

GKN II

Stellungnahme

**Bewertung betreffend die
*„Gutachterliche Stellungnahme zum „Leck vor
Bruch“-Nachweis und zu speziellen Fragestellungen
bezüglich des AKW Neckarwestheim 2 (GKN II)“***

**vorgelegt von Herrn Dipl.-Ing. Dieter Majer,
19. Februar 2021**

Physikerbüro Bremen

**Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des
Landes Baden-Württemberg**

Bremen, den 31. März 2021

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	3
2 Stellungnahme zu den in /U 3/ vorgebrachten Argumenten und Einwänden	4
3 Einordnung der für korrosionsgeschädigte Dampferzeugerheizrohre von GKN II vorgelegten bruchmechanischen Bewertungen in den Kontext bestehender Regelwerksanforderungen	8
3.1 Bruchmechanische Analysen für Primärkreis Komponenten auf Basis der Anforderungen der Regel KTA 3206	8
3.2 Alterungsmanagement und Betriebsüberwachung von DEHR auf Basis der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4	12
3.3 Bruchmechanische Bewertungen für DEHR auf Basis der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4	15
3.4 Einordnung des Leck-vor-Bruch-Verhaltens vor dem Hintergrund eines durch SpRK induzierten Risswachstums	17
3.5 Von GKN II eingesetzte Methoden für die bruchmechanische Bewertung von DEHR	19
4 Kerntechnische Regeln, Richtlinien und Verordnungen	23
5 In Bezug genommene Unterlagen	23
6 Abkürzungsverzeichnis	26

An der Erstellung der vorliegenden Stellungnahme haben mitgewirkt:

[REDACTED]

[REDACTED]

Es wird versichert, dass die Stellungnahme unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen frei von Ergebnisweisungen erstellt wurde.

[REDACTED]

.....

[REDACTED]

.....

Zusammenfassung

Mit Datum vom 19. Februar 2021 ist von Herrn Dipl.-Ing. Dieter Majer eine „Gutachterliche Stellungnahme zum „Leck vor Bruch“-Nachweis und zu speziellen Fragestellungen bezüglich des AKW Neckarwestheim 2 (GKN II)“ /U 3/ vorgelegt worden.

Darin wird als wesentlicher Kritikpunkt vorgebracht, dass der für korrosionsgeschädigte Dampferzeugerheizrohre (DEHR) im GKN II von der Betreiberin vorgelegte Leck-vor-Bruch-Nachweis auf den Vorgaben der Regel KTA 3206 beruhe. Die Anwendung der Regel 3206 setze allerdings voraus, dass die Heizrohrbündel basissicher ausgeführt sind und für die Heizrohre der Bruchausschluss nachgewiesen ist. Da diese Anforderungen unstrittig nicht erfüllt seien, sei der Nachweis auf einer ungeeigneten Grundlage erfolgt. Daraus ergebe sich, dass der geführte Nachweis fehlerhaft und somit nicht belastbar sei.

Im Rahmen unserer Bewertung der Aussagen in /U 3/, die in Zusammenhang mit der Anwendung des kerntechnischen Regelwerks auf korrosionsgeschädigte DEHR stehen, kommen wir zusammengefasst zu folgenden Ergebnissen:

1. Zur Erfüllung der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4 im Hinblick auf das Alterungsmanagement und die Betriebsüberwachung von DEHR ist im GKN II ein Gesamtkonzept zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität implementiert. Die bruchmechanische Bewertung von durch SpRK geschädigten DEHR ist Teil dieses Gesamtkonzepts.

Das Gesamtkonzept genügt den Anforderungen des deutschen Regelwerks sowie international bestehenden Empfehlungen an die Vorgehensweise im Rahmen eines „Steam Generator Fitness for Service Assessment“, wie sie beispielsweise von der IAEA formuliert werden. Desweiteren sind im GKN II auch die im Rahmen eines Forschungsvorhabens von der GRS abgeleiteten Empfehlungen bezüglich der Erkennung schnell wachsender Fehler an DEHR umgesetzt.

2. Die für DEHR des GKN II durchgeführten bruchmechanischen Bewertungen haben nicht die Zielsetzung die Vorgaben in der Regel KTA 3206 zu erfüllen sondern diejenigen in den Regeln KTA 1403 und KTA 3201.4.

Sie dienen im Gegensatz zu den in der Regel KTA 3206 für Komponenten mit Bruchausschluss geforderten bruchmechanischen Analysen nicht dem „Nachweis der Qualität nach Auslegung und Herstellung“ sondern einer Zulässigkeitsbewertung von betrieblichen Schädigungen, die bis zur nächsten Wiederkehrenden Prüfung auftreten könnten.

Die für den Nachweis des „Bruchausschlusses“ von Komponenten im Gültigkeitsbereich der KTA 3206 geltenden Anforderungen an bruchmechanische Analysen (siehe Anhang A der KTA 3206) müssen der bruchmechanischen Bewertung von durch Spannungsrisskorrosion (SpRK) geschädigten DEHR, die vor dem Hintergrund der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4 durchzuführen ist, nicht zu Grunde gelegt werden.

3. Im Zuge der bruchmechanischen Bewertung geschädigter DEHR sind von GKN II neben einem Tragfähigkeitsnachweis auch Analysen zum Leck-vor-Bruch-Verhalten von DEHR mit unterstellten Durchrissen durchgeführt worden. Das Leck-vor-Bruch-Verhalten folgt aus den Ergebnissen der bruchmechanischen Bewertung unterstellter Durchrisse und ergibt sich aus den Eigenschaften des Werkstoffs, der Art der einwirkenden Belastung und der Geometrie der Schädigung.

Für die Bewertung des Leck-vor-Bruch-Verhaltens, die im Rahmen des Gesamtkonzepts zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität durchgeführt worden ist, ist es nicht gefordert die KTA 3206 als Bewertungsgrundlage anzuwenden. Von GKN II werden dafür allerdings in Anhang B der KTA 3206 aufgeführte Verfahren verwendet.

Diese Verfahren stellen Analyse-Werkzeuge dar, deren Verwendbarkeit nicht auf den Anwendungsbereich der Regel KTA 3206 eingeschränkt ist. Die Zulässigkeit ihrer Anwendung ist insbesondere nicht daran gekoppelt, dass die mit den Verfahren bewerteten Komponenten den Anforderungen des deutschen kerntechnischen Regelwerks an die Basissicherheit und den Bruchausschluss genügen.

Die Aussage in /U 3/, dass der im Rahmen des Gesamtkonzepts zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität vorgelegte Leck-vor-Bruch-Nachweis alleine schon deswegen fehlerhaft und nicht belastbar ist, da er auf Grundlage der KTA 3206 erstellt worden sei, ist somit unzutreffend.

4. Ein Leck vor Bruch-Verhalten ist nicht nur für basissichere Komponenten mit Bruchausschluss nachweisbar. So werden auch international Leck-vor-Bruch Nachweise geführt, ohne dass die Basissicherheit der Komponenten im Sinne der Regel KTA 3206 dafür Voraussetzung ist.

Aus der „Gutachterlichen Stellungnahme“ von Hr. Majer ergeben sich somit keine Gründe, die bisherige Argumentation und Nachweisführung in Frage zu stellen.

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Im Juni 2020 war von Herrn Prof. Mertins im Auftrag von „ausgestrahlt e.V.“ eine „Bewertung zu Schäden durch Spannungsrisskorrosion an Dampferzeuger-Heizrohren im KKW Neckarwestheim 2 (GKN-II)“ /U 1/ vorgelegt worden. Hierbei wurde von Herrn Prof. Mertins u.a. argumentiert, dass ein „Integritätsnachweis“ für die Dampferzeugerheizrohre nach den Maßstäben, die das kerntechnische Regelwerk dafür aufstellt, praktisch nicht möglich sei. Hintergrund dafür sei zum Einen, dass Dampferzeugerheizrohre von den Anforderungen an die „Basissicherheit“ ausgenommen sind. Zum Anderen liege bei den Dampferzeugerheizrohren in GKN-II eine korrosive Umgebung, ein vorgeschädigtes Material sowie eine potenziell Spannungsrisskorrosion auslösende Materialspannung vor. Ein Bruchausschluss und ein Leck-vor-Bruch-Verhalten könnten daher auf Basis der Vorgaben des kerntechnischen Regelwerks weder unterstellt noch nachgewiesen werden.

Mit Schreiben vom 24. Juni 2020 hatte uns das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg (im Folgenden UM B-W genannt) beauftragt, eine Begutachtung der von Prof. Mertins vorgelegten Unterlage /U 1/ im Hinblick auf die dort geführte Argumentation zur Anwendung und Erfüllung des gültigen kerntechnischen Regelwerks vorzunehmen. Darüber hinaus sollte das in /U 1/ dargestellte Störfallszenario hinsichtlich seiner Folgerichtigkeit bewertet werden.

Zu den beauftragten Prüfgegenständen haben wir am 10. Juli 2020 eine Stellungnahme /U 2/ vorgelegt. Dabei sind wir u.a. zu dem Ergebnis gekommen, dass es im Gegensatz zu gegenteiligen Aussagen in /U 1/ regelwerksseitig methodisch zulässig ist, für korrosionsgeschädigte Dampferzeugerheizrohre (DEHR) einen Integritätsnachweis zu führen. Insbesondere ergibt sich aus dem Regelwerk nicht die Forderung, dass bei einem Integritätsnachweis für DEHR kein korrosiver Schädigungsmechanismus vorliegen darf. Bezüglich der in /U 1/ gezogenen Schlussfolgerung, wonach für DEHR ein Leck-vor-Bruch-Verhalten weder unterstellt noch nachgewiesen werden könne, da die DE-Heizrohre von den Anforderungen an die für solche Nachweise erforderliche „Basissicherheit“ ausgenommen sind, haben wir in /U 2/ festgestellt, dass diese Einschätzung nicht durch das Regelwerk gedeckt und fachlich unzutreffend ist.

Mit Datum vom 19. Februar 2021 ist von Herrn Dipl.-Ing. Dieter Majer eine „Gutachterliche Stellungnahme zum „Leck vor Bruch“-Nachweis und zu speziellen Fragestellungen bezüglich des AKW Neckarwestheim 2 (GKN II)“ /U 3/, ebenfalls im Auftrag von „ausgestrahlt e.V.“, vorgelegt worden.

Darin wird als wesentlicher Kritikpunkt vorgebracht, dass der für korrosionsgeschädigte DEHR im GKN II von der Betreiberin vorgelegte Leck-vor-Bruch-Nachweis auf den Vorgaben der Regel KTA 3206 beruhe. Die Anwendung der Regel 3206 setze allerdings voraus, dass die Heizrohbündel basisicher ausgeführt sind und für die Heizrohre der Bruchausschluss nachgewiesen ist. Da diese Anforderungen unstrittig nicht erfüllt seien, sei der Nachweis auf einer ungeeigneten Grundlage erfolgt. Daraus ergebe sich, dass der geführte Nachweis fehlerhaft und somit nicht belastbar sei.

Vor diesem Hintergrund sind wir am 8. März 2021 vom UM B-W beauftragt worden die Zusammenhänge zwischen den in der KTA 3206 enthaltenen bruchmechanischen Methoden, Leck-vor-Bruch und Bruchausschluss detaillierter zu erläutern.

In folgendem Abschnitt 2 nehmen wir zunächst Stellung zu den aus unserer Sicht zentralen Argumenten und Einwänden in /U 3/, die im Zusammenhang mit der Anwendung des kerntechnischen Regelwerks auf korrosionsgeschädigte DEHR stehen. Die dabei von uns auftragsgemäß in Bezug genommene Einordnung der von GKN II vorgelegten Nachweise für korrosionsgeschädigte DEHR in den Kon-

text der diesbezüglich bestehenden kerntechnischen Regelwerksanforderungen erfolgt in Abschnitt 3.

2 Stellungnahme zu den in /U 3/ vorgebrachten Argumenten und Einwänden

Nachfolgend gehen wir auf die aus unserer Sicht zentralen Argumente und Einwände (A&E) in der Einleitung und in Abschnitt 2 „Bewertung des von der Aufsichtsbehörde postulierten „Leck vor Bruch“-Nachweises“ von /U 3/ ein. Wir nehmen nicht Stellung zu Aussagen in Abschnitt 3 von /U 3/, da auftragsgemäß unsererseits vorrangig die Aussagen zur Anwendung des Regelwerks zu kommentieren sind.

A&E1 *Bei der sicherheitstechnischen Bewertung ist das sogenannte „Leck vor Bruch“-Verhalten von herausragender Bedeutung. „Leck vor Bruch“-Verhalten bedeutet, dass auch unter Störfallbelastungen zunächst ein stabiles Leck im Rohr erzeugt wird, ehe ein Bruch („katastrophales Versagen“) eintritt. Nur unter diesen Voraussetzungen kann die rechtzeitige Erkennung dieses stabilen Lecks als zusätzliche absichernde Maßnahme genutzt werden, um die Anlage abzufahren, ehe es zu einem Bruch der Rohrleitung kommen kann. Ohne einen positiven Nachweis zum „Leck vor Bruch“-Verhalten kann ein spontaner Abriss von einem oder mehreren Dampferzeugerheizrohren nicht ausgeschlossen werden.*

Stellungnahme:

Gemäß den Anforderungen des kerntechnischen Regelwerks muss das Bersten / der Abriss eines DEHR nicht ausgeschlossen werden und dementsprechend müssen solche Nachweise nicht geführt werden (siehe in Abschnitt 3.1).

Im Hinblick auf die in /U 3/ behauptete „herausragende Bedeutung“ eines positiven Nachweises zum Leck vor Bruch-Verhalten (Leck-vor-Bruch: LvB) weisen wir darauf hin, dass der von GKN II vorgelegte LvB-Nachweis nur eines von mehreren Elementen des Gesamtkonzepts, das von GKN II zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität gemäß den Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4 implementiert worden ist, darstellt (siehe in Abschnitt 3.2).

Der Nachweis des LvB-Verhaltens für korrosionsgeschädigte DEHR, die einen wanddurchdringenden Riss aufweisen, dient dazu, die Möglichkeiten für eine frühzeitige Erkennung von Heizrohrschäden zu erweitern, derart, dass im BHB auf den LvB-Nachweis abgestimmte Grenzwerte für Leckageraten festgelegt werden, bei denen ein Abfahren der Anlage erfolgt (siehe in den Abschnitten 3.3 und 3.4). Der geführte Nachweis zum LvB-Verhalten stellt somit eine zusätzliche absichernde Maßnahme dar.

A&E2 *Die Aufsichtsbehörde stützt sich bei Ihrer Feststellung, ein „Leck vor Bruch“-Nachweis liege vor, im Wesentlichen auf umfangreiche Papiere des Betreibers der Anlage und auf Bewertungen durch Standardgutachter. Eine entscheidende Rolle als Bewertungsgrundlage für das „Leck-vor-Bruch“-Verhalten spielt die Regel KTA 3206. Die Aufsichtsbehörde und die zugezogenen Sachverständigen wenden bei der Bewertung des „Leck vor Bruch“-Verhaltens insbesondere diese KTA an. Eine Anwendung der KTA 3206 auf den vorliegenden Fall ist jedoch nicht sachgerecht.*

Stellungnahme:

Für die von GKN II durchgeführte Bewertung des LvB-Verhaltens, die im Rahmen des Gesamtkonzepts zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität im Betrieb durchgeführt worden ist, wird nicht die KTA 3206 als Bewertungsgrundlage angewandt (siehe in Abschnitt 3.2). Es werden lediglich in Anhang B der KTA 3206 aufgeführte Verfahren für die bruchmechanische Bewertung von festgestellten und daraus abgeleitete postulierten Fehlern, die gemäß den Vorgaben in den Regeln KTA 1403 und KTA 3201.4 durchzuführen ist, verwendet (siehe in Abschnitt 3.5). Diese Verfahren stellen Analyse-Werkzeuge dar, deren Verwendbarkeit nicht auf den Anwendungsbereich der Regel KTA 3206 eingeschränkt ist.

- A&E3 *Für die Dampferzeugerheizrohre kann kein Bruchausschluss in Anspruch genommen werden. Damit fehlt eine wesentliche Voraussetzung für die Anwendung der KTA 3206. Die Regel KTA 3206 kann schon deshalb nicht für den Nachweis „Leck vor Bruch“ als Grundlage herangezogen werden.*

Stellungnahme:

Es trifft zu, dass für DEHR kein Bruchausschluss in Anspruch genommen werden kann (siehe in Abschnitt 3.1). Die für den Nachweis des Bruchausschlusses von Komponenten im Gültigkeitsbereich der KTA 3206 geltenden Anforderungen müssen der bruchmechanischen Bewertung von durch SpRK geschädigten DEHR, die vor dem Hintergrund der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4 durchzuführen ist, nicht zu Grunde gelegt werden (siehe Abschnitte 3.2 und 3.5).

Speziell wird die Regel KTA 3206 nicht als Grundlage für den im Rahmen des Gesamtkonzepts zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität durchgeführten LvB-Nachweis herangezogen. Es werden lediglich in Anhang B der KTA 3206 aufgeführte Verfahren für die bruchmechanische Analyse verwendet, siehe vorausgehende Stellungnahme.

- A&E4 *Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg behauptet, das „Leck vor Bruch“-Kriterium sei nicht nur für basissichere Komponenten mit Bruchabschluss nachweisbar, sondern auch für DE-Heizrohre ohne Nachweis der Basissicherheit. Dies ergebe sich aus den KTA 1403 und 3201.4. Eine detaillierte Begründung dafür wird nicht gegeben. Aus den Regeln KTA 1403 und KTA 3201.4 lässt sich nicht ableiten, dass für DE-Heizrohre, obwohl nicht basissicher, ein „Leck vor Bruch“-Verhalten nach KTA 3206 nachweisbar wäre. Ein belastbarer Nachweis nach KTA 3206 scheidet aus, weil die dafür erforderlichen Voraussetzungen (insbesondere Basissicherheit) fehlen.*

Stellungnahme:

Die Aussage, dass ein „Leck vor Bruch“-Verhalten nicht nur für basissichere Komponenten mit Bruchabschluss nachweisbar ist, ist im Gegensatz zu der in /U 3/ vertretenen Auffassung zutreffend (siehe in Abschnitt 3.5). So werden auch international LvB-Nachweise geführt, ohne dass die Basissicherheit der Komponenten im Sinne der Regel KTA 3206 dafür Voraussetzung ist.

Das Erfordernis, eine bruchmechanische Bewertung für durch SpRK geschädigte DEHR durchzuführen, ergibt sich aus den Regeln KTA 1403 und KTA 3201.4 (siehe in Abschnitt 3.2).

Im Zuge dieser bruchmechanischen Bewertung sind von GKN II neben einem Tragfähigkeitsnachweis auch Analysen zum LvB-Verhalten von DEHR mit unterstellten Durchrissen durchgeführt worden. Das LvB-Verhalten folgt aus den Ergebnissen der bruchmechanischen Bewertung unterstellter Durchrisse und ergibt sich aus den Eigenschaften des Werkstoffs, der Art der einwirkenden Belastung und der Geometrie der Schädigung. Die Analysen zum LvB-Verhalten geschädigter DEHR dienen im Gegensatz zu den in der Regel KTA 3206 geforderten bruchmechanischen Analysen (darunter auch der Nachweis zum LvB-Verhalten) nicht dem Zweck, prospektiv das Vorliegen sehr hoher Auslegungsreserven über die gesamte Betriebszeit der Anlage aufzuzeigen (siehe in den Abschnitten 3.1 und 3.5). Dementsprechend sind die Analysen nicht auf Basis der einzelnen Vorgaben erfolgt, die in Anhang A der KTA 3206 für bruchmechanische Analysen zum Nachweis des Bruchausschlusses aufgeführt sind.

A&E5 *Vom Physikerbüro Bremen wird willkürlich die KTA 3206 uminterpretiert, obwohl es dafür sowohl formal als auch unter Anwendung des aktuellen Standes von Wissenschaft und Technik keine Rechtfertigung gibt.*

Stellungnahme:

Die Aussage, dass unsererseits die KTA 3206 willkürlich uminterpretiert werde, können wir nicht nachvollziehen. Es wird von uns in /U 2/ festgestellt, dass der Nachweis eines LvB-Verhaltens, so wie der Begriff „Leck-vor-Bruch“ in der KTA Begriffe-Sammlung /U 14/ und der Regel KTA 3206 definiert ist, unter Anwendung von in Anhang B der KTA 3206 aufgeführten Verfahren für die bruchmechanische Analyse regelwerksseitig zulässig ist (siehe in den Abschnitten 3.3 und 3.5). Dies bedeutet nicht, dass der LvB-Nachweis für DEHR entsprechend dem in der KTA 3206 Anhang A vorgegebenen Verfahren für die bruchmechanische Analyse von postulierten Rissen in Rohrleitungen erfolgt ist oder hätte erfolgen müssen.

A&E6 *Das Physikerbüro Bremen schließt sich der Aussage des Standardgutachters TÜV bezüglich eines positiven „Leck vor Bruch“-Nachweises an, ohne selbst eine entsprechende Untersuchung durchgeführt zu haben.*

Stellungnahme:

Auftragsgemäß waren von unserer Seite in /U 2/ Sachverhalte zu beurteilen, die sich auf die Anwendbarkeit des Regelwerks bezogen, es war nicht die Richtigkeit der rechnerischen Nachweise zu überprüfen. Die Aussage von Herrn Majer bezieht sich auf einen Hinweis unsererseits, wonach ein Leck-vor-Bruch Nachweis, der den in /U 2/ dargestellten konzeptionellen regelwerksseitigen Anforderungen genügt, von GKN II vorgelegt und vom Sachverständigen positiv bewertet worden ist. Eine eigenständige Prüfung der einzelnen Berechnungen auf sachliche Richtigkeit hin ist für diesen Hinweis nicht erforderlich.

A&E7 *Einen wirksamen „Leck vor Bruch“-Nachweis nach KTA 3206 kann es nicht geben, weil dafür die Voraussetzungen fehlen. Physikerbüro Bremen bezieht sich aber auf einen solchen „Leck vor Bruch“-Nachweis. Vor diesem Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass der vom Betreiber an die Behörde vorgelegte und vom TÜV bewertete „Leck vor Bruch“-Nachweis fehlerhaft und somit nicht belastbar ist.¹*

Stellungnahme:

Wie in den Abschnitten 3.2, 3.3 und 3.5 dargestellt wird, handelt es sich bei dem von GKN II vorgelegten LvB-Nachweis nicht um einen Nachweis wie er gemäß KTA 3206 A 2 (2) g) (Schritt 7 in Abbildung 2) für Rohrleitungen mit Bruchausschluss geführt werden muss. Dies ist anhand der Darstellung des in /U 3/ als Unterlage U1 referenzierten GKN II Sachstandberichts /U 7/ durch Abgleich mit Anhang A 2 der KTA 3206 unmittelbar erkennbar.

Die Aussage, dass der im Rahmen des Gesamtkonzepts zur Gewährleistung der Heizrohrintegrität vorgelegte LvB-Nachweis alleine schon deswegen fehlerhaft und nicht belastbar ist, da er auf Grundlage der KTA 3206 erstellt worden sei, ist somit unzutreffend (siehe auch unsere obigen mehrmaligen Ausführungen).

A&E8 *Der Betreiber wendet die Regel KTA 3206 fehlerhaft an, indem er seine bruchmechanischen Berechnungen auf diese Regel gestützt hat.*

Stellungnahme:

In dem als Beleg für die diese Aussage in /U 3/ angeführten Zitat aus /U 7/, wird ausgeführt „dass bruchmechanische Berechnungen nach KTA 3206 (...) mit dem FSK/MPA Verfahren und der R6-Methode für ein DE-Heizrohr mit 70% integraler WDS und davon ausgehend einem unterstellten wanddurchdringenden Riss durchgeführt“ wurden. Anhand der Darstellung in der Unterlage /U 7/, in der u.a. die Vorgehensweise für die bruchmechanische Bewertung von geschädigten DEHR dargestellt ist, ist unmittelbar erkennbar, dass sich diese Aussage nur auf die Anwendung des FSK/MPA Verfahrens und der R6-Methode, die zu den in Anhang B der KTA 3206 aufgeführten bruchmechanischen Verfahren zählen, bezieht. Wie bereits oben ausgeführt, stellen diese Verfahren Analyse-Werkzeuge dar, deren Verwendbarkeit nicht auf den Anwendungsbereich der Regel KTA 3206 eingeschränkt ist (siehe Abschnitt 3.5). Der Umstand, dass GKN II im Anhang B der KTA 3206 aufgeführte und für die Anwendung im kerntechnischen Bereich akzeptierte Berechnungsmethoden verwendet, stellt somit keine fehlerhafte Anwendung der KTA 3206 dar.

¹ Herr Majer führt in diesem Zusammenhang ergänzend aus, dass ihm der angebliche „Leck vor Bruch“-Nachweis nicht vorliegt.

3 Einordnung der für korrosionsgeschädigte Dampferzeugerheizrohre von GKN II vorgelegten bruchmechanischen Bewertungen in den Kontext bestehender Regelwerksanforderungen

Für die Bewertung der regelwerksbezogenen Aussagen in /U 3/ stellen wir nachfolgend die einschlägigen Regelwerksanforderungen systematisch und im Kontext zueinander dar. Hierbei nehmen wir auch eine Zuordnung der von GKN II vorgelegten Analysen zu diesen Anforderungen vor. Desweiteren stellen wir an einzelnen Stellen Bezüge her zu internationalen Vorgaben und Vorgehensweisen.

3.1 Bruchmechanische Analysen für Primärkreiskomponenten auf Basis der Anforderungen der Regel KTA 3206

Für bestimmte Komponenten eines Kernkraftwerks muss ein Berstversagen (praktisch) ausgeschlossen² werden, da sich ansonsten unbeherrschbare Konsequenzen ergeben würden. Dies trifft insbesondere für den Reaktordruckbehälter, den Druckhalter und die Dampferzeuger zu. Darüber hinaus könnte der spontane Abriss großer, unter hohem Druck stehender Rohrleitungen wie der Hauptkühlmittelleitungen zu erheblichen, ggf. ebenfalls unbeherrschbaren Schäden führen, infolge eines Schlagens der Rohrenden, von Strahleinwirkungen durch das ausströmende Kühlmittel oder durch in den RDB einlaufende Entlastungsdruckwellen mit unzulässiger Beschädigung von RDB-Einbauten und Reaktorkern inklusive Abschaltssystem.

Dies bedeutet, dass ein Berstversagen von Komponenten, das zu nicht beherrschbaren Konsequenzen führen würde, mit hoher Aussagesicherheit als extrem unwahrscheinlich nachgewiesen werden muss. Derartige Nachweise werden in Deutschland als „Bruchausschluss“ bezeichnet.

Der Bruchausschluss erfolgt durch Anwendung des in der Regel KTA 3206 /R 1/ behandelten sog. „Integritätskonzepts“. Das Integritätskonzept ist die Weiterentwicklung des sog. „Basissicherheitskonzeptes“ mittels einer Konkretisierung der Maßnahmen und Nachweise zur Sicherstellung der für die Integrität einer Komponente oder eines Systems erforderlichen Qualität über die gesamte Betriebszeit. Im Rahmen des Integritätskonzepts sind gestaffelte Nachweise zu führen zur

- a) anforderungsgerechten Qualität nach Auslegung und Herstellung (Basissicherheit),
- b) vorhandenen Qualität nach bisherigem Betrieb,
- c) Absicherung der erforderlichen Qualität für den weiteren Betrieb.

Werden alle Vorgaben der Regel KTA 3206 unter Anwendung der darin aufgeführten Methoden erfüllt, kann der Nachweis für den Bruchausschluss als geführt bewertet werden.

Die in der Regel KTA 3206 vorgegebenen Nachweise des Integritätskonzepts sind bei den in Deutschland noch in Betrieb befindlichen DWR Anlagen praktisch für den gesamten Primärkreis mit Ausnahme der Dampferzeugerheizrohre (DEHR) geführt. Sekundärseitig liegen die Nachweise vor für die Speisewasserleitungen zwischen Armaturenstation und den DE sowie für die Frischdampf-Leitungen von den DE bis zur Armaturenstation.

² Der Begriff „Ausschluss“ ist in /R 5/ wie folgt definiert: „Das Eintreten eines Ereignisses oder Ereignisablaufs oder Zustands kann als ausgeschlossen angesehen werden, wenn das Eintreten physikalisch unmöglich ist oder wenn mit einem hohen Maß an Aussagesicherheit das Eintreten als extrem unwahrscheinlich angesehen werden kann. Dies gilt z.B. für die Überlagerung von zwei unabhängigen, jeweils für sich unwahrscheinlichen Ereignissen.“

Die einzelnen Nachweise zu a) und b) erfolgen im Wesentlichen durch Erfüllung der Anforderungen in den Regeln KTA 3201.1 bis 3201.4 (für die Druckführende Umschließung) bzw. 3211.1 bis 3211.4 (für Äußere Systeme).

Zur Sicherstellung der Integrität im weiteren Betrieb c) sind die Ursachen und Folgen möglicher betriebsbedingter Schädigungsmechanismen gemäß KTA 3201.4 zu überwachen und zu bewerten sowie die Anforderungen an das Alterungsmanagement von maschinentechnischen Komponenten der Gruppe M1 gemäß KTA 1403 einzuhalten.

Wesentliche Elemente des Integritätskonzepts gemäß der Regel KTA 3206 sind überblicksartig in Abbildung 1 dargestellt.

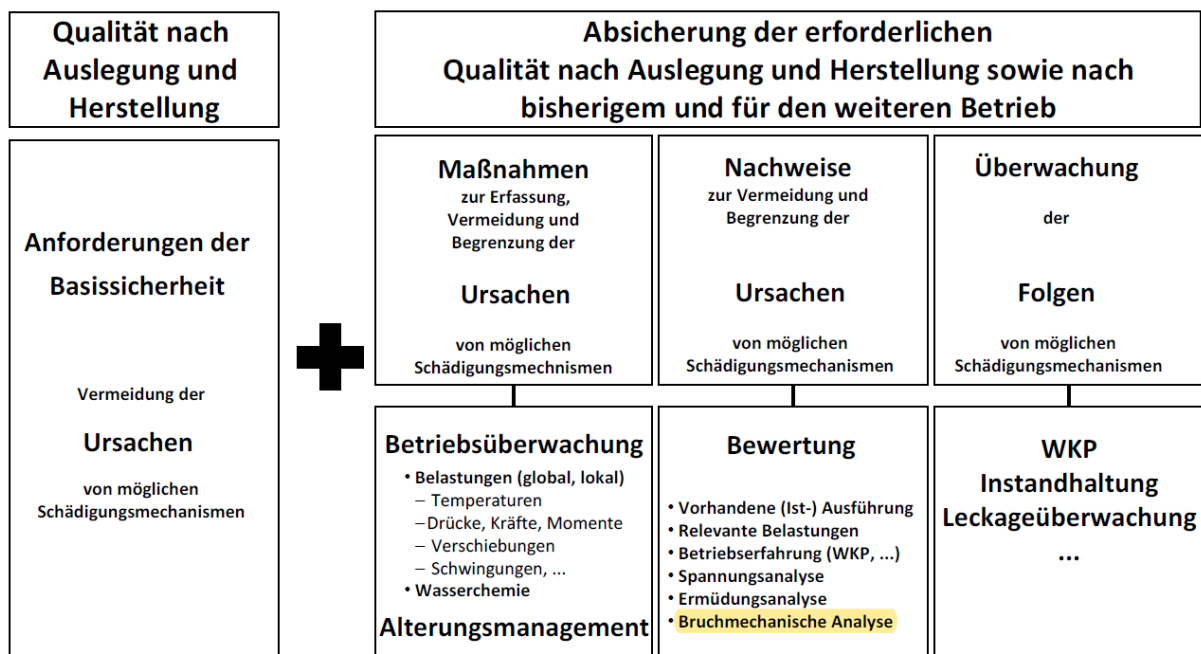


Abbildung 1 Wesentliche Elemente des Integritätskonzepts gemäß der Regel KTA 3206 (bruchmechanische Analyse hervorgehoben)

In Abschnitt 4.2 „Nachweis der Qualität nach Auslegung und Herstellung“ der KTA 3206 wird unter (6) gefordert, dass grundsätzlich eine bruchmechanische Analyse durchzuführen ist, obwohl bei Einhaltung der in Abschnitt 3 der KTA 3206 aufgeführten grundlegenden Anforderungen an Komponenten, für die ein Bruchausschluss aufgezeigt werden soll, keine Risse zu unterstellen sind. Insbesondere sind gemäß Ziffer 4.2 (7) rissartige Fehler aus der Herstellung nicht zulässig.

Die Anforderungen an die durchzuführenden bruchmechanischen Analysen sind in Anhang A der Regel KTA 3206 spezifiziert. Bruchmechanische Analysen sind grundsätzlich für Rohrleitungen, für Druckbehälter sowie für Armaturen- oder Pumpengehäuse erforderlich.

Die für die bruchmechanischen Analysen gemäß Anhang A heranzuziehenden Verfahren sind in Anhang B der KTA 3206 aufgeführt.

Im Rahmen der bruchmechanischen Analyse von postulierten Rissen in Rohrleitungen gemäß Anhang A 2 der KTA 3206 wird u.a. aufgezeigt, dass das Wachstum eines unterstellten Risses von der Inbetriebsetzung bis zum Ende der Lebensdauer der Anlage unter den betrieblich auftretenden Beanspruchungen weder zum Erreichen der kritischen Durchrisslänge $2c_{krit}$ noch zu einem Leck führt. Zusätz-

lich wird für einen unterstellten Durchriss eine zulässige Länge $2c_{zul}$ bestimmt, derart, dass das Wachstum dieses Durchrisses innerhalb eines WKP-Intervalls, das in der Regel bei mehreren Jahren liegt (siehe dazu die Vorgaben in der KTA 3201.4), gerade zum Erreichen der kritischen Durchrisslänge $2c_{krit}$ führt.

Als Bestandteil der bruchmechanischen Analyse von postulierten Rissen in Rohrleitungen erfolgt auch der Nachweis der „Leck-vor-Bruch“ Eigenschaft der Rohrleitung, siehe KTA 3206 A 2 (2) g). Das zugehörige Fließschema aus Anhang A 2 der KTA 3206 ist in Abbildung 2 dargestellt, der LvB Nachweis ist Gegenstand von Schritt 7.

Der Leck-vor-Bruch Nachweis, wie er in Anhang A 2 der Regel KTA 3206 festgelegt ist, besteht darin, aufzuzeigen, dass bereits kleinere als die mit Durchrissen der Länge $2c_{zul}$ einhergehenden Leckagen von der Leckageüberwachung (LÜS) erkannt werden können, dass also $2c_{LÜS} < 2c_{zul}$ gilt ($2c_{LÜS}$ ist die von der Leckageüberwachung detektierbare Durchrisslänge).

Wie in der KTA 3206 Anhang A 2 (1) c) in Verbindung mit (2) hb) festgestellt wird und anhand von Abbildung 2 erkennbar ist, kann ein bruchmechanischer Nachweis gemäß der Regel KTA 3206 unter bestimmten Bedingungen auch dann geführt werden, wenn der Leck-vor-Bruch Nachweis nicht gelingt. In diesem Fall ist nachzuweisen, dass verschärfte Anforderungen an die Geschwindigkeit des Risswachstums erfüllt werden. Somit lässt die Regel KTA 3206 unter den in A 2 (2) hb) festgelegten Bedingungen einen Bruchausschluss auch dann zu, wenn ein LvB-Nachweis für postulierte Risse in Rohrleitungen nicht möglich ist.

Die Anforderungen an die im Rahmen des Integritätskonzepts gemäß KTA 3206 geforderten bruchmechanischen Nachweise ergeben sich vor dem Hintergrund, dass das Auftreten von Brüchen für die entsprechenden Komponenten mit hoher Aussagesicherheit als extrem unwahrscheinlich nachgewiesen werden muss. Die Nachweise dienen dazu, prospektiv das Vorliegen sehr hoher Auslegungsrerven über die gesamte Betriebszeit der Anlage aufzuzeigen.

Die DEHR unterliegen nicht den Anforderungen des Integritätskonzepts der Regel KTA 3206. Der Nachweis eines Bruchausschlusses auf Basis der Vorgaben in der Regel KTA 3206 ist für DEHR grundsätzlich nicht möglich, da verschiedene notwendige Voraussetzungen nicht erfüllt sind. So besteht die Möglichkeit von nicht prognostizierbaren Schädigungen von DEHR durch Fretting an Abstandhaltergittern oder durch korrosive Einwirkungen, somit Schädigungen, die nur durch die betriebliche Überwachung erkannt werden können (siehe Abschnitt 3.2).

Dementsprechend existiert im kerntechnischen Regelwerk auch keine Anforderung, dass für DEHR eine bruchmechanische Analyse postulierter Risse zum Zwecke des Nachweises der Qualität nach Auslegung und Herstellung erforderlich ist.

Das Bersten oder der Abriss eines DEHR wird im kerntechnischen Regelwerk daher auch nicht als „ausgeschlossen“ eingestuft, ein diesbezüglicher Nachweis nicht gefordert. Die Anlagen sind für den Bruch eines Heizrohres ausgelegt, gemäß den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke (SiAnf) /R 2/ sind als Auslegungsstörfälle verschiedene Ereignisse mit einem unterstellten Abriss eines DEHR zu betrachten (Ereignisse D3-08, D3-09, D3-31).

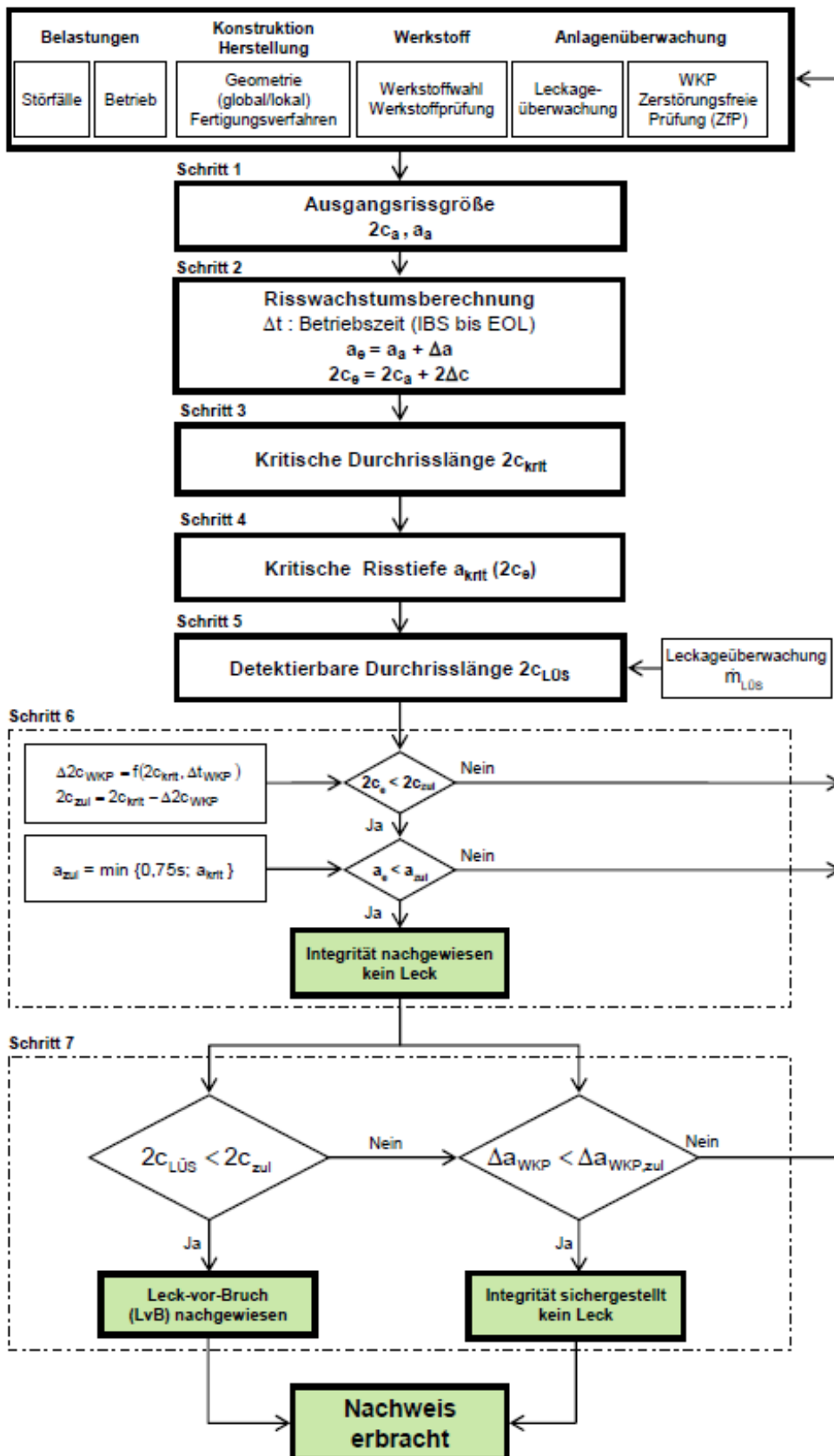


Abbildung 2 Fließschema für die bruchmechanische Analyse von postulierten Rissen in Rohrleitungen gemäß KTA 3206

3.2 Alterungsmanagement und Betriebsüberwachung von DEHR auf Basis der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4

Die durch Spannungsrisskorrosion (SpRK) bedingten Schädigungen von DEHR in GKN II gehören zu den international bekannten und typischen Alterungsprozessen, die an Dampferzeugern zu betrachten sind, siehe z.B. die Darlegungen in dem IAEA TECDOC No. 1668 „*Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators*“ /U 6/ oder in /U 20/.

Die Alterungsprozesse sind mittels Alterungsmanagement zu überwachen, so dass beispielsweise bei Auftreten unzulässiger korrosiver Prozesse rechtzeitig geeignete Gegenmaßnahmen ergriffen werden können. Die diesbezüglich in Deutschland geltenden Anforderungen sind auf KTA-Ebene in der Regel KTA 1403 „Alterungsmanagement“ /R 3/ aufgeführt.

Gemäß Abschnitt 4.1.3.1 in der Regel KTA 1403 sind entsprechend der Eingruppierung der jeweiligen maschinentechnischen Komponente in die Gruppen M1 oder M2 und unter Berücksichtigung der anzusetzenden Einwirkungen komponentenspezifisch Maßnahmen zum Erhalt des anforderungsgerechten Qualitätszustandes festzulegen. Die DEHR sind hierbei der Gruppe M2 zugeordnet. Wie bereits in unserer Stellungnahme /U 2/ ausgeführt, basiert die Vorgehensweise beim Alterungsmanagement von Komponenten der Gruppe M2 gemäß den Vorgaben in Abschnitt 4.1.3.3 der KTA 1403 auf einer vorbeugenden Instandhaltung. Dies erfordert unter anderem, dass die Folgen betriebsbedingter Schädigungsmechanismen an repräsentativen Stellen überwacht und alterungsbedingte Ausfälle infolge systematischer Fehler verhindert werden (zufälliges Einzelversagen ist zulässig).

Gemäß Begriffsdefinition der SiAnf bezeichnet der Begriff „Ausfall“ den Verlust der Fähigkeit einer Einrichtung die geforderte Funktion zu erfüllen. Bei den hier betrachteten DEHR liegt dies dann vor, wenn das Heizrohr soweit geschädigt ist, dass es die erforderliche Barrierenfunktion nicht mehr erbringen kann, somit unzulässig große Heizrohrleckagen oder ein Heizrohrabriss zu besorgen sind. Desweiteren muss auf Basis der Anforderungen der KTA 1403 das Auftreten systematischer korrosionsbedingter Heizrohrschäden, also mit Leckagen verbundener Schäden, verhindert werden.

Die Anforderung der KTA 1403, wonach für Komponenten der Gruppe M2 alterungsbedingte Ausfälle infolge systematischer Fehler verhindert werden müssen, bedeutet nicht, dass durch die festgelegten Maßnahmen für den Erhalt der Heizrohrintegrität eine Bildung von Rissen in DEHR ausgeschlossen werden muss. Dies ist darin begründet, dass Risse, sofern sie nicht unzulässig groß werden, noch keinen Ausfall der Komponente, d.h. einen Verlust der erforderlichen Barrierenfunktion, mit sich bringen. Verhindert werden muss jedoch ein Wachstum von Rissen, das die Barrierenfunktion der DEHR vor Entdeckung der Risse mittels Wiederkehrender Prüfungen unzulässig schwächt.

Maßnahmen zur Sicherstellung der Integrität von Primärkreis Komponenten im Betrieb werden in der Regel KTA 3201.4 /R 4/ behandelt. Die Regel ist anzuwenden auf wiederkehrende Prüfungen und auf die Betriebsüberwachung von druckführenden Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren. Sie enthält auch spezifische Anforderungen an die Überwachung der Qualität von DEHR.

Im Hinblick auf den Weiterbetrieb der Anlage sind insbesondere die Anforderungen an eine vorausschauende Bewertung gemäß Abschnitt 3 (6) zu erfüllen. Abbildung 3 zeigt das Fließdiagramm der jeweiligen Einzelmaßnahmen, wobei für den vorliegenden Fall die einzelnen Schritte der „Absicherung im Betrieb“ einschlägig sind – aufgrund einer Änderung des Kenntnisstandes infolge des Auftretens korrosionsbedingter Heizrohrschädigungen im GKN II.

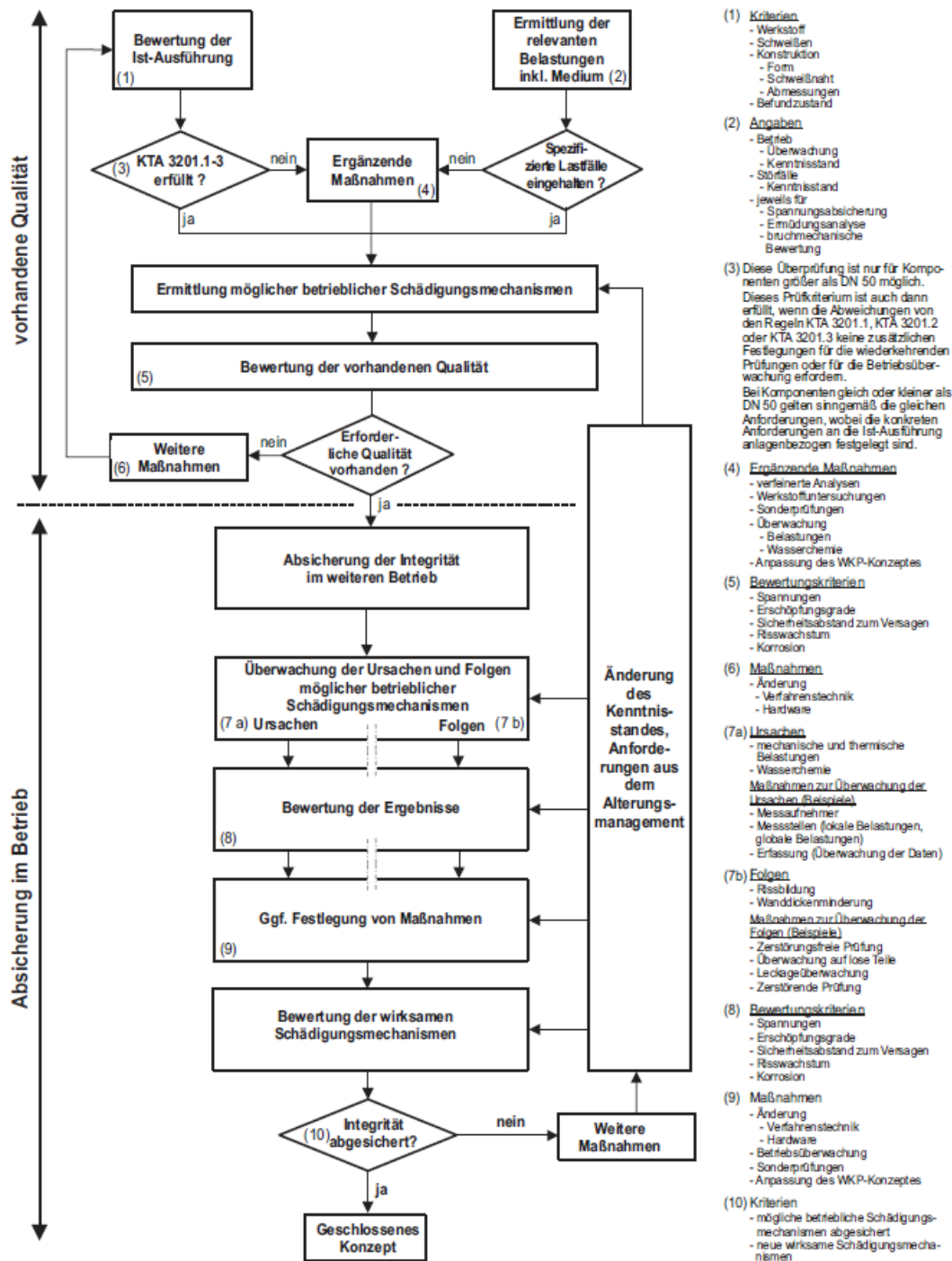


Abbildung 3 Sicherstellung der Komponentenintegrität im Betrieb gemäß KTA 3201.4

Zur Erfüllung der sich aus den Regeln KTA 1403 und KTA 3201.4 ergebenden Anforderungen im Hinblick auf den Erhalt der Heizrohrintegrität ist im GKN II ein mehrstufiges Gesamtkonzept implementiert. Dieses besteht, wie von GKN II in /U 7/ dargestellt, aus den wesentlichen Elementen

- I. Wiederkehrende Prüfungen,
- II. Reparaturkonzept für geschädigte Heizrohre,
- III. Aufklärung des Schadensmechanismus,
- IV. Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren Weiterbetriebs und

V. Bewertung der Integrität der Heizrohre.

Der Sachverständige TÜV NORD EnSys führt in seiner Stellungnahme /U 8/ aus, dass mit dem Maßnahmenpaket die Anforderungen an das „geschlossene Integritätskonzept“ gemäß KTA 3201.4 erfüllt werden.³

Im Einzelnen besteht das Gesamtkonzept derzeit aus folgenden Maßnahmen und Schritten /U 7/, /U 12/, /U 13/, /U 21/, /U 22/:

- I. Umfangreiche wiederkehrende DEHR Prüfungen mit geeigneten Verfahren, um die Schädigungsentwicklung zu verfolgen und hinreichende Kenntnisse über den jeweils aktuellen Qualitätszustand der DEHR zu erhalten;
- II. Verschließen aller DEHR, die von SpRK betroffen sind, mit stabilisierenden Stopfen, so dass eine Beeinträchtigung der Barrierenfunktion bei unterstellter fortschreitender Schädigung nicht zu besorgen ist und auch ein unterstellter Abriss eines geschädigten Rohres aufgrund fortschreitender Schädigung zu keinen sicherheitstechnischen Konsequenzen führt (kein Primärkühlmittelübertritt und kein Schlagen des abgerissenen Rohres);
- III. Aufklärung des Schadensmechanismus für die an DEHR vorgefundenen Schädigungen als Grundlage für die Ableitung von Maßnahmen zur wirksamen Begrenzung des Schädigungsumfangs;
- IV. Verringerung des Umfangs bzw. Vermeidung weiterer korrosiver Schädigungen von DEHR durch Reduzierung des Korrosionspotenzial mittels folgender Maßnahmen:
 - Mechanische Rohrbodenreinigung zur Entfernung von Belägen, in denen sich korrosive Substanzen konzentrieren können;
 - Einstellung der Sauerstoffdosierung in den Heizedampf des Zwischenüberhitzers zur Verringerung des Eisenoxideintrags in die Dampferzeuger und verstärkte Überwachung des Eisenoxideintrags;
 - Spül- und Konservierungsmaßnahmen für die Dampferzeuger, um eingelagerte korrosive Substanzen zu lösen und zu entfernen;
 - Minimierung des Eintrages korrosiver Substanzen durch vorsorgliches Verschließen von Kondensatorrohren und verschärfte BHB Grenzwerte für die Überwachung der Sekundärkreischemie;

Aktivitätsüberwachung des Sekundärkreises auf primärseitige Leckagen mit Festlegung eines Grenzwerts von 40 g/h für ein Abfahren der Anlage;

- V. Durchführung bruchmechanischer Bewertungen
 - zur Ermittlung der Tragfähigkeit geschädigter DEHR in Abhängigkeit vom Grad der Schädigung und zur Ermittlung der kritischen Längen unterstellter Durchrisse sowie
 - zum Nachweis eines Leck-vor-Bruch Verhaltens von DEHR mit unterstellten Durchrissen.

³ Dieses „geschlossene Integritätskonzept“ gemäß der Regel KTA 3201.4 ist zu unterscheiden von dem in der Regel KTA 3206 behandelten „Integritätskonzept“ zum Nachweis des Bruchausschlusses.

Das im GKN II implementierte Gesamtkonzept genügt aus unserer Sicht international bestehenden Anforderungen an die Vorgehensweise im Rahmen eines „Steam Generator Fitness for Service Assessment“, siehe beispielsweise /U 6/. Desweiteren sind aus unserer Sicht auch die in /U 25/ von der GRS ausgesprochenen Empfehlungen bezüglich der Erkennung schnell wachsender Fehler an Dampferzeuger-Heizrohren umgesetzt.

3.3 Bruchmechanische Bewertungen für DEHR auf Basis der Anforderungen in den Regeln KTA 1403 und 3201.4

Die Notwendigkeit der in Abschnitt 3.2 unter V. aufgeführten bruchmechanischen Bewertungen ergibt sich aus den Anforderungen

- KTA 1403 Ziffer 4.1.3.1 (2) e), wonach eine bruchmechanische Bewertung von postulierten und tatsächlich festgestellten Fehlergrößen durchzuführen ist, und
- KTA 3201.4 Abschnitt 3 (6) e) wonach die zur Überwachung der Folgen betrieblicher Schädigungsmechanismen anzuwendenden Prüfverfahren sowie die erforderlichen Prüfindintervalle in Abhängigkeit von der vorhandenen Bauteilqualität mit Bezug auf die zu erwartenden betriebsbedingten Schädigungsmechanismen unter Berücksichtigung von bruchmechanischen Bewertungen zu kritischen Rissgrößen und zu unterstellten Risswachstumswerten festzulegen sind.

Somit erfolgen die für DEHR des GKN II durchgeführten bruchmechanischen Analysen auf Basis der Vorgaben in der Regel KTA 1403 zum Alterungsmanagement von DEHR und in der Regel KTA 3201.4 zur Überwachung der Heizrohrintegrität im Betrieb. Sie dienen im Gegensatz zu den in der Regel KTA 3206 in 4.2 (6) geforderten bruchmechanischen Analysen nicht dem „Nachweis der Qualität nach Auslegung und Herstellung“ sondern einer Zulässigkeitsbewertung von Schädigungen, die betrieblich bis zur nächsten WKP auftreten können.

Während sich aus den Vorgaben in den Regeln KTA 1403 und 3201.4 ableitet, dass zur Festlegung geeigneter Maßnahmen bruchmechanische Bewertungen von postulierten und tatsächlich festgestellten Fehlergrößen durchzuführen sind, existieren Detailfestlegungen dazu, wie diese Bewertungen für Komponenten der Gruppe M2 im Einzelnen aufgebaut sein müssen, im deutschen Regelwerk nicht. Das diesbezügliche grundsätzliche Vorgehen von GKN II mit Vorlage von Nachweisen zur Tragfähigkeit und zum Leck-vor-Bruch Verhalten geschädigter DEHR haben wir in /U 2/ als regelwerksseitig zulässig eingestuft.

Wie wir dazu bereits in /U 2/ ausgeführt haben, sind aus unserer Sicht für einen Tragfähigkeitsnachweis die in Ziffer Abschnitt 8.2.1 (8) der Regel KTA 3201.4 „Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren - Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung“ /R 4/ festgelegten Schritte im Sinne einer vorausschauenden Befundbewertung anzuwenden. Folglich ist

- 1) ein Schädigungsgrad (insbesondere hinsichtlich Ausdehnung und Tiefe der Schädigung) festzulegen, für den die Gewährleistung der Barrierenfunktion der DEHR durch bruchmechanische Analysen zur Tragfähigkeit aufgezeigt wird,
- 2) aufzuzeigen, dass die im Betrieb auftretenden Schädigungen durch die Wirbelstromprüfungen mit einer ausreichenden Nachweisgrenze und hinreichender Genauigkeit detektierbar sind,

- 3) mit ausreichend hoher Aussagesicherheit aufzuzeigen, dass die zwischen zwei zeitlich aufeinander folgenden Widerkehrenden Prüfungen ggf. auftretenden Heizrohrschädigungen durch den in Schritt 1) festgelegten Schädigungsgrad abgedeckt werden.

Für den im Jahr 2018 von GKN II für den Tragfähigkeitsnachweis festgelegten Schädigungsgrad /U 7/ ist festzustellen, dass dieser gemäß den Angaben in /U 12/ und /U 13/ die in den Revision 2019 und 2020 festgestellten neu aufgetretenen korrosionsbedingten Schädigungen an DEHR mit erheblichem Abstand abdeckt.⁴

Im Hinblick auf den von GKN II vorgelegten Leck-vor-Bruch Nachweis für DEHR mit unterstellten Durchrissen ist zunächst festzustellen, dass der Begriff „Leck-vor-Bruch“ (LvB) in der KTA-Begriffe-Sammlung /U 14/ unter Verweis auf die Definition in der Regel KTA 3206 wie folgt definiert ist:

„Leck-vor-Bruch ist die Eigenschaft eines druckführenden Systembereichs, die sicherstellt, dass ein wanddurchdringender Riss unter allen betrieblichen und Störfallbelastungen unterkritisch gegenüber Instabilität bleibt und dass ein Leck aus diesem wanddurchdringenden Riss unter den betrieblichen Belastungen des stationären Betriebs rechtzeitig erkannt wird, so dass ein Eingreifen in den Betrieb der Anlage sichergestellt ist, bevor ein globales Versagen der Komponente eintreten kann.“

Ein Leck-vor-Bruch Verhalten im Sinne dieser Definition ist somit eine Eigenschaft einer Komponente, die sich im Wesentlichen aus dem Wechselspiel ergibt zwischen einer ausreichenden Zähigkeit des Werkstoffs, der Ausführung der Komponente (Geometrie, Wandstärke), der auf die Komponente einwirkenden Belastung und der Art der Schädigung bzw. des Risses. Es bestehen im deutschen kern-technischen Regelwerk keine Vorgaben, wonach ein rechnerischer Nachweis, *„dass ein wanddurchdringender Riss unter allen betrieblichen und Störfallbelastungen unterkritisch gegenüber Instabilität bleibt und dass ein Leck aus diesem wanddurchdringenden Riss unter den betrieblichen Belastungen des stationären Betriebs rechtzeitig erkannt wird, so dass ein Eingreifen in den Betrieb der Anlage sichergestellt ist, bevor ein globales Versagen der Komponente eintreten kann“*, ausschließlich im Kontext des in der Regel KTA 3206 behandelten Integritätskonzepts zulässig wäre.

Vor diesem Hintergrund haben wir in /U 2/ festgestellt, dass ein Leck-vor-Bruch Nachweis im Sinne der in der Regel KTA 3206 enthaltenen obigen Definition auch für korrosionsgeschädigte DEHR unter Anwendung der in Anhang B der Regel KTA 3206 aufgeführten bruchmechanischen Verfahren (zur Zulässigkeit der verwendeten Methoden siehe Abschnitt 3.5) regelwerksseitig zulässig ist.

Der Nachweis des LvB-Verhaltens für korrosionsgeschädigte DEHR, die einen wanddurchdringenden Riss aufweisen, dient dazu, die Möglichkeiten für eine frühzeitige Erkennung von Heizrohrschäden zu erweitern, derart, dass im BHB auf den LvB-Nachweis abgestimmte Grenzwerte für Leckageraten festgelegt werden, bei denen ein Abfahren der Anlage erfolgt. Durch die Leckageüberwachung kann eine zusätzliche Absicherung gegen einen Heizrohrabriss während des Betriebs oder unter Störfallbedingungen erreicht werden.

In diesem Sinne wird auch in der RSK Empfehlung „Schäden an Dampferzeuger(DE)-Heizrohren durch Spannungsrisskorrosion –Maßnahmen zur Sicherstellung der Integrität der Heizrohre“ /R 6/ eine LvB-Analyse empfohlen:

⁴ Generell weisen DEHR eine hohe Werkstoffzähigkeit und erhebliche Tragfähigkeitsreserven auf, siehe z.B. /U 4/, /U 5/.

„Um sicherzustellen, dass ein lokaler wanddurchdringender Riss im Betrieb erkannt wird, wird die Ermittlung der Rissöffnungsflächen und der daraus resultierenden Leckagen bei wanddurchdringenden lokalen Rissen unterhalb der kritischen Risslänge empfohlen. Im Betriebsreglement sind Festlegungen zu treffen, durch die sichergestellt ist, dass Heizrohrleckagen vor Erreichen einer kritischen Risslänge mit Sicherheit erkannt werden und in diesem Fall die Anlage unverzüglich abgefahren wird. Dabei sind auch Unsicherheiten in der Ermittlung der Leckagerate zu berücksichtigen.“ (Empfehlung 7)

Entsprechend ist im GKN II ein Grenzwert für eine primärseitige Leckage von 40g/h festgelegt worden, bei dessen Erreichen ein Abfahren der Anlage eingeleitet werden muss /U 21/.

3.4 Einordnung des Leck-vor-Bruch-Verhaltens vor dem Hintergrund eines durch SpRK induzierten Risswachstums

In der Definition von „Leck-vor-Bruch“ gemäß der KTA-Begriffe-Sammlung /U 14/ wird ein bereits wanddurchdringender Riss zu Grunde gelegt. Die Definition beinhaltet nicht die Anforderung, dass ein betrieblich erzeugter, zunächst nicht wanddurchdringender Riss zuerst einen detektierbaren wanddurchdringenden Riss erzeugen muss bevor die Tragfähigkeit der Komponente durch das Risswachstum unzulässig geschwächt ist.

Im internationalen Sprachgebrauch wird „Leck-vor-Bruch“-Verhalten, entsprechend „Leak-before-Break“ (LBB), über die o.g. Definition hinausgehend auch so verstanden und angewandt, dass zusätzlich aufzuzeigen ist, dass das Wachstum eines zunächst nicht wanddurchdringenden Risses zuerst einen detektierbaren stabilen Durchriss erzeugen muss bevor der Riss zu kritischer Größe anwächst, siehe z.B. /U 15/, /U 24/, /U 26/.

Auf die sich daraus ergebende Fragestellung, ob sich vor Erreichen der Grenztragfähigkeit eines durch SpRK geschädigten Heizrohrs stets ein wanddurchdringender Riss mit detektierbarer Leckagerate einstellt, geht die GRS in /U 4/ ein. Sie führt aus, dass bei DEHR von einem Leck-vor-Bruch Verhalten ausgegangen werden könne:

„Die Erfahrungen mit den DE-Heizrohren zeigen, daß sowohl die auftretenden betrieblichen Schäden durch Flächenkorrosion, Spannungsrisskorrosion, Lochfraß etc., als auch die künstlich eingebrachten Fehler in den Berst- und Kollapsexperimenten – von extremen unrealistischen Vorkerben abgesehen – stets zu Leckagen führen. Die Ursache für diesen Umstand ist damit zu erklären, daß im Heizrohr sowohl unter realen Betriebsverhältnissen – wie Ermüdungs- und/oder Korrosionsfall – als auch unter den Versuchsbedingungen der Rißfortpflanzungsprozess gleichzeitig auch in Dickenrichtung stattfindet. Dies bedeutet, daß in solchen Fällen die kritische Bruchgröße – maßgebend für das Versagen des Bauteils (z.B. die kritische Rißlänge oder der Berstdruck) nicht vor einer Leckage (Durchdringen der Wanddicke) erreicht wird.“

Die Betriebserfahrung, sowohl international wie auch im GKN II /U 16/, zeigt, dass die durch SpRK bedingte Schädigung der DEHR nicht gleichmäßig über den Umfang voranschreitet. Vielfach ergeben sich einzelne oder mehrere räumlich getrennte, weit in die Wand hinein reichende Risse. Demgegenüber ist der Schädigungsgrad in den benachbarten Bereichen deutlich geringer. Von den Schädigungsbildern ausgehend wird in /U 7/ gefolgert, dass eine homogen über den Umfang verlaufende Schädigungsentwicklung unwahrscheinlich ist.

Aus der internationalen Betriebserfahrung ergibt sich, dass durch SpRK im Bereich der Oberkante des Rohrbodens erzeugte umfangsorientierte Risse an DEHR in der Vergangenheit zu Leckagen geführt haben. So lag in der US-amerikanischen Anlage Millstone 2 im Oktober 1989 zum Zeitpunkt einer zusätzlichen Heizrohrinspektion in der Mitte des Zyklus' eine Leckage von 5 Gallonen pro Tag, entsprechend 0,79 l/h, vor /U 17/.⁵ Die zusätzliche Inspektion war durchgeführt worden, da sich bei vorlaufenden Prüfungen im Rahmen der Revision bereits erhebliche Heizrohrschädigungen durch SpRK gezeigt hatten. Die Prüfungen ergaben 104 rissbehaftete Heizrohre, die allesamt verschlossen wurden.

Desweiteren findet sich in /U 23/ eine Aufstellung von erzwungenen Stillständen von US-amerikanischen DWR-Anlagen im Zeitraum 1990 bis 1998 aufgrund von DEHR-Leckagen. Hierin sind auch Leckagen aufgrund von SpRK und speziell von umfangsorientierten Rissen im Bereich des Rohrbodens enthalten.

Während es also auf Basis bestehender (Betriebs-)Erfahrung Hinweise dafür gibt, dass durch SpRK erzeugte Umfangsrisse zu detektierbaren Leckagen führen können, bevor ein unzulässiger integraler Schädigungsgrad erreicht wird, ist aus unserer Sicht ein diesbezüglicher mit der erforderlichen Aussagesicherheit versehener Nachweis nicht möglich. Hintergrund ist, dass sich der exakte räumliche Schadensfortschritt durch SpRK unter den jeweils lokal vorherrschenden Bedingungen nicht zuverlässig rechnerisch voraussagen lässt.

Insofern wäre aus unserer Sicht eine Instandhaltungsstrategie, die sich ausschließlich auf die in der Regel KTA 3201.4 für DEHR vorgegebenen Standard-Inspektionszyklen (5 bzw. 4 Jahre, wobei innerhalb von 3 bzw. 2 Jahren die halbe Anzahl der Dampferzeuger erfasst wird) und -umfänge (je Dampferzeuger 20 % aller Rohre über die gesamte Länge bis zur unteren Einwalzung) in Kombination mit einem berechneten LvB-Verhalten von Heizrohren mit unterstellten Durchrissen abstützt, unzulässig.

Eine solche Strategie liegt dem im GKN II implementierten mehrstufigen Gesamtkonzept jedoch auch nicht zu Grunde. Wie in Abschnitt 3.5 dargestellt, ist zusätzlich ein Tragfähigkeitsnachweis für geschädigte DEHR geführt worden. In jeder Revision erfolgt eine Prüfung der gefährdeten Bereiche, somit ist, gegenüber den Vorgaben in der KTA 3201.4 zu den Standard-Inspektionszyklen, der Prüfumfang deutlich erweitert und die Prüfintervalle sind deutlich verkürzt worden. Der abdeckende Charakter des für den Tragfähigkeitsnachweis festgelegten Schädigungsgrades wird auf Basis dieser Prüfungen fortlaufend evaluiert und validiert. Heizrohre mit Hinweisen auf Schädigung durch SpRK werden verschlossen, so dass ein Versagen durch Schadensfortschritt nicht zu besorgen ist.

Das in GKN II gewählte Vorgehen befindet sich in Übereinstimmung mit dem in dem CNSC Dokument „Future Directions for Using the Leak-Before-Break Concept in Regulatory Assessments“ /U 24/ beschriebenen Ansatz, wonach der LvB-Nachweis mit intensivierten Prüfungen abgesichert werden muss, sofern aufgrund des Schädigungsmechanismus die Möglichkeit besteht, dass Risse unentdeckt bis zu einer kritischen Größe anwachsen könnten:

“If there were a mechanism that could cause long surface flaws, then one would have to invoke an augmented inspection process for LBB to work. For example, ultrasonic testing might be deemed adequate to confirm that flaw lengths would be less than a desired value.”

⁵ Werden die Bedingungen des Primärkreises angesetzt, entspricht eine Primärkreisleckage von 0,78863 l/h einem Massenstrom von 526 g/h. Der im BHB von GKN II festgelegte Grenzwert für Leckagen von der Primär- auf die Sekundärseite beträgt 40 g/h. Bei Erreichen dieses Werts erfolgt ein Abfahren der Anlage.

Übereinstimmend mit der Schlussfolgerung in Abschnitt 3.3, wonach mit einer auf den LvB-Nachweis abgestimmten Leckageüberwachung eine zusätzliche Absicherung gegen einen Heizrohrabriss während des Betriebs erreicht werden kann, wird international u.a. seitens der IAEA in /U 6/ im Rahmen eines „Steam Generator Fitness for Service Assessment“ und seitens der US NRC in /U 18/ eine geeignete Leckageüberwachung als wichtige gestaffelte Maßnahme eingestuft:

“Primary-to-secondary operational leakage monitoring is an important defense-in-depth measure that can assist plant operators in monitoring tube integrity during operation. Leakage monitoring also gives operators information needed to safely respond to situations in which tube integrity becomes impaired and significant tube leakage, rupture, or burst occurs. The objectives of leakage monitoring are to provide

- *Clear, accurate, and timely information on operational leakage to allow timely remedial actions to be taken to prevent tube rupture and burst and*
- *Clear, accurate, and timely information to facilitate the mitigation of any tube rupture or burst event.*

Although leak-before-break cannot be totally relied upon for steam generator tubes, primary-to-secondary leakage monitoring can afford early detection and response to rapidly increasing leakage, thereby serving as an effective means for minimizing the incidence of SG tube rupture and burst. This can be achieved by having near real-time leakage information available to control room operators. Use of such monitoring capability, along with appropriate alarm set points and corresponding action levels, can help operators respond appropriately to a developing situation in a timely manner.” /U 6/

Ein gleichlautendes Verständnis wird von der US NRC in /U 23/ zum Ausdruck gebracht:⁶

“Steam generator (SG) tubes often leak before they fail or burst. This is not always the case, and the possibility exists for burst with little or no observed leakage. For the many cases where primary-to-secondary leakage can be detected, the licensees have an opportunity to prevent tube burst by early detection of primary-to-secondary leakage and to take corrective action. Routine leakage monitoring with adequate shutdown limits can afford early detection and response to increasing leakage and, thereby, serve as an effective means for minimizing the incidence of steam generator tube rupture.”

Der von GKN II erstellte LvB-Nachweis, die implementierte Leckageüberwachung und die darauf abgestimmte BHB Regelung zum Abfahren der Anlage genügen aus unserer Sicht den zitierten internationalen Empfehlungen.

3.5 Von GKN II eingesetzte Methoden für die bruchmechanische Bewertung von DEHR

Wie in Abschnitt 3.1 dargelegt, ergeben sich die Anforderungen an die im Rahmen des Integritätskonzepts gemäß KTA 3206 geforderten bruchmechanischen Nachweise vor dem Hintergrund, dass das Auftreten von Brüchen für die entsprechenden Komponenten mit hoher Aussagesicherheit als extrem unwahrscheinlich nachgewiesen werden muss. Die Nachweise dienen dazu, prospektiv das Vorliegen sehr hoher Auslegungsreserven über die gesamte Betriebszeit der Anlage aufzuzeigen.

⁶ In /U 23/ wird ein Screening Kriterium von 3 Gal/d, entsprechend 0,473 l/h, angegeben, ab dem eine Befassung der US NRC mit DEHR-Leckagen empfohlen wird. Unter Ansatz von Primärkreisbedingungen entspricht dies einer Leckage von ca. 315 g/h, was etwa einen Faktor 8 höher ist, als der im BHB GKN II festgelegte Grenzwert von 40 g/h für das Abfahren der Anlage.

Mit den bruchmechanischen Bewertungen von durch SpRK geschädigten DEHR, die im Rahmen des Alterungsmanagements gemäß KTA 1403 und der Betriebsüberwachung gemäß KTA 3201.4 durchzuführen sind, wird eine andere Zielsetzung verfolgt. Diese dienen einer Bewertung von postulierten und tatsächlich festgestellten Rissen in DEHR im Rahmen des Instandhaltungskonzepts.

Entsprechend erfolgt die bruchmechanische Bewertung für durch SpRK geschädigte DEHR im GKN II in anderer Weise als in dem in Abbildung 2 dargestellten Fließschema für bruchmechanische Analysen postulierter Risse in Rohrleitung gemäß KTA 3206. So werden u.a. keine Berechnungen zum Risswachstum durchgeführt. Es erfolgen lediglich Tragfähigkeitsberechnungen für definierte Schädigungen der DEHR, die Bestimmung der kritischen Längen unterstellter Durchrisse in Abhängigkeit vom vorgegebenen integralen Schädigungsgrad sowie die Ermittlung der sich aus den Durchrisslängen ergebenden Leckagen in Abhängigkeit vom angewandten Sicherheitsfaktor. Es bestand und besteht keine Notwendigkeit den für geschädigte DEHR erstellten LvB-Nachweis gemäß den Vorgaben der KTA 3206 durchzuführen und dabei alle Forderungen des Integritätskonzepts gemäß KTA 3206 zu erfüllen.

Für die bruchmechanischen Bewertungen von durch SpRK geschädigten DEHR sind von GKN II /U 7/ und dem Sachverständigen TÜV NORD EnSys /U 8/ Verfahren verwendet worden, die in Anhang B „Verfahren für die bruchmechanische Analyse“ der KTA 3206 aufgeführt werden.

Im deutschen kerntechnischen Regelwerk ist eine Darstellung von für die Durchführung bruchmechanischer Analysen anzuwendenden Verfahren ausschließlich in der Regel KTA 3206 enthalten.⁷ Hintergrund ist, dass das sicherheitstechnisch bedeutsamste Anwendungsgebiet von bruchmechanischen Analysen in der Kerntechnik in Deutschland die Durchführung von Nachweisen im Kontext des Bruchausschlusses ist.

Die in der Regel KTA 3206 in Anhang B aufgeführten Verfahren stellen Werkzeuge dar, die im Zuge der Regelerstellung als geeignet bewertet worden sind, um mit ihrer Hilfe die in der KTA 3206 für den Bruchausschluss geforderten bruchmechanischen Analysen und die Bestimmung von Leckraten für unterstellte Durchrisse durchzuführen. Gleichzeitig wird in B 1 (2) auch festgestellt, dass andere als die in den Abschnitten B 2.1 bis B 3.2 angegebenen Lösungen verwendet werden dürfen, sofern ihre Eignung im Genehmigungs- oder Aufsichtsverfahren nachgewiesen worden ist.

Der Einsatz der in Anhang B der Regel KTA 3206 beschriebenen Verfahren ist daher nicht auf den Anwendungsbereich „Bruchausschluss“ eingeschränkt. Die Zulässigkeit ihrer Anwendung ist insbesondere nicht daran gekoppelt, dass die mit den Verfahren bewerteten Komponenten den Anforderungen des deutschen kerntechnischen Regelwerks an die Basissicherheit genügen. Im Gegenteil, sie können im Rahmen ihrer jeweiligen Anwendungsgrenzen allgemein eingesetzt werden. Dies folgt bereits daraus, dass es sich bei den in Anhang B der Regel KTA 3206 aufgeführten Verfahren zum Teil um in der internationalen Fachliteratur beschriebene allgemeine bruchmechanische Verfahren ohne speziellen Bezug zur Kerntechnik handelt. Das von GKN II verwendete FSK-Verfahren geht auf in den 1960er und 1970er Jahren durchgeführte Untersuchungen zu kritischen Rissgrößen in duktilen Rohrleitungen zurück /U 10/. Der für die DEHR verwendete austenitische Stahl X 2 NiCrAlTi 32 20 zeigt duktiles

⁷ In diesem Zusammenhang wird in Anhang B der Regel KTA 3206 darauf hingewiesen, dass die in den Abschnitten B 2.1 bis B 3.2 beschriebenen bruchmechanischen Verfahren und Verfahren zur Bestimmung von Leckausströmraten validiert sind und für die Werkstoffe gemäß KTA 3201.1 und KTA 3211.1 konservative Ergebnisse liefern. Die DEHR sind aus einem Werkstoff gemäß KTA 3201.1 gefertigt.

Werkstoffverhalten und genügt daher dieser Anwendungsvoraussetzung (die in Tabelle A 2-2 der Regel KTA 3201.1 geforderte Bruchdehnung im Zugversuch liegt bei 20 %).

Der Umstand, dass im Rahmen der bruchmechanischen Bewertung von Rissen in DEHR des GKN II in Anhang B der KTA 3206 beschriebene Verfahren herangezogen worden sind, bedeutet daher, dass in der Fachwelt als geeignet anerkannte Methoden für die Nachweisführung verwendet werden. Es bedeutet nicht, dass die DEHR die Gesamtheit der in der Regel KTA 3206 aufgeführten Anforderungen an den Bruchausschluss erfüllen müssen. Somit ist eine Schlussfolgerung, wonach eine Nachweisführung zur Integrität von DEHR, die in der Regel KTA 3206 aufgeführte Verfahren zur bruchmechanischen Analyse verwendet, unzulässig sei, da DEHR nicht in den Geltungsbereich der KTA 3206 fallen, unzutreffend.⁸

Spezifische Anforderungen des deutschen kerntechnischen Regelwerks an den Bruchausschluss, wie z.B. die basissichere Ausführung von Komponenten, müssen demnach für bruchmechanische Bewertungen von geschädigten DEHR im Allgemeinen und LvB-Nachweise im Speziellen nicht erfüllt sein.

So wurden bereits in den 1980er Jahren von der GRS für verschiedene Fehlertypen Analysen und bruchmechanische Berechnungen zur Tragfähigkeit geschädigter DEHR, zur kritischen Risslänge und zum Leck-vor-Bruch Verhalten durchgeführt /U 4/.

In einem jüngeren Forschungsvorhaben erfolgte die erfolgreiche Validierung einer schädigungsmechanischen Modellierung des Resttragvermögens von geschädigten Dampferzeugerheizrohren anhand von Berstversuchen /U 5/. In /U 7/ ist von GKN II dargestellt worden, dass mit der Schädigungsmechanischen Berechnung für DEHR mit Umfangsrissen höhere Versagensdrücke berechnet werden als mit dem für den Nachweis eingesetzten FSK/MPA-Verfahren.

International werden LvB-Nachweise (dabei als LBB bezeichnet) seit vielen Jahren in der Kerntechnik durchgeführt, siehe z.B. /U 15/, /U 26/. Eine basissichere Ausführung entsprechend der Vorgaben im deutschen Regelwerk wird dabei nicht vorausgesetzt. In /U 19/ wird speziell über die Anwendung eines LvB-Ansatzes auf korrosionsgeschädigte DEHR in französischen Anlagen berichtet.⁹ Weitere Hinweise auf die Anwendung von LBB-Konzepten auf DEHR europäischer Anlagen finden sich in /U 27/.

⁸ Konkrete Vorhalte in /U 9/, dass die in Anhang B der KTA 3206 aufgeführten Verfahren nicht geeignet seien für die bruchmechanische Bewertung von mit äußeren Umfangsrissen behafteten DEHR, sind mit /U 11/ beantwortet und verneint worden. Die Validierung der im Rahmen der Nachweisführung von GKN II verwendeten Berechnungsmethode FSK/MPA für den Anwendungsfall ist in /U 7/ dargelegt.

⁹ *“The main source of degradation in Electricité de France (EDF) steam generator tubes is corrosion. This takes the form of primary side stress corrosion cracking in roll transition zone, and in the small radius U-bends and, to a lesser extent, secondary side cracking. (...)*

Steam generator tube maintenance has two main objectives:

- *With respect to safety: keeping the tube rupture probability sufficiently low. This means determining suitable methods of compensating for the increased risk associated with tube degradation.*
- *With respect to availability: limiting the number of shutdowns due to out-of-specification primary-to-secondary leakage. On the other hand, corresponding actions should not unacceptably shorten the steam generator service life.*

Application of the LBB criterion to steam generator tubes is the principal monitoring method used by EDF in implementing this policy. This major design initiative has made it possible to demonstrate that virtually all the tube damage encountered in service complies with this criterion, under which any risk of rupture due to overpressure in accident situations is necessarily preceded by detectable primary-to-secondary system leakage during normal operation without significant consequences.”

Bruchmechanische Analysen zum Risswachstum bei SpRK für DEHR mit unterstellten Durchrissen sind in /U 28/ dargestellt.

Insgesamt folgt daraus, dass die Schlussfolgerung, wonach bruchmechanische Bewertungen im Allgemeinen und LvB-Nachweise im Speziellen für durch SpRK geschädigte DEHR nur auf Basis der Anwendung der Regel KTA 3206 möglich seien und dabei insbesondere Basissicherheit gegeben sein müsse, unzutreffend ist.

4 Kerntechnische Regeln, Richtlinien und Verordnungen

- /R 1/ Sicherheitstechnische Regel des KTA; KTA 3206 „Nachweise zum Bruchausschluss für druckführende Komponenten in Kernkraftwerken“; Fassung 2014-11
- /R 2/ Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke vom 03. März 2015 (BAnz AT 30.03.2015 B2) einschließlich Interpretationen zu Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke vom 22. November 2012 geändert am 3. März 2015 (BAnz AT 30.03.2015 B3)
- /R 3/ Sicherheitstechnische Regel des KTA; KTA 1403 „Alterungsmanagement in Kernkraftwerken“; Fassung 2017-11
- /R 4/ Sicherheitstechnische Regel des KTA; KTA 3201.4 „Komponenten des Primärkreises von Leichtwasserreaktoren Teil 4: Wiederkehrende Prüfungen und Betriebsüberwachung“; Fassung 2016-11
- /R 5/ RSK; Stellungnahme: RSK-Verständnis der Sicherheitsphilosophie; 460. Sitzung der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) am 29.08.2013
- /R 6/ RSK; Empfehlung : Schäden an Dampferzeuger(DE)-Heizrohren durch Spannungsrissskorrosion – Maßnahmen zur Sicherstellung der Integrität der Heizrohre; 512. Sitzung der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) am 22./23.10.2019

5 In Bezug genommene Unterlagen

- /U 1/ Prof. Dr.-Ing. habil. Manfred Mertins, TH Brandenburg, vormals GRS mbH; Bewertung zu Schäden durch Spannungsrissskorrosion an Dampferzeuger-Heizrohren im KKW Neckarwestheim 2 (GKN-II), Köln, im Juni 2020
- /U 2/ Physikerbüro Bremen; GKN II: Stellungnahme zur „Bewertung zu Schäden durch Spannungsrissskorrosion an Dampferzeuger-Heizrohren im KKW Neckarwestheim 2 (GKN-II)“, vorgelegt von Prof. Dr.-Ing. habil. Manfred Mertins, Juni 2020; 10.07.2020
- /U 3/ Dipl.Ing. Dieter Majer; Gutachterliche Stellungnahme zum „Leck vor Bruch“-Nachweis und zu speziellen Fragestellungen bezüglich des AKW Neckarwestheim 2 (GKN II); 19.02.2021
- /U 4/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit; Grenztragfähigkeit geschädigter Dampferzeuger-Heizrohre – Abschlussbericht; GRS-A-1142, September 1985
- /U 5/ Materialprüfungsanstalt Universität Stuttgart; Schädigungsmechanische Modellierung des Resttragvermögens von geschädigten Dampferzeugerheizrohren; BMU-Vorhaben 3610R01385; Juli 2013
- /U 6/ IAEA; Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators; TECDOC No. 1668, 2011
- /U 7/ EnBW Kernkraft GmbH; Kernkraftwerk Neckarwestheim Block II; ME 04/2018 – Ursachenanalyse und Integritätsnachweis, Sachstands-Bericht LNMQ/2018/10
- /U 8/ TÜV NORD EnSyS; Meldepflichtiges Ereignis 04/2018 „Lineare Anzeigen bei Wirbelstromprüfung von Dampferzeugerheizrohren“; Stellungnahme zum Wiederanfahren, KBW-02 GKN II 20181106; 06.11.2018

- /U 9/ AG AtomErbe Neckarwestheim; [REDACTED] GKN II - Schäden an Dampferzeu-
gerrohren in der Revision 2019; Offener Brief vom 01.12.2020
- /U 10/ W. Kastner et al.; Critical crack sizes in ductile piping; International Journal of Pressure
Vessels and Piping, Volume 9, Issue 3, May 1981, Pages 197-219
- /U 11/ TÜV NORD EnSyS; GKN II: ME 04/2018 „Lineare Anzeigen bei Wirbelstromprüfung von
Dampferzeugerheizrohren“; Hier: Offener Brief vom 01.12.2020 „GKN II – Schäden an DE-
Heizrohren in der Revision 2019“, Punkte 1 bis 6; KBW-GKNII-ME-20210106; Schreiben
vom 08.01.2021
- /U 12/ EnBW Kernkraft GmbH: Kernkraftwerk Neckarwestheim Block II; Prüfung der Dampfer-
zeugerheizrohre GKN II in der Revision 2019 und Bewertung der Ergebnisse; Arbeitsbe-
richt LNMQ/2019/11/; 09.10.2019
- /U 13/ EnBW Kernkraft GmbH: Kernkraftwerk Neckarwestheim Block II; Prüfung der Dampfer-
zeugerheizrohre GKN II in der Revision 2020 und Bewertung der Ergebnisse; Arbeitsbe-
richt LNMQ/2020/08; 13.07.2020
- /U 14/ KTA Kerntechnischer Ausschuss; Begriffe-Sammlung; KTA-GS-12; Stand: Februar 2019
- /U 15/ R. Bourga et al; Leak-before-break: Global perspectives and procedures; International
Journal of Pressure Vessels and Piping 129-130 (2015), p. 43 – 49
- /U 16/ Prof. Dr. Anton Erhard; Gutachten: Nachweise zur Integrität der Dampferzeuger-
Heizrohre – ME 04/2018 „Lineare Anzeigen an Dampferzeugerheizrohren“ im GKN II;
Er_2020_GKNII_2_Rev 2; 12.07.2020
- /U 17/ U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION; Information Notice No. 90-49: Stress Corro-
sion Cracking in PWR Steam Generator Tubes; August 6, 1990
- /U 18/ U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION; DRAFT REGULATORY GUIDE DG-1074: STEAM
GENERATOR TUBE INTEGRITY; Draft DG-1074; December 1998
- /U 19/ B. Flesch und B. Cochet; Leak-before-break in steam generator tubes; International Jour-
nal of Pressure Vessels and Piping; Volume 43, Issues 1–3, 1990, Pages 165-179
- /U 20/ D. R. Dierckst et al.; Overview of Steam Generator Tube Degradation and Integrity Issues;
Submitted for publication in the Proc. of the 24th Water Reactor Safety Meeting, Be-
thesda, MD, October 21-23, 1996
- /U 21/ TÜV NORD EnSyS; Prüfbericht: Meldepflichtiges Ereignis 03/2017 „Anzeigen bei der Wir-
belstromprüfung von Dampf-erzeugerheizrohren“ Meldepflichtiges Ereignis 04/2018 „Li-
neare Anzeigen bei Wirbelstromprüfung von Dampferzeugerheizrohren“ – Stellungnahme
zum Wiederaufstart nach der Revision 2020; Aktenzeichen KBW-GKNII-ME-20200713,
13.07.2020
- /U 22/ Framatome; DE-Heizrohre - Schädigungsmechanismus und Übertragbarkeitsbetrachtun-
gen zu bisher vorliegenden Betriebserfahrungen; TECHNISCHER ARBEITSBERICHT N° D02-
ARV-01-134-628, Rev. C, 26.10.2018

- /U 23/ U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION; NRC Inspection Manual – PART 9900: TECHNICAL GUIDANCE – STEAM GENERATOR TUBE PRIMARY-TO-SECONDARY LEAKAGE; Issue Date: 10/11/01
- /U 24/ Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC); Future Directions for Using the Leak-Before-Break Concept in Regulatory Assessments; RSP-0250; 01.09.2009
- /U 25/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit; Abschlussbericht: SR 2583 Bewertung des Potentials für unentdeckten Schadensfortschritt an druckführenden Komponenten; GRS - A – 3460; April 2009
- /U 26/ Renaud Bourga; The mechanism of Leak-Before-Break fracture and its application in Engineering Critical Assessment; Department of Mechanical, Aerospace and Civil Engineering Brunel University London, Uxbridge United Kingdom; March 2017
- /U 27/ European Commission. European Safety Practices on the application of Leak Before Break (LBB) concept. Technical report, European Commission, 2000. Report EUR18549 EN
- /U 28/ L. Cizelj et al.; Propagation of stress corrosion cracks in steam generator tubes; Int. J. Pres. Ves. & Piping 62, 1995, Pages 35-43

6 Abkürzungsverzeichnis

A&E	Argument und Einwand
BHB	Betriebshandbuch
CNSC	Canadian Nuclear Safety Commission
DE	Dampferzeuger
DEHR	Dampferzeugerheizrohre
DfU	Druckführende Umschließung
DWR	Druckwasserreaktor
FSK	Fließspannungskonzept
GKN	Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar
GRS	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit
IAEA	International Atomic Energy Agency
KKW	Kernkraftwerk
KTA	Kerntechnischer Ausschuss
LBB	Leak-before-Break
LvB	Leck-vor-Bruch
MPA	Materialprüfungsanstalt Universität Stuttgart
RDB	Reaktordruckbehälter
RSK	Reaktorsicherheitskommission
SiAnf	Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke
SpRK	Spannungsrissskorrosion
UM B-W	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg
US NRC	United States Nuclear Regulatory Commission
WDS	Wanddickenschwächung
WKP	Wiederkehrende Prüfung