „Leistungsbereich $0\% - 30\% N_{nom}$ “.

Tab. A.4 Wasserchemische Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen im Leistungsbereich > 50 % N_{nom}

Kontrollparameter				
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten		
		Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
Chlorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1	–	0,1 – 0,2	> 0,2
Sauerstoff, mg/dm ³	< 0,005	0,005 – 0,02	0,02 – 0,1	> 0,1
Wasserstoff, mg/dm ³	2,2 – 4,5	4,5 – 7,2 1,3 – 2,2	7,2 – 9,0 0,5 – 1,3	> 9,0 < 0,5
Alkalimetalle (K+Li+Na) in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration ²⁰	Zone A	Zone B	Zone C und D	Zone E
Diagnoseparameter				
Parameter		Kontrollwerte		
Leitfähigkeit, µS/cm		20 – 200		
pH-Wert (25 °C)		5,8 – 10,3		
Ammoniak, mg/dm ³		> 5,0		
Eisen, mg/dm ³		< 0,05		
Nitrat-Ionen, mg/dm ³		< 0,2		
Fluorid-Ionen, mg/dm ³		< 0,05		
Sulfat-Ionen, mg/dm ³		< 0,1		
Calcium, mg/dm ³		< 0,1		
Kieselsäure, mg/dm ³		< 1,0		
Gesamter organischer Kohlenstoff, mg/dm ³		< 0,5		

²⁰ Siehe Abb. 4-2

Tab. A.5 Wasserchemische Parameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen im Leistungsbereich 30 % – 50 % N_{nom}

Kontrollparameter				
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten		
		Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
Chlorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1	–	0,1 – 0,2	> 0,2
Sauerstoff, mg/dm ³	< 0,005	0,005 – 0,02	0,02 – 0,1	> 0,1
Wasserstoff, mg/dm ³	1,3 – 4,5	4,5 – 7,2	7,2 – 9,0 0,5 – 1,3	> 9,0 < 0,5
Alkalimetalle (K+Li+Na) in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration ²¹	Zone A	Zone B	Zone C und D	Zone E
Diagnoseparameter				
Parameter		Kontrollwerte		
Leitfähigkeit, µS/cm		20 – 200		
pH-Wert (25 °C)		5,8 – 10,3		
Ammoniak, mg/dm ³		> 15,0		
Eisen, mg/dm ³		< 0,05		
Nitrat-Ionen, mg/dm ³		< 0,2		
Fluorid-Ionen, mg/dm ³		< 0,1		
Sulfat-Ionen, mg/dm ³		< 0,1		
Calcium, mg/dm ³		< 0,1		
Kieselsäure, mg/dm ³		< 1,0		
Gesamter organischer Kohlenstoff, mg/dm ³		< 0,5		

²¹ Siehe Abb. A.2

Tab. A.6 Wasserchemische Kontrollparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für die Betriebszustände „Nulllast heiß, Reaktor unterkritisch“ und „Leistungsbereich 0 % – 30 % N_{nom}“

Kontrollparameter			
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten	
		Action Level 1	Action Level 2
Chlorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1	0,1 – 0,2	> 0,2
Sauerstoff, mg/dm ³	< 0,02	0,02 – 0,1	> 0,1
Alkalimetalle (K+Li+Na) in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration ²²	Zone A, B, C, D	-	Zone E

Tab. A.7 Wasserchemische Diagnoseparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für die Betriebszustände „Nulllast heiß, Reaktor unterkritisch“ und „Leistungsbereich 0 % – 30 % N_{nom}“

Diagnoseparameter	
Parameter	Kontrollwerte
Leitfähigkeit, µS/cm	20 – 200
pH-Wert (25 °C)	5,8 – 10,3
Ammoniak, mg/dm ³	> 15,0
Eisen, mg/dm ³	< 0,05
Nitrat-Ionen, mg/dm ³	< 0,2
Fluorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1
Sulfat-Ionen, mg/dm ³	< 0,1
Calcium, mg/dm ³	< 0,1
Kieselsäure, mg/dm ³	< 1,0
Gesamter organischer Kohlenstoff, mg/dm ³	< 0,5

²² Siehe Abb. A.2

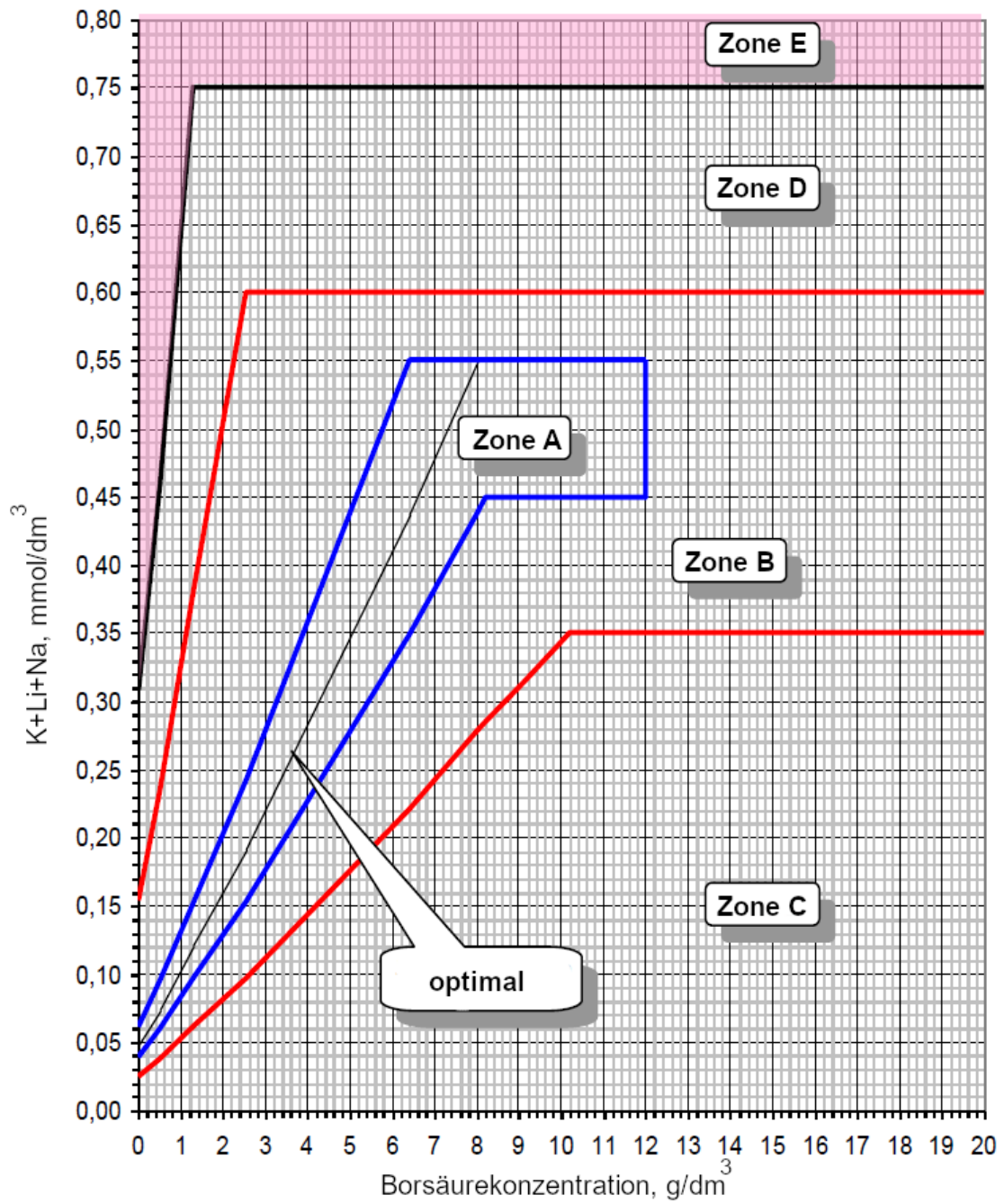


Abb. A.2 Spezifikation der Alkalimetalle/Borsäure-Konzentration für das Primärkühlwasser in WWER-1200-Anlagen

Die Diagnoseparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für den Betriebszustand „Nulllast kalt“ sind in Tab. A.8 dargestellt.

Tab. A.8 Diagnoseparameter des Primärkreislaufes von WWER-1200-Anlagen für den Betriebszustand „Nulllast kalt“

Parameter	Kontrollwerte
pH-Wert (25 °C)	> 4,2
Chlorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1
Fluorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,1
Sulfat-Ionen, mg/dm ³	< 0,2
Gesamter organischer Kohlenstoff, mg/dm ³	< 1,0
Durchsichtigkeit, %	> 95

Aus der Sicht des Strahlenschutzes stellt die Ammoniak-Kalium-Fahrweise keine optimale Lösung dar, da Ammoniak zur Entstehung von radioaktiven flüssigen Abfällen führt und eine häufige Regeneration der Filter des Kühlmittelreinigungssystems erfordert.

Bei den in Bau befindlichen neuen WWER-1300-Anlagen (WWER-TOI) soll der Primärkreislauf nach der Fahrweise mit Wasserstoff und Kalium betrieben werden.

A.3 Die Wasserchemie des Sekundärkreislaufes

Seit den 70er Jahren und bis Mitte der 2000er Jahre wurde der Sekundärkreislauf der WWER-440 und WWER-1000 vorwiegend nach der kombinierten Fahrweise mit Ammoniak und Hydrazin konditioniert, da in den WWER-Anlagen der ersten Generation die Rohre der Turbinenkondensatoren und der ND- und HD-Vorwärmer aus kupferhaltigen Legierungen gefertigt wurden.

Zur Erhöhung der Zuverlässigkeit und der Lebensdauer der Dampferzeuger wurden in den neuen Projekten der WWER-1000-Anlagen die Rohre der Turbinenkondensatoren aus Titanlegierungen oder aus rostfreiem Stahl und die Rohre der ND- und HD-Vorwärmer aus korrosionsfestem Stahl gefertigt, was einen Übergang zur Hydrazin-Ammoniak-Fahrweise mit hohen pH-Werten des Speisewassers ermöglichte und damit zur Senkung der Eisenverunreinigung führte. Diese Fahrweise wurde in den Kernkraftwerken Temelín (Tschechien), Kudankulam (Indien) und Tianwan (China) realisiert.

Nach 2005 wurden die Morpholin- und Ethanolamin-Fahrweisen entwickelt und in russischen KKW-Anlagen getestet und realisiert. Die in den Kernkraftwerken Rostow (2005) und Balakowo (2006) durchgeführten Tests zeigten, dass mit der Umstellung von der

ursprünglichen Speisewasserbehandlung mit Ammoniak und Hydrazin auf die Behandlung mit Morpholin- und Ethanolamin eine niedrigere Eisenverunreinigung des Speisewassers sowie eine niedrigere Ablagerungsgeschwindigkeit der Eisenkorrosionsprodukte in den Dampferzeugern erzielt wurden, Abb. A.3, Tab. A.9.

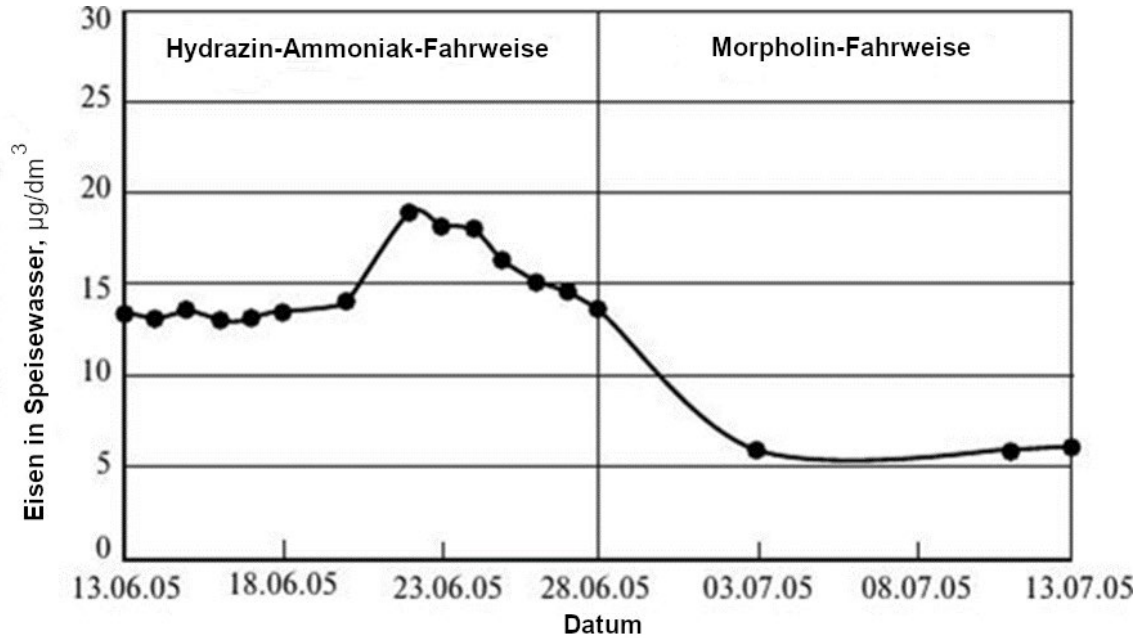


Abb. A.3 Eisen im Speisewasser bei unterschiedlichen Fahrweisen

Tab. A.9 Eisen im Sekundärkreislauf bei unterschiedlichen Fahrweisen

Fahrweise-Typ	Eisen, µg/kg			Ablagerungsgeschwindigkeit der Eisenkorrosionsprodukte in DE, g/h	Austritt von Eisen mit dem Abschlammwasser, %
	Speisewasser	Dampf	Abschlammwasser		
Hydrazin-Ammoniak	14,2	5	19,5	13,7	0,9
Morpholin	5,1	< 5	58,5	2,5	9,4
Ethanolamin (ETA)	5,0	< 5	42,0	2,5	6,9

Gegenwärtig wird der Sekundärkreislauf in fast allen in Betrieb befindlichen russischen KKW mit WWER-1000 (außer im KKW Rostow) nach der Fahrweise mit Ethanolamin konditioniert.

Tab. A.10 Fahrweise-Typen in einigen KKW mit WWER

Fahrweise-Typ					
Hydrazin-Ammoniak	Hydrazin-Ammoniak mit hohem pH-Wert	Ethanolamin	Ethanolamin-Ammoniak mit hohem pH-Wert (9,7)	Morpholin	Morpholin mit hohem pH-Wert (9,7)
<u>Russland</u> WWER-440: Kola (Blöcke 1-4)	<u>China:</u> WWER-1000/ AES-91: Tianwan (Blöcke 1-4) <u>Indien:</u> WWER-1000/ AES-92: Kudankulam (Blöcke 1-2) <u>Tschechien</u> WWER-1000: Temelín (Blöcke 1-2)	<u>Russland:</u> WWER-1000: Balakowo (Blöcke 1-4) Nowo- wornesch (Block-5) Kalinin (Blöcke 1-3) WWER-440: Nowo- wornesch (Block-4) <u>Ukraine</u> WWER-1000: Riwne (Blöcke 1-4)	<u>Russland</u> WWER-1000: Kalinin (Block 4) WWER-1200/ AES-2006: Nowo- wornesch (Blöcke 6-7) Leningrad (Blöcke 5-6) <u>Bulgarien:</u> WWER-1000: Kosloduj (Blöcke 5-6) <u>Belarus</u> WWER-1200/ AES-2006: Belarus (Blöcke 1-2)	<u>Russland</u> WWER-1000: Rostow (Block 1) <u>Ukraine</u> WWER-1000: Saporishshja (Blöcke 1-6) Südukraine (Blöcke 1-3)	<u>Russland</u> WWER-1000: Rostow (Blöcke 2-4)

Im Block 4 des KKW Kalinin und in KKW-Blöcken mit WWER-Anlagen der neuen Generation (WWER-1200/AES-2006 und WWER-1300/WWER-TOI) wurde eine Ethanolamin-Ammoniak-Fahrweise mit einem pH-Wert von 9,3 – 9,7 für das Speisewasser und von 9,4 – 9,7 für das Abschlammwasser realisiert. Diese Anlagen haben im Unterschied zu anderen WWER-1000 keine Ausrüstungen aus kupferhaltigen Legierungen im Sekundärkreislauf.

Die Umstellung von der Hydrazin-Ammoniak- auf die Ethanolamin-Fahrweise ermöglichte es,

- die Abtragung der Ausrüstung durch Korrosion zu verlangsamen,
- die pH-Werte im alkalischen Bereich stabil zu halten,
- die Ablagerungsgeschwindigkeit der Korrosionsprodukte in DE zu verlangsamen und
- den Zeitabstand zwischen den DE-Abschlammungen zu verlängern.

Die aktuellen russischen Regelungen für die Sekundärkreis-Wasserchemie bestimmen die Anforderungen an die Qualität des Speisewassers, des Abschlammwassers, des Dampfes für die folgenden Betriebszustände der Reaktoranlage während des Normalbetriebes:

- Inbetriebsetzung der Anlage
- Leistungsbetrieb (Leistungsbereich $\leq 50 \% N_{nom}$, $> 50 \% N_{nom}$)
- Anfahren aus dem heißen unterkritischen Zustand sowie Schwachlastbereich

Die Tab. A.11 gibt einen Überblick über die wasserchemischen Parameter des Speise- und Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Betriebszustand „Nulllast heiß“.

Tab. A.11 Parameter des Speise- und Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Betriebszustand „Nulllast heiß“

Parameter	Speisewasser	Abschlammwasser
	Kontrollwerte	
Leitfähigkeit, $\mu\text{S}/\text{cm}$	0,5	2,0
pH-Wert	9,0 – 9,5	9,0 – 9,6
Sauerstoff, mg/dm^3	< 0,01	–
Natrium, mg/dm^3	–	< 0,1
Chlorid-Ionen, mg/dm^3	–	< 0,1
Eisen, mg/dm^3	< 0,015	–
Hydrazin, mg/dm^3	< 0,02	–
Ethanolamin, mg/dm^3	0,1 – 1,0	–
Ammoniak, mg/dm^3	0,3 – 1,0	–

Die wasserchemischen Parameter des Speise- und Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen sind in Tab. A.12 und Tab. A.13 für den Leistungsbereich $\leq 50 \% N_{nom}$ sowie in Tab. A.14 und Tab. A.15 für den Leistungsbereich $> 50 \% N_{nom}$ dargestellt.

Tab. A.12 Wasserchemische Parameter des Speisewassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich $\leq 50\% N_{nom}$

Kontrollparameter			
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten	
		Action Level 1 (Betrieb der Anlage nicht länger als 7 Tage zulässig → „Nulllast heiß“)	Action Level 2 (Zustand „Nulllast heiß“ nicht länger als 24 Stunden zulässig → „Nulllast kalt“)
Leitfähigkeit, $\mu\text{S}/\text{cm}$	$< 0,3$	$0,3 - 1,0$	$> 1,0$
Sauerstoff, mg/dm^3	$< 0,005$	$0,005 - 0,05$	$> 0,05$
Diagnoseparameter			
Parameter			Kontrollwerte
pH-Wert			$9,3 - 9,7$
Eisen, mg/dm^3			$< 0,01$
Hydrazin, mg/dm^3			$< 0,01$
Ammoniak, mg/dm^3			$0,5 - 3,0$
Ethanolamin, mg/dm^3			$0,2 - 0,8$

Tab. A.13 Wasserchemische Parameter des Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich $\leq 50\% N_{nom}$

Kontrollparameter			
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten	
		Action Level 1 (Betrieb der Anlage nicht länger als 7 Tage zulässig → „Nulllast heiß“)	Action Level 2 (Zustand „Nulllast heiß“ nicht länger als 24 Stunden zulässig → „Nulllast kalt“)
Leitfähigkeit, $\mu\text{S}/\text{cm}$	$< 2,0$	$2,0 - 5,0$	$> 5,0$
Natrium, mg/dm^3	$< 0,05$	$0,05 - 0,3$	$> 0,3$
Chlorid-Ionen, mg/dm^3	$< 0,05$	$0,05 - 0,3$	$> 0,3$
Sulfat-Ionen, mg/dm^3	$< 0,05$	$0,05 - 0,3$	$> 0,3$
Diagnoseparameter			
Parameter			Kontrollwerte
pH-Wert			$9,0 - 9,5$

Tab. A.14 Wasserchemische Parameter des Speisewassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich > 50 % N_{nom}

Kontrollparameter				
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten		
		Action Level 1 (Betrieb der Anlage nicht länger als 7 Tage zulässig → ≤ 50 % N _{nom})	Action Level 2 (Betrieb der Anlage nicht länger als 24 Stunden zulässig → „Nulllast heiß“)	Action Level 3 (Zustand „Nulllast heiß“ nicht länger als 24 Stunden zulässig → „Nulllast kalt“)
Leitfähigkeit, µS/cm	< 0,3	0,3 – 0,5	0,5 – 1,0	> 1,0
Sauerstoff, mg/dm ³	< 0,005	0,005 – 0,01	0,01 – 0,05	> 0,05
Diagnoseparameter				
Parameter		Kontrollwerte		
pH-Wert		9,3 – 9,7		
Eisen, mg/dm ³		< 0,005		
Hydrazin, mg/dm ³		< 0,01		
Ammoniak, mg/dm ³		0,8 – 3,0		
Ethanolamin, mg/dm ³		0,3 – 0,8		

Tab. A.15 Wasserchemische Parameter des Abschlammwassers von WWER-1200-Anlagen für den Leistungsbereich > 50 % N_{nom}

Kontrollparameter				
Parameter	Grenzwerte	Abweichungen von den Grenzwerten		
		Action Level 1 (Betrieb der Anlage nicht länger als 7 Tage zulässig → ≤ 50 % N _{nom})	Action Level 2 (Betrieb der Anlage nicht länger als 24 Stunden zulässig → „Nulllast heiß“)	Action Level 3 (Zustand „Nulllast heiß“ nicht länger als 24 Stunden zulässig → „Nulllast kalt“)
Leitfähigkeit, µS/cm	< 1,5	1,5 – 3,0	3,0 – 5,0	> 5,0
Natrium, mg/dm ³	< 0,03	0,03 – 0,1	0,1 – 0,3	> 0,3
Chlorid-Ionen, mg/dm ³	< 0,03	0,03 – 0,1	0,1 – 0,3	> 0,3
Sulfat-Ionen, mg/dm ³	< 0,03	0,03 – 0,1	0,1 – 0,3	> 0,3
Diagnoseparameter				
Parameter		Kontrollwerte		
pH-Wert		9,2 – 9,6		

B Überblick und Vergleich der Kontroll- und Diagnoseparameter in verschiedenen Regelwerken und Richtlinien

In den folgenden Tabellen werden wasserchemische Parameter in den einzelnen Kreisläufen gegenübergestellt. Dazu werden die VGB-Richtlinien von 1988 /VGB 88/, 2006 /VGB 06/ und 2020 /VGB 20/ genommen. Dazu kommen die jeweiligen EPRI-Guidelines in der neuesten, für die GRS verfügbaren Fassung /EPRI 99b/, /EPRI 04b/, /EPRI 04a/. Ergänzt wird dies durch eine nach Kenntnis der GRS immer noch nur als Entwurf vorliegende Richtlinie für die Wasserchemie in DWR russischer Bauart (WWER) /IAEA 08/ (in den Tabellen als „WWER“ gekennzeichnet) und Vorgaben aus dem russischen Regelwerk für WWER-1200-Anlagen (in den Tabellen „Russ. (WWER-1200)“, vgl. Anhang A).

In den VGB-Richtlinien von 2006 und 2020 sowie in WWER und im russischen Regelwerk für WWER-1200 sind Normalbetriebswerte enthalten, die in den Tabellen – wo nicht anders genannt – genannt werden. Die EPRI-Guidelines kennen keine Normalbetriebswerte. Stattdessen werden – sofern nicht anders genannt – die Werte für Action Level 1 aufgeführt. Leere Zellen in den Tabellen bedeuten, dass in der jeweiligen Quelle dazu keine Angaben gemacht werden. Es werden auch nur die Quellen in den Tabellen aufgeführt, die zum jeweiligen Tabelleninhalt Angaben vorweisen.

B.1 Primärkreis von DWR

Tab. B.1 Spezifikation des Reaktorkühlmittels im Anfahrbetrieb, die genannten Werte für VGB und EPRI sind abweichend Grenzwerte, die nicht überschritten werden sollen

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
Chlorid [mg/kg]	< 0,2	< 0,2	< 0,15	< 0,1	< 0,1
Fluorid [mg/kg]			< 0,15	< 0,1	< 0,1
Sulfat [mg/kg]			< 0,15	< 0,15	< 0,1
Sauerstoff [mg/kg]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,02
Wasserstoff [mg/kg]			> 1,5	> 1,5 ¹	
B [mg/kg]/B-10 [At.-%]	Neutronenphysika- lische Parameter	Neutronenphysika- lische Parameter	Neutronenphysika- lische Parameter		
Lithium [mg/kg]	Entsprechend an- lagenspezifischem pH-Programm	Entsprechend an- lagenspezifischem pH-Programm	Entsprechend an- lagenspezifischem pH-Programm		
pH (bei 25°C)	Abhängig von Li, B	Abhängig von Li, B			> 5,8 < 10,3
Leitfähigkeit [μ S/cm] bei 25°C	Abhängig von Li, B	Abhängig von Li, B			> 20 < 200
Korrosionsprodukte					
Suspendierte Feststoffe [mg/kg]			< 0,35		
Ammoniak [mg/kg]				> 3 ²	> 15

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
Silikate [mg/kg]					< 1
Hydrazin			Falls anwendbar		
Alkalimetalle					Abhängig von B
Eisen [mg/kg]					< 0,05
Kupfer					
Nitrat [mg/kg]					< 0,2
TOC [mg/kg] ³					< 0,5
Calcium [mg/kg]					< 0,1

¹ Falls gasförmiger Wasserstoff dosiert wird.

² Falls Ammoniak als Wasserstoff-Quelle dosiert wird.

³ TOC: Total Organic Compounds: Gesamtgehalt organischer Bestandteile

Tab. B.2 Spezifikation des Reaktorkühlmittels im Vollast-Dauerbetrieb

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
Lithium [mg/kg]	0,2-2,2 (Richtwert)	> 0,2 < 2,2	> 0,2 < 2,2	Anlagen- spezifisch ¹		
Wasserstoff [mg/kg]	1-4 (Richtwert)	> 1,5 < 4	> 1,5 < 4	> 2,5 < 5	> 2,2 < 4,4	> 2,2 < 4,5
Chlorid [mg/kg]	< 0,2 (Richtwert)	< 0,01	< 0,01	Anlagen- spezifisch ²	< 0,1	< 0,1
Fluorid [mg/kg]				Anlagen- spezifisch ²	< 0,1	< 0,05
Sulfat [mg/kg]	-	< 0,01	< 0,01	Anlagen- spezifisch ²	< 0,15	< 0,1
Sauerstoff RKM [mg/kg]	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005
B [mg/kg]/B-10 [At.-%]		Neutronenphy- sikalische Pa- rameter	Neutronenphy- sikalische Pa- rameter	Neutronenphy- sikalische Pa- rameter	Neutronenphy- sikalische Pa- rameter	
pH (bei 25°C)		Abhängig von Li, B, (NH ₃)	Abhängig von Li, B, (NH ₃)	Abhängig von Zusätzen		> 5,8 < 10,3
Leitfähigkeit [µS/cm] bei 25°C		Abhängig von Li, B, (NH ₃)	Abhängig von Li, B, (NH ₃)	Abhängig von Zusätzen		> 20 < 200
Silikate [mg/kg]				< 3		< 1
Suspendierte Feststoffe				Anlagen- spezifisch		

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
Gesamt-Alkalimetalle					Abhängig von B	Abhängig von B
pH (bei 300 °C)					> 7 < 7,3	
Eisen						< 0,05
Kupfer						
Nitrat						< 0,2
Aluminium						
Calcium [mg/kg]						< 0,1
Magnesium						
TOC [mg/kg]						< 0,5
Ammoniak [mg/kg]						> 5

¹ in Abhängigkeit vom gewählten pH-Programm

² Festlegung anlagenspezifischer Werte empfohlen. Werte für Action Level 2 und 3 werden genannt

B.2 Sekundärkreis von DWR

Tab. B.3 Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Anfahrbetrieb: DE-Speisewasser. die genannten Werte sind abweichend Grenzwerte, die nicht überschritten werden sollen

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI	Russ. (WWER-1200)
Sauerstoff [mg/kg]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,01
pH			Anlagenspezifisch	9,0 – 9,5
Hydrazin [mg/kg]			< 0,1	< 0,02
Suspendierte Feststoffe [mg/kg]			< 0,1	
Leitfähigkeit [μ S/cm]				< 0,5
Eisen [mg/kg]				< 0,015
Ethanolamin [mg/kg]				0,1 – 1
Ammoniak [mg/kg]				0,3 – 1

Tab. B.4 Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Anfahrbetrieb: DE-Wasser

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
pH	>9,5	> 9,5	Anlagenspezifisch		9,0 – 9,6
LF h. Kat. [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 2,0	< 1,0	< 2	< 2	< 2
Natrium [mg/kg]	< 0,1	< 0,05	< 0,1	< 0,05	< 0,1
Hydrazin [mg/kg]	> 0,1	> 0,1	Detektierbar		
Chlorid [mg/kg]			< 0,1	< 0,02	< 0,1
Sulfat [mg/kg]			< 0,1	< 0,03	
Bor [mg/kg]			Anlagenspezifisch		
Alkalisierungsmittel					
Silikate					
Calcium					
Organische Säuren					

Tab. B.5 Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Vollast-Dauerbetrieb: DE-Speisewasser

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
pH	9,5-10,0	>9,8	≥ 9,8	Anlagen- spezifisch	8,8 – 9,4 ¹ 9,2 – 10,1 ²	9,3 – 9,7
LF h. Kat. [µS/cm]	0,1-0,2	< 0,15	< 0,15	Anlagen- spezifisch		< 0,3
Sauerstoff [mg/kg]	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,01	< 0,005
Hydrazin [mg/kg]	0,050-0,250	> 0,02	> 0,02	> 0,02	> 0,005 ¹ > 0,01 ²	< 0,01
Spez. LF [µS/cm]		> 15	> 15			
Alkalisierungsmittel [mg/kg]				Anlagen- spezifisch		0,3 – 0,8 ³ 0,8 – 3 ⁴
Gesamt-Eisen [mg/kg]	0,001-0,003			< 0,005	< 0,01 ¹ < 0,003 ²	< 0,005
Gesamt-Kupfer [mg/kg]				< 0,005	< 0,003	
Metalloxide				Anlagen- spezifisch		

¹ bei Anwesenheit von Kupferlegierungen im Sekundärkreis

² ohne Kupferlegierungen im Sekundärkreis

³ Ethanolamin

⁴ Ammoniak

Tab. B.6 Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Dauerbetrieb: DE-Wasser

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER	Russ. (WWER-1200)
LF h. Kat. [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	0,2-0,3	< 0,2	$\leq 0,1$	< 1 ¹	< 1	< 1,5
Natrium [mg/kg]	0,010	< 0,005	$\leq 0,001$	< 0,005	< 0,03	< 0,03
pH	9,5-9,8 (25°C)	> 9,5	> 9,5	Anlagen- spezifisch		9,2 – 9,6
Sulfat [mg/kg]	-	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,02	< 0,03
Chlorid [mg/kg]	0,030	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,03
Bor				Anlagen- spezifisch		
Stoffmengenverhältnis				Anlagen- spezifisch		
Silikat [mg/kg]	0,02			Anlagen- spezifisch		
Alkalisierungsmittel [mg/kg]	1,5-5 ²			Anlagen- spezifisch		
Calcium						
Organische Säuren						

¹ Action Level 2

² Ammoniak

Tab. B.7 Spezifikation der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Dauerbetrieb:
Hauptkondensat

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI	WWER
LF h. Kat. [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 0,2	< 0,2	Anlagen- spezifisch	< 0,2
Sauerstoff [mg/kg]	< 0,02	< 0,02	< 0,01	¹
pH				

¹ wird im Speisewasser festgelegt und gemessen

Tab. B.8 Spezifikationswerte der Medien des Wasser-Dampf-Kreislaufs im Dauerbe-
trieb: Frischdampf

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	WWER
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 0,3

B.3 Wasser-Dampf-Kreislauf von SWR

Tab. B.9 Spezifikationswerte für Reaktorwasser bei Betrieb

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20	EPRI
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	0,2	< 0,15	< 0,15	< 0,3
Chlorid [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	20	< 2	< 2	< 5
Sulfat [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	-	< 5	< 5	< 5
Elektrochem. Potenzial [mV_{SHE}]				< -230 ¹
Kieselsäure [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	500	< 200	< 200	Anlagen- spezifisch
Zink				Anlagen- spezifisch
Eisen _{gesamt}				Anlagen- spezifisch
Kupfer _{gesamt} [$\mu\text{g}/\text{kg}$]				< 1
Sauerstoff				Anlagen- spezifisch

¹ bei HWC- und HWC+NMCA-Fahrweise

Tab. B.10 Spezifikationswerte für Speisewasser bei Betrieb

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20	EPRI
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 0,08	Ca. 0,06	Ca. 0,06	< 0,065
Eisen _{gesamt} [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	5	< 2	< 2	< 5
Kupfer _{gesamt} [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	1	< 0,3	-	< 0,2
Sauerstoff [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	20-200	> 20 < 200	> 20 < 200	> 30 < 200
Zink _{gesamt} [$\mu\text{g}/\text{kg}$]				Anlagen- spezifisch

Tab. B.11 Spezifikationswerte für Dampf bei Betrieb

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 88	VGB 06	VGB 20
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 0,1	< 0,1	< 0,1

Tab. B.12 Spezifikationswerte für Kondensat bei Betrieb

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	EPRI
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 0,1
Sauerstoff [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	>30 <200

Tab. B.13 Spezifikationswerte für Reaktorwasser im kalten Zustand (< 100 °C)

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI
Chlorid [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	< 20	< 20	< 100
Sulfat [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	< 20	< 20	< 100
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 1	< 1	< 2
Kieselsäure [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	< 200	< 200	

Tab. B.14 Spezifikationswerte für Reaktorwasser für Anfahrbereitschaft

Kontrollparameter (grau)/ Diagnoseparameter (blau)	VGB 06	VGB 20	EPRI
Chlorid [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	< 5	< 5	< 100 ¹
Sulfat [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	< 10	< 10	< 100 ¹
Leitfähigkeit bei 25°C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 1	< 1	< 1 ¹
Kieselsäure [$\mu\text{g}/\text{kg}$]	< 200	< 200	
Sauerstoff [$\mu\text{g}/\text{kg}$]			< 300
Edelmetalle			Anlagen- spezifisch

¹ Werte für Action Level 2, Action Level 1 nicht definiert

Die Spezifikationen für Anfahrbereitschaft (Tab. B.14) gelten für den Beginn des Ausfahrens der Steuerstäbe. Sie eignen sich aber auch als Orientierung für die chemischen Bedingungen bei Hot Standby bzw. dem Anfahren aus diesem Zustand.

Die Leitfähigkeit eignet sich auch für den kalten Zustand sowie für die Anfahrbereitschaft nach Anlagenstillstand als Kenngröße für die Qualität des Reaktorwassers. Jedoch wird sie, im Gegensatz zum Betrieb, nach einem Anlagenstillstand als Diagnoseparameter verwendet. Der Grund dafür ist der Einfluss korrosionstechnisch nicht relevanter Kohlenensäure auf die Leitfähigkeit.

C Vergleich der ZfP-Programme wichtiger Komponenten

In den folgenden Tabellen werden die Prüfbereiche und -Intervalle an ausgewählten druckführenden Komponenten der DFU nach KTA, ASME, RSE-M und ENSI verglichen. Da im RSE-M keine Angaben zu SWR gemacht werden, beziehen sich diese Tabellen ausschließlich auf Komponenten von DWR. Die Prüfungen vor Inbetriebnahme wurden nicht mit aufgeführt, da weder KTA 3201.4 noch ENSI-B08 entsprechende Anforderungen enthalten²³. Die Anforderungen an die Prüfungen an Einbauten und Verschraubungen wurden ebenfalls nicht mit aufgenommen.

Bei dem Vergleich ist zu beachten, dass die Ausführungen analoger Komponenten zwar ähnlich, im Detail aber durchaus unterschiedlich sein können. Einige wesentliche Unterschiede ergeben sich z. B. daraus, dass die Hauptkühlmittelleitungen (HKL) der deutschen Anlagen aus ferritischem Werkstoff mit Innenplattierung gefertigt sind, während in den französischen Anlagen die HKL aus austenitischen Werkstoffen sind und in den USA beide Varianten vorkommen. Als Konsequenz liegen auch die Mischnähte an verschiedenen Orten: Entweder an den Stützen zu den von der ferritischen HKL abgehenden austenitischen Rohrleitungen oder an den Stützen der großen ferritischen Behälter zu den austenitischen Loops der HKL. Letztere werden dann als Vorschuhende (engl. „safe end“) bezeichnet und gehören formal noch zu den Behältern, während rein ferritische Anschlussnähte an einen Behälterstützen formal ein Teil der anschließenden Rohrleitungen sind und entsprechend im Regelwerk unter Rohrleitungen angesprochen werden. Im Falle des RDB werden hier jedoch beide Varianten in Tab. C.1 aufgeführt.

Deutliche Unterschiede sind auch bei den Gehäusen für die Steuerstabantriebe und den entsprechenden Durchführungen durch den RDB-Deckel zu beachten, siehe Abb. C.1. Das Stützenrohr ist bei den Anlagen von Siemens/KWU ferritisch und innen austenitisch plattiert. Es ist in den ebenfalls ferritischen Deckel eingeschraubt und die Plattierungen von Deckel und Stützenrohr sind mit einer Dichtnaht verbunden. Das obere Ende des Stützenrohres ist mit dem austenitischen Flansch über eine Mischnaht verschweißt. Dieser Flansch hat eine Doppeldichtung mit einem Zwischenablauf in einen Sammler, der auf Leckagen überprüft werden kann. Das angeflanschte austenitische Antriebsgehäuse

²³ Der Anwendungsbereich von KTA 3201.4 beschränkt sich explizit auf die Zeit nach der ersten Kritikalität. ASME XI fordert als „pre-service inspection“ grundsätzlich die Prüfung aller Stellen, die auch wiederkehrend geprüft werden sollen. RSE-M enthält nur Anforderungen für die Prüfungen im Rahmen des VCI des EPR. Bei der Inbetriebnahme älterer Anlagen war RSE-M noch nicht in Kraft.

besteht aus fünf gedrehten Teilen, unten breiter für die Klinkeneinheit, oben schmaler für die Antriebsstange. Ein Teil im Bereich der Magnetspulen ist martensitisch und mit zwei Mischnähten mit den anderen austenitischen Teilen verbunden. Alle Schweißnähte sind ohne Demontage von innen mit ET und außen mit UT prüfbar mit Ausnahme der unteren Mischnaht. Für die Prüfung dieser Naht müssen entweder außen die Spulenkörper oder innen die Klinkeneinheit und damit das ganze Gehäuse demontiert werden /RIT 95/.

Bei den Anlagen von Westinghouse wie auch bei den französischen Anlagen wurde das Stutzenrohr aus einer Nickellegierung (früher Alloy 600, später ausgetauscht gegen Alloy 690) in den RDB-Deckel eingeschrumpft und von unten mit einer tragenden Mischnaht mit dem Deckel verschweißt. Das obere Ende des Stutzenrohres ist mit dem vollständig austenitischen Antriebsgehäuse verschraubt und mit einer Dichtnaht („Canopy Seal“) verbunden. Weiter oben, oberhalb des Antriebs, ist der schlankere Teil des Gehäuses für die Steuerstabantriebsstange abermals aufgeschraubt und mit einer weiteren Dichtnaht („lower Omega seal“) verbunden. Dieser schlankere Teil besteht wiederum aus zwei miteinander verschraubten Teilen. Auch diese Verschraubung ist mit einer Dichtnaht („upper Omega seal“) versehen /CAT 14/.

Diese unterschiedlichen Ausführungen spiegeln sich auch in unterschiedlicher Weise in den Prüfanforderungen der verschiedenen Regelwerke wider. KTA 3201.4 und in noch stärkerem Maße RSE-M stellen spezifische Anforderungen für bestimmte konstruktive Details auf. Dies gilt z.B. für die Prüfung von Mischnähten oder Dichtnähten oder Einschweißnähten an definierten Stellen. Bei der Wahl der Prüfbereiche spielen allgemein offensichtlich mehrere Aspekte eine Rolle:

- Anfälligkeit für Schädigungen: z. B. gelten ferritisch/austenitische Mischnähte als besonders anfällig, aber auch Stellen mit erhöhter Beanspruchung; für diese wird eine höhere Prüfdichte gefordert. Mischnähte und austenitische Nähte, die mit Ultraschall geprüft werden müssen, müssen laut KTA von beiden Seiten der Schweißnähte zugänglich sein. Im ASME BPVC ist das nicht vorgeschrieben.
- Zugänglichkeit: bei unzugänglichen Schweißnähten kann sich die Stichprobe auf andere, gleichartige Schweißnähte konzentrieren oder nur bei günstigen Gelegenheiten geprüft werden, ggf. beides in Kombination.
- Auswirkung im Falle des Versagens: Bei kleinen Durchmessern oder Dichtnähten wird eine Prüfung der äußeren Oberfläche, die erst wanddurchdringende Risse erkennt, für ausreichend angesehen.

Tab. C.1 Wiederkehrende Prüfungen des RDB-Unterteils: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08

RDB – Unterteil	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III	ENSI B08
Umfangs- und Längs-Schweißnähte	Alle Nähte VOL einschließl. Oberflächen UT/I & q/5a	Alle Nähte, VOL/10 a	Alle Nähte, VOL UT/alle/10a	Alle Nähte, VOL/10a
Grundwerkstoff im kernnahen Bereich	Keine Angaben	Schweißreparierter Grundwerkstoff, wenn Reparaturtiefe > 10% Wanddicke VOL/10 a	WEZ unter der Plattierung (→ Unterplattierungsrisse), UT/alle/10a (VC20, 30)	Keine Angaben
Innenoberfläche	Repräsentative Bereiche anlagenbezogen festzulegen VT/alle/5a	Zugängliche Oberfläche VT-3 beim BEW	Gesamte Innenoberfläche einschl. Flansch, HKL-Stutzen, KI-Stutzen, VT/10a	Plattierung: Stichprobe VT Flanschfläche: 100% VT
Stutzen-Einschweißnähte der HKL	Alle Nähte VOL einschließl. Oberflächen UT/I & q/5a	Alle Nähte VOL/10 a	Alle Nähte, gesamtes Volumen, UT/alle/10a	Alle Nähte, VOL/10a
Stutzen-Innenkanten > DN 250	Alle Stutzen, oberflächennahe Bereiche, UT/r/5a; repräsentative Stutzen: VT/alle/5a	Alle Stutzen VOL/10 a	Keine Angaben	VOL/10a
Schweißnähte der Stutzen zur HKL	Alle Anschlussnähte an RDB Ferritische Nähte MT o. UT/I & q/5a	Alle Anschlussnähte an RDB Mischnähte zu Vorschuhende oder ferritische Nähte VOL & OFR außen/10a	Mischnähte zu Vorschuhende VOL und OFR außen UT & RT/I/10a PT/alle/10a (5a falls Chlor od. Schwefel in Atmosphäre)	Mischnähte zu Vorschuhende ≥ DN100: 100% VOL/10a
KI-Stutzen im Boden	Prüfbereich existiert nicht	10 % der Schweißnähte VOL oder OFR/10a	Einschweißnähte: VT von innen & außen/10a Schallemission bei DP/10a Stutzen und Grenze zur Naht innen: UT/10a	100 % der Einschweißnähte: VT/10a

Tab. C.2 Wiederkehrende Prüfungen des RDB-Deckels: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08

RDB - Deckel	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III	ENSI B08
Schweißnaht Kalotte zum Flansching ggf. Meridionalnähte	Alle Nähte, Volumen einschließlich der Oberflächen, UT/I & q/5a	100 % der zugänglichen Nahtbereiche VOL/10 a	Nur Bereiche mit registrierpflichtigen Anzeigen aus VCI, UT/10a	Alle Nähte, VOL/10a
Innenoberfläche	Repräsentative Bereiche, anlagenbezogen festzulegen, VT/alle/5a	Schweißreparierter Grundwerkstoff, wenn Reparaturtiefe > 10% Wandstärke VOL/10 a	Plattierung und Nähte der Durchführungen, VT/alle/10a	Plattierung: 100%/VT-3 Stichprobe/VT-1/10a
Einschweißnähte der Durchführungen	Prüfbereich existiert nicht (s. Abb. 4-4)	VOL/20 a VT bei jedem dritten BEW (code case N-729-8 /ASME 21b/)	VT von außen/10a	Einschweißnähte und Dichtnähte: VT-2/10a
Durchführungen aus Inconel 690	Prüfbereich existiert nicht	VOL/20 a VT bei jedem dritten BEW (code case N-729-8 /ASME 21b/),	Prüfung an Referenzdeckeln - → konsistente Deckelfamilien ET/10a	Keine Angaben
Stege in Stützenfeldern	Oberflächennahe Bereiche insbes. Stegmitte, UT/r/5a VT/alle/5a	Sichtprüfung beim BEW	Keine Angabe	Keine Angaben

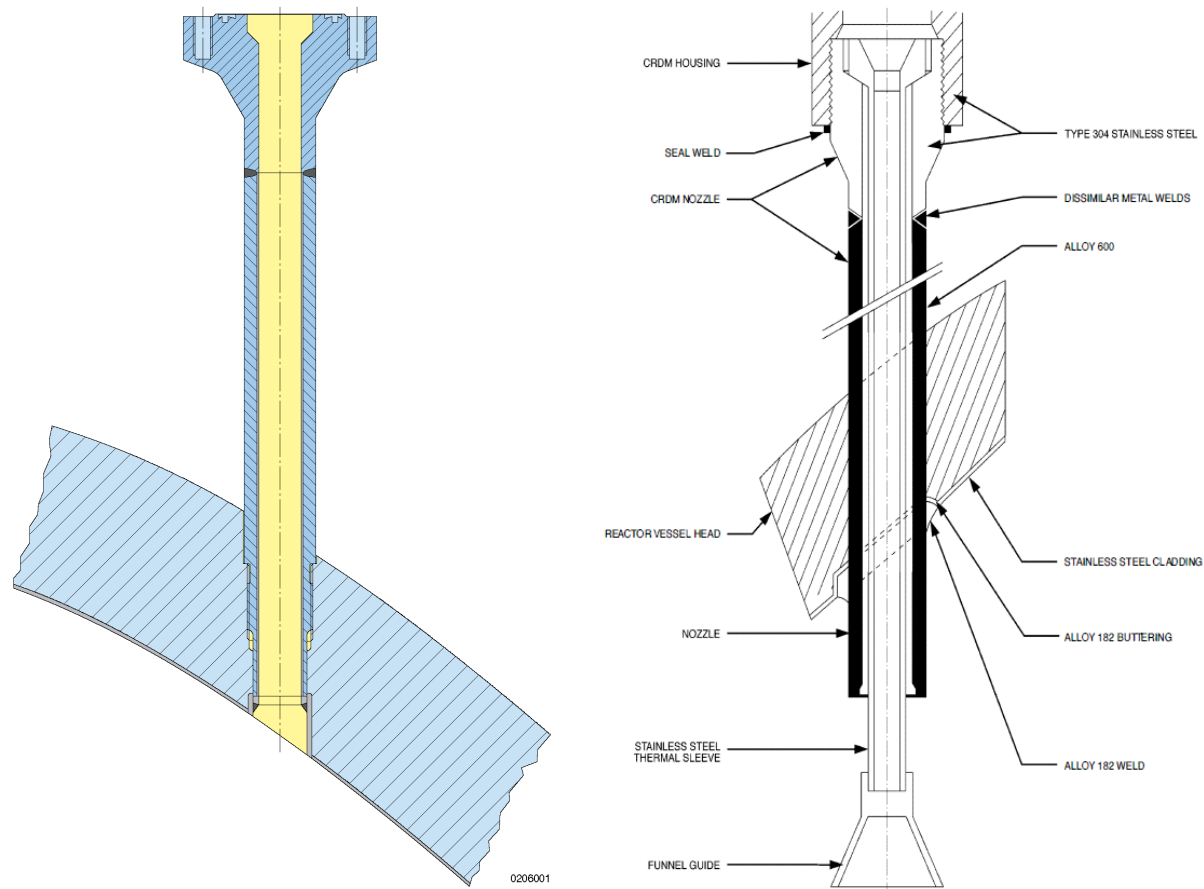


Abb. C.1 Durchführung von Steuerstababstutzen durch den RDB-Deckel in Anlagen von **Siemens/KWU (links)**: Stutzenrohre ferritisch, in den Deckel eingeschraubt, innen plattiert und unten mit einer Dichtnaht mit der Deckelplattierung verbunden - und **Westinghouse (rechts)** (aus /NRC 97/): Stutzenrohr aus einer Nickellegierung, in den Deckel eingeschrumpft und mit einer Festigkeitsnaht verbunden

Tab. C.3 Wiederkehrende Prüfungen der druckführenden Wände der Steuerelementantriebe: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der EN SI-Richtlinie B08

Gehäuse der SE-Antriebe ¹	Prüfumfang/Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
	Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III
Rundnähte Deckelstutzen - Flansch (Mischnaht)	Naht Ferrit/Austenit: 10 %/OFR von innen nach Zugänglichkeit ET/I & q/5a	10 % der Schweißnähte VOL oder VT/10a	Naht Alloy 690/Austenit: Schallemission bei DP und VT danach/10a	10 %/VOL/10a
Rundnähte an Druckrohren: Mischnähte	10 %/OFR von innen nach Zugänglichkeit ² UT o. RT o. PT o. ET/ I & q/5a	Prüfbereich existiert nicht	Schallemission bei DP (Prüfbereich existiert nur bei kurzen SE und ist nicht zugänglich)	10%/VOL/10a
Rundnähte an Druckrohren: Austenit. Nähte	10 %/OFR von innen nach Zugänglichkeit ET/I & q/5a	10 % an peripheren Druckrohren VOL oder VT von innen/10a	Prüfbereich existiert nicht	10%/VOL/10a
Dichtnähte der Flansche zu den Druckrohren	Prüfbereich existiert nicht	Keine Angabe	CANOPY seals VT von außen auf Borsäurespuren/bei jedem BEW	100%/VT-2/10a
Dichtnähte zwischen Teilen der Druckrohre	Prüfbereich existiert nicht	Keine Angabe	Omega seals VT von außen/5a	100%/VT-2/10a

¹ Nach /KTA 17a/ umfasst dies auch die Kerninstrumentierungs- und den Entlüftungsstutzen, nach /EN SI 22/ kann an Stutzen < DN100 OFR anstatt VOL durchgeführt werden.

² Untere Mischnaht nur bei Ausbau des Druckrohres und Ziehen der Klinkeneinheit

Tab. C.4 Wiederkehrende Prüfungen auf der Primärseite des Dampferzeugers: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08

DE-Primärseite	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III	ENSI B08
Übergangsbereich Rohrboden-Kalotte	Rundung im Übergang, UT von innen/Umfangsrichtung/50% der DE in 5a, alle DE in 10a	Umfangs-/meridionale Schweißnähte eines DE VOL/10 a	Krempe am Rohrboden, UT von außen/10a	Keine Angaben (vmtl. bei Umfangsnähten inbegriffen)
Umfangsschweißnähte: Rohrboden-Kalotte, ggf. weitere Nähte	Oberflächennahe Bereiche der Naht innen & außen, UT od. MT/I & q/5a	Prüfung an einem DE VOL/10 a	Rohrboden-Kalotte, UT/5a ggf. Zwischenring-Kalotte, UT/10a	ein DE: 100% VOL/10a andere DE : 25% VOL/10a
Einschweißnähte der Stutzen	Oberflächennahe Bereiche der Naht innen & außen, UT od. MT/I & q/5a 1 Stutzen pro DE/50% der DE in 5a, alle DE in 10a	VOL/10 a	Prüfbereich existiert nicht (Kalotten gegossen oder gekümpelt, jeweils inkl. Stutzen)	≥ DN100: 100% VOL/10a
Stutzen-Innenkanten	UT/r/1 Stutzen pro DE, 50% der DE in 5a, alle DE in 10a	Keine Angaben	Keine Angaben	Stichprobe VT-1/10a
Mischnaht zum Vorschuhende zur HKL	Prüfbereich existiert nicht (HKL ist ferritisch)	Prüfungen an einem DE ≥ DN100 VOL und OFR < DN100 OFR 10 a	Mischnaht ohne Pufferung: UT von außen oder RT von innen/5a Sonst: RT von innen auf Bindefehler/5a PT von außen nur VCI, VC01, (5a falls Chlor od. Schwefel in Atmosphäre)	≥ DN100: 100% VOL/10a > DN25: 100% OFR/10a

DE-Primärseite	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III	ENSI B08
Innenoberfläche	Plattierung, Trennwand, Heizrohreinweißung, Stutzen - anlagenspezifisch, VT/5a	Keine Angaben	Plattierung, inkl. Rohrboden, Trennwand, VT/alle/5a Falls Einschweißnaht der Trennwand aus Alloy 600: UT/VP o. VC	100% VT-3, Stichprobe VT-1
Entleerungsstutzen	Keine Angaben	Keine Angabe	falls vorhanden: VT & PT von außen/10a	Keine Angabe
Dampferzeuger- Heizrohre	20% der HR volle Länge, Prüftechnik anlagenspezifisch 50% der DE in 3a, alle DE in 5a	VOL Anlagenspezifisch festgelegt	1/8 bis 1/6 der HR/Bobbin Coil über volle Länge / jeden BEW 100% der HR/Rotiersonde im Einwalzbereich/6a 100% der HR, Bobbin Coil über volle Länge/10a Zusätzliche Prüfungen für: HR aus Alloy 600, bestimmte Ab- standhaltergitter, bei externer Korrosion und Pilotanlage mit HR aus Alloy 690	30% der HR jedes DE/ VOL/5a

Tab. C.5 Wiederkehrende Prüfungen auf der Sekundärseite des Dampferzeugers: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENISI-Richtlinie B08

DE-Sekundärseite	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
	Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III
Übergang Rohrboden-Mantelring	Krempe und Rundung am Rohrboden, UT von innen/Umfangsrichtung/50% der DE in 5a, alle DE in 10a	100 %, bei identischen Behältern reicht es aus, einen zu prüfen VOL/10 a	Krempe am Rohrboden, UT von außen/10a (gehört nach RSE-M noch zur Primärseite)	Keine Angaben
Anschlussnaht an Rohrboden	UT od. MT/I & q/ 50% der DE in 5a, alle DE in 10a	VOL/10 a	UT/ /5a (gehört nach RSE-M noch zur Primärseite)	100% VOL an einem DE oder aufgeteilt auf alle DE/10a
Längs- und Rundnähte im Mantel	Eine repräsentative Rundnaht, 25% der Längsnähte, UT od. MT/I & q/ 50% der DE in 5a, alle DE in 10a	100% eines DE (bei identischen DE) VOL/10 a	UT/I & q/10a konischer Ring – Mantel: zusätzl. UT auf Wanddicke falls Naht direkt im Knick: zusätzl. MT/10a	Naht Mantel/Deckelkalotte, Nähte an Diskontinuitäten, Stoßstellen: 100% VOL an einem DE oder aufgeteilt auf alle DE/10a
Einschweißnähte Frischdampf- und Speisewasserstutzen	Keine Angaben	Oberflächen- und VOL/10 a	Frischdampfstutzen, UT/I & q/10a Speisewasserstutzen, VT von innen/10a, UT von außen/10a	> DN250: 100% VOL an einem DE
Speisewasserstutzen	Gesamter Umfang im Bereich erhöhter Beanspruchung des WSR UT od. MT/I & q/ 50% der DE in 5a, alle DE in 10a	Oberflächen- und VOL/10 a	nahe Naht zum WSR (falls angeschweißt) UT von außen/10 a	

DE-Sekundärseite	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
Prüfbereich	KTA 3201.4	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III	ENSI B08
Stutzeninnenkanten	Stutzeninnenkante eines repräsentativen Stutzens \geq DN 250 UT od. MT/I & q/ 50% der DE in 5a, alle DE in 10a	100 %, bei identischen DE mindestens einen prüfen VOL/10 a	Keine Angaben	Keine Angaben
Innenoberflächen	Stutzen, Einbauten, drucktragende Wandung, soweit einsehbar VT/alle/1 DE in 5a, alle DE in 20a	Keine Angaben	Keine Angaben	Keine Angaben
Entleerungsstutzen oberhalb Rohrboden	Keine Angaben	100 %, bei identischen DE: mindestens einen prüfen Oberflächen- und VOL/10 a	PT & UT von außen/10a	Keine Angaben (s.u. Einschweißnähte kleiner Stutzen)
Einschweißnähte kleiner Stutzen	Keine Angaben	100 %, bei identischen DE: mindestens einen prüfen Oberflächenprüfung/10 a	PT von außen/10a	> DN25: 100%/VT-2/10a
Mann-, Hand-, Sichtlöcher	Keine Angaben	Keine Angaben	VT während Dichtheitsprüfung vor dem Öffnen und nach dem Verschließen	Keine Angaben

Tab. C.6 Wiederkehrende Prüfungen der Hauptrohrleitungen der DFU von DWR: Prüfbereiche, -Techniken und -Intervalle nach KTA 3201.4, ASME XI, RSE-M und der ENSI-Richtlinie B08

RL der DFU, DWR	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
	Prüfbereich	KTA 3201.4 ¹	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III
Schweißnähte an Geradrohren oder Krümmern der HKL	je Loop eine Naht des höchstbelasteten Krümmers und eine wechselnde Naht MT o. UT/I & q/ 2 Loops in 5a, 4 Loops in 10a	25 % der Schweißnähte einschl. aller Nähte zu Behältern/Vorschuhenden VOL und OFR/10 a feste Prüfstellen für WKP	Alle Längs- & Umfangsnähte, VT bei Druckprüfg./10a Nähte an Vorschuhenden: RDB: UT o. RT innen/10a DE: RT von innen/10a DH: RT von außen/10a	Alle RL-Nähte der DFU/10a: ≥ DN100: 25% VOL 25 < DN < 100: ferritische RL 10% OFR, austenitische RL 5% VOL
HKL Innenoberfläche	Repräsentative Bereiche: Plattierung, Stutzen(-innenkanten), WSR VT/alle/2 Loops in 5a, 4 Loops in 10a	Keine Angaben	Keine Angaben	Alle RL ≥ DN250: Innere Oberflächen und Anschweißungen/Stichprobe/ VT-3/bei Demontage
Einschweißnähte von Anschluss-Stutzen an die HKL DN ≥ 250	1 Stutzen je Loop MT o. UT/I/2 Loops in 5a, 4 Loops in 10a	25 % VOL und OFR/10 a	VT o. PT/bei Druckprüfg./10a	Keine Angaben (siehe erste Zeile)
Schweißnähte der Anschluss-Stutzen zu den von der HKL abzweigenden RL	zur VAL u. 2 Nähte zu Not- & Nachkühlleitungen.: UT o.PT/I & q/5a Je eine Naht zum Sprüh- und Volumenregelsystem: UT, RT o. PT/I & q/5a ggf. inkl. Anschluss WSR ²	25 % VOL und OFR/10 a	Vermischungsbereiche ³ in Referenzanlagen: UT/10a Andere Stutzen: PT bei VC1 oder VC2 Falls WSR eingebaut: RT von außen/5a (WSR noch vorhanden?)	Stutznähte aller RL ≥ DN100: 25% VOL
Volumenausgleichsleitung	Eine Verbindungsnaht und die höchstbelastete Biegung o. Krümmer PT o. UT o. RT o. ET/I/5a	Analog den anderen Rohrleitungen	Alle Umfangsnähte an VAL von Referenzanlagen & bei 900 MW-Anlagen untere Naht von 90°-Krümmer: RT von außen/10a	Keine Angaben (siehe erste Zeile)

RL der DFU, DWR	Prüfumfang, Prüftechnik/Fehlerorientierung/Prüfintervall			
Prüfbereich	KTA 3201.4 ¹	ASME XI	RSE-M, Bd. I & III	ENSI B08
Schweißnähte an die HKL anschließender Rohrleitungen ≥ DN 150	20% aller Nähte nach Beanspruchung, feste und wechselnde Stellen PT o. UT o. RT o. ET//10a	≥ DN 100: 25 % VOL und OFR/10 a < DN 100: 25 % OFR/10a feste Prüfstellen für WKP	Längs- & Umfangsnähte, VT bei Druckprüfung/10a	Keine Angaben (siehe erste Zeile)
Schweißnähte an HKL anschließender Rohrleitungen < DN 150	10% aller Nähte nach Beanspruchung, feste und wechselnde Stellen PT o. UT o. RT o. ET//10a			Keine Angaben (siehe erste Zeile)
Sonstige Bereiche (Schweißnähte oder Grundwerkstoff)	Höchstbeanspruchter Bereich eines Krümmers je Loop MT o. UT/I & q/ 2 Loops in 5a, 4 Loops in 10a	Keine Angaben	Stichprobe mit hoher Ermüdung oder Beanspruchung: RT von außen/10a gegen SpRK empfindliche Bereiche: RT o. UT/10a Bereich des Notkühlsystems mit potenzieller ⁴ kalter Leckage : UT/10a heißer Leckage: UT an Grundwerkstoff/10a RT an Schweißnaht/10a	Ausgewählte Bereiche > DN 25: Wanddicke/10a

¹ Bei Schweißnähten jeweils äußere und innere Oberfläche mit oberflächennahen Bereichen, einschl. Anschlussnähte an DE (alle HKL ferritisch)

² Dies sind alles Mischnähte. Bei Schweißgut aus einer Nickellegierung an der medienberührten Oberfläche ist zusätzlich zur Längsfehlerprüfung eine gegenseitige Querfehlerprüfung durchzuführen und der Prüfumfang ist ggf. zu verdoppeln. Bei der Auswahl einer Stichprobe sind Schweißnähte mit hoher Betriebstemperatur und mit Reparaturen bevorzugt zu prüfen.

³ Vermischungsbereich des VAL-Stützens bei 900-MW-Anlagen und der Einspeisestutzen des Notkühl- und Volumenregelsystems aller Serien

⁴ Bereiche mit potenzieller thermischer Ermüdung aufgrund undichter Absperrarmaturen

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

Schwertnergasse 1
50667 Köln

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Boltzmannstraße 14

85748 Garching b. München

Telefon +49 89 32004-0

Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200

10719 Berlin

Telefon +49 30 88589-0

Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4

38122 Braunschweig

Telefon +49 531 8012-0

Telefax +49 531 8012-200

www.grs.de