



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

ABSCHLUSSBERICHT ZUM FORSCHUNGSVORHABEN SR 2521 „ANALYSE UND BEWERTUNG DES GEFÄHRDUNGSPOTENTIALS DURCH KORROSION IN DEUTSCHEN LKR-ANLAGEN“

BMU - 2007 - 698



BMU – 2007-698

**Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben SR
2521 „Analyse und Bewertung des
Gefährdungspotentials durch Korrosion in
deutschen LKR-Anlagen**

TÜV Nord EnSys Hannover
GmbH & Co.KG

IMPRESSUM

Dieser Band enthält einen Abschlussbericht über ein vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördertes Vorhaben. Verantwortlich für den Inhalt sind allein die Autoren. Das BMU übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie die Beachtung privater Rechte Dritter. Der Eigentümer behält sich alle Rechte an der weiteren Nutzung oder Vervielfältigung des Berichts vor.

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

Herausgeber:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Referat RS I 2
Postfach 12 06 29
53048 Bonn

ISSN 1612-6386

Erscheinungsjahr: 2007

**Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben SR2521
„Analyse und Bewertung des Gefährdungspotentials
durch Korrosion
in deutschen LWR-Anlagen“**

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers (Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) übereinstimmen.

Kurzzusammenfassung

Aufgabenstellung des vorliegenden Forschungsvorhabens war es, ausgehend von Meldungen über Vorkommnisse in kerntechnischen Anlagen aus den Jahren 1994 bis 2004, deren Ursache im Auftreten von Korrosion lag, für die vorkommenden Korrosionsarten außer Dehnungsrissskorrosion, transkristalline Spannungsrissskorrosion, interkristalliner Spannungsrissskorrosion mit Sensibilisierung und Korrosion an Nickelbasislegierungen eine systematische Analyse des Gefährdungspotentials vorzunehmen.

Der Anteil korrosionsbedingter Ereignisse am Gesamtaufkommen der Meldepflichtigen Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen lag im Jahresmittel bei ca. 12,5%. Sowohl im Inland als auch im Ausland wurden etwa 90% der korrosionsbedingten Ereignisse bei den planmäßig durchgeführten Wartungs-, Inspektions- oder Prüfmaßnahmen einschließlich der regelmäßigen Begehungen erkannt. Die übrigen korrosionsbedingten Ereignisse wurden durch die betrieblichen Überwachungseinrichtungen erkannt.

Die weitere Analyse des Aufkommens unter Berücksichtigung des Errichtungszeitraums der deutschen LWR-Anlagen ergab keinen signifikanten Zusammenhang zwischen dem Alter der Anlage und den festgestellten Korrosionserscheinungen. Tendenziell traten in den DWR- bzw. SWR-Anlagen aus neueren Baureihen weniger korrosionsbedingte Ereignisse auf. Dies ist auf die Umsetzung der Anforderungen der in den 80-er Jahren eingeführten BMU-BMI-Sicherheitskriterien, der RSK-Leitlinien sowie der Rahmenspezifikation Basissicherheit und der KTA-Regeln zurückzuführen.

Eine deterministisch durchgeführte Bewertung der von Korrosion betroffenen Systeme und Komponenten ergab, dass keine der aufgeführten Korrosionsarten allein aus systemtechnischen Betrachtungen von den weitergehenden Betrachtungen auszuschließen war. Die Bewertung mit probabilistischen Methoden führte nicht zu anderen Ergebnissen.

Die weitere Bewertung erfolgte unter Berücksichtigung folgender Aspekte:

- Charakteristische Merkmale, Randbedingungen und Ausbreitungsgeschwindigkeit der einzelnen Korrosionsarten
- Mögliche Auswirkungen der korrosionsbedingten Werkstoffveränderungen auf das Leck-vor-Bruch-Postulat
- Festlegungen im deutschen kerntechnischen Regelwerk zu durchzuführenden Vorsorgemaßnahmen im Hinblick auf Korrosion

- Fähigkeit der zerstörungsfreien Prüfverfahren und der Sichtprüfung zur Erkennung von durch Korrosion verursachten Schädigungen
- Stand der wiederkehrenden Prüfungen drucktragender Komponenten in den Kernkraftwerken
- Maßnahmen der betrieblichen Überwachung von Ursachen und Folgen durch Schädigungen infolge Korrosion

Aus den zusammengestellten Ergebnissen werden für deutsche LWR-Anlagen folgende Schlussfolgerungen abgeleitet:

1. Durch gezielte Werkstoffwahl, definierte Fertigungsprozesse und spannungsmäßig optimierte Auslegung von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten wird der Möglichkeit von im Betrieb auftretenden Korrosionsschäden weitgehend vorgebeugt.
2. Die bruchmechanischen Bewertungen bestätigen, dass für Rohrleitungen mit dem Kriterium „Bruchausschluss“ Korrosion als Schädigungsmechanismus ausgeschlossen werden muss.
3. Das System der wiederkehrenden Prüfungen, betrieblichen Überwachung sowie vorbeugenden Inspektionen und Wartungen gewährleistet eine frühzeitige Erkennung von trotz der Vorbeugemaßnahmen dennoch auftretenden Korrosionserscheinungen.
4. Durch gezielte Auswertung von im In- und Ausland aufgetretenen Schäden werden neue Erkenntnisse erzielt und damit die bisherigen Vorbeuge- und Überwachungsmaßnahmen immer wieder optimiert.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass es keine gravierenden Änderungen im kern-technischen Regelwerk bezüglich der Vorbeugung bzw. Erkennung von durch Korrosion verursachten Schäden in deutschen LWR-Anlagen geben muss.

In Auswertung der Ereignisse in Folge von Korrosion und der Randbedingungen für das Auftreten sowie die Auswirkungen auf den Betrieb ergeben sich Empfehlungen für die Prüfung von Komponenten unter Berücksichtigung der Anforderungen des Personenschutzes und Anlagenschutzes sowie zur weiteren Untersuchung von nicht wärmebehandelten kaltverformten Bauteilen aus stabilisierten austenitischen Stählen in deutschen LWR-Anlagen bezüglich Anfälligkeiten gegenüber ISpRK.

**Final Report about Research Project SR2521
„Analysis and Assessment of the Risk Potentials
caused by Corrosion
in German Light Water Reactor (LWR) Plants“**

Abstract

Following the reports about incidents in nuclear facilities between 1995 and 2004 that were caused by corrosion, it was the purpose of this research project to systematically analyze the risk potentials of the existing types of corrosion, except expansion crack corrosion, transgranular stress-corrosion with sensitization, intergranular stress corrosion with sensitization and the corrosion of alloys based on nickel.

The share of such incidents due to corrosion in the total number of reportable incidents in German LWR plants amounted to approx. 12.5 % (annual average). Some 90 % of the incidents caused by corrosion both in Germany and abroad were identified during scheduled maintenance, inspection or test measures, which include regular inspections. The remaining incidents due to corrosion were identified by the internal monitoring equipment.

The further analysis of the incidents, which took into account the erection period of the German LWR plants, did not show any significant correlation between the age of the plant and the found corrosion effects. As a tendency, less incidents caused by corrosion occurred in the PWR* or BWR plants of a more advanced design. This can be attributed to the requirements contained in the BMU-BMI** safety criteria which were implemented in the 1980s, to the RSK*** guidelines, to the general specification concerning the fundamental safety of pressurized vessels and to the KTA**** regulations.

A deterministic assessment of systems and components affected by corrosion showed that it was impossible to exclude specific corrosion types from any further considerations merely for system-related reasons. The assessment with probabilistic methods did not lead to any other results.

The following aspects were taken into account in the subsequent assessments:

* pressurized-water reactor / boiling-water reactor
** Federal Ministry of the Environment/Federal Ministry of the Interior
*** Reactor Safety Commission
**** *Kerntechnischer Ausschuss* (Board for Nuclear Technology)

- characteristic features, peripheral conditions and the propagation of the individual types of corrosion,
- possible influences of changes of the material caused by corrosion on the leak-before-break postulate,
- provisions in the German set of nuclear rules and regulations about preventive measures to be taken against corrosion,
- capability of non-destructive test methods and of visual inspections to recognize and identify damage caused by corrosion,
- status of the recurrent tests on pressurized components in the nuclear facilities,
- internal monitoring measures for identifying the causes and consequences of damage due to corrosion.

The following conclusions have been derived for the German LWR plants from the results thus gained:

1. Corrosion damage during operations can be largely prevented by a selective choice of the materials used, by well-defined manufacturing processes and by an optimized design of the safety-relevant components with regard to the stress they are subjected to.
2. The fracture-mechanical assessments have confirmed that pipelines dimensioned with regard to the leak-before-break criterion have to be completely free from corrosion effects.
3. The system of recurrent tests, internal monitoring as well as preventive inspections and maintenance will ensure the early identification of corrosion that may occur despite the preventive measures taken.
4. The selective assessment of damage that has occurred both in Germany and abroad will raise new aspects and deepen the knowledge, so that existing prevention efforts and monitoring measures can be further optimized.

In summary, it can be stated that the set of nuclear rules and regulations need not to be fundamentally amended with regard to preventing and identifying the damage in German LWR plants that has been caused by corrosion.

As a result of having assessed the incidents caused by corrosion and the peripheral conditions for their occurrence as well as their influence on the operation of the nuclear facilities, certain recommendations for the test of components as well as for the protection of the personnel and the plants can be made. Also, the susceptibility to intergranular stress corrosion cracking (ISCC) of not heat-treated, cold-formed components made of stabilized austenitic steel and used in German LWR plants should be further analyzed.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung, Aufgabenstellung und Abarbeitung	10
2	Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion -Grundsätze und Vorgehensweise	12
2.1	Systematik für die Bewertung des Gefährdungspotentials	12
2.2	Einflussfaktoren und Randbedingungen für das Eintreten von Korrosion	14
2.3	Bewertung des Gefährdungspotentials	15
3	Schadensereignisse durch Korrosion in LWR-Anlagen im In- und Ausland im Zeitraum von 1995 bis 2004	17
3.1	Allgemeines zur Auswertung	17
3.2	Korrosionsbedingte Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen	18
3.2.1	Allgemeine Auswertung	18
3.2.2	Berücksichtigung des Errichtungszeitraumes der Anlagen	22
3.3	Korrosionsbedingte Ereignisse in ausländischen LWR-Anlagen	24
3.3.1	Überblick über die gemeldeten Ereignisse	24
3.3.2	Besondere korrosionsbedingte Schadensereignisse	27
3.4	Schlussfolgerungen	27
4	Schädigungsmechanismus Korrosion in LWR-Anlagen	29
4.1	Auswahl der zu betrachtenden Korrosionsarten	29
4.1.1	Allgemeines	29
4.1.2	Auswahl nach der Häufigkeit des Auftretens	29
4.1.3	Auswahl nach der sicherheitstechnischen Bedeutung betroffener Komponenten und Systeme	30
4.1.3.1	Deterministische Betrachtung	30
4.1.3.2	Probabilistische Betrachtung	32
4.1.4	Auswahl besonderer Korrosionsereignisse	34

4.1.5	Schlussfolgerungen	35
4.2	Korrosionsarten - Randbedingungen und Einflussfaktoren	36
4.2.1	Vorbemerkung für die Betrachtungen	36
4.2.2	Erosionskorrosion	36
4.2.3	Flächen- und Muldenkorrosion (einschließlich Borsäurekorrosion)	40
4.2.4	Interkristalline Spannungsrisskorrosion ohne Sensibilisierung	44
4.2.5	Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion	48
4.2.6	Mikrobiologisch Induzierte Korrosion (MIC)	49
4.2.7	Lochkorrosion	51
4.2.8	Stillstandkorrosion	53
4.2.9	Reibkorrosion	55
4.2.10	Schwingungsrisskorrosion	56
4.2.11	Kontaktkorrosion	57
4.2.12	Sonstige Korrosion	58
4.3	Schlussfolgerungen	59
5	Auswirkungen von Korrosion auf die mechanischen Komponenten	62
5.1	Allgemeines zur Aufgabenstellung	62
5.2	Einfluss der Korrosion auf andere Schadensmechanismen	62
5.3	Auswirkung der Korrosion auf die Anforderung „Leck-vor-Bruch“	67
5.3.1	Aufgabenstellung und Vorgehensweise	67
5.3.2	Grundlagen des Bruchausschlusses	67
5.3.3	Mögliche Auswirkungen der Korrosion auf das Leck-vor-Bruch-Postulat	70
5.3.4	Schlussfolgerungen	72
6	Maßnahmen gegen Ursachen und Folgen von Korrosion	74
6.1	Berücksichtigung der Korrosion in den kerntechnischen Regelwerken	74
6.2	Festlegungen für die Auslegung und Herstellung	74
6.3	Prüfungen und Überwachung von Ursachen und Folgen von Korrosion im Betrieb	77
6.3.1	Allgemeines	77
6.3.2	Zerstörungsfreie Prüfverfahren zur Erkennung der Folgen von Korrosion	77

6.3.2.1	Fehlercharakteristik von Korrosionserscheinungen aus Sicht der zerstörungsfreien Prüfung	77
6.3.2.2	Zerstörungsfreie Prüfverfahren	78
6.3.2.2.1	Sichtprüfung, visuelle Prüfung (VT)	78
6.3.2.2.2	Eindringverfahren (PT)	81
6.3.2.2.3	Magnetpulververfahren (MT)	82
6.3.2.2.4	Ultraschallprüfung (UT)	84
6.3.2.2.5	Durchstrahlungsprüfung (RT)	88
6.3.2.2.6	Wirbelstromverfahren (ET)	93
6.3.2.3	Auswahl eines geeigneten Prüfverfahrens unter Berücksichtigung des unterstellten Korrosionsmechanismus	97
6.3.3	Wiederkehrende Prüfungen und betriebliche Überwachung	101
6.3.3.1	Inspektionen und Prüfungen - Grundsätzliches	101
6.3.3.2	Konzept der wiederkehrenden Prüfungen	102
6.3.3.2.1	Grundlegende Aspekte	102
6.3.3.2.2	Wiederkehrend zu prüfende Komponenten	103
6.3.3.2.3	Das abgestufte Prüfkonzept	104
6.3.3.3	Betriebliche Überwachung	107
6.3.4	Schlussfolgerungen	107
6.4	Erkennung von Korrosionsschäden im Betrieb	109
6.5	Schlussfolgerungen	111
7	Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion	112
7.1	Grundsätzliches zur Bewertung	112
7.2	Gefährdungspotential durch Korrosion	112
7.3	Schlussfolgerungen	116
8	Zusammenfassung	118
9	Abkürzungen	121
10	Zitierte Unterlagen	123
Anhänge 1 - 5		129

An diesem Bericht haben mitgewirkt

Dr. Hüper

Dr. Rückriem

Dr. Plagemann

Herr Bode

Herr Fricke

Frau Dr. Fuhrmann

Dr. Braas

Herr Röthig

Herr Kirn

Die Auswertung eines Teiles der Ereignismeldungen erfolgte auf Grundlage der von der Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS), Köln zur Verfügung gestellten Daten.

1 Einleitung, Aufgabenstellung und Abarbeitung

In der näheren Vergangenheit traten in einzelnen LWR-Anlagen im Ausland korrosionsbedingte Schäden mit einem hohen Risiko für die Sicherheit der Anlage auf. Beispielhaft seien hier erwähnt die borsäurebedingte Korrosion am Deckel des Reaktordruckbehälters des Kraftwerkes Davis Besse in den USA, der Abriss einer Speisewasserleitung in der japanischen Anlage Mihama nach vorangegangener Erosionskorrosion sowie die Leckage im Primärkreis des Kernkraftwerkes Summer (USA) infolge von Korrosion einer Mischschweißverbindung in der Hauptkühlmittelleitung.

Für eine Reihe von Korrosionsarten, die in der Vergangenheit schon zu zahlreichen Korrosionsschäden auch an Komponenten mit hoher sicherheitstechnischer Bedeutung geführt haben, liegen bereits umfangreiche und systematische Untersuchungen zu ihren Ursachen und Einflussfaktoren vor. Ihre Auswirkungen beim Auftreten in LWR-Anlagen sowie Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Minimierung der durch sie bedingten Risiken waren Bestandteil ausführlicher Studien. Dies betrifft vorrangig den Angriff von Komponenten durch

- Dehnungsrissskorrosion (DRK)
- transkristalline Spannungsrissskorrosion (TSpRK)
- interkristalline Spannungsrissskorrosion (ISpRK) mit Sensibilisierung
- Korrosion an Nickelbasislegierungen.

Vor dem Hintergrund der oben genannten gravierenden korrosionsbedingten Schäden in ausländischen LWR-Anlagen initiierte das Bundesamt für Strahlenschutz das BfS-Forschungsvorhaben SR 2521. Hiermit soll für weitere Korrosionsarten, die es neben den oben genannten Arten noch gibt, eine Bewertungslücke geschlossen werden.

Aufgabenstellung des Vorhabens ist es, für diese Korrosionsarten eine systematische Analyse des Gefährdungspotentials vorzunehmen.

Ausgangspunkt der Analysen ist die systematische Zusammenstellung der Korrosionsschäden in deutschen und ausländischen LWR-Anlagen im Zeitraum von 1995 bis 2004.

Unter Berücksichtigung der o. g. Einschränkungen zu den zu betrachtenden Korrosionsarten wurden die korrosionsbedingten Schäden¹ im Rahmen dieses Forschungsvorhabens hinsichtlich ihrer Bedeutung für deutsche LWR-Anlagen bewertet.

¹ hiermit sind im folgenden immer, wenn nicht anders angegeben, nur die Korrosionsschäden gemeint, die nicht der Dehnungsrissskorrosion, der transkristallinen Spannungsrissskorrosion, der interkristallinen Spannungsrissskorrosion mit Sensibilisierung oder der Korrosion an Nickelbasislegierungen zuzurechnen sind.

Die Bewertung des Gefährdungspotentials für Komponenten in deutschen LWR-Anlagen durch die als relevant identifizierten Korrosionsarten erfolgt unter Berücksichtigung folgender Aspekte:

- Charakteristische Merkmale, Randbedingungen und Geschwindigkeit der einzelnen Korrosionsarten
- Mögliche Auswirkungen der korrosionsbedingten Werkstoffveränderungen auf das Leck-vor-Bruch-Postulat
- Festlegungen im deutschen kerntechnischen Regelwerk zu durchzuführenden Vorsorgemaßnahmen im Hinblick auf Korrosion
- Fähigkeit der zerstörungsfreien Prüfverfahren und der Sichtprüfung zur Erkennung von durch Korrosion verursachten Schädigungen
- Stand der wiederkehrenden Prüfungen drucktragender Komponenten in den Anlagen
- Maßnahmen der betrieblichen Überwachung von Ursachen und Folgen durch Schädigungen infolge Korrosion

Aus dieser gesamtheitlichen Betrachtung wird ein Rückschluss auf die Gefährdung der Systeme und Komponenten in den deutschen Kernkraftwerken durch die zu betrachtenden Korrosionsarten gezogen.

Abschließend und schlussfolgernd leiten wir, wo es nach unserer Ansicht erforderlich ist, Empfehlungen für weitere Möglichkeiten ab, Korrosionsmechanismen zu erkennen, zu erfassen und zielgerichtet entgegen zu wirken.

Das Forschungsvorhaben hatte eine Laufzeit von August 2005 bis März 2007. Über die einzelnen Arbeitspakete liegen entsprechende Zwischenberichte vor.

Mit dem vorliegenden Bericht erfolgt die zusammengefasste Darstellung aller im Rahmen des Forschungsvorhabens SR2521 erarbeiteten Aspekte im Hinblick auf die Gefährdung von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten in deutschen LWR-Anlagen durch Korrosion.

2 Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion-Grundsätze und Vorgehensweise

2.1 Systematik für die Bewertung des Gefährdungspotentials

Für die Beurteilung der Gefährdung der Komponenten durch Korrosion gibt es keine festgelegte Handlungsvorgabe in Form eines Algorithmus. Wir haben daher im Bereich der ingenieurtechnischen Wissenschaften nach vergleichbaren Methoden gesucht, die für einen technischen Vorgang dessen Bedeutung für die Sicherheit von Komponenten untersuchen und beschreiben. Hierbei gelangt man auf die Methodik „Risikomanagement in den Ingenieurwissenschaften“ /2-1/.

Das Risikomanagement in den Ingenieurwissenschaften erfolgt in verschiedenen Phasen bzw. Arbeitsschritten:

- Risikoanalyse
- Risikobewertung
- Risikominimierung
- Risikokontrolle
- Risikoverfolgung

Dieser Algorithmus liegt dem bekannten RBI-Prozess (Risk-Based-Inspection) /2-2/ zugrunde. Obwohl das Verfahren der Risk-Based-Inspection für deutsche Kernenergieanlagen nicht angewendet wird, sind jedoch die ersten beiden Phasen der RBI-Methodik

- die Risikoanalyse und
- die Risikobewertung

auch auf die Aufgabenstellung „Bewertung eines Gefährdungspotentials“ übertragbar. Die Risikoanalyse und Risikobewertung werden zusammengefasst dargestellt in einem so genannten Risikographen (Bild 2.1-1).

Aus dem Verhältnis zwischen den Parametern Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß ergibt sich der Akzeptanzbereich, der wiederum als Maß für das „Risiko“ angesehen werden kann.

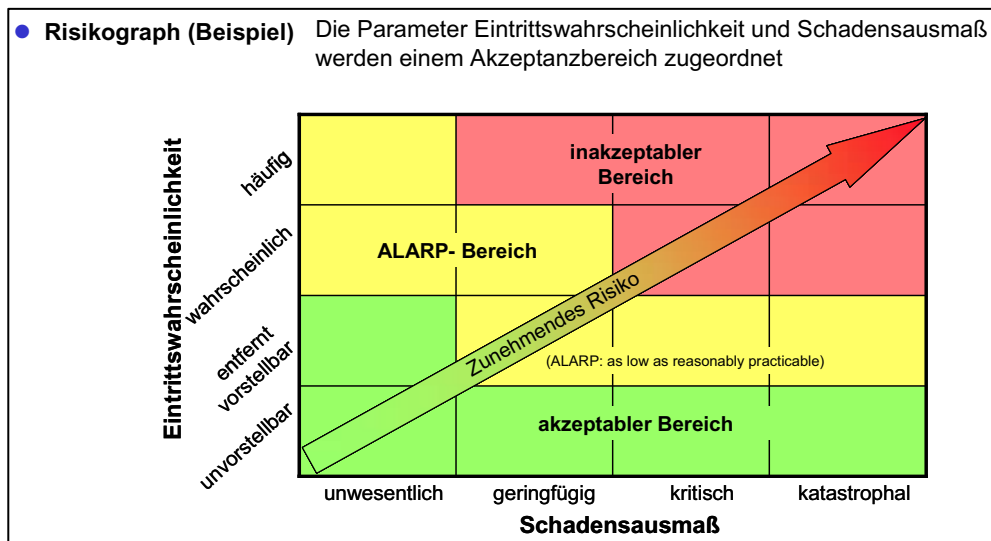


Bild 2.1-1: Risikograph für die Bewertung eines Risikos in Abhängigkeit von der Eintrittswahrscheinlichkeit und dem Schadensausmaß eines Ereignisses

Es ist aus der Darstellung des Risikographen ersichtlich, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit einen entscheidenden Einfluss darauf hat, ob ein Ereignis akzeptabel ist oder nicht.

Gemäß /2-2/ wurden u. a. für den o. g. RBI-Prozess nachfolgende Einflussfaktoren auf die Versagenswahrscheinlichkeit herausgearbeitet:

RBI –Versagenswahrscheinlichkeit - Einflussfaktoren

- Komponentenzustand
- Externe Belastungen
- Weitere Faktoren
 - Auslegung der Komponente
 - Anzahl der Komponenten
 - Aktueller Zustand der Komponente
 - Auftretende Schädigungsmechanismen
 - Angemessenheit der verwendeten Inspektionsmethode
 - Eigenschaften der Prozesse

Bild 2.1-2: Einflussfaktoren auf die Versagenswahrscheinlichkeit

Ungeachtet dessen ist auch die Frage nach dem Schadensausmaß zu stellen, was auch in diesem Bericht durch einige Beispiele belegt wird. Da sich aber bei der Auswertung der im Berichtszeitraum stattgefundenen Ereignisse eine Kategorisierung nach dem Schadensmaß nicht als sinnvoll ergab, z. B. bei einer Einstufung gemäß den AtSMV-Kriterien oder einer Einstufung nach INES-Kriterien, wird dieser Parameter nicht weiter untersucht (siehe Anhang 1 und Anhang 2).

Darüber hinaus sind noch weitere Methoden zur Bewertung von Gefährdungspotentialen bekannt. In diesem Zusammenhang soll auf die Betriebssicherheitsverordnung /2-3/ verwiesen werden, in der für Druckgeräte eine Gefährdungsanalyse gefordert wird.

2.2 Einflussfaktoren und Randbedingungen für das Eintreten von Korrosion

Korrosion an metallischen Werkstoffen ist ein Prozess, der von vielfältigen Einflussfaktoren abhängt, bzw. der verschiedene Randbedingungen als Voraussetzung für das Auftreten erfordert. Für die Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion ist es daher erforderlich, diese verschiedenen Randbedingungen zu analysieren.

In der nachfolgenden Graphik wurden wesentliche Randbedingungen für das Auftreten von Korrosion zusammengefasst dargestellt. Wir kommen letztendlich zu dem Ergebnis, dass sich aus dem Mechanismus „Korrosion“ die Abtragsart und die Abtragsgeschwindigkeit bzw. der Rissfortschritt als resultierende Größen für die Gefährdung durch Korrosion ergeben (Bild 2.2-1).

Die Randbedingungen und Einflussfaktoren für das Auftreten von Korrosion an kerntechnischen Komponenten lassen sich den zeitlich abgestuften Prozessen

- Planung,
- Herstellung und Errichtung,
- Montage und
- Betrieb,

denen eine Kernkraftwerkskomponente unterliegt, zuordnen. Hieraus ist abzuleiten, dass für die Beurteilung der Gefährdung durch Korrosion genau diese Prozesse und die hierbei anzuwendenden Regelwerke hinsichtlich des Aspektes „Korrosion“ betrachtet werden müssen.

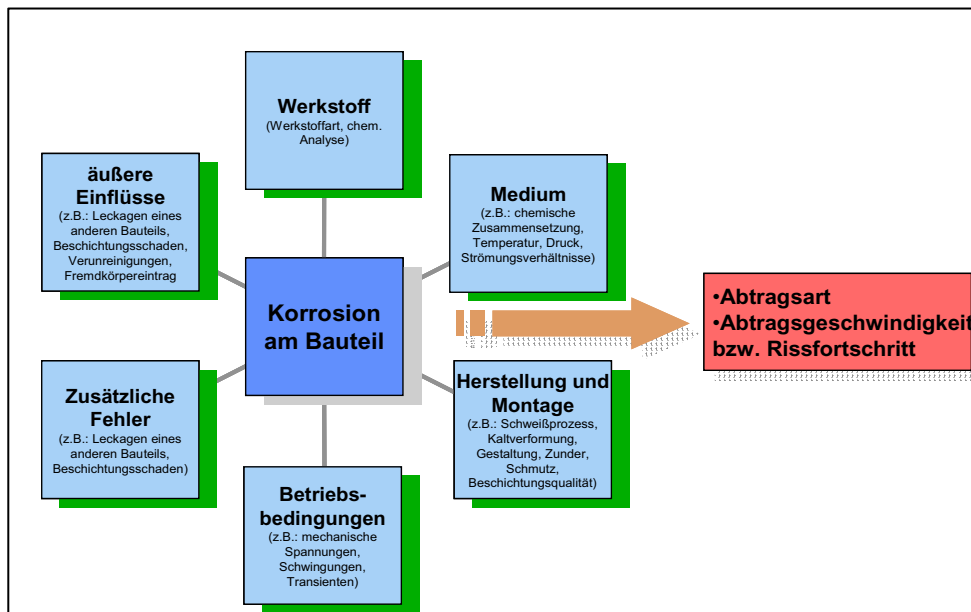


Bild 2.2-1: Relevante Randbedingungen für das Auftreten von Korrosion an Bauteilen

2.3 Bewertung des Gefährdungspotentials

Ausgangspunkte für die Bewertung des Gefährdungspotentials ist die Betrachtung der Mechanismen der einzelnen Korrosionsarten. Aus der Kenntnis der Korrosionsvorgänge lassen sich die erforderlichen Maßnahmen zum Schutz vor Korrosionsereignissen ableiten. Daher haben wir in einem ersten Schritt die einzelnen relevanten Korrosionsarten bezüglich des Mechanismus betrachtet, um die Wirksamkeitsbedingungen herauszuarbeiten. In einem weiteren Schritt haben wir die in den bestehenden Regelwerken vorhandenen Festlegungen zu dem Aspekt Korrosion und den daraus abgeleiteten Prüfungen betrachtet. Im Zusammenhang mit der Auswertung der stattgefundenen Ereignisse und den technischen Möglichkeiten und Vorgaben bewerten wir dann abschließend die Gefährdung der Komponenten in den deutschen LWR-Anlagen durch Korrosion.

Bei einer Übertragung der Bewertungsmethodik des Risikomanagements in Form des Risikographen auf die Bewertung des Gefährdungspotentials ergibt sich der in Bild 2.3-1 dargestellte Zusammenhang.

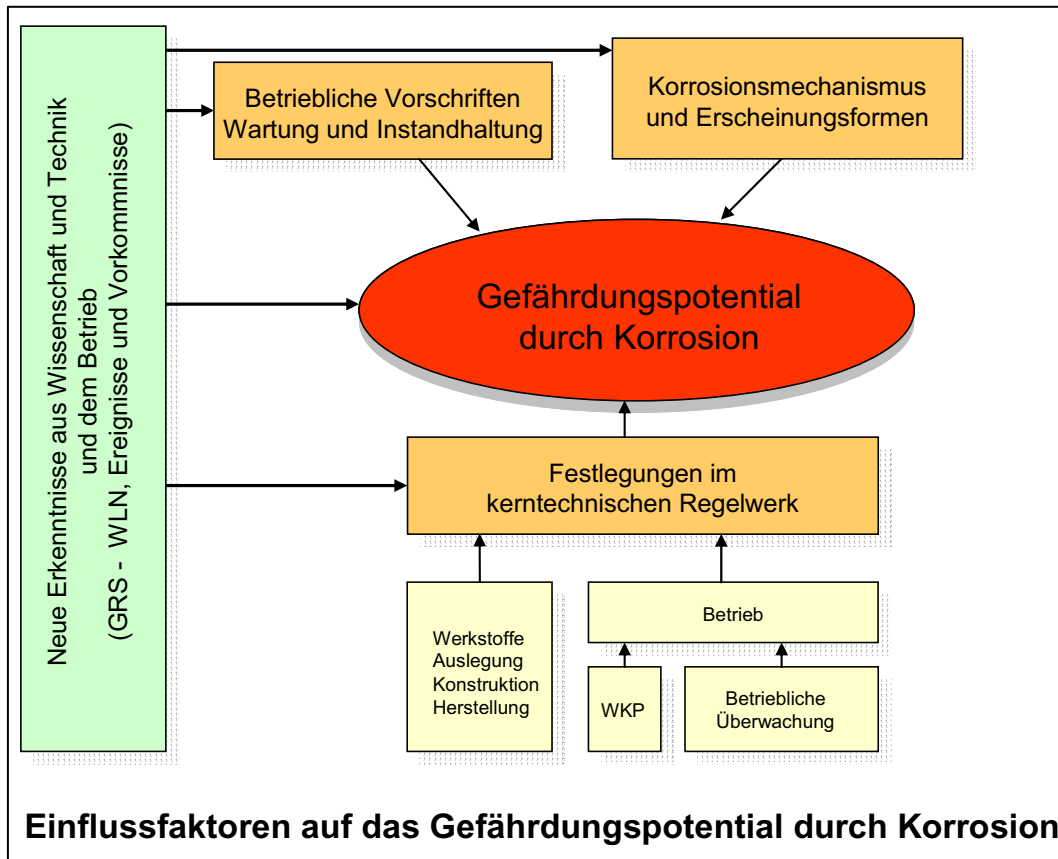


Bild 2.3-1: Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion

Wesentlich hierbei ist neben den Kenntnissen über Korrosionsvorgänge und neben den Festlegungen in den Vorschriften die wirksame Einbindung neuer Erkenntnisse in den Bewertungsprozess.

3 Schadensereignisse durch Korrosion in LWR-Anlagen im In- und Ausland im Zeitraum von 1995 bis 2004

3.1 Allgemeines zur Auswertung

In der vorliegenden Auswertung von Schadensereignissen in LWR-Anlagen, die auf Korrosion zurückgeführt wurden, sind solche Ereignisse berücksichtigt worden, die sich im Zeitraum von 1995 bis 2004 ereigneten und deren Ursache zum Zeitpunkt der Auswertungen geklärt und veröffentlicht waren. Bild 3.1-1 gibt eine Übersicht über die bei der Zusammenstellung der Daten berücksichtigten Quellen.

Quellen	
Nationale Ereignisse	Internationale Ereignisse
<ul style="list-style-type: none"> • GRS-Datenbank KomPass *) (Datenbankauszug) • Meldungen über meldepflichtige Ereignisse • BfS-Quartalsberichte • BfS-Jahresberichte • GRS-Weiterleitungsnachrichten • Stellungnahmen v. Sachverständigen gemäß § 20 AtG • Prüf-/Begutachtungsergebnisse der TÜV-NORD Gruppe • Protokolle von Sitzungen der RSK und von RSK-Ausschüssen 	<ul style="list-style-type: none"> • OPDE-Datenbank *) der OECD (Datenbankauszug v.d. GRS) • GRS- Weiterleitungsnachrichten • VdTÜV-Mitteilungen (IA06, IA63) • IRS-Mitteilungen *) (Zusammenfassungen der GRS) • Prüf-/Begutachtungsergebnisse der TÜV-NORD Gruppe • Protokolle v. Sitzungen der RSK und von RSK-Ausschüssen • IAEA/ OECD (Internet) • NRC-Reports (Internet) • weitere Veröffentlichungen; Internet
<p>*) siehe Fußnote 1</p>	

- 1) Für die Auswertung wurden von der GRS die in der Kompass-Datenbank sowie in der OPDE-Datenbank gespeicherten Meldungen zu korrosionsbedingten Ereignissen für den Zeitraum 1995 – 2004 bereitgestellt

Bild 3.1-1: Übersicht über die verwendeten Quellen

Die Auswertung der erfassten Meldungen zu korrosionsbedingten Ereignissen in in- und ausländischen Anlagen zeigt, dass aufgrund unterschiedlicher Meldekriterien und des gegenüber dem Inland zeitlich z.T. um Jahre nachhängenden Informationsflusses über die Ereignisse in ausländischen Anlagen eine gemeinsame statistische Analyse der korrosionsbedingten Ereignisse in deutschen Anlagen und in ausländischen Anlagen nicht sachgerecht ist. Die Korrosionsschäden wurden daher nach Ereignissen in deutschen LWR-Anlagen einerseits und Ereignissen in LWR-Anlagen des Auslands andererseits zusammengestellt.

3.2 Korrosionsbedingte Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen

3.2.1 Allgemeine Auswertung

Für die Jahre 1995 bis 2004 wurden in deutschen LWR-Anlagen 1340 meldepflichtige Ereignisse registriert. Hiervon sind 167 Ereignisse auf Korrosion zurückzuführen, bzw. Korrosionsvorgänge waren daran beteiligt. Der Anteil der korrosionsbedingten Ereignisse liegt im Betrachtungszeitraum im Mittel bei ca. 12,5% aller meldepflichtigen Ereignisse in den deutschen LWR-Anlagen (Bild 3.2-1).

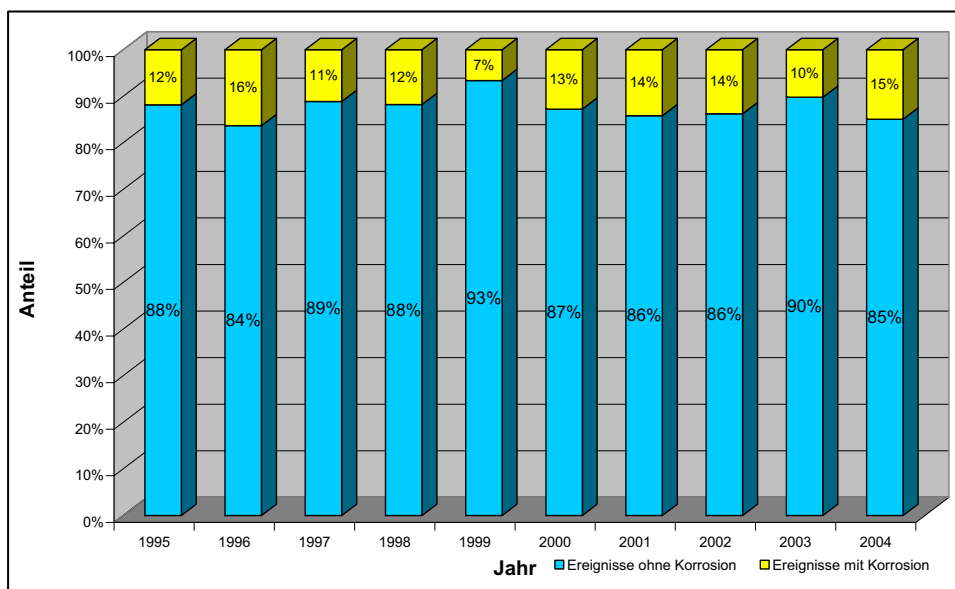


Bild 3.2-1: Prozentualer Anteil der Ereignisse mit Korrosion an den meldepflichtigen Ereignissen in deutschen LWR-Anlagen (1995 bis 2004)

Mit einem 55%-Anteil an den Gesamtereignissen mit Korrosion ist der relative Anteil² korrosionsbedingter Ereignisse in SWR- Anlagen etwas größer der in DWR Anlagen mit 45 %.

Alle korrosionsbedingten Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen im Betrachtungszeitraum wurden gemäß den in Deutschland geltenden Kriterien³ nach der „Verordnung über den kerntechnischen Sicherheitsbeauftragten und über Meldungen von Störfällen und sonstigen Ereignissen“ (AtSMV) /3-1/ in die Kategorie „N“ (Normalmeldung) eingestuft. 98,8% dieser Ereignisse waren entsprechend der internationalen Bewertungsskala

² prozentualer Anteil der korrosionsbedingten Ereignisse auf Basis der Anzahl der auf die Kraftwerksart entfallenden korrosionsbedingten Ereignisse bezogen auf die Gesamtzahl der Kraftwerke dieser Kraftwerksart

³ Aufschlüsselung der AtSMV- Kriterien im Anhang A1

für Ereignisse in kerntechnischen Anlagen (INES)⁴ in die INES-Kategorie 0 eingestuft. 0,2% (2 Ereignisse) wurden in die INES-Kategorie 1 eingestuft. In einem Fall erfolgte dies aufgrund der festgestellten Mängel an der Sicherheitskultur, die sich durch das Nichteinhalten von administrativen Vorgaben und die Vielzahl nicht erkannter Fehler zeigten, die dann in der Summe erst zu dem korrosionsbedingten Schaden führten. Im zweiten Fall erfolgte die Einstufung in die INES-Kategorie 1 aufgrund der Tatsache, dass durch die korrosionsbedingte Funktionseinschränkung mehrerer redundanter Einrichtungen (Vorsteuerventile zum Druckhaltersicherheitsventil) die gleiche Sicherheitsfunktion (Druckentlastung des Primärkreises) betroffen war.

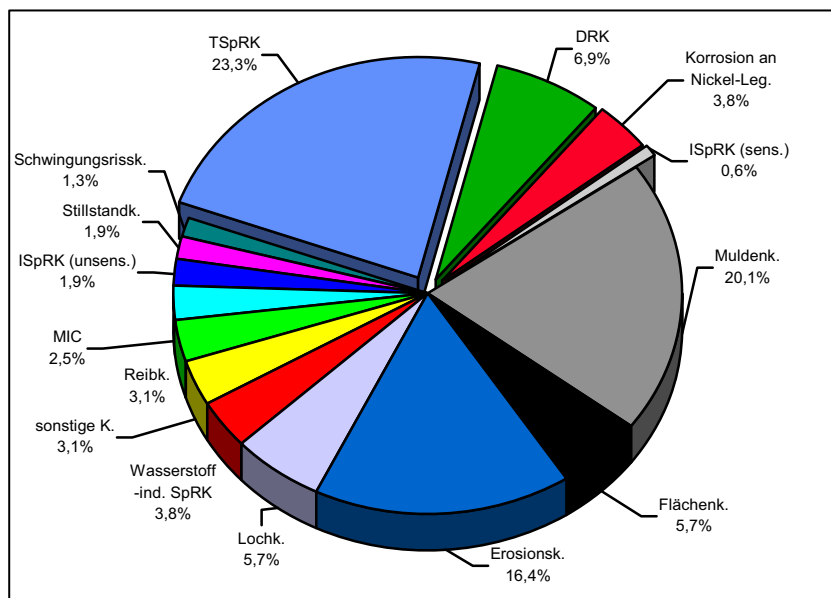


Bild 3.2-2: Anteile der einzelnen Korrosionsarten an den korrosionsbedingten Schadensereignissen in deutschen LWR-Anlagen

Die Verteilung der Schadensarten bezogen auf die Anlagentypen ist in Bild 3.2-3 dargestellt. Ausgeprägte Schwerpunkte stellen hierbei die durch Erosionskorrosion, transkristalline Spannungsrisskorrosion sowie Mulden- und Flächenkorrosion verursachten Ereignisse dar. Die Kategorie „sonstige Korrosionserscheinungen“ umfasst Korrosionsschäden, die nicht eindeutig den oben genannten Mechanismen zugeordnet werden konnten. In der Darstellung sind die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht zu behandelnden Korrosionsarten herausgezogen. Die von den zu betrachtenden Korrosi-

⁴ Aufschlüsselung der INES-Kategorien im Anhang A2

onsarten verursachten Ereignisse umfassen 65% der korrosionsbedingten Ereignisse in den deutschen LWR-Anlagen.

Unter Berücksichtigung der Anzahl der SWR- bzw. DWR-Anlagen ergibt sich, dass die Schwerpunkte korrosionsbedingter Schäden bei SWR Anlagen bei der Erosionskorrosion, der dehnungsinduzierten Risskorrosion sowie der interkristallinen Spannungsrisskorrosion liegen. Demgegenüber sind in DWR- Anlagen als häufigste Korrosionsarten die Mulden- und Flächenkorrosion, Reibkorrosion, Lochkorrosion und Mikrobiologisch Induzierte Korrosion (MIC) zu verzeichnen.

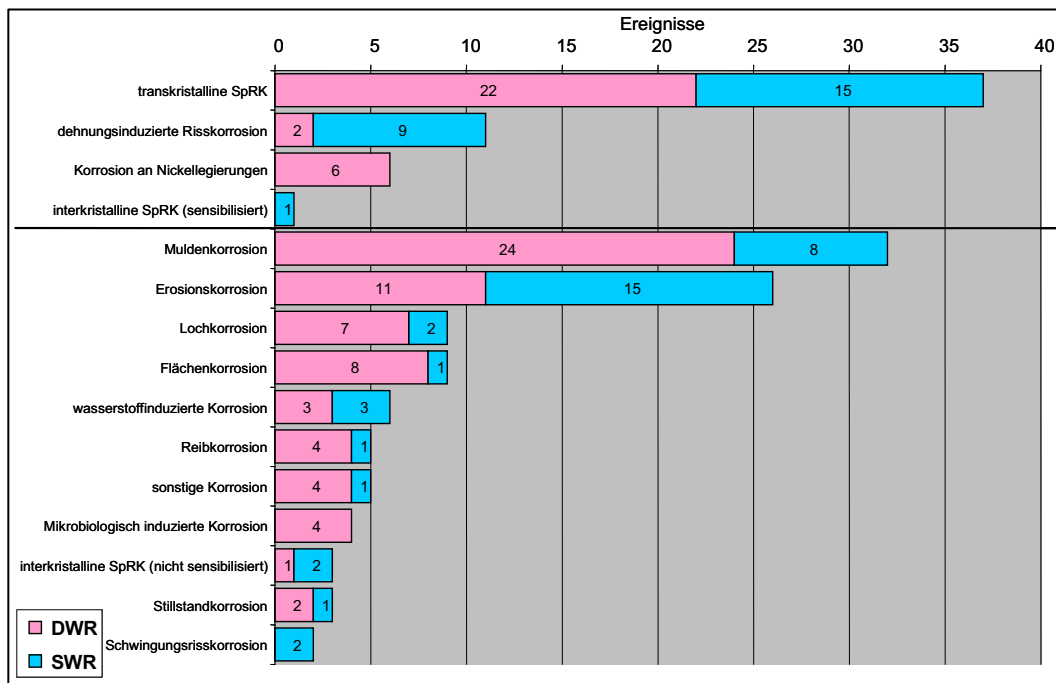


Bild 3.2-3: Verteilung der Korrosionsschäden in deutschen LWR-Anlagen nach Korrosionsarten - Aufschlüsselung nach Anlagentyp (Basis 14 DWR-Anlagen, 7 SWR-Anlagen)

In der nachfolgenden Tabelle sind die gemeldeten Ereignisse mit den betroffenen Systemen und den Werkstoffen aufgeführt.

Korrosionsart	Typ	Betroffene Systeme	Betroffene Werkstoffe
Erosionskorrosion	SWR	Anzapfleitungssystem zur Speisewasservorwärmung	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	SWR	Entwässerungs- und Entlüftungssystem	“
	SWR	Frischdampf-Leitungssystem	“
	SWR	HD-Einspeisesystem	“
	SWR	Hilfsdampferzeugung	“
	SWR	Kondensatsystem	“
	DWR	Leistungs- und Kanalsystem	“
	DWR	Notspeisepumpenkühler	Kupferlegierung
	DWR	nukleares Zwischenkühlsystem	Kupferlegierungen
	SWR	Sammelsystem für Ableitungen	unlegierter ferritischer Stahl
	SWR	Sperr-, Heiz-, Kühldampfsystem	“
Muldenkorrosion	DWR	Leistungs- und Kanalsystem	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl mit oder ohne Beschichtung
	DWR	nukleares Zwischenkühlsystem	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl, beschichtet oder gummiert
	DWR	Behandlung fester oder flüssiger radioaktiver Abfälle	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	SWR	Behandlung fester oder flüssiger radioaktiver Abfälle	“
	DWR	Dieselmotorenanlage	“
	DWR	Frischdampfsystem	“
	DWR	Lagerung flüssiger radioaktiver Abwässer	“
	SWR	Kondensatreinigung	“
	SWR	Kühlmittelreinigung	“
	SWR	Sammelsystem für Ableitungen	“
	SWR	Zwischenkühlwassersystem	“
Flächenkorrosion	DWR	Gesichertes Zwischenkühlsystem	martensitischer Chromstahl (Ventilfedern von Sicherheitsventilen, Vorsteuerventilen, Gehäusebruchsicherungen)
	DWR	Hauptkühlmittelpumpensystem	“
	DWR	Lüftungssystem	“
	DWR	Druckhalter	“
	SWR	Schnellabschaltsystem	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl (Elektrischer Kontakt)
	DWR	Dampferzeuger (Messleitung)	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	DWR	Behandlung flüssiger radioaktiver Abwässer	unlegierte ferritische Stähle (erdverlegte Rohrleitung)
Lochkorrosion	DWR	nukleares Zwischenkühlsystem	Kupferlegierungen
	DWR	Notstromdiesel (Kühlsystem)	“
	DWR	Notspeisepumpe (Kühlsystem)	“
	DWR	Notstromdieselsystem (Kühlkreislauf)	Aluminiumlegierung
	DWR	Leckageergänzungssystem	austenitischer Stahl
	DWR	Behandlung flüssiger radioaktiver Abwässer (Heizkörper)	“
	SWR	Entlastungssystem	ferritischer Chromstahl
	SWR	Reaktorwassereinigung	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl

Tabelle 3.2-1: Korrosionsereignisse – Inland,
Aufstellung der betroffenen Systeme (Teil 1)

Korrosionsart	Typ	Betroffene Systeme	Betroffene Werkstoffe
Reibkorrosion	SWR	Brennelement-Lagerbecken-Kühlsystem (Wärmetauscher)	austenitischer Stahl
	DWR	nukleares Zwischenkühlsystem (Wärmetauscher),	Titan
	DWR	Dampferzeuger (Entleerungsleitung)	austenitischer Stahl
	DWR	Nachkühlsystem	austenitischer Stahl (Plattierung)
Wasserstoffinduzierte Spannungsrissskorrosion	SWR	Frischdampfsystem	martensitische Chromstähle
	DWR	Volumenregelsystem	“
	SWR	Wasserabscheider-Kondensatsystem	“
	SWR	Speisewassersystem (Schweißfehler)	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
Mikrobiologisch induzierte Korrosion	DWR	Nebenkühlwassersystem	austenitischer Stahl
	DWR	Abwasserbehandlungssystem	“
Sonstige Korrosion	DWR	Notstromversorgung (Batterie)	Blei
	DWR	nukleares Zwischenkühlsystem	Kupferlegierung
	DWR	Behandlung flüssiger radioaktiver Abwässer (Messstutzen a. Verdampfer)	austenitischer Stahl
	DWR	Brennelement-Lagerbeckenkühlung (Beckenkühlpumpe)	“
	SWR	Kaltwassersystem (Reibbremsen an Sicherheitsventilen)	“
Interkristalline Spannungsrissskorrosion ohne Sensibilisierung	SWR	Reaktorwasserreinigungssystem	austenitischer Stahl
	SWR	Volumenregelsystem	“
Schwingungsrissskorrosion	SWR	Nebenkühlwassersystem	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	SWR	Notstromdiesel (Entlüftungsleitung)	“
Stillstandkorrosion	DWR	Dampferzeuger (Messleitung)	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	DWR	Speisewassersystem	“
	SWR	nukleares Zwischenkühlsystem (Wärmetauscher)	Kupferlegierung

Tabelle 3.2-1: Korrosionsereignisse – Inland,
Aufstellung der betroffenen Systeme (Teil 2)

3.2.2 Berücksichtigung des Errichtungszeitraumes der Anlagen

Im Gegensatz zu den Ereignissen aus ausländischen LWR-Anlagen stand für die Auswertungen der Gesamtumfang der in deutschen LWR-Anlagen im Betrachtungszeitraum gemeldeten korrosionsbedingten Ereignisse zur Verfügung. Dies erlaubte, das Aufkommen der korrosionsbedingten Ereignisse in den deutschen LWR-Anlagen im Hinblick auf den Zeitpunkt der Errichtung der einzelnen Anlagen zu analysieren.

Die Gegenüberstellung der Anzahl korrosionsbedingter Ereignisse bezogen auf das „Alter“ der LWR-Anlagen verdeutlicht, dass kein direkter Zusammenhang zwischen dem Alter einer Anlage und der Zahl der aufgetretenen korrosionsbedingten meldepflichtigen Ereignisse vorliegt (Bild 3.2-4). Auch innerhalb einzelner Anlagengenerationen mit vergleichbaren Ausgangsbedingungen hinsichtlich der Auslegung und der zum Zeitpunkt der

3.3 Korrosionsbedingte Ereignisse in ausländischen LWR-Anlagen

3.3.1 Überblick über die gemeldeten Ereignisse

Die Auswertung der in Kapitel 3.1 genannten Quellen ergab für den Betrachtungszeitraum 1995-2004 478 korrosionsbedingte Ereignisse in ausländischen LWR-Anlagen in 16 Staaten⁵. Die Datenzusammenstellung stützt sich damit auf Informationen zu Ereignissen aus ca. 80% des Weltbestandes an in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken⁶. Der somit zur Verfügung stehende Datenbestand kann daher als geeignet für eine repräsentative Betrachtung der korrosionsbedingten Ereignisse in den ausländischen Anlagen angesehen werden.

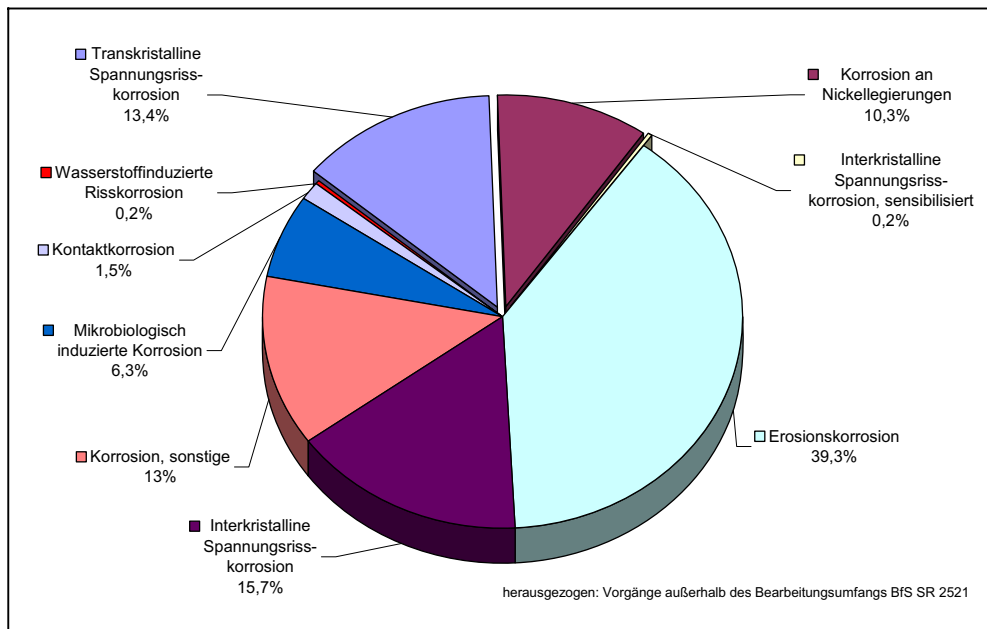


Bild 3.3-1: Korrosionsbedingte Schadensereignisse in ausländischen LWR-Anlagen (Anteile in %)

Die Verteilung der Ereignisse nach den einzelnen Korrosionsarten ist in Bild 3.3-1 dargestellt. Ausgeprägte Schwerpunkte stellen hierbei die durch Erosionskorrosion, transkristalline Spannungsrisskorrosion, interkristalline Spannungsrisskorrosion und die Korrosion an Nickellegierungen dar. Auch die Kategorie der nicht näher identifizierten „sons-

⁵ 12 Staaten die zum OPDE-Projekt (siehe Fußnote 1) Informationen beitragen sowie Russland, Ungarn, Taiwan, Südafrika. Diese Staaten verfügten laut IAEA Angaben zum 31.12.2005 über 355 aktive sowie 55 stillgelegte Kernkraftwerke.

⁶ IAEA- Angabe für 2005: 449 Kernkraftwerke weltweit im Betrieb
Quelle: <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>.

tigen Korrosion“ macht mit 13% einen bedeutenden Teil aus. Die von den zu betrachtenden Korrosionsarten verursachten Ereignisse umfassen ca. 76,1% der erfassten korrosionsbedingten Ereignisse in den ausländischen LWR-Anlagen.

Die Verteilung der Schadensarten bezogen auf die Anlagentypen ist in Bild 3.3-2 dargestellt. Unter Berücksichtigung der Anzahl der SWR- bzw. DWR-Anlagen ergibt sich, dass die Schwerpunkte korrosionsbedingter Schäden bei SWR Anlagen bei der transkristallinen und der interkristallinen Spannungsrisskorrosion liegen. Demgegenüber sind in DWR- Anlagen als häufigste Korrosionsarten die Korrosionsschäden an Nickellegierungen sowie Schäden durch transkristalline Spannungsrisskorrosion, mikrobiologisch induzierte Korrosion sowie durch sonstige nicht näher differenzierte Korrosionsarten zu verzeichnen. Schäden durch Erosionskorrosion wurden unter Berücksichtigung der Anzahl der betrachteten Anlagen bei SWR- und DWR-Anlagen in vergleichbarer Häufigkeit gemeldet. Der relative Anteil der erfassten korrosionsbedingten Ereignisse in SWR-Anlagen mit einem Wert von 62% ist bedeutend höher als der Anteil korrosionsbedingter Ereignisse in DWR-Anlagen (38%). Er ist auch deutlich höher als der vergleichbare Wert in deutschen SWR-Anlagen (55%).

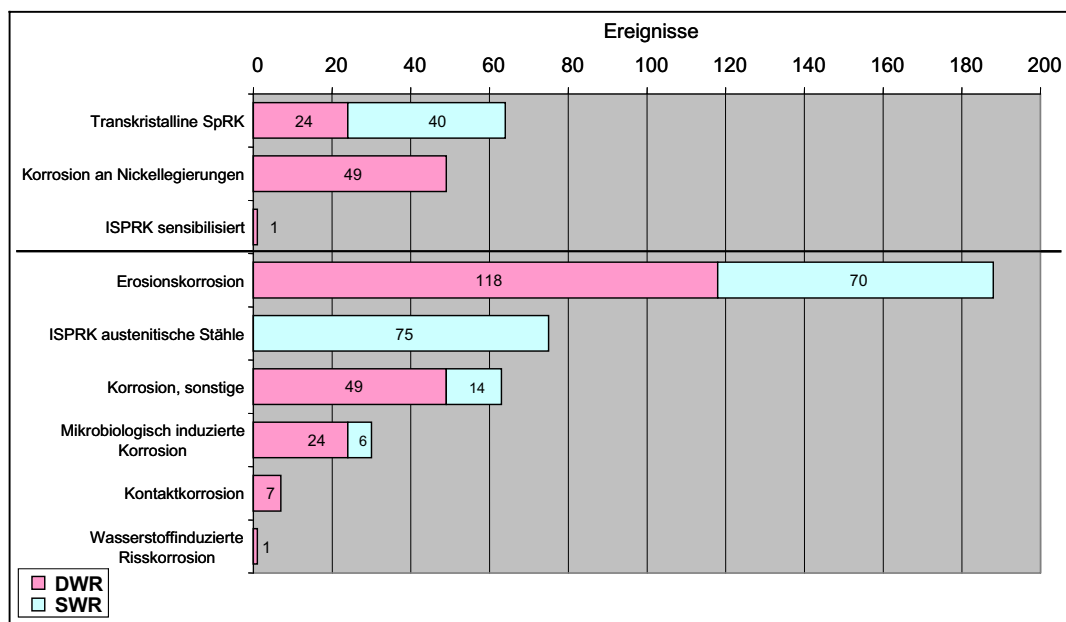


Bild 3.3-2: Verteilung der Korrosionsschäden in ausländischen LWR-Anlagen nach Korrosionsarten - Aufschlüsselung nach Anlagentyp (Basis 192 DWR Anlagen, 91 SWR-Anlagen)

Aus den in Kapitel 3.1 dargestellten Gründen, insbesondere den unterschiedlichen nationalen Kriterien für die Weitergabe von Ereignismeldungen auf internationaler Ebene, bilden die erfassten Daten nicht den Gesamtumfang aller korrosionsbedingten Ereignisse ab. Betrachtet werden kann nur der Umfang der auf internationaler Ebene weitergegebenen Informationen zu korrosionsbedingten Ereignissen. Ebenso wenig ist der Gesamtumfang aller Schadensereignisse in den ausländischen Anlagen bekannt. Eine vergleichbare Aussage zum Anteil korrosionsbedingter Schäden am Gesamtumfang der aufgetretenen Ereignisse wie bei den deutschen LWR-Anlagen ist daher nicht möglich.

In der nachfolgenden Tabelle werden die betroffenen Systeme und Werkstoffe zusammengefasst dargestellt.

Korrosionsart	Typ	Betroffene Systeme	Betroffene Werkstoffe
Erosionskorrosion	SWR	Einspritzkühler	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	DWR SWR	Frischdampfsystem	“
	DWR SWR	Nebenkühlwassersystem	Kupferlegierungen
	SWR	Reaktorhilfssystem	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl
	DWR SWR	Speisewasser-/Kondensatsystem	“
Flächen- o. Muldenkorrosion	DWR SWR	nukleares Nebenkühlsystem	un-, niedriglegierter ferritischer Stahl mit oder ohne Beschichtung
	DWR	Feuerlöschsystem	
	DWR	nukleares Nebenkühlsystem	austenitischer Stahl
	DWR	nukleares Nebenkühlsystem	Kupferlegierung
Borsäurekorrosion	DWR	RDB-Deckel,	niedriglegierter Stahl
	DWR	Primärkreisarmaturen,	“
	DWR	Hauptkühlmittelpumpe,	“
	DWR	Flansch der Druckhalterheizelemente,	“
	DWR	Containmentliner	“
Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion	DWR	Containment (Spannstahl)	niedriglegierter Stahl
Mikrobiologisch induzierte Korrosion	DWR SWR	Nebenkühlwassersystem	un-, niedriglegierter Stahl
	DWR SWR	Feuerlöschsystem	“
Sonstige Korrosion	DWR SWR	Nebenkühlwassersystem	un-, niedriglegierter Stahl
	DWR SWR	Feuerlöschsystem	“
	SWR	Speisewassersystem	“
	SWR	Feuerlöschsystem	austenitischer Stahl
Interkristalline Spannungsrisskorrosion (Sensibilisierungszustand unbekannt)	SWR	Not- und Nachkühlsystem	austenitischer Stahl
	SWR	RDB-Deckelsprühsystem	“
	SWR	Reaktorwasser-Umwälzsystem	“
	SWR	Reaktorwasser-Reinigungssystem	“
	SWR	Vergiftungssystem	“
Kontaktkorrosion	SWR	Nebenkühlwassersystem	un-, niedriglegierter Stahl
	SWR	Speisewassersystem	“

Tabelle 3.3-1: Korrosionsereignisse – Ausland,
Zusammenstellung der betroffenen Systeme

3.3.2 Besondere korrosionsbedingte Schadensereignisse

Aus den im Kapitel 3.3.1 ausgewerteten Ereignissen durch Korrosion ragen für die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens zu betrachtenden Korrosionsarten zwei Ereignisse heraus, die wegen ihrer besonderen sicherheitstechnischen Bedeutung für die betroffene Anlage bzw. wegen der mit dem korrosionsbedingten Schadensereignis verbundenen Personenschäden einer besonderen Betrachtung bedürfen:

Fall 1:

Davis Besse, USA, 2002: Muldenkorrosion am RDB Deckel, Ines-Kategorie 3

Infolge längerfristig nicht erkannter Leckagen im Bereich der Steuerstabantriebe am RDB-Deckel führte austretendes, borsäurehaltiges Primärkühlmittel an der Außenoberfläche des heißen RDB-Deckels zur Muldenkorrosion. Zum Zeitpunkt der Erkennung des Korrosionsangriffs war der Abtrag an einer Stelle bereits bis zur Plattierung fortgeschritten.

Fall 2:

Mihama-3, Japan, 2004: Aufriss einer Speisewasserleitung DN 500, Ines-Kategorie 1

Im Leistungsbetrieb der DWR-Anlage brach ein Abschnitt der Speisewasserleitung (Rohr: Durchmesser: 558,8 mm, Wanddicke 10 mm, Kohlenstoffstahl SB42) auf einer Länge von 515 mm und 930 mm auf dem Umfang. Die Bruchstelle lag hinter einer Messblende. 5 Menschen starben, 6 weitere wurden verletzt. Der Schaden wurde durch Erosionskorrosion hinter der Blende verursacht, wodurch der geschädigte Bereich auf bis zu 1,8 mm Wanddicke abgetragen wurde.

Einzelheiten zu diesen beiden Korrosionsereignissen werden im Abschnitt 4 diskutiert.

3.4 Schlussfolgerungen

Die für den Betrachtungszeitraum zusammengestellten und untersuchten korrosionsbedingten Ereignisse in in- und ausländischen LWR-Anlagen zeigen eine Reihe von Schadensschwerpunkten auf, die sich durch ein gehäuftes Auftreten sowohl in deutschen als auch in ausländischen LWR-Anlagen darstellen. Hierbei ist insbesondere der Angriff durch Erosionskorrosion im Wasser-Dampf-Kreislauf zu nennen. Weiterhin ist ein starker Anteil korrosionsbedingter Schäden im Leitungs- und Kanalsystem bzw. dem Nebenkühlwassersystem durch Muldenkorrosion zu verzeichnen, bei dem in verstärktem Umfang Fehler oder Schäden an Oberflächenbeschichtungen das Auftreten von Korrosion ermöglichten.

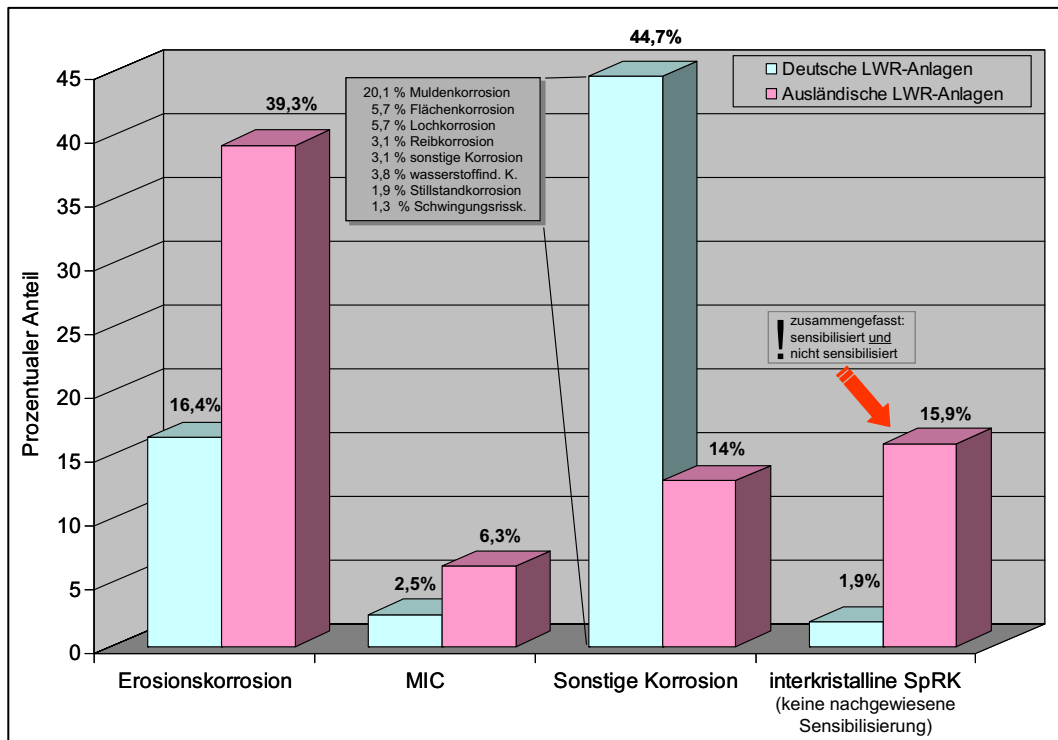


Bild 3.4-1: Gegenüberstellung der Anteile der im Rahmen dieser Untersuchung zu bewertenden korrosionsbedingten Ereignisse im In- und Ausland

Des Weiteren ergab die Auswertung deutliche Unterschiede im Aufkommen von Ereignissen, die durch interkristalline Spannungsrisskorrosion (ISpRK) an austenitischen Werkstoffen (mit und ohne Sensibilisierung) verursacht wurden. Die Schäden traten vorrangig in SWR-Anlagen auf. Einem Anteil von 2,5% in deutschen LWR-Anlagen steht ein Umfang von 15,9% in ausländischen Anlagen gegenüber, wobei hiervon 96% an Schweißnähten und 4% an Biegungen auftraten. Während in den ausländischen Anlagen ausschließlich Komponenten aus unstabilisierten austenitischen Stählen betroffen waren, traten die vier in deutschen Anlagen gemeldeten Ereignisse durch ISpRK an stabilisierten austenitischen Stählen auf und hierbei im Bereich von Schweißnähten.

Bei den durch Mikrobiologisch Induzierte Korrosion (MIC) in deutschen Anlagen verursachten Ereignissen handelt es sich um Schäden an Bauteilen aus austenitischen Stählen in Komponenten der Nebenkühlwassersysteme und Schäden in Leitungen der Abwasserbehandlung. Dem in deutschen Anlagen erfassten Aufkommen mit 2,5 % steht in ausländischen Anlagen ein Anteil von 6,3% gegenüber. Hier liegen die Schäden ebenfalls im Bereich der Nebenkühlwassersysteme sowie in Feuerlöschsystemen, es waren jedoch ausschließlich un- und niedriglegierte ferritische Stähle betroffen.

4 Schädigungsmechanismus Korrosion in LWR-Anlagen

4.1 Auswahl der zu betrachtenden Korrosionsarten

4.1.1 Allgemeines

Die Analyse der aufgetretenen korrosionsbedingten Ereignisse ergab, dass eine Vielzahl unterschiedlicher Korrosionsarten zu den Schäden geführt hat. Hierbei haben die Ergebnisse gezeigt, dass die einzelnen Korrosionsarten in unterschiedlicher Häufung und mit unterschiedlichen Schadensfolgen eingetreten sind.

Für die weitere Betrachtung der Gefährdung von Komponenten durch Korrosion ist es erforderlich, aus den vorliegenden Ereignismeldungen eine Auswahl der zu berücksichtigenden Schadensarten (Mechanismen) vorzunehmen.

Bei der Auswahl der in der weitergehenden detaillierten Analyse des Gefährdungspotentials zu betrachtenden Korrosionsarten wurden folgende Kriterien berücksichtigt:

- Häufigkeit des Auftretens der einzelnen Korrosionsarten
- Sicherheitstechnische Bedeutung der betroffenen Komponenten und Systeme
- Besonderheiten einzelner Korrosionsarten und einzelner Ereignisse.

Bezüglich der Häufigkeit haben wir die Ergebnisse der Auswertung der zu betrachtenden Korrosionsereignisse gemäß Kapitel 3 zu Grunde gelegt.

Bei der Auswahl nach der sicherheitstechnischen Bedeutung der betroffenen Komponenten und Systeme haben wir sowohl anhand einer deterministischen Betrachtung als auch mit der Methode der Probabilistik eine Bewertung der Korrosionsereignisse vorgenommen. Abschließend haben wir für die Auswahl spezielle Korrosionsarten, ihre Erscheinungen und das bekannt gewordene Schadensausmaß als Entscheidungskriterium herangezogen.

4.1.2 Auswahl nach der Häufigkeit des Auftretens

Auf Grundlage der im Kapitel 3 durchgeführten Analyse der Ereignismeldungen sind von den im Rahmen dieses Forschungsvorhabens zu betrachtenden Korrosionsarten anhand der Häufigkeit des Auftretens in in- und ausländischen Anlagen folgende Korrosionsarten hervorzuheben:

- Erosionskorrosion
- Muldenkorrosion, Flächenkorrosion
- Interkristalline Spannungsrisskorrosion
- Lochkorrosion
- Mikrobiologisch Induzierte Korrosion (MIC)
- Reibkorrosion

4.1.3 Auswahl nach der sicherheitstechnischen Bedeutung betroffener Komponenten und Systeme

4.1.3.1 Deterministische Betrachtung

Im ersten Schritt wurden zunächst die gesammelten Ereignisse für deutsche DWR-Anlagen in Abhängigkeit von ihren potentiellen Auswirkungen auf die Anlage hinsichtlich ihrer Wertigkeit klassifiziert. Dabei wurde konservativ von einem Integritätsverlust der betroffenen Komponenten und Systeme ausgegangen. Soweit vorhanden, wurden für die Klassifizierung auch die Informationen aus den entsprechenden Weiterleitungsnachrichten zu einzelnen Ereignissen mit berücksichtigt.

Die verwendeten Kriterien der Klassifizierung sind in der Tabelle 4.1-1 dargestellt.

Klasse	Bedeutung
1	Der Schaden stellt ein einen Störfall auslösendes Ereignis dar und führt zur Anforderung des Sicherheitssystems
2	Der Schaden führt zu dem Verlust einer Redundanz des Sicherheitssystems
3	Der Schaden führt zu einem anomalen Betriebszustand (Transiente)
4	Der Schaden führt zu einer Aktivitätsfreisetzung (in die Anlage)
5	Der Schaden hat lediglich betriebliche Auswirkungen
?	Eine Klassifizierung ist ohne Kenntnis des betroffenen Systems und der Lage des Schadens nicht möglich. Informationen hierzu liegen uns nicht vor

Tabelle 4.1-1: Klassifizierung von Ereignissen nach systemtechnischen Kriterien

Bei der Analyse der Ereignisse zeigte sich, dass die sicherheitstechnische Bedeutung von Systemen mit gleicher technischer Funktion aufgrund der unterschiedlichen Auslegung von Anlage zu Anlage verschieden sein kann. Dies betrifft insbesondere die einzelnen Komponenten in diesen Systemen. Daraus ergeben sich die nachfolgenden Konsequenzen für die Zuordnung der Ereignisse:

1. Die Kategorisierung erfolgt konservativ.
2. Eine differenzierte komponentenbezogene Bewertung der sicherheitstechnischen Bedeutung eines Schadens erfordert detaillierte Kenntnisse über die Anlage und über die anlageninternen Regelungen und Abläufe und hätte nur für die entsprechenden Anlagen volle Gültigkeit.
3. Eine derartige differenzierte Abstufung der Schadensereignisse anhand der sicherheitstechnischen Bedeutung erscheint daher für übergreifende Betrachtungen nicht sinnvoll.

Trotz dieser Einschränkungen wurde eine Zuordnung der Ereignisse (zunächst begrenzt auf DWR-Anlagen) anhand der obigen Kategorien vorgenommen (Bild 4.1-1).

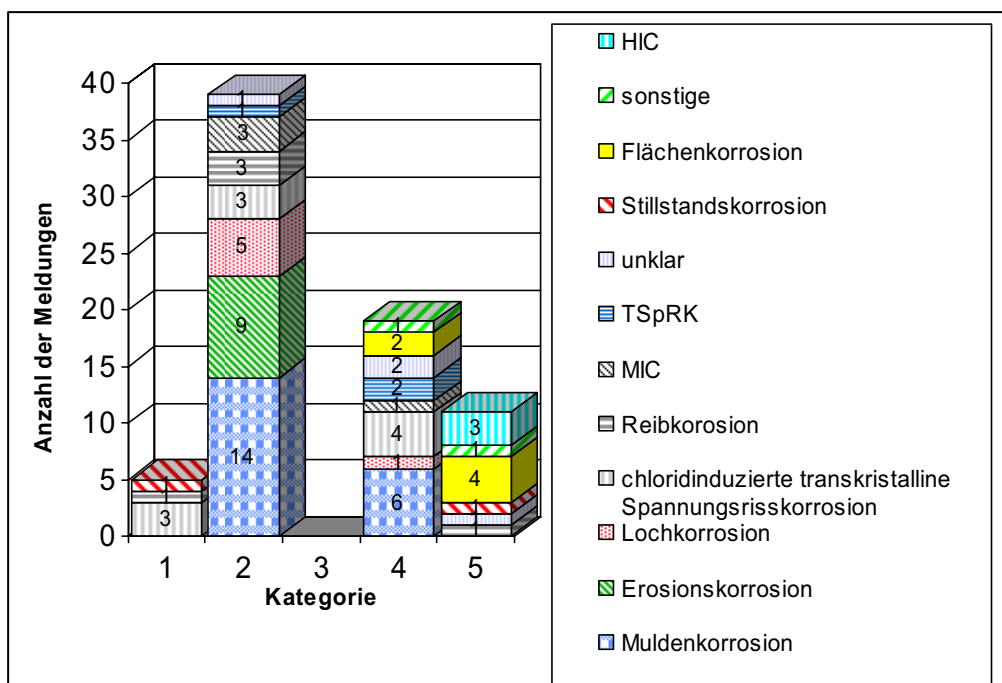


Bild 4.1-1: Häufigkeit der Korrosionsereignisse nach einer systemtechnischen Kategorisierung (Auswertung für DWR-Anlagen)

Das Ergebnis dieser Bewertung kann wie folgt zusammengefasst werden:

1. Die von den beschriebenen Ereignissen der Kategorien 1 und 2 betroffenen Komponenten und Systeme stellen für die Anlage sicherheitstechnisch wichtige Systeme und Komponenten dar.
2. In den Systemen und Komponenten der Kategorien 1 und 2 sind alle genannten Korrosionsarten aufgetreten.
3. Die Ereignisse in den Kategorien 1 und 2 beschreiben nahezu 50% der Gesamt-ereignisse (DWR).

Die Auswertung ergibt für DWR-Anlagen, dass aus den systemtechnischen Betrachtungen heraus keine der zu betrachtenden Korrosionsarten für die weiteren Untersuchungen ausgeschlossen werden kann.

Für die SWR-Anlagen gelten die oben genannten einschränkenden Faktoren für eine übergeordnete deterministische Betrachtung der sicherheitstechnischen Konsequenzen der korrosionsbedingten Ereignisse in gleicher Weise.

4.1.3.2 Probabilistische Betrachtung

Ergänzend zu der deterministischen Betrachtung hinsichtlich einer sicherheitstechnischen Abstufung der von Korrosion betroffenen Bauteile und Komponenten wurde untersucht, ob mit Hilfe der probabilistischen Betrachtungsweise eine sicherheitstechnische Abstufung der von Korrosion betroffenen Bauteile und Komponenten möglich ist. Dies wurde beispielhaft auf der Grundlage einer probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA) der Stufe 1+ für eine deutsche DWR-Anlage durchgeführt.

Im Rahmen der PSA werden nur die Anteile des Versagens der aktiven Komponente an der Gesamt-Kernschadenshäufigkeit explizit bewertet. In einem ersten Schritt wurden daher zunächst die an aktiven Komponenten aufgetretenen korrosionsbedingten Schäden betrachtet.

Für die probabilistische Bewertung der aktiven Komponenten von Sicherheitssystemen wurde die Gesamt-Kernschadenshäufigkeit infolge von Korrosionsschäden an den Komponenten als Bewertungsmaßstab verwendet. Dabei wurde untersucht, welche Systeme mit aufgetretenen Korrosionsschäden im Sinne der PSA einen Beitrag zu einem Kernschadenzustand haben. Hierfür wurde eine Gruppeneinteilung der Korrosionsereignisse vorgenommen:

Kategorie 1 (hohe sicherheitstechnische Bedeutung):

Der Korrosionsschaden weist einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag zur Gesamt-Kernschadenshäufigkeit auf.

Kategorie 2 (geringe sicherheitstechnische Bedeutung):

Der Korrosionsschaden weist einen vernachlässigbaren Beitrag zur Gesamt-Kernschadenshäufigkeit auf.

Zur differenzierten Abstufung der Korrosionsereignisse an aktiven Komponenten, die eine hohe sicherheitstechnische Bedeutung aufweisen, kann der Anteil der Kernschadenshäufigkeit der betrachteten Komponente an der Gesamt-Kernschadenshäufigkeit verwendet werden. Die Kernschadenshäufigkeiten werden in der PSA anhand der Eintrittshäufigkeiten von auslösenden Ereignissen infolge von Schäden an aktiven Komponenten und der Unverfügbarkeiten der Sicherheitsfunktionen in der Ereigniskette berechnet.

Als Ergebnis der probabilistischen Bewertung der zu betrachtenden Korrosionsereignisse von aktiven Komponenten von Sicherheitssystemen anhand der PSA der Stufe 1+ für eine deutsche DWR-Anlage konnte nur ein Ereignis der Flächenkorrosion an einem Vorsteuerventil der Druckhalter-Abblasestation als Korrosionsereignis mit hoher sicherheitstechnischer Bedeutung herausgearbeitet werden. Nach einer vorangegangenen Anforderung des Druckhaltersicherheitsventils und nach einem Versagen des Druckhalter-Abblaseventils trägt dieses Ereignis mit einem Anteil von 4,7% zur Gesamt-Kernschadenshäufigkeit bei.

Alle anderen ausgewerteten Korrosionsereignisse an aktiven Komponenten von Sicherheitssystemen führen nicht zu einem Kernschadenzustand bzw. liegen unterhalb der Abschneidekriterien in der PSA⁷. Eine differenzierte Abstufung der Korrosionsereignisse aktiver Komponenten nach ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung auf Basis der probabilistischen Betrachtungsweise ist daher wegen des Mangels an vergleichbaren Korrosionsereignissen, welche zu einem Kernschadenzustand führen können, nicht möglich.

Diese probabilistische Bewertung unterliegt noch folgender Einschränkung. Die Ergebnisse der beispielhaft durchgeführten probabilistischen Bewertung von aktiven Komponenten mit aufgetretenen Korrosionsschäden auf der Grundlage der PSA der Stufe 1+ für eine deutsche DWR-Anlage sind nicht auf andere Kernkraftwerke übertragbar.

⁷ „Auslösende Ereignisse und deren Ereignisabläufe brauchen im Sinne einer vertieften Analyse nicht weiterverfolgt werden, wenn sie zur Kernschadenshäufigkeit bzw. Gefährdungshäufigkeit in Summe nicht mehr als 20% beitragen, einzelne auslösende Ereignisse nicht mehr als 10%.“ /4-30/

Für die probabilistische Bewertung jedes einzelnen Korrosionsereignisses ist eine detaillierte anlagenspezifische Analyse erforderlich. Diese Analyse ist aus folgenden Gründen für eine probabilistische Bewertung von Korrosionsereignissen erforderlich:

1. Bei der Bewertung der Systeme sind die Wirksamkeitsbedingungen, welche in der PSA im Rahmen der Ereignisablaufanalyse aufgestellt wurden, zu berücksichtigen. Zur Ermittlung der Wirksamkeitsbedingungen sind die anlagenspezifischen Prozessbedingungen und die deterministischen Auslegungsmerkmale der Anlage zu berücksichtigen.
2. Für die Bestimmung der Unverfügbarkeit von Sicherheitsfunktionen bzw. für die Ermittlung der bedingten Eintrittswahrscheinlichkeit, dass ein System oder eine Komponente seine Funktion nicht erfüllt, ist eine eingehende Systemanalyse der jeweils zu untersuchenden Anlage unter Berücksichtigung der Zuverlässigkeitsdaten einzelner Komponenten erforderlich. Die Systemanalyse erfordert jedoch umfassende Kenntnisse der betreffenden Anlage.

Das beschriebene Vorgehen zur probabilistischen Bewertung kann nur für aktive Komponenten von Sicherheitssystemen angewendet werden, da in der PSA nur die Anteile des Versagens der aktiven Komponenten an der Gesamt-Kernschadenshäufigkeit explizit bewertet werden. Ein Ansatz für eine probabilistische Bewertung der passiven Komponenten, wie z.B. Rohrleitungsabschnitte, wäre die Auswahl eines in der PSA modellierten Basisereignisses einer aktiven Komponente als Ersatzereignis für die betrachtete passive Komponente. Für die Auswahl eines Ersatzereignisses müssen die in der PSA abgeleiteten Schadensfolgen der aktiven Komponenten in Abhängigkeit von möglichen Schäden an den passiven Komponenten in einem speziellen Bewertungsverfahren evaluiert werden. Dies erfordert ebenfalls eine detaillierte Analyse unter anlagenspezifischen Bedingungen. Eine übergreifende Betrachtung der Korrosionsereignisse passiver Komponenten kann aus diesen Gründen nicht durchgeführt werden.

Zusammenfassend ist daher festzustellen, dass die probabilistische Bewertung für eine übergeordnete Betrachtung der sicherheitstechnischen Bedeutung der Komponenten in in- und ausländischen LWR-Anlagen, an denen Korrosionsschäden aufgetreten sind, nicht geeignet ist. Auf Grund der Systematik der PSA sind für SWR-Anlagen vergleichbare Erkenntnisse zu erwarten.

4.1.4 Auswahl besonderer Korrosionsereignisse

Zur Vervollständigung der Auswahl wurden die aufgetretenen Ereignisse im Berichtszeitraum und darüber hinaus noch hinsichtlich der bekannt gewordenen Schädigungen und

Folgen analysiert. Im Ergebnis dessen sind in der letzten Zeit drei Ereignisse hervorzuheben, in denen die Schädigungen durch Korrosion zum Teil zu sehr großen Schadensausmaßen führten. Dies sind die bereits mehrfach erwähnten Ereignisse

- Borsäurekorrosion in der Anlage Davis Besse im Jahr 2002,
- Erosionskorrosion in der Anlage Mihama im Jahr 2005 und
- PWSCC⁸ an Nickelbasislegierungen in den Anlagen Virgil C. Summer (USA) und Ringhals 4 (Schweden) im Jahre 2000

Daher werden insbesondere die beiden erstgenannten Korrosionsarten (PWSCC ist nicht Gegenstand dieses Forschungsvorhabens) in den weiteren Betrachtungen detailliert behandelt.

4.1.5 Schlussfolgerungen

Die dargestellten Analysen zur Differenzierung der sicherheitstechnischen Auswirkung der einzelnen Korrosionsarten haben gezeigt, dass es nicht möglich ist, losgelöst von den spezifischen anlagenseitigen Bedingungen und den zu unterstellenden Schadensorten die sicherheitstechnischen Konsequenzen einzelner Korrosionsereignisse zu ermitteln.

Die Auswertung entsprechend den vorgenannten Kriterien ergab, dass im Weiteren die folgenden Korrosionsarten detaillierter zu betrachten sind:

- Flächen- und Muldenkorrosion (einschließlich Borsäurekorrosion)
- Erosionskorrosion
- Interkristalline Spannungsrisskorrosion ohne Sensibilisierung
- Lochkorrosion
- Mikrobiologisch Induzierte Korrosion.

Zur vollständigen Darstellung des Gesamtumfanges der eingetretenen Korrosionsereignisse werden darüber hinaus auch die nachfolgend genannten Korrosionsarten mit behandelt und erörtert:

⁸ PWSCC – Primärwasser induzierte Spannungsrisskorrosion
Primary Water Stress Corrosion Cracking

- Reibkorrosion
- Schwingungskorrosion
- Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion
- Stillstandkorrosion
- Kontaktkorrosion.

4.2 Korrosionsarten - Randbedingungen und Einflussfaktoren

4.2.1 Vorbemerkung für die Betrachtungen

Im Rahmen einer Analyse des Gefährdungspotentials durch die einzelnen Korrosionsarten kann es nicht das Ziel sein, hier eine detaillierte Diskussion aller Einflussgrößen auf die einzelnen Korrosionsarten zu führen. Dies ist Aufgabe spezialisierter Facharbeiten zu den einzelnen Korrosionsarten. An dieser Stelle sollen daher nur die charakteristischen Merkmale der einzelnen relevanten Korrosionsarten dargestellt werden und die für ihr Auftreten relevanten Einflussgrößen insoweit dargestellt und diskutiert werden, wie es für das Ziel der Gefährdungsbeurteilung erforderlich ist. Die Vielzahl der Einflussfaktoren auf die Abtragsraten der einzelnen Korrosionsarten machte es weiterhin erforderlich, die aus Forschungsarbeiten und Schadensfällen vorliegenden Informationen zu Abtragsraten für eine grundsätzliche Betrachtung auf weitgehend konservativ anzusehende Anhaltswerte zu verdichten.

4.2.2 Erosionskorrosion

Der Schadensmechanismus der Erosionskorrosion erlangte erneut besondere Aufmerksamkeit durch den Schaden in der japanischen DWR-Anlage Mihama 3 im Jahre 2004. Bei dem Ereignis riss im Leistungsbetrieb der Anlage ein Abschnitt der Speisewasserleitung (Rohr: Durchmesser: 558,8 mm, Wanddicke 10 mm, Kohlenstoffstahl SB42) auf einer Länge von 515 mm und 930 mm auf dem Umfang auf. Im Schadensbereich betrug die Restwanddicke ca. 1,8 mm. 5 Menschen trugen durch das Aufreißen der Leitung tödliche Verletzungen davon, 6 weitere wurden verletzt. Ca. 885 m³ Speisewasser wurden innerhalb der Anlage freigesetzt. Es erfolgte eine automatische Reaktorabschaltung. Schadensursächlich war Wanddickenabtrag durch Erosionskorrosion hinter einer Blende in der betroffenen Leitung. Eine nach dem Ereignis veranlasste rechnerische Analyse des Schadensbereichs anhand des für andere Bereiche des Kraftwerks im Rahmen des

Erosionskorrosions- Prüfprogramms eingesetzten Rechenmodells bestätigte die Gefährdung durch Erosionskorrosion und eine zu erwartende erosionskorrosionsbedingte Verminderung der Wanddicke etwa in der Größe, wie sie an der Schadensstelle auch aufgetreten war. Die Abtragsrate lag bei ca. 0,47 mm/a. Ursächlich für den Schaden war, dass der Schadensbereich im bestehenden Erosionskorrosions-Prüfprogramm des Betreibers fehlte. Daraus wurde ein Mangel an der Vollständigkeit und Sorgfalt bei der Erstellung der Prüfprogramme abgeleitet. Das Ereignis wurde daraufhin in die INES-Kategorie 1 eingestuft /4-1/.

Erosionskorrosion ist ein abtragender Vorgang, der sich aus einer erosiven und einer korrosiven Komponente zusammensetzt. Die erosive Komponente kann dabei durch strömende Gase, Flüssigkeiten oder Feststoffe bewirkt werden. Ausschlaggebend ist hier nicht die Erosion des Grundwerkstoffs, sondern der Abtrag der vor weiterer Korrosion schützenden Schichten aus Korrosionsprodukten. Durch Ihren Abtrag und den gleichzeitigen Antransport von frischem Medium erfolgt eine fortschreitende Neubildung von Korrosionsprodukten. Hierbei wird der Grundwerkstoff verbraucht. Der Mechanismus erklärt die Abhängigkeit von der Strömungsgeschwindigkeit im Medium. Der Abtrag durch Erosionskorrosion im geraden Rohr ist weitgehend flächig mit einer Vielzahl charakteristischer schwach ausgemuldeter Vertiefungen. Da zum Mechanismus der Erosionskorrosion ein hoher Kenntnisstand in der Praxis vorliegt, erfolgt die systemtechnische Auslegung derart, dass kritische Strömungsgeschwindigkeiten vermieden werden. Hierbei werden auch die Bereiche mit berücksichtigt, in denen durch lokale Effekte (z.B. Umlenkungen, Kanten, Einmündungen) örtlich erhöhte Verwirbelungen auftreten.

Der Anteil erosionskorrosionsbedingter Schäden in LWR-Anlagen ist, wie die Auswertungen gezeigt haben, immer noch bedeutend. Bei den Ereignissen ist zu differenzieren zwischen Schäden an Bauteilen aus un- oder niedriglegierten ferritischen Stählen im Wasser-Dampf-Kreislauf, die in deutschen LWR-Anlagen nur aus SWR-Anlagen gemeldet wurden, sowie Schäden in Nebenkühwassersystemen. Hier waren flusswasserbeaufschlagte Wärmetauscherrohre aus Kupferlegierungen betroffen.

– Wasser-Dampf-Kreislauf

Alle in den deutschen SWR-Anlagen gemeldeten 15 Schäden durch Erosionskorrosion traten in Systemabschnitten auf, in denen neben Frischdampf auch Kondensat vorlag, d.h. in denen man von einer Zweiphasenströmung (gasförmig / flüssig) sprechen kann. Schwerpunkt waren dabei Bereiche hinter Kondensomaten, wobei eine Reihe von Schäden auf defekte Kondensomaten zurückgeführt wurde.

Die die Erosionskorrosion im Wasser-Dampf-Kreislauf beeinflussenden Faktoren wurden umfassend untersucht. Der Einfluss der Strömungsbedingungen auf die Beständigkeit

ferritischer und austenitischer Werkstoffe wurde unter Berücksichtigung der vorhandenen Wasserbedingungen im Rahmen zahlreicher Arbeiten ausführlich untersucht. Zusammengefasst ergibt sich daraus folgender Kenntnisstand zur Erosionskorrosion von Stählen in vollentsalztem Wasser:

- Komponenten aus unlegierten Stählen sind am stärksten gefährdet. Mit steigendem Chromgehalt (> ca. 1% Chrom) nimmt die Beständigkeit um Größenordnungen zu.
- Für unlegierte ferritische Werkstoffe und solche mit geringen Chromgehalten werden mit wachsender Strömungsgeschwindigkeit zunehmende Abtragsraten festgestellt. Lokale Verwirbelungen haben dabei einen ähnlichen Effekt wie hohe gleichförmige Strömungsgeschwindigkeiten.
- Austenitische Werkstoffe sind im Wasser-Dampfkreislauf nicht von Erosionskorrosion betroffen.
- Bei der Auswertung von Schadensfällen ermittelten Abtragsraten liegen zwischen ca. 0,3 mm/a (Werkstoff H11, 116°C, 1,8 bar) und 0,7 mm/a (Werkstoff: A106B, Nassdampf, 280°C, 20,7 bar). Laboruntersuchungen ergaben ähnliche Werte⁹.
- Durch Alkalisierung auf einen pH-Wert >9,5 bzw. durch einen Sauerstoffgehalt von >150 µg/kg kann in salzfreiem Wasser die Erosionskorrosion auch an unlegierten ferritischen Stählen weitgehend verhindert werden.
- Als kritischste Temperatur für das Medium hat sich im Nassdampfgebiet ein Temperaturbereich von ca. 120°C bis 200°C herausgestellt.

Die Schädigung durch Erosionskorrosion kann durch Wanddickenmessungen in den gefährdeten Bereichen überwacht werden, wobei die örtlichen Strömungsbedingungen bei der Festlegung der Prüfbereiche zu berücksichtigen sind. Für die im Bereich des Wasser-Dampf-Systems eingesetzten un- bzw. niedriglegierten Stähle liegen umfangreiche Untersuchungen zur Vorausberechnung durch Erosionskorrosion gefährdeter Systembereiche oder Komponenten und zur Abschätzung der zu erwartenden Abtragsraten vor. Auf Grundlage von Versuchsergebnissen sowie der Auswertung von Betriebserfahrungen und von Schadensfällen wurden hierzu Rechenmodelle zur Beschreibung des Schädigungsfortschrittes abgeleitet. Sie ermöglichen unter Berücksichtigung der Werk-

⁹ Versuche in Wasser (180 °C, 40 bar, ca.0,5 µg/kg O₂, pH 7, Leitfähigkeit ca. 0,85 µS/cm) unter Erosionskorrosion begünstigenden Bedingungen ergaben nach ca. 500 Stunden bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 18,6 m/s in Rohren folgende Abtragsraten /4-2/: St 37-2: ca. 0,8 mm/a; 15Mo3: ca. 0,4 mm/a; 13CrMo4-4 ca. 0,05 mm/a.

stoffeigenschaften, der Bauteilgeometrie, der jeweiligen lokalen Strömungsbedingungen und der Wasser- bzw. Dampfparameter sowie auf der Basis von Prüfergebnissen eine Kalkulation der örtlich zu erwartenden Abtragsraten in den betrachtenden Systembereichen. Hieraus lassen sich Kriterien zur Festlegung von Prüfbereichen und Prüfintervallen ableiten. Verbreitete und erprobte Programme hierzu sind z. B. WATHEC und COMSY (Framatome ANP) oder CHEC/ CHECWORKS (EPRI).

Der vorhandene Kenntnisstand zur Gefährdung des Wasser- Dampf-Systems durch Erosionskorrosion hat in den deutschen Anlagen zu konkreten Maßnahmen und zu Festlegungen von Prüfprogrammen geführt die auf die Erkennung von Erosionskorrosion und die Vermeidung von Wanddickenschwächungen abzielen.

– Nebenkühlwassersysteme

In den deutschen DWR-Anlagen traten Schäden durch Erosionskorrosion am häufigsten (9 Fälle) an Wärmetauscherrohren aus Kupferlegierungen (Sondermessing: CuZn20, CuZn20Al) auf, wobei als Betriebsmedium Flusswasser wirksam war.

Bei diesen Werkstoffen stellen erhöhte Salzgehalte und Verunreinigungen durch Feststoffe neben den einwirkenden Strömungsbeanspruchungen für beiden Werkstoffgruppen verschärfende Beanspruchungen dar. Für die als Wärmetauscherrohre eingesetzten Kupferlegierungen wie z.B. die Legierung CuZn20Al liegen die kritischen Strömungsgeschwindigkeiten, oberhalb derer Erosionskorrosion auftreten kann, in Flusswasser bei ca. 3 m/s /4-3/. Bei den Legierungen CuZn20 bzw. CuZn20Al nimmt die Erosionskorrosionsbeständigkeit bezogen auf das angreifende Medium von Trinkwasser über Flusswasser zu Meerwasser ab. Während in Meerwasser der Werkstoff CuZn20 bei 40 °C und einer Strömungsgeschwindigkeit von 2,5 m/s im passivierten Zustand vorliegt und hierbei die Abtragsrate deutlich unter 0,1 mm/a /4-4/, /4-5/ liegt, steigt sie bei Auftreten von Erosionskorrosion, z. B. in gestörter Strömung (Drosselstelle, Blenden o. ä.) auf Werte von ca. 1,4 mm/a /4-4/ an.

Das strömungsabhängige Korrosionsverhalten der Kupferlegierungen wird bei der Auslegung der Kühler berücksichtigt. Bei den erfassten Schäden in den deutschen Anlagen waren oft lokale Störungen (Beule, verklemmte Tapprogge-Reinigungskugel, Muschel, Fremdkörper) Ursache für den örtlich bedingten Schaden durch Erosionskorrosion. Anhand der Ereignisauswertungen lassen sich keine Hinweise auf systematische Einflüsse ableiten. Die einzelnen erosionskorrosionsbedingten Leckagen an Wärmetauscherrohren aus Kupferlegierungen in Nebenkühlern sind als zufällige Einzelereignisse ohne unmittelbares Gefährdungspotential zu bewerten. Die Defekte wurden in Abhängigkeit von der Größe der inneren Leckage über die Überwachung der Wasserparameter oder über die bestehenden Prüfprogramme im Rahmen wiederkehrender Prüfungen an den Neben-

kühlern erkannt. In zahlreichen deutschen LWR-Anlagen wurden im Rahmen von Umrüstmaßnahmen die alten Berohrungen auf Basis von Kupferlegierungen durch solche aus Titanwerkstoffen ersetzt. Diese zeigen sich unter den gegebenen Bedingungen unempfindlich gegenüber Erosionskorrosion.

4.2.3 Flächen- und Muldenkorrosion (einschließlich Borsäurekorrosion)

Die korrosionsbedingten Ereignisse aufgrund von Flächenkorrosion oder Muldenkorrosion werden im Weiteren wegen der phänomenologischen Nähe dieser beiden Korrosionserscheinungen gemeinsam behandelt. Diese Korrosionsarten treten nur auf, wenn der Werkstoff gegen das angreifende Medium nicht beständig ist. Reine Flächenkorrosion mit einem auf der ganzen Oberfläche gleichförmigen Abtrag wie z.B. bei einem Säureangriff ist eher selten. Schon geringe Inhomogenitäten im angegriffenen Werkstoff wie z.B. die Sauberkeit der Oberfläche, Rauheit, Beläge, Verteilung von Verunreinigungen, Einschlüsse, Seigerungen im Material oder Inhomogenitäten im angreifenden Korrosionsmedium wie Temperaturunterschiede, wechselnde Benetzungsdauer, Unterschiede in der Sauerstoffkonzentration können dazu führen, dass die Korrosionsreaktion nicht in allen Bereichen einer Metalloberfläche gleich schnell abläuft, sondern örtlich beschleunigt oder verzögert wird. Die Folge ist ein flacher muldenförmiger Abtrag, der im Unterschied zum Lochfraß nicht scharf begrenzt ist.

Ein Schwerpunkt der Muldenkorrosion sowohl in deutschen als auch in ausländischen LWR-Anlagen (DWR und SWR) sind Korrosionsschäden an Rohrleitungen aus un- bzw. niedriglegierten ferritischen Stählen im Bereich des Leitungs- und Kanalsystems bzw. von Nebenkühlwassersystemen mit Beschichtung der inneren Oberfläche als Schutz vor Korrosion durch die verwendeten Naturwässer (Fluss-, See-, Brack-, Meerwasser). Die Korrosion trat nach Defekten an der Beschichtung auf.

Die Abtragsraten für die zu betrachtenden un- und niedriglegierten ferritischen Stähle in den o. g. Medien sind abhängig von deren chemischer Zusammensetzung, dem Sauerstoffgehalt sowie der Strömungsgeschwindigkeit des einwirkenden Wassers. Während in entlüftetem hochreinem Wasser die Abtragsraten unter 0,05 mm/a betragen /4-6/, können in Trinkwasser bzw. in Brack- oder Meerwasser Korrosionsraten für flächigen Abtrag von 0,05 bis über 0,21 mm/a auftreten /4-7/, /4-5/.

In deutschen DWR- Anlagen trat mit drei sehr ähnlichen Ereignissen eine relative Häufung von Flächenkorrosion an Armaturen (Sicherheitsventile, Gehäusebruchsicherungen) auf. An Bauelementen aus martensitischen Chromstählen traten Korrosionserscheinungen mit Bildung von Korrosionsbelägen auf, die zu erhöhter Reibung zwischen Spindeln und Führungen führten. Alle Befunde wurden im Rahmen von wiederkehrenden

Prüfungen festgestellt. Ursache der Korrosionserscheinungen war nicht sachgerechte Herstellungsqualität der Bauteile, durch die die Korrosionsbeständigkeit des verwendeten Werkstoffs (1.4122 /X35CrMo17) vermindert wurde. Die Ereignisse waren Anlass der GRS - Weiterleitungsnachrichten 14/2000 und 01/2003.

Weitere einzelne Korrosionsschäden in unterschiedlichen Systemen deutscher LWR-Anlagen (Tabelle 3.2-1) weisen keine Hinweise auf systematische Effekte auf und betreffen keine sicherheitstechnisch relevanten Bereiche.

Einen Sonderfall der Flächen- und Muldenkorrosion stellt die Borsäurekorrosion dar.

Borsäurekorrosion ist eine Erscheinungsform, die ausschließlich in DWR-Anlagen auftreten kann, da in SWR-Anlagen im Betrieb kein borsäurehaltiges Kühlmittel eingesetzt wird. Aus deutschen LWR-Anlagen liegen für den Betrachtungszeitraum keine meldepflichtigen Ereignisse vor, die durch Borsäurekorrosion verursacht wurden.

Aus ausländischen LWR-Anlagen liegen aus dem Betrachtungszeitraum zahlreiche Ereignisse vor, bei denen ein Korrosionsangriff an Bauteilen erfolgt ist (Tabelle 4.2-1). Allen gemeinsam ist, dass die Korrosion an der Außenseite von Komponenten aufgetreten ist, nachdem infolge von Leckagen an anderen Bauteilen borsäurehaltiges Medium austreten und auf die ferritischen Bauteile gelangen konnte. Der Angriff durch Borsäure erfolgt je nach Art und Umfang der Benetzung als Flächen- oder Muldenkorrosion.

Herausragendes Ereignis, sowohl hinsichtlich des Umfangs des vorgefundenen Abtrages als auch der sicherheitstechnischen Bedeutung der betroffenen Komponente ist der Korrosionsangriff am Deckel des Reaktordruckbehälters (RDB) des Kernkraftwerks Davis Besse (USA). Im März 2002 waren in diesem Kraftwerk an einem Steuerstabstutzen des RDB-Deckels eine Korrosionsmulde (180 x 100 bis 120 mm) und an einem anderen Stutzen ein max. 9,5 mm breiter und max. 90 bis 100 mm tiefer Spalt verursacht durch Borsäurekorrosion, festgestellt worden. Die Borsäure war über Leckagen an Verbindungsflanschen von Steuerstabstutzen über Jahre unerkannt auf die RDB-Deckel-Oberfläche gelangt. Im Bereich der Mulde war die Wanddicke des RDB-Deckels (168 mm; niedriglegierter ferritischer Stahl) zum größten Teil bis auf die austenitische Plattierung (ca. 6,5 mm dick) abkorrodiert /4-8/.

Jahr	Anlage	Land	Ort	Befund
1996	Callaway	USA	2 Flansche, HKP	Schwacher Angriff durch ausgetretene Borsäure an Bolzen eines Flansches
1996	Bugey 3	F	undichter Flansch, schlecht ausgerichtet einer Entlüftungsleitung am RDB	Unbedeutender Korrosionsabtrag am RDB-Deckel unter Borsäureablagerungen
1996	Tricastin 4	F	Austritt von borsäurehaltigem Medium aus undichter Deckeldichtung	Unbedeutender Korrosionsabtrag am RDB-Deckel unter Borsäureablagerungen
1999	Davis-Besse	USA	Dichtungsleckagen an 9 Armaturen im Primärkreis	Korrosion an ferritischen Gehäuseteilen (Laternen), max. Schädigung lag bei 80% Querschnittminderung
2000	VC Summer	USA	Riss an einer Mischnaht mit Austritt von borsäurehaltigem Primärkühlmittel	An der Außenoberfläche des ferritischen Materials kein messbarer Abtrag
2002	Davis-Besse	USA	RDB-Deckel; nach Rissen an Steuerstabführungsrohren Austritt von borsäurehaltigem Medium (4 Jahre oder mehr)	auskorrodiertes Volumen von ca. 5 x 7 x 6,75 Zoll im ferritischen RDB-Deckelmaterial an einer Führung und weiterer geringer Angriff am RDB-Deckelmaterial an einer weiteren Führung
2002	Sequoyah 2	USA	Leckage an einer Leitung zur Füllstandüberwachung des RDB verursacht Borsäureaustritt in die Isolierung des RDB-Deckels	Lokaler muldenförmiger Abtrag im ferritischen RDB-Deckelmaterial (ca. 5 Zoll lang x 5/16 breit, 1/16 tief), max. Einwirkzeit nach letzter Prüfung ist 7 Monate, Korrosionsrate: 0.6 mm/a
2003	Three Mile Island 1	USA	Leckage mit Austritt von borsäurehaltigem Medium am Flansch der Heizstäbe des Druckhalters seit der Revision bestehend, falsch bewertet	Starker Angriff von 1,35 inch Tiefe und 7 inch Ausdehnung am ferritischen Flansch des Heizers, Leckage seit 1998 vorhanden; Korrosionsrate ca. 0,7 mm/a
2001/ 2003	Three Mile Island 1	USA	Leckage mit Austritt von borsäurehaltigem Medium an einem nicht sicherheitstechnisch wichtigen Dosierventil	Borsäurekorrosion des Countainment-Liners auf einer ca. 6 m langen und zwischen ca. 60 bis 120 cm breiten Fläche. Der Abtrag betrug bis zu 18,4% der Wanddicke des Liners aus unlegierten Kohlenstoffstahl. Die Korrosionsschäden wurden 2003 entdeckt, da die Auswirkungen des Austritts von borsäurehaltigem Medium bei der Leckage 2001 nicht untersucht wurden.

Tabelle 4.2-1: Zusammenstellung von Ereignissen mit Leckagen von borsäurehaltigem Medium bzw. Borsäurekorrosion im Ausland (Auszug ab 1995) /4-9/

Die typischen austenitischen Stähle und Nickellegierungen, die in LWR-Anlagen eingesetzt werden, sind beständig gegen einen Angriff durch Borsäure.

Un- und niedriglegierte Stähle werden in Abhängigkeit von der Konzentration und der Temperatur der Borsäure angegriffen. Hierbei sind neben der Einwirkdauer die Konzentration, der Sauerstoffgehalt und die Temperatur der Borsäure für den Abtrag von Bedeutung. Beim Einwirken von Borsäurelösungen bis ca. 1% tritt noch kein Angriff auf.

Auf die Problematik möglicher hoher Korrosionsraten an ferritischen Stählen durch austretende Borsäure wurde bereits 1986 von der NRC in einer zusammenfassenden Darstellung /4-10/ hingewiesen. Darin werden auch Ergebnisse von Untersuchungen zur Borsäurekorrosion an einem Prüfaufbau zur Simulation der Bedingungen im Bereich der

Steuerstabdurchführungen im RDB-Deckel eines DWR dargestellt, bei denen maximale Korrosionsraten von etwa 120 mm/a an ferritischem Stahl ermittelt wurden. Auch in wasserfreien Schmelzen der Borsäure wurden ausgeprägte Abtragsraten ermittelt. In Versuchen bei 260°C lag der Abtrag bei 0,24 bis 0,48 mm/a /4-11/.

1988 wurde von der NRC eine weitere zusammenfassende Darstellung über die Borsäurekorrosion veröffentlicht /4-11/. Anlass waren weitere ausgeprägte Korrosionsschäden an ferritischen Komponenten der Druckführenden Umschließung von DWR-Anlagen in den USA.

Zu Ereignissen mit Borsäureaustritt nach Leckagen wurden im Rahmen der GRS-Weiterleitungsnachrichten 12/1987, 07/1992 und 05/2001 Empfehlungen mit dem Ziel der Verbesserung des Schutzes sensibler ferritischer Bauteile der druckführenden Umschließung gegen Leckagen von borsäurehaltigem Primärkühlmittel gegeben. Anlässlich des Ereignisses Davis–Besse im Jahre 2002 machte die GRS im Rahmen der GRS-Weiterleitungsnachricht 02/2003 folgende Empfehlungen:

- Ergänzung der bestehenden Maßnahmen zur Vermeidung von Leckagen und der sofortigen Reinigung von durch korrosive Medien benetzten Bereichen.
 - Prüfung und ggf. Optimierung der anlagenspezifischen Festlegungen zur Vermeidung von Leckagen borsäurehaltigen Kühlmittels,
 - Aufstellen von Bewertungskriterien zur Abschätzung des Ausmaßes einer borsäurebedingten Korrosion bei Auftreten von Leckagen oder Borsäurespuren mit Festlegung eines Zeitfensters für Gegenmaßnahmen einschließlich umgehender Klärung von Borsäurespuren,
- Schulung des Personal hinsichtlich Borsäurekorrosion,
- Prüfung und ggf. Optimierung der anlagenspezifischen WKP-Programme im Hinblick auf die Risiken einer borsäurebedingten Korrosion.

Die Reaktorsicherheitskommission (RSK) stellte in ihrer Stellungnahme vom 04.03.2004 /4-8/ zur Übertragbarkeit des Ereignisses im US-Kraftwerk Davis–Besse auf deutsche LWR-Anlagen fest, dass in deutschen DWR-Anlagen bei den bisher aufgetretenen Leckagen mit Austritt von borsäurehaltigem Medium keine signifikanten Korrosionserscheinungen aufgetreten sind. Sie sieht dies als Hinweis auf ein funktionierendes Instandhaltungsmanagement. Aufgrund der engen aufsichtlichen Begleitung des Anlagenbetriebes durch die Aufsichtsbehörden und die eingeschalteten Gutachter sei nicht zu erwarten, dass der Ursache von Indikatoren wie Borablagerungen oder einem hohen Anfall von Korrosionsprodukten in Kühlern oder Filtern nicht hinreichend nachgegangen wird. Die RSK empfahl dennoch zur Vermeidung borsäurebedingter Korrosion gezielte Ergänzungen der bestehenden Maßnahmen zur Erkennung von Leckagen borsäurehaltiger Me-

dien in Bereichen von Komponenten und Rohrleitungen des Primärkreises, speziell des RDB-Deckels in deutschen DWR-Anlagen.

4.2.4 Interkristalline Spannungsrissskorrosion ohne Sensibilisierung

Wie im Kapitel 3 dargestellt, ergab die Auswertung der Schadensereignisse durch interkristalline Spannungsrissskorrosion (ISpRK) an austenitischen Werkstoffen (mit und ohne Sensibilisierung) ausgeprägte Unterschiede bezüglich des Anteils dieser Korrosionsart am Gesamtaufkommen korrosionsbedingter Schäden im In- und Ausland. Die Schäden traten in SWR-Anlagen auf und betrafen vorrangig Bauteile im Primärkreis. Einem Anteil von 2,5% in deutschen Anlagen steht ein Umfang von 15,9% in den ausländischen Anlagen gegenüber (96% an Schweißnähten, 4% an Biegungen). Zu den in den ausländischen Anlagen ausschließlich an Komponenten aus unstabilisierten austenitischen Stählen aufgetretenen Schäden liegen keine Angaben zur Sensibilisierung vor. Die vier in deutschen Anlagen gemeldeten Ereignisse durch ISpRK traten dagegen an stabilisierten austenitischen Stählen im Bereich von Schweißnähten auf. Zwei dieser Ereignisse können nicht in die Betrachtung zur ISpRK ohne Sensibilisierung einbezogen werden, da in einem Fall eine Sensibilisierung nachgewiesen wurde und da in dem anderen Fall der Angriff von außen durch chloridhaltige Verunreinigungen erfolgte.

Befunde mit ISpRK an unstabilisierten austenitischen Cr-Ni-Stählen in SWR-Anlagen sind seit längerem bekannt und führten zu einem Werkstoff austausch. Die Mehrzahl der Schadensfälle trat an Schweißnähten austenitischer Stähle vom Typ A304 (1.4301, X5CrNi18-10) auf, bei denen eine Sensibilisierung vorlag. Nachfolgend wurde im Zeitraum von 1991 bis 1994 auch an Schweißnähten der in deutschen SWR-Anlagen verwendeten stabilisierten Cr-Ni-Stählen zahlreiche Anrisse durch ISpRK festgestellt (GRS-WLN04/1992). Auch hier wurde die Mehrzahl der Befunde auf eine thermisch bedingte Sensibilisierung der Stähle beim Schweißen zurückgeführt. Als weitere Begleitfaktoren wurden bei den Schadensuntersuchungen schrumpfbedingte plastische Verformungen im Bereich der Schweißnahtwurzel und Spalte im Wurzelbereich ermittelt.

Es ist davon auszugehen, dass der überwiegende Teil der oben erwähnten ISpRK Ereignisse im Ausland wegen des verwendeten Werkstoffes und des Auftretens an Schweißnähten einer Schädigung durch ISpRK infolge Sensibilisierung zuzurechnen ist.

Für das Auftreten interkristalliner Spannungsrissskorrosion in austenitischen Stählen ist das gleichzeitige Vorliegen folgender Voraussetzungen erforderlich:

- mechanische Zugspannungen
- kritische Wasserbedingungen

- ein für Spannungsrissskorrosion empfindlicher Werkstoff

Bei den Spannungen handelt es sich zum einen um betriebsbedingte Spannungen, zu meist in Verbindung mit Spannungserhöhungen durch geometrische Unstetigkeiten wie z.B. Kerben und zum anderen um Eigenspannungen, die infolge von Schweißungen auftreten.

Die Empfindlichkeit des Werkstoffs wird durch die chemische Zusammensetzung und den Verarbeitungs- und/oder Wärmebehandlungszustand beeinflusst. Hierbei hat sich gezeigt, dass Kaltverformungen auch an nicht sensibilisierten austenitischen Stählen zu einer Empfindlichkeit gegenüber ISpRK insbesondere unter SWR-Bedingungen führen können. In der Praxis waren davon Schweißnahtbereiche mit schrumpfbedingten plastischen Verformungen im Wurzelbereich und auch Grundwerkstoffbereiche mit ausgeprägter oberflächlicher Kaltverformung aus der Herstellung oder der Verarbeitung von Komponenten betroffen /4-12/, /4-13/ und /4-14/.

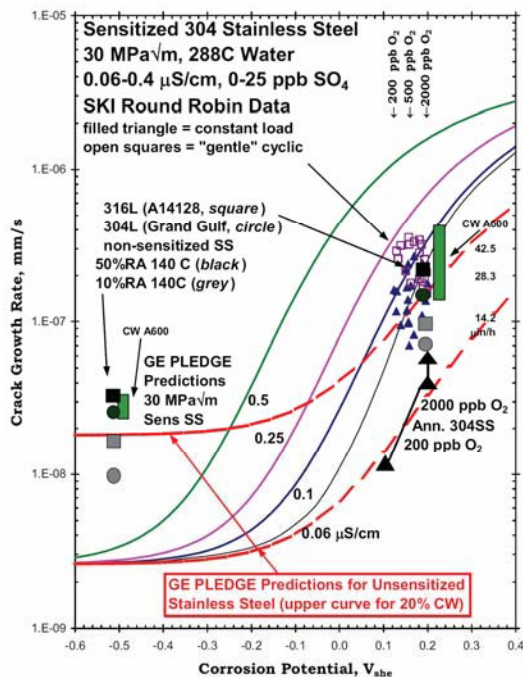
Der Einfluss der Sensibilisierung austenitischer Stähle auf die ISpRK unter Kraftwerksbedingungen wurde intensiv und systematisch untersucht. Dem gegenüber liegen zum Einfluss von Kaltverformungen auf die ISpRK von austenitischen Stählen unter Kraftwerksbedingungen systematische Untersuchungen nicht in vergleichbarem Umfang vor.

Laborversuche an lösungsgeglühtem Material mit eingebrachtem Anriss ergaben, dass bereits ohne Kaltverformung an den stabilisierten austenitischen Stählen, wie sie in deutschen LWR-Anlagen verwendet werden, bei vorgegebenem Anriss unter SWR-Bedingungen ein Rissfortschritt in der Größe von ca. 1 mm/a nicht ausgeschlossen werden kann. Im untersuchten Belastungsbereich zwischen ca. 25 MPa \sqrt{m} bis 70 MPa \sqrt{m} wurde kein Einfluss der Spannungsintensität auf den Rissfortschritt festgestellt /4-15/.

Mit Zunahme des Kaltverformungsgrades der untersuchten Werkstoffe werden höhere Rissfortschrittsraten gemessen. Die ermittelten Werte variieren dabei aufgrund der unterschiedlichen Prüfmethode (Keilproben, Versuche mit konstanter Last, CERT-Tests). Während Kanazawa und Tsubota /4-16/, /4-17/ eine Rissinitiation an unstabilisierten Austeniten erst oberhalb einer Kaltverformung von mehr als 10% (A304, X5CrNi18-10) bzw. 20% (A316L, X2CrNiMo17-12-2) feststellten (HT-Wasser, 288°C, 80 bar, belüftet, Biegeproben mit Spaltbedingungen), wurde von Speidel und Magdowski /4-15/ und /4-18/ bereits ab 5% Kaltverformung an einem stabilisierten austenitischen Stahl ein Anstieg des Rissfortschritts um etwa eine Zehnerpotenz gegenüber dem unverformten Zustand beschrieben. Die Versuche erfolgten an Proben mit einem Ermüdungsanriss.

Untersuchungen an unsensibilisierten lösungsgeglühten austenitischen Stählen mit unterschiedlichen Kaltverformungsgraden haben gezeigt, dass unter SWR-Wasser-Bedin-

gungen (ca. 288°C, ca. 200-400 ppb O₂) bei Vorliegen starker Kaltverformungen Rissfortschrittsgeschwindigkeiten erreicht werden, die im Streuband der an sensibilisiertem Material ermittelten Werte liegen (Bild 4.2-1). /4-19/, /4-20/, /4-21/.



SKI	Schwedische Kernenergieaufsicht
CW	Cold worked
Sens.	Sensitive
SS	Stainless Steel
A600	Alloy 6500 (Inconel 600)
140 C	Umformtemperatur 140 °C
304 L	Alloy 304 L (1.4306 , X2CrNi 19-11)
316 L	Alloy 316 L (1.44.04, X2CrNiMo 17-12-2)
304	Alloy 304 (1.4301, X5CrNi 18-10)
ann	annealed

Bild 4.2-1: Rissfortschrittsraten durch Spannungsrisskorrosion für austenitische Stählen sowie Nickellegierungen, - Gegenüberstellung von Messungen an sensibilisierten und nicht sensibilisierten Werkstoffen mit Kaltverformung /4-20/

Veränderungen der wasserseitigen Bedingungen wie Sauerstoffgehalt oder der Gehalt an ionogenen Verunreinigungen, insbesondere von Chloriden und Sulfaten, wirken sich bei kaltverformtem Material in gleicher Weise aus wie bei sensibilisiertem Material /4-20/. Die Einflüsse der wasserseitigen Faktoren auf die ISpRK an sensibilisierten austenitischen Stählen wurden von Hüttner /4-21/ im Hinblick auf deutsche LWR-Anlagen eingehend im Rahmen des BfS-Forschungsvorhabens SR2360 dargestellt und bewertet. Man kam zu dem Schluss, dass mit der Anpassung der VGB-Richtlinie 401 /4-22/ den Erfahrungen zu den bezüglich ISpRK an austenitischen Stählen zu berücksichtigenden Wasserparametern Rechnung getragen wurde. Da die ISpRK von kaltverformtem Material von den gleichen wasserseitigen Parametern beeinflusst wird, wie bei sensibilisiertem Material, sind diese Ausführungen im Hinblick auf das kaltverformte Material aus unserer Sicht auch heute noch aktuell und abdeckend.

Die nunmehr in der Neufassung der VGB-Richtlinie R 401 J /4-23/ vorliegenden weiteren Einschränkungen der zulässigen Gehalte an Verunreinigungen (Chloride, Sulfate) insbesondere im Hinblick auf vorliegende Untersuchungsergebnisse zur Spannungsrissskorrosion von ferritischen und austenitischen Werkstoffen tragen zur weiteren Verbesserung der Vorsorge gegen ISpRK bei.

Da die ISpRK wesentlich durch den Gehalt an gelöstem Sauerstoff im Wasser beeinflusst wird, ist es erklärlich, dass Schäden durch ISpRK bisher nur unter SWR-Bedingungen festgestellt wurden¹⁰. Laboruntersuchungen zeigten jedoch, dass bei einem vorhandenen Anriss im kaltverformten Material (20 % Kaltverformung) auch in nahezu sauerstofffreiem Wasser ein weiteres Risswachstum nicht ausgeschlossen werden kann. Die im Versuch bestimmte Rissfortschritttrate von ca. 0,6 mm/a lag bei nahezu sauerstofffreien Bedingungen dabei im Vergleich um etwa eine Größenordnung niedriger als unter simulierten SWR-Bedingungen (288°C, 200 ppb O₂) /4-19/.

Ergebnisse aus wiederkehrenden Prüfungen aus einer deutschen DWR-Anlage deuten ebenfalls darauf hin, dass ISpRK an stark kaltverformten austenitischen Stählen auch an Komponenten in DWR-Anlagen nicht vollständig ausgeschlossen werden kann. Bei wiederkehrenden Prüfungen in der Anlage GKN-1 in den Jahren 2005 und 2006 wurden bei der Prüfung von 448 Kernbehälterschrauben und 960 Kernumfassungsschrauben Befunde festgestellt. Die weitergehenden Untersuchungen ergaben an 13 kaltverfestigten austenitischen Kernbehälterschrauben (Werkstoff 1.4571, X6CrNiMoTi17-2-2) Risse im Bereich des Kopfes und im Übergang zum Schaft, die auf interkristalline Spannungsrissskorrosion zurückgeführt wurden. Die Untersuchungen ergaben Hinweise auf Verunreinigungen der Schrauben bei der Montage, die aber nicht abschließend geklärt werden konnten /4-31/.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Auswirkungen von Kaltverformungen auf die ISpRK austenitischer Stähle nicht in gleicher Weise systematisch untersucht worden sind wie die Auswirkungen der Sensibilisierung. Nach dem aktuellen Kenntnisstand ist für kaltverformte austenitische Stähle unter SWR-Bedingungen von einer erhöhten Rissempfindlichkeit oberhalb von etwa 5% Kaltverformung auszugehen.

Die in Versuchen an kaltverformten austenitischen Stählen ermittelten Rissfortschritt-raten fügen sich in das Streufeld der an sensibilisiertem Material gewonnenen Ergebnisse ein. Die am Kenntnisstand zur Spannungsrissskorrosion an sensibilisierten austeniti-

¹⁰ (Das einzige in unserer Auswertung erfasste Ereignis mit ISpRK in einer DWR-Anlage [USA, Sequoah-2, 1996] betraf einen Schaden an einer 4-fach reparierten, sensibilisierten Schweißnaht an einem austenitischen Rohr hinter einer Rückschlagarmatur in einem Strang des Niederdruck-Sicherheitseinspeisesystems unter Einwirkung von belüftetem boriiertem Wasser).

schen Stählen orientierten Prüfintervalle in den deutschen SWR-Anlagen sind daher auch für die Problematik der ISpRK ohne Sensibilisierung abdeckend.

Anhand der erfassten Ereignismeldungen zur ISpRK wird deutlich, dass diese unabhängig von der Sensibilisierung primär ein Problem von SWR Anlagen ist. Während Analysen von Ereignissen in schwedischen Anlagen /4-13/ verdeutlichen, dass dort kaltverformte Rohrbiegungen in bedeutendem Umfang von ISpRK betroffen waren, traten die im Betrachtungszeitraum in deutschen LWR-Anlagen erfassten Ereignisse ausschließlich an Schweißnähten auf. Hierfür können neben dem Werkstoffeinsatz (stabilisierte austenitische Stähle) auch die engeren Vorgaben zum Belassen von Kaltverformungen bei diesen Stählen verantwortlich gemacht werden. Die in GKN-1 festgestellten Befunde an kaltverfestigten austenitischen Kernbehälterschrauben lassen jedoch ein auch bereits in Laborversuchen aufgezeigtes Gefährdungspotential an kaltverformten austenitischen Stählen unter DWR-Bedingungen ableiten.

4.2.5 Wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion

Von den durch wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion verursachten Schäden in deutschen LWR-Anlagen (für die ausländischen Anlagen lagen keine differenzierten Angaben zu dieser Korrosionsart vor) waren schwerpunktmäßig Ventildedern in Armaturen sowie Gehäuseschrauben betroffen, die durch Leckwasser bzw. nicht erkannte Dekontaminationsmittelrückstände angegriffen wurden. Die Federn in den Sicherheitsventilen sowie die genannten Gehäuseschrauben sind im normalen Betrieb nicht mediumberührt. Die Korrosion konnte daher erst durch den Zutritt des Wassers an den nicht im Hinblick auf Korrosionsbeständigkeit ausgewählten Werkstoffen erfolgen. Bei der zunächst flächen- oder muldenförmigen oberflächlichen Korrosion der Werkstoffe wird atomarer Wasserstoff gebildet. Stehen die Werkstoffe unter Zugspannungen kann dieser in den Werkstoff eindiffundieren und zu Versprödung und Abnahme der Dehnbarkeit führen. Eine ausgeprägte Gefährdung für eine wasserstoffinduzierte Schädigung weisen ferritische und martensitische Stähle auf. Der Grund liegt in der bei Raumtemperatur hohen Diffusionsgeschwindigkeit von Wasserstoff in diese Werkstoffe (krz-Gitter) verbunden mit einer niedrigen jedoch stark temperaturabhängigen Löslichkeit. Oberhalb einer Streckgrenze von ca. 650 MPa nimmt die Anfälligkeit dieser Stähle für die wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion insbesondere in Anwesenheit von Promotoren zu /4-24/.

Die Korrosionsart „wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion“ soll hier nicht detaillierter analysiert werden, da die aufgetretenen Schäden nicht ursächlich auf das Verhalten der betroffenen Werkstoffe unter Betriebsbedingungen zurückzuführen sind, sondern darauf, dass der Korrosionsangriff erst infolge nicht erkannter Leckagen bzw. nicht entfernten Dekontaminationsmittels erfolgen konnte. Verbesserungen müssen daher an

dieser Stelle ansetzen. Im Hinblick auf das Eindringen von aggressiven Dekontaminationsflüssigkeiten in sicherheitstechnisch wichtige Bauteile und die erforderlichen Schutzmaßnahmen wurden im Rahmen der GRS-Weiterleitungsnachricht 07/2004 bereits geeignete Empfehlungen ausgesprochen, die auf eine Überprüfung und ggf. Optimierung der diesbezüglich bestehenden Betriebsvorschriften abzielen.

4.2.6 Mikrobiologisch Induzierte Korrosion (MIC)

Zu den für MIC bedeutsamen Mikroorganismen gehören die Bakterien. MIC kann darüber hinaus aber auch durch Pilze, Algen oder Flechten verursacht werden. Bei den Bakterien ist zwischen aeroben und anaeroben Arten zu unterscheiden.

Aerobe Bakterien (in sauerstoffhaltiger Umgebung gedeihend):

- Viele Arten verwerten organische Substanzen als Kohlenstoff- und Energiequelle unter Sauerstoffverbrauch aus der Umgebung.
- Manche Arten gewinnen Energie aus der Oxidation anorganischer Stoffe, wie z.B. S^{2-} , NH_3 , CO und zum Teil auch Eisen oder Mangan. Mit der gewonnenen Energie wird CO_2 reduziert und als Kohlenstoffquelle verwendet.

Anaerobe Bakterien (nur in sauerstoffarmen bzw. sauerstofffreien Medien gedeihend):

- z. B. die Sulfat reduzierenden Bakterien (SRB) gewinnen Energie aus der Reduktion von SO_4^{2-} mit Wasserstoff zu S^{2-} und Wasser.

Mit der Ansiedelung von Bakterien auf einer Oberfläche beginnen diese mit der Ausscheidung von extrazellulärer polymerer Substanz (EPS). Hieraus bildet sich mit zunehmender Dicke ein stabiler Biofilm, eine gelartige Masse, die die Bakterienkolonie zur Umgebung abschirmt und für stabile Lebensbedingungen der Bakterien sorgt. Im gleichen Biofilm können unter geeigneten Randbedingungen durch die unterschiedlichen Sauerstoffgehalte in den oberflächennahen Schichten bzw. in den wandnahen Zonen sowohl aerobe Bakterien als auch anaerobe Bakterien gedeihen.

Die Mikroorganismen wirken bei MIC nicht aktiv korrosiv. Ein Korrosionsangriff kann verursacht werden

- durch ihre Anwesenheit
 - Beeinflussung des Stofftransportes zwischen Medium und Metall durch die Beläge bzw. Biofilme (Belüftungselementbildung)
 - Beeinflussung der Strömungsgeschwindigkeit
 - Beeinflussung des Wärmeübergangs zwischen Medium und Metall
- durch ihre Stoffwechselprodukte

- Bildung von Säuren
- Bildung z.B. von Sulfiden
- Bildung z.B. von Eisenchlorid, Manganchlorid

MIC verursacht keine spezifisch neuen Korrosionsformen, vielmehr können durch MIC praktisch alle bekannten Korrosionsformen wie Flächen- oder Muldenkorrosion, Lochkorrosion, Spaltkorrosion oder Korrosion unter Belägen auftreten. Bedeutsam ist, dass die sich bildenden Beläge bei MIC in der Regel eher weich und schleimig sind, während sie bei anderen Korrosionsarten zumeist eine feste Struktur haben. Dies ist bei der Befundaufnahme nach Auftreten eines Korrosionsschadens in einer für MIC geeigneten Umgebung zu berücksichtigen.

Bei den für MIC verantwortlichen Mikroorganismen handelt es sich um Lebewesen. Für die Beschreibung der begünstigenden Faktoren und zur Auswahl von Maßnahmen zur Vermeidung von MIC ist es daher zweckmäßig, die für das Gedeihen der Mikroorganismen erforderlichen Faktoren zusammenzustellen:

- Wasser (unbehandelt, bzw. lediglich mechanisch gereinigt, nicht entkeimt, nicht mit Bioziden behandelt)
- Stagnierendes Medium oder nur geringe Strömungsgeschwindigkeit ($< 1,5 \text{ m/s}$) /4-25/
- geeignete Temperaturen (optimal $30\text{-}45^\circ\text{C}$, maximal ca. $55\text{-}60^\circ\text{C}$ /4-26/)
- pH-Wert (pH7 – pH9)
- Nährstoffe (organische Substanzen, Sulfate, Phosphate, Ammoniumverbindungen)

Hieraus wird deutlich, dass weder in den Primärkreisläufen noch in den Wasser-Dampf-Kreisläufen der LWR-Anlagen mit hochreinen, aufbereiteten Wässern bei weit über den genannten Werten liegenden Temperaturen für MIC geeignete Bedingungen vorliegen. Das Auftreten von MIC beschränkt sich daher auf die verhältnismäßig kalten, vorzugsweise zur Umgebung offenen Systeme wie die Nebenkühlwasser-, Feuerlösch- und Abwassersysteme.

Durch MIC kann eine Vielzahl von Werkstoffen angegriffen werden. Die Empfindlichkeit nimmt mit steigender Säure- und auch Lochkorrosionsbeständigkeit der Werkstoffe ab.

Bei ferritischen Werkstoffen erfolgt der Abtrag durch MIC zumeist lokal in Form örtlich begrenzter Flächenkorrosion oder in Form von Muldenkorrosion. Weiterhin kann ein Abtrag in Form von Spaltkorrosion erfolgen. Die Abtragraten können dabei bei einigen mm/a liegen /4-27/.

Bei austenitischen Werkstoffen kann der Abtrag durch MIC durch Säurekorrosion (flächenhaft), in Form von Lochkorrosion (z.B. Chloride im Biofilm) oder durch Spaltkorrosi-

on unter Belägen erfolgen. Der Abtrag des Materials erfolgt zumeist örtlich begrenzt. Als Anhaltswert für den möglichen Abtrag kann der für lochförmigen Angriff an einem austenitischen Stahl (1.4571) in Rheinwasser bei /4-25/ genannte Wert von ca. 20 mm/a herangezogen werden. Eine ähnliche Abtragsrate wurde bei einem Schadenfall in der DWR-Anlage KKV im Jahre 1999 an einer Entlüftungsleitung ermittelt (2,9 mm/ 2 Monate, lochförmiger Wanddurchbruch von \varnothing 0,8 mm durch MIC). Es hat sich in der Praxis gezeigt, dass Cr-Ni-Stähle mit einem erhöhten Molybdängehalt von etwa 6% aufgrund der gegenüber den molybdänfreien austenitischen Stählen deutlich höheren Lochkorrosionsbeständigkeit auch in Bezug auf MIC eine verbesserte Beständigkeit aufweisen.

Schäden durch MIC an Titan-Legierungen lagen nicht vor. Nach dem bisherigen Kenntnisstand ist bei Titan und Titanlegierungen (Einsatz in Wärmetauschern im Nebenkühlwasserbereich) aufgrund der Stabilität der gebildeten Passivschicht nur mit einer im Vergleich zu den anderen Werkstoffen geringen Anfälligkeit gegenüber MIC zu rechnen /4-27/. Die hohe Biokompatibilität der Titanlegierungen hat allerdings zur Folge, dass diese Werkstoffe in Kühlwassersystemen leicht von Mikroorganismen besiedelt werden und Biofouling (Belagbildung) auftritt, was im Hinblick auf Reinigungsmaßnahmen zur Erhaltung der Wärmeübergangsbedingungen an den Wärmetauscherrohren zu berücksichtigen ist.

In der VGB-Kühlwasserrichtlinie R 455 P /4-28/ finden sich umfassende Hinweise zur Kühlwasseraufbereitung und –behandlung sowie für den Werkstoffeinsatz und die Überwachung wasserchemischer Parameter. Die Richtlinie weist in den Ausführungen zu offenen Kühlwassersystemen auf die Möglichkeiten mikrobiologisch induzierter Korrosion und Biofouling hin und behandelt Maßnahmen zur Überwachung der Wasserqualität gefährdeter Systeme. Hieraus lassen sich im laufenden Betrieb Hinweise auf die Bildung und Wachstum von bioaktiven Belägen ableiten.

4.2.7 Lochkorrosion

Der Anteil der durch Lochkorrosion verursachten Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen lag im Betrachtungszeitraum bei 5,6 %. Gut die Hälfte davon (5 Ereignisse) betraf Kühlerkomponenten aus Kupfer- bzw. Aluminiumlegierungen, die mit Flusswasser oder Trinkwasser (z. T. mit Zusätzen) beaufschlagt wurden. Von den weiteren einzelnen Ereignissen waren Bauteile aus austenitischen Werkstoffen in unterschiedlichen Systemen betroffen (Reaktorwasserreinigung, Abwasserverdampfungsanlage, Leckageergänzungssystem). Diese Einzelereignisse hatten keine sicherheitstechnisch bedeutsamen Auswirkungen und weisen keine Hinweise auf systematische Gemeinsamkeiten auf.

Charakteristisches Merkmal der Lochkorrosion ist, dass der Werkstoff nur lokal angegriffen wird und dadurch kraterförmige, die Oberfläche unterhöhende oder nadelstichförmige Vertiefungen erzeugt werden. Ursächlich für diese Erscheinungen ist, dass der Werkstoff eigentlich gegenüber dem angreifenden Medium beständig ist. Ein unbeständiger Werkstoff wird vorrangig durch Flächen- oder Muldenkorrosion abgetragen.

Lochkorrosion kann dann auftreten, wenn Fehlstellen in der Deckschicht vorliegen. Diese bilden kleine lokale Anoden, während die durch die Deckschicht geschützte Metalloberfläche als Kathode wirkt. Durch dieses sehr ungleiche Flächenverhältnis können örtlich hohe anodische Korrosionsströme auftreten, die zu einer schnellen lokalen Metallauflösung führen. Beeinflusst wird dies durch die Leitfähigkeit der Deckschicht für Elektronen.

Auf die Betrachtung einzelner Einflussfaktoren für das Auftreten von Lochkorrosion an Aluminium- und Kupferlegierungen soll hier nicht weiter eingegangen werden, da die Auswirkungen der Lochkorrosion in den Systemen, in denen diese Werkstoffe in deutschen LWR-Anlagen eingesetzt werden, durch den sehr stark punktuellen Charakter des Lochkorrosionsangriffs gering sind. Die Lochkorrosion führt, bevor größere Flächen geschädigt werden, zu lokal begrenzten Leckagen, die durch geeignete Verfahren erkannt werden können. Das Leckagevolumen ist dabei klein.

Lochkorrosion an austenitischen Stählen ist, neben der an Kupferlegierungen, die am häufigsten untersuchte Form der Lochkorrosion. Die Korrosionsbeständigkeit der austenitischen Stähle in den in LWR-Anlagen verwendeten Wässern beruht auf der Bildung sehr dünner korrosionshemmender Passivschichten. Diese Schichten sind zwar nicht leitfähig für Ionen, wohl aber für Elektronen. Bei Verletzung der Passivschichten kann daher Lochkorrosion auftreten. Die Entstehung örtlicher Anoden wird durch aggressive Anionen aus dem Angriffsmittel verursacht. Die stärkste Wirkung haben hierbei Chloride.

Für die Bildung von Lochkorrosion ist die Konzentration von Chloriden von großer Bedeutung. Während bei hohen Chloridkonzentrationen der Korrosionsfortschritt in Form von Lochfraß schädigungsbestimmend ist, tritt diese bei niedrigen Chloridkonzentrationen gegenüber der TSpRK zurück. Dies wird durch die bisherigen Betriebserfahrungen und das fehlende Schadensaufkommen durch Lochkorrosion bestätigt. Zur Vermeidung von Korrosionsschäden durch TSpRK sind in den deutschen LWR-Anlagen Festlegungen getroffen, die einen Eintrag von Chloriden in sicherheitstechnisch wichtige Systeme sicherstellen sollen. Diese Maßnahmen sind gleichzeitig wirksam zur Vermeidung der Lochkorrosion an diesen Stählen. Insofern ist für die Lochkorrosion an sicherheitstechnisch wichtigen austenitischen Bauteilen keine gesonderte detaillierte Betrachtung des Gefährdungspotentials erforderlich.

4.2.8 Stillstandkorrosion

Im Betrachtungszeitraum wurden aus deutschen LWR-Anlagen drei Ereignisse mit Stillstandkorrosion gemeldet:

- Stillstandkorrosion in Rohren (Kupferlegierung) eines liegenden Zwischenkühlers eines Beckenkühlkreislaufes
- Stillstandkorrosion mit Leckage an einer Messleitung (niedriglegierter ferritischer Stahl) zur sekundärseitigen Füllstandmessung am Dampferzeuger
- Stillstandkorrosion mit Anrissbildung infolge örtlicher Dehnungen an Speisewasserstutzen (niedriglegierter ferritischer Stahl) der Dampferzeuger

Die Stillstandkorrosion stellt eine Sonderform der Flächen- oder Muldenkorrosion dar. Sie tritt nicht bei laufendem Betrieb auf, sondern lediglich während Stillstandsphasen. Gefährdet hiervon sind in LWR-Anlagen primär Bauteile aus ferritischen Stählen im Wasser-Dampf-Kreislauf. In Stillstandsphasen kann ein Korrosionsangriff nur dann auftreten, wenn gleichzeitig zum Zutritt von Sauerstoff die Anwesenheit von Wasser (z.B. durch Pfützenbildung in unvollständig entwässerten Leitungen) in den ferritischen Rohrleitungen und Komponenten gegeben ist. Der korrosionsbedingte Angriff erfolgt als abtragende Korrosion. Die Korrosionsraten sind identisch zur Flächen- bzw. Muldenkorrosion. Der Angriff ist auf die Dauer des Stillstandes mit Sauerstoffzutritt und Befeuchtung begrenzt.

Der Mechanismus der Stillstandkorrosion ist bekannt und gut untersucht. Zur Vermeidung von Stillstandskorrosion werden zwei verschiedene Verfahren zur Konservierung der Rohrleitungen und Komponenten angewendet, die Nasskonservierung bzw. die Trockenkonservierung.

Bei der Nasskonservierung verbleibt das Wasser in den Komponenten. Der Zutritt von Sauerstoff während des Stillstands wird durch ein Stickstoffpolster in allen gasgefüllten Bereichen verhindert.

Bei der Trockenkonservierung werden alle Behälter, Rohrleitungen und Armaturen entleert und zur Sicherstellung einer vollständigen Trocknung mit Warmluft gespült. Die Luftfeuchtigkeit in den Komponenten wird während der Dauer der Konservierung kontrolliert.

Beide Konservierungsmethoden werden in deutschen LWR-Anlagen angewendet, wobei das Verfahren in Abhängigkeit von der Dauer des Stillstandes ausgewählt wird. Für die Auswahl der geeigneten Methode liegen Festlegungen in der VGB-Richtlinie R116 H „Konservierung von Kraftwerksanlagen“, Ausgabe 01/1981 /4-29/ vor.

Aufgrund der sicherheitstechnischen Bedeutung der betroffenen Bereiche und einer möglichen Übertragbarkeit auf andere DWR-Anlagen in Deutschland waren die o. g. Ereignisse im KWB-A und im KKU Gegenstand von GRS-Weiterleitungsnachrichten (GRS-WLN 06/2004 bzw. GRS-WLN 07/2003). Da der Mechanismus der Stillstandkorrosion als bekannt und verstanden angesehen wurde, wurden in diesen Weiterleitungsnachrichten insbesondere die über die grundsätzlichen Elemente der Stillstandkorrosion hinausgehenden Randbedingungen

- Beläge und Ablagerungen (KWB-A) bzw.
- lokale Dehnungen infolge betriebsbedingter Temperaturtransienten(KKU)

behandelt.

Die Bewertung der wenigen durch Stillstandkorrosion verursachten Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen ergibt keinen Hinweis auf ein ausgeprägtes Gefährdungspotential dieser Korrosionsart. Der mit geringen Abtragsraten verbundene Mechanismus ist gut verstanden und mit den praktizierten Konservierungsverfahren stehen geeignete Instrumentarien zu Vermeidung von Stillstandkorrosion zur Verfügung. Aufgrund dessen wird diese Korrosionsart bei der Betrachtung des Gefährdungspotentials korrosionsbedingter Schäden im Einzelnen nicht weiter analysiert.

4.2.9 Reibkorrosion

Reibkorrosion ist eine kombinierte Beanspruchung aus Reibverschleiß in Verbindung mit einer Korrosion an den durch den Verschleißvorgang freigelegten Oberflächen. Durch den Verschleißprozess werden sowohl die sich bildenden Schichten aus Korrosionsprodukten als auch der Grundwerkstoff abgetragen. Bei hoher Intensität des Beitrags des Reibverschleißes kommt dem Beitrag des korrosiven Abtrages nur ein untergeordneter Anteil am Gesamtabtrag zu.

Reibverschleiß als Einzelbeanspruchung ist eine Schädigungsform, die bei der Auslegung auszuschließen ist. Das Auftreten von Reibverschleiß stellt daher bereits von vornherein eine Abweichung vom vorgesehenen Betriebsablauf dar.

Ereignisse mit Reibkorrosion in deutschen LWR-Anlagen im Betrachtungszeitraum waren:

- Reibverschleiß an Wärmetauscherrohren im Kontaktbereich zum Stützgitter,
- Reibverschleiß durch einen Fremdkörper in einem Blindstopfen,
- Reibverschleiß an einer austenitischen Plattierung nach Abriss eines Wärmeschutzrohres infolge eines Schwingungsrissses.

Für die ausländischen LWR-Anlagen liegen keine Informationen über Ereignisse vor, aus denen Reibkorrosion als Ursache zu ermitteln wäre.

Bei der Reibkorrosion ist der korrosive Anteil am Abtrag als Folgeerscheinung bzw. als ergänzender Anteil im Kontext des Abtragvorganges zu betrachten. Die Korrosion kann bei der Reibkorrosion erst dann zur Wirkung kommen, wenn Störungen des spezifizierten Betriebs zu Reibverschleiß führen. Etwaige Schäden sind lokal auf den Verschleißbereich begrenzt. Auch ohne einen möglichen Korrosionseinfluss wäre allein durch den Verschleiß eine Schädigung erfolgt. Das Gefährdungspotenzial durch den Mechanismus Reibkorrosion ist daher nur ergänzend im Zusammenhang mit der Bewertung von Verschleißvorgängen infolge nicht spezifikationsgemäßer Zustände von Komponenten zu betrachten und daher nicht als eigenständige Korrosionsart.

4.2.10 Schwingungsrissskorrosion

Genau wie die Reibkorrosion ist die Schwingungsrissskorrosion ein zusammengesetzter Schädigungsmechanismus, bestehend aus einer mechanischen Schwell- oder Wechselbelastung und einer korrosiven Komponente.

Im Betrachtungszeitraum traten in deutschen LWR-Anlagen zwei Ereignisse auf, die auf Schwingungsrissskorrosion zurückzuführen waren. In beiden Fällen waren Anschlussstellen von Kleinleitungen aus unlegiertem ferritischem Stahl an Komponentenen (Pumpe bzw. an einem Notstromdiesel) betroffen. Differenzierte Angaben zu dieser Schadensart liegen aus ausländischen Anlagen nicht vor.

In den beiden oben genannten Fällen traten die Schäden jeweils im Bereich von Rohrleitungsanschlüssen auf, an denen durch Querschnittsübergang (Lötnippel bzw. Schweißnaht) erhöhte Kerbwirkungen vorlagen, die die Bildung eines Schwingungsrissses unter dynamischen Beanspruchungen begünstigten. Es handelt sich primär um Schwingungsbrüche an dynamisch beanspruchten Bauteilen. Der Einfluss einer möglichen Korrosion zu den Schäden ist daher nur in einer zu unterstellenden Verkürzung der Schädigungsdauer bis zum Bruch zu sehen.

Wie bei der Reibkorrosion steht bei der Schwingungsrissskorrosion die mechanische Komponente, in diesem Fall die nicht erkannten und unzulässig hohen Schwingungsbelastungen von Bauteilen, im Vordergrund der Schädigung. Ohne diese wäre keine Schwingungsrissskorrosion möglich. Nicht erkannte und unzulässig hohe Schwingungsbelastungen von Bauteilen müssen im Betrieb als Schadensursache ausgeschlossen werden. Dies ist Aufgabe einer sachgerechten Auslegung der eingesetzten Konstruktionen sowie einer geeigneten betrieblichen Überwachung der Bauteile. Der zusätzliche Einfluss der Korrosion ist bei dynamisch beanspruchten Bauteilen als mögliche sekundäre Zusatzbeanspruchung anzusehen. Die Berücksichtigung einer möglichen korrosiven Komponente bei der Beanspruchung kann daher nur Teil der Bewertung des dynamischen Verhaltens von Bauteilen und Komponenten im Betrieb sein, nicht jedoch Inhalt eigenständiger Analysen. Insofern braucht diese Korrosionsart hier nicht weiter betrachtet zu werden.

4.2.11 **Kontaktkorrosion**

Ereignisse durch Kontaktkorrosion (besser Bimetallkorrosion) traten in deutschen LWR-Anlagen im Betrachtungszeitraum nicht auf. Schäden in ausländischen LWR-Anlagen traten an flusswasserbeaufschlagten Kontaktstellen (Flansche, Schweißnähte) zwischen Bauteilen aus austenitischen Stählen und nicht korrosionsgeschützten unlegierten ferritischen Stählen auf. Als Ursache der aufgetretenen Schäden wurde die fehlerhafte Gestaltung der Mischverbindungen angegeben.

Der Mechanismus der Kontaktkorrosion beruht darauf, dass zwei sich elektrochemisch unterschiedlich verhaltende Metalle oder Elektronen leitende Festkörper (z.B. Graphit), die elektrisch leitend miteinander verbunden sind, in Kontakt mit einer Elektrolytlösung kommen, die zumindest für einen der beteiligten Werkstoffe korrosiv wirksam ist. Der elektrochemisch unedlere Partner reagiert als Anode und geht verstärkt in Lösung, der elektrochemisch edlere Partner ist die Kathode und wird nicht angegriffen. Der Abtrag ist auf den an die Kontaktstelle angrenzenden Bereich ausgerichtet.

Das Ausmaß des Abtrages wird beeinflusst durch folgende Faktoren:

- die Art der in Kontakt stehenden Metalle
- die Art des Elektrolyten
- die elektrische Leitfähigkeit des Elektrolyten
- den Stofftransport (Strömungsbedingungen, Sauerstoffangebot)
- das Anoden-/ Kathodenverhältnis

Der Mechanismus der Kontaktkorrosion ist bekannt und gut untersucht. Durch geeignete Werkstoffauswahl wird bei der Konstruktion von Komponenten und Rohrleitungen sichergestellt, dass die Bauteile bzw. alle in ihnen eingesetzten Einzelteile gegenüber dem im Betrieb einwirkenden Medien beständig sind. Paarungen von elektrochemisch unterschiedlichen Metallen werden vermieden bzw. es wird sichergestellt, dass im Betrieb kein metallisch leitender Kontakt zwischen solchen Metallen besteht. Als weitere Maßnahme zur Vermeidung von Kontaktkorrosion werden gefährdete Bauteile beschichtet. In Bereichen in denen das angreifende Medium für die beiden beteiligten Partner einer Mischverbindung nicht korrosiv wirksam ist, liegt keine Gefährdung durch Kontaktkorrosion vor.

Wir werten das Fehlen von Schäden durch Kontaktkorrosion als Beleg dafür, dass aufgrund des gut verstandenen Mechanismus dieser Korrosionsart die praktizierten Maßnahmen bei der Konstruktion von Komponenten im Hinblick auf die Vermeidung von Kontaktkorrosion wirksam sind. Diese Korrosionsart muss daher in Bezug auf das Gefährdungspotential nicht eigenständig betrachtet werden.

4.2.12 Sonstige Korrosion

In diese Kategorie wurden alle korrosionsbedingten Ereignisse aus deutschen LWR-Anlagen eingestuft, die nicht den typischen großen Schädigungskategorien zugeordnet werden konnten (Tabelle 4.2-2).

Die Zusammenstellung der Ereignisse verdeutlicht, dass es sich bei den in dieser Kategorie erfassten Ereignissen um Einzelphänomene handelt, die jedoch in zwei Fällen aufgrund ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung Gegenstand von GRS-Weiterleitungsnachrichten waren. Für dieses Forschungsvorhaben ergeben sich zu diesen Ereignissen keine neuen Aspekte für weitergehende Bewertungen und Analysen.

Die übrigen in der Kategorie „Sonstige Korrosion“ erfassten korrosionsbedingten Ereignisse weisen keine systematischen Elemente auf. Eine eingehende Analyse dieser Ereignisse findet daher in Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht statt.

Anlage; Datum	Schadensbeschreibung; Maßnahmen	Schadensart	Erkennung
KKE 06.07.1995	Korrosion an Bleianoden in Batteriezellen in der Batterieanlage der Notstromversorgung durch unzulässige Chloridgehalte im Elektrolyten; Herstellungsfehler; Ersatz, Prüfprogramme für Chloridgehalte; GRS-WLN 08/1995	Säurekorrosion	WKP, Kapazitätsprüfung
KBR 08.03.1996	Bruch eines gelochten Abdeckbleches aus CuZn37 in der Wasserkammer des nuklearen Zwischenkühlers TF20B01 nach selektiver Korrosion; Ersatz durch geänderten Werkstoff (X1NiCrMoCuN-25-20-5, 1.4539) in allen vier Zwischenkühlern	Entzinkung durch Brackwasser	Wartenanzeige (Druckanstieg im Zwischenkühler)
KWB-A 14.07.1998	Kleinleckage an einem Temperaturmessstutzen aus 1.4550 am Abwasserverdampfer 10TR34B001; Ersatz durch Stutzen aus 1.4571 größerer Reinheit; Prüfung nach 10 Jahren	Schwefelsäurekorrosion entlang von herstellungsbedingten Segregationszonen im Material	WKP (Wasserdruckprüfung)
GKN-1 03.01.1997	Erdschluss im Motor einer Beckenkühlpumpe durch Spaltkorrosion im Rotor durch Wassereintritt an einer herstellungsbedingten Pore im Rotormantelblech (1.4571); Ersatz des Motors	Spaltkorrosion zwischen Rotorblech (1.4571) und Magnetmaterial des Rotors	Anzeigemeldung; Schutzauflösung
KKK 10.07.1997	Funktionsbeeinträchtigung an Reibbremsen federbelasteter Sicherheitsventile durch Auskristallisation von Phosphorpentoxid; oberflächliche Korrosion der Spindel; Ersatz der Graphit-Reibbeläge durch phosphorpentoxidfreies Material; GRS-WLN 09/1997	Verbacken durch auskristallisierte Verunreinigungen; Kontaktkorrosion als Sekundärschädigung	WKP; Funktionsprüfungen (Hysteresemessungen)

Tabelle 4.2-2: Zusammenstellung der Ereignisse „Sonstige Korrosion“

4.3 Schlussfolgerungen

Die Analyse der einzelnen Korrosionsarten in den vorangegangenen Kapiteln hat gezeigt, dass bei Berücksichtigung aller für jede Korrosionsart charakteristischen Randbedingungen praktisch keine Korrosionsart von vornherein für die Bewertung ihres Gefährdungspotentials in LWR-Anlagen außer Acht gelassen werden kann.

Die Analyse der charakteristischen Randbedingungen der einzelnen Korrosionsart berücksichtigt daher alle Faktoren wie

- die betroffenen Werkstoffe,
- Aspekte der Herstellung und Verarbeitung,
- die erforderlichen Medien und deren Eigenschaften wie Zusammensetzung, Temperatur, Druck, Strömungsparameter,
- die erforderlichen Betriebsbedingungen sowie
- die betroffenen und für einen Angriff in Frage kommenden Systeme in LWR-Anlagen.

Hierbei zeigte sich, dass einzelne Korrosionsarten aufgrund bestimmter erforderlicher Randbedingungen wie z.B. der verwendeten Werkstoffe, der erforderlichen Mediumzusammensetzungen oder des für die Korrosionsart erforderlichen Temperaturbereichs in sicherheitstechnisch wichtigen Bereichen nicht auftreten können. So kann z.B. MIC im Bereich des Primär- und Sekundärkreislauf ausgeschlossen werden. Die Randbedingungen für das Auftreten wurden bei den einzelnen Korrosionsarten diskutiert.

Bis auf wenige Ausnahmen haben die Korrosionsarten deutlich ausgeprägte charakteristische Erscheinungsformen, in denen der Abtrag erfolgt. Dies wurde in den Darstellungen zu den Charakteristika der einzelnen Korrosionsarten verdeutlicht. Die nachfolgende Tabelle 4.3-1 gibt einen Überblick über die korrosionsbedingten Veränderungen an betroffenen Bauteilen. Die einzelnen Erscheinungsformen sind als Ausgangswerte für die Bewertung des mechanischen Verhaltens eventuell geschädigter Bauteile von großer Bedeutung. Weiterhin sind sie bestimmend für die Auswahl der Methode der zerstörungsfreien Prüfungen zur Erkennung der einzelnen Korrosionsarten.

Auftreten ; Erscheinungs- form	Korrosionsart	lokal begrenzt	großflächig	flächiger Abtrag	muldenförmiger Abtrag ($\varnothing/t > 1$)	Löcher ($\varnothing/t \leq 1$)	Versprödung	(spannungsab hängig)	Korrosionsrate *)
Muldenkorrosion		X			X				Un- und niedriglegierte ferritische Stähle in Kühl- oder Brackwässern: 0,05 bis 0,21 mm/a
Flächenkorrosion		X	X	X					Un- und niedriglegierte ferritische Stähle in Kühl- oder Brackwässern: 0,05 bis 0,21 mm/a
Borsäurekorrosion		X		X	X				Un- und niedriglegierte ferritische Stähle; nur bei Borsäureleckagen: i.d.R. < 1 mm/a; unter Sonderbedingungen (siehe Text) bis 120 mm/a
Erosionskorrosion		X		X	X				Un- und niedriglegierte ferritische Stähle im Wasser-Dampf-Kreislauf: bis ca. 1 mm/a Kupferlegierungen in äußeren Kühlwassersystemen mit Naturwässern: bis ca. 1,5 mm/a
Lochkorrosion		X				X			bis ca. 20 mm/a
MIC		X		X	X	X			Ferritische Stähle in Natur- oder Abwässern: einige mm/a Austenitische Stähle in Natur- oder Abwässern: bis ca. 20 mm/a (Löcher)
ISpRK ohne Sensibilisierung		X						X	Austenitische Stähle mit Kaltverformung (>ca. 5%): SWR-Bedingungen: bis ca. 10 mm/a DWR-Bedingungen: < 1mm/a
Reibkorrosion		X							keine Angaben (siehe Text)
Wasserstoffind. SpRK		X					X	X	keine Angaben (siehe Text)
Stillstandkorrosion		X	X	X	X				keine Angaben (siehe Text)

*) Das reale Auftreten der Korrosionsart und das Ausmaß des Abtrags sind im jeweiligen Einzelfall von den lokalen Randbedingungen abhängig (Einzelheiten: siehe Text)

Tabelle 4.3-1: Charakteristisches Auftreten, Erscheinungsformen und Korrosionsraten einzelner Korrosionsarten

Für einzelne Korrosionsarten ergaben die Auswertungen der Abtragsraten eine hohe Übereinstimmung der aus Laboruntersuchungen ermittelten Werte mit real aufgetretenen Abtragsraten. Dies trifft insbesondere auf den Mechanismus der Erosionskorrosion un- und niedriglegierter Stähle im Wasser-Dampf-System zu. Der gesicherte Kenntnisstand hierzu wird auch im Rahmen von Berechnungsprogrammen für die Bewertung gefährdeter Bereiche verwendet.

Für andere Korrosionsarten bestehen deutliche Differenzen zwischen den in Laboruntersuchungen ermittelten Werten und den Erfahrungen aus dem Anlagenbetrieb bzw. die Erfahrungen des Anlagenbetriebes können die Resultate der Laboruntersuchungen nicht

bestätigen. So ergaben Labormessungen, dass der Rissfortschritt durch ISpRK an angerissenen Proben aus kaltverformten austenitischen Stählen unter SWR-Bedingungen in Abhängigkeit von den untersuchten Randbedingungen bis zu etwa 10 mm/Jahr betragen kann. Aus der Praxis liegen für deutsche LWR-Anlagen bisher keine Befunde vor. Aufgrund des zurzeit noch begrenzten Kenntnisstandes zu dieser Korrosionsart ist nicht abschließend geklärt, worauf das bisherige Fehlen von Schäden durch diese Korrosionsart zurückzuführen ist. Es ergibt sich die Frage, ob diese Korrosionsart aufgrund der Unterschiede zwischen realen Bedingungen und den Laborparametern in der Praxis nicht auftreten kann, oder ob die lang andauernde Phase der Rissinitiierung, die bei den Labormessungen durch den mechanisch eingebrachten Riss übersprungen wird, mit nachfolgendem Rissfortschritt in der Praxis noch nicht abgeschlossen ist. Aufgrund des anhand der Labormessungen aufgezeigten potentiell schnellen Fortschritts von Rissen durch diese Korrosionsart ist der Kenntnisstand hierzu sowohl durch weitere Forschungsarbeiten als auch durch Berücksichtigung der Schadensart bei den Prüfungen in den Anlagen zu erweitern.

Die Auswertungen zu den einzelnen Korrosionsarten haben gezeigt, dass die Korrosionsarten jeweils von verschiedenen Randbedingungen und Einflussfaktoren abhängig sind. Hier ergeben sich die Möglichkeiten zur Einflussnahme auf das Auftreten und den Ablauf der Korrosion.

5 Auswirkungen von Korrosion auf die mechanischen Komponenten

5.1 Allgemeines zur Aufgabenstellung

Gemäß der Aufgabenstellung ist das Gefährdungspotential durch Korrosion für die Komponenten der deutschen LWR-Anlagen zu bestimmen.

Bei der Beurteilung der Schädigung durch Korrosion ergeben sich jedoch die Fragen nach primären und sekundären Schädigungen. Die Primärschädigungen sind in jedem Fall die sich einstellenden Veränderungen am betroffenen Bauteil.

Sekundäre Schädigungen sind Einschnitte bzw. Eingrenzungen in den Eigenschaften der Bauteile und Komponenten. Daher ist im Rahmen eines solchen Vorhabens auch zu untersuchen, welche Auswirkung ein Korrosionsereignis auf bestimmte Komponenteneigenschaften haben kann. Für das vorliegende Vorhaben wurden hierzu ergänzend die Auswirkungen der verschiedensten Korrosionsarten auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten von druckführenden Komponenten untersucht.

5.2 Einfluss der Korrosion auf andere Schadensmechanismen

Die Bewertung der Auswirkungen der einzelnen Korrosionsarten auf den sicheren Betrieb von sicherheitstechnisch wichtigen Bauteilen in LWR-Anlagen darf sich nicht nur auf die Betrachtung der unmittelbaren Auswirkungen beschränken. Sie muss auch die Auswirkungen der Korrosion an Bauteilen auf andere nachfolgende Schadensmechanismen mit einbeziehen.

Die unmittelbaren Auswirkungen von Korrosion können sich entweder als Schwächung des mechanischen Tragverhaltens auswirken oder auch als Leckagen darstellen. Dies ist für die im Rahmen dieser Untersuchung als relevant herausgearbeiteten Korrosionsarten in Tabelle 5-1 zusammenfassend dargestellt.

Korrosionsart	Abtragsart	Befund	Mögliche unmittelbare Auswirkung
Erosionskorrosion	Örtlich begrenzter flächiger oder muldenförmiger Abtrag	Wanddickenminderung	Erhöhung der mechanischen Spannungen, Kerbwirkungen Leckage
Flächenkorrosion	Flächiger Abtrag, zumeist lokal begrenzt	Wanddickenminderung	Erhöhung der mechanischen Spannungen Leckage
Muldenkorrosion	Örtlich begrenzter muldenförmiger Abtrag	Wanddickenminderung	Erhöhung der mechanischen Spannungen, Kerbwirkungen Leckage
MIC	Örtlich begrenzter muldenförmiger oder auch lochförmiger Angriff möglich	Wanddickenminderung, Löcher	Lokale Spannungsspitzen, Kerbwirkung Leckage
Interkristalline Spannungsrissskorrosion	Risse	Risse	Lokale Spannungsspitzen, Kerbwirkung Leckage

Tabelle 5-1: Mögliche unmittelbare Auswirkungen der relevanten Korrosionsarten

Weiterhin muss je nach verwendetem Material und angreifendem Medium bei einzelnen Korrosionsarten die Bildung von Korrosionsbelägen in Betracht gezogen werden. Wie in Bild 5.2-1 dargestellt, können sich in Abhängigkeit von der Art des Korrosionsangriffs und einer etwaigen Belagbildung, der Lage des betroffenen Bereichs sowie seines anlagentechnischen Umfelds und unter Berücksichtigung sämtlicher Betriebsbelastungen vielfältige Möglichkeiten für sekundäre Auswirkungen ergeben.

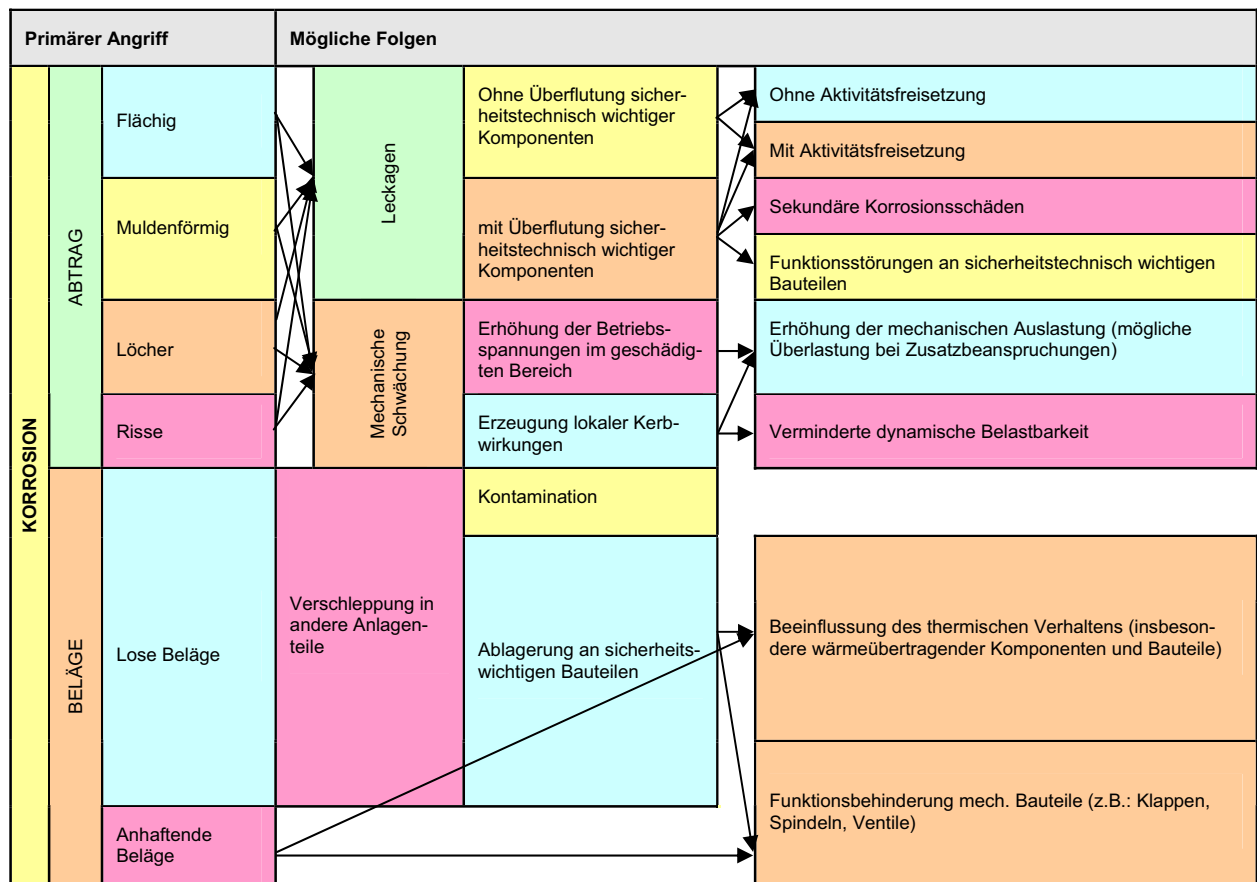


Bild 5.2-1: Einfluss der Korrosion auf weitere Schädigungsmechanismen

Welche sekundären Folgen in Folge von Korrosion an einem Bauteil im Einzelnen zu betrachten sind, ist neben den generellen Einflussgrößen wie dem Anlagentyp, dem Systembereich und den zugehörigen Betriebsbedingungen in großem Maße von der genauen Lage des betroffenen Bereichs in der Anlage abhängig. Dies sei am Beispiel einer Leckage von borsäurehaltigem Primärkühlmittel durch Spannungsrisskorrosion verdeutlicht:

Folgeschäden durch Borsäure-Korrosion treten nur dann auf, wenn das austretende Medium auf einen dagegen unbeständigen Werkstoff gelangen kann und geeignete Bedingungen für eine Korrosionsreaktion vorliegen. Auswirkungen auf den sicheren Betrieb der Anlage hat dies dann, wenn es sich um ein sicherheitstechnisch wichtiges Bauteil handelt. Deutlich wurde dies am Korrosionsschaden im US-amerikanischen Kraftwerk Davis-Besse, bei dem nach Spannungsrisskorrosion an Schweißnähten von Stützen der Steuerstabantriebe borsäurehaltiges Primärkühlmittel auf den heißen RDB-Deckel gelangte und an dem ferritischen Werkstoff des RDB-Deckels lokal erheblichen Abtrag durch Korrosion zur Folge hatte.

Bei einer Benetzung von Bauteilen aus austenitischen Stählen oder Beton mit dem bor-säurehaltigen Medium hätte die korrosionsbedingte Leckage keinen weiteren Schadensmechanismus initiiert.

Hieran ist zu erkennen, dass es bei der Bewertung des Risikopotentials von Auswirkungen der Korrosion auf andere Schadensarten auf die Berücksichtigung sehr vieler Einzel-faktoren ankommt, von denen ein großer Teil durch die bauteil- und anlagenspezifischen Besonderheiten entscheidend beeinflusst wird. Dies macht es unmöglich, im Rahmen dieser übergreifenden Arbeit eine vollständige Bewertung der Auswirkungen von Korro-sion auf weitere Schadensarten vorzunehmen. Dies ist in jedem Einzelfall festgestellter Korrosion Aufgabe der Fachbegutachter bei der Bewertung der Befunde, der Ursachen und der Konsequenzen unter Berücksichtigung aller anlagenspezifischen Besonderhei-ten.

Für die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens betrachteten Korrosionsarten kann da-her nur herausgestellt werden, von welchen Korrosionsarten prinzipiell ein höheres Po-tential für die Begünstigung von anderen Schadensarten ausgeht. Dies sind die Korrosi-onsarten mit ausgeprägtem lokalem Angriff, d.h. Lochkorrosion, Risskorrosion und in ab-geschwächter Form auch Erosionskorrosion und Muldenkorrosion. Weiterhin ist die mik-robiologisch induzierte Korrosion mit einzubeziehen, da bei ihr auch ein zumeist lokali-sierter Angriff erfolgt.

Die genannten Korrosionsarten haben durch diesen lokalisierten Angriff neben dem (mit Ausnahme der Muldenkorrosion) u.U. schnellen Korrosionsfortschritt das Potential, Aus-gangspunkt für einen Rissfortschritt unter wechselnden mechanischen Belastungen zu sein. Hierbei kann in Abhängigkeit von der Höhe und der Frequenz der dynamischen Be-lastungen ein vorwiegend mechanisch gesteuertes Risswachstum oder aber ein im Wechselspiel von Korrosion und instationären mechanischen Belastungen erfolgreicher Rissfortschritt erfolgen, wie z.B. bei der Schwingungsrisskorrosion (SwRK) oder bei der Dehnungsrisskorrosion (DRK).

Betrachtet man die genannten Korrosionsarten detaillierter, so ist festzustellen, dass von der durch innere und äußere Spannungen verursachten Spannungsrisskorrosion das größte Potential für eine Folgeschädigung durch Risswachstum infolge instationärer äu-ßerer Belastungen ausgeht. Dies ist bedingt durch den Korrosionsmechanismus, der da-durch gekennzeichnet ist, dass die durch ihn verursachten Risse an bereits belastungs-mäßig exponierten Stellen auftreten und dort als ausgeprägte Kerben wirksam werden. Dies gilt unabhängig davon, ob die korrosionsbedingten Risse durch interkristalline Spannungsrisskorrosion mit oder ohne Sensibilisierung oder durch transkristalline Span-nungsrisskorrosion entstanden sind.

Bei den Korrosionsarten Lochkorrosion, Erosionskorrosion, Muldenkorrosion oder MIC kann der Angriff zwar auch an belastungsmäßig exponierten Stellen erfolgen. Das Auftreten wird jedoch bei diesen Korrosionsmechanismen nicht von den spannungsmäßigen Randbedingungen im Material, sondern von mediumseitigen Faktoren wie stagnierenden Bedingungen, Anwesenheit von Chloriden oder von anorganischen Verunreinigungen, Anwesenheit von Mikroorganismen beeinflusst. Hier kann das Potential von Folgeschädigungen nur anlagenbezogen für den Einzelfall bewertet werden.

Zusammenfassend ist im Hinblick auf mögliche Folgeschäden durch die zu betrachtenden Korrosionsarten festzuhalten, dass es nur bei der ISpRK ein erhöhtes Potential von zusätzlichem beschleunigten Rissfortschritt durch betriebsbedingte instationäre mechanische Belastungen gibt, da die durch ISpRK verursachten korrosionsbedingten Risse bereits an spannungsmäßig exponierten Stellen lokalisiert sind.

Für alle hier betrachteten Korrosionsarten gilt jedoch, dass aufgrund der Vielfalt der das Risikopotential für Folgeschäden beeinflussenden örtlichen Faktoren am Einbauort des von Korrosion betroffenen Bauteils immer jeweils im Einzelfall eine Bewertung der Befunde, der Ursachen und der Konsequenzen der Korrosion unter Berücksichtigung aller anlagenspezifischen Besonderheiten erfolgen muss.

Dieses Verfahren entspricht der in deutschen LWR-Anlagen geübten Praxis. Hierbei werden auch die aufgetretenen Ereignisse in anderen deutschen LWR-Anlagen mit berücksichtigt, auf Übertragbarkeit auf die jeweiligen Anlagegegebenheiten bewertet und erforderlichenfalls anlagenspezifische Maßnahmen daraus abgeleitet.

5.3 Auswirkung der Korrosion auf die Anforderung „Leck-vor-Bruch“

5.3.1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Für die Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion war es erforderlich, auch die Auswirkungen der relevanten Korrosionsmechanismen im Hinblick auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten zu analysieren und zu bewerten. Hierzu wurden in einem ersten Schritt die erforderlichen Voraussetzungen für das Leck-vor-Bruchverhalten von Komponenten sowie für den Bruchausschluss herausgearbeitet.

Aufbauend auf den Angaben zu den charakteristischen Erkennungsmerkmalen der als relevant eingestuften Korrosionsarten und deren Erscheinungsformen wurden die möglichen Auswirkungen auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten untersucht. Hauptaugenmerk lag dabei auf der Wechselwirkung zwischen dem Spannungszustand und der korrosionsbedingten Wanddickenveränderung. Anhand von einfachen Beispielen wurde ein qualitativer Vergleich der Auswirkung verschiedener Schädigungsformen auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten durchgeführt.

5.3.2 Grundlagen des Bruchausschlusses

Grundlage des Bruchausschlusskonzeptes in Deutschland sind die RSK-Leitlinien /5-1/ unter Einbeziehung der Rahmenspezifikation Basissicherheit /5-2/ und der Regelwerke des KTA /5-3/ und /5-4/. Mit der Einhaltung der in der Rahmenspezifikation „Basissicherheit“ festgeschriebenen Anforderungen wird eine Basissicherheit der Komponenten der „Äußeren Systeme“ erreicht, welche ein katastrophales, aufgrund herstellungsbedingter Mängel eintretendes Versagen eines Anlagenteils ausschließt. Vergleichbare Anforderungen sind für den Primärkreis innerhalb der RSK-Leitlinien bzw. Regeln des KTA /5-3/ definiert. Die Basissicherheit beinhaltet verschiedene Aspekte wie

- Verwendung bestimmter, ausgewählter Werkstoffe,
- Konstruktionsvorgaben und Herstellungsanforderungen,
- zerstörende und zerstörungsfreie Prüfungen während der Herstellung sowie
- rechnerische Auslegung und Spannungsbegrenzung.

Die Basissicherheit ergibt in Verbindung mit den folgenden zusätzlichen Maßnahmen im Betrieb /5-5/ wie

- die betriebliche Überwachung (Fahrweise, mechanische und thermische Belastungen, Wasserchemie, etc)
- die wiederkehrenden Prüfungen (WKP),
- die bruchmechanische Bewertung von postulierten Fehlergrößen (Ermittlung von Risswachstum und kritischer Fehlergrößen bzw. Belastungen),
- das Leckageüberwachungssysteme (LÜS) sowie
- die Nachuntersuchung von Schadensfällen und den Erkenntnisrückfluss z. B. über Weiterleitungsnachrichten

das Basissicherheitskonzept für deutsche LWR. Damit werden für den Betrieb große Brüche ausgeschlossen. Das Basissicherheitskonzept hat in deutschen LWR zu eingeschränkten Leckannahmen geführt, die in den Tabellen 5.3-1 und 5.3-2 zusammengefasst sind.

Primärkreis gemäß RSK-Leitlinie, Kap. 21.1		
Komponente	Zu unterstellende Leckagen und Brüche	Zu betrachtende Auswirkungen
Hauptkühlmittelleitungen	<ul style="list-style-type: none"> • 0,1 F, 15 ms linear • 0,1 F, stat. Ausströmung 	Druckwellen (RDB-Einbauten) Strahlkraft (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude) Reaktionskraft (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude)
	<ul style="list-style-type: none"> • ≤ 2 F 	Notkühlanalyse Sicherheitsbehälter-Druckaufbau Druckdifferenzen Störfallfestigkeit elektrischer Einrichtungen
Stutzenrundnaht am RDB	<ul style="list-style-type: none"> • $P \cdot F \cdot S, S = 2$ 	Standicherheit der Komponenten (RDB, DE, DH, HKP)
RDB-Leck	<ul style="list-style-type: none"> • 20 cm² Leck 	RDB-Verankerung RDB-Einbauten Notkühlanalyse
Austenitische Anschlussleitungen mit DN > 200 (VAL, nukleares NKS bis zur 1. Absperrung)	<ul style="list-style-type: none"> • 0,1 F 	Strahlkraft (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude) Reaktionskraft (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude)

Tabelle 5.3-1: Leckannahmen für den Primärkreis gemäß RSK-Leitlinie, Kap. 21.1

Frischdampf- und Speisewasserleitung gemäß RSK-Leitlinie, Kap. 21.2		
Komponenten	Zu unterstellende Leckagen und Brüche	Zu betrachtende Auswirkungen
Frischdampfleitung zwischen DE und FSA-Station	<ul style="list-style-type: none"> Leckage*, stationäre Ausströmung 	Strahlkraft (Rohrleitungen) Reaktionskraft (Rohrleitungen)
Frischdampfleitung nach der FSA-Station	<ul style="list-style-type: none"> 2 F 	Strahlkraft (Gebäude)** Reaktionskraft (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude) Druckdifferenzen (Gebäude)** Druckwellen (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude), Rundabriss, Ausströmung 15 ms linear
Speisewasserleitung zwischen DE und 1. Absperrarmatur außerhalb Sicherheitsbehälter	<ul style="list-style-type: none"> P· F· S, S = 2 	Standsicherheit DE
Speisewasserleitung vor 1. Absperrarmatur außerhalb Sicherheitsbehälter	<ul style="list-style-type: none"> 2F 	Strahlkraft (Gebäude) Reaktionskraft (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude) Druckdifferenzen (Gebäude) Druckwellen (Rohrleitungen, Komponenten, Gebäude), Rundabriss, Ausströmung 15 ms linear
Speisewasserleitung nicht abgesperrter Rundabriss	<ul style="list-style-type: none"> 2F 	Reaktivitätsverhalten

Tabelle 5.3-2: Leckannahmen für Frischdampf- und Speisewasserleitung gemäß RSK-Leitlinie, Kap. 21.2

* Leckagen aus unterkritischen Rissen können auf Basis der Bruchmechanik ermittelt werden oder werden auf 0,1 F begrenzt

** Entsprechend Rahmenspezifikation Basissicherheit

5.3.3 Mögliche Auswirkungen der Korrosion auf das Leck-vor-Bruch-Postulat

Einflussfaktoren

Im Folgenden werden die Auswirkungen von Erosion und Korrosion auf die rechnerischen Ergebnisse der Bruchmechanik und damit auf das Leck-vor-Bruch-Postulat betrachtet. Maßgeblich beeinflusst werden die bruchmechanischen Analysen durch die zu unterstellenden Fehlergeometrien und -größen. Daher sind bei der qualitativen Betrachtung die Erscheinungsformen der einzelnen Korrosionsarten ausschlaggebend. Man kann die in der nachfolgenden Tabelle 5.3-3 zusammengestellten Korrosionsarten und Erscheinungsformen grundsätzlich in folgende drei Gruppen aufteilen:

- flächenförmiger Abtrag
- muldenförmiger Abtrag und
- Risse.

Auftreten ; Erscheinungs- form Korrosionsart	lokal begrenzt	Großflächig	flächiger Abtrag	muldenförmiger Abtrag ($\varnothing/t > 1$)	Löcher ($\varnothing/t \leq 1$)	Versprödung	Risse (spannungsabhän- gig)
Muldenkorrosion	X	-	-	X	-	-	-
Flächenkorrosion	X	X	X	-	-	-	-
Borsäurekorrosion	X	-	X	X	-	-	-
Erosionskorrosion	X	-	X	X	-	-	-
Lochkorrosion	X	-	-	-	X	-	-
MIC	X	-	X	X	X	-	-
ISpRK ohne Sensibilisierung	X	-	-	-	-	-	X
Reibkorrosion	X	-	-	-	-	-	-
Wasserstoffind. Korosion	X	-	-	-	-	X	X
Stillstandkorrosion	X	X	X	X	-	-	-

Tabelle 5.3-3: Charakteristische Erscheinungsformen einzelner Korrosionsarten (vgl. auch Kapitel 4.3)

Im Einzelnen wurden die Auswirkungen folgender Veränderungen bzw. Einflussparameter an einer ferritischen Rohrleitung des Speisewassersystems einer DWR-Anlage auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten untersucht:

- Die Verschwächung der Wanddicken
- Die Fehlergeometrie
- Der Spannungszustand im Bauteil
- Die Bruchzähigkeit des Werkstoffes

Die detaillierten Angaben zu den Berechnungen und Ergebnissen sind im Anhang 4 zusammengefasst.

Fehlergeometrie und Wanddickenverschwächung

Bei der Untersuchung wurden verschiedene Fehlergeometrien angewandt, sowohl für einen ellipsenförmigen Fehler ($a/c=0,5$ „Standardfehler“) als auch mit einem halbrunden Fehler ($a/c=1$ mit maximaler Fehlertiefe), um somit die Abtragsformen verschiedener Korrosionsarten abdecken zu können.

- Fehlergeometrie 1
Fehlertiefe $a=6,25$ mm
Fehlerlänge $2c=25$ mm mit $a/c=0,5$ (ellipsenförmiger Fehler)
- Fehlergeometrie 2
Fehlertiefe $a=3$ mm
Fehlerlänge $2c=12$ mm mit $a/c=0,5$ (ellipsenförmiger Fehler)
- Fehlergeometrie 3
Fehlertiefe $a=3$ mm
Fehlerlänge $2c=6$ mm mit $a/c=1$ (halbkreisförmiger Fehler)

Aus den Ergebnissen der kombinierten Betrachtungen der genannten Fehlergeometrien mit verschiedenen Wanddicken ergibt sich, dass eine 20%-ige Verschwächung der Wand zu einem Anstieg der Spannungsintensitätsfaktoren um ca. 30% führt. In Längsrichtung ist der Anstieg der Spannungsintensitätsfaktoren geringfügig höher als in Tiefenrichtung, was sich tendenziell negativ auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten auswirkt.

Spannungszustand im Bauteil

Es wurden verschiedene Spannungszustände (mit und ohne Korrosion) untersucht, um Aussagen über das Verhalten bei Veränderung von Spannungszuständen treffen zu können. Die Untersuchungen wurden mit dem Finite-Elemente-(FE)-Verfahren durchgeführt, um die Spannungsverteilung im betrachteten Rohrbauteil und seine Veränderungen aufgrund eines muldenförmigen Abtrages (Lochkorrosion) zu ermitteln. Hierbei wurden die unterstellten Korrosionsarten entsprechend modelliert.

Bruchzähigkeit des Werkstoffes

Untersucht wurde die Auswirkung der Änderung der Bruchzähigkeit, z.B. als Folge eines veränderten Werkstoffeinsatzes, auf die Spannungsintensitätsfaktoren für das bereits untersuchte Rohr (s.o.). Hierzu haben wir zwei Rechnungen mit der für das Rohrmaterial realistischen Bruchzähigkeit von $189 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ und einer um gut 30% übersteigerten Bruchzähigkeit von $250 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ durchgeführt.

Beispielrechnung für LvB

In einer weiteren Berechnung wurde der Rissfortschritt durch zyklische Belastung exemplarisch für einen semielliptischen Ausgangsriss ($a=6,25 \text{ mm}$, $c=12,5 \text{ mm}$) ermittelt. Der Wanddurchriss erfolgt nach etwa $1,3\text{E}+08$ Zyklen. Der Wanddurchriss hat eine Risslänge von $c_{\text{Durch}}=17,37 \text{ mm}$ und die kritische Risslänge wird zu etwa $c_{\text{krit}}=67,37 \text{ mm}$ bestimmt. Hieraus resultiert ein großer Abstand zur kritischen Durchrisslänge $c_{\text{Durch}} \ll c_{\text{krit}}$, der charakteristisch ist für ein LvB-Verhalten.

Bei verminderter Wanddicke z. B. auf Grund von Erosionskorrosion wird bei gleicher Belastung und gleichem Ausgangsfehler die kritische Durchrisslänge geringer. Somit verringert sich das Verhältnis kritische Risslänge zur Durchrisslänge. (siehe Anhang 4).

5.3.4 Schlussfolgerungen

Unsere Berechnungen zum Einfluss von Korrosion auf das LvB-Verhalten zeigen, dass für eine gesicherte Aussage zum Leck-vor-Bruch-Verhalten einer Komponente grundsätzlich Erosion und Korrosion ausgeschlossen werden müssen. Diese Grundsatzforderung findet sich sowohl in den Vorgaben des Standard Review Plan /5-6/ als auch in den Bedingungen zum deutschen Bruchausschluss in den entsprechenden Regelwerken zum Werkstoffeinsatz, der Berechnung, der Fertigung und Herstellung sowie zur Betriebsüberwachung wieder.

Hintergrund für diese Festlegung ist unter anderem die Tatsache, dass es heute noch keine gesicherten Abtragsraten für Erosionsvorgänge oder Risswachstumsgeschwindigkeiten aus praxisnahen Versuchen gibt. Derzeit gibt es lediglich Laborwerte, die jedoch eine deutliche Streuung aufweisen.

Aus den qualitativen Untersuchungen lässt sich der Schluss ziehen, dass eine muldenförmige bzw. lochartige Erscheinungsform der Korrosion sich deutlich gutmütiger auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten auswirkt als flächenartiger Abtrag oder ein rissartiger Fehler. Überträgt man die Untersuchungsergebnisse auf die Tabelle 5.3-3, so ergeben sich die Korrosionsmechanismen, die bei Inanspruchnahme des Leck-vor-Bruch-Verhaltens als systematischer Schädigungsmechanismus auszuschließen sind (Tab. 5.3-4).

Auftreten ; Erscheinungs- form	lokal begrenzt	Großflächig	flächiger Abtrag	muldenförmiger Abtrag ($\varnothing/t > 1$)	Löcher ($\varnothing/t \leq 1$)	Versprödung	Risse (spannungsabhän- gig)
Korrosionsart							
Flächenkorrosion	X	X	X				
Erosionskorrosion	X		X	X			
ISpRK ohne Sensibilisierung	X						X
Wasserstoffind. Korrosion	X					X	X
Stillstandkorrosion	X	X	X	X			

Tabelle 5.3-4: Korrosionsarten mit großem negativem Potential auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten.

6 Maßnahmen gegen Ursachen und Folgen von Korrosion

6.1 Berücksichtigung der Korrosion in den kerntechnischen Regelwerken

Korrosion wird in den kerntechnischen Regelwerken als „Schädigungsmechanismus“ behandelt. In den KTA-Regeln 3201.4 /6-1/ und 3211.4 /6-2/ ist in der Definition „Betriebsbedingte Schädigungsmechanismen“ Korrosion als ein möglicher Mechanismus neben mechanischen und thermischen Belastungen angeführt. Davon ausgehend ist zu untersuchen, wie im kerntechnischen Regelwerk dem Sachverhalt „Korrosion“ Rechnung getragen wird.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass das kerntechnische Regelwerk Vorgaben für die Planung, die Auslegung, die Herstellung und Errichtung sowie für den Betrieb mechanischer Komponenten in den Kernkraftwerken bereitstellt. Es enthält daher auch maßgebende Regelungen bezüglich Korrosion. Hierauf wurde bereits in den vorlaufenden Kapiteln mehrfach eingegangen.

Nachfolgend werden die einzelnen Phasen der Auslegung, Herstellung und des Betriebes von Komponenten betrachtet und auf verschiedene Möglichkeiten der Einflussnahme auf die Randbedingungen der Korrosion eingegangen. Es ist hierbei zu beachten, dass diese Zusammenstellung keinen Vollständigkeitsanspruch hat. Dies ist u.a. damit begründet, dass das zugrunde zulegende KTA-Regelwerk in weiteren Vorschriften und Spezifikationen detailliert untersetzt wurde und somit spezielle Anforderungen in diesen nachgeschalteten Regeln zum Teil konkreter behandelt sind.

Abschließend werden wir noch auf einige spezielle Korrosionserscheinungen und die diesbezüglichen Festlegungen eingehen.

6.2 Festlegungen für die Auslegung und Herstellung

Die kerntechnischen Regeln für die Auslegung und Herstellung drucktragender Komponenten ist für die Komponenten des Primärkreises und der Äußeren Systeme jeweils untergliedert in die Teile

- Teil 1: Werkstoffe
- Teil 2: Auslegung, Konstruktion und Berechnung sowie
- Teil 3: Herstellung.

In den KTA Regeln werden die verschiedenen Korrosionsarten derart wie im vorliegenden Bericht nicht explizit angesprochen. Lediglich in der KTA-Regel 3201.2 /6-14/ liegt im Kapitel 4.5 zu Korrosion und Erosion ein allgemeiner umfassender Hinweis vor. Dieser bezieht sich auf die bereits mehrfach erwähnten Aspekte Werkstoffauswahl, die Dimensionierung, die konstruktive und spannungsgerechte Gestaltung sowie auf verfahrenstechnische und fertigungstechnische Maßnahmen.

In der nachfolgenden Übersicht sind Möglichkeiten der Vorsorge gegen Korrosion aufgeführt. Sie betreffen die verschiedensten Randbedingungen der Korrosion bei der Planung, Auslegung, Herstellung und beim Betrieb der Komponenten. Zielstellung ist es, in den einzelnen Phasen geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um den Schädigungsmechanismus „Korrosion“ zu beherrschen.

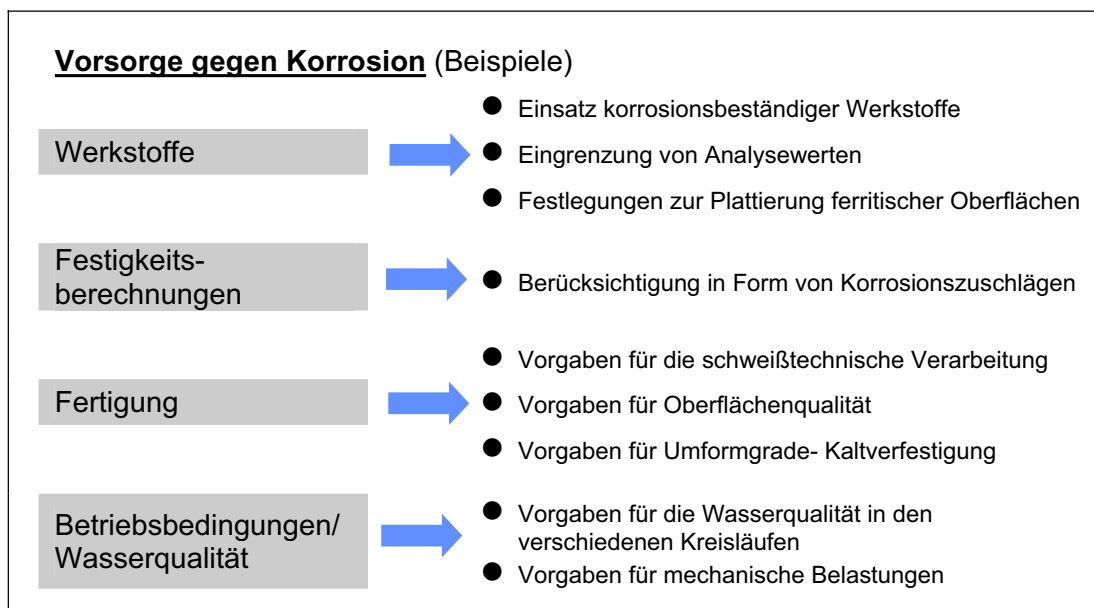


Bild 6.2-1: Maßnahmen zur Vorsorge gegen Korrosion

Insbesondere wegen der Gefahren durch interkristalline Spannungsrisskorrosion an austenitischen und ferritischen Werkstoffen liefern die KTA Regeln besondere Hinweise für die Werkstoffauswahl, für die Verarbeitung, für die konstruktive Gestaltung und den Einsatz derartiger Werkstoffe und Komponenten. In diesem Zusammenhang wird insbesondere auch auf die Auswirkungen der Kaltverfestigung beim Umformen der Erzeugnisse eingegangen. Im Anhang 5 haben wir einige Beispiele für diesbezügliche Festlegungen zusammengefasst dargestellt.

Darüber hinaus liegen weitere Vorschriften und Regeln mit Festlegungen gegen Korrosion und deren Randbedingungen und Einflussfaktoren vor.

Als eine wichtige Regel mit Vorsorgemaßnahmen bezüglich Korrosion ist in diesem Zusammenhang die schon mehrfach zitierte Richtlinie R 401J des VGB für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren /6-3/ anzuführen. Diese Richtlinie beschreibt im Teil 1 für die DWR-Anlagen und im Teil 2 für die SWR-Anlagen Qualitätsanforderungen für das Wasser in den einzelnen Kühlkreisläufen. Sie definiert auch Randbedingungen für die Werkstoffauswahl. Durch die Einführung von Action-Levels werden betriebliche Werte definiert, bei deren Über- bzw. Unterschreitung sofortige Fehlersuche und je nach Ausmaß der Abweichung gestaffelt Korrekturmaßnahmen erforderlich werden. Die VGB-Richtlinie R 401J kann als ein prägnantes Beispiel für die Umsetzung neuer Erkenntnisse in das Regelwerk angesehen werden.

Als weitere zu berücksichtigende Unterlagen liegen u. a. die im Rahmen der Auswertung besonderer Ereignisse erstellten GRS-Weiterleitungsnachrichten sowie Stellungnahmen der RSK vor. Als ein Beispiel hierfür ist die Auswertung der Ereignisse mit Borsäurekorrosion anzusehen.

In den kerntechnischen Regelwerken (KTA-Regeln) gibt es keine spezifischen Festlegungen bezüglich der Vermeidung bzw. des Ausschluss von borsäurebedingter Korrosion. Es liegen jedoch aus dem Betrieb der Anlagen folgende GRS Weiterleitungsnachrichten vor:

- GRS-Weiterleitungsnachricht 12/1987, 07/1992, 05/2001
- GRS-Weiterleitungsnachricht 02/2003 nach dem Ereignis in der amerikanischen Anlage Davis–Besse im Jahre 2002.

Darüber hinaus hat die Reaktorsicherheitskommission (RSK) in einer Stellungnahme vom 04.03.2004 /6-13/ das Ereignis ebenfalls ausgewertet, die Übertragbarkeit für deutsche Anlagen bewertet und Empfehlungen formuliert. Die Empfehlungen betreffen Prüfungen, die im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen zum Brennelementwechsel in den DWR-Anlagen durchzuführen sind. Es sind jährliche Prüfungen wie z. B. die integrale Sichtprüfung der Komponenten in den großen Anlagenräumen und die integrale Sichtprüfung des RDB-Deckels festgelegt und gezielte Sichtprüfungen von ferritischen Oberflächen im Rahmen von zFP-Maßnahmen. Die neuen Prüfungen, die sich aus den Empfehlungen ergaben, werden zurzeit in die in der Überarbeitung befindliche KTA-Regel 3201.4 eingearbeitet.

6.3 Prüfungen und Überwachung von Ursachen und Folgen von Korrosion im Betrieb

6.3.1 Allgemeines

In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt eine Darstellung und Bewertung der möglichen zerstörungsfreien Prüfverfahren zum sicheren Nachweis der zu betrachtenden Korrosionsarten. Dazu werden die Erscheinungsformen der o. g. Korrosionsarten aus Sicht der zerstörungsfreien Prüfung charakterisiert. Es werden die Möglichkeiten und Fähigkeiten der einzelnen Prüfverfahren herausgearbeitet mit dem Ziel, eine Entscheidungsmatrix hinsichtlich einer anzuwendenden Prüftechnik bei postulierten Korrosionsmechanismen zu etablieren.

Daran anschließend erfolgt eine Darstellung des Konzeptes der wiederkehrenden Prüfungen an druckführenden Komponenten an Hand der maßgebenden KTA-Regeln 3201.4 /6-1/ und 3211.4 /6-2/. Es wird dabei davon ausgegangen, dass diese beiden grundlegenden Vorschriften in den Prüfkonzepten der deutschen Kernkraftwerke umgesetzt wurden. Anhand von Beispielen wird das sicherheitstechnisch begründete, abgestufte Prüfkonzept zwischen den Prüfungen der Komponenten des Primärkreises und den Komponenten der äußeren Systeme erläutert.

Des Weiteren werden Aspekte der betrieblichen Überwachung und deren Aufgabe bei der Erkennung von Ursachen und Folgen von Korrosionsvorgängen dargestellt und diskutiert.

6.3.2 Zerstörungsfreie Prüfverfahren zur Erkennung der Folgen von Korrosion

6.3.2.1 Fehlercharakteristik von Korrosionserscheinungen aus Sicht der zerstörungsfreien Prüfung

Zum Nachweis eines Fehlers mittels zerstörungsfreier Prüfmethode ist es erforderlich zu wissen, wie sich der zu suchende Fehler darstellt bezüglich

- der Fehlergeometrie,
- der Fehlerlage und
- der Fehlerausrichtung.

Nur dann, wenn eine derartige Fehlertypisierung vorgenommen wird, lassen sich zerstörungsfreie Prüfmethode für den Fehlernachweis optimieren und Fehler sicher auffinden. Daher wurde die nachfolgende Tabelle entwickelt, in der nach prüftechnischen Aspekten die o. g. Korrosionsarten charakterisiert werden sollen.

Korrosionsart	Rissartig / Oberflächennah	Wanddicken- minderung	Bemerkung
Muldenkorrosion	-	x	
Erosionskorrosion	-	x	
Lochkorrosion	x	-	
Flächenkorrosion	-	x	
Spannungsrisskorrosion	x	-	
Mikrobiologisch induzierte Korrosion	x	x	Wird nicht weiter detailliert betrachtet, da durch die Erscheinungsform anderer Korrosionsarten abgedeckt

Tabelle 6.3-1: Charakterisierung der Erscheinungsformen von Korrosionsarten nach prüftechnischen Aspekten

6.3.2.2 Zerstörungsfreie Prüfverfahren

Aktuell gültige Regelwerke siehe Anhang 3.

6.3.2.2.1 Sichtprüfung, visuelle Prüfung (VT)

Die visuelle Prüfung ist die einfachste Prüfung zur Erkennung von Korrosion, die an einem Bauteil durchgeführt werden kann. Mit dieser Prüfmethode sind allerdings nur relativ große Fehler an der Oberfläche sowie geometrische Ungenzen und Abweichungen (Versatz, Wurzelfehler, Überwölbungen, etc.) festzustellen. Eine Verbesserung der Fehlergrößenauflösung ist bei Verwendung von Hilfsmitteln wie z.B. Lupe, Endoskop oder Kamera möglich.

Die Bilder 6.3-1 bis 6.3-6 zeigen beispielhaft Korrosionsbefunde, die anhand von Sichtprüfungen erkannt werden können.



Bild 6.3-1: Rohr aus nichtrostendem Stahl mit Lochkorrosion /6-4/

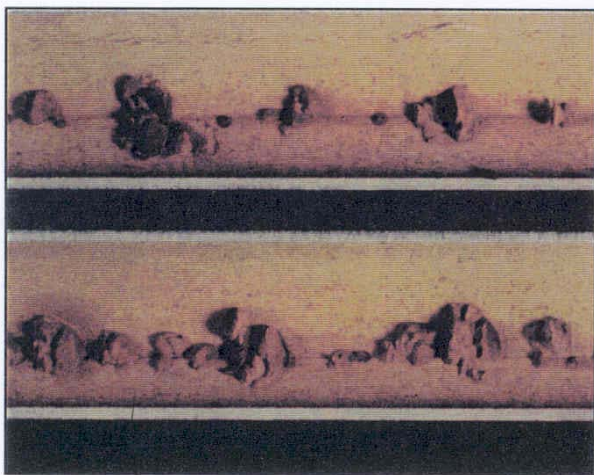


Bild 6.3-2: Muldenkorrosion an der Schweißnaht eines Rohres für Trinkwasser /6-4/



Bild 6.3-3: Spannungsrisskorrosion an einem nichtrostenden Stahl /6-4/

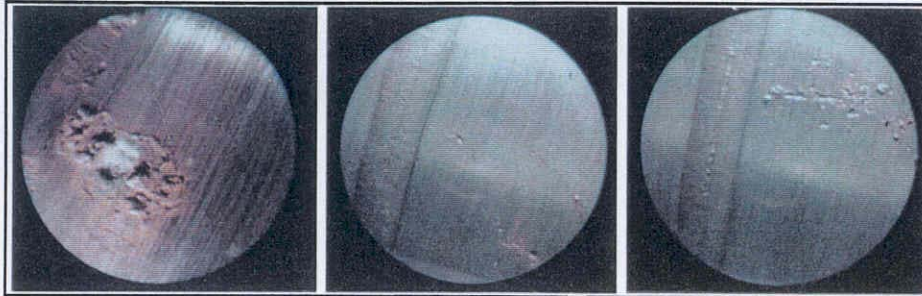


Bild 6.3-4: Schädigung an der Innenoberfläche eines längsnahtgeschweißten Rohres aus dem Werkstoff 1.4571 durch Spannungsrisskorrosion /6-4/

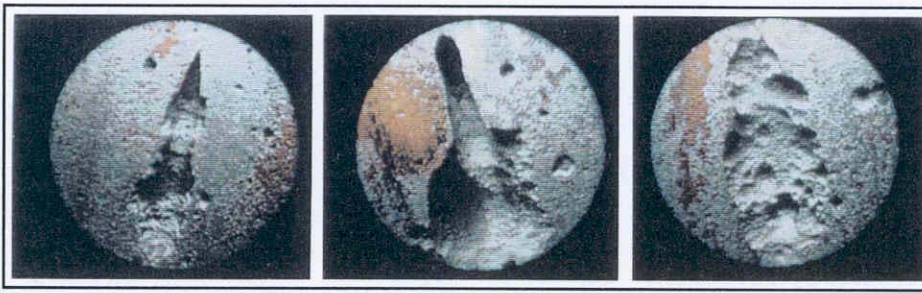


Bild 6.3-5: Strömungsorientierter muldenförmiger Korrosionsabtrag in einem nahtlosen Rohr aus dem Werkstoff 1.4571 /6-4/



Bild 6.3-6: Loch- und muldenförmiger Korrosionsabtrag an einem nahtlosen Rohr aus dem Werkstoff 1.4571 /6-4/

Für das Sichtprüfverfahren lassen sich folgende Vor- und Nachteile ableiten:

- Vorteile:
 - einfaches Verfahren
 - schnelle, integrale Aussage
 - Rohrleitungen können bei innerer Besichtigung mit Kamera mit Medium gefüllt sein
 - Erweiterung des Verfahrens durch Hilfsmittel wie Lupen, Spiegel, Endoskop und Kamera

- Nachteile:
 - Der Prüfbereich muss zugänglich sein
 - Oberfläche muss sauber sein
 - Korrosionserscheinungen müssen sich an der Oberfläche markieren
 - Korrosions- / Risstiefen nicht erkennbar

Anwendung der Sichtprüfung:

- Allgemeine Zustandskontrollen von Bauteilen und Komponenten (Integrale Sichtprüfungen)
- Riss- und Korrosionskontrollen, Beurteilung von Oberflächen (Gezielte Sichtprüfungen)
- Kontrolle auf Verformungen

6.3.2.2 Eindringverfahren (PT)

Mit den Eindringverfahren können ausschließlich Oberflächenfehler wie Risse und offene Poren, Falten, Überlappungen und Bindefehler detektiert werden. Auf großflächige Korrosion (Mulden- / Flächenkorrosion) kann nicht geprüft werden. Geprüft werden können alle Werkstoffe, also alle Metalle sowie anorganisch-nicht-metallische und organische Werkstoffe mit dichter Struktur. Voraussetzung für den Fehlernachweis ist, dass der Fehler von der Oberfläche ausgeht und die Fehleröffnung nicht durch Verunreinigungen verschlossen ist. Das Verfahren der Eindringprüfung ist in Bild 6.3-7 dargestellt.



Bild 6.3-7: Eindringverfahren, Vorgehensweise /6-5/

Nachweisbare minimale Fehlertiefen liegen in der Größenordnung von 50 μm bei einer Fehlerbreite ab 0,6 μm /6-6/. Da die Fehler in ihrer Länge in der Regel mit dem bloßen Auge detektiert werden, können nach Stand der Technik bei entsprechender Vorbereitung der Oberfläche Fehler mit einer Fehlerlänge ab 1 mm zuverlässig nachgewiesen werden.

Für das Eindringverfahren lassen sich folgende Vor- und Nachteile ableiten:

- Vorteile:
 - unabhängig von Form und Größe der Werkstücke
 - vollständige Bauteilprüfung möglich
 - sehr empfindlich bei Oberflächenfehlern
 - Fehler direkt sichtbar

- Nachteile:
 - Nur offene Oberflächenfehler auffindbar
 - Bereich muss zugänglich sein
 - Galvanische und Farbschichten müssen entfernt werden
 - Reinigung und Oberflächenbehandlung erforderlich
 - Keine Aussagen über die Fehlertiefe möglich
 - Relativ zeitaufwendig

Angewendet wird das Verfahren für die lokale Rissprüfung vor Ort.

6.3.2.2.3 Magnetpulververfahren (MT)

Das Magnetpulververfahren ist ein Oberflächenprüfverfahren, das aufgrund magnetischer Streufeldkräfte für den Fehlernachweis an ferromagnetischen Werkstoffen genutzt werden kann (Bild 6.3-8).

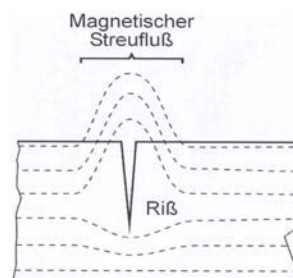


Bild 6.3-8: Magnetischer Streufluss bei Oberflächenfehlern /6-5/

Das Verfahren dient dem Nachweis von Materialtrennungen an der Oberfläche und im oberflächennahen Bereich (Tiefenlage $t < 0,2 \text{ mm}$) /6-6/. Flächenhafte Korrosion (Mulden- / Flächenkorrosion, Erosionskorrosion) ist mit dem Verfahren nicht sinnvoll zu prüfen. Bei Fehlern unter der Oberfläche nimmt mit zunehmender Tiefe die Nachweisempfindlichkeit schnell ab. Die Werkstofftrennungen im Oberflächenbereich müssen aufgrund ihrer Lage und Größe eine entsprechende Komponente zum magnetischen Feld aufweisen (Bild 6.3-9), wobei die Ausdehnungen eines Fehlers sich möglichst folgendermaßen zueinander verhalten sollten: Breite : Tiefe : Länge = 1 : 10 : 50

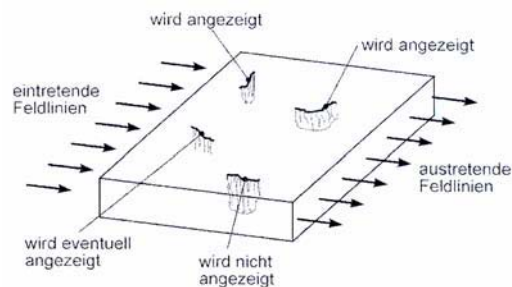


Bild 6.3-9: Magnetpulverprüfung
Nachweisbare Fehlerlagen bezogen auf das Magnetfeld /6-5/

Es können alle ferromagnetischen Werkstoffe geprüft werden, die eine magnetische Leitfähigkeit μ_r von > 100 aufweisen.

Das Nachweisvermögen der Magnetpulverprüfung ist im Wesentlichen abhängig von der gemittelten Rautiefe R_z der Prüfoberfläche. Allgemein wird davon ausgegangen, dass Risse zuverlässig nachgewiesen werden können, wenn die Fehlertiefe mindestens doppelt so groß wie die gemittelte Rautiefe R_z der Prüfoberfläche ist /6-6/.

Bezüglich der Längenausdehnung wird nach dem Stand der Technik davon ausgegangen, dass Fehler mit einer Länge ab 1 mm ohne weitere Hilfsmittel, d. h. mit dem unbewaffneten Auge zuverlässig erkannt werden können.

Ausgehend von einer gemittelten Rautiefe von $50 \mu\text{m}$ lassen sich Fehler ab einer Tiefe von $100 \mu\text{m}$ und einer Längenausdehnung von mehr als 1 mm mit der Magnetpulverprüfung sicher nachweisen.

Alternativ zur Magnetpulverprüfung können Streuflussmessungen auch durch Sondenabtastung erfolgen (Magnetische Streuflussprüfung). Das physikalische Prinzip entspricht dem der Magnetpulverprüfmethode, d.h. es werden Inhomogenitäten im magnetischen Feld eines magnetisierten Prüflings detektiert.

Der Nachweis des magnetischen Streuflusses mit Hilfe von Sonden hat gegenüber dem Nachweis mit Magnetpulver drei wesentliche Vorteile:

- Gute Automatisierbarkeit
- Hohe Prüfgeschwindigkeit
- Die Sonden liefern eine Spannung, die dem Streufluss direkt proportional und damit der Fehlertiefe annähernd proportional ist

Für das Magnetpulververfahren lassen sich folgende Vor- und Nachteile ableiten:

- Vorteile:
 - Schnelles Verfahren
 - Nachweis feinsten Oberflächenfehler möglich
 - Nahezu unabhängig von Form und Größe des Bauteils
 - Lokale Anwendung
 - Fehler sind direkt sichtbar
- Nachteile:
 - Nur magnetische Werkstoffe prüfbar
 - Nur oberflächennahe Fehler nachweisbar
 - Keine Bewertung der Fehlertiefe möglich (bei Magnetpulver)
 - Oberflächenbeschichtungen müssen in der Regel entfernt werden
 - Prüfbereich muss zugänglich sein

Das Magnetpulververfahren wird angewendet

- bei Routinekontrollen von magnetisierbaren Bauteilen aller Art sowie
- bei lokalen Prüfungen vor Ort

6.3.2.2.4 Ultraschallprüfung (UT)

Die Ultraschallprüfung ist eine zerstörungsfreie Prüfmethode, die für den Nachweis von Korrosion und Rissen geeignet ist. Eingesetzt werden bei der Ultraschallprüfung im Allgemeinen Senkrechtprüfköpfe zur Restwanddickenmessung, d.h. zum Nachweis von Flächen-, Mulden- und Erosionskorrosion und/oder Winkelprüfköpfe für den Nachweis von z.B. Spannungsrisskorrosion. Die Anwendung erfolgt als Einkopfprüftechnik und Sende- / Empfangsprüftechnik. Die Prüfköpfe bestehen in der Regel aus einem bzw. zwei Schwingern (Bild 6.3-10, 11), die basierend auf dem piezoelektrischen Effekt zu mechanischen Schwingungen angeregt werden können. Die resultierende Ultraschallwelle ist dabei abhängig von Einbaulage und der Bedämpfung des Schwingers. Neuere Prüfkopftypen sind so genannte Gruppenstrahler-Prüfköpfe, die mehrere Einzelschwinger im Prüfkopf besitzen, welche durch zeitlich verzögerte elektrische Ansteuerung Ul-

raschallwellen erzeugen, die abhängig von der Ansteuerung verschiedene Einschallwinkel in das Prüfstück besitzen.

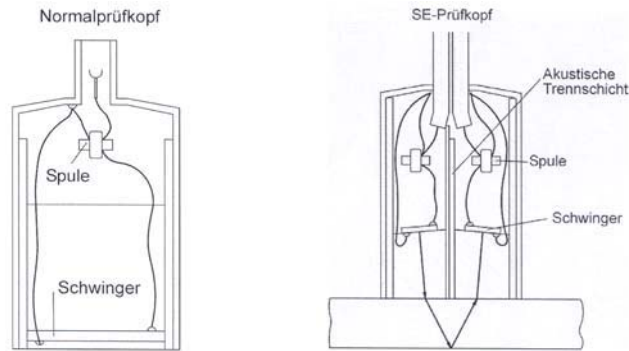


Bild 6.3-10: Schematischer Aufbau eines Senkrechtprüfkopfes /6-5/

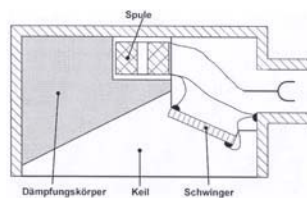


Bild 6.3-11: Schematischer Aufbau eines Winkelprüfkopfes /6-5/

Limitiert wird die Prüftechnik durch die Werkstoffeigenschaften und geometrischen Verhältnisse der zu prüfenden Komponente.

Die Messgenauigkeit bei der Ultraschallmessung hängt von zahlreichen Faktoren ab, die teils beeinflussbar (z. B. durch die Erfahrung des Prüfers), teils aber auch nicht beeinflussbar (z. B. die Werkstoffeigenschaften) sind. Die nachfolgende Tabelle gibt für Prüfungen mit Senkrechtprüfköpfen (Restwanddickenmessung) die technisch erzielbaren größten Messgenauigkeiten an /6-7/.

Prüfkopf	Messbarer Dickenbereich [mm]	Prüffrequenz [MHz]	Größte erzielbare Messgenauigkeit [mm]
Senkrechtprüfkopf	> 3	2 - 6	0,2
Senkrechtprüfkopf mit Vorlaufstrecke	> 1	2 - 6	0,2
Sende- / Empfangsprüfkopf	0,6 - 200	2 - 10	0,1
Stoßwellenprüfkopf	0,25 - 100	5 - 20	0,01
Stoßwellenprüfkopf mit Vorlaufstrecke	0,1 - 10	10 - 100	0,01

Tabelle 6.3-2: Messgenauigkeiten bei der Prüfung mit Senkrechtprüfköpfen

Der Nachweis von Korrosionsschäden an Rohrleitungen, Behältern, Tanks usw. mit der auf der Senkrecht-Einschallung von Longitudinalwellen basierenden üblichen Ultraschall-Wanddickenmessung erfordert, besonders bei großen zu prüfenden Flächen, einen sehr hohen Zeitaufwand, da die Oberfläche raster- oder linienförmig abgetastet werden muss. Ein großflächig messendes Verfahren der Ultraschalltechnik ist die Messung mit transversal schwingenden, horizontal polarisierten Ultraschall-Plattenwellen (SH-Plattenwellen). Der Vorteil dieser Prüftechnik besteht darin, dass auch nicht unmittelbar zugängliche Bereiche erfasst werden können.

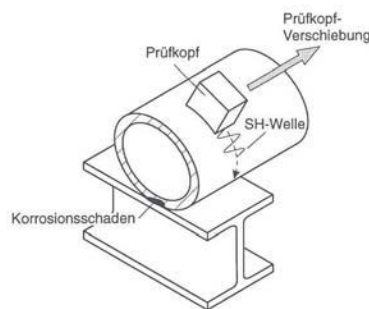
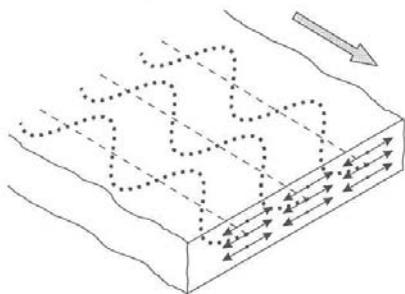
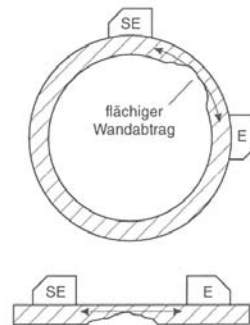


Bild 6.3-12: Prüfung auf flächige Korrosion mit geführten SH-Plattenwellen /6-7/



- Bild 6.3-13: Parallel zur Oberfläche schwingende (horizontal polarisierte) Transversalwelle /6-7/



- Bild 6.3-14: Konzept der Prüfung auf flächige Korrosion mit geführten SH-Plattenwellen /6-7/

SH-Plattenwellen sind parallel zum Blech polarisierte Transversalwellen (S = Scherwelle, H = horizontal polarisiert).

SH-Plattenwellen breiten sich in Blechen und Rohrwänden über größere Entfernungen (ca. 0,5 -1 m) aus, wenn die Dicke der Platte oder der Rohrwand in etwa der Ultraschall-Wellenlänge entspricht. Ihre Anregung und Ausbreitungsgeschwindigkeit ist von ihrer Frequenz und der Dicke des Bleches oder der Rohrwand abhängig. Das heißt, ändert sich an inneren oder äußeren Korrosionsstellen die Wanddicke, so ändert sich die Ausbreitungsgeschwindigkeit. Dies führt zu einer Änderung des Schallwellenwiderstandes

und somit zur Reflexion an dieser Stelle, also zu einem Echo. Der Nachteil des Verfahrens ist, dass eine Wanddickenminderung nur eingeschränkt quantifizierbar ist und zwischen Innen- und Außenkorrosion nicht unterschieden werden kann. Bei Auffinden von Wanddickenänderungen ist am Ort der Fehlerlokalisierung eine gezielte Nachprüfung mit einer anderen Prüftechnik erforderlich.

Die nachfolgende Tabelle zeigt Messergebnisse von Rohren mit künstlich erzeugten Korrosionsstellen und natürlicher Korrosion /6-7/.

a) Simulierte Korrosion

Fehlertyp	Echoamplitude über Rauschen	max. Prüfstrecke
flächiger Wandabtrag (50-70 % Restwanddicke)	25 - 30 dB	bis 1000 mm
Lochfraß (Ø ca. 18 mm)	15 dB	bis 300 mm

b) Reale Korrosion

muldenförmiger Wandabtrag	15 dB	bis 300 mm
---------------------------	-------	------------

Tabelle 6.3-3: Messergebnisse an Rohren mit künstlich erzeugter Korrosion und natürlicher Korrosion /6-7/

Für das Ultraschallverfahren lassen sich folgende Vor- und Nachteile ableiten:

- Vorteile:
 - Prüfung dickwandiger Bauteile
 - Sehr genaue (Rest)Wanddickenmessung möglich
 - Sehr empfindlich zum Nachweis von Oberflächenrissen
 - Nahezu alle Werkstoffe prüfbar
 - Aussage über Form, Art und Größe des Fehlers möglich
 - Schnelle, sofortige Aussage über Befund
 - Vielseitiges und flexibles Verfahren
- Nachteile:
 - Durchführung erfordert Einstellung und Anpassung der Prüfapparatur an das Prüfproblem
 - Teststück erforderlich
 - Nur gezielt und für bestimmte Fehler und Prüfbereiche einsetzbar

- Fehlerart und Richtung muss bekannt sein
- Hoher Schulungsaufwand
- Erfahrungsabhängig
- Prüfbereich muss zugänglich sein

Das Ultraschallprüfverfahren wird angewendet bei

- der Rissprüfung,
- der Klebungskontrolle bei Blech-Blechverbindungen und bei Kohlefaserstrukturen,
- der Dickenmessung und
- der Korrosionskontrolle, z.B. Restwanddicke.

6.3.2.2.5 Durchstrahlungsprüfung (RT)

Röntgenverfahren und Grobstrukturprüfung mit Isotopen bilden die Gruppe der Durchstrahlungsverfahren. Mit diesen Verfahren können Inhomogenitäten und Imperfektionen, also Fehlstellen in Werkstücken und Schweißnähten, durch Streuung und durch Absorption hochenergetischer Strahlen und damit erfolgenden Intensitätsänderungen im Strahlenfeld mit optischen Hilfsmitteln sichtbar gemacht werden. Angewendet werden können die Durchstrahlungsverfahren mit Einschränkungen hinsichtlich der vom Material abhängigen durchstrahlbaren Materialstärke bei allen Werkstoffen.

Mit den Durchstrahlungsprüfverfahren können die Fehlerart und –größe direkt sichtbar gemacht werden. Die Tiefe ist allerdings – außer bei der Computertomographie – nicht zu bestimmen. Allgemein wird beim Röntgenverfahren unterschieden in:

- Radiographie:

Die vom Werkstück transmittierte Strahlung erzeugt im Empfänger (z.B. Film oder Folie) ein latentes Bild der Intensitätsverteilung. Durch einen anschließenden Entwicklungsprozess entsteht ein visuell auswertbares Dokument. Die Radiographie stellt das Hauptanwendungsgebiet der Durchstrahlungsprüfung in LWR-Anlagen dar.

- Radioskopie:

Die transmittierte Strahlung erzeugt auf einem Leuchtschirm ein Bild der Intensitätsverteilung, das sofort entweder direkt oder via optischer und/oder elektronischer

Übertragungsmittel visuell ausgewertet werden kann. Die Dokumentation des Bildes ist nur mit zusätzlichem Aufwand möglich.

– Radiometrie, Computertomographie:

Die Intensität eines das Werkstück abtastenden Strahlenbündels wird orts- und zeitabhängig gemessen. Die Messwerte werden entweder direkt ausgewertet oder mittels Rechner zu einem synthetischen Bild verarbeitet, das die Dichteverteilung des Werkstücks in einer Schnittebene darstellt.

Die Fehlererkennbarkeit bei der Radiographie hängt direkt von der erzielbaren Bildgüte ab. Diese ist gekennzeichnet durch den Kontrast und die Schärfe. Kontrast und Schärfe sollten möglichst hoch sein. Geht beides nicht gleichzeitig, dann ist eine hohe Schärfe zu bevorzugen. Haupteinflussfaktoren auf die Schärfe sind die Materialart, die Materialdicke, die Strahlungsenergie, die Objektfläche und der Objektabstand.

Zur Bestimmung der Wanddicke von Rohren wird die tangentielle Projektionsradiographie (Schattenaufnahme) genutzt (Bild 6.3-15). Dabei wird die geometrische Abbildung der äußeren Rohrwandbereiche ausgewertet. Der Vorteil ist, dass die Rohrleitung mit Medium gefüllt und mit Dämm-Material isoliert sein kann und daher nicht direkt zugänglich sein muss. Mit dieser Methode kann für den gesamten abgebildeten Rohrabschnitt der Korrosionszustand der Rohrinnenoberfläche beurteilt werden. Korrodierte Stellen der Rohrwand bilden sich aufgrund der geringeren Wanddicke als dunkle Schatten auf dem Film ab.

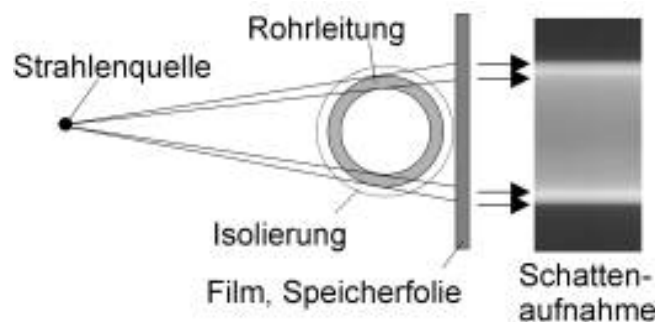


Bild 6.3-15: Schattenaufnahmeanordnung bei der Durchstrahlung von Rohrleitungen /6-8/

Schattenaufnahmen werden limitiert durch die maximal zu durchstrahlende Materialdicke entlang der Tangente der inneren Rohrwand, da die Strahlen (Gamma, Röntgen) dort die größte Schwächung erfahren. Bild 6.3-16 ermöglicht die graphische Bestimmung der maximal durchstrahlbaren Wegstrecke bei bekanntem Außenrohrdurchmesser D_a und Wanddicke w eines Rohres. Zusätzlich sind die oberen Einsatzgrenzen für die geläufigen

Gammastrahler Kobalt-60, Iridium-192 und Selen-75 eingetragen. Bild 6.3-17 zeigt vereinfacht die maximal prüfbare Wanddicke in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers.

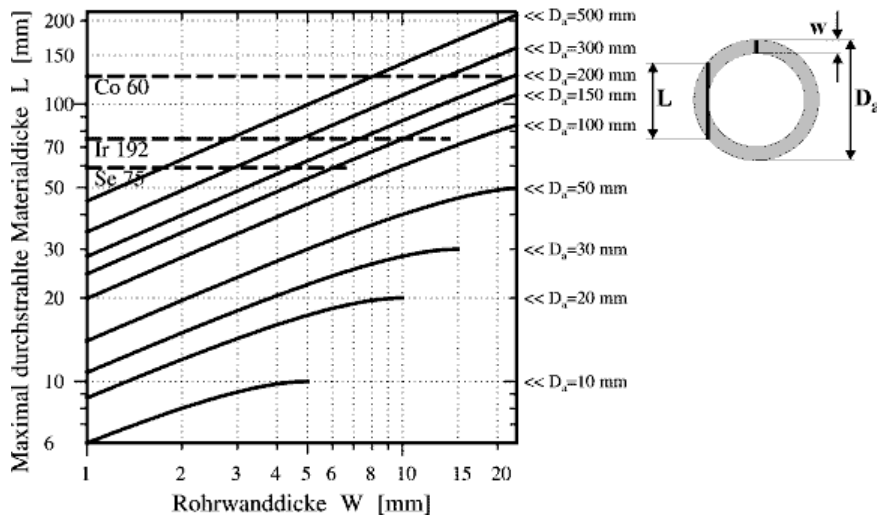


Bild 6.3-16: Diagramm zur Bestimmung der Anwendungsgrenzen der Durchstrahlungstechnik für die Wanddickenbestimmung von Rohrleitungen in Abhängigkeit von der Strahlenquelle, Rohrwanddicke und -durchmesser /6-8/

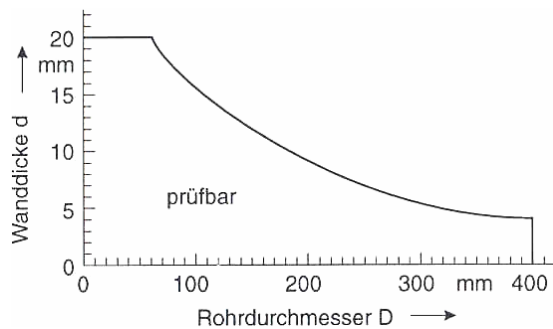


Bild 6.3-17: Maximal prüfbare Wanddicken bei gegebenem Rohrdurchmesser /6-7/

Eine Erweiterung der Schattenaufnahme ist ein an die Computertomographie (CT, Bild 6.3-18) angelehntes Verfahren, genannt CTPWT „Computed Tomographic Pipe Wall Thickness“. Die CT liefert allgemein Querschnittsbilder, welche u.a. die geometrischen Konturen des untersuchten Objekts wiedergeben. Damit lässt sich die Wanddicke durch die Anwendung eines Algorithmus zur Konturerkennung bestimmen.

Eine auf konventionelle Weise durch Radiographie ermittelte Projektion eines Objekts enthält keine differenzierten Tiefeninformationen. Mit der Computertomographie ist es möglich, den Schwächungskoeffizienten in Abhängigkeit vom Ort $\mu = \mu(x,y)$ zu bestimmen. Daraus kann ein Querschnittsbild des Objekts rekonstruiert werden.

Bild 6.3-18 zeigt die vier Phasen des CTPWT-Verfahrens. Aus dem Durchstrahlungsprofil in Bild 6.3-18b entstand das Tomogramm in Bild 6.3-18c, das hinsichtlich der Wanddickenbestimmung analysiert und numerisch ausgewertet wird (Bild 6.3-18d).

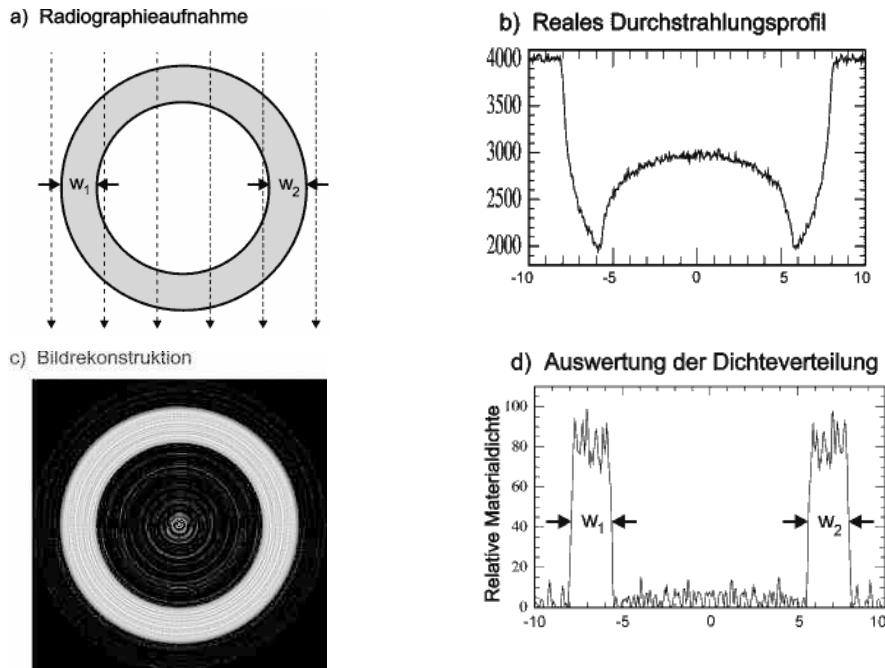


Bild 6.3-18: Wanddickenbestimmung mit dem CTPWT-Verfahren /6-8/

Ein wesentlicher Vorteil des Verfahrens besteht darin, dass mit zunehmender geometrischer Unschärfe die Abweichung nur unwesentlich ansteigt. Dies erlaubt bei Prüfungen von Rohrleitungen einen geringeren Film-Strahler-Abstand (FSA) und eine deutlich kürzere Belichtungszeit.

Bild 6.3-18 zeigt die CTPWT-Auswertung einer Ir-192 - Durchstrahlung eines neunstufigen Testrohrs, die mit den Parametern FSA= 400 mm, geometrische Unschärfe $U_g = 0,68$ mm, innere Unschärfe $U_i = 0,25$ mm und $t = 25$ s bei einer Aktivität von 2400 GBq (64 Curie) aufgenommen wurde. Der geometrische Vergrößerungsfaktor betrug 1,23. Hierbei kann bei einer Wandstärke bis zu 4 mm eine Genauigkeit von ± 50 μm erreicht werden. Bis zur Wandstärke von 8 mm liegt die Abweichung unter 100 μm .

In einem Vorhaben der Firma BASF wurden verschiedene Berechnungsalgorithmen zur Bestimmung der Genauigkeit bei der Wanddickenmessung untersucht (Bild 6.3-19). Je nach Algorithmus können Genauigkeiten kleiner 0,1 mm bei einer zu messenden Wandstärke bis zu 10 mm erreicht werden (Bild 6.3-20).

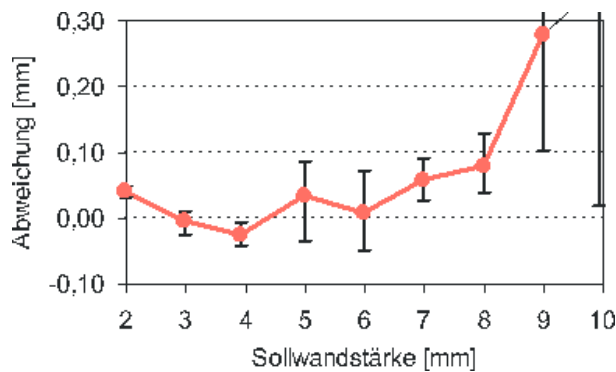


Bild 6.3-19: Wanddickenbestimmung mit der CTPWT-Methode gemessen an einem Testrohr mit Wandstärken bis zu 10 mm /6-8/.
Genauigkeit DN 200 Testrohr St 35

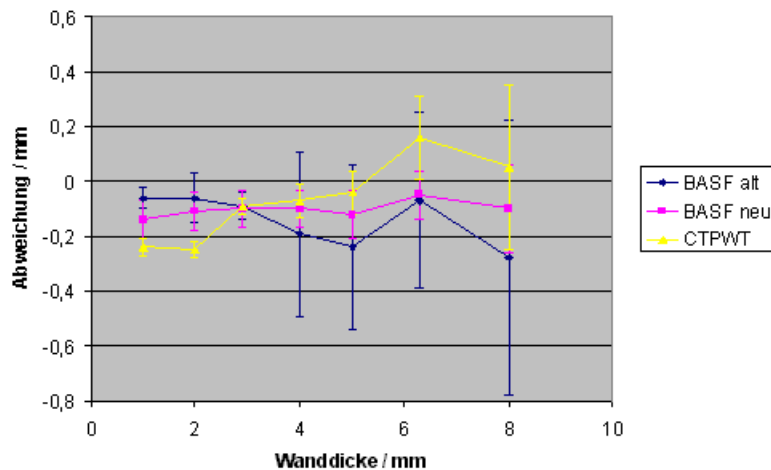


Bild 6.3-20: Vergleich der erzielten Genauigkeiten verschiedener Wanddickenalgorithmen für Testrohre DN 150 und DN 200 (bis 10 mm Wanddicke) /6-9/.

Für das Durchstrahlungsverfahren lassen sich folgende Vor- und Nachteile ableiten:

- Vorteile:
 - Nicht nur Oberflächenprüfverfahren, auch verdeckte Teile sind prüfbar
 - Dokumentation der Ergebnisse auf einem Film
 - Fehlergröße und -form sind sichtbar
 - Kein direkter Kontakt zum Prüfbereich erforderlich
 - Besonders geeignet für voluminöse Schweißnahtfehler wie Poren, Einschlüsse und für Rissfelder wie Warmrisse sowie
 - Vielseitiges und flexibles Verfahren.
- Nachteile:
 - Materialdicke nach oben begrenzt
 - Fehlererkennbarkeit relativ zur durchstrahlten Materialdicke
 - Für Risse nur gezielt anwendbar

- Fehlerlage muss bekannt sein
- Fehlertiefenbestimmung ist schwierig
- Zeitlich und apparativ aufwendiges Verfahren
- Strahlengefährdung

Die Durchstrahlungsprüfung wird angewendet bei der

- Rissprüfung an verdeckten Bauteilen
- Schweißnahtprüfung
- Fremdkörperkontrolle
- Korrosionskontrolle

6.3.2.2.6 Wirbelstromverfahren (ET)

Durchfließt ein elektrischer Strom einen elektrischen Leiter, z. B. einen Draht, so baut sich im Umkreis des Stromdurchflusses ein magnetisches Feld auf. Dieses Feld wird noch verstärkt, wenn der Draht zu einer Spule gewickelt wird.

Ein Wechselstrom hat ein magnetisches Wechselfeld zur Folge. Durchsetzt dieses Wechselfeld eine Leiterschleife, dann wird in dieser eine Wechselspannung induziert. Bei der Wirbelstromprüfung macht man sich diesen physikalischen Vorgang zunutze und erzeugt gezielt in dem zu prüfenden Werkstück Wechselströme, die so genannten Wirbelströme (Bild 6.3-21).

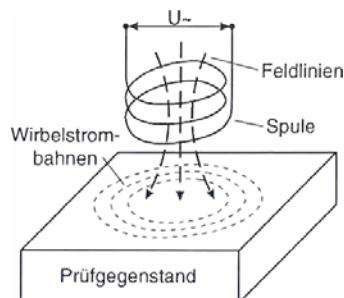


Bild 6.3-21: Verfahrensprinzip der Wirbelstromprüfung /6-7/

Der in der Primärspule fließende Wechselstrom hat ein magnetisches Wechselfeld zur Folge, das senkrecht zum erzeugenden Wechselstrom steht. Dieses Wechselfeld induziert in dem von ihm durchsetzten Prüfstück eine Wechselspannung gleicher Frequenz. Der daraus folgende Wechselstrom, der Wirbelstrom im homogenen Prüfstück, ist ein geometrisches Abbild des erzeugenden Stromes, jedoch diesem entgegengerichtet. Dadurch wird bei nicht ferromagnetischen Materialien das erzeugende Feld geschwächt und damit die Impedanz der Primärspule verkleinert.

Befindet sich ein Fehler, z. B. ein Loch oder ein Riss, im Bereich der Wirbelströme, verändern sich die Wirbelstrombahnen, d. h. es tritt eine lokale Schwächung des Wirbelstromes auf (Bild 6.3-22). Das magnetische Wechselfeld der Erzeugerspule (Primärspule) wird weniger geschwächt, dies ist als Impedanzerhöhung in der Primärspule messbar. Mit dieser Verfahrenstechnik können auch die Leitfähigkeit oder Permeabilität oder Abmessung des Werkstückes erfasst werden. Anstatt der Impedanz der Primärspule kann auch die induzierte Spannung einer zweiten konzentrisch zur Primärspule angebrachten so genannten Absolutspule gemessen werden.

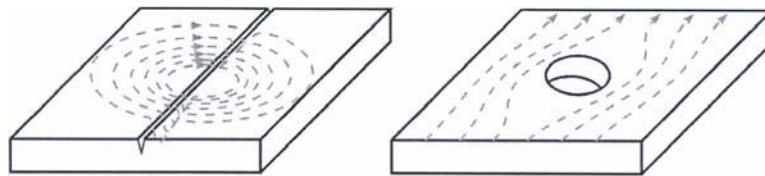


Bild 6.3-22: Veränderung der Wirbelstrombahnen durch Fehler /6-7/

Vergrößert sich der Abstand zwischen Spule und Prüfling, so werden die Wechselwirkung und damit die Empfindlichkeit geringer. Diese für die Wirbelstromprüfung unerwünschte Erscheinung kann bei konstantem Abstand durch höhere Geräteverstärkung ausgeglichen werden.

Bei Tastspulen wird nur ein kleinerer Teil des Prüflingsvolumens erfasst. Entsprechend empfindlich kann vor allem mit kleinen Tastspulen gearbeitet werden. Die Abtastgeschwindigkeit kann vom Prüfverfahren her so hoch wie bei der umfassenden Spule gewählt werden, aber die Durchlaufgeschwindigkeit ist bei lückenloser spiralförmiger Abtastung entsprechend des kleineren gleichzeitig erfassten Volumens geringer.

Das Wirbelstromverfahren ist zur Prüfung von allen elektrisch leitenden Materialien geeignet.

Für die Wirbelstromprüfung bestehen folgende Einflussgrößen:

- Die elektrische Leitfähigkeit des Prüflings,
- die magnetische Permeabilität μ des Prüflings sowie
- die Geometrie der Prüfanordnung einschließlich Spule und Prüfstück.

Hieraus wird ersichtlich, dass sich das Wirbelstromverfahren nicht nur zur Prüfung auf Fehler eignet, sondern auch zur Prüfung

- auf Materialverwechslung,
- der Abmessung des Prüflings,
- der Dicke von Isolierschichten,
- der Dicke von leitenden Prüflingen,
- des Härtezustand bei Stählen sowie
- der Temperatur des Prüflings.

Je nach Anwendung wird einer der Einflussfaktoren ausgenutzt (Nutzsignal), während der Einfluss der übrigen Faktoren möglichst ausgeschaltet werden muss (Störsignale). Sollen Fehlstellen an der Gegenoberfläche eines Bauteils nachgewiesen werden ist zu beachten, dass die Eindringtiefe des Wirbelstromfeldes mindestens der nominellen Wanddicke entspricht (Bild 6.3-23).

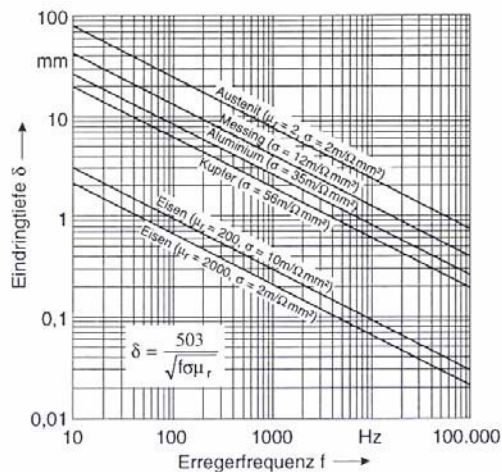


Bild 6.3-23: Eindringtiefe in Abhängigkeit von der Prüffrequenz /6-7/

Das Prinzip der Wanddickenmessung mit Wirbelstrom ist in Bild 6.3-24 dargestellt. Gemessen wird mittels einer Hallsonde der magnetische Fluss θ , der proportional zur Hallspannung U_h und abhängig von der Wandstärke d ist.

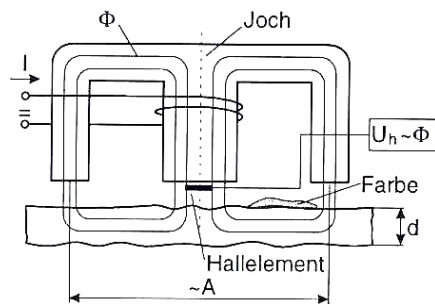


Bild 6.3-24: Prinzip Wanddickenmessung mit Wirbelstrom /6-7/

Für die Wirbelstromprüfung lassen sich folgende Vor- und Nachteile ableiten:

- Vorteile:
 - Schnelles Verfahren
 - Aussage über Fehlertiefe
 - Sichere Anzeige von Rissen
 - Unabhängig von der Fehlerlage
 - Prüfung auch durch Farbschichten hindurch möglich
 - Relativ geringer apparativer Aufwand
 - Vielseitig und flexibel durch Sondenbau und -form
 - Hoher Informationsgehalt der Impedanzebenendarstellung
 - Eindringtiefe variabel durch Frequenz
 - Vollautomatische Prüfung und Auswertung möglich
- Nachteile
 - Nur elektrisch leitfähige Werkstoffe prüfbar
 - Relativ geringe Tiefenwirkung
 - Sehr kleine Fehler nur schwer nachweisbar
 - Prüfung großer Flächen zeitaufwendig
 - Anzeige wird von Form- und Leitfähigkeitsänderungen beeinflusst
 - Fehler nicht direkt sichtbar
 - Erfordert viel Erfahrung

Die Wirbelstromprüfverfahren werden angewendet

- bei der Prüfung auf Bindefehler in austenitischen Schweißverbindungen,
- der Korrosionskontrollen,
- bei der Leitfähigkeitsmessungen sowie
- bei der Farbschicht-Dickenmessung.

6.3.2.3 Auswahl eines geeigneten Prüfverfahrens unter Berücksichtigung des unterstellten Korrosionsmechanismus

Aus den Eigenschaften der Prüfverfahren, ihren Einsatzgrenzen und den Prüfeigenschaften im Bezug auf die auffindbaren Fehlergrößen lassen sich zusammengefasst Entscheidungshilfen für die Auswahl des geeigneten Prüfverfahrens zur Prüfung auf die verschiedensten Korrosionsarten ableiten. Die nachfolgenden Tabellen 6.3-1 bis 6.3-4 geben eine Bewertung und damit eine Entscheidungshilfe zur Auswahl eines geeigneten zerstörungsfreien Prüfverfahrens für die Prüfung auf postulierte Korrosionserscheinungen. Hierbei ist zu bemerken, dass darüber hinaus die zerstörungsfreien Prüfverfahren jeweils auf das Prüfproblem hin auszurichten und zu optimieren sind.

Prüfverfahren	POF	GOF	Bemerkung
UT	-	X	Wanddickenmessung (Rasterprüfung)
RT	X	X	Schattenaufnahme
VT	X	-	Oberfläche sauber
MT	-	-	
PT	-	-	
ET	-	X*	*Nur bei Muldenkorrosion, Gegenoberfläche nur, wenn Wanddicke \leq Standardeindringtiefe (Prüffrequenz!)

Tabelle 6.3-1: Prüfverfahren - Mulden- und Flächenkorrosion
(POF = Prüfoberfläche; GOF = Gegenoberfläche)

Prüfverfahren	POF	GOF	Bemerkung
UT	-	X	Wanddickenmessung
RT	X	X	Schattenaufnahme
VT	X	-	Oberfläche sauber
MT	-	-	
PT	-	-	
ET	X*	X**	* Nur geeignet bei Rohren mit Innendurchlaufspule (z.B. Wärmetauscherrohre) ** Gegenoberfläche nur, wenn Wanddicke \leq Standard-eindringtiefe (Prüffrequenz!)

Tabelle 6.3-2: Prüfverfahren - Erosionskorrosion
(POF = Prüfoberfläche; GOF = Gegenoberfläche)

Prüfverfahren	POF	GOF	Bemerkung
UT	X	X	Prüfung mit Winkelprüfköpfen angepasst auf Wanddicke / Geometrie der Komponente (z.B 45°, 70° Einschallwinkel)
RT	X	X	Korrosionsfortschritt in Richtung Haupteinstrahlrichtung
VT	X	-	Oberfläche sauber
MT	X	-	
PT	X	-	Oberfläche gereinigt
ET	X	X*	* Gegenoberfläche nur, wenn Wanddicke \leq Standard-eindringtiefe (Prüffrequenz!)

Tabelle 6.3-3: Prüfverfahren - Lochkorrosion
(POF = Prüfoberfläche; GOF = Gegenoberfläche)

Prüfverfahren	POF	GOF	Bemerkung
UT	X	X	Prüfung mit Winkelprüfköpfen angepasst auf Wanddicke / Geometrie der Komponente (z. B 45°, 70° Einschallwinkel)
RT	X	X	Poren; Rissfortschritt in Haupteinstrahlrichtung
VT	X	-	Bei Brüchen und Blasenbildung
MT	X	-	
PT	X	-	Oberfläche gereinigt
ET	X	X*	* Gegenoberfläche nur, wenn Wanddicke kleiner / gleich der Standardeindringtiefe (Prüffrequenz!)

Tabelle 6.3-4: Prüfverfahren - Spannungsrisskorrosion
(POF = Prüfoberfläche; GOF = Gegenoberfläche)

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass mit Hilfe der bekannten zerstörungsfreien Prüfverfahren die bekannten und aus technischer Sicht zu unterstellenden Korrosionsmechanismen erkannt werden und deren Ausbreitung festgestellt werden kann. Anhand der einzelnen Entscheidungsmerkmale lässt sich somit nachfolgende Tabelle zur Auswahl eines Prüfverfahrens zur Auffindung von Korrosion ableiten:

Die für die jeweiligen Korrosionserscheinungen bevorzugten Prüftechniken mit Bezug auf die zu prüfende Prüffläche sind in der Tabelle fett markiert.

Prüftechnik / Korrosionsart		Mulden- korrosion	Flächen- korrosion	Erosions- korrosion	Lochkorrosion	Wasserstoffinduzierte Risskorrosion
UT	POF	-	-	-	X	X
	GOF	X*	X*	X*	X**	X**
RT	POF	X*****	X*****	X*****	X*****	X*****
	GOF	X*****	X*****	X*****	X*****	X*****
VT	POF	X	X	X	-	-
	GOF	-	-	-	-	-
MT	POF	-	-	-	X	X
	GOF	-	-	-	-	-
PT	POF	-	-	-	X	X
	GOF	-	-	-	-	-
ET	POF	X***	-	X***	X	X
	GOF	X***	-	X****	X****	X****

Tabelle 6.3-5: Zusammenfassende Matrix zur Auswahl eines geeigneten Prüfverfahrens

Legende Seite

POF = Prüfungsnahe Oberfläche;

GOF = Gegenoberfläche;

X = bevorzugte Prüftechnik;

X = Prüftechnik anwendbar

* = Wanddickenmessung

** = Prüfung mit Winkelprüfköpfen angepasst auf Geometrie des Prüflings

*** = Nur geeignet bei Rohren mit Innendurchlaufspule; z.B. Wärmetauscherrohre

**** = Gegenoberfläche nur, wenn Wanddicke < Standardeindringtiefe

***** = Einsatz, wenn aufgrund Geometrie (Kleinleitungen) und Zugänglichkeit andere Art der Prüfung nicht möglich

***** = Einstrahlrichtung in Richtung Fehlerausbreitung

6.3.3 Wiederkehrende Prüfungen und betriebliche Überwachung

6.3.3.1 Inspektionen und Prüfungen - Grundsätzliches

Ausgehend von der sicherheitstechnischen Bedeutung der Komponenten und Systeme werden in den Anlagen Inspektionen und Prüfungen an den Komponenten und Systemen durchgeführt. Gemäß den Regelungen des KTA-Regelwerkes sind an Komponenten des Primärkreises und an Komponenten der äußeren Systeme wiederkehrende Prüfungen durchzuführen /6-1/, /6-2/.

Umfang und Inhalt der wiederkehrenden Prüfungen sind Bestandteile der Prüfliste, diese wiederum ist Bestandteil des Prüfhandbuches, welches zur Sicherheitsspezifikation der Anlagen zählt. Die wiederkehrenden Prüfungen der Prüfliste sind Gegenstand in den atomrechtlichen Genehmigungsverfahren.

Für die wiederkehrenden Prüfungen der druckführenden Komponenten gelten die KTA-Regel 3201.4 für den Primärkreis /6-1/ sowie die KTA-Regel 3211.4 /6-2/ für die äußeren Systeme. Für RDB-Einbauten ist die KTA-Regel 3204 /6-10/ zu berücksichtigen.

Aufgabe der wiederkehrenden Prüfungen ist es, den Qualitätsstand der Komponenten zu prüfen und den Nachweis zu erbringen, dass keine betriebsbedingten Schädigungsmechanismen negativ auf den Qualitätsstand eingewirkt haben. Korrosion wird als betrieblicher Schädigungsmechanismus bezeichnet /6-1/.

Als zweite Säule des Konzeptes der Prüfungen und Inspektionen besteht das Instandhaltungskonzept in den Anlagen. Für das Instandhaltungskonzept liegen keine konkreten Vorgaben bezüglich „Korrosion“ in KTA-Regeln vor. Lediglich im Zusammenhang mit dem „Alterungsmanagement“ wird die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen diskutiert. Hierbei unterscheidet man in proaktive Maßnahmen, d. h. vorausschauende Instandhaltung und in reaktive Maßnahmen, d. h. nachführende Instandhaltungsmaßnahmen.

Nachfolgend werden wir auf das Konzept der wiederkehrenden Prüfungen und Betriebsüberwachung näher eingehen, da hier mit den o. g. KTA-Regeln konkrete, für alle Anlagen anzuwendende Maßgaben vorliegen. Es ist davon auszugehen, dass die Vorgaben dieser KTA-Regeln in den Anlagen umgesetzt worden sind und dass die anlagenspezifischen Programme der wiederkehrenden Prüfungen die Inhalte dieser Regeln widerspiegeln.

6.3.3.2 Konzept der wiederkehrenden Prüfungen

6.3.3.2.1 Grundlegende Aspekte

In den Kernkraftwerken werden nach einem abgestuften Konzept wiederkehrende Prüfungen an den Komponenten und Systemen durchgeführt. Die maßgebenden Regeln hierfür sind die KTA Regel 3201.4 und die KTA Regel 3211.4. Hinzu kommen weitere Regelungen aus dem kerntechnischen Bereich (z. B. KTA Regel 3204 für RDB-Einbauten) sowie die konventionellen Regelungen der Druckgeräterichtlinie /6-11/ bzw. der Betriebssicherheitsverordnung /6-12/.

Die KTA-Regel 3201.4 /6-1/ definiert wesentliche Begriffe, die die Aufgaben und Durchführung von wiederkehrenden Prüfungen beschreiben. Nachfolgend seien die wichtigsten aufgeführt.

- Wiederkehrende Prüfungen

Gesamtheit der Prüfungen an Komponenten und Systemen zum Nachweis der Qualität unter Berücksichtigung betriebsbedingter Schädigungsmechanismen.

- Repräsentative Stellen, Bauteile oder Komponenten

Repräsentativ sind solche Stellen, Bauteile und Komponenten, deren wiederkehrende Prüfung unter Berücksichtigung von Werkstoff, Konstruktion, Fertigungsqualität sowie Beanspruchungsart, -höhe und -häufigkeit auch für andere Stellen, Bauteile und Komponenten eine ausreichend gleichwertige sicherheitstechnische Aussage ermöglicht.

- Höherbeanspruchte Stellen des Primärkreises

Höherbeanspruchte Stellen des Primärkreises sind solche Stellen eines Bauteiles oder einer Komponenten, die

- a) im Vergleich zum allgemeinen Niveau der Vergleichsspannungen auch unter Berücksichtigung der Häufigkeit höher beansprucht
- b) oder korrosionsbegünstigt sind.

- Betriebsbedingte Schädigungsmechanismen

Betriebsbedingte Schädigungsmechanismen sind Mechanismen, welche für die Integrität einer Komponente unter den gegebenen Einsatzbedingungen von Bedeutung sind (z. B. Ermüdung, Korrosion).

Wir werden (entsprechend der Aufgabenstellung des Vorhabens) nachfolgend im Wesentlichen auf die Aspekte der Prüfung von Drucktragenden Komponenten eingehen.

6.3.3.2 Wiederkehrend zu prüfende Komponenten

Die beiden KTA-Regeln 3201.4 und 3211.4 /6-1/, /6-2/ beinhalten Vorgaben für die zu prüfenden Komponenten

- Behälter,
- Rohrleitungen sowie
- Pumpen und Armaturen.

Darüber hinaus werden wiederkehrende Prüfungen an speziellen Bauteilen wie z. B. Schraubenverbindungen gefordert.

Bezüglich der zu prüfenden Behälter sind in der KTA-Regel 3201.4 – Primärkreis – die betroffenen Behälter (RDB, DE, DH) mit den zugehörigen Prüfumfängen und Prüfintervallen explizit genannt. Die zu prüfenden Bereiche der einzelnen Behälter sind konkret festgelegt, einschließlich der Prüfaufgabe und der Prüfverfahren. Abgestuft hiergegen sind in der KTA-Regel 3211.4 – Äußere Systeme – die Behälter nicht konkreter benannt. Die Festlegungen zu Prüfbereichen beziehen sich im Allgemeinen auf repräsentative Bereiche, die Prüfdurchführung bzw. der Prüfumfang erfolgt stichprobenartig.

Für Rohrleitungen wird in beiden KTA-Regeln bezüglich der eingesetzten Werkstoffe (ferritisch und austenitisch) sowie bezüglich des Nenndurchmessers unterschieden. In Abhängigkeit des Durchmessers der Rohrleitungen sind verschiedene Prüfumfänge definiert.

Armaturen und Pumpen werden jeweils in den beiden KTA-Regeln als Komponenten einzeln benannt und behandelt.

Über den nuklear sicherheitstechnischen Aspekt hinaus sind im Anwendungsbereich der KTA-Regel 3214.4 auch Komponenten und Systeme angeführt, deren Versagen zu schweren Schäden der nicht nuklearen Anlagenteile führen kann.

6.3.3.2.3 Das abgestufte Prüfkonzept

In den Tabellen 6.3-6 und 6.3-7 haben wir auszugsweise mit Hinblick auf Korrosion die in den beiden KTA-Regeln 3201.4 und 3211.4 festgelegten Prüfungen für die drucktragenden Komponenten dargestellt. Bei einem Vergleich der Festlegungen erkennt man, dass Unterschiede zwischen den beiden Komponentenklassen bezüglich der Festlegungen zu den Prüfumfängen, Prüfindervallen und Prüfbereichen bestehen. Während bei den Behältern des Primärkreises Einzelprüfungen mit Bezug auf bestimmte Prüfbereiche festgelegt sind, gilt für die Behälter in den äußeren Systemen die Auswahl repräsentativer Prüfstellen. Hinzu kommt, dass in dieser Regel, außer dem Speisewasservorratsbehälter, kein weiterer Behälter benannt ist.

Bezüglich der Rohrleitungen ist zu erkennen, dass in den äußeren Systemen ein geringerer Prüfumfang bei größeren Prüfindervallen zu prüfen ist. Dies betrifft somit auch relevante Bereiche für Korrosionsangriffe.

Für die wiederkehrenden Prüfungen werden alle zerstörungsfreien Prüfverfahren eingesetzt, die auch in der Lage sind, Korrosion zu detektieren (siehe Kap. 6.3.2). Als Prüfaufgabe ist im Wesentlichen die Prüfung der inneren und äußeren Oberflächen mit den zugehörigen oberflächennahen Bereichen definiert. Somit können mit diesen Prüfungen auch die bekannten Korrosionsmechanismen erkannt werden.

Umfangreiche Prüfungen sind als Sichtprüfungen vorgesehen, die als integrale und als gezielte Sichtprüfung erfolgen können. Für die Behälter des Primärkreises (KTA-Regel 3201.4) ist jeweils die gezielte Sichtprüfung der drucktragenden Wandung in einem Intervall von 5 Jahren vorgesehen. Für Behälter in den äußeren Systemen (KTA-Regel 3211.4) sind derartige Prüfungen mit genauen Vorgaben für die Prüfbereiche nicht explizit vorgegeben. Die Sichtprüfung erfolgt im Rahmen der so genannten inneren Prüfung nach Betriebssicherheitsverordnung /6-12/ (früher Druckbehälterverordnung).

Bezüglich der Rohrleitungen wird bei einem Vergleich der beiden KTA-Regeln ersichtlich, dass in den äußeren Systemen die Prüfzeiträume größer und die Prüfumfänge geringer sind gegenüber den Festlegungen für den Primärkreis. Die Abstufung des Prüfkonzeptes gegenüber den Primärkreisprüfungen wird u.a. dadurch deutlich, dass z. B. gemäß der KTA-Regel 3211.4 wiederkehrende Prüfungen an Rohrleitungen nicht erforderlich sind, wenn der Betriebsdruck $\leq 2,5$ MPa und die Betriebstemperatur < 120 °C betragen. Des Weiteren sind für Rohrleitungen der äußeren Systeme mit einer Nennweite $DN < DN50$ keine Prüfungen vorgesehen. Demgegenüber sind Kleinleitungen im Primärkreis mit einer integralen Sichtprüfung in einem Intervall von vier Jahren zu prüfen (KTA-Regel 3201.4 Regelentwurf).

Komponente	Prüfbereich	Prüfverfahren	Prüfintervall
Reaktordruckbehälter (RDB)	Längs- u. Rundnähte, Stutzennähte	UT	5 Jahre
	Plattierung	VT	5 Jahre
	Schraubenbolzen und Sacklochgewinde	UT / VT	Bei jedem Lösen
Druckrohre der Steuerstabantriebe	Rundnähte	WS oder RT oder UT	10 Jahre
Dampferzeuger (DE) Primärseite	Grundwerkstoffbereiche, Rundnähte, Stutzen	UT oder RT oder MT	5 Jahre
	Plattierung	VT	
	Heizrohre	WS	5 Jahre
DE-Sekundärseite	Grundwerkstoffbereiche, Rund- und Längsnähte, Stutzen	UT oder MT	5 Jahre
	Heizrohrhalterungen im Bogenbereich	VT	8 (10) Jahre
	Drucktragende Wandung, Innen	VT	8 (10) Jahre
Druckhalter (DH)	Rund- und Längsnähte Stutzen	UT / MT	5 Jahre
	Plattierung	VT	5 Jahre
Ferritische Rohrleitungen, HKL	Schweißnähte, Grundwerkstoffbereiche, Stutzennähte	MT / UT und VT	5 Jahre
	Plattierung	VT	8 (10) Jahre
	Mischnähte	PT oder UT oder RT	10 Jahre
Austenitische Rohrleitungen Volumen-ausgleichsleitung	Schweißnähte an Rohren sowie Biegungen, Grundwerkstoffbereiche	PT oder UT oder RT	5 Jahre, Stichproben
Schraubverbindungen an Primärkreis-komponenten	Schrauben Muttern Scheiben	VT	Bei jedem Lösen der Verbindung
Armaturen DN>250	Drucktragende Wand Innen	VT	Beim Aufnehmen der Armatur
Kleinrohrleitungen DN≤50	Drucktragende Wandung Außen	VT	4 Jahre (Entwurf der neuen KTA 3201.4)
Großkomponenten in den Anlagenräumen im RSB von DWR	Drucktragende Wandung Außen	VT	Jährlich

Tabelle 6.3-6: Zerstörungsfreie Prüfungen und Inspektionen an Komponenten des Primärkreises im Hinblick auf Feststellung des Schadensmechanismus „Korrosion“, Zusammenstellung aus KTA-Regel 3201.4 /6-1/, (Auszug)

Komponente	Prüfbereich	Prüfverfahren	Prüfintervall
Armaturen, Pumpen DN150 ≤ DN400	innere Oberfläche	VT	8 Jahre (10 Jahre) - Stichproben
Armaturen, Pumpen >DN400	innere Oberfläche	VT	4 Jahre (5 Jahre) - Stichproben
Behälter und Apparate	repräsentative Stellen, z.Bsp. Schweißnähte	Oberflächenprüfung	4 Jahre (5 Jahre) - Stichproben
	innere Oberfläche	VT	4 bzw. 5 Jahre
	Äußere Oberfläche	VT	2 Jahre
Ferritische Rohrleitungen	Schweißnähte und Grundwerkstoffbereiche Repräsentative Bereiche	PT oder MT UT RT	8 Jahre (10 Jahre)
Austenitische Rohrleitungen	Schweißnähte und Grundwerkstoffbereiche Anschlussnähte hoch beanspruchte Stellen	Oberflächenprüfung	8 Jahre (5 – 10%)
Rohrleitungen DN>50	Äußere Wandung	VT integral	Anlagenbezogen

Tabelle 6.3-7: Zerstörungsfreie Prüfungen und Inspektionen an Komponenten der Äußeren Systeme im Hinblick auf Feststellung des Schadensmechanismus „Korrosion“, Zusammenstellung aus KTA-Regel 3211.4 /6-2/, (Auszug)

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass für die Komponenten des Primärkreises umfangreiche Prüfungen der drucktragenden Wand detailliert festgelegt sind, zum Teil auch mit konkreten Festlegungen zum Prüfbereich. Dies entspricht einer proaktiven Vorgehensweise zur erforderlichen Sicherstellung der Integrität. Darüber hinaus gilt für die Komponenten im Primärkreis aber auch, dass die wiederkehrenden Prüfungen als repräsentatives Prüfkonzept für vergleichbar belastete Komponenten durchgeführt werden.

Demgegenüber stellt das WKP-Konzept der äußeren Systeme ein weiter abgestuftes repräsentatives Prüfkonzept dar. Bei der Auswahl der Prüfbereiche und -stellen im Vorfeld der Prüfungen sind die Randbedingungen der zu unterstellenden Schädigungsmechanismen zu berücksichtigen und somit folglich auch die verschiedenen Korrosionsmechanismen.

6.3.3.3 Betriebliche Überwachung

Zu den Maßnahmen bezüglich der Überwachung von Ursachen und Folgen des Schädigungsmechanismus „Korrosion“ zählen auch die Maßnahmen der betrieblichen Überwachung. Auf die verschiedensten Methoden der betrieblichen Überwachung soll im Rahmen dieser Forschungsvorhabens nicht tiefer eingegangen werden.

Allgemein kann festgestellt werden, dass die Maßnahmen der betrieblichen Überwachung von der Durchführung von Anlagenbegehungen, die in den Betriebshandbüchern der Anlagen geregelt sind, bis zu den Maßnahmen zur Erkennung der Folgen von Schädigungen reichen. Hier sind es vorrangig die Methoden der Leckageüberwachung in den Anlagenräumen und der Systeme. Für die Überwachung auf Leckagen gibt es kein ausschließliches Überwachungssystem. Vielmehr hat sich in diesem Zusammenhang gezeigt, dass nicht ausschließlich spezielle Leckageüberwachungssysteme zur Erkennung von Leckagen Erkenntnisse liefern. Diesbezüglich verweisen die Betreiber der Kernkraftwerke bei der Auswertung von Ereignissen auch auf die Komplexität der Messergebnisse der betrieblichen Überwachungen und der Überwachung verschiedener Systeme. Bei einigen bekannt gewordenen Vorkommnissen haben insbesondere die Auswertungen von Messwerten der Umluftsysteme (Taupunkt, Feuchtegehalt der Umluft, Aktivität) zur Entdeckung und Detektierung von Leckagen geführt. Ungeachtet dessen werden bei bestimmten Anforderungen, wie z. B. Bruchausschluss, die entsprechenden Komponenten und Systeme mit speziellen Leckagüberwachungssystemen ausgerüstet.

Ergänzend zu den Maßnahmen der Überwachung der Folgen kommen die Maßnahmen zu Überwachung der Ursachen von Korrosion, wobei hier im Wesentlichen die Überwachung der Wasserqualität des Primärkreises und des Sekundärkreises anzuführen sind. Diese Überwachungsmaßnahmen sind in den beiden KTA-Regeln 3201.4 und 3211.4 ebenfalls festgelegt. Sie können als Umsetzung der Erkenntnisse zu Ursachen der Korrosionsmechanismen angesehen werden.

6.3.4 Schlussfolgerungen

1. Mit den bekannten zerstörungsfreien Prüfverfahren UT, RT, MT, ET und PT sowie der Methoden der Sichtprüfung stehen qualifizierte Prüfverfahren zur Verfügung, um Schädigungen der Werkstoffe von Komponenten durch Korrosion im erforderlichen Umfang festzustellen.
2. Das Konzept der Prüfungen und Inspektionen sowie die betriebliche Überwachung in den Kernkraftwerken sind einzuordnen in proaktive Maßnahmen und reaktive Maßnahmen. Proaktive Maßnahmen sind vorlaufende Maßnahmen vor dem Eintritt eines

sicherheitsrelevanten Schadens, hierzu zählen die wiederkehrenden zerstörungsfreien Prüfverfahren und z. B. die betriebliche Überwachung der Wasserqualität. Reaktives Handeln beschreibt die Vorgehensweise zum Erkennen und Beherrschen von Folgen von Schädigungen, z.B. durch Leckageüberwachungssysteme.

3. Für die Primärkreis-komponenten erfordert die zu gewährleistende Sicherstellung der Integrität im Betrieb proaktive Maßnahmen. Für Komponenten der äußeren Systeme wird das Konzept der proaktiven und der reaktiven Maßnahmen angewandt.
4. In den Kernkraftwerken besteht ein abgestuftes Konzept der wiederkehrenden Prüfungen in Abhängigkeit von der Klassifizierung der Komponenten und Systeme. Es ist unterschieden in Festlegungen für objektbezogene WKP (Komponentenbezogen) und für repräsentative WKP (Komponentenübergreifend). Die wiederkehrenden Prüfungen mit ihren Festlegungen zu Prüfumfängen, Prüfintervallen und Prüfbereichen unterstützen sowohl die proaktiven Maßnahmen als auch die reaktiven Vorgehensweisen.
5. Das Konzept der wiederkehrenden Prüfungen und die betrieblichen Überwachungen gestatten das Erkennen des Schädigungsmechanismus „Korrosion“ als systematischen Schaden.

Es kann zusammenfassend eingeschätzt werden, dass die festgelegten Prüfumfänge und Prüfintervalle bei einer entsprechenden Auswahl der Prüfbereiche die Identifizierung von systematischen Korrosionserscheinungen gewährleisten.

6.4 Erkennung von Korrosionsschäden im Betrieb

Ausgangspunkt für die vorliegenden Untersuchungen sind Ereignisse mit Korrosion, die im Zeitraum von 1995 bis 2004 in den deutschen Kernkraftwerken aufgetreten sind. (siehe Kapitel 3). Im Zusammenhang mit der Auswertung der Ereignisse wurde auch die Art der Erkennung der Schädigung analysiert vor dem Hintergrund der Bewertung der Wirksamkeit betrieblicher Vorsorgemaßnahmen und Überwachungsmechanismen.

- Erkennung durch proaktive Maßnahmen
Die Erkennung von korrosionsbedingten Veränderungen erfolgte im Rahmen von Prüfungen, Inspektionen oder Begehungen bevor Auswirkungen auf das Betriebsverhalten von Komponenten oder Einrichtungen der Anlage erkennbar geworden sind.
- Erkennung durch reaktive Maßnahmen
Korrosionsereignisse wurden nach dem Eintreten der Folgen durch Korrosion, z. B. Leckagen, die durch betrieblichen Leckageüberwachungseinrichtungen erkannt.
- Erkennung durch Ansprechens von Schutz- oder Sicherheitseinrichtungen
Korrosionsereignisse oder deren Folgen führten zum Ansprechen von Sicherheits- und Schutzeinrichtungen

Kriterien	Erkennung durch proaktive Maßnahmen für den sicheren und störungsfreien Betrieb		Erkennung durch reaktive Maßnahmen - im Rahmen der betrieblichen Überwachung	Erkennung durch Ansprechen von Schutz- oder Sicherheitseinrichtungen
	<ul style="list-style-type: none"> - planmäßige Inspektionen - planmäßige Wartungen - wiederkehrende Prüfungen - Sonderprüfprogramme 	<ul style="list-style-type: none"> - Begehungen 	<ul style="list-style-type: none"> - direkte Erkennung durch Wartenanzeigen (z.B. Lecküberwachungssysteme) - indirekte Erkennung durch Wartenanzeigen (z.B. Überwachung von Füllständen, Nachspeisemengen, Stellkräften, Stellzeiten...) 	<ul style="list-style-type: none"> - Ansprechen von Sicherheitsventilen - Schutzabschaltung von Komponenten - RESA - TUSA
Anteile	(%/ Anzahl)		(%/ Anzahl)	(%/ Anzahl)
Inland (Ges. 113)	46,9% / (53)	40,7% / (46)	12,4% / (14)	0% / (-)
	87,6% / (99)			
Ausland (Ges.:278*)	58,4% / (163)	33,7% / (94)	7,9% / (22)	0% / (-)
	92,1% / (257)			

*: 278 Meldungen mit Angaben zur Erkennung; bei 101 weiteren Ereignissen liegen uns keine Angaben zur Erkennung vor

Tabelle 6.4-8: Aufschlüsselung der erfassten korrosionsbedingten Ereignisse nach der Art der Erkennung

Es zeigt sich, dass sowohl im Inland als auch im Ausland etwa 90% der korrosionsbedingten Ereignisse bei den planmäßig durchgeführten Wartungs-, Inspektions- oder Prüfmaßnahmen einschließlich der regelmäßigen Begehungen erkannt wurden. Alle übrigen korrosionsbedingten Ereignisse wurden durch die betrieblichen Überwachungseinrichtungen erkannt. Kein im Rahmen dieses Forschungsvorhabens ausgewertetes korrosionsbedingtes Ereignis führte zum Ansprechen von betrieblichen Schutzsystemen.

Aufgrund der überwiegenden Anzahl der durch proaktive Maßnahmen erkannten Korrosionsereignisse kann eingeschätzt werden, dass die wiederkehrenden Prüfungen, Inspektionen und Begehungen wesentliche Faktoren zur Verringerung des Risikos durch Korrosion sind.

6.5 Schlussfolgerungen

Nachfolgend soll eine Zusammenfassung der Erkenntnisse zu Ursachen und Folgen von Korrosion erfolgen. Es muss dabei beachtet werden, dass es sich hierbei um zusammengefasste Erkenntnisse innerhalb dieses Forschungsvorhabens handelt, die in ihrer Aussage aus dem Betrachtungsumfang des Vorhabens resultieren und daher nicht in aller Vollständigkeit vorliegen können. Trotzdem ergeben sich nachfolgende grundlegende Thesen zu Korrosion und deren Bedeutung in den deutschen Kernkraftwerken.

1. Korrosion wird allgemein als betrieblicher Schädigungsmechanismus erklärt und behandelt.
2. In dem kerntechnischem Vorschriftenwerk zur Herstellung druckführender Komponenten des Primärkreises und der Äußeren Systeme wird keine Korrosionsart speziell angeführt, für die Maßnahmen festgelegt sind.
3. Aus der Kenntnis der verschiedenen Korrosionsmechanismen sind in den kerntechnischen Regelwerken für die Werkstoffauswahl, für die Auslegung und für die Herstellung/Fertigung verschiedene Maßnahmen gegen Korrosion vorgesehen (Vorsorge). Deren Umsetzung gewährleistet ein hohes Maß an Sicherheit gegen die unterschiedlichen korrosiven Beanspruchungen.
4. Aus der Kenntnis der korrosionsrelevanten Ursachen beinhalten die KTA-Regeln für die wiederkehrenden Prüfungen und Betriebsüberwachung Festlegungen zu den Ursachen und Folgen der Korrosion. Diese betreffen
 - die Überwachung der Wasserchemie,
 - die Überwachung von Werkstoffzuständen,
 - die Überwachung thermischer Beanspruchung und
 - die Durchführung wiederkehrender zerstörungsfreier Prüfungen.
5. Das in den deutschen Kernkraftwerken praktizierte System der Wiederkehrenden Prüfungen, der betrieblichen Überwachung sowie der Instandhaltung und Wartung führten zu einem rechtzeitigen Erkennen von Ursachen, Erscheinungen und von Folgen von Korrosion, bevor Schutz – und Sicherheitseinrichtungen wirksam werden mussten.

7 Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion

7.1 Grundsätzliches zur Bewertung

Im Folgenden erfolgt die abschließende Bewertung des Gefährdungspotentials durch die verschiedenen Korrosionsarten. Grundlagen der Bewertung sind die in den vorangegangenen Kapiteln behandelten Gesichtspunkte:

- Zahlenmäßiges Auftreten der Korrosion in sicherheitstechnisch bedeutsamen Komponenten und Systemen
- Auftreten eines Korrosionsereignisses unter Berücksichtigung
 - der Charakteristika der Korrosionsart,
 - der Anforderungen / Festlegungen im kerntechnischen Regelwerk zu den einzelnen Korrosionsarten,
 - der Prüfmöglichkeiten (zfP) und der wiederkehrenden Prüfungen,
 - der Maßnahmen der betriebliche Überwachung sowie
 - der Maßnahmen der Instandhaltung und Wartung.
- Zeitpunkt der Feststellung der Schädigungen
- Häufigkeit des Auftretens in den LWR-Anlagen und Berücksichtigung des Zeitpunktes der Errichtung der Anlagen
- Auswirkungen auf die Anlage (Schadensausmaß)

Mit dieser Vorgehensweise schließen wir die in Kapitel 2 dargestellte Methodik zur Bewertung des Gefährdungspotentials durch Korrosion ab. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Einflussfaktoren auf das Gefährdungspotential umfänglich berücksichtigt werden. Zusammen mit der Frage nach dem Gefährdungspotential durch Korrosion ist die Frage nach der Beherrschung dieses Schädigungsmechanismus zu beantworten.

7.2 Gefährdungspotential durch Korrosion

Aus der Auswertung der aufgetretenen Korrosionsereignisse ergibt sich, dass von folgenden Korrosionsarten ein erhöhtes Gefährdungspotential ausgeht.

- Borsäurekorrosion
- Erosionskorrosion
- Interkristalline Spannungsrisskorrosion ohne Sensibilisierung

Für diese Korrosionsarten bewerten wir das Gefährdungspotential für deutsche LWR-Anlagen unter Berücksichtigung der getroffenen Maßnahmen zur Vermeidung dieser Schadensformen mit dem Ziel, aus den Erkenntnissen dieser Untersuchung erforderlichenfalls Empfehlungen abzuleiten.

- Borsäurekorrosion in DWR- Anlagen

Ausgangspunkt für Borsäurekorrosion sind nicht erkannte Leckagen von borsäurehaltigem Primärkühlmittel. Unter bestimmten Randbedingungen können bei Benetzung an ferritischen Bauteilen hohe Abtragsraten auftreten. Dies kann das Versagen sicherheitstechnisch wichtiger Bauteile zur Folge haben.

In den zurückliegenden Jahrzehnten wurden aus Anlass zahlreicher Korrosionsschäden an ferritischen Bauteilen durch ausgetretene Borsäure in ausländischen DWR-Anlagen von der GRS mehrfach Weiterleitungsnachrichten herausgegeben, in denen gezielte Empfehlungen zur Optimierung der Erkennung und Vermeidung von Leckagen an Systemen, die borsäurehaltige Medien führen, enthalten waren. Die Empfehlungen zielten auch auf die Erkennung und Behandlung von Borsäurekorrosion ab. Insbesondere nach dem Ereignis Davis-Besse im Jahre 2002 empfahl die GRS die gezielte Ergänzung bzw. Optimierung der bestehenden Festlegungen. Die Reaktorsicherheitskommission übernahm in ihrer Stellungnahme vom 04.03.2004 die Empfehlungen der GRS und empfahl darüber hinaus zur Vermeidung borsäurebedingter Korrosion gezielte Ergänzungen der bestehenden Maßnahmen zur Erkennung von Leckagen borsäurehaltiger Medien in Bereichen von Komponenten und Rohrleitungen des Primärkreises, speziell des RDB-Deckels.

Auf Grund der Regelungen in den atomrechtlichen Aufsichtsverfahren im Umgang mit meldepflichtigen Ereignissen und deren Übertragbarkeit auf die jeweilige Anlage ist davon auszugehen, dass das von der RSK empfohlene Vorgehen in den deutschen DWR-Anlagen umgesetzt wurde.

Wir gelangen daher unter Berücksichtigung insbesondere dieses letztgenannten Sachverhaltes trotz des hohen Gefährdungspotentials, das von der Borsäurekorrosion infolge nicht erkannter Leckagen prinzipiell ausgeht, zu dem Ergebnis, dass über die bisherigen Festlegungen hinausgehend keine weiteren Maßnahmen für die DWR-Anlagen getroffen werden müssen.

Die Borsäurekorrosion ist für SWR-Anlagen nicht relevant.

– Erosionskorrosion

Bei der Betrachtung des Gefährdungspotentials durch Erosionskorrosion ist zu differenzieren zwischen DWR- und SWR-Anlagen.

In DWR- Anlagen ist das Gefährdungspotential durch Erosionskorrosion in Bezug auf den sicheren nukleartechnischen Betrieb der Anlage gering. Dies begründet sich maßgeblich damit, dass sich die durch Erosionskorrosion gefährdeten Systeme und Komponenten außerhalb der für die nukleartechnische Sicherheit erforderlichen Systembereiche befinden. Dies verdeutlicht auch der schwere Schaden im japanischen Kraftwerk Mihama 3, bei dem der Bruch einer Speisewasserwasserleitung (DN 500) aufgetreten war. Der Schaden hatte keine Auswirkungen auf die Abschaltbarkeit des Reaktors und die Nachwärmeabfuhr.

In SWR-Anlagen ist dagegen ein erhöhtes Gefährdungspotential durch Erosionskorrosion gegeben. Dies ergibt sich daraus, dass in den SWR-Anlagen die möglicherweise von Erosionskorrosion betroffenen Systeme und Komponenten im für die nukleare Sicherheit wichtigen Wasser-Dampf-Kreislauf als Primärkühlmittelkreislauf liegen. Zudem besteht bei Leckagen die Gefahr des Aktivitätsaustritts in die Anlage.

Der vorhandene Kenntnisstand zur Gefährdung von Wasser-Dampf-Systemen durch Erosionskorrosion hat in den deutschen Anlagen zu konkreten Maßnahmen und Festlegungen zur Vermeidung von Wanddickenschwächungen durch Erosionskorrosion (z. B. durch einen geänderten Werkstoffeinsatz) bzw. zu gezielten Prüfungen aller gefährdeten Bereiche geführt. Hierzu haben auch die Empfehlungen aus der GRS Weiterleitungsnachricht 08/1990 aus Anlass von größeren erosionskorrosionsbedingten Schäden in ausländischen Anlagen beigetragen. Die geringe Anzahl der bisher festgestellten Ereignisse in den deutschen Anlagen bestätigen die Wirksamkeit dieser Vorgehensweise.

Der Schadensfall im japanischen Kraftwerk Mihama 3, bei dem fünf Personen tödliche Verletzungen erfahren hatten, verdeutlicht jedoch, dass neben dem Aspekt der nuklearen Sicherheit die allgemeine Gefährdung von Personen und Sachgütern gleichermaßen zu betrachten ist. Die Auswertung dieses Ereignisses zeigt, dass, über den nuklearen Aspekt hinaus, bei der Anwendung von Programmen zur Bestimmung der Gefährdung durch Erosionskorrosion die Vollständigkeit der Erfassung aller für den Schädigungsvorgang relevanten Systembereiche und Komponenten von größter Bedeutung ist.

Wir empfehlen daher, in den deutschen Anlagen zu prüfen, ob in den Überwachungsprogrammen die potentiell gefährdeten System- und Komponentenbereiche auch unter Berücksichtigung der Belange des Personenschutzes und Anlagenschutzes vollständig erfasst wurden.

– Interkristalline Spannungsrisskorrosion ohne Sensibilisierung

Durch Laboruntersuchungen sowie durch Befunde an kaltverformten Bögen aus austenitischen Stählen in einer ausländischen Anlage wird eine Gefährdung von kaltverformtem austenitischem Material aufgezeigt. Labormessungen ergaben, dass der Rissfortschritt durch ISpRK an angerissenen Proben aus einem kaltverformten, stabilisierten austenitischen Stahl unter SWR-Bedingungen in Abhängigkeit von den untersuchten Randbedingungen bis zu etwa 10 mm/Jahr betragen kann.

Aus der Praxis liegen für deutsche LWR-Anlagen bisher keine Befunde im Bereich von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten vor.

Hinsichtlich der Gefährdung kaltverformter austenitischer Stähle ohne Sensibilisierung durch ISpRK haben Untersuchungen gezeigt, dass sich Veränderungen der wasserseitigen Bedingungen in gleicher Weise auswirken, wie bei sensibilisiertem Material.

Die Erkenntnisse zur Auswirkung der Wasserchemie auf die ISpRK führten zur Anpassung der VGB-Richtlinie R 401 J bezüglich der zu berücksichtigenden Wasserparameter und der zulässigen Gehalte an Verunreinigungen (Chloride, Sulfate). Dies stellt vor dem Hintergrund der aktuellen Befundlage zielgerichtete Maßnahmen zur Reduzierung einer potentiellen Gefährdung durch ISpRK auch an nicht sensibilisierten austenitischen Stählen dar.

Gegenwärtig sind die Auswirkungen von Kaltverformungen auf die ISpRK austenitischer Stähle nicht in gleicher Weise systematisch untersucht worden wie die Auswirkungen der Sensibilisierung.

Nach dem aktuellen Kenntnisstand ist für kaltverformte austenitische Stähle unter SWR-Bedingungen von einer erhöhten Empfindlichkeit oberhalb von etwa 5% Kaltverformung auszugehen. Dies wird durch Festlegungen in den kerntechnischen Regeln für die Grenze der Kaltverformung von sicherheitstechnisch wichtigen Rohrleitungen und Komponenten ohne nachfolgende Wärmebehandlung als Vorsorgemaßnahme berücksichtigt.

Es ist nicht abschließend geklärt, worauf das bisherige Fehlen von Schäden durch diese Korrosionsart zurückzuführen ist. Die Frage stellt sich, ob diese Korrosionsart

aufgrund der Unterschiede zwischen realen Bedingungen und den Untersuchungsbedingungen im Labor in der Praxis nicht auftreten kann, oder ob die lang andauernde Phase der Rissinitiierung in der Praxis noch nicht abgeschlossen ist und daher der im Labor ermittelte Rissfortschritt nach einer Rissinitiierung auch in der Praxis noch auftreten wird.

Aufgrund der Erkenntnisse hinsichtlich der Empfindlichkeit nicht stabilisierter austenitischer aber auch stabilisierter austenitischer Stähle kann eine Gefährdung von nicht wärmebehandelten kaltverformten Bauteilen aus stabilisierten austenitischen Stählen in deutschen LWR-Anlagen durch ISpRK nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dies gilt sowohl für SWR-Anlagen als auch für DWR-Anlagen.

Neben geeigneten weiteren diesbezüglichen Forschungen zur Erweiterung des Kenntnisstandes auch für stabilisierte austenitische Stähle empfehlen wir, repräsentative Prüfungen an sicherheitstechnisch wichtigen Bauteilen aus stark kaltverformten austenitischen Stählen in die WKP-Konzepte der SWR- aber auch der DWR-Anlagen einzubeziehen.

7.3 Schlussfolgerungen

Aus den in den vorherigen Kapiteln zusammengestellten Ergebnissen lassen sich für deutsche LWR-Anlagen folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Durch gezielte Werkstoffwahl, definierte Fertigungsprozesse und spannungsmäßig optimierte Auslegung von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten wird der Möglichkeit von im Betrieb auftretenden Korrosionsschäden weitgehend vorgebeugt.
2. Das System der wiederkehrenden Prüfungen, betrieblichen Überwachung und vorbeugenden Inspektionen und Wartungen gewährleistet eine frühzeitige Erkennung von trotz der Vorbeugemaßnahmen dennoch auftretenden Korrosionserscheinungen.
3. Durch gezielte Auswertung von im In- und Ausland aufgetretenen Schäden werden neue Erkenntnisse erzielt und damit die bisherigen Vorbeuge- und Überwachungsmaßnahmen immer wieder optimiert.

Wir kommen daher zu dem Schluss, dass es keine gravierenden Änderungen im kern-technischen Regelwerk bezüglich der Vorbeugung bzw. Erkennung von durch Korrosion verursachten Schäden in deutschen LWR-Anlagen geben muss.

Für die Umsetzung halten wir jedoch Präzisierungen für sinnvoll:

1. In den deutschen Anlagen ist zu prüfen, ob in den Überwachungsprogrammen die potentiell gefährdeten System- und Komponentenbereiche auch unter Berücksichtigung der Belange des Personenschutzes und Anlagenschutzes vollständig erfasst wurden.
2. Aufgrund der Erkenntnisse hinsichtlich der Empfindlichkeit nicht stabilisierter austenitischer aber auch stabilisierter austenitischer Stähle gegenüber ISpRK kann eine Gefährdung von nicht wärmebehandelten kaltverformten Bauteilen aus stabilisierten austenitischen Stählen durch ISpRK nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dies gilt sowohl für SWR-Anlagen als auch für DWR-Anlagen. Wir empfehlen, für derartige Werkstoffe weitere geeignete Forschungen zur Erweiterung des Kenntnisstandes durchzuführen.
3. Wir empfehlen darüber hinaus repräsentative Prüfungen an sicherheitstechnisch wichtigen Bauteilen aus stark kaltverformten austenitischen Stählen in die WKP-Konzepte der SWR- aber auch der DWR-Anlagen einzubeziehen, sowie das entsprechende Regelwerk diesbezüglich zu ergänzen.

8 Zusammenfassung

In der näheren Vergangenheit traten in einzelnen LWR-Anlagen im Ausland korrosionsbedingte Schäden mit einem hohen Risiko für die Sicherheit der Anlage auf. Beispielhaft seien hier erwähnt die borsäurebedingte Korrosion am Deckel des Reaktordruckbehälters des Kraftwerkes Davis Besse in den USA, der Abriss einer Speisewasserleitung in der japanischen Anlage Mihama nach vorangegangener Erosionskorrosion sowie die Leckage im Primärkreis des Kernkraftwerkes Summer (USA) infolge von Korrosion einer Mischschweißverbindung in der Hauptkühlmittelleitung.

Für eine Reihe von Korrosionsarten liegen bereits umfangreiche und systematische Untersuchungen zu ihren Ursachen, Einflussfaktoren und ihren Auswirkungen beim Auftreten in LWR-Anlagen vor. Dies betrifft vorrangig den Angriff von Komponenten durch

- Dehnungsrissskorrosion (DRK),
- transkristalline Spannungsrissskorrosion (TSpRK),
- interkristalline Spannungsrissskorrosion (ISpRK) mit Sensibilisierung sowie
- Korrosion an Nickelbasislegierungen.

Aufgabenstellung des vorliegenden Forschungsvorhabens ist es, für übrige, in kerntechnischen Anlagen vorkommenden Korrosionsarten eine systematische Analyse des Gefährdungspotentials vorzunehmen.

Hierzu wurden aus in- und ausländischen Datensammlungen Meldungen über korrosionsbedingte Ereignisse für den Zeitraum von 1994 bis 2004 zusammengestellt und ausgewertet. Folgende Korrosionsarten traten dabei außer den oben genannten auf:

- Erosionskorrosion
- Mulden- oder Flächenkorrosion
- Reibkorrosion
- Lochkorrosion
- Wasserstoffinduzierte Korrosion
- Stillstandkorrosion
- Schwingungsrissskorrosion
- Interkristalline Spannungsrissskorrosion ohne Sensibilisierung
- Mikrobiologisch induzierte Korrosion

Im Betrachtungszeitraum waren in deutschen LWR-Anlagen 167 der 1340 meldepflichtigen Ereignisse auf korrosionsbedingte Ursachen zurückzuführen. Nur bei zwei der korrosionsbedingten Ereignisse handelte es sich um Ereignisse in der Ines Kategorie 1. Alle anderen Ereignisse waren der Ines Kategorie 0 zuzuordnen. Der Anteil korrosionsbe-

dingter Ereignisse am Gesamtaufkommen der Meldepflichtigen Ereignisse in deutschen LWR-Anlagen lag im Jahresmittel bei ca. 12,5%. Im Betrachtungszeitraum war hierbei kein offensichtlicher Trend erkennbar.

Die Auswertungen ergaben, dass sowohl im Inland als auch im Ausland etwa 90% der korrosionsbedingten Ereignisse bei den planmäßig durchgeführten Wartungs-, Inspektions- oder Prüfmaßnahmen einschließlich der regelmäßigen Begehungen erkannt wurden. Die übrigen korrosionsbedingten Ereignisse wurden durch die betrieblichen Überwachungseinrichtungen erkannt. Kein korrosionsbedingtes Ereignis führte zu einem Ansprechen von betrieblichen Schutzsystemen.

Die Analyse des Aufkommens der korrosionsbedingten Ereignisse unter Berücksichtigung des Errichtungszeitraums der deutschen LWR-Anlagen ergab keinen signifikanten Zusammenhang zwischen dem Alter der Anlage und den festgestellten Korrosionserscheinungen. Tendenziell traten in den DWR- bzw. SWR-Anlagen aus neueren Baureihen weniger korrosionsbedingte Ereignisse auf. Dies führen wir jedoch nicht ursächlich auf das geringere Alter der Anlagen, sondern vielmehr auf die Umsetzung der Anforderungen zurück, die aus den Ende der 80-er Jahre eingeführten BMU-BMI-Sicherheitskriterien, den RSK-Leitlinien sowie der Rahmenspezifikation Basissicherheit und den KTA-Regeln abgeleitet wurden.

Die Auswertung der Ereignisse ergab, dass trotz der hinsichtlich Vollständigkeit und Detaillierungstiefe differierenden Informationen zu korrosionsbedingten Ereignissen aus deutschen bzw. aus internationalen LWR-Anlagen ausgeprägte Gemeinsamkeiten bezüglich der Häufigkeit einzelner Korrosionsarten vorliegen. Dies ist bei Ereignissen mit Erosionskorrosion¹¹ sowie Flächen- bzw. Muldenkorrosion¹² der Fall.

Demgegenüber differiert der Anteil an Ereignissen mit interkristalliner Spannungsrisskorrosion an austenitischen Stählen (sensibilisiert oder unsensibilisiert) deutlich. Dem hohen Aufkommen dieser Korrosionsart in ausländischen Anlagen von 16,4% steht hier in deutschen Anlagen ein Anteil von 2,5% gegenüber.

Die aufgeführten Korrosionsarten wurden unter Berücksichtigung der davon betroffenen Systeme und Komponenten hinsichtlich ihrer Relevanz für weitere Analysen des Gefährdungspotentials bewertet. Anhand einer deterministisch durchgeführten Bewertung wur-

¹¹ an un- und niedriglegierten Stählen im Wasser-Dampf-Kreislauf bzw. an Kupferlegierungen in Kühlwasserkreisläufen; national: 16,4%, International: 39,3%.

¹² an un- und niedriglegierten Stählen mit und ohne Beschichtung im Bereich des Leitungs- und Kanalsystems bzw. in Nebenkühlwassersystemen; national: 25,8%, international: ca. 12%

de erkannt, dass keine der aufgeführten Korrosionsarten allein aus systemtechnischen Betrachtungen von den weitergehenden Betrachtungen auszuschließen war.

Die Bewertung mit probabilistischen Methoden führte nicht zu anderen Ergebnissen. Infolgedessen erfolgte die weitere Bewertung des Gefährdungspotentials für Komponenten in deutschen LWR-Anlagen durch die genannten Korrosionsarten unter Berücksichtigung folgender Aspekte:

- Charakteristische Merkmale, Randbedingungen und Ausbreitungsgeschwindigkeiten der einzelnen Korrosionsarten
- Mögliche Auswirkungen der korrosionsbedingten Werkstoffveränderungen auf das Leck-vor-Bruch-Postulat
- Festlegungen im deutschen kerntechnischen Regelwerk zu durchzuführenden Vorsorgemaßnahmen im Hinblick auf Korrosion
- Fähigkeit der zerstörungsfreien Prüfverfahren und der Sichtprüfung zur Erkennung von durch Korrosion verursachten Schädigungen
- Stand der wiederkehrenden Prüfungen drucktragender Komponenten in den Anlagen
- Maßnahmen der betrieblichen Überwachung von Ursachen und Folgen durch Schädigungen infolge Korrosion

Aus den zusammengestellten Ergebnissen lassen sich für deutsche LWR-Anlagen folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Durch gezielte Werkstoffwahl, definierte Fertigungsprozesse und spannungsmäßig optimierte Auslegung von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten wird der Möglichkeit von im Betrieb auftretenden Korrosionsschäden weitgehend vorgebeugt.
2. Die bruchmechanischen Bewertungen bestätigen, dass für Rohrleitungen, für die ein LvB-Verhalten in Anspruch genommen wird, Korrosion als systematischer Schädigungsmechanismus auszuschließen ist.
3. Das System der wiederkehrenden Prüfungen, betrieblichen Überwachung und vorbeugenden Inspektionen und Wartungen gewährleistet eine frühzeitige Erkennung von trotz der Vorbeugemaßnahmen dennoch auftretenden Korrosionserscheinungen.
4. Durch gezielte Auswertung von im In- und Ausland aufgetretenen Schäden werden neue Erkenntnisse erzielt und damit die bisherigen Vorbeuge- und Überwachungsmaßnahmen immer wieder optimiert.

Wir kommen daher zu dem Schluss, dass es keine gravierenden Änderungen im kerntechnischen Regelwerk bezüglich der Vorbeugung bzw. Erkennung von durch Korrosion verursachte Schäden in deutschen LWR-Anlagen geben muss.

In Auswertung der Ereignisse in Folge von Korrosion und der Randbedingungen für das Auftreten sowie den Auswirkungen auf den Betrieb ergaben sich nachfolgende Empfehlungen:

1. In den deutschen Anlagen ist zu prüfen, ob in den Überwachungsprogrammen die potentiell gefährdeten System- und Komponentenbereiche auch unter Berücksichtigung der Belange des Personenschutzes und Anlagenschutzes vollständig erfasst wurden.
2. Aufgrund der Erkenntnisse hinsichtlich der Empfindlichkeit nicht stabilisierter austenitischer aber auch stabilisierter austenitischer Stähle gegenüber IspRK kann eine Gefährdung von nicht wärmebehandelten kaltverformten Bauteilen aus stabilisierten austenitischen Stählen durch ISpRK nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dies gilt sowohl für SWR-Anlagen als auch für DWR-Anlagen. Wir empfehlen, für derartige Werkstoffe weitere geeignete Forschungen zur Erweiterung des Kenntnisstandes durchzuführen.
3. Wir empfehlen darüber hinaus repräsentative Prüfungen an sicherheitstechnisch wichtigen Bauteilen aus stark kaltverformten austenitischen Stählen in die WKP-Konzepte der SWR- aber auch der DWR-Anlagen einzubeziehen, sowie das entsprechende Regelwerk diesbezüglich zu ergänzen.

9 Abkürzungen

AtSMV	Verordnung über den kerntechnischen Sicherheitsbeauftragten und über die Meldung von Störfällen und sonstigen Ereignissen (Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung)
BfS	Bundesamt für Strahlenschutz, Salzgitter
BtrSiV	Betriebssicherheitsverordnung
DGRL	Druckgeräterichtlinie
DRK	Dehnungsinduzierte Risskorrosion
DWR	Druckwasserreaktoren

GRS	Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Köln
GW	Grundwerkstoff
IAEA	IAEA International Atomic Energy Agency, Wien
INES	International Nuclear Event Scale (INES)
ISpRK	Interkristalline Spannungsrisskorrosion
kfz	kubisch flächenzentriert
krz	kubisch raumzentriert
LWR	Leichtwasserreaktoren
ME	Meldepflichtiges Ereignis
MIC	Mikrobiologisch induzierte Korrosion
MT	Magnetpulverprüfung
NEA	Nuclear Energy Agency of the OECD
NRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPDE	OECD Piping Failure Data Exchange project
PT	Eindringprüfung
PWSCC	Pressure Water Stress Corrosion Cracking
RDB	Reaktordruckbehälter
RSK	Reaktorsicherheitskommission
RT	Durchstrahlungsprüfung
SG	Schweißgut
SKI	Swedish Nuclear Power Inspectorate
SWR	Siedewasserreaktoren
SWRK	Schwingungsrisskorrosion
TSpRK	Transkristalline Spannungsrisskorrosion
UT	Ultraschallprüfung
VT	Sichtprüfung
WEZ	Wärmeeinflusszone
WKP	Wiederkehrende Prüfung
WLN	Weiterleitungsnachricht
zfP	zerstörungsfreie Prüfung

10 Zitierte Unterlagen

- /2-1/ Risikomanagement
Wikipedia – Die freie Enzyklopädie
Seiten-ID: 27971315; Stand 17.02.2007
- /2-2/ Risk-Based Inspection – Base Resource Document
American Petrol Institute (API)
API-Publication 581, Ausgabe 1, Mai 2000
- /2-3/ Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes
Fassung vom 27. September 2002, BGBl. IS 3777
- /3-1/ Verordnung über den kerntechnischen Sicherheitsbeauftragten und über die Meldung von Störfällen und sonstigen Ereignissen (Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Melde- Verordnung – AtSMV)
Fassung vom 14.10.1992, BGBl. IS 1766,
zuletzt geändert am 18.06.2002, BGBl. IS 1869
- /4-1/ Application of International Nuclear Event Scale (INES) to events on failures occurred at nuclear facilities
Nuclear and Industrial Safety Agency (Japan),
Report PRI-05-15, 03.07.2005
- /4-2/ Kastner, W., Riedle, K., Tratz, H.
Experimentelle Untersuchungen zum Materialabtrag durch Erosionskorrosion
VGB Kraftwerkstechnik 64, Mai 1994, S. 452-465
- /4-3/ Wendler-Kalsch, Elsbeth, Gräfen, H.
Korrosionsschadenskunde
Springer Verlag, 1998, S. 268
- /4-4/ Hüper, Hermann;
Auswirkung betriebsbedingter Störungen auf die Korrosion von Kupferlegierungen in Meerwasser
Dr.-Ing. Dissertation, Universität Hannover, 1989

- /4-5/ DEHEMA Werkstofftabelle – Meerwasser
DEHEMA, Frankfurt, 1998
- /4-6/ DEHEMA Werkstofftabelle – Hochreines Wasser
DEHEMA, Frankfurt, 2005
- /4-7/ DEHEMA Werkstofftabelle – Trinkwasser
DEHEMA, Frankfurt, 1991
- /4-8/ RSK Stellungnahme vom 04.03.2004
Vorkommnis der Ines-Kategorie 3 im amerikanischen Kernkraftwerk Davis
Besse vom 6. März 2002, „Borsäurekorrosion am Reaktordruckbehälterde-
ckel und Schlussfolgerungen für deutsche Anlagen“
- /4-9/ U.S. Nuclear Regulatory Commission
U.S. plant experience with alloy 600 cracking and boric acid corrosion
of light-water reactor pressure vessel materials - NUREG 1823,
Washington, April 2005
- /4-10/ U.S. Nuclear Regulatory Commission
Information Notice 86-108, Washington, 29. Dezember 1986
- /4-11/ U.S. Nuclear Regulatory Commission
Generic Letter 88-05, Washington, 17.März 1988
- /4-12/ Ehrnstén, U., Hänninen, H. et. al
Intergranular cracking of AISI 316NG stainless steel in BWR environment
10th International Conference on Degradation of Materials
in Nuclear Power Systems – Water Reactors, NACE, 2002
- /4-13/ Gott, K.
Cracking data base as a basis for risk informed inspection
10th International Conference on Degradation of Materials
in Nuclear Power Systems – Water Reactors, NACE, 2002
- /4-14/ Ramp, K.S.; Gordon, G.M.
Fabrication and operation history considerations in assessing
relative SCC susceptibility of BWR components
5th International Conference on Degradation of Materials
in Nuclear Power Systems – Water Reactors, NACE, 1992

- /4-15/ Speidel, M.O.; Magdowski, R.
Environmental degradation assessment and life prediction
of nuclear piping made of stabilized austenitic stainless steels
Corrosion96, NACE, Houston, Paper 112
- /4-16/ Kanazawa, Y.; Tsubota, M.
Stress corrosion cracking of cold worked stainless steel
Corrosion94, NACE, Baltimore, Paper 237
- /4-17/ Tsubota, M.; Kanazawa, Y.; Inoue, H.
The effect of cold work on the SCC susceptibility
of austenitic stainless steels
7th International Conference on Degradation of Materials
in Nuclear Power Systems – Water Reactors, NACE, 1995
- /4-18/ Magdowski, R.; Speidel, M.O
Effect of cold work on the growth rates of stress corrosion cracks
in structural materials of nuclear systems
Corrosion96, NACE, Denver, Paper 112
- /4-19/ Andresen, P.H.
Effect of deformation on SCC of unsensitized stainless steel
Corrosion2000, NACE, Houston, Paper 203
- /4-20/ Andresen, P.L.; Emigh, P.W.; Morra, M.M.; Hickling, J.
Effects of primary water chemistry and deaerated water on SCC
12th International Conference on Degradation of Materials
in Nuclear Power Systems – Water Reactors, NACE, 2005
- /4-21/ Hüttner, F.
Zentrale Untersuchung und Auswertung von Herstellungsfehlern und Be-
triebsschäden im Hinblick auf druckführende Anlagenteile von Kernkraft-
werken – Technischer Bericht 4.3 : Einflussfaktoren auf interkristalline
Spannungsrisskorrosion in austenitischen rostfreien Stählen
BMU-Forschungsvorhaben SR2360, Juli 2003
- /4-22/ N.N.
Revision der VGB-Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leicht-
wasserreaktoren (VGB-RL 401J)
VGB Kraftwerkstechnik 76, März 1994, S. 238-239

- /4-23/ VGB-Richtlinie VGB-RL 401J
VGB-Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken
mit Leichtwasserreaktoren - 3. Ausgabe,
VGB-Kraftwerkstechnik, Verl. Techn.-Wiss. Schr., 2006
- /4-24/ Einfluss der Schwefelwasserstoff-Konzentration im Medium und der Höchst-
härte an Schweißnähten auf die wasserstoffinduzierte Spannungsrisskor-
rosion
Pircher, H.; Pöpperling, H.
gwf-gas/erdgas, 127 (1986) S.80ff
- /4-25/ Titz, J.T.
Mikrobiologische Probleme in kühlwasserführenden Systemen
– Vermeidung und Kontrolle
Haus d. Technik, Seminar: Mikrobielle Korrosion in Wasser, Essen,
22.05.2005
- /4-26/ Korkhaus, J., Titz, J.T., Wagner, G.H.
Mikrobiologische Werkstoffzerstörung – Simulation, Schadensfälle und
Gegenmaßnahmen: Lochfraß an Flusswasser-Rohrleitungen aus hochle-
gierten austenitischen Stählen durch mikrobielle Aktivität
Werkstoffe und Korrosion, 45 (1994), S. 87 – 95
- /4-27/ Weber, J.; Knopf, K.
Mikrobiologische Werkstoffzerstörung – Simulation, Schadensfälle und
Gegenmaßnahmen: Metallische Werkstoffe – Überblick
Werkstoffe und Korrosion, 45 (1994), S. 73 – 78
- /4-28/ VGB-Richtlinie VGB-R 455 P
Wasserbehandlung und Werkstoffeinsatz in Kühlsystemen
VGB-Kraftwerkstechnik, Verl. Techn.-Wiss. Schr., 2000.
- /4-29/ VGB-Richtlinie VGB-R116 H,
Konservierung von Kraftwerksanlagen
VGB-Kraftwerkstechnik, Verl. Techn.-Wiss. Schr., 01/1981
- /4-30/ Facharbeitskreis Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke:
Methodenband zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke
Stand: August 2005
BfS-SCHR-37/05, S. 27.

- /4-31/ GKN-1 (Gemeinschaftskraftwerk Neckarwestheim 1)
Meldung eines meldepflichtigen Ereignisses in Anlagen zur Spaltung von
Kernbrennstoffen
Meldung Nr. 03/2005 v. 02.02.2007 (endgültige Meldung)
- /5-1/ RSK-Leitlinien für Druckwasserreaktoren
3. Ausgabe vom 14. Oktober 1981
- /5-2/ Rahmenspezifikation Basissicherheit
2. Ausgabe vom 24. Januar 1979
- /5-3/ KTA-Regel 3201
Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren
Teil 1, Fassung 07/01
Teil 2, Fassung: 06/96 einschließlich Berichtigungen vom 13.07. und
22.07.2000 Teil 3, Fassung 11/03
Teil 4, Fassung 06/99
- /5-4/ KTA-Regel 3211
Druck- und aktivitätsführende Komponenten von Systemen außerhalb des
Primärkreises
Teil 1, Fassung 06/2000 einschließlich der Berichtigung vom 19.07.2001
Teil 2, Fassung 06/1992 einschließlich der Berichtigung vom 07.06.1994
Teil 3, Fassung 11/2003
Teil 4, Fassung 06/1996
- /5-5/ MPA Stuttgart
MPA/VGB Forschungsvorhaben 3.3
Darstellung der Nachweisverfahren zur Bewertung der Integrität von druck-
führenden Komponenten und Systemen
Teilbericht 3.3-2 Fassung 07/2003
- /5-6/ NUREG-0800 (Formerly NUREG-75/087)
Standard Review Plan
3.6.3 Leak-Before-Break Evaluation Procedures
Draft – August 1987
- /6-1/ KTA-Regel 3201.4
Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren
Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung
Fassung Juni 1999

- /6-2/ KTA-Regel 3211.4
Druck- und aktivitätsführende Komponenten von Systemen außerhalb des Primärkreises;
Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung
Stand: 06/1996
- /6-3/ VGB-Richtlinie VGB-RL 401J
VGB-Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren - 3. Ausgabe,
VGB-Kraftwerkstechnik, Verl. Techn.-Wiss. Schr., 2006
- /6-4/ DGZfP e.V.
VT2 Sichtprüfung; Aufbaukursus Stufe 2;
Unterlagen für den Unterricht
Auflage 1.2-1998
- /6-5/ Zerstörungsfreie Schweißnahtprüfung
Prof. Dr.-Ing. V. Wesling; Dr.-Ing. R. Reiter
Skript zur Vorlesung
Technische Universität Clausthal
- /6-6/ DGZfP e.V.
Z-PT/MT-3; Lehrgang Stufe 3; Unterlagen für den Unterricht
- /6-7/ Dickenmessung mit Ultraschall
Klaus Matthies u.a.
Herausgeber: DGZfP e.V.
2. Auflage 1998
- /6-8/ Präzise Wanddickenmessung an „In-liner“-Rohrleitungen mit Hilfe der Projektionsradiographie;
Yener Onel und Uwe Ewert, Berlin
Vortrag DGZfP Jahrestagung 2001
- /6-9/ Korrosionsmapping an Rohrleitungen
Uwe Zscherpel, Oleksandr Alekseychuk, Carsten Bellon, Uwe Ewert, sBAM Berlin Peter Rost, Markus Schmid, BASF AG, Ludwigshafen
Vortrag, DGZfP Jahrestagung 2002
- /6-10/ KTA-Regel 3204
Reaktordruckbehälter-Einbauten
Fassung 6/98

- /6-11/ Richtlinie 97/23/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Mai 1997 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Druckgeräte (Druckgeräterichtlinie)
Amtsblatt der EU Nr. L 181 vom 09/07/1997, S. 0001 – 0055
- /6-12/ Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes
Fassung vom 27. September 2002, BGBl. I 2002, 3777
- /6-13/ RSK Stellungnahme vom 04.03.2004
Vorkommnis der Ines-Kategorie 3 im amerikanischen Kernkraftwerk Davis Besse vom 6. März 2002, „Borsäurekorrosion am Reaktordruckbehälterdeckel und Schlussfolgerungen für deutsche Anlagen“
- /6-14/ KTA-Regel 3201
Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren
Teil 2: Auslegung, Konstruktion und Berechnung
Fassung: 06/96 einschließlich Berichtigungen vom 13.07. und 22.07.2000

Anhänge 1 - 5

Anhang 1

Erläuterungen zu den AtSMV- Meldekriterien für meldepflichtige Ereignisse

Für die Einstufung der meldepflichtigen Ereignisse in die Meldekategorien sind die Dringlichkeit der Information der Aufsichtsbehörde und die sicherheitstechnische Bedeutung der Ereignisse maßgeblich.

Kategorie S (Sofortmeldung - Meldefrist: unverzüglich)

Ereignisse, die der Aufsichtsbehörde unverzüglich gemeldet werden müssen, damit sie gegebenenfalls in kürzester Frist Prüfungen einleiten oder Maßnahmen veranlassen kann. Hierunter fallen auch die Vorkommnisse, die akute sicherheitstechnische Mängel aufzeigen.

Kategorie E (Eilmeldung - Meldefrist: innerhalb von 24 Stunden)

Ereignisse, die der Aufsichtsbehörde binnen 24 Stunden gemeldet werden müssen, damit sie gegebenenfalls in kurzer Frist Prüfungen einleiten oder Maßnahmen veranlassen kann. Hierunter fallen auch die Ereignisse, deren Ursache aus Sicherheitsgründen in kurzer Frist geklärt und gegebenenfalls in angemessener Zeit behoben werden muß. In der Regel handelt es sich dabei um sicherheitstechnisch potentiell - aber nicht unmittelbar - signifikante Ereignisse.

Kategorie N (Normalmeldung - Meldefrist: innerhalb von 5 Tagen)

Ereignisse, die der Aufsichtsbehörde gemeldet werden müssen, um eventuelle sicherheitstechnische Schwachstellen bereits im Vorfeld erkennen zu können. Dies sind in der Regel Ereignisse von geringer sicherheitstechnischer Bedeutung, die über routinemäßige betriebstechnische Ereignisse bei vorschriftsmäßigem Anlagenzustand und -betrieb hinausgehen. Unverfügbarkeiten von Komponenten/Systemen, die durch im Betriebshandbuch spezifizierte Prozeduren temporär beabsichtigt herbeigeführt werden, sind nicht meldepflichtig, wenn dies auch in der Sicherheitsspezifikation des BHB entsprechend berücksichtigt ist.

Kategorie V (Vor Beladung des Reaktors mit Brennelementen - Meldefrist: innerhalb von 10 Tagen)

Ereignisse, über die die Aufsichtsbehörde im Hinblick auf den späteren sicheren Betrieb der Anlage informiert werden muss.

(Quelle: Erläuterungen zu den AtSMV- Meldekriterien – Dez. 2004)

Anhang 2

Systematik der internationalen Bewertungsskala (INES)

STUFE / KURZ- BEZEICHNUNG	ASPEKTE		
	<u>Erster Aspekt:</u>	<u>Zweiter Aspekt:</u>	<u>Dritter Aspekt:</u>
	Radiologische Auswirkungen außerhalb der Anlage	Radiologische Auswirkungen innerhalb der Anlage	Beeinträchtigung der Sicherheitsvorkehrungen
7 Katastrophaler Unfall	Schwerste Freisetzung: Auswirkungen auf Gesundheit und Umwelt in einem weiten Umfeld		
6 Schwerer Unfall	Erhebliche Freisetzung: Voller Einsatz der Katastrophenschutzmaßnahmen		
5 Ernster Unfall	Begrenzte Freisetzung: Einsatz einzelner Katastrophenschutzmaßnahmen	Schwere Schaden am Reaktorkern/ an den radiologischen Barrieren	
4 Unfall	Geringe Freisetzung: Strahlenexposition der Bevölkerung etwa in der Höhe der natürlichen Strahlenexposition	Begrenzte Schaden am Reaktorkern/ an den radiologischen Barrieren Strahlenexposition beim Personal mit Todesfolge	
3 Ernster Störfall	Sehr geringe Freisetzung: Strahlenexposition der Bevölkerung in Höhe eines Bruchteils der natürlichen Strahlenexposition	Schwere Kontaminationen Akute Gesundheitsschaden beim Personal	Beinahe Unfall Weitgehender Ausfall der gestaffelten Sicherheitsvorkehrungen
2 Störfall		Erhebliche Kontamination Unzulässig hohe Strahlenexposition beim Personal	Störfall Begrenzter Ausfall der gestaffelten Sicherheitsvorkehrungen
1 Störung			Abweichung von den zulässigen Bereichen für den sicheren Betrieb der Anlage
0			Keine oder sehr geringe sicherheitstechnische Bedeutung

Die im Schema verwendeten Kriterien sind als allgemeine Umschreibungen zu verstehen.

(Quelle: BfS-Jahresbericht 2005 - Meldepflichtige Ereignisse in Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen in der Bundesrepublik Deutschland)

Anhang 3

Zusammenstellung der Regelwerke für die Anwendung der Zerstörungsfreien Prüfverfahren bei den wiederkehrenden Prüfungen im Betrieb

Folgende Regelwerke gelten für die Sichtprüfung:

DIN EN 13018	Sichtprüfung, Allgemeine Grundlagen
DIN EN ISO 8785	Oberflächenunvollkommenheiten; Begriffe, Definitionen und Kenngrößen
DIN EN 970,	Zerstörungsfreie Prüfung von Schmelzschweißnähten; Sichtprüfung
DIN 25435-4,	Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren Teil 4: Sichtprüfung

Folgende Regelwerke gelten für die Eindringprüfung:

DIN EN 571-1	Eindringprüfung Teil 1: Allgemeine Grundlagen
DIN EN 1289	Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen – Eindringprüfung von Schweißverbindungen – Zulässigkeitsgrenzen
DIN EN 1371-1	Gießereiwesen – Eindringprüfung – Teil 1: Sand-, Schwerkraftkokillen- und Niederdruckkokillenstücke
DIN EN 10228-2	Zerstörungsfreie Prüfung von Schmiedestücken aus Stahl – Teil 2: Eindringprüfung
DIN 25435-2	Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren Teil 2: Magnetpulver- und Farbeindringprüfung

Folgende Regelwerke gelten für die Magnetpulverprüfung:

DIN EN ISO 9934-1	Magnetpulverprüfung Teil 1: Allgemeine Grundlagen
-------------------	--

DIN EN 1290	Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen, Magnetpulverprüfung von Schweißverbindungen
DIN EN 1291	Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen, Magnetpulverprüfung von Schweißverbindungen – Zulässigkeitsgrenzen
DIN EN 1369	Gießereiwesen – Magnetpulverprüfung
DIN EN 10228-1	Zerstörungsfreie Prüfung von Schmiedestücken aus Stahl – Teil 1: Magnetpulverprüfung
DIN 25435-2	Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren Teil 2: Magnetpulver- und Farbeindringprüfung

Folgende Regelwerke gelten für die Ultraschallprüftechnik:

KTA-Regel 3201.4	Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung
KTA-Regel 3211.4	Druck- und aktivitätsführende Komponenten von Systemen außerhalb des Primärkreises Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung
DIN EN 583-2	Ultraschallprüfung Teil 2: Empfindlichkeits- und Entfernungsjustierung
DGZfP-Richtlinie	Wanddickenmessung

Folgende Regelwerke gelten für die Durchstrahlungsprüfung:

DIN 25435-7	Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren Teil 7: Durchstrahlungsprüfung
DIN EN 444	Zerstörungsfreie Prüfung, Grundlagen für die Durchstrahlung von metallischen Werkstoffen mit Röntgen- und Gammastrahlen
DIN EN 1435	Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen; Durchstrahlungsprüfung von Schmelzschweißverbindungen
DIN EN 12517	Zerstörungsfreie Prüfung von Schweißverbindungen; Durchstrahlungsprüfung von Schweißverbindungen – Zulässigkeitsgrenzen

DIN EN 12681 Gießereiwesen – Durchstrahlungsprüfung

Folgende Regelwerke gelten für die Wirbelstromprüfung:

DIN 25435-6: Wiederkehrende Prüfungen der Komponenten des Primärkreises
von Leichtwasserreaktoren
Teil 6: Wirbelstromprüfung von Dampferzeuger-Heizrohren

Anhang 4

Rechnerische Nachweisführung zu möglichen Auswirkungen der Korrosion auf das Leck-vor-Bruch-Postulat

Als Beispiel für die Bewertung der Auswirkungen von Korrosionserscheinungen wurde eine Rohrleitung im Speisewassersystem (RL-System innerhalb Containment) eines Druckwasserreaktors gewählt. Es handelt sich hierbei um eine ferritische Rohrleitung mit Schweißnaht und den folgenden Abmessungen, Werkstoffdaten und Belastungen:

- Geometriedaten
Außendurchmesser: $D_a = 168,3 \text{ mm}$
Wanddicke: $t = 12,5 \text{ mm}$
- Werkstoff und Belastungsangaben zum System
Werkstoff:
15 MnNi 63 (1.6210) / Betriebstemperatur 290°C
E-Modul: 210000 MPa
Querkontraktion: $\nu = 0,3$
Streckgrenze: $R_{p0,2T} = 210 \text{ MPa}$
Bruchgrenze: $R_{mT} = 400 \text{ MPa}$
Belastung an der Schweißnaht:
Innendruck: $p = 84 \text{ bar}$
Temperatur: 290°C
Biegemoment (Gewicht +Last): $1,4 \text{ kNm}$
Biegemoment (Wärmedehnung): $24,97 \text{ kNm}$

Den folgenden qualitativen Untersuchungen haben wir einen Umfangsfehler mit halbeliptischer Fehlergeometrie für rissartige Fehler zu Grunde gelegt, der über die beiden Halbachsen Fehlertiefe a und halbe Fehlerlänge c beschrieben wird. Für muldenförmigen Abtrag haben wir einen halbkreisförmigen Fehler ($a/c = 1$) betrachtet. Im Einzelnen wurden die Auswirkungen folgender Veränderungen bzw. Einflussparameter an einer ferritischen Rohrleitung des Speisewassersystems einer DWR-Anlage auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten untersucht:

- Die Schwächung der Wanddicken
- Die Fehlergeometrie
- Der Spannungszustand im Bauteil
- Die Bruchzähigkeit des Werkstoffes.

– Flächenförmiger Abtrag und Risse

Die Erscheinungsform „Flächenförmiger Abtrag“ wurde in den Analysen durch eine unterstellte globale Wanddickenverschächung von 2,5 mm berücksichtigt. Die Untersuchung des flächenförmigen Abtrags erfolgt mit einem ellipsenförmigen Fehler ($a/c=0,5$ „Standardfehler“) als auch mit einem halbrundförmigen Fehler ($a/c=1$ mit maximaler Fehlertiefe). Hiermit wird zusätzlich der Einfluss der Fehlergeometrie beispielhaft dargestellt, so dass verschiedene Korrosionsarten bzw. unterschiedliche Korrosionsmechanismen abgedeckt werden. Um Aussagen über Veränderungen der Bauteilgeometrie bzw. der Wanddicke treffen zu können, werden verschiedene geometrische Verhältnisse für die oben angegebene Rohrkonfiguration bruchmechanisch untersucht.

- Fehlergeometrie 1
Fehlertiefe $a=6,25$ mm
Fehlerlänge $2c=25$ mm mit $a/c=0,5$ (ellipsenförmiger Fehler)
- Fehlergeometrie 2
Fehlertiefe $a=3$ mm
Fehlerlänge $2c=12$ mm mit $a/c=0,5$ (ellipsenförmiger Fehler)
- Fehlergeometrie 3
Fehlertiefe $a=3$ mm
Fehlerlänge $2c=6$ mm mit $a/c=1$ (halbkreisförmiger Fehler)

Die Veränderung der Wanddicke um 20% von $t=12,5$ mm auf $t=10$ mm bei gleichem Außenradius bedeutet für dieses Beispiel eine Zunahme der Spannungsintensität bei gleichen Fehlerabmessungen ($a=6,25$ mm, $c=12,5$ mm, $a/c=0,5$):

Auswertung	Spannungsintensitätsfaktor in Tiefenrichtung K_a [MPam ^{0,5}]	Spannungsintensitätsfaktor in Längsrichtung K_c [MPam ^{0,5}]
Wanddicke $t=12,5$ mm, $a/c = 0,5$	18,36	15,18
Wanddicke $t=10,0$ mm, $a/c = 0,5$	23,77	20,24
Absolutdifferenz	5,41	5,06
Prozentuale Veränderung	29,5%	33%

Tabelle 1: Einfluss des korrosionsbedingten flächenförmigen Abtrags bei einem ellipsenförmigen Fehler

Aus den Ergebnissen in Tabelle 1 ist zu ersehen, dass ein flächenförmiger Abtrag, der eine 20%-ige Wandverschwächung zur Folge hat, zu einem Anstieg der Spannungsintensitätsfaktoren um ca. 30% führt. In Längsrichtung ist der Anstieg der Spannungsintensitätsfaktoren geringfügig höher als in Tiefenrichtung, was sich tendenziell negativ auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten auswirkt.

Bei einem weiteren flächenförmigen Abtrag auf 6 mm Restwandstärke erhalten wir für eine Risstiefe von $a=3$ mm für unterschiedliche Fehlergeometrien ($a/c=0,5$ und $a/c=1$) folgende Ergebnisse:

Auswertung	Spannungsintensitätsfaktor in Tiefenrichtung K_a [MPam ^{0,5}]	Spannungsintensitätsfaktor in Längsrichtung K_c [MPam ^{0,5}]
Wanddicke $t=6$ mm, $a/c = 0,5$	25,23	21,42
Wanddicke $t=6$ mm, $a/c = 1,0$	18,03	20,64
Absolutdifferenz	7,2	0,78
Prozentuale Veränderung	39,9 %	3,7 %

Tabelle 2: Einfluss der geometrischen Fehlerform Ellipse zu Halbkreis

Für eine Fehlergeometrie mit rissartigem Charakter (Verhältnis Tiefe zu Länge $\ll 1,0$, im Beispiel $a/c=0,5$) ergibt sich gegenüber einem muldenförmigen Abtrag (Fehlergeometrie: $a/c=1$) ein um etwa 40% höherer Spannungsintensitätsfaktor in Tiefenrichtung. Tiefe kurze Fehler führen eher zu einem Leck-vor-Bruch-Verhalten als flache lange Fehler. Problematisch hinsichtlich des Leck-vor-Bruchverhaltens sind daher alle Korrosionsarten, in deren Folge rissartige, d. h. lange, flache Fehler entstehen können.

– Muldenförmiger Abtrag

Es werden zwei verschiedene Spannungszustände (mit und ohne Korrosion) untersucht, um Aussagen über das Verhalten bei Veränderung von Spannungszuständen treffen zu können. Die Untersuchungen werden mit dem Finite-Elemente-(FE)-Verfahren durchgeführt, um die Spannungsverteilung im betrachteten Rohrbauteil und seine Veränderungen aufgrund eines muldenförmigen Abtrages zu ermitteln.

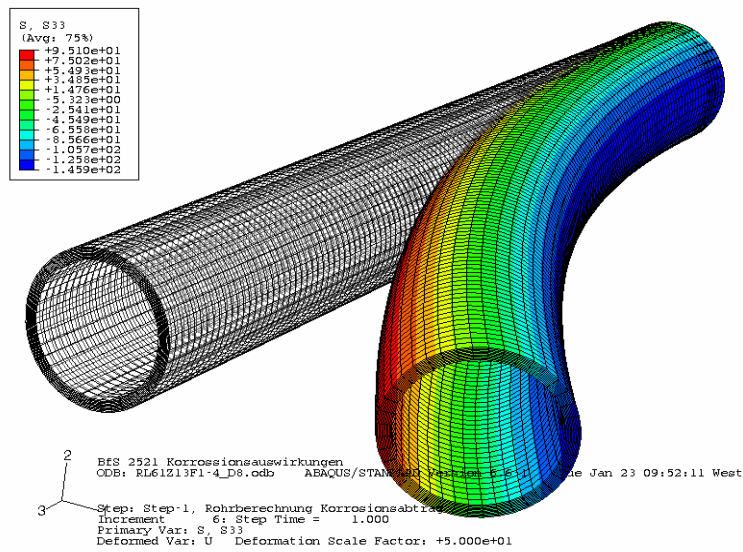


Abb. 1: Contourplot der Axialspannungen im Rohr (verformte und unverformte Struktur sind dargestellt)

Diesem Rechnungsvergleich liegt ein Modell (Abbildung 2) mit einer muldenförmigen Korrosion (Muldenausdehnung von etwa 13x6 mm² auf der Rohrinnenfläche bei Schwächung auf die halbe Wanddicke, t = 6,25 mm) zu Grunde. Das FE-Modell ist in den Abbildungen 1 und 3 mit den Spannungsergebnissen dargestellt.

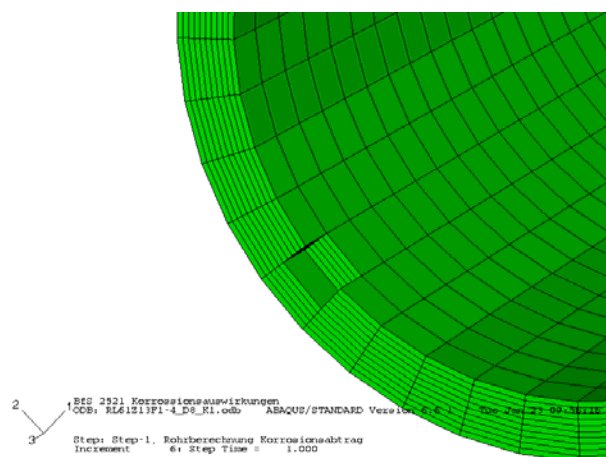


Abb. 2: Finite Elemente Modell zur „Muldenkorrosion“

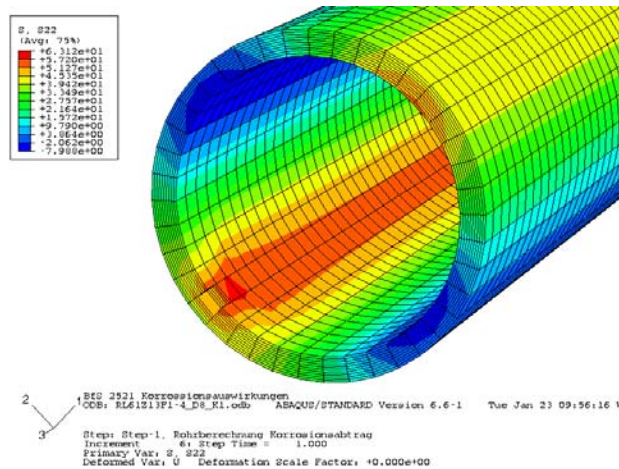


Abb. 3: Spannungsfeld bei „Muldenkorrosion“

In Abbildung 4 ist die Veränderung der Spannungen (mit und ohne Korrosion) für die jeweilige Spannungskomponente (Axialspannung-S33, Radialspannung-S11, Umfangsspannung-S22) und die Vergleichsspannung gemäß der Gestaltänderungsenergiehypothese nach v.Mises dargestellt. Die Vergleichsspannung geht in die eigentliche Berechnung der Spannungsintensitätsfaktoren nicht ein.

Bei Betrachtung der Vergleichsspannung ist zu erkennen, dass an der Rohrrinnenseite der Unterschied in der Beanspruchung zwischen korrosionsfreiem Zustand und mit Korrosion am größten ist. Die Axialspannungen sind zudem größer als die Umfangsspannungen und diese größer als die Radialspannungen. Daher wurde der Umfangsfehler und nicht der Axialfehler als relevante konservativ abdeckende Fehlerorientierung ausgewählt. Die höheren Axialspannungen sorgen für ein Öffnen des Risses beim Umfangsfehler, da die Axialspannungen beim Umfangsfehler senkrecht auf den Rissflanken stehen.

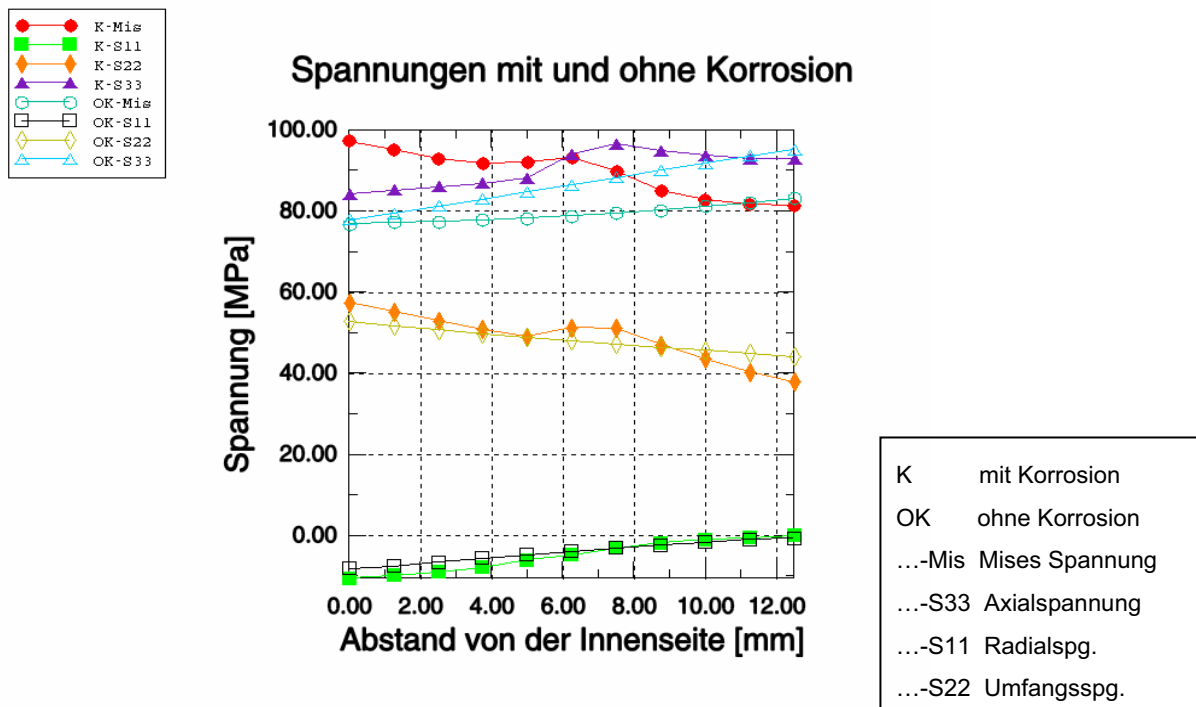


Abb. 4: Spannungsverläufe im Vergleich (mit und ohne Korrosion)

Im Folgenden werden die Spannungsintensitätsfaktoren analytisch aus den Spannungsverläufen (Axialspannungen für die Belastungen mit und ohne Korrosion aus Abbildung 4) berechnet. Dies veranschaulicht die bruchmechanischen Auswirkungen die von einer Muldenkorrosion ausgehen. Die bruchmechanischen Auswirkungen für diesen gerechneten Korrosionsfall werden in der Tabelle 3 dargestellt.

Rechnung	Spannungsintensitätsfaktor K_a	Spannungsintensitätsfaktor K_c
... mit Korrosion	11,88	9,715
... ohne Korrosion	11,15	9,065
Veränderung (prozentual)	6,5%	7%

Tabelle 3: Änderung des Spannungsintensitätsfaktors durch Veränderung der Spannungsverteilung

Die Muldenkorrosion hat damit nur geringe Auswirkungen auf die Spannungsintensitätsfaktoren. D. h. eine lokal begrenzte tiefe Schädigung des Materials hat einen geringen Einfluss auf das Leck-vor-Bruch-Verhalten von Rohrleitungen.

– Bruchzähigkeit des Werkstoffes

Untersucht wird die Auswirkung der Änderung der Bruchzähigkeit auf die Spannungsintensitätsfaktoren für das bereits untersuchte Rohr (s.o.). Hierzu haben wir zwei Rechnungen mit der für das Rohrmaterial realistischen Bruchzähigkeit von $189 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ und einer um gut 30% übersteigerten Bruchzähigkeit von $250 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ durchgeführt.

Berechnung 1: realistische Bruchzähigkeit – $K_{\text{mat}}=189 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$

Berechnung 2: übersteigerte Bruchzähigkeit – $K_{\text{mat}}=250 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$

Diese Berechnung haben wir in einem Versagensdiagramm (dem sogenannten Failure-Assessment-(FAD)Diagramm) Abbildung 5 dargestellt. Aus dem Versagensdiagramm ist zu erkennen, dass der berechnete Punkt einen großen Abstand zur Versagenslinie (Assessment Line) einhält und somit für diesen Belastungsfall sich die Veränderung der Bruchzähigkeit nur minimal auf die ausgewiesene Sicherheit auswirkt.

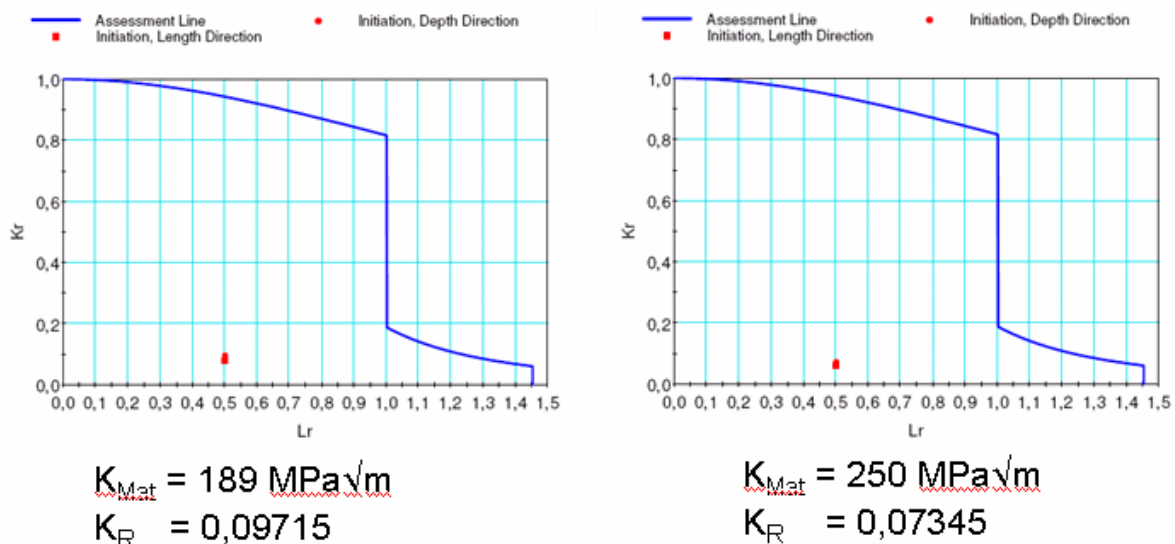


Abb. 5: Auswertung in einem Versagensdiagramm (Failure-Assessment-Diagramm)

– Beispielrechnung für LvB

In einer Berechnung wird der Rissfortschritt durch zyklische Belastung exemplarisch für einen halbelliptischen Ausgangsfehler ($a=6,25 \text{ mm}$, $c=12,5 \text{ mm}$) ermittelt. Der Wand-

durchriss erfolgt nach etwa $1,3E+08$ Zyklen. Der Wanddurchriss hat eine Risslänge von $c_{\text{Durch}}=17,37$ mm.

In Abbildung 6 wurde dieser Zustand in ein FAD-Diagramm eingetragen; es ergibt sich ein großer Abstand zu den kritischen Werten markiert durch die Versagenskurve.

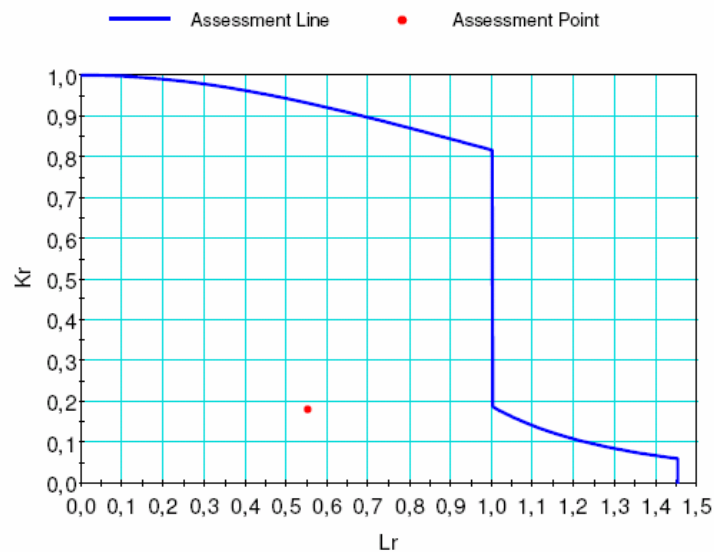


Abb. 6: Versagensdiagramm bzw. FAD-Diagramm für die Durchrisslänge

In einer Leckflächenberechnung wurde die zur Durchrisslänge gehörende Leckfläche mit $A_{\text{Leck}}=1,33$ mm² berechnet.

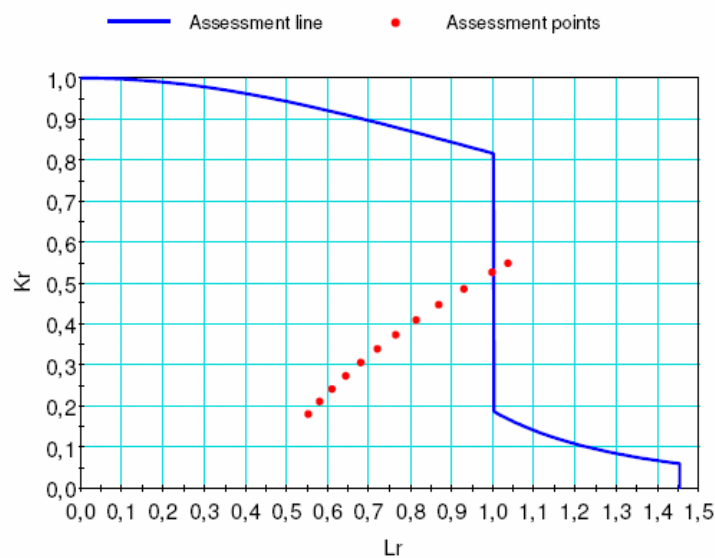


Abb. 7: Grafische Bestimmung der kritischen Risslänge

In der Berechnung wird in einem iterativen Verfahren die kritische Risslänge zu etwa $c_{krit}=67,37$ mm bestimmt.

Daraus resultiert ein großer Abstand zur Durchriszlänge $c_{Durch} \ll c_{krit}$.

Bei verminderter Wanddicke z. B. auf Grund von Erosionskorrosion wird bei gleicher Belastung und gleichem Anfangsfehler die kritische Durchriszlänge geringer. Somit verringert sich das Verhältnis kritische Risslänge zur Durchriszlänge, welches charakteristisch für das LvB-Verhalten ist.

Anhang 5

Beispiele für Festlegungen in den KTA-Regeln im Hinblick auf Korrosion und zur Kaltverformung/Kaltverfestigung mit Bezug auf Spannungsrisskorrosion an austenitischen Werkstoffen

(Originaltextpassagen aus den entsprechenden KTA-Regeln)

KTA-Regel 3201.1 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren; Teil 1: Werkstoffe und Erzeugnisformen

3.2.4.3 Anforderungen an austenitische Werkstoffe

(5) Der Werkstoff muss unter den vorgesehenen Verarbeitungsbedingungen, insbesondere nach dem Schweißen oder nach einer Wärmebehandlung, beständig gegen interkristalline Korrosion sein.

Anhang A 3 Nichtrostende austenitische Walz- und Schmiedestähle

A 3.5.4 Kaltumformen

(1) Die Stähle sind im allgemeinen für eine Kaltumformung geeignet. Dabei ist zu beachten, daß durch eine Kaltumformung die Eigenschaften verändert werden. Nach einem Kaltumformen ist daher eine Wärmebehandlung nach Kapitel A 3.4 erforderlich.

(2) Wenn die Erzeugnisse vor dem Kaltumformen im Wärmebehandlungszustand nach Abschnitt A 3.4 oder einem gleichwertigen Zustand (siehe Abschnitte A 3.5.3 Absätze 2 und 3) vorgelegen haben, sind Kaltumformungen gleich oder kleiner als 5 % oder Richten mit vergleichbarem Umformgrad auch ohne anschließende Wärmebehandlung nach Abschnitt A 3.4 zulässig, sofern keine anderen Festlegungen getroffen wurden.

(3) Kaltumformungen größer als 5 % bis gleich oder kleiner als 10 % ohne anschließende Wärmebehandlung nach Abschnitt A 3.4 sind nur nach Begutachtung des Verfahrens durch den Sachverständigen und mit Zustimmung des Bestellers zulässig.

(4) Für Kaltbiegungen aus Rohren mit größer als DN 50 bis gleich oder kleiner als DN 150 mit unverformten Enden darf die Wärmebehandlung entfallen, wenn im Rahmen der Verfahrensbegutachtung dem Sachverständigen nachgewiesen wurde, daß nach dem Biegen die Bruchdehnung A5 einen Wert von 15 % und die

Gleichmaßdehnung einen Wert von etwa 5 % nicht unterschreiten wird. Für die übrigen mechanisch- technologischen Eigenschaften 0,2%-Dehngrenze, 1,0%-Dehngrenze, Zugfestigkeit sowie Kerbschlagarbeit gelten dabei die Mindestanforderungen für das Ausgangsrohr.

(5) Im Bereich von Kaltbiegungen sind Warmarbeiten wie Warmrichten oder Schweißen nicht zulässig. Bei anderen Arbeiten in diesem Bereich ist auf den kaltverformten Zustand Rücksicht zu nehmen.

(6) Das Kaltbiegen von Rohren mit größer als DN 150 ist im Einzelfall mit dem Sachverständigen zu vereinbaren.

Anhang G (informativ) - Änderungen gegenüber der Fassung 6/90 und Erläuterungen

(5) Für neu zu fertigende, heißgehende (Betriebstemperatur ≥ 200 °C), reaktorwasserführende Rohrleitungen und Komponenten von Siedewasserreaktoren darf nur noch die Stahlsorte X6CrNiNb18-10S mit einer gegenüber der Normalausführung eingeschränkten chemischen Zusammensetzung verwendet werden. Entsprechende Regelungen sind in die Abschnitte 22.1, 23.1 und 24.1 sowie in den Abschnitt A 3, Tabelle A 3-1 eingearbeitet worden.

Im Einzelnen wurden folgende Änderungen vorgenommen:

für die drei schon bisher in der Tabelle A 3-1 aufgeführten Stahlsorten wurde der zulässige Schwefelanteil auf maximal 0,015 % abgesenkt (Verbesserung des Reinheitsgrades, Anpassung an DIN 17 440, Ausgabe 9/96),

für die Stahlsorte X6CrNiNb18-10S wurde der Mindestanteil an Niob auf 10 x (% C) erhöht (Verbesserung der Beständigkeit gegen interkristalline Korrosion, Anpassung an DIN 17 440, Ausgabe 9/96),

für die modifizierte Stahlsorte nach Tabelle A 3-1 Fußnote 4 wurden:

der zulässige Kohlenstoffanteil auf maximal 0,03 % abgesenkt (Verbesserung der Beständigkeit gegen interkristalline Korrosion),

die zulässigen Anteile an Phosphor und Schwefel auf maximal 0,025 % bzw. maximal 0,010 % abgesenkt (Verbesserung des Reinheitsgrades, möglicherweise Verringerung der Empfindlichkeit gegen interkristalline Spannungsrisskorrosion),

der zulässige Siliziumanteil auf maximal 0,5 % abgesenkt (ergibt sich während der Stahlherstellung bei Einstellung von Phosphoranteilen unter 0,025 %),

der Chromanteil auf $18,0 \leq (\% \text{ Cr}) \leq 19,0$ eingeschränkt (Verringerung der Sensibilisierungsneigung),

für die Anteile an Bor und Stickstoff keine Grenzwerte vorgegeben; die nach der Schmelzenanalyse ermittelten Anteile müssen jedoch in der Prüfbescheinigung ausgewiesen werden, damit etwaige signifikante Änderungen und deren Auswirkungen sofort erfasst werden können.

Die Einschränkung der Stahlsorten zur Herstellung neuer, heißgehender (Betriebstemperatur $\geq 200 \text{ °C}$), reaktorwasserführende Rohrleitungen und Komponenten von Siedewasserreaktoren war notwendig geworden, nachdem aus Untersuchungen an Rohrleitungssystemen von Siedewasserreaktoren die Erkenntnis gewonnen worden war, daß auch stabilisierte nichtrostende austenitische Stähle unter bestimmten Bedingungen gegen interkristalline Spannungsrisskorrosion anfällig sein können.

Die bisher vorliegenden Untersuchungsergebnisse berechtigen zu der Annahme, daß bei Mediumtemperaturen unterhalb von 200 °C innerhalb der geplanten Betriebsdauer von Siedewasserreaktoren unter den dort herrschenden Bedingungen bei der modifizierten Stahlsorte X6CrNiNb18-10S keine Anfälligkeit gegen interkristalline Spannungsrisskorrosion zu erwarten ist. Nach Abschluss der z. Z. noch laufenden Untersuchungen soll die jetzt festgelegte Grenztemperatur noch einmal überprüft werden.

Der Phosphor- und Schwefelgehalt der modifizierten Stahlsorte X6CrNiNb18-10S ist eingeschränkt worden, weil beim derzeitigen Kenntnisstand nicht ganz ausgeschlossen werden kann, dass Phosphor- und Schwefelseigerungen die Empfindlichkeit gegen interkristalline Spannungsrisskorrosion möglicherweise auch nur synergistisch verstärken.

**KTA-Regel 3201.2 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren;
Teil 2: Auslegung, Konstruktion und Berechnung**

4.5 Korrosion und Erosion

Der Korrosion (z.B. interkristalliner Spannungsrisskorrosion an austenitischen Bauteilen unter SWR-Bedingungen und dehnungsinduzierter Risskorrosion bei unplattierten ferritischen Bauteilen in sauerstoffhaltigem Hochtemperaturwasser) und der Erosion ist durch die Wahl geeigneter Werkstoffe, Dimensionierung, kon-

strukture und spannungsgerechte Gestaltung, verfahrenstechnische Maßnahmen oder fertigungstechnische Maßnahmen (z.B. Plattierung oder Auftragsschweißung des Grundwerkstoffes, Vermeidung enger Spalte) zu begegnen.

H i n w e i s:

Gesonderte Festlegungen zur Vermeidung und Erkennung sind in der Regel KTA 3201.4 enthalten.

**KTA-Regel 3201.3 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren;
Teil 3: Herstellung**

7.3 Kaltumformen

(1) Das Kaltumformen von Bauteilen aus ferritischen Stählen muss innerhalb des Temperaturbereichs zwischen Raumtemperatur und zulässiger Temperatur für das Spannungsarmglühen erfolgen. Beim Kaltumformen ferritischer Bauteile ist sicherzustellen, dass während des Umformvorgangs die zulässige Temperatur nicht überschritten wird.

(2) Das Kaltumformen von Bauteilen aus austenitischen Stählen oder Nickelbasislegierungen soll unterhalb 400 °C erfolgen. Bei Überschreitung dieser Temperatur ist einmalig nachzuweisen, dass die Werkstoffeigenschaften erhalten bleiben.

(3) Erzeugnisformen, die kalt umgeformt werden sollen, müssen vor dem Umformen nach KTA 3201.1 wärmebehandelt und geprüft sein.

(4) Kaltumgeformte Bauteile sind abhängig vom Kaltumformgrad entsprechend den Festlegungen von KTA 3201.1 einer Wärmebehandlung zu unterziehen. Andernfalls ist bei der Überprüfung des Umformverfahrens der Nachweis zu erbringen, dass die in KTA 3201.1 festgelegten Werkstoffeigenschaften - gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Schweißungen - im Hinblick auf die Verwendung des Bauteils eingehalten werden.

(5) Bei kaltumgeformten Rohren aus austenitischen Stählen mit Kaltumformgraden größer als 5 %, die keiner Wärmebehandlung unterzogen werden, ist auch der Einfluß der Kaltumformung auf die Korrosionsbeständigkeit zu berücksichtigen. Der Kaltumformgrad ist aus dem Rohraußendurchmesser d_a , der Wanddicke s und dem mittleren Biegeradius R_m zu ermitteln nach (Formel)

7.4.3 Umgeformte Rohre

7.4.3.1 Eignungsnachweis des Umformverfahrens

(1) Vor Aufnahme der Fertigung ist an einem umgeformten Abschnitt oder an einem mitlaufenden entsprechend umgeformten Prüfstück nachzuweisen, daß das Umformverfahren geeignet ist.

(2) Für den Eignungsnachweis sind folgende Unterlagen (soweit erforderlich) gemäß Abschnitt 4 vom Hersteller anzufertigen und vom Sachverständigen zu überprüfen: a) Prüffolgeplan, b) Wärmebehandlungsplan, c) Werkstoffprüf- und Probenentnahmeplan, d) Prüfanweisungen für zerstörungsfreie Prüfungen.

(3) Bei dem Eignungsnachweis sind zu berücksichtigen: a) Umformverfahren, b) Umformgrad oder Verhältnis R_m/d_a mit R_m : mittlerer Biegeradius d_a : Außendurchmesser, c) Wanddicke, d) Wärmeführung beim Umformen, e) Wärmenachbehandlung, f) Werkstoff, g) Wärmebehandlungszustand vor dem Biegen.

(4) Die durchzuführenden Prüfungen zum Nachweis der Eignung sind unter Berücksichtigung bereits vorliegender Untersuchungsergebnisse mit dem Sachverständigen zu vereinbaren. Ein größerer Umformgrad schließt unter Berücksichtigung von Wanddicke und Wärmeführung geringere Umformgrade ein. Der Eignungsnachweis gilt grundsätzlich für den untersuchten Werkstoff. Bei austenitischen Stählen gilt der Eignungsnachweis für das Kaltumformen bezüglich der mechanisch-technologischen Eigenschaften auch dann als erbracht, wenn er für einen anderen austenitischen Werkstoff geführt wurde. Der Nachweis der Korrosionsbeständigkeit unter Berücksichtigung der Kaltverformung ist werkstoffabhängig zu erbringen; dies darf herstellerunabhängig erfolgen.

Anhang F (informativ) - Änderungen gegenüber der Fassung 12/87 und Erläuterungen

(2) Da aus Untersuchungen an Rohrleitungssystemen von Siedewasserreaktoren die Erkenntnis gewonnen worden war, dass auch stabilisierte nichtrostende austenitische Stähle unter bestimmten Bedingungen gegen interkristalline Spannungsrisskorrosion anfällig sein können, wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- Schweißprotokolle wurden in die Endablage übernommen (Tabelle 4-2).
- Die Forderungen hinsichtlich eines wurzelseitigen Beschleifens wurden präzisiert (Abschnitt 6.1 Absatz 2).

- Die bei der Fertigung einzuhaltenden Forderungen hinsichtlich äußerer Befunde und Kantenversatz (Abschnitte 6.4.1.1 und 6.4.1.2) wurden präzisiert.
- Es wurde festgelegt, Reparaturschweißungen im Wurzelbereich von einseitig geschweißten Rohrleitungsnähten zu vermeiden (Abschnitt 6.6.2.1 Absatz 1).
- Der Nachweis der Korrosionsbeständigkeit hat unter Berücksichtigung der Kaltverformung zu erfolgen (Abschnitt 7.4.3.1 Absatz 4).
- Für heißgehende, reaktorwasserführende Rohrleitungen und Komponenten in SWR-Anlagen gemäß den Zusatzforderungen nach KTA 3201.1 Tabelle A 3-1 Fußnote 4 sind Schweißzusätze mit geeigneten Analyseneingrenzungen (Low-Carbon-Qualität) zu verwenden.
- Eine Grundwerkstoffschmelze, die dem zugeordneten Bauteil nicht gleich ist, darf für weitere Arbeitsprüfungen verwendet werden. Dabei sollen alle eingesetzten Grundwerkstoffschmelzen hinsichtlich Verarbeitung und Korrosionsbeständigkeit abgedeckt sein (Abschnitt 12.1.2.1).

Mit den damit in dieser Regel enthaltenen Festlegungen sind die derzeit für notwendig gehaltenen Maßnahmen für austenitische Rohrleitungssysteme in SWR-Anlagen berücksichtigt, wie sie auch bei Austauschmaßnahmen in verschiedenen SWR-Anlagen zur Anwendung kamen.

(3) Bei Schweißungen aus Nickelbasislegierungen musste für die Prüfung der Schweißer (Abschnitt 5.3) auf den Entwurf DIN 8561 (6/92) Bezug genommen werden, da weder eine verabschiedete DIN-Norm, noch eine entsprechende europäische Norm vorliegt. Die Anwendung dieses Entwurfs wird vom DIN empfohlen.

(4) Zur Ermittlung des Kaltumformgrades wurde eine Formel ergänzt (Abschnitt 7.3).

(5) Die Regelungen für den Geltungsbereich von Verfahrensprüfungen bezüglich Wanddicken und Rohrdurchmesser wurden an das AD-Merkblatt HP 2/1 (12/96) in Verbindung mit DIN EN 288-3 (2/92) angepasst (Abschnitte 10.2 und 10.3), wobei gleichzeitig die Einschränkungen der bisherigen Regel KTA 3201.3 (12/87) berücksichtigt wurden. Dadurch wird sichergestellt, dass die konventionellen Regeln eingehalten werden.

(6) Die bisherigen Festlegungen zur Prüfung auf „Korrosionsbeständigkeit“ (Abschnitt 10.3.2.4), die über das normale Maß der IK-Prüfung nach DIN 50 914 hinausgehen, sind zum Zeitpunkt der Verabschiedung der Regel KTA 3201.3 im Jahre 1987 vor dem Hintergrund getroffen worden, dass unter üblichen wasserchemischen Bedingungen im Primärkreis von Leichtwasserreaktoren (DWR und SWR) kein Anlass zu Bedenken im Hinblick auf die Korrosionsbeständigkeit besteht.

Für DWR-Anlagen sind die seinerzeitigen Voraussetzungen für die Formulierung des o.g. Abschnittes nach wie vor erfüllt. Nach den in den Jahren 1991 bis 1994 aufgetretenen Rissbefunden in Rohrleitungen der druckführenden Umschließung von Siedewasserreaktoren sind die bisherigen KTA-Festlegungen zu o.g. Punkt für SWR-Anlagen nochmals geprüft worden. Dabei wurde festgestellt, dass nach derzeitigem Stand des Wissens zu dem Abschnitt „Prüfungen auf Korrosionsbeständigkeit“ im Hinblick auf SWR-Anlagen (für DWR-Anlagen besteht kein Regelungsbedarf) noch nicht genügend Ergebnisse vorliegen, die zum jetzigen Zeitpunkt bereits in eine KTA-Regel umgesetzt werden könnten. Dies muss einem späteren Zeitpunkt vorbehalten bleiben.

KTA-Regel 3201.4 Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren;
Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung

1. Anwendungsbereich

(10) Schädigungsmechanismen, betriebsbedingte

Betriebsbedingte Schädigungsmechanismen sind Mechanismen, welche für die Integrität einer Komponente unter den gegebenen Einsatzbedingungen von Bedeutung sind (z.B. Ermüdung, Korrosion).

4.2.6 Gezielte Sichtprüfung

(1) Die gezielte Sichtprüfung wird durchgeführt zur eindeutigen Erkennung spezifizierter Merkmale (z.B. Erosion, Korrosion, Rissbildung) im Prüfbereich.

Prüfabschnitt	Prüfverfahren/ Prüftechnik	Fehlerorientierung	Prüfumfang DWR	Prüfumfang SWR	Prüfintervalle
Schweißnähte an Geradrohren und Krümmern DN ≥ 250	MP oder US	I, q	<ul style="list-style-type: none"> - Alle Anschlußnähte an den Reaktordruckbehälter ⁴⁾ - Verbindungs- und (sofern vorhanden) Längsnähte des höchstbelasteten Krümmers je Loop - Je Loop eine weitere Naht, die von Prüfintervall zu Prüfintervall wechselt. <p>Es ist jeweils die äußere und innere Oberfläche mit ihrem oberflächennahen Bereich über die gesamte Nahtlänge zu prüfen.</p>	<p>30 % aller Rohrleitungsnahte, die sich aus folgenden Teilmengen zusammensetzen:</p> <p>a) Alle Anschlüsse am Reaktordruckbehälter ³⁾</p> <p>b) Weitere Anschluß- und Verbindungsnahte, die nach folgenden Kriterien festzulegen sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Anschlußnahte an Behältern, Armaturen, Pumpen, - Verbindungsnahte von T-Stücken und Krümmern, - Betriebliche Beanspruchung, auch unter Berücksichtigung von Korrosion, - Werkstoffpaarungen (nur ferritisch), - Fertigungsqualität bezüglich Nahtoberfläche. <p>c) 4 % aller sonstigen Anschluß- und Verbindungsnahte auch in Rohrleitungen mit stagnierendem Dampf, die von Prüfzyklus zu Prüfzyklus wechseln, in Abstimmung mit dem Sachverständigen.</p> <p>Es ist jeweils die äußere und innere Oberfläche mit ihrem oberflächennahen Bereich über die gesamte Nahtlänge zu prüfen.</p>	Innerhalb von 5 Jahren halbe Anzahl der Loops (DWR) oder Stränge (SWR), wobei in 2 aufeinanderfolgenden Prüfintervallen die gesamte Anzahl Loops oder Stränge erfaßt wird.

Tabelle 5-6: Wiederkehrende Prüfungen an ferritischen Rohrleitungen (Auszug)

KTA-Regel 3211.1

4.3.3 Austenitische Stähle

Die austenitischen Stähle müssen folgende Bedingungen erfüllen:

- a) Die Stähle müssen in den in Betracht kommenden Fertigungszuständen gegen interkristalline Korrosion beständig sein.
- b) Stähle für Erzeugnisformen und Komponenten von Siedewasserreaktoren, die mit heißgehendem (Betriebstemperatur $T \geq 200 \text{ °C}$) Reaktorwasser in Berührung stehen, müssen gegen interkristalline Spannungsrisskorrosion beständig sein. Einzelheiten sind in den erzeugnisformbezogenen Kapiteln geregelt.

7.1.3.2 Prüfumfang

(Anmerkung: austenitische Stähle

wie z.B. X6CrNiNb18-10, X6CrNiMoNb17-12-2)

- (3) Je Schmelze, Abmessungsbereich und Wärmebehandlungslos ist eine Prüfung auf Beständigkeit gegen interkristalline Korrosion nach DIN EN ISO 3651-2 mit vorhergehender Glühung (1/2 h bei 650 °C) durchzuführen.

KTA-Regel 3211.3 Druck- und aktivitätsführende Komponenten von Systemen außerhalb des Primärkreises - Teil 3: Herstellung

6.3 Kaltumformen

(1) Unter Kaltumformen von Bauteilen und Erzeugnisformen aus ferritischen Stählen wird das Umformen zwischen Raumtemperatur und Temperaturen unterhalb der zulässigen Temperatur für das Spannungsarmglühen verstanden. Hierbei ist sicherzustellen, dass während des Umformvorganges die zulässige Temperatur nicht überschritten wird.

(2) Unter Kaltumformen von Bauteilen und Erzeugnisformen aus austenitischen Stählen wird das Umformen bei Temperaturen unterhalb 400 °C verstanden.

(3) Erzeugnisformen, die kaltumgeformt werden sollen, müssen vor dem Umformen nach KTA 3211.1 wärmebehandelt und geprüft sein.

(4) Beim Kaltumformen von Bauteilen und Erzeugnisformen soll für die ferritischen Stähle der Werkstoffgruppe W I der in KTA 3211.1 Anhang A festgelegte

Kaltumformgrad, bei ferritischen Stählen der Werkstoffgruppe W II ein Kaltumformgrad von 5% und bei austenitischen Stählen ein Kaltumformgrad von 15% nicht überschritten werden. Bei Überschreitungen dieses zulässigen Kaltumformgrades oder wenn der Umformgrad nicht nachgewiesen ist, ist grundsätzlich eine Wärmebehandlung erforderlich. Hierfür ist ein Wärmebehandlungsplan nach Kapitel 4.1.1.3.8 zu erstellen. Eine Wärmebehandlung darf entfallen, wenn durch eine Überprüfung des Umformverfahrens der Nachweis erbracht wird, dass die in KTA 3211.1 festgelegten Werkstoffeigenschaften eingehalten werden oder die davon abweichenden Werte im Hinblick auf die Verwendung des Bauteils ausreichend sind. Hierzu gehört auch die Überprüfung der Korrosionsbeständigkeit. Der Nachweis der Korrosionsbeständigkeit unter Berücksichtigung der Kaltverformung ist werkstoffabhängig zu erbringen; dies darf bauteil- und herstellerunabhängig erfolgen.

(5) Schweißarbeiten an Bauteilbereichen mit Kaltumformgraden größer als nach KTA 3211.1 zulässig dürfen ohne vorherige Wärmebehandlung nur mit besonderen Nachweisen ausgeführt werden.

KTA-Regel 3204 Reaktordruckbehälter-Einbauten

8.3.4.2 Kaltumformen

(1) Unter Kaltumformen von austenitischen Stählen wird das Umformen bei Temperaturen zwischen Raumtemperatur und 400 °C verstanden.

(2) Beim Kaltumformen von austenitischen Stählen im abgeschreckten oder stabilgeglühten Zustand sind grundsätzlich die folgenden Bedingungen einzuhalten:

a) tragende Bauteile

aa) Kaltverformung größer als 15 %: Nachweis einer Restbruchdehnung A5 gleich oder größer als 15 % erforderlich.

ab) Kaltverformung gleich oder kleiner als 15 %, ermittelte Bruchdehnung A5 gleich oder kleiner als 30 % am Ausgangswerkstoff: Nachweis einer Restbruchdehnung A5 gleich oder größer als 15 % erforderlich.

ac) Kaltverformung gleich oder kleiner als 15 %, ermittelte Bruchdehnung A5 größer als 30 % am Ausgangswerkstoff: Kein Nachweis erforderlich.

b) nichttragende Bauteile: Keine Einschränkungen.

c) Bei kaltgebogenen Rohren muss der mittlere Biegeradius größer als oder gleich 1,3 mal Außendurchmesser sein.

d) Bei SWR-Anlagen ist bei einer Gefährdung durch korrosionsgestützte Rißbildung die Kaltverformung auf einen Wert gleich oder kleiner als 5 % zu begrenzen. Diese Festlegung gilt nicht für Verbindungselemente und dünnwandige Bauteile, an denen nicht geschweißt wird.

(3) Beim Kaltverformen sonstiger Werkstoffe für tragende Bauteile sind die Bedingungen mit dem Anlagenlieferer und dem Sachverständigen zu vereinbaren.

Anhang G (informativ) - Änderungen gegenüber der Fassung 3/84 und Erläuterungen

(16) Den Erkenntnissen aus Schäden an unstabilisierten austenitischen Stählen in den USA wurde dadurch Rechnung getragen, daß die Kaltverformung bei einer Gefährdung durch korrosionsgestützte Rissbildung auf $\leq 5\%$ begrenzt wurde. Diese Festlegung gilt nicht für Verbindungselemente und dünnwandige Bauteile, an denen nicht geschweißt wird.